
**DESETOGODIŠNJI (2018.-2027.) PLAN
RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a
s detaljnom razradom za početno trogodišnje
i jednogodišnje razdoblje**

Zagreb, prosinac 2017.

© HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o.

Pri korištenju ovog plana, odnosno bilo kojeg dijela ovog plana, obvezno je navesti izvor.

SADRŽAJ

SADRŽAJ	I
POPIS TABLICA.....	V
POPIS SLIKA.....	VIII
SAŽETAK	X
1. Uvod.....	20
2. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja	23
2.1. Okruženje.....	24
2.1.1. Neizvjesnost gospodarskih gibanja.....	24
2.1.2. Restrukturiranje HEP ODS-a	24
2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja	25
2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH	25
2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže	26
2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	30
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	31
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže	33
3.1. Opći i karakteristični podaci	34
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže.....	35
3.2.1. Pojne točke 110 kV	37
3.2.2. Pojne točke 35 kV	42
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona.....	47
3.2.4. Vodovi 35 kV	47
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	51
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV	55
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci	59
3.3. Distribuirani izvori	62
3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	62
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	64
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja.....	64
4. Pogonske značajke distribucijskog sustava	66
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje	67
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	67
4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja	69
4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju	72

4.2.	Gubici u distribucijskoj mreži	73
4.2.1.	Ostvareni gubici	73
4.2.2.	Struktura gubitaka	74
4.2.3.	Ciljevi smanjenja gubitaka	75
4.3.	Pokazatelji pouzdanosti napajanja u distribucijskoj mreži	75
5.	Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	78
5.1.	Kriteriji planiranja	79
5.1.1.	Dopušteno opterećenje elemenata mreže	79
5.1.2.	Dopušteno odstupanje napona	79
5.1.3.	Pouzdanost napajanja	80
5.1.4.	Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja	80
5.2.	Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže	82
5.2.1.	Mreža srednjeg napona	82
5.2.2.	Idejna rješenja pojmih transformatorskih stanica	86
5.2.3.	Mreža niskog napona	88
5.3.	Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže	88
5.3.1.	Naponska razina priključenja	88
5.3.2.	Zahtjevi za izgradnju postrojenja	89
5.4.	Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	90
5.4.1.	Sigurnost opskrbe	90
5.4.2.	Pouzdanost napajanja	90
5.4.3.	Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu	92
5.4.4.	Metodologija	92
5.5.	Razvojni i planski dokumenti	93
5.5.1.	Studije razvoja distribucijske mreže	93
5.5.2.	Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže	94
6.	Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže	95
6.1.	Poslovni ciljevi	96
6.1.1.	Povećanje kapaciteta mreže (C1)	96
6.1.2.	Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)	98
6.1.3.	Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)	100
6.2.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	102
6.3.	Podloge za izradu planova razvoja	104
6.3.1.	Informatička podrška izradi planova	104
6.3.2.	Studije razvoja distribucijske mreže	105
6.3.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	105
7.	Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje	107
7.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	112

7.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom.....	115
7.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	116
7.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	118
7.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	119
7.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	119
7.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	120
7.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova	120
7.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	121
7.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	121
7.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	122
7.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	124
7.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	125
7.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	126
7.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	129
7.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova.....	129
7.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	130
7.4.3.	Ulaganja u sanaciju naponskih prilika.....	131
7.4.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	132
7.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	133
7.5.1.	Sustavi vođenja i automatizacija.....	133
7.5.2.	Mjerni uređaji i infrastruktura	136
7.5.3.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj	140
7.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	142
7.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila	142
7.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	143
7.6.3.	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	146
7.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi.....	150
7.7.	Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova)	151
7.8.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	154
7.9.	Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže	155
7.9.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	155
7.9.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a	156
7.9.3.	Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti.....	159
7.9.4.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	163
8.	Financijsko planiranje	165
8.1.	Planska financijska izvješća.....	166
8.2.	Planirani izvori financiranja	167

8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015).....	167
9. Zaključak.....	168
10. Literatura.....	171
11. Prilozi	174
11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	176
11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte	180
11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	180
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio.....	184
11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte	185
11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV	185
11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	185
11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV	186
11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	187
11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja	188
1. Elektra Zagreb	188
2. Elektra Zabok.....	192
3. Elektra Varaždin	194
4. Elektra Čakovec.....	196
5. Elektra Koprivnica.....	198
6. Elektra Bjelovar.....	200
7. Elektra Križ.....	202
8. Elektroslavonija Osijek.....	204
9. Elektra Vinkovci	208
10. Elektra Slavonski Brod.....	210
11. Elektroistra Pula.....	213
12. Elektroprimorje Rijeka.....	217
13. Elektrodalmacija Split	221
14. Elektra Zadar	225
15. Elektra Šibenik	228
16. Elektrojug Dubrovnik.....	231
17. Elektra Karlovac.....	234
18. Elektra Sisak	237
19. Elektrolika Gospić	240
20. Elektra Virovitica	243
21. Elektra Požega	245
11.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2018.-2027.....	247

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci	35
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a.....	36
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova.....	48
Tablica 3.4 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	48
Tablica 3.5 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije	49
Tablica 3.6 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova	50
Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije.....	51
Tablica 3.8 Vrste TS SN/NN	51
Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV	52
Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru	53
Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama.....	54
Tablica 3.12 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije	55
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV	57
Tablica 3.14 Pregled podmorskih kabela 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije	58
Tablica 3.15 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)	59
Tablica 3.16 Struktura niskonaponske kabela mreže prema izvedbi izolacije	59
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže	60
Tablica 3.18 Struktura niskonaponskih priključaka	62
Tablica 3.19 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	62
Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2016. godine	64
Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u posljednjem desetogodišnjem razdoblju	68
Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2027.).....	72
Tablica 5.1 Dopuštena opterećenja vodova i transformatora u postupku planiranja distribucijske mreže	79
Tablica 5.2 Kriteriji pouzdanosti napajanja u postupku planiranja distribucijske mreže srednjeg napona (prosjeak po TS 10(20)/0,4 kV)	80
Tablica 5.3 Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata distribucijske mreže zbog starosti	82
Tablica 5.4 Uobičajene naponske razine priključenja kupaca.....	88
Tablica 5.5 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV	89
Tablica 5.6 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 10(20)/0,4 kV	89
Tablica 5.7 Uobičajene projektne vrijednosti struja kratkog spoja za različite naponske razine priključenja	90
Tablica 6.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže	105

Tablica 7.1 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje.....	111
Tablica 7.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	115
Tablica 7.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju	116
Tablica 7.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	117
Tablica 7.5 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	118
Tablica 7.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	119
Tablica 7.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV	120
Tablica 7.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju	120
Tablica 7.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	121
Tablica 7.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	121
Tablica 7.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2018.-2020., s naturalnim podacima	122
Tablica 7.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju	123
Tablica 7.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima	123
Tablica 7.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju ...	124
Tablica 7.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima	124
Tablica 7.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	125
Tablica 7.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima	126
Tablica 7.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	129
Tablica 7.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima	129
Tablica 7.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju	130
Tablica 7.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima	131
Tablica 7.22 Podaci o ulaganjima u sanaciju naponskih prilika u razdoblju od 2009. do 2017. godine	132
Tablica 7.23 Problematika sanacije naponskih prilika za razdoblje od 2018. godine	132
Tablica 7.24 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju	133
Tablica 7.25 Pregled instaliranih SCADA sustava u distribucijskim područjima	133
Tablica 7.26 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	135

Tablica 7.27 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju	136
Tablica 7.28 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži	137
Tablica 7.29. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju	140
Tablica 7.30. Struktura transportnih sredstava HEP ODS-a u 2013. godini	142
Tablica 7.31. Plan potreba transportnih sredstava.....	142
Tablica 7.32. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti	143
Tablica 7.33 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju	143
Tablica 7.34. Pogonski, poslovni i skladišni prostori	144
Tablica 7.35. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine	144
Tablica 7.36 Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem u idućem desetogodišnjem razdoblju	146
Tablica 7.37 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju	147
Tablica 7.38 Razmještaj baznih stanica po distribucijskim područjima.....	147
Tablica 7.39 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju	149
Tablica 7.40 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju	151
Tablica 7.41 Ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju	154
Tablica 7.42 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2018. godini.....	154

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže	27
Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a.....	34
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže	36
Slika 3.3 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu.....	38
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	39
Slika 3.5 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	40
Slika 3.6 Prikaz broja polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	40
Slika 3.7 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi	41
Slika 3.8 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti.....	41
Slika 3.9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu	43
Slika 3.10 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	44
Slika 3.11 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	45
Slika 3.12 Prikaz broja polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	45
Slika 3.13 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi	46
Slika 3.14 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti	46
Slika 3.15 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	49
Slika 3.16 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi	49
Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča	50
Slika 3.18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV	53
Slika 3.19 Pregled starosti transformatora SN/NN po godinama	55
Slika 3.20 Duljine kabelskih vodova 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)	56
Slika 3.21 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti stupova	57
Slika 3.22 Duljine nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku i materijalu vodiča	58
Slika 3.23 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije	59
Slika 3.24 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča.....	61
Slika 3.25 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa.....	61
Slika 3.26 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima	63
Slika 3.27 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima	63
Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2007.-2016.	67
Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2016. godini.....	69
Slika 4.3 Primjer raspodjele opterećenja transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV Elektre Vinkovci po tipovima porasta opterećenja	71

Slika 4.4 Gubici električne energije u razdoblju 2007.-2016.	73
Slika 4.5 Prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2007.-2016.	76
Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2007.-2016.	77
Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2006.-2016.	77
Slika 5.1 Usporedba koncepcije distribucijske mreže s mrežom 35 kV i međutransformacijom 35/10(20) kV (A) i koncepcije s izravnom transformacijom 110/10(20) kV (B)	83
Slika 5.2 Prstenasta i povezna struktura distribucijske mreže 10(20) kV	85
Slika 5.3 Osnovna shema prema načelu tipske transformatorske stanice 110/10(20) kV	87
Slika 6.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva.....	97
Slika 6.2 Proces planiranja razvoja i investicija.....	103
Slika 6.3 Informatička podrška procesu planiranja.....	104
Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2018.-2020. i 2021.-2027. po vrstama ulaganja ...	109
Slika 7.2 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)	122
Slika 7.3 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)	124
Slika 7.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)	125
Slika 7.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)	126
Slika 7.6 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima	127
Slika 7.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)	130
Slika 7.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)	131

HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o. (skraćeno HEP ODS) organiziran je kroz sjedište Društva i distribucijska područja. Nadležnost nad distribucijskom mrežom, koja uključuje naponske razine 35, 30, 20, 10 i 0,4 kV, prostorno je podijeljena između 21 distribucijskog područja (Slika 1), koja su potom organizirana u 65 pogona i 37 pogonskih ureda.



Tablica 1 u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u (stanje na dan 31.12.2016. godine).

Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	7.569
Ukupna duljina distribucijske mreže	138.327 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.072
Ukupna instalirana snaga transformacije	21.975 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.406.555
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.599
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	269,75 MW
Ukupna potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2016. godini	16.159 GWh
Gubici u 2016. godini	7,64%

Postojeće stanje distribucijske mreže

Distribucijska mreža inicijalno je planirana i građena kroz tri naponske razine 35(30) kV – 10 kV – 0,4 kV. Daljnjim analizama koncepta distribucijske mreže tijekom 70-ih godina prošlog stoljeća utvrđen je, zbog ušteda u prostoru i količini potrebne opreme, optimalnim sustav s dvije naponske razine, jedna srednjonaponska 20 kV i druga niskonaponska 0,4 kV.

Ukupno 25.789 trafostanica u nadležnosti HEP ODS-a prema naponima više naponske razine raspodijeljeno je na:

- 110 kV i više 139 TS
- 35 kV i 30 kV 303 TS
- 20 kV 5.649 TS
- 10 kV 19.981 TS

Duljina distribucijske mreže HEP ODS-a po naponskim razinama iznosi:

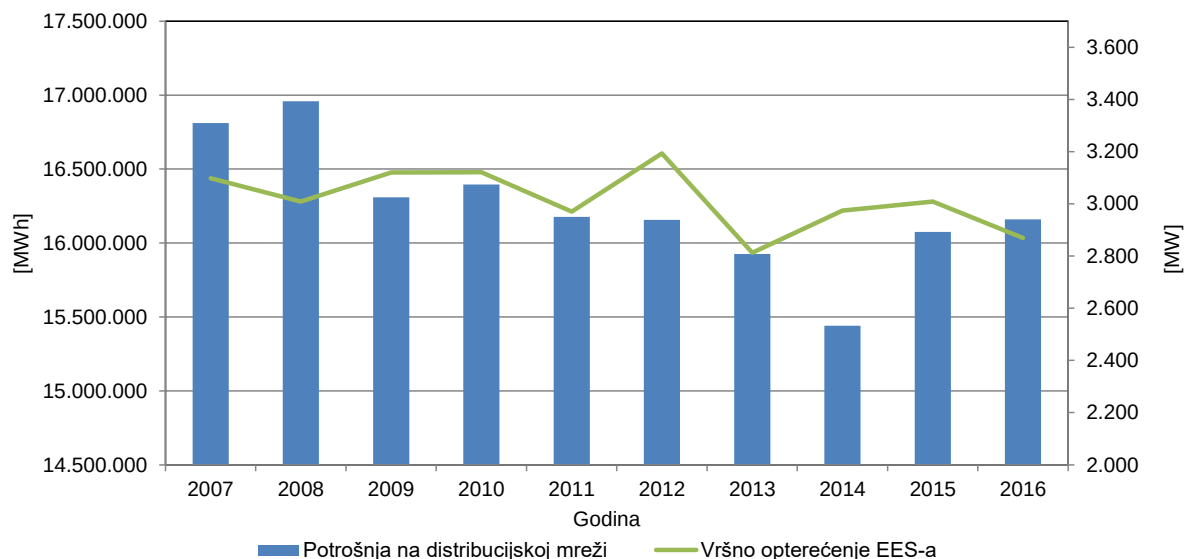
- 35 kV i 30 kV 4.488 km
- 20 kV 8.471 km
- 10 kV 28.303 km
- 0,4 kV (bez NN priključaka) 61.795 km

Pogonske značajke distribucijskog sustava – potrošnja i vršno opterećenje

Slika 2 prikazuje promjene vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava (EES-a) i godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2007.-2016.). Pad potrošnje nakon 2008. godine uzrokovan je usporavanjem gospodarskih aktivnosti i teškim ekonomskim i gospodarskim stanjem u državi. Porast potrošnje u 2015. i 2016. godini daje naznaku konačnog ublažavanja gospodarske krize.

Potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži u 2016. godini na razini je potrošnje ostvarene prije pet godina (2011. godine), dok je vršno opterećenje manje u odnosu na 2011. godinu. Razlog tomu je značajan porast priključenja i proizvodnje energije distribuiranih izvora (povećanje ukupne priključene snage DI 40,8 MW u odnosu na 2011. godinu) pa se sve veći udio opterećenja konzuma pokriva

proizvodnjom na distribucijskoj mreži te kao takav ne evidentira na razini sustava. Može se pretpostaviti da je iz istog razloga izostao porast vršnog opterećenja u odnosu na 2015. godinu.



Slika 3 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2007.-2016.

Vršno opterećenje EES-a daje uvid u trend promjena životnog standarda građana i gospodarske aktivnosti. Međutim, za potrebe planiranja razvoja distribucijske mreže promjene vršnog opterećenja potrebno je promatrati na manjim jedinicama, distribucijskim područjima ili opskrbnim područjima transformatorskih stanica.

Radi planiranja razvoja distribucijske mreže u ovom planskom razdoblju (do 2027. godine) izrađene su prognoze porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a na osnovi rezultata studija dugoročnog razvoja distribucijske mreže izrađenih za većinu distribucijskih područja, na osnovi procjene temeljene na ostvarenom porastu opterećenja u prethodnom razdoblju te na osnovi informacija o porastu opterećenja velikih kupaca, za distribucijska područja koja nemaju aktualne studije dugoročnog razvoja mreže.

Tablica 2 prikazuje rezultate prognoza porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Prilikom kategorizacije distribucijskih područja, s obzirom na prognozu porasta opterećenja, visokim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2%, a niskim ispod okvirno 1%.

Tablica 2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2027.)

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2016.-2027.	Distribucijsko područje
Visoki porast	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić
Umjereni porast	Elektra Zagreb
	Elektra Čakovec
	Elektroistra Pula
	Elektra Šibenik
Niski porast	Elektra Zabok
	Elektra Varaždin
	Elektra Koprivnica
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Virovitica
Stagnacija	Elektra Bjelovar
	Elektra Križ
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Slavonski Brod
	Elektra Karlovac
	Elektra Sisak
	Elektra Požega

Kriteriji i metodologija planiranja

Kriteriji planiranja razvoja distribucijske mreže određeni su kroz:

- dopušteno opterećenje elemenata mreže
- dopušteno odstupanje napona
- pouzdanost napajanja
- utjecaj obnove distribucijske mreže.

Suvremene metode planiranja razvoja elektroenergetskih mreža uključuju nekoliko međusobno povezanih analiza. Osnovni zahtjev, koji uvijek mora biti zadovoljen, je sigurnost opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonskom stanju pri čemu niti jedan element mreže ne smije biti preopterećen, a svaki korisnik mreže mora imati osiguran napon unutar propisanih granica.

Konačni optimalni plan razvoja distribucijske mreže traži se na temelju sljedeća četiri parcijalna plana razvoja:

1. sigurnost opskrbe: nužna minimalna ulaganja radi opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonu
2. raspoloživosti distribucijske mreže prema (N-1) kriteriju, uz uvaženi kriterij sigurnosti opskrbe
3. pouzdanost napajanja korisnika mreže u skladu s definiranim standardima pokazatelja SAIDI i SAIFI, uz uvaženi kriterij sigurnosti opskrbe ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu, uz uvaženi kriterij sigurnosti opskrbe.

Veći dio postojeće srednjonaponske mreže temelji se na dva stupnja transformacije (110/35(30) kV i 35(30)/10 kV) te dvije mreže srednjeg napona (35(30) kV i 10 kV). Dugoročno promatrano, cilj je postojeći sustav transformirati u sustav s jednom razinom srednjeg napona (20 kV) i jednom izravnom transformacijom (110/20 kV). Stoga se razvoj mreže srednjeg napona temelji na dvije osnovne strateške smjernice, koje suštinski jesu, ali ne nužno i neposredno povezane:

- postupna zamjena naponske razine 10 kV sa 20 kV postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje naponske razine 35(30) kV.

Pouzdanost napajanja u srednjonaponskoj mreži planira se osiguravati izgradnjom poveznih SN vodova umjesto ulaganjem u izgradnju ili pojačanje transformacije. Prilikom tehničkog i ekonomskog vrednovanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže u obzir treba uzeti i primjenu suvremenih rješenja učinkovitog upravljanja mrežom.

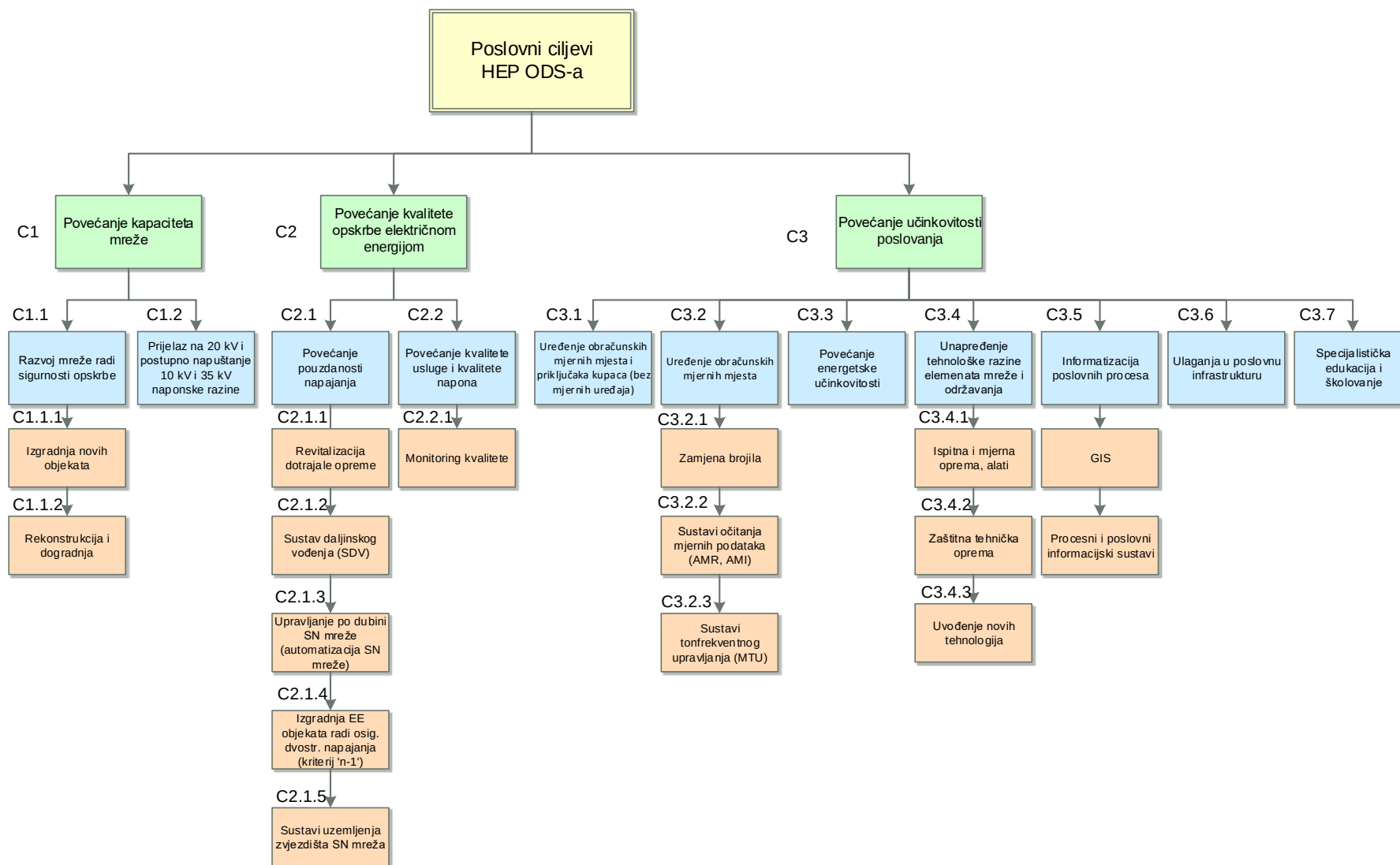
Poslovni ciljevi HEP ODS-a

Slika u nastavku prikazuje strukturu poslovnih ciljeva HEP ODS-a. Prilikom planiranja ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje sudjeluje u ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom metodologije i kriterija planiranja razvoja distribucijske mreže, osigurava se:

- dugoročna opravdanost ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže
- jednak pristup razvoju i izgradnji distribucijske mreže na cijelom području u nadležnosti HEP ODS-a
- razvidnost obima potrebnih ulaganja.

Važno je napomenuti da se gotovo svakim ulaganjem u elektroenergetske objekte ostvaruje više od jednog poslovnog cilja pa je tako nemoguće jednoznačno pridijeliti ulaganja ostvarenju pojedinog poslovnog cilja.

U tijeku je restrukturiranje HEP ODS-a koje će zasigurno uzrokovati značajniju prilagodbu strukture poslovnih ciljeva. Može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja kroz operativno upravljanje procesima te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan uz napredna mjerenja i praćenje kvalitete opskrbe električnom energijom. Također, u idućem razdoblju postoji mogućnost obveze operatora distribucijskog sustava u poticanju energetske učinkovitosti u krajnjoj potrošnji.



Slika 4 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

Planirana ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2018.-2027. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Polazeći od trenutnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s prihvaćenim kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2018.-2027. godine prikazana su Tablicom 3 u nastavku.

U razdoblju 2018.-2027. godine planirana su ulaganja u razini 6.850.366.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

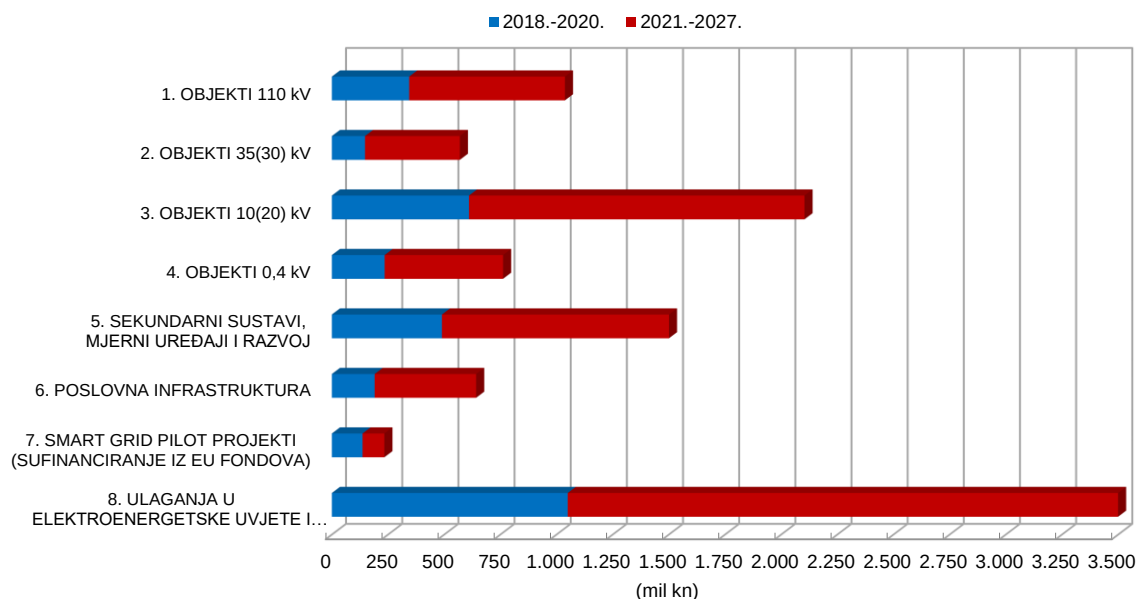
- 2018.-2020. godina 2.154.589.000, prosječno 718,2 mil. kn godišnje
- 2021.-2027. godina 4.695.777.000 kn, prosječno 670,8 mil. kn godišnje.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- ulaganja u energetske objekte 65,3%
 - 110 kV i 35 kV objekti 23,5%
 - 10 kV i 20 kV objekti 30,7%
 - Niskonaponski objekti 11,1%
- ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 21,9%
- ulaganja u poslovnu infrastrukturu 9,4%
- ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) 3,4%

Povrh navedenih ulaganja, u narednom desetogodišnjem razdoblju planiraju se i ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje. Ta ulaganja ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je izuzetno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena su ulaganja na razini od 350 mil. kn godišnje.

Posebnost ovog Desetogodišnjeg (2018.-2027.) plana su planirana ulaganja u daljnji razvoj koncepta napredne mreže kroz Smart grid pilot projekte sufinancirane iz sredstava EU fondova. U vrijeme završetka ovog Plana u HEP ODS-u i HEP Grupi je u tijeku priprema projektno-tehnološke dokumentacije za prijavu projektnog prijedloga, a u Ministarstvu zaštite okoliša i energetike u tijeku su aktivnosti pripreme natječaja za sufinanciranje. Provedba projekta planira se od 2018. do 2023. godine.



Slika 5 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2018.-2020. i 2021.-2027. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 5, u idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Smart grid pilot projekte, težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka,
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

Tablica 3 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	Ulaganje 2021. - 2027.	Ulaganja u 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		106.926.000	121.264.000	116.033.000	344.223.000	693.401.000	1.037.624.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	48.000.000	73.870.000	59.500.000	181.370.000	304.000.000	485.370.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	58.926.000	47.394.000	56.533.000	162.853.000	389.401.000	552.254.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		32.322.000	57.288.000	58.059.000	147.669.000	422.085.000	569.754.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	0	0	0	0	23.000.000	23.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	24.209.000	27.536.000	31.590.000	83.335.000	189.114.000	272.449.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	4.011.000	10.458.000	6.198.000	20.667.000	42.000.000	62.667.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	4.102.000	19.294.000	20.271.000	43.667.000	167.971.000	211.638.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		182.336.000	215.177.000	212.991.000	610.504.000	1.493.606.000	2.104.110.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.091.000	25.728.000	30.880.000	74.699.000	184.248.000	258.947.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	50.444.000	64.566.000	52.853.000	167.863.000	430.623.000	598.486.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	61.655.000	69.178.000	71.912.000	202.745.000	500.913.000	703.658.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	52.146.000	55.705.000	57.346.000	165.197.000	377.822.000	543.019.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		79.966.000	79.632.000	75.427.000	235.025.000	527.108.000	762.133.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	12.652.000	19.458.000	17.283.000	49.393.000	119.815.000	169.208.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	45.538.000	38.410.000	36.981.000	120.929.000	261.493.000	382.422.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	21.776.000	21.764.000	21.163.000	64.703.000	145.800.000	210.503.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		158.800.000	161.100.000	170.100.000	490.000.000	1.010.700.000	1.500.700.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	17.800.000	21.100.000	22.000.000	60.900.000	98.200.000	159.100.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	139.000.000	138.000.000	146.100.000	423.100.000	898.500.000	1.321.600.000
	Nove tehnologije i razvoj	2.000.000	2.000.000	2.000.000	6.000.000	14.000.000	20.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		60.550.000	59.750.000	70.250.000	190.550.000	451.750.000	642.300.000
	Osobna, teretna i radna vozila	8.000.000	15.000.000	22.000.000	45.000.000	190.000.000	235.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.000.000	28.000.000	33.000.000	84.000.000	154.000.000	238.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	16.250.000	13.750.000	12.250.000	42.250.000	71.750.000	114.000.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	13.300.000	3.000.000	3.000.000	19.300.000	36.000.000	55.300.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		620.900.000	694.211.000	702.860.000	2.017.971.000	4.598.650.000	6.616.621.000
7. SMART GRID PILOT PROJEKTI (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)		20.000.000	68.618.000	48.000.000	136.618.000	97.127.000	233.745.000
	Napredna mjerna infrastruktura	0	22.500.000	22.500.000	45.000.000	45.918.000	90.918.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.000.000	20.618.000	0	40.618.000	0	40.618.000
	Automatizacija distribucijske mreže	0	25.500.000	25.500.000	51.000.000	51.209.000	102.209.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		640.900.000	762.829.000	750.860.000	2.154.589.000	4.695.777.000	6.850.366.000
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		350.000.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	3.776.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	24.480.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	161.539.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	160.205.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		990.900.000	1.112.829.000	1.100.860.000	3.204.589.000	7.145.777.000	10.350.366.000

Zaključno

Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

- utjecaj okruženja (neizvjesnost gospodarskih gibanja, proces restrukturiranja HEP ODS-a, obveza opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja, implementaciju Napredne mreže s porastom priključenja distribuiranih izvora i mjerama energetske učinkovitosti itd.)
- postojeće stanje distribucijske mreže, tj. postrojenja i mreža naponskih razina 110 kV, 35 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV te ostalih sastavnice mreže i poslovne infrastrukture
- prognoze porasta opterećenja temeljene na studijskim analizama razvoja distribucijske mreže, uz uvažavanje lokalnih specifičnosti
- kriterije i metodologiju planiranja razvoja distribucijske mreže
- aktualne poslovne ciljeve HEP ODS-a.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja potrebno je naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja, uključujući završetak procesa restrukturiranja HEP ODS-a
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja
- problemi povezani s pripremom i duljinom izgradnje

mogu utjecati na uspješnu realizaciju planiranih ulaganja.



1. Uvod

1. Uvod

HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. ovisno je društvo u stopostotnom vlasništvu Hrvatske elektroprivrede d.d. Na temelju ishodišne dozvole za obavljanje energetske djelatnosti distribucije električne energije, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljem tekstu HEP ODS) kao energetski subjekt obavlja reguliranu djelatnost distribucije električne energije na cjelokupnom području Republike Hrvatske.

Zakonom o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13, NN102/15) [1,2] jasno je određena odgovornost i dužnost operatora distribucijskog sustava u dijelu planiranja razvoja distribucijske mreže:

- Operator distribucijskog sustava osobito je odgovoran za razvoj distribucijske mreže kojim se osigurava dugoročna sposobnost distribucijske mreže da ispuní razumne zahtjeve za distribucijom električne energije, Članak 39., točka 2.
- Mrežnim pravilima distribucijskog sustava koja, uz suglasnost HERA-e, donosi operator distribucijskog sustava propisuje se Metodologija i kriteriji za planiranje razvoja distribucijske mreže, Članak 44., stavak 2., točka 12.
- Dužnost operatora distribucijskog sustava je donijeti i na primjeren način javno objaviti, uz prethodnu suglasnost Regulatorne agencije, desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže, Članak 40., točka 17.

Ključne odrednice za izradu višegodišnjih planova razvoja su Strategija energetskog razvoja [3], Mrežna pravila [4]:

- Prema članku 5. Zakona o energiji [5], temeljni akt za utvrđivanje energetske politike i planiranja energetskog razvitka je Strategija energetskog razvitka, koju na prijedlog Vlade RH donosi Sabor za desetogodišnje razdoblje. Hrvatski sabor je 15. listopada 2009. godine donio novu Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2020. godine (u daljnjem tekstu: Strategija) [3] u kojoj je predviđeno nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora.
- Mrežna pravila [4] distribucijskog sustava su ključan tehnički propis s gledišta pogona, vođenja, planiranja i korištenja distribucijske mreže.

Nakon stupanja na snagu Zakona o tržištu električne energije [1], HEP ODS je izradio i Hrvatskoj energetskoj regulatornoj agenciji dostavio sljedeće višegodišnje planske dokumente:

- Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2023. [6]
- Trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2016. [7]
- Desetogodišnji (2015.-2024.) i trogodišnji (2015.-2017.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a [8],
- Desetogodišnji (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [9]
- Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [10].

Na temelju članka 40. točke 17. ZoTEE [1,2] HERA je 30. prosinca 2016. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2017.-2026.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [10]. Nakon ishodišne prethodne suglasnosti, HEP ODS 19. siječnja 2017. godine službeno donosi i javno objavljuje Desetogodišnji (2017.-2026.) plan.

Ovaj desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [11-33], podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Ppri tomu su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova, kao i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Ovim Desetogodišnjim (2018.-2027.) planom razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, opisani su:

- Poglavlje 2 Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja
- Poglavlje 3 Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže
- Poglavlje 4 Pogonske značajke distribucijskog sustava
- Poglavlje 5 Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže
- Poglavlje 6 Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže
- Poglavlje 7 Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje
- Poglavlje 8 Financijsko planiranje

U prilogima su detaljnije prikazani:

- utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže
- pregled planiranih ulaganja u značajne objekte u desetogodišnjem i trogodišnjem razdoblju
- obilježja distribucijskih područja
- struktura i članovi tima za izradu desetogodišnjeg plana.



2. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Okruženje.....	24
2.1.1. Neizvjesnost gospodarskih gibanja.....	24
2.1.2. Restrukturiranje HEP ODS-a	24
2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja	25
2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH	25
2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže	26
2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	30
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	31

2. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Okruženje

Okruženje u kojem se izrađuje desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže je iznimno složeno, kako zbog složenosti poslovanja operatora distribucijskog sustava, sa svim zakonski definiranim dužnostima i odgovornostima, tako i zbog uključenosti vanjskih institucija, tvrtki i korisnika mreže te neizvjesnosti kretanja potrošnje električne energije u budućnosti.

Ključni čimbenici i njihov utjecaj na planiranje i potrebnu razinu ulaganja u distribucijsku mrežu u idućem razdoblju razmotreni su u nastavku.

2.1.1. Neizvjesnost gospodarskih gibanja

Krajem 2008. i početkom 2009. godine započeo je pad gospodarske aktivnosti koji je bio prisutan sve do 2014. godine. Do početka 2015. godine, realni pad bruto domaćeg proizvoda (BDP) u Hrvatskoj je iznosio 12,6%. Nakon duljeg razdoblja pada, u 2015. godini zabilježen je porast BDP-a od 1,6% u odnosu na 2014. godinu te u 2016. godini 2,9% u odnosu na 2015. godinu.

Prema Vladinim Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2018.-2020. [34], očekuje se rast bruto domaćeg proizvoda od 3,2% u 2017., 2,8% u 2018. te 2,6% u 2019. godini. Glavna uprava za gospodarske i financijske poslove Europske komisije je u proljeće 2017. godine Hrvatskoj prognozirala rast BDP-a od 2,9% u 2017. te 2,6% u 2018. godini.

Najveći utjecaj na gospodarski rast u posljednje dvije godine imali su povećani izvoz roba i usluga, primarno uzrokovan pristupanjem Hrvatske EU, te porast investicija i osobne potrošnje. Slični trendovi očekuju se i u idućem trogodišnjem razdoblju [34].

Prognozirani gospodarski oporavak će izravno utjecati na obim ulaganja u stvaranje uvjeta i izgradnju priključaka koji se financiraju iz naknade za priključenje i povećanje priključne snage, a značajno i na obim i dinamiku potrebnih ulaganja u osiguranje novih kapaciteta za potrebe praćenja porasta potrošnje i opterećenja postojećeg konzuma.

Na povećanje potrebnog opsega ulaganja može također utjecati još veći porast priključenja distribuiranih izvora na distribucijsku mrežu, dok suprotni učinak mogu imati mjere za povećanje učinkovitog korištenja energije (npr. smanjenje potrošnje električne i drugih oblika energije za grijanje zgrada i dr.). Veličina i međusobni omjer ovih učinaka u kombinaciji sa stanjem postojeće mreže mogu na različitim područjima države znatno promijeniti opseg i strukturu potrebnih ulaganja.

Kod izrade ovog plana, iduće se desetogodišnje razdoblje s gledišta gospodarskog rasta promatra kroz značajniji porast u prvom trogodišnjem razdoblju, u skladu s dostupnim prognozama, i nešto slabiji rast u posljednjih sedam godina planskog razdoblja.

2.1.2. Restrukturiranje HEP ODS-a

U tijeku je projekt restrukturiranja HEP ODS-a. Cilj projekta je izrada ključnih strateških smjernica, uspostava optimalnog organizacijskog ustroja te novog operativnog modela i ključnih poslovnih procesa, specifičnih za napredne operatore distribucijskog sustava. Također, u postupku restrukturiranja iz HEP ODS-a je u potpunosti izdvojena djelatnost javne opskrbe.

U idućem će razdoblju promjene načina poslovanja HEP ODS-a utjecati na poslovne ciljeve tvrtke, a posebice na ulaganja u poslovnu infrastrukturu (informatičku opremu, nekretnine i transportna sredstva). Kroz postupak restrukturiranja doći će do jačanja funkcije upravljanja imovinom, razvijat će se i

implementirati strategija upravljanja imovinom, radi čega se u budućnosti može očekivati prilagodba pristupa planiranju razvoja.

Također, kroz proces restrukturiranja doći će do dodatnog smanjenja broja radnika u HEP ODS-u, posljedično i do većeg izdvajanja poslovnih aktivnosti na vanjske izvođitelje, što može imati utjecaj na tržište i cijene rada.

2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja

Dva odvojena skupa obaveza u idućem će razdoblju zahtijevati značajna ulaganja u mjerne uređaje i sustav za prikupljanje i obradu mjernih i kontrolnih podataka.

Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [35] definiraju obvezu operatoru distribucijskog sustava da o svom trošku opremi obračunska mjerna mjesta (OMM) kupaca brojilima s daljinskim očitanjem u sljedećim rokovima, od dana stupanja na snagu (23.07.2015.):

- 5 godina: sva OMM kupaca s priključnom snagom većom od 20 kW
- 10 godina: OMM kupaca kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 20 kW
- 15 godina: OMM kupaca iz kategorije kućanstvo.

U skladu s obavezom iz Općih uvjeta [35], ODS je donio provedbeni plan zamjene najmanje 95% postojećih brojila brojilima s daljinskim očitanjem.

Drugi skup obaveza, vezan uz uvođenje naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje, definiran je Zakonom o energiji [5]:

- ODS utvrđuje tehničke zahtjeve i troškove uvođenja naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje te ih dostavlja Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji.
- Agencija provodi analizu troška i dobiti.
- Ministar na temelju analize Agencije utvrđuje odlukom plan i program mjera za uvođenje naprednih mjernih uređaja za krajnje kupce.

Završena je izrada studije isplativosti uvođenja naprednih mjerenja, na temelju koje će Ministar donijeti odluku o uvođenju naprednih mjerenja.

Navedenim propisima pred ODS je stavljena konkretna vremenski definirana obaveza uvođenja daljinskog očitavanja te je za sada neizvjesna obaveza uvođenja naprednog mjerenja. Prilikom planiranja ovih aktivnosti treba uzeti u obzir:

- U razdoblju od 15 godina treba opremiti vrlo velik broj OMM brojilima s daljinskim očitanjem, što je veliki financijski i organizacijski izazov za ODS.
- Potrebe za redovnom zamjenom brojila nisu linearne pa je radi učinkovitosti (izbjegavanja dvostruke zamjene brojila na određenim OMM u kratkom vremenskom razdoblju) potrebno koordinirati aktivnosti redovne zamjene s uvođenjem daljinskog očitavanja.
- Minimalni set funkcionalnosti naprednog mjernog sustava prema Preporuci Europske komisije 2012/148/EU ne odstupa značajno od uobičajenih funkcionalnosti brojila s daljinskim očitanjem pa zbog toga treba koordinirati opremanje OMM brojilima s daljinskim očitanjem (definirana obaveza) s uvođenjem naprednog mjerenja (za sada nedefinirano).

2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH

EU je 2009. godine usvojila tzv. „Treći paket“ energetske propisa, kojima se detaljnije uređuju, između ostalog, i sva otvorena pitanja tržišta električnom energijom na području cijele Europe, odnosno na

području zemalja članica EU i posljedično ugovornih strana Energetske zajednice. Republika Hrvatska, kao članica EU (i aktualna ugovorna strana Ugovora o Energetskoj zajednici), obvezna je prilagoditi nacionalno zakonodavstvo s odredbama „Trećeg paketa“.

U cilju potpune implementacije odrednica III. energetskeg paketa, na području hrvatskog zakonodavstva u energetici, početkom 2013. godine su doneseni sljedeći zakoni:

- Zakon o energiji (ZoE, NN 120/12) [5]
- Zakon o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13, NN 102/15) [1,2], Izmjene i dopune zakona o tržištu električne energije (NN 102/15) [2]
- Zakon o regulaciji energetskeg djelatnosti (ZRED, NN 120/12) [36].

Zakon o tržištu električne energije [1, 2] je temelj organizacije djelatnosti u elektroenergetici, propisuje pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu proizvodnju, prijenos, distribuciju i opskrbu električnom energijom te za trgovinu električnom energijom i organiziranje tržišta električne energije kao dijela elektroenergetskog tržišta EU. Na temelju ovog zakona, u 2017. su doneseni:

- Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom (NN 37/17, 47/17)
- Metodologija utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu novih korisnika mreže i za povećanje priključne snage postojećih korisnika mreže (NN 51/17).

Početkom dolazećeg planskog razdoblja planira se dovršiti aktivnosti na Mrežnim pravilima distribucijskog sustava (ključni tehnički propis kojim se uređuju pravila za pogon i vođenje mreže, pravila za planiranje razvoja, mjerna pravila te tehnički uvjeti za priključenje kupaca i elektrana).

U dolazećem planskom razdoblju procjenjuje se nastavak primjene novih elektroenergetskih tehnologija (elementi koncepta napredne elektrodistribucijske mreže: OIE, punionice električnih vozila, spremnici energije, baze podataka električnih, pogonskih i drugih mjerenja, ekspertni informatički sustavi za analitiku i optimiranje) i razvoja energetskeg usluga (opskrbljivači, agregatori, pružatelji usluga fleksibilnosti, tržište električne energije na distribucijskoj razini). Navedeno će rezultirati ukupnim povećanjem broja aktivnih sudionika (korisnika) na distribucijskoj mreži s mogućim novim ulogama na tržištu električne energije.

EU ostaje snažno posvećena ciljevima povećanja energetske učinkovitosti, smanjenja emisija štetnih plinova, jačanja industrije u području obnovljivih izvora, jačanju tržišta električne enegrije i jačanju pozicije korisnika mreže. U skladu s time, EU priprema strategiju i smjernice za unaprijeđenje regulatornog okvira. Izazovi novog regulatornog okvira oblikovani su u tzv. Zimski energetskeg paket - predstavljen 30.11.2016. godine. Među najznačajnijim izazovima za operatore distribucijskog sustava će biti proširenje dosadašnje uloge osiguranja sigurne i pouzdane isporuke električne energije u ulogu nepristranog oslonca tržišta (eng. neutral market facilitator).

2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže

2.1.5.1. Napredna mreža

Intenzivno priključivanje distribuiranih izvora na distribucijsku mrežu, tradicionalne i nove zadaće operatora distribucijskog susutava, kao i razvoj pratećih usluga i tržišta, ubrzano mijenjaju dosadašnji karakter distribucijske mreže. U mreži s dvosmjernim tokovima energije i snage, traže se nova tehnička rješenja u nadzoru, vođenju, mjerenju i relejnoj zaštiti čime distribucijska mreža od tradicionalne pasivne postaje aktivna i napredna. Operatori distribucijskih sustava suočeni su s nizom izazova u stvaranju naprednih mreža, u kontekstu primjene novih tehnologija, integracije distribuiranih izvora i električnih vozila te poboljšanja pouzdanosti napajanja i kvalitete napona.

Nacrt Strateškog dokumenta implementacije europske mreže budućnosti (SDD dokument) izrađenog od savjetodavnog vijeća Europske tehnološke platforme – Smart grida daje definiciju Napredne mreže:

„Napredna mreža je električna mreža koja može inteligentno integrirati sve koji su spojeni na nju – generatore (proizvođače), kupce i one koji objedinjuju te dvije funkcije, kako bi se osigurala učinkovita, održiva i sigurna dobava električne energije.“

S obzirom na nužnost značajnih ulaganja koja će u konačnici utjecati na povećanje naknade za korištenje mreže, stvaranje naprednih mreža nije samo znanstveni i tehnički izazov, već političko i ekonomsko, odnosno regulatorno pitanje. Preduvjeti za stvaranje napredne mreže su stvaranje novog regulatornog okvira i unaprjeđenje poslovanja ODS-a, u organizacijskom, kadrovskom i poslovnom te financijskom i operativnom kontekstu.

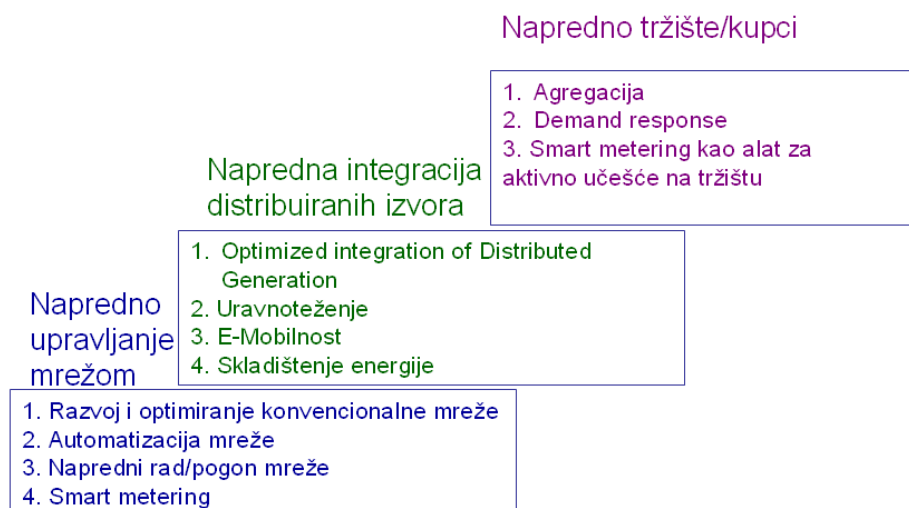
U skladu s navedenim, ključni izazovi razvoja su priprema mreže za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije i električnih vozila, praćenje potreba tržišta električne energije, upravljanje potrošnjom te unaprjeđenje informacijsko-komunikacijskih sustava.

U sklopu razvoja naprednih mreža može se očekivati:

- složenija interakcija (tehnička, informacijsko-komunikacijska i poslovna) između operatora sustava (OPS i ODS) te između ODS-a i korisnika mreže
- intenzivnija obnova, modernizacija i automatizacija mreže
- povećanje zahtjeva na detaljne mjerne i pogonske podatke
- složeniji zahtjevi u području vođenja, pogonske automatike i relejne zaštite
- integracija aplikacija i funkcionalnosti.

Nadalje, predviđa se da će distribucijski sustav u budućnosti biti:

- interaktivan s kupcima i tržištem
- prilagodljiv promjenama
- Optimiran tako da se resursi i oprema koriste na najbolji način
- sposoban sprječavati krizne događaje više predviđajući nego reagirajući
- integriran spajajući nadzor, upravljanje, zaštitu, održavanje i dr.



Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

U cilju postupne implementacije koncepta Napredne mreže u Republici Hrvatskoj (Slika 2.1), u HEP ODS-u je provedeno ili se provodi:

- analiza ključnih dokumenata i pilot projekata u EU
- intenzivirana ulaganja u revitalizaciju i zamjenu SCADA sustava
- povećana uključenost ključnih energetskih objekata u SCADA sustave
- ubrzana ulaganja u konsolidaciju i proširenje AMR sustava (više od 94.000 mjernih mjesta uključeno je u AMR sustav)
- ispitivanje novih tehnologija kroz pilot projekte.

Realizacija demonstracijskih pilot projekata od iznimne je važnosti za kasniju punu implementaciju funkcionalnosti Napredne mreže. Za HEP ODS su iznimno važna sljedeća područja:

- a) integracija DMS aplikacija (SCADA, GIS, AMI i dr.)
- b) automatizacija distribucijske mreže
- c) napredno mjerenje
- d) upravljanje potrošnjom
- e) gospodarenje imovinom
- f) pohrana energije u sprezi s distribuiranom proizvodnjom.

U suradnji sa znanstvenim institucijama, HEP ODS se nastoji uključiti u niz demonstracijskih projekata iz navedenih područja.

2.1.5.2. Odabir i analiza tehnologija napredne mreže pogodnih za sufinanciranje sredstvima iz EU fondova

Tijekom 2015. i 2016. godine pripremana je studija izvodljivosti, uključujući analizu troškova i koristi, za potrebe Pilot projekta uvođenja naprednih mreža [37]. Studija će poslužiti za pripremu stručnih podloga pri prijavi projekta sufinanciranje sredstvima EU.

U skladu s potrebama HEP ODS-a, definirana su tri funkcionalna područja napredne mreže te inicijative u sklopu pojedinog funkcionalnog područja, koje će biti implementirane u okviru Pilot projekta.

1) Napredna mjerna infrastruktura:

- ugradnja sumarnih brojila u TS 10(20)/0,4 kV
- zamjena postojećih brojila kod krajnjih kupaca naprednima.,

2) Automatizacija srednjonaponske mreže:

- automatizacija i sekcioniranje nadzemnih SN vodova pomoću rastavnih sklopki
- automatizacija SN postrojenja u podzemnoj kabelskoj mreži pomoću integriranih sklopnih blokova.,

3) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže:

- zamjena postojećih transformatora SN/NN transformatorima sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka, u skladu s Uredbom Komisije broj 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ.

Ciljevi, aktivnosti i očekivani rezultati Projekta u skladu su s europskim i nacionalnim zakonodavstvom i strategijama razvoja na području električne energije.

Implementacijom Pilot projekta uvođenja naprednih mreža doprinijet će se rješavanju postojećih problema vezanih uz distribuciju električne energije (smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži, smanjenje prosječnog broja i trajanja prekida napajanja) te će se omogućiti povećanje udjela distribuiranih izvora i broja korisnika s pristupom naprednoj mreži.

Projekt se planira provesti u tri faze (pripremna, implementacijska i završna) s ukupnim trajanjem od sedam godina. Ključne aktivnosti koje će se provesti u sklopu projekta su ulaganja u naprednu mjernu infrastrukturu, automatizaciju srednjenaponske mreže te razvoj i optimizaciju konvencionalne mreže. Uz navedene aktivnosti planiraju se provesti i aktivnosti upravljanja projektom, aktivnosti stručnog nadzora, aktivnosti edukacije, aktivnosti za osiguranje vidljivosti projekta i osvještavanje krajnjih kupaca, postupci javne nabave i revizije.

U sklopu studije provedene su i analize:

- Financijska i ekonomska analiza, u skladu s Vodičem za izradu analize troškova i koristi investicijskih projekata izdanog od strane Europske komisije u prosincu 2014. godine. U sklopu ekonomske analize, identificirane su i kvantificirane ekonomske koristi i troškovi Projekta s ciljem procjene utjecaja na društvo u cjelini.
- Analiza osjetljivosti, kojom su identificirane kritične varijable definirane u Vodiču za izradu analize troškova i koristi investicijskih projekata.
- Analiza rizika, kojom je procijenjen učinak pojedinih varijabli Projekta na financijsku neto sadašnju vrijednost, ekonomsku neto sadašnju vrijednost i ekonomsku internu stopu profitabilnosti Projekta, kao i na omjer koristi i troškova u odabranom scenariju.

U tijeku je priprema projektno-tehničke dokumentacije za prijavu projektnog prijedloga te organizacija projekta: definiranje dinamike provedbe pojedinih projektnih aktivnosti, definiranje pripadajućeg proračuna projekta i definiranje projektnog tima.

2.1.5.3. Distribuirana proizvodnja

Donošenjem niza podzakonskih propisa iz područja obnovljivih izvora tijekom 2007. godine stvoreni su preduvjeti za poticanje ulaganja i u izgradnju distribuiranih izvora (DI) i njihovo priključivanje na distribucijsku elektroenergetsku mrežu u Republici Hrvatskoj. U razdoblju od 2012. do 2015. godine doneseni su novi zakonski i podzakonski propisi koji određuju područje priključenja DI.

Zakonski i podzakonski propisi s područja distribuiranih (obnovljivih) izvora:

- Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15)
- Zakon o tržištu električne energije (NN 22/13, 102/15)
- Zakon o regulaciji energetske djelatnosti (NN 120/12)
- Zakon o gradnji (NN 153/13, 20/17)
- Zakon o prostornom uređenju (NN 153/13., 65/17)
- Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN 132/13, 81/14, 93/14, 24/15, 99/15 i 110/15)
- Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 88/12)
- Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 133/13, 151/13, 20/14, 107/14 i 100/15)
- Uredba o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN 128/13)
- Mrežna pravila elektroenergetskog sustava (NN 36/06)
- Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 85/15)
- Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage (NN 28/06)

- Pravilnik o jednostavnim i drugim građevinama i radovima (NN 79/14, 41/15 i 75/15).

Operator distribucijskog sustava dužan je, prema ovim zakonskim propisima, osigurati preuzimanje ukupno proizvedene električne energije od povlaštenih proizvođača. U isto vrijeme, povlašteni proizvođači nemaju obavezu proizvodnje električne energije, niti količinom niti trajanjem. Upravo zbog toga, operator distribucijskog sustava za sada teško može iskoristiti prednosti distribuirane proizvodnje kroz odgađanje pojačanja i nadogradnje mreže, već se pojavom distribuiranih izvora dodatno usložnjuje planiranje razvoja mreže te povećava rizik operatora pri planiranju i vođenju sustava..

Novelacijom Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 100/15) nastoji se jasnije definirati distribuirani izvori s aspekta sigurnosti pogona elektroenergetskog sustava, posebice:

- učinkovitijeg planiranja proizvodnje (eko-bilančne skupine)
- razvidnijeg postupka poticanja proizvodnje (uvođenje sustava premija)
- razvidnijeg načina određivanja cijene energije iz obnovljivih izvora.

2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje

Zakonom o tržištu električne energije [1, 2] određena je, između ostalog, odgovornost HEP ODS-a za održavanje i izgradnju distribucijske mreže te izgradnju priključaka korisnika distribucijske mreže i stvaranja tehničkih uvjeta za priključenje korisnika prema uvjetima propisanim paketom energetske propisa.

Izgradnja elektroenergetske infrastrukture, distribucijske mreže, u redovitim planovima obuhvaća veći broj projekata raznih razina složenosti koji podliježu zakonskom okviru područja prostornog uređenja (uključivo s djelatnostima organizacije poslova u prostornom uređenju i gradnji i djelatnostima u ostvarenju imovinsko pravne pripreme investicijskih zahvata). Utjecaj zakonskog okvira na rokove, troškove i organizaciju posla u pripremi i ostvarenju projekata izgradnje i opremanja elektroenergetskih objekata je značajan, osobito jer u pripremi izgradnje i izgradnji (ovisno o projektu), HEP ODS može sudjelovati kao investitor, kao sudionik u gradnji, kao javnopravno tijelo u postupku izdavanja građevinske dozvole (posebni uvjeti gradnje) i kao pravni subjekt u izdavanju uvjeta priključenja na elektroenergetsku mrežu.

Osnovni zakonski okvir, kao jedan od preduvjeta za planiranje, određen je Zakonom o prostornom uređenju (NN 153/13., 65/17), Zakonom o gradnji (NN 153/13, 20/17.), Zakonom o građevinskoj inspekciji (NN 153/13) i Zakonom o poslovima i djelatnostima prostornog uređenja i gradnje (NN 78/15).

Povećanje opsega posla u području razvoja i analize mreža, stvaranju preduvjeta za priključenje i priključenju korisnika mreže vezan je uz izmjene i dopune pravilnika o jednostavnim građevinama i radovima (NN 79/14, 41/15 i 75/15) koji je doveo do povećane aktivnosti proizvođača energije te uz Zakon o postupanju s nezakonito izgrađenim zgradama (NN 86/12., 143/13. i 65/17.).

Dugogodišnji strateški cilj Republike Hrvatske je pojednostavljenje uvjeta poslovanja i ubrzanje pripreme investicijskih projekata. Prepoznajući imovinsko pravne i vlasničke odnose u Republici Hrvatskoj, kao jednu od prepreka povećanju brzine i opće učinkovitosti u postupcima imovinsko pravne pripreme izgradnje, doneseni su:

- Zakon o uređivanju imovinskopravnih odnosa u svrhu izgradnje infrastrukturnih građevina (NN 80/11)
- Zakon o upravljanju i raspolaganju imovinom u vlasništvu Republike Hrvatske (NN 94/13., 18/16)
- Uredba o osnivanju prava građenja i prava služnosti na nekretninama u vlasništvu Republike Hrvatske (NN 10/14 i 95/15)
- Zakon o procjeni vrijednosti nekretnina (NN 78/15)

- Zakon o izvlaštenju i određivanju naknade (NN 74/14, trenutno u postupku rasprave o izmjenama i dopunama).

Imovinsko pravna priprema ima izrazito nepovoljan utjecaj na planiranje izgradnje linijskih mrežnih građevina (dugotrajni postupak u rješavanju imovinsko pravnih odnosa kod izgradnje SN vodova preko velikog broja zemljišnih čestica). U pripremi investicijskih zahvata na pojnim točkama imovinsko pravna priprema ima umjereno nepovoljan utjecaj, zbog primjene načela razgraničenja djelatnosti u HEP Grupi (od 2013.) na istom objektu se u raznim kombinacijama mogu susresti nadležnosti i vlasništvo tri pravne osobe (HEP ODS, HEP d.d. i HOPS) što se odražava na povećanje složenosti imovinsko pravne pripreme izgradnje i produljenje postupka.

Promjene zakonskog okvira prijete rizikom usložnjavanja postupaka, produljenja projektne pripreme i povećanjem troškova tehničke dokumentacije, naknada i organizacije posla. Utjecaj na nesigurnost planiranja je osobito izražen u godinama kada se donosi novelacija zakona, gdje veća izmjena zakonskog okvira ili izrada novog zakona usporava djelatnosti na svim razinama, a u izvanrednom slučaju moguće je i potpuno zaustavljanje aktivnosti do donošenja potrebnih akata.

Na temelju praćenja strateških regulatornih smjernica, aktivnosti struke i na temelju iskustva u pripremi i ostvarenju projekata procjenjuje se nastavak uređenja zakonskog okvira i s tim vezani povećanje opsega posla u obavljanju redovitih djelatnosti. HEP ODS obavlja djelatnost od državnog interesa sa snažno izraženom društvenom odgovornošću. Stoga se unutrašnja organizacija rada pravodobno prilagođava zahtjevima, a investitorima koji žele ostvariti priključak na mrežu, pravodobno se ukazuje na rizike koji mogu proizaći iz opće složenosti zakonskih rješenja ili neuređenih zemljišnih knjiga ili drugih čimbenika.

2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje

Primarna svrha desetgodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže je utvrđivanje potrebnog opsega ulaganja s ciljem uravnoteženog i učinkovitog razvoja distribucijske mreže, uz uvažavanje početnog stanja distribucijske mreže i okruženja, a u skladu sa zakonskom propisima, regulatornim zahtjevima i postavljenim poslovnim ciljevima.

Izradom desetgodišnjeg plana razvoja stvaraju se preduvjeti za:

- pravodobno planiranje i osiguranje izvora financiranja
- tipizaciju postrojenja i vodova te njihovih elemenata
- učinkovitu pripremu izgradnje objekata
- pravodobno usuglašavanje dinamike i nadležnosti u izgradnji susretnih objekata operatora prijenosne i distribucijske mreže
- bolje planiranje aktivnosti korisnika mreže, pružatelja ostalih javnih usluga, gospodarskih subjekata (proizvođači opreme, pružatelji usluga i dr.), državnih i lokalnih tijela
- učinkovitije građenje infrastrukture
- pravodobno utvrđivanje ulaznih podataka za izmjene i dopune dokumenata prostornog planiranja.

Ovim planom obuhvaćeno je desetgodišnje vremensko razdoblje od 1. siječnja 2018. do 31. prosinca 2027. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje (1. siječnja 2018. do 31. prosinca 2020.) razdoblje. U skladu sa zakonskom regulativom, desetgodišnji plan se revidira svake godine.

Potrebno je naglasiti da:

- složeno okruženje
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji elemenata
- zahtjevi regulatora na kvalitetu isporuke električne energije i stupanj modernizacije mreže

- problemi povezani sa pripremom i trajanjem izgradnje

moгу dovesti do promjene opsega, strukture te ubrzanja ili usporavanja realizacije investicijskih programa, odnosno izgradnje planiranih objekata distribucijske mreže predviđene ovim planom.



3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

3.1. Opći i karakteristični podaci	34
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže	35
3.2.1. Pojne točke 110 kV	37
3.2.2. Pojne točke 35 kV	42
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona	47
3.2.4. Vodovi 35 kV	47
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	51
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV	55
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci	59
3.3. Distribuirani izvori	62
3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	62
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	64
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja	64

3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

3.1. Opći i karakteristični podaci

HEP ODS je odgovoran za pogon, razvoj, održavanje, izgradnju i vođenje distribucijske mreže na području Republike Hrvatske, koje obuhvaća:

- 56.594 km² površine
- 4.284.889 stanovnika (prema popisu iz 2011. godine)
- 21 županiju, 128 gradova i 428 općina.

Distribucijska mreža HEP ODS-a organizirana je unutar 21 distribucijskog područja (Slika 3.1), 65 pogona i 37 pogonskih ureda.¹



Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a

¹ Organizacijski ustroj HEP ODS-a do 31.10.2017. godine

Tablica u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u za 2016. godinu (stanje na dan 31.12.2016. godine).

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	7.569
Ukupna duljina distribucijske mreže	138.327 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.072
Ukupna instalirana snaga transformacije	21.975 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.406.555
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.599
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	269,75 MW
Ukupna potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2016. godini	16.159 GWh
Gubici u 2016. godini	7,64%

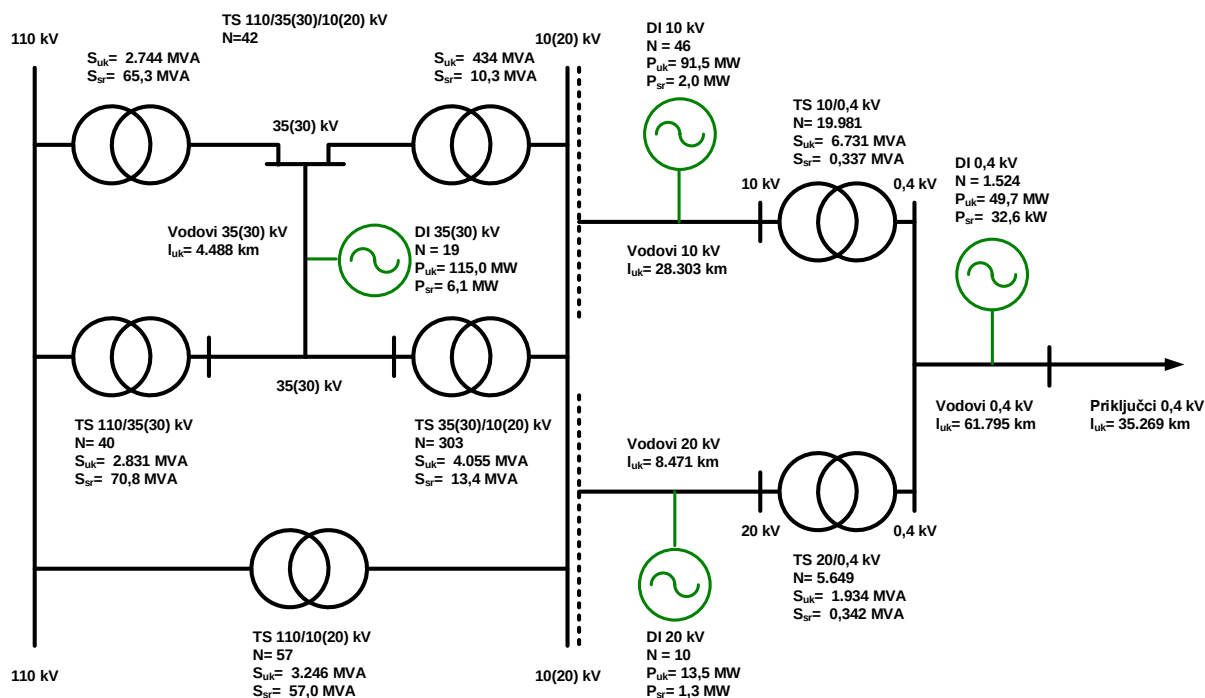
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže

Temeljne značajke distribucijske mreže HEP ODS-a, opisane u nastavku, odnose se na stanje 31.12.2016. godine, a podaci su utvrđeni na temelju unosa podataka u aplikaciju HEP ODS – Planiranje razvoja tijekom prve polovice 2017. godine.² Podaci se odnose na stanje postrojenja i mreža naponskih razina 110 kV, 35 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV za sva distribucijska područja.

Osnovni energetske podaci i grafički prikazi 110 kV i 35 kV mreže svih distribucijskih područja dani su u Prilogu 11.4.

Slika 3.2 u nastavku prikazuje ekvivalentnu shemu distribucijske mreže HEP ODS-a s osnovnim podacima o duljini mreže te broju i instaliranoj snazi transformatorskih stanica i distribuiranih izvora po naponskim razinama.

² Podaci su tijekom izrade ovog Plana (lipanj-kolovoz 2017. g.) detaljnije analizirani i verificirani tako da mogu u manjoj mjeri odstupati od ranije iskazanih podataka u drugim izvorima.



Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže

Uz tablice i slike u nastavku, istaknut je komentar s obzirom na dokumente koji su sagledali stanje i pregled potrebnih ulaganja u distribucijsku mrežu u višegodišnjem razdoblju od 1997. do 2030. [38], odnosno od 2001. do 2020. [39] (dalje u tekstu: Master plan) ili u odnosu na stanje mreže obrađeno prethodnim desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.

Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a

Tip transformatorske stanice prema prijenosnom omjeru	Broj TS HEP ODS-a	Ugrađena transformacija (MVA)	Broj polja postrojenja SN (kom)
1	2	3	4
TS 110/35(30) kV	40	2.831	532
TS 110/35(30)/10(20) kV	42	3.178	1.227
TS 110/10(20) kV	57	3.246	1.796
TS 35(30)/10(20) kV	303	4.055	5.981
UKUPNO	442	13.310	9.536

Temeljni prirodni pokazatelji distribucijske mreže HEP ODS-a prikazani su Tablicom 3.2 kao i ekvivalentnim modelom distribucijske mreže sa Slike 3.2.

Iz prikazanih podataka primjetna je neracionalnost dvostruke transformacije 110/35 kV i 35/10(20) kV. Naime, rekonstrukcijom postojećih 303 transformatorskih stanica 35/10(20) kV s oko 100 TS 110/10(20) kV moguće je znatno smanjiti broj postrojenja, troškove održavanja, a kasnijim prijelazom na 20 kV i gubitke u srednjonaponskoj mreži (pokazano usporedbom troškova izgradnje i održavanja mreže te gubitaka na području Čakovca i Murske Sobote u Sloveniji u studijskom radu [40]).

3.2.1. Pojne točke 110 kV

Ukupno 139 pojmih točaka 110 kV ključno je za napajanje 35(30) kV i 10(20) kV srednjonaponske mreže. Pod pojmom pojne točke (ili transformatorske stanice) 110 kV (kako će se navoditi dalje u tekstu) podrazumijevaju se sve transformatorske stanice gornje naponske razine 110 kV ili više i koje napajaju srednjonaponsku mrežu 10 kV, 20 kV, 30 kV ili 35 kV naponske razine.

3.2.1.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 110 kV

Izgradnja i razvoj pojmih točaka može se promatrati kroz tehnička rješenja i dinamiku izgradnje:

- Razdoblje do 1970-ih godina (starost veća od 45 godina) obilježila je izgradnja „prijenosnih“ transformatorskih stanica 110/35(30) kV od kojih su neke do danas rekonstruirane u stanice druge naponske razine.
- Drugo razdoblje, od početka 70-ih godina prošlog stoljeća do sredine 80-ih (starost od 30 do 45 godina), karakterizira izgradnja velikog broja transformatorskih stanica 110/x kV, od kojih je većina građena s tri naponske razine 110 kV, 35(30) kV i 10(20) kV koje su imale prijenosna i distribucijska obilježja, dok se manji dio odnosio na izravnu transformaciju.
- Treće razdoblje odnosi se na posljednjih 30 godina i okarakterizirano je izgradnjom distribucijskih transformatorskih stanica s izravnom transformacijom i SN postrojenjem s najvišim naponom opreme 24 kV, a u svrhu ostvarenja strateškog cilja prijelaza na tronaponski sustav 110 kV-20 kV-0,4 kV distribucije električne energije.

U posljednjem razdoblju godišnje se izgradi jedna do dvije nove pojne točke najviše naponske razine 110 kV. Konkretno, u posljednjih 10 godina (razdoblje od 2007. g.) izgrađeno je i pušteno u pogon 18 objekata 110/x kV, a od čega se čak šest objekata odnosi na one izgrađene za potrebe HAC-a, a dio preostalih je izgrađen na mjestu ili u zamjenu za postojeću TS 35/10 kV zbog porasta opterećenja. U pogledu razvoja daje se prednost učinkovitom gospodarenju postojećim objektima i postrojenjima pred izgradnjom novih objekata.

U 2017. godini dovršena je transformatorska stanica 110/10(20)kV Srđ, a transformatorska stanica 110/10(20)kV Turnić je (nakon dovršenog distribucijskog dijela 2011.), puštena u normalni rad. Tijekom 2018. godine planira se dovršiti 110 kV priključak i pustiti pod napon transformatorska stanica 110/10(20) kV Sesvete.

Tehnička rješenja u primjeni slijede tehničke odrednice tipske TS 110/10(20) kV postavljene krajem 80-tih godina. Uvažavajući stratešku odrednicu uvođenja izravne transformacije i prijelaza na 20 kV pogonski napon, u proteklom srednjoročnom razdoblju od izrade Master plana do danas, građene su u pravilu TS 110/10(20) kV. Veći broj TS 110/10(20) kV koje su izgrađene u razdoblju 1985-1989. i opremane do razine I. faze (1xTR 110/10(20) kV) ili u potpunosti (2xTR 110/10(20) kV), značajan je izvor pogonskih iskustava i oslonac kod projektne i tehničke pripreme novih investicija.

Dinamika izgradnje novih pojmih točaka 110/10(20) kV u proteklom srednjoročnom razdoblju odražava opće trendove investicijskih ciklusa u širem poslovnom okruženju (npr. intenzivne investicijske aktivnosti 2004. – 2008. u odnosu na niže ili umjerene investicijske aktivnosti u prvoj polovici 90-tih i danas).

3.2.1.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 110 kV ugrađeno je oko 8.800 MVA snage transformacije VN/SN, od kojih je 58% raspoređeno na transformaciju snage s VN na 35(30) kV mrežu, ostatak na 10 kV i 20 kV mrežu, tzv. izravna transformacija, od čega je nešto zastupljenija transformacija na naponsku razinu 10 kV.

Dio električne energije se s VN razine transformira na SN razinu i preko tercijara transformatora VN/SN, prije svega na 10 kV ili 20 kV razinu. U odnosu na stanje od izrade Master plana, znatan je porast snage izravne transformacije s 26% na oko 42% udjela u transformaciji VN/10(20) kV.

Kod transformatorskih stanica 110 kV instalirane snage takve transformacije do uključivo 40 MVA, omjer između instalirane snage i maksimalno moguće snage u TS 110 kV je oko dvije trećine, za TS instalirane snage od 40 MVA do uključivo 80 MVA iznosi oko 90%, a za TS instalirane snage veće od 80 MVA je vrlo visok i iznosi blizu 100%.

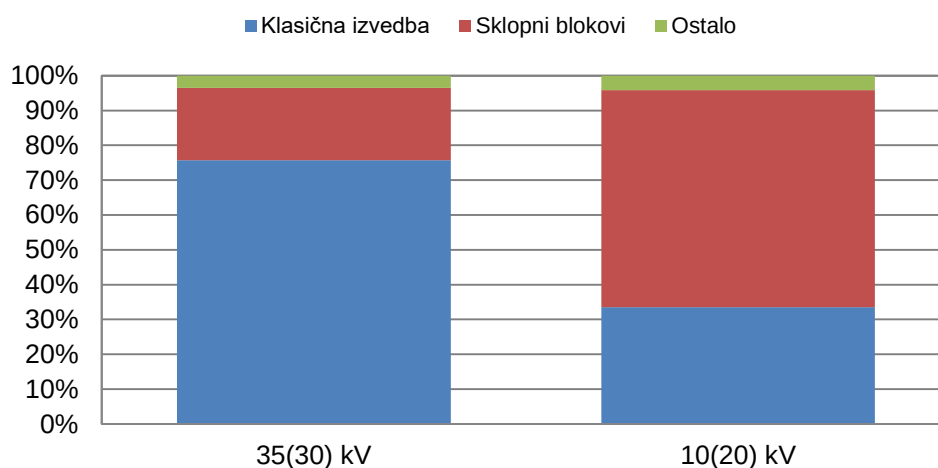
Navedeno je pokazatelj strategije izgradnje novih stanica za nazivne snage transformatora 2x40 MVA. Time se ostvaruje određena zalihost kapaciteta, prvotno ugrađeni transformatori manje snage (20 MVA) se prema potrebi mijenjaju novim jedinicama veće snage (40 MVA ili iznimno 63 MVA).

Transformatorske stanice instalirane snage veće od 80 MVA su specifičnosti lokacije i konzuma (npr. u Zagrebu, 2x63 MVA ili 3x40 MVA), a okarakterizirane su svojstvom da se svako daljnje povećanje kapaciteta u načelu ostvaruje izgradnjom nove TS 110/x kV s preuzimanjem dijela konzuma, a u rijetkim slučajevima rekonstrukcijom postojećeg postrojenja i dogradnjom nove transformacije.

Analizirajući opterećenje transformacija po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti (80%), može se uočiti sedam transformacija koje prelaze navedenu vrijednost opterećenja u ovom trenutku, od kojih je dio trenutno u rekonstrukciji.

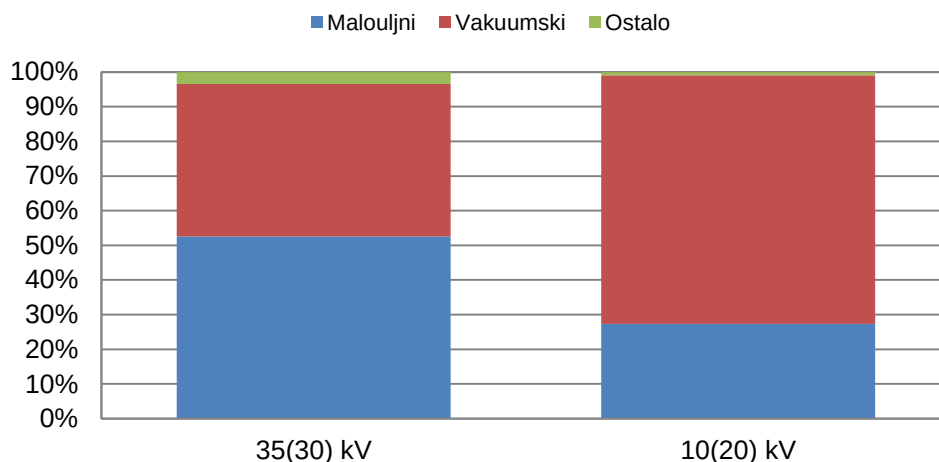
3.2.1.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 110 kV gotovo isključivo se grade s SN postrojenjem u čvrstim (zidanim) objektima u skladu s tipizacijom TS 110 kV HEP-a. Iznimku predstavlja TS 110/35 kV Jertovec.



Slika 3.3 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

U proteklom razdoblju su većinom ugrađivana SN postrojenja u izvedbi s metalom pregrađenim (metal-clad) sklopnim blokovima s izvlačivim vakuumskim prekidačem i zrakom izoliranim sabirnicama ili SN sklopnim blokovima zatvorene izvedbe s aparatima izoliranim u SF6 plinu (vakuumski prekidač). Slikom 3.3 prikazana je raspodjela izvedbe SN postrojenja prema tipu. U odnosu na podatke dane Master planom [38], povećanje udjela sklopnih blokova (u odnosu na smanjenje udjela ćelija u klasičnoj izvedbi s pojedinačnom opremom – munjerke) vezano je uz brojna pozitivna iskustva u održavanju i pogonu, uz značajno pojednostavljenje elektromontažnih radova u fazi ugradnje. U pravilu se ugrađuje primarna oprema izolacijske razine 24 kV.



Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača

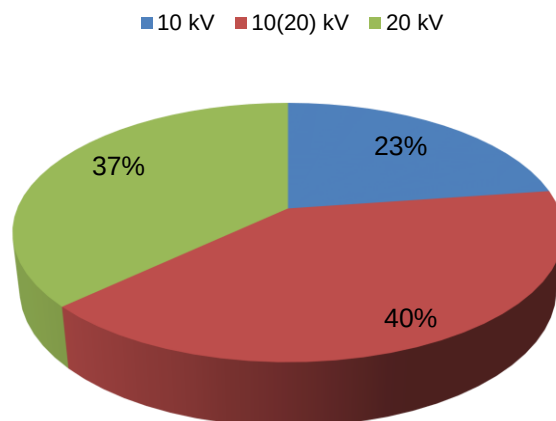
Znatno je povećan udio vakuumskih prekidača (u odnosu na smanjeni udio malouljnih prekidača), što je vezano uz općenito bolje tehničke značajke u pogonu i jednostavnije održavanje. Zamjena malouljnih prekidača novima naprednije tehnologije izraženija je na postrojenjima 10(20) kV.

Tijekom 1990-tih započela je šira primjena višefunkcijskih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja. Brojne pogodnosti, osim funkcija relejne zaštite (npr. bilježenje lista događaja, lista događaja kod zastoja/kvara, lista mjerenja, mogućnost komunikacije prema nadređenim centrima vođenja i dr.) utjecale su na znatno opće povećanje udjela numeričkih uređaja u SN postrojenjima. Trend prevladava i danas. Analizirajući proteklih 20-ak godina, tj. promjene u odnosu na Master plan [38], može se uočiti značajno povećanje udjela numeričke relejne zaštite u transformatorskim stanicama 110/x kV s oko 5% na 79%. Ovakvo stanje je dobro, a u razdoblju planiranja namjerava se još poboljšati zamjenom primarno elektromehaničkih releja, a potom i elektrostatičkih.

Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja, predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. Udio polja SN postrojenja uvedenih u SDV sada iznosi 93%. S obzirom na strateške ciljeve povećanja učinkovitosti poslovanja i kvalitete opskrbe električnom energijom nužno je zahvate (revitalizacije, rekonstrukcije i dr.) na preostalim TS 110/x kV, koje još nisu uvedene u SDV, promatrati kao prioritetne zahvate ako će predmetne transformatorske stanice biti u pogonu idućih 10 godina.

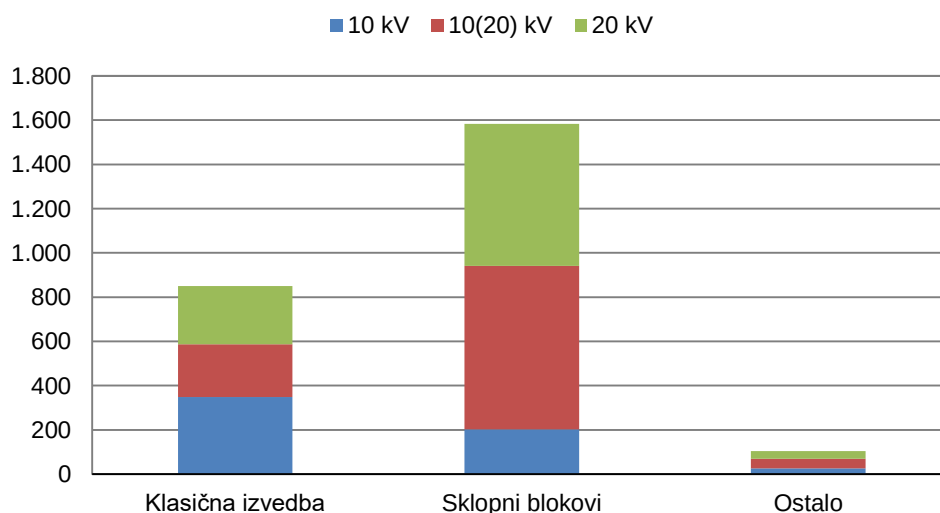
3.2.1.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Od ukupno 139 pojnih točaka 110 kV, u njih 40 nije izgrađeno postrojenje 10 kV ili 20 kV naponske razine, a odnose se na 110/35(30) kV stanice koje se mogu, ako se ukaže potreba, rekonstruirati u pojne točke SN mreže 10(20) kV. Slikama 3.5 i 3.6 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV uzimajući prije svega u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke i drugo.



Slika 3.5 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

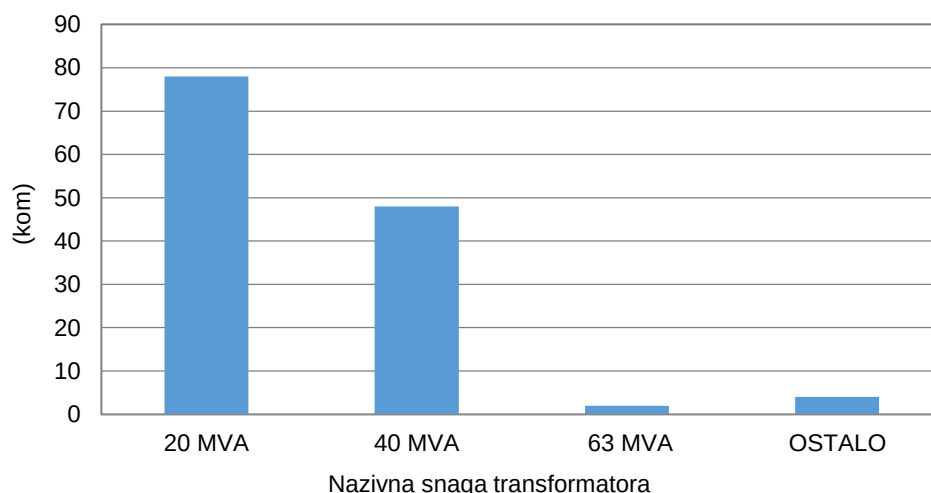
Slika 3.6 prikazuje značajan broj polja postrojenja pripremljenih za 20 kV napon. Kod postrojenja koja su izvedena sklopnim blokovima postotak pripremljenosti za 20 kV pogonski napon je oko 87%.



Slika 3.6 Prikaz broja polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja

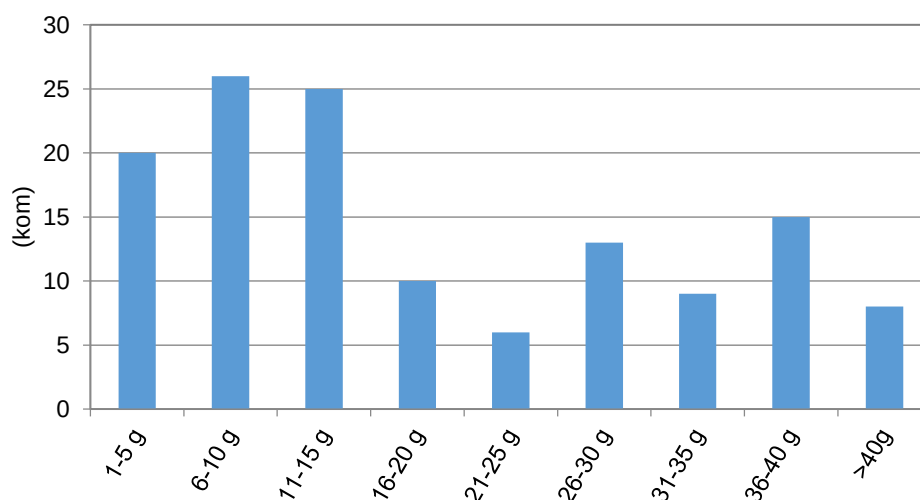
3.2.1.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

Transformatori snage najvažniji su elementi sustava prijenosa i distribucije električne energije. U najvećoj mjeri, dulje su vremensko razdoblje vezani uz pogon u određenoj transformatorskoj stanici te su stoga obrađeni u poglavlju vezanom uz stanice, ali s obzirom na to da ipak predstavljaju značajnu pokretnu imovinu, obrađen je i dio transformatora koji nisu ugrađeni. Suma nazivnih snaga 133 transformatora omjera transformacije VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a je 3.717 MVA. Transformatori najviše naponske razine 110 kV gotovo u pravilu se odnose na transformaciju snage niže naponske razine 10 ili 20 kV, odnosno 10,5 ili 21 kV gledano konstrukcijski.



Slika 3.7 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi

Pregledom raspodjele transformatora prema snazi (Slika 3.7) vidljivo je da je većina transformatora snage 20 ili 40 MVA, odnosno uočava se izrazita tipizacija snage transformatora. Na temelju kriterija za obnovu elemenata distribucijske mreže kojima je određen vremenski prag za obnovu transformatora od 40 godina starosti, može se zaključiti da je trenutno stanje transformatora u nadležnosti ODS-a vrlo povoljno s obzirom na vrlo mali udio starijih od granične vrijednosti (Slika 3.8). Promatrajući vremenski okvir plana od 10 godina vidljivo je da će dio transformatora proći navedenu graničnu vrijednost pa je stoga nužno planirati zamjenu, naročito jer su nove generacije transformatora konstruirane sa znatno manjim gubicima u odnosu na one koje zamjenjuju u pogonu.



Slika 3.8 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti

3.2.1.6. Preporuke za planiranje na temelju analize stanja pojmih točaka 110 kV

Uzimajući u obzir pregled stanja TS 110/x kV u nadležnosti ODS-a te pripadajućih postrojenja i opreme u nastavku su navedena zapažanja u obliku preporuka za planiranje:

- Planiranjem „novih“ pojmih točaka 110 kV za napajanje 10(20) kV mreže prioritetno je analizirati lokacije postojećih transformatorskih stanica, prije svega 110/35 kV ili 35/10 kV.

- Povećanje kapaciteta transformacije VN/SN, posebno direktne transformacije, raditi ugradnjom do dvije jedinice snage 40 MVA, a nakon toga izgradnjom nove pojne točke (iznimka su specifični slučajevi velikih gradova).
- s obzirom na dugačak životni vijek zidanih objekata, izgradnju novih SN postrojenja planirati u zidanim zgradama, a dotrajala postrojenja revitalizirati i/ili dograditi u postojećim zgradama.
- Planirati razvoj postrojenja korištenjem novih tehnologija: sklopni blokovi, vakuumski prekidači, numerički releji.
- Planirati dinamiku zamjene dotrajalih transformatora uvažavajući stvarno stanje i pouzdanost pogona transformatora (kriterij starosti preko 40 godina).
- Planirati povećanje kapaciteta za visoko opterećene transformatorske stanice.
- Prioritetno planirati ulaganje u prijelaz na 20 kV mreža čije su pojne točke izgrađene ili rekonstruirane s 20 kV opremom.
- Planirati uvođenje preostalih SN postrojenja u SDV (7%).

3.2.2. Pojne točke 35 kV

Pojne točke gornje naponske razine 35 kV ili 30 kV (dalje u tekstu: pojne točke 35 kV) najčešće su u funkciji transformacije snage iz 35 kV i 30 kV mreže u 10 ili 20 kV mrežu. Nazivni napon mreže je u pravilu 35 kV, a dio SN mreže u Elektri Zagreb i Elektri Šibenik je zbog povijesnog nasljeđa u pogonu na 30 kV. HEP ODS je u cijelosti ili dijelu postrojenja nadležan nad 303 pojmih točaka 35(30) kV, od čega je manji dio zajedničkih.

3.2.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV

U posljednjih deset godina izgrađeno je 13 novih transformatorskih stanica gornje naponske razine 35 kV. Pet ih je izgrađeno u zamjenu za druge na lokaciji ili blizu lokacija postojećih, od čega je jedna izgrađena za potrebe HAC-a. Dio novih TS planirano je kao prva faza buduće pojne točke 110/10(20) kV.

s obzirom na stratešku odluku prelaska na 110-20-0,4 kV sustav, ulaganje u izgradnju novih transformatorskih stanica 35 kV se ne potiče, osim izgradnje transformatorske stanice 35(30)/x kV kao prve faze buduće transformatorske stanice 110 kV (npr. TS 35(110)/10(20) kV Podi u Elektri Šibenik), čime se pojašnjava veći broj izgrađenih točaka 110 kV u odnosu na 35 kV. Isti trend prevladavat će i dalje prilikom izrade planova razvoja distribucijske mreže.

Osim ulaganja u izgradnju i rekonstrukciju, realiziran je i veliki broj revitalizacija SN postrojenja ili nekog njihovog dijela u smislu produljenja životnog vijeka i povećanja pouzdanosti rada opreme ili uvođenja u SDV.

Gledajući prema godinama izgradnje pojedinih pojmih točaka 35 kV, uočava se podjela na tri karakteristična razdoblja:

- Prvo razdoblje, do kraja 60-ih godina prošlog stoljeća, okarakterizirano je izgradnjom velikog broja TS zbog provođenja elektrifikacije Hrvatske. Razdoblje do početka 90-ih godina prošlog stoljeća započelo je intenzivnom izgradnjom zbog potrebe za povećanjem kapaciteta mreže, dok početak ratnih zbivanja znatno negativno utječe na opterećenje i potrošnju električne energije, a time i na izgradnju TS.
- Posljednje razdoblje obilježeno je značajno manjom izgradnjom novih transformatorskih stanica (4 do 5 puta manje u odnosu na prethodno razdoblje). Ovo je posljedica strateške odluke povećanja kapaciteta mreže korištenjem izravne transformacije 110/10(20) kV i pada potrošnje nakon ratnih zbivanja s početka 90-ih godina prošlog stoljeća.

3.2.2.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 35 kV, uključujući snage navedene transformacije i u pojnim točkama 110 kV ugrađeno je gotovo 4.600 MVA snage transformacije 35(30)/x kV (uvažan dio 35(30)/x transformacije u stanicama 110/35(30)/x kV). Izrazito je dominantna transformacija na 10 kV napon i čini oko 91% instalirane snage u transformatorskim stanicama, daljnjih 7% na 20 kV i oko 2% na druge, najčešće industrijske naponske razine.

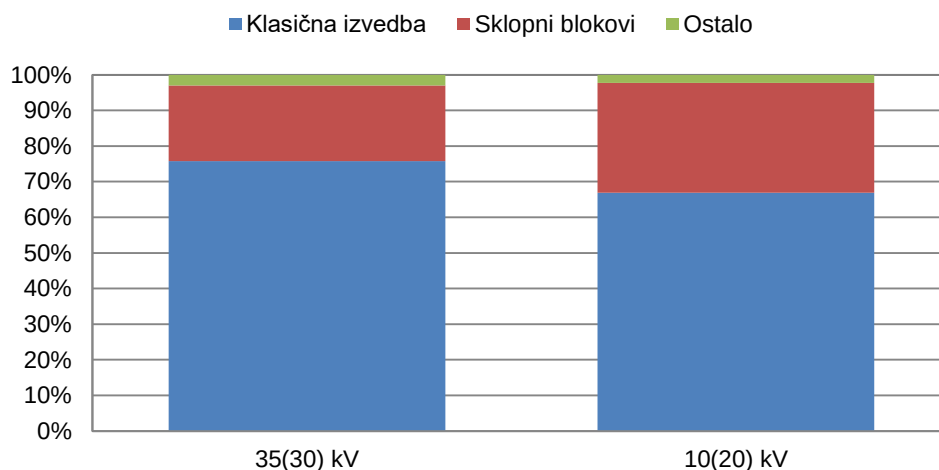
Vezano uz iskorištenje transformacije u stanicama, mogu se navesti isti zaključci kao i za pojne točke 110 kV, što je očekivano s obzirom na istu metodologiju i kriterije planiranja. Općenito je suma vršnih opterećenja oko 50% instalirane snage. Može se primjetiti da tipizacija transformatorskih stanica projektiranih za snagu do 2x8 MVA rezultira nižim kvocijentom instalirane snage i maksimalne projektirane snage za stanice s ukupnom instaliranom snagom transformatora do uključivo 8 MVA (npr. 2x4 MVA), a vrlo visokim za instalirane snage veće od 8 MVA.

Analizirajući opterećenje transformacija po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti (80%) može se uočiti 16 transformacija koje prelaze navedenu vrijednost u 2016. godini.

3.2.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

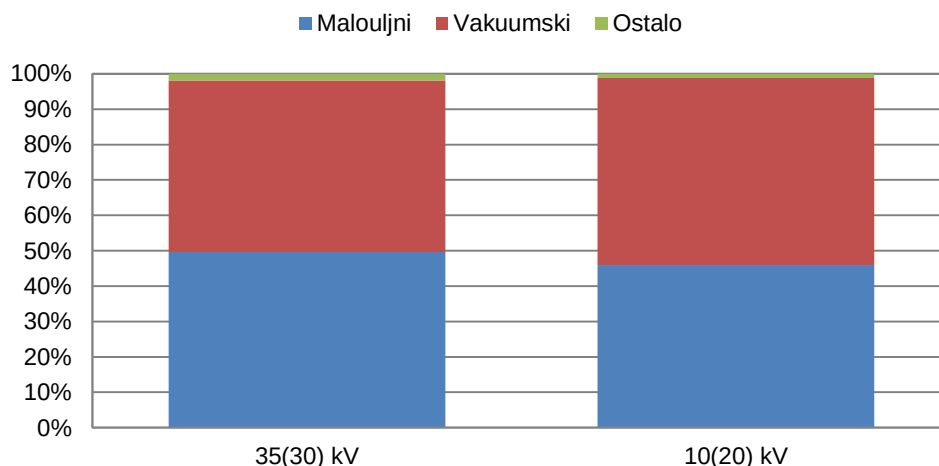
Pojne točke 35 kV u pravilu se grade u čvrstim (zidanim) objektima i čine 96% izvedbe zgrade postrojenja, a preostalih 4% odnosi se na limene kontejnere i tipske objekte „ESO“. Oko 75% objekata je u dobrom građevinskom stanju, a preostali zahtijevaju revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili zamjene krovišta, fasade ili stolarije.

Kao i za SN postrojenja u pojnim točkama 110 kV, mogu se izvesti slični zaključci o stanju postrojenja u pojnim točkama 35 kV jer su rezultat iste metodologije planiranja razvoja distribucijske mreže. Analizom podataka iz distribucijskih područja (prikazanih na Slikama 3.9 i 3.10) te usporedbom sa stanjem početkom 1997. godine [38] primjetan je porast udjela postrojenja izvedenih sklopnim blokovima s ugrađenim vakuumskim prekidačima i numeričkim relejima zaštite.



Slika 3.9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

Na Slici 3.9 vidljiv je veći udio ugrađenih sklopnih blokova u postrojenjima 10(20) kV u odnosu na 35(30) kV postrojenja, kao što je na Slici 3.10 vidljiv veći udio vakuumskih prekidača, koji se smatraju novijom i boljom tehnologijom u odnosu na malouljne prekidače, u postrojenjima 10(20) kV.



Slika 3.10 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača

Iako su postrojenja 35(30) kV tehnički važnija nego 10(20) kV jer distribuiraju veću snagu, navedeno stanje je posljedica strateškog plana napuštanja transformacije 35(30)/10(20) kV i rekonstrukcije postrojenja u rasklopišta 10(20) kV zbog prijelaza na tronaponski sustav. To je posebno izraženo u distribucijskim područjima sa započetim aktivnostima pripreme i prijelaza na 20 kV napon (Rijeka, Zagreb, Pula i dr.). Ako se u idućem razdoblju uspori dinamika izgradnje 110 kV pojmih točaka, bit će nužno ulagati u rekonstrukciju postojećih 35 kV postrojenja, što bi s gledišta isplativosti bilo nerazborito.

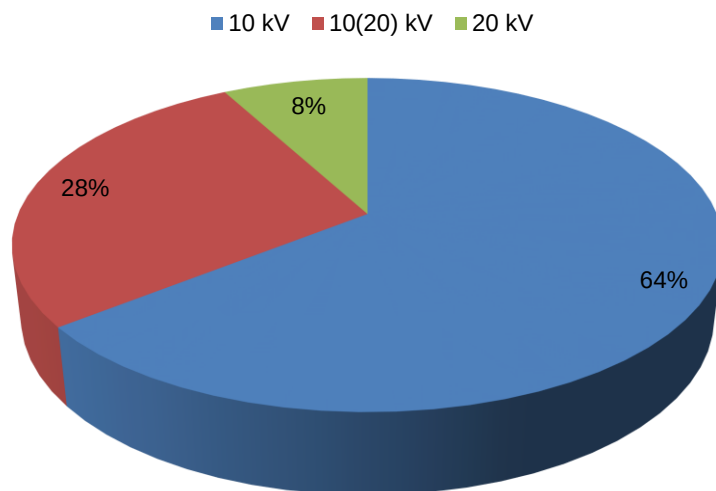
Zbog manjeg broja polja i nepostojanja potrebe za povećanjem, velik dio rekonstrukcija realizira se zamjenom pojedinačne opreme zadržavajući postojeće građevinske izvedbe polja (munjerke).

Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. U odnosu na Master plan, znatno je povećan udio numeričke relejne zaštite (oko 70%) i SN postrojenja uvedenih u SDV (oko 96%).

3.2.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

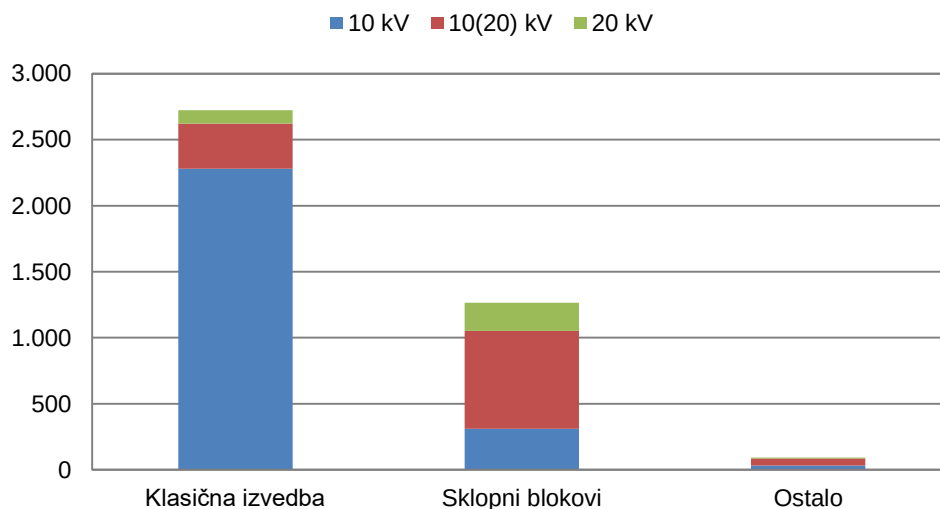
Na Slikama 3.11 i 3.12 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV, uzimajući u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke.

Za razliku od 10(20) kV postrojenja u pojnim točkama 110 kV s velikim udjelom postrojenja pripremljenih za 20 kV, kod pojmih točaka 35 kV taj je udio znatno manji i iznosi nešto više od 30%. U postrojenjima izvedenim sklopnim blokovima brojnija su postrojenja s najvišim naponom opreme koji omogućuje pogon na 20 kV.



Slika 3.11 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

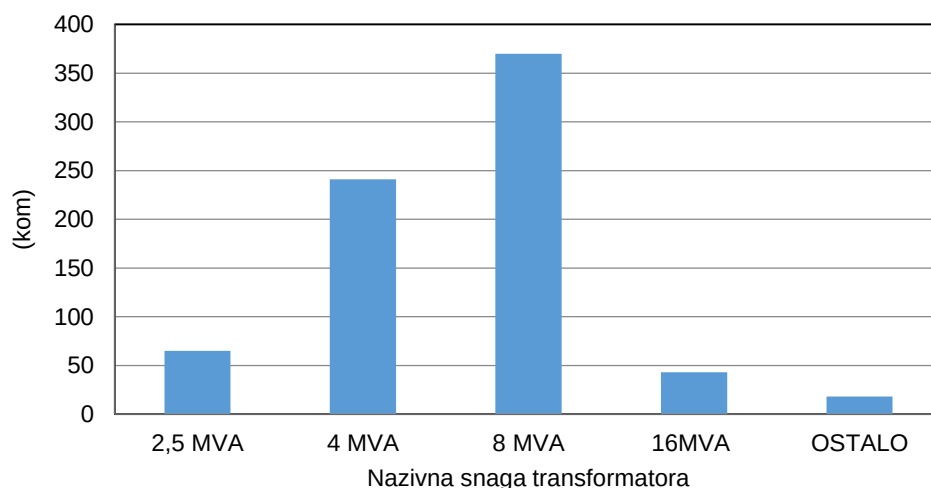
U načelu se, uvažavajući zahtjeve učinkovitog korištenja energije, rekonstrukcije pojnih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prijelaza 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, da bi se izbjegla dodatna transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV uz napajanje iz obližnje 110 kV pojne točke. Zbog specifičnosti srednjonaponske mreže i konzuma određenog područja, iznimke su razumljive.



Slika 3.12 Prikaz broja polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja

3.2.2.5. Transformatori SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

Suma nazivnih snaga ukupno 737 transformatora SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a iznosi 4.857 MVA. Najzastupljeniji su transformatori prijenosnog omjera 35/10,5 kV ili preklopivi 35/10,5(21) kV, a najzastupljenije snage su 4 MVA i 8 MVA (zajedno oko 600 komada, odnosno 3.900 MVA). Preostali transformatori odnose se na snage 2,5 MVA, 16 MVA ili ostalo (Slika 3.13).

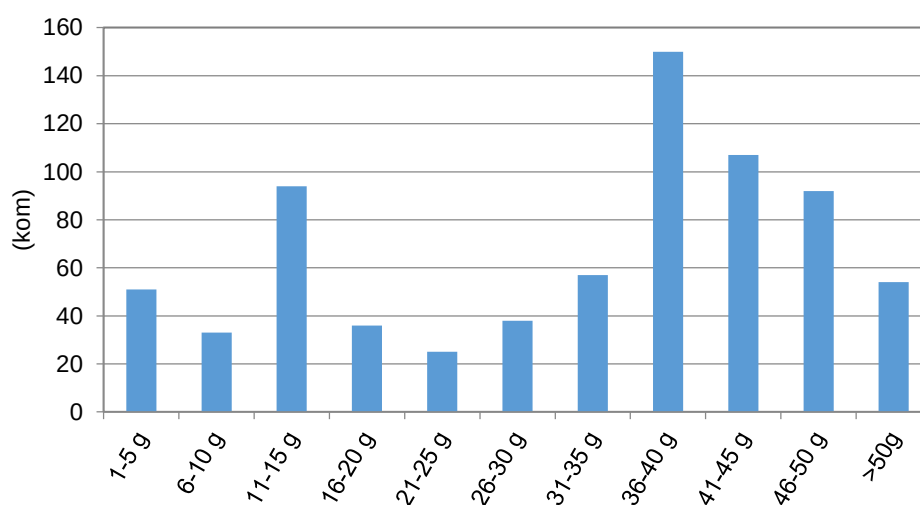


Slika 3.13 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

Slika 3.14 prikazuje raspodjelu transformatora prema starosti iz koje je vidljiv značajan broj starih transformatora. Prosječna je starost transformatora preko 31 godinu. Prema kriteriju zamjene transformatora na temelju starosti veće od 40 godina, u ovom trenutku graničnu vrijednost kriterija prelazi oko 34%, a do kraja planskog razdoblja dodatnih još oko 30%.

Osim veće sigurnosti pogona, zamjenom dotrajalih transformatora ostvaruje se velika korist smanjenjem tehničkih gubitaka. U načelu su gubici uslijed opterećenja dvostruko manji kod novih transformatora, a gubici praznog hoda čak i do tri puta manji. Primjenjujući odredbe nove EU regulative o energetske učinkovitosti transformatora, koja je stupila na snagu, uštede u gubicima zbog zamjene transformatora bit će još izraženije.

Uvažavajući činjenicu da se dio transformatora nalazi u pričuvi, dio revitalizira, a dio je pripremljen za rashod zbog dotrajalosti, te da će se ukupna potreba za transformatorima tog prienosnog omjera dodatno smanjiti, broj koji je potrebno zamijeniti unutar planskog razdoblja bit će manji od broja koji ne udovoljava prema kriteriju starosti odnosno životnog vijeka. Značajan broj ovih transformatora će se zamijeniti, između ostalog zbog sporijeg uvođenja izravne transformacije ili ulaganjima u smanjenje gubitaka.



Slika 3.14 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti

3.2.2.6. Preporuke za planiranje na temelju analize stanja pojmih točaka 35 kV

Uzimajući u obzir provedenu analizu stanja pojmih točaka 35 kV u nadležnosti HEP ODS-a te pripadajućih postrojenja i opreme, u nastavku su navedena zapažanja u obliku preporuka za planiranje:

- Povećanje kapaciteta transformacije SN/SN planirati ugradnjom do dvije jedinice 8 MVA, nakon toga izgradnjom nove pojne točke 110 kV s izravnom transformacijom, a iznimno povećanjem kapaciteta transformacije do 2x16 MVA.
- S obzirom na dugačak životni vijek zidanih objekata, izgradnju novih SN postrojenja planirati u pojednostavljenim optimiranim zidanim zgradama sa smanjenim neenergetskim prostorom, a dotrajala postrojenja revitalizirati i/ili dograditi u postojećim zgradama.
- Planirati razvoj postrojenja korištenjem novih tehnologija: sklopni blokovi, vakuumski prekidači, numerički releji.
- Posebno analizirati i planirati dinamiku zamjene transformatora SN/SN s obzirom na velik udio koji na kraju planskog razdoblja neće zadovoljavati kriterij starosti od 40 godina.
- Planirati povećanje kapaciteta za visoko opterećene TS.
- Prioritetno planirati ulaganje u prijelaz na 20 kV za mreže čije su pojne točke izgrađene ili rekonstruirane s 20 kV opremom.
- Planirati uvođenje preostalih SN postrojenja u SDV (4%), uz uvjet uporabe postrojenja u narednom srednjoročnom razdoblju te analizu mogućnosti izgradnje ekonomski prihvatljive optičke komunikacijske veze.

3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona

Rasklopištima srednjeg napona smatraju se elektroenergetska rasklopna postrojenja naponskih razina najčešće 10 kV ili 20 kV, a u nekim slučajevima i 35 kV, u pravilu bez transformacije snage, osim na niski napon za vlastitu potrošnju ili u posebnim prijelaznim slučajevima na sučelju mreža nazivnog napona 10 kV i 20 kV. Broj polja postrojenja uglavnom je pet ili više koja su opremljena prekidačima, podsustavom za proizvodnju i razvod pomoćnog napona, uređajima relejne zaštite i često uvedena u SDV ili su u planu za uvođenje.

Uvažavajući glavne smjernice razvoja distribucijske mreže, a ponajviše zbog prijelaza na 110 – 20 – 0,4 kV naponski sustav, procjenjuje se da će se broj ovakvih postrojenja povećavati. Dva su glavna razloga tome:

- Prijelazom sredjonaponske mreže na 20 kV pogon vrlo često, zbog blizine pojne točke 110/20 kV te povećanja prijenosne moći SN vodova, prestaje potreba za transformacijom snage s 35 kV pa se demontira transformator 35/x kV i elektroenergetski objekt funkcionira kao rasklopište.
- Razvojem područja s velikom gustoćom opterećenja i potrošnje, kao što su npr. gospodarske ili industrijske zone, snaga se iz pojne točke teškim vodovima izvlači do rasklopišta odakle se dalje distribuira prema potrošačima i transformatorskim stanicama SN/NN.

Broj takvih postrojenja koja su u nadležnosti HEP ODS-a je oko 60. Veći broj rasklopišta izgrađen je u Elektri Varaždin, Elektroprimorju Rijeka i Elektroistri Pula.

Gledajući prema broju SN polja takvih postrojenja, udio od preko 90% odnosi se na rasklopišta nazivnog napona 10 kV ili 20 kV.

3.2.4. Vodovi 35 kV

U ovom poglavlju dan je sažeti prikaz osnovnih značajki vodova 35 kV (uključujući 30 kV, posebnost na području Elektro Zagreb i Elektro Šibenik) na razini HEP ODS-a. Ukupna duljina vodova 35 kV iznosi

4.488 km, što je smanjenje za 14 km u odnosu na stanje mreže opisano Master planom [38] (4.502 km). Promjene udjela duljina pojedinih izvedbi vodova rezultat su zamjene nadzemnih vodova kabelima.

Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova

Naziv	Duljina (km)	Duljina (%)
Kabeli 35 kV	1.317	29%
Nadzemni vodovi 35 kV	3.029	67%
Podmorski kabeli 35 kV	142	3%
Ukupno	4.488	100%

Tablicom 3.3 prikazan je pregled 35 kV vodova po izvedbi, s podacima o duljini i udjelu pojedine izvedbe. Udio kabelskih vodova u ukupnoj duljini je 33%, a udio nadzemnih 67%, što je 11% manji udio duljine nadzemnih 35 kV vodova u donosu na stanje iz 1997. godine (Master plan, [38]).

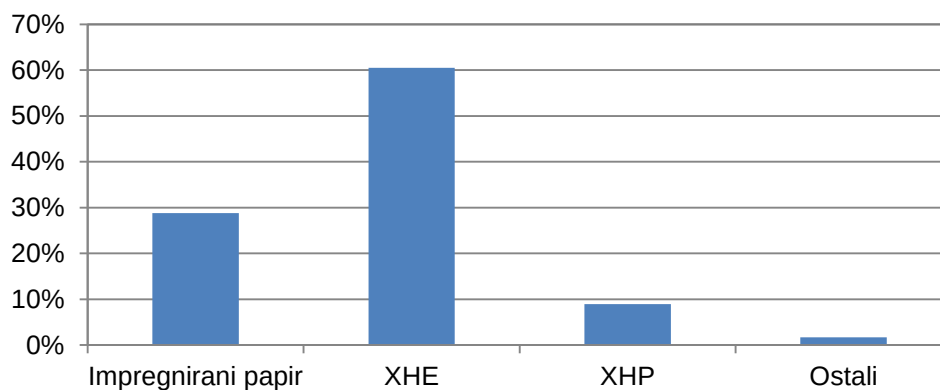
3.2.4.1. Kabeli 35 kV

Razvoj kableske tehnologije doveo je do velikog broja različitih tipova, kako kabela polaganih na kopnu, tako i podmorskih kabela. Tipizacija u ovom dijelu tehnologije uslijedila je iza 90-ih godina prošlog stoljeća. U Tablici 3.4 i na Slici 3.15 iskazane su vrijednosti i udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) kabela.

Tablica 3.4 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Duljina (%)
Impregnirani papir	379	29%
Umreženi polietilen i izvedba plašta od polietilena (XHE)	798	61%
Umreženi polietilen i izvedba plašta od PVC-a (XHP)	118	9%
Ostali	22	2%
Ukupno	1.317	100%

Kabela s papirnom izolacijom (IPZO i sl.) je oko 29%, što je za cca 23% manje u donosu na stanje iz Master plana [38] gdje su uračunati i podmorski kabeli. Najzastupljeniji su kabeli s izolacijom od umreženog polietilena i izvedbom plašta od polietilena (XHE kabeli), odnosno PVC-a (XHP kabeli). Kako su 35 kV kabeli različite tehnološke izvedbe polagani u karakterističnim vremenskim razdobljima, postupno se smanjuje udio kabela s papirnom izolacijom, a povećava udio kabela s novijim vrstama izolacije.



Slika 3.15 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

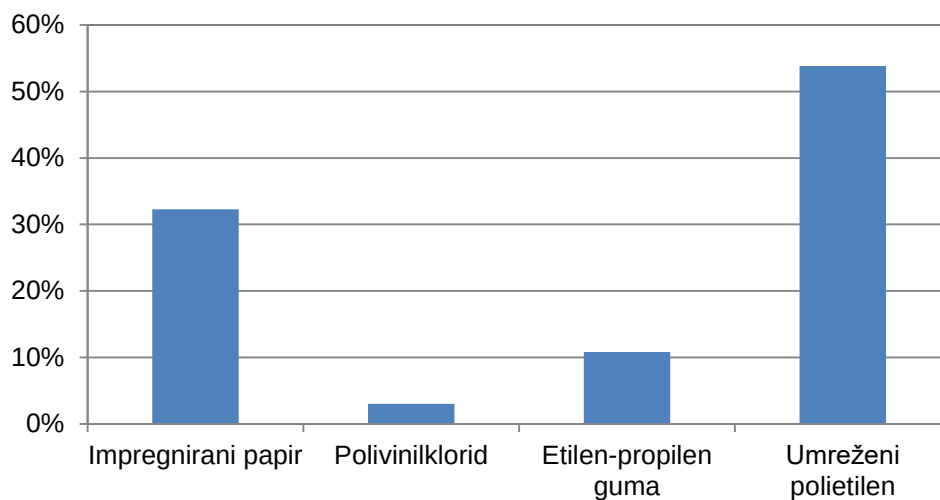
3.2.4.2. Podmorski kabele 35 kV

Tablica u nastavku daje pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti.

Tablica 3.5 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Duljina (%)
Impregnirani papir	45,7	32%
Polivinilklorid	4,3	3%
Etilen-propilen guma	15,3	11%
Umreženi polietilen (XHE, XHOE, FXCTV, FXBTV)	76,3	54%
Ukupno	141,6	100%

U razdoblju od izrade Master plana [38] ukupna duljina podmorskih kabela naponske razine 35 kV porasla je s 125,0 km na 141,6 km. Mreža PKB 35 kV u proteklom razdoblju se nije značajno povećala, nego su se aktivnosti uglavnom odnosile na zamjenu postojećih PKB zbog starosti i dotrajalosti. Najveći udio u 35 kV podmorskim kabelima imaju kabeli s izolacijom od umreženog polietilena (izvedbe tipa XH i FXBTV), kao što prikazuje Slika 3.16.



Slika 3.16 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi

Ulaganjima u zamjenu kabelima novije izvedbe u proteklom razdoblju, udio starih kabela izolacije od polietilena i impregniranog papira se postupno smanjuje. Međutim, bez obzira na izneseno, starost podzemskih kabela je uglavnom preko 30 godina pa će se u narednom razdoblju intenzivnije mijenjati.

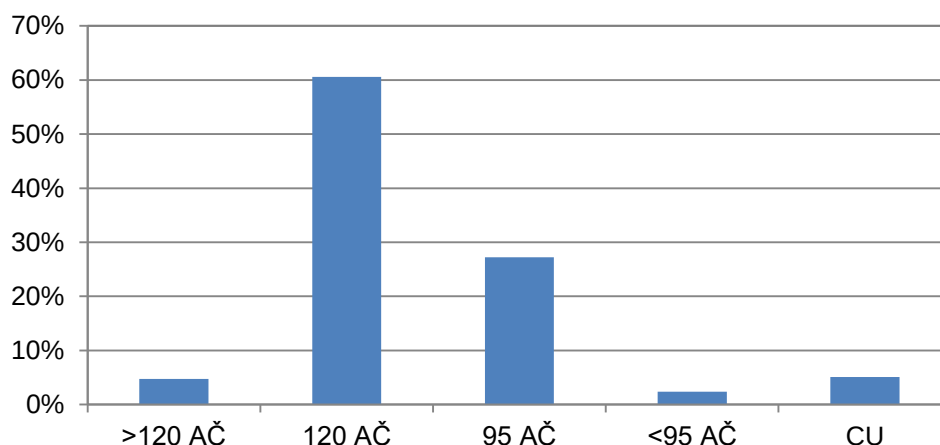
3.2.4.3. Nadzemni vodovi 35 kV

Kao rezultat promjene pogonske naponske razine (prijelaza SN mreže na 20 kV) te zamjena nadzemnih vodova kabelima, njihova ukupna duljina smanjila se u odnosu na stanje iz Master plana [38] za nešto više od 283 km te sada iznosi 3.029 km. Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima vodiča, materijalu i vrsti stupa prikazana je u Tablici 3.6 te na Slici i 3.17.

Tablica 3.6 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova

Presjek	Betonski stupovi	Čelično-rešetkasti stupovi	Ukupno (km)	Ukupno (%)
>120/20 mm ² Al/Fe	0,0	142,6	142,6	5%
120/20 mm ² Al/Fe	340,18	1.495,26	1.835,4	61%
95/15 mm ² Al/Fe	240,99	584,05	825,0	27%
<95/15 mm ² Al/Fe	7,69	63,5	71,2	2%
CU	61,81	92,98	154,8	5%
Ukupno (km)	650,7	2.378,4	3.029,0	100%
Ukupno (%)	21%	79%	100%	

Većina vodova je izgrađena na čelično-rešetkastim stupovima (79%), vodičima presjeka 120/20 mm² Al/Fe (61%). U nekoliko distribucijskih područja izrazito su zastupljeni vodovi na betonskim stupovima (udio preko 50% pa do 90%, distribucijska područja Zagreb, Čakovec, Osijek i Slavonski Brod). Isto vrijedi i za poprečne presjeke vodiča (relativno velik udio presjeka 95/15 mm² Al/Fe, distribucijska područja Zagreb, Zabok, Varaždin i Čakovec).



Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča

Postupnim uvođenjem izravne transformacije 110/10(20) kV, doći će do smanjenja ukupne duljine 35 kV vodova, s tim da će se većina koridora zadržati, vodovi rekonstruirati u 110 kV vodove ili koristiti kao 10(20) kV vodovi. Time nije isključena izgradnja novih 35 kV vodova, npr. radi osiguranja dvostranog napajanja TS 35/10(20) kV, ali će se za svaki takav slučaj posebnom analizom utvrditi ekonomska opravdanost.

Potrebno je naglasiti da se na određenim područjima Republike Hrvatske s malom gustoćom potrošnje zadržava 35 kV mreža (TS 35/20 kV i vodovi 35 kV i 20 kV) kao što je to slučaj u Gorskom kotaru.

3.2.4.4. Temeljne smjernice razvoja 35 kV vodova

Temeljne smjernice razvoja u idućem razdoblju su:

- Pri izgradnji novih vodova 35 kV, koje treba biti selektivno i restriktivno, koristiti racionalnija rješenja od postojećih vodova na čelično-rešetkastim stupovima sa zaštitnim vodičima, npr.:
 - vodove na betonskim stupovima bez zaštitnog vodiča
 - vodove na čelično-rešetkastim stupovima bez zaštitnog vodiča u uvjetima teške primjene betona.
- Polaganje kabela 35 kV, s obzirom na cjenovnu konkurentnost u odnosu na nadzemne vodove na čelično-rešetkastim stupovima.

3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN

3.2.5.1. Transformatorske stanice SN/NN

Ukupan broj TS SN/NN u distribucijskoj mreži je 28.642, s ukupnom instaliranom snagom 10.874 MVA. Ključni podaci o izgrađenim transformatorskim stanicama (vlastite, zajedničke ili tuđe) u distribucijskoj mreži iskazani su u tablicama i slikama koje slijede.

Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije

	HEP ODS / zajedničke	Tuđe	Ukupno
Broj trafostanica SN/NN	25.630	3.012	28.642
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	8.665	2.210	10.874

TS SN/NN se mogu podijeliti na tri osnovna tipa prema načinu izvedbe (Tablica 3.8):

- kableske (KTS)
- stupne (STS)
- tip „tornjić“.

Tablica 3.8 Vrste TS SN/NN

Vrsta TS	Broj TS	Udio (%)
Kabelska transformatorska stanica	14.068	49%
Stupna transformatorska stanica	11.082	39%
Transformatorska stanica tipa "tornjić"	3.492	12%
Ukupno	28.642	100%

U proteklom razdoblju smanjio se udio TS starog i napuštenog tehničkog rješenja tipa „tornjić“, a porastao je udio kablskih i stupnih TS.

Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV

Prijenosni omjer	Broj TS	Udio (%)
TS 10/0,4 kV	12.274	43%
TS 10(20)/0,42 kV	9.914	35%
TS 20/0,42 kV	6.454	23%
Ukupno	28.642	100%

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom naponom izolacije 24 kV je oko 58% što predstavlja značajno povećanje u odnosu na 23% s početka 1997. godine, kako je opisano u Master planu [39]. Ukupan broj TS u pogonu na 20 kV iznosi 6.454 kom, odnosno 23%.

U budućnosti će njihov udio i dalje rasti zbog ulaganja u zamjenu opreme u postojećim transformatorskim stanicama zbog dotrajalosti opreme, ulaganja u sklopu prijelaza na 20 kV te izgradnje novih transformatorskih stanica. Stupne transformatorske stanice na drvenim stupovima i tornjići postupno će se rekonstruirati ili zamijeniti drugima.

Prosjek broja niskonaponskih izvoda kablskih stanica je osam, dok je prosjek broja izvoda kod stupnih transformatorskih stanica četiri. Podaci se temelje na srednjim vrijednostima po distribucijskim područjima.

Najveći udio stupnih transformatorskih stanica je izveden na čelično-rešetkastom stupu, a kod kablskih je najzastupljenija izvedba u betonskom kućištu standardnih dimenzija.

Značajan udio kablskih transformatorskih stanica ima ugrađenu opremu 24 kV, dok kod ostalih transformatorskih stanica udio opreme 24 kV značajno varira ovisno o izvedbi. U izvedbi „tornjić“ dio stanica se rekonstruira opremom 24 kV (vrlo često 24 kV blokovima), a kod stupnih transformatorskih stanica najveći je udio opreme 20 kV na betonskom stupu, a gotovo zanemariv na drvenom stupu.

3.2.5.2. Transformatori SN/NN

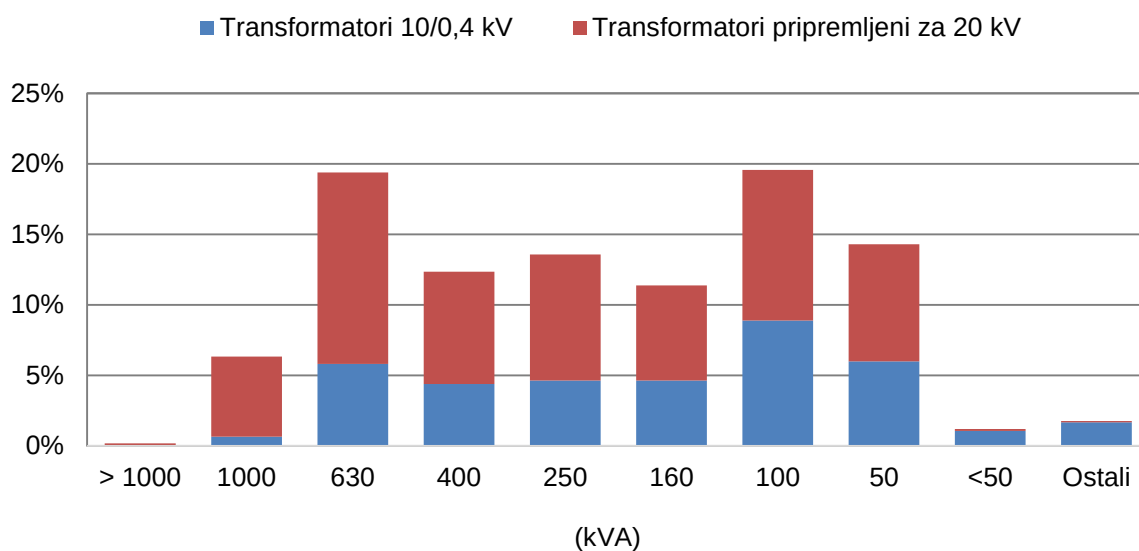
Transformatori SN/NN su imovina u najčešćem slučaju dugotrajno vezana (ugrađena) u transformatorskim stanicama SN/NN, a u rjeđem slučaju u pojnim točkama ili rasklopištima za transformaciju snage za vlastitu potrošnju. Manji dio odnosi se i na pogonsku rezervu. U nastavku su analizirani transformatori u vlasništvu HEP ODS-a.

Raspodjela transformatora SN/NN po nazivnim snagama i prienosnim omjerima prikazana je Tablicom 3.10.

Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru

Snaga (kVA)	10/0,4 kV (kom)	10(20)/0,4 kV (kom)	20/0,4 kV (kom)	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
> 1000	5	41	3	49	0,2%
1000	190	1.504	139	1.833	6,3%
630	1.681	3.307	630	5.618	19,4%
400	1.272	1.723	584	3.579	12,4%
250	1.342	1.986	604	3.932	13,6%
160	1.344	1.575	375	3.294	11,4%
100	2.575	2.544	552	5.671	19,6%
50	1.734	1.925	484	4.143	14,3%
<50	304	39	4	347	1,2%
Ostali	482	26	1	509	1,8%
Ukupno (kom)	10.929	14.670	3.376	28.975	100%
Ukupno (%)	38,7%	50,6%	11,7%	100%	

Iz prikaza raspodjele transformatora prema izvedbi namota više naponske razine vidljivo je da je udio preklopivih transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV 62,3%. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 50,6%. Kako upravo nabavka transformatora SN/NN predstavlja veliki dio troškova prijelaza na 20 kV napon, jasno je da se radi o dugotrajnom i postupnom procesu. Počeci mu sežu od sedamdesetih godina prošlog stoljeća, kada su napravljene prve analize o primjeni novog distribucijskog napona 20 kV.

**Slika 3.18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV**

Na Slici 3.18 prikazana je raspodjela prema nazivnim snagama i pripremljenosti za 20 kV napon. U mreži HEP ODS-a najzastupljeniji su SN/NN transformatori 630 kVA i 100 kVA. Udio preklopivih transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV je uglavnom dominantan, osim za vrlo male i nestandardne snage.

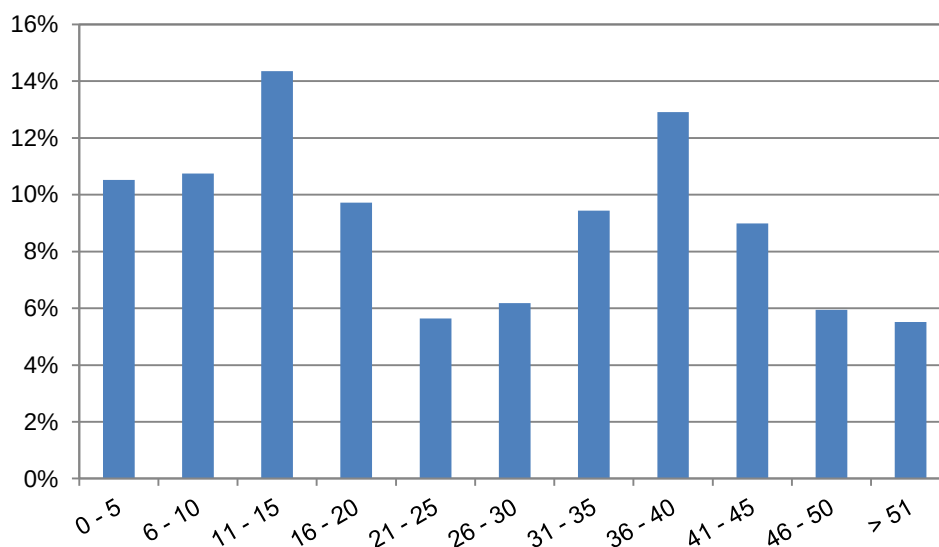
U Tablici 3.11 te na Slici 3.19 dan je pregled starosti transformatora SN/NN po petogodišnjim intervalima³.

Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama

Starost (god)	Broj TR (kom)	Udio (%)
0 - 5	3.049	10,5%
6 - 10	3.115	10,8%
11 - 15	4.160	14,4%
16 - 20	2.817	9,7%
21 - 25	1.634	5,6%
26 - 30	1.791	6,2%
31 - 35	2.735	9,4%
36 - 40	3.742	12,9%
41 - 45	2.604	9,0%
46 - 50	1.724	5,9%
> 51	1.599	5,5%
Bez podatka	5	0,0%
Ukupno	28.975	100%

Posebnu pozornost potrebno je dati transformatorima starijim od 40 godina (kriterij zamjene prema starosti) te onima koji će do isteka promatranog planskog razdoblja doseći starost od 40 godina. Ukupan udio takvih transformatora čini gotovo 50% svih transformatora HEP ODS-a (Slika 3.19).

³ Analizom je obuhvaćeno 28.970 od 28.975 (99.9%) transformatora za koje su raspoloživi podaci o starosti



Slika 3.19 Pregled starosti transformatora SN/NN po godinama

Temeljne smjernice razvoja u idućem razdoblju su:

- Nove TS SN/NN treba graditi sa stupnjem izolacije 24 kV.
- Svi novi transformatori u TS SN/NN moraju biti prespojivi (preklopivi) – 10(20) kV, osim ako SN mreža već nije u pogonu na 20 kV.
- Pri rekonstrukciji postojećih TS SN/NN ugrađivati opremu 24 kV.
- TS SN/NN ne trebaju imati više od tri vodna polja, radi pojednostavljenja upravljanja i vođenja SN mreže te kasnije automatizacije.
- Značajnije TS SN/NN i rasklopišta. uvoditi u SDV.
- Treba naglasiti nužnost zamjene transformatora SN/NN koji su stariji od 40 godina novim transformatorima koji imaju značajno manje gubitke.

3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV

3.2.6.1. Kabeli 10 kV i 20 kV

Analizom podataka (Tablica 3.12) o duljinama kabela napona 10 kV, odnosno 20 kV, vidljiv je porast za oko 8.800 km u odnosu na stanje iz Master plana [7], što je i razumljivo jer se zbog smanjivanja cijene kabela, građevinskih radova kao i problema s koridorima nadzemnih vodova sve više grade kabelski vodovi.

Zbog starosti, odnosno manjkavosti u tehnološkoj izvedbi (lošija izolacija i nedostatak sloja za sprječavanje prodiranja vode), veliki problem u pogonu predstavljaju kabeli tipa IPZO, IPO, PP, EHP i EpHP. S obzirom na to da je njihova zamjena vezana uglavnom uz gradska područja gdje su masovne zamjene otežane iz poznatih razloga, njihov udio smanjuje se nešto sporijom dinamikom.

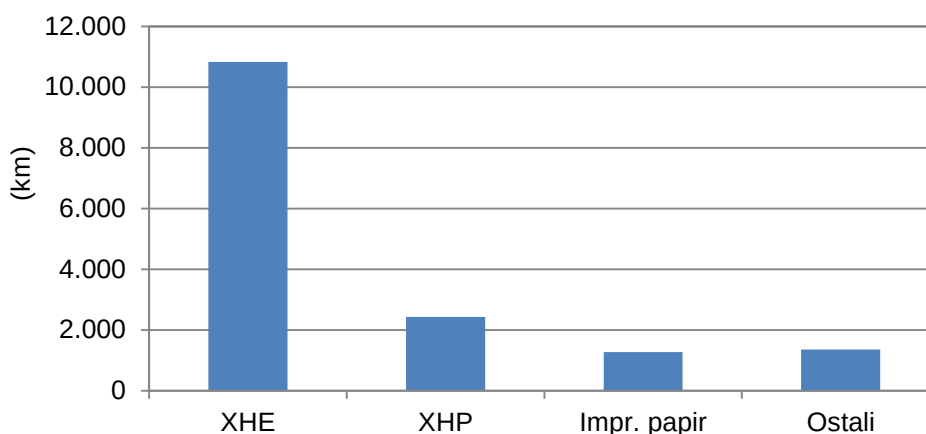
Iz Tablice 3.12 vidljiv je vrlo visoki udio kabela s izolacijom od umreženog polietilena od oko 82%.

Tablica 3.12 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije

Vrsta kabela	Duljina kabela (km)	Duljina kabela (%)
Impregnirani papir	1.274	8%
Termoplastični polietilen	577	4%

Polivinilklorid	490	3%
Etil - propilen	242	2%
Univerzalni kabel	46	0%
Umreženi polietilen	13.259	83%
Ukupno (km)	15.888	100%

Slika 3.20 u nastavku prikazuje raspodjelu duljine kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema tipu, tj. vrsti izolacije.



Slika 3.20 Duljine kabelskih vodova 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)

Za prijelaz na 20 kV u najvećem dijelu su pripremljeni kabeli tipa XHE i XHP.

Zbog nepouzdanijeg pogona uljnih kabela s izolacijom od papira u manjoj je mjeri došlo do napuštanja kabela tipa IPO i sl., s 1.676 km (oko 24% ukupnog udjela u kabelima prema [38]) na 1.274 km (ispod 10% s obzirom na značajno povećanje ukupne duljine kabelske mreže izgradnjom u izvedbi s izolacijom od umreženog polietilena).

Problematika EHP kabela (izolacija od termoplastičnog polietilena) vezana je uz naknadnu ekstrudaciju zaslona (izvedba zaslona izolacije). Naime, u vrijeme kada su se počeli proizvoditi ovi kabeli, još nije bila poznata tehnologija tzv. trostrukog ekstrudiranja (istovremeno ekstrudiranje zaslona vodiča, izolacije i zaslona izolacije). Istovremeno su se ekstrudirali samo sloj zaslona vodiča i izolacija, a zaslon izolacije izrađen je naknadno. U to vrijeme, kod kabela tipa EHP 48-A, zaslon izolacije rađen je od sloja grafitne prašine koja se omotala vodljivom trakom, čime se postigla električna veza između izolacije i zaslona kabela, ali ne i "čvrsta" veza izolacije sa zaslonom izolacije kao kod kabela tipova XHP 48-A i XHE 49-A, izrađenih tehnologijom trostruke ekstruzije. Dolaskom vode do grafitnog sloja i „brisanjem“ sloja grafita, voda prodire preko vanjske površine u izolacijski sloj te dolazi do prekida električne veze izolacija-zaslon izolacije. Na taj način dolazi do stvaranja vodenih grančica, koje su s vremenom sve izraženije i mogu, u konačnici, dovesti do proboja izolacije kabela.

Problem je veći što je jače elektromagnetsko polje u izolaciji, a to je u našem slučaju pri 20 kV naponu umjesto dosadašnjeg 10 kV (prijelaz na 20 kV). Zbog mogućeg povećanja broja proboja na postojećim EHP 48-A kabelima, nakon prelaska rada kabela na 20 kV, elektroenergetska sposobnost kabela bit će ugrožena, a pouzdanost opskrbe električne energije kupcima bit će smanjena.

Zbog svega navedenog u budućem razdoblju, posebice u mrežama gdje se planira brži prelazak na 20 kV pogonski napon, ovi kabeli će se ubrzano mijenjati.

3.2.6.2. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV

Struktura nadzemnih vodova po presjecima vodiča i izvedbi stupa prikazana je u Tablici 3.13.

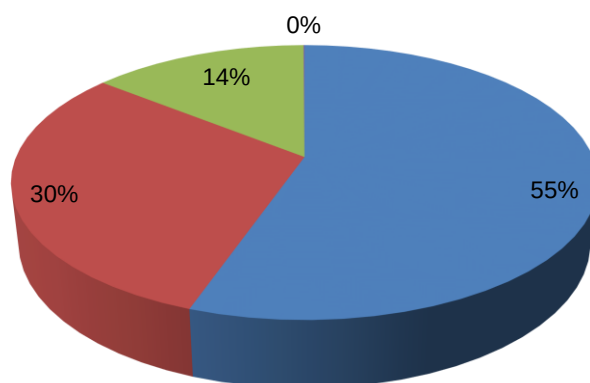
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV

Presjek	Duljina vodova (km)				Ukupno
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelično - rešetkasti stupovi	Metalni konični višekutni stupovi	
25/4 Al/Fe	4.663	755	80		5.498
35/6 Al/Fe	3.759	1.199	148		5.105
50/8 Al/Fe	2.445	2.405	210	3	5.063
70/12 Al/Fe	77	322	174		573
95/15 Al/Fe	127	1.411	2.003	11	3.551
CU	315	149	140		604
Ostali	41	37	178		256
Ukupno	11.427	6.277	2.933	13	20.651

Usporedbom podataka iz Tablice 3.13 i podataka iz Master plana [38], vidljivo je smanjenje udjela vodova presjeka 25/4 mm² i 35/6 mm² za nešto više od 2.000 km (s tadašnjih 13.564 km na današnjih 10.604 km).

Nadalje, usporedbom s podacima iz Master plana [38], vidi se porast udjela vodova presjeka 50/8 mm² za nešto više od 2.400 km (s 2.621 na 5.063 km) te porast udjela vodova 95/15 mm² za 1.133 km (s 2.418 na 3.551 km), kao posljedica smjernice razvoja mreže izgradnjom nadzemnih vodova 10(20) kV na betonskim stupovima presjeka 95/15 mm² za magistralne vodove, a 50/8 mm² za odcjepe.

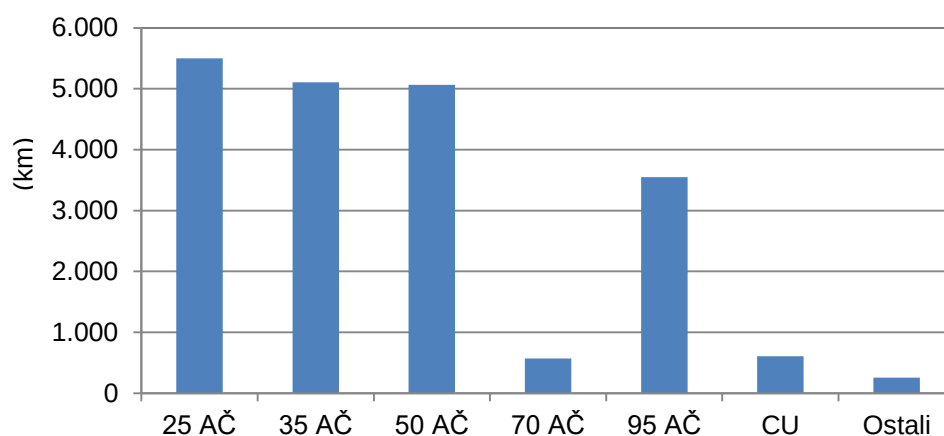
■ Drveni stupovi ■ Betonski stupovi ■ Čelično - rešetkasti stupovi ■ MKVS



Slika 3.21 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti stupova

Najveći udio nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV izveden je na drvenim stupovima. Usporedbom sa stanjem iz 1997. [38] njihov udio je značajno smanjen, s 15.383 km na 11.427 km. U istom razdoblju je povećana duljina nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV na betonskim i čelično-rešetkastim stupovima za 3.704 km (s 2.619 km na 6.277 km) i 744 km (s 2.155 km na 2.933 km).

Slika u nastavku daje raspodjelu duljine nadzemnih vodova po presjeku i materijalu vodiča.



Slika 3.22 Duljine nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku i materijalu vodiča

3.2.6.3. Podmorski kabele 10 kV i 20 kV

Ukupna duljina podmorskih kabela 10 kV i 20 kV iznosi oko 236,5 km (Tablica 3.14), dok je u vrijeme izrade Master plana [38] duljina podmorskih kabela iznosila 143 km.

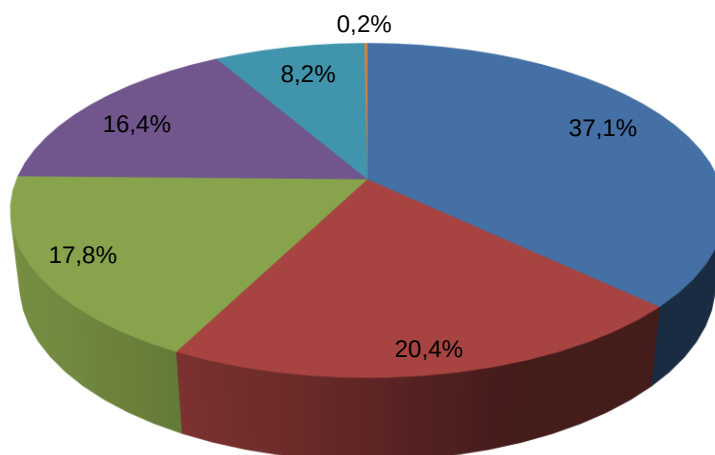
Zbog sustavne zamjene kabela, 2005. godine su pokrenute pripreme za zamjenu postojećih, odnosno izgradnju novih podmorskih kabela. U razdoblju do kraja 2017. je zamijenjeno/izgrađeno 19 podmorskih kabela duljine 24,7 km. U tijeku su pripreme za novi ciklus zamjene podmorskih kabela.

Tablica 3.14 Pregled podmorskih kabela 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	87,7	37%
Polivinilklorid	48,3	20%
Etil - propilen	0,4	0%
Umreženi polietilen	100,1	42%
Ukupno	236,5	100%

Prema Slici 3.23, 42% podmorskih kabela 10(20) kV ima izolaciju od umreženog polietilena.

■ Impregnirani papir ■ Polivinilklorid ■ FXBTv ■ XHE ■ XHP ■ Etil - propilen



Slika 3.23 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije

3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci

Ukupna duljina niskonaponske mreže iznosi 61.795 km, u čemu nadzemna mreža sudjeluje s 45.204 km, a kabelska s 16.591 km (Tablica 3.15).

Udio kabelske i nadzemne mreže ovisi o gustoći potrošnje električne energije, odnosno o gustoći stanovništva.

Tablica 3.15 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Samonosivi kabelski snop	28.267	46%
Neizolirani vodič	16.937	27%
Ukupno nadzemni vodovi	45.204	73%
Kabeli	16.591	27%
Ukupno	61.795	100%

3.2.7.1. Niskonaponska kabelska mreža

U Tablici 3.16 su iskazani podaci o duljini niskonaponske kabelske mreže prema vrsti izolacije.

Tablica 3.16 Struktura niskonaponske kabelske mreže prema izvedbi izolacije

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	125	0,8%
Polivinilklorid	12.816	77,2%
Umreženi polietilen	3.650	22,0%
Ukupno	16.591	100,0%

U odnosu na 7.113 km ukupne duljine niskonaponske kabelske mreže u Master planu [38], danas je taj iznos 16.591 km (više nego dvostruko povećanje). Ovo je razumljivo jer se zbog smanjenja cijene

kabela, građevinskih radova kao i problema s koridorima i urbanističkim uvjetima izvedbe, rekonstrukcija postojećih i izgradnja novih NN mreža se izvodi kabelima.

3.2.7.2. Nadzemna niskonaponska mreža

Najveći dio nadzemne NN mreže izveden je SKS-om presjeka 70 mm² (Tablica 3.17), uglavnom na betonskim stupovima te neizoliranim vodičima presjeka 35/6 mm² i 25/4 mm², uglavnom na drvenim stupovima.

Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže

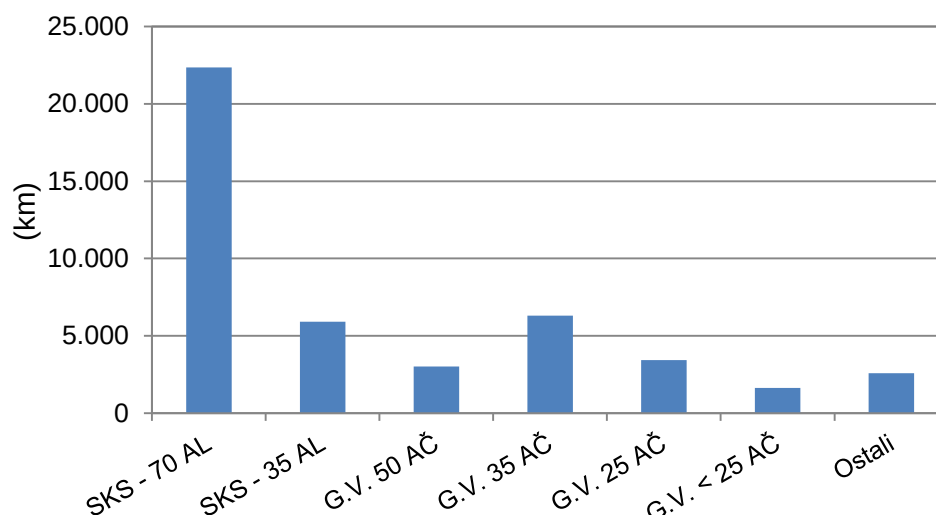
Vrsta – presjek	Duljina (km)							Udio [%]
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelični stupovi	MKV	Krovni nosači	Zidni nosači	Ukupno	
Ukupno SKS	11.191	16.345	102	62	230	337	28.267	63%
SKS – 70 mm ² Al	7.651	14.158	90	62	185	204	22.350	49%
SKS – 35 mm ² Al	3.540	2.187	12	0	45	133	5.917	13%
Ukupno N.V.	9.442	1.420	1	1	3.079	422	16.937	37%
G.V. 50/8 mm ² Al/Fe	2.198	454	1	1	228	134	3.016	7%
G.V. 35/6 mm ² Al/Fe	3.675	580	0	0	1.866	175	6.296	14%
G.V. 25/4 mm ² Al/Fe	2.368	265	0	0	717	81	3.431	8%
G.V. < 25/4 mm ² Al/Fe	1.201	121	0	0	268	32	1.622	4%
Ostali	1.542	704	7	0	160	159	2.572	6%
Ukupno	22.175	18.469	110	63	3.469	918	45.204	100%

Usporedbom sadašnjih podataka s onima iz Master plana [38], vidljivo je da se duljina SKS 70 mm² s tadašnjih 5.616 km povećala na 22.350 km, duljina SKS 35 mm² je s tadašnjih 2.743 km povećana na 5.917 km. Nadalje, došlo je do smanjenja udjela golih vodiča i to:

- Duljina mreže izvedene vodičima 50/8 mm² Al/Fe je smanjena s tadašnjih 4.717 km na 3.016 km.
- Duljina mreže izvedene vodičima 35/6 mm² Al/Fe je smanjena s tadašnjih 8.826 km na 6.296 km.
- Duljina mreže izvedene vodičima 25/4 mm² Al/Fe je smanjena s 8.095 km na 3.431 km.
- Duljina mreže izvedene vodičima presjeka manjeg od 25/4 mm² Al/Fe je smanjena s 3.531 km na 1.622 km.

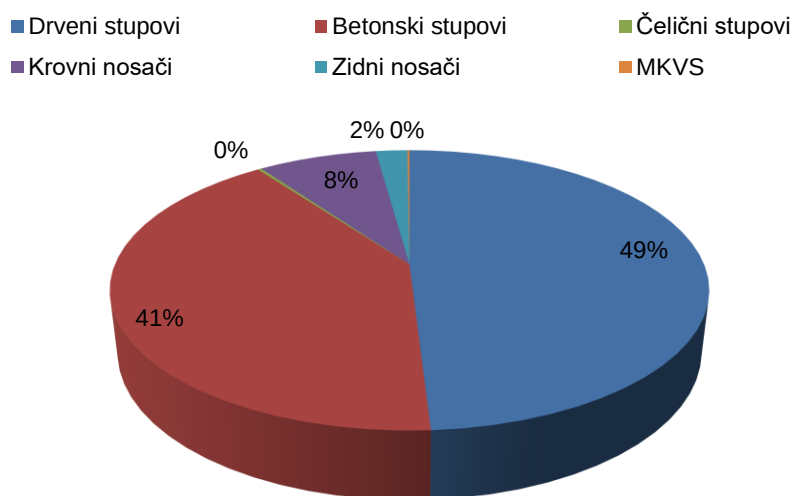
Do smanjenja duljine nadzemne mreže izvedene neizoliranim vodičem i istovremenog povećanja duljine nadzemne mreže izvedene SKS-om došlo je zbog sustavne zamjene neizoliranog vodiča SKS-om koja se provodi već nekoliko godina. Zamjenu je zadnjih godina potakao i pad cijene kabela. Uz zamjenu neizoliranog vodiča SKS-om kontinuirano se radi i na zamjeni vodiča malih presjeka, čime se poboljšavaju naponske okolnosti na NN mreži te se smanjuju tehnički gubici.

Sa Slike 3.24 je vidljivo je da je nadzemna mreža u većini izvedena sa SKS-om presjeka 70 mm².



Slika 3.24 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča

Najveći dio niskonaponske nadzemne mreže se nalazi na drvenim stupovima u duljini od 22.175 km (49%) te na betonskim stupovima u duljini od 18.469 km (41%), što je prikazano Slikom 3.25. Ako se usporede podaci iz [38], uočava se da je tada 26.629 km nadzemne niskonaponske mreže bilo na drvenim stupovima te da je 3.774 km nadzemne mreže bilo na betonskim stupovima (povećanje više od četiri puta). Što se tiče krovnih i zidnih nosača, sada se na njima nalazi 3.469 km i 918 km nadzemne niskonaponske mreže dok je prema podacima iz Master plana [38] godine ta duljina bila 5.477 km.



Slika 3.25 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa

3.2.7.3. Niskonaponski priključci

Struktura niskonaponskih nadzemnih priključaka dana je u Tablici 3.18. Nadzemnih niskonaponskih priključaka je najviše izvedeno sa SKS-om (19.789 km) te 3.202 km neizoliranim vodičima. Ako se usporede kabelski i nadzemni niskonaponski priključci, najviše ima nadzemnih i to oko 65% u ukupnom udjelu priključaka.

Tablica 3.18 Struktura niskonaponskih priključaka

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Neizolirani vodič	3.202	9,1%
Samonosivi kabelski snop	19.789	56,1%
Kabel	12.278	34,8%
Ukupno	35.269	100,0%

Usporedi li se stanje s Godišnjim izvješćem HEP ODS-a za 2006. godinu, duljina priključaka izvedenih s neizoliranim vodičima se smanjila (s 5.541 km na današnjih 3.202 km). U isto vrijeme je povećana duljina priključaka izvedenih sa SKS-om (s 15.040 km na 19.789 km). Očekivano, zbog povećanja duljine kableske mreže, povećala se duljina kabelskih priključaka (s tadašnjih 8.311 km na 12.278 km).

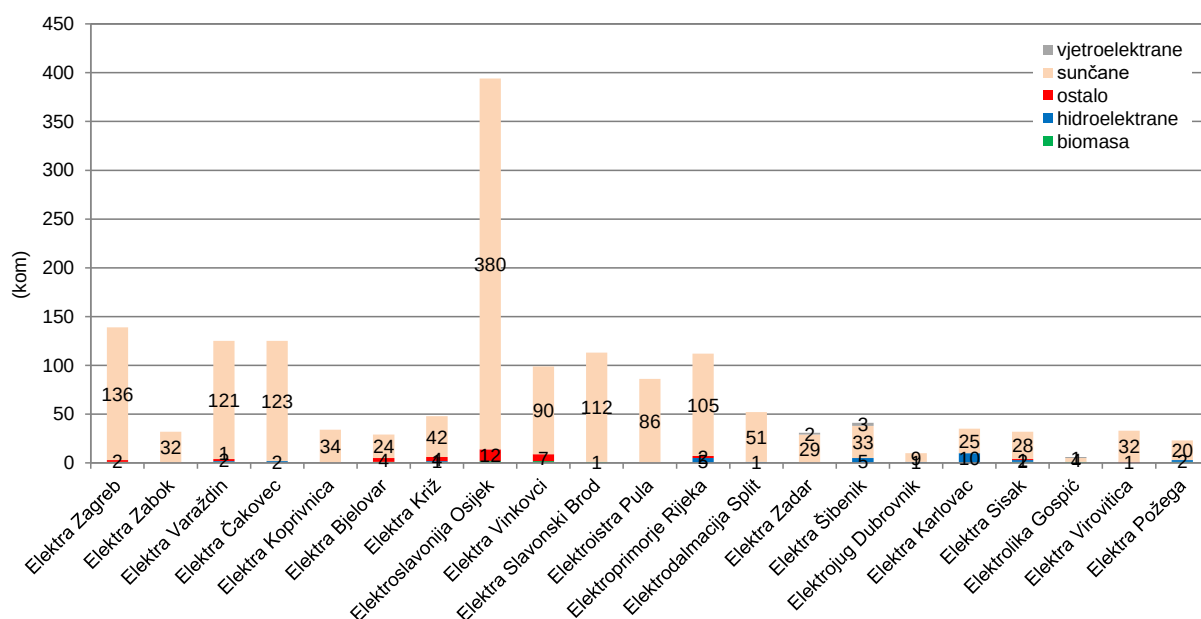
3.3. Distribuirani izvori

3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a

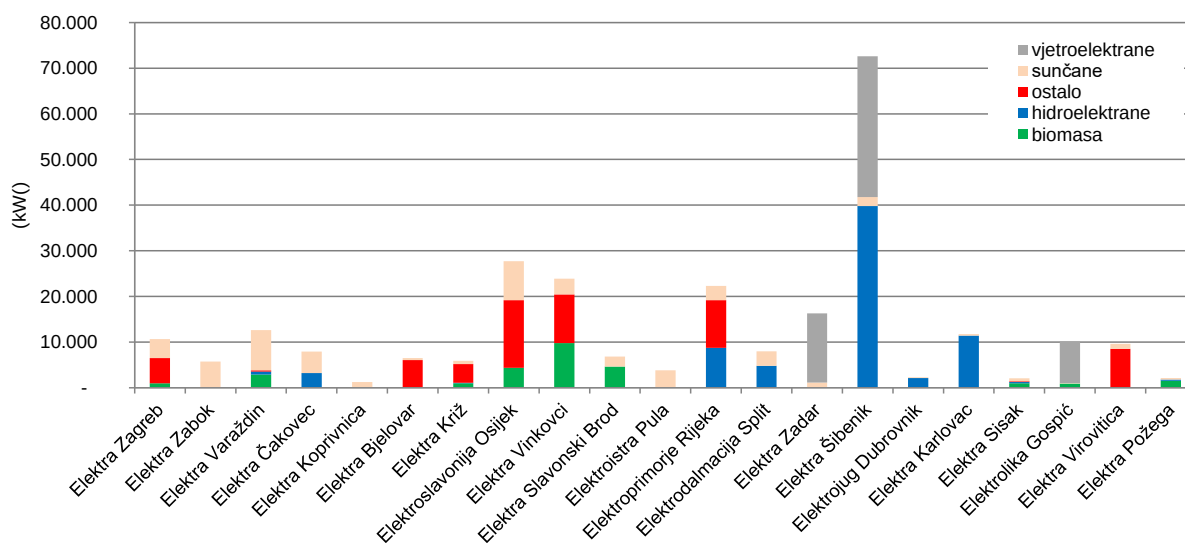
U posljednjih nekoliko godina intenzivirano je priključenje elektrana na distribucijsku mrežu. Tablica 3.19 u nastavku prikazuje broj i snagu elektrana priključenih na mrežu HEP ODS-a (do 31.12.2016.) godine te prosječnu snagu po vrstama elektrana, pri čemu ovaj prikaz uključuje i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu. Ukupna snaga priključenih 1.599 distribuirana izvora iznosi 270 MW. Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu brojem (99%) su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a, dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 17%. Slike 3.26 i 3.27 u nastavku prikazuju razdiobu vrsta elektrana priključenih na distribucijsku mrežu HEP ODS-a po broju, priključnoj snazi i distribucijskim područjima.

Tablica 3.19 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)

Vrsta elektrane	NN		SN		Ukupno		Prosječna priključna snaga elektrane (kW)
	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	
Sunčane	1.505	46.055	11	9.770	1.516	55.826	37
Vjetroelektrane	0	0	6	54.950	6	54.950	9.158
Biomasa	2	360	10	26.900	12	27.260	2.272
Hidroelektrane	12	1.876	18	69.442	30	71.318	2.377
Ostalo	5	1.384	30	59.009	35	60.393	1.726
Ukupno	1.524	49.675	75	220.071	1.599	269.747	169



Slika 3.26 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima



Slika 3.27 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima

s obzirom na popunjenje kvota za poticanje proizvodnje električne energije iz sunčanih elektrana, u 2016. godini smanjen je broj priključenih sučanih elektrana u odnosu na prethodne godine. Promjene

broja izdanih PEES-ova⁴, izrađenih EOTRP-ova⁵ te priključenih izvora u razdoblju od 2009. godine prikazane su u Tablici 3.20.

Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2016. godine

Godina	Izdane PEES		Izrađeni EOTRP		Priključeni izvori	
	(kom)	(kW)	(kom)	(kW)	broj	(kW)
2009.	11	17.076	10	9.445	3	11.600
2010.	45	57.821	27	84.268	6	11.975
2011.	264	58.662	55	128.085	15	16.877
2012.	1.321	135.303	87	140.121	86	9.545
2013.	3.475	190.888	82	168.149	558	33.200
2014.	730	175.618	42	89.000	565	24.933
2015.	556	193.434	73	162.472	251	37.931
2016.	398	133.867	26	99.596	90	30.009
Ukupno	6.402	828.802	376	781.540	1.484	146.061

* Prethodne elektroenergetske suglasnosti izdaju se za sve elektrane, dok se EOTRP-i izrađuju u pravilu za elektrane priključne snage iznad 500 kW koje se priključuju na srednjonaponsku mrežu.

3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a

Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana (uključujući elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. priključene na distribucijsku mrežu) u 2016. godine iznosi 899,68 GWh, što je oko 6% ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2016. godini.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja hidroelektrana (36%) i ostalih tipova elektrana (24%), uglavnom bioplinских postrojenja, te elektrana na biomasu (20%) i vjetroelektrana (13%). U mreži HEP ODS-a, brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 7%.

3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja

S obzirom na ograničene kvote za poticanje proizvodnje električne energije iz sunčanih elektrana, od 2014. godine pojavljuje se sve više zahtjeva za priključenje sunčanih elektrana na instalacije postojećih kupaca, koje služe pretežito za podmirenje vlastitih potreba kupaca.

Sve veća integracija distribuiranih izvora u mrežu HEP ODS-a rezultirat će, generalno gledajući, smanjenjem opterećenja i, u većini slučajeva, smanjenjem gubitaka u distribucijskoj mreži, čime se u nekim slučajevima odgađa potreba za ulaganje u izgradnju distribucijske mreže zbog porasta opterećenja.

U sve više slučajeva događa se da se distribuirani izvori grupiraju na određenom prostoru (npr. unutar jednog pojnog područja TS 110/x kV) pa zbog njihovog kumulativa snage dolazi do potrebe stvaranja uvjeta u distribucijskoj mreži, kako bi se preuzela ukupna proizvedena električna energija iz distribuiranih izvora. Znatno povećana snaga proizvodnje u odnosu na postojeći teret na određenom području u

⁴ Prethodna elektroenergetska suglasnost

⁵ Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja

pravilu se odražava kroz pogoršane naponske prilike u mreži (povišenje napona) pa su najčešći zahvati na stvaranju uvjeta u mreži povećanje presjeka postojećih vodova, zamjena postojećih transformatora novim transformatorima 110/10(20) kV ili 35(30)/10(20) kV odgovarajuće snage s automatskom regulacijom napona, prelazak dijela mreže na 20 kV naponsku razinu i dr.

Upravo se iz tih razloga, za svaku značajniju elektranu koja se planira priključiti na distribucijsku mrežu, izrađuje EOTRP kako bi se sagledali svi potrebni zahvati na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane.



4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1. Potrošnja i vršno opterećenje	67
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje	67
4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja	69
4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju	72
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži	73
4.2.1. Ostvareni gubici	73
4.2.2. Struktura gubitaka	74
4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka	75
4.3. Pokazatelji pouzdanosti napajanja u distribucijskoj mreži	75

4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

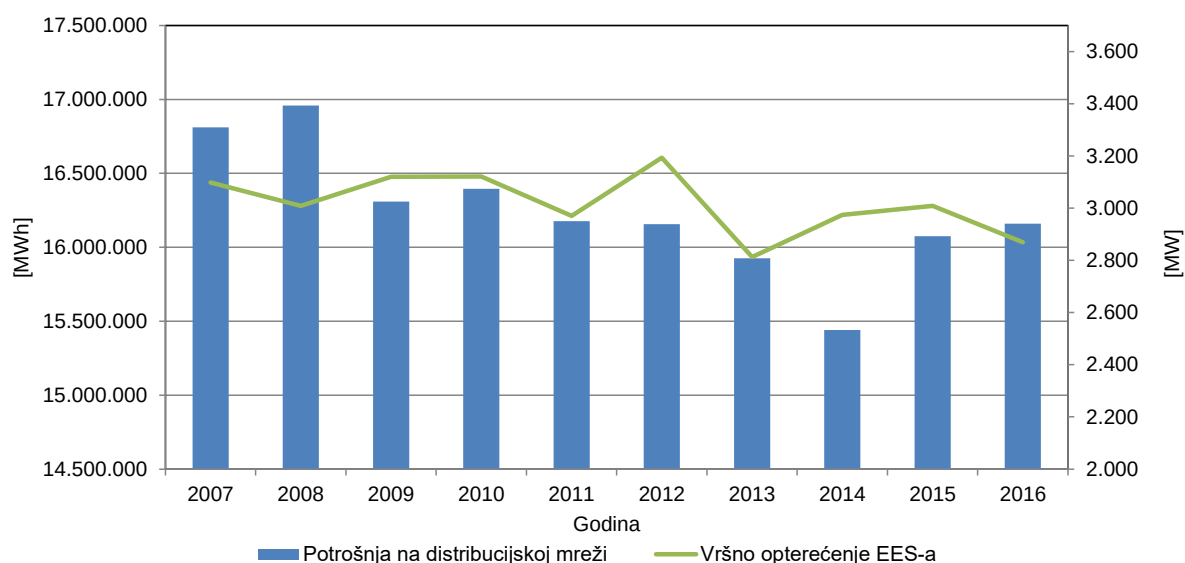
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje

4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje

Hrvatski elektroenergetski sustav električnom energijom napaja kupce na distribucijskoj i prijenosnoj mreži. U 2016. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 2.869 MW, a potrošnja na distribucijskoj mreži 16.159 GWh.

Ključni dokumenti energetskega razvoja, „Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine“ [38] iz 1998. godine, revidirani razvojni dokument 2000.-2020. [39] iz 2001. godine te „Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske“ [3] iz 2009. godine izrađeni su u okruženju kontinuiranog porasta potrošnje električne energije. U scenarijima razvoja predviđen je nastavak porasta potrošnje i opterećenja, koji se može umanjiti jedino državnim intervencijama na području povećanja energetske učinkovitosti u neposrednoj potrošnji energije te povećanju udjela obnovljivih i distribuiranih izvora energije, a s ciljem ispunjenja „20-20-20“ ciljeva i ciljeva Kyoto protokola [3].

Međutim, u međuvremenu je nastupila gospodarska kriza koja je u razdoblju nakon 2008. godine dovela do oscilacija i značajnijeg smanjenja potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES-a, a time do odstupanja od predviđenih scenarija energetskega razvoja.



Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2007.-2016.

Slika 4.1 prikazuje promjene vršnog opterećenja EES-a i godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2007.-2016.). Pad potrošnje nakon 2008. godine uzrokovan je usporavanjem gospodarskih aktivnosti i teškim ekonomskim i gospodarskim stanjem u državi. Porast potrošnje u 2015. i 2016. godini daje naznaku konačnog ublažavanja gospodarske krize.

Potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži u 2016. godini u razini je potrošnje ostvarene prije pet godina (2011. godine), dok je vršno opterećenje manje no ono u 2011. godini. Razlog tomu je značajan porast priključenja i proizvodnje energije distribuiranih izvora (povećanje ukupne priključene

snage DI 40,8 MW u odnosu na 2011. godinu) pa se sve veći udio opterećenja konzuma pokriva proizvodnjom na distribucijskoj mreži te kao takav ne evidentira na razini sustava. Može se pretpostaviti da je iz istog razloga izostao porast vršnog opterećenja u odnosu na 2015. godinu.

Vršno opterećenje EES-a daje uvid u trend promjena životnog standarda građana i gospodarske aktivnosti. Međutim, za potrebe planiranja razvoja distribucijske mreže promjene vršnog opterećenja potrebno je promatrati na manjim jedinicama, distribucijskim područjima ili opskrbnim područjima transformatorskih stanica.

Promjene vršnog opterećenja među distribucijskim područjima HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju variraju od velikog porasta do stagnacije, kao što je prikazano Tablicom 4.1.

Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u posljednjem desetogodišnjem razdoblju

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2006.-2016.	Distribucijsko područje
Visoki porast	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić
Umjereni porast	Elektra Čakovec
	Elektroistra Pula
	Elektra Šibenik
Niski porast	Elektra Zabok
	Elektra Varaždin
	Elektra Virovitica
Stagnacija	Elektra Zagreb
	Elektra Koprivnica
	Elektra Bjelovar
	Elektra Križ
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Slavonski Brod
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Karlovac
	Elektra Sisak
	Elektra Požega

Na iznos vršnog opterećenja utječu distribuirani izvori, koji određeno opterećenje „pokrivaju“ lokalno, stoga dio vršnog opterećenja konzuma nije vidljiv u povećanju vršnog opterećenja transformacije odgovarajuće pojne točke.

Vršno opterećenje distribucijskog sustava i distribucijskih područja uobičajeno se događalo u zimskim mjesecima. Razlog tomu je kraće trajanje dana (dulji boravak u zatvorenim prostorima, rasvjeta...) te korištenje električne energije za grijanje prostora. S promjenom standarda i načina korištenja električne energije, u posljednjim se godinama primjećuje trend smanjivanja razlike između zimskog i ljetnog vršnog opterećenja.

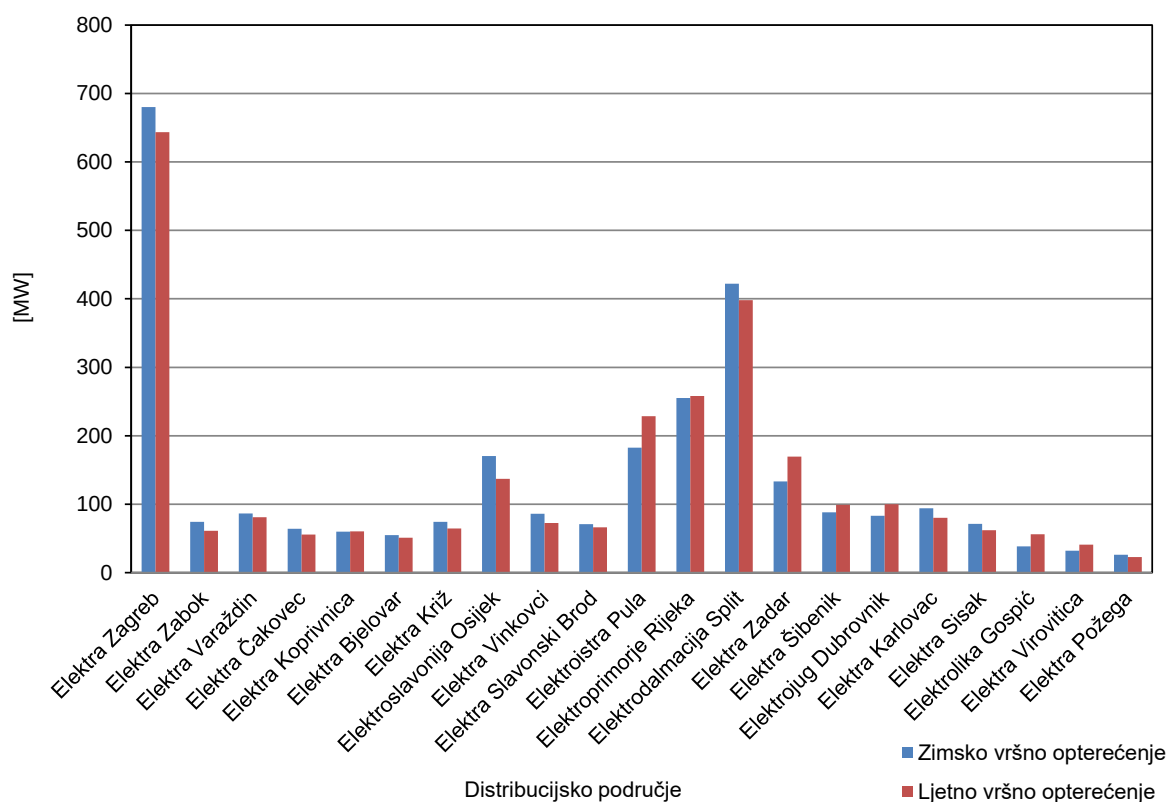
Razlika između ljetnog i zimskog maksimuma ovisi o više faktora:

- promjene životnog standarda građana

- turistička sezona u priobalnim distribucijskim područjima
- ljetne temperature (sve češće korištenje klima uređaja kod svih skupina potrošača: kućanstva, turistički objekti, trgovački objekti, ustanove...)
- zimske temperature (korištenje električne energije za grijanje ili dogrijavanje prostora, primarno u priobalnim distribucijskim područjima)
- način grijanja prostora (plinifikacija).

Slika 4.2 u nastavku prikazuje usporedbu zimskog i ljetnog vršnog opterećenja distribucijskih područja u 2016. godini. Tradicionalno se vršno opterećenje događalo u zimskom periodu. Porast korištenja klimatizacijskih uređaja kako u primorskim, tako i u kontinentalnim područjima te porast turističke potrošnje rezultira ljetnim vršnim opterećenja koja su sve bliža, ako ne i veća od zimskih. U 2016. godini u čak osam distribucijskih područja vršno opterećenje zabilježeno je u ljetnoj sezoni.

Zbog ranije opisanih čimbenika, u budućnosti se može očekivati daljnje smanjenje razlika između zimskog i ljetnog vršnog opterećenja.



Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2016. godini

4.1.2. Metodologija predviđanja opterećenja

Pri planiranju razvoja elektroenergetske mreže prema kriteriju sigurnosti opskrbe, podaci o potrošnji električne energije nemaju velik značaj, nije ključno koliko energije je prenijela određena komponenta, već koje je njezino strujno opterećenje. Za planiranje, odnosno dimenzioniranje elektroenergetske mreže potrebno je poznavanje opterećenja i porasta opterećenja [41].

Razvijen je niz metoda koje se mogu uspješno primijeniti za predviđanje opterećenja specifičnih područja. Pri tome valja istaknuti čimbenike koji unose značajnu nesigurnost u postupak predviđanja opterećenja:

- trendovi u građevinarstvu
- razvoj energetske intenzivne industrije
- porast broja stanovnika
- kretanje BDP-a
- korištenje energetske sve učinkovitijih električnih uređaja
- poticanje kupaca na uštede u potrošnji kroz mjere energetske učinkovitosti
- cijena električne energije itd.

Navedeni čimbenici, detaljnije razmotreni u Poglavlju 2., značajno otežavaju predviđanje opterećenja, pogotovo kada je riječ o dugoročnom planiranju (10 godina u budućnosti).

Za predviđanje opterećenja koriste se metode temeljene na predviđanju opterećenja malih područja; najčešće područja opskrbe nekog dijela distribucijskog sustava, transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV ili srednjonaponskog izvoda. Predviđanje se provodi za svako malo područje pojedinačno, ne ovisi o njegovoj veličini ili načinu formiranja niti o drugim malim područjima.

Razvoj opterećenja u malim područjima obilježen je nelinearnim porastom od nule do približno 80% konačnog iznosa u svega nekoliko godina, a najbolje se opisuje tzv. S-krivuljom. Krivulju karakterizira lagani rast u početnom razdoblju, značajniji i dinamičan porast u sredini razdoblja te postupno približavanje nekoj asimptotskoj vrijednosti (zasićenju) [20].

Uz pojam mala područja usko je vezano prostorno predviđanje opterećenja, koje predviđa mjesto, veličinu i vrijeme pojave opterećenja malih područja.

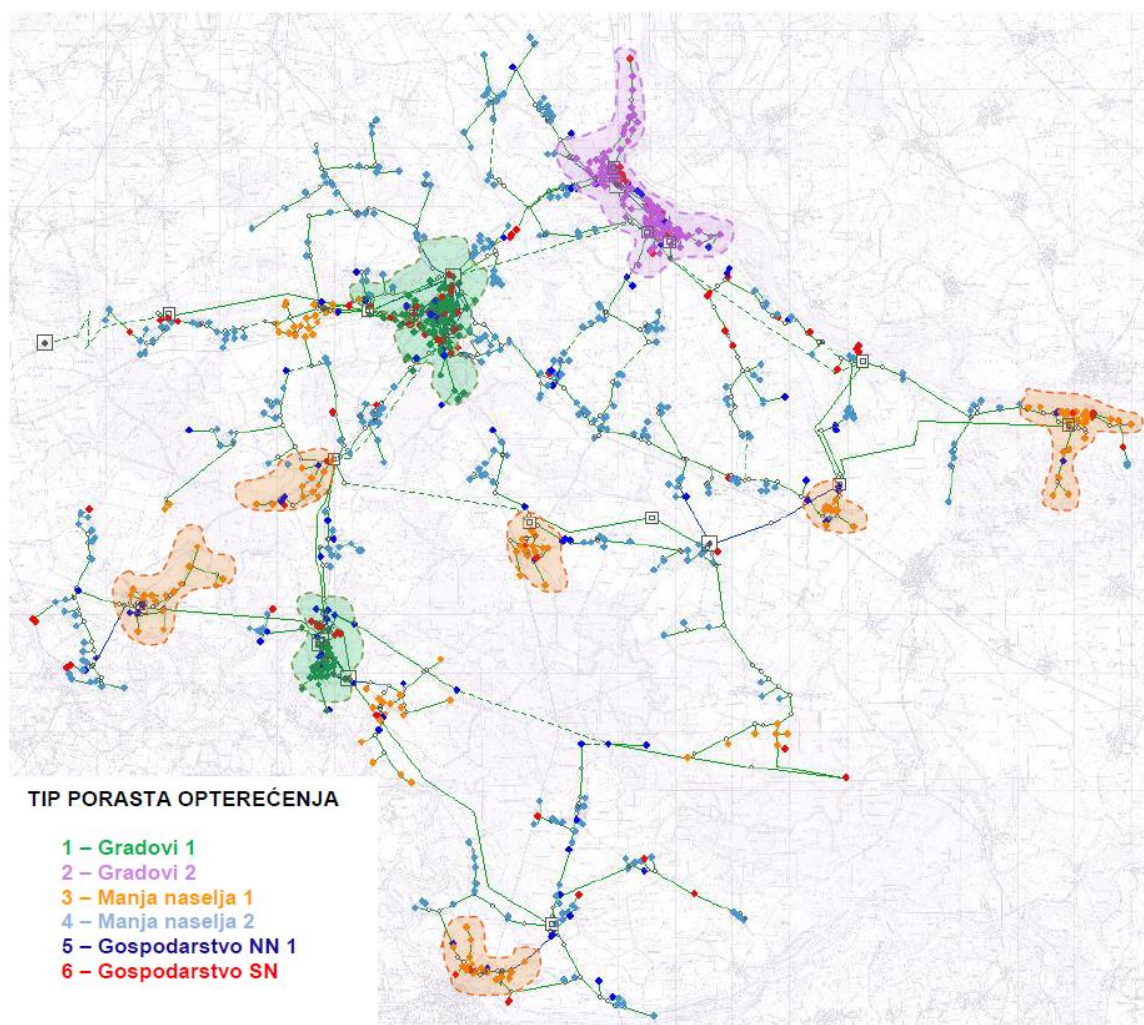
Prilikom modeliranja scenarija porasta opterećenja tijekom sljedećih 10 godina, mala područja, odnosno transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV se dijele u skupine (tipove porasta opterećenja) ovisno o prevladavajućoj vrsti potrošnje električne energije priključenih kupaca, geografskoj lokaciji i očekivanoj dinamici porasta opterećenja. Prema pretežitom karakteru potrošnje po transformatorskim područjima, tipovi porasta opterećenja mogu se modelirati na sljedeći način [16, 20]:

- kupci tipa kućanstva i usluga u gradovima
- kupci tipa kućanstva i usluga u manjim naseljima
- kupci tipa kućanstva i usluga u većim naseljima
- postojeća industrija na niskom naponu
- postojeća industrija na srednjem naponu
- gospodarske zone.

Slika 4.4 daje primjer raspodjele postojećih transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV po tipovima porasta opterećenja za Elektru Vinkovci [20].

Načelno će porast opterećenja u početku promatranog razdoblja biti veći u većim naseljima, a manji u manjim, kao rezultat prirodnih demografskih i gospodarskih trendova. Kasnije tijekom razdoblja planiranja je predviđena promjena trenda, odnosno širenje područja intenzivnijeg gospodarskog razvoja izvan većih naselja i stagnacija u većim naseljima.

Uz predviđanje opterećenja malih područja, koje obuhvaća porast opterećenja u širokoj potrošnji, zasebno se promatra i porast opterećenja velikih pojedinačnih kupaca.



Slika 4.3 Primjer raspodjele opterećenja transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV Elektre Vinkovci po tipovima porasta opterećenja

Temelj bilo koje metode prostornog predviđanja opterećenja za potrebe planiranja razvoja distribucijskih mreža su podaci o mjerenim opterećenjima u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV iz prošlosti. Što je veća dostupnost povijesnih podataka, rezultati predviđanja, a time i planiranja, su vjerodostojniji.

Osim povijesnih podataka o opterećenju srednjonaponskih izvoda i transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV, pri predviđanju opterećenja u obzir se uzimaju raspoloživi podaci o:

- potrošnji u prošlosti
- opterećenju distribucijskog područja u prošlosti
- ugovorenim snagama i tehničkim uvjetima iz izdanih prethodnih elektroenergetskih suglasnosti
- planovima razvoja, generalnim urbanističkim planovima i prostornim planovima uređenja pojedinih dijelova promatranog područja.

4.1.3. Prognoza opterećenja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Radi planiranja razvoja distribucijske mreže u ovom planskom razdoblju (do 2027. godine), izrađene su prognoze porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a, na osnovu:

- Rezultata studija dugoročnog razvoja distribucijske mreže izrađenih za većinu distribucijskih područja [11-33]. Za ta distribucijska područja, metodologijom opisanom u prethodnom poglavlju, predviđena su kretanja vršnog opterećenja u razdoblju idućih 20 godina.
- Procjene temeljene na ostvarenom porastu opterećenja u prethodnom razdoblju te informacijama o porastu opterećenja velikih kupaca, za distribucijska područja koja nemaju aktualne studije dugoročnog razvoja mreže.

Tablica 4.2 prikazuje rezultate prognoza porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Prilikom kategorizacije distribucijskih područja s obzirom na prognozu porasta opterećenja, visokim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2%, a niskim ispod okvirno 1%.

Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2027.)

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2016.-2027.	Distribucijsko područje
Visoki porast	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić
Umjereni porast	Elektra Zagreb
	Elektra Čakovec
	Elektroistra Pula
	Elektra Šibenik
Niski porast	Elektra Zabok
	Elektra Varaždin
	Elektra Koprivnica
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Virovitica
Stagnacija	Elektra Bjelovar
	Elektra Križ
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Slavonski Brod
	Elektra Karlovac
	Elektra Sisak
	Elektra Požega

Kako bi se prilikom izrade idućih desetogodišnjih planova razvoja distribucijskog sustava ujednačio pristup prognozi porasta opterećenja planiraju se provesti sljedeće aktivnosti:

- nastavak izrade studija dugoročnog razvoja svih distribucijskih područja
- uvođenje sustavnog mjerenja opterećenja srednjonaponskih izvoda i transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV (razmatra se uvođenje stalnog mjerenja u TS 10(20)/0,4 kV)
- izrada metodologije prognoze opterećenja

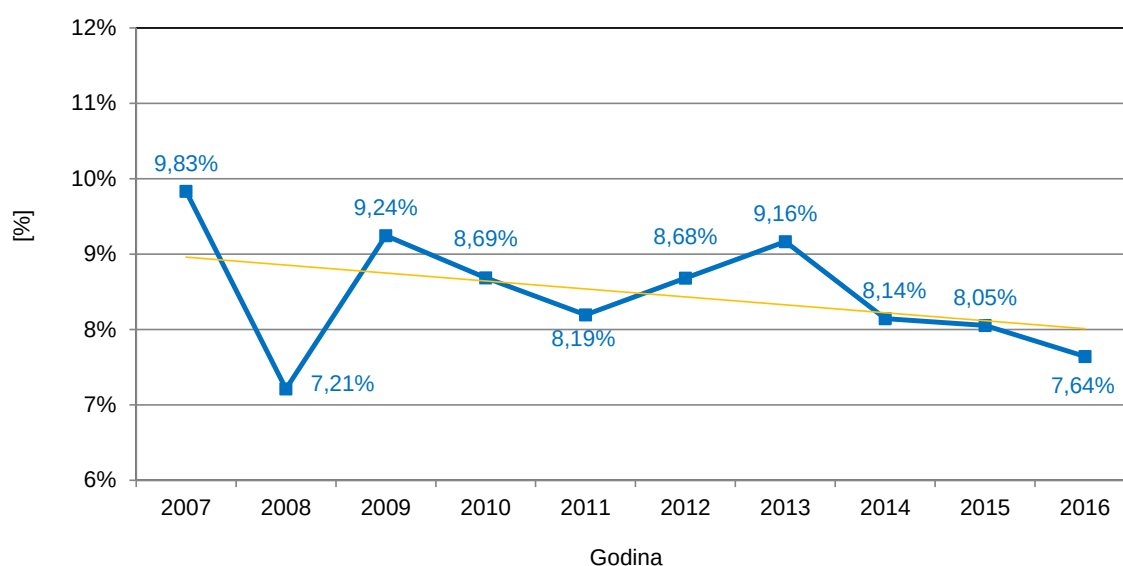
- izrada prognoza za više scenarija.

4.2. Gubici u distribucijskoj mreži

4.2.1. Ostvareni gubici

Gubici električne energije u distribucijskoj mreži jednaki su razlici energije koja je ušla u distribucijsku mrežu (iz prijenosne mreže, drugih distribucijskih mreža i elektrana priključenih na distribucijsku mrežu) i energije predane kupcima. Gubici električne energije uobičajeno se izražavaju u postotnom iznosu od ostvarene nabave električne energije u distribucijskoj mreži.

Gubici su važan pokazatelj ekonomičnosti poslovanja i kvalitete obavljanja djelatnosti distribucije električne energije, zbog čega je smanjenje gubitaka električne energije u mreži HEP ODS-a prioritetan poslovni cilj dugi niz godina. Višegodišnja provedba ciljanih operativnih i investicijskih mjera rezultirala je trendom smanjenja iznosa gubitaka kroz godine (linija trenda na Slici 4.4).



Slika 4.4 Gubici električne energije u razdoblju 2007.-2016.

Slika 4.4 prikazuje gubitke električne energije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju. Na početku promatranog razdoblja primjetne su izazite oscilacije gubitaka, za koje se pretpostavlja da su uzrokovane načinom izračuna godišnje potrošnje kupaca s mjesečnim akontacijama i polugodišnjim očitanjima. Pri kraju razdoblja oscilacije su znatno smanjene, što olakšava procjenu stvarnog trenda promjene gubitaka u distribucijskoj mreži.

U promatranom su razdoblju izražen je trend smanjenja gubitaka, do 7,64% u 2016. godini, što je rezultat konstantnih ulaganja u sanaciju postojeće distribucijske mreže:

- povećanjem presjeka vodiča
- zamjenom energetskih transformatora onima s manjim gubicima
- stvaranjem uvjeta i prelaskom srednjonaponske mreže na 20 kV naponsku razinu
- znatnim ulaganjima u rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i zamjenu brojila pojačanim aktivnostima na utvrđivanju neovlaštene potrošnje.

4.2.2. Struktura gubitaka

Prema svom karakteru, gubici električne energije se dijele na dvije ključne grupe:

- Tehnički gubici, koji su posljedica pogonskog stanja distribucijske mreže i tehničkih značajki elemenata mreže, a odnose se na gubitke magnetiziranja jezgri velikog broja transformatora te na toplinske gubitke na vodovima i transformatorima.
- Netehnički gubici električne energije posljedica su neizmjerene i neobračunate energije koju su potrošili kupci električne energije.

Neki od najčešćih uzroka povećanih tehničkih gubitaka su:

- relativno veliki udjel mreže s presjecima vodiča manjim od optimalnih
- relativno veliki udjel mreže s dugačkim vodovima i nepovoljna konfiguracija terena
- značajan broj transformatora s povećanim gubicima, starijih od 40 godina
- značajan broj podopterećenih transformatora
- velike razlike vršnih opterećenja u dijelovima mreže u turističkim zonama (preopterećenja tijekom ljetnih mjeseci, podopterećenje tijekom ostatka godine).

Neki od najčešćih uzroka povećanih netehničkih gubitaka su:

- neovlaštena potrošnja električne energije
- otežana kontrola priključaka i OMM
- otežano očitavanje brojala, zbog nemogućnosti pristupa OMM-u
- nNeispravnosti i manjkavosti mjerne opreme.

Udio tehničkih i netehničkih gubitaka električne energije u iznosu ukupnih gubitaka gotovo je nemoguće egzaktno odrediti. Prema ranijim procjenama provođenim u distribucijskim područjima, tehnički gubici čine oko 70% ukupnih gubitaka, dok netehnički čine preostalih oko 30% gubitaka [42].

U 2016. godini završena je studija „Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije“. Ovom studijom dobiveni su omjeri tehničkih i netehničkih gubitaka od približno 51% prema 49% te se podosta razlikuju od ranijih procjena [43]. Na temelju rezultata studije koji ukazuju na značajno veći udio netehničkih gubitaka no što je ranije procjenjeno, pojačat će se aktivnosti i ulaganja na smanjenju netehničkih gubitaka.

4.2.2.1. Utjecaj distribuirane proizvodnje na gubitke električne energije

Jedan od čimbenika koji utječe na gubitke električne energije, a dolazi sve više do izražaja u novije vrijeme je distribuirana proizvodnja priključena na distribucijsku mrežu na SN i NN razini.

Utjecaj distribuirane proizvodnje na gubitke ovisi o mjestu priključenja, odnosno o karakteristikama mreže na mjestu priključenja, režimu proizvodnje izvora, karakteristikama potrošnje na i blizu mjesta priključenja distribuirane proizvodnje. Utjecaj na gubitke zbog priključenja elektrane može biti sljedeći:

- Gubici se ukupno smanjuju ako na ili blizu mjesta priključenja elektrane postoji potrošnja koja se vremenski podudara s proizvodnjom (smanjuju se tokovi snaga kroz mrežu).
- Gubici se ukupno povećavaju ako na ili blizu mjesta priključenja elektrane ne postoji potrošnja ili se potrošnja vremenski ne podudara s proizvodnjom (povećavaju se tokovi snaga kroz mrežu).
- Nema utjecaja na gubitke jer je ukupni utjecaj kombinacija dva prethodno navedena.

4.2.2.2. Neovlaštena potrošnja električne energije

Neovlaštena potrošnja električne energije podrazumijeva potrošnju električne energije bez registriranja ili s djelomičnim registriranjem potrošnje zbog namjernih utjecaja na mjernu opremu (zaobilaženje mjerne opreme, izazivanje kvarova mjerne opreme i sl.).

S ciljem otkrivanja neovlaštene potrošnje električne energije i nepravilnosti na priključcima i mornoj opremi, u HEP ODS-u se provodi kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Osim ove kontrole, provode su se i ciljane kontrole neovlaštene potrošnje na temelju zaprimljenih prijava građana i radnika.

4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka

U Programu rada HEP ODS-a za razdoblje od 2012. do 2016. godine [44] utvrđen je cilj smanjenja gubitaka električne energije, tako da je do 2016. godine planirano smanjenje iznosa gubitaka za 1% ulazne energije u odnosu na stanje iz 2012. godine. Dakle, na kraju 2016. godine, u skladu s definiranim ciljem, gubici trebaju iznositi 7,68%.

Zadani cilj razrađen je po godinama i distribucijskim područjima te ukupno za HEP ODS. U svrhu ispunjenja zadanih ciljeva izrađeni su programi mjera za smanjenje gubitaka električne energije.

Cilj smanjenja gubitaka električne energije na razini HEP ODS-a za 2016. godinu je ostvaren, a i većina distribucijskih područja ostvarila je svoje pojedinačne ciljeve.

Iako je u proteklom razdoblju ostvareno značajno smanjenje gubitaka električne energije na razini HEP ODS-a, u pojedinim dijelovima distribucijske mreže postoje realne mogućnosti daljnjeg smanjenja gubitaka.

Prioritet se i dalje daje provedbi mjera koje ne iziskuju veće investicijske aktivnosti, a mogu doprinijeti smanjenju gubitaka, kao npr.:

- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta i neovlaštene potrošnje električne energije
- provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitavanja
- provjera ispravnosti mjerenja
- zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske rezerve
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

U skladu s novim saznanjima iz studije „Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije“, u idućem razdoblju planira se sustavno baviti smanjenjem prvenstveno netehničkih gubitaka električne energije.

4.3. Pokazatelji pouzdanosti napajanja u distribucijskoj mreži

Pokazatelji pouzdanosti napajanja računaju se na temelju podataka iz elektroničke evidencije, tj. pomoću aplikacije DISPO (Distribucijska Pouzdanost) koja je u HEP ODS-u u primjeni od 1. veljače 2006. godine. Aplikacija omogućuje statističku obradu ručno upisanih planiranih i neplaniranih dugih zastoja komponenata mreže (trajanje iznad tri minute).

Sa stajališta upravljivosti prekidima i odgovornosti za nastale prekide, bitno je razlikovati:

- Planirane prekide – zbog planiranih radova u mreži i na postrojenjima HEP ODS-a ili planiranih radova u mreži i na postrojenjima drugog operatora sustava i/ili treće strane, moguće je donekle utjecati na njih unaprijeđenjem organizacije rada ili osiguranjem dvostranog napajanja.
- Prisilne prekide, bez utjecaja više sile – nastali zbog kvarova u mreži HEP ODS-a ili u mreži drugog operatora sustava i ostalih kvarova u mreži ili na postrojenjima korisnika, moguće je donekle utjecati na njih.

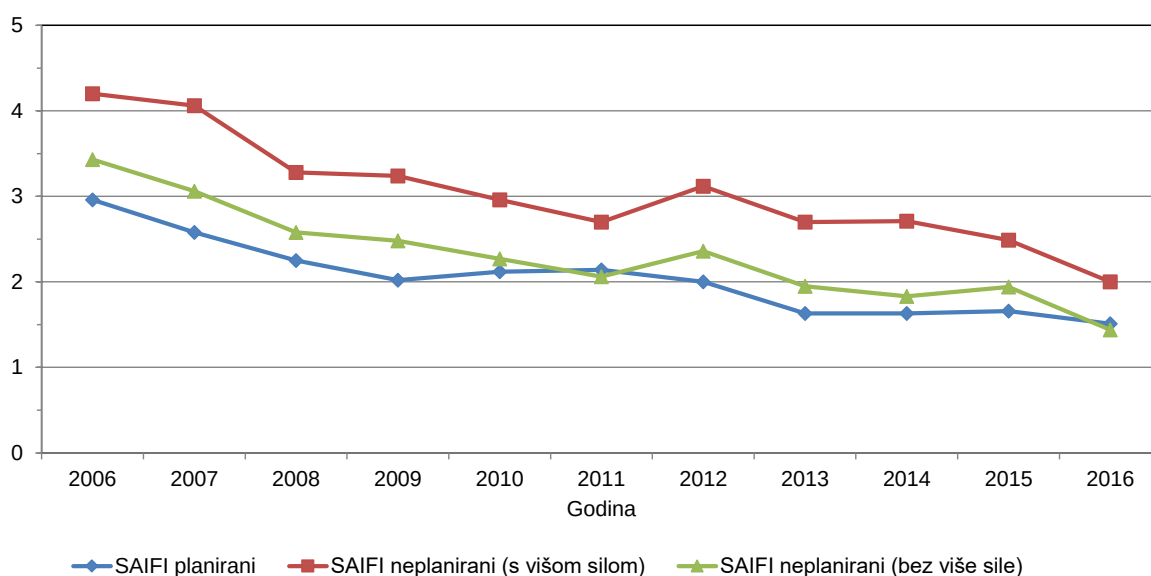
- Prisilne prekide nastale zbog djelovanja više sile – nije moguće utjecati na njih.

Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom jedan je od poslovnih ciljeva HEP ODS-a, što je detaljnije opisano u Poglavlju 6.

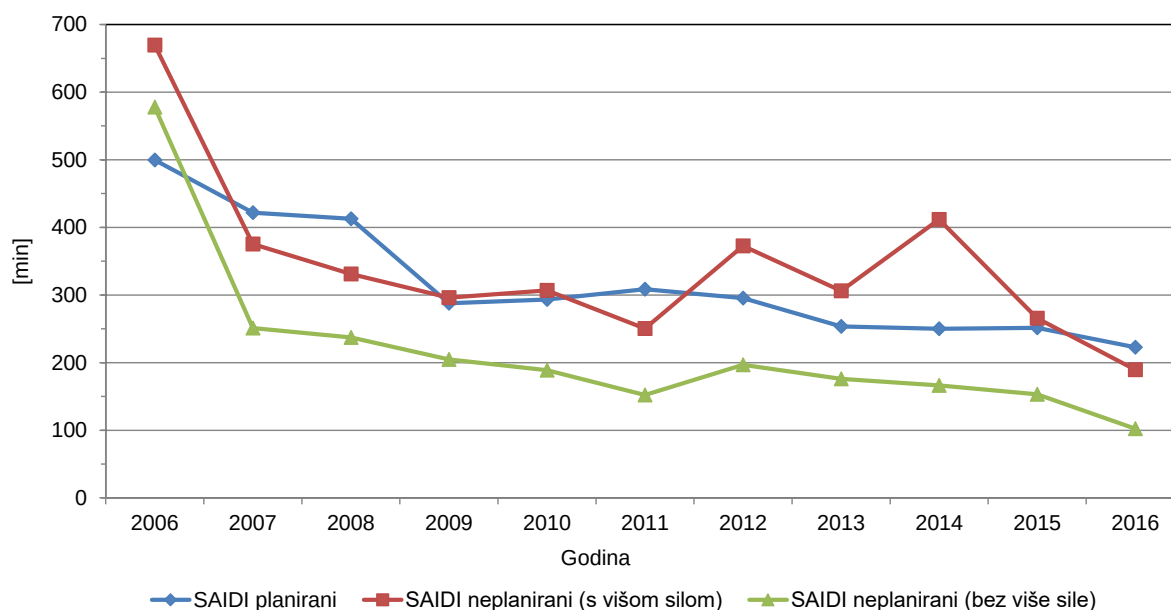
Za prikaz stanja pouzdanosti napajanja naznačajniji su pokazatelji:

- prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIFI)
- prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI)
- prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI).

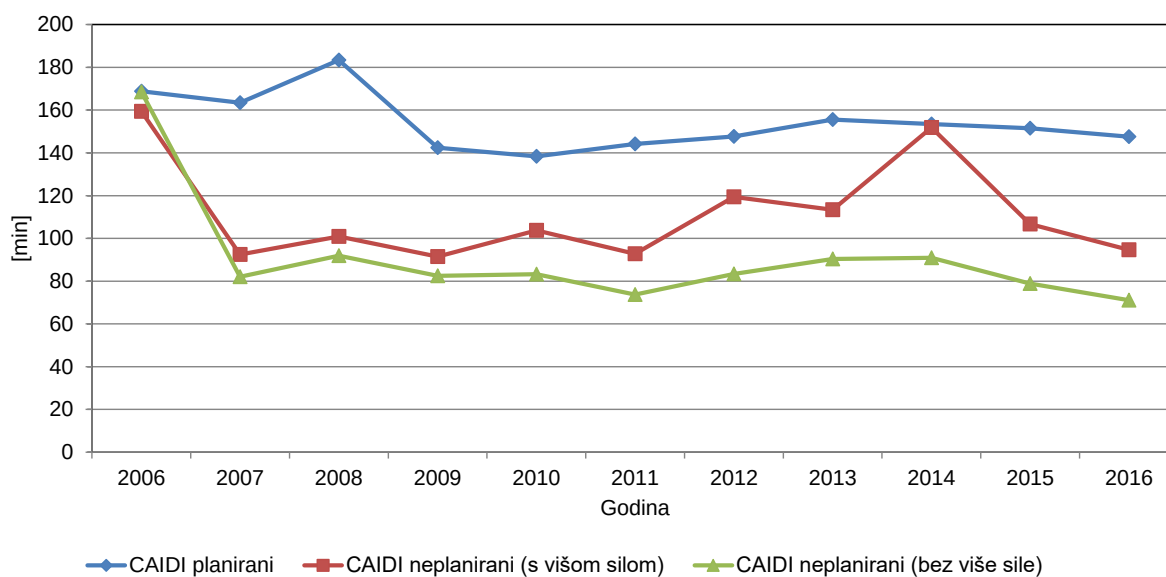
Slike 4.5, 4.6 i 4.7 u nastavku prikazuju kretanje pokazatelja SAIFI, SAIDI i CAIDI na razini HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju. Od početne 2006. godine, vrijednosti sva tri pokazatelja imaju trend pada, što je u skladu s postavljenim poslovnim ciljevima povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom i povećanja učinkovitosti poslovanja. Veći izuzetak dogodio se u 2014. godini, kada je značajno povećano trajanje prisilnih prekida uzrokovanih višom silom zbog ekstremnih vremenskih uvjeta u Gorskom kotaru.



Slika 4.5 Prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIFI) u razdoblju 2007.-2016.



Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2007.-2016.



Slika 4.7 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2006.-2016.

Opisani pokazatelji pouzdanosti promatrani na manjem dijelu distribucijske mreže (npr. srednjonaponski izvod) predstavljaju važan kriterij za planiranje razvoja distribucijske mreže i prioritiziranje potrebnih ulaganja.



5. Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže

5.1.	Kriteriji planiranja	79
5.1.1.	Dopušteno opterećenje elemenata mreže	79
5.1.2.	Dopušteno odstupanje napona	79
5.1.3.	Pouzdanost napajanja	80
5.1.4.	Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja	80
5.2.	Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže	82
5.2.1.	Mreža srednjeg napona	82
5.2.2.	Idejna rješenja pojmih transformatorskih stanica	86
5.2.3.	Mreža niskog napona	88
5.3.	Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže	88
5.3.1.	Naponska razina priključenja	88
5.3.2.	Zahtjevi za izgradnju postrojenja	89
5.4.	Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	90
5.4.1.	Sigurnost opskrbe	90
5.4.2.	Pouzdanost napajanja	90
5.4.3.	Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu	92
5.4.4.	Metodologija	92
5.5.	Razvojni i planski dokumenti	93
5.5.1.	Studije razvoja distribucijske mreže	93
5.5.2.	Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže	94

5. Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže

5.1. Kriteriji planiranja

Kriteriji planiranja razvoja i izgradnje te zamjena i rekonstrukcija distribucijske mreže odnose se na sve objekte i postrojenja u elektroenergetskom sustavu Republike Hrvatske nazivnog napona nižeg od 110 kV te na transformatorske stanice 110/35(30) kV i 110/10(20) kV, bez obzira na vlasništvo nad njima.

5.1.1. Dopušteno opterećenje elemenata mreže

Dopuštena opterećenja u postupku planiranja distribucijske mreže, s navedenim uobičajenim vrijednostima, dana su u sljedećoj tablici.

Tablica 5.1 Dopuštena opterećenja vodova i transformatora u postupku planiranja distribucijske mreže

Element mreže	Trajno dopušteno opterećenje	Dopušteno opterećenje za vrijeme trajanja neplaniranog poremećaja
Nadzemni vod	maksimalno dopuštena struja u <i>normalnom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (100%)	maksimalno dopuštena struja u <i>poremećenom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (120% zimi, 110% ljeti)
Kabel	maksimalno dopuštena struja u normalnom pogonu (100%)	
Transformator	maksimalno dopušteno opterećenje u <i>normalnom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (100%)	maksimalno dopušteno opterećenje u <i>poremećenom</i> pogonu u stanju <i>vršnog</i> opterećenja (120% zimi, 110% ljeti)

5.1.2. Dopušteno odstupanje napona

Prema usvojenoj normi HRN EN 50160:2012, dopuštena odstupanja napona u distribucijskoj mreži srednjeg i niskog napona su:

- trajno dopušteno odstupanje napona na mjestu priključka korisnika distribucijske mreže: nazivni napon $\pm 10\%$
- dopušteno odstupanje napona na mjestu priključka korisnika distribucijske mreže za vrijeme trajanja poremećaja: nazivni napon $+10\%$ / -15% .

U postupku planiranja razvoja distribucijske mreže koriste se drugačija dopuštena odstupanja napona od onih definiranih normom HRN EN 50160:2012 za pogon mreže, tako je dopušten pad napona u mreži 10(20) kV u postupku planiranja:

- 8% u normalnim pogonskim prilikama
- 12% u izvanrednim pogonskim prilikama.

Ove vrijednosti podrazumijevaju pričuvu spram zahtjeva norme HRN EN 50160:2012 i uzimaju u obzir mogućnosti regulacije napona u transformatorskim stanicama 110/SN, 35/SN i SN/NN, a ne vrednuju utjecaj elektrana u paralelnom pogonu s distribucijskom mrežom.

5.1.3. Pouzdanost napajanja

U skladu sa Zakonom o tržištu električne energije [1], pokazatelje kvalitete opskrbe električnom energijom propisuje Hrvatska energetska regulatorna agencija.

Pokazatelji kvalitete koje propisuje Hrvatska energetska regulatorna agencija odnose se na pogon distribucijske mreže. U svrhu planiranja razvoja distribucijske mreže definiraju se ciljani pokazatelji pouzdanosti napajanja prikazani Tablicom 5.2.

Tablica 5.2 Kriteriji pouzdanosti napajanja u postupku planiranja distribucijske mreže srednjeg napona (prosjeak po TS 10(20)/0,4 kV)

	Vrsta mreže	SAIDI - trajanje dugačkih neplaniranih prekida napajanja uzrokovanih ispadima na mreži srednjeg napona (min/god)	SAIFI - broj dugačkih neplaniranih prekida napajanja uzrokovanih ispadima na mreži srednjeg napona (kom/god)
NORMATIV 1	gradsko područje s pretežno kablskom mrežom	120	2
NORMATIV 2	prigradska područja i veća naselja	240	4
NORMATIV 3	nadzemni vodovi u vangradskom području	360	8
Dodatni globalni kriterij		Zadržavanje postojećeg stanja ako je bolje od standarda.	

Navedene vrijednosti su prosječni godišnji ciljani standardi u pogledu očekivanog broja i trajanja dugačkih (trajanja iznad 3 minute) neplaniranih prekida napajanja uzrokovanih ispadima na mreži srednjeg napona na razini HEP ODS-a za tri definirane vrste mreže.

Definirane granične vrijednosti karakteristične su za distribucijska područja s boljim pokazateljima pouzdanosti napajanja korisnika mreže od prosjeka na razini mreže HEP ODS-a i odnose se na prosječne vrijednosti, a ne najveće dopuštene vrijednosti (zajamčena razina kvalitete opskrbe) za pojedinog korisnika.

Zbog značajnih razlika prosječnih godišnjih pokazatelja pouzdanosti distribucijskih područja, propisan je dodatni kriterij zadržavanja postojećeg stanja pokazatelja pouzdanosti ako su oni bolji od propisanih. Dodatni kriterij se promatra globalno, na razini distribucijskog područja.

5.1.4. Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja

Prilikom planiranja razvoja distribucijske mreže potrebno je na primjeren način uzeti u obzir i planove obnove postojećih elemenata distribucijske mreže.

Obnova postojeće infrastrukture je zamjena postojećih neispravnih ili starih komponenata jednakim ili odgovarajućim tipskim novim komponentama, bez većih dodatnih ulaganja povezanih s drugim razlozima izgradnje distribucijske mreže.

Utjecaj obnove postojeće infrastrukture na planove budućeg razvoja provodi se analizom mogućnosti izgradnje novog elementa ili drugačijeg tehnološkog rješenja istog problema, pri čemu se odabire ekonomski povoljnije rješenje.

Elementi distribucijske mreže za koje se pojedinačno analiziraju potrebe zamjene i rekonstrukcije su:

- transformatorske stanice i transformatori 110/35(30) kV i 110/10(20) kV
- vodovi 35(30) kV
- transformatorske stanice i transformatori 35(30)/10(20) kV
- vodovi 10(20) kV.

Za TS 10(20)/0,4 kV i mrežu niskog napona pretpostavljena je redovna obnova koja ima zanemarivi utjecaj na planiranje razvoja srednjonaponske distribucijske mreže.

Element mreže je kandidat za obnovu ako zadovoljava jedan ili više od sljedećih uvjeta:

- izdano obvezujuće rješenje prema inspekcijskom nadzoru
- prosječna neraspoloživost zbog planiranih i prisilnih zastoja u posljednjem petogodišnjem razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja veća od ukupne prosječne neraspoloživosti istovrsnih elemenata mreže u promatranom razdoblju
- prosječni broj kvarova u posljednjem petogodišnjem razdoblju obuhvaćenom statistikom pogonskih događaja veći od ukupnog prosječnog broja kvarova istovrsnih elemenata mreže u promatranom razdoblju
- starost u promatranom razdoblju jednaka ili veća od očekivane životne dobi
- ne zadovoljava postavljene tehničke zahtjeve
- knjigovodstveno otpisan (amortiziran).

Plan obnove kandidiranih elemenata distribucijske mreže određuje se vrednovanjem:

- stvarnog stanja elementa ili komponente elementa mreže
- uloge koju promatrani element ili komponenta elementa ima u elektroenergetskom sustavu
- očekivanih troškova koje promatrani element ili komponenta elementa uzrokuje u sustavu.

Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata mreže zbog starosti prikazani su Tablicom 5.3. Navedene vrijednosti odnose se na uobičajene uvjete eksploatacije, a ne uključuju izražene nepovoljne uvjete (npr. posolica, polaganje kabela u more i sl.).

Tablica 5.3 Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata distribucijske mreže zbog starosti

Element mreže	Uvjet za obnovu	Napomena
Električni dio nadzemnih vodova 35 kV i 10(20) kV	starost preko 35 (40) godina	ovisno o izvedbi
Drveni stupovi nadzemnih vodova	starost preko 40 godina	
Ostali stupovi nadzemnih vodova	starost preko 50 godina	ovisno o izvedbi
Kabeli 35 kV i 10(20) kV	starost preko 40 (50) godina	ovisno o izvedbi
Rasklopna postrojenja u TS 35/10(20) kV	starost preko 30 godina	
Transformator VN/SN ili 35/10(20) kV	starost preko 40 godina	

5.2. Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže

5.2.1. Mreža srednjeg napona

Veći dio postojeće srednjonaponske mreže temelji se na dva stupnja transformacije (110/35(30) kV i 35(30)/10 kV) te dvije mreže srednjeg napona (35(30) kV i 10 kV). Dugoročno promatrano, cilj je postojeći sustav transformirati u sustav s jednom razinom srednjeg napona (20 kV) i jednom izravnom transformacijom (110/20 kV). Stoga se razvoj mreže srednjeg napona temelji na dvije osnovne strateške smjernice, koje suštinski jesu, ali ne nužno i neposredno povezane:

- postupna zamjena naponske razine 10 kV sa 20 kV
- postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje naponske razine 35(30) kV.

5.2.1.1. Postupna zamjena naponske razine 10 kV s 20 kV

Osnovni poticaj za zamjenu naponske razine 10 kV naponskom razinom 20 kV na nekom području je nedostatak prijenosnog kapaciteta postojeće mreže 10 kV. U nadzemnim mrežama to se u pravilu svodi na kriterij dopuštenog pada napona, a u kabelskim mrežama na dopušteno strujno opterećenje vodiča.

Prema postojećoj tehničkoj regulativi, nadzemni vodovi, rasklopna postrojenja i transformatorske stanice izvedeni za nazivni napon 10 kV mogu se koristiti pod naponom 20 kV ako su ispunjeni sljedeći uvjeti:

- Mreža u kojoj se koriste ima uzemljenu ili je pripremljena za uzemljenje neutralne točke.
- U rasklopnim postrojenjima i transformatorskim stanicama sva oprema, osim rastavljača, potpornih i provodnih izolatora i sabirnica, izvedena je za 20 kV napon.
- Najmanji razmaci između neizoliranih vodiča i drugih izolacijom nepokrivenih dijelova postrojenja pod naponom prema zemlji ili susjednim dijelovima postrojenja nisu manji od razmaka propisanih za stupanj izolacije 12 Si 28/75, odnosno za nazivni napon 10 kV.
- Od dana prijelaza na 20 kV pogonski napon sva oprema sa stupnjem izolacije 12 kV mora biti u roku od 10 godina zamijenjena s opremom koja ima 24 kV izolaciju, osim u slučaju nadzemnih vodova na betonskim ili čelično-rešetkastim stupovima za koje je taj rok 5 godina,

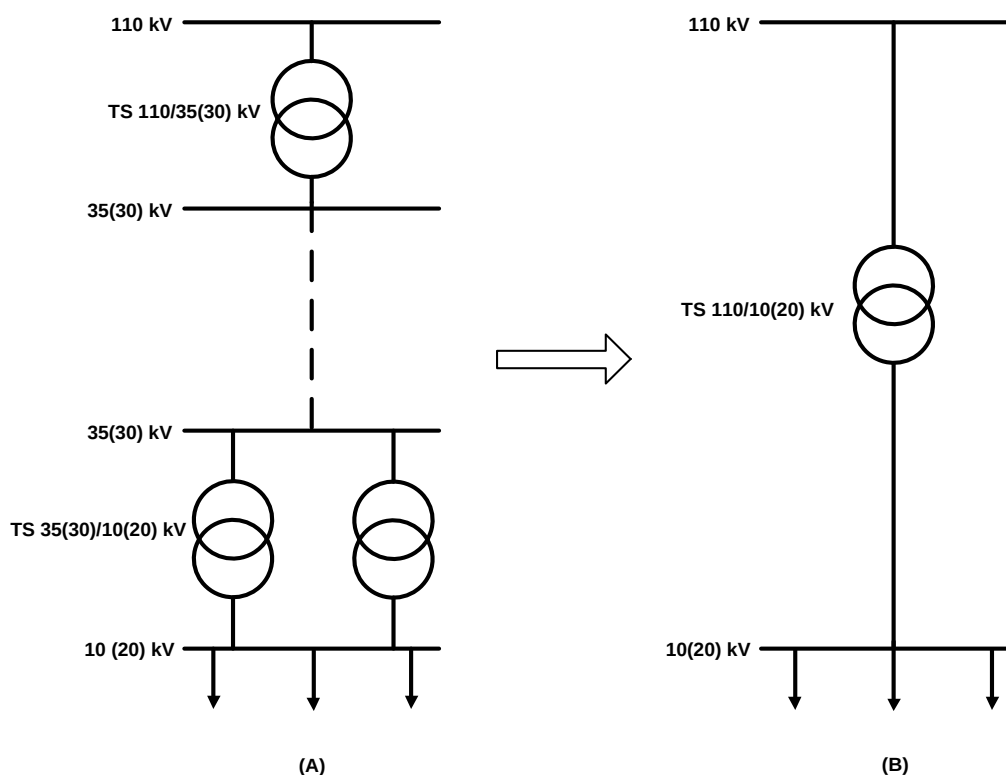
Temeljne smjernice odabira tehnologije pri izgradnji novih ili obnovi postojećih objekata distribucijske mreže:

- Sve nove kabele i nadzemne vodove te transformatorske stanice 10/0,4 kV i linijske rastavljače u mreži 10 kV treba graditi sa stupnjem izolacije 24 kV.
- Svi novi transformatori u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV trebaju biti preklopivi ili prespojivi.
- Vodove 10(20) kV treba nastojati graditi na betonskim stupovima, a ne na bitno skupljim čelično-rešetkastim.
- Novi magistralni nadzemni vodovi 10(20) kV trebaju imati presjek vodiča barem Al/FE 95/15 mm².
- Presjeci jednožilnih aluminijskih kabela ne smiju biti manji od 150 mm², a kabele pomoću kojih se iznosi snaga iz transformatorskih stanica 110/10(20) kV u centre konzuma (rasklopišta 10(20) kV s ili bez transformacije) ne manji od 185 mm².
- U visoko urbaniziranim područjima te u slučaju nepovoljnih uvjeta za nadzemne vodove u okolišu, prednost treba dati kabelima.

5.2.1.2. Uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV

Osnovni poticaj za prijelaz na izravnu transformaciju 110/10(20) kV je nedostatak prijenosnog kapaciteta postojeće mreže 35 kV i transformacije 35/10 kV, ali također i moguće izbjegavanje troškova vezanih uz potrebu buduće obnove postrojenja 35 kV i potpuno dotrajalih vodova 35 kV.

Slika 5.1 prikazuje usporedbu koncepcije distribucijske mreže s izravnom transformacijom 110/10(20) kV i koncepcije s mrežom 35 kV i međutransformacijom 35/10(20) kV.



Slika 5.1 Usporedba koncepcije distribucijske mreže s mrežom 35 kV i međutransformacijom 35/10(20) kV (A) i koncepcije s izravnom transformacijom 110/10(20) kV (B)

Imajući u vidu ulogu izravne transformacije 110/10(20) kV te općenito višegodišnje trajanje izgradnje transformatorskih stanica, planiranje prijelaza na izravnu transformaciju 110/10(20) kV i postupno ukidanje naponske razine 35 kV, odnosno planiranje izgradnje transformatorskih stanica 110/35 kV i 35/10(20) kV, treba temeljiti na sljedećim analizama:

- preliminarna analiza opterećenja postojećih transformatorskih stanica 110/SN i 35/10(20) kV kao indikacija za razmatranje izgradnje novih transformatorskih stanica (okvirni kriterij relativnog opterećenja tipske transformatorske stanice u redovnom pogonu: preko 80% u poveznim gradskim kabelskim mrežama, odnosno preko 60% u nadzemnim radijalnim vangradskim mrežama)
- analiza stanja svih mjerodavnih dijelova distribucijske mreže na promatranom području (TS 110/35 kV, 110/10(20) kV, vodova 35 kV, TS 35/10(20) kV, mreže 10(20) kV)
- detaljni energetske proračuni u mreži 35 kV i 10 kV, za sadašnje i buduće stanje
- usporedbe mogućih tehničkih rješenja, posebno koncepcije utemeljene na izgradnji izravne transformacije 110/10(20) kV te koncepcije temeljene na daljnjem širenju mreže 35 kV; pri tomu, osim energetske analize posebnu pozornost treba posvetiti revitalizaciji dotrajalih dijelova mreže 35 kV i postrojenja 35 kV u transformatorskim stanicamausporedbe tehničkih i ekonomskih pokazatelja za sve promatrane mogućnosti.

Načelna orijentacija na izravnu transformaciju 110/10(20) kV ne znači da se neće graditi ili obnavljati vodovi 35 kV i transformatorske stanice 35/10(20) kV, osobito u područjima male gustoće opterećenja ili u mrežama u kojima nije provedena sustavna ugradnja opreme nazivnog napona 20 kV.

Prilikom izgradnje ili obnove objekata distribucijske mreže treba usvojiti rješenja koja će omogućiti fleksibilan razvoj mreže u budućnosti:

- Pravodobno planiranje novih objekata, čija izgradnja često može potrajati više godina, uz pretpostavku primjerene izgrađenosti povezne mreže 10(20) kV.
- Racionalna rješenja izgradnje novih vodova 35 kV ili polaganje kabela, imajući u vidu da će nakon prijelaza na izravnu transformaciju biti u pogonu na 20 kV.
- Alternativa izgradnji vodova 35 kV je izgradnja vodova 110 kV, koji bi u prvoj fazi radili pod naponom 35 kV, a u konačnici služili za napajanje TS 110/10(20) kV.
- Izgradnja TS 110/10(20) kV na području većih gradskih naselja, uz maksimalno korištenje postojeće transformacije 35/10(20) kV temeljeno na primjerenoj izgrađenosti povezne mreže 10(20) kV, poštujući (N-1) kriterij za slučaj neraspoloživosti jednog voda ili transformatora.
- Na području malih gradova dolazi u obzir gradnja novih TS 35/10(20) kV, u pravilu nazivne snage 2x8 MVA, a iznimno 2x16 MVA, pri čemu treba rezervirati dovoljno velike lokacije kako bi se u budućnosti mogle pretvoriti u TS 110/10(20) kV.
- Kod TS 35/10(20) kV u vangradskim područjima u pravilu postoji dovoljno rezerve u snazi transformacije, a problem predstavlja pad napona na vodovima 10 kV. Rješenje je najčešće rekonstrukcija TS 35/10 kV u TS 35/20 kV, odnosno, u daljoj budućnosti, TS 110/20 kV.
- U ruralnim područjima u blizini već izgrađenog voda 110 kV moguća je upotreba pojednostavljene jednotransformatorske TS 110/10(20) kV s transformatorom male snage (8 ili 10 MVA) . Pritom se može raditi o novoj transformatorskoj stanici ili rekonstrukciji postojeće TS 35/10(20) kV u TS 110/10(20) kV radi izbjegavanja troškova obnove mreže i postrojenja 35 kV.
- U izoliranim dijelovima mreže 10 kV koji ne mogu u primjerenom roku preći na pogon na 20 kV moguće je razmotriti izgradnju pojednostavljene TS SN/10 kV, snage do 4 MVA.

Potrebno je napomenuti da uporaba pojednostavljenih transformatorskih stanica 110/10(20) kV zahtijeva kvalitetno održavanje postrojenja, kako bi se minimizirao broj kvarova, jer ne postoji rezerva u transformaciji. Nužna rezerva može se osigurati kroz poveznu mrežu 10(20) kV.

5.2.1.3. Povezna mreža 10(20) kV

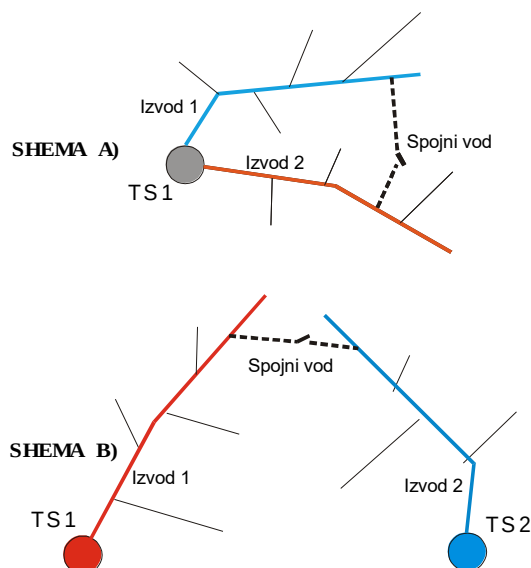
Radi optimiranja ulaganja u 35 kV mrežu, osobito transformaciju 35/10(20) kV i 110/10(20) kV, te zbog jednostavnosti pogona, treba težiti izgradnji povezanih mreža srednjeg napona.

Pouzdanost napajanja u srednjonaponskoj mreži poželjno je osiguravati izgradnjom povezanih SN vodova umjesto ulaganjem u izgradnju ili pojačanje transformacije.

Dvije osnovne strukture mreže srednjeg napona prikazuje Slika 5.2. Rezervno napajanje moguće je:

- preko drugog izvoda iste TS VN/SN ili TS SN/SN (Shema A na Slici 5.2 – prstenasta struktura distribucijske mreže) ili
- preko drugog izvoda druge TS VN/SN ili TS SN/SN (Shema B na Slici 5.2 – povezna struktura distribucijske mreže).

U smislu opće raspoloživosti povoljnija je povezna struktura, jer osim povećanja raspoloživosti same mreže 10(20) kV omogućuje i određenu razinu rezervnog napajanja za slučaj neraspoloživosti TS VN/SN ili TS SN/SN.



Slika 5.2 Prstenasta i povezna struktura distribucijske mreže 10(20) kV

Temeljne smjernice za strukturiranje mreže 10(20) kV:

- Jednostavna struktura posebno je značajna u gradskim kabelskim mrežama 10(20) kV koje se u pravilu svode na povezne mreže između transformatorskih stanica 110/10(20) kV ili 35/10(20) kV, odnosno prstenaste iz pojedinih TS 110/10(20) kV ili TS 35/10(20) kV na rubnim prigradskim područjima. Izgradnja kabelskih srednjonaponskih mreža jednostavne strukture značajna je za automatizaciju mreže u narednom razdoblju.
- Povezna kabelska mreža 10(20) kV omogućava vrlo visoko opterećenje gradskih TS 35/10(20) kV ili TS 110/10(20) kV, uz zadržavanje (N-1) kriterija za slučaj neraspoloživosti pojedinih transformatora ili čak čitavih transformatorskih stanica.
- U nadzemnoj mreži često je moguće između bliskih izvoda ili odcjepa 10(20) kV izgradnjom relativno kratkih spojnih vodova značajno povećavati pouzdanost napajanja korisnika mreže.

Prilikom izgradnje povezne mreže u obzir je potrebno uzeti i dodatne zahtjeve, poput usklađenosti grupe spoja transformatora u pojnim transformatorskim stanicama.

5.2.1.4. Tehnička rješenja za povećanje pouzdanosti napajanja

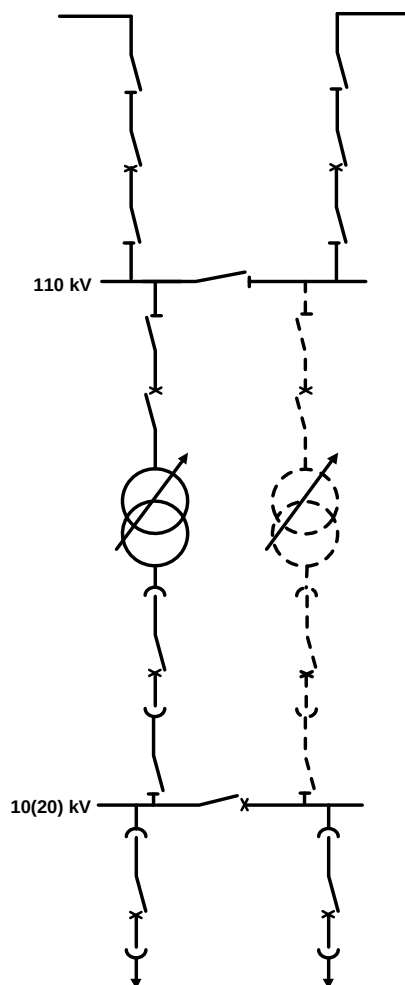
Prilikom tehničkog i ekonomskog vrednovanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže, osim razvoja primjerenih struktura mreže, treba uzeti u obzir i primjenu sljedećih suvremenih rješenja učinkovitog upravljanja mrežom:

- daljinsko upravljanje i numerička zaštita u pojnim transformatorskim stanicama
- indikatori kvarova
- daljinski upravljive rastavne naprave na vodovima 10(20) kV i daljinski upravljive sklopne aparature u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV
- prekidači na vodovima 10(20) kV
- automatsko upravljanje srednjonaponskom mrežom
- automatska regulacija napona ovisna o opterećenju u transformatorskim stanicama 110/x kV
- automatski regulatori napona (autotransformatori) u posebnim slučajevima dugačkih izvoda 10(20) kV
- automatske kompenzacijske regulacijske prigušnice za uzemljenje 10(20) kV mreže.

5.2.2. Idejna rješenja pojnih transformatorskih stanica

Provedba smjernica iz gornjeg poglavlja utječe na tehnička rješenja izvedbe transformatorskih stanica 110/10(20) kV te u manjoj mjeri TS 35/10(20) kV. U tom smislu izgradnja potpuno novih objekata se može planirati po fazama izgradnje i opremanja, a rekonstrukcija postojećih objekata (npr. TS 110/35) može imati elemente prijelaznog rješenja (zamjena jednog transformatora 110/35 kV sa TR 110/10(20) kV). Kod planiranja investicijskih zahvata, nastoji se sagledati njihovu ulogu u mreži kroz narednih tridesetak godina (životna dob opreme).

Najčešće rješenje transformatorskih stanica 110/10(20) kV (Slika 5.3) zasnovano je na primjeni jednostrukih sekcioniranih sabirnica 110 kV za uobičajeno 2, a najviše 4 vodna polja, ugradnji dva transformatora, snage 20 ili 40 MVA sa SN 10(20) kV postrojenjem. U transformatorskim stanicama 110/10(20) kV koje napajaju umjereno urbano područje srednje veličine, prema potrebi se prigraduje međutransformacija 10(20)/35 kV.



Slika 5.3 Osnovna shema prema načelu tipske transformatorske stanice 110/10(20) kV

Zbog uvažavanja modernih tehničkih rješenja, smanjenja troškova izgradnje pojmih točaka i ubrzanja prijelaza na 20 kV naponsku razinu, studijski su razrađene varijante pojednostavljenih TS 110/10(20) kV, uz analizu tehničkih zahtjeva, pouzdanosti priključka na 110 kV mrežu i osnovni pregled troškova pripreme i izgradnje.

Maksimalna financijska učinkovitost jednostavne TS 110/(10)20 kV, 1x(10)20 MVA postiže se u ruralnim područjima, gdje postoje izgrađeni vodovi 110 kV na koje se pojednostavljena stanica priključuje preko kratkih odcjepa. Primjerenim lociranjem objekata jednostavnih TS 110/20 kV i međusobnim povezivanjem SN mreža pogonskog napona 20 kV napajanih iz jednostavnih stanica postiže se dobra pokrivenost područja potrošnje i visoka pouzdanost napajanja u SN mreži.

U projektnoj i tehničkoj pripremi izgradnje i opremanja TS 110/10(20) kV prema načelima tipske TS 110/x kV sagledava se mogućnost faznog proširenja i dogradnje postrojenja i podsustava, kao i fazna ugradnja transformatora (pojačanje transformacije). Analiza se provodi s ciljem optimiranja troškova izgradnje i opremanja prema potrebama pogona (stanje i značajke sadašnje potrošnje, procjene povećanja potrošnje, razvoj mreže, prijelaz na 20 kV, kabliranje 20 kV mreže i dr.).

Za rješenje napajanja tijekom prijelaza na pogon na naponskoj razini 20 kV postoje iskustva ugradnje transformatora 110/20/10 kV s mogućnošću korištenja tercijara prikladne nazivne snage. Prijelaz na pogon s naponske razine 10 kV na 20 kV je omogućen uz zadržavanje (N-1) kriterija raspoloživosti transformacije 110/10(20) kV, jednostavnim korištenjem jedne sekcije sabirnica SN na 10 kV, a druge na 20 kV. Ovakvo rješenje napajanja za sada nije u širokoj primjeni.

5.2.3. Mreža niskog napona

Ulaganja u mrežu niskog napona uvjetovana su visokim padovima napona, raspodjelom opterećenja duž niskonaponskih vodova i dotrajalošću opreme.

Temeljne smjernice planiranja razvoja mreže niskog napona su:

- interpolacija TS 10(20)/0,4 kV s transformatorima većih instaliranih snaga u kabelskim mrežama visokourbaniziranih gradskih područja
- ugradnja pojednostavljenih TS 10(20)/0,4 kV s transformatorima male nazivne snage, radi skraćanja izvoda niskog napona i sanacije naponskih prilika u ruralnim područjima
- zamjena dotrajalih nadzemnih vodova niskog napona malog presjeka novim dionicama sa SKS-om.

Ovakve zahvate treba prvenstveno raditi u mrežama gdje su prisutni previsoki padovi napona.

U mrežama gdje su naponske okolnosti zadovoljavajuće, a vodovi niskog napona nalaze se u dotrajalom stanju, zamjenska izgradnja je opravdana zbog sigurnosnih razloga te u slučaju previsokih troškova neisporučene električne energije.

TS 10(20)/0,4 kV u pravilu ne treba imati više od tri 10(20) kV vodna polja, a rasklopište ne više od šest 10(20) kV vodnih polja. Pri planiranju TS 10(20)/0,4 kV nije potrebno predviđati rezervna vodna polja.

Po mogućnosti, mrežu niskog napona treba graditi uz što više korištenja javnih površina, odnosno izvan privatnog posjeda.

Poseban problem predstavljaju niskonaponski vodovi na krovnim i zidnim nosačima jer iskustva pokazuju da je u takvim okolnostima otežan pristup vodovima. Zbog toga nove vodove treba planirati i graditi u drugačijoj izvedbi.

5.3. Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže

Priključenje novih kupaca ili promjena priključne snage postojećih mogu značajno utjecati na planiranje razvoja distribucijske mreže pa ih je potrebno na prikladan način obuhvatiti.

Kriteriji koji se rješavaju u postupku priključenja novih kupaca, kao što su usporedba struja kratkog spoja s rasklopnom moći prekidača, zastupljenost brzih poremećaja (flikera) i viših harmonika napona, podešenje zaštite i slično, nisu uvršteni u osnovne kriterije planiranja pogona i razvoja distribucijske mreže na ovoj razini analize.

5.3.1. Naponska razina priključenja

Naponska razina priključenja kupca, između ostaloga, ovisi o zahtijevanoj priključnoj snazi. Tablica 5.4. prikazuje uobičajene naponske razine priključenja kupca u zavisnosti o traženoj priključnoj snazi.

Tablica 5.4 Uobičajene naponske razine priključenja kupaca

Priključna snaga kupca	Uobičajena naponska razina priključenja
< 500 kVA	0,4 kV
500 kVA - 15 MVA	10 ili 20 kV iznimni slučajevi 35(30) kV (podopterećenost, tj. zalihost kapaciteta u 35(30) kV mreži)
> 15 MVA	110 kV

5.3.2. Zahtjevi za izgradnju postrojenja

Za priključenje kupca na SN mrežu može biti potrebno pojačanje postojeće transformacije ili izgradnja TS 110/SN kV, ako lokalna mreža ne može prihvatiti opterećenje kupca. Smjernice i zahtjevi za pojačanje transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV radi priključenja kupca na srednjonaponsku mrežu prikazane su Tablicom 5.5.

Tablica 5.5 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV

Zahtijevana priključna snaga kupca	Zahtjevi za pojačanjem ili izgradnjom TS 110/SN
≥ 6 MVA	za opterećenja ove razine vjerojatno će biti potrebno pojačanje ili izgradnja TS 110/SN
< 6 MVA	pojačanje ili izgradnja TS 110/SN je potrebna ako predstavlja ekonomski najpovoljnije tehnički prihvatljivo rješenje obzirom na:
	planirano vršno opterećenje
	promjenjivo opterećenje
	udaljenost od postojećih transformatorskih stanica
	slobodni kapacitet u postojećim transformatorskim stanicama i lokalnoj SN mreži
	planove razvoja

Tablica 5.6 daje smjernice i zahtjeve za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 10(20)/0,4 kV radi priključenja kupca na niskonaponsku mrežu.

Tablica 5.6 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 10(20)/0,4 kV

Zahtijevana priključna snaga kupca	Zahtjevi za pojačanjem ili izgradnjom TS 10(20)/0,4 kV
≥ 200 kVA	za opterećenja ove razine vjerojatno će biti potrebno pojačanje ili izgradnja TS 10(20)/0,4 kV
< 200 kVA, urbano područje	pojačanje ili izgradnja TS 10(20)/0,4 kV je potrebna kada predstavlja ekonomski najpovoljnije tehnički prihvatljivo rješenje obzirom na:
	planirano vršno opterećenje
	udaljenost od postojećih transformatorskih stanica
	slobodni kapacitet u postojećim transformatorskim stanicama i lokalnoj NN mreži
	planove razvoja
< 200 kVA, ruralno područje	pojačanje ili izgradnja TS 10(20)/0,4 kV je potrebna osim ako se može isključiti daljnji porast opterećenja na tom području

Oprema u postrojenju kupca treba biti dimenzionirana na vrijednosti veće od uobičajenih projektnih vrijednosti struja kratkog spoja koje prikazuje Tablica 5.7. Stvarne vrijednosti na mjestu priključenja mogu biti drugačije, u tom su slučaju za dimenzioniranje postrojenja korisnika mjerodavne stvarne vrijednosti.

Tablica 5.7 Uobičajene projektne vrijednosti struja kratkog spoja za različite naponske razine priključenja

Nazivni napon na mjestu priključenja (kV)	Struja kratkog spoja (efektivna vrijednost simetrične komponente) (kA)
NN 0,4 kV (kućanstva)	9,0
NN 0,4 kV (industrija/poduzetništvo)	37,0
SN 10 kV	12,5
SN 20 kV	12,5
SN 30(35) kV	12,5

5.4. Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže

Suvremene metode planiranja razvoja elektroenergetskih mreža uključuju nekoliko međusobno povezanih analiza, u cilju optimiranja razvoja i pogona distribucijske mreže. Osnovni zahtjev koji uvijek mora biti zadovoljen je pogon mreže u skladu s kriterijima opisanim u Poglavlju 5.1.

5.4.1. Sigurnost opskrbe

Planiranje razvoja distribucijske mreže započinje analizom sigurnosti opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonskom stanju u promatranom planskom razdoblju. Analizom sigurnosti opskrbe određuju se nužna minimalna ulaganja za normalni pogon mreže, uvažavajući očekivanu promjenu opterećenja u planskom razdoblju te trajanje pripreme i provedbe zahvata u mreži.

Analiza sigurnosti na temelju dva kriterija koji moraju biti zadovoljeni kroz čitavo promatrano razdoblje:

- Niti jedan element mreže (vod ili transformator) ne smije biti preopterećen.
- Svaki korisnik mreže mora imati osiguran napon na mjestu isporuke ili preuzimanja električne energije unutar propisanih granica.

Rezultat ove analize je pregled vremenske dinamike bezuvjetno potrebne izgradnje ili rekonstrukcije mreže, što ne znači da je moguće samo jedno rješenje, jer postoje dvije koncepcije izgradnje i pogona mreže srednjeg napona:

- na dvije naponske razine: transformacija 110/35 kV i 35/10 kV s mrežom 35 kV i 10 kV,
- na jednoj naponskoj razini: transformacija 110/20 kV i mreža 20 kV.

U skladu s tim postoji i nekoliko mogućih rješenja razvoja mreže s obzirom na sigurnost opskrbe. Optimalno rješenje je određeno minimalnim troškovima izgradnje i pogona mreže (neisporučene energije i snage te gubitaka energije i snage) u cijelom promatranom razdoblju.

5.4.2. Pouzdanost napajanja

Nakon što je određeno optimalno rješenje u pogledu elektroenergetskih prilika u mreži u redovnom pogonu, slijedi analiza pouzdanosti napajanja korisnika mreže.

5.4.2.1. (N-1) raspoloživost distribucijske mreže

Jedan pristup pouzdanosti napajanja je osiguranje rezervnog napajanja određenih korisnika mreže ili grupe korisnika mreže u slučaju neraspoloživosti jednog elementa mreže (tzv. (N-1) kriterij pouzdanosti). Korisnici mreže na koje se kriterij odnosi odabrani su prema vršnom opterećenju.

Za potrebe planiranja razvoja, (N-1) kriterij pouzdanosti mreže je zadovoljen ako ne postoji element distribucijske mreže: TS 110/SN i 35/SN te 35 kV ili 10(20) kV vod čija neraspoloživost dovodi, uz primjenu tehničkih ograničenja izvanrednog pogona mreže, do prekida napajanja korisnika mreže ili grupe korisnika mreže vršnog opterećenja većeg od 1 MVA tijekom cijelog vremena u kojem promatrani element mreže nije raspoloživ.

Drugim riječima, (N-1) kriterij nije zadovoljen ako u slučaju neraspoloživosti bilo kojeg elementa distribucijske mreže (transformatora u TS 110/SN i 35/SN, voda 35kV ili 10(20) kV) preostala mreža srednjeg napona (35 kV, 20 kV i 10 kV) ne može osigurati napajanje grupe korisnika mreže vršnog opterećenja većeg od 1 MVA prije popravka kvara. Pri tome se uzima u obzir, odnosno dopušta preopterećenje transformatora i pojmih nadzemnih vodova od 20% i pad napona od 12% te mogućnost rekonfiguracije mreže.

Pri planiranju razvoja distribucijske mreže (N-1) kriterij pouzdanosti primjenjuje se na razini distribucijske mreže, tj. transformatorskih stanica 110/SN i 35/SN te 35 kV i 10(20) kV vodova, uz dodatno ograničenje na vršno opterećenje grupe korisnika veće od 1 MVA.

Pritom se pri analizi tokova snaga u poremećenom pogonu, odnosno neraspoloživosti jednog elementa mreže, uzima u obzir cjelokupna mreža srednjeg napona preko koje je moguće ostvariti određenu razinu rezervnog napajanja.

5.4.2.2. Pokazatelji pouzdanosti napajanja

Sljedeći pristup analizi pouzdanosti mreže je definiranje pokazatelja pouzdanosti napajanja korisnika mreže i vrijednosti tih pokazatelja koje se planiranjem razvoja trebaju postići u pojedinim dijelovima mreže.

Pri planiranju razvoja distribucijske mreže, minimalni kriterij trebala bi biti postojeća dostignuta razina pouzdanosti napajanja električnom energijom (to se odnosi na područja koja već imaju vrlo pouzdano napajanje električnom energijom), a maksimalni kriterij pouzdanost napajanja električnom energijom u gradskim mrežama.

Standardi pouzdanosti napajanja za pojedine skupine korisnika mreže definirani su u Poglavlju 5.1.3., vodeći računa o sljedećim načelima:

- Nije realno tražiti pouzdanost napajanja veću od postignute u europskim zemljama sa visokim standardom pouzdanosti napajanja.
- U budućnosti bi prosječna pouzdanost napajanja na razini TS 10(20)/0,4 kV trebala rasti.

Bitno je naglasiti da se navedene dopuštene vrijednosti na razini prosjeka po TS 10(20)/0,4 kV promatranju kao prosječni godišnji ciljevi na razini čitavih zona, odnosno grupe svih TS 10(20)/0,4 kV s jednakim ciljem kvalitete. Najveće dopuštene vrijednosti (zajamčena razina pouzdanosti napajanja) u pogonu propisuje Hrvatska energetska regulatorna agencija.

Ako nisu dostupne stvarne vrijednosti za promatrano područje i element mreže, analize u cilju određivanja pokazatelja pouzdanosti napajanja u distribucijskoj mreži provode se sa sljedećim iskustvenim podacima o učestalosti i vremenima potrebnim za restauraciju opskrbe i popravak kvarova:

- učestalost dugih prekida na nadzemnim vodovima: 0,14 dpr/(km·god)
- učestalost dugih prekida na kabelima: 0,07 dpr/(km·god)

- prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja daljinski upravljivim sklopnim uređajima u distribucijskoj mreži: 10 min
- prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja u slučaju ručnog upravljanja sklopnim uređajima u distribucijskoj mreži: 60 min
- vrijeme potrebno za popravak kvara na nadzemnim vodovima: 300 min
- vrijeme potrebno za popravak kvara na kabelima: 960 min.

U slučaju značajnih odstupanja pokazatelja pouzdanosti napajanja od ciljanih planskih vrijednosti u pojedinim dijelovima mreže, uzrokovanih iznimnim događajima (primjerice jak vjetar, požar, posolica, snijeg, led, poplavai slično), posebice u slučaju periodičnog ponavljanja događaja, planiraju se primjerena tehnička rješenja koja kratkoročno nisu ekonomski opravdana.

5.4.3. Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu

Cilj ekonomskih analiza je određivanje ekonomski optimalnog plana razvoja distribucijske mreže u promatranom razdoblju planiranja. Pritom se pod planom razvoja podrazumijeva vremenska dinamika (tijekom cijelog razdoblja planiranja) ulaska u pogon svih elemenata distribucijske mreže nužnih za funkcioniranje sustava distribucije električne energije u skladu s tehničkim kriterijima te mogućih dodatnih elemenata koji nisu nužni u pogledu zadovoljavanja tehničkih kriterija planiranja distribucijske mreže, ali su ekonomski opravdani.

Prilikom ekonomskih analiza u svrhu planiranja razvoja distribucijske mreže potrebno je uvažiti sljedeće smjernice:

- Osim troškova ulaganja, treba uzeti u obzir i troškove gubitaka električne energije te troškove neisporučene energije kao i troškove pogona i održavanja mreže.
- Dobit od ulaganja u djelatnost distribucije električne energije se najčešće svodi na smanjenje troškova distribucije električne energije.
- Izvori dobiti obuhvaćaju dobit zbog smanjenja troškova gubitaka električne energije i dobit zbog smanjenja očekivanih troškova neisporučene električne energije.

Ekonomsko vrednovanje i usporedba različitih planova razvoja distribucijske mreže temelji se na metodi diskontiranja (aktualizacije), uz pomoć koje se sve novčane vrijednosti u promatranom razdoblju svode na sadašnju vrijednost upotrebom diskontne stope.

5.4.4. Metodologija

U distribucijskim mrežama srednjeg napona u Hrvatskoj, sa sadašnjom razinom potrošnje električne energije, kriterij ekonomske opravdanosti i (N-1) kriterij pouzdanosti često predstavljaju dvije krajnosti. Rezultat prvog pristupa je često zaključak da se radi povećanja pouzdanosti isplate samo relativno mala ulaganja, a rezultat drugog pristupa mogu biti vrlo velika ulaganja u pouzdanost opskrbe, bez stvarnog ekonomskog opravdanja.

U skladu s tim, umjesto diskrecijskog odabira jednog od navedenih pristupa, moguće je odabrati metodologiju koja u prvom koraku obuhvaća sve navedene pristupe, koji će dati raspon mogućih ulaganja u pouzdanost opskrbe električnom energijom.

U tom slučaju ni jedan od navedenih kriterija sam po sebi nije odlučujući. Optimalna ulaganja se određuju vodeći računa o sva tri kriterija. Na primjer, opseg ulaganja u pouzdanost može biti definiran (N-1) raspoloživosti distribucijske mreže i pokazateljima pouzdanosti napajanja, a vremenska dinamika tih ulaganja se može odrediti prema kriteriju ekonomske opravdanosti. Na taj način traženi standardi pouzdanosti napajanja nisu u svakom trenutku ostvareni, ali se postižu tijekom ili na kraju promatranog planskog razdoblja, pri čemu je ostvaren minimum troškova. Druga mogućnost, koja osigurava višu pouzdanost napajanja tijekom cijelog planskog razdoblja, je izgradnja potrebnih objekata nešto ranije u odnosu na vrijeme kada je ulaganje ekonomski opravdano.

Moguća je i suprotna situacija: da analiza pouzdanosti pogona prema (N-1) kriteriju i/ili analiza pouzdanosti napajanja električnom energijom pokaže da su određeni objekti potrebni, a da analiza ekonomske opravdanosti tih objekata pokaže da ih se isplati izgraditi i ranije. To se može očekivati u područjima s većom gustoćom opterećenja i već relativno kvalitetnom opskrbom električnom energijom.

U skladu s opisanom metodologijom, konačni najpovoljniji plan razvoja distribucijske mreže traži se na temelju sljedeća četiri parcijalna plana razvoja, svakog temeljenog na primjeni dijela opisanih pristupa planiranju:

1. sigurnost opskrbe: nužna minimalna ulaganja radi opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonu,
2. raspoloživosti distribucijske mreže prema (N-1) kriteriju, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe,
3. pouzdanost napajanja korisnika mreže u skladu s definiranim standardima pokazatelja SAIDI i SAIFI, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe.

Opisane analize još su složenije u slučaju priključenja elektrana na distribucijsku mrežu. Modeliranje režima rada ovisi o vrsti elektrane. Primjerice, elektrane na bioplin i biomasu u sustavu poticane proizvodnje u načelu su u pogonu punom snagom gotovo cijele godine te ih ima smisla na taj način i modelirati.

Analizu sigurnosti opskrbe potrebno je provesti za slučaj sa i bez pogona elektrane (po potrebi i pri minimalnom opterećenju mreže). Prilikom analize raspoloživosti prema (N-1) kriteriju može se uzeti u obzir doprinos takve elektrane, odnosno može ju se promatrati ravnopravno s ostalim elementima mreže. Moguća dodatna analiza je raspoloživost prema (N-1) kriteriju u slučaju planirane neraspoloživosti elektrane (zbog remonta) u sezoni minimalnog opterećenja. Takve elektrane također mogu doprinositi i povećanju pouzdanosti napajanja korisnika mreže, a utječu i na rezultate analize ekonomske opravdanosti ulaganja u svojem okruženju.

Nasuprot tome, elektrane kojima nije moguće dovoljno točno predvidjeti režim rada (primjerice vjetroelektrane, sunčane elektrane, male hidroelektrane) ne treba uzeti u obzir u analizama raspoloživosti i pouzdanosti, dok je analizu sigurnosti opskrbe potrebno provesti za slučaj sa i bez pogona elektrane (po potrebi i pri minimalnom opterećenju mreže).

5.5. Razvojni i planski dokumenti

5.5.1. Studije razvoja distribucijske mreže

Temelj za izradu višegodišnjih planova razvoja su studije dugoročnog razvoja distribucijske mreže.

Studije razvoja mreže distribucijskih područja detaljno obrađuju postojeće stanje promatrane mreže te na osnovu prognoza porasta opterećenja, u skladu s usvojenim kriterijima i pristupu planiranju razvoja, predlažu dugoročni razvoj mreže. Studije razvoja mreže distribucijskih područja kontinuirano se izrađuju za grupe područja, uz razdoblje revidiranja od 5 godina.

Ujednačenost sadržaja, dubine razrade, horizonta planiranja i periodičnosti izrade studija razvoja nužna je za učinkovito dugoročno planiranje razvoja distribucijske mreže, a osigurava se centralnom koordinacijom izrade studija, kroz precizno definirane:

- obrazac studijskog zadatka
- popis ulaznih podataka za izradu studije razvoja mreže
- model za određivanje planske vrijednosti studije
- terminski plan izrade studije
- postupak pregleda, revizije i recenzije studija.

Sastavni dijelovi postupka pripreme, izrade i recenzije studija razvoja mreže godišnje se revidiraju kako bi se čim detaljnijim opisom procesa postigla viša kvaliteta studija razvoja mreže.

5.5.2. Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže treba biti usklađen s:

- strategijom energetskeg razvoja Republike Hrvatske
- programom provedbe Strategije energetskeg razvoja
- planom razvoja prijenosne mreže
- nacionalnim akcijskim planom za obnovljive izvore
- zahtjevima za priključenje postrojenja i instalacije korisnika mreže, uključujući i zahtjeve za povećanje priključne snage
- prostorno-planskim dokumentima te propisima iz područja prostornog uređenja i građenja
- kriterijima planiranja definiranim mrežnim pravilima distribucijskog sustava
- relevantnim studijama razvoja distribucijske mreže.

U desetogodišnjem planu detaljno se iskazuju investicije u početnom trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju, pri čemu u trogodišnje razdoblje ulaze samo oni objekti za koje su izrađeni idejni projekti u skladu s prostornim planom, propisima kojima se uređuje područje prostornog uređenja i gradnje, uz obvezno prethodno usuglašavanje s operatorom prijenosnog sustava s obzirom na zajednička postrojenja [2].

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže sadrži:

- opis i analizu postojećeg stanja distribucijskog sustava
- strateške ciljeve i smjernice razvoja distribucijske mreže
- strateške ciljeve i smjernice vezano za ostala ulaganja koja se odnose na obavljanje djelatnosti distribucije električne energije
- pregled potrebnih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju
- detaljnu razradu ulaganja za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže donosi se svake godine, s pomicanjem horizonta planiranja za jednu godinu i na primjeren način objavljuje do 30. rujna [2].



6. Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže

6.1.	Poslovni ciljevi	96
6.1.1.	Povećanje kapaciteta mreže (C1)	96
6.1.2.	Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)	98
6.1.3.	Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)	100
6.2.	Proces planiranja i izrade planova razvoja	102
6.3.	Podloge za izradu planova razvoja	104
6.3.1.	Informatička podrška izradi planova	104
6.3.2.	Studije razvoja distribucijske mreže	105
6.3.3.	Unaprjeđenje procesa planiranja	105

6. Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže

6.1. Poslovni ciljevi

Utvrđivanje poslovnih ciljeva tvrtke iznimo je složeno jer ovisi o vrsti poslovne aktivnosti kojom se tvrtka bavi, okruženju i ostalim utjecajima. U nastavku su obrazloženi aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za ovo desetogodišnje razdoblje. Struktura ciljeva prikazana je Slikom 6.1.

Prilikom planiranja ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje sudjeluje u ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom metodologije i kriterija planiranja razvoja distribucijske mreže (opisanih u Poglavlju 5.) osigurava se:

- dugoročna opravdanost ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže
- jednak pristup razvoju i izgradnji distribucijske mreže na cijelom području u nadležnosti HEP ODS-a
- razvidnost obima potrebnih ulaganja.

Važno je napomenuti da se gotovo svakim ulaganjem u elektroenergetske objekte ostvaruje više od jednog poslovnog cilja pa je tako nemoguće jednoznačno pridijeliti ulaganja ostvarenju pojedinog poslovnog cilja.

U tijeku je restrukturiranje HEP ODS-a koje će zasigurno uzrokovati značajniju prilagodbu strukture poslovnih ciljeva. Može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja kroz operativno upravljanje procesima te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan uz napredna mjerenja i praćenje kvalitete opskrbe električnom energijom. Također, u narednom razdoblju postoji mogućnost obveze operatora distribucijskog sustava u poticanju energetske učinkovitosti u krajnjoj potrošnji.

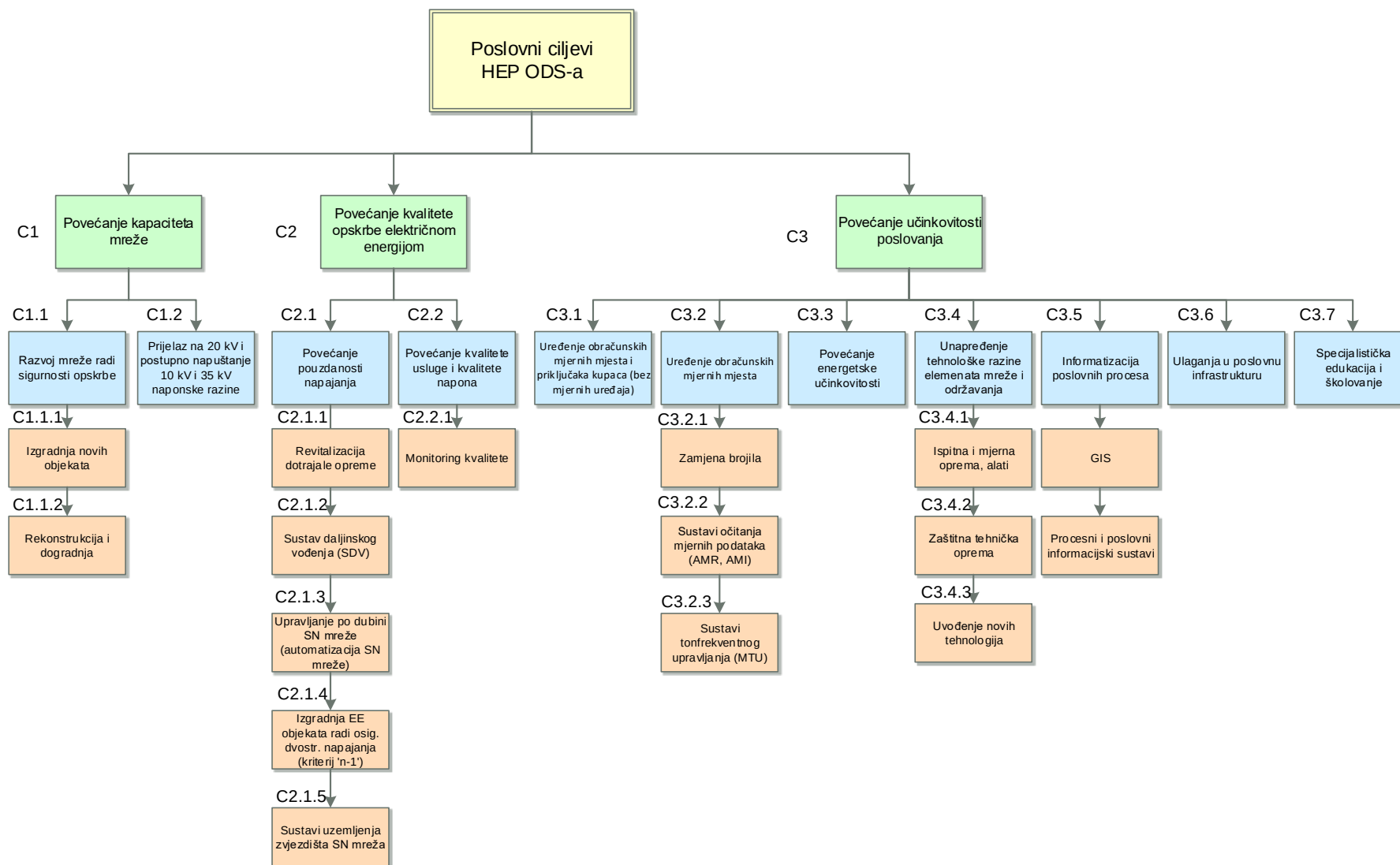
6.1.1. Povećanje kapaciteta mreže (C1)

Povećanje kapaciteta mreže planira se radi zadovoljenja porasta opterećenja i potrošnje. Prilikom ulaganja u povećanje kapaciteta potrebno je uvažavati kriterije planiranja razvoja mreže te tehničke, ekonomske i regulatorne zahtjeve.

C1.1 Razvoj mreže radi sigurnosti opskrbe

Prilikom planiranja razvoja mreže nužno je zadržati sigurnost opskrbe korisnika u redovnom pogonskom stanju u promatranom planskom razdoblju. Pri tome sigurnost opskrbe obuhvaća dopušteno opterećenje elemenata mreže i odstupanje napona.

Porast opterećenja treba odrediti na osnovu podataka iz prošlosti te očekivanih budućih promjena, a razvoj temeljiti na izgradnji novih objekata ili rekonstrukciji i dogradnji postojeće mreže i postrojenja. U slučaju više različitih varijanti pojačanja mreže, potrebno je izabrati najpovoljnije i najučinkovitije rješenje.



Slika 6.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

C1.2 Prijelaz na 20 kV i postupno napuštanje 10 kV i 35 kV naponske razine

Osnovni poticaj za zamjenu naponske razine 10 kV naponskom razinom 20 kV na nekom području je nedostatak prijenosnog kapaciteta postojeće mreže 10 kV. Zamjenom 10 kV naponske razine s 20 kV razinom postižu se manji tehnički gubici u mreži (Jouleovi gubici) te dvostruko manji padovi napona. Postupnim ukidanjem 35(30) kV razine i uvođenjem izravne transformacije 110/20(10) kV omogućuje se jednostavnije vođenje i jeftinije održavanje mreže. Smjernice i kriteriji ulaganja u prijelaz mreže na 20 kV detaljnije su predstavljani u Poglavlju 7.3.5.

6.1.2. Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)

U skladu s [1], operator distribucijskog sustava dužan je u skladu s uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom koje donosi regulatorna agencija, sustavno održavati razinu kvalitete opskrbe, pratiti pokazatelje kvalitete opskrbe te voditi evidenciju podataka potrebnih za utvrđivanje pokazatelja kvalitete električne energije. Kvaliteta opskrbe električnom energijom obuhvaća kvalitetu usluga, pouzdanost napajanja i kvalitetu napona.

C2.1 Povećanje pouzdanosti napajanja

Odstupanja između trenutnih pokazatelja pouzdanosti i onih koje propisuje regulatorna agencija potrebno je otklanjati učinkovitim mjerama, među kojima važnu ulogu imaju i ulaganja u povezuju srednjonaponsku mrežu, ulaganja usmjerena ka smanjivanju tehničkih gubitaka i primjeni ostalih mjera energetske učinkovitosti.

Pouzdanost napajanja treba povećavati smanjenjem trajanja zastoja, kroz uvođenje važnih elemenata mreže u SDV, primjenom tehničkih rješenja automatizacije srednjonaponske mreže te primjenom modernih tehničkih rješenja uzemljenja neutralne točke u ključnim pojnim točkama nadzemne srednjonaponske mreže.

C2.1.1 Revitalizacija dotrajale opreme

Revitalizacija dotrajale opreme s ciljem povećanja pouzdanosti napajanja obuhvaća zamjenu opreme u mreži niskog napona, srednjonaponskim vodovima i TS 10(20)/0,4 kV. Ulaganja se definiraju prema kriteriju isteka životnog vijeka (vezan uz velik broj kvarova) te otežanom održavanju radi nepostojanja rezervnih dijelova.

C2.1.2 Sustav daljinskog vođenja (SDV)

Uvođenjem pojmih transformatorskih stanica (TS 110/x kV i TS 35/x kV) u SDV, tj. dogradnjom, proširenjem ili modernizacijom postojećeg SDV-a osigurava se brža dojava pogonskih događaja (zastoj, havarija) te omogućuje prikupljanje i pregled pogonskih podataka.

Uvođenje u SDV provodi se po prioritetima (prednost imaju „važnije” TS, pojne točke s većim opterećenjem). SDV treba unaprjeđivati prilikom rekonstrukcije primarne i sekundarne opreme postrojenja. Postojeći SDV planira se nadograditi funkcijama analize mreže (DMS) te povezati s ostalim poslovnim aplikacijama.

C2.1.3 Upravljanje po dubini SN mreže (automatizacija SN mreže)

Nepovoljan učinak neplaniranih prekida napajanja može se smanjiti upotrebom daljinski upravljivih rastavnih naprava (DURN), na način da se smanji broj kupaca bez napajanja, vrijeme potrebno za lociranje kvara te vrijeme i količina neisporučene električne energije.

C2.1.4 Izgradnja EE objekata radi osiguranja dvostranog napajanja (kriterij „n-1”)

U skladu s kriterijima i metodologiji planiranja (detaljno razrađeni u Poglavlju 5.), u određenim je uvjetima potrebno osigurati dvostrano napajanje (kriterij „n-1”), prvenstveno s ciljem povećanja raspoloživosti

napajanja (smanjenja trajanja prekida). Rezervno napajanje u SN mreži ostvaruje se izgradnjom dodatnih elektroenergetskih objekata (povezni vodovi u dubini SN mreže).

C2.1.5 Sustavi uzemljenja zvjezdišta SN mreža

Radi sigurnosti pogona i kvalitete napajanja, potrebno je uzemljivati zvjezdišta SN mreža. Kriteriji se razmatraju neposredno za pojnu točku i tehničke značajke napajane SN mreže. Uzemljenje zvjezdišta SN mreže provodi se:

- a) primjenom otpornika za uzemljenje – mali otpor za ograničenje struje 150, 300, 1.000 A
- b.1) primjenom paralelno spojenog otpornika za uzemljenje i prigušnice za djelomičnu kompenzaciju kapacitivne struje, sa stupnjevanom regulacijom u beznaponskom stanju
- b.2) primjenom paralelno spojenog otpornika za teške uvjete uzemljenja (ograničenje djelatne komponente struje do 50 A) i prigušnice za djelomičnu kompenzaciju kapacitivne struje, sa stupnjevanom regulacijom u beznaponskom stanju
- c) primjenom prigušnice za rezonantno uzemljenje s potpunom kompenzacijom struje jednopolnog kratkog spoja, s kontinuiranom automatskom regulacijom.

Varijantama a) i b) glavni je cilj smanjenje struje jednopolnog kratkog spoja i sigurnost pogona uzemljivača u SN mreži, a varijanti c) poboljšanje kvalitete napajanja (pouzdanosti isporuke), odnosno kompenziranje prolaznih kvarova u nadzemnoj SN mreži.

C2.2 Povećanje kvalitete usluga i kvalitete napona

Smjernice za uspostavu sustava za praćenje kvalitete električne energije razrađene su studijom „Provedba mjerenja i prijedlog standarda kvalitete opskrbe“. Mogući koncept informatičkog sustava razrađen je u studiji „Nadogradnja sustava vođenja i informatičkih sustava HEP ODS-a – Implementacija nadzora kvalitete“. Studijom je analizirano idejno rješenje ugradnje sustava nadzora kvalitete električne energije u proces vođenja distribucijske mreže kako bi se:

1. omogućilo sustavno praćenje, prikupljanje i obrada podataka o kvaliteti napona na srednjonaponskoj i niskonaponskoj razini
2. pPoboljšala usluga informiranja korisnika mreže i regulatornih tijela3. unaprijedilo planiranje razvoja distribucijske mreže
4. olakšalo donošenje odluka o prioritetima sanacije naponskih prilika
5. pružila podrška menadžmentu kod donošenja investicijskih odluka.

U sklopu studije je analizirano stanje postojećih uređaja i opreme, ugrađenih u distribucijskoj mreži s funkcijom praćenja kvalitete napona ili prikupljanja podataka korisnih za sustav nadzora kvalitete električne energije (PQ). S ciljem optimiranja PQ nadzora za pojedinačni elektroenergetski objekt, potrebno je uzeti u obzir:

- posjeduje li ugrađena oprema jedno ili više komunikacijskih sučelja
- jesu li komunikacijska sučelja raspoloživa za PQ nadzor
- komunikacijsku dostupnost objekta.

Informacijski dio rješenja sustava temeljen je na tehnologiji baza podataka, na način da se podaci strukturiraju i pohranjuju u obliku pogodnom za buduće analize. Moderni pristup integraciji sustava omogućuje obradu podataka iz više različitih izvora i provedbu složenih analiza s izradom izvještaja. Komunikacijsko sučelje predloženog sustava podržava otvoreni pristup za razvoj mrežnih aplikacija koje mogu značajno proširiti upotrebljivost cijelog sustava.

U skladu s [1,2], Hrvatska energetska regulatorna agencija donosi uvjete kvalitete opskrbe električnom energijom.

6.1.3. Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)

S ciljem ostvarenja boljih poslovnih pokazatelja potrebno je kontinuirano unaprjeđivati učinkovitost poslovanja. Dosljednost u optimiranju ulaganja i troškova usmjerena je povećanju prihoda, odnosno smanjenju troškova i povećanju vrijednosti imovine.

C3.1 Uređenje obračunskih mjernih mjesta i priključaka kupaca (bez mjernih uređaja)

Sanacije i rekonstrukcije obračunskih mjernih mjesta i priključaka planiraju se i provode na temelju zakonske obveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [35] i obveze provođenja Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije [45], u skladu s tehničkim uvjetima za izvedbu priključaka, odnosno OMM.

C3.2 Uređenje obračunskih mjernih mjesta

Ključne obaveze i poslovne aktivnosti HEP ODS-a usmjerene su prema kupcima. Mjesta prodaje električne energije, tj. sučelja između kupaca i operatora distribucijskog sustava su upravo obračunska mjerna mjesta. Zbog velikog značaja, potrebno ih je sustavno uređivati i modernizirati.

C3.2.1 Zamjena brojila i opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem

Redovnom zamjenom brojila obuhvaćena je zamjena brojila kojima prema pravilniku o ovjernim razdobljima istječe rok ovjere, određenih tipova brojila zbog njihove tehnološke zastarjelosti ili isteka životnog vijeka i zamjena neispravnih brojila. HEP ODS nastavlja s opremanjem obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem u skladu s odrednicama i rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [35].

C3.2.2 Sustavi očitavanja mjernih podataka (AMR⁶, AMI⁷)

Razvojem i primjenom računalnog sustava očitavanja postiže se veća učinkovitost (automatizacija) očitavanja brojila i iskapčanja kupaca. Krajem 2016. godine je sustavom daljinskog očitavanja obuhvaćeno oko 94.000 mjernih mjesta korisnika mreže, od čega oko 2.000 mjernih mjesta na srednjem naponu te oko 20.000 mjernih mjesta poduzetništva priključne snage iznad 30 kW, koji prema zakonskoj obvezi moraju biti u sustavu daljinskog očitavanja. Potrošnja navedenih oko 22.000 mjernih mjesta čini okvirno 42% ukupne godišnje potrošnje na mreži HEP ODS-a.

U skladu s obvezom opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitanjem, rezultatima ekonomske analize isplativosti ugradnje naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje te odlukom Ministra, HEP ODS će proširiti i prilagoditi sustav prikupljanja i obrade mjernih i kontrolnih podataka.

C3.2.3 Sustavi tonfrekventnog upravljanja (MTU)

Moderna 110 kV MTU postrojenja ugrađena su u: TS 110/10(20) kV Dubec, TS 110/20 kV Botinec, TS 110/10(20) kV Krasica i TS 110/35 kV Vrboran. Izgradnju MTU sustava na preostalom području Republike Hrvatske (Slavonija) nužno je dodatno analizirati jer „masovnim“ uvođenjem naprednih mjernih uređaja, potreba za ulaganjima u MTU prestaje.

⁶ AMR – Automated Meter Reading

⁷ AMI – Advanced Metering Infrastructure

C3.3 Povećanje energetske učinkovitosti

Povećanje energetske učinkovitosti u HEP ODS-u se ostvaruje kroz smanjenje gubitaka električne energije. Početkom 2014. godine u HEP ODS-u su usvojeni ključni dokumenti vezani uz smanjenje gubitaka električne energije i povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže. Mjere za smanjenje netehničkih gubitaka uglavnom se odnose na uređenje obračunskih mjernih mjesta i priključaka kupaca, daljnju izgradnju i održavanje AMI sustava te kontrolu neovlaštene potrošnje električne energije.

Mjere za smanjenje tehničkih gubitaka, koje su ujedno i mjere povećanja energetske učinkovitosti, obuhvaćaju:

- povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama SN i NN izvoda u kojima se generira najveći iznos gubitaka
- razdvajanje SN i NN izvoda na dva ili više, ovisno o topologiji izvoda i mogućnostima prihvata u TS VN/SN i SN/SN ili TS SN/NN
- prebacivanje dijela NN izvoda na susjedni bliži i/ili neopterećeniji NN izvod ili TS SN/NN
- zamjenu energetskih transformatora VN/SN i SN/SN zbog preopterećenosti te zamjenu starih energetskih transformatora SN/NN, sa smanjenjem predimenzioniranosti transformatora
- interpolaciju novih TS VN/SN, SN/SN i SN/NN (primjenjuje se prvenstveno kod preopterećenja postojećih TS, odnosno kod priključenja novih kupaca i proizvođača s većim priključnim snagama)
- prijelaz na 20 kV i postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV.

Prema [1,2] HEP ODS odgovoran je za nabavu energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži. Smanjenjem gubitaka smanjit će se i troškovi poslovanja te na taj način povećati ukupna učinkovitost poslovanja.

C3.4 Unapređenje tehnološke razine elemenata mreže i održavanja

C3.4.1 Ispitna i mjerna oprema, alati

Na temelju stvarnih potreba, a uvažavajući ekonomsku isplativost, potrebno je planirati modernizaciju, odnosno postupnu zamjenu uređaja novim i modernijim.

C3.4.2 Zaštitna tehnička oprema

U skladu s zakonskom regulativom (Pravilnik o održavanju, Zakon o zaštiti na radu te Pravilnik za rad pod naponom) nužno je osigurati zaštitnu tehničku opremu i opremu za rad pod naponom.

C3.4.3 Uvođenje novih tehnologija

Potrebno je postupno uvoditi nove tehnologije koje doprinose pouzdanijem pogonu distribucijske mreže i kvalitetnijem napajanju njenih korisnika. Najnovije tehnologije se primijenjuju konzervativno, nakon studijske razrade i/ili provedbe pilot projekta.

C3.5 Informatizacija poslovnih procesa

C3.5.1 GIS

Tijekom 2016. godine je završena inicijalna implementacija GIS-a (geografskog informacijskog sustava) te unos podataka o sredjonaponskoj mreži. U idućem će se razdoblju raditi na unosu podataka o niskonaponskoj mreži te na daljnjem razvoju GIS funkcionalnosti. Nakon procesa implementacije bit će nužno uspostaviti procedure redovitog održavanja i ažuriranja podataka o distribucijskoj mreži.

C3.5.2 Procesni i poslovni informacijski sustavi

Uzimajući u obzir smanjivanje broja zaposlenih uz zahtjeve za istovremenim povećanjem kvalitete usluge, nužna je daljnja informatizacija poslovnih procesa. Projektom SCADA-INFO obuhvaćeno je informatičko povezivanje dispečerskih centara novije generacije prema središnjem radnom mjestu za prikupljanje pogonskih mjerenja u Sjedištu društva. U paralelnoj aktivnosti, revidirane su postavke mrežne opreme kako bi se postigla visoka razina zaštite i opće sigurnosti podataka i komunikacije.

C3.6 Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

S ciljem smanjivanja općih troškova poslovanja, potrebno je sustavno planirati i ostvarivati ulaganja u postojeću poslovnu infrastrukturu (poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine, transportna sredstva i uredsku informatička oprema).

C3.7 Specijalistička edukacija i školovanje

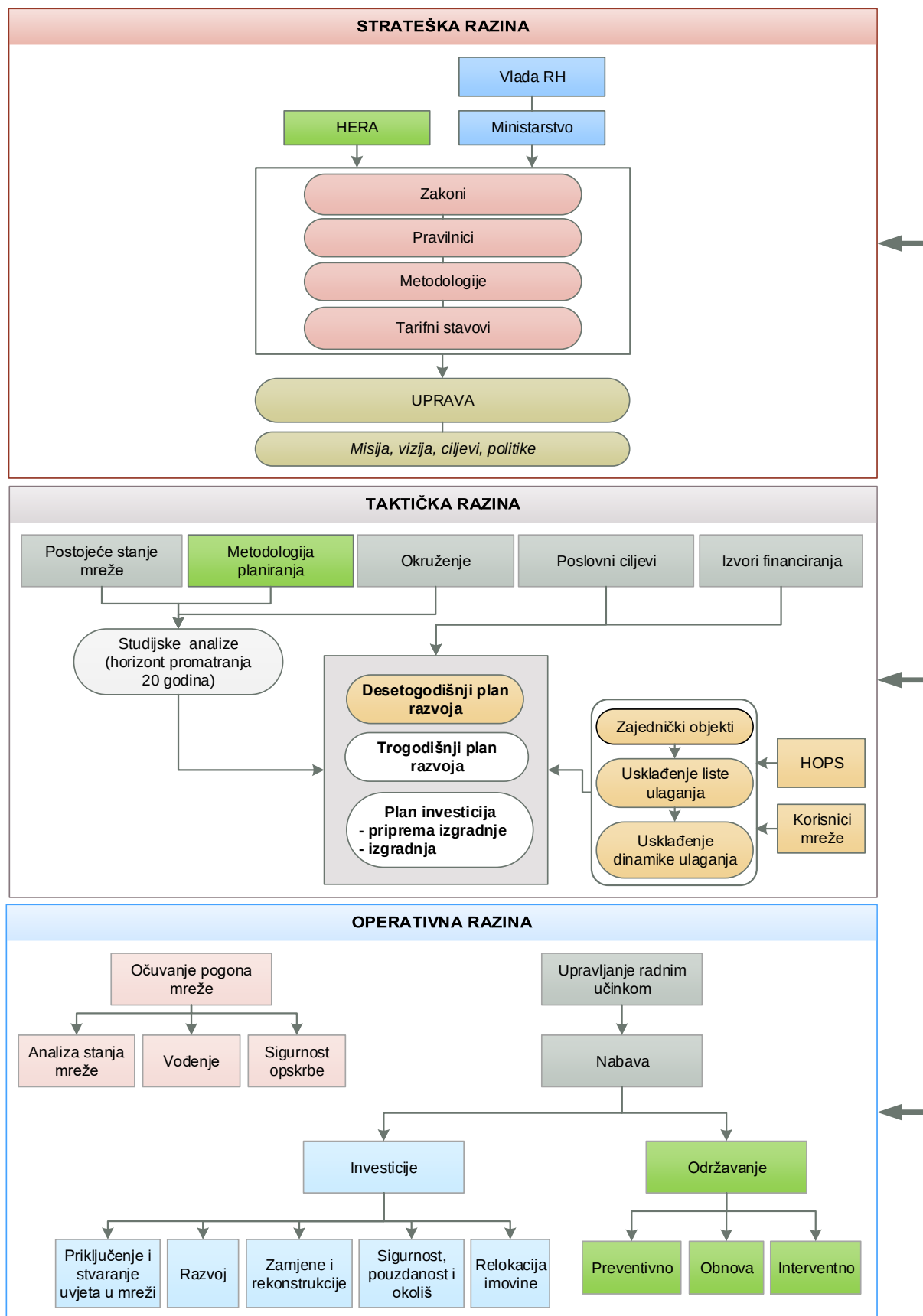
Ostvarenje poslovnih ciljeva zahtijeva primjenu novih tehnologija, opreme i čitavih sustava. Kako bi se zadržala trenutna te unaprijedila razina znanja i vještina, potrebno je sustavno provoditi specijalističko obrazovanje.

6.2. Proces planiranja i izrade planova razvoja

Složenost okruženja u kojem se izrađuju planovi razvoja i investicija u HEP ODS-u prikazana je Slikom 6.2. Na strateškoj razini, djelatnost ODS-a, a time i budući razvoj distribucijske mreže, uređena je i regulirana zakonima i pravilnicima te strategijom i ciljevima tvrtke. U pripremnoj fazi, planiranje razvoja mora odražavati postojeće stanje mreže i događanja u okruženju, uvažavati poslovne ciljeve i metodologiju planiranja i u isto vrijeme biti koordinirano s aktivnostima korisnika i drugog operatora mreže.

Dugoročno planiranje razvoja provodi se u studijskim analizama distribucijske mreže, koje daju ulazne parametre za višegodišnje planove razvoja, tj. za desetogodišnji plan razvoja u kojem se detaljno iskazuju investicije u početnom trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju.

Operator distribucijskog sustava koordinira provedbu usvojenih planova razvoja, pri čemu brine o stalnom očuvanju sigurnog pogona mreže.



Slika 6.2 Proces planiranja razvoja i investicija

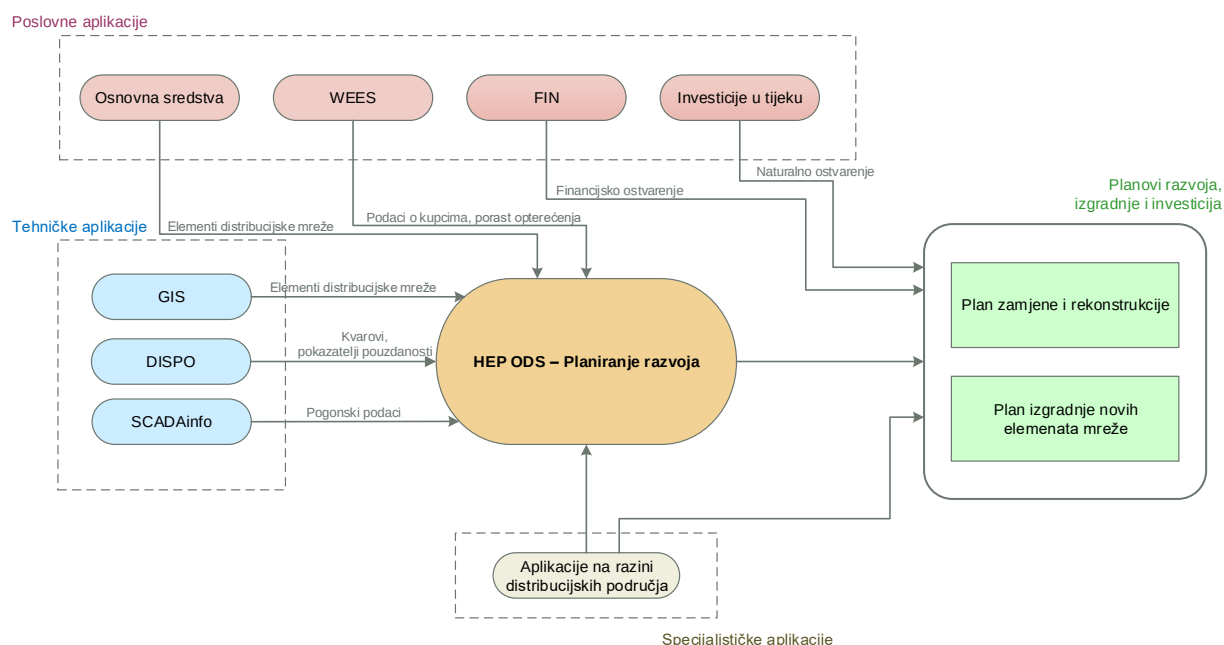
6.3. Podloge za izradu planova razvoja

Izrada planova razvoja za složenu djelatnost operatora distribucijskog sustava zahtjeva obradu i sažimanje ogromne količine ulaznih podataka.

Temeljne podloge za izradu planova su podaci o stanju mreže, kupcima i pogonu te izrađene studije razvoja mreže i drugi studijski radovi.

6.3.1. Informatička podrška izradi planova

Slika 6.3 prikazuje načelnu shemu informatičke podrške izradi višegodišnjih planova razvoja u HEP ODS-u. Za planiranje razvoja koriste se podaci iz tehničkih aplikacija (elementi mreže, kvarovi, pogonski podaci) te iz poslovnih (priključenje i povećanje priključne snage kupaca, financijsko i prirodno ostvarenje ulaganja) i raznih specijalističkih aplikacija.



Slika 6.3 Informatička podrška procesu planiranja

Za izradu desetogodišnjeg plana razvoja nužan je sveobuhvatan pogled na postojeće tehničko i pogonsko stanje distribucijske mreže kao i na projekciju potreba za ulaganjem, odnosno razvojem mreže u svrhu unaprjeđenja i ostvarenja ciljeva distribucijske djelatnosti.

Kako bi se pojednostavnio proces te smanjilo ukupno vrijeme potrebno za pripremu i obradu podataka, a istovremeno povećala i njihova točnost, tijekom 2014. godine se pristupilo uspostavi baze podataka i aplikativne podrške unosu i obradi podataka, tj. izradi aplikacije HEP ODS – Planiranje razvoja.

Aplikacija HEP ODS – Planiranje razvoja centralo je mjesto prikupljanja i obrade podataka za potrebe izrade višegodišnjih planova razvoja. Iako aplikacija za sada nije sustavno povezana s ostalim aplikacijama korištenim u HEP ODS-u, podaci iz ostalih aplikacija unose se u HEP ODS – Planiranje razvoja, ili se na osnovu podataka iz ostalih sustava donose zaključci (prognoze, planovi) u ovoj aplikaciji.

Velik broj specijaliziranih informatičkih aplikacija koristi se za potporu poslovanju HEP ODS-a. Aplikacije u svom djelokrugu uglavnom zadovoljavaju zahtjeve korisnika, no porast učinkovitosti na području planiranja razvoja, vođenja i održavanja elektroenergetskog sustava, kao i određenih pratećih sustava ne može se očekivati bez povezivanja i razmjene podataka među informatičkim sustavima.

U idućem razdoblju jedan od važnih poslovnih ciljeva je integracija postojećih aplikacija i razvoj sučelja i drugih funkcionalnosti kojima bi se omogućio jednostavan i brz pristup podacima između važnih aplikacija (DISPO, GIS, SCADA, Billing, Planiranje razvoja). Navedenim iskorakom bi se omogućila veća učinkovitost u planiranju i brže donošenje kvalitetnih poslovnih odluka.

6.3.2. Studije razvoja distribucijske mreže

Studije razvoja distribucijske mreže za razdoblje idućih 20 godina temeljni su dokument dugoročnog razvoja mreže distribucijskih područja.

U skladu s metodologijom predviđanja opterećenja (Poglavlje 4.2), u studijama razvoja mreže predviđa se kretanje vršnog opterećenja u razdoblju narednih 20 godina, a zatim se, primjenom kriterija i metodologije planiranja razvoja mreže (Poglavlje 5.), planira razvoj mreže kroz čitavo promatrano razdoblje. Rezultat studija je pregled vremenske dinamike i očekivanih troškova izgradnje novih i rekonstrukcije postojećih elemenata mreže, uz pokazatelje na temelju kojih se pokreću ili odgađaju ulaganja (npr. dostignuto određeno opterećenje, priključak određenog većeg potrošača...).

Sustavna izrada studija razvoja mreže, po grupama distribucijskih područja, uvedena je tijekom izrade Trogodišnjeg plana razvoja i izgradnje distribucijske mreže 2008.-2010. Više o organizaciji i pristupu izradi studija razvoja mreže rečeno je u Poglavlju 5.5.1.

Tablica 6.1 prikazuje plan i dinamiku izrade studija razvoja mreže po grupama.

Tablica 6.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže

Red. br.	Područje studijske obrade	grupa 1	grupa 2	grupa 3	grupa 4	grupa 5	grupa 6
1	Čakovec, Šibenik, Karlovac, Gospić, Požega	2010.-2011.					
2	Zagreb (1. i 2. dio), Koprivnica, Vinkovci, Dubrovnik		2012.-2013.				
3	Zagreb (3. dio), Bjelovar, Slavonski Brod, Pula, Zadar			2013.-2014.			
4	Zagreb (4. dio), Zabok, Rijeka (1. dio), Split (1. dio), Virovitica				2015.-2016.		
5	Varaždin, Osijek					u tijeku 2016.-2017.	
6	Split (2. dio), Križ, Rijeka (2. dio), Sisak						u planu 2018.-2019.

6.3.3. Unaprjeđenje procesa planiranja

Organizacijske promjene po završetku procesa restrukturiranja i jačanje funkcije upravljanja imovinom u idućem će razdoblju biti dodatni izazov za učinkovito planiranje i izradu planova razvoja. Kako bi se i u okruženju očekivanih promjena nastavilo unaprjeđenje procesa planiranja, HEP ODS će provesti detaljnije studijske razrade:

- a) planiranje obnove dalekovoda 35(30) kV – izrada metodologije planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV temeljene na tehničkim i ekonomskim kriterijima i hijerarhijskog modela za određivanje prioriteta ulaganja

- b) uspostava napredne metodologije i modela upravljanja imovinom temeljene na procjeni stanja i uloge sastavnica distribucijske mreže (condition based risk management)
- c) pristup planiranju automatizacije distribucijske mreže – na primjeru mreže jednog distribucijskog područja dat će se preporuke za planiranje automatizacije mreže s ciljem postizanja najboljih učinaka ulaganja
- d) unaprjeđenje kriterija i metodologije planiranja razvoja distribucijske mreže
- e) izrada podloga za utvrđivanje troškova neisporučene električne energije, uključujući ocjenu rizika po novom Pravilniku o kvaliteti električne energije.



7. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

7.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	112
7.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	115
7.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	116
7.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	118
7.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	119
7.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	119
7.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	120
7.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova	120
7.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	121
7.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	121
7.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	122
7.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	124
7.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova	125
7.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	126
7.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	129
7.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova	129
7.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	130
7.4.3.	Ulaganja u sanaciju naponskih prilika	131
7.4.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	132

7.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	133
7.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija.....	133
7.5.2. Mjerni uređaji i infrastruktura	136
7.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj	140
7.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	142
7.6.1. Osobna, teretna i radna vozila	142
7.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori	143
7.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	146
7.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi.....	150
7.7. Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova)	151
7.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	154
7.9. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže	155
7.9.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a	155
7.9.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a	156
7.9.3. Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti.....	159
7.9.4. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci	163

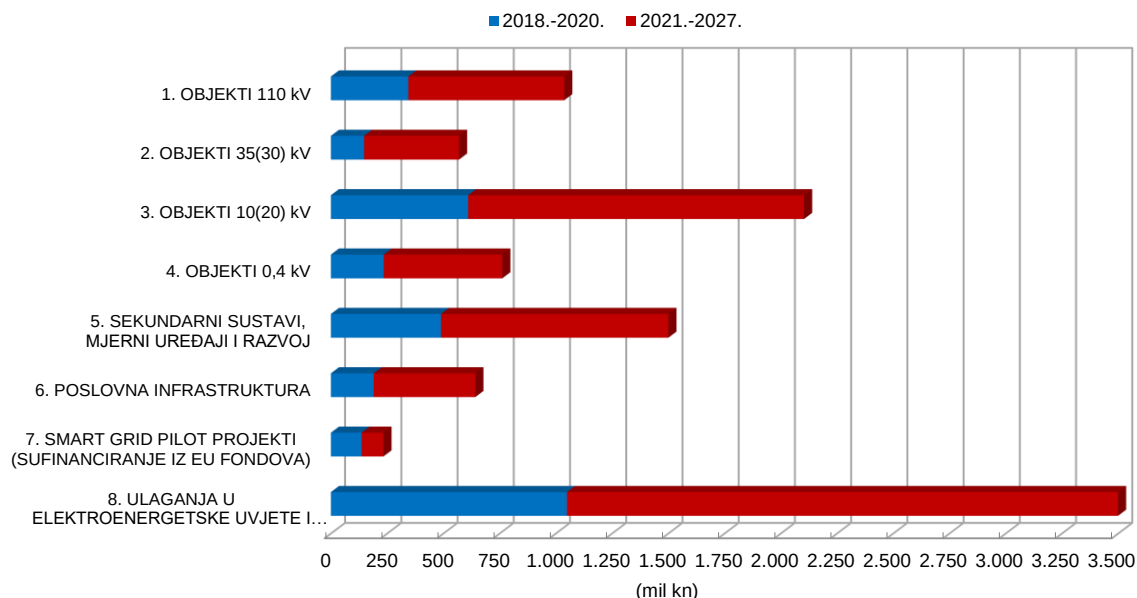
7. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

U početnim poglavljima opisano je postojeće stanje distribucijske mreže i okruženje u kojem se planira razvoj te je zatim provedena analiza i prognoza kretanja vršnog opterećenja i potrošnje električne energije. Polazeći od trenutnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s prihvaćenim kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u planskom razdoblju 2018.-2027. godine prikazana su Tablicom 7.1 u nastavku.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 6.850.336.000 kn sa strukturom:

- | | |
|---|-------|
| – ulaganja u energetske objekte | 65,3% |
| – 110 kV i 35 kV objekti | 23,5% |
| – 10 kV i 20 kV objekti | 30,7% |
| – Niskonaponski objekti | 11,1% |
| – ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 21,9% |
| – ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 9,4% |
| – ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) | 3,4%. |

Povrh navedenih ulaganja, u idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u razini od 350 mil. kn godišnje.



Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2018.-2020. i 2021.-2027. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 7.1, u idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Smart grid pilot projekte, težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju

- poboljšanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvatanje distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN.

Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

U nastavku su opisana ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje po vrstama ulaganja (1.-8.) iz Tablice 7.1.

Tablica 7.1 Ulaganja u HEP ODS-a u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	Ulaganje 2021. - 2027.	Ulaganja u 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		106.926.000	121.264.000	116.033.000	344.223.000	693.401.000	1.037.624.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	48.000.000	73.870.000	59.500.000	181.370.000	304.000.000	485.370.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	58.926.000	47.394.000	56.533.000	162.853.000	389.401.000	552.254.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		32.322.000	57.288.000	58.059.000	147.669.000	422.085.000	569.754.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	0	0	0	0	23.000.000	23.000.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	24.209.000	27.536.000	31.590.000	83.335.000	189.114.000	272.449.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	4.011.000	10.458.000	6.198.000	20.667.000	42.000.000	62.667.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	4.102.000	19.294.000	20.271.000	43.667.000	167.971.000	211.638.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		182.336.000	215.177.000	212.991.000	610.504.000	1.493.606.000	2.104.110.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.091.000	25.728.000	30.880.000	74.699.000	184.248.000	258.947.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	50.444.000	64.566.000	52.853.000	167.863.000	430.623.000	598.486.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	61.655.000	69.178.000	71.912.000	202.745.000	500.913.000	703.658.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	52.146.000	55.705.000	57.346.000	165.197.000	377.822.000	543.019.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		79.966.000	79.632.000	75.427.000	235.025.000	527.108.000	762.133.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	12.652.000	19.458.000	17.283.000	49.393.000	119.815.000	169.208.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	45.538.000	38.410.000	36.981.000	120.929.000	261.493.000	382.422.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	21.776.000	21.764.000	21.163.000	64.703.000	145.800.000	210.503.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		158.800.000	161.100.000	170.100.000	490.000.000	1.010.700.000	1.500.700.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	17.800.000	21.100.000	22.000.000	60.900.000	98.200.000	159.100.000
	Mjermi uređaji i infrastruktura	139.000.000	138.000.000	146.100.000	423.100.000	898.500.000	1.321.600.000
	Nove tehnologije i razvoj	2.000.000	2.000.000	2.000.000	6.000.000	14.000.000	20.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		60.550.000	59.750.000	70.250.000	190.550.000	451.750.000	642.300.000
	Osobna, teretna i radna vozila	8.000.000	15.000.000	22.000.000	45.000.000	190.000.000	235.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.000.000	28.000.000	33.000.000	84.000.000	154.000.000	238.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	16.250.000	13.750.000	12.250.000	42.250.000	71.750.000	114.000.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	13.300.000	3.000.000	3.000.000	19.300.000	36.000.000	55.300.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		620.900.000	694.211.000	702.860.000	2.017.971.000	4.598.650.000	6.616.621.000
7. SMART GRID PILOT PROJEKTI (SUFINANCIRANJE IZ EU FONDOVA)		20.000.000	68.618.000	48.000.000	136.618.000	97.127.000	233.745.000
	Napredna mjerna infrastruktura	0	22.500.000	22.500.000	45.000.000	45.918.000	90.918.000
	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.000.000	20.618.000	0	40.618.000	0	40.618.000
	Automatizacija distribucijske mreže	0	25.500.000	25.500.000	51.000.000	51.209.000	102.209.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		640.900.000	762.829.000	750.860.000	2.154.589.000	4.695.777.000	6.850.366.000
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		350.000.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	3.776.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	24.480.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	161.539.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	160.205.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		990.900.000	1.112.829.000	1.100.860.000	3.204.589.000	7.145.777.000	10.350.366.000

7.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV

Ključni energetske čvorovi SN mreže su pojne točke x/10(20)kV. Pojnim točkama se smatraju transformatorske stanice (TS 110/10(20) kV, TS 110/35kV, TS 35/10(20) kV) i značajnija rasklopišta (RS 10(20) kV s minimalno šest vodnih polja 10(20)kV, uključivo s kompletiranim sekundarnim podsustavima). Osnovni pregled stanja elektroenergetskih objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3. Ulaganja se odnose na revitalizacije podsustava, rekonstrukcije i izgradnju novih elektroenergetskih objekata. Osnovni pregled ulaganja predstavljen je u Tablici 7.1.

Ulaganja su uvijek usmjerena prema ostvarenju glavnih poslovnih ciljeva HEP ODS-a (predstavljani i obrazloženi u Poglavlju 6). Izradi dugoročnih planova ulaganja u pojne točke prethodi studijska analiza dugoročnog razvoja srednjonaponske mreže distribucijskog područja, identifikacija pogonskog problema koji treba riješiti zahvat na pojnoj točki (porast opterećenja, smanjenje pouzdanosti zbog dotrajale opreme, povećanje učinkovitosti pogona, smanjenje gubitaka ili drugo), prijedlog zahvata na pojnoj točki (revitalizacija, rekonstrukcija, izgradnja) i ocjena sukladnosti predloženog zahvata s načelima razvoja i poslovnim ciljevima HEP ODS-a.

Uvrštenju ulaganja u trogodišnji plan prethodi izrada i revidiranje projektne dokumentacije te opća priprema organizacije ostvarenja projekta, s ciljem da se u godišnji plan uvrštavaju ulaganja spremna za pokretanje radova ili spremna za pokretanje javne nabave za opremu i radove. Unutar trogodišnjeg plana se dovršava detaljna projektna dokumentacija (glavni projekt), imovinsko-pravna priprema, izrađuje vremenski i financijski plan realizacije, podjela tehničkih cjelina, odabir optimalnog pristupa ugovaranju (podjela nabavnih cjelina) i priprema dokumentacije za javnu nabavu opreme i usluga. Ukupna priprema složene kapitalne investicije traje oko 2-5 godina, pri čemu kraće traju zahvati rekonstrukcije postojećih pojmih točaka, a najdulje traje priprema izgradnje potpuno nove pojne točke na novoj lokaciji.

U pripremi investicije, prema smjernicama utvrđenim u studijama razvoja distribucijske mreže, analizira se značaj elektroenergetskih objekata u lokalnoj mreži, opće, tehničke i pogonske projekcije razvoja lokalne SN mreže (usporedba stvarnog stanja prema scenariju iz studije razvoja) i izrađuje i revidira projektna dokumentacija (opseg i razine složenosti projektne dokumentacije u skladu s zakonskim okvirom Zakona o prostornom uređenju i gradnji). U cilju kategoriziranja investicije, utvrđivanja povezanosti s drugim ulaganjima i određivanju prioriteta ulaganja analiziraju se sljedeće okolnosti:

- ocjena stanja pogona (npr. vršno opterećenje, trajanje vršnog opterećenja, broj, trajanje, uzrok i karakter zastoja, perspektiva priključenja DI)
- karakteristike konzuma napajnog područja (količina isporučene električne energije, kategorije kupaca, osjetljivost na prekide, nužna razina kvalitete napona, demografske perspektive, ekonomski i gospodarski razvojni potencijal regije)
- ocjena stanja elektroenergetskih objekata, postojećih pojmih točaka u blizini i napajane mreže
- smjernice razvoja (rekonstrukcija bliskih pojmih točaka, dinamika prijelaza na 20 kV).

U fazi izrade trogodišnjih i godišnjih planova analizira se povezanost više investicijskih projekata koji se usklađuju u dinamici ostvarenja i financiranja, s ciljem optimiranja opće učinkovitosti ulaganja i organizacije pristupa ostvarenju. U tom smislu pristup izgradnji ili značajnijoj rekonstrukciji pojne točke 110/x uvijek se razmatra s obzirom na prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon, a u neposrednoj realizaciji rekonstrukcije se analizira kako raditi s minimalnim prekidima isporuke, s optimalnim korištenjem raspoloživih potencijala za izvođenje i nadzor, kako iskoristiti optimalno doba godine i dr. Pristup rekonstrukciji SN mreže razmatra i povezne SN vodove prema susjednim pojnim točkama i ugradnju rastavnih i/ili preklonih naprava na vodovima ili u distribucijskim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV.

Iskustvo pokazuje da su za učinkovito ostvarenje planova ulaganja nužni višegodišnji predvidivi financijski okviri ulaganja te poslovna organizacija koja će osigurati dosljednost u ostvarenju postavljenih ciljeva i planirane dinamike.

Procjenjuje se da će na planiranje u planskom razdoblju 2018.-2027. (opisano u Poglavlju 2.) utjecati sljedeće pogonske i poslovne okolnosti:

- prosječni niski porast opterećenja
- promjena značajki opterećenja, npr. ekstremne sezonske razlike između ljetnih i zimskih maksimuma u pogonu SN mreže za veći dio primorja i otoka, depopulacija ruralnih područja, nestanak industrije u manjim gradovima
- manji broj pojedinačnih točaka visokog rasta opterećenja (dijelovi većih gradova, turistička središta ili uspješne poslovne zone)
- ubrzana promjena uloge distribucijske mreže (postaje aktivna mreža) i s tim vezano usložnjavanje razvojne problematike i raznovrsnost mogućih i/ili primijenjenih tehničkih rješenja u TS x/10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV
- potreba revitalizacije i rekonstrukcije postojećih objekata TS 35(30)/10 kV, uz optimiranje snage transformacije (u skladu s potrebama i opterećenjima)
- prijelaz TS 35(30)/x kV na transformaciju TR 35(30)/20 kV u dijelu ruralnih mreža, vezano uz pojačane aktivnosti prijelaza mreže na 20 kV
- potreba revitalizacije i rekonstrukcije elektroenergetskih postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV s naglaskom na rekonstrukcije u kojima se TR 110/35 kV mijenja s TR 110/20 kV i ugradnjom 20 kV postrojenja
- povećanje udjela mreže s pogonom na 20 kV naponu i povećanje udjela kabelskih SN mreža
- usložnjavanje postupka pripreme i izgradnje novih objekata TS 110/10(20) kV, vezano uz postupak argumentacije/opravljanja izgradnje nove TS 110/10(20) kV, trošak izgradnje, odnose mrežnih operatora, probleme u izgrađenosti 110 kV mreže i izgradnji novih priključaka na 110 kV mrežu, zakonsku regulativu
- primjena novih tehničkih rješenja vezano uz pogonske probleme 20 kV mreže (uzemljenje NT SN, pogon dugačkih i slabo opterećenih SN kabelskih vodova)
- poboljšanje kvalitete baza podataka (nastavak izrade studija razvoja mreže distribucijskih područja, GIS, programska aplikacija planiranje razvoja, SCADAinfo), pojačano korištenje informatičke potpore u analizi stanja mreže (GIS) i analizi pogona mreže (SCADA, DISPO, dr.)
- izrada i revidiranje projekata za karakteristične investicijske zahvate i nastavak ujednačavanja tehničkih rješenja s ciljem ubrzanja projektne i tehničke pripreme složenijih investicijskih zahvata.

Osnovna podjela ulaganja (kategorije ulaganja) temelji se na složenosti planiranog zahvata, tj. investicijskog projekta. Kategorije ulaganja u transformatorske stanice VN/SN (pojne točke SN mreže) iskazane su u Tablici 7.2. u nastavku.

Izgradnje i rekonstrukcije elektroenergetskog objekta pojne točke u pravilu su složena višegodišnja ulaganja koja se ostvaruju putem nekoliko višegodišnjih ugovora. Ukupno se po ulaganju radi o značajnijim iznosima, pa se koristi i naziv kapitalna ulaganja. Realizaciji projekta u pravilu prethodi višegodišnja projektna i tehnička priprema kako je prethodno opisano.

Za pojne točke TS 110/x kV, izgradnja ili rekonstrukcija se pripremaju kao zajednički projekt mrežnih operatora i moraju zadovoljiti okvir određen: načelima razgraničenja djelatnosti u HEP grupi (2013.), ugovorom o međusobnim odnosima u HEP Grupi (2014.) i Mrežnim pravilima [4], što dodatno usložnjava i produljuje dinamiku ostvarenja investicijskog projekta. Za ovakve zahvate (osobito u pripremi izgradnje nove TS 110/10(20) kV) kod planiranja početka pripreme i izgradnje uzima se u obzir da projektna i tehnička priprema, do spremnosti početka postupka nabave i ugovaranja izgradnje, može trajati i do pet godina i obično uključuje upravni postupak ishođenja lokacijske i/ili građevinske dozvole.

Rekonstrukcija podrazumijeva veći zahvat kojim je obuhvaćena primarna i sekundarna oprema postojećeg elektroenergetskog postrojenja. Obično su rekonstrukcije, uz tehničke i organizacijske zahtjeve projekta, opterećene i potrebom osiguranja napajanja kupaca/korisnika. Stoga se dinamika

ostvarenja planira uvažavajući razdoblje vršnog opterećenja, mogućnosti susjednih pojnih točaka, mogućnosti interventnih stručnih službi i općenito strože rokove ukupnog ostvarenja.

Zamjena, kao kategorija ulaganja, podrazumijeva skuplji i složeniji investicijski zahvat na primarnoj opremi SN postrojenja (zamjena dotrajalog postrojenja sa pojedinačnim sklopnim aparatima u otvorenoj izvedbi sa modernim sklopnim blokovima) ili zamjenu energetskih transformatora.

Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena maloujnih prekidača vakuumskim, zamjena sekundarnih podsustava: relejne zaštite, mjerenja, vođenja, telekomunikacije, proizvodnje i razvoda pomoćnog napona ili dr.). Projektna i tehnička priprema su kraće i jednostavnije, priprema započinje minimalno u godini koja prethodi godini planiranog početka realizacije, a ostvarenje je uglavnom u vremenskom okviru jednogodišnjeg plana ulaganja. Projektna priprema revitalizacije uglavnom ne zahtijeva upravni postupak ishođenja lokacijske i/ili građevinske dozvole.

Na temelju sporazuma o razgraničenju djelatnosti u HEP Grupi, HEP ODS je 2013. godine preuzeo u nadležnost veći broj 35 kV postrojenja u postojećim TS 110/35 kV. Preuzeta postrojenja uglavnom napajaju SN mreže srednje urbanih i ruralnih područja Hrvatske i predstavljaju jedan od temelja za strateški razvoj SN mreže. Za predmetna postrojenja planiraju se ulaganja: revitalizacije podsustava, rekonstrukcije 35 kV postrojenja i složenije rekonstrukcije s ugradnjom izravne transformacije (zamjena TR 110/35 sa TR 110/10(20) kV, uključivo sa zamjenom SN postrojenja na način da 20 kV postrojenje mijenja dio 35 kV postrojenja). Ne planira se izgradnja novih TS 110/35 kV.

Uz Tablicu 7.2. s pregledom kategorija ulaganja u pojne točke 110/x kV, potrebno je uvažiti napomene:

- Kategorije ulaganja u elektroenergetske objekte pojedinačno obuhvaćaju uobičajene investicijske zahvate.
- U planiranju se uvažava razvoj distribucijske elektroenergetske mreže i nova tehnička rješenja, a investicijski zahvati se razrađuju kroz sustavnu projektnu i tehničku pripremu.
- Za kategorije ulaganja se procjenjuju troškovi i dinamika ostvarenja i koriste kao podloga za izradu planova.
- Pogonska iskustva u vođenju pogona SN mreže, održavanju TS 110/x kV, tehničkim zahtjevima na podsustave (npr. pristup uzemljenju NT SN) ukazuju na prednosti projekata fazne/postupne izgradnje nove TS 110/10(20) kV 2x20(40) MVA ili zamjene TR 110/35 kV s TR 110/20 kV u odnosu na projekte u kojima se planira dogradnja trećeg transformatora (TR3 110/10(20) kV) i/ili pojačanje snage TR na 2x63 MVA. U cilju financijskog optimiranja ulaganja i temeljem pozitivnih iskustava u nedavnim projektima fazne izgradnje i opremanja TS 110/10(20) kV, u izgradnji nove TS 110/10(20) kV uvijek treba predvidjeti faznu izgradnju, dogradnju i opremanje TS u skladu s potrebama razvoja pogona, te uvažavajući planove i dinamiku razvoja SN mreže (osobito planove razvoja kabelske mreže).
- Svako pojačanje snage transformacije pojne točke smatra se indikatorom pojačanih aktivnosti u mreži i mora u kratkoročnom ili srednjoročnom razdoblju biti vezano uz prijelaz na 20 kV.
- Priprema i izgradnja zajedničkih objekata TS 110/10(20) kV dodatno je regulirana u dokumentima koji određuju odnose mrežnih operatora. Uglavnom se u praksi odražava kroz produljenje pripreme izgradnje i pojačani napor u komunikaciji, usuglašavanju stajališta i dinamike zajedničkih nositelja izgradnje. Usložnjavanje pripreme se uzima u obzir kod planiranja kako bi se osigurao pravodobni početak pripreme izgradnje zajedničkog objekta.
- U pripremi rekonstrukcije SN postrojenja, u pravilu se razmatra mogućnost ugradnje sklopnih blokova. Iskustva pokazuju da primjena sklopnih blokova (uz zadovoljenje zahtjeva pogona i održavanja u životnom vijeku postrojenja), u fazi elektromontaže pojednostavljuje i skraćuje radove na terenu. Skraćivanje i pojednostavljenje radova je potrebno jer se glavnina investicijskih aktivnosti planira u rekonstrukcijama i revitalizacijama postojećih objekata, odnosno radovi će se odvijati u uvjetima gdje će dio postrojenja tijekom radova biti u pogonu (uz primjerene mjere sigurnosti i zaštite na radu).

Ulaganjima u pojne točke 110/x kV ostvaruju se preduvjeti za prijelaz SN mreže na 20 kV i s tim vezani preduvjeti za promjenu uloge ili napuštanje elektroenergetskih objekata 35(30) kV mreže. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske tablično je iskazan u prilogu 11.1. Na isti način je predstavljena lista objekata koji će s vremenom promijeniti ulogu u SN mreži zbog planirane izgradnje novih pojmih točaka 110/10(20) kV.

Tablica 7.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Napomena
Izgradnja TS 110/10(20)kV	Gradska, GIS 110kV, 2x 40(63)
	Gradska, GIS 110kV, 2x 20(40)
	Prigradska, ZIP 110kV, 2x 20(40)
	Pojednostavljena, ZIP/HIS 110kV, 1x20
Revitalizacije i rekonstrukcija TS 110/10(20)kV	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	Revitalizacija primarne opreme
	Zamjena 10(20) kV postrojenja sklopnim blokovima
	Dogradnja nove sekcije 10(20) kV postrojenja (sklopni blokovi)
	Cjelokupna rekonstrukcija postrojenja i podsustava
	Pojačanje snage transformacije ili dogradnja slijedeće TR jedinice (uključuje nabavku TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i dogradnju ili rekonstrukciju 10(20) kV postrojenja)
	Građevinska sanacija
Revitalizacije i rekonstrukcije TS 110/35/10(20)kV	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	Revitalizacija primarne opreme
	Zamjena 10(20) kV postrojenja sklopnim blokovima
	Zamjena 35 kV postrojenja sklopnim blokovima
	Cjelokupna rekonstrukcija 35 kV i 10(20) kV postrojenja i podsustava
	Zamjena TR 110/35kV transformatorom TR 110/10(20)kV - var.A (uključuje nabavku TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i zamjenu postrojenja 35kV s postrojenjem 10(20)kV)
	Zamjena TR 110/35kV transformatorom TR 110/10(20)kV - var.B, (uključuje nabavku TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i ugradnju postrojenja 10(20) kV u novom objektu)
	Građevinska sanacija

7.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom

Na distribucijsku elektroenergetsku mrežu je priključeno preko 2.400.000 korisnika. Zbog dinamike brojnih tradicionalnih i razvojnih procesa u distribuciji električne energije (npr. tradicionalna uloga osiguranja pouzdane i sigurne isporuke električne energije, povećanje udjela OIE u SN mreži, povećanje udjela drugih tehničkih elemenata koncepta napredne mreže, potreba povećanja energetske učinkovitosti, razvoj novih usluga), kao i procesa u poslovnom, ekonomskom i regulatornom okruženju elektrodistribucijske djelatnosti, teško je prognozirati dinamiku investicijskih aktivnosti daleko u budućnost. U ovom planu se navedena nesigurnost može odraziti na procjene nove izgradnje u drugoj polovici planskog desetogodišnjeg razdoblja (objekti planirani za ulazak u pogon iza 2020.). Nadalje, čak i kada je potreba za izgradnjom nove pojne točke prepoznata na temelju najavljenih aktivnosti trenutno uspješnog gospodarskog subjekta (korisnika mreže), suočeni smo s vrlo grubom ocjenom njegovih potreba u dolazećem planskom razdoblju.

Planovi izgradnje novih zajedničkih TS 110/10(20) kV se usklađuju s HOPS-om tijekom redovitih aktivnosti na pripremi i izradi višegodišnjih planova ulaganja. Vrijednosti planiranih ulaganja u izgradnju novih zajedničkih TS 110/10(20) kV objekata u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazane su

Tablicom 7.3. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2018.-2027. nalazi se u Prilogu 11.2.1. Iskazani iznos u tablici obuhvaća ulaganja HEP ODS-a prema načelima razgraničenja djelatnosti u HEP Grupi (2013.), odnosno, bez troškova 110 kV postrojenja i priključka u 110 kV mrežu.

Nova ulaganja su u pravilu vezana uz područja dugotrajnog i stalnog porasta opterećenja i područja s većom gustoćom opterećenja:

- u velikim gradovima: Zagreb (TS 110/10(20) kV Cvjetno naselje), Rijeka (TS 110/10(20) kV Zamet), Zadar (TS 110/10(20) kV Zadar – istok), Split (TS 110/10(20) kV TTTS i TS 110/10(20) kV Kaštela 2)
- u turističkim središtima: TS 110/10(20) kV Medulin, TS 110/10(20) kV Primošten i TS 110/10(20) kV Vodice.

Tablica 7.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	48.000.000	73.870.000	59.500.000	181.370.000	304.000.000	485.370.000

Dio planirane nove izgradnje (prema tablici u Prilogu 11.2.1.) vezan je uz gospodarsku aktivnost (razvoj novih poslovnih i/ili turističkih zona, industrije ili priključenje drugih većih kupaca) i podrazumijeva rizik u točnosti predviđanja, za razdoblje druge polovice planskog desetogodišnjeg razdoblja.

7.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV

U skladu sa strateškim odrednicama planiranja razvoja distribucijske mreže i vođeno načelima odgovornog i učinkovitog upravljanja imovinom, značajan dio ulaganja HEP ODS planira u postojećim objektima TS 110/35 kV, TS 110/35/10(20) kV i TS 110/10(20) kV.

Planirane rekonstrukcije će se pripremati i provoditi prema ključnim smjernicama ulaganja u pojne točke x/10(20) kV i prema unaprijeđenim projektnim modelima s već izvedenih zahvata među kojima su najznačajniji:

- rekonstrukcije i revitalizacije postojećih pojmih točaka (uz dodjelu prioriteta s obzirom na ulogu i značaj u mreži, stanje i ocjenu razvoja opterećenja, priključak OIE, vezane projekte prijelaza na 20 kV i dr.)
- projekti zamjene TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV uključivo s revitalizacijom SN postrojenja.

Predmetnim ulaganjima postiže se:

- poboljšanje sigurnosti pogona za područja s visokim opterećenjem i/ili porastom opterećenja (pojačanjem transformacije, ugradnjom direktne transformacije u TS 110/35 kV)
- siguran i pouzdan pogon elektroenergetskih postrojenja i mreže, uz poboljšanje učinkovitosti vođenja sustava (rekonstrukcijom SN postrojenja, revitalizacijom sekundarnih podsustava i uvođenjem u SDV)
- stvaranje preduvjeta za prijelaz na 20 kV i ostvarenje prijelaza na Izravnu transformaciju uz dodatni učinak na poslovanje kroz smanjenje gubitaka, daljinsko vođenje i smanjene zahtjeve na održavanje modernih postrojenja (npr. zamjena maloluljnih prekidača vakuumskim prekidačima).

Ulaganja u navedenim objektima i predviđena financijska sredstva odnose se na zahvate u dijelu postrojenja u nadležnosti HEP ODS-a, u skladu s načelima razgraničenja djelatnosti u HEP Grupi (2013.), tijekom procesa usklađenja djelatnosti HEP Grupe sa ZoTEE [1].

Postojeće TS 110/10(20) kV su u razmjerno dobrom stanju. Najstarije su u pogonu od početka 1980-ih, a građene su prema pažljivo i temeljito pripremljenom tipskom projektu TS 110/10(20) kV s vanjskim 110 kV postrojenjem. (Tablica 3.2). U planskom razdoblju ulaganja će biti usmjerena u revitalizacije podsustava (relejne zaštite i vođenja, proizvodnje i razvoda pomoćnih napona), revitalizacije 10(20) kV postrojenja (zamjena dotrajalih sklopnih blokova, zamjena maloljnih prekidača, zamjena opreme za uzemljenje zvjezdišta SN mreže) i proširenje i dogradnju 10(20) kV postrojenja (vezano uz pojačanje snage transformacije). Osnovni pregled ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazan je u Tablici 7.4, a detaljniji u Prilogu 11.2.2.

Tablica 7.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. - 2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	58.926.000	47.394.000	56.533.000	162.853.000	389.401.000	552.254.000

Kako je uvodno napomenuto, HEP ODS je tijekom 2013. slijedom aktivnosti na razgraničenju djelatnosti unutar HEP Grupe, preuzeo u svoju nadležnost postrojenja, dijelove postrojenja, vodove i opremu u 98 elektroenergetskih objekata HOPS-a i HEP Proizvodnje, pri čemu je zakonski i formalni okvir određen:

- obavezama koje proizlaze iz Zakona o energiji, Zakona o regulaciji energetske djelatnosti i Zakona o tržištu električne energije
- Ugovoru o međusobnim odnosima vezanim za razgraničenje na sučelju proizvodnih objekata, prijenosne i distribucijske mreže
- Odluci Uprave HEP d.d. o razgraničenju
- Načelima razgraničenja djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije.

Za svaki pojedini objekt sklopljen je Sporazum o korištenju zajedničkog elektroenergetskog objekta kojim je utvrđeno:

- stvarno stanje (dokumentacija, osnovna sredstva, opće stanje postrojenja...)
- nadležnost u vođenju, upravljanju te održavanju i korištenju objekta
- udjeli u troškovima održavanja i korištenja objekta
- odgovornost i nadležnost za zaštitu na radu, zaštitu od požara i zaštitu okoliša
- nadležnost za sigurnost objekata
- primopredaja dokumentacije (projektna, upravna, imovinsko-pravna, pogonska)
- mjere i aktivnosti te rokovi vezani uz promjenu nadležnosti.

Tijekom 2013. godine su provedene snimke stanja preuzetih objekata i postrojenja koje su pokazale opće loše stanje i dotrajalost dijela preuzetih 35 kV postrojenja i sekundarnih podsustava. Od 2014. godine provodi se prioritarna projektna priprema i realizacija projekata nužnih za osiguranje pouzdanog pogona preuzetih postrojenja.

S obzirom na značaj preuzetih postrojenja (35 kV postrojenja u TS 110/35 kV) u napajanju SN mreže širih srednje urbanih i ruralnih područja, dobru povezanost sa SN mrežom i razvojni potencijal postrojenja u ostvarivanju poslovnih ciljeva HEP ODS-a, ova postrojenja zauzimaju značajno mjesto u

planovima HEP ODS-a. Ovisno o stanju postrojenja, značajkama opterećenja i mreže, planiraju se, pripremaju i provode ulaganja:

- složena rekonstrukcija s ciljem ugradnje izravne transformacije (zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV) i zamjenom SN postrojenja (20 kV postrojenje mijenja dio 35 kV postrojenja).
- cjelovita rekonstrukcija 35 kV postrojenja, često s pojednostavljenjem jednopolne sheme i ugradnjom sklopnih blokova,
- revitalizacije dijelova opreme postrojenja i podsustava 35 kV postrojenja.

Dovršetak investicijskog programa nužnih aktivnosti na preuzetim 35 kV postrojenjima planira se tijekom 2018. godine.

7.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV

Transformatorske stanice 35(30)/10 kV i TS 35(30)/10(20) kV čine najveći dio pojmih točaka HEP ODS-a (gotovo 70% svih pojmih točaka x/10(20) kV). Osnovni pregled stanja objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Strateške smjernice srednjoročnog razvoja predviđaju daljnji razvoj tehničkog potencijala ovih pojmih točaka s ciljem ostvarivanja maksimalne sigurnosti i pouzdanosti pogona (rekonstrukcija postrojenja, pojačanje transformacije), učinkovitog vođenja pogona (revitalizacija sekundarnih podsustava, uvođenje u SDV) i ostvarenja preduvjeta za poboljšanje opće učinkovitosti pogona priključene mreže (prijelaz na 20 kV i s tim vezano smanjenje gubitaka).

Ključne kategorije ulaganja (Tablica 7.5) su izgradnja, rekonstrukcija, zamjena i revitalizacija. Izgradnja obuhvaća aktivnosti na ostvarenju nove pojne točke 35/10(20) kV.

Tablica 7.5 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Napomena
Izgradnja TS 35/10(20)KV	Gradska (složena) TS, veća građevina, 2x 8(16), značajni čvor 35kV mreže, s više od 3VP 35kV ili prva faza buduće TS 110/x,
	Prigradska/ruralna (jednostavnija) TS, manja građevina, 2x 8 MVA, dva VP 35 kV (12 VP u 10(20) kV postrojenju)
Revitalizacije i rekonstrukcija TS 35/10(20)kV	Revitalizacija podsustava (sekundarna oprema)
	Revitalizacija primarne opreme
	Zamjena 10(20) kV postrojenja sklopnim blokovima
	Cjelokupna rekonstrukcija (zamjena postrojenja i podsustava, značajnija građevinska sanacija uključuje povećanje broja polja i pojačanje transformacije)
	Zamjena transformatora (Pojačanje snage transformacije ili dotrajalog postojećeg TR)
	Građevinska sanacija

Rekonstrukcija podrazumijeva sveobuhvatni zahvat kojim je obuhvaćena primarna i sekundarna oprema postojećeg elektroenergetskog postrojenja. Kao kod TS 110/x (poglavlje 7.1.) i ovdje, uz tehničke i organizacijske zahtjeve projekta, postoji potreba osiguranja napajanja kupaca/korisnika. Stoga se dinamika ostvarenja planira uvažavajući razdoblje vršnog opterećenja, mogućnosti susjednih pojmih točaka, mogućnosti interventnih stručnih službi i općenito strože rokove ukupnog ostvarenja. Obično se radi o višegodišnjim projektima (dvije godine ostvarenja) kojima prethodi opsežnija projektna priprema (jedna do dvije godine prije početka ostvarenja).

Zamjena, kao kategorija ulaganja, podrazumijeva složeniji investicijski zahvat na primarnoj opremi SN postrojenja (zamjena dotrajalog postrojenja s pojedinačnim sklopnim aparatima u otvorenoj izvedbi s modernim sklopnim blokovima) ili zamjenu energetskih transformatora. Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava

(zamjena malouljnih prekidača vakuumskim, zamjena sekundarnih podsustava: relejne zaštite, mjerenja, vođenja, telekomunikacije, proizvodnje i razvoda pomoćnog napona ili dr.). Projektna i tehnička priprema zamjene i revitalizacije je kraća i jednostavnija, priprema započinje minimalno u godini koja prethodi godini planiranog početka realizacije i ne uključuje upravni postupak ishoda lokacijske i/ili građevinske dozvole. Ostvarenje je uglavnom u vremenskom okviru jednogodišnjeg plana ulaganja.

Nadalje, uvažavajući smjernice razvoja postrojenja i mreže, osobito u području razvoja tehničkih rješenja naprednih mreža i s obzirom na iskustva prikupljena na projektima priključenja i praćenja pogona distribuiranih izvora energije, primjetno je da TS 35/10(20) kV postaju postaju značajna energetska i informacijska čvorišta (mjerenja, informacije o pogonskim događajima, upravljanje pogonom) ključna za učinkovito poslovanje energetskih subjekata.

7.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV

U skladu s općim smjernicama razvoja opterećenja i načelima planiranja koje su detaljno pojašnjene u prethodnim poglavljima, glavni opseg investicijskih aktivnosti planira se usmjeriti prema postojećim pojnim točkama 35/10(20) kV (poglavlje 7.2.2.). U planskom razdoblju do 2027., planirana je izgradnja do dvije nove TS 35/10(20) kV.

Tablica 7.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. - 2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	0	0	0	0	23.000.000	23.000.000

7.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV

Uvodno su pojašnjena načela koja određuju pristup ulaganjima u pojnim točkama 35(30)/10(20) kV. Pregled stanja objekata i opreme pokazuje da su TS 35(30)/10 kV građene u većem broju 60-ih (razdoblje elektrifikacije) i 70-ih godina (razdoblje industrijalizacije) prošlog stoljeća, a u 80-ima i dalje znatno rjeđe. Od sredine 80-ih u SN postrojenjima 10 kV se ugrađuje oprema s izolacijskom razinom 24 kV (za mrežu nazivnog napona 10 kV).

Opseg, prioritet i dinamiku ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV određuje nužnost osiguranja pouzdanosti pogona (dotrajnost opreme, širenje i priključenje kableske mreže), sigurnosti pogona (potreba pojačanja snage transformacije), potreba povezanosti u moderni SDV (revitalizacija relejne zaštite), povezanost s investicijskim aktivnostima prijelaza na 20 kV. Dodatne poslovne okolnosti koje se analiziraju u projektnoj i tehničkoj pripremi su opće i lokalne značajke opterećenja, procjene potencijala priključka obnovljivih izvora energije i stanje pojmih točaka 110/10(20) kV ili 110/35/10(20) kV u blizini.

Povećanje udjela mreže u pogonu na 20 kV i udjela izravne transformacije (110/20 kV) dovodi do dodatnog povoljnog učinka u pristupu rekonstrukciji i revitalizaciji TS 35(30)/10(20) kV. Iskustvo pokazuje da u području s većom gustoćom opterećenja izgradnja TS 110/20 kV mijenja ulogu gradskih TS 35/10 kV na način da barem jedna do dvije postaju 20 kV rasklopišta, a jedna do dvije TS 35/10 kV gubi ulogu u napajanju SN mreže. Popis objekata koji su u razdoblju 2007.-2017. promijenili ulogu je predstavljena u prilogu 11.1. Na isti način je predstavljena lista objekata koji će s vremenom promijeniti ulogu u SN mreži zbog planirane izgradnje novih pojmih točaka 110/10(20) kV.

Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 7.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	24.209.000	27.536.000	31.590.000	83.335.000	189.114.000	272.449.000

7.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova

Planovima razvoja distribucijske mreže predviđeno je uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV i postupni prijelaz na 20 kV, dok će se naponska razina 35 kV postupno napuštati u onim dijelovima distribucijske mreže gdje je to moguće.

Pregled ulaganja u izgradnju 35 kV vodova prikazan je Tablicom 7.8., dok se detaljniji podaci o ulaganjima nalaze u Prilogu 11.3.3.

Tablica 7.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	4.011.000	10.458.000	8.198.000	20.667.000	42.000.000	62.667.000

Od značajnijih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je izgradnja pet dionica KB 35 kV te jedna dionica DV 35 kV ukupne duljine oko 46,5 km te vrijednosti ulaganja od 17,5 mil. kn, što zajedno s manjim ulaganjima u početnom trogodišnjem razdoblju iznosi 20,6 mil. kn. U razdoblju od 2021. do 2027. godine planirana je izgradnja oko 65 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 42 mil. kn.

Duljina novih vodova koji se planiraju izgraditi čini oko 2,4% ukupne duljine 35 kV vodova (DV, KB i PKB).

7.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova

Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 30(35) kV vodova realizirat će se ovisno o njihovoj starosti i životnom vijeku u onim dijelovima distribucijske mreže gdje je predviđeno dulje zadržavanje 35 kV naponske razine te na mjestima gdje je potrebno osigurati napajanje TS 35/10(20) kV, dvostruko napajanje ili povezni vod.

Pregled ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 35 kV vodova prikazan je Tablicom 7.9., dok se detaljniji podaci o ulaganjima u rekonstrukciju i revitalizaciju nalaze u Prilogu 11.3.4.

Od značajnijih ulaganja, u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija sedam dionica DV 35 kV i osam dionica KB 35 kV ukupne duljine 132 km u vrijednosti 36,6 mil. kn. U početnom trogodišnjem razdoblju planirana su i manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 7 mil. kn, što ukupno čini 43,6 mil. kn. U razdoblju od 2021. do 2027. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 230 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 138 mil. kn te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 70 km vodova ukupne vrijednosti 29,9 mil. kn, što ukupno čini 167,9 mil. kn.

Tablica 7.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2027.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	4.102.000	19.294.000	20.271.000	43.667.000	167.971.000	211.638.000

Duljina vodova koji se planiraju rekonstruirati ili revitalizirati čini oko 10% ukupne duljine 35 kV vodova.

7.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV

7.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV

Broj i instalirana snaga TS 10(20)/0,4 kV uvjetovani su gustoćom opterećenja, pri čemu se u TS 10(20)/0,4 kV ne predviđa rezerva u transformaciji. Na područjima gdje je gustoća konzuma mala treba graditi TS 10(20)/0,4 kV s manjom instaliranom snagom i težiti da niskonaponski izvodi budu optimalne duljine. Porast opterećenja nužno je pratiti interpolacijom novih TS 10(20)/0,4 kV u postojeću niskonaponsku mrežu.

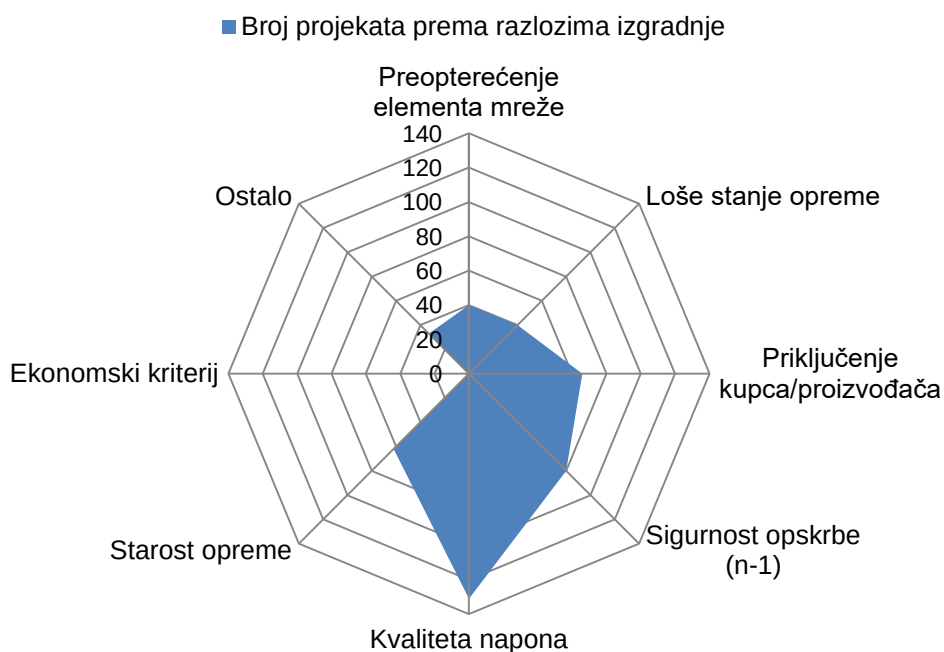
Tablica 7.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.091.000	25.728.000	30.880.000	74.699.000	184.248.000	258.947.000

Tablica 7.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2018.-2020., s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2018.		2019.		2020.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.091.000	51	25.728.000	73	30.880.000	88	74.699.000	212

Tablica 7.10 prikazuje planirana ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju, a Tablica 7.11 daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje.

**Slika 7.2 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)**

Slika 7.2 prikazuje razdiobu planiranih količina TS 10(20)/0,4 kV u ovisnosti o razlozima izgradnje. Najveći udio novih TS gradi se zbog:

- povećanja kvalitete napona
- starosti opreme
- povećanja sigurnosti opskrbe
- priključenja novih kupaca
- preopterećenja elemenata mreže.

7.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV

Kod TS 10(20)/0,4 kV uočeni su problemi dotrajalosti i to poglavito kod:

- TS na drvenim stupovima
- TS tipa „tornjić“ koje većinom zahtijevaju temeljitu obnovu
- starijih stupnih TS, posebno 10 kV opreme i NN razvoda

- kablских transformatorskih stanica s opremom starije izvedbe (zrakom izolirano SN postrojenje i dotrajali NN razvodi).

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	50.444.000	64.566.000	52.853.000	167.863.000	430.623.000	598.486.000

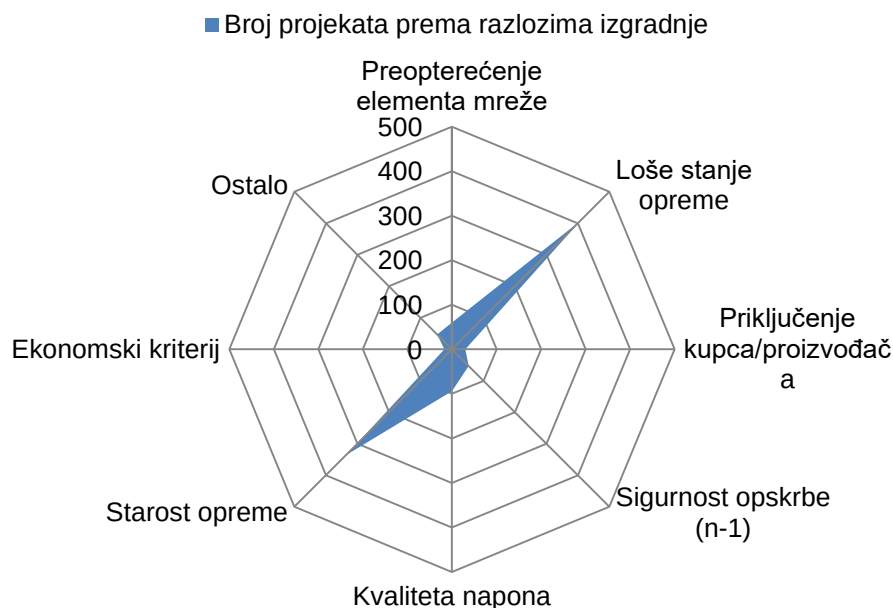
U početnom trogodišnjem razdoblju planirano je uložiti 167,9 milijuna kuna, razdioba ulaganja u prikazana je Tablicom 7.13.

Tablica 7.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2018.		2019.		2020.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	50.444.000	144	64.566.000	185	52.853.000	151	167.863.000	480

U planskom razdoblju TS tipa „tornjić“ planiraju se potpuno rekonstruirati, posebice one s 10 kV opremom. U idućem desetogodišnjem razdoblju planirane su revitalizacije i ugradnje SN sklopnih blokova tipa RMU u kablске TS, a u posebnim slučajevima i u TS tipa „tornjić“.

Na Slici 7.3 prikazana je razdioba količina planiranih ulaganja u revitalizaciju i rekonstrukciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima ulaganja. Iz dijagrama je vidljivo da su glavni razlozi rekonstrukcije i revitalizacije loše stanje i starost opreme.



Slika 7.3 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)

7.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova

Ulaganja u izgradnju novih SN vodova napona 10(20) kV su od iznimnog značaja jer ovi vodovi, radi sigurnosti i pozdanosti napajanja, predstavljaju ključnu sastavnicu distribucijske mreže. Priključivanje sve većeg broja distribuiranih izvora na ove vodove dodatno povećava njihovu važnost.

Planirana ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

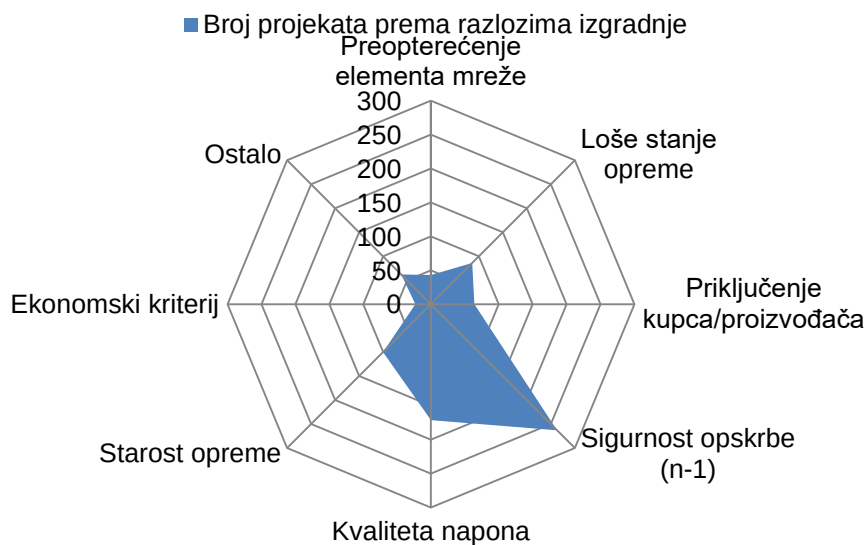
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. - 2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	61.655.000	69.178.000	71.912.000	202.745.000	500.913.000	703.658.000

Tablica 7.15 u nastavku daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje.

Tablica 7.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2018.		2019.		2020.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 10(20) kV	61.655.000	205	69.178.000	212	71.912.000	221	202.745.000	638

Na Slici 7.4 je grafički prikazana razdioba broja planiranih ulaganja prema razlogu izgradnje. Glavni razlozi izgradnje 10(20) kV vodova su povećanje sigurnosti opskrbe, povećanje kvalitete napona te loše stanje opreme nadzemnih vodova, koji se planiraju zamijeniti novim kabeleskim vodovima.



Slika 7.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)

7.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova

Magistralne vodove izvedene na drvenim stupovima planira se rekonstruirati zamjenom drvenih stupova betonskim, a postojeće vodiče malog presjeka zamijeniti vodičima većeg presjeka (Al/Fe50/8 mm² ili 95/15 mm²) kako bi se smanjili padovi napona duž vodiča, a time i gubitci. Osim zamjene nadzemnih vodiča, planira se i zamjena starih tipova kabela.

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

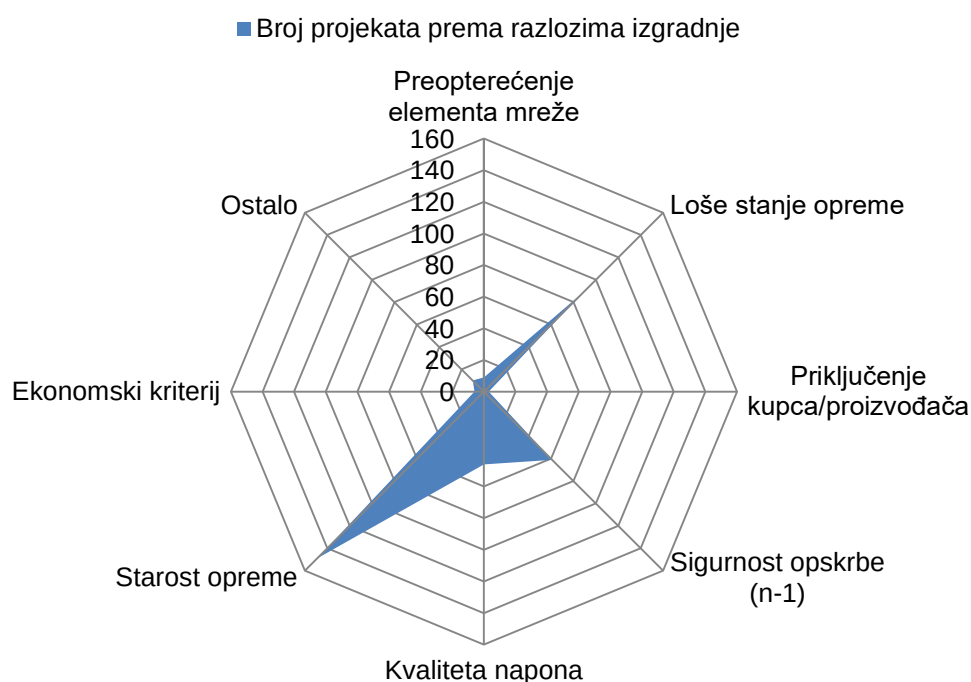
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	52.146.000	55.705.000	57.346.000	165.197.000	477.822.000	543.019.000

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova u početnom trogodišnjem razdoblju dana su u Tablici 7.17.

Tablica 7.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2018.		2019.		2020.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	52.146.000	211	55.705.000	181	57.346.000	186	165.197.000	578

Slika 7.5 je grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima zbog kojih se pristupa rekonstrukciji i revitalizaciji 10(20) kV vodova i iz nje je vidljivo da se vodovi revitaliziraju i rekonstruiraju najviše zbog lošeg stanja opreme, povećanja sigurnosti opskrbe te zbog starosti opreme čime je povećan rizik pouzdanosti pogona te dolazi do povećanja pokazatelja pouzdanosti SAIFI i SAIDI.

**Slika 7.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)**

7.3.5. Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon

U poglavlju je dan osvrt na dio ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV kojima je za cilj brže ostvarenje pogona dijela SN mreže na 20 kV naponskoj razini.

Prijelaz s postojećeg četvernonaponskog distribucijskog sustava 110-35-10-0,4 kV na tronaponski 110-20-0,4 kV tema je brojnih razvojnih studija još od sredine 60-ih godina prošloga stoljeća. Dobiveni rezultati studija ukazivali su na brojne pogodnosti:

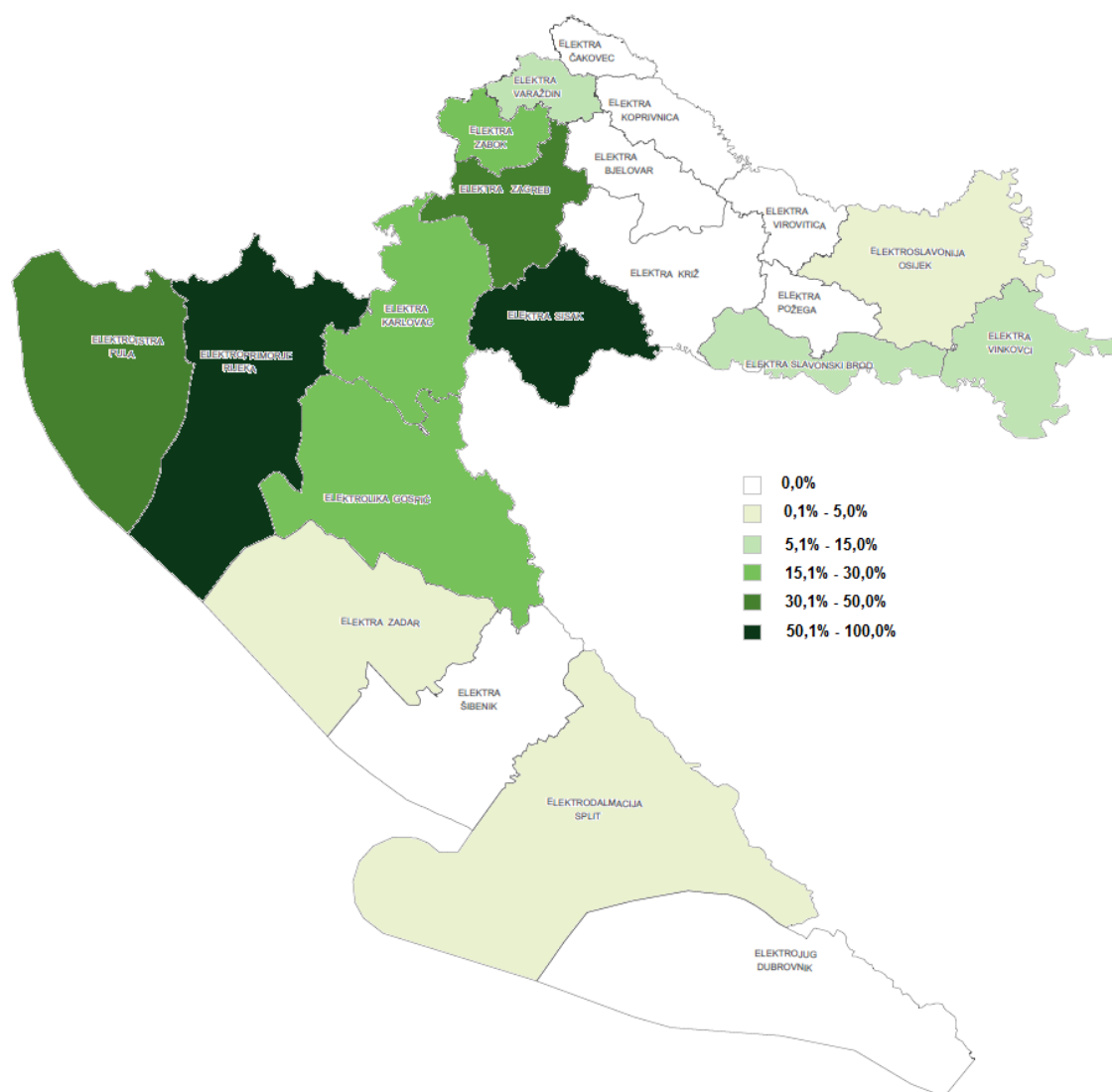
- smanjenje broja transformacija
- smanjenje gubitaka električne energije i snage
- manja zauzetost prostora (manje lokacija za postrojenja i trasa za vodove)
- olakšano održavanje postrojenja i vodova.

Kratkoročno, prijelaz dijelova 10 kV distribucijske mreže na 20 kV pogonski napon dovodi do sanacije naponskih okolnosti u srednjonaponskoj mreži, čime se bez veće izgradnje dvostruko povećavaju prijenosni kapaciteti i četverostruko smanjuju gubici snage i napona. Ovime prijelaz na 20 kV postaje investicijski zahvalno rješenje za poboljšanje strujno naponskih okolnosti na već izgrađenoj 10 kV mreži (u smislu provedenosti elektrifikacije određenog područja) s vrlo visokom iskorištenosti prijenosne moći.

HEP sredinom 1980-ih donosi stratešku odluku o ugradnji srednjonaponskih postrojenja nazivnog napona 20 kV i izgradnji vodova (nadzemnih i kabela) za napon 20 kV bez obzira na neposredni pogon pod naponom 10 kV. Grade se nove pojne točke s izravnom transformacijom i pogonskim naponom na strani niže naponske razine ovisnim o pripremljenosti i pogonu SN mreže u okruženju.

Stanje pogona SN mreže na 20 kV po distribucijskim područjima vrlo je raznoliko (Slika 7.6). S velikim udjelima mreže u pogonu na 20 kV izdvajaju se:

- Elektra Zagreb
- Elektroistra Pula
- Elektroprimorje Rijeka
- Elektra Sisak.



Slika 7.6 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima

U studijskom radu Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV [46] korištena je i detaljno opisana metoda analitičkog hijerarhijskog postupka. Na temelju navedene studije u daljnjim studijskim radovima srednjoročnog razvoja SN mreže distribucijskih područja (ili njihovih manjih dijelova) korištena je AHP metoda kao temelj za obradu perspektive ulaganja prijelaza SN mreže na 20 kV za područje mreže obrađeno studijom.

Kriteriji na temelju kojih se kategorizira prioritet ulaganja u prijelaz na 20 kV su:

- pokazatelji stanja mreže i postrojenja na nekom području:
 - pripremljenost (izgrađenost mreže i postrojenja za pogonski napon 20 kV)
 - iskorištenost (opterećenost elemenata mreže u odnosu na maksimalni kapacitet)
 - trend porasta opterećenja i potrošnje električne energije
 - kvaliteta isporuke električne energije (pokazatelji stalnosti isporuke, iznos i kvaliteta napona, zadovoljstvo potrošača i sl.)
- vrijednost ulaganja potrebnog za prijelaz SN mreže područja na 20 kV
- ostali sekundarni pokazatelji (iskustva s pogonom mreže na 20 kV i postojanje mreže 20 kV u okruženju, mogućnost sufinanciranja i etapnog prijelaza i sl.).

U idućem desetogodišnjem razdoblju, uvažavajući strateške odrednice HEP ODS-a, trenutno stanje mreže i postrojenja, iskustva i mogućnosti djelatnika, druge obaveze u skladu s važećim propisima, planira se za aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV uložiti sredstava u vrijednosti kojom bi se mogao ostvariti pogon na 20 kV naponu za dodatnih oko 7.500 TS SN/NN i oko 9.500 km SN mreže. Podaci su okvirni i potrebno ih je uzeti s rezervom s obzirom na nesigurnosti koje se odnose na:

- dugo vremensko razdoblje planiranja
- promjenjivost cijena materijala, radova i usluga
- financijske okvire planova ulaganja
- druga ulaganja u razvoj mreže.

Ova ulaganja prvenstveno se odnose na:

- zamjenu transformatora SN/NN preklopivim
- rekonstrukciju TS opremom izolacijske razine 24 kV
- rekonstrukciju 10 kV nadzemnih vodova opremom s 24 kV izolacijskom razinom
- zamjenu 10 kV kabela novima s 24 kV izolacijskom razinom
- ostala ulaganja manjeg obuhvata u cilju prelaska SN mreže na 20 kV.

Vrijednost ulaganja predviđenih ovim programom za razdoblje od 2018. do 2020. godine iznosi oko 45 mil. kn godišnje (ova vrijednost već je uvažena u dijelu razrade ulaganja u 10(20) kV objekte, navodi se zbog dojma o opsegu ulaganja u svrhu postizanja cilja prelaska na 20 kV), a odnosi se primarno na aktivnosti zamjene i rekonstrukcije postrojenja distribucijske mreže, aktivnosti revitalizacije te iznimno izgradnje novih objekata/elemenata mreže u cilju provedbe završne aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV.

Pozitivne učinke ovih ulaganja potrebno je zbog svoje kompleksnosti, te u pravilu višegodišnjeg karaktera, promatrati kroz dulje vremensko razdoblje. Nužno je imati na umu da se ulaganjima realizira priprema mreže za naponsku razinu 20 kV, a da je sam prijelaz uvjetovan i drugim čimbenicima (siguran pogon mreže pri prijelazu na 20 kV, sezona niskog opterećenja SN mreže, odgovarajući vremenski uvjeti, velik broj raspoloživih radnika s obzirom na veću vjerojatnost zastoja zbog većih naprezanja izolacije opreme, uvjeti pogona okolne srednjonaponske mreže i sl.).

Tijekom 2017. g. u realizaciji je značajan broj višegodišnjih ulaganja u završnu fazu pripreme za prijelaz SN mreže na 20 kV s težištem ulaganja u Elektri Zagreb, Elektroistri Pula, Elektroprimorju Rijeka, Elektrodalmaciji Split, Elektri Zadar te Elektri Sisak. Uz uspješnu realizaciju ulaganja do kraja 2017.g.,

kao i povoljne vremenske i druge preduvjete, planirano je ostvariti pogon na 20 kV za još oko 700 TS SN/NN i oko 900 km SN mreže.

7.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV

7.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova

Izgradnja niskonaponske mreže planira se u skladu sa širenjem naselja te uz interpolaciju novih transformatorskih stanica. Kao značajan dio ulaganja u mrežu provodit će se i sanacije naponskih prilika te zamjene nepouzdatih neizoliranih vodiča i drvenih stupova SKS-om i betonskim stupovima.

Planirana ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

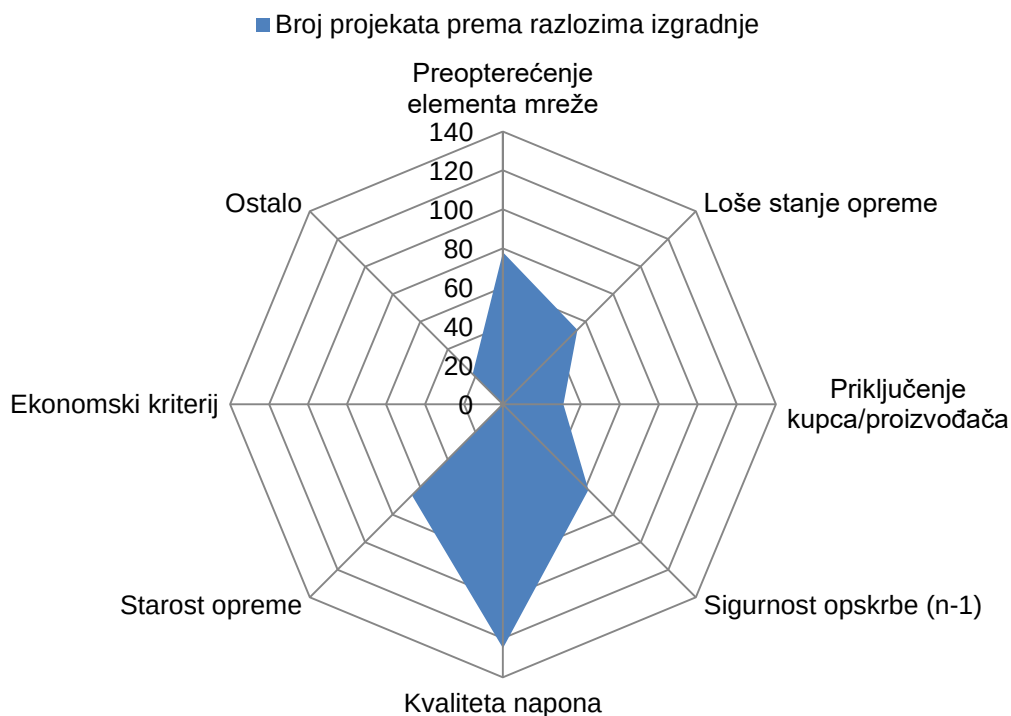
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. – 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	12.652.000	19.458.000	17.283.000	49.393.000	119.815.000	169.208.000

U Tablici 7.19 dan je planirani opseg ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV naponske razine u idućem trogodišnjem razdoblju.

Tablica 7.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2018.		2019.		2020.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	12.652.000	108	19.458.000	109	17.283.000	96	49.393.000	313

Na Slici 7.7 je dan grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima izgradnje nove niskonaponske mreže. Iz slike je vidljivo se nova niskonaponska mreže pretežito gradi zbog poboljšanja kvalitete napona, lošeg stanja opreme te povećanja sigurnosti opskrbe.



Slika 7.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)

7.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

Rekonstrukcije NN mreže se poglavito odnose zamjene vodiča malih presjeka SKS-om presjeka 70 mm². Radi se o velikim investicijskim zahvatima i dugotrajnom procesu, a posebice na području Slavonije i Baranje gdje je značajan udio vodiča na krovnim stalcima, koji će se s vremenom morati zamijeniti.

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

Tablica 7.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

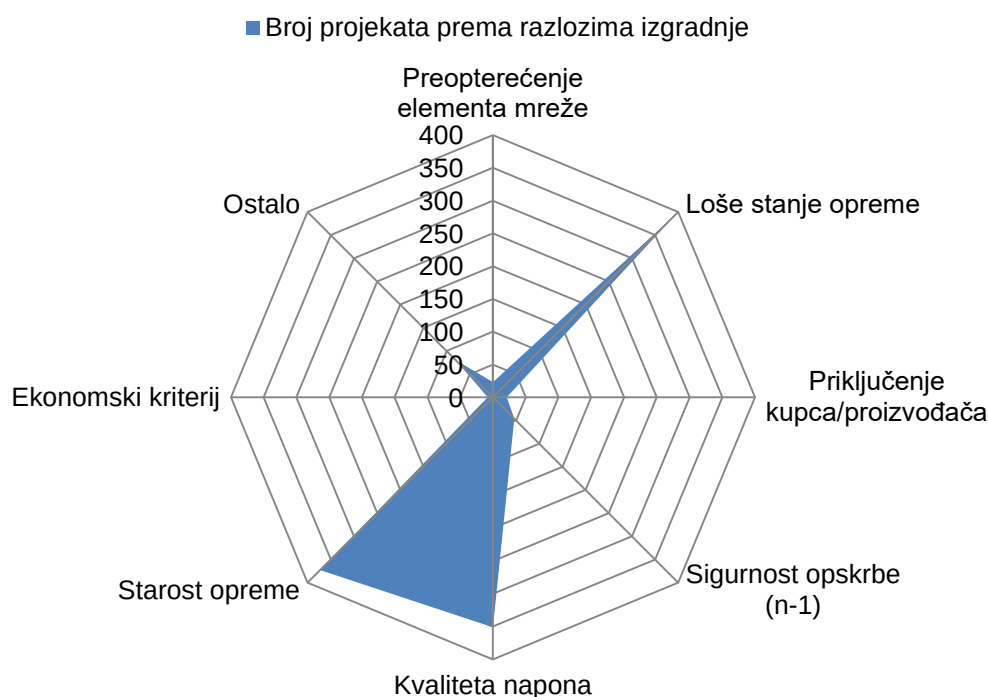
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	45.538.000	38.410.000	36.981.000	120.929.000	261.493.000	382.422.000

Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju detaljnije su prikazana Tablicom 7.21.

Tablica 7.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2018.-2020. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2018.		2019.		2020.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	45.538.000	278	38.410.000	178	36.981.000	172	120.929.000	628

Na Slici 7.8 je grafički prikaz glavnih razloga rekonstrukcije i revitalizacije NN vodova. Glavni razlozi rekonstrukcije i revitalizacije NN mreže su loše stanje opreme, starost opreme te kvaliteta napona.

**Slika 7.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2018.-2020.)**

7.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika

Od 2009. do 2013. godine sanacija naponskih prilika (SNP) provodila se kroz poseban investicijski program u okviru plana investicija. U tom razdoblju u sanaciju naponskih prilika uloženo je 497,4 mil kn.

Do kraja 2013. godine nekoliko distribucijskih područja u cijelosti je riješilo problem loših naponskih prilika, dok je u ostalim distribucijskim područjima značajno smanjena problematika loših naponskih prilika.

Zbog rješavanja značajnog udjela problematike SNP-a kroz intenzivna ulaganja u prethodnom razdoblju, nakon 2013. problematika područja s lošim naponskim prilikama rješavala se manjim godišnjim intenzitetom u sklopu programa ulaganja u SN i NN objekte u cilju povećanja kapaciteta mreže, sanacije naponskih prilika i povećanja sigurnosti opskrbe te manjim dijelom u sklopu programa ulaganja u revitalizaciju dotrajale opreme.

Podaci o ostvarenim ulaganjima u sanaciju naponskih prilika u razdoblju od 2009. do 2017. godine prikazani su Tablicom 7.22 u nastavku.

Tablica 7.23 prikazuje preostala potrebna ulaganja u sanaciju naponskih prilika nakon 2017. godine.

Tablica 7.22 Podaci o ulaganjima u sanaciju naponskih prilika u razdoblju od 2009. do 2017. godine

Razdoblje	Obuhvaćena trafopodručja (kom)	Obuhvaćeni NN izvodi		Obuhvaćeni korisnici mreže (kom)	Riješene pritužbe korisnika mreže (kom)	Uložena sredstva (mil kn)
		(kom)	(km)			
2009. - 2013.	1.384	4.211	1.821	67.185	9.058	497,4
2014 - 2017.	402	572	602	18.832	3.118	206,7
Ukupno	1.786	4.783	2.423	86.017	12.176	704.1

Tablica 7.23 Problematika sanacije naponskih prilika za razdoblje od 2018. godine

Razdoblje	Obuhvaćena trafopodručja (kom)	Obuhvaćeni NN izvodi		Obuhvaćeni korisnici mreže (kom)	Pritužbe korisnika mreže (kom)	Potrebna sredstva (mil kn)
		(kom)	(km)			
2018. -	925	1.260	1.502	41.427	4.343	431,6

U idućem razdoblju nastaviti će se ulagati u rješavanje ove problematike, uzimajući u obzir isplativost pojedinih ulaganja.

7.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka

Na temelju zakonske obaveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe poglavlja XVIII. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [35], HEP ODS provodi kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta s ciljem prikupljanja tehničkih podataka o njihovom stanju i izvedbi.

Distribucijska područja u tekućoj godini planiraju kontrolu priključaka i obračunskih mjernih mjesta za iduću godinu na tromjesečnoj razini (kvartalno). Podaci prikupljeni na temelju kontrole koriste se za izradu planova uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta ovisno o hitnosti. Za potrebe investicijskih ulaganja u idućoj godini, distribucijska područja izrađuju Investicijski elaborat i dostavljaju ga u nadležni Sektor u sjedištu Društva na koordinaciju.

Na temelju dostavljenih investicijskih elaborata uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta te izvješća o dosadašnjoj realizaciji programa kontrole priključaka i OMM za proteklo razdoblje, optimiraju se ulaganja investicijskog programa za otklanjanje nedostataka na priključcima i OMM za iduću godinu.

Sanacija priključaka i obračunskih mjernih mjesta je višegodišnji program koji je započet 2014. godine u svim distribucijskim područjima.

U 2016. godini inicijalnim planom od 20 mil. kn obuhvaćeno je okvirno 9.000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, a stvarno realiziran broj uređenih mjernih mjesta bio je okvirno 8.100, pri čemu je utrošeno 18,7 mil. kn.

Program se planira provoditi u skladu s rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [35], u obimu koji to budu zahtijevale stvarne potrebe po pojedinim distribucijskim područjima. Tablica 7.24 u nastavku daje pregled planiranih ulaganja u idućem trogodišnjem, odnosno desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 7.24 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020..	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	21.776.000	21.764.000	21.163.000	64.703.000	145.800.000	210.503.000

Procjenjuje se da se uz navedenu financijsku dinamiku na razini HEP ODS-a godišnje može urediti okvirno 9.000 do 11.000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, što ovisi o tome u kojoj mjeri su obuhvaćeni individualni objekti, a u kojoj mjeri stambene zgrade.

7.5. Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj

7.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija

7.5.1.1. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže

Model vođenja distribucijske mreže u današnjoj organizaciji sastoji se od:

- dispečerskih centara vođenja (21 distribucijsko područje)
- centara upravljanja (unutar jednog distribucijskog područja moguće je da postoji i izdvojeni centar upravljanja)
- elektroenergetskih postrojenja i objekata te upravljačkih mjesta s kojih se upravlja grupom objekata na najnižoj razini vođenja.

Sustav za vođenje distribucijske mreže postoji već duži niz godina i postupno je nadograđivan i moderniziran.

Dispečerski centri u distribucijskim područjima razlikuju se prema sustavu koji je instaliran i tehnologiji koja se koristi (Network Manager na UNIX/LINUX te Proza NET na Windows platformama).

U 2016. godini je dovršena revitalizacija dispečerskih centara Elektre Zabok, Elektre Karlovac, Elektre Virovitica i Elektre Požega gdje je instaliran Proza Net SCADA sustav, te nadogradnja Network Manager SCADA sustava u dispečerskim centrima Elektre Zagreb i Elektroslavonije Osijek (prijelaz s Unix na Linux platformu).

U 2017. godini bit će dovršena nadogradnja Network Manager SCADA sustava u dispečerskim centrima Elektroprimorja Rijeka i Elektrodalmacije Split (prijelaz s Unix na Linux platformu).

Pregled sustava instaliranih po pojedinim distribucijskim područjima prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 7.25 Pregled instaliranih SCADA sustava u distribucijskim područjima

Red. br.	Instalirani sustav	Broj distribucijskih područja
1.	ABB Network Manager (Linux)	10
2.	Končar Proza NET	11
	Ukupno	21

U cilju ujednačavanja sustava daljinskih vođenja, njihovog međusobnog povezivanja te općenito unaprjeđenja sustava upravljanja i povećanja sigurnosti i kvalitete opskrbe električnom energijom, potrebno je dovršiti započeti proces revitalizacije centara vođenja distribucijskog sustava.

Također, bitno je imati na umu da sustavi daljinskog upravljanja predstavljaju u načelu informacijske sustave, a karakteristika ovih sustava je aktivna dinamika u razvoju i sigurnosti. Stoga briga o ovim sustavima predstavlja kontinuirani proces. Isto tako, trend uvođenja naprednih funkcija u elektroenergetsku mrežu (po načelima Smart Grida) značajno utječe na procese ulaganja u sustave vođenja te njihova održavanja.

U skladu s ključnim odrednicama okruženja s aspekta ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže, kao jedan od prioriteta postavlja se informatizacija poslovnih procesa. Navedeno podrazumijeva intenziviranje ulaganja u stupanj centralne i lokalne automatizacije distribucijske mreže, modernizacije upravljačkih sustava te postupno uvođenje Smart Grid tehnologija u distribucijsku mrežu.

Kako je u opisu postojećeg stanja navedeno, sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže sustavno su revitalizirani. U narednom periodu potrebno je nastaviti revitalizaciju sustava, ali i predvidjeti odgovarajuće razvojne aktivnosti u cilju stvaranja tehnološki suvremenih sustava koji će moći odgovoriti na izazove koje će pred njih stavljati novonastalo okruženje. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže obuhvaćaju:

- a) ulaganje u sustave vođenja dispečerskih centara
- b) ulaganje u središnji PIS (procesno-informacijski sustav)
- c) ulaganje u sustav upravljanja prekidima
- d) ulaganje u DMS (Distribution Management System) funkcije i druge funkcije potpore naprednom vođenju.

Ovisno o reorganizacijskim aktivnostima HEP ODS-a, pristupit će se daljnjim aktivnostima ulaganja u centre vođenja te eventualnim konsolidacijskim postupcima.

S povećanjem zahtjeva prema HEP ODS-u, vezanih za prikupljanje i razmjenu pogonskih informacija proizašlih iz opsega djelatnosti za koje je ODS odgovoran prema korisnicima mreže, drugim elektroenergetskim subjektima, regulatornoj agenciji, prema subjektima tržišne djelatnosti, ali i prema subjektima unutar HEP Grupe potrebno je uspostaviti središnji procesno informacijskog sustav u cilju prikupljanja i organiziranja svih potrebnih informacija iz pogona i procesa.

Radi unaprjeđenja funkcija upravljanja prekidima predviđa se implementacija sustava za upravljanje prekidima. U ovome trenutku, za praćenje prekida u distribucijskog mreži koristi se sustav DISPO. U idućem razdoblju potrebno je napraviti analizu postojećeg sustava DISPO te predložiti i provesti aktivnosti koje će omogućiti optimalno upravljanje prekidima te izvještavanje o pokazateljima pouzdanosti napajanja distribucijske mreže. Unaprjeđenje funkcija upravljanja prekidima te praćenje i izvještavanje o pokazateljima pouzdanosti zadaće su ODS-a koje proizlaze iz ZoTEE [1]. Ulaganje u sustav upravljanja prekidima predviđa se provesti u fazama. U prvoj fazi bi se odradila manja implementacija sustava (pilot projekt), a nakon toga (sa svim poznatim parametrima i saznanjima tijekom pilot projekta) i potpuna implementacija.

U smislu uvođenja funkcija podrške vođenju, unaprjeđenja vođenja sustava, analize i optimiranja sustava i sl. namjerava se postupno nadograđivanje SCADA sustava s naprednim DMS funkcionalnostima. Preduvjet za implementaciju naprednih DMS funkcionalnosti je suvremeni centralni upravljački sustav (SCADA sustav) te optimalan stupanj automatizacije mreže. Ulaganje u DMS funkcije i druge funkcije naprednog vođenja predviđa se provesti u fazama. U prvoj fazi bi se odradila manja implementacija sustava (pilot projekt), a nakon toga (sa svim poznatim parametrima i saznanjima tijekom pilot projekta) i potpuna implementacija.

Projekt SINCRO.GRID

HEP ODS sudjeluje u implementaciji projekta SINCRO.GRID, zajedno s Hrvatskim operatorom prijenosnog sustava d.o.o. te operatorima prijenosnog i distribucijskog sustava iz Slovenije. Cilj projekta je poboljšanje kvaliteta napona (kako u prijenosnim sustavima, tako i u distribucijskim sustavima) i

povećanje prijenosne moći postojećih vodova u prijenosnom sustavu, upotrebom naprednih tehničkih sustava i algoritama za upravljanje tokovima snaga u elektroenergetskim sustavima. Time će se omogućiti i učinkovitija integracija obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sustav i povećati sigurnost opskrbe kupaca električnom energijom.

HEP ODS u projektu sudjeluje kao potpora implementaciji naprednih rješenja SINCRO.GRID projekta čije se aktivnosti ne sufinanciraju od strane EU. Aktivnosti HEP ODS-a uključuju integraciju informacija iz upravljačkih centara HEP ODS-a s upravljačkim centrima HOPS-a i virtualnog prekograničnog kontrolnog centra (eng. Virtual Cross-Border Control Center, VCBBC). Ako će biti potrebna manja ulaganja HEP ODS-a, ona će se ostvariti u okviru ulaganja u sustave vođenja.

Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u razdoblju 2018.-2027. procjenjuju se na cca 36,6 mil. kn, kao što je i prikazano Tablicom 7.26.

Tablica 7.26 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018.-2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Sustavi vođenja distribucijske mreže	5.300.000	6.100.000	7.000.000	18.400.000	18.200.000	36.600.000

7.5.1.2. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže

Nepovoljni učinak neplaniranih prekida napajanja može se minimizirati upotrebom daljinski upravljivih rastavnih naprava (DURN) u nadzemnoj mreži te daljinski upravljivih SN sklopnih blokova u kabelskoj mreži odnosno transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV, na način da se smanji broj kupaca bez napajanja, vrijeme potrebno za lociranje kvara te vrijeme i količina neisporučene električne energije.

Kod planiranih prekida napajanja, upotrebom navedenih tehnoloških rješenja može se brže isključiti dio nadzemnog voda ili kabela (odnosno mreže), čime se smanjuje nepovoljni učinak zastoja odnosno isključuje samo nužni broj korisnika mreže.

Ocjenjuje se da se primjenom suvremenih tehnologija može postići smanjenje vremena zastoja na vodovima od 25-30% u odnosu na prethodno stanje, što predstavlja značajan iskorak prema poboljšanju pouzdanosti i kvalitete isporuke električne energije.

Ulaganja kojima se planiraju ostvariti funkcije automatizacije i upravljanja po dubini mreže obuhvaćaju ulaganja u:

- daljinski upravljive rastavne naprave u nadzemnoj mreži
- daljinski upravljive integrirane SN sklopne blokove u kabelskoj mreži, odnosno u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV.

Sustavno ulaganje u automatizaciju SN mreže započelo je u 2013. godini, od kada se odabir broja daljinski upravljivih rastavnih sklopki te daljinski upravljivih SN sklopnih blokova i lokacija njihove ugradnje radi na temelju definirane metodologije i kriterija te utvrđenih tehničkih specifikacija.

Od 2013. godine i tijekom 2017. godine na osnovi utvrđenih tehničkih uvjeta i izrađenih tehničkih specifikacija za daljinski upravljive rastavne naprave u nadzemnoj mreži te SN sklopne blokove s integriranom daljinskom stanicom te implementacije opreme u srednjenaponskoj mreži, pokriven je znatan broj točaka mreže koje su postale automatizirane i koje su time doprinijele ukupnom povećanju stupnja automatizacije mreže HEP ODS-a. Također, tijekom 2017. u pojedinim točkama nadzemnih srednjenaponskih mreža implementirani su i vakuumski prekidači (engl. recloser).

U idućim godinama planira se koordinirati i pratiti implementaciju navedene opreme u pogonu u svrhu analize tehničkih i financijskih učinaka primjene novih tehnologija kako bi se mogli donijeti zaključci i na temelju iskustava definirati poboljšanja koja bi bila korisna za daljnju primjenu u mreži. Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u idućem razdoblju.

Tablica 7.27 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10g 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	12.500.000	15.000.000	15.000.000	42.500.000	80.000.000	122.500.000

7.5.2. Mjerni uređaji i infrastruktura

Isporučena i preuzeta električna energija mjeri se mjerilima na obračunskom mjernom mjestu koje je na mjestu preuzimanja ili mjestu predaje električne energije. Mjerna oprema na obračunskom mjernom mjestu vlasništvo je operatora distribucijskog sustava koji ju je dužan održavati i ovjeravati o svom trošku. Operator distribucijskog sustava za svako obračunsko mjerno mjesto određuje tehničke značajke mjerila i ostale mjerne opreme, mjesto i način ugradnje, a sve u skladu s Zakonom o mjeriteljstvu, pravilnicima o mjeriteljskim zahtjevima za pojedine vrste mjerne opreme, Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava i Tehničkim uvjetima za obračunska mjerna mjesta.

Postojeće stanje

Kao što je prikazano Tablicom 7.28, ukupno je unutar distribucijske mreže oko 2,41 milijuna obračunskih mjernih mjesta (OMM). Velika većina, njih 91%, odnosi se na tehnički jednostavnija obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije kućanstvo.

Kupcima kategorije poduzetništvo na niskom naponu, priključne snage manje od 30 kW, pripada 7% obračunskih mjernih mjesta koja se u odnosu na mjerna mjesta kućanstva dodatno opremaju i brojlama za mjerenje jalove energije. U pravilu se na ovim obračunskim mjernim mjestima koriste elektronička kombi brojila za mjerenje radne i jalove energije.

Ukupno oko 0,83% obračunskih mjernih mjesta odnosi se na najsloženija mjerna mjesta na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 30 kW, a oko 0,89% obračunskih mjernih mjesta odnosi se na kategoriju javna rasvjeta. Iako obračunska mjerna mjesta kupaca na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 30 kW iznose samo 0,83% ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta, na njima se registrira 43% ukupne potrošnje električne energije. Prosječna mjesečna potrošnja na ovim obračunskim mjernim mjestima je 25.500 kWh.

Kod kupaca kategorije kućanstvo, udio jednofaznih brojila je 51%, a trofaznih 49%, dok je kod kupaca kategorije Poduzetništvo priključne snage do 20 kW udio jednofaznih brojila 30%, a trofaznih 70%.

Za promjenu tarifa koriste se uklopni satovi (UKS) i mrežno-tonfrekventno upravljani prijemnici (MTU) koji mogu biti zasebni uređaji ili sastavni dijelovi elektroničkih brojila.

Tablica 7.28 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži

Kategorija	Broj OMM
VN (110 kV)	4
SN (35 kV)	69
SN (10 kV)	2.181
Ukupno SN	2.250
UKUPNO VISOKI I SREDNJI NAPON	2.254
NN poduzetništvo – plavi	45.530
NN poduzetništvo – bijeli	128.172
NN poduzetništvo – crveni	23.204
Ukupno NN poduzetništvo	195.906
Ukupno NN javna rasvjeta	21.399
NN kućanstvo – plavi	737.174
NN-kućanstvo – bijeli	1.446.320
NN-kućanstvo – crni	3.022
Ukupno NN kućanstvo	2.186.996
UKUPNO NN	2.404.301
SVEUKUPNO	2.406.555

Ovjeravanje mjerne opreme

Mjerila koja moraju imati valjanu ovjeru kako bi se mogla koristiti u distribucijskoj mreži su brojila električne energije, naponski i strujni mjerni transformatori te uklopni satovi.

Naponski i strujni mjerni transformatori moraju imati prvu ovjeru (kod ugradnje) i nije obvezno ponovno periodičko ovjeravanje, a isto vrijedi i za uklopne satove koji se koriste za promjenu tarifa.

Najveći posao redovnog ovjeravanja vezan je za brojila električne energije. Od 15. listopada 2015. godine stupio je na snagu novi Pravilnik o ovjernim razdobljima za pojedina zakonita mjerila i načinu njihove primjene i o umjernim razdobljima za etalone koji se upotrebljavaju za ovjeravanje zakonitih mjerila (NN 107/15) kojim su definirana nova ovjerna razdoblja za brojila električne energije:

- a) jednofazna i trofazna brojila – 12 godina
- b) brojila za priključak preko mjernih transformatora – 8 godina.

Sva brojila koja se ovjeravaju nakon 15. listopada 2015. godine imaju nova ovjerna razdoblja od 12 ili 8 godina, ovisno mjere li u izravnom spoju ili poluizravnom/neizravnom, u skladu s Pravilnikom.

U pravilu se brojila ovjeravaju na način da se iz mreže demontiraju sva brojila kojima je isteklo ovjerno razdoblje i odmah se ugrađuju ovjerena brojila, a demontirana brojila idu na servis i ovjeru.

Zbog zaostataka u ovjeravanju uzrokovanih Domovinskim ratom (1991.-1995.), u prvim godinama nakon rata dolazi do značajnog povećanja broja brojila za ovjeru. Povećani opseg posla se periodički ponavlja za 16 godina, a prema novom Pravilniku (NN 107/15) razdoblje ponavljanja je skraćeno na 12 godina. Zaostaci u ovjeravanju brojila (rok za ponovnu ovjeru istekao prije godinu ili više godina) ovim planom se predviđaju riješiti u razdoblju od iduće dvije godine.

Smjernice za ulaganje

Distribucijska područja izrađuju planove redovne zamjene brojila kojima prema istječe rok ovjere. Prema planu zamjene, brojila se demontiraju, servisiraju te ako zadovoljavaju mjeriteljske kriterije, ovjeravaju i ponovno ugrađuju u distribucijsku mrežu. Već u fazi zaprimanja brojila u skladište, radi se selekcija brojila prije slanja na servis i ovjeru. Selekcija brojila odvija se prema definiranim kriterijima prema kojima se određena brojila odmah odvajaju i pripremaju za rashod.

Početkom 2011. godine završeno je opremanje svih obračunskih mjernih mjesta na visokom i srednjem naponu te obračunskih mjernih mjesta na niskom naponu s priključnom snagom većom od 30 kW brojilima s mjerenjem krivulje opterećenja i daljinskim očitavanjem mjernih podataka.

Daljnji razvoj daljinskog očitavanja brojila provodio se na način da se brojilima s mogućnošću daljinskog očitavanja, isključenja i uključanja (upravljana brojila) u postupku zamjene brojila zbog redovnog ovjeravanja, opremaju mjerna mjesta kupaca kategorije poduzetništvo priključne snage manje od 30 kW s godišnjom potrošnjom energije iznad 10.000 kWh godišnje.

Od ukupnog broja brojila kupaca kategorije poduzetništvo ($P < 30$ kW) koja se godišnje zamjenjuju zbog isteka ovjernog roka, navedene kriterije za prelazak na daljinsko očitavanje zadovoljavalo oko 18% brojila. Ostalih 82% brojila ove kategorije kupaca, ako su opremljena elektromehaničkim brojilima, opremala su se elektroničkim kombi brojilima.

Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [35] stupili su na snagu 1. listopada 2015. godine. Člankom 119. daju se nove dužnosti operatoru distribucijskog sustava u smislu daljnjeg opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitavanjem:

1. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od pet godina od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta o svom trošku, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava, opremiti sva obračunska mjerna mjesta krajnjih kupaca s priključnom snagom većom od 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem koja omogućuju mjerenje snage i jalove energije.
2. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od 10 godina od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta o svom trošku, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava, opremiti obračunska mjerna mjesta krajnjih kupaca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem koja omogućuju mjerenje jalove energije.
3. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od 15 godina od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta o svom trošku, u skladu s mrežnim pravilima distribucijskog sustava, opremiti obračunska mjerna mjesta krajnjih kupaca iz kategorije kućanstvo brojilima s daljinskim očitavanjem.
4. Operator distribucijskog sustava dužan je u roku od godine dana od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta donijeti provedbeni plan zamjene najmanje 95% postojećih brojila brojilima s daljinskim očitavanjem s rokovima zamjene iz stavaka 2. i 3. ovoga članka.

Stupanjem na snagu Općih uvjeta [35] 1. listopada 2015. godine mijenjaju se dosadašnja i kreiraju nova područja strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (PSUM):

PSUM 01. ZAMJENA BROJILA NA OBRAČUNSKIM MJERNIM MJESTIMA PRIKLJUČNE SNAGE DO 20 kW

Nabava brojila za zamjenu postojećih brojila kod kupaca kategorije kućanstvo i poduzetništvo priključne snage do 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem u skladu s Općim uvjetima i Provedbenom planu.

PSUM 02. ZAMJENA BROJILA NA OBRAČUNSKIM MJERNIM MJESTIMA PRIKLJUČNE SNAGE VEĆE ILI JEDNAKE 20 kW

Nabava brojila za zamjenu postojećih brojila kod kupaca svih kategorije priključne snage veće ili jednake 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem u skladu s Općim uvjetima i Provedbenom planu.

PSUM 03. ULAGANJA U UNAPRJEĐENJE PROCESA S MJERNIM UREĐAJIMA I MJERNIM PODACIMA

Članak 56. Općih uvjeta definira da ako operatoru sustava nije bilo omogućeno očitavanje stanja brojila u dva uzastopna redovna očitavanja, kao i u slučaju neovlaštene ponovne uspostave napajanja, operator sustava može kao jednu od mjera, o svom trošku ugraditi korisniku mreže brojilo s daljinskim očitavanjem.

Nabava brojila za testiranje i usvajanje novih tehnologija, brojila i potrebne opreme za mjerna mjesta u TS SN/NN. Nabava komunikatora za zamjenu i prijelaz s GSM na GPRS tehnologiju, nabava uklopnih satova i MTU uređaja, ručnih terminala s programskom podrškom prilagođena novih tipovima brojila, nadogradnja sustava za rad ručnim terminalima i očitanjima (RT) s ciljem smanjenja troškova i povećanje prihoda ubrzavanjem poslovnih procesa očitavanja, obračuna, izdavanja računa i dostavljanja podataka te smanjenje gubitaka energije. Nabava sustava za povezivanje ovlaštenih servisa i analizu kvalitete brojila, detekciju mogućih neispravnosti u mjerenjima te smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži.

Nabava sigurnosnih plombi za zaštitu – Nabava 5 tipova sigurnosnih plombi za zaštitu mjernih uređaja i mjerne opreme za različite kategorije OMM-a. Nabava informatičke opreme i opremanje sistem sala u nadležnosti operatora distribucijskog sustava u cilju povećanja stupnja zaštita računalnih sustava, aplikacija i podataka – Objedinjavanje infrastrukture sustava daljinskog i lokalnog očitavanja, aplikacija i računalne opreme, baza podataka o obračunskim mjernim mjestima i baza mjernih podataka unutar prostorija i sistem sala HEP ODS-a te podizanje stupnja zaštite od fizičkog pristupa do pristupa putem različitih komunikacijskih kanala.

Tijekom 2017. godine HERA u skladu sa zahtjevima Zakona o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15) provodi analizu ekonomske isplativosti uvođenja naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje u nekoliko scenarija. U svibnju 2017. godine HERA je dostavila dokument *Podloga za izradu analize troškova i dobiti uvođenja naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje kod krajnjih kupaca električne energije*. u skladu s područjima strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (PSUM 01, 02, 03) i procjenama troškova uvođenja napredne mjerne infrastrukture iz *Podloge za izradu analize troškova i dobiti*, dostavljene od HERA-e, definirane su razine potrebnih ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju, što je prikazano tablicom u nastavku.

Tablica 7.29. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018/. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	PSUM 01 Zamjena brojila na obračunskim mjernim mjestima priključne snage do 20 kW	80.000.000	95.000.000	102.000.000	277.000.000	650.000.000	927.000.000
2	PSUM 02. Zamjena brojila na obračunskim mjernim mjestima priključne snage veće ili jednake 20 kW	50.000.000	33.000.000	38.400.000	121.400.000	201.500.000	322.900.000
3	PSUM 03. Ulaganja u unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	9.000.000	10.000.000	5.700.000	24.700.000	47.000.000	71.700.000
	Ukupno	139.000.000	138.000.000	146.100.000	423.100.000	898.500.000	1.321.600.000

Procjena utjecaja zahtjeva Općih uvjeta na iznose troškova opremanja obračunskih mjernih mjesta

Provedbeni plan zamjene treba obuhvatiti najmanje 95% postojećih brojila, no procjena troškova rađena je sa 100% postojećih brojila, ali bez uračunavanja očekivanog porasta broja brojila tijekom provedbe projekta. Za procjenu troškova brojila i troškova komunikacije koriste se dvije najčešće komunikacijske tehnologije za daljinsko očitavanje: GSM/GPRS i PLC.

Osim rokova navedenih u Općim uvjetima, tijekom provedbe projekta potrebno je zadovoljiti i rokove zamjene brojila zbog redovne ovjere u skladu sa zakonima iz područja mjeriteljstva (ovaj uvjet uzorkuje potrebu osiguranja većih iznosa u početnim godinama odvijanja projekta ugradnje brojila s daljinskim očitavanjem).

7.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj

Jedan od ciljeva HEP ODS-a, kako je detaljnije predstavljeno u Poglavlju 6., je razvijati i primjenjivati suvremena tehnološka rješenja kojima će se postojeća mreža postupno razvijati i pretvarati u naprednu elektroenergetsku mrežu. Pri tome je potrebno:

- pratiti razvoj novih tehnologija i tome prilagođavati izvedbe tehničkih rješenja
- prilikom analize mogućnosti primjene novih tehnologija uz tehničke, sagledati i financijske učinke primjene
- kontinuirano pratiti stanje postojeće opreme te u slučaju dotrajalosti opreme predlagati modernija tehnološka rješenja
- o provedenim tehnološkim radnjama upoznati što širi krug stručnjaka u HEP ODS-u
- izraditi studiju, elaborat, projekt ili uputu za primjenu novih tehnoloških rješenja ovisno o značaju predmetnog tehničkog rješenja za poslovne aktivnosti.

S obzirom na sve veće zahtjeve korisnika mreže i sve veću osjetljivost na kvalitetu električne energije te nove propise kojima će se regulirati odgovornost za osiguranje standardne razine kvalitete električne energije, nužno je sustavno planiranje u cilju optimalnog ulaganja u tehnološki razvoj mreže, a zbog povećavanja pouzdanosti napajanja i kvalitete napona.

U skladu s navedenim, u idućem razdoblju se planiraju intenzivirati aktivnosti na uvođenju novih tehnologija, kao iznimno važnog poslovnog cilja HEP ODS-a. Uvođenje suvremenih tehnoloških rješenja u izravnoj je vezi i s:

- povećanjem pouzdanosti napajanja i kvalitete napona
- razvojem naprednih mreža
- automatizacijom i upravljanjem po dubini mreže
- sanacijom mreže po kriteriju naponskih prilika i opterećenja

pri čemu je jedan od ciljeva ugrađivati opremu s višim stupnjem energetske učinkovitosti (oprema s manjim gubicima).

Važno je istaknuti da je odredbom iz članka 27 direktive 2009/72/EZ [47] („države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža primjerice kroz ostvarenje koncepta naprednih mreža“) iz trećeg energetskog paketa, propisano da države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža, čime se podržava i obvezuje operatore mreža na ulaganja u uvođenje novih tehnologija i time za uspostavu naprednih rješenja u mrežama.

Ulaganje u nove tehnologije kojima se postiže jačanje i modernizacija distribucijske mreže i postrojenja uz smanjenje gubitaka te smanjenje broja i trajanja ispada napajanja je značajno s obzirom na to da dugoročno donosi značajne pozitivne financijske rezultate.

Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces, koji zahtijeva postupno uvođenje tehnologija ovisno o stupnju dinamičkog razvoja.

U protekle tri godine intenzivirane su aktivnosti na uvođenju novih tehnologija te je u sklopu pilot projekata preispitano nekoliko vrsta novih tehnoloških rješenja: amorfni transformatori i energetski učinkoviti transformatori. Također, tijekom 2016. i 2017. godine u pojedinim distribucijskim područjima implementirani su vakuumski prekidači u nadzemnim srednjonaponskim mrežama.

Uvažavajući trenutno stanje razvoja novih tehnologija, uvođenje novih tehnologija kroz pilot projekte u predstojećem razdoblju obuhvaća regulacijske transformatore, sekcionalizatore, automatizirane prekidače, napredne indikatore kvarova, naponske stabilizatore i regulatore, izolirane SN vodiče, metalne konične višekutne stupove i visokotemperaturne vodiče.

Ulaganjima u uvođenje novih naprednih tehnologija provode se pilot projekti u kojima se provjeravaju i ispituju razna tehnološka rješenja koja bi mogla pridonijeti modernizaciji distribucijskog sustava, povećanju pouzdanosti opskrbe električnom energijom te ostvarivanju koncepta naprednih mreža.

Nakon provedenih pilot projekata može se donijeti konkretan zaključak je li pojedino tehnološko rješenje zadovoljilo postavljene zahtjeve i ispunilo očekivanja. Ovisno o rezultatima pilot projekata, donosi se konačna odluka o široj primjeni pojedine vrste nove tehnologije.

Po uvođenju tehnologija u širu primjenu, takva ulaganja financiraju se iz redovitih investicijskih programa.

U idućem desetogodišnjem razdoblju u nove tehnologije i razvoj planira se uložiti ukupno 20 mil. kn, ravnomjerno raspodijeljeno na 2 mil. kn godišnje.

7.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

7.6.1. Osobna, teretna i radna vozila

Zbog velike zemljopisne rasprostranjenosti elektroenergetske mreže i objekata, poslovno-pogonskih objekata te nužnosti pravodobnog odziva na potrebe korisnika mreže, vozila su neophodna radna sredstva. Vozila koja se koriste velike su raznolikosti, od malih osobnih do velikih radnih strojeva, može ih se razvrstati u pet kategorija:

- osobna vozila
- laka teretna vozila
- teška teretna vozila
- priključna vozila
- radni strojevi.

Polazišna točka za planiranje desetogodišnjih ulaganja je broj i struktura vozila HEP ODS-a u 2013. godini (Tablica 7.30).

Tablica 7.30. Struktura transportnih sredstava HEP ODS-a u 2013. godini

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)
1	Osobna vozila	1.376
2	Laka teretna vozila	807
3	Teška teretna vozila	242
4	Priključna vozila	160
5	Radni strojevi	61
Ukupno		2.646

Polaznišno stanje vozila obilježeno je velikom prosječnom starošću te visokim troškovima održavanja i većom potrošnjom goriva u usporedbi s novijim vozilima.

Budući da je visoka prosječna starost vozila, u desetogodišnjem razdoblju planirana je zamjena većine vozila, uz uvođenje kriterija starosti i stanja vozila: za osobna vozila do 10 godina starosti, laka teretna 12 godina i teretna vozila do 15 godina starosti ili prema ocjeni stanja vozila.

Plan potreba vozila izrađen je na temelju broja zaposlenih i Plana optimalizacije, standardizacije i obnove voznog parka HEP grupe. Optimalne količine vozila po kategorijama revidirane u 2017. godini prikazane su u Tablici 7.31.

Tablica 7.31. Plan potreba transportnih sredstava

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)
1	Osobna vozila	829
2	Laka teretna vozila	1.052
3	Teška teretna vozila	180
4	Priključna vozila	120
5	Radni strojevi	54
Ukupno		2.235

Desetogodišnji plan ulaganja proizlazi iz potrebne količine vozila po kategorijama (Tablica 7.32). Za svaku kategoriju vozila određena je prosječna cijena na osnovu prosječnih tržišnih cijena i cijena postignutih na prethodnim natječajima. Tablica u nastavku prikazuje godišnji plan zamjene vozila, uz pretpostavku linearne raspodjele potrebnih ulaganja kroz desetogodišnje razdoblje.

Tablica 7.32. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)	Prosječna cijena (kn)	Planska vrijednost (kn)	Koef. zamjene	Prosječni godišnji plan	
						Iznos (kn)	Količina (kom)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Osobna vozila	829	85.000	66.965.000	1/10	6.696.500	83
2	Laka teretna vozila	1.052	156.000	171.570.000	1/12	14.297.500	88
3	Teška teretna vozila	180	900.000	118.130.000	1/15	7.875.333	12
4	Priključna vozila	120	90.000	10.035.000	1/15	669.000	8
5	Radni strojevi	54	325.000	17.650.000	1/15	1.176.667	4
Ukupno		2.235				30.715.000	194

Kako bi se osigurala zamjena vozila u predviđenim rokovima i optimiranom broju, uzevši u obzir koeficijent zamjene vozila (10, 12 ili 15 godina, ovisno o kategoriji), u idućih 10 godina u nabavu vozila potrebno je ulagati prosječno 30.715.000 kn godišnje. Zbog visoke prosječne starosti voznog parka povećana su ulaganja u 2015. i 2016. godini pa je kroz dvije godine nabavljeno 1.182 vozila ukupne vrijednosti 130 mil. kn. Povećana ulaganja realizirana su i u 2017. godini.

Planirana ulaganja kroz iduće desetogodišnje razdoblje prikazana su Tablicom 7.33 u nastavku.

Tablica 7.33 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	8.000.000	15.000.000	22.000.000	45.000.000	190.000.000	235.000.000

Nabavkom novih vozila, troškovi održavanja i troškovi goriva će se smanjivati. Pored navedenog, planira se uvođenje sustavnog gospodarenja voznim parkom, uključujući uspostavu sustava za praćenje kretanja vozila što će dodatno doprinijeti optimalizaciji troškova.

Ovisno o rezultatima projekta restrukturiranja HEP ODS-a te novom operativnom modelu, u idućem razdoblju može doći do promjene potreba za transportnim sredstvima i odstupanja od planirane dinamike nabave.

7.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori

7.6.2.1. Poslovno-pogonske zgrade i nekretnine

Obavljanje mrežne djelatnosti distribucije električne energije obilježava velika zemljopisna rasprostranjenost jer je kupcima potrebno osigurati primjerenu razinu javne usluge kroz aktivnosti priključenja kupaca, otklanjanja kvarova i pružanje javne usluge opskrbe u okviru djelatnosti operatora distribucijskog sustava. Za obavljanje tih djelatnosti potrebni su odgovarajući pogonski, poslovni i

skladišni prostori. Postojeći broj lokacija s nekretninama, količinom prostora te njegovom strukturom prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 7.34. Pogonski, poslovni i skladišni prostori

Broj lokacija	Površina objekta (m ²)			Otvorena skladišta (m ²)	Ukupno (m ²)
	Poslovni	Pogonski	Ukupno		
1	2	3	4=2+3	5	6=4+5
260	119.857	132.429	252.286	233.771	486.056

Starost postojećih nekretnina vezana je uz dinamiku razvoja elektroenergetskog sustava. U idućem razdoblju trebat će ulagati u obnovu postojećih, ali i izgradnju novih objekata.

Potrebe za ulaganjem u nekretnine su razvrstane u pet kategorija:

- održavanje (investicijsko) i adaptacije – uređenje fasada, krovništva, zamjena prozora i vrata na objektima u skladu s ciljevima energetske učinkovitosti, uređenje skladišnih objekata (rezervni dijelovi i materijal, gospodarenje otpadom) i unutarnje uređenje objekata
- uređenje okoliša, hortikultura i uređenje prometnica i parkirališta
- zamjene opreme – zamjena elektro-opreme (električne instalacije, video nadzori) i strojarske opreme (grijanje i klimatizacija) i namještaja u objektima
- rekonstrukcija – dogradnje, nadogradnje, povećanje poslovnog i pogonskog prostora na postojećim objektima, uklanjanje vanjskog dijela građevine
- novi objekti – novi poslovni i pogonski prostori koji nisu vezani za postojeće objekte.

Uvažavajući stanje nekretnina, nastavak trenda smanjenja broja radnika i proces restrukturiranja HEP ODS-a, potrebno je optimirati količinu prostora koji se koristi u poslovne i pogonske svrhe. U narednom desetogodišnjem razdoblju potrebno je ulagati u saniranje i prilagodbu postojećih prostora te povećanje energetske učinkovitosti u skladu s nadležnom regulativom i obvezama koje iz nje proizlaze.

Procjenjuje se da će u desetogodišnjem razdoblju trebati sanirati ili urediti oko 80% poslovnog i pogonskog prostora uz procijenjenu vrijednost radova od oko 450 kn/m² za poslovne i pogonske objekte te oko 50 kn/m² za otvorena skladišta. Ulaganja u nove objekte planiraju se samo za lokacije za koje je tehno-ekonomska analiza pokazala opravdanost i koje su u skladu s daljnjim trendom restrukturiranja HEP ODS-a.

U idućem desetogodišnjem razdoblju raspodijeljena su potrebna ulaganja u poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine, kako je prikazano Tablicom 7.35.

Tablica 7.35. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. - 2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u nekretnine	20.000.000	25.000.000	30.000.000	75.000.000	140.000.000	215.000.000

U dugoročnom razdoblju planiranja potreba za poslovnim prostorima će biti uvjetovana poslovnim, organizacijskim i demografskim procesima. Stoga može doći do promjene dinamike ulaganja u nekretnine.

7.6.2.2. Ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem

Opredjeljenje HEP ODS-a za sustavno smanjivanje negativnih utjecaja na okoliš te doprinos očuvanju okoliša i bioraznolikosti implementirano je u Politiku upravljanja okolišem [48] kojom se tvrtka obvezala osigurati potrebne resurse za provedbu i uspješno funkcioniranje sustava upravljanja okolišem prema normi ISO 14001 i njegovo kontinuirano poboljšavanje.

Krajem 2016. godine HEP ODS ponovno je uspješno certificirao sustav upravljanja okolišem prema normi ISO 14001 na razini svih organizacijskih jedinica Društva. Tijekom certifikacijskog postupka, koji je proveden na čak 10 distribucijskih područja od strane vanjske ovlaštene certifikacijske kuće, dan je niz preporuka za poboljšanje sustava primjenjivih na cijelo Društvo. Preporuke su usmjerene prema postizanju usklađenosti sa zakonskim zahtjevima, sprječavanju mogućih štetnih utjecaja na okoliš i općenito poboljšavanju sustava upravljanja okolišem te se podudaraju sa dosadašnjim kategorijama ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem što potvrđuje važnost ovog investicijskog programa.

Opći ciljevi zaštite okoliša na razini cijelog HEP ODS-a usmjereni su na sustavno gospodarenje otpadom na svim organizacijskim razinama, smanjenje mogućnosti nastanka izvanrednih situacija s negativnim utjecajem na okoliš, uređenje lokacija skladištenja transformatora i nadzor nad emisijama. Na temelju spomenutih općih ciljeva, na razini 21 distribucijskog područja razrađuju se pojedinačni ciljevi čije ostvarenje prate programi zaštite okoliša.

U skladu s dosada iznesenim, za iduće trogodišnje razdoblje definirane su četiri kategorije unutar kojih se planiraju ulaganja:

- Kategorija 1 Uređenja skladišta transformatora (pogonske rezerve i transformatora predviđenih za rashod):** asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidica i slično;
- Kategorija 2 Uređenja privremenih mjesta prikupljanja i skladištenja opasnog i neopasnog otpada:** asfaltiranje podloge, ograđivanje i natkrivanje prostora za skladištenje otpada, nabava spremnika, tankvana i ostale opreme namijenjene sigurnom skladištenju otpada u skladu sa zakonskim zahtjevima i slično;
- Kategorija 3 Rekonstrukcija sustava centralnog grijanja (kotlovnica):** prelazak na ekološki prihvatljivije energente (smanjenje emisija u zrak) i energetski učinkovitije sustave centralnog grijanja;
- Kategorija 4 Uređenje sustava odvodnje otpadnih voda:** sanacija septičkih jama, izvedba priključaka na kanalizacijski sustav, ugradnja separatora.

U idućem trogodišnjem razdoblju na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem planira se uložiti 9 mil. kn (Tablica 7.36) sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

- Kategorija 1 25%
- Kategorija 2 15%
- Kategorija 3 35%
- Kategorija 4 25%

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2021.-2027. g.) predviđena je dinamika ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem od prosječno 2 milijuna kuna godišnje. Nešto manji iznos godišnjeg ulaganja u odnosu na prve tri godine desetogodišnjeg razdoblja može se objasniti očekivanim ostvarivanjem donesenih općih ciljeva i značajnog usklađivanja sa zakonskim zahtjevima s područja zaštite okoliša i prirode.

Također, postoji mogućnost otvaranja nove kategorije ulaganja povezane sa značajnim aspektom okoliša na razini cijelog Društva, a bila bi usmjerena na zaštitu ptica od strujnog udara. U tijeku je provedba zakonski utemeljene studije pod nazivom „Utvrđivanje najkritičnijih dijelova SN mreže za stradavanje ptica unutar Natura 2000 područja radi provođenja mjera zaštite ptica od elektrokcije“ čiji

preliminarni rezultati ukazuju na mogućnost potrebe za investicijskim ulaganjima u ovo područje u idućem razdoblju, što naravno, ovisi o konačnim rezultatima studije.

Tablica 7.36 Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018.-2020.	2021.-2027.	Ukupno 10G 2018.-2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem	3.000.000	3.000.000	3.000.000	9.000.000	14.000.000	23.000.000

7.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju

7.6.3.1. Komunikacijska infrastruktura

Komunikacijski sustav HEP ODS-a predstavlja ključnu komponentu u obavljanju djelatnosti distribucije električne energije i kao takav zauzima značajnu pozornost iz konteksta razvoja i izgradnje, održavanja, korištenja, ali i sigurnosti.

Posebno je istaknuta važnost telekomunikacijskog sustava u procesima vođenja distribucijske mreže, naprednih mjerenja i očitavanja, naprednih tehnologija, sustava mjerenja kvalitete električne energije te ostalim poslovnim sustavima.

U središtu pozornosti izazova naprednih mreža informacijske i komunikacijske tehnologije i sustavi predstavljaju važan element u ostvarenju adekvatnog nadzora, mjerenja (senzorika, distribuirana napredna realtime logika) i općenito uvida u stanje buduće napredne mreže. Dakle, karakteristika naprednih mreža će biti korištenje kombinacije centralizirane i distribuirane logike, nadzora i upravljanja što zahtijeva pouzdan, fleksibilan i dostatan komunikacijski sustav.

Pored navedenog, komunikacijskim sustavima mora se omogućiti sigurna razmjena informacija između svih zainteresiranih strana na tržištu električne energije.

U HEP ODS-u koriste se napredne komunikacijske tehnologije i infrastruktura za potrebe procesnog i poslovnog sustava. Konceptcija komunikacijskog sustava ogleda se u korištenju svjetlovodne infrastrukture, širokopojasne infrastrukture manjeg kapaciteta (npr. bakrene parice), mobilne širokopojasne infrastrukture, radio infrastrukture i bežične infrastrukture.

Komunikacijski sustav HEP ODS-a potrebno je promatrati iz dva smjera:

- za potrebe procesnih sustava (nadzor i upravljanje mreže, mjerenja, PQ, ...)
- Za potrebe poslovnih sustava (poslovna informatika, računalne mreže, telefonija, BI, ...).

Zajednička značajka oba gledišta je potreba za pouzdanim i sigurnim komunikacijskim sustavom. U smislu poslovnog sustava, HEP ODS koristi zajednički telekomunikacijski sustav HEP Grupe. Za potrebe procesnih sustava koristi se kombinacija telekomunikacijskog sustava HEP Grupe i vlastitih komunikacijskih podsustava (analogni i digitalni radio sustavi, bežični sustavi (WiFi, mikrovalni linkovi), kao i iznajmljene komunikacijske infrastrukture i usluga.

U središtu pozornosti budućeg razvoja komunikacijskog sustava je uspostava sigurne i pouzdane procesne mreže HEP ODS-a za potrebe procesnih sustava. Navedena mreža podrazumijeva korištenje postojećih i novih komunikacijskih infrastrukture uz korištenje najmodernijih naprednih komunikacijskih tehnologija uz korištenje visokih sigurnosnih standarada.

U idućem razdoblju ulagat će se u:

- komunikacijsku infrastrukturu
- komunikacijske tehnologije
- sigurnost komunikacijskog sustava.

Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u razdoblju 2018.-2027. procjenjuju se na 36,5 mil. kn (Tablica 7.37).

Tablica 7.37 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021.-2027.	Ukupno 10G 2018.-2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Komunikacijska infrastruktura	8.500.000	6.000.000	4.500.000	19.000.000	17.500.000	36.500.000

Kao poseban program ulaganja u procesnu komunikacijsku infrastrukturu ističe se revitalizacija TETRA sustava na području Slavonije i Baranje, detaljnije opisana u nastavku.

Revitalizacija TETRA sustava

Na temelju Plana digitalne govorne radio-mreže HEP-a na području Slavonije i Baranje do kraja 2002. godine izgrađen je prvi TETRA sustav za potrebe HEP-a pod nazivom DIMORAS (Digitalni Mobilni RAdijski Sustav) koji je bio projektiran sa sljedećim glavnim sastavnicama:

- centralni kontrolno-komutacijski i upravljački sustav (SCN)
- bazne radijske postaje (15 kom) opremljene s po jednim frekvencijskim nositeljem, uz naknadno proširenje s tri dodatne bazne postaje.

Bazne postaje raspoređene su tako da signalom pokriju pet distribucijskih područja HEP ODS-a u Slavoniji i Baranji (Tablica 7.38), a centralni dio sustava (SCN) smješten je u prostorima dispečerskog centra u Elektroslavoniji Osijek.

Tablica 7.38 Razmještaj baznih stanica po distribucijskim područjima

Distribucijsko područje	Broj baznih postaja	Naziv lokacije
Elektroslavonija Osijek	8	Osijek, Čačinci, Eurodom, Višnjevac, Vuka, Valpovo-silos, Lončarski Vis, Đakovo-silos, Čvorkovac, Beli Manastir
Elektra Vinkovci	6	Borinci, Ilok, Vukovar, Nijemci, Drenovci, Županja
Elektra Slavonski Brod	3	Košarevac, Maksimov Hrast, Nova Gradiška
Elektra Virovitica	2	Kaža, Prkos
Elektra Požega	-	
Ukupno	19	

Kao podloga za izradu ovog plana revitalizacije poslužila je Studija izvodljivosti o nastavku izgradnje TETRA sustava za potrebe HEP grupe iz 2008. godine. Zahtjevi koji su postavljeni pred revitalizaciju su sljedeći:

- zadovoljavajuće pokrivanje radijskim signalom za pokretne radio uređaje snage 10 W
- zadovoljenje radio-komunikacijskih potreba HEP ODS-a za govornu komunikaciju
- zadovoljenje radio-komunikacijskih potreba HEP ODS-a za potrebe prijenosa SCADA podataka u skladu s razvojnim planovima ostalih telekomunikacijskih tehnologija
- zadovoljenje radio-komunikacijskih potreba HEP ODS-a za prijenos podataka poslovnih aplikacija i očitavanja brojlara koja nisu vremenski kritična (dostatni kapaciteti za početak implementacije ovih servisa uz mogućnosti naknadnog proširenja, po potrebi).

Izrađena Dokumentacija radijskog planiranja TETRA mreže za potrebe HEP-a na području Slavonije i Baranje (2012. godina) je pokazala da je postojeći sustav s 18 baznih postaja potrebno proširiti za još jednu baznu postaju.

Računalna oprema centralnog dijela sustava isporučena je tijekom 2001. godine i od tada je u stalnom pogonu. Iako su računalna industrijske izvedbe sačinjena od iznimno kvalitetnih komponenti nije za očekivati da im radni vijek znatno premaši 10 godina rada. Vrijeme jamstva za sustav završilo je 29.02.2004. Od tada se sustav održava vlastitim angažmanom djelatnika ODS-a, koji nemaju dostatna stručna znanja niti potrebne instrumente za detekciju i otklanjanje složenijih kvarova. Za sve složenije kvarove nužno je angažirati isporučitelja opreme na poziv, a procedura ugovaranja inozemnih usluga je dugotrajan postupak i ne može se iskoristiti za hitne intervencije u sustavu.

Današnja softverska verzija nije više kompatibilna s postojećim hardverom, odnosno jedinu mogućnost revitalizacije sustava predstavlja kompletna zamjena zastarjele radijske opreme mrežne infrastrukture (centralni dio i bazne stanice).

Važno je napomenuti kako se pored svega navedenog, TETRA sustav i dalje koristi za govornu radijsku komunikaciju radnika na terenu u pet distribucijskih područja i prijenos podataka sustava daljinskog vođenja za osamdesetak SN postrojenja HEP ODS-a.

Revitalizacija postojećeg sustava obuhvaća kompletnu zamjenu mrežne radijske opreme i centralnog kontrolno-komunikacijskog čvorišta, s ostalim nužnim izmjenama opreme u sustavu te prelazak na novi frekvencijski pojas.

Planiran je opseg revitalizacije:

1. zamjena kompletne opreme centralnog dijela sustava (SCN i NMS)
2. kompletna zamjena opreme svih 18 postojećih baznih postaja uz dvostruko povećanje ukupnog broja frekvencijskih nositelja
3. rekonstrukcija postojećih antenskih sustava u prijeko potrebnom opsegu i sadržaju
4. isporuka novih radio terminala za govornu komunikaciju s prihvatljivom ergonomijom
5. revitalizacija mikrovalnih veza proširenje sustava s do četiri nove lokacije baznih postaja u skladu sa spomenutom tehničkom dokumentacijom radijskog planiranja.

Revitalizacija ne zahvaća građevinsku infrastrukturu telekomunikacijskih objekata i sustava besprekidnog napajanja. Ovakva nadogradnja sustava nudi velike mogućnosti naknadnih proširenja kapaciteta pogotovo ako se veza SCN-a s baznim stanicama izradi u IP standardu.

Detaljan pregled potrebnih ulaganja opisan je u „Tehnoekonomskom elaboratu revitalizacije TETRA mreže na području Slavonije i Baranje“ (rujan 2012. godine).

Troškovi predviđene revitalizacije TETRA sustava obuhvaćeni su Tablicom 7.37, a procjenjuju se na 10 mil. kn za TETRA sustav te 3,5 mil. kn za TETRA terminale, što je ukupno 13,5 mil. kn.

7.6.3.2. Uredska informatička oprema

Trenutno se u HEP ODS-u koristi 5.500 računala, prosječne starosti oko 6,5 godina, iako je razdoblje amortizacije, tj. životni vijek računala pet godina. Planirana je uspostava redovne zamjene računala svakih pet godina, odnosno nakon isteka životnog vijeka. Realizacijom ovog plana bi se zadovoljio kriterij manjeg prebacivanja opreme između korisnika i oslobodio dio potencijala zaduženih informatičara. Također, ostvarenjem ovog plana bitno bi se ubrzali poslovni procesi pa bi se uvelike smanjio trošak održavanja opreme. Osim ubrzanja poslovnih procesa, zamjenom informatičke opreme bitno se doprinosi informatičkoj sigurnosti kako HEP grupe, tako i HEP ODS-a. Razvojem novih operativnih sustava bitno se unaprjeđuju tehnologije zaštite kako operativnog sustava na računalima, tako i HEP LAN mreže. Stoga je nužno redovito ulagati u informatičku opremu.

U okviru nabave uredske informatičke opreme, potrebno je sustavno planirati i provoditi nabavu računala, monitora, prijenosnih računala, pisača, skenera, projektora, plotera, tableta i ostale opreme.

Tablica 7.39 u nastavku prikazuje planirana ulaganja u uredsku informatičku opremu, bez serverske i mrežne opreme, u idućem desetogodišnjem razdoblju. Procjena iznosa sredstava za zamjenu opreme je bazirana na cijenama postignutim u postupcima javne nabave u prethodnom razdoblju.

Tablica 7.39 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Uredska informatička oprema	6.500.000	6.500.000.	6.500.000	19.500.000	45.500.000	65.000.000

7.6.3.3. Informatizacija poslovnih procesa

Informatizacija poslovnih procesa objedinjava ulaganja u:

- licence za poslovne aplikacije
- razvoj novih funkcionalnosti GIS sustava
- kontakt centar
- implementaciju sustava za upravljanje imovinom (*asset management*)
- ostale ulaganja u unaprjeđenje poslovnih procesa.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ulaganja u unaprjeđenje i informatizaciju poslovnih procesa u razini 1.250.000 kn godišnje. Pri razradi ulaganja vodilo se računa o daljnim ulaganjima u GIS sustav te širenje njegovog opsega i funkcionalnosti. Također, u predmetnom razdoblju planiran je početak implemetacije sustava za upravljanje imovinom (*asset management*). Planiranje ulaganja u licence i programsku podršku te implementaciju *asset managementa* za radoblje 2021.-2027. izuzetno je zahtjevno jer ovisi o organizacijskoj strukturi u HEP grupi i njenim promjenama koje mogu uvelike utjecati na planirane potrebe.

GIS sustav

Geografski informacijski sustav (GIS) koji se koristi u HEP ODS-u je sustav temeljen na General Electric Smallworld Core Spatial tehnologiji. Baze GIS sustava su centralno mjesto za prikupljanje podataka o elektroenergetskim sustavima HEP ODS-a te se na njih oslanjaju druge HEP ODS-ove aplikacije.

Prebacivanjem podataka iz GIS sustava koji koriste Elektroprimorje Rijeka i Elektroistra Pula će biti završena implementacija GIS-a u HEP ODS-u. Po završetku ove implementacije bit će uneseni svi podaci o VN i SN mreži te educirano oko 200 djelatnika

U idućem će se razdoblju raditi na daljnjem unosu podataka o NN mreži korištenjem i tablet uređaja te na daljnjem razvoju GIS funkcionalnosti.

7.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi

Osnovni preduvjet obavljanja djelatnosti HEP ODS-a svakako su obučeni i opremljeni djelatnici. Uz redovite zahtjeve pojedinog posla na elektroenergetskoj mreži, objektu ili priključku, nužno je uvažiti zahtjeve vezane uz zakone, pravilnike i propise te interne pravilnike koji uređuju pojedine elemente naše djelatnosti i osiguravaju da se poslovi provode na siguran način i da postrojenja, mreža i instalacije nisu opasni za pogon, korištenje ni okoliš. U tom smislu planira se nabava:

- a) alata: pojedinačni kompleti monterskih alata za niski napon, za rad na nadzemnim vodovima, za rad pod naponom, alati za montažu kablskih završetaka, spojnica, priključaka, uzemljenja i dr.
- b) jednostavnih mjernih i ispitnih uređaja za osnovno mjerenje i dijagnostiku u poslovima održavanja (npr. uređaji za ispitivanje izolacije, strujna kliješta, uređaji za mjerenje otpora petlje instalacije, uređaji za mjerenje otpora uzemljenja, termovizijske kamere, uređaji za bilježenje parametara kvalitete napona, strujnih i naponskih prilika u mreže i dr.)
- c) strojeva: motorne pile, radioničke bušilice, dizalice, hidrauličke preše
- d) zaštitno tehničkih sredstava: indikatori napona (SN i NN), faznih komparatora (SN i NN), opreme za rad na visini i zaštitne opreme za rad pod naponom, zaštitne kacige, ručice i kliješta za osigurače, zaštitna oprema za ekstremne vremenske uvjete i dr.

Planovi ulaganja za razdoblje iza trogodišnjeg plana mogu biti revidirani s obzirom na razvoj poslovnih procesa u organizaciji timova i obuhvatu osnovne djelatnosti HEP ODS daljim naporima na povećanju učinkovitosti poslovanja i potrebama vezanim uz tehnološki razvoj opreme.

Moderni zahtjevi mrežne djelatnosti u području vođenja, održavanja, planiranja i izgradnje SN i NN mreža uvjetuju potrebu za učinkovitom dijagnostikom stanja opreme te brzim utvrđivanjem uzroka i lokacije kvara kao preduvjetima za pravodobnu preventivu ili za skraćanje trajanja planiranog ili neplaniranog zastoja.

Ulaganja u složenije ispitne i mjerne uređaje za potrebe revizijskih, dijagnostičkih i servisnih ispitivanja mogu se grupirati nai:

- a) višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme SN postrojenja
- b) kompletne opreme za VN mjerenje i ispitivanje u SN mreži – mjerna vozila.

Složeni višefunkcijski ispitni i mjerni uređaji za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme, temelje se na modernoj numeričkoj tehnologiji, poslujuju se putem računala i omogućuju bilježenje i pregledni prikaz velikog broja podataka o stanju i radu uređaja relejne zaštite i vođenja te predstavljaju nezamjenjivi svakodnevni alat timova za relejnu zaštitu u nadležnim službama i odjelima. Velika većina ispitivanja relejne zaštite se odnosi na preventivna-revizijska ispitivanja kako su određena internim pravilima za održavanje postrojenja i podsustava (Bilten HEP ODS, br.263, od 26.03.2012.).

Potreba za modernim uređajima za složena revizijska ispitivanja relejne zaštite u dolazećem planskom razdoblju određena je poslovnim okolnostima:

1. Slijedom aktivnosti na razgraničenju djelatnosti u HEP Grupi, HEP ODS je (2013.) preuzeo u nadležnost sekundarne podsustave relejne zaštite, nadzora i automatske regulacije napona TR 110/10(20) kV, a u skladu s strateškim razvojnom odrednicama, procjenjuje se povećanje udjela TR 110/10(20) kV i povećanje opsega ispitivanja.
2. Slijedom aktivnosti na priključenju OIE na SN mrežu, na sučelju postrojenja HEP ODS i korisnika-proizvođača, ugrađuju se višefunkcijski terminali relejne zaštite sa funkcijama nadzora

toka snage (usmjerene prekostrujne i zemljospojne zaštite), nadzora napona i frekvencije. Zbog partnerskog odnosa sa korisnikom-proizvođačem na sučelju postrojenja i optimalno učinkovitog pogona proizvodnog postrojenja, nužno je opsežno ispitivanje u fazi puštanja u pogon, a sve veći značaj ima redovito revizijsko ispitivanje, nadzor i dijagnostika rada relejne zaštite na sučelju proizvodnog elektroenergetskog objekta i SN mreže. I u ovom se području procjenjuje povećanje opsega ispitivanja.

Analiza stanja i raspoloživosti postojećih ispitnih uređaja u HEP ODS-u pokazuje da su timovi dobro opremljeni modernim ispitnim uređajima. U skladu s time planiraju se ulaganja nabavu manjeg broja novih uređaja, popunu i obnovu opreme. Dugoročna strategija ulaganja u višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje ovisi i o reorganizaciji timova s ciljem optimalnog korištenja specijalističkih znanja i vještina, pa može biti revidirana u sljedećim planskim dokumentima.

Komplet opreme za VN mjerenje i ispitivanje u SN mreži (mjerno vozilo) nužan je za učinkovito lociranje mjesta kvara u SN i NN kabelskoj mreži i ispitivanje prije puštanja u pogon novopoloženih kabela. Značaj mjernih vozila se povećava s povećanjem udjela kabelske mreže, ali i sa zahtjevima za skraćanjem vremena lociranja i popravka kvara u kabelskoj SN mreži. Mjerna vozila se u HEP ODS primjenjuju od početka 80-tih godina i u većini distribucijskih područja postoje dobro obučeni stručnjaci. Vozni park mjernih vozila se obnavlja u skladu s potrebama i mogućnostima. U određivanju prioriteta se, osim starosti postojeće opreme, analiziraju i smjernice razvoja SN mreže, projekcije prijelaza na 20 kV, projekcije gustoće, porasta i karaktera opterećenja, povećane mogućnosti moderne opreme i dr. I ovdje vrijedi napomena da dugoročna strategija može ovisiti o reorganizaciji timova s ciljem optimalnog korištenja specijalističkih znanja i vještina, pa može biti revidirana u sljedećim planskim razdobljima. U planskom razdoblju procjenjuje se potreba za obnovom kompleta opreme za VN mjerenje i ispitivanje: sedam mjernih vozila procijenjene ukupne vrijednosti 19 mil. kn i pet mjernih vozila procijenjene ukupne vrijednosti 15 mil. kn. Procjena je da će prva skupina mjernih vozila biti obnovljena do kraja 2018. godine.

Tablica 7.40 u nastavku prikazuje planiranu strukturu ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem razdoblju.

Tablica 7.40 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. - 2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	3.000.000	3.000.000	3.000.000	9.000.000	21.000.000	30.000.000
2	Mjerna vozila	10.300.000	0	0	10.300.000	15.000.000	25.300.000
	Ukupno	13.300.000	3.000.000	3.000.000	19.300.000	36.000.000	55.300.000

7.7. Smart grid pilot projekti (sufinanciranje iz EU fondova)

Početkom 2015. godine provedena je ocjena projekata HEP grupe prema potencijalu za sufinanciranje iz fondova EU. HEP ODS je prijavio nekoliko projekata iz koncepta naprednih elektroenergetskih mreža. Ocjena projekata je pokazala da postoji potencijal za sufinanciranje projekata HEP ODS-a u okviru Europskog kohezijskog fonda (EKF), operativnog programa konkurentnost i kohezija (OPKK).

Nakon ocjene projekata izrađena je Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, uključujući analizu troškova i koristi [37], čije su osnovne odrednice već opisane u poglavlju 2.1.5.2.

Ciljevi projekta

Studija [37] je identificirala kvantitativne i kvalitativne ciljeve koji će se postići provedbom projekta. Kvantitativni ciljevi su mjerljivi, odnosno njihov doprinos se može mjerljivo utvrditi definiranjem ciljnih pokazatelja, kao i ciljnih vrijednosti koje se moraju postići provedbom projekta. Kvalitativni ciljevi nisu mjerljivi, ali doprinose zadovoljavanju potreba HEP ODSa

Kvantitativni ciljevi projekta su:

- povećanje učinkovitosti distribucije električne energije, kroz smanjenje gubitaka u mreži u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža
- povećanje pouzdanosti napajanja, kroz smanjenje prosječnog trajanja prisilnih prekida po kupcu, uslijed zastoja u SN mreži, isključujući prekide uzrokovane višom silom, u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža
- povećanje broja korisnika s pristupom naprednoj mreži, tj. broj korisnika koji će biti opremljeni sustavima naprednog mjerenja u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža.

Kvalitativni cilj projekta je osiguranje preduvjeta za integraciju distribuiranih izvora, a definiran je s obzirom na izazov povećanja broja distribuiranih, a posebice obnovljivih izvora.

Funkcionalna područja ulaganja

Za provedbu pilot projekta odabrana su tri funkcionalna područja ulaganja, koja su ujedno i mjere za postizanje pokazatelja ostvarenja OPKK, Operativne osi 4d: „Razvoj i provedba pametnih sustava distribucije koji djeluju pri niskim i srednjim razinama napona“, specifični cilj 4d1: „Pilot projekti naprednih mreža“.

Ulaganja po odabranim funkcionalnim područjima detaljnije su opisana u nastavku.

1) Napredna mjerna infrastruktura

Primjena napredne mjerne infrastrukture, odnosno naprednih brojila kod krajnjih kupaca i sumarnih brojila u TS SN/NN, od posebnog je značaja za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer će omogućiti izračun gubitaka te lociranje područja s povećanim gubicima na niskonaponskoj i srednjonaponskoj razini.

Opremanje mjernih mjesta krajnjih kupaca naprednim brojilima omogućuje daljinsku kontrolu mjernog mjesta te daljinsko isključenje i uključanje. Brojila s mogućnošću daljinskog isključenja i uključanja imaju i neizravni pozitivni učinak i na ponašanje ostalih kupaca u okolini, što rezultira poboljšanjem ukupne naplate isporučene električne energije, ali i smanjenjem neovlaštene potrošnje, odnosno netehničkih gubitaka distribucijske mreže.

Osim povećanja učinkovitosti distribucije električne energije kroz smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju kupaca obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, a time i doprinijeti povećanju pouzdanosti napajanja.

U okviru ove cjeline, planira se:

- ugradnja 6.125 sumarnih brojila u TS 10(20)/0,4 kV
- zamjena 24.000 postojećih brojila naprednim brojilima kod krajnjih kupaca.

2) Automatizacija srednjonaponske mreže

Primjenom tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže moguće je povećati pouzdanost napajanja te efikasnost vođenja mreže. Upotreba DURN-ova u nadzemnoj mreži te daljinski upravljivih sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno TS 10(20)/0,4 kV, omogućuje bržu detekciju i lociranje kvara te bržu izolaciju mjesta kvara, što rezultira smanjenjem trajanja prekida napajanja i smanjenjem količine neisporučene električne energije. Korištenjem navedenih rješenja moguće je učinkovitije ograničiti nepovoljan učinak planiranih prekida kroz isključenje samo dijela korisnika mreže. Smanjenju trajanja prekida doprinosi i korištenje prekidača s APU, koji eliminiraju prolazne kvarove. U skladu s ovim Desetogodišnjem planom razvoja distribucijske mreže, procjenjuje se da se primjenom suvremenih tehnologija može postići smanjenje vremena ispada vodova od 25-30% u odnosu na prethodno stanje. Iz navedenog slijedi da primjena tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže doprinosi ispunjenju ciljnih pokazatelja cilja Povećanje pouzdanosti napajanja, u pogledu smanjenja broja i trajanja neplaniranih prekida.

Osim povećanja pouzdanosti napajanja, primjena daljinski upravljivih rastavnih sklopki i sklopnih blokova omogućuje isključivanje dijela mreže zahvaćenog kvarom, brzo preusmjeravanje tokova električne energije i neprekinuti rad izvora te otočni rad dijelova mreže u slučajevima kvara, što su preduvjeti za širu integraciju distribuiranih izvora.

U okviru ove cjeline, planira se:

- automatizacija i sekcioniranje nadzemnih SN vodova ugradnjom 503 rastavne sklopke
- automatizacija SN postrojenja u podzemnoj kabelskoj mreži ugradnjom 167 integriranih sklopnih blokova.

3) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže

Primjena transformatora sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka od posebnog je značaja za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer su distribucijski transformatori odgovorni za nastanak oko 30% tehničkih gubitaka u EES-u, a fiksnim i varijabilnim tehničkim gubicima distribucijske mreže HEP ODS-a uvelike doprinosi velik broj transformatora SN/NN starijih od 30 godina.

U okviru ove cjeline planira se zamjena 449 postojećih transformatora SN/NN jedinicama s gubicima u skladu s Uredbom Komisije br. 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ.

Lokacija projekta

Provedba pilot projekta uvođenja napredne mreže planirana je u ukupno pet distribucijskih područja: Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik. Odabrane lokacije ujedno su u skladu sa zahtjevima za specifični cilj 4d1 OPKK prema kojem odabrane lokacije trebaju predstavljati dvije vrste područja:

- veći gradovi, gdje je koncentracija potrošača najveća te su stoga najveći gubici i potencijalna ušteda
- gradovi srednje veličinejer predstavljaju najčešću vrstu naselja u Hrvatskoj.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

U HEP ODS-u i HEP Grupi je u tijeku priprema projektno-tehničke dokumentacije za prijavu projektnog prijedloga. U Ministarstvu zaštite okoliša i energetike u tijeku su aktivnosti pripreme natječaja za sufinanciranje. Provedba projekta planira se započeti u 2018. godini, a završiti do 2023. godine. Tablica u nastavku prikazuje predviđenu dinamiku ulaganja po funkcionalnim područjima u okviru promatranog planskog razdoblja.

Tablica 7.41 Ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2018.	2019.	2020.	Ukupno 2018. -2020.	2021. - 2027.	Ukupno 10G 2018. - 2027.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Napredna mjerna infrastruktura	0	22.500.000	22.500.000	45.000.000	45.918.000	90.918.000
2	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	20.000.000	20.618.000	0	40.618.000	0	40.618.000
3	Automatizacija distribucijske mreže	0	25.500.000	25.500.000	51.000.000	51.209.000	102.209.000
	Ukupno	20.000.000	68.618.000	48.000.000	136.618.000	97.127.000	233.745.000

7.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje

U skladu s podzakonskim propisima cijena priključenja na području grada Zagrebu iznosi 1.700 kn/kW dok u ostalim područjima republike Hrvatske 1.350 kn/kW. Rok u kojem se mora realizirati priključak je smanjen 30 dana.

Na temelju realizacije u prethodnim godinama te dinamike podnošenja novih zahtjeva za izgradnjom priključaka te sklapanja ugovora, ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2018. godini procijenjena su na 350 mil. kn. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u 2018. godini prikazana je u Tablici 7.42. Ulaganja u niskonaponsku (46%) i 10(20) kV mrežu (46%) čine 92% planiranih ulaganja.

Tablica 7.42 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2018. godini

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2018. godini (kn)
1	2	3
1	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	3.776.000
2	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	24.480.000
3	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	161.539.000
4	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	160.205.000
	Ukupno	350.000.000

Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je izuzetno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. s obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena su u razini 350 mil. kn godišnje.

Uz razinu godišnjih ulaganja od 350 mil kn prosječno se izgradi:

- DV 10(20) kV
izgradnja novih vodova 6 km

rekonstrukcije i revitalizacije vodova	6 km
– KB 10(20) kV	
izgradnja novih vodova	523 km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	94 km
– Transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV	
izgradnja novih transformatorskih stanica	141 TS
rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica	54 TS
– Nadzemna niskonaponska mreža	
izgradnja novih vodova	263 km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	113 km
– Niskonaponska kabelska mreža	
izgradnja novih vodova	404 km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	87 km

7.9. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

7.9.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a

Aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za razdoblje 2018.-2027., detaljno opisani u 6. poglavlju, hijerarhijski su strukturirani u tri ključne osi:

- povećanje kapaciteta mreže (C1)
- povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)
- povećanje učinkovitosti poslovanja (C3).

Za učinkovitost poslovanja iznimno su važne aktivnosti HEP ODS-a na smanjenju gubitaka električne energije (Poslovni cilj C 3.3.). Smanjenjem tehničkih gubitaka izravno se smanjuju troškovi poslovanja i povećava energetska učinkovitost⁸ distribucijske mreže, dok se mjerama za smanjenje netehničkih gubitaka izravno utječe na smanjenje troškova poslovanja i neizravno na povećanje energetske učinkovitosti kupaca.

Implementacijom Direktive 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine [47] (dalje u tekstu Direktiva o energetske učinkovitosti) u zakonodavstvo Republike Hrvatske te donošenjem Zakona o energetske učinkovitosti [49] (NN 127/14, dalje: Zakon o energetske učinkovitosti), uređeno je područje učinkovitog korištenja energije.

U nastavku su detaljno opisani i obrazloženi:

- zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEO ODS-a

⁸ Prijevod engl. termina „*Energy Efficiency*“ na hrvatski jezik s „*Energetska učinkovitost*“ nije najspretnije rješenje. Postoji razlika između riječi efikasnost i učinkovitost; i prva i druga gledaju na to koliko je postignut željeni cilj, pri čemu učinkovitost ne promatra gubitke, vrijeme ili novac s kojim je taj cilj ispunjen. Prema tome, energetska efikasnost bila bi točniji pojam kojim se izražava sposobnost postizanja željenih rezultata uz minimum utroška vremena i drugih resursa.

Detaljnijom analizom termina na engleskom jeziku dolazi se do zaključka da bi efikasnost bila „*efficiency*“, a učinkovitost „*effectiveness*“ pa bolji poznavatelji engleskog već uočavaju gore spomenutu razliku. „*Efficiency*“ podrazumijeva ostvariti određenu aktivnost na „pravi“ način, a „*effectiveness*“ učiniti pravu stvar.

- akcijski planovi energetske učinkovitosti HEP ODS-a (Treći NAPEU 2014.-2016. i Četvrti NAPEU 2017.-2019.)
- mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci.

7.9.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a

7.9.2.1. Dužnosti HEP ODS-a definirane Zakonom o energetskej učinkovitosti

Zakonom o energetskej učinkovitosti [49], pored ostalog, propisane su i obveze operatora distribucijskog sustava u području energetske učinkovitosti, donošenju i provedbi mjera kojima se povećava energetska učinkovitost, ali i stvaranje preduvjeta kako bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

Člancima 17. i 18. Zakona o učinkovitosti [49] propisane su dužnosti operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije. U nastavku su istaknute najznačajnije dužnosti s aspekta operatora distribucijskog sustava.

Članak 17.

(1) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava, uzimajući u obzir potrebu za osiguravanjem kontinuiteta opskrbe toplinskom energijom, u okviru odgovornosti za dispečiranje proizvodnih postrojenja na svojem području osiguravaju da, podložno zahtjevima koji se odnose na očuvanje pouzdanosti i sigurnost mreže temeljenima na transparentnim i ne diskriminirajućim kriterijima:

- Jamče prienos i distribuciju električne energije iz visokoučinkovite kogeneracije,
- Prioritetni ili zajamčen pristup mreži za električnu energiju iz visokoučinkovite kogeneracije,
- Pri dispečiranju postrojenja za proizvodnju električne energije osiguravaju prioritetno odašiljanje električne energije iz visokoučinkovite kogeneracije u mjeri u kojoj to dozvoljava siguran rad nacionalnog elektroenergetskog sustava.

(2) Operator prijenosnog sustava, u suradnji s operatorom distribucijskog sustava donosi jasna i detaljna pravila koja se odnose na rangiranje različitih prioriteta pristupa i odašiljanja dodijeljenih u njihovim elektroenergetskim sustavima, a koja se objavljuju na njihovim mrežnim stranicama. Pri osiguravanju prioritetnog pristupa ili odašiljanja za visokoučinkovitu kogeneraciju, može se odrediti rangiranje između i unutar različitih vrsta obnovljive energije i visokoučinkovite kogeneracije, odnosno osigurava se da prioritetni pristup ili odašiljanje za energiju iz različitih obnovljivih izvora energije nisu ometani.

(3) Osim obveza utvrđenih u stavku 1. ovoga članka, operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava dužni su ispuniti sljedeće zahtjeve:

1. utvrditi i objaviti standardna pravila u vezi s pokrivanjem i podjelom troškova tehničke prilagodbe, kao što su priključci na mrežu i jačanje mreže, poboljšanjem rada mreže i ne diskriminirajućom primjenom kodeksa o mreži potrebnih za integraciju novih proizvođača koji u međusobno povezanu mrežu isporučuju električnu energiju proizvedenu iz visokoučinkovite kogeneracije

2. svakom novom proizvođaču električne energije proizvedene iz visokoučinkovite kogeneracije koji se želi priključiti na sustav pružiti sveobuhvatne i potrebne informacije, uključujući:

- Sveobuhvatnu i detaljnu procjenu troškova povezanih s priključenjem na mrežu,
- Razuman i točan vremenski raspored za zaprimanje i obradu zahtjeva za priključenje na mrežu,
- Razuman okvirni vremenski raspored za svaki predloženi priključak na mrežu, s tim da cjelokupni proces priključivanja na mrežu ne bi trebao trajati dulje od 24 mjeseca, vodeći računa o razumnoj praktičnosti i nediskriminaciji.

3. osigurati standardizirane i pojednostavnjene postupke za priključivanje distribuiranih proizvođača energije iz visokoučinkovite kogeneracije kako bi olakšali njihovo priključivanje na mrežu.

(4) Standardna pravila iz stavka 3. točke 1. ovoga članka temelje se na objektivnim, transparentnim i ne diskriminirajućim kriterijima, a posebno se uzimaju u obzir svi troškovi i koristi povezani s priključivanjem navedenih proizvođača na mrežu. U pravilima mogu biti predviđene različite vrste priključaka.

(5) Operator tržišta energije, s obzirom na zahtjeve koji se odnose na očuvanje pouzdanosti i sigurnosti mreže, poduzima odgovarajuće mjere kojima osigurava mogućnost ponude usluge uravnoteženja i druge operativne usluge na razini operatora prijenosnog sustava ili operatora distribucijskog sustava, ako je to tehnički i gospodarski izvedivo s obzirom na način rada visokoučinkovitog kogeneracijskog postrojenja.

(6) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava u slučaju iz stavka 5. ovoga članka dužni su osigurati da su takve usluge uključene u proces nadmetanja za usluge koji mora biti transparentan, ne diskriminirajući i podložan kontroli.

(7) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava s obzirom na tehnička ograničenja svojstvena upravljanju mrežama, dužni su osigurati da pri ispunjavanju zahtjeva za usluge uravnoteženja i pomoćne usluge postupaju prema pružateljima odgovora na potražnju, uključujući agregatore, na ne diskriminirajući način i u skladu sa svojim tehničkim mogućnostima.

(8) Regulatorno tijelo za energetiku može tražiti od operatora prijenosnog sustava i operatora distribucijskog sustava da, uzimajući u obzir tehnička ograničenja svojstvena upravljanju mrežama, potiču pristup odgovoru na potražnju na način da u suradnji s pružateljima usluge potražnje i potrošačima definiraju tehničke načine sudjelovanja na tržištu uravnoteženja, rezervi i drugih usluga sustava u skladu s tehničkim zahtjevima tih tržišta i mogućnostima odgovora na potražnju. Takve specifikacije uključuju sudjelovanje agregatora.

Članak 18. Mjerenje i informacije o obračunu

(1) Kako bi se krajnjim kupcima omogućila regulacija vlastite potrošnje energije, obračun se treba provoditi na temelju stvarne potrošnje najmanje jednom godišnje. Informacije o obračunu moraju se dostaviti krajnjem kupcu dva puta godišnje, odnosno na zahtjev krajnjeg kupca moraju se dostaviti ili slati u elektroničkom obliku najmanje svaka tri mjeseca.

(2) Distributeri, odnosno opskrbljivači energije i/ili vode dužni su prema potrebi u ili s računima, ugovorima, transakcijama i potvrdama izdanim krajnjim kupcima na jasan i razumljiv način na raspolaganje staviti sljedeće informacije:

1. o trenutnim stvarnim cijenama i stvarnoj potrošnji energije

2. usporedbu sadašnje potrošnje energije krajnjeg kupca i potrošnje u istom razdoblju prošle godine, po mogućnosti u grafičkom obliku

3. kontaktne informacije organizacija krajnjih kupaca, energetske agencije ili sličnih tijela, uključujući adrese mrežnih stranica, gdje se mogu pronaći informacije o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, usporedivim profilima krajnjih korisnika i objektivnim tehničkim specifikacijama opreme koja koristi energiju.

(3) Opskrbljivači, distributeri energije i operator distribucijskog sustava dužni su u ugovorima, prilikom izmjene ugovora, u računima koje kupci primaju ili na mrežnim stranicama namijenjenima pojedinačnim kupcima obavještavati svoje kupce na jasan i razumljiv način o kontaktnim informacijama neovisnih centara za savjetovanje potrošača, energetske agencije ili sličnih institucija, uključujući njihove internetske adrese, gdje se mogu dobiti savjeti o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, referentnim profilima za potrošnju energije i tehničkim specifikacijama za uređaje koji koriste energiju, pri čemu ti savjeti mogu dovesti do smanjenja potrošnje energije navedenih uređaja.

(4) Regulatorno tijelo za energetiku u izradi analize troška i dobiti za uvođenje naprednih mjernih uređaja za krajnje kupce u skladu sa Zakonom o energiji, uzima u obzir:

1. da sustavi mjerenja krajnjim kupcima pružaju informacije o stvarnom vremenu uporabe i da su ciljevi energetske učinkovitosti i koristi za krajnje kupce potpuno uzeti u obzir prilikom uspostavljanja minimalnih funkcionalnosti brojila i određivanja obveza sudionika na tržištu
2. sigurnost pametnih brojila i podatkovnih komunikacija te privatnost krajnjih kupaca u skladu s propisima o zaštiti osobnih podataka
3. da se na zahtjev krajnjeg kupca, osigura da brojilo može uzimati u obzir električnu energiju prenesenu u mrežu iz vlastite potrošnje
4. da na zahtjev krajnjih kupaca podaci o mjerenju predaje i preuzimanja električne energije budu dostupni krajnjim kupcima ili trećoj osobi koja djeluje u ime krajnjeg kupca u lako razumljivom obliku koji se može koristiti za usporedbu ponuda pod jednakim uvjetima
5. da se u trenutku postavljanja pametnih brojila kupcima pruže odgovarajući savjeti i informacije, posebno u vezi s njihovim punim potencijalom u pogledu upravljanja očitavanjem brojila i praćenjem potrošnje energije.

(5) Ako krajnji kupci nemaju napredne mjerne uređaje, distributeri energije, operatori distribucijskih sustava i opskrbljivači energije osiguravaju da su informacije o obračunu točne i temeljene na stvarnoj potrošnji, ako je to tehnički izvedivo i gospodarski opravdano.

(6) Naprednim mjernim uređajima postavljenima u skladu sa stavkom 4. ovoga članka osiguravaju se točne informacije o obračunu na temelju stvarne potrošnje, odnosno osigurava se da krajnji kupci imaju mogućnost jednostavnog pristupa dodatnim informacijama o prethodnoj potrošnji čime im se omogućuju detaljne samo provjere.

(7) Dodatne informacije iz stavka 6. ovoga članka uključuju:

1. kumulativne podatke za najmanje tri prethodne godine ili za razdoblje od početka ugovora o opskrbi ako je ono kraće. Podaci odgovaraju razdobljima za koja su na raspolaganju informacije o redovitom obračunu
2. detaljne podatke u skladu s vremenom uporabe za bilo koji dan, tjedan, mjesec i godinu. Navedeni se podaci stavljaju na raspolaganje krajnjem kupcu putem Interneta ili sučelja brojila za razdoblje od najmanje prethodna 24 mjeseca ili za razdoblje od početka ugovora o opskrbi ako je ono kraće.

(8) Neovisno o tome jesu li postavljena pametna brojila ili nisu, opskrbljivači energije dužni su osigurati:

1. da na zahtjev krajnjih kupaca, u mjeri u kojoj su dostupne informacije o obračunu električne energije i prethodne potrošnje krajnjih kupaca, budu stavljene na raspolaganje opskrbljivaču energije kojeg odredi krajnji kupac
2. da se krajnjim kupcima ponudi mogućnost primanja informacija o obračunu i računa u elektroničkom obliku te da na zahtjev dobiju jasno i razumljivo objašnjenje o tome kako je izrađen njihov račun, posebno ako se računi ne temelje na stvarnoj potrošnji
3. da su uz račun dostupne i odgovarajuće informacije kako bi krajnji kupci dobili detaljno izvješće o trenutačnim troškovima energije
4. da na zahtjev krajnjeg kupca odrede da se informacije sadržane u takvim računima ne smatraju zahtjevom za plaćanje

5. da se informacije o troškovima energije i procjene troškova energije potrošačima daju na zahtjev, pravodobno i u lako razumljivom obliku, čime se potrošačima omogućuje usporedba ponuda pod jednakim uvjetima.

7.9.2.2. Dužnosti HEP ODS-a definirane Zakonom o tržištu električne energije

Zakon o tržištu električne energije [1] te Izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije [2], pored ostalog, propisuju odgovornosti, odnosno obaveze operatora distribucijskog sustava u pogledu primjena mjera energetske učinkovitosti, gubitaka u mreži i donošenja planova razvoja distribucijske mreže. Zakon osobito naglašava kako je dužnost operatora distribucijskog sustava osiguravanje energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži u skladu s razvidnim, nepristranim i tržišnim načelima te briga o gubicima u mreži.

Operator distribucijskog sustava dužan je svake godine provesti analizu gubitaka i do 31. ožujka dostaviti HERA-i godišnje izvješće o praćenju gubitaka u distribucijskoj mreži i godišnjoj analizi gubitaka, kao i planiranju gubitaka radi nabave za prethodnu godinu. U slučaju zahtjeva HERA-e operator je obavezan provesti određene mjere i u pogledu smanjenja gubitaka električne energije.

Svake godine do 30. rujna operator mora dostaviti HERA-i godišnji plan nabave energije za pokriće gubitaka u sljedećoj godini te tražiti suglasnost. Taj plan treba sadržavati količine, dinamiku i način nabave pojedinih proizvoda, planske jedinične cijene energije i pripadajuće troškove nabave energije za pokriće gubitaka.

U pogledu izrada planova razvoja, ZOTEE propisuje obavezu izrade desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže i dostave HERA-i na odobrenje do 30. rujna u godini koja prethodi planskom razdoblju. Plan treba biti usklađen sa Strategijom energetskog razvoja RH i programom provedbe te strategije, nacionalnim akcijskim planom za OIE i desetogodišnjim planom razvoja prijenosne mreže. Pritom je prilikom planiranja razvoja potrebno uzeti u obzir mjere energetske učinkovitosti, upravljanja potrošnjom i distribuiranu proizvodnju, što može odgoditi potrebu za pojačanjem distribucijske mreže.

7.9.3. Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti

7.9.3.1. Provedba mjera iz Trećeg nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti

U Trećem Nacionalnom akcijskom planu energetske učinkovitosti RH za razdoblje 2014.-2016. godine navedene su planirane mjere HEP ODS-a za smanjenje gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži i poboljšanja cjelokupnog poslovanja HEP-Operatora distribucijskog sustava d.o.o. u predmetnom razdoblju. Tijekom 2016. godine u HEP ODS-u intenzivno su se, s ciljem smanjenja gubitaka električne energije, provodile sljedeće mjere:

- optimiranje pogonskog stanja mreže
- rekonstrukcije dijelova mreže s malim presjekom vodiča i dugačkim dionicama
- ugradnja transformatora sa smanjenim gubicima
- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta
- umjeravanje mjernih uređaja
- kontrola moguće neovlaštene potrošnje
- ugradnja elektroničkih brojila
- daljinsko očitavanje i nadzor obračunskih mjernih mjesta
- smanjenje jalove energije u mreži (ugradnja kompenzacija, ugradnja odgovarajućih mjernih uređaja, naplata induktivne i kapacitivne jalove energije)
- osiguravanje mjernih podataka kupcima za optimizaciju vlastite potrošnje energije.

U nastavku je dan detaljniji pregled aktivnosti po pojedinoj točki.

Optimiranje pogonskog stanja mreže

Prilikom vođenja pogona distribucijske mreže optimira se pogonsko stanje mreže tako da se osiguraju minimalni gubici. Ovo podrazumijeva isključivanje pojedinih elemenata mreže koji rade u praznom hodu, optimalno opterećivanje elemenata mreže i sl.

Rekonstrukcije i izgradnja distribucijske mreže

Tijekom 2016. godine zamijenjeno je i rekonstruirano približno 528 km mreže niskog napona, 254 km sredjonaponskih vodova i 53 transformatorske stanice nazivnog napona 10(20)/0,4 kV. Izgrađeno je 862 km mreže niskog napona, 965 km sredjonaponskih vodova i 313 transformatorskih stanica nazivnog napona 10(20)/0,4 kV.

Ugradnja transformatora sa smanjenim gubicima

Odredbom iz čl. 27 direktive 2009/72/EZ iz trećeg energetskog paketa, propisano je da države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža, čime se podržava i obvezuje operatore mreža na ulaganja u uvođenje novih tehnologija i time za uspostavu naprednih rješenja u mrežama. Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces koji zahtijeva postupno uvođenje tehnologija ovisno o stupnju dinamičkog razvoja.

U sklopu uvođenja novih tehnologija u HEP ODS-u pokrenuta su dva pilot projekta. Opseg prvog pilot projekta obuhvaćao je implementaciju osam amorfnih transformatora, i to četiri transformatora snage 100 kVA te četiri transformatora snage 250 kVA. U sklopu drugog pilot projekta ugrađeno je ukupno 30 energetski učinkovitih transformatora snage 50-1000 kVA.

Uvođenje oba pilot projekta temelji se na Direktivi 2009/125/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o uspostavi okvira za utvrđivanje zahtjeva za ekološki dizajn proizvoda koji koriste energiju od 21. listopada 2009. godine, na osnovi koje je u svibnju 2014. godine objavljena Uredba Komisije broj 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ Europskog parlamenta i Europskog vijeća koja propisuje minimalne zahtjeve za energetske učinkovitosti za srednje i velike energetske transformatore punjene uljem, kao i za suhe transformatore.

Uredbom se utvrđuju zahtjevi za ekološki dizajn transformatora najniže snage 1 kVA koji se koriste u prijenosu i distribuciji električne energije ili za industrijske primjene. Uredba je stupila na snagu 11. lipnja 2014. godine i odnosi se na transformatore kupljene nakon tog datuma i stavljene na tržište EU ili puštene u uporabu unutar EU nakon 1. srpnja 2015. Nadalje, u kolovozu 2015. objavljeno je i prvo izdanje europske norme HRN EN 50588-1:2015 „Trofazni transformatori srednjeg napona, 50 Hz, najvećeg napona opreme do 36 kV - 1. dio: Opći zahtjevi“. Nova norma zamjenjuje norme HRN EN 50464-1:2008 i HRN EN 50541-1:2011 i u skladu je sa zahtjevima Uredbe.

Gledajući s aspekta povećanja energetske učinkovitosti te ekologije, poželjno je težiti prema tehnički naprednim rješenjima.

U dosadašnjem pogonu postignuta su pozitivna iskustva za amorfne transformatore. Kroz sljedećih nekoliko godina pokazat će se potpuni rezultati implementacije pilot projekta HEP ODS-a i definirati područje primjene.

Učinkoviti transformatori (transformatori klase A0Ck sa smanjenim gubicima praznog hoda približno 30%) za snage od 50 do 1000 kVA se od sredine srpnja 2017. godine nabavljaju i ugrađuju kao tipski uređaji u distribucijsku mrežu R Hrvatske.

Kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta

U distribucijskim područjima planira se kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta za iduću godinu na kvartalnoj razini i izrađuje se trogodišnji plan kontrole po pojedinim područjima, naseljima, gradovima i ulicama. O provedenim kontrolama priključaka i obračunskih mjernih mjesta rade se kvartalni izvještaji. Podaci prikupljeni temeljem kontrole koriste se za izradu planova uređenja priključaka i obračunskih

mjernih mjesta po pojedinim prioritetima (hitno, održavanje, investicija). Za potrebe definiranja potrebnih investicijskih ulaganja izrađuju se investicijski elaborati za uređenje priključaka i obračunskih mjernih mjesta.

U 2016. godini u HEP-Operatoru distribucijskog sustava pregledano je približno 145.000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Tijekom godine provedeno je uređenje 8.100 priključaka i obračunskih mjernih mjesta.

Kontrola moguće neovlaštene potrošnje

Kontrola moguće neovlaštene potrošnje električne energije se u 2016. godini provodila na temelju:

- prijava korisnika mreže u sumnju neovlaštenog korištenja električne energije
- planiranih kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta.

U 2016. godini utvrđeno je ukupno 634 slučaja neovlaštene potrošnje električne energije.

Umjeravanje mjernih uređaja

U 2016. godini u HEP ODS-a umjeravana su brojila električne energije u razdobljima ovjeravanja definiranim Pravilnikom o ovjernim razdobljima za pojedina zakonita mjerila i načinu njihove primjene i o umjernim razdobljima za etalone koji se upotrebljavaju za ovjeravanje zakonitih mjerila (NN 107/2015).

Najveći posao redovne ovjere bio je vezan uz brojila najbrojnije kategorije potrošnje obračunskih mjernih mjesta, kategorije kućanstvo. U pravilu se brojila ovjeravaju na način da se postojeća brojila, kojima je isteklo razdoblje ovjere, demontiraju i zamjenjuju drugim ovjerenim brojilima, a demontirana se brojila šalju na servis i ovjeru. U 2016. godini je ovjereno 103.348 brojila.

Ugradnja elektroničkih brojila (mjerenje snage)

U 2016. godini je, s ciljem smanjenja gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži, nastavljena ugradnja elektroničkih brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja, isključenja i uključanja (upravljana brojila), kojima su opremljena mjerna mjesta kupaca kategorije poduzetništvo priključne snage i manje od 30 kW. Ovim brojilima opremaju se obračunska mjerna mjesta na kojima se provodi redovna zamjena brojila zbog isteka razdoblja ovjere, a kojima se registrira potrošnja energije od minimalno 10.000 kWh godišnje te obračunska mjerna mjesta s povećanim rizicima naplate električne energije.

Osim ugradnje upravljanih brojila, sva brojila koja dolaze na redovnu ovjeru kod kupaca kategorije poduzetništvo zamjenjuju se elektroničkim kombi brojilima, a kod kupaca kategorije kućanstvo elektronička radna brojila ugrađuju se na nova obračunska mjerna mjesta i kod zamjene neispravnih brojila. U 2016. godini je s elektroničkim brojilima zamijenjeno 69.847 indukcijskih brojila.

Daljinsko očitavanje i nadzor obračunskih mjernih mjesta

U 2016. godini sustavno se radilo na povećanju broja obračunskih mjernih mjesta u sustavu daljinskog očitavanja. Na kraju 2016. godine u sustavu daljinskog očitavanja bilo je 79.601 brojila.

Smanjenje jalove energije u mreži (mjerenje jalove energije)

Veoma važna aktivnost u 2016. bila je sustavna nabavka i ugradnja „kombi“ brojila za obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije poduzetništvo u cilju mjerenje prekomjerno preuzete jalove energije.

Osiguravanje pristupa mjernim podacima korisnicima mreže za optimizaciju vlastite potrošnje energije

Pristup mjernim podacima je ključni preduvjet za optimiranje potrošnje električne energije. Kupcima kategorije poduzetništvo priključne snage iznad 30(20) kW, omogućen je pristup mjernim podacima njihovog obračunskog mjernog mjesta putem web aplikacije HEP- Operatora distribucijskog sustava pod nazivom „Mjerni podaci“, na web adresi <http://mjerenje.hep.hr>.

7.9.3.2. Planirane mjere iz Prijedloga četvrtog nacionalnog energetskeg plana energetske učinkovitosti

U prijedlogu četvrtog Nacionalnog akcijskog plana energetske učinkovitosti RH za razdoblje od 2017.-2019. godine, HEP ODS je iskazao **Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži** kao mjeru za povećanje energetske učinkovitosti.

U sklopu ove mjere HEP ODS planira sustavno provoditi praćenje i analiza gubitaka električne energije u organizacijskim jedinicama HEP-ODS-a na temelju čega će se provoditi aktivnosti s ciljem smanjenja gubitaka električne energije. U nastavku su sažeto iskazani cilj, kratki opis i ciljevi predmetne mjere.

Gubici električne energije u distribucijskoj mreži dijele se na tehničke i netehničke gubitke pa se i aktivnosti za smanjenje gubitaka mogu podijeliti u dvije kategorije:

- aktivnosti za smanjenje netehničkih gubitaka
- aktivnosti za smanjenje tehničkih gubitaka, odnosno povećanje energetske učinkovitosti.

Detaljnou analizom gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži utvrđuju se uzroci povećanih gubitaka i određuju se prioriteti provedbi aktivnosti s ciljem smanjenja gubitaka. Proračunom tehničkih gubitaka određuje se njihov iznos, a iznos netehničkih gubitaka jednak je razlici ukupnih gubitaka i tehničkih gubitaka.

Aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka iziskuju manja financijska sredstva (osim ugradnje elektroničkih brojlara), ali znatno veći angažman radnika, dok aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka u pravilu zahtijevaju pojačano investiranje u elemente distribucijske mreže.

Cilj HEP ODS-a je do kraja 2019. godine gubitke električne energije (ukupno tehnički i netehnički) svesti na iznos od maksimalno 7,75 % ($\pm 0,25$ %) od ostvarene nabave u distribucijskoj mreži u toj godini.

Važno je napomenuti da su u 2016. godini ostvareni postavljeni ciljevi smanjenja gubitaka. Godišnje ostvarenje gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži u 2016. godini iznosilo je 7,64% od ukupne nabave električne energije ili 1.235 GWh.

Detaljnou analizom utvrdit će se uzroci povećanih gubitaka u pojedinim dijelovima mreže te prioriteti za provedbu aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka.

Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka uključivat će:

- optimiranje pogonskog stanja mreže
- rekonstrukcije dijelova mreže s malim presjekom vodiča i dugačkim dionicama
- prelazak dijelova 10 kV mreže na 20 kV naponsku razinu
- zamjenu starih transformatora s velikih gubicima
- ugradnju energetskih transformatora sa smanjenim gubicima
- smanjenje vlastite potrošnje.

Aktivnosti smanjenja netehničkih gubitaka uključivat će:

- daljnju ugradnju i uvođenje što većeg broja naprednih brojila u sustav daljinskog nadzora i očitavanja

- daljnju sveobuhvatnu provedbu kontrole priključaka i mjernih mjesta (KPiMM), s naglaskom na otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije
- nastavak rekonstrukcije postojećih priključaka i mjernih mjesta smještenih u objektima kupaca.

Kroz izradu plana i ostvarenja energetske bilance, u kojoj se posebno iskazuju gubici električne energije, HEP ODS će pratiti ostvarenje mjere.

Planirane očekivane uštede smanjenjem potrošnje primarne energije u proizvodnji električne i toplinske energije u 2017. iznose 14 GWh (u odnosu na 2016. godinu), dok je planirani očekivani utjecaj na uštede električne energije za 2020. godinu 40 GWh.

Pretpostavke za planirane uštede dane su uz pretpostavke približno istog iznosa ostvarene nabave električne energije u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži i približno iste strukture potrošnje po naponskim razinama za 2016., 2017. i 2020. godinu te ostvarenje ulaganja planiranih desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.

7.9.4. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci

7.9.4.1. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži

U nastavku je pregled ključnih mjera za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži:

- Mjere kojima se na razini sustava osigura efikasnije planiranje i provedba izravnih mjera za povećanje učinkovitosti:
 - utvrđivanje metodologije za procjenu gubitaka u distribucijskoj mreži
 - ulaganja u mjernu infrastrukturu, posebice u sustav daljinskog očitavanja brojila
 - analiza tehničkih rješenja priključka distribuiranih izvora i njihovog utjecaja na gubitke
 - analiza realizacija pilot projekata u kojima se primjenjuju nova tehnička rješenja s ciljem smanjenja tehničkih gubitaka poput upravljanja potrošnjom, zamjene postojećih vodiča nadzemnih vodova vodičima istog presjeka, ali s manjim specifičnim otporom.
- Mjere kojima se postiže učinkovitiji pogon distribucijske mreže – ulaganja u optimiranje pogona mreže:
 - ulaganja u sustave vođenja
 - optimiranje uklopnog stanja na razini dijelova mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže
 - automatska regulacija napona
 - kompenzacija jalove energije.
- Izravne mjere zamjene dijelova mreže, mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže:
 - ulaganja u TS VN/SN
 - ulaganja u vodove 35 kV,
 - ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV
 - ulaganja u vodove 10(20) kV
 - ulaganja u TS 10(20)/0,4 kV
 - ulaganja u vodove 0,4 kV i priključke.

7.9.4.2. Procjena očekivanih učinaka

Od navedenih mjera kojima se povećava učinkovitost distribucijske mreže najznačajnije mjere predviđene planom razvoja 2018.-2027. g. su:

- ulaganja u TS 110/10(20) kV u cilju uvođenja izravne transformacije (zamjena transformacije 110/35 kV transformacijom 110/10 i posebice 110/20 kV uz ukidanje dijela TS odnosno transformacije 35/10(20) kV)
- ulaganja u rekonstrukcije SN vodove i TS SN/NN u sklopu prijelaza SN mreže na 20 kV
- zamjene starih transformatora učinkovitijima.

Važno je napomenuti da HEP ODS osim ovih mjera ulaže znatne napore u:

- Revidirana metodologija za procjenu gubitaka donest će se u sklopu novih pravila primjene nadomjesnih krivulja opterećenja.
- Natječaj za korištenja sredstava iz EU fondova za zamjenu starih transformatora učinkovitijima. U slučaju uspješnog ishoda natjecanja projekt će se uklopiti u naredni desetogodišnji plan. Početak projekta se očekuje početkom 2018. godine.
- Pilot projekte na području upravljanja potrošnjom.

Na temelju pretpostavljenih promjena opterećenja, potrošnje, značajki investicija i ulaska u pogon pojedinih objekata moguće ukupno smanjenje tehničkih gubitaka ostvarenjem desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2018.-2027. godine procjenjuje se na 290 do 470 GWh, od toga u prve tri godine (razdoblje 2018.-2020.) od 10 do 14 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2014.-2016. od 15.891 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2018.-2020. iznosi od 0,06% do 0,09%.

Važno je napomenuti sljedeće:

- Učinak mjera, odnosno smanjenje tehničkih gubitaka, raste po godinama jer se opseg mjera povećava s vremenom. Npr. broj transformatora sa smanjenim gubicima bit će značajno veći na kraju desetogodišnjeg razdoblja pa će samim time i godišnje uštede na kraju desetogodišnjeg razdoblja biti veće.
- Smanjenje gubitaka uslijed ovih mjera ne znači da će na kraju desetogodišnjeg razdoblja ukupni tehnički gubici biti manji za navedene vrijednosti. Tehnički gubici mogu biti manji, ali i veći, ovisno kolika će biti odstupanja pretpostavljenih veličina (npr. ako stope porasta potrošnje budu veće i apsolutni iznos gubitaka bit će veći).



8. Financijsko planiranje

8.1. Planska financijska izvješća.....	166
8.2. Planirani izvori financiranja	167
8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015).....	167

8. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2018.-2020.) desetogodišnjeg (2018.-2027.) plana razvoja distribucijske mreže na cijene naknade za mrežu distribucije u skladu s Metodologijom za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije, izrađena su planska financijska izvješća po godinama (2018.-2020.) koja uključuju:

- A. Planski račun dobiti i gubitka
- B. Bilanca
- C. Izvještaj o novčanom tijeku

Na temelju planskih financijskih izvješća izračunati su potrebni izvori financiranja plana investicija za razdoblje od 2018. do 2020. godine.

8.1. Planska financijska izvješća

Planska financijska izvješća obuhvaćaju Račun dobiti i gubitka, Bilancu i Izvještaj o novčanom tijeku po godinama za razdoblje od 2018. do 2020. godine. Navedena izvješća izrađena su na temelju sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 102/15)
- Zakona o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15)
- Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15)
- Pravila organiziranja tržišta električne energije (NN 121/15)
- Prijedloga Plana poslovanja HEP ODS-a za 2018. godinu, koji nije potvrđen od strane Uprave vladajućeg Društva HEP d.d., a izrađen je na temelju prijedloga financijskog okvira, izdvajanja djelatnosti opskrbe električnom energijom koja se obavlja kao javna usluga iz HEP ODS-a, kroz statusnu promjenu podjele društva odvajanjem HEP ELEKTRE d.o.o. 02.11.2016. godine kao ovisnog društva HEP grupe
- prestanka važenja odredbi o pružanju usluga iz Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP ELEKTRE d.o.o., društva izdvojenog iz HEP ODS-a,
- završetka Programa restrukturiranja HEP ODS-a krajem 2017. godine te stupanja na snagu Pravilnika o organizaciji i sistematizaciji HEP ODS-a (Bilten 424 objavljen 07.09.2017. godine), koji stupa na snagu 01.11.2017. godine, a prema kojem HEP ODS obavlja djelatnost distribucije električne energije kao javne usluge
- važećih tarifnih stavki za distribuciju električne energije
- procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, na temelju ostvarenja za razdoblje siječanj-lipanj 2017. godine i procjene ostvarenja za razdoblje ruj-an-prosinac 2017. godine
- Ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije za člana bilančne grupe
- važećih Ugovora o isporuci električne energije za pokriće gubitaka i Ugovora o kupoprodaji električne energije za pokrivanje preostalog dijela odstupanja gubitaka u distribucijskoj mreži
- važećeg Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP-a d.d.
- broja zaposlenih na dan 30. lipanj 2017. godine
- procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2017. godinu
- analize ostvarenja prethodnih razdoblja
- procjene utjecaja makroekonomskog okruženja
- ostalih vanjskih utjecaja za buduće razdoblje
- odobrenog Desetogodišnjeg (2017.-2026.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.

A. Planski račun dobiti i gubitka za razdoblje od 2018. do 2020. godine izrađen je na temelju dodatnih pretpostavki:

- Prihod od naknade za mrežu distribucije izračunat je temeljem Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 134/15).
- Ostali prihodi uključuju prihod od ukidanja rezerviranja za izdatke poticajnih otpremnina te prihod od investicija u vlastitoj režiji.
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja izračunat je prema postojećem broju zaposlenih na dan 30.06.2017. godine, očekivanom broju zaposlenih koji odlaze u starosnu mirovinu, smanjenju broja zaposlenih temeljem restrukturiranja, odobrenom planu novog zapošljavanja.
- Predviđen je prihod od ukidanja rezerviranja u 2018. prilikom isplate poticajnih otpremnina u programu restrukturiranja, za koje su troškovi iskazani u 2016. godini.
- Predviđeni su dodatni troškovi restrukturiranja HEP ODS-a u 2018. godini, uz već proknjižena rezerviranja za izdatke poticajnih otpremnina u 2016. godini.
- Planirani opći troškovi poslovanja i izravni troškovi djelatnosti (troškovi mjernog mjesta i troškovi prodajne funkcije) u 2019. i 2020. godini su planirani na razini plana 2018. godine.
- Financijski rashodi izračunati su na temelju planiranog rasporeda otplate postojećih dugoročnih kredita i obveznica s kamatama utvrđenog od strane riznice vladajućeg društva HEP-a d.d.

B. Planska bilanca za razdoblje od 2018. do 2020. godine izrađena je na temelju sljedećih pretpostavki:

- Procijenjeno povećanje dugotrajne materijalne imovine izračunato je temeljem planiranih iznosa investicija od 2018. do 2020. godine.
- Iznos kratkotrajne imovine (zalihe) izračunat je uz pretpostavku smanjenja od 1% godišnje.
- Za ostale stavke bilance pretpostavljeno je da će ostati na istoj razini.

8.2. Planirani izvori financiranja

U početnom trogodišnjem razdoblju (2018.-2020.) desetogodišnjeg (2018.-2027.) plana razvoja distribucijske mreže predviđeni su sljedeći izvori financiranja:

- slobodna amortizacija umanjena za otplatu glavnice postojećih dugoročnih kredita i obveznica
- sredstva naknade za priključenje za mrežu distribucije
- sredstva EU fondova
- isplata dividende iz zadržane dobiti od strane matičnog društva HEP-a d.d..

8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/2015)

Utjecaj planova investicija se ogleda kroz izračun prinosa na reguliranu imovinu u skladu s Metodologijom za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije. HEP ODS je u svojim izračunima u obzir uzeo trenutne okolnosti na tržištu kapitala i kreditnog rejtinga HEP-a d.d. i Republike Hrvatske. Pri izračunu razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda uzete su u obzir dvije varijante premije na tržišni rizik (rm-rf) prilikom izračuna PPTK (prosječni ponderirani trošak kapitala) od 7,55% i 5,80%.

Primjenom Metodologije utvrđeno je da su važeće tarifne stavke dostatne za financiranje planova investicija za razdoblje od 2018. do 2020. godine.



9. Zaključak

9. Zaključak

Zakonom o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13, NN102/15) jasno je određena odgovornost i dužnost operatora distribucijskog sustava u dijelu planiranja razvoja distribucijske mreže:

- Operator distribucijskog sustava osobito je odgovoran za razvoj distribucijske mreže kojim se osigurava dugoročna sposobnost distribucijske mreže da ispuní razumne zahtjeve za distribucijom električne energije, Članak 39., točka 2.
- Mrežnim pravilima distribucijskog sustava koja, uz suglasnost HERA-e, donosi operator distribucijskog sustava propisuje se Metodologija i kriteriji za planiranje razvoja distribucijske mreže, Članak 44., stavak 2., točka 12.
- Dužnost operatora distribucijskog sustava je donijeti i na primjeren način javno objaviti, uz prethodnu suglasnost Regulatorne agencije, desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže, Članak 40., točka 17.

Hrvatska energetska regulatorna agencija je 30. prosinca 2016. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2017.-2026.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Nakon ishodišne prethodne suglasnosti, HEP ODS 19. siječnja 2017. godine službeno donosi i javno objavljuje Desetogodišnji (2017.-2026.) plan.

Ovaj desetogodišnji plan (2018.-2027.) razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja te podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja, pri čemu su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova, kao i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2018.-2027. organiziran je po vrstama ulaganja. Za čitavo desetogodišnje razdoblje pojedinačno su iskazana te s HOPS-om usklađena ulaganja u izgradnju novih TS 110/x kV. Za početno trogodišnje razdoblje pojedinačno su razrađena i ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV te ulaganja u elektroenergetske objekte 35 kV razine.

U razdoblju 2018.-2027. planirana su ulaganja u razini 6.850.366.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2018.-2020. godina 2.154.589.000, prosječno 718,2 mil. kn godišnje
- 2021.-2027. godina 4.695.777.000 kn, prosječno 670,8 mil. kn godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2017.-2019.) planirana ulaganja vrijednosti 2.154.589 kn raspodijeljena su:

- 2018. godina 640.900.000 kn
- 2019. godina 762.829.000 kn
- 2020. godina 750.860.000 kn.

Glavnina razlike ulaganja u prve tri godine desetogodišnjeg razdoblja uzrokovana je planiranom dinamikom realizacije Smart grid pilot projekata, koji će biti sufinancirani sredstvima EU fondova.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

– ulaganja u energetske objekte	65,3%
– 110 kV i 35 kV objekti	23,5%
– 10 kV i 20 kV objekti	30,7%
– Niskonaponski objekti	11,1%
– ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj	21,9%
– ulaganja u poslovnu infrastrukturu	9,4%
– ulaganja u Smart grid pilot projekte (sufinanciranje iz EU fondova)	3,4%.

Povrh navedenih ulaganja, u idućem desetogodišnjem razdoblju planiraju se i ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje. Ta ulaganja ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je izuzetno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. Obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena su u razini 350 mil. kn godišnje.

Posebnost ovog Desetogodišnjeg (2018.-2027.) plana su planirana ulaganja u daljnji razvoj koncepta napredne mreže kroz Smart grid pilot projekte sufinancirane iz sredstava EU fondova. U vrijeme završetka ovog Plana u HEP ODS-u i HEP Grupi je u tijeku priprema projektno-tehnološke dokumentacije za prijavu projektnog prijedloga, a u Ministarstvu zaštite okoliša i energetike u tijeku su aktivnosti pripreme natječaja za sufinanciranje. Provedba projekta planira se od 2018. do 2023. godine.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje te Smart grid pilot projekte, težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

- pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju
- poboljšanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV
- spremnost mreže za prihvrat distribuirane proizvodnje
- smanjenje gubitaka
- smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN
- oslobađanje koridora 35 kV vodova.

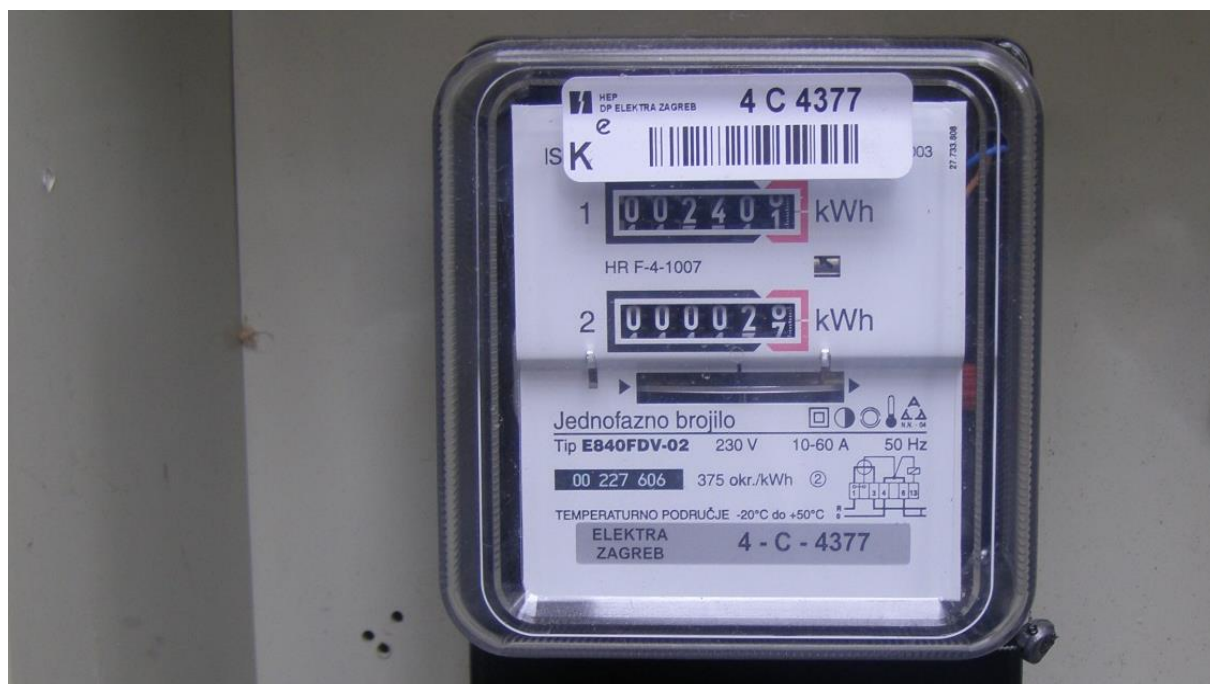
Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

Ovim Desetogodišnjim planom osigurava se dugoročna održivost i stabilnost distribucijskog sustava.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja, potrebno je naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja, uključujući završetak procesa restrukturiranja HEP ODS-a
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja problemi povezani s pripremom i duljinom izgradnje

mogu utjecati na uspješnu realizaciju planiranih ulaganja.



10. Literatura

10. Literatura

- [1] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine 22/13, 2013.
- [2] Izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije, Narodne novine 102/15, 2015.
- [3] Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske, Narodne novine 130/09, 2009.
- [4] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava, Narodne novine 36/06
- [5] Zakon o energiji, Narodne novine 120/12
- [6] Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2023., HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o., 2013.
- [7] Trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2016., HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o., 2014.
- [8] Desetogodišnji (2015.-2024.) i trogodišnji (2015.-2017.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, 2015.
- [9] Desetogodišnji (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje
- [10] Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje
- [11] Razvoj distribucijske mreže pogona Dugo Selo i pogona Sv. Ivan Zelina Elektre Zagreb u razdoblju 2011. – 2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [12] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektre Zagreb u razdoblju 2011. – 2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [13] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [14] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb na užem području grada Zagreba za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2016.
- [15] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zabok u razdoblju 2014.-2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [16] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [17] Razvoj distribucijske mreže Elektre Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
- [18] Razvoj distribucijske mreže Elektre Bjelovar u razdoblju 2013—2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [19] Razvoj 110 kV i 20 kV mreže na području DP Elektra Križ u razdoblju 2006 – 2026. godine i program prelaska sa 110/35/10(20) kV na 110/20 kV, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2009.
- [20] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
- [21] Razvoj distribucijske mreže Elektre Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
- [22] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
- [23] Razvoj prijenosne mreže 400, 220 i 110 kV na području Primorsko-goranske županije u razdoblju od 2005. do 2030. godine, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [24] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.
- [25] Studija razvoja distribucijske mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsku mrežu Elektrodalmacije Split, pogona u sjedištu (bez Šolte), pogon Trogir i Omiš, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2015.
- [26] Razvoj distribucijske mreže Elektra Zadar za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, 2014.
- [27] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Šibenik, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2010.
- [28] Razvoj distribucijske mreže Elektrojug Dubrovnik u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2013.

- [29] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Karlovac, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d. i Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2011.
- [30] Razvoj VN i SN mreže Elektre Sisak u vremenu 2007.-2027., Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [31] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektrolika Gospić, Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2011.
- [32] Razvoj distribucijske mreže Elektre Virovitica u razdoblju od 2014 do 2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [33] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
- [34] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2018.-2020., dostupno na <http://www.vlada.hr>
- [35] Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 85/15, 2015.
- [36] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, ZRED, Narodne novine 120/12, 2012.
- [37] Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, Ernst & Young, 2016.
- [38] Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine, knjiga 4 Distribucijska mreža, (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, 1998.
- [39] Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata u Republici Hrvatskoj od 2001. do 2020. godine (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, 2001.
- [40] Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja, Institut za elektroprivredu i energetiku, 1993.
- [41] Planiranje razdjelnih mreža, H. Nagel, 1999.
- [42] Godišnje izvješće o praćenju gubitaka u distribucijskoj mreži i godišnjoj analizi gubitaka, kao i planiranju gubitaka radi nabave za 2016. godinu, HEP ODS, 2017.
- [43] Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije, EIHP, 2016.
- [44] Program rada HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. za razdoblje 2012.-2016. godine, HEP ODS, 2012.
- [45] Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije, HEP ODS, 2009.
- [46] Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [47] Direktiva 2009/72/EZ Europskog Parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i stavljanju izvan snage Direktive 2003/54/EZ
- [48] Politika upravljanja okolišem, HEP ODS, 2015.
- [49] Zakon o energetskej učinkovitosti, Narodne novine 127/14, 2014.



11. Prilozi

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže	176
11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte	180
11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	180
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio.....	184
11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte	185
11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV	185
11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	185
11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV	186
11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	187
11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja	188
1. Elektra Zagreb	188
2. Elektra Zabok.....	192
3. Elektra Varaždin	194
4. Elektra Čakovec.....	196
5. Elektra Koprivnica.....	198
6. Elektra Bjelovar.....	200
7. Elektra Križ.....	202
8. Elektroslavonija Osijek.....	204
9. Elektra Vinkovci	208
10. Elektra Slavonski Brod.....	210

11.	Elektroistra Pula.....	213
12.	Elektroprimorje Rijeka.....	217
13.	Elektrodalmacija Split	221
14.	Elektra Zadar	225
15.	Elektra Šibenik.....	228
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	231
17.	Elektra Karlovac.....	234
18.	Elektra Sisak	237
19.	Elektrolika Gospić	240
20.	Elektra Virovitica	243
21.	Elektra Požega	245
11.5.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2018.-2027.....	247

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže

Prijelaz distribucijske mreže na izravnu transformaciju 110/10(20)kV je utvrđen kao strateška smjernica razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a. U procesu transformacije distribucijske mreže sa sustava 110-35-10 na sustav 110-10(20) mijenjaju se tehničke značajke pojmih točaka i njihova uloga u srednjonaponskoj mreži. U nastavku je popis pojmih točaka distribucijske mreže koje su promijenile tehničke značajke i ulogu u srednjonaponskoj mreži s kraćim pojašnjenjem pogonskih okolnosti. Transformatorske stanice su upisane u popise:

A: nove pojne točke izravne transformacije 2007. – 2017.

B: nove pojne točke izravne transformacije u planu 2018. – 2027.

Izvor podataka su godišnja izvješća o poslovanju HEP ODS, studije razvoja distribucijskih područja i baza podataka programske aplikacije HEP ODS - Planiranje razvoja.

Upisane su godine dovršetka ostvarenog ulaganja i godine planiranog dovršetka ulaganja.

A. Nove pojne točke izravne transformacije ostvarene u razdoblju 2007. – 2017. godine

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV DUJMOVAČA	2007.	Dovršetak rekonstrukcije
1.1.	TS 35/10 kV DUJMOVAČA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
2.	TS 110/10(20) kV SISCIA	2007.	Dovršetak nove izgradnje
2.1.	TS 35/10 kV SISAK 1		Isključena iz pogona
3.	TS 110/20 kV KARLOBAG	2007.	Dovršetak rekonstrukcije
3.1.	TS 35/10 kV KARLOBAG		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
4.	TS 110/10(20) kV OSIJEK 4	2008.	Dovršetak nove izgradnje
4.1.	TS 35/10 kV RETFALA		Rasterećenje
5.	TS 110/20 kV BUZET	2008.	Dovršetak rekonstrukcije
5.1.	TS 35/20 kV BUZET		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
6.	TS 110/20 kV VRBOVSKO	2008.	Dovršetak rekonstrukcije
6.1.	TS 35/10(20) kV VRBOVSKO		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
7.	TS 110/20/10 kV ĐAKOVO 3	2010.	Dovršetak nove izgradnje
7.1.	TS 35/10 kV ĐAKOVO 1		Rasterećenje
8.	TS 110/30/10(20) kV DUGO SELO	2010.	Zamjena TR 110/30 kV s TR 110/10(20) kV
9.	TS 110/10(20) kV TURNIĆ	2011.	Dovršetak nove izgradnje
9.1.	TS 35/10 kV TURNIĆ		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
9.2.	TS 35/10 kV CENTAR		Isključena iz pogona
10.	TS 110/20 kV NOVALJA	2011.	Zamjena TR 110/35 kV i TR 35/10 kV s TR 110/20 kV
11.	TS 110/20 kV FUNTANA	2012.	Dovršetak nove izgradnje
11.1.	TS 35/10 kV POREČ 1		Rekonstrukcija u RS 20 kV
11.2.	TS 35/10 kV POREČ 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
11.3.	TS 35/10 kV VRSAR		Rekonstrukcija u RS 20 kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
12.	TS 110/10(20) kV DUGOPOLJE	2012.	Dovršetak nove izgradnje
12.1.	TS 35/10 kV KLIS		Rasterećenje
13.	TS 110/20/10 kV KNEGINEC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
13.1.	TS 35/10 kV KNEGINEC		Rekonstrukcija u TS 110/20/10 kV
14.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2014.	Dovršetak nove izgradnje
14.1.	TS 35/10(20) kV KUTINA		Rasterećenje
15.	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE	2014.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
16.	TS 110/10(20) kV FERENŠČICA	2015.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 30/10 kV LEPUŠIĆEVA		Rasterećenje
16.2.	TS 30/10 kV DRŽIĆEVA		Rasterećenje
16.3.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Rasterećenje
16.4.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
16.5.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 2		Rasterećenje
17.	TS 110/10(20) kV RIJEKA	2015.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
17.1.	TS 35/10 kV ŠKOLJIĆ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
17.2.	TS 35/10 kV ŠKURINJSKA DRAGA		Isključena iz pogona
18.	TS 110/20 kV TUPLJAK	2015.	Dovršetak rekonstrukcije
18.1.	TS 35/10 kV TUPLJAK		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
19.	TS 110/20 kV PAZIN	2016.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
19.1.	TS 35/10 kV PAZIN		Rekonstrukcija u RS 20 kV
19.2.	TS 35/10 kV PAZINKA		Isključena iz pogona
19.3.	TS 35/10 kV VRANJE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
19.4.	TS 35/10 kV KAROJBA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
20.	TS 110/10(20) kV SRĐ	2016.	Dovršetak nove izgradnje
20.1.	TS 35/10(20) kV ŠIPČINE		Rasterećenje
20.2.	TS 35/10(20) kV LAPAD		Rasterećenje
21.	TS 110/10(20) kV IMOTSKI	2016.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
22.	TS 110/10(20) kV SESVETE	2017.	Dovršetak nove izgradnje
22.1.	TS 30/10 kV SESVETE		Rasterećenje
23.	TS 110/35/20 kV NEDELJANEC	2017.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
23.1.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 1		Rasterećenje
23.2.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 2		Rasterećenje

B. Nove pojne točke izravne transformacije u planu 2018. – 2027.

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV MEDULIN	2019.	Dovršetak nove izgradnje
1.1.	TS 35/10 kV BANJOLE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
2.	TS 110/10(20) kV ZAMET	2019.	Dovršetak nove izgradnje
2.1.	TS 35/10 kV ZAMET		Isključenje iz pogona
2.2.	TS 35/10 kV INDUSTRIJA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
3.	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE	2020.	Dovršetak rekonstrukcije
3.1.	TS 30/10 kV TRNJE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
3.2.	TS 30/10 kV VRBIK		Rasterećenje
4.	TS 110/10(20) kV PRIMOŠTEN	2020.	Dovršetak rekonstrukcije
4.1.	TS 30/10 kV VODOLEŽ		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
5.	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK	2020.	Dovršetak nove izgradnje
5.1.	TS 35/10 kV ZADAR 4		Rasterećenje
6.	TS 110/30(20) kV KAPELA	2020.	Dovršetak nove izgradnje
7.	TS 110/10(20) kV TTTS	2020.	Dovršetak nove izgradnje
7.1.	TS 35/10 kV MILJEVAC		Isključenje iz pogona
8.	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE	2021.	Dovršetak rekonstrukcije
8.1.	TS 35/10 kV ZAMOŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
9.	TS 110/10(20) kV POLIČNIK	2022.	Dovršetak nove izgradnje
10.	TS 110/10(20) kV VODICE	2022.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 30/10 kV VODICE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
11.	TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2	2024.	Dovršetak rekonstrukcije
11.1.	TS 35/10 kV KAŠTELA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
12.	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR	2025.	Dovršetak nove izgradnje
12.1.	TS 30/10 kV DUBRAVA		Rasterećenje
12.2.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Isključenje iz pogona
13.	TS 110/10(20) kV PODI	2023.	Dovršetak rekonstrukcije
13.1.	TS 30/10 kV PODI		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
14.	TS 110/10(20) kV RAŽINE	2025.	Dovršetak nove izgradnje
14.1.	TS 30/10 kV ŠIBENIK 3		Rasterećenje
15.	TS 110/10(20) kV SISAK 2	2025.	Dovršetak rekonstrukcije
15.1.	TS 35/10(20) kV SISAK 2		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina	Pojašnjenje
16.	TS 110/10(20) kV SAVSKA	2025.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 30/10 kV KRŠNJAVAOGA		Isključenje iz pogona
17.	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE	2028.	Dovršetak rekonstrukcije
17.1.	TS 35/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
18.	TS 110/35/10(20) kV BLATO n/K	2018.	Ugradnja TR2 110/10(20) kV
18.1.	TS 35/10 kV BLATO		Rekonstrukcija u RS 20 kV
19.	TS 110/30/10(20) kV EL-TO	2019.	Ugradnja TR3 110/10(20) kV
19.1.	TS 30/10 kV SELSKA		Rasterećenje
20.	TS 110/10(20) kV SUČIDAR	2019.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
20.1.	TS 35/10 kV GRIPE		Rasterećenje
21.	TS 110/35/10(20) kV STON	2021.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
21.1.	TS 35/10 kV STON		Rasterećenje
22.	TS 110/35/10(20) kV PRELOG	2023.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
22.1.	TS 35/10(20) kV DONJI KRALJEVEC		Rekonstrukcija u RS 20 kV

11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte

11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2018 - 2027																		
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																	
1.1.	IZGRADNJA NOVIH TS 110/X - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS					548.500.000	51.130.000	48.000.000	73.870.000	59.500.000	181.370.000	304.000.000	485.370.000	12.000.000				
1.	110		TS 110/10(20) kV MEDULIN - PRIKLJUČAK 110 kV	2015	2017													
	110		TS 110/10(20) kV MEDULIN - DIO HOPS	2015	2018													
	110/10(20)	4011	TS 110/10(20)kV MEDULIN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2013	2019										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4011	TS 110/10(20) kV MEDULIN - KB 10(20) kV RASPLET	2018	2019										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
2.	110		TS 110/10(20) kV ZAMET - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2019													
	110		TS 110/10(20) kV ZAMET - DIO HOPS	2015	2019													
	110/10(20)	4012	TS 110/10(20)kV ZAMET - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2019										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4012	TS 110/10(20) kV ZAMET - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
3.	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 1	2018	2022													
	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DIO HOPS	2018	2020													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20)kV CVJETNO NASELJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2020										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
4.	110		TS 110/30(20)/10(20) kVPRIMOŠTEN - PRIKLJUČAK 1	2019	2022													
	110		TS 110/30(20)/10(20) kVPRIMOŠTEN - DIO HOPS	2019	2022													
	110/30(20)/10(20)	4015	TS 110/30(20)/10(20) kVPRIMOŠTEN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2020										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona, Starost opreme	8+16
	10(20)	4015	TS 110/30(20)/10(20) kVPRIMOŠTEN - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
5.	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - PRIKLJUČAK 110 kV	2020	2020													
	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DIO HOPS	2016	2021													
	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2020										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
6.	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2020													
	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - DIO HOPS	2017	2019													
	110/30(20)	4015	TS 110/30(20) kV KAPELA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2020										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x40
	10(20)	4015	TS 110/30(20) kV KAPELA - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	
7.	110		TS 110/10(20) kV TTTS - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2024													
	110		TS 110/10(20) kV TTTS - DIO HOPS	2022	2024													
	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV TTTS - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2020										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priklučenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x40
	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV TTTS - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
8.	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2019													
	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DIO HOPS	2018	2020													
	110/35/10(20)	4016	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2021										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x20
	10(20)	4016	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2024										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
9.	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2020													
	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - HOPS	2016	2021													
	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2019	2022										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priklučenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
10.	110		TS 110/10(20) kV VODICE - DIO HOPS	2021	2023													
	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV	2021	2023													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20)kV VODICE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2020	2022										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
11.	110		TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2026													
	110		TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - DIO HOPS	2023	2026													
	110/10(20)	4013	TS 110/10(20)kV KAŠTELA 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2024										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2024										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
12.	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2026													
	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DIO HOPS	2023	2026													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2022	2025										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
13.	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2024													
	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DIO HOPS	2022	2024													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20)kV PODI (II ETAPA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2022	2023										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2025										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
14.	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2024													
	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DIO HOPS	2022	2024													
	110/10(20)	4015	TS 110/10(20)kV RAŽINE - TLM - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
15.	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2025													
	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - DIO HOPS	2024	2025													
	110/10(20)	4018	TS 110/10(20) kV SISAK 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4018	TS 110/10(20) kV SISAK 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2023	2025										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
16.	110		TS 110/10(20) kV SAVSKA - PRIKLJUČAK 110 kV	2026	2028													
	110		TS 110/10(20) kV SAVSKA - DIO HOPS	2027	2028													
	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV SAVSKA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV SAVSKA - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
17.	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - PRIKLJUČAK	2026	2028													
	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DIO HOPS	2026	2028													
	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2025	2028										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2029										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2018 - 2027																		
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																	
1.2.	TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO					622.253.002	70.000.000	58.925.605	47.393.616	56.532.781	162.852.002	389.401.000	552.253.002					
1	110/35/10(20)	4016	TS 110/35/10(20) kV BLATO - REKONSTRUKCIJA	2012	2018										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV BELI MANASTIR - REKONSTRUKCIJA	2016	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
3	110/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV SUČIDAR - REKONSTRUKCIJA U 110/10(20) kV	2016	2020										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	3x40
4	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV EL TO - REKONSTRUKCIJA	2016	2019										TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1)	3x40
5	110/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV MAKARSKA - REKONSTRUKCIJA	2016	2019										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20 + 40
6	110/35	4005	TS 110/35 kV VIRJE - REKONSTRUKCIJA	2017	2019										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
7	110/20	4012	TS 110/10(20) kV RAB - REKONSTRUKCIJA	2017	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
8	110/35/10(20)	4010	TS 110/35/10(20) kV SL. BROD 2 - BJELIŠ - REKONSTRUKCIJA	2018	2018										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8 + 40
9	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV BIOGRAD - REKONSTRUKCIJA	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
10	110/35/10(20)	4016	TS 110/35/10(20) kV STON - REKONSTRUKCIJA	2019	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
11	110/10(20)	4008	TS 110/10(20) kV OSJEK 3 - REKONSTRUKCIJA	2019	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
12	110/35/10(20)	4004	TS 110/35/10(20) kV PRELOG - REKONSTRUKCIJA	2020	2023										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
13	110/35	4007	TS 110/35 kV MEDURIĆ - REKONSTRUKCIJA	2016	2018										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	40 + 31,5
14	110/35	4013	TS 110/35 kV METEŽE - REKONSTRUKCIJA	2016	2018										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
15	110/35	4013	TS 110/35 kV SINJ - REKONSTRUKCIJA	2016	2018										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
16	110/35	4020	TS 110/35 kV VIROVITICA 1 - REKONSTRUKCIJA	2016	2018										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
17	110/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) kV IZA 3G	2021	2027										TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
18	110/35, 110/35/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 kV IZA 3G	2021	2027										TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
19	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	PROGRAMI SINJ I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2018	2027										TS	Revitalizacija	Starost opreme	
20	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 110/X - PROJEKTNA PRIPREMA	2018	2027										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte

11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2018 - 2027																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA					23.000.000	0	0	0	0	0	23.000.000	23.000.000	0				
1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2021	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x8
2	35/10(20)	40XX	OSTALA ULAGANJA PREMA A1.1.3. IZA 3G (KAPITALNI),	2019	2025										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2018 - 2027																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE					288.418.962	15.970.000	24.209.112	27.535.796	31.590.087	83.334.995	189.113.967	272.448.962	0				
1	35/10(20)	4002	TS 35/10(20) kV ZLATAR BISTRICA	2016	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
2	35/10(20)	4008	TS 35/10(20) kV BUDIMCI	2016	2019										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
3	35/10(20)	4003	TS 35/10(20) kV VARAŽDIN 1	2017	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
4	35/10(20)	4005	TS 35/10(20) kV LEGRAD	2017	2018										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
5	35/10(20)	4006	TS 35/10(20) kV OREHOVEC	2017	2019										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
6	35/10(20)	4007	TS 35/10(20) kV NOVSKA	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
7	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV MIKANOVI	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
8	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
9	35/10(20)	4017	TS 35/10(20) kV TUŠMER	2018	2020										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
10	35/10(20)	4010	TS 35/10(20) kV ORIOVAC	2020	2021										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
11	35/10(20)	4020	TS 35/10(20) kV VROVITICA 1	2020	2022										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
12	35/10(20)	40XX	KAPITALNA ULAGANJA U TS 35/10(20) IZA 3G	2021	2027										TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	
13	35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2018	2027										TS	Revitalizacija	Starost opreme	
14	35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 35/10(20) kV - PROJEKTNA PRIPREMA	2018	2027										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Planirana ulaganja u 2020. (kn)	Ukupno ulaganje 2018. - 2020. (kn)	Planirano ulaganje 2021. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2018 - 2027																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.3.	DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA																	
1	35	4012	KB 35 kV TS 35/20 kV VRATA - RS 35 kV PLASE	2018	2019	62.666.921	0	4.011.073	10.457.517	6.198.331	20.666.921	42.000.000	62.666.921	0	KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	5.400
2	35	4002	KB 35 kV TS 35/10 kV BEDEKOVČINA - TS 35/10 kV ZLATAR BISTRICA	2018	2018										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	3.750
3	35	4006	KB 35 kV TS 35/10 kV BJELOVAR II - RS 35 kV GTE CIGLENA	2019	2019										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	10.000
4	35	4012	KB 35 kV TS 35/20 kV DELNICE - TS 35/20 kV GEROVO	2019	2020										KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	19.800
5	35	4013	DV 35 kV TS 110/35 kV OPUZEN - TS 35/10 kV BRIST	2019	2019										DV	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	1.600
6	35	4015	KB 35kV 2X TS 110/30(20) kV KAPELA - TS 30/10(20) kV TISNO	2020	2020										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1), kvaliteta napona	6.000
7	35(30)	40XX	ULAGANJA U IZGRADNJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLANA	2021	2027										DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	
8	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2018	2027										DV, KB	Novi objekt		

11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

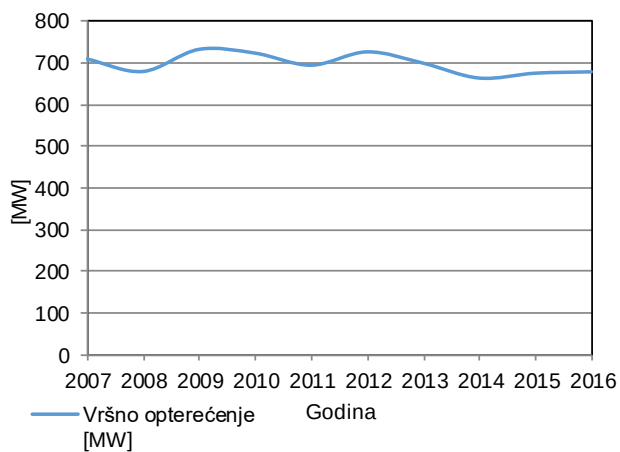
Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018.	Planirana ulaganja u 2019.	Planirana ulaganja u 2020.	Ukupno ulaganje 2018. - 2020.	Planirano ulaganje 2021. - 2027.	Ukupno ulaganje u 10G 2018. - 2027.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2027.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2018 - 2027																		
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																	
2.4.	DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE					213.837.827	2.200.000	4.102.050	19.293.501	20.271.376	43.666.927	167.970.900	211.637.827	0				
1	35	4009	KB 35 kV TS 35/10 kV VINKOVCI I - TS 35/10 kV VINKOVCI III	2018	2018										KB	Revitalizacija	Starost opreme	5.200
2	35	4014	KB 35 kV TS 110/35 kV ZADAR I - TS 35/10 kV ZADAR II	2017	2018										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	2.008
3	35	4008	KB 35 kV TS 110/35/10 kV OSIJEK II - TS 35/10 kV CENTAR	2019	2019										KB	Revitalizacija	Starost opreme	4.850
4	35	4008	DV 35 kV TS 110/35/10(20) kV NAŠICE - TS 35/10 kV ORAHOVICA	2019	2019										DV	Revitalizacija	Starost opreme	20.986
5	35	4010	KB 35 kV TS 35/10 kV BROD II - TS 35/10 kV BROD III	2019	2019										KB	Revitalizacija	Starost opreme	3.006
6	35	4013	KB 35 kV TS 110/35 kV TROGIR - TS 35/10 kV MARINA	2019	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	17.000
7	35	4014	KB 35 kV RS 35 kV KOŽINO - KK 35 kV KOŽINO	2019	2019										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	4.050
8	35	4016	DV 35 kV TS 35/10 kV SLANO - TS 35/10 kV STON	2019	2019										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	18.500
9	35	4002	DV 35 kV 35/10(20) kV STRAŽA - TS 35/10 kV PREGRADA	2020	2020										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	8.300
10	35	4005	KB 35 kV TS 35/10 kV KOPRIVNICA III - TS 35/10 kV DANICA	2020	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	4.100
11	35	4008	DV 35 kV TS 35/10 kV BUDIMCI - TS 110/35/10 kV NAŠICE	2020	2020										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	
12	35	4009	KB 35 kV TS 110/35/10 kV VUKOVAR II - TS 35/10 kV VUKOVAR III	2020	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	2.950
13	35	4012	DV 35 kV HE VINODOL - TS 35/6 kV DRVENJAČA	2020	2020										KB	Revitalizacija	Starost opreme	9.370
14	35	4016	DV 35kV TS 35/10 kV ORAŠAC - TS 35/10 kV SLANO	2020	2020										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	18.100
15	35	4021	DV 35 kV TS 110/35/10 kV POŽEGA II - TS 35/10 kV FEROVAC	2020	2020										DV	Revitalizacija	Starost opreme	14.297
16	35	40XX	PODMORSKI KABLI - 35 kV	2018	2027										PKB	Revitalizacija	Starost opreme	50.000
17	35(30)	40XX	ULAGANJA U REKONSTRUKCIJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G	2021	2027										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
18	35	40XX	PROGRAMI SINI NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2018	2027										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
19	35	40XX	ULAGANJA U KB 35 kV - PROJEKTA NA PRIPREMA	2018	2027										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja

1. Elektra Zagreb

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

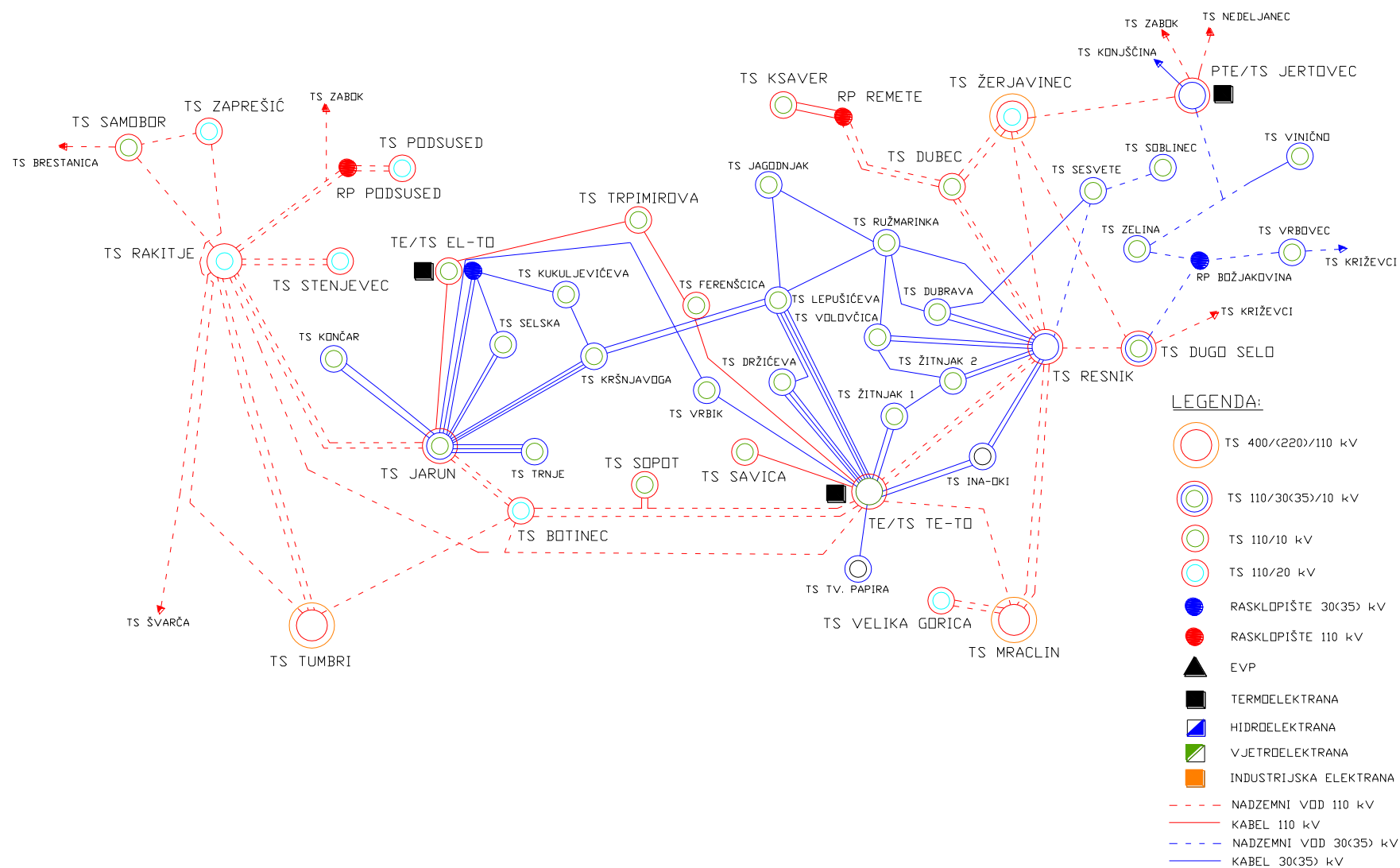
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	711,00	
2008	681,00	-4,22%
2009	734,00	7,78%
2010	725,00	-1,23%
2011	696,00	-4,00%
2012	728,00	4,60%
2013	700,97	-3,71%
2014	665,25	-5,10%
2015	676,91	1,75%
2016	680,21	0,49%



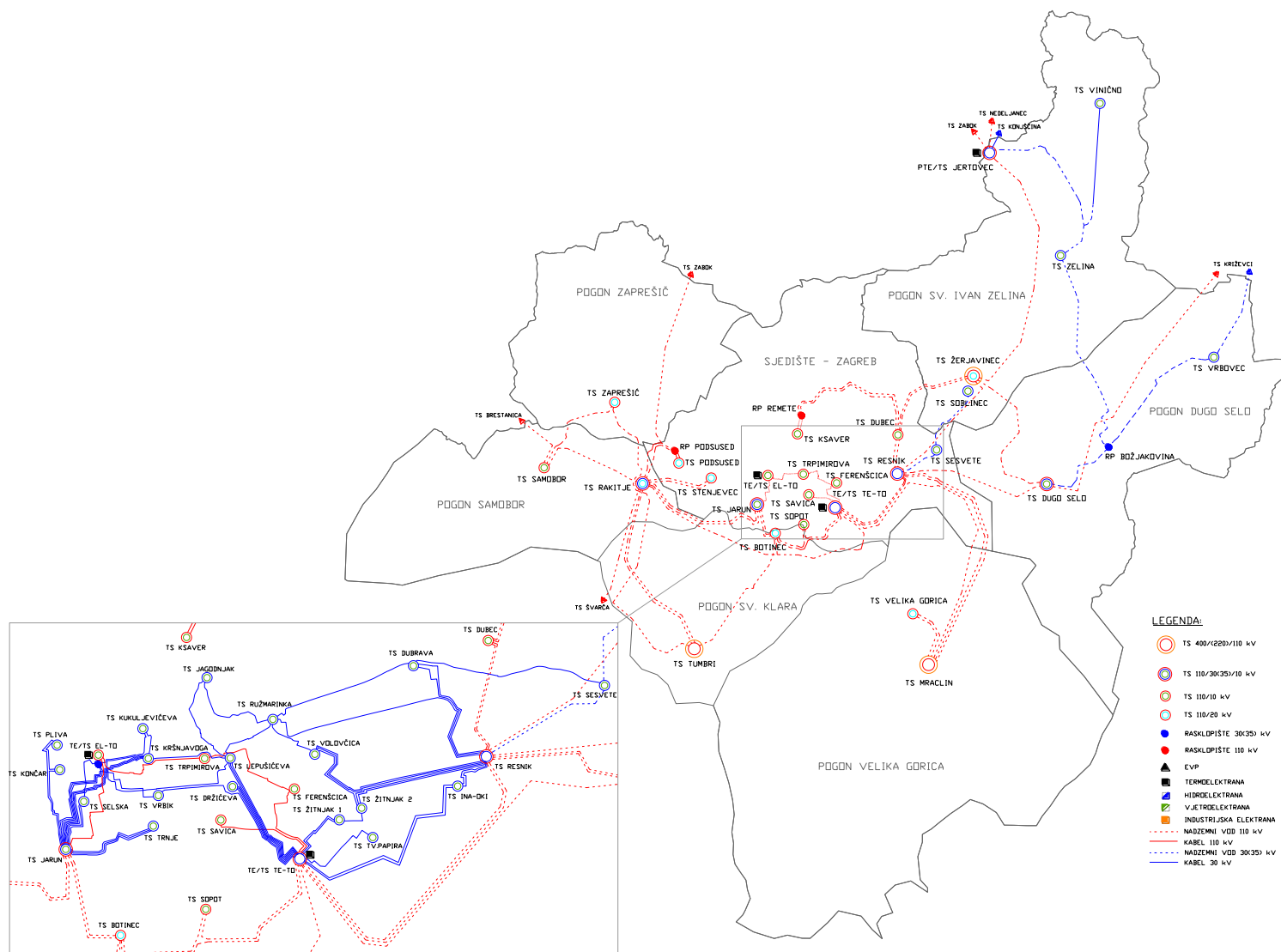
Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja: -4,33%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
4TS 19 JARUN	110/30 kV	126.000	52.580,00	42%	
	110/20 kV	40.000	33.792,00	84%	
3TS 1 KRŠNJAVOGA	30/10 kV	32.000	19.347,00	60%	
3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	16.000	9.898,00	62%	
3TS 8 SELSKA	30/10 kV	24.000	17.628,00	73%	
3TS 15 TRNJE	30/10 kV	32.000	15.201,00	48%	
4TS 27 RAKITJE	110/10 kV	40.000	22.483,00	56%	
4TS 28 TE-TO	110/30 kV	189.000	67.680,00	36%	
3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	32.000	15.399,00	48%	
3TS 4 VRBIK	30/10 kV	16.000	12.682,00	79%	
3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	8.000	0	0%	
3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	16.000	6.803,00	43%	
3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	32.000	25.848,00	81%	
4TS 30 RESNIK	110/30 kV	126.000	76.348,00	61%	
3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	24.000	13.743,00	57%	
3TS 10 SESVETE	30/10 kV	16.000	12.591,00	79%	
3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	24.000	17.057,00	71%	
3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	32.000	21.380,00	67%	
3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	32.000	21.777,00	68%	
3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	16.000	3.600,00	23%	
4TS 116 DUGO SELO	30/10 kV	32.000	23.628,00	74%	
	110/30 kV	40.000	17.442,00	44%	
	110/10 kV	40.000	23.628,00	59%	
3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	16.000	10.877,00	68%	
	35/20 kV	16.000	0,00	0%	
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20.000			
3TS 118 ZELINA	20/10 kV	8.000	0	0%	
	35/10 kV	12.600	5.672,00	45%	
3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	6.860	1.901,00	28%	
4TS 101 ZAPREŠIĆ	110/20 kV	80.000	43.120,00	54%	
4TS 102 SAMOBOR	110/10 kV	40.000	21.120,00	53%	
4TS 13 SAVICA	110/10 kV	80.000	26.136,00	33%	
4TS 17 PODSUSED	110/20 kV	80.000	30.096,00	38%	
4TS 21 STENJEVEC	110/20 kV	120.000	45.144,00	38%	
4TS 22 KSAVER	110/10 kV	80.000	41.976,00	52%	
4TS 23 BOTINEC	110/20 kV	126.000	48.972,00	39%	
4TS 24 DUBEC	110/10 kV	80.000	51.480,00	64%	2.500
4TS 25 TRPIMIROVA	110/10 kV	80.000	39.766,00	50%	
4TS 26 VELIKA GORICA	110/20 kV	120.000	34.848,00	29%	1.000
4TS 29 SOPOT	110/10 kV	80.000	31.944,00	40%	3.000
4TS 33 ŽERJAVINEC	110/20 kV	40.000	5.817,00	15%	
4TS 9 EL-TO	110/10 kV	80.000	44.704,00	56%	
4TS31 FERENŠČICA	110/10 kV	80.000	15.136,00	19%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

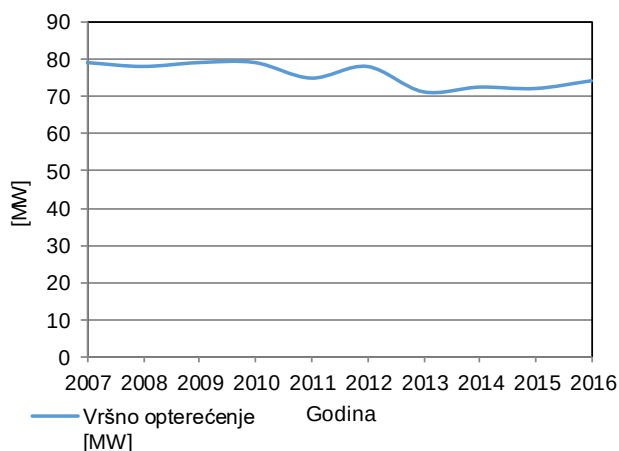


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

2. Elektra Zabok

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

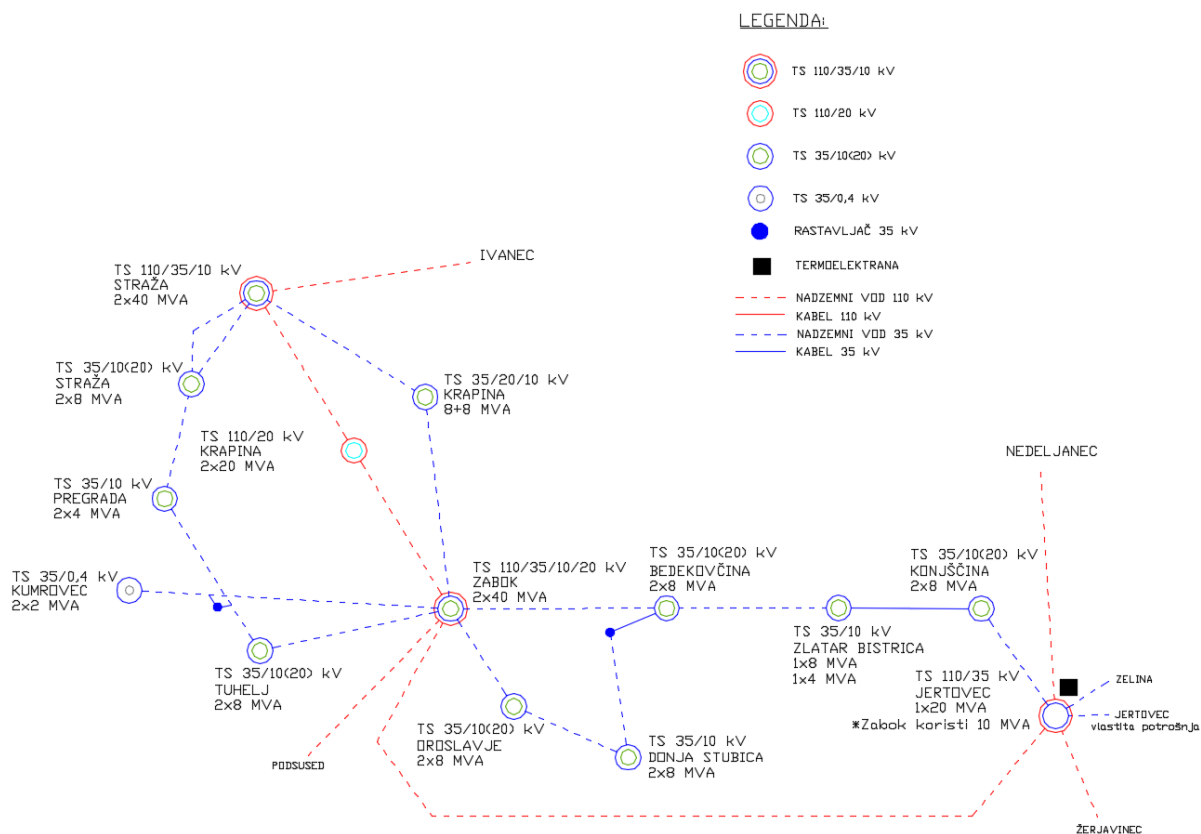
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	79,00	
2008	78,00	-1,27%
2009	79,00	1,28%
2010	79,00	0,00%
2011	75,00	-5,06%
2012	78,00	4,00%
2013	71,48	-8,36%
2014	72,68	1,68%
2015	72,32	-0,50%
2016	74,31	2,75%



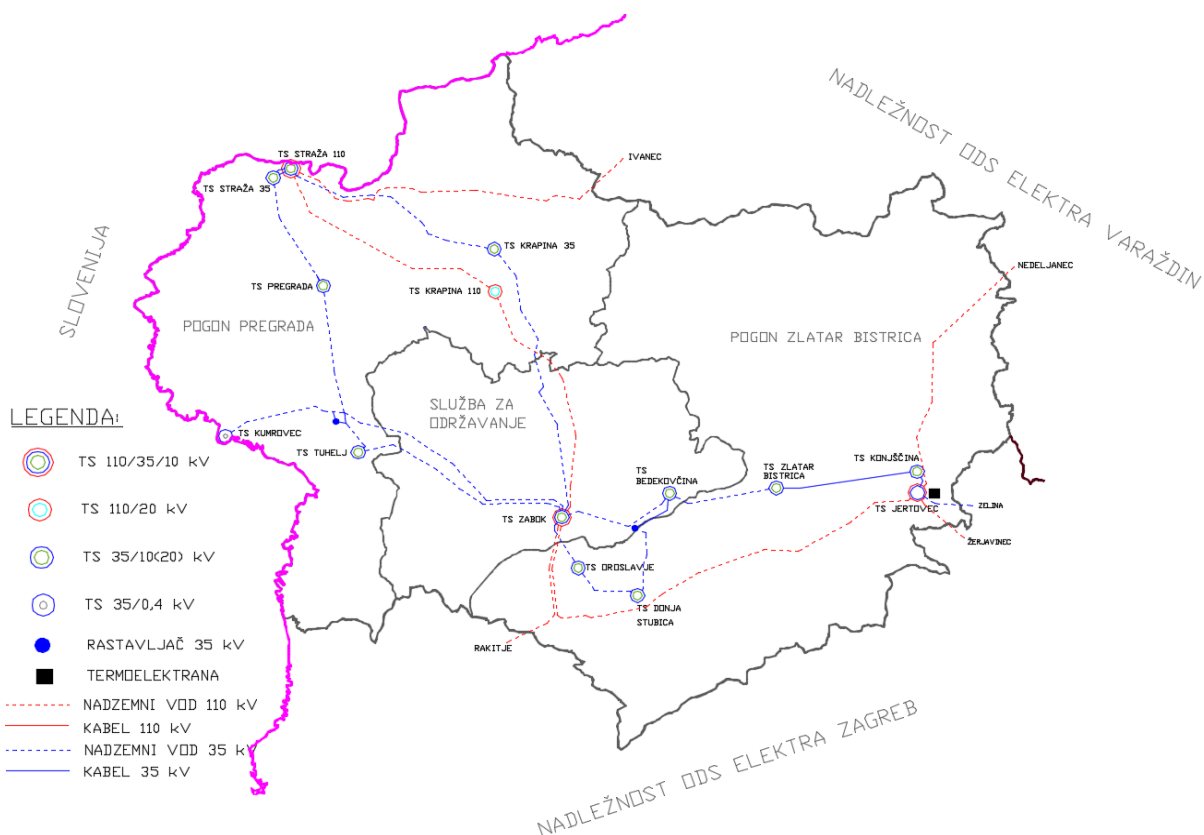
Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja: -5,94%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
4TS 117 JERTOVEC	110/35 kV	20.000	-	-	999
T14 KONJŠČINA	35/10 kV	16.000	5.250,00	33%	
T20 ZLATAR BISTRICA	35/10 kV	16.000	7.330,00	46%	
T02 ZABOK	110/35 kV	80.000	30.086,00	38%	
	35/20 kV	16.000	4.650,00	29%	
	110/10 kV	26.600	5.290,00	20%	
T19 TUHELJ	35/10 kV	16.000	7.960,00	50%	
T16 OROSLAVJE	35/10 kV	16.000	8.300,00	52%	
T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	16.000	5.380,00	34%	
T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	16.000	3.510,00	22%	
T01 STRAŽA	110/35 kV	80.000	19.310,00	24%	
	110/10 kV	26.600	6.700,00	25%	
T18 STRAŽA	35/10 kV	16.000	7.870,00	49%	
T15 KRAPINA STRAHINJE	35/10 kV	8.000	1.740,00	22%	
	35/20 kV	8.000	1.820,00	23%	
T17 PREGRADA	35/10 kV	8.000	3.320,00	42%	
T03 KRAPINA BOBOVJE	110/20 kV	40.000	11.990,00	30%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

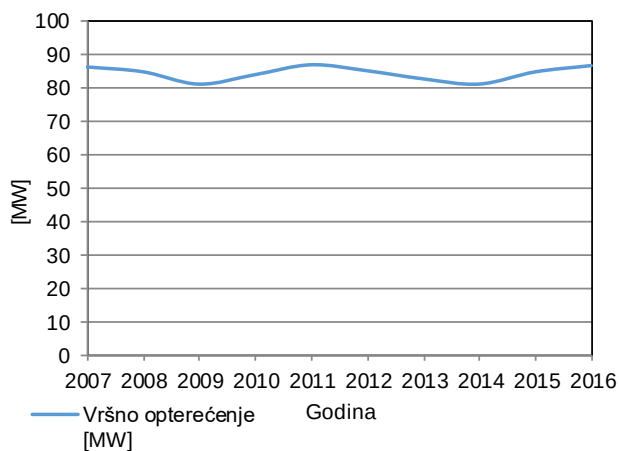


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

3. Elektra Varaždin

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

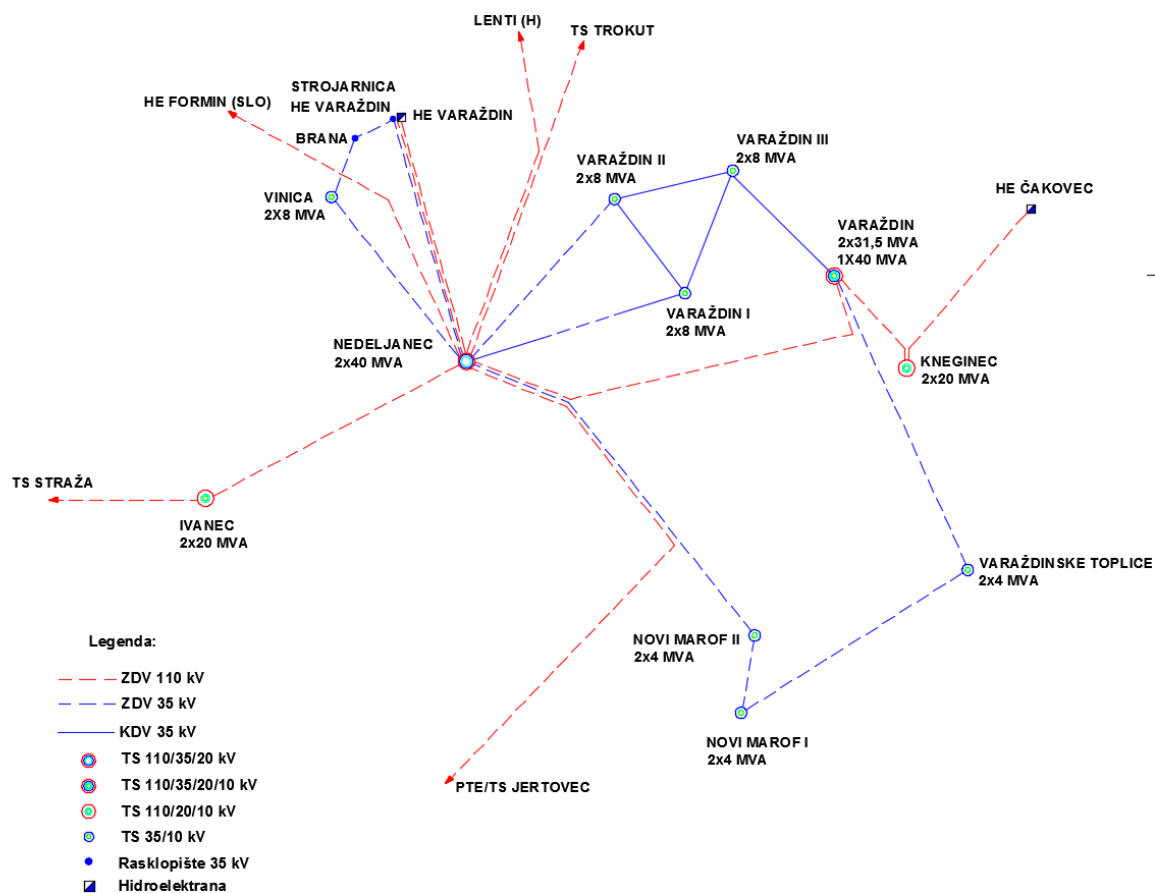
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	86,13	
2008	84,74	-1,61%
2009	81,18	-4,20%
2010	83,90	3,35%
2011	86,75	3,40%
2012	85,03	-1,98%
2013	82,70	-2,74%
2014	81,19	-1,83%
2015	84,71	4,34%
2016	86,52	2,14%



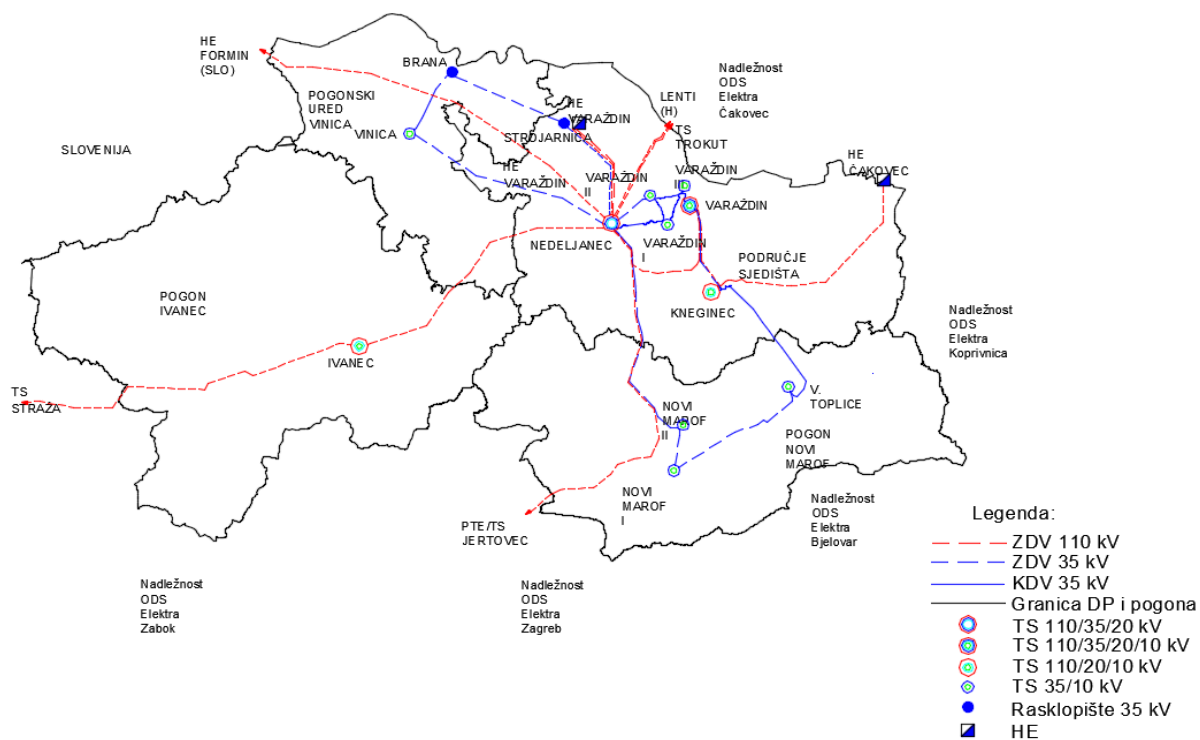
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 0,45%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VARAŽDIN	110/35 kV	31.500	29.623,00	94%	3.894
	110/20 kV	40.000	11.630,00	29%	
	110/10 kV	31.500	28.140,00	89%	
VARAŽDIN 1	35/10 kV	16.000	3.254,00	20%	
VARAŽDIN 2	35/10 kV	16.000	12.734,00	80%	
VARAŽDIN 3	35/10 kV	16.000	3.534,00	22%	
VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8.000	2.860,00	36%	
NEDELJANEC	110/35 kV	60.000	27.108,00	45%	
NOVI MAROF 1	35/10 kV	8.000	6.136,00	77%	
NOVI MAROF 2	35/10 kV	8.000	5.480,00	69%	
VINICA	35/10 kV	16.000	6.507,00	41%	
KNEGINEC	20/10 kV	8.000	0	0%	
	110/10 kV	20.000	7.590,00	38%	
	110/20 kV	20.000	11.130,00	56%	
IVANEC	20/10 kV	8.000	0	0%	1.079
	110/10 kV	20.000	13.010,00	65%	
	110/20 kV	20.000	12.830,00	64%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

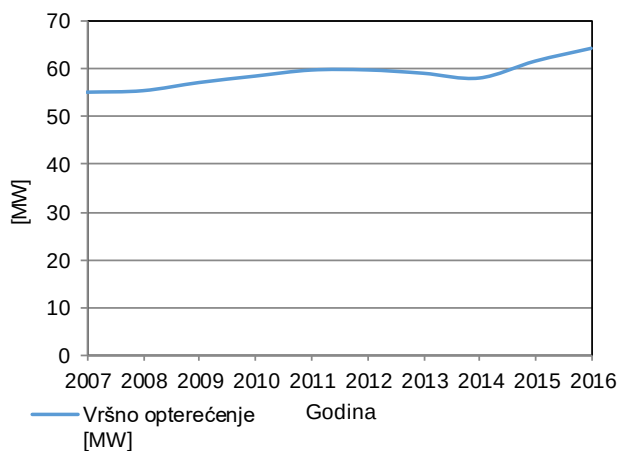


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

4. Elektra Čakovec

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

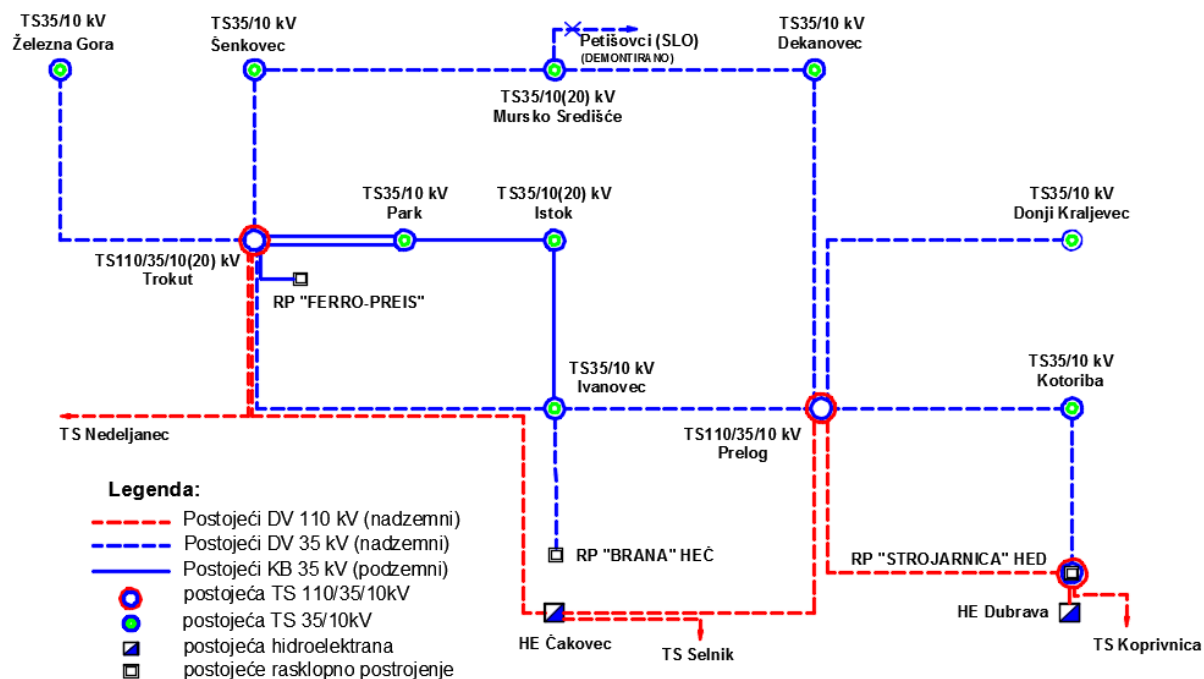
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	55,23	
2008	55,54	0,56%
2009	57,22	3,02%
2010	58,54	2,31%
2011	59,79	2,14%
2012	59,82	0,05%
2013	59,13	-1,15%
2014	58,14	-1,67%
2015	61,63	6,00%
2016	64,27	4,28%



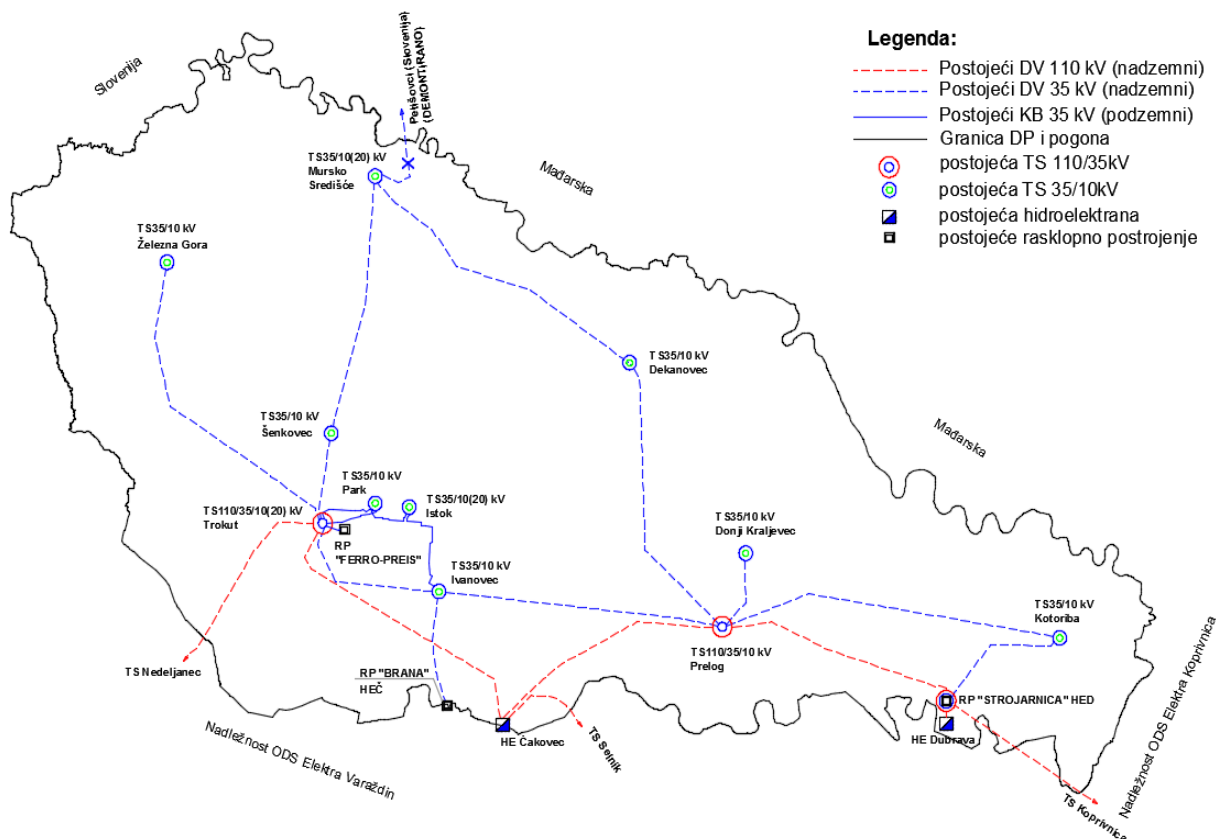
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 16,37%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
TROKUT ČAKOVEC (T01)	110/35 kV	80.000	45.248,00	57%	
	35/10 kV	16.000	13.370,00	84%	
PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	24.000	10.600,00	44%	
ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	16.000	9.900,00	62%	
IVANOVEC (T08)	35/10 kV	16.000	9.500,00	59%	
ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	16.000	8.000,00	50%	
MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	16.000	7.700,00	48%	
ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	8.000	3.300,00	41%	
PRELOG (T04)	35/10 kV	16.000	14.500,00	91%	
	110/35 kV	62.000	19.220,00	31%	
DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	8.000	3.900,00	49%	
DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	8.000	4.700,00	59%	
KOTORIBA (T07)	35/10 kV	16.000	9.700,00	61%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

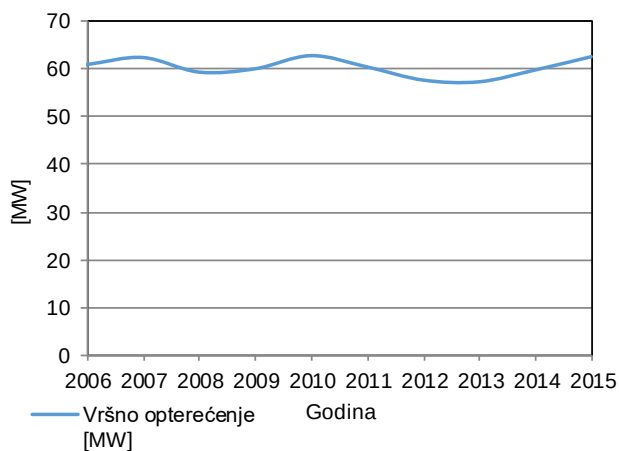


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

5. Elektra Koprivnica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

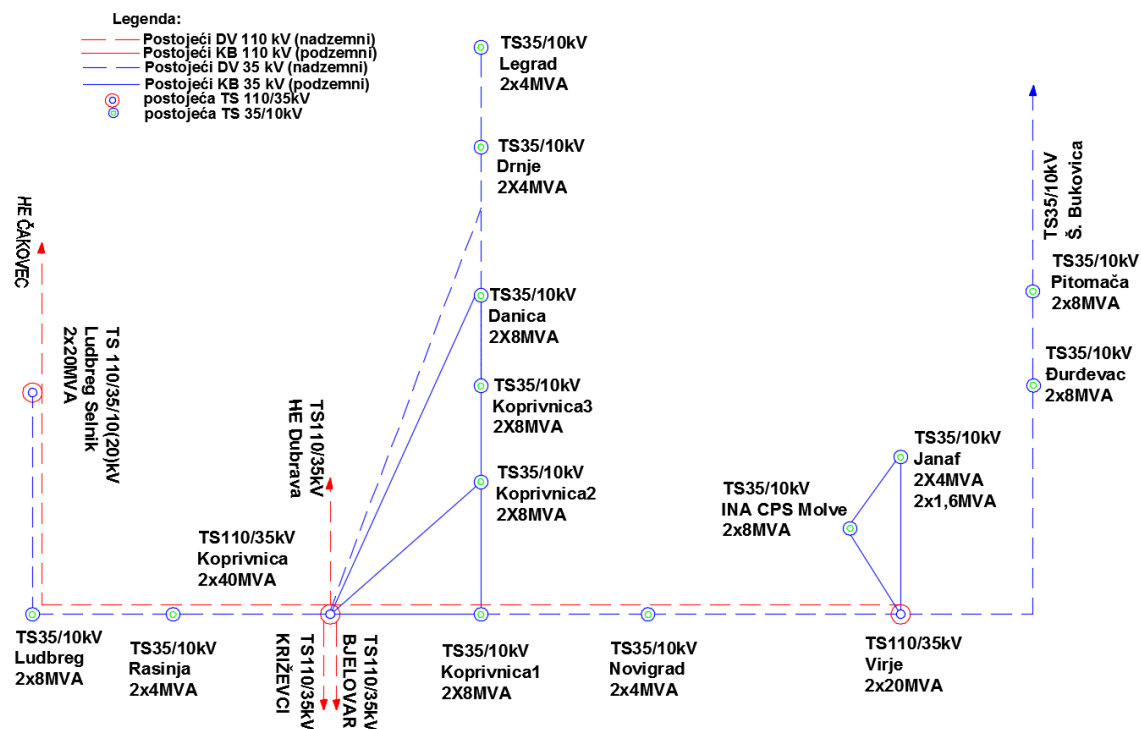
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	60,90	
2007	62,40	2,46%
2008	59,30	-4,97%
2009	60,00	1,18%
2010	62,80	4,67%
2011	60,40	-3,82%
2012	57,60	-4,64%
2013	57,23	-0,64%
2014	59,75	4,40%
2015	62,57	4,72%



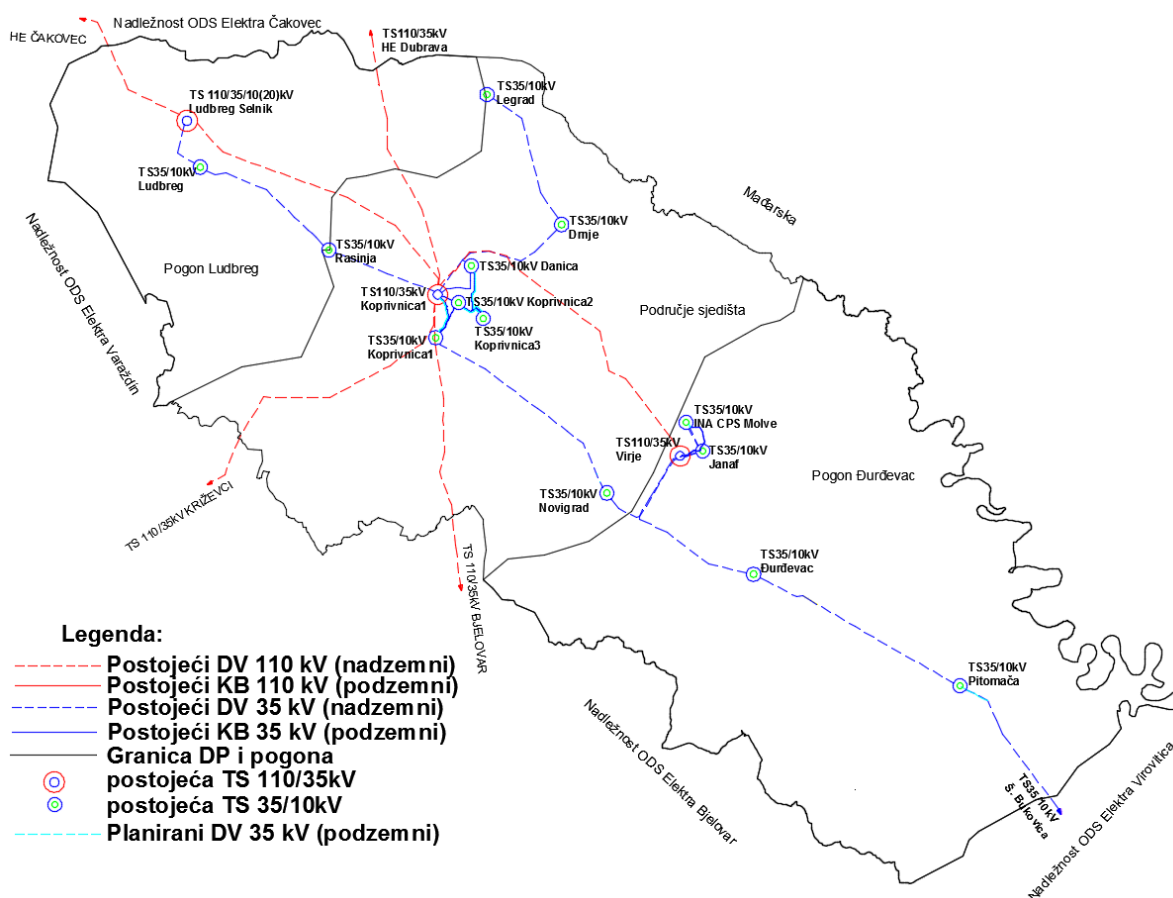
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 2,74%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
KOPRIVNICA 110	110/35 kV	80.000	34.550,00	43%	
KOPRIVNICA 1	35/10 kV	16.000	7.600,00	48%	
KOPRIVNICA 2	35/10 kV	24.000	11.370,00	47%	
KOPRIVNICA 3	35/10 kV	16.000	6.360,00	40%	
DANICA	35/10 kV	16.000	7.960,00	50%	
DRNJE	35/10 kV	8.000	3.420,00	43%	
LEGRAD	35/10 kV	8.000	1.210,00	15%	
NOVIGRAD	35/10 kV	8.000	2.400,00	30%	
SELNIK	110/35 kV	40.000	13.590,00	34%	
	35/10 kV	16.000	10.850,00	68%	
LUDBREG	35/10 kV	16.000	5.030,00	31%	
RASINJA	35/10 kV	8.000	2.380,00	30%	
VIRJE	110/35 kV	40.000	19.130,00	48%	
ĐURĐEVAC	35/10 kV	16.000	6.520,00	41%	
JANAF	35/10 kV	8.000	3.500,00	44%	
PITOMAČA	35/10 kV	16.000	5.150,00	32%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

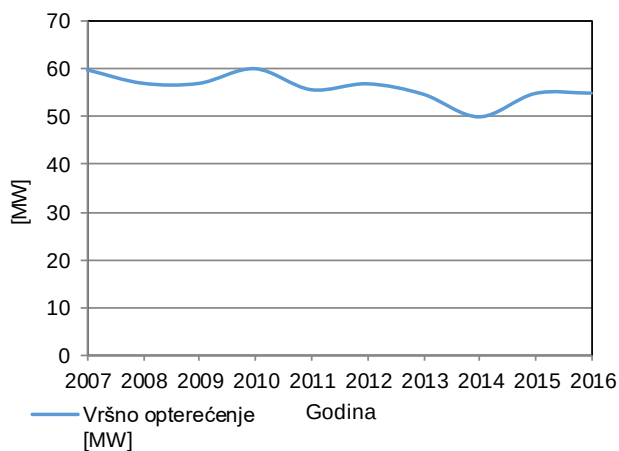


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

6. Elektra Bjelovar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

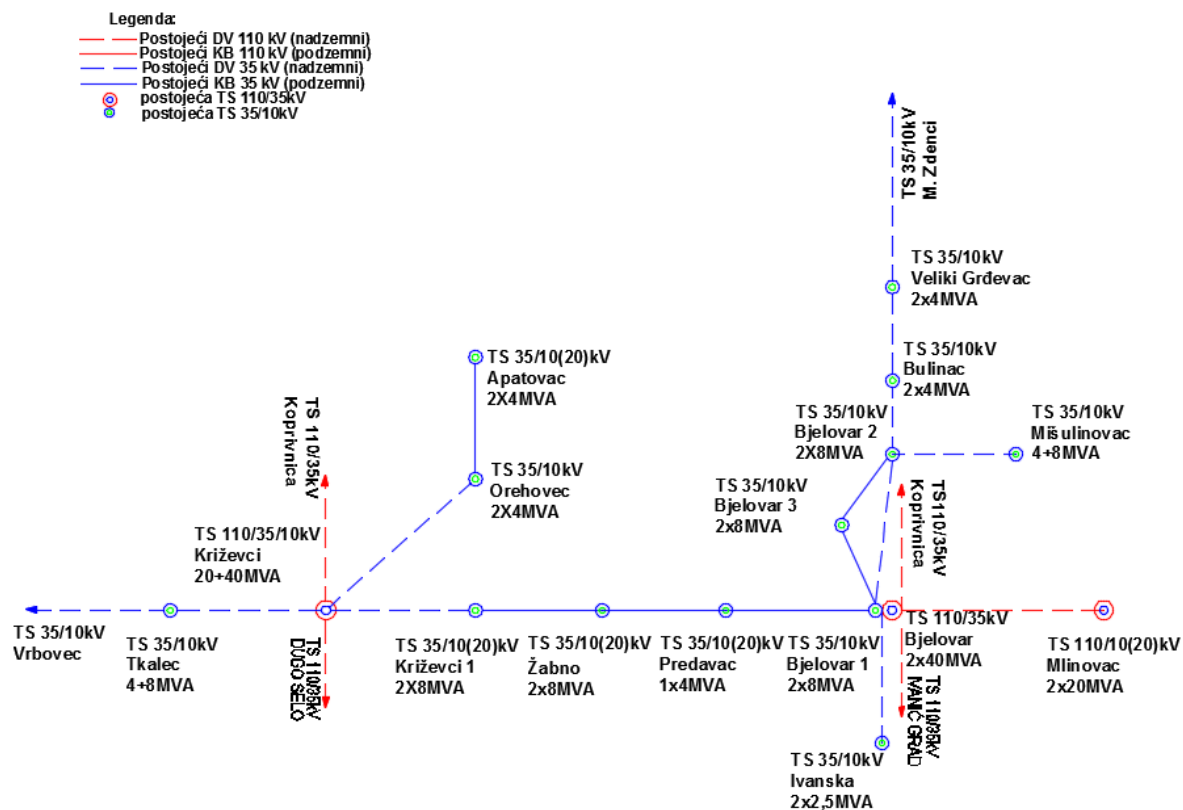
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	59,93	
2008	57,08	-4,76%
2009	57,06	-0,04%
2010	60,15	5,42%
2011	55,73	-7,35%
2012	56,97	2,23%
2013	54,79	-3,83%
2014	50,02	-8,71%
2015	54,94	9,84%
2016	55,00	0,11%



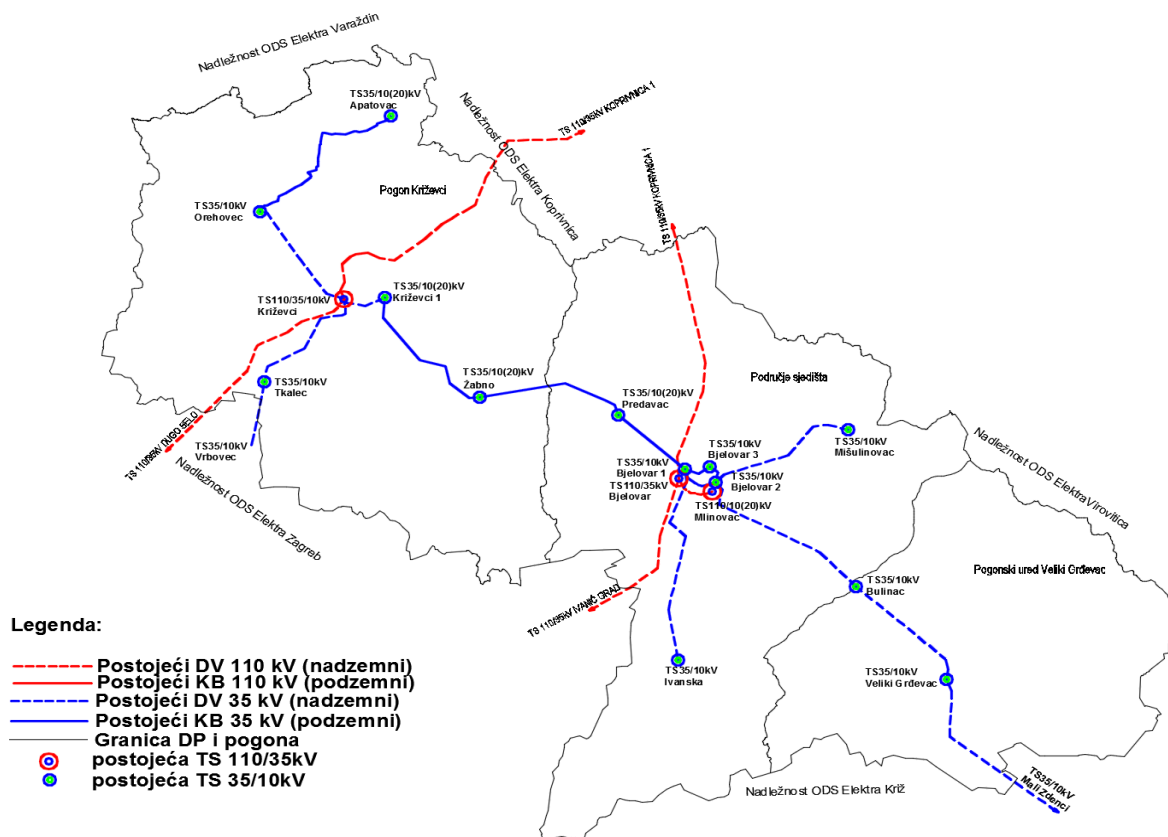
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -8,23%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BJELOVAR 1	35/10 kV	16.000	7.293,00	46%	
BJELOVAR 2	35/10 kV	16.000	12.434,00	78%	
BJELOVAR 3	35/10 kV	16.000	8.483,00	53%	
BULINAC	35/10 kV	8.000	4.779,00	60%	
VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8.000	4.090,00	51%	
PREDAVAC	35/10 kV	4.000	3.399,00	85%	999
IVANSKA	35/10 kV	5.000	2.197,00	44%	
MIŠULINOVAC	35/10 kV	12.000	3.560,00	30%	
KRIŽEVCI	110/10 kV	19.970	4.509,00	23%	2.000
	110/35 kV	60.000	15.295,00	25%	
KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16.000	6.032,00	38%	
ŽABNO	35/10 kV	16.000	4.526,00	28%	
APATOVAC	35/10 kV	8.000	2.678,00	33%	
OREHOVEC	35/10 kV	8.000	5.015,00	63%	
TKALEC	35/10 kV	12.000	4.678,00	39%	
MLINOVAC	110/10 kV	40.000	12.434,00	31%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

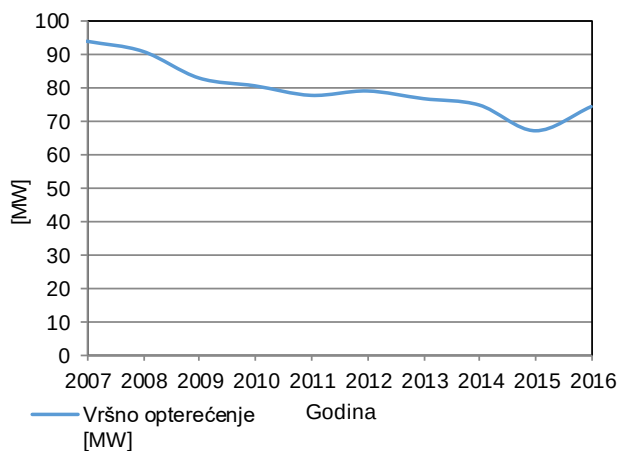


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

7. Elektra Križ

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

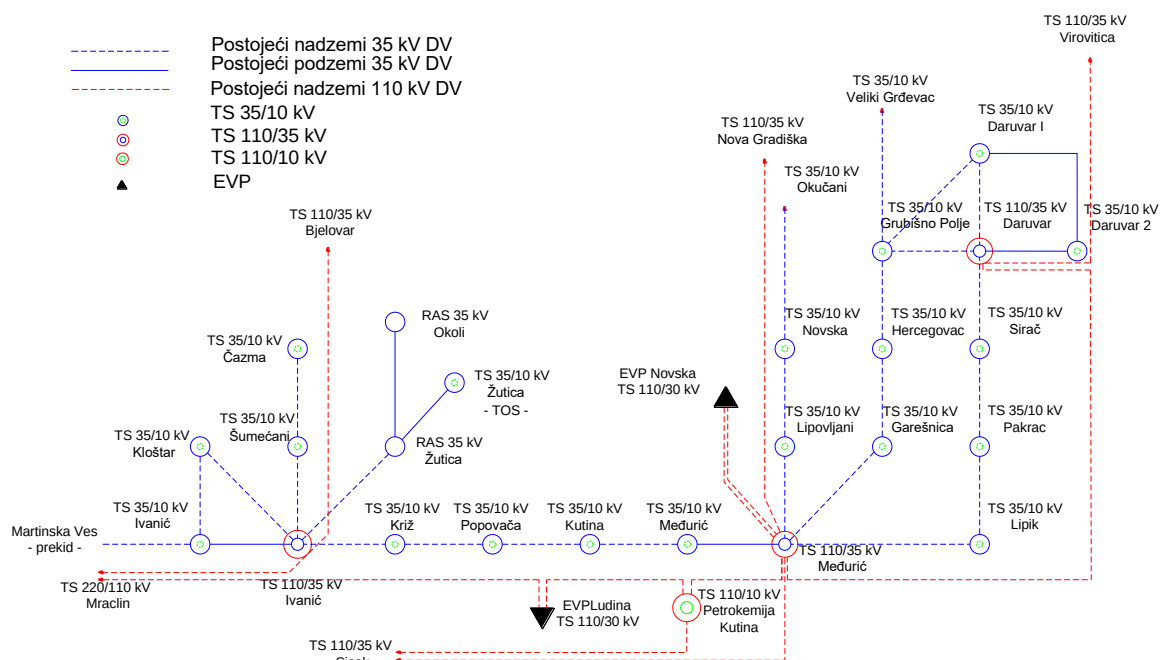
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	93,91	
2008	90,87	-3,24%
2009	82,85	-8,83%
2010	80,49	-2,85%
2011	77,63	-3,55%
2012	78,95	1,70%
2013	76,65	-2,91%
2014	74,73	-2,50%
2015	66,98	-10,37%
2016	74,25	10,85%



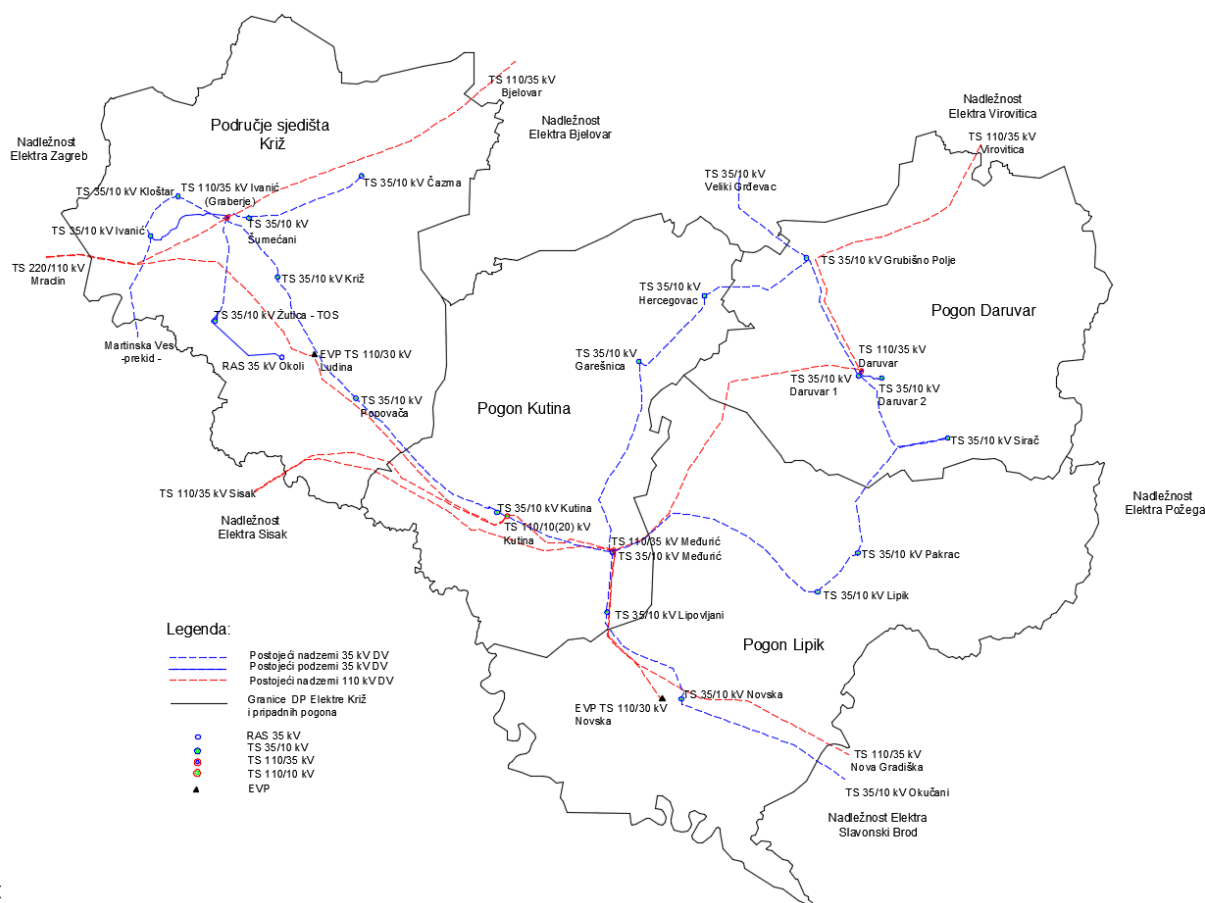
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -20,93%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
IVANIĆ	110/35 kV	80.000	28.760,00	36%	
IVANIĆ	35/10 kV	16.000	7.850,00	49%	1.000
KLOŠTAR	35/10 kV	16.000	6.950,00	43%	
ŠUMEČANI	35/10 kV	8.000	3.320,00	42%	
KRIŽ	35/10 kV	16.000	5.350,00	33%	
ČAZMA	35/10 kV	16.000	5.000,00	31%	
POPOVAČA	35/10 kV	16.000	5.900,00	37%	
MEĐURIČ	110/35 kV	71.500	35.560,00	50%	
KUTINA	35/10 kV	16.000	11.300,00	71%	
LIPOVLJANI	35/10 kV	8.000	3.930,00	49%	
NOVSKA	35/10 kV	16.000	7.050,00	44%	
MEĐURIČ	35/10 kV	5.000	3.410,00	68%	1.000
GAREŠNICA	35/10 kV	16.000	4.960,00	31%	
PAKRAC	35/10 kV	8.000	3.070,00	38%	
LIPIK	35/10 kV	16.000	4.640,00	29%	
DARUVAR	110/35 kV	40.000	17.850,00	45%	999
DARUVAR 1	35/10 kV	8.000	4.430,00	55%	
DARUVAR 2	35/10 kV	24.000	3.320,00	14%	
HERCEGOVAČ	35/10 kV	8.000	1.850,00	23%	
MALI ZDENCI	35/10 kV	8.000	3.270,00	41%	
SIRAČ	35/10 kV	8.000	2.030,00	25%	
KUTINA	110/10 kV	20.000	7.440,00	37%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

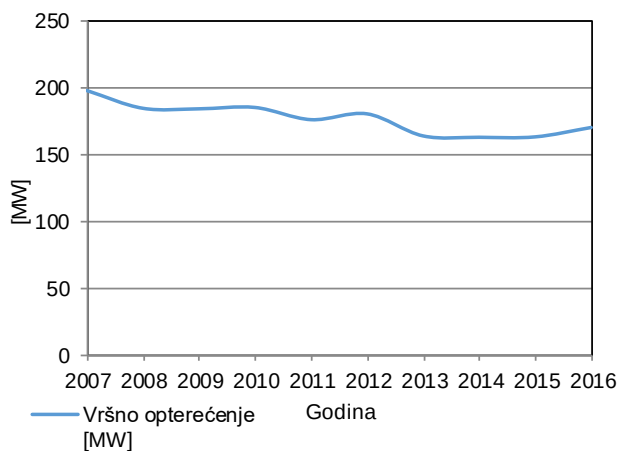


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

8. Elektroslavonija Osijek

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

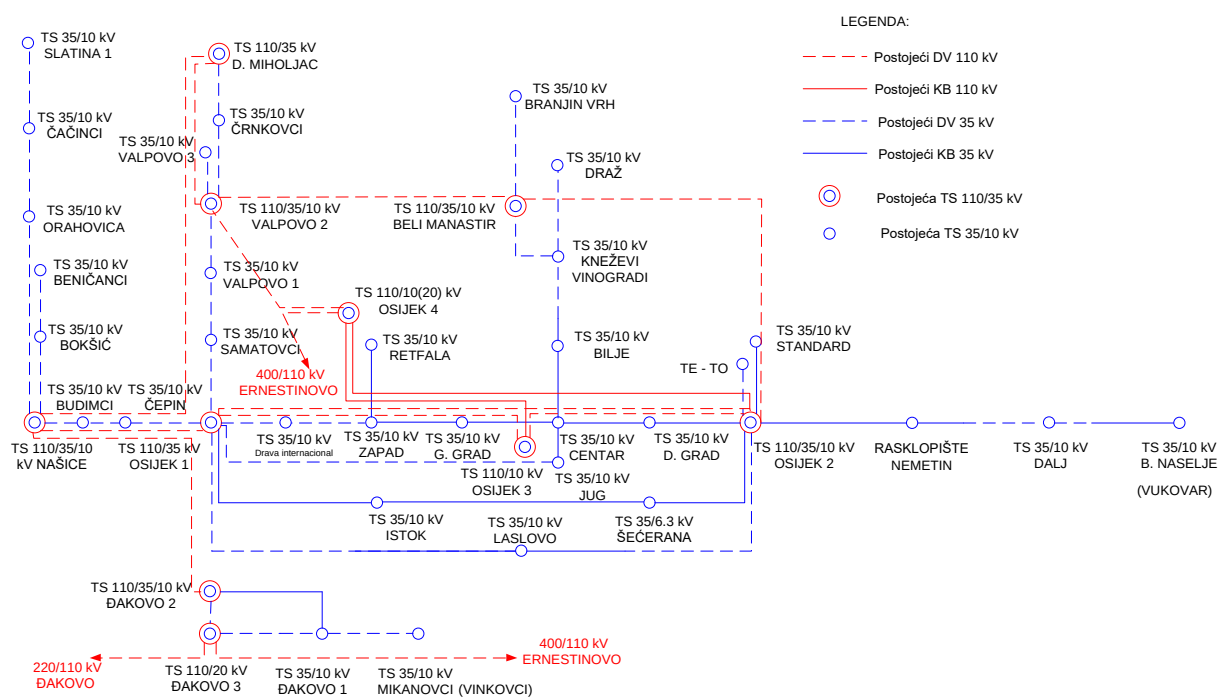
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	197,50	
2008	184,40	-6,63%
2009	184,00	-0,22%
2010	185,00	0,54%
2011	176,00	-4,86%
2012	180,30	2,44%
2013	164,00	-9,04%
2014	163,00	-0,61%
2015	163,29	0,18%
2016	170,23	4,25%



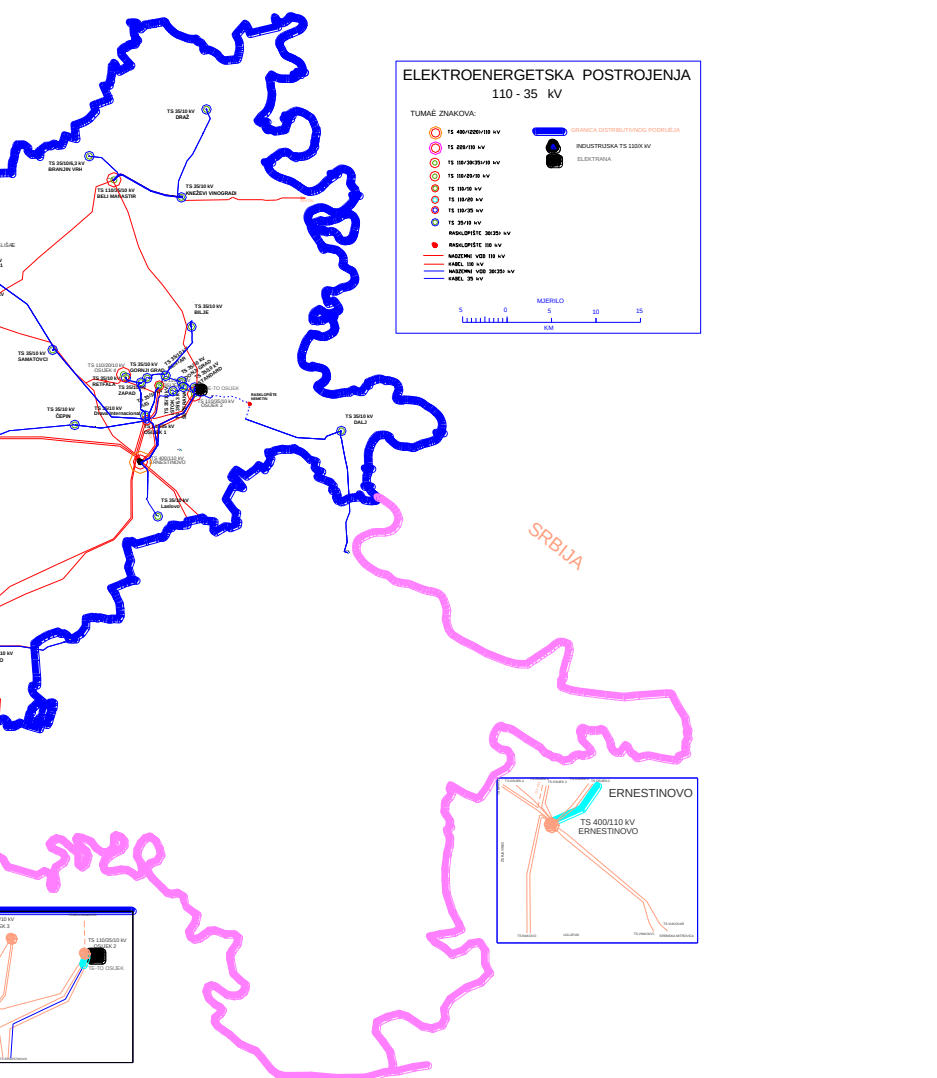
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -13,81%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
OSIJEK 1	110/35 kV	80.000	30.858,49	39%	3.700
GORNJI GRAD	35/10 kV	16.000	3.800,60	24%	
ZAPAD	35/10 kV	16.000	4.625,75	29%	
ISTOK	35/10 kV	16.000	3.332,73	21%	
CENTAR	35/10 kV	16.000	7.058,27	44%	
RETFALA	35/10 kV	16.000	3.077,76	19%	
ČEPIN	35/10 kV	16.000	6.758,27	42%	
BUDIMCI	35/10 kV	8.000	2.805,32	35%	
SAMATOVCI	35/10 kV	8.000	3.478,42	43%	
LASLOVO	35/10 kV	8.000	3.478,42	43%	
	110/35 kV	80.000	29.965,89	37%	
OSIJEK 2	35/10 kV	16.000	8.097,17	51%	
STANDARD	35/10 kV	8.000	2.550,29	32%	
DONJI GRAD	35/10 kV	16.000	4.917,14	31%	
DALJ	35/10 kV	8.000	3.825,43	48%	
OSIJEK 3	110/10 kV	120.000	23.930,07	20%	
	110/20 kV	20.000	2.767,21	14%	
OSIJEK 4	110/10 kV	20.000	8.195,23	41%	
	35/10 kV	16.000	4.526,76	28%	
BELI MANASTIR	110/35 kV	60.000	10.711,21	18%	
BILJE	35/10 kV	16.000	6.503,24	41%	
KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	8.000	2.240,03	28%	
DRAŽ	35/10 kV	5.000	327,81	7%	
	35/6,3 kV	4.000	0	0%	
BRANJIN VRH	35/10 kV	8.000	2.167,75	27%	4.600
	110/35 kV	62.000	12.241,38	20%	
ĐAKOVO 2	35/10 kV	16.000	6.248,21	39%	1.900
ĐAKOVO 1	35/10 kV	16.000	6.694,51	42%	
	110/20 kV	20.000	4.551,33	23%	
ĐAKOVO 3	20/10 kV	8.000	2.915,79	36%	7.100
	110/10 kV	40.000	11.291,20	28%	
NAŠICE	110/35 kV	20.000	8.224,68	41%	2.499
ORAHOVICA	35/10 kV	16.000	4.080,46	26%	
ČAČINCI	35/10 kV	8.000	145,00	2%	
	110/35 kV	44.000	12.496,41	28%	
VALPOVO 2	35/10 kV	16.000	6.375,72	40%	
VALPOVO 1	35/10 kV	16.000	1.201,97	8%	
DONJI MIHOLJAC	110/35 kV	100.000	6.822,02	7%	490
DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	16.000	6.392,28	40%	
ČRNKOVC	35/10 kV	8.000	619,20	8%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

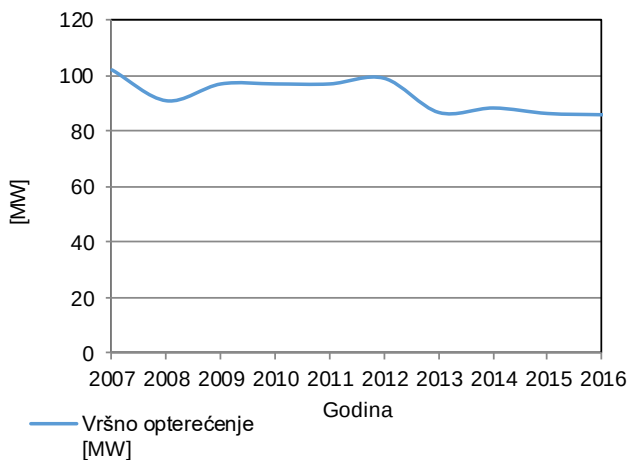


35) kV mreže distribucijskog područja

9. Elektra Vinkovci

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

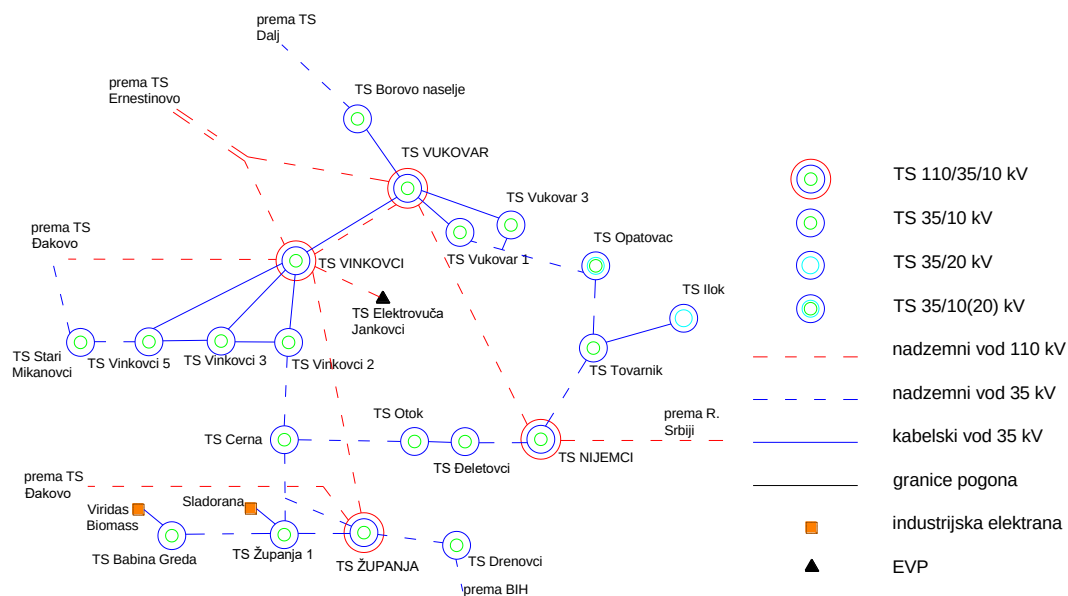
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	102,00	
2008	91,00	-10,78%
2009	97,00	6,59%
2010	97,00	0,00%
2011	97,00	0,00%
2012	99,00	2,06%
2013	86,83	-12,29%
2014	88,43	1,84%
2015	86,46	-2,23%
2016	86,02	-0,51%



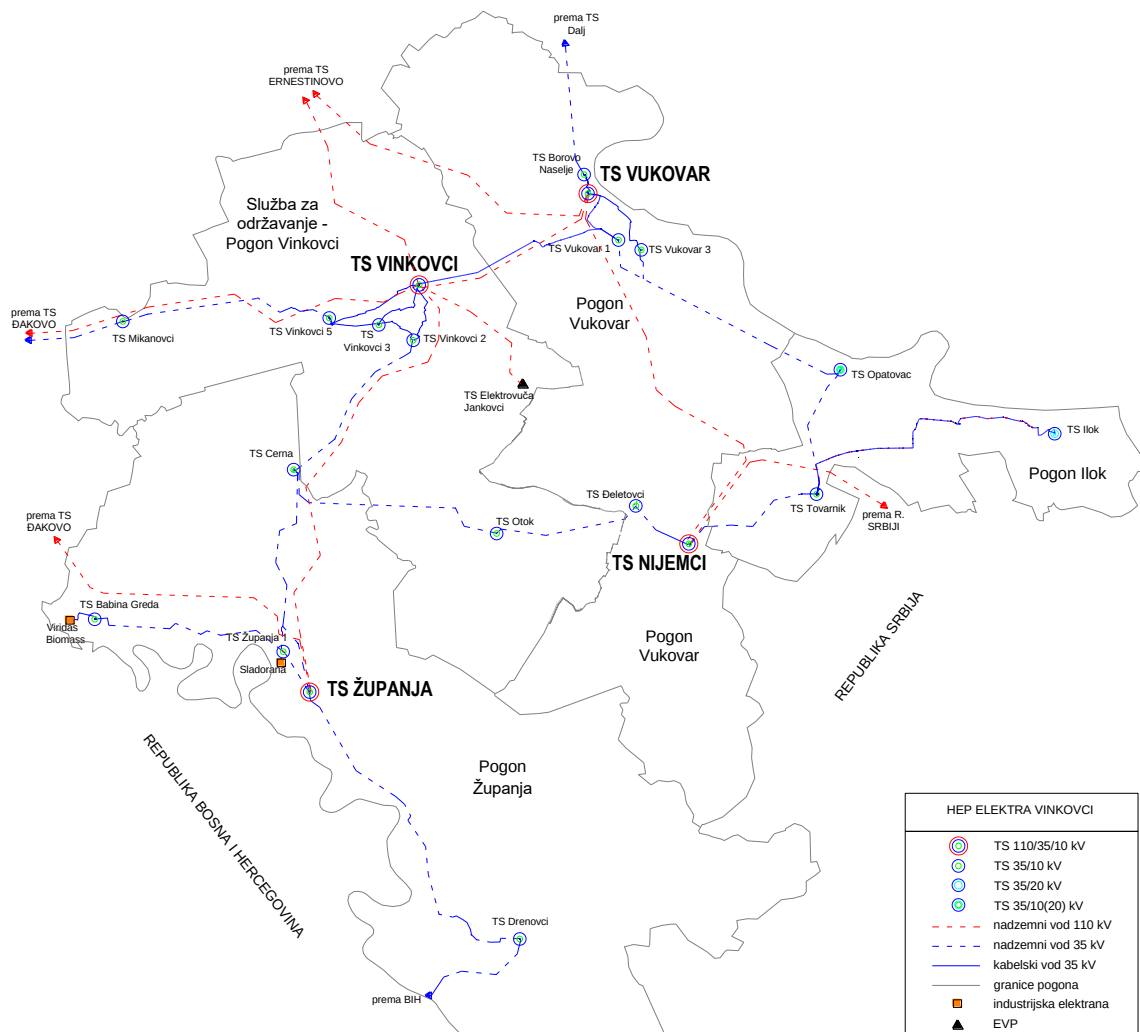
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -15,67%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VINKOVCI 1	35/10 kV	16.000	10.430,00	65%	
	110/35 kV	80.000	31.080,00	39%	
VINKOVCI 2	35/10 kV	16.000	7.790,00	49%	
VINKOVCI 3	35/10 kV	16.000	11.130,00	70%	
VINKOVCI 5	35/10 kV	16.000	3.630,00	23%	
STARI MIKANOVC	35/10 kV	8.000	3.820,00	48%	
VUKOVAR 2	35/10 kV	16.000	6.900,00	43%	
	110/35 kV	80.000	18.140,00	23%	
VUKOVAR 1	35/10 kV	12.000	5.450,00	45%	
VUKOVAR 3	35/10 kV	12.000	3.850,00	32%	
BOROVO NASELJE	35/10 kV	12.000	4.270,00	36%	
ŽUPANJA 2	35/10 kV	12.000	5.960,00	50%	
	110/35 kV	80.000	21.110,00	26%	
ŽUPANJA 1	35/10 kV	8.000	6.320,00	79%	
DRENOVCI	35/10 kV	8.000	5.250,00	66%	
BABINA GREDA	35/10 kV	16.000	4.670,00	29%	
CERNA	35/10 kV	8.000	4.690,00	59%	
NIJEMCI	110/35 kV	40.000	14.290,00	36%	
	35/10 kV	16.000	2.480,00	16%	
OTOK	35/10 kV	12.000	4.360,00	36%	
ILOK	35/20 kV	16.000	2.540,00	16%	
OPATOVAC	35/20 kV	4.000	710,00	18%	
	35/10 kV	4.000	260	7%	
TOVARNIK	35/10 kV	8.000	1.410,00	18%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

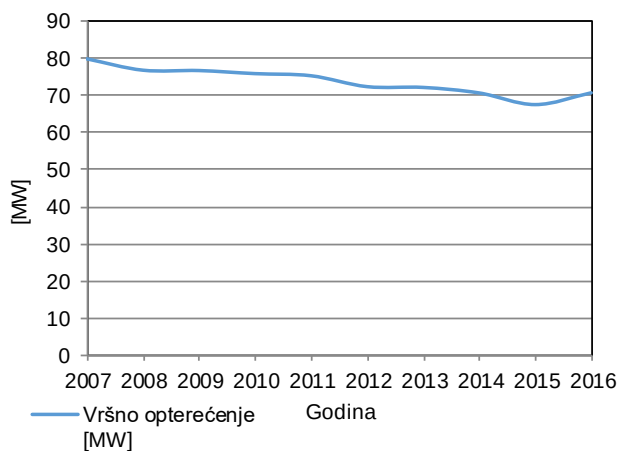


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

10. Elektra Slavonski Brod

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

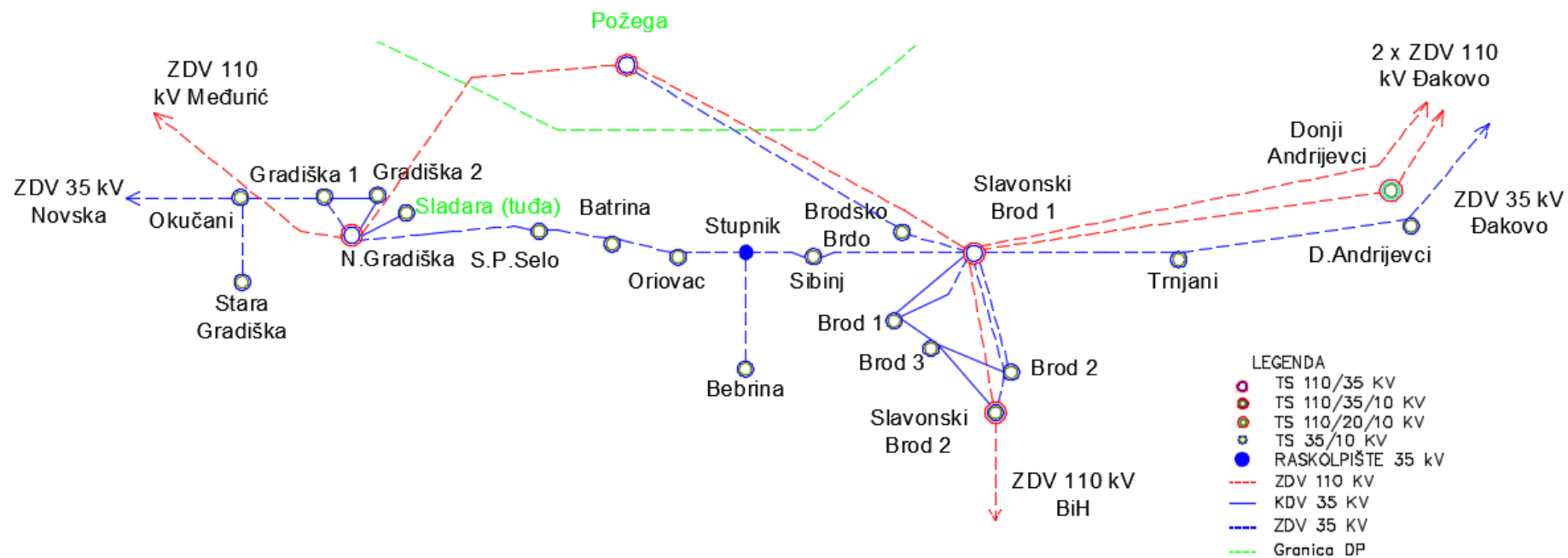
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	79,92	
2008	76,82	-3,88%
2009	76,72	-0,13%
2010	75,88	-1,09%
2011	75,30	-0,76%
2012	72,32	-3,96%
2013	72,11	-0,29%
2014	70,60	-2,09%
2015	67,41	-4,52%
2016	70,63	4,78%



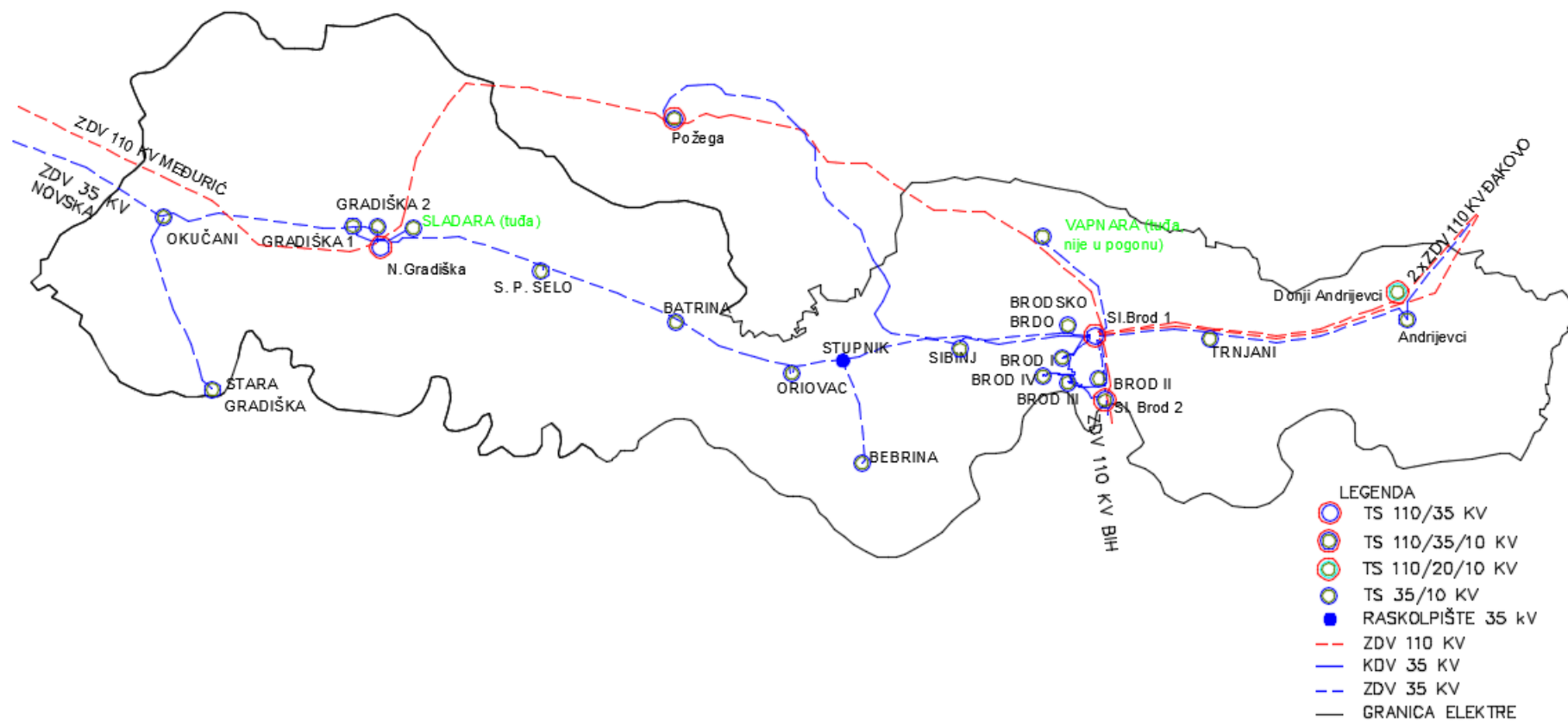
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -11,62%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE	110/35 kV	80.000	24.150,00	30%	
TRNJANI	35/10 kV	8.000	3.050,00	38%	
BROD I	35/10 kV	32.000	12.520,00	39%	
BRODSKO BRDO	35/10 kV	12.000	5.660,00	47%	
SIBINJ	35/10 kV	5.000	2.970,00	59%	
BEBRINA	35/10 kV	6.500	2.250,00	35%	
ORIOVAC	35/10 kV	8.000	1.050,00	13%	
SLAVONSKI BROD 2-BJELIŠ	110/35 kV	40.000	14.340,00	36%	
	35/10 kV	16.000	4.490,00	28%	
BROD II	35/10 kV	16.000	7.510,00	47%	
BROD III	35/10 kV	16.000	5.050,00	32%	
DONJI ANDRIJEVCI	110/20 kV	40.000	6.590,00	16%	
NOVA GRADIŠKA	110/35 kV	60.000	31.730,00	53%	
BATRINA	35/10 kV	6.500	3.100,00	48%	
STARO PETROVO SELO	35/10 kV	6.500	2.820,00	43%	
NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16.000	6.480,00	41%	
NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	8.000	4.800,00	60%	
OKUČANI	35/10 kV	5.000	770,00	15%	
STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3.200	870	27%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

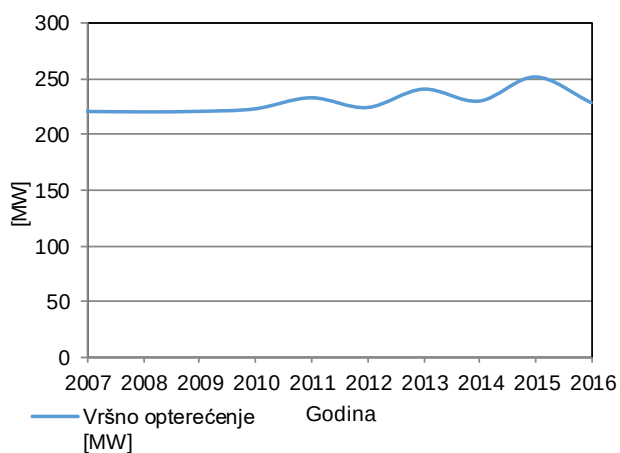


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11. Elektroistra Pula

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

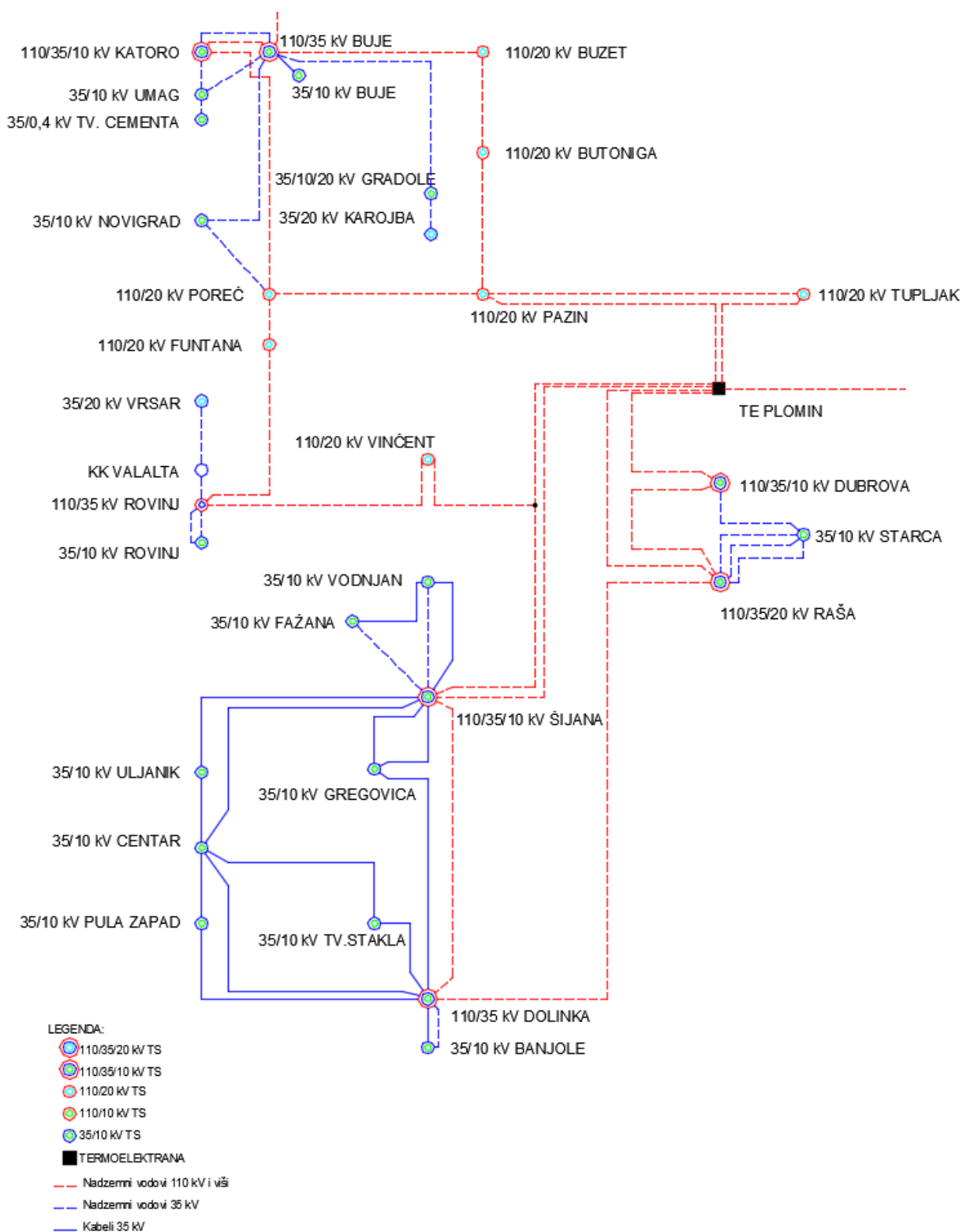
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	220,41	
2008	219,99	-0,19%
2009	220,50	0,23%
2010	222,80	1,04%
2011	233,10	4,62%
2012	224,00	-3,90%
2013	241,10	7,63%
2014	230,00	-4,60%
2015	252,42	9,75%
2016	228,58	-9,44%



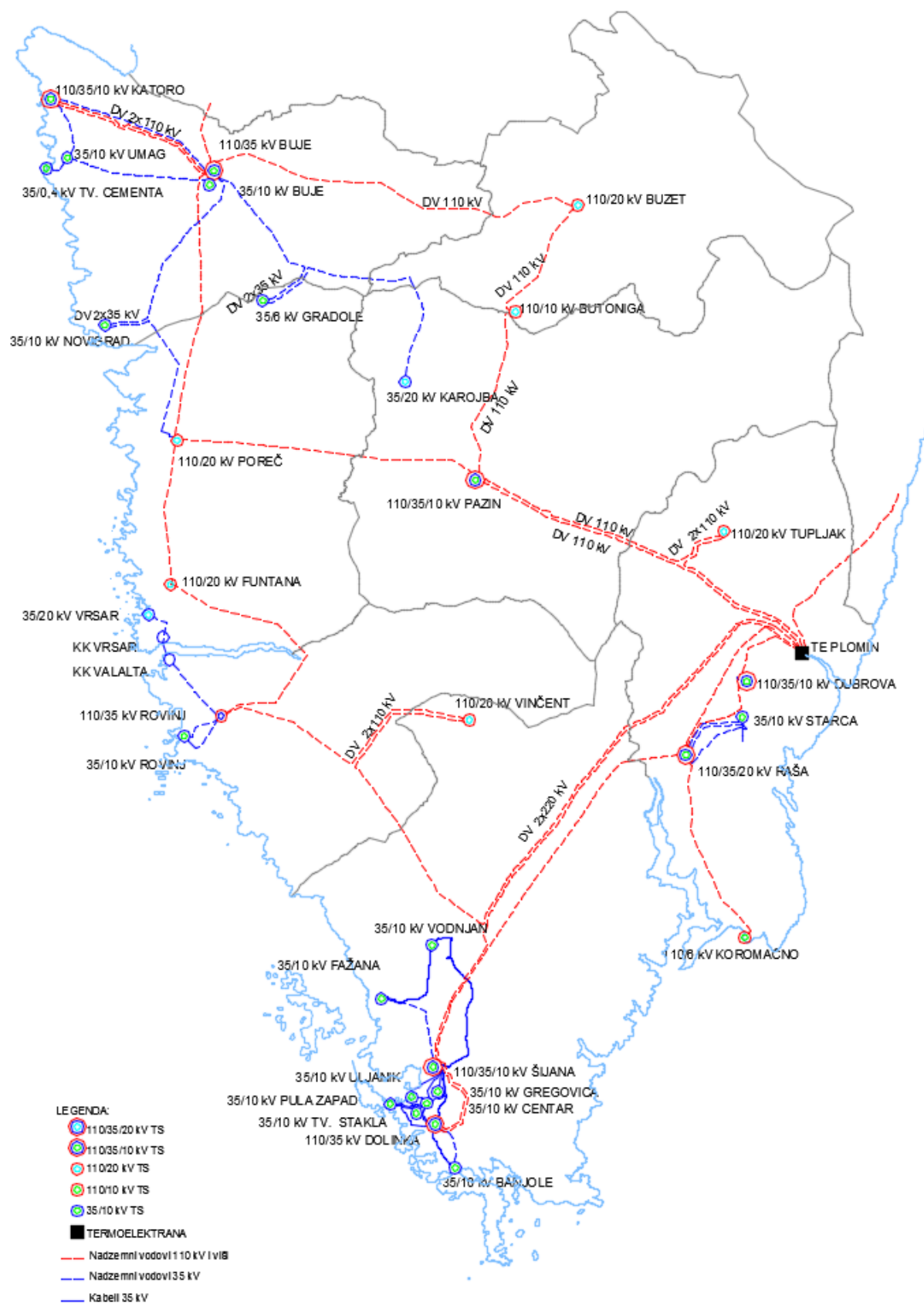
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 3,71%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
DOLINKA	110/35 kV	80.000	34.020,00	43%	
BANJOLE	35/10 kV	24.000	15.880,00	66%	
PULA ZAPAD	35/10 kV	16.000	9.260,00	58%	
PULA CENTAR	35/10 kV	24.000	11.930,00	50%	
ŠIJANA	110/35 kV	80.000	13.840,00	17%	
GREGOVICA	35/10 kV	8.000	5.810,00	73%	
FAŽANA	35/10 kV	16.000	10.930,00	68%	
VODNJAN	35/10 kV	8.000	5.170,00	65%	
RAŠA	110/35 kV	40.000	16.260,00	41%	
	110/20 kV	20.000	4.500,00	23%	
	35/20 kV	4.000	3.600,00	90%	
STARCA	35/10 kV	16.000	11.080,00	69%	
TUPLJAK	110/20 kV	40.000	7.090,00	18%	
PAZIN	110/20 kV	40.000	10.700,00	27%	
TURNINA	110/10 kV	20.000		0%	
	110/35 kV	20.000	24.500,00	123%	
	35/10 kV	16.000	13.020,00	81%	
ROVINJ	35/10 kV	16.000	12.000,00	75%	
POREČ	35/20 kV	16.000	9.230,00	58%	
	110/20 kV	80.000	41.520,00	52%	
NOVIGRAD	35/10 kV	12.000	9.230,00	77%	
BUJE	110/35 kV	40.000	25.460,00	64%	
BUJE	35/10 kV	12.000	6.730,00	56%	
UMAG	35/10 kV	16.000	7.790,00	49%	
BUZET	110/20 kV	40.000	9.750,00	24%	
DUBROVA	110/35 kV	20.000	0	0%	
	35/10 kV	8.000	4.300,00	54%	
FUNTANA	110/20 kV	40.000	20.730,00	52%	
KATORO	110/10 kV	20.000	13.453,00	67%	
	110/35 kV	20.000		0%	
	35/10 kV	12.000	5.470,00	46%	
VINČENT	110/20 kV	40.000	8.750,00	22%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

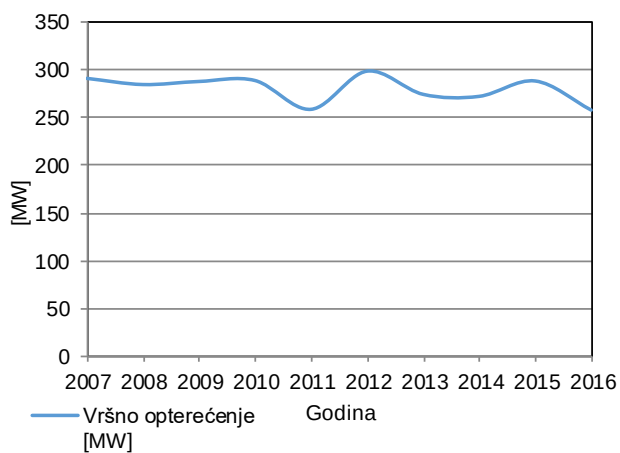


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

12. Elektroprimorje Rijeka

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

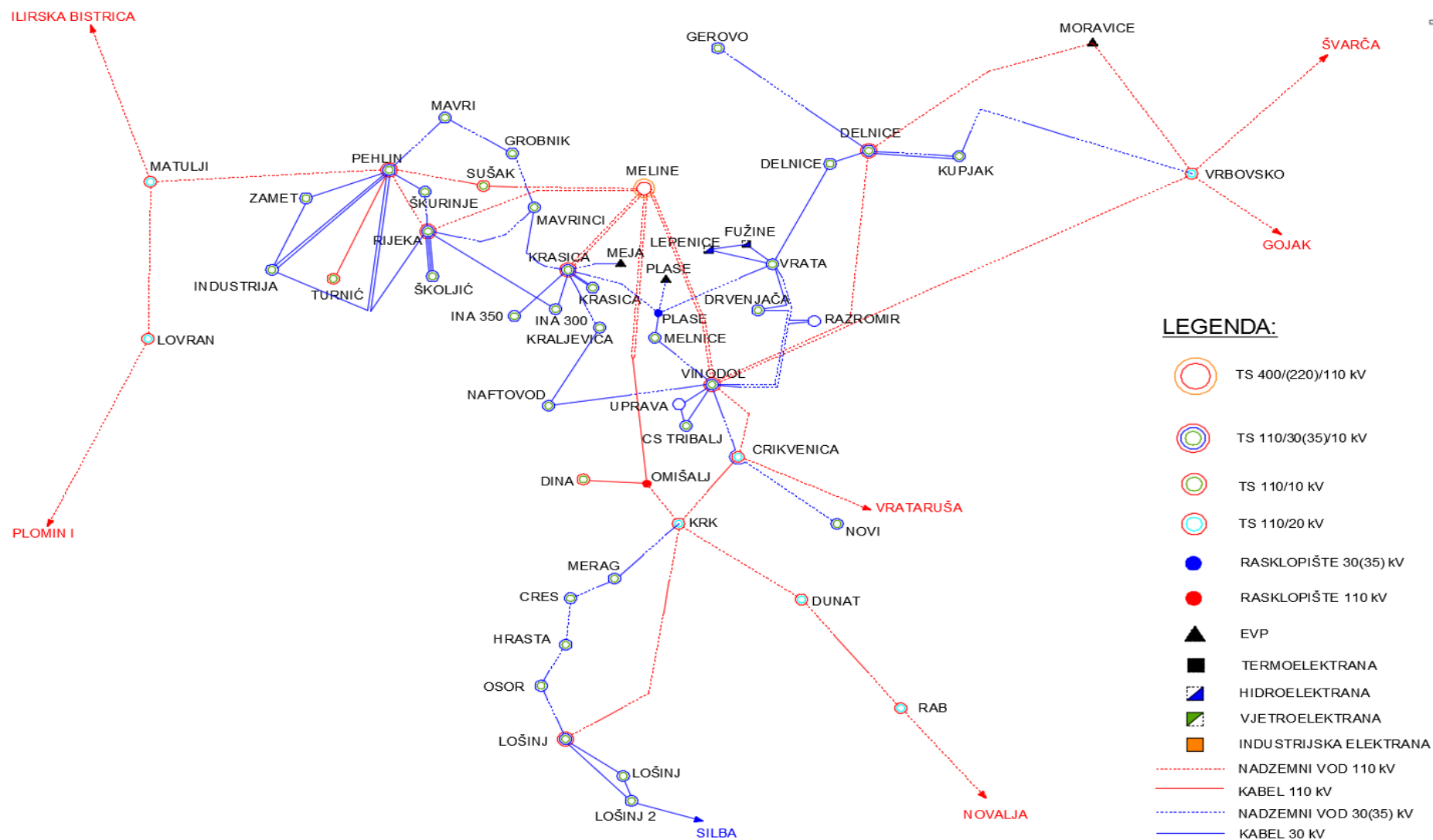
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	291,25	
2008	284,78	-2,22%
2009	288,00	1,13%
2010	289,00	0,35%
2011	258,77	-10,46%
2012	298,81	15,47%
2013	274,50	-8,14%
2014	272,36	-0,78%
2015	288,50	5,93%
2016	258,00	-10,57%



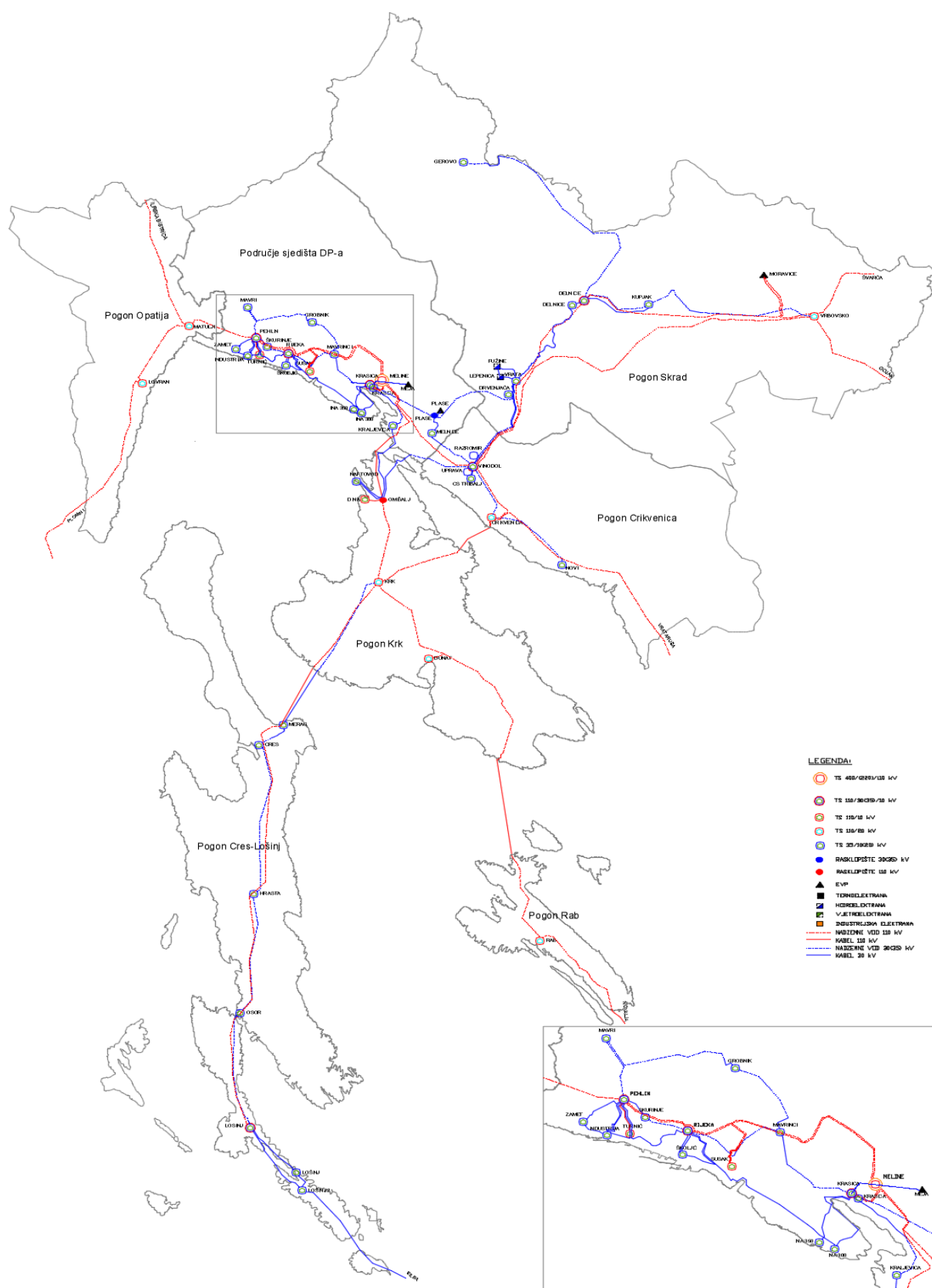
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -11,42%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
LOŠINJ	110/35 kV	40.000	20.600,00	52%	
LOŠINJ	35/10 kV	8.000	3.500,00	44%	
LOŠINJ 2	35/20 kV	16.000	7.000,00	44%	
OSOR	35/10 kV	4.000	2.300,00	58%	
HRASTA	35/20 kV	8.000	1.900,00	24%	
CRES	35/10 kV	8.000	4.300,00	54%	
DELNICE	110/35 kV	40.000	21.600,00	54%	
DELNICE	35/20 kV	8.000	3.800,00	48%	
VRATA	35/20 kV	12.000	6.000,00	50%	
KUPJAK	35/20 kV	16.000	4.700,00	29%	
GEROVO	35/20 kV	8.000	3.800,00	48%	
PEHLIN	110/35 kV	120.000	33.000,00	28%	
INDUSTRIJA	35/10 kV	32.000	6.000,00	19%	
ZAMET	35/10 kV	16.000	11.400,00	71%	
MAVRI	35/20 kV	16.000	10.000,00	63%	
	110/35 kV	80.000	26.100,00	33%	
RIJEKA	35/10 kV	250	0	0%	
ŠKURINJSKA DRAGA	35/10 kV	16.000	11.300,00	71%	
ŠKOLJIĆ	35/10 kV	32.000	18.100,00	57%	
KRASICA	110/35 kV	80.000	38.800,00	49%	
MAVRINCI	35/10 kV	16.000	9.000,00	56%	
GROBNIK	35/20 kV	16.000	9.100,00	57%	
KRASICA	35/10 kV	16.000	3.800,00	24%	
	20/10 kV	1.600	1.000,00	63%	
KRALJEVICA	35/10 kV	12.000	3.900,00	33%	
VINODOL	110/35 kV	40.000	21.400,00	54%	
NOVI	35/20 kV	16.000	4.000,00	25%	
CRIKVENICA	110/20 kV	40.000	31.600,00	79%	
DUNAT	110/20 kV	40.000	19.200,00	48%	
	110/20 kV	40.000	26.300,00	66%	
KRK	35/20 kV	8.000	10.300,00	129%	
LOVRAN	110/20 kV	40.000	13.200,00	33%	
MATULJI	110/20 kV	80.000	35.000,00	44%	
RAB	110/20 kV	40.000	20.200,00	51%	
SUŠAK	110/20 kV	80.000	27.000,00	34%	
	110/20 kV	40.000	6.400,00	16%	
VRBOVSKO	35/20 kV	8.000	0,00	0%	
TURNIĆ	110/10 kV	80.000	29.800,00	37%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

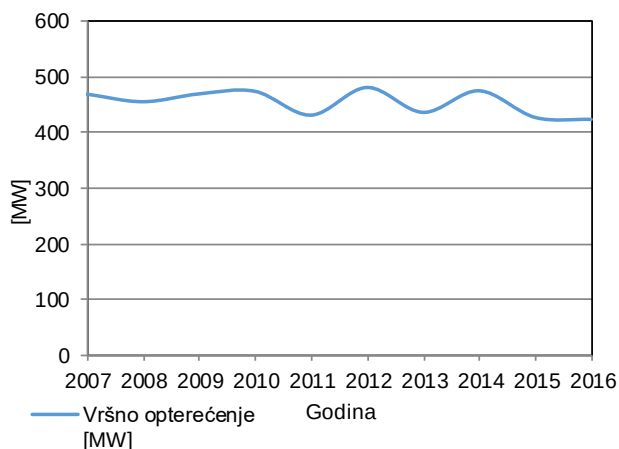


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

13. Elektrodalmacija Split

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	469,10	
2008	455,00	-3,01%
2009	469,50	3,19%
2010	474,30	1,02%
2011	430,20	-9,30%
2012	481,40	11,90%
2013	435,29	-9,58%
2014	475,30	9,19%
2015	425,90	-10,39%
2016	422,27	-0,85%



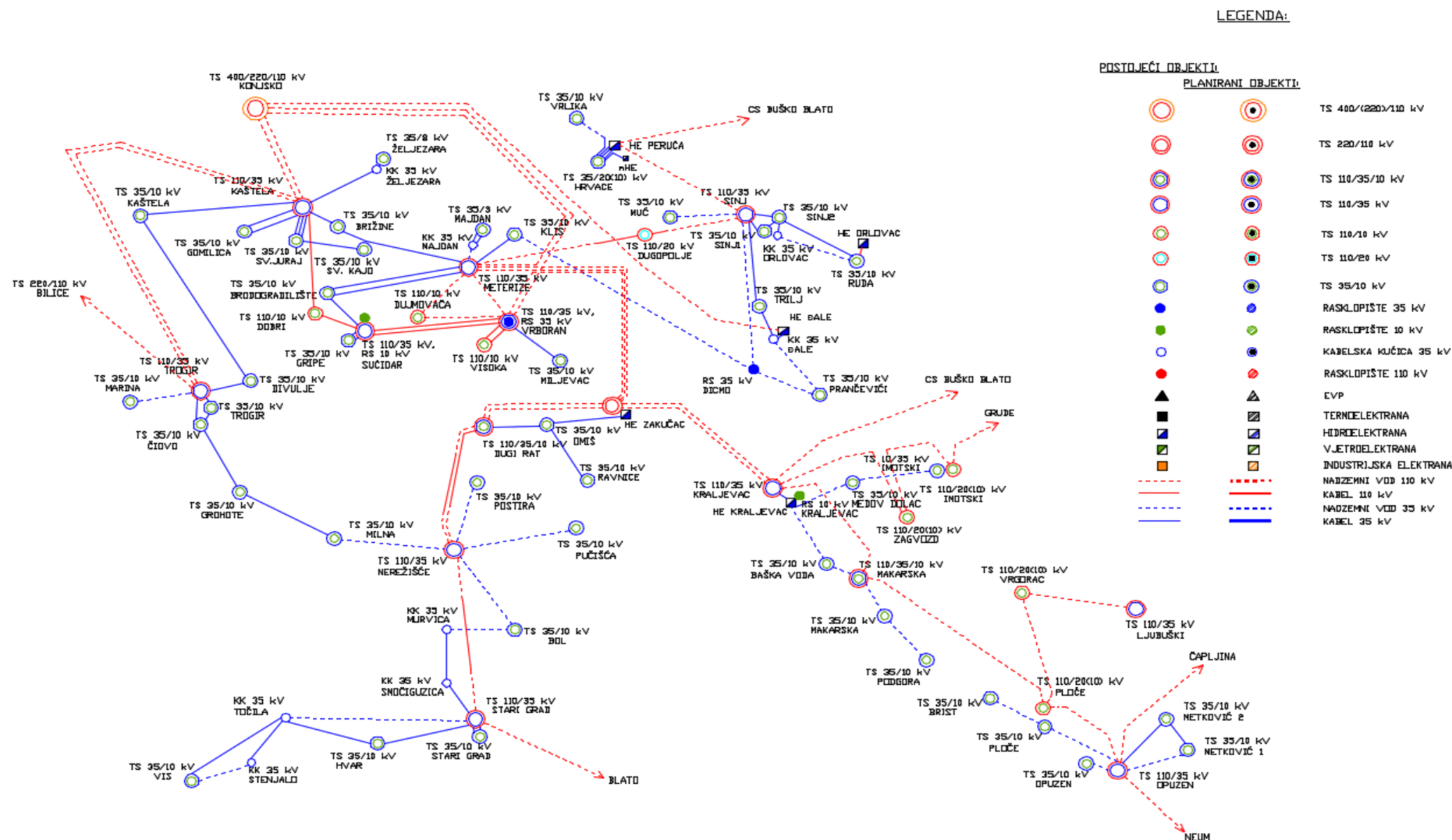
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -9,98%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

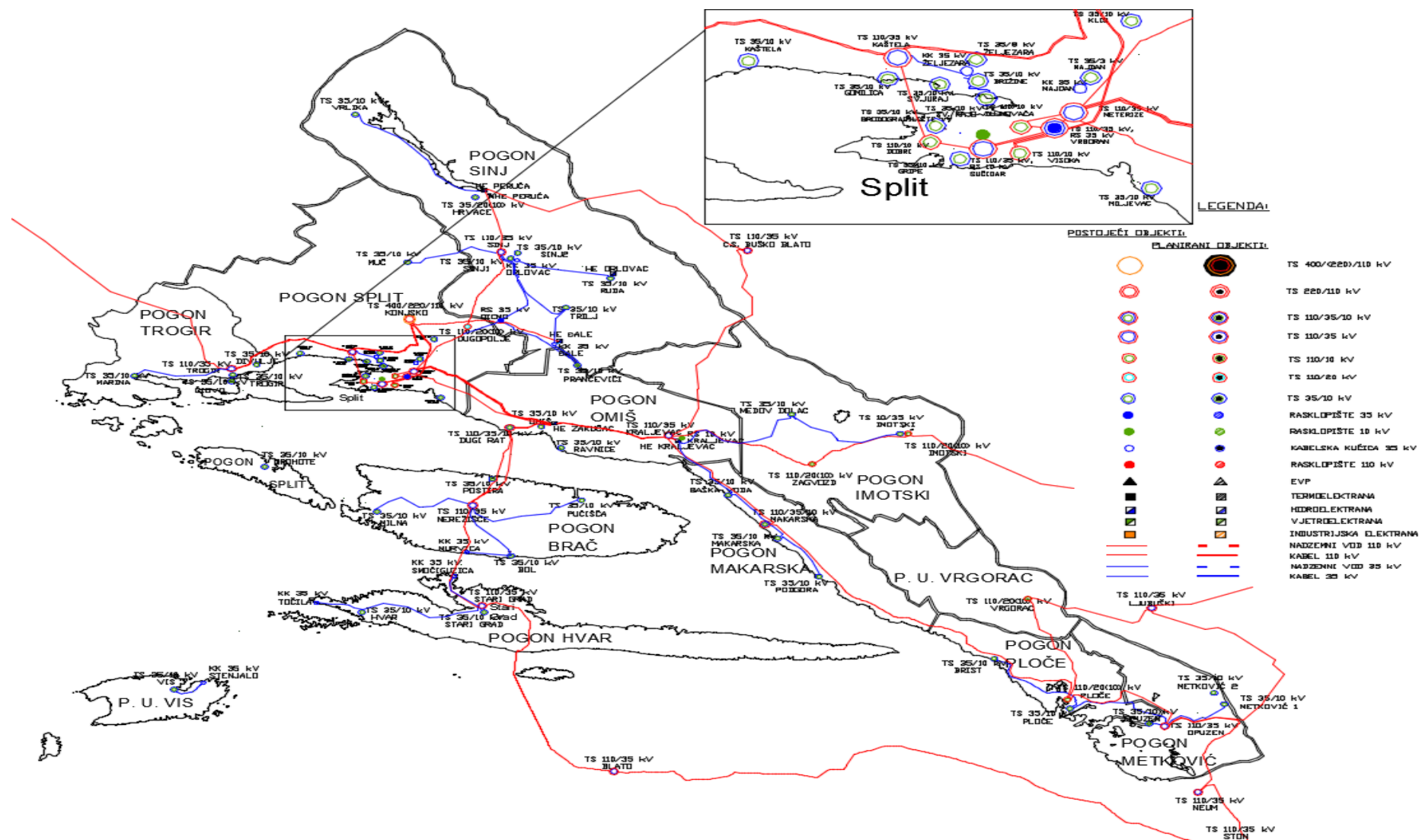
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SUČIDAR	110/35 kV	103.000	16.800,00	16%	
	110/10 kV	42.000	30.610,00	73%	
GRIPE	35/10 kV	16.000	10.640,00	67%	
BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	48.000	18.430,00	38%	
MAKARSKA	110/35 kV	40.000	33.600,00	84%	
	35/10 kV	8.000	7.030,00	88%	
	110/10 kV	20.000	18.290,00	91%	
MAKARSKA	35/10 kV	16.000	10.910,00	68%	
BAŠKA VODA	35/10 kV	16.000	14.220,00	89%	
PODGORA	35/10 kV	16.000	12.750,00	80%	
NEREŽIŠĆA	110/35 kV	40.000	25.650,00	64%	
BOL	35/10 kV	8.000	6.840,00	86%	
MILNA	35/10 kV	8.000	4.970,00	62%	
POSTIRA	35/10 kV	16.000	9.470,00	59%	
PUČIŠĆA	35/10 kV	12.000	5.520,00	46%	
KAŠTELA	110/35 kV	189.000	64.000,00	34%	
KAŠTELA	35/10 kV	16.000	16.190,00	101%	
BRIŽINE	35/10 kV	16.000	5.330,00	33%	
GOMILICA	35/10 kV	32.000	13.160,00	41%	

Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SINJ	110/35 kV	80.000	32.170,00	40%	
MUĆ	35/10 kV	8.000	2.860,00	36%	
SINJ 1	35/10 kV	16.000	9.080,00	57%	
SINJ 2	35/10 kV	16.000	10.010,00	63%	
PRANČEVIĆI	35/10 kV	8.000	2.870,00	36%	
RUDA	35/10 kV	8.000	3.090,00	39%	
TRILJ	35/10 kV	8.000	5.930,00	74%	
VRLIKA	35/10 kV	2.500	1.610,00	64%	
TROGIR	110/35 kV	80.000	41.400,00	52%	
GROHOTE	35/10 kV	8.000	2.990,00	37%	
ČIOVO	35/10 kV	16.000	14.000,00	88%	
DIVULJE	35/10 kV	16.000	5.970,00	37%	
MARINA	35/10 kV	8.000	5.380,00	67%	
TROGIR	35/10 kV	16.000	12.590,00	79%	
STARI GRAD	110/35 kV	40.000	35.680,00	89%	
STARI GRAD	35/10 kV	16.000	10.550,00	66%	
HVAR	35/10 kV	16.000	9.690,00	61%	
VIS	35/10 kV	8.000	4.890,00	61%	
VRBORAN	110/35 kV	40.000	15.920,00	40%	
MILJEVAC	35/10 kV	16.000	15.530,00	97%	
METERIZE	110/35 kV	80.000	21.000,00	26%	
KLIS	35/10 kV	16.000	6.320,00	40%	
KRALJEVAC	110/35 kV	20.000	21.900,00	110%	
KRALJEVAC	35/10 kV	8.000	4.420,00	55%	
MEDOV DOLAC	35/10 kV	8.000	2.840,00	36%	
DUGI RAT	110/10 kV	20.000	6.100,00	31%	
	110/35 kV	20.000	12.800,00	64%	
OMIŠ	35/10 kV	16.000	9.330,00	58%	
RAVNICE	35/10 kV	8.000	5.250,00	66%	
OPUZEN	110/35 kV	71.500	18.750,00	26%	
METKOVIĆ 1	35/10 kV	16.000	7.880,00	49%	
METKOVIĆ 2	35/10 kV	8.000	5.560,00	70%	
OPUZEN	35/10 kV	8.000	4.400,00	55%	
BRIST	35/10 kV	16.000	7.130,00	45%	
VRANJAK	35/10 kV	16.000	1.940,00	12%	
IMOTSKI	110/10 kV	40.000	18.300,00	46%	
IMOTSKI	35/10 kV	16.000	13.640,00	85%	
DOBRI	110/10 kV	80.000	39.290,00	49%	
DUGOPOLJE	110/20 kV	40.000	5.670,00	14%	
DUJMOVAČA	110/10 kV	80.000	34.300,00	43%	
PLOČE	110/20 kV	40.000	9.400,00	24%	
VISOKA	110/10 kV	80.000	57.200,00	72%	
VRGORAC	110/10 kV	40.000	5.930,00	15%	
ZAGVOZD	110/10 kV	40.000	2.470,00	6%	
ZAKUČAC	110/35 kV	40.000	13.910,00	35%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

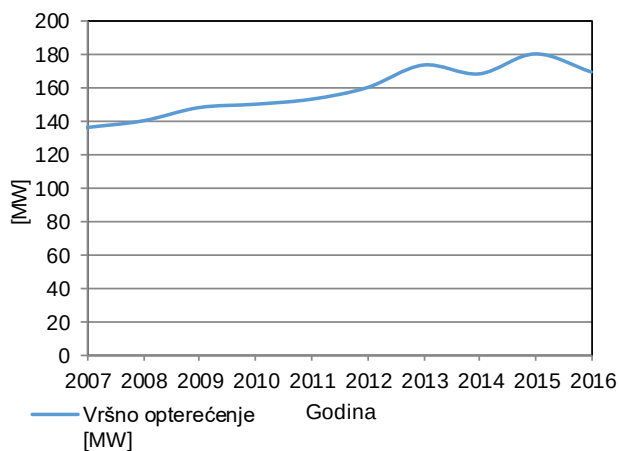


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

14. Elektra Zadar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	136,00	
2008	140,00	2,94%
2009	148,00	5,71%
2010	150,00	1,35%
2011	153,00	2,00%
2012	160,00	4,58%
2013	173,60	8,50%
2014	168,29	-3,06%
2015	180,32	7,15%
2016	169,45	-6,03%

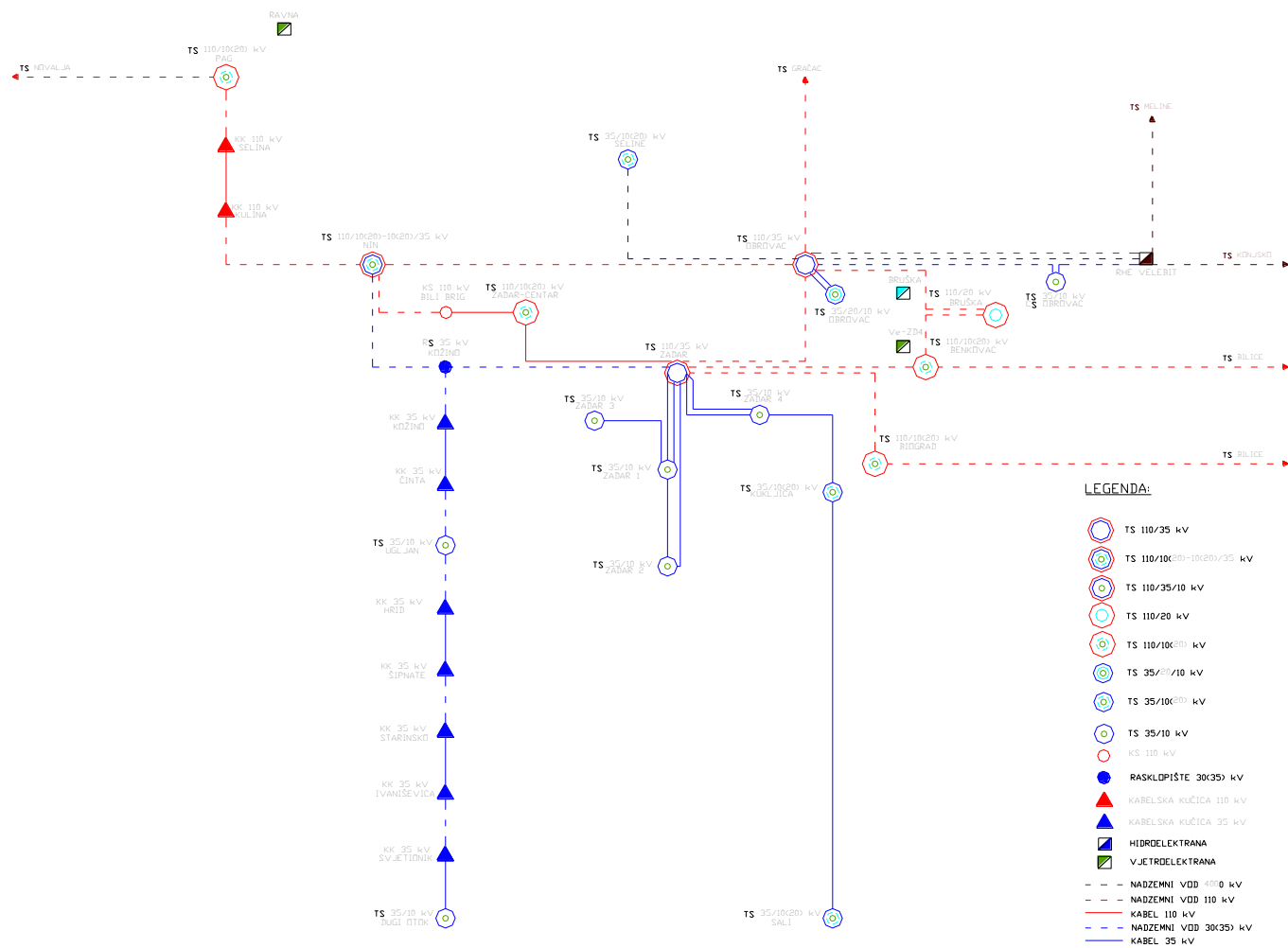


Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 24,60%

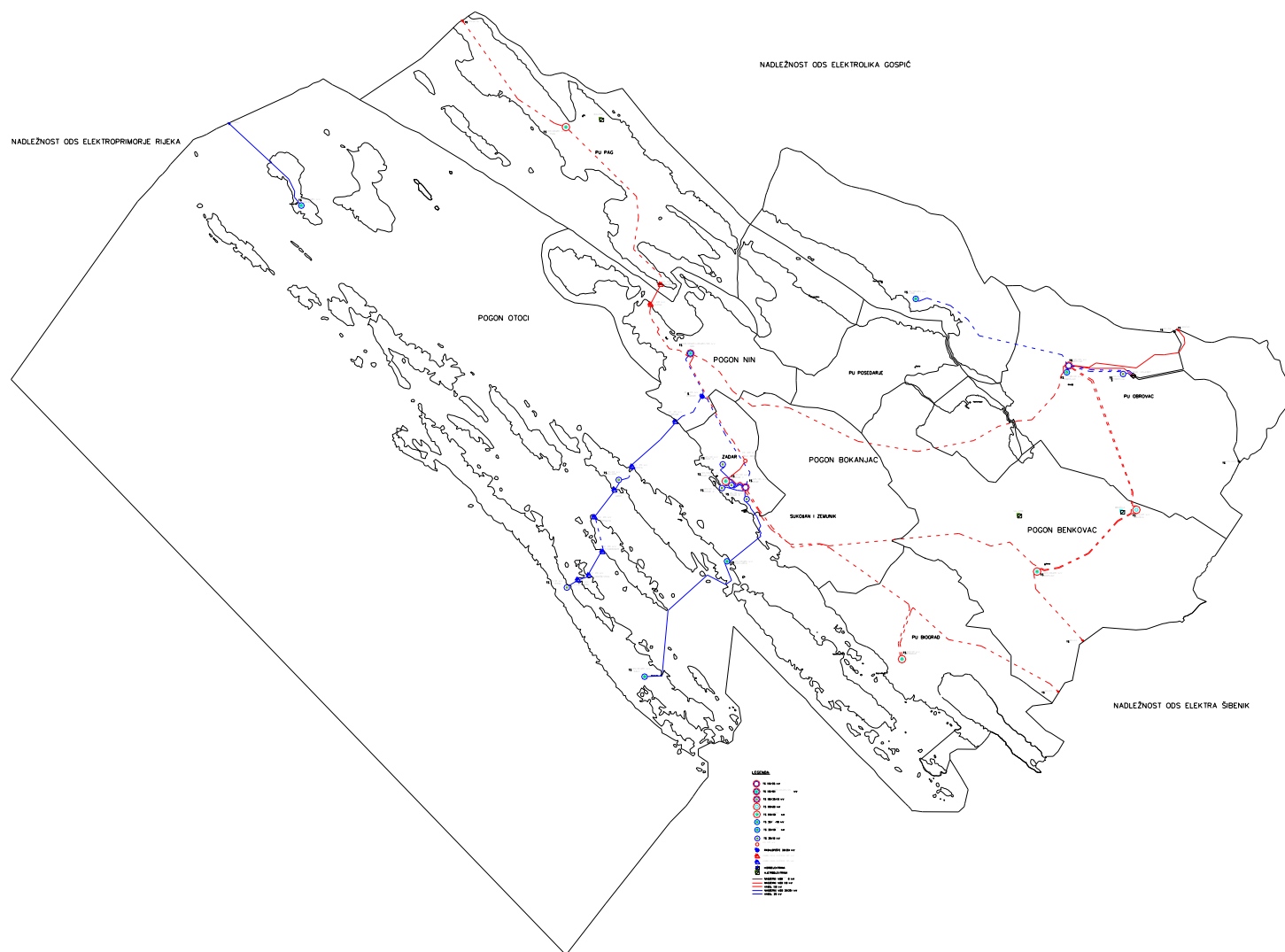
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
ZADAR 1	110/35 kV	103.000	43.460,00	42%	
ZADAR 1	35/10 kV	24.000	10.440,00	44%	
ZADAR 2	35/10 kV	16.000	3.844,00	24%	
ZADAR 3	35/10 kV	24.000	8.484,00	35%	
ZADAR 4	35/10 kV	32.000	14.883,00	47%	
UGLJAN	35/10 kV	8.000	3.030,00	38%	
DUGI OTOK	35/10 kV	4.000	2.482,00	62%	
KUKLJICA	35/10 kV	12.000	3.447,00	29%	
SALI	35/10 kV	16.000	1.382,00	9%	
SILBA	35/10 kV	8.000	2.300,00	29%	
OBRIVAC	110/35 kV	40.000	13.990,00	35%	
OBRIVAC	35/10 kV	16.000	3.108,00	19%	
SELINE	35/10 kV	16.000	6.739,00	42%	
BENKOVAC	110/10 kV	40.000	14.320,00	36%	
BIOGRAD	110/10 kV	40.000	25.940,00	65%	
NIN	110/10 kV	40.000	13.990,00	35%	
PAG	110/10 kV	36.000	9.910,00	28%	
ZADAR CENTAR	110/10 kV	80.000	45.140,00	56%	

Desetogodišnji (2018.-2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

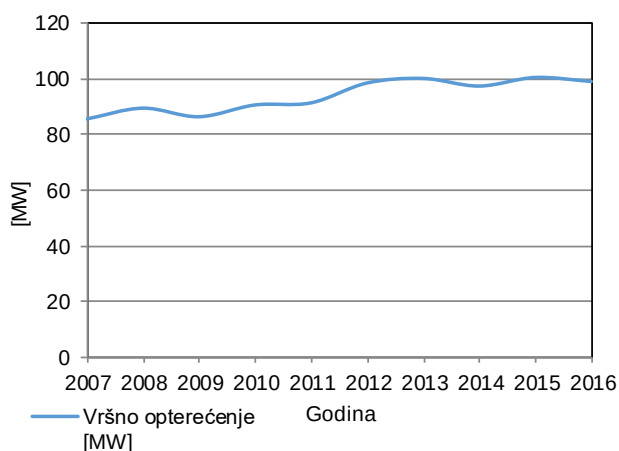


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

15. Elektra Šibenik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

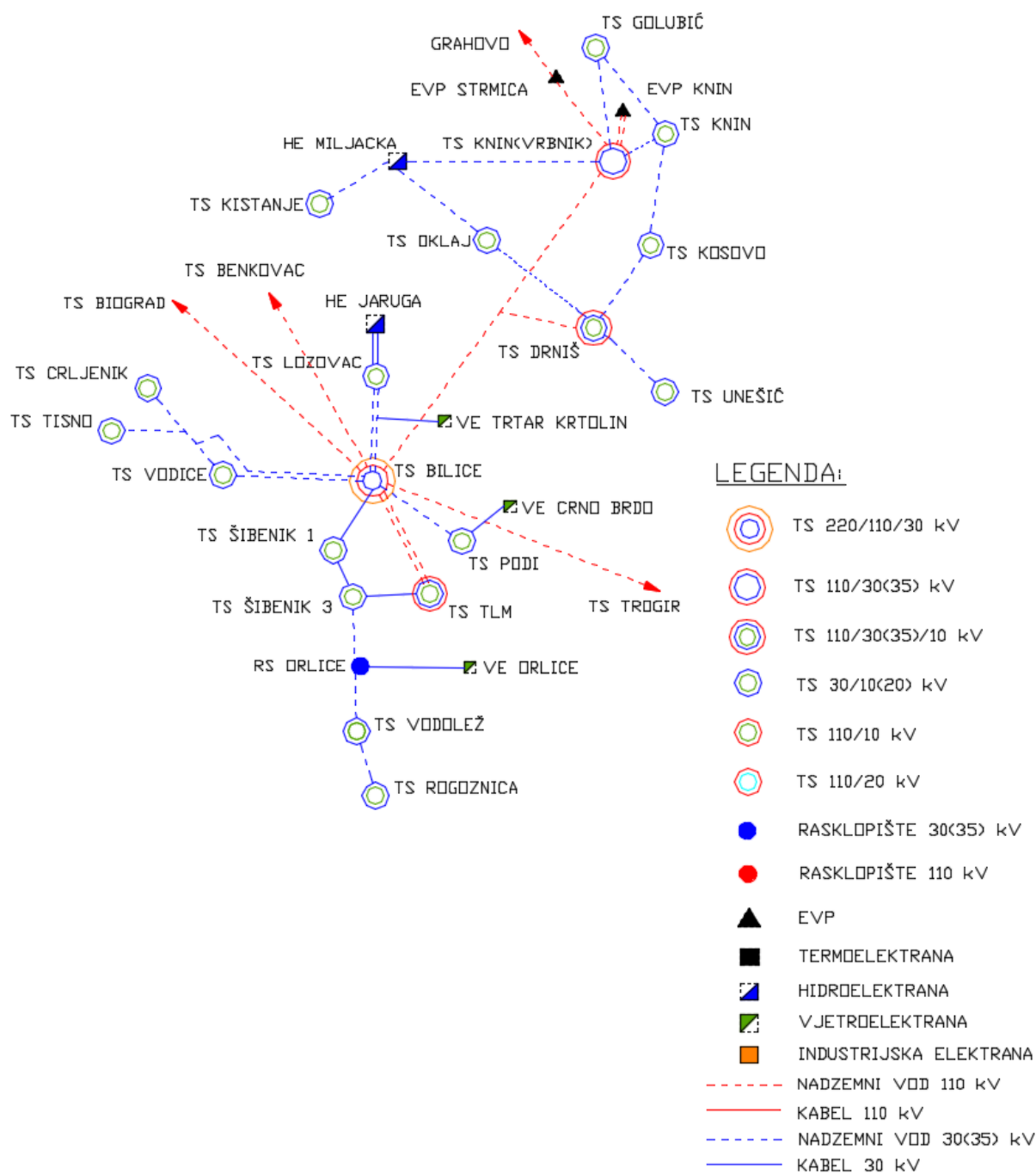
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	85,50	
2008	89,40	4,56%
2009	86,30	-3,47%
2010	90,55	4,92%
2011	91,31	0,84%
2012	98,50	7,87%
2013	100,15	1,68%
2014	97,39	-2,76%
2015	100,50	3,19%
2016	99,06	-1,43%



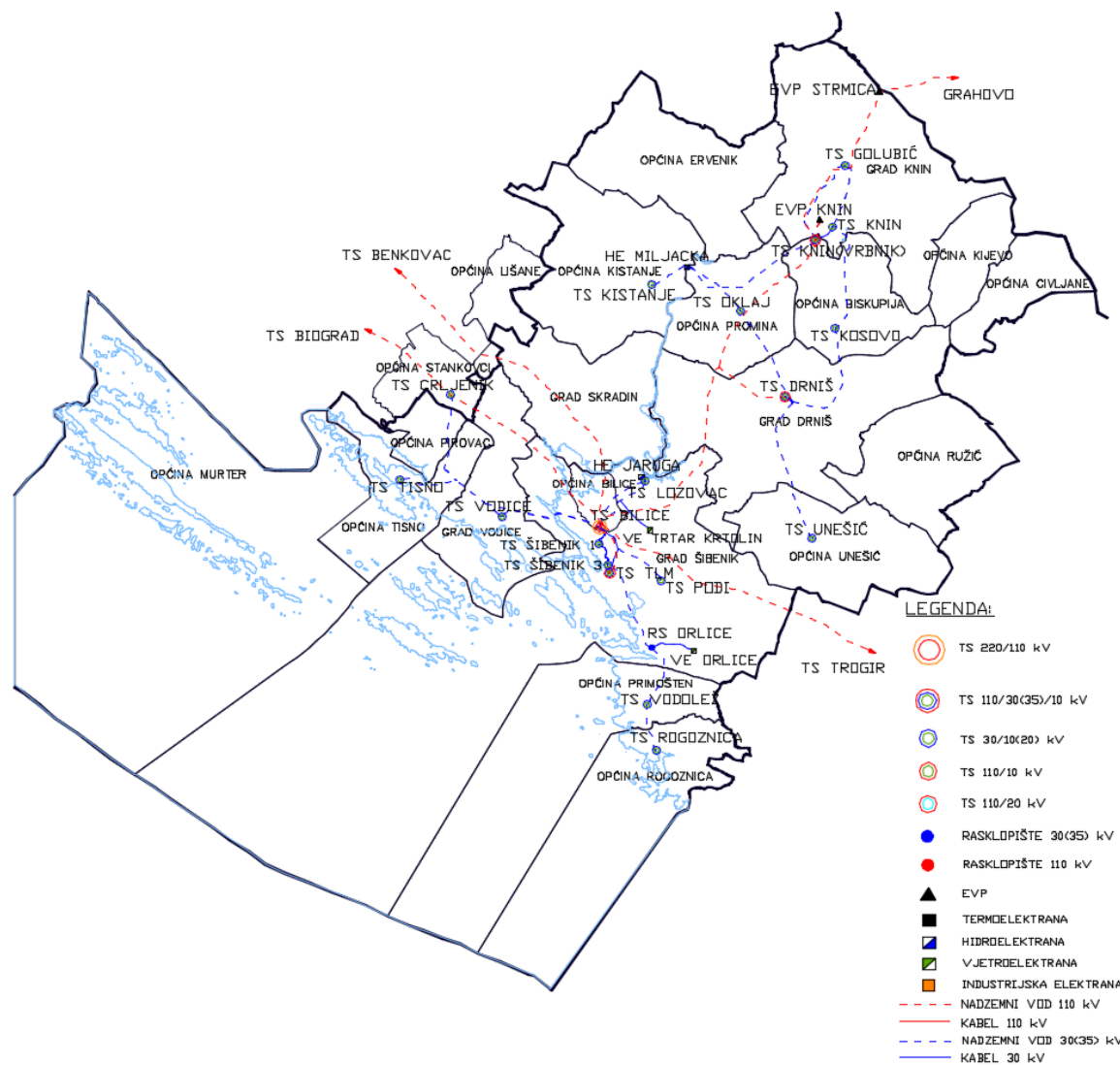
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 15,86%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BILICE	110/30 kV	166.000	78.000,00	47%	
TISNO	30/10 kV	16.000	14.100,00	88%	
STANKOVCI	30/10 kV	6.860	2.500,00	36%	
VODICE	30/10 kV	32.000	20.400,00	64%	
ŠIBENIK 1	30/10 kV	24.000	17.700,00	74%	
ŠIBENIK 3	30/10 kV	32.000	17.700,00	55%	
PRIMOŠTEN	30/10 kV	11.430	6.100,00	53%	
ROGOZNICA	30/10 kV	12.000	6.700,00	56%	
LOZOVAC	30/10 kV	8.000	3.900,00	49%	
PODI	30/10 kV	16.000	7.800,00	49%	
DRNIŠ	35/10 kV	8.000	2.490,00	31%	
	110/35 kV	16.000	1.600,00	10%	
	110/10 kV	20.000	5.500,00	28%	
UNEŠIĆ	35/10 kV	6.500	1.200,00	18%	
OKLAJ	35/10 kV	5.000	600	12%	
KNIN	110/35 kV	60.000	11.000,00	18%	
KNIN	35/10 kV	32.000	9.100,00	28%	
KISTANJE	35/10 kV	8.000	1.600,00	20%	
GOLUBIĆ	35/10 kV	6.500	700	11%	
KOSOVO	35/10 kV	5.000	1.300,00	26%	
HE MILJACKA	35/10 kV	2.500	2.000,00	80%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

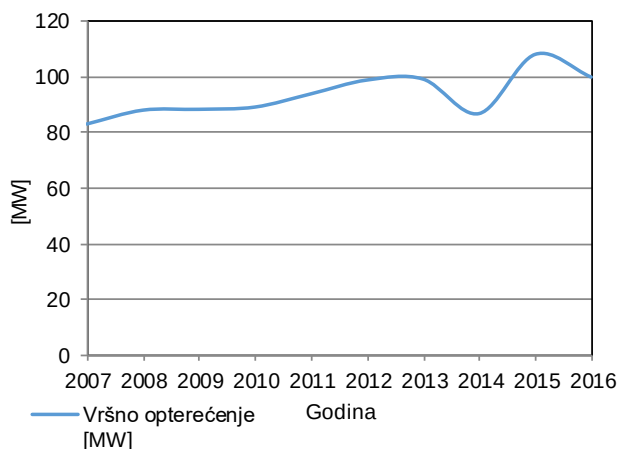


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

16. Elektrojug Dubrovnik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

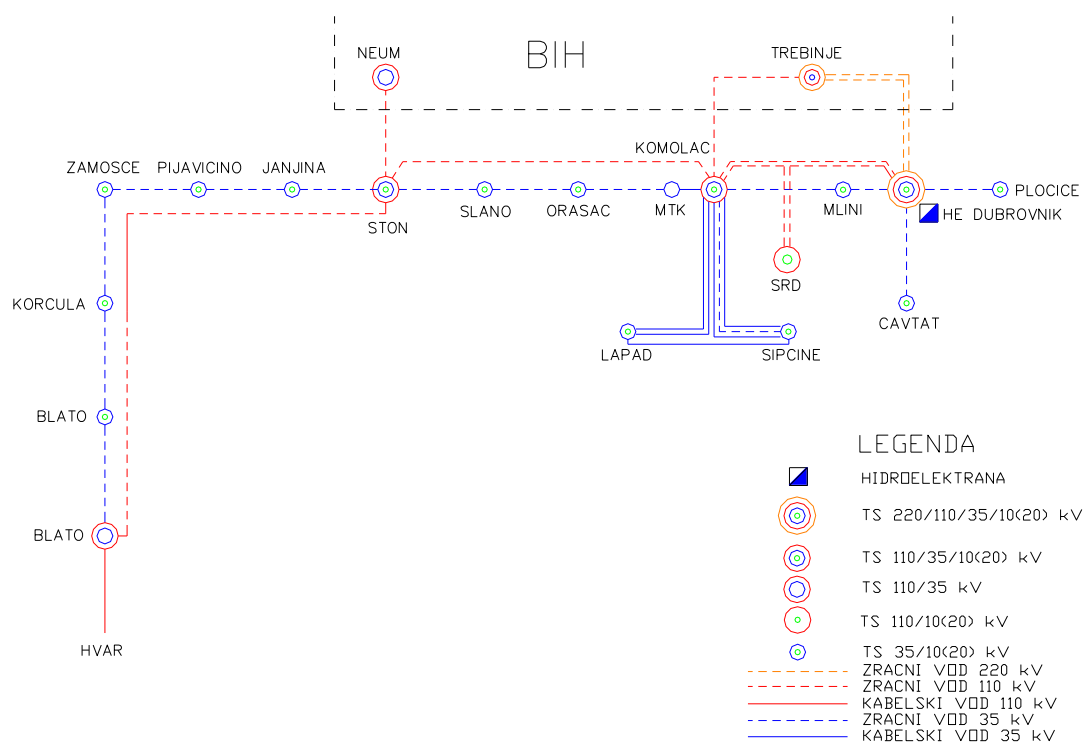
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	83,30	
2008	88,20	5,88%
2009	88,50	0,34%
2010	89,30	0,90%
2011	94,00	5,26%
2012	98,90	5,21%
2013	99,23	0,33%
2014	87,00	-12,32%
2015	108,00	24,14%
2016	99,94	-7,46%



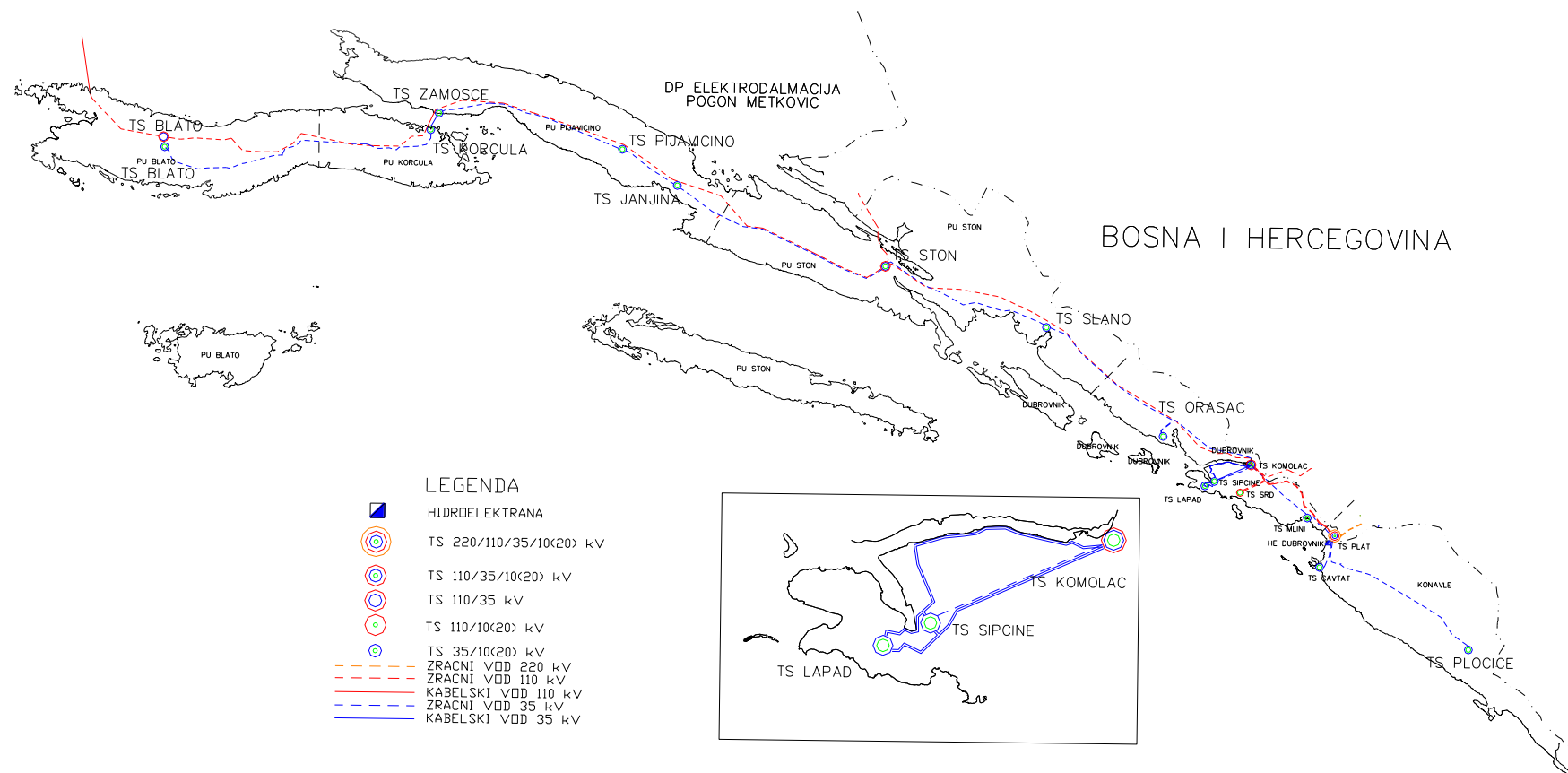
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 19,98%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BLATO	110/35 kV	40.000	16.100,00	40%	
BLATO	35/10 kV	16.000	8.200,00	51%	
KORČULA	35/10 kV	8.000	6.600,00	83%	
STON	110/35 kV	40.000	17.113,00	43%	
	35/10 kV	8.000	2.800,00	35%	
ZAMOŠĆE	35/10 kV	8.000	5.500,00	69%	
JANJINA	35/10 kV	8.000	2.400,00	30%	
PUA VIČINO	35/10 kV	6.500	3.300,00	51%	
KOMOLAC	110/35 kV	126.000	47.404,00	38%	
	35/10 kV	16.000	10.400,00	65%	
SLANO	35/10 kV	5.000	3.100,00	62%	
ORAŠAC	35/10 kV	8.000	6.600,00	83%	
LAPAD	35/10 kV	32.000	16.500,00	52%	
ŠIPČINE	35/10 kV	32.000	11.200,00	35%	
PLAT	35/10 kV	16.000	10.730,00	67%	
	110/10 kV	20.000	2.300,00	12%	
	110/35 kV	20.000	16.890,00	84%	
MLINI	35/10 kV	16.000	7.400,00	46%	
CAVTAT	35/10 kV	8.000	5.900,00	74%	
PLOČICE	35/10 kV	6.500	2.900,00	45%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

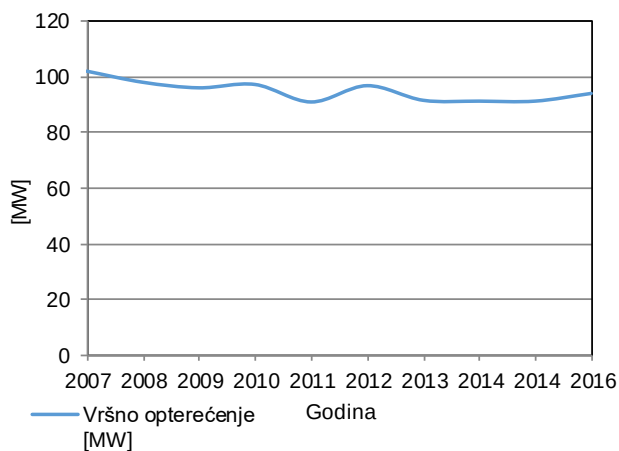


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

17. Elektra Karlovac

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

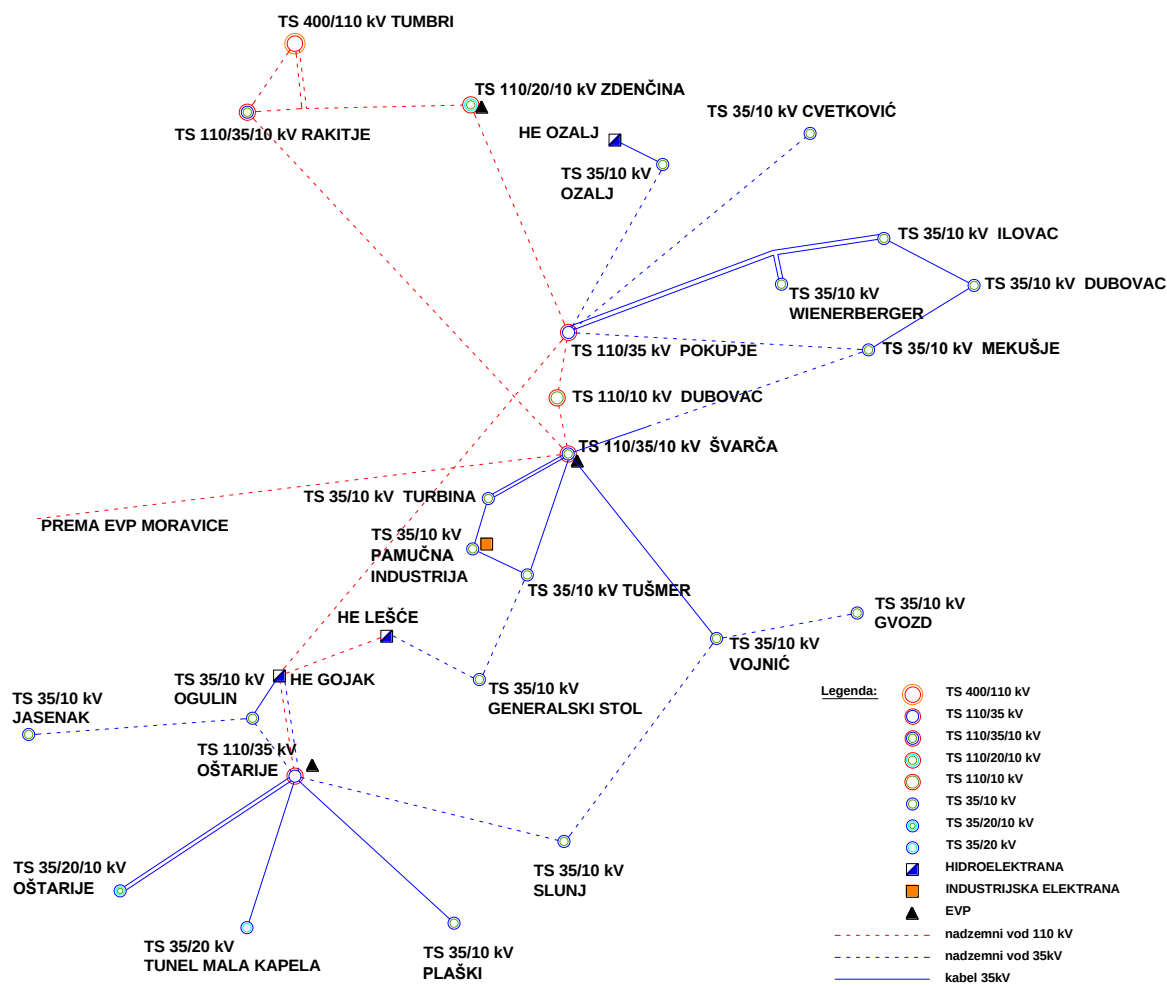
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	102,00	
2008	98,00	-3,92%
2009	96,00	-2,04%
2010	97,21	1,26%
2011	90,90	-6,49%
2012	96,78	6,47%
2013	91,51	-5,45%
2014	91,21	-0,33%
2014	91,21	0,00%
2016	93,98	3,04%



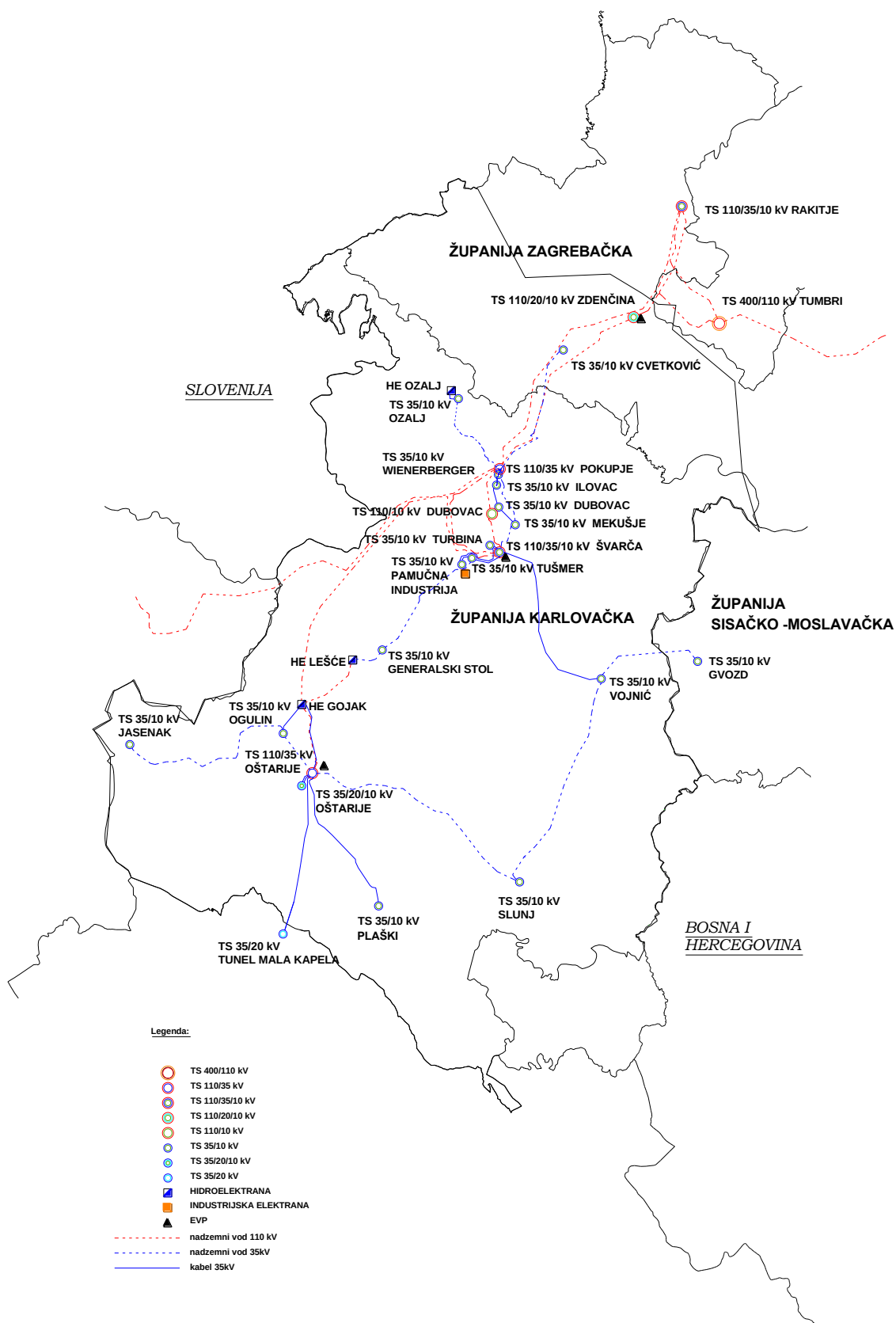
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -7,86%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
POKUPJE	110/35 kV	80.000	22.980,00	29%	
CVETKOVIĆ	35/20 kV	8.000	4.620,00	58%	
OZALJ	35/10 kV	16.000	6.030,00	38%	
	35/20 kV	8.000	8.010,00	100%	
ILOVAC	35/10 kV	16.000	11.640,00	73%	
DUBOVAC	35/10 kV	16.000	7.040,00	44%	
	35/10 kV	8.000	5.020,00	63%	
MEKUŠJE	35/20 kV	8.000	4.020,00	50%	
	110/10 kV	22.000	8.490,00	39%	
ŠVARČA	110/35 kV	40.000	15.531,00	39%	
TUŠMER	35/10 kV	8.000	8.040,00	101%	
GENERALSKI STOL	35/10 kV	8.000	2.100,00	26%	
TURBINA	35/10 kV	11.500	4.200,00	37%	
VOJNIĆ	35/10 kV	8.000	2.880,00	36%	
OŠTARIJE	110/35 kV	40.000	16.580,00	41%	
	35/10 kV	8.000	3.680,00	46%	
OŠTARIJE	35/20 kV	8.000	1.410,00	18%	
OGULIN	35/10 kV	16.000	7.420,00	46%	
JASENAK	35/10 kV	5.000	540	11%	
PLAŠKI	35/10 kV	5.000	1.260,00	25%	
SLUNJ	35/10 kV	8.000	3.050,00	38%	
ZDENČINA	110/20 kV	40.000	19.610,00	49%	
DUBOVAC	110/10 kV	80.000	19.070,00	24%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

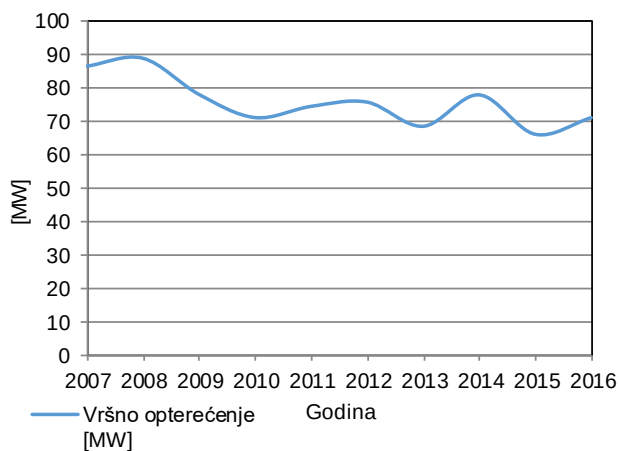


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

18. Elektra Sisak

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

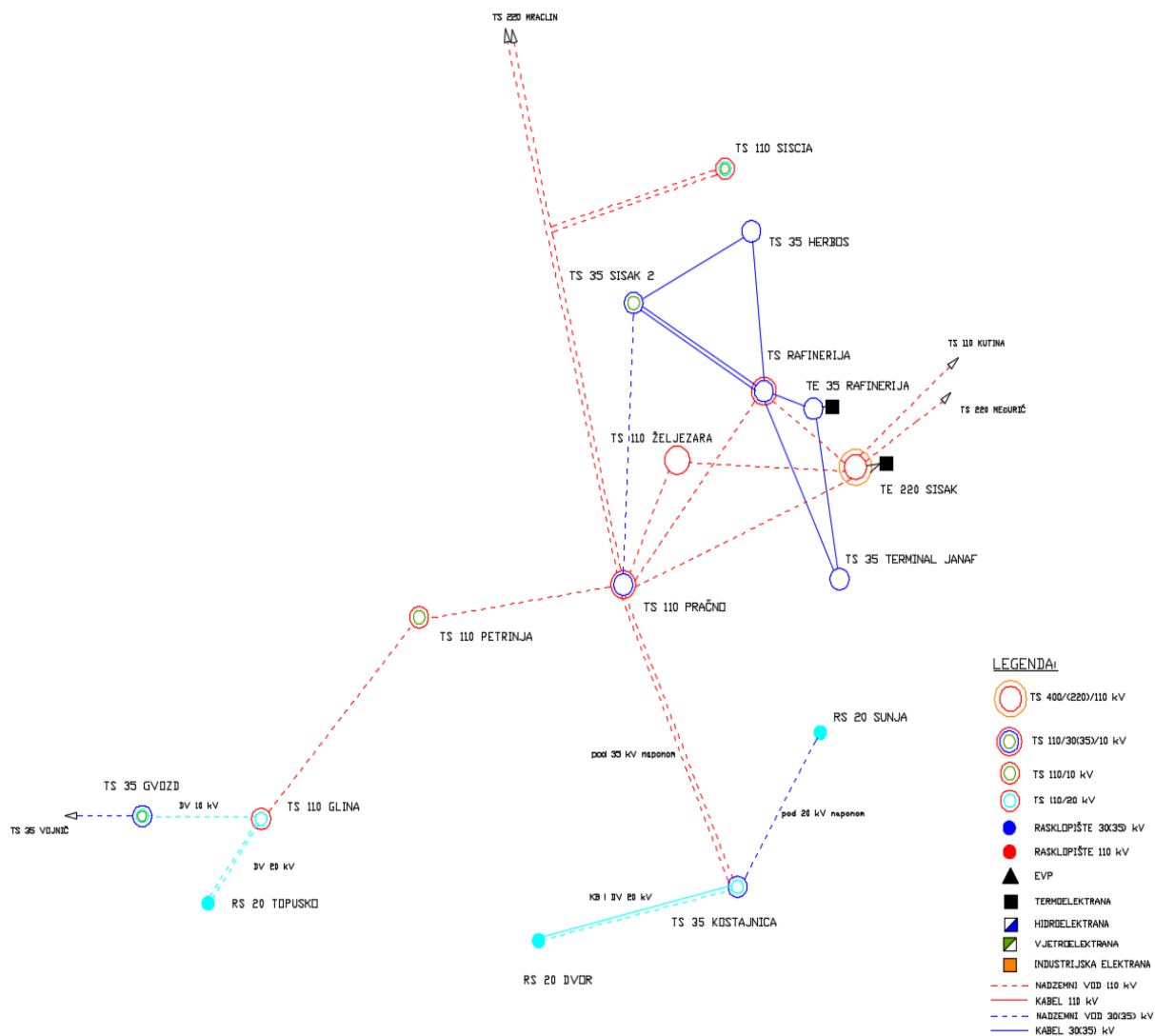
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	86,53	
2008	88,90	2,74%
2009	78,11	-12,14%
2010	71,18	-8,87%
2011	74,52	4,69%
2012	75,80	1,72%
2013	68,58	-9,53%
2014	77,97	13,69%
2015	66,20	-15,10%
2016	71,15	7,48%



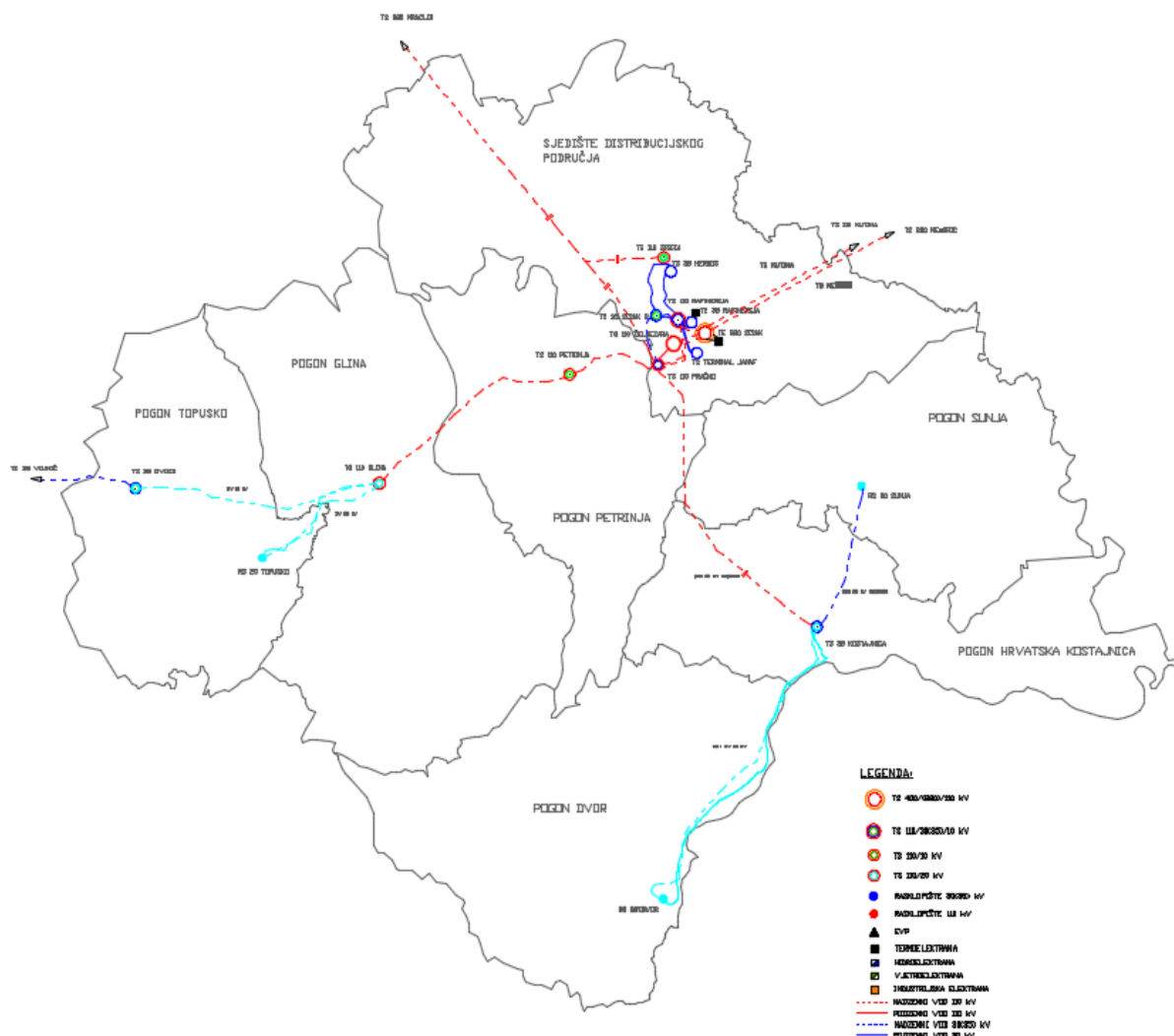
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -17,77%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
PRAČNO	110/35 kV	40.000	13.143,00	33%	
SISAK 2	35/10 kV	32.000	9.715,00	30%	
KOSTAJNICA	35/20 kV	16.000	7.699,00	48%	
SISCIA	110/20 kV	40.000	21.854,00	55%	
PETRINJA	110/10 kV	40.000	11.785,00	29%	
GLINA	110/20 kV	40.000	6.746,00	17%	
	35/10 kV	8.000	2.696,00	34%	
GVOZD	20/10 kV	8.000	897,00	11%	
RAFINERIJA	110/35 kV	94.500	32.645,00	35%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

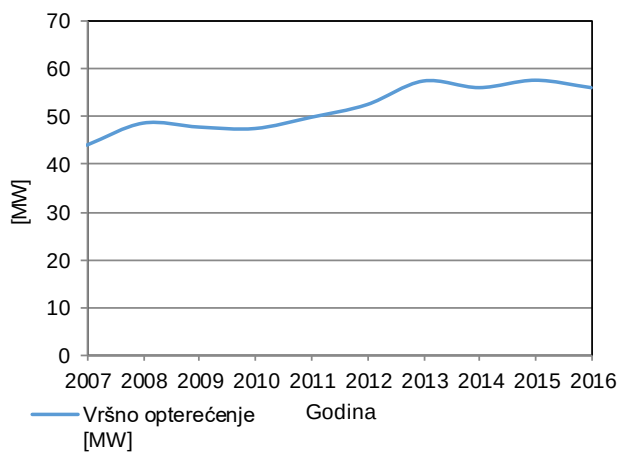


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

19. Elektrolika Gospić

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

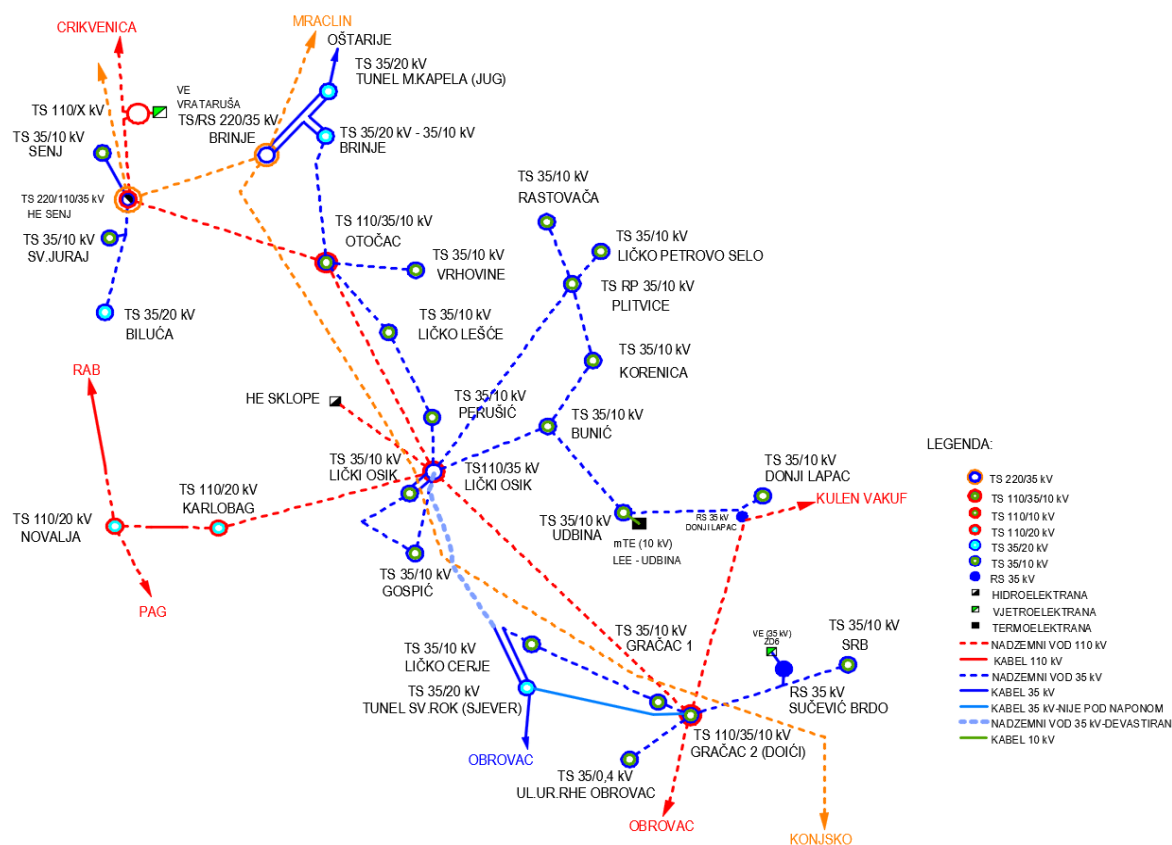
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	44,20	
2008	48,70	10,18%
2009	47,90	-1,64%
2010	47,60	-0,63%
2011	49,90	4,83%
2012	52,50	5,21%
2013	57,33	9,20%
2014	55,98	-2,35%
2015	57,50	2,72%
2016	55,97	-2,66%



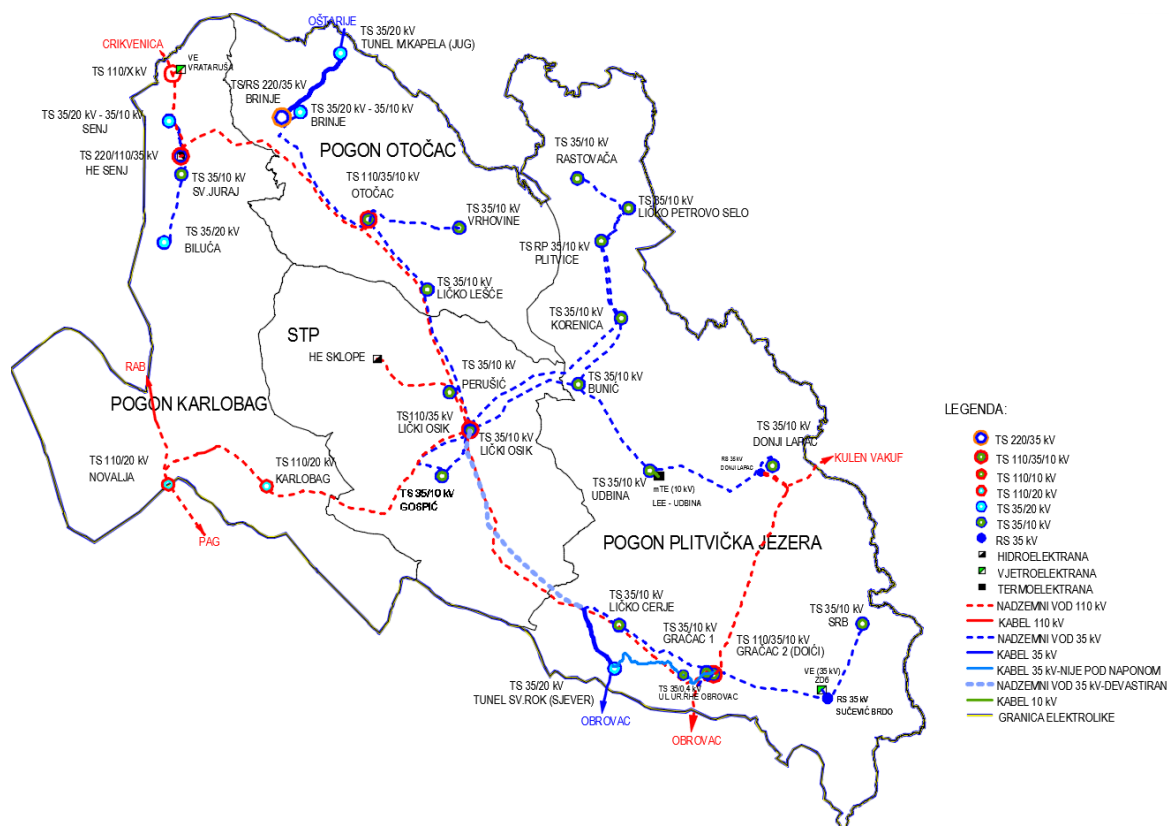
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 26,63%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
LIČKI OSIK	110/35 kV	40.000	20.785,00	52%	
GOSPIĆ	35/10 kV	16.000	10.591,00	66%	
PERUŠIĆ	35/10 kV	5.000	2.962,00	59%	
LIČKI OSIK	35/10 kV	5.000	1.264,00	25%	
BUNIĆ	35/10 kV	2.500	343	14%	
KORENICA	35/10 kV	8.000	2.200,00	28%	
UDBINA	35/10 kV	8.000	1.690,00	21%	
PLITVICE	35/10 kV	6.500	1.590,00	24%	
RASTOVAČA	35/10 kV	5.000	1.990,00	40%	
LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	5.000	990,00	20%	
DONJI LAPAC	35/10 kV	5.000	1.200,00	24%	
OTOČAC	35/10 kV	8.000	5.200,00	65%	
	110/35 kV	40.000	7.581,00	19%	
LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	5.000	940	19%	
VRHOVINE	35/10 kV	5.000	820	16%	
BRINJE	220/35 kV	20.000	4.125,00	21%	
BRINJE	35/10 kV	8.000	1.690,00	21%	
	35/20 kV	8.000	1.307,00	16%	
	35/20 kV	16.000	1.370,00	9%	
HE SENJ	110/35 kV	20.000	5.342,00	27%	
SENJ	35/10 kV	4.000	1.634,00	41%	
	35/20 kV	4.000	2.839,00	71%	
SVETI JURAJ	35/10 kV	4.000	800,00	20%	
BILUČA	35/20 kV	4.000	908,00	23%	
GRAČAC 2 (DOIĆI)	110/35 kV	40.000	-7.754,00	-19%	
	35/10 kV	5.000	1.448,00	29%	
SRB	35/10 kV	4.100	450	11%	
GRAČAC 1	35/10 kV	2.500	1.108,00	44%	
LIČKO CERJE	35/10 kV	3.200	776	24%	
TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	16.000	1.513,00	9%	
KARLOBAG	110/20 kV	20.000	2.474,00	12%	
NOVALJA	110/20 kV	40.000	20.964,00	52%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

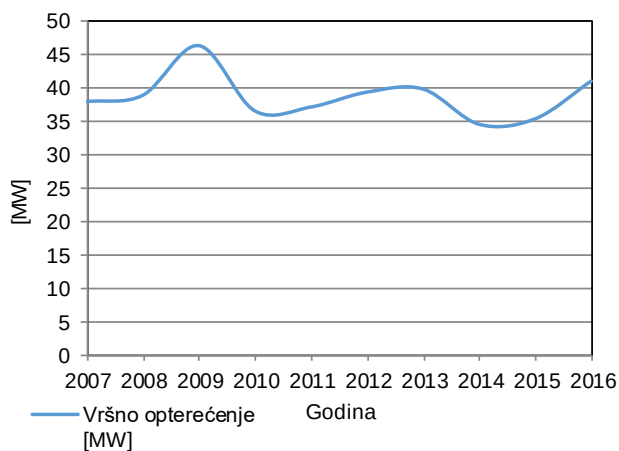


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

20. Elektra Virovitica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

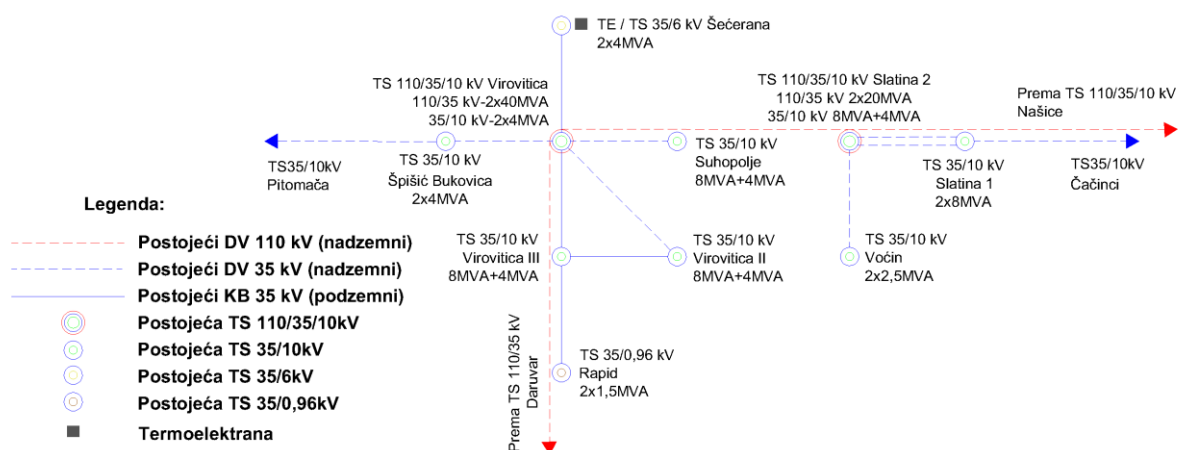
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	38,05	
2008	38,99	2,47%
2009	46,32	18,80%
2010	36,66	-20,85%
2011	37,25	1,61%
2012	39,45	5,91%
2013	39,90	1,14%
2014	34,69	-13,06%
2015	35,50	2,33%
2016	41,09	15,75%



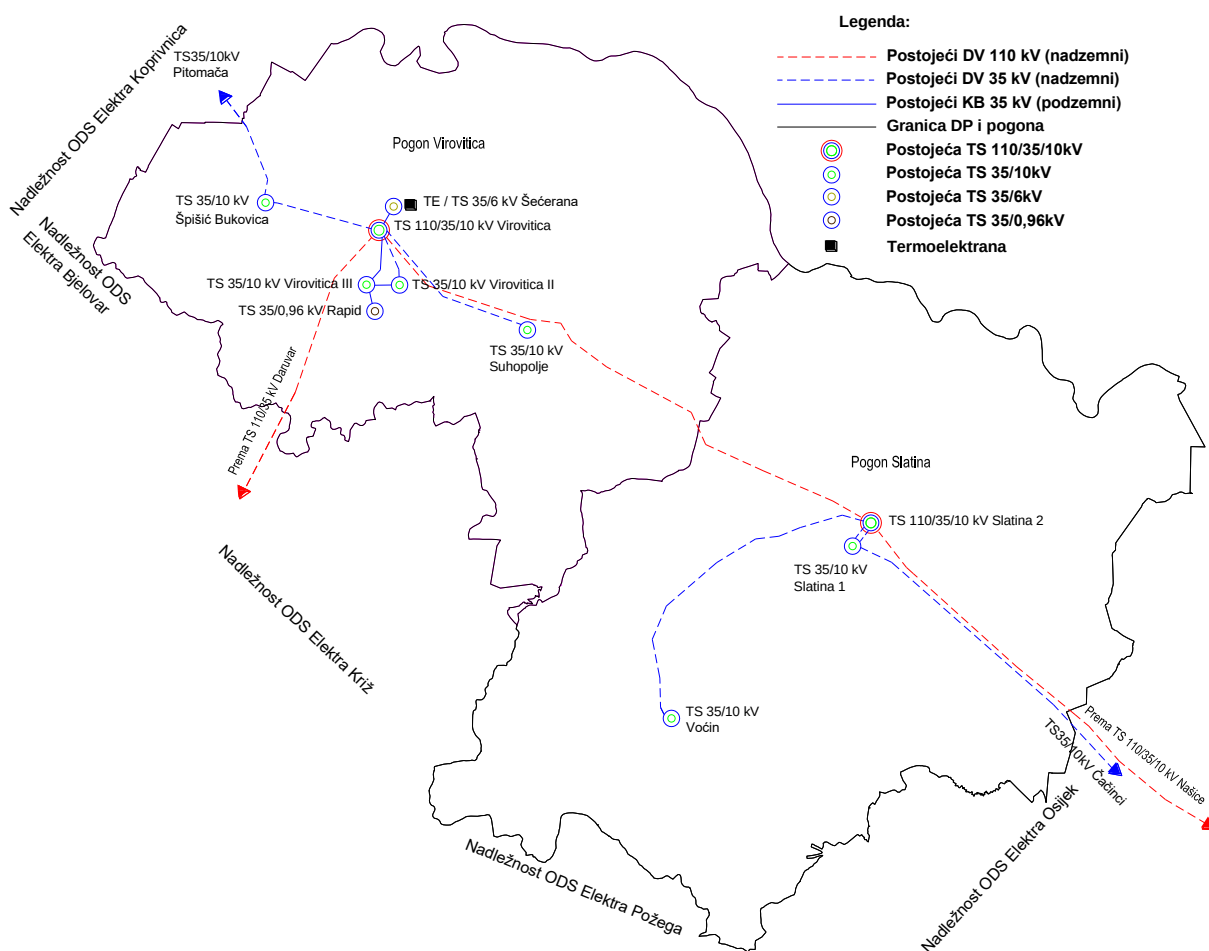
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: 7,99%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2016. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VIROVITICA I	110/35 kV	80.000	26.870,00	34%	
	35/10 kV	8.000	4.870,00	61%	
VIROVITICA II	35/10 kV	12.000	6.650,00	55%	
VIROVITICA III	35/10 kV	12.000	7.240,00	60%	
SUHOPOLJE	35/10 kV	12.000	4.560,00	38%	
ŠPIŠIĆ BUKOVICA	35/10 kV	8.000	2.290,00	29%	
SLATINA II	110/35 kV	60.000	20.740,00	35%	
	35/10 kV	12.000	6.210,00	52%	
SLATINA I	35/10 kV	16.000	7.620,00	48%	
VOČIN	35/10 kV	5.000	1.330,00	27%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

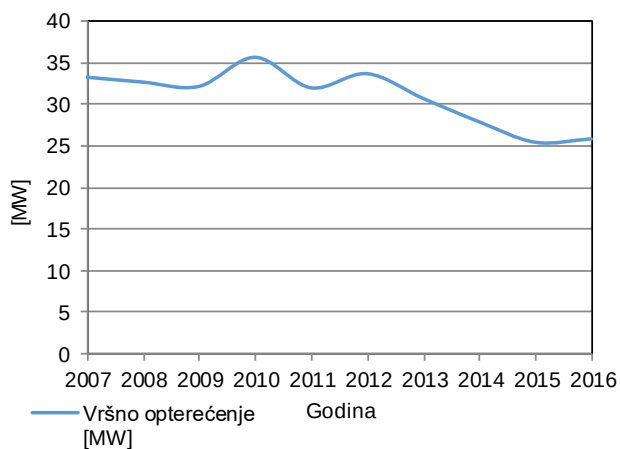


Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

21. Elektra Požega

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2007.-2016.

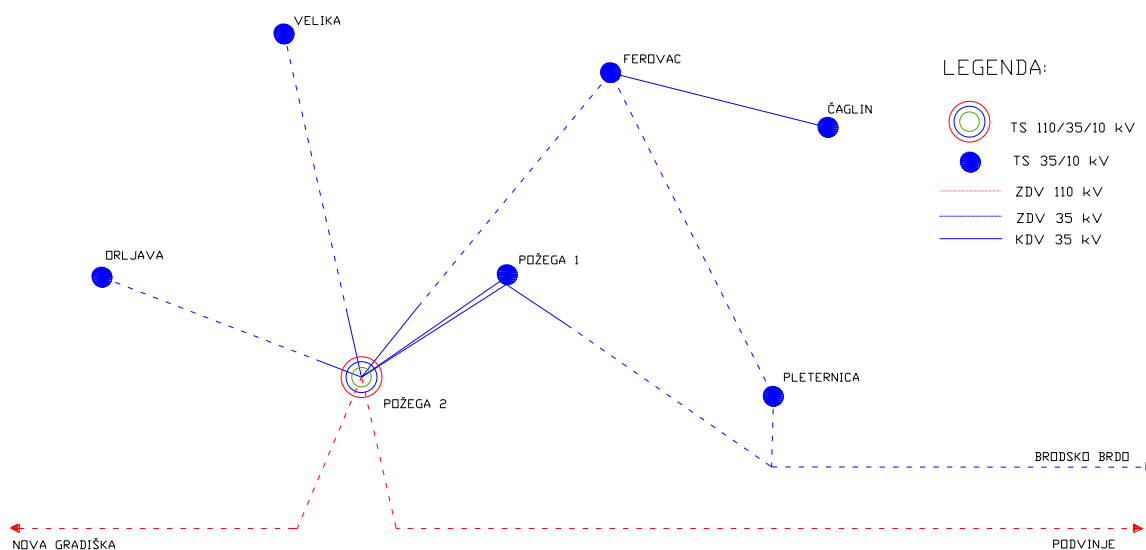
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2007	33,26	
2008	32,68	-1,74%
2009	32,17	-1,56%
2010	35,62	10,72%
2011	32,00	-10,16%
2012	33,68	5,25%
2013	30,74	-8,73%
2014	27,97	-9,01%
2015	25,54	-8,69%
2016	25,94	1,57%



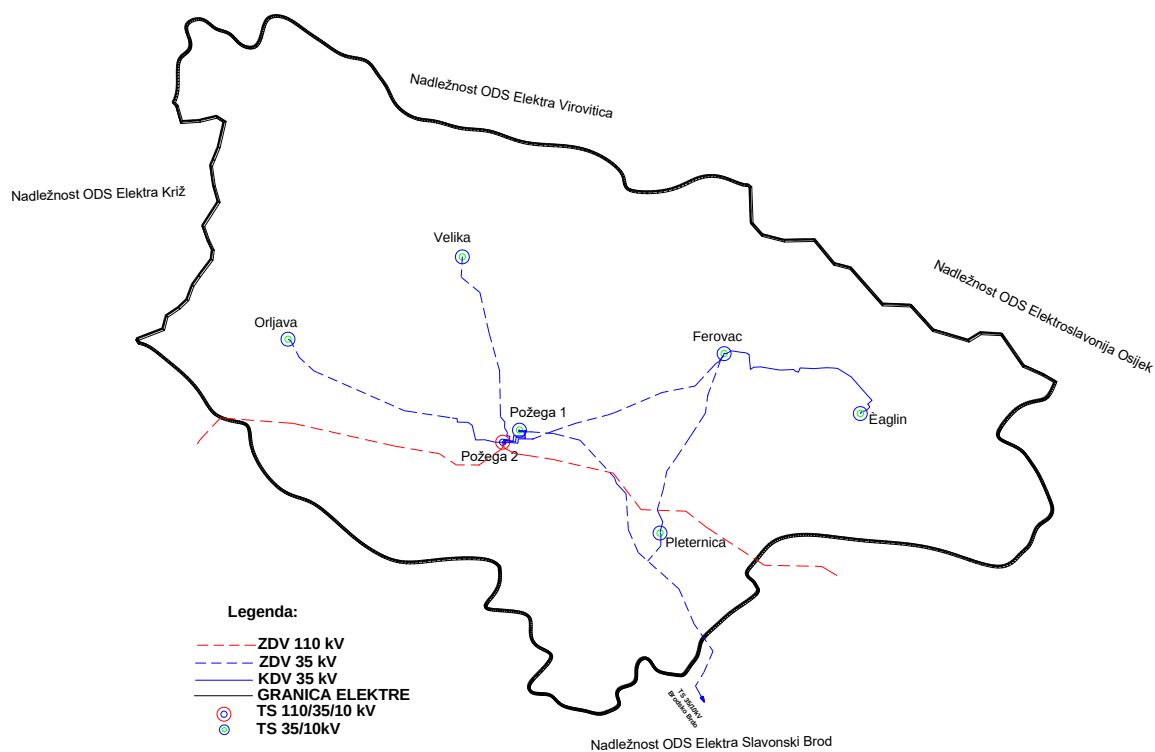
Ukupan desetogodišnji
porast vršnog opterećenja: -22,01%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2016. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)			INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
POŽEGA-2	110/35 kV	80.000	25.944,00	32%	
	35/10 kV	16.000	8.122,00	51%	
ČAGLIN	35/10 kV	5.000	826	17%	
FEROVAC	35/10 kV	8.000	3.276,00	41%	
ORLJAVA	35/10 kV	5.000	1.901,00	38%	
PLETERNICA	35/10 kV	8.000	3.962,00	50%	
POŽEGA-1	35/10 kV	16.000	7.567,00	47%	
VELIKA	35/10 kV	8.000	3.427,00	43%	



Slika 1. Shematski prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 kV i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2018.-2027.

Red. br.	Aktivnost	Organizacijska jedinica / Nositelji
1.	IZRADA PLANA	
	Koordinacija tima i aktivnosti Poslovni ciljevi i planovi razvoja Obrada ulaznih podataka Analiza postojećeg stanja, vršnog opterećenja i potrošnje Razrada ulaganja u elektroenergetske objekte	HEP ODS, Sektor za upravljanje imovinom, Služba za operativno upravljanje imovinom Anđelko Tunjić, dipl. ing. Mladen Vuksanić, dipl. ing. Igor Đurić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl.ing. Ivan Orišak, mag. ing. Tin Tomašić, mag. ing. Miroslav Pavelić, dipl. ing.
2.	APLIKACIJA „HEP ODS – PLANIRANJE RAZVOJA“ – DORADA I KORISNIČKA PODRŠKA	
		HEP ODS, Sektor za upravljanje imovinom, Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja Mladen Vuksanić, dipl. ing. Igor Đurić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl.ing. Ivan Orišak, mag. ing. Tin Tomašić, mag. ing.
		HEP d.d., Sektor za informatiku i telekomunikacije Mario Fistanić, dipl. ing. Irena Mihotić, dipl. ing.
3.	UNOS PODATAKA U APLIKACIJU „HEP ODS – PLANIRANJE RAZVOJA“	
	Postojeće stanje distribucijske mreže Pogonski podaci Ulaganja u elektroenergetske objekte	HEP ODS, distribucijska područja: Službe za razvoj i investicije Odjeli za investicije Odjeli za razvoj i pristup mreži
4.	OSTALO (KARAKTERISTIKE MREŽE I RAZRADA ULAGANJA)	
		HEP ODS, Sjedište i Sektor za tehničke poslove
	Distribuirani izvori	Roko Ivković, dipl. ing.
	Gubici u distribucijskoj mreži	Dinko Hrkec, dipl. ing.
	Funkcije vođenja mreže	Ivan Periša, dipl. ing. Goran Piškor, dipl. ing.
	Informatizacija poslovnih procesa	Hrvoje Mandekić, dipl. ing.
	Uredska informatička oprema	
	Mjerna infrastruktura	Petar Rašić, mag. ing.
	Sanacija i rekonstrukcija priključaka i obračunskih mjernih mjesta	Vanja Tomašek, dipl. ing.
	Uvođenje novih tehnologija	Renato Čučić, dipl. ing.
	Poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine	Mladen Nujić, ing. građ.
	Transportna sredstva	mr.sc. Željko Vrban, dipl. ing.
	Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem	Marta Malenica, mag. ekologije
5.	FINANCIJSKO PLANIRANJE	
		HEP ODS, Sektor za ekonomske poslove Iva Dugandžić, dipl. oec.
		HEP d.d., Sektor za kontroling Snježana Pauk, dipl. oec.
		HEP d.d., Sektor za računovodstvo Vera Knez, dipl. oec.