
**DESETOGODIŠNJI (2016.-2025.) PLAN
RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a
s detaljnom razradom za početno trogodišnje
i jednogodišnje razdoblje**

Zagreb, ožujak 2016.

© 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. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH	25
2.1.3. Novi Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom.....	26
2.1.4. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže	26
2.1.5. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	29
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	30
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže	31
3.1. Opći i karakteristični podaci.....	32
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže.....	33
3.2.1. Pojne točke 110 kV	35
3.2.2. Pojne točke 35 kV	40
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona.....	46
3.2.4. Vodovi 35 kV	46
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	49
3.2.6. Vodovi 10 i 20 kV	53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci.....	57
3.3. Distribuirani izvori	60
3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	60
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	62
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja.....	62
3.4. Gubici u distribucijskoj mreži	63
3.4.1. Ostvareni gubici	63
3.4.2. Struktura gubitaka.....	64
3.4.3. Ciljevi smanjenja gubitaka	65
4. Vršno opterećenje i potrošnja električne energije.....	66
4.1. Ostvareno vršno opterećenje.....	67
4.2. Metodologija predviđanja opterećenja	70

4.3.	Prognoza opterećenja u narednom desetogodišnjem razdoblju	73
5.	Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	75
5.1.	Kriteriji planiranja	76
5.1.1.	Dopušteno opterećenje elemenata mreže	76
5.1.2.	Dopušteno odstupanje napona	76
5.1.3.	Pouzdanost napajanja	77
5.1.4.	Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja	77
5.2.	Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže	79
5.2.1.	Mreža srednjeg napona	79
5.2.2.	Idejna rješenja pojmih transformatorskih stanica.....	83
5.2.3.	Mreža niskog napona.....	84
5.3.	Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže.....	85
5.3.1.	Naponska razina priključenja	85
5.3.2.	Zahtjevi za izgradnju postrojenja	85
5.4.	Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	86
5.4.1.	Sigurnost opskrbe	86
5.4.2.	Pouzdanost napajanja	87
5.4.3.	Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu	88
5.4.4.	Metodologija.....	89
5.5.	Razvojni i planski dokumenti	90
5.5.1.	Studije razvoja distribucijske mreže.....	90
5.5.2.	Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže	90
6.	Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže.....	91
6.1.	Poslovni ciljevi	92
6.1.1.	Povećanje kapaciteta mreže (C1).....	92
6.1.2.	Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2).....	94
6.1.3.	Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)	96
6.2.	Proces izrade planova	98
6.3.	Podloge za izradu planova razvoja.....	99
6.3.1.	Informatička podrška izradi planova	99
6.3.2.	Studije razvoja distribucijske mreže.....	100
7.	Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.....	101
7.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV	106
7.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom.....	109
7.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	110
7.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	112
7.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	112
7.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	113

7.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	114
7.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	114
7.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	115
7.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	115
7.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	116
7.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	118
7.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	119
7.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	120
7.3.6.	Otklanjanje šteta	123
7.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	123
7.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova	123
7.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	124
7.4.3.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	125
7.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	126
7.5.1.	Sustavi vođenja i automatizacija	126
7.5.2.	Mjerni uređaji i infrastruktura.....	129
7.5.3.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	135
7.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	136
7.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila	136
7.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori.....	138
7.6.3.	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju.....	141
7.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	145
7.7.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	147
8.	Financijsko planiranje	149
8.1.	Planska financijska izvješća	150
8.2.	Planirani izvori financiranja	151
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).....	151
9.	Zaključak.....	152
10.	Literatura.....	155
11.	Prilozi	158
11.1.	Pregled ulaganja u 110 kV objekte	160
11.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	160
11.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	162
11.2.	Ulaganja u 35(30) kV objekte	163
11.2.1.	Izgradnja novih TS 35/x kV	163
11.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	163
11.2.3.	Izgradnja novih DV/KB 35 kV.....	164
11.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	164

11.3. Pregled obilježja distribucijskih područja	165
1. Elektra Zagreb	165
2. Elektra Zabok.....	169
3. Elektra Varaždin	171
4. Elektra Čakovec.....	173
5. Elektra Koprivnica	175
6. Elektra Bjelovar.....	177
7. Elektra Križ.....	179
8. Elektroslavonija Osijek.....	181
9. Elektra Vinkovci	185
10. Elektra Slavonski Brod.....	187
11. Elektroistra Pula.....	190
12. Elektroprimorje Rijeka.....	194
13. Elektrodalmacija Split	198
14. Elektra Zadar	203
15. Elektra Šibenik.....	206
16. Elektrojug Dubrovnik.....	209
17. Elektra Karlovac.....	212
18. Elektra Sisak	215
19. Elektrolika Gospić	218
20. Elektra Virovitica	220
21. Elektra Požega	222
11.4. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2016.-2025.....	224

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci	33
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u VN/SN i SN/SN HEP ODS-a	34
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova	46
Tablica 3.4 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	47
Tablica 3.5 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije	47
Tablica 3.6 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova	48
Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije.....	50
Tablica 3.8 Vrste TS SN/NN	50
Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV	50
Tablica 3.10 Pregled količina transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru	51
Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama.....	52
Tablica 3.12 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije	54
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 i 20 kV	55
Tablica 3.14 Pregled podmorskih kabela 10 i 20 kV prema vrsti izolacije	56
Tablica 3.15 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)	57
Tablica 3.16 Struktura niskonaponske kabelske mreže prema izvedbi izolacije	57
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže	58
Tablica 3.18 Struktura niskonaponskih priključaka	60
Tablica 3.19 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu do 31.12.2014. godine (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže).....	60
Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2014. godine	62
Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u razdoblju 2005.-2014.....	69
Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2025.).....	73
Tablica 5.1 Dopuštena opterećenja vodova i transformatora u postupku planiranja distribucijske mreže	76
Tablica 5.2 Kriteriji pouzdanosti napajanja u postupku planiranja distribucijske mreže srednjeg napona (prosjeak po TS 10(20)/0,4 kV)	77
Tablica 5.3 Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata distribucijske mreže radi starosti	78
Tablica 5.4 Uobičajene naponske razine priključenja kupaca.....	85
Tablica 5.5 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV	85
Tablica 5.6 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 10(20)/0,4 kV	86
Tablica 5.7 Uobičajene projektne vrijednosti struja kratkog spoja za različite naponske razine priključenja.....	86
Tablica 6.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže	100

Tablica 7.1 Ulaganja u HEP ODS-a u narednom desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje.....	105
Tablica 7.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	109
Tablica 7.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	110
Tablica 7.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	111
Tablica 7.5 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja	112
Tablica 7.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u narednom desetogodišnjem razdoblju	113
Tablica 7.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV	114
Tablica 7.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	114
Tablica 7.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju	115
Tablica 7.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	115
Tablica 7.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2016.-2018., s naturalnim podacima	115
Tablica 7.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	117
Tablica 7.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima	117
Tablica 7.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju	118
Tablica 7.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima	118
Tablica 7.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju	119
Tablica 7.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima	120
Tablica 7.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju	123
Tablica 7.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima	123
Tablica 7.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju	124
Tablica 7.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima	125
Tablica 7.22 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	126
Tablica 7.23 Pregled instaliranih SCADA sustava u distribucijskim područjima	127
Tablica 7.24 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u narednom desetogodišnjem razdoblju	128
Tablica 7.25 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u narednom desetogodišnjem razdoblju	129
Tablica 7.26 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži	130

Tablica 7.27 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u narednom desetogodišnjem razdoblju	134
Tablica 7.28. Postojeće stanje transportnih sredstava.....	136
Tablica 7.29. Plan potreba transportnih sredstava.....	137
Tablica 7.30. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti	137
Tablica 7.31 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u narednom desetogodišnjem razdoblju	138
Tablica 7.32. Pogonski, poslovni i skladišni prostori	138
Tablica 7.33. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine	139
Tablica 7.34 Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem u narednom desetogodišnjem razdoblju	140
Tablica 7.35 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u narednom desetogodišnjem razdoblju	141
Tablica 7.36 Razmještaj baznih stanica po distribucijskim područjima	142
Tablica 7.37 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	143
Tablica 7.38 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u narednom desetogodišnjem razdoblju	144
Tablica 7.39 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u narednom desetogodišnjem razdoblju	147
Tablica 7.40 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2016. godini.....	147

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže	27
Slika 3.1 Karta RH s distribucijskim područjima HEP ODS-a	32
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže	34
Slika 3.3 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu.....	37
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	37
Slika 3.5 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	38
Slika 3.6 Prikaz broja polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	39
Slika 3.7 Broj transformatora HEP ODS-a prema nazivnoj snazi	39
Slika 3.8 Raspodjela broja transformatora HEP ODS-a prema starosti.....	40
Slika 3.9 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu	42
Slika 3.10 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača	42
Slika 3.11 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon	43
Slika 3.12 Prikaz broja polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja	44
Slika 3.13 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi	44
Slika 3.14 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti	45
Slika 3.15 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)	47
Slika 3.16 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi	48
Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča	49
Slika 3.18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV	52
Slika 3.19 Pregled starosti transformatora SN/NN po godinama	53
Slika 3.20 Duljine kabelskih vodova 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)	54
Slika 3.21 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 i 20 kV prema vrsti stupova.....	55
Slika 3.22 Duljine nadzemnih vodova 10 i 20 kV prema presjeku i materijalu vodiča	56
Slika 3.23 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 i 20 kV po vrsti izolacije	57
Slika 3.24 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča.....	59
Slika 3.25 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa.....	59
Slika 3.26 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima	61
Slika 3.27 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima	61
Slika 3.28 Gubici električne energije u razdoblju 2005.-2014.	63
Slika 4.1 Godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2005.-2014.....	67
Slika 4.2 Vršno opterećenje EES-a	68
Slika 4.3 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2014. godini	70

Slika 4.4 Primjer raspodjele opterećenja transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV Elektre Vinkovci po tipovima porasta opterećenja	72
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)	80
Slika 5.2 Prstenasta i povezna struktura distribucijske mreže 10(20) kV	82
Slika 5.3 Osnovna shema prema načelu tipske transformatorske stanice 110/10(20) kV	83
Slika 6.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva.....	93
Slika 6.2 Proces izrade planova razvoja i investicija	98
Slika 6.3 Informatička podrška procesu planiranja.....	99
Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2016.-2018. i 2019.-2025. po vrstama ulaganja ...	103
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 2016.-2018.)	116
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 2016.-2018.)	117
Slika 7.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.).....	119
Slika 7.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.)	120
Slika 7.6 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima	121
Slika 7.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.).....	124
Slika 7.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.)	125
Slika 7.9 Stanje implementacije General Electric Smallworld GIS-a u 2015. godini.....	145

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 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	7.627
Ukupna duljina distribucijske mreže	135.749 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	25.881
Ukupna instalirana snaga transformacije	21.016 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.373.711
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.237
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	116,1 MW
Ukupna potrošnja u distribucijskoj mreži u 2014. godini	15.440 GWh
Gubici u 2014. godini	8,14%

Postojeće stanje distribucijske mreže

Razvoj distribucijske mreže inicijalno je zamišljen i građen 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.

Ukupan broj trafostanica u nadležnosti HEP ODS-a od 25.881 komada prema naponima više naponske razine raspodijeljen je na:

- 110 kV i više 136 kom
- 35 i 30 kV 311 kom
- 20 kV 4.031 kom
- 10 kV 21.403 kom

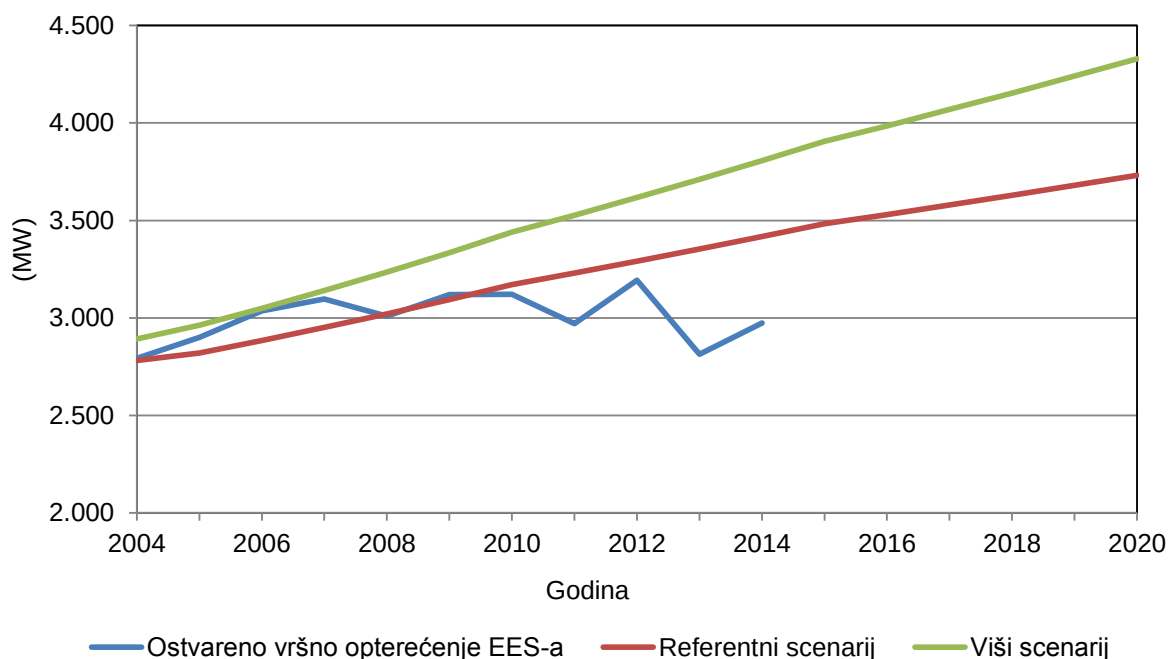
Duljina distribucijske mreže HEP ODS-a po naponskim razinama iznosi:

- 35 i 30 kV 4.575 km
- 20 kV 8.099 km
- 10 kV 27.613 km
- 0,4 kV 61.701 km

Prognoza vršnog opterećenja

Slika 3 prikazuje vršno opterećenje EES-a prema višem i referentom scenariju predviđenim Master planom 2000.-2020. („Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata u Republici Hrvatskoj od 2001. do 2020. godine“, 2001.) te kretanje ostvarenog vršnog opterećenja EES-a u razdoblju prethodnih 10 godina.

U posljednjem desetogodišnjem razdoblju došlo je do značajnih oscilacija vršnog opterećenja EES-a, u prvom redu uzrokovanih gospodarskom krizom u razdoblju od 2008. godine nadalje, što je u konačnici rezultiralo porastom od samo 74 MW u odnosu na početnu 2005. godinu te u 2014. godini iznosi 2.974 MW.



Slika 3 Vršno opterećenje EES-a

Vršno opterećenje EES-a daje dobar uvid u trend promjena standarda 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 planskom razdoblju (do 2025. godine), izrađene su prognoze porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a na osnovu rezultata studija dugoročnog razvoja distribucijske, procjena temeljenih na ostvarenom porastu opterećenja u prethodnom razdoblju te informacija o porastu opterećenja velikih kupaca.

Tablica 2 prikazuje rezultate prognoza porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Prilikom kategorizacije distribucijskih područja 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 2025.)

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2014.-2025.	Distribucijsko područje
visoki porast	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić
umjereni porast	Elektra Zagreb
	Elektra Čakovec
	Elektroistra Pula
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Šibenik
niski porast	Elektra Zabok
	Elektra Varaždin
	Elektra Koprivnica
	Elektra Slavonski Brod
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektra Karlovac
	Elektra Sisak
stagnacija	Elektra Bjelovar
	Elektra Križ
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Virovitica
	Elektra Požega

Kriteriji i metodologija planiranja

Kriteriji planiranja razvoja distribucijske mreže određeni su kroz:

- Dopusšteno opterećenje elemenata mreže,
- Dopusšteno 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 uvažen kriterij sigurnosti opskrbe,
3. Pouzdanost napajanja korisnika mreže sukladno definiranim standardima pokazatelja SAIDI i SAIFI, uz uvažen kriterij sigurnosti opskrbe i
4. Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu, uz uvažen 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 i
- Postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje naponske razine 35(30) kV.

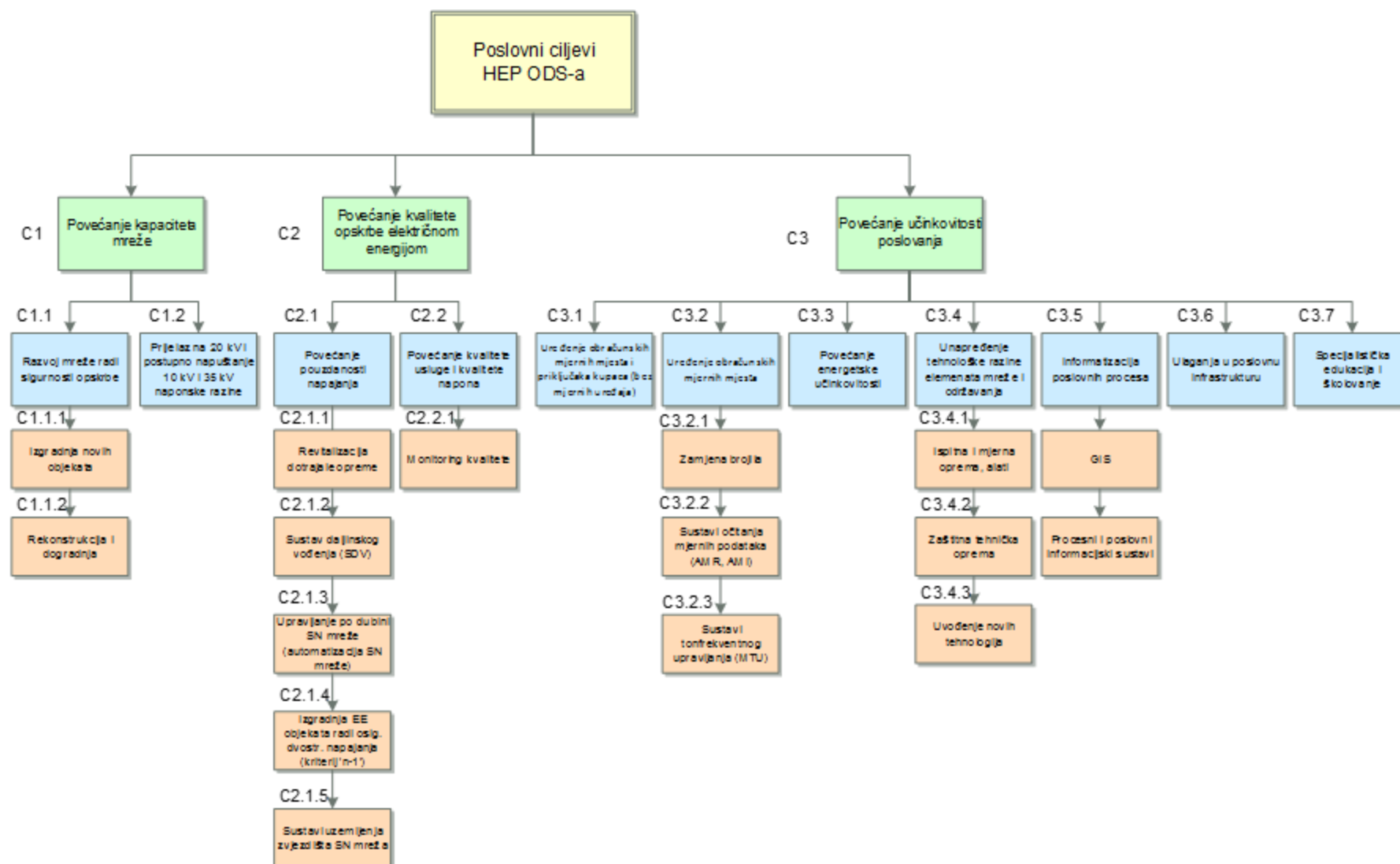
Pouzdanost napajanja u srednjonaponskoj mreži planira se osiguravati izgradnjom poveznih SN vodova umjesto ulaganjem u izgradnju ili pojačanje transformacije. Prilikom tehničkog i ekonomskog vrednovanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže, u obzir treba uzeti i primjenu suvremenih rješenja učinkovitog 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 te je tako nemoguće jednoznačno pridijeliti ulaganja ostvarenju pojedinog poslovnog cilja.



Slika 4 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

Planirana ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2016.-2025. 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 (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Tablica 3 prikazuje strukturu ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju.

U razdoblju 2016.-2025. planirana su ulaganja u razini 6.516.031.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2016.-2018. 2.013.432.000 kn, prosječno 671,1 mil kn godišnje,
- 2019.-2025. 4.502.599.000 kn, prosječno 642,2 mil kn godišnje.

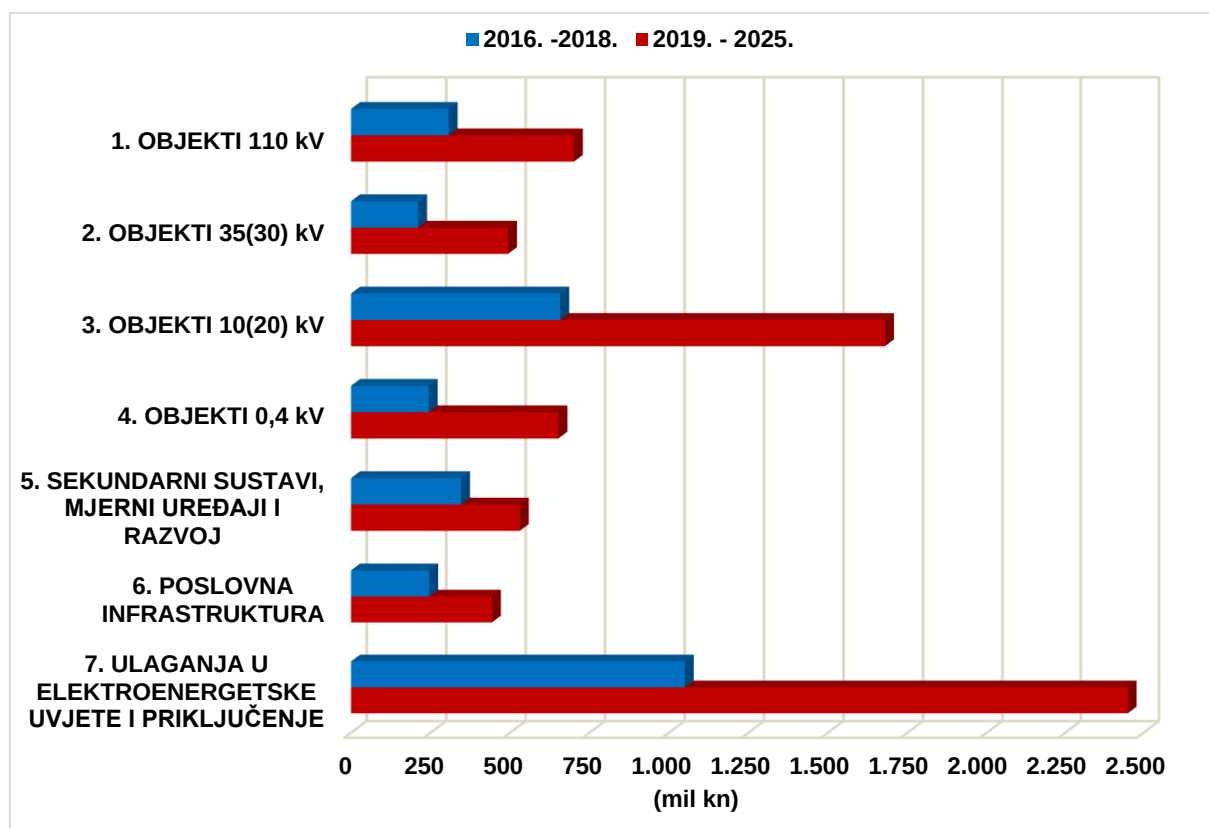
Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- | | |
|--|-----|
| – Ulaganja u energetske objekte | 76% |
| - 110 i 35 kV objekti | 26% |
| - 10 i 20 kV objekti | 36% |
| - Niskonaponski objekti | 14% |
| – Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 13% |
| – Ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 11% |

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. Obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo naredno desetogodišnje razdoblje predviđena su u razini 350 mil kn godišnje.

Kao što prikazuje Slika 5, u narednom desetogodišnjem razdoblju, a pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje, 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,
- Pобољшanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV,
- Spremnost mreže za prihvata distribuirane proizvodnje,
- Smanjenje gubitaka,
- Smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN,
- Oslobođanje koridora 35 kV vodova.



Silka 5 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2016.-2018. i 2019.-2025. po vrstama ulaganja

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 narednom desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	Ulaganje 2019. - 2025.	Ulaganja u 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		82.199.000	107.370.000	117.760.000	307.329.000	701.500.000	1.008.829.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	23.849.000	44.000.000	64.450.000	132.299.000	382.500.000	514.799.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	58.350.000	63.370.000	53.310.000	175.030.000	319.000.000	494.030.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		71.212.000	72.299.000	67.619.000	211.130.000	493.915.000	705.045.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	12.304.000	1.000.000	1.000.000	14.304.000	32.500.000	46.804.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	37.122.000	47.990.000	45.140.000	130.252.000	347.500.000	477.752.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	14.166.000	5.599.000	16.766.000	36.531.000	28.492.000	65.023.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	7.620.000	17.710.000	4.713.000	30.043.000	85.423.000	115.466.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		184.804.000	234.406.000	239.035.000	658.245.000	1.680.182.000	2.338.427.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	17.871.000	23.799.000	35.115.000	76.785.000	252.830.000	329.615.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	45.529.000	53.214.000	51.055.000	149.798.000	365.112.000	514.910.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	59.819.000	109.104.000	92.158.000	261.081.000	600.322.000	861.403.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	61.585.000	48.289.000	60.707.000	170.581.000	461.918.000	632.499.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		74.045.000	83.217.000	87.322.000	244.584.000	652.586.000	897.170.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	16.218.000	14.765.000	23.503.000	54.486.000	164.324.000	218.810.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.472.000	48.282.000	43.618.000	128.372.000	348.262.000	476.634.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	21.355.000	20.170.000	20.201.000	61.726.000	140.000.000	201.726.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		99.070.000	128.500.000	118.500.000	346.070.000	531.000.000	877.070.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	20.070.000	26.500.000	26.500.000	73.070.000	93.000.000	166.070.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	77.000.000	100.000.000	90.000.000	267.000.000	424.000.000	691.000.000
	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		98.500.000	75.987.000	71.587.000	246.074.000	443.416.000	689.490.000
	Osobna, teretna i radna vozila	50.000.000	21.987.000	21.987.000	93.974.000	153.916.000	247.890.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.500.000	24.500.000	24.500.000	72.500.000	161.000.000	233.500.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	15.000.000	21.500.000	13.500.000	50.000.000	92.500.000	142.500.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	10.000.000	8.000.000	11.600.000	29.600.000	36.000.000	65.600.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		609.830.000	701.779.000	701.823.000	2.013.432.000	4.502.599.000	6.516.031.000
7. 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	2.535.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	19.002.000	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	169.760.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	158.703.000					
SVEUKUPNA ULAGANJA 1.-7.		959.830.000	1.051.779.000	1.051.823.000	3.063.432.000	6.952.599.000	10.016.031.000

Zaključno

Desetogodišnji (2015.-2016.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

- Utjecaj okruženja (neizvjesnost gospodarskih gibanja, implementaciju Napredne mreže s porastom priključenja distribuiranih izvora i mjerama energetske učinkovitosti te promjene zakonske regulative),
- 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,
- Složenost distribucijske mreže po strukturi, lokaciji, broju postrojenja i vodova,
- Poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja kao i
- Problemi povezani s pripremom i duljinom izgradnje,

moгу utjecati na stvarnu realizaciju planiranih ulaganja.



1. Uvod

1. Uvod

HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. ovisno je društvo u stopostotnom vlasništvu Hrvatske elektroprivrede d.d. Temeljem ishođene 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 objaviti, uz prethodnu suglasnost Regulatorne agencije, desetogodišnji i trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže i plan investicija, Članak 40., točka 17., 18. i 19.

U 2015. godini donesene su izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije (NN 102/15) [2] kojima je, između ostaloga, izmijenjen Članak 40. Zakona o tržištu električne energije. Ovime je izmijenjena obaveza izrade i objave zasebnih planskih dokumenata: desetogodišnjeg i trogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže te godišnjeg plana investicija. Sukladno izmjenama i dopunama ZoTEE [2], operator distribucijskog sustava dužan je donijeti i na primjeren način javno objaviti, uz prethodnu suglasnost Hrvatske energetske regulatorne agencije, desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže s detaljno iskazanim investicijama u sljedećem trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju.

Ključne odrednice za izradu desetogodišnjih i trogodišnjih planova razvoja su Strategija energetskog razvoja [3], Mrežna pravila [4] i Program rada društva [5]:

- Prema članku 5. Zakona o energiji [6], 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 alternativnih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora.
- Mrežna pravila [4] distribucijskog sustava su ključan tehnički propis s gledišta pogona, vođenja, planiranja i korištenja distribucijske mreže.
- Program rada društva HEP ODS-a za razdoblje 2012.-2016. godine [5] zadaje okvire i smjernice za poslovanje. Temeljni poslovni ciljevi društva prema predmetnom programu uključuju: povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom, povećanje učinkovitosti u distribuciji i korištenju električne energije, razvoju distribucijske mreže u distribucijski sustav.

Prvi desetogodišnji planovi razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a rađeni su uvažavajući pristup primjenjen u dokumentima:

- Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine, knjiga 4 – Distribucijska mreža, Energetski institut Hrvoje Požar, 1998. [7],
- Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata u Republici Hrvatskoj od 2001. do 2020. godine (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, 2001. [8],
- Trogodišnji plan razvoja i izgradnje distribucijske mreže za razdoblje 2012.-2014. godine, HEP ODS, 2012. [9].

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

- Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2023. [10],
- Trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2016. [11],
- Desetogodišnji (2015.-2024.) i trogodišnji (2015.-2017.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a [12].

Ovaj desetogodišnji plan (2016.-2025.) temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [13-32] 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.

Ovim Desetogodišnjim (2016.-2025.) 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 Vršno opterećenje i potrošnja električne energije
- 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 Ekonomske analize

U prilogima su detaljnije prikazani:

- Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem i trogodišnjem razdoblju,
- Obilježja distribucijskih područja.



2. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Okruženje.....	24
2.1.1. Neizvjesnost gospodarskih gibanja.....	24
2.1.2. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH	25
2.1.3. Novi Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom.....	26
2.1.4. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže	26
2.1.5. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje	29
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	30

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 narednom razdoblju razmotreni su u nastavku.

2.1.1. Neizvjesnost gospodarskih gibanja

Krajem 2008. i početkom 2009. godine započeo je pad gospodarske aktivnosti koji je prisutan i u 2014. godini.

Prema Vladinim Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2015.-2017. [33], očekuje se rast bruto domaćeg proizvoda od 0,5% u 2015., 1,3% u 2016. i 1,5% u 2017. godini.

Pretpostavlja se da će glavni poticaj rastu doći od izvoza dobara i usluga te investicija privatnog sektora, dok se značajniji pozitivan doprinos potrošnje kućanstava može očekivati tek prema kraju razdoblja. Važan izvor gospodarskog rasta predstavljat će fondovi Europske unije. Tijekom iduće godine u završnoj fazi provedbe bit će programi koji se financiraju iz financijske perspektive 2007.-2013. iz koje je preostalo za iskoristiti preko 4 milijarde kuna EU sredstava. Znatno veća sredstva u ukupnom dodijeljenom iznosu od 81,3 milijarde kuna (10,7 milijardi eura) raspoloživa su za financijsko razdoblje 2014.-2020.

Brži ili sporiji gospodarski oporavak će direktno 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 dijeli u dva razdoblja: trogodišnje razdoblje 2016.-2018. te preostalih sedam godina 2019.-2025. U prvom razdoblju se predviđa¹:

- Blagi oporavak gospodarstva,

¹ Teško je sagledati u kojoj će mjeri na smanjenje porasta potrošnje utjecati distribuirana proizvodnja i poticanje energetske učinkovitosti u narednom desetogodišnjem razdoblju

- Blagi rast potrošnje električne energije (manje od 1% godišnje) i
- Ulaganja u stvaranje uvjeta i izgradnju priključaka iznad razine 2015. godine,

dok se u drugom razdoblju predviđaju:

- Veće stope gospodarskog rasta i rasta potrošnje električne energije (više od 1% godišnje) te
- Povećanje razine ulaganja u izgradnju priključaka i stvaranje uvjeta.

2.1.2. 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 narednom razdoblju može se očekivati donošenje novih energetske propisa Europske unije („Četvrti paket“, stvaranje Energetske unije, tj. jedinstvenog energetskeg tržišta EU-a za slobodni protok plina, nafte i električne energije u državama članicama).

S gledišta djelatnosti distribucije električne energije posebno su važni dijelovi europske direktive 2009/72/EZ [34] o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije, u kojima se navodi da:

- Države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža, npr. implementacijom koncepta Napredne mreže, koji treba graditi na način koji stimulira decentraliziranu proizvodnju i energetske učinkovitost,
- Kupcima na razini maloprodaje operator distribucijskog sustava mora osigurati dostupnu cjelovitu potrebnu informaciju, nepristran pristup distribucijskoj mreži i pravo da na nepristran način promijene svoga opskrbljivača.

Također, daju se i smjernice za uvođenje inteligentnih mjernih sustava te učinkovitog korištenja energije.

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) [6],
- Zakon o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13) [1], Izmjene i dopune zakona o tržištu električne energije (NN 102/15) [2],
- Zakon o regulaciji energetskeg djelatnosti (ZRED, NN 120/12) [35].

Za planiranje razvoja distribucijske mreže posebno je značajan Zakon o tržištu električne energije [1] kojim se, pored prije spomenute obveze izrade planskih dokumenata, propisuje izradu niza podzakonske propisa od kojih su najvažniji:

- Mrežna pravila 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,
- Pravilnik koji će propisati metodologiju i pokazatelje kvalitete električne energije,
- Postupak izdavanja energetskeg suglasnosti i uvjeti priključenja na elektroenergetsku mrežu.

2.1.3. Novi Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom

Novi Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 85/15) [36] na snagu su stupili 1. listopada 2015. Na planiranje razvoja i potrebna ulaganja u narednom razdoblju najviše će utjecati odrednice novih Općih uvjeta [36] vezane uz opremanje obračunskih mjernih mjesta (OMM) kupaca te prijelaz srednjonaponske mreže na 20 kV naponsku razinu.

Nove obveze operatora distribucijskog sustava na području opremanja OMM opisane su Člankom 119. Općih uvjeta [36]:

- Opremanje svih OMM krajnjih kupaca s priključnom snagom većom od 20 kW brojilima s daljinskim očitanjem koja omogućuju mjerenje snage i jalove energije u narednih 5 godina,
- Opremanje OMM krajnjih kupaca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 20 kW brojilima s daljinskim očitanjem koja omogućuju mjerenje jalove energije u narednih 10 godina,
- Opremanje OMM krajnjih kupaca iz kategorije kućanstvo brojilima s daljinskim očitanjem u narednih 15 godina.

Utjecaj ovih odrednica na potrebna ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu detaljnije je razrađen u poglavlju 7.5.2.

Članak 5. Općih uvjeta [36] regulira odnos operatora distribucijskog sustava i korisnika mreže te ulaganja u postrojenja i instalacije korisnika mreže prilikom prelaska mreže na 20 kV napon:

- Operator distribucijskog sustava dužan je najkasnije dvije godine prije početka primjene nazivnog napona 20 kV pisanim putem obavijestiti korisnika mreže o početku primjene nazivnog napona 20 kV.
- Troškove usklađenja postrojenja i instalacija korisnika mreže s promjenom nazivnog napona na 20 kV snosi operator distribucijskog sustava, osim u slučaju kada su postrojenja i instalacije ili njihov dio stariji od 30 godina, kada troškove snosi korisnik mreže.
- Korisnik mreže priključen na 10 kV distribucijsku mrežu dužan je u slučaju zamjene opreme u svojim postrojenjima i instalacijama ugraditi opremu dimenzioniranu za nazivni napon mreže 20 kV.

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

2.1.4.1. Napredna mreža

Intenzivno priključivanje distribuiranih izvora na distribucijsku mrežu, tradicionalne i nove zadaće operatora distribucijskog sustava, 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.“

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 naprednog ODS-a, u organizacijskom, kadrovskom i poslovnom te financijskom i operativnom kontekstu.

Sukladno navedenom, 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:

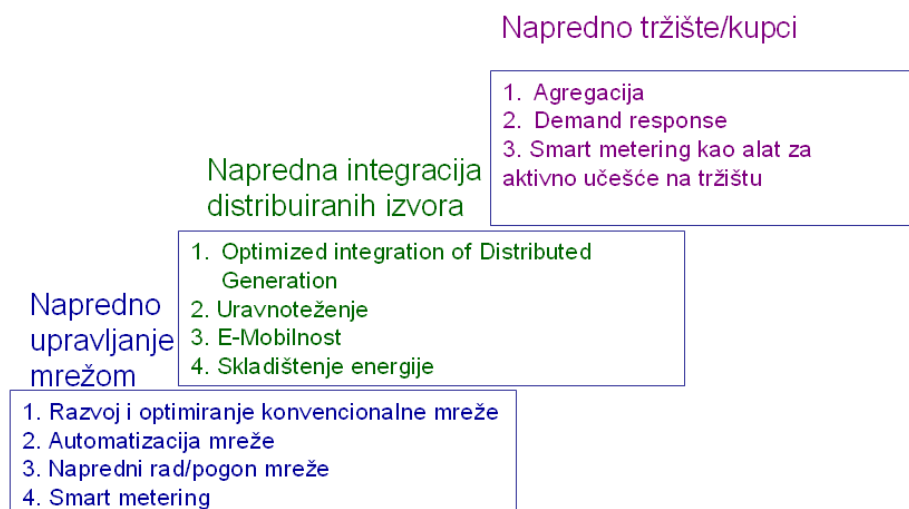
- Složenija interakcija (tehnička, informacijsko-komunikacijska i poslovna) između operatora (OPS i ODS) te između ODS-a i korisnika mreže,
- Intenzivnija obnova, modernizacija i automatizacija mreže,
- Povećanje zahtjeva na detaljne mjerne i pogonske podatke,
- Složeniji zahtjevi u području vođenja, 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.

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

- Analiza ključnih dokumenata i pilot projekata u EU,
- Intenzivirana ulaganja u revitalizaciju i zamjenu SCADA sustava,
- Povećana uključenost ključnih energetske objekata u SCADA sustave,
- Ubrzana ulaganja u konsolidaciju i proširenje AMR sustava (više od 53.000 mjernih mjesta uključeno je u AMR sustav).



Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

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.

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

2.1.4.2. 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

- a) Zakon o energiji (NN br. 120/12, 14/14 i 102/15),
- b) Zakon o tržištu električne energije (NN br. 22/13 i 102/15),
- c) Zakon o regulaciji energetske djelatnosti (NN br. 120/12),
- d) Zakon o gradnji (NN br. 153/13),
- e) Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN br. 132/13, 81/14, 93/14, 24/15, 99/15 i 110/15),
- f) Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN br. 88/12),
- g) Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN br. 133/13, 151/13, 20/14, 107/14 i 100/15),
- h) Uredba o naknadi za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN br. 128/13),
- i) Mrežna pravila elektroenergetskog sustava (NN br. 36/06),
- j) Opći uvjeti za opskrbu električnom energijom (NN br. 14/06),
- k) Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN br. 85/15),
- l) Pravilnik o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage (NN br. 28/06),
- m) Pravilnik o jednostavnim i drugim građevinama i radovima (NN br. 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 radi 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.

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.

2.1.5. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje

Slijedom aktivnosti na analizi postojećeg regulatornog i zakonskog okvira u području prostornog uređenja i gradnje s glavnim ciljevima:

- Nastavka uređenja djelatnosti projektiranja, građenja, uporabe i održavanja građevina,
- Ubrzanja postupka projektne i opće pripreme izgradnje (izdavanje lokacijske i građevinske dozvole),
- Osiguranja temeljnih zahtjeva za građevine,
- Osiguranja zaštite i uređenja prostora,
- Usklađenja zakonskog okvira sa direktivama EU za područje energetske učinkovitosti,

početkom 2014. godine (01. siječnja) stupili su na snagu: Zakon o prostornom uređenju (NN 153/13), Zakon o gradnji (NN153/13) i Zakon o građevinskoj inspekciji (NN 153/13).

Promjena zakonskog okvira u području gradnje i djelatnosti u gradnji u pravilu ima značajan utjecaj na djelatnosti HEP ODS iz osnovnih razloga:

- HEP ODS u smislu zakona i ovisno o poslovnoj aktivnosti ima ulogu Investitora ili javnopravnog tijela koje daje posebne uvjete u postupku izdavanja građevinske dozvole i sukladno tome, uključen je u vrlo veliki broj projekata raznih razina složenosti,
- HEP ODS u ulozi Investitora priprema i gradi vrlo složene elektroenergetske građevine, za koje mora prolaziti redovitu, u pravilu dugotrajnu i složenu, proceduru izdavanja lokacijske i/ili građevinske dozvole.
- HEP ODS obavlja djelatnost od državnog interesa sa snažno izraženom društvenom odgovornošću, u tom smislu u redovitoj komunikaciji sa Investitorom koji želi ostvariti priključak na mrežu, upućujemo na zakonski okvir djelatnosti i pravodobno ukazujemo na rizike koji mogu proizaći iz opće složenosti zakonskih rješenja ili neuređenih zemljišnih knjiga ili drugih razloga.

U HEP ODS-u je analiziran učinak zakona na djelatnost pripreme i ostvarenja investicija i provedene su manje prilagodbe radi umanjivanja rizika usporenja planiranih investicijskih aktivnosti. S posebnim oprezom se pratio učinak zakona i praksa lokalnih ureda za poslove prostornog uređenja u području izgradnje priključaka, budući da su aktivnosti HEP ODS-a u tom području čvrsto ugovorno vezane uz aktivnosti investitora u složenije priključke.

Razdoblje prilagodbe novom zakonskom okviru trajalo je gotovo do lipnja 2014. godine. Djelomično je uzrok tome izrada, rasprava i donošenje pravilnika iz područja zakona o gradnji, a djelomično organizacija, obuka i informiranje stručnjaka zaduženih za poslove prostornog uređenja u uredima jedinica lokalne uprave.

Među prednostima novog paketa zakona je svakako mogućnost da se za projekte izgradnje (prema određenim preduvjetima) ne ishodi lokacijska dozvola već se postupak vodi samo u fazi ishođenja građevinske dozvole, čime se priprema projekta ubrzava. S druge strane, paket zakona nije olakšao i pojednostavnio (ubrzao) proceduru pripreme izgradnje linijskih građevina, gdje se i dalje traži pojedinačna (dugotrajna i neizvjesna) imovinsko-pravna priprema za izgradnju npr. zračnih vodova. Navedeni problem će postati sve izraženiji povećanom potrebom za razvojem mreže (produljenje razdoblja pripreme izgradnje).

Zakonski paket redefinira uloge investitora, projektanta, izvoditelja i nadzora, usložnjava zadaće investitora u odnosu prema javnopravnim tijelima i propisuje rokove za obavljanje pojedinih dijelova procedure u ishođenju, usuglašavanju ili izdavanju posebnih uvjeta. U tom smislu uočena je potreba za razvojem i prilagođenjem odnosa unutar HEP Grupe i na tome se trajno radi.

U području obnovljivih izvora energije, sustava za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, izmjenama i dopunama pravilnika o jednostavnim građevinama i radovima (NN 79/14, 41/15 i 75/15),

drugim zakonskim rješenjima i poticajima stvoreni su preduvjeti za značajniju aktivnost investitora. U tom smislu značajno je povećan broj zahtjeva za izdavanje uvjeta priključenja na SN i NN mrežu (dio postupka ishođenja građevinske dozvole) i s tim vezano povećanje opsega posla u području razvoja mreže i pripreme mreže za priključenje izvora.

U području priključenja potrošača, povećanje opsega posla u HEP ODS je vezano uz uređenje stanja u prostoru (legalizacija dijela bespravno sagrađenih objekata prema Zakonu o postupanju s nezakonito izgrađenim zgradama NN 86/12 i NN 143/13) i procjenjuje se da će se trend nastaviti u planskom razdoblju sukladno dinamici rješavanja predmeta u nadležnim uredima lokalne uprave.

Tijekom srpnja 2015. na snagu je stupio Zakon o poslovima i djelatnostima prostornog uređenja i gradnje (NN 78/15) koji revidira uvjete za obavljanje djelatnosti u području gradnje i uvodi novo područje djelatnosti: upravljanje projektima.

Iz navedenog se procjenjuje da će dalje uređenje zakonskog okvira nametnuti dodatni pritisak u obavljanju redovitih djelatnosti i imati utjecaj na prilagođenje organizacije poslova u HEP ODS.

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 2016. do 31. prosinca 2025. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje (1 siječnja 2016. do 31. prosinca 2018.) te jednogodišnje (1. siječnja 2016. do 31. prosinca 2016.) razdoblje. Sukladno zakonskoj regulativi, desetgodišnji plan će se revidirati svake godine.

Potrebno je naglasiti da:

- Okruženje,
- Složenost distribucijske mreže po strukturi, lokaciji i broju elemenata,
- Zahtjevi regulatora na kvalitetu električne energije i stupanj modernizacije mreže, kao i
- Problemi povezani sa pripremom i duljinom izgradnje

mogu dovesti do promjene opsega, strukture i 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	32
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže.....	33
3.2.1. Pojne točke 110 kV	35
3.2.2. Pojne točke 35 kV	40
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona.....	46
3.2.4. Vodovi 35 kV	46
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN	49
3.2.6. Vodovi 10 i 20 kV	53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci.....	57
3.3. Distribuirani izvori	60
3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a	60
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a	62
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja.....	62
3.4. Gubici u distribucijskoj mreži	63
3.4.1. Ostvareni gubici	63
3.4.2. Struktura gubitaka	64
3.4.3. Ciljevi smanjenja gubitaka	65

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 [1], 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.



Slika 3.1 Karta RH s distribucijskim područjima HEP ODS-a

Tablica u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u za 2014. godinu (stanje na dan 31.12.2014. godine).

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	7.627
Ukupna duljina distribucijske mreže	135.749 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	25.881 MVA
Ukupna instalirana snaga transformacije	21.016 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.373.711
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.237
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	116,1 MW
Ukupna potrošnja u distribucijskoj mreži u 2014. godini	15.440 GWh
Gubici u 2014. godini	8,14%

3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže

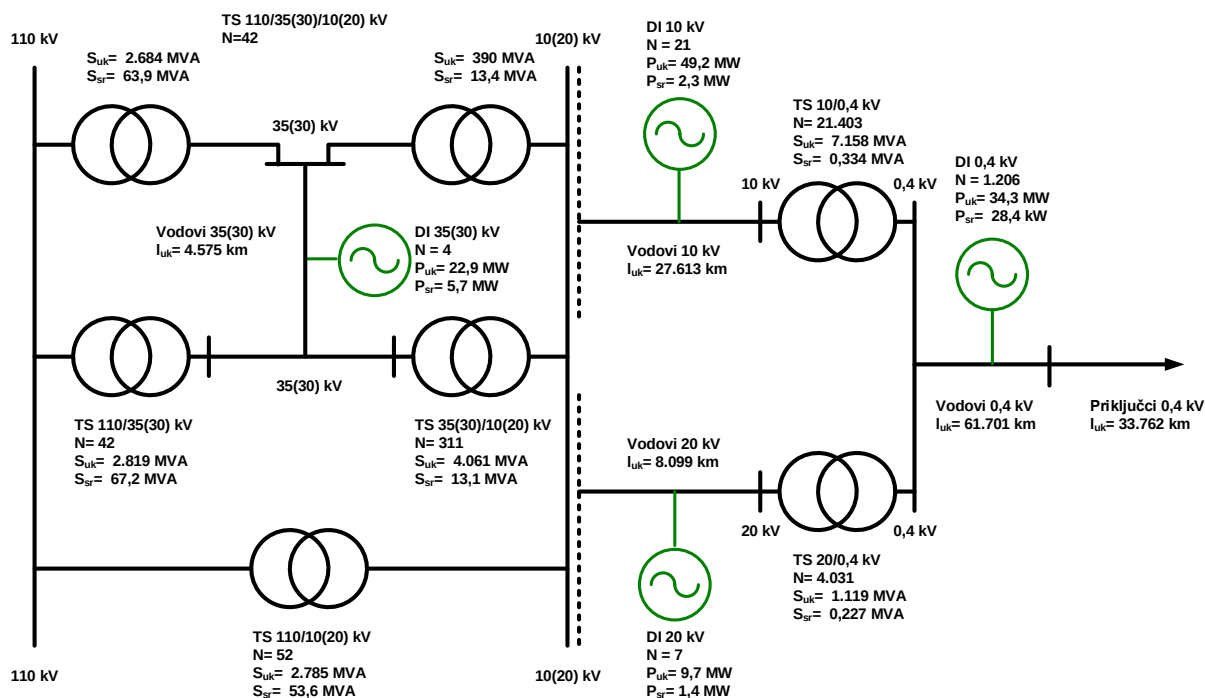
Temeljne značajke distribucijske mreže HEP ODS-a opisane u nastavku, odnose se na stanje 31.12.2014. godine, a podaci su utvrđeni temeljem unosa podataka u aplikaciju HEP ODS – Planiranje razvoja tijekom druge polovice 2015. g. Podaci se odnose na stanje postrojenja i mreža naponskih razina 110 kV, 35 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV za sva distribucijska područja.

Osnovni energetski podaci i grafički prikazi 110 kV i 35 kV mreže svih distribucijskih područja dani su u Prilogu 11.3.

Podaci o stanju ostalih sastavnica distribucijske mreže, kao i dijelova poslovne imovine te njihova analiza iskazana je zajedno s pregledom potrebnih ulaganja u poglavlju 7.

Tijekom 2013. g. proveden je postupak razgraničenja nadležnosti nad postrojenjima i mrežom temeljem Načela razgraničenja djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije, Odluke Uprave HEP- a d.d. o razgraničenju, Ugovora o međusobnim odnosima vezano za razgraničenje na sučelju proizvodnih objekata, prijenosne i distribucijske mreže. Obzirom na provedeni postupak razgraničenja, naturalne količine mreže i postrojenja analizirane ovim planom potrebno je u tom smislu i promatrati u odnosu na podatke dane prethodnim destogodišnjim planovima razvoja distribucijske mreže [10,12].

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.



Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže

Uz tablice i slike u nastavku, istaknut je komentar obzirom na dokumente koji su sagledali stanje i pregled potrebnih ulaganja u distribucijsku mrežu u višegodišnjem razdoblju 1997. do 2030. [7], odnosno 2000. do 2020. [8] (dalje u tekstu: Master plan), odnosno na stanje mreže obrađeno prethodnim desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.

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

Tip transformatorske stanice prema prijenosnom omjeru	Broj TS HEP ODS-a (kom)	Ugrađena transformacija (MVA)	Broj polja postrojenja SN (kom)
1	2	3	4
TS 110/35(30) kV	42	2.819	543
TS 110/35(30)/10(20) kV	42	3.074	1.148
TS 110/10(20) kV	52	2.785	1.626
TS 35(30)/10(20) kV	311	4.061	6.107
UKUPNO HEP ODS	447	12.738	9.424

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 311 transformatorskih 35/10(20) kV s oko 100 TS 110/10(20) kV moguće je znatno smanjiti broj postrojenja, samim time i 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 [37]).

3.2.1. Pojne točke 110 kV

Ukupno 136 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.

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 40 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 25 do 40 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 direktnu transformaciju.
- Treće razdoblje odnosi se na posljednjih 25 godina i okarakterizirano je izgradnjom distribucijskih transformatorskih stanica s direktnom 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.

Posljednjih godina izgradnja novih pojmih točaka najviše naponske razine 110 kV je oko jedne do dvije godišnje.

Usporedba planova izgradnje novih TS 110 kV predstavljenih u Master planu [7] i podataka o izgrađenim trafostanicama u istom razdoblju pokazuje ostvarenih 29 objekata u odnosu na planiranih 88 objekata do 2015. godine.

Manji broj novoizgrađenih pojmih točaka 110 kV od 1998. godine rezultat je znatno sporijeg porasta potrošnje električne energije i opterećenja od planiranog scenarija što je između ostalog posljedica i gospodarske krize od 2008. godine. Korištenjem drugih tehničkih rješenja, osim izgradnje novih pojmih točaka, za poboljšanje naponskih okolnosti u srednjonaponskoj mreži (prijelaz na 20 kV, rekonstrukcija vodova vodičima s većim poprečnim presjekom vodiča) smanjila se potreba za novom izgradnjom pojmih točaka.

Velik broj objekata izgrađen je u skladu s razvojnim planovima te je od 29 objekata čak 24 predviđeno u Master planu dok je preostalih 5 isključivo posljedica potreba za priključenjem velikih potrošača, prije svega izgrađenih autocesta, ali i drugih (velika industrija ili gospodarska zona).

Tijekom 2015. planira se dovršiti 110 kV priključak i pustiti pod napon transformatorske stanice 110/10(20) kV Ferenščica i Srđ, tijekom 2016. Turnić i u 2017. godini Sesvete.

Uzroci odstupanja dinamike izgradnje u odnosu na planirano u Master planom vezani su uz opće gospodarske i demografske okolnosti i procese koji se odvijaju u socioekonomskom okruženju na području RH, uz značajan i sve veći utjecaj povećanja udjela obnovljivih izvora priključenih na SN i NN mrežu i mjere energetske učinkovitosti. Iskustvo pokazuje da je djelatnost distribucije električne energije značajno izložena trendovima razvoja tehnologije, usluga i tržišta pa razdoblja desetgodišnjeg i dužeg horizonta planiranja imaju značajnu nesigurnost već u drugoj polovici planskog razdoblja.

Uvažavajući navedeno, kao i trendove u elektrodistribucijskoj djelatnosti i ovim se dokumentom daje prednost učinkovitom gospodarenju postojećim objektima i postrojenjima pred izgradnjom novih objekata.

Tehnička rješenja u primjeni slijede tehničke odrednice tipske TS 110/10(20) kV postavljene krajem 80-tih godina. Uvažavajući stratešku odrednicu uvođenja direktne 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 8.350 MVA snage transformacije VN/SN, od kojih je oko 60% raspoređeno na transformaciju snage s VN na 35(30) kV mrežu, ostatak na 10 i 20 kV mrežu tzv. direktna transformacija, od čega je nešto zastupljenija tranformacija 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 direktne transformacije s 26% na oko 40% 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 maskimalno 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%.

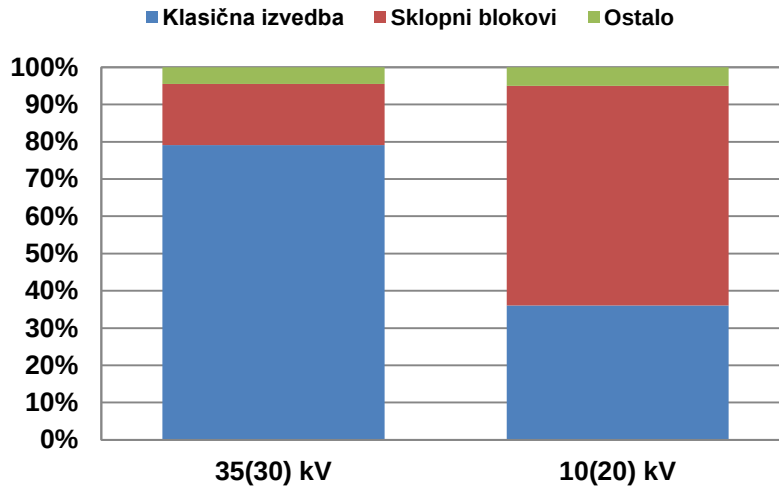
Navedeno je pokazatelj strategije izgradnje novih stanica za nazivne snage transformatora 2x40 MVA. Time se ostvaruje određena zalihost kapaciteta, prvotno ugrađeni transformatori manje snage (20 MV) se prema potrebi mijenjaju novim jedinicama veće snage (40 ili iznimno 63 MVA).

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 po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti može se uočiti do pet stanica koje prelaze navedenu vrijednost opterećenja u ovom trenutku.

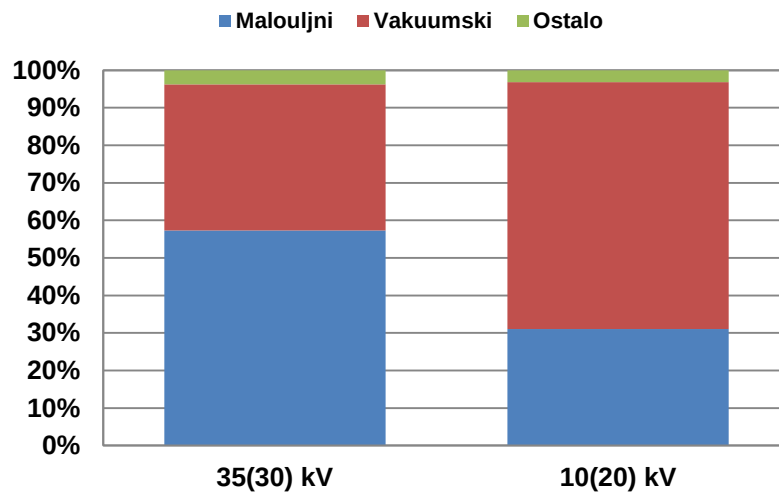
3.2.1.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 110 kV gotovo isključivo se grade s SN postrojenjem u čvrstim (zidanim) objektima sukladno tipizaciji 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 [7] 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.

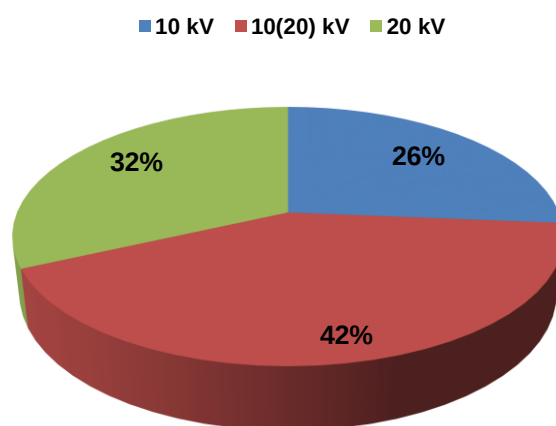
Tijekom 1990-tih započela je šira primjena višefunkcijskih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja. Brojne pogodnosti, osim funkcija relejne zaštite (npr. bilježenje lista događaja, lista događaja kod zastoja/kvara, lista mjerenja, mogućnost komunikacije prema nadređenim centrima vođenja i dr.) utjecale su na znatno opće povećanje udjela numeričkih uređaja u SN postrojenjima. Trend prevladava i danas. Analizirajući proteklih 15 godina može se uočiti značajno povećanje udjela

numeričke relejne zaštite u transformatorskim stanicama 110/x kV s oko 5% na 75%. 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 90%. 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 ukoliko će predmetne transformatorske stanice biti u pogonu narednih 10 godina.

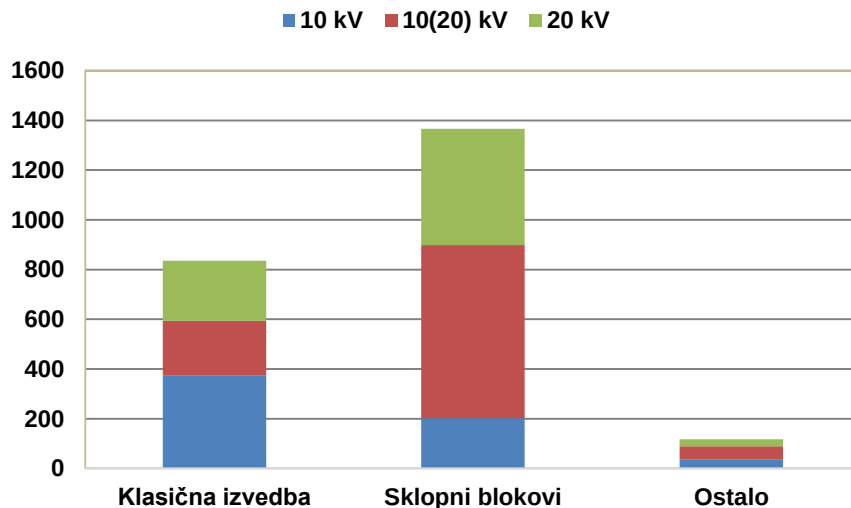
3.2.1.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Od ukupno 136 pojnih točaka 110 kV, u njih 42 nije izgrađeno postrojenje 10 kV ili 20 kV naponske razine, a odnose se na 110/35(30) kV stanice koje se mogu, ukoliko 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

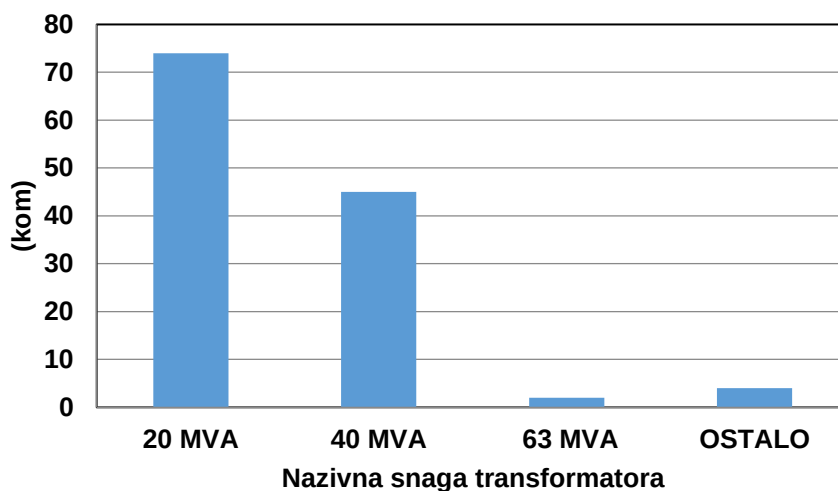
Slika 3.6 prikazuje značajan broj polja postrojenja pripremljenih za 20 kV napon. Kod postrojenja koja su izvedena sklopnim blokovima postotak pripremljenosti za 20 kV pogonski napon je oko 85%.



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

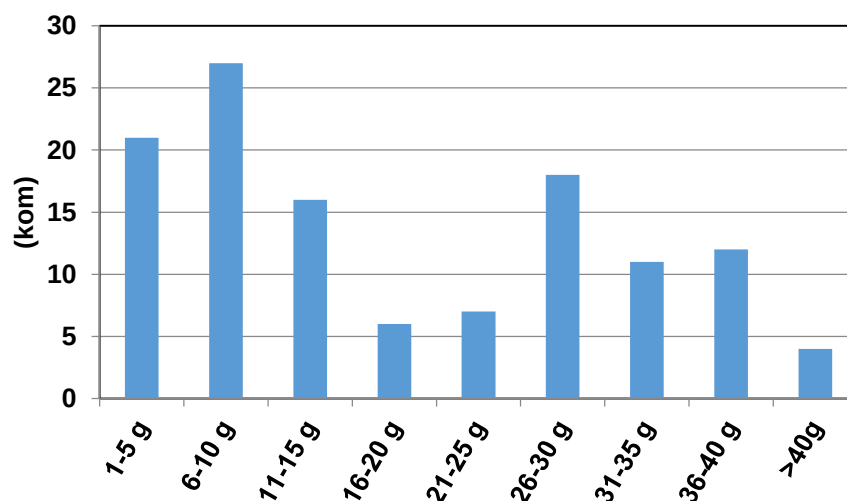
Transformatori snage najvažniji su elementi sustava prijenosa i distribucije električne energije. U najvećoj mjeri, duži su vremenski period vezani uz pogon u određenoj transformatorskoj stanici te su stoga obrađeni u poglavlju vezanom uz stanice, ali obzirom da ipak predstavljaju značajnu pokretnu imovinu, obrađen je i dio transformatora koji nisu ugrađeni. Suma nazivnih snaga 125 transformatora omjera transformacije VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a je oko 3.300 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 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 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 te 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 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),
- 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 (10%).

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 311 pojmih točaka 35(30) kV, od čega je manji dio zajedničkih.

3.2.2.1. Izgradnja i razvoj pojmih točaka 35 kV

Od izrade Master plana izgrađeno je 24 transformatorske stanice 35 kV. Pet ih je izgrađeno u zamjenu za druge na lokaciji ili blizu lokacije postojećih što čini svega 16 novih čvorišta u 35 kV mreži, dok su tri izgrađene za potrebe HAC-a. Dio novih TS planirano je kao prva faza buduće pojne točke 110/10(20) kV.

Dinamika izgradnje predviđenih pojmih točaka u načelu prati dinamiku predviđenu razvojem distribucijske mreže.

Obzirom na stratešku odluku prelaska na 110-20-0,4 kV sustav pogona mreže, ulaganje u izgradnju novih trafostanica 35 kV se ne potiče, izuzev 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 velik 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 odnosi se na TS izgrađene do kraja 60-ih godina prošlog stoljeća koje je okarakterizirano izgradnjom velikog broja TS zbog provođenja elektrifikacije Hrvatske
- Drugo slijedi u razdoblju do početka 90-ih godina prošlog stoljeća zbog povećanja kapaciteta mreže (početak ratnih zbivanja znatno negativno utječe na opterećenje i potrošnju električne energije),
- 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 direktne 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 skoro 4.500 MVA snage transformacije 35(30)/x kV (uvažen 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 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.

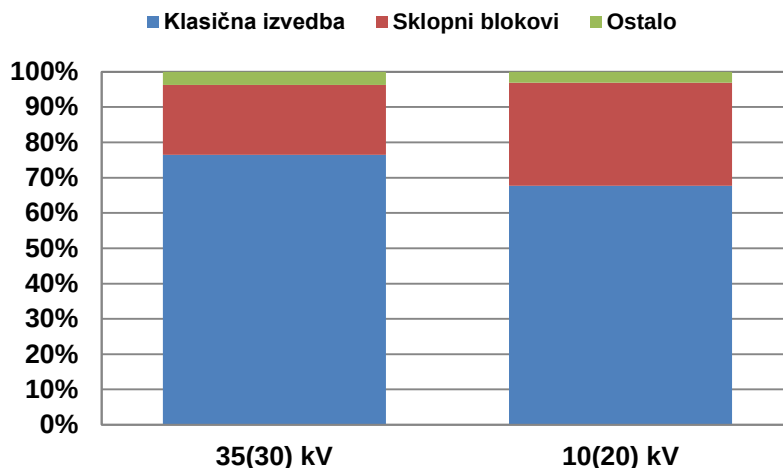
Analizirajući opterećenje po pojnim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti stanica (80%) može se uočiti oko 25 transformatorskih stanica koje prelaze navedenu vrijednost u 2014.g.

3.2.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 35 kV u pravilu se grade u čvrstim (zidanim) objektima i čine oko 95% izvedbe zgrade postrojenja, a preostalih 5% odnosi se na limene kontejnere i tipske objekte „ESO“. Oko tri četvrtine

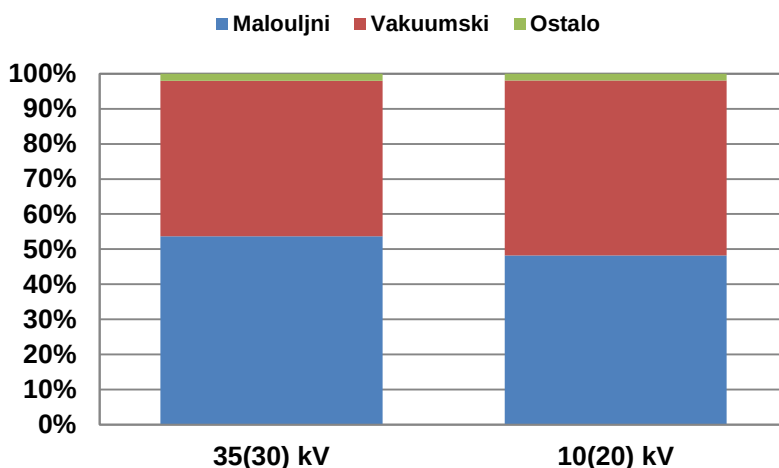
objekata je u dobrom građevinskom stanju, a preostalih 25% zahtijeva revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili zamjene krovišta, fasade ili stolarije.

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 i prikazanih na Slikama 3.9 i 3.10 uočavaju se trendovi porasta udjela postrojenja izvedenih sklopnim blokovima s ugrađenim vakuumskim prekidačima i numeričkim relejima zaštite u odnosu na stanje početkom 1997. godine.



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

Na Slici 3.9 vidljiv je veći udio ugrađenih sklopni 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 i dr.). Ukoliko se u narednom razdoblju uspori dinamika izgradnje 110 kV pojnih točaka, bit će nužno ulagati u rekonstrukciju postojećih 35 kV postrojenja, što bi s gledišta isplativosti bilo nerazborito.

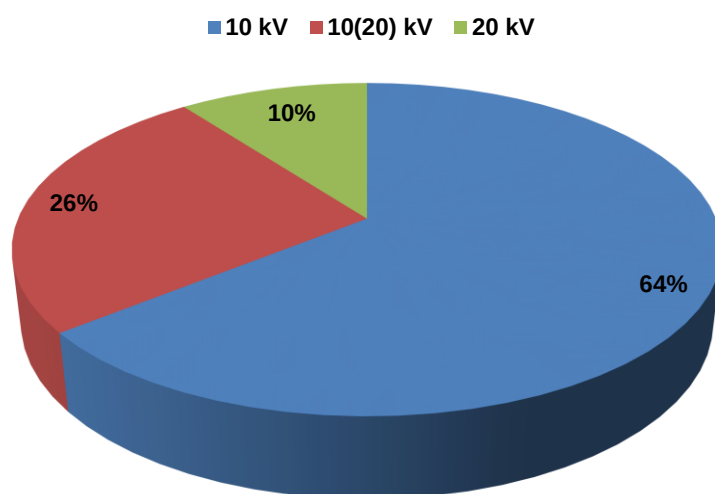
Zbog manjeg broja polja i nepostojanja potrebe za povećanjem, velik dio rekonstrukcija realizira se zamjenom pojedinačne opreme zadržavajući postojeće građevinske izvedbe polja (munjerke).

Stvarno stanje ugrađenih prekidača, pretpostavlja se, nešto je povoljnije od slikom prikazanog, zbog djelomične selektivne zamjene kroz aktivnosti održavanja.

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 65%) i SN postrojenja uvedenih u SDV (oko 90%).

3.2.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

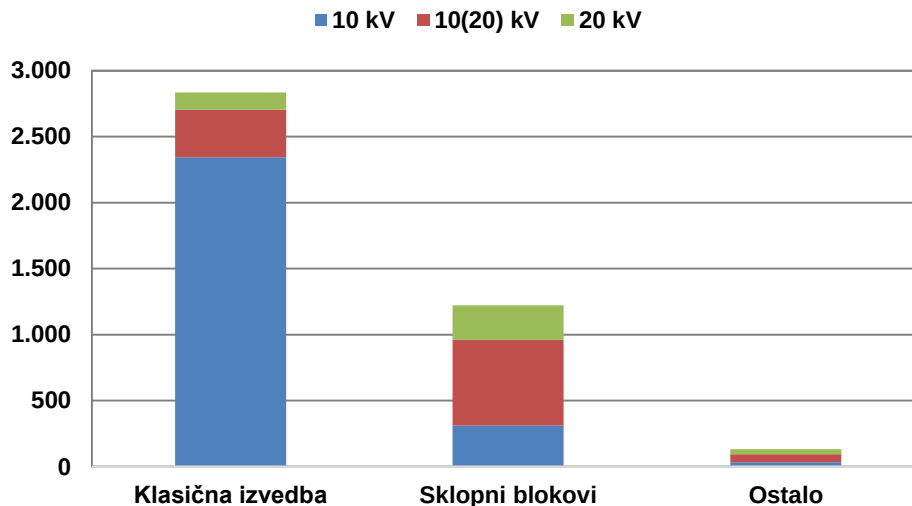
Na Slikama 3.11 i 3.12 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV uzimajući u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke.



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

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 jedne trećine. U postrojenjima izvedenim sklopnim blokovima brojnija su postrojenja s najvišim naponom opreme koji omogućuje pogon na 20 kV.

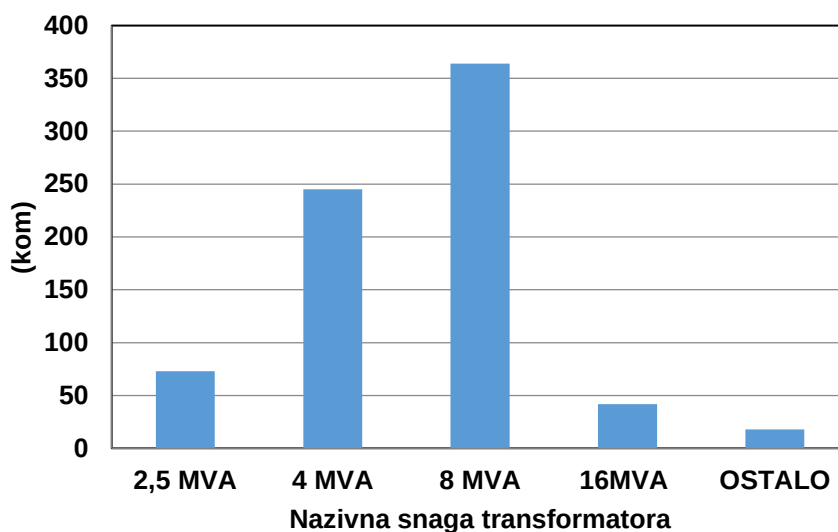
U načelu se, a uvažavajući zahtjeve učinkovitog korištenja energije, rekonstrukcije pojmih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prijelaza 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, da bi se izbjegla dodatna transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV uz napajanje iz obližnje 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 742 transformatora SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a iznosi nešto preko 4.800 MVA. Najzastupljeniji su transformatori prijenosnog omjera 35/10,5 kV ili preklopivi 35/10,5(21) kV, a najzastupljenije snage su 8 MVA i 4 MVA (zajedno oko 610 komada, odnosno 3.900 MVA). Preostali transformatori odnose se na snage 2,5 MVA, 16 MVA ili ostalo (Slika 3.13).



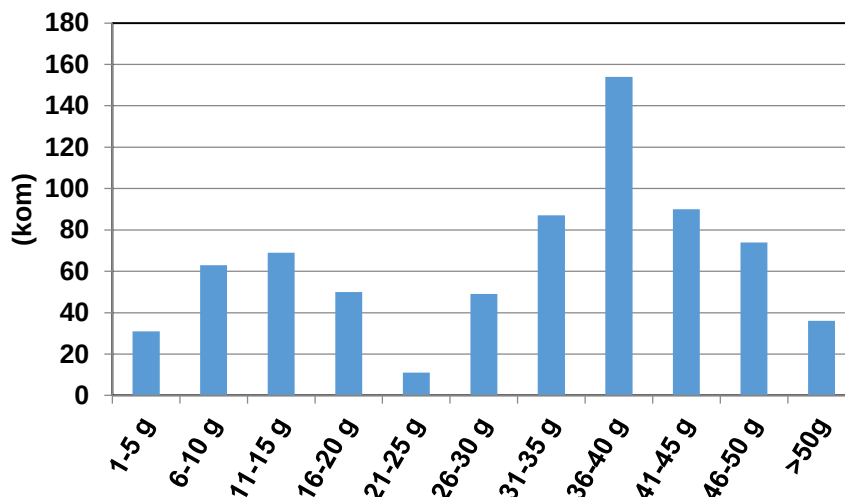
Slika 3.13 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

Slika 3.14 prikazuje raspodjelu transformatora prema starosti iz koje je vidljiv značajan broj starih transformatora. Prosječna starost transformatora iznosi preko 30 godina. Prema kriteriju zamjene transformatora na temelju starosti veće od 40 godina u ovom trenutku graničnu vrijednost kriterija prelazi oko 30%, 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 energetskej učinkovitosti transformatora koja je stupila na snagu, uštede u gubicima zbog zamjene transformatora biti će još izraženije.

Uvažavajući činjenicu da se dio transformatora nalazi u rezervi, dio revitalizira, a dio je pripremljen za rashod zbog dotrajalosti, te da će se ukupna potreba za transformatorima tog prijenosnog omjera dodatno smanjiti, broj koji je potrebno zamijeniti unutar planskog razdoblja biti će manji od broja koji ne udovoljava prema kriteriju starosti odnosno životnog vijeka. Značajnu količinu ovih transformatora će ipak biti potrebno zamijeniti, između ostalog zbog sporijeg uvođenja direktne 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 direktnom transformacijom, a iznimno povećanjem kapaciteta transformacije do 2x16 MVA,
- 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 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 (10%), 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 10 kV ili 20 kV, najčešće, 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 te se vrši demontaža transformatora 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 vrši daljnja distribucija prema potrošačima i trafostanicama SN/NN.

Broj takvih postrojenja koja su u nadležnosti HEP ODS-a je oko 50 komada. Veći broj rasklopišta izgrađen je u Elektri Varaždin i Elektroprimorju Rijeka.

Gledajući prema broju SN polja takvih postrojenja, udjel od oko 90% odnosi se na rasklopišta nazivnog napona 10 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 Elektre Zagreb i Elektre Šibenik) na razini HEP ODS-a. Ukupna duljina vodova 35 kV iznosi 4.575 km, što je povećanje za 73 km u odnosu na stanje mreže opisano Master planom [7] (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	1.269	28%
Nadzemni vodovi 35 kV	3.165	69%
Podmorski kabeli 35 kV	142	3%
Ukupno	4.575	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 28%, a udio nadzemnih 69%, što je 9% manje u donosu na stanje iz Master plana [7].

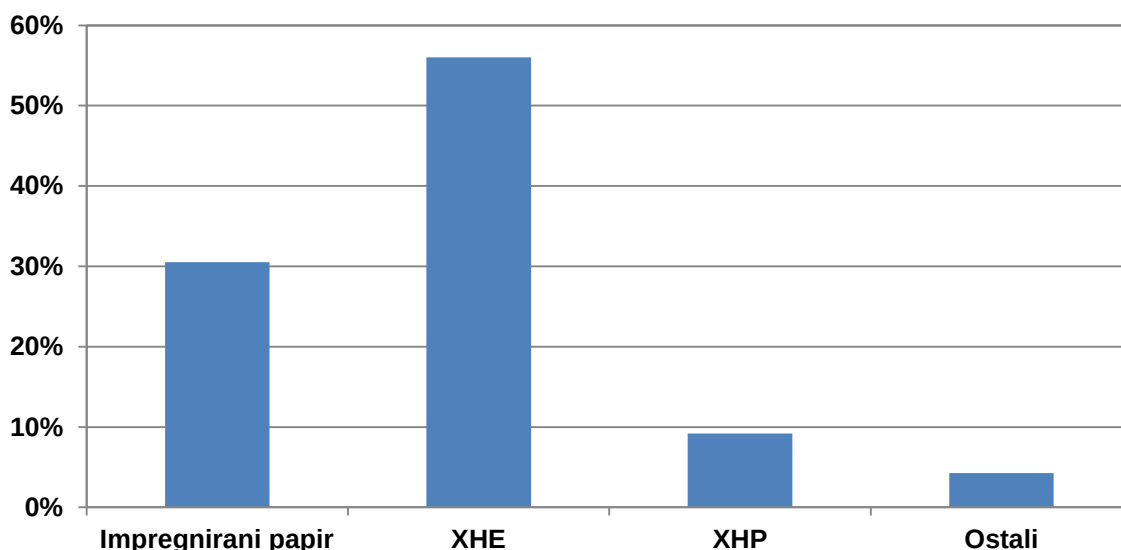
3.2.4.1. Kabeli 35 kV

Razvoj kabelske 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	387,20	31%
XHE	710,94	56%
XHP	116,66	9%
Ostali	54,22	4%
Ukupno	1.269,01	100%

Kabela s papirnom izolacijom (IPZO i sl.) je oko 30%, što je za cca 22% manje u donosu na stanje iz Master plana [7] 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 kabeli 35 kV

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

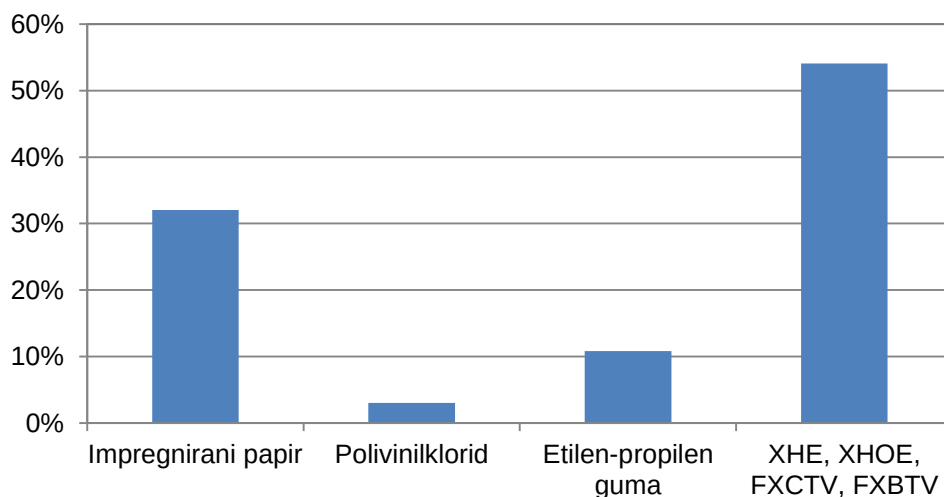
Tablica 3.5 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije

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

U razdoblju od izrade Master plana [7] ukupna duljina podmorskih kabela naponske razine 35 kV porasla je s oko 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.

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 podmorskih kabela je uglavnom preko 30 godina te će se u narednom razdoblju trebati intenzivnije mijenjati.



Slika 3.16 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi

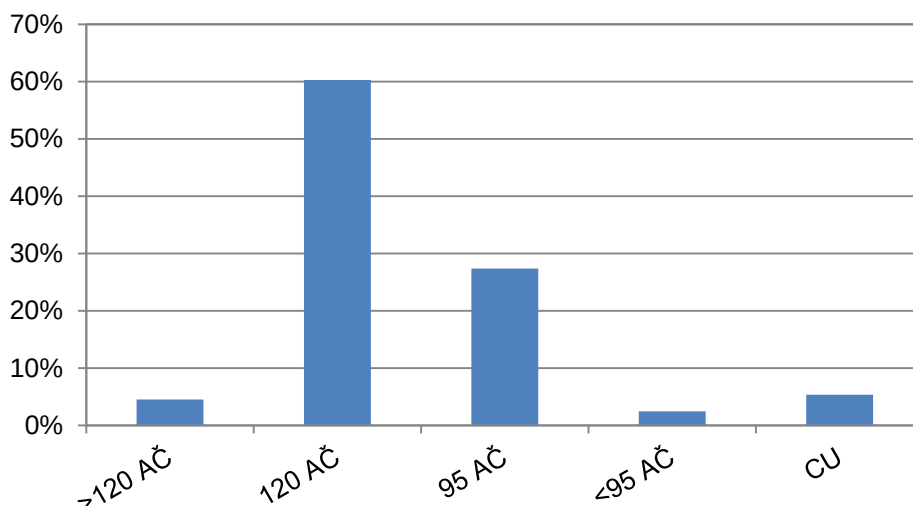
3.2.4.3. Nadzemni vodovi 35 kV

Kao rezultat razvoja 35 kV mreže zamjenom nadzemnih vodova kabelima, njihova ukupna duljina smanjila se u odnosu na stanje iz Master plana [7] za nešto više od 150 km te sada iznosi 3.162 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 AČ	3,9	139,8	143,7	5%
120 AČ	343,7	1.563,6	1.907,4	60%
95 AČ	249,7	616,1	865,8	27%
<95 AČ	10,6	67,0	77,6	2%
CU	61,8	105,6	167,4	5%
Ukupno (km)	669,7	2.492,1	3.161,8	100%
Ukupno (%)	21%	79%	100%	

Većina vodova je izgrađena na čelično rešetkastim stupovima (79%), vodičima presjeka 120 AČ (60%). 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 AČ, 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 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 narednom periodu 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, obzirom na cjenovnu konkurentnost spram nadzemnih vodova 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 28.756 kom, s ukupnom instaliranom snagom 10.342 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 (kom)	25.434	3.322	28.756
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	8.278	2.064	10.342

TS SN/NN se mogu podijeliti na tri osnovna tipa:

- Kabelske (KTS),
- Stupne (STS) i
- Tipa „tornjić“.

Tablica 3.8 Vrste TS SN/NN

Vrsta TS	Broj TS (kom)	Udio (%)
Kabelska transformatorska stanica	13.946	48%
Stupna transformatorska stanica	11.203	39%
Trafostanica tipa "Tornjić"	3.607	13%
Ukupno	28.756	100%

U proteklom razdoblju vidljiv je porast udjela kabelskih i stupnih TS, a smanjenje izvedbe tipa tornjić.

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

Prijenosni omjer	Broj TS (kom)	Udio (%)
TS 10/0,4 kV	13.192	46%
TS 10(20)/0,42 kV	9.636	34%
TS 20/0,42 kV	5.928	21%
Ukupno	28.756	100%

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom nazivnog napona 24 kV je oko 54% što predstavlja značajno povećanje u odnosu na 23% opisano u Master planu [7]. Ukupan broj TS u pogonu na 20 kV iznosi 5.928 kom, odnosno 20%.

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

Prosjeck broj niskonaponskih izvoda kabelskih stanica je osam, dok je prosjeck broj 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 kabelskih je najzastupljenija izvedba u betonskom kućištu standardnih dimenzija.

Značajan udio kabelskih 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 SN blokovima), a kod stupnih transformatorskih stanica najmanji je udio opreme 24 kV u izvedbi na drvenom, a najveći na betonskom 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.

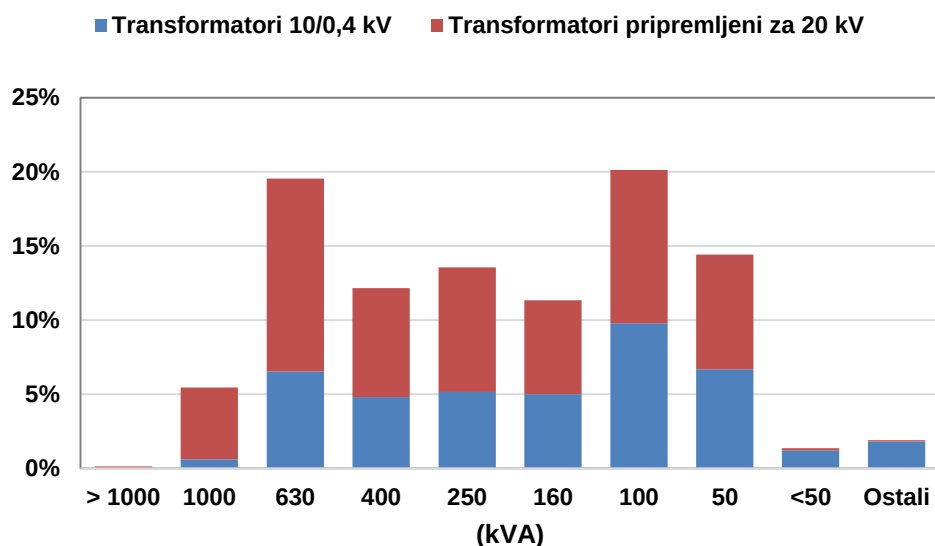
Raspodjela transformatora SN/NN po nazivnim snagama i prijenosnim omjerima prikazana je Tablicom 3.10.

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

Snaga (kVA)	10/NN kV (kom)	10(20)/NN kV (kom)	20/NN kV (kom)	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
> 1000	7	30	1	38	0%
1000	173	1.254	111	1.538	5%
630	1.841	3.041	625	5.507	20%
400	1.355	1.512	560	3.427	12%
250	1.455	1.758	607	3.820	14%
160	1.411	1.401	384	3.196	11%
100	2.761	2.360	554	5.675	20%
50	1.884	1.685	493	4.062	14%
<50	342	39	4	385	1%
Ostali	510	25	2	537	2%
Ukupno (kom)	11.739	13.105	3.341	28.185	100%
Ukupno (%)	42%	46%	12%	100%	

Iz prikaza raspodjele transformatora prema izvedbi namota gornjeg napona vidljivo je da je udio preklopivih transformatora i transformatora priključenih na pogonski napon 20 kV 58%. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 46%. 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 izvršene prve analize o primjeni novog distribucijskog napona 20 kV.

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



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

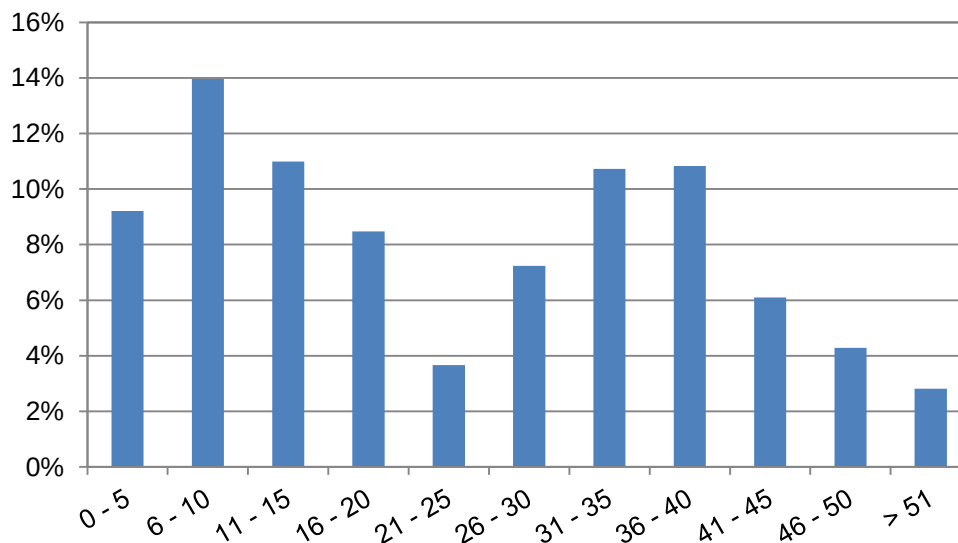
U Tablici 3.11 te na Slici 3.19 dan je pregled starosti transformatora SN/NN po petogodišnjim intervalima².

Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama

Starost (god)	Broj TR (kom)	Udio (%)
0 - 5	2.597	9%
6 - 10	3.937	14%
11 - 15	3.097	11%
16 - 20	2.390	8%
21 - 25	1.034	4%
26 - 30	2.040	7%
31 - 35	3.023	11%
36 - 40	3.051	11%
41 - 45	1.719	6%
46 - 50	1.209	4%
> 51	792	3%
Bez podatka	3.296	12%
Ukupno	28.185	100%

² Analizom je obuhvaćeno 24.889 od 28.185 (88%) transformatora za koje su raspoloživi podaci o starosti

Posebnu pozornost potrebno je dati transformatorima starijim od 40 godina (kriterij zamjene prema starosti) te onima koji će u narednom planskom razdoblju doseći starost od 40 godina. Ukupan udio takvih transformatora čini gotovo polovinu svih transformatora HEP ODS-a.



Slika 3.19 Pregled starosti transformatora SN/NN po godinama

Temeljne smjernice razvoja u narednom periodu su:

- TS SN/NN i linijske rastavljače u SN mreži 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 3 vodna polja, radi pojednostavljenja upravljanja i vođenja SN mreže te kasnije automatizacije,
- Uvođenje daljinskog vođenja u značajnije TS SN/NN i rasklopišta,
- 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 i 20 kV

3.2.6.1. Kabeli 10 i 20 kV

Analizom podataka (Tablica 3.12) o duljinama kabela napona 10 kV, odnosno 20 kV vidljiv je porast za oko 7.600 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.

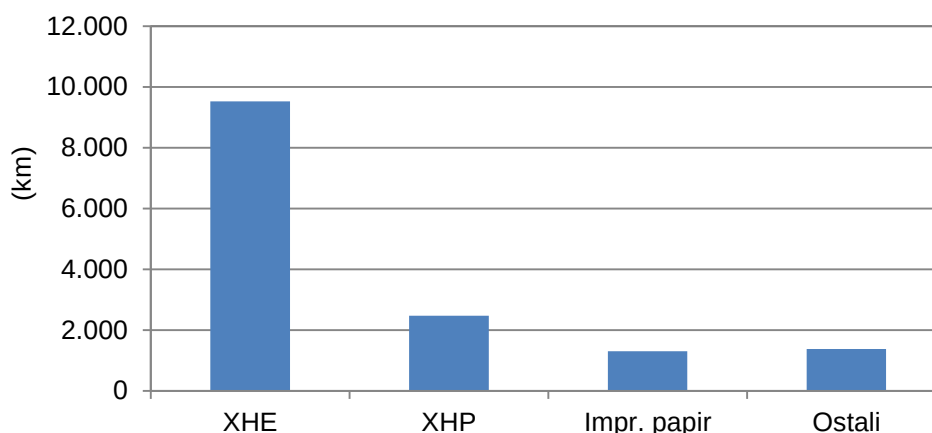
Zbog starosti, odnosno manjkavosti u tehnološkoj izvedbi (lošija izolacija i nedostatak sloja za sprječavanje prodiranja vode), veliki problem u pogonu predstavljaju kabeli tipa IPZO, IPO, PP, EHP i EpHP. Obzirom da je njihova zamjena vezana uglavnom uz gradska područja gdje su masovne zamjene otežane 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	1.301	9%
Termoplastični polietilen	592	4%
Polivinilklorid	484	3%
Etil - propilen	264	2%
Umreženi polietilen	12.029	82%
Ukupno (km)	14.670	100%

Slika 3.20 u nastavku prikazuje raspodjelu duljine kabelskih vodova 10 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., sa 1.676 km (oko 24% ukupnog udjela u kabelima prema [7]) na 1.301 km (ispod 10% obzirom na značajno povećanje ukupne duljine kableske 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), tako da su se istovremeno 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.

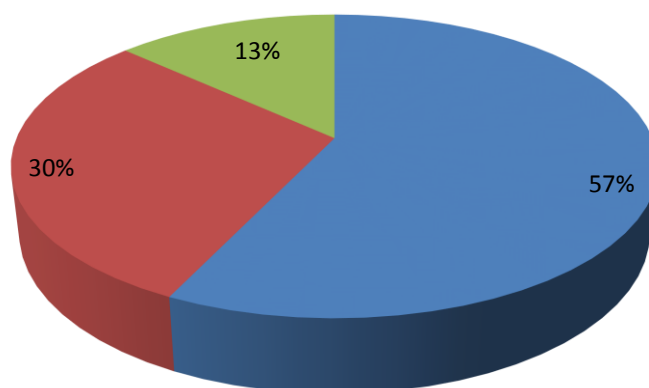
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 i 20 kV

Presjek	Duljina vodova (km)			
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelično - rešetkasti stupovi	Ukupno
25 AČ	5.025	782	73	5.880
35 AČ	3.854	1.264	144	5.261
50 AČ	2.362	2.321	201	4.884
70 AČ	83	336	101	520
95 AČ	143	1.282	2.024	3.449
CU	367	148	75	589
Ostali	51	32	142	225
Ukupno (km)	11.885	6.164	2.760	20.809

Usporedbom podataka iz Tablice 3.13 i podataka iz Master plana [7], vidljivo je smanjenje udjela vodova presjeka 25 mm² i 35 mm² za nešto više od 2.000 km (s tadašnjih 13.564 km na današnjih 11.141 km).

Nadalje, usporedbom podataka iz Master plana [7], vidi se porast udjela vodova presjeka 50 mm² za nešto više od 2.000 km (s 2.621 na 4.884 km) te porast udjela vodova 95 mm² za oko 1.000 km (s 2.418 na 3.449 km), kao posljedica smjernice razvoja mreže izgradnjom nadzemnih vodova 10(20) kV na betonskim stupovima presjeka 95 mm² za magistralne vodove, a 50 mm² za odcjepe. Porast udjela se primjećuje i kod vodova presjeka 70 i 120 mm².

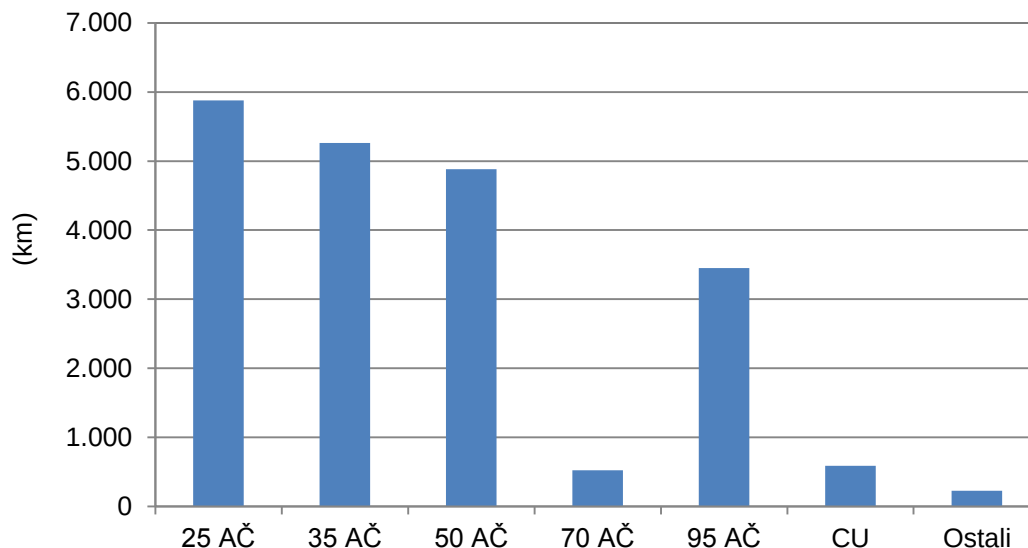
■ Drveni stupovi ■ Betonski stupovi ■ Čelično - rešetkasti stupovi



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

Najveći dio nadzemnih vodova 10 i 20 kV izveden je na drvenim stupovima. Usporedbom sa stanjem iz 1997. [7] njihov udio je značajno smanjen, s 15.383 km na 11.885 km. U istom razdoblju je povećana duljina nadzemnih vodova 10 i 20 kV na betonskim i čelično-rešetkastim stupovima za 3.545 km (s 2.619 km na 6.164 km) i 605 km (s 2.155 km na 2.760 km).

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



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

3.2.6.3. Podmorski kabeli 10 i 20 kV

Ukupna duljina podmorskih kabela 10 i 20 kV iznosi oko 232 km (Tablica 3.14), dok je u vrijeme izrade Master plana [7] duljina podmorskih kabela iznosila 143 km.

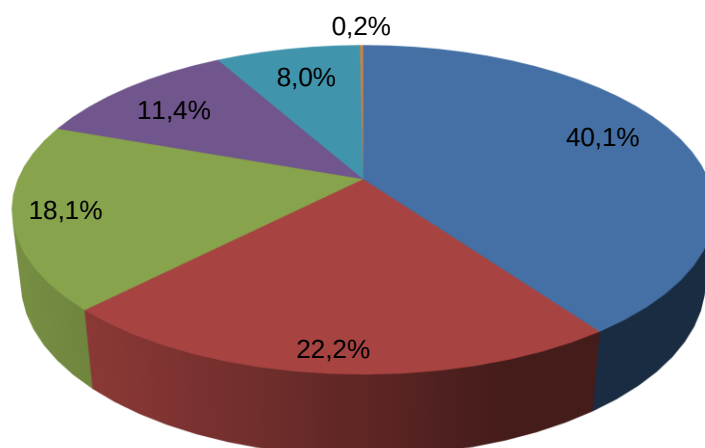
Radi sustavne zamjene kabela, 2005. godine su pokrenute pripreme za zamjenu postojećih, odnosno izgradnju novih podmorskih kabela. U razdoblju do kraja 2014. je zamijenjeno/izgrađeno deset podmorska kabela.

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

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	93,1	40%
Polivinilklorid	51,5	22%
Etil - propilen	0,4	0%
Umreženi polietilen	87,1	38%
Ukupno	232,1	100%

Prema Slici 3.23, 37% 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 i 20 kV po vrsti izolacije

3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci

Ukupna duljina niskonaponske mreže iznosi 61.701 km, u čemu nadzemna mreža sudjeluje s 45.599 km, a kabela s 16.102 km (Tablica 3.15).

Udio kabele 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	28.824	47%
Goli vodič	16.775	27%
Ukupno nadzemni vodovi	45.599	74%
Kabeli	16.102	26%
Ukupno	61.701	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	122	0,8%
Polivinilklorid	12.819	79,6%
Umreženi polietilen	3.160	19,6%
Ukupno	16.101	100,0%

U odnosu na 7.113 km ukupne duljine niskonaponske kabelske mreže u Master planu [7], danas je taj iznos 16.101 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 golim vodičima presjeka 35 mm² i 25 mm², uglavnom na drvenim stupovima.

Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže

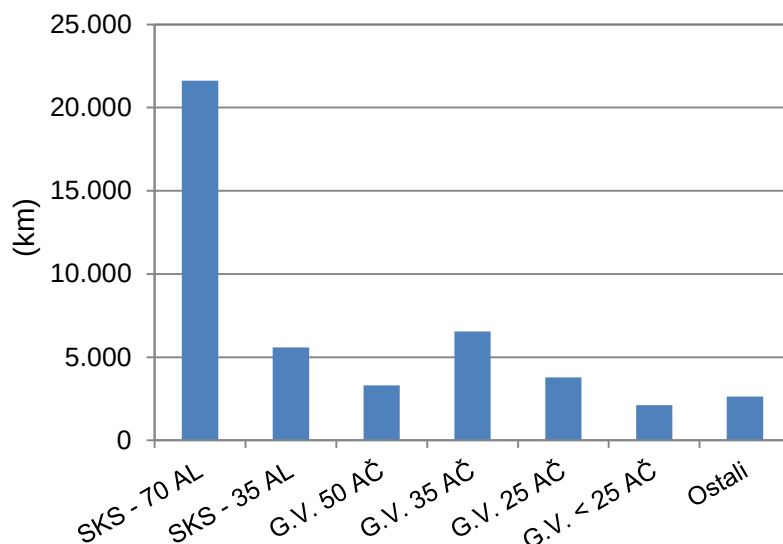
Vrsta – presjek	Duljuna (km)						
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelični stupovi	Krovni nosači	Zidni nosači	Ukupno	Udio [%]
Ukupno SKS	11.396	15.279	96	223	201	27.195	60%
SKS - 70 AL	7.883	13.318	86	183	140	21.610	47%
SKS - 35 AL	3.514	1.961	10	40	61	5.586	12%
Ukupno G.V.	10.621	1.501	2	3.224	414	15.763	35%
G.V. 50 AČ	2.458	481	1	235	133	3.307	7%
G.V. 35 AČ	3.898	544	1	1.934	169	6.546	14%
G.V. 25 AČ	2.634	311	0	764	78	3.788	8%
G.V. < 25 AČ	1.631	165	0	292	35	2.123	5%
Ostali	1.613	703	70	155	101	2.642	6%
Ukupno	23.630	17.483	168	3.602	716	45.600	100%

Usporedbom sadašnjih podataka s onima iz Master plana [7], vidljivo je da duljina SKS 70 mm² s tadašnjih 5.616 km povećana na 21.609 km, duljina SKS 35 mm² je s tadašnjih 2.743 km povećana na 5.585 km. Nadalje, došlo je do smanjenja udjela golih vodiča i to:

- Duljina 50 mm² AČ je smanjena s tadašnjih 4.717 km na današnjih 3.307 km,
- Duljina 35 mm² AČ je smanjena s tadašnjih 8.826 km na današnjih 6.546 km,
- Duljina 25 mm² AČ je smanjena s 8.095 km na 3.788 km te
- Duljina presjeka manjeg od 25 mm² AČ je smanjena s 3.531 km na 2.123 km.

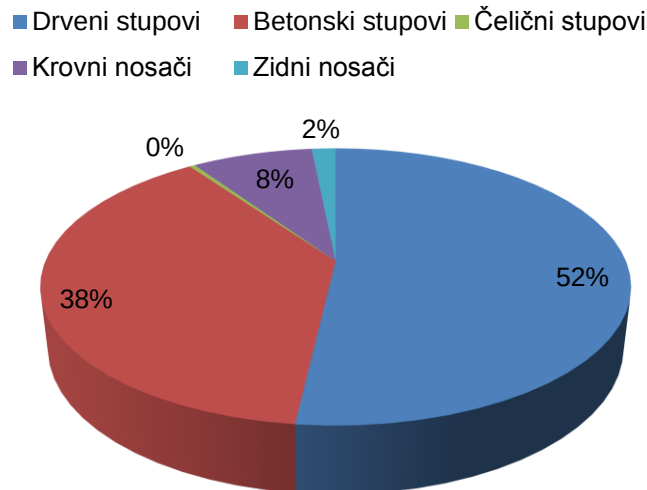
Do smanjenja duljine nadzemne mreže izvedene golim vodičem i istovremenog povećanja duljine nadzemne mreže izvedene SKS-om došlo je zbog sustavne zamjene golog vodiča SKS-om koja se provodi već nekoliko godina. Zamjenu je zadnjih godina potakao i pad cijene kabela. Uz zamjenu golog vodiča SKS-om kontinuirano se radi i na demontiranju 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 23.630 km (52%) te na betonskim stupovima u duljini od 17.483 km (38%), što je prikazano Slikom 3.25. Ako usporedimo podatke iz [7], uočavamo 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 3.602 km i 716 km nadzemne niskonaponske mreže dok je prema podacima iz Master plana [7] 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 (18.434 km) te 3.546 km s golim vodičima. Ako se usporede kabelski i nadzemni niskonaponski priključci, najviše ima nadzemnih i to gotovo dvije trećine u ukupnom udjelu priključaka.

Tablica 3.18 Struktura niskonaponskih priključaka

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Goli vodič	3.547	10,5%
Samonosivi kabelski snop	18.434	54,6%
Kabel	11.781	34,9%
Ukupno	33.762	100,0%

Usporedimo li stanje s Godišnjim izvješćem HEP ODS-a za 2005. godinu [34], duljina priključaka izvedenih s golim vodičima se smanjila (s 6.054 km na današnjih 3.546 km). U isto vrijeme je povećana duljina priključaka izvedenih sa SKS-om (s 14.345 km na 18.434 km). Očekivano, zbog smanjenja cijene kabela, povećala se duljina kabelskih priključaka (s tadašnjih 7.964 km na 11.781 km).

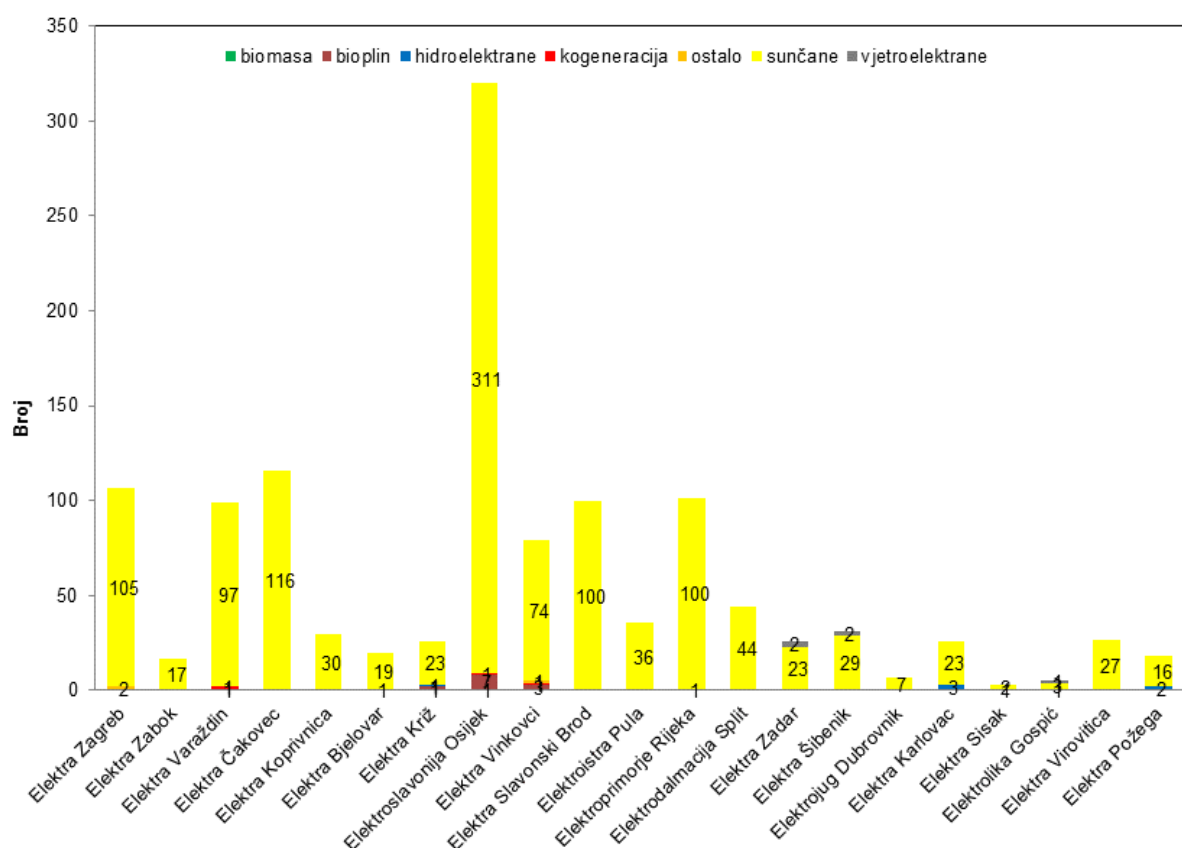
3.3. Distribuirani izvori

3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a

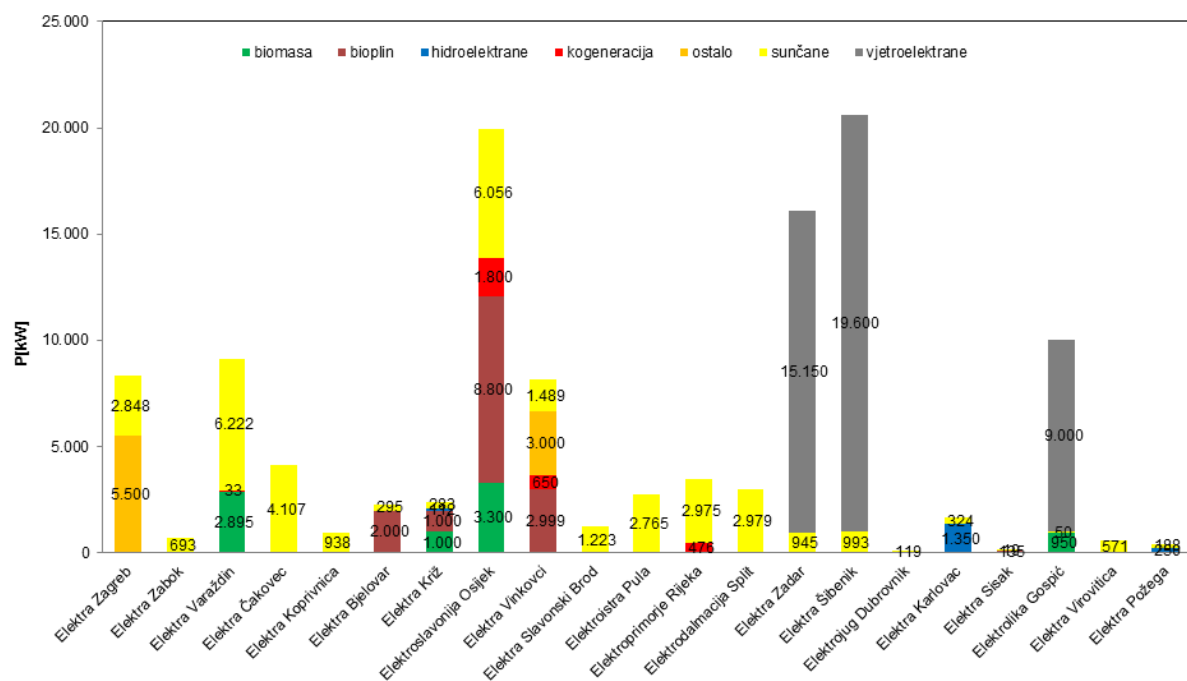
Tablica 3.19 u nastavku prikazuje broj i snagu elektrana priključenih na mrežu HEP ODS-a do 31.12.2014. godine, za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže, te prosječnu snagu za vrstu. Ukupna snaga priključenih 1.238 distribuiranih izvora iznosi 116 MW. Brojem (97%) su najzastupljenije sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu, dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 29%. 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 do 31.12.2014. godine (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)

Vrsta elektrane	NN		SN		Ukupno		Prosječna priključna snaga elektrane (kW)
	Broj (kom)	Priključna snaga (kW)	Broj (kom)	Priključna snaga (kW)	Broj (kom)	Priključna snaga (kW)	
Biomasa			4	8.145	4	8.145	2.036
Bioplin	1	135	12	14.799	13	14.934	1.149
Hidroelektrane	5	392	1	1.320	6	1.712	285
Sunčane	1.198	33.256	4	2.826	1.202	36.082	30
Vjetroelektrane			5	43.750	5	43.750	8.750
Ostalo	2	509	5	10.950	7	11.459	1.637
Ukupno	1.206	34.292	31	81.790	1.237	116.082	94



Slika 3.26 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima



Slika 3.27 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima

Samo u 2014. godini, na niskonaponsku mrežu HEP ODS-a priključeno je preko 500 sunčanih elektrana. Obzirom na punjenje kvota za poticanje proizvodnje električne energije iz sunčanih elektrana, pretpostavlja se da će se u budućnosti smanjiti interes za priključenje malih sunčanih elektrana. Već tijekom 2014. godine izrađeno je manje EOTRP-ova³ te izdano manje PEES-ova⁴ za priključenje sunčanih elektrana na niskonaponsku mrežu, što se uvelike odražava na podacima prikazanim u Tablici 3.20.

Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2014. godine

Godina	Izdane PEES		Izrađeni EOTRP		Priključeni izvori	
	(kom)	(kW)	(kom)	(kW)	(kom)	(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
Ukupno	5.846	635.368	303	619.068	1.233	108.130

* 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

U 2014. godini elektrane priključene na mrežu HEP ODS-a proizvele su 294.727.010 kWh, odnosno 1,9% ukupne potrošnje električne energije u distribucijskoj mreži.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži očekivano čine vjetroelektrane (27%) te elektrane na bioplin (21%) i biomasu (16%). U mreži HEP ODS-a najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa samo 4%.

Na godišnju krivulju proizvodnje električne energije iz elektrana priključenih na distribucijsku mrežu najviše utječu proizvodnja vjetroelektrana s maksimalnim vrijednostima u zimskim mjesecima (siječanj, veljača i prosinac 2014.) i proizvodnja sunčanih elektrana s maksimalnim vrijednostima u ljetnim mjesecima (od svibnja do lipnja 2014. godine). Proizvodnja energije u ostalim vrstama elektrana (biomasa, bioplin, hidroelektrane) ravnomjerno je raspoređena kroz godinu.

3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja

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

³ Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja

⁴ Prethodna elektroenergetska suglasnost

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

No, u sve više slučajeva događa se da se distribuirani izvori grupiraju na određenom prostoru (npr. unutar jednog pojnog područja TS 110/x kV) te zbog njihovog kumulativa snage dolazi do potrebe stvaranja određenih uvjeta u distribucijskoj mreži, kako bi se preuzela ukupna proizvedena električna energija iz distribuiranih izvora. Povećana snaga proizvodnje u odnosu na postojeći teret na određenom području u pravilu se odražava kroz pogoršane naponske prilike u mreži (povišenje napona) te 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.

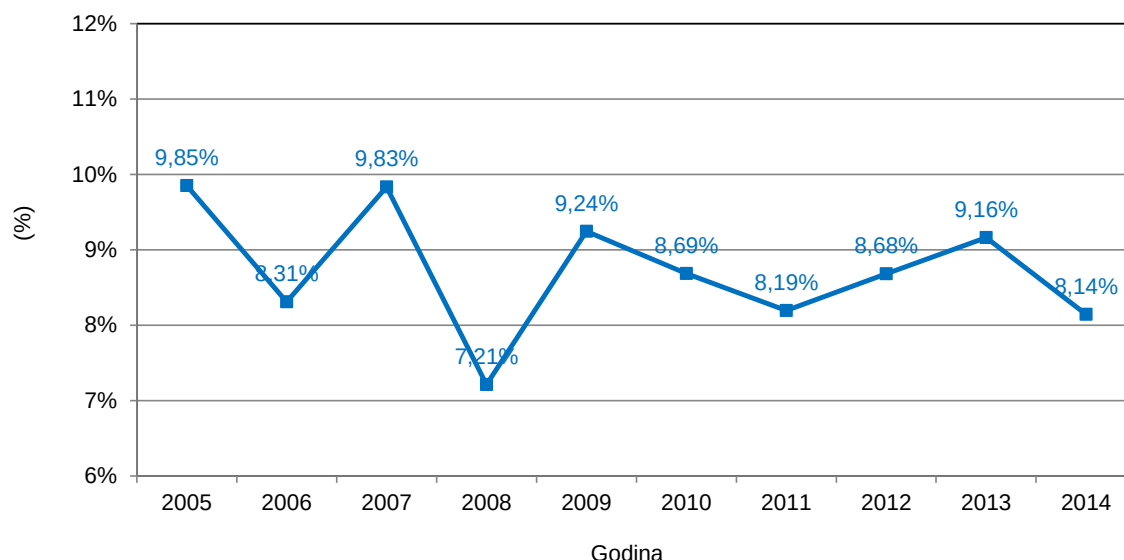
Upravo se iz tih razloga, za svaku značajniju elektranu koja se planira priključiti na distribucijsku mrežu, izrađuje EOTRP kako bi se sagledali svi potrebni zahvati na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane jer se budućem korisniku mreže naplaćuju stvarni troškovi tih zahvata, sukladno važećoj zakonskoj regulativi.

3.4. Gubici u distribucijskoj mreži

3.4.1. 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.



Slika 3.28 Gubici električne energije u razdoblju 2005.-2014.

Slika 3.28 prikazuje gubitke električne energije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju. U promatranom su razdoblju gubici električne energije smanjeni s 9,85% u 2005. godini na 8,14% u 2014. 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 sredjonaponske mreže na 20 kV naponsku razinu,
- znatnim ulaganjima u rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i zamjenu brojila te
- pojačanim aktivnostima na utvrđivanju neovlaštene potrošnje.

3.4.2. 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 rezultat su ukupno utrošene električne energije prvenstveno 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 velik udjel mreže s presjecima vodiča manjim od optimalnih,
- Relativno velik udjel mreže s dugačkim vodovima i nepovoljna konfiguracija terena,
- Značajan broj transformatora s povećanim gubicima, starijih od 30 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 brojila, zbog nemogućnosti pristupa OMM-u,
- Neispravnosti i manjkavosti mjerne opreme.

Udio tehničkih i netehničkih gubitaka električne energije u iznosu ukupnih gubitaka gotovo je nemoguće egzaktno odrediti. U distribucijskim područjima napravljena je gruba procjena udjela tehničkih i netehničkih gubitaka u strukturi ukupnih gubitaka električne energije za 2014. godinu, temeljem kojih je procijenjen udio tehničkih i netehničkih gubitaka u ukupnim gubicima na razini HEP ODS-a. Prema ovoj procjeni tehnički gubici čine 70% ukupnih gubitaka, dok netehnički čine 30% ukupnih gubitaka [39].

3.4.2.1. 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 ukoliko na ili blizu mjesta priključenja elektrane postoji potrošnja koja se vremenski podudara s proizvodnjom (smanjuju se tokovi snaga kroz mrežu),

- Gubici se ukupno povećavaju ukoliko 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.

3.4.2.2. 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.). Obzirom na sve teže socijalno stanje u RH, bez sustavnog otkrivanja i sprječavanja neovlaštene potrošnje električne energije zasigurno bi došlo do njezinog povećanja, što bi nepovoljno utjecalo na gubitke.

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

3.4.3. Ciljevi smanjenja gubitaka

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.

U Programu rada HEP ODS-a za razdoblje od 2012. do 2016. godine [5] utvrđen je cilj smanjenja gubitaka električne energije, tako da se do 2016. godine planira smanjenje iznosa gubitaka za 1% ulazne energije u odnosu na stanje iz 2012. godine. U skladu s time, donešene su odluke i pojedinačni ciljevi distribucijskih područja te niz procedura i smjernica za smanjenje gubitaka električne energije.

U 2014. godini prioritet je dan 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.

Iako se zbog načina izračuna iznosa gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži ne može egzaktno utvrditi u kolikoj mjeri je provedba svih ovih aktivnosti doprinijela smanjenju gubitaka, neosporno je da su učinjeni pozitivni pomaci.

Ostvarenjem cilja smanjenja gubitaka na planirani iznos od 7,68% do kraja 2016. godine postigle bi se značajne uštede u financijskom iznosu za nabavu električne energije za pokriće gubitaka, u godišnjem iznosu od cca 75 mil kn.



4. Vršno opterećenje i potrošnja električne energije

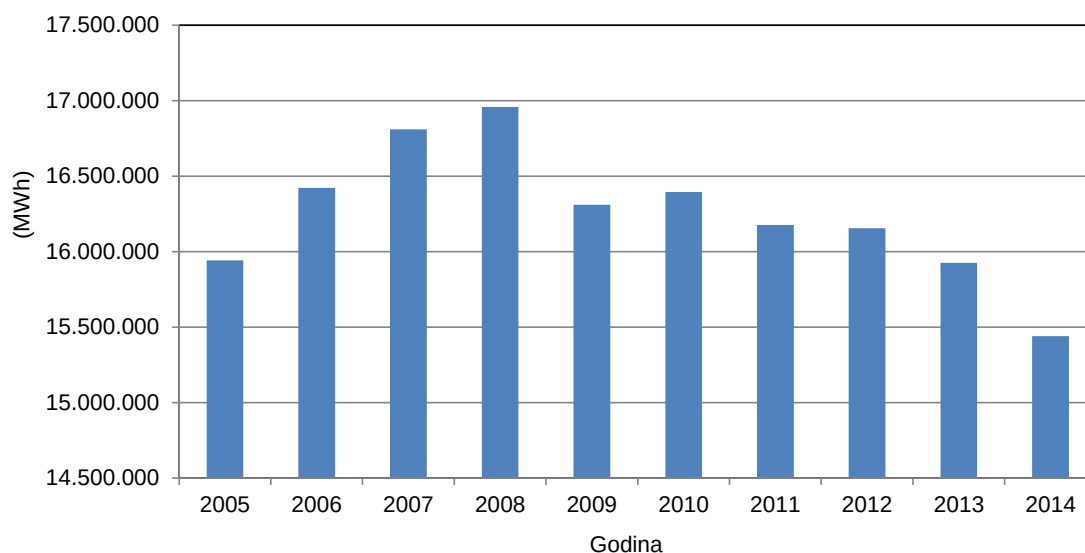
4.1. Ostvareno vršno opterećenje.....	67
4.2. Metodologija predviđanja opterećenja	70
4.3. Prognoza opterećenja u narednom desetogodišnjem razdoblju	73

4. Vršno opterećenje i potrošnja električne energije

Hrvatski elektroenergetski sustav električnom energijom napaja kupce na distribucijskoj i prijenosnoj mreži. U 2014. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 2.974 MW, potrošnja kupaca na distribucijskoj mreži 15.440 GWh.

Ključni dokumenti energetskega razvoja, „Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine“ [7] iz 1998. godine, revidirani razvojni dokument 2000.-2020. [8] 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 predviđan 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].

Gospodarska kriza koja je nastupila nakon izrade ključnih razvojnih dokumenata uzrokovala je značajno odstupanje od predviđenih scenarija energetskega razvoja.



Slika 4.1 Godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2005.-2014.

Kao što prikazuje Slika 4.1 u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2005.-2014.) na razini HEP ODS-a je zabilježen stalni porast potrošnje do 2008. godine. Pad potrošnje nakon 2008. godine uzrokovan je usporavanjem gospodarskih aktivnosti i teškim ekonomskim i gospodarskim stanjem u državi. Potrošnja električne energije u 2014. godini značajno je smanjena u odnosu na 2013. godinu.

4.1. Ostvareno vršno opterećenje

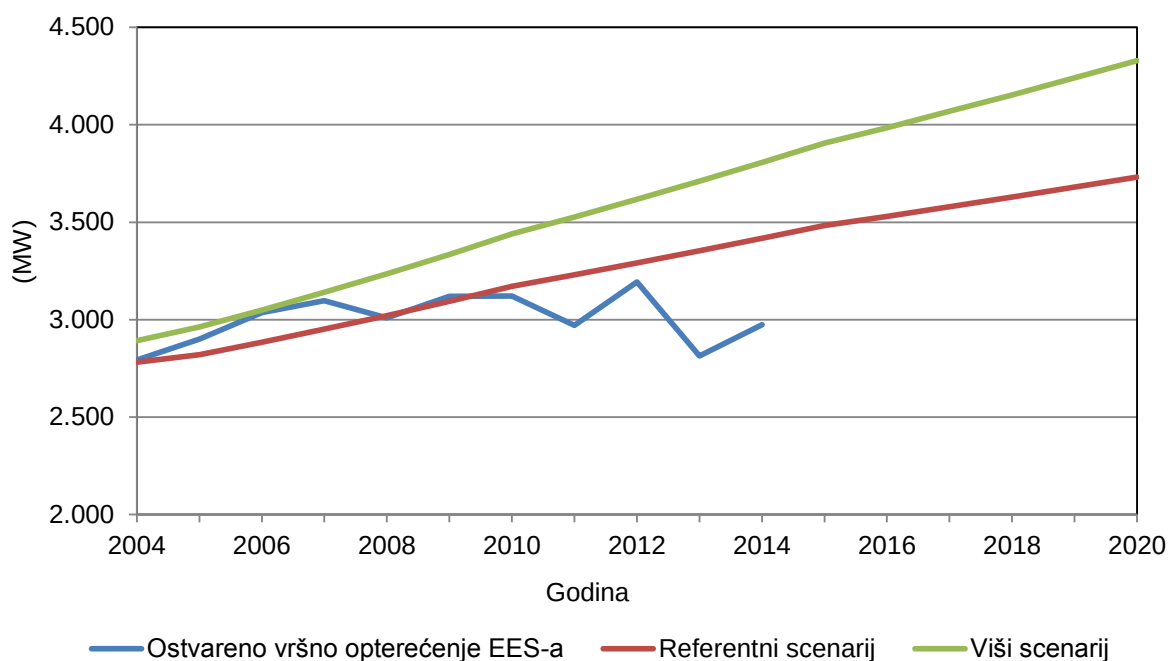
Trend promjene vršnog opterećenja hrvatskog EES-a za razdoblje od 2001. do 2020. godine analiziran je u Master planu 2000.-2020., gdje su i predstavljene odrednice, tj. scenariji energetskega razvitka [8]:

- Viši scenarij, pretpostavlja konzervativan pristup promjenama i uvođenju novih tehnologija i mjera energetske učinkovitosti,

- Referentni scenarij, temelji se na ulasku RH u EU, koji sam po sebi predstavlja snažan poticaj uvođenju novih tehnologija i obnovljivih izvora energije te određenih zahvata i promjena u potrošnji električne energije,
- Ekološki scenarij, pretpostavlja aktivnu ulogu države u uvođenju najnovijih tehnologija, drastične promjene u potrošnji električne energije te uvođenje obnovljivih izvora u najvećoj mogućoj mjeri.

Master plan 2000.-2020. [8] je izrađen 2001. godine, u razdoblju kontinuiranog porasta potrošnje električne energije te je pretpostavljao daljnji rast potrošnje i opterećenja, osim u slučaju intenzivne primjene novih tehnologija, mjera energetske učinkovitosti i uvođenja obnovljivih izvora u najvećoj mogućoj mjeri.

Međutim, u međuvremenu je nastupila gospodarska kriza koja je, u razdoblju od 2008. godine do danas, dovela do oscilacija i značajnijeg smanjenja potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES-a. Slika 4.2 prikazuje predviđeno vršno opterećenje EES-a prema višem i referentnom scenariju Master plana 2000.-2020. [8] te kretanje ostvarenog vršnog opterećenja EES-a u razdoblju prethodnih 10 godina. Vršno opterećenje EES-a u 2014. godini iznosi 2.974 MW.



Slika 4.2 Vršno opterećenje EES-a

U posljednjem desetogodišnjem razdoblju došlo je do značajnih oscilacija vršnog opterećenja EES-a, što je u konačnici rezultiralo porastom od 74 MW u odnosu na početnu 2005. godinu.

Na kraju razdoblja promatranog Master planom [8], tj. 2020. godine, viši scenarij pretpostavlja vršno opterećenje na razini 4.329 MW, a referentni 3.731 MW. Da bi se ostvarila predviđanja Master plana, vršno opterećenje u narednih 6 godina treba porasti za 1.355 MW za dostizanje višeg ili 757 MW za dostizanje referentnog scenarija. Usprkos porastu opterećenja u zadnjoj promatranoj godini (2014.), dostizanje referentnog scenarija vršnog opterećenja u 2020. godini sve je manje izvjesno.

Vršno opterećenje EES-a daje dobar uvid u trend promjena standarda 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 razdoblju 2005.-2014.

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2005.-2014.	Distribucijsko područje
visoki porast	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić
umjereni porast	Elektra Čakovec
	Elektroistra Pula
	Elektrodalmacija Split
niski porast	Elektra Zagreb
	Elektra Varaždin
	Elektra Koprivnica
	Elektra Šibenik
stagnacija	Elektra Zabok
	Elektra Bjelovar
	Elektra Križ
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Slavonski Brod
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektra Karlovac
	Elektra Sisak
	Elektra Virovitica
	Elektra Požega

Očekivano, najveći porast opterećenja zamijećen je u primorskim distribucijskim područjima s intenzivnim razvojem turizma. Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja iznad 3% zabilježen je u Elektrolici Gospić i Elektri Zadar.

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.

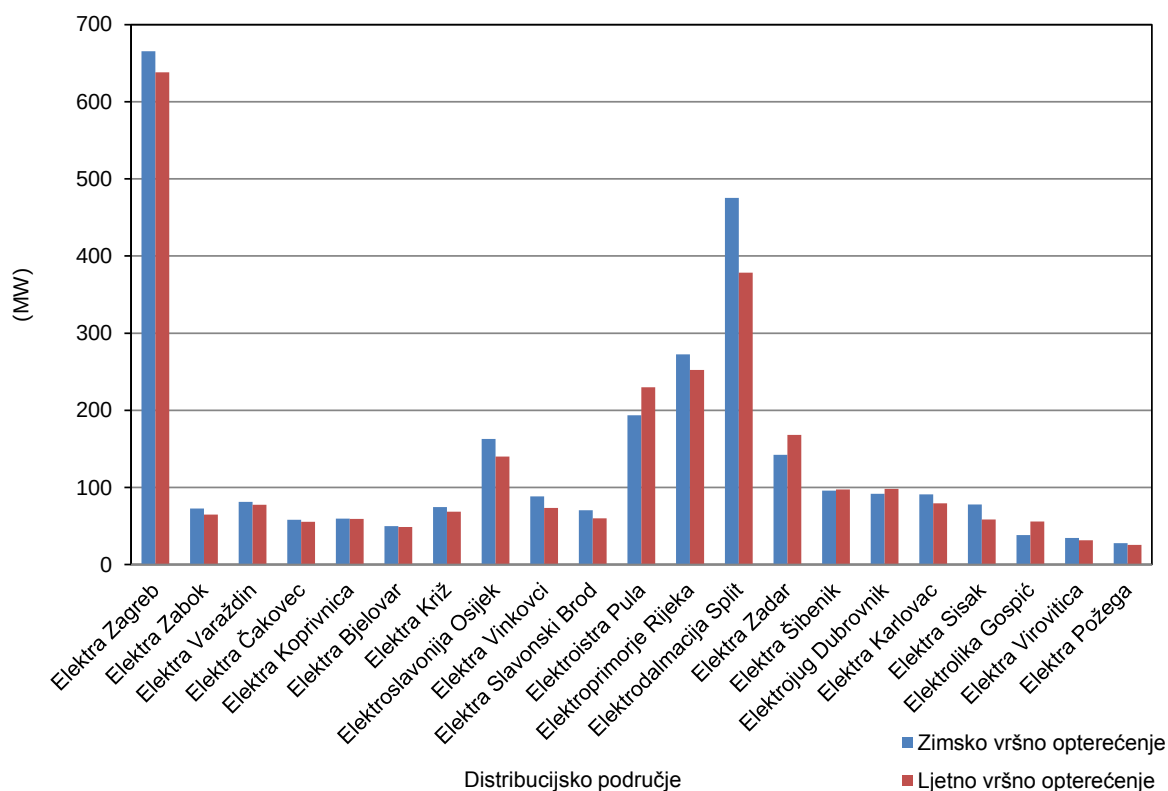
Vršno opterećenje distribucijskog sustava i distribucijskih područja uobičajeno se događalo u zimskim mjesecima. Razlog tomu je kraće trajanje dana (dulji boravak u zatvorenim prostorima, rasvjeta...) te korištenje električne energije za grijanje prostora. S promjenom standarda i načina korištenja električne 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 4.3 u nastavku prikazuje usporedbu zimskog i ljetnog vršnog opterećenja distribucijskih područja u 2013. godini. U većini distribucijskih područja primjetno je smanjenje razlike između zimskog i ljetnog opterećenja. U 2014. godini u 5 distribucijskih područja vršno opterećenje zabilježeno je u ljetnoj sezoni: Elektroistra Pula, Elektra Zadar, Elektra Šibenik, Elektrojug Dubrovnik te Elektrolika Gospić. Sva navedena distribucijska područja su primorska pa se zaključuje da je na iznos vršnog opterećenja najviše utjecao priljev potrošača u turističkim područjima i korištenje klima uređaja.

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



Slika 4.3 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2014. godini

4.2. Metodologija predviđanja opterećenja

Pri planiranju razvoja elektroenergetske mreže 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 [40].

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:

- Građevinska aktivnost,
- Razvoj energetske intenzivne industrije,
- Porast broja stanovnika,
- Kretanje BDP-a,
- Korištenje energetski 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) [21].

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

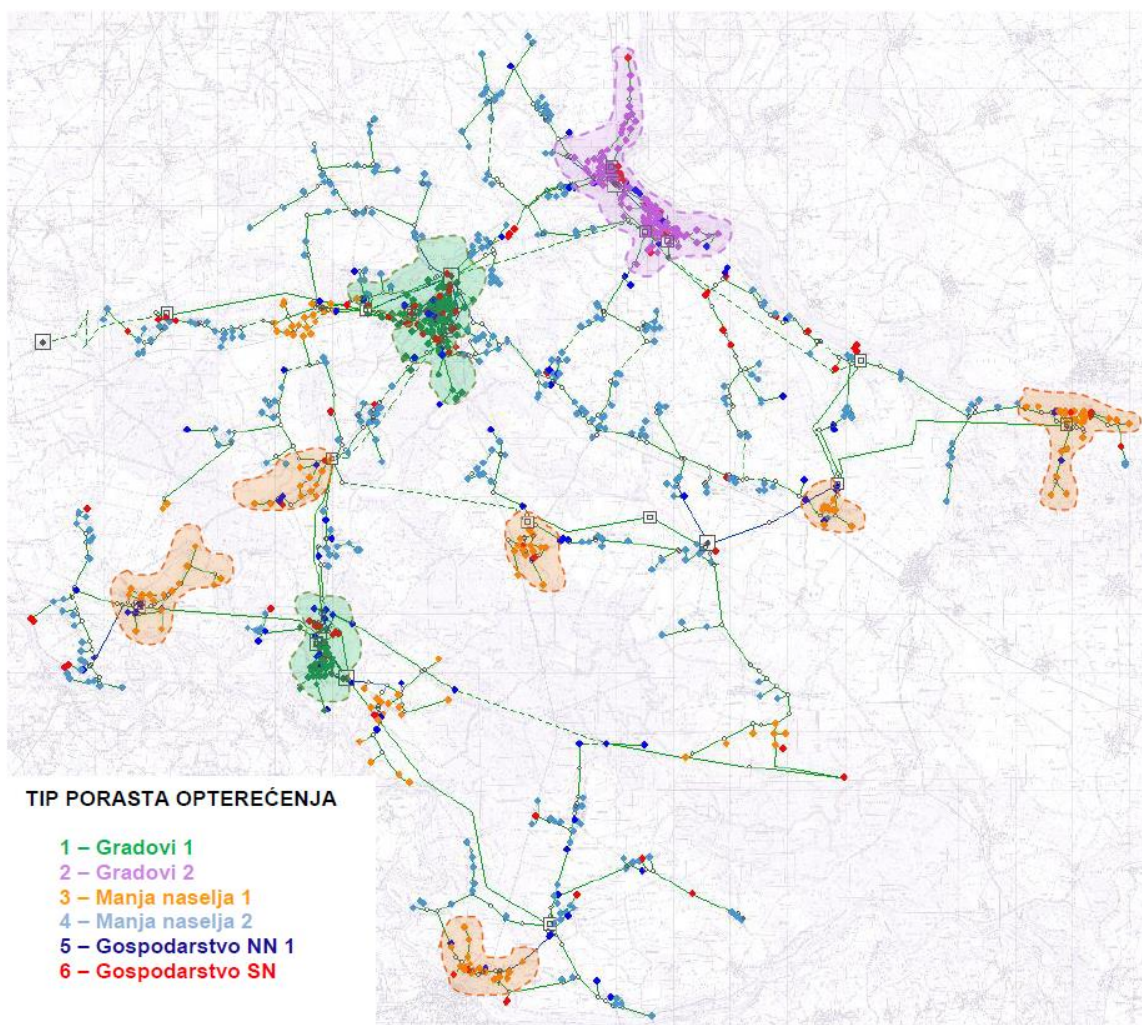
Prilikom modeliranja scenarija porasta opterećenja tijekom sljedećih 10 godina, mala područja, odnosno transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV se dijele u skupine (tipove porasta opterećenja) ovisno o prevladavajućoj vrsti potrošnje električne energije priključenih kupaca, geografskoj lokaciji i očekivanoj dinamici porasta opterećenja. Tipovi porasta opterećenja mogu se modelirati na sljedeći način [17, 21]:

- 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 [21].

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 4.4 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.

4.3. Prognoza opterećenja u narednom desetogodišnjem razdoblju

Radi planiranja razvoja distribucijske mreže u planskom razdoblju (do 2025. 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 [13-32]. Za ta distribucijska područja, metodologijom opisanom u prethodnom poglavlju, predviđena su kretanja vršnog opterećenja u razdoblju narednih 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 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 2025.)

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2014.-2025.	Distribucijsko područje
visoki porast	Elektra Zadar
	Elektrojug Dubrovnik
	Elektrolika Gospić
umjereni porast	Elektra Zagreb
	Elektra Čakovec
	Elektroistra Pula
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Šibenik
niski porast	Elektra Zabok
	Elektra Varaždin
	Elektra Koprivnica
	Elektra Slavonski Brod
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektra Karlovac
	Elektra Sisak
stagnacija	Elektra Bjelovar
	Elektra Križ
	Elektroslavonija Osijek
	Elektra Vinkovci
	Elektra Virovitica
	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),
- Propisivanje metodologije prognoze opterećenja,
- Izrada prognoza za više scenarija.



5. Kriteriji i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže

5.1. Kriteriji planiranja	76
5.1.1. Dopušteno opterećenje elemenata mreže	76
5.1.2. Dopušteno odstupanje napona	76
5.1.3. Pouzdanost napajanja	77
5.1.4. Utjecaj obnove distribucijske mreže na planove razvoja	77
5.2. Strateške odrednice i koncepcija razvoja distribucijske mreže	79
5.2.1. Mreža srednjeg napona	79
5.2.2. Idejna rješenja pojmih transformatorskih stanica	83
5.2.3. Mreža niskog napona	84
5.3. Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže	85
5.3.1. Naponska razina priključenja	85
5.3.2. Zahtjevi za izgradnju postrojenja	85
5.4. Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže	86
5.4.1. Sigurnost opskrbe	86
5.4.2. Pouzdanost napajanja	87
5.4.3. Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu	88
5.4.4. Metodologija	89
5.5. Razvojni i planski dokumenti	90
5.5.1. Studije razvoja distribucijske mreže	90
5.5.2. Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže	90

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

Sukladno Zakonu 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 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 kabelskom 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 ukoliko 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 radi 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.

Tablica 5.3 Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata distribucijske mreže radi 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	

Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata mreže radi 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.).

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 i
- 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 golih 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:

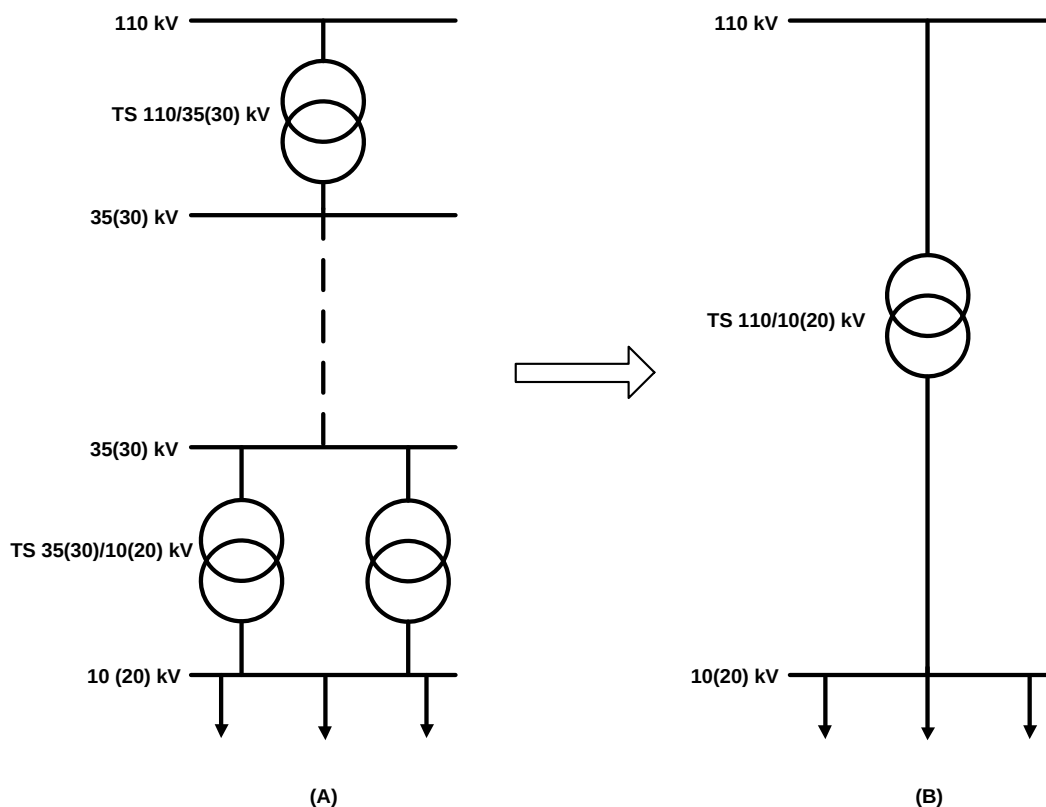
- Sve nove kabele i nadzemne vodove te transformatorske stanice 10/0,4 kV i linijske rastavljače u mreži 10 kV treba graditi sa stupnjem izolacije 24 kV.
- Svi novi transformatori u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV trebaju biti preklopivi ili prespojivi.
- Vodove 10(20) kV treba nastojati graditi na betonskim stupovima, a ne na bitno skupljim čelično-rešetkastim.
- Novi magistralni nadzemni vodovi 10(20) kV trebaju imati presjek vodiča barem Al/Č 3×95 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 indicacija 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),

- Detaljnih energetske proračuna u mreži 35 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 stanicama,
- Usporedbe 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 provođena 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 radi jednostavnosti pogona, treba težiti izgradnji poveznih mreža srednjeg napona.

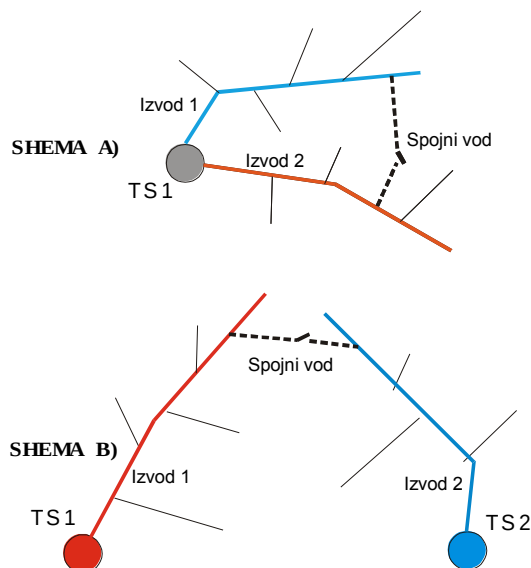
Pouzdanost napajanja u sredjonaponskoj mreži poželjno je osiguravati izgradnjom poveznih SN vodova umjesto ulaganjem u izgradnju ili pojačanje transformacije.

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 sredjonaponskih 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

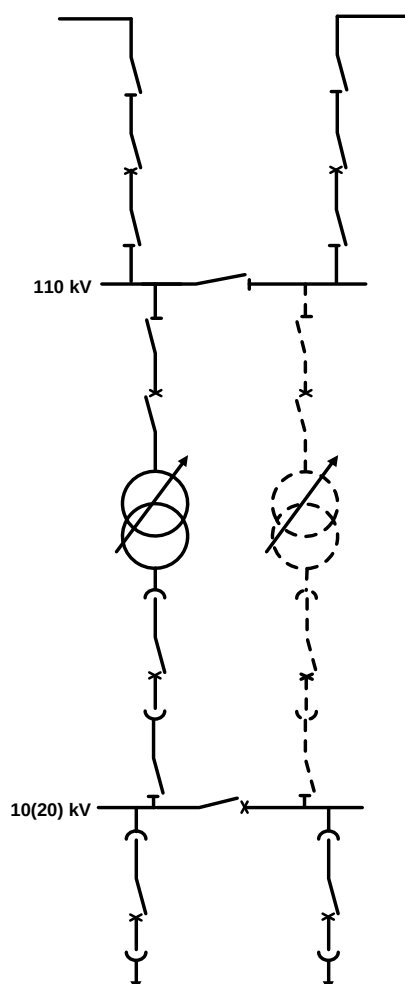
Prilikom tehničkog i ekonomskog vrednovanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže, osim razvoja primjerenih struktura mreže treba uzeti u obzir i primjenu sljedećih suvremenih rješenja učinkovitog upravljanja mrežom:

- 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).



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

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.

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 20kV, 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 skraćivanja 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 3 10(20) kV vodna polja, a rasklopište ne više od 6 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 te 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, ukoliko 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 ukoliko predstavlja ekonomski najpovoljnije tehnički prihvatljivo rješenje obzirom na:
	planirano vršno opterećenje
	promjenjivo opterećenje
	udaljenost od postojećih trafostanica
	slobodni kapacitet u postojećim trafostanicama 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 trafostanica
	slobodni kapacitet u postojećim trafostanicama 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. Osnovni zahtjev koji uvijek mora biti zadovoljen je pogon mreže u skladu s kriterijima opisanim u Poglavlju 5.1.

5.4.1. Sigurnost opskrbe

Kako bi bio zadovoljen pogon mreže u skladu s tehničkim kriterijima, početak svakog planiranja dugoročnog razvoja mreže je energetska analiza sigurnosti opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonskom stanju u promatranom planskom razdoblju.

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 u redovnom pogonskom stanju,
- Svaki korisnik mreže mora imati osiguran napon 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 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.

Ukoliko 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 i
- Vrijeme potrebno za popravak kvara na kabelima: 960 min.

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 i snage te troškove neisporučene energije i snage kao glavne 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 radi smanjenja troškova gubitaka električne energije i dobit radi 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 niti 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.

Naravno, 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.

Sukladno opisanoj metodologiji, konačni najpovoljniji plan razvoja distribucijske mreže traži se na temelju sljedeća četiri parcijalna plana razvoja, svakog temeljenog na primjeni dijela opisanih pristupa planiranju:

5. Sigurnost opskrbe: nužna minimalna ulaganja radi opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonu,
6. Raspoloživosti distribucijske mreže prema (N-1) kriteriju, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe,
7. Pouzdanost napajanja korisnika mreže sukladna definiranim standardima pokazatelja SAIDI i SAIFI, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe i
8. 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 (radi 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, sukladno 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 energetskog razvoja Republike Hrvatske,
- Programom provedbe Strategije energetskog razvoja,
- Planom razvoja prijenosne mreže,
- Nacionalnim akcijskim planom za obnovljive izvore te
- Zahtjevima za priključenje građevina proizvođača i krajnjih kupaca na distribucijsku mrežu,
- Prostorno-planskim dokumentima i važećim zakonima i propisima iz područja prostornog uređenja i građenja,
- Kriterijima planiranja definiranim mrežnim pravilima distribucijskog sustava,
- Postojećim relevantnim studijama razvoja distribucijske mreže.

U desetogodišnjem planu detaljno se iskazuju investicije u sljedećem trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju, pri čemu u trogodišnje razdoblje ulaze samo oni objekti za koje su izrađeni idejni projekti u skladu s prostornim planom, zakonom kojim se uređuje područje prostornog uređenja, gradnje te propisima donesenim na temelju tog zakona i drugim posebnim propisima, 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 distribucijskog sustava u predmetnom planskom razdoblju,
- 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	92
6.1.1.	Povećanje kapaciteta mreže (C1)	92
6.1.2.	Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)	94
6.1.3.	Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3)	96
6.2.	Proces izrade planova	98
6.3.	Podloge za izradu planova razvoja	99
6.3.1.	Informatička podrška izradi planova	99
6.3.2.	Studije razvoja distribucijske mreže	100

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 te 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.

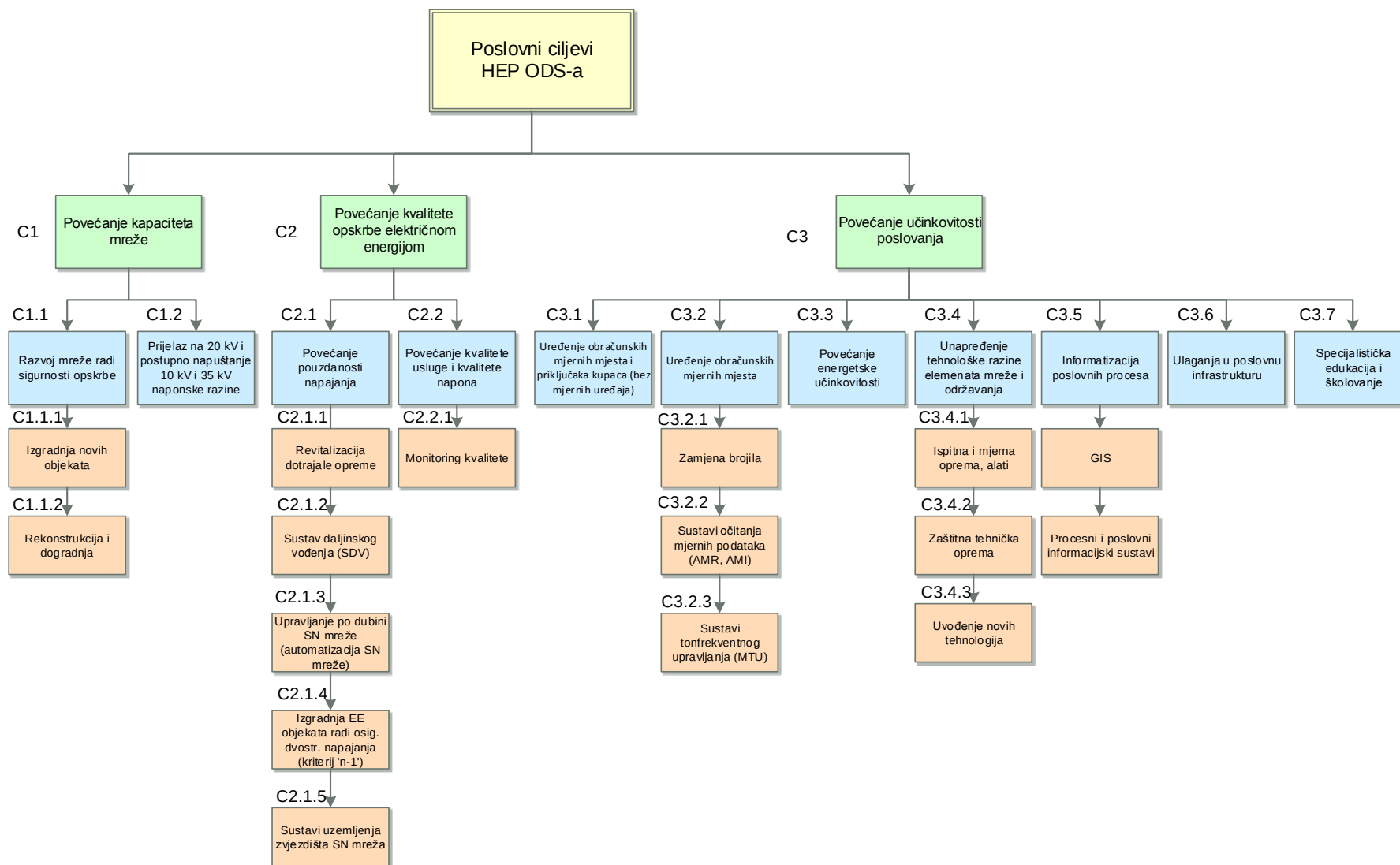
6.1.1. Povećanje kapaciteta mreže (C1)

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 manji padovi napona (2x). Postupnim ukidanjem 35(30) kV razine i uvođenjem direktne 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 predstavljene u Poglavlju 7.3.5.

6.1.2. Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)

Sukladno [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 vrijednosti koje će propisati regulatorna agencija bit će potrebno otkloniti 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 unaprijediti 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“)

Sukladno 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 sredjonaponskoj i niskonaponskoj razini,
2. Poboljšala usluga informiranja potrošača i regulatornih tijela,
3. Unaprijedilo planiranje razvoja distribucijske mreže,
4. Olakšalo donošenje odluka o prioritetima sanacije naponskih prilika,
5. Pružila podršku 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.

Sukladno [1], 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 unaprijeđivati 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 temeljem zakonske obaveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36] i obveze provođenja Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije [41], 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

Redovna zamjena brojila

Redovnom zamjenom brojila obuhvaćena je zamjena određenih tipova brojila zbog njihove tehnološke zastarjelosti ili isteka životnog vijeka i zamjena neispravnih brojila, unaprijeđenje poslovnih procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima s ciljem ubrzanja procesa, smanjenja troškova i poboljšanja poslovnih rezultata te zaštita mjerne opreme od neovlaštenog pristupa i zlorabe.

Ulaganja u obračunska mjerna mjesta korisnika mreže s priključnom snagom od 20 kW do 30 kW

Sukladno Općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36], operator distribucijskog sustava obavezan je u roku od pet godina od dana stupanja na snagu ovih Općih uvjeta (do 1. listopada 2020. godine) opremiti sva obračunska mjerna mjesta krajnjih kupaca s priključnom snagom većom od 20 kW brojilima s daljinskim očitanjem koja omogućuju mjerenje snage i jalove energije. Korisnici mreže s priključnom snagom iznad 30 kW već su opremljeni predmetnim brojilima.

C3.2.2 Sustavi očitavanja mjernih podataka (AMR⁵, AMI⁶)

Razvojem i primjenom računalnog sustava očitavanja postiže se veća učinkovitost (automatizacija) očitavanja brojila i iskapčanja kupaca. Trenutno je sustavom daljinskog očitavanja obuhvaćeno oko 60.000 mjernih mjesta kupaca, od čega oko 2.000 mjernih mjesta na srednjem naponu te oko 18.000 mjernih mjesta priključne snage iznad 30 kW, koji prema zakonskoj obvezi moraju biti u sustavu daljinskog očitavanja.

Planira se provođenje pilot projekta s ciljem testiranja raspoloživih tehnologija naprednog mjerenja u stvarnim uvjetima kako bi se dobili podaci koje HEP ODS treba osigurati HERA-i kako bi bila moguća

⁵ AMR – Automated Meter Reading

⁶ AMI – Advanced Metering Infrastructure

provedbe ekonomske analize isplativosti ugradnje naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje [5].

C3.2.3 Sustavi tonfrekventnog upravljanja (MTU)

Moderna 110 kV MTU postrojenja ugrađena su u TS 110/10(20) kV Dubec i TS 110/10(20) kV Krasica. 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.

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] 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

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

C3.4.2 Zaštitna tehnička oprema

Sukladno zakonskoj regulativi (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 primjenjuju konzervativno, nakon studijske razrade i/ili provedbe pilot projekta.

C3.5 Informatizacija poslovnih procesa

C3.5.1 GIS

S krajem 2015. godine bit će završena implementacija GIS-a (geografskog informacijskog sustava) u HEP ODS-u te će se na taj način značajno povećati ukupna učinkovitost poslovanja. 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.

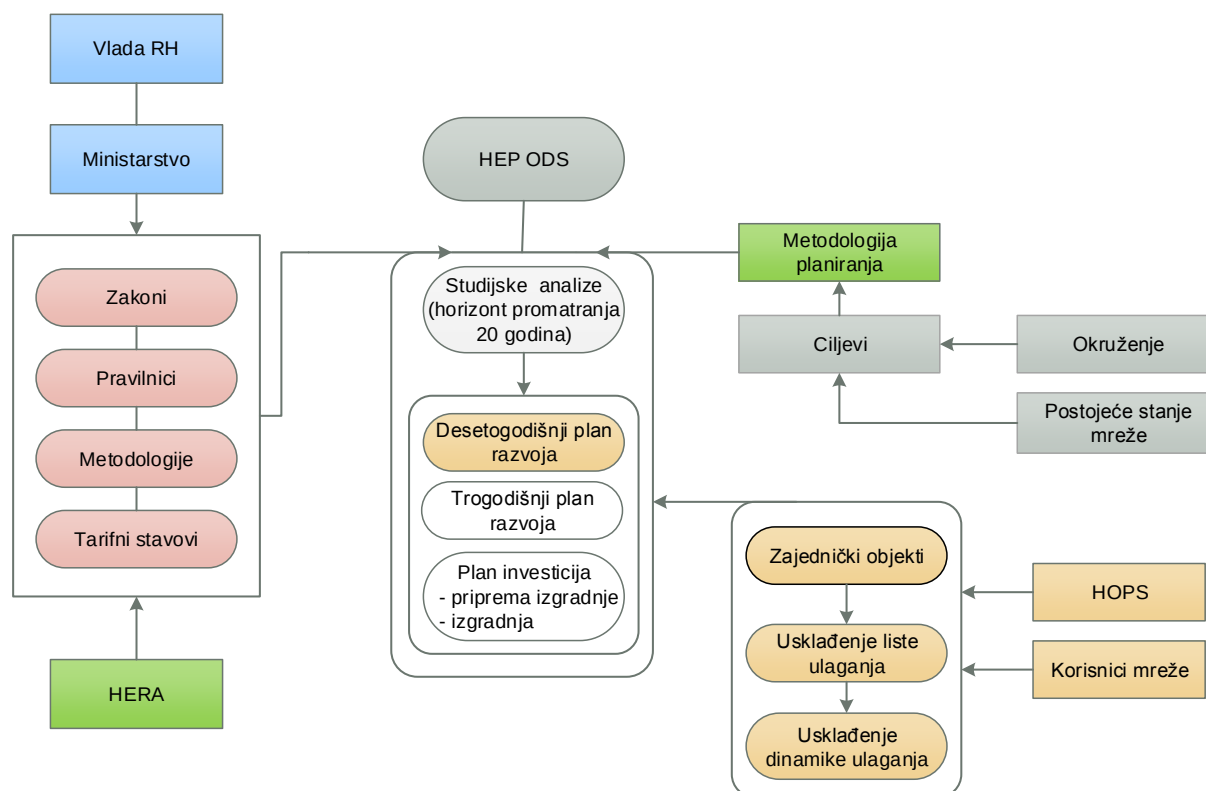
C3.6 Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

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 izrade planova



Slika 6.2 Proces izrade planova razvoja i investicija

Složenost izrade planova razvoja i investicija u HEP ODS-u prikazana je Slikom 6.2. Djelatnost ODS-a, a time i budući razvoj distribucijske mreže, uređena je i regulirana zakonima i pravilnicima, dok planovi moraju biti sukladni s definiranim ciljevima i metodologijama, a istovremeno i usklađeni s aktivnostima ostalih korisnika i operatora mreže.

Dugoročno planiranje razvoja provodi se u studijskim analizama distribucijske mreže, koje daju ulazne parametre za desetogodišnje planove razvoja. Sukladno Zakonu o tržištu električne energije iz 2013. godine [1] operator distribucijskog sustava izrađivao je tri zasebna planska dokumenta: desetogodišnji i trogodišnji plan razvoja te godišnji investicijski plan. Prema Izmjenama i dopunama ZoTEE iz 2015. godine [2], operator distribucijskog sustava izrađuje jedan plan razvoja – desetogodišnji plan, u kojem se detaljno iskazuju investicije u početnom trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju.

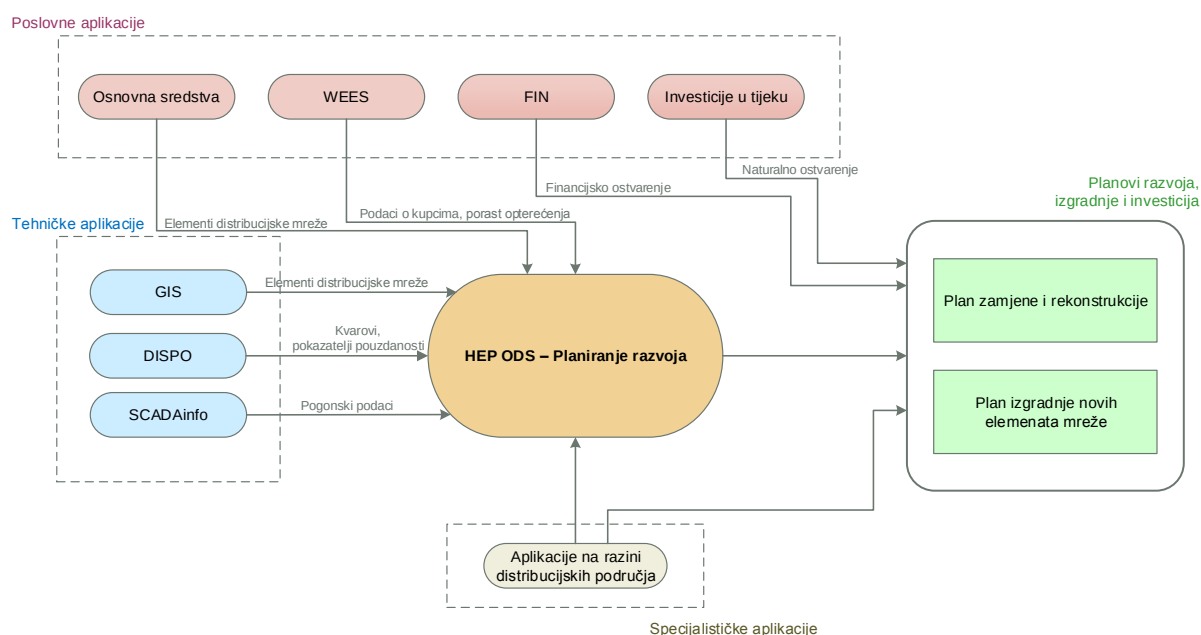
6.3. Podloge za izradu planova razvoja

Izrada planova razvoja za složenu djelatnost operatora distribucijskog sustava zahtijeva 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 6.4 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 (prikličenje i povećanje priklučne snage kupaca, financijsko i prirodno ostvarenje ulaganja) i raznih specijalističkih aplikacija.



Slika 6.3 Informatička podrška procesu planiranja

Zakonom o tržištu električne energije [1] 2013. godine je operatoru distribucijskog sustava uvedena obveza donošenja ažuriranog desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže svake godine. Obzirom na značajno dulji period promatranja od do tada redovito rađenih planova razvoja (tri godine), 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 vrijeme potrebno za pripremu i obradu, a istovremeno povećala točnost ulaznih podataka, tijekom 2014. godine se pristupilo uspostavi baze podataka i aplikativne podrške unosu i obradi podataka, tj. izradi aplikacije HEP ODS – Planiranje razvoja.

Nova 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 narednom razdoblju treba težiti integraciji aplikacija kojim bi se omogućila veća učinkovitost i brže donošenje kvalitetnih poslovnih odluka.

6.3.2. Studije razvoja distribucijske mreže

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

Sukladno metodologiji 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				u izradi		
5	Varaždin, Osijek (1. dio), Split (2. dio)					u planu 2016.-2017.	
6	Križ, Osijek (2. dio), Rijeka (2. dio), Sisak						u planu 2017.-2018.



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	106
7.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	109
7.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	110
7.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV	112
7.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV	112
7.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	113
7.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova	114
7.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	114
7.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV	115
7.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	115
7.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	116
7.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova	118
7.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	119
7.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon	120
7.3.6.	Otklanjanje šteta	123
7.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV	123
7.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova.....	123
7.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	124
7.4.3.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	125

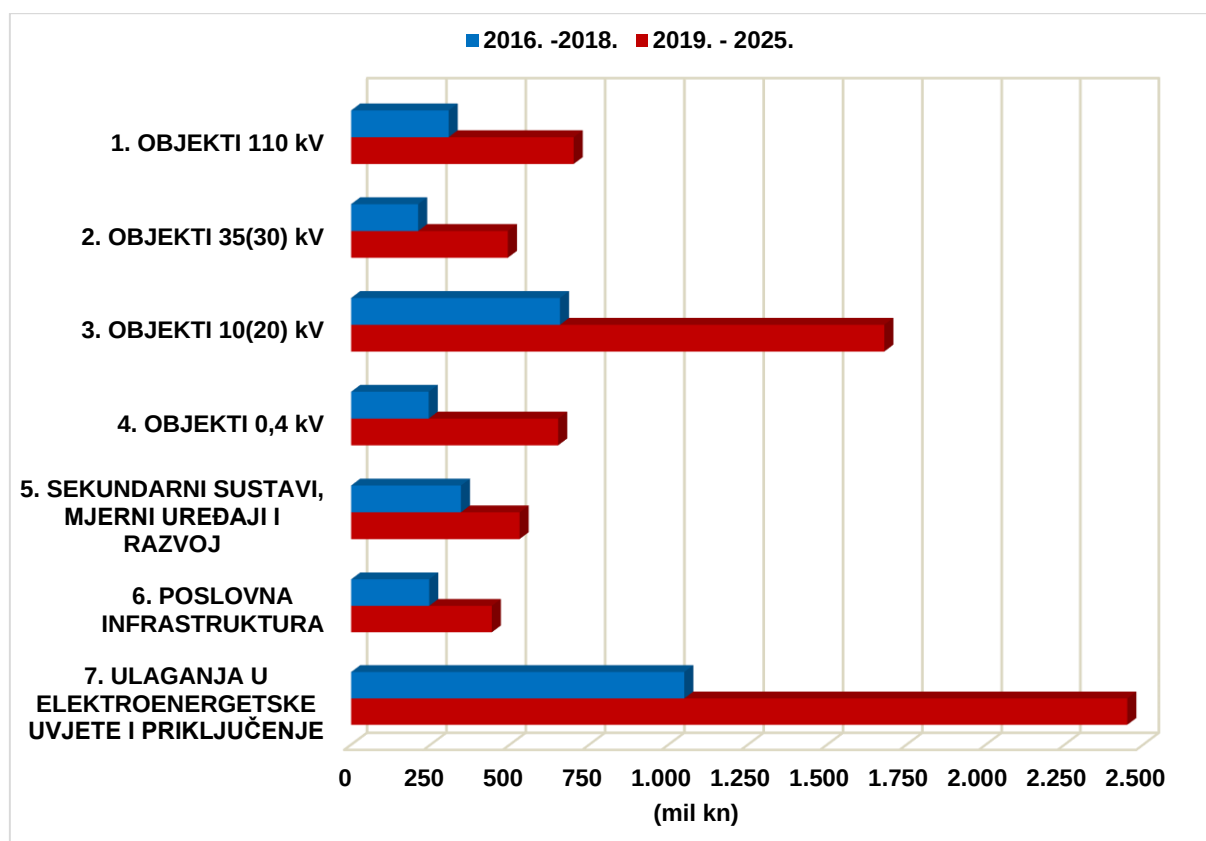
7.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	126
7.5.1.	Sustavi vođenja i automatizacija.....	126
7.5.2.	Mjerni uređaji i infrastruktura.....	129
7.5.3.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	135
7.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu	136
7.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila	136
7.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	138
7.6.3.	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju.....	141
7.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	145
7.7.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje	147

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 te 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 (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2016.-2025. godine prikazana su Tablicom 7.1 u nastavku.

U narednom desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 6.516.031.000 kn sa strukturom:

- | | |
|--|-----|
| – Ulaganja u energetske objekte | 76% |
| – 110 i 35 kV objekti | 26% |
| – 10 i 20 kV objekti | 36% |
| – Niskonaponski objekti | 14% |
| – Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 13% |
| – Ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 11% |



Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2016.-2018. i 2019.-2025. po vrstama ulaganja

Povrh navedenih ulaganja, u narednom desetogodišnjem razdoblju predviđaju se ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u razini od 350 mil kn godišnje.

Kao što prikazuje Slika 7.1, u narednom desetogodišnjem razdoblju, a pogotovo uzevši u obzir ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje, 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,
- Pобоljšanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV,
- Spremnost mreže za prihvаt distribuirane proizvodnje,
- Smanjenje gubitaka,
- Smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN,
- Osloбаđanje 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.

U nastavku su opisana ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje po vrstama ulaganja (1.-7.) iz Tablice 7.1.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	Ulaganje 2019. - 2025.	Ulaganja u 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		82.199.000	107.370.000	117.760.000	307.329.000	701.500.000	1.008.829.000
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	23.849.000	44.000.000	64.450.000	132.299.000	382.500.000	514.799.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	58.350.000	63.370.000	53.310.000	175.030.000	319.000.000	494.030.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		71.212.000	72.299.000	67.619.000	211.130.000	493.915.000	705.045.000
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	12.304.000	1.000.000	1.000.000	14.304.000	32.500.000	46.804.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	37.122.000	47.990.000	45.140.000	130.252.000	347.500.000	477.752.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	14.166.000	5.599.000	16.766.000	36.531.000	28.492.000	65.023.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	7.620.000	17.710.000	4.713.000	30.043.000	85.423.000	115.466.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		184.804.000	234.406.000	239.035.000	658.245.000	1.680.182.000	2.338.427.000
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	17.871.000	23.799.000	35.115.000	76.785.000	252.830.000	329.615.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	45.529.000	53.214.000	51.055.000	149.798.000	365.112.000	514.910.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	59.819.000	109.104.000	92.158.000	261.081.000	600.322.000	861.403.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	61.585.000	48.289.000	60.707.000	170.581.000	461.918.000	632.499.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		74.045.000	83.217.000	87.322.000	244.584.000	652.586.000	897.170.000
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	16.218.000	14.765.000	23.503.000	54.486.000	164.324.000	218.810.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.472.000	48.282.000	43.618.000	128.372.000	348.262.000	476.634.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	21.355.000	20.170.000	20.201.000	61.726.000	140.000.000	201.726.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		99.070.000	128.500.000	118.500.000	346.070.000	531.000.000	877.070.000
	Sustavi vođenja i automatizacija	20.070.000	26.500.000	26.500.000	73.070.000	93.000.000	166.070.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	77.000.000	100.000.000	90.000.000	267.000.000	424.000.000	691.000.000
	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		98.500.000	75.987.000	71.587.000	246.074.000	443.416.000	689.490.000
	Osobna, teretna i radna vozila	50.000.000	21.987.000	21.987.000	93.974.000	153.916.000	247.890.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.500.000	24.500.000	24.500.000	72.500.000	161.000.000	233.500.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	15.000.000	21.500.000	13.500.000	50.000.000	92.500.000	142.500.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	10.000.000	8.000.000	11.600.000	29.600.000	36.000.000	65.600.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		609.830.000	701.779.000	701.823.000	2.013.432.000	4.502.599.000	6.516.031.000
7. 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	2.535.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	19.002.000	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	169.760.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	158.703.000					
SVEUKUPNA ULAGANJA 1.-7.		959.830.000	1.051.779.000	1.051.823.000	3.063.432.000	6.952.599.000	10.016.031.000

7.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV

Ključni energetske čvorovi SN mreže su pojne točke x/10(20)kV. Osnovni pregled stanja objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3. Pojnim točkama se smatraju trafostanice (TS 110/10(20) kV, TS 110/35kV, TS 35/10(20) kV) i značajnija rasklopišta (RS 10(20) kV sa 6 vodnih polja 10(20)kV ili više, uključivo s kompletiranim sekundarnim podsustavima). 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 investicija u pojne točke prethodi provjera sukladnosti prema načelima razvoja i poslovnim ciljevima HEP ODS i studijska analiza razvoja mreže distribucijskih područja (plan razvoja temeljem studijske analize stanja mreže, porasta opterećenja i ključnih pogonskih kriterija).

Uvrštenju investicije u trogodišnji i godišnji plan prethodi izrada i revidiranje projektne dokumentacije i opća priprema projekta (vremenski i financijski plan realizacije, podjela tehničkih cjelina, odabir optimalnog pristupa ugovaranju). Tijekom pripreme (cca 1 – 5 godina, ovisno o složenosti kapitalnog ulaganja) analizira se značaj elektroenergetskih objekata u lokalnoj mreži, opće, tehničke i pogonske projekcije razvoja lokalne SN mreže (usporedba stanja prema scenariju iz studije razvoja). U konačnici pripreme se izrađuje i revidira projektna dokumentacija. U cilju kategoriziranja investicije, utvrđivanju povezanosti sa 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, perspektive priključenja DI),
- Broj i karakter kupaca i napajano područje (kućanstvo, industrija, osjetljivost na prekid, nužna razina kvalitete napona, urbano, ruralno, demografske perspektive, ekonomski i gospodarski razvojni potencijal regije),
- Ocjena stanja EE objekta, postojećih pojmih točaka u blizini i napajane mreže,
- Smjernice razvoja (rekonstrukcija bliskih pojmih točaka, dinamika prijelaza na 20 kV).

U smislu povezanosti više investicijskih projekata, radi dodatnog optimiranja i povećanja opće učinkovitosti ulaganja, razmatra se mogućnost poboljšanja stanja pogona primjenom povezanih SN vodova prema susjednim pojmim točkama, prijelaza na 20 kV pogonski napon, ugradnja pojačane transformacije x/20 kV, ugradnja rastavnih i/ili preklopnih naprava u dubini SN mreže ili ugradnja naprednih informatičkih sustava za vođenje SN mreže.

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

Obzirom na okolnosti u okruženju koje određuju planiranje u dolazećem planskom razdoblju (opisano u Poglavlju 2.), može se procijeniti da će ulaganja u pojne točke x/10(20) kV, u razdoblju promatranja 2016.-2025. godine određivati:

- 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 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(20) kV, uz maksimiziranje snage transformacije (sukladno potrebama i mogućnostima),
- Potreba revitalizacije i rekonstrukcije elektroenergetskih postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV s naglaskom na rekonstrukcije sa zamjenom TR 110/35 kV s TR 110/20 kV i ugradnjom 20 kV postrojenja,
- Prijelaz TS 35(30)/x kV na transformaciju TR 35/20 kV, vezano uz pojačane aktivnosti prijelaza mreže na 20 kV,
- 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, opću građevinsku, imovinsko-pravnu i dr. zakonsku regulativu,
- Povećanje udjela mreže s pogonom na 20 kV naponu i povećanje udjela KB SN mreža,
- Primjena novih tehničkih rješenja vezano uz pogonske probleme 20 kV mreže (uzemljenje NT SN, pogon dugačkih i slabo opterećenih SN KB vodova),
- Poboljšanje kvalitete baza podataka (nastavak izrade studija razvoja mreže distribucijskih područja, GIS), 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 trafostanice VN/SN (pojne točke SN mreže) iskazane su u Tablici 7.2. u nastavku.

Izgradnje i rekonstrukcije elektroenergetskog objekta 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.

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 (NN 36/06), što dodatno usložnjava i produžuje 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 za objavu prve nabave, može trajati 3 – 5 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 potrošača/korisnika. Stoga se dinamika ostvarenja planira uvažavajući razdoblje vršnog opterećenja, mogućnosti susjednih pojmih 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 maloljnih 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.

Temeljem sporazuma o razgraničenju djelatnosti u HEP Grupi, HEP ODS je 2013. 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 direktne 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, potrebno je uvažiti napomene:

- Kategorije ulaganja u elektroenergetske objekte odražavaju uobičajene investicijske zahvate
- Za kategorije ulaganja se procjenjuju troškovi i dinamika ostvarenja i koriste kao podloga za izradu planova,
- Iskustvo pokazuje da je kroz sustavnu projektnu i tehničku pripremu ulaganja moguće izdvojiti, grupirati i tipizirati investicijske zahvate. Sukladno navedenom, pregled kategorija ulaganja se redovito revidira sa ciljem unaprijeđenja i povećanja opće učinkovitosti poslova u planiranju i ostvarenju investicija.
- Pogonska iskustva u pogonu SN mreže i iskustva u uzemljenju NT SN ukazuju na prednosti projekata fazne/postupne izgradnje nove TS 110/10(20) kV 2x20(40) MVA ili zamjena TR 110/35 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,
- Uvažavajući pozitivna iskustva u projektima fazne izgradnje i opremanja TS 110/10(20) kV, izgradnju nove TS 110/10(20) kV uvijek je potrebno analizirati uzimajući u obzir:
 - izgradnju jednostavnije TS 110/10(20) kV,
 - faznu izgradnju, dogradnju i opremanje TS sukladno potrebama razvoja pogona,
 - planove i dinamiku razvoja SN mreže (osobito planove razvoja kabelske mreže),
 - planove i dinamiku prijelaza mreže na 20 kV,
- 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. Navedeno se uzima u obzir 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. Skraćenje i pojednostavljenje radova je potrebno, budući da 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).

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 sa 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 s 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

Zbog dinamike brojnih procesa u distribuciji električne energije (razvoj naprednih mreža, povećanje udjela OIE u SN mreži, opće povećanje energetske učinkovitosti i dr.), 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 desetgodišnjeg razdoblja (objekti planirani za ulazak u pogon iza 2020.). Nadalje, čak i kada je potreba za izgradnjom nove pojne točke prepoznata temeljem najavljenih aktivnosti trenutno uspješnog gospodarskog subjekta (korisnika mreže), sučeni smo s vrlo grubom ocjenom njegovih potreba u dolazećem planskom razdoblju.

Planovi izgradnje novih zajedničkih 110/10(20) kV se usklađuju s HOPS-om tijekom redovitih aktivnosti na pripremi i izradi višegodišnjih planova ulaganja. Planirana ulaganja u izgradnju novih zajedničkih TS 110/10(20) kV objekata u narednom desetogodišnjem razdoblju prikazana su Tablicom 7.3. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2016.–2025. nalazi se u Prilogu 11.1.1. Iskazani iznos u tablici obuhvaća ulaganja HEP ODS 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 Sesvete), Rijeka (TS 110/10(20) kV Zamet), Zadar (TS 110/10(20) kV Zadar – istok),
- U turističkim središtima: TS 110/10(20) kV Srđ (Dubrovnik), 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 raspлетom u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. - 2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspлетom	23.849.000	44.000.000	64.450.000	132.299.000	382.500.000	514.799.000

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

U prvoj godini plana (2016.) u završnoj fazi su projekti izgradnje i opremanja TS 110/10(20) kV Sesvete i Srđ s pripadnim KB raspлетima za uključenje u gradsku SN mrežu, a u tijeku je izgradnja i opremanje TS 110/10(20) kV Medulin. Ostali novi zajednički objekti su u završnoj fazi pripreme s ishođenim građevinskim ili lokacijskim dozvolama (sukladno dinamici pripreme).

7.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV

Sukladno strateškim odrednicama planiranja razvoja distribucijske mreže, značajan dio ulaganja planiran je u objektima TS 110/10(20) kV, TS 110/35 kV i TS 110/35/10(20) kV. Predmetnim ulaganjima postiže se:

- Pобољшanje sigurnosti pogona za područja s visokim opterećenjem transformacije i/ili porastom opterećenja (aktivnosti na izgradnji novih objekata i pojačanju transformacije),
- Siguran i pouzdan pogon elektroenergetskih postrojenja i mreže, uz poboljšanje učinkovitosti vođenja sustava (aktivnosti na rekonstrukciji SN postrojenja, revitalizaciji sekundarnih podsustava i uvođenju u SDV),
- Stvaranje preduvjeta za prijelaz na 20 kV i ostvarenje prijelaza na direktnu transformaciju (povećanje učinkovitosti poslovanja kroz smanjenje gubitaka, pojednostavljeno održavanje i dr.).

Planirane rekonstrukcije će se pripremati i provoditi na način da će transformacija 110/35 kV biti zamijenjena direktnom transformacijom 110/20 kV, TS 35/10(20) kV će biti rekonstruirana u 110/10(20) kV, TS 35/10(20) kV će postati 20 kV rasklopišta obližnjih trafostanica 110/20 kV ili se neće koristiti u redovitom pogonu i prenamijeniti.

Pregled ulaganja odražava i ključne smjernice ulaganja u pojne točke x/10(20) kV u planskom razdoblju:

- Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije postojećih pojnih točaka,
- Ulaganja u TS 110/10(20) kV i povećanje udjela direktne transformacije,
- Ulaganja u TS 110/35kV u projekte zamjene TR 110/35 kV sa TR 110/10(20) kV
- Znatno smanjenje nove izgradnje TS 35/10(20) kV.

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

Većina postojećih TS 110/10(20) kV izgrađena je u razdoblju nakon 1985. godine i u razmjerno su dobrom stanju (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 narednom desetogodišnjem razdoblju prikazan je u Tablici 7.4, a detaljniji u Prilogu 11.1.2.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. - 2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	TS 110/x rekonstrukcije i revitalizacije	58.350.000	63.370.000	53.310.000	175.030.000	319.000.000	494.030.000

Kako je uvodno napomenuto, HEP ODS je tijekom 2013. slijedom redovitih 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. su provedene snimke stanja preuzetih objekata i postrojenja koje su pokazale opće loše stanje i dotrajalost dijela preuzetih postrojenja i podsustava. Od 2014. provodi se prioritetna projektna priprema i realizacija projekata nužnih za osiguranje pouzdanog pogona preuzetih postrojenja.

Obzirom na značaj preuzetih postrojenja u napajanju SN mreže širih srednje urbanih i ruralnih područja, dobru povezanost s SN mrežom i razvojni potencijal postrojenja u ostvarivanju poslovnih ciljeva HEP ODS, ova postrojenja zauzimaju značajno mjesto u planovima HEP ODS-a.

Za opisana postrojenja u vremenskim okvirima redovitih planskih aktivnosti, pripremaju se i provode ulaganja: rekonstrukcije 35 kV postrojenja, revitalizacije podsustava 35 kV postrojenja ili složenije rekonstrukcije s ciljem ugradnje direktne transformacije (zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV) i zamjenom SN postrojenja (20 kV postrojenje mijenja dio 35 kV postrojenja). Ne planira se izgradnja novih TS 110/35 kV.

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

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

Trafostanice TS 35(30)/10 kV i TS 35(30)/10(20) kV čine pretežiti dio udjela pojmih točaka HEP ODS-a (75% 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.

Rekonstrukcija podrazumijeva veći 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, imamo potrebu osiguranja napajanja potrošača/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 (2 god. ostvarenja) kojima prethodi opsežnija projektna priprema (1-2 godine prije početka ostvarenja)

Tablica 7.5 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Napomena
Izgradnja TS 35/10(20)kV	Gradska (složenija) 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

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 maloljnih 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 ishođenja 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 (mjerenja, informacije o pogonskim događajima, upravljanje pogonom) čvorišta ključna za učinkovito poslovanje energetskih subjekata.

U tom smislu, sukladno 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 2025, planirana je izgradnja vrlo malog broja novih TS 35/10(20) kV. Od ukupno 4 planirane nove TS 35/10(20) kV do 2025. dvije su već u izgradnji, planirane za dovršetak 2016.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. - 2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	12.304.000	1.000.000	1.000.000	14.304.000	32.500.000	46.804.000

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 –tih (razdoblje elektrifikacije) i 70 –tih godina (razdoblje industrijalizacije) prošlog stoljeća, a u 80-tima i dalje znatno rjeđe. Od sredine 80-tih u SN postrojenjima 10 kV se ugrađuje oprema za izolacijsku razinu 24 kV (20 kV napon mreže).

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 sa 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 direktne 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.

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

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	37.122.000	47.990.000	45.140.000	130.252.000	347.500.000	477.752.000

7.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova

Planovima razvoja distribucijske mreže predviđeno je uvođenje direktne transformacije 110/10(20) kV i postupni prijelaz na 20 kV, dok će se naponska razina 35 kV postupno napuštati. U narednom razdoblju pojačat će se ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 30(35) kV vodova ovisno o njihovoj starosti i životnom vijeku u onim dijelovima distribucijske mreže gdje je predviđeno dulje zadržavanje 35 kV naponske razine.

Izuzetak su priključni vodovi za nove TS 35/10(20) kV, zamjenski 35 kV vodovi, rekonstrukcije i vodovi za osiguranje dvostranog napajanja TS 35/10(20) kV.

Pregled ulaganja u izgradnju 35 kV vodova prikazan je Tablicom 7.8., dok se detaljniji podaci o ulaganjima nalaze u Prilogu 11.2.3.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	14.166.000	5.599.000	16.766.000	36.531.000	28.492.000	65.023.000

Od značajnijih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je izgradnja 6 dionica KB 35 kV ukupne duljine 59,7 km te vrijednosti ulaganja od 19,9 mil kn. Preostala ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju u iznosu 16,6 mil kn odnose se na manja pojedinačna ulaganja u izgradnju DV/KB 35 kV i otklanjanje nastalih šteta. U razdoblju od 2019. do 2025. godine planirana je izgradnja 70,9 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 28,5 mil kn.

Duljina novih vodova koji se planiraju izgraditi čini oko 3% ukupne duljine 35 kV vodova (DV, KB i PKB).

7.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova

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 11.2.4.

Od značajnijih ulaganja, u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija 4 dionice DV 35 kV, 2 dionice KB 35 kV i 1 dionice PKB 35 kV ukupne duljine 68,5 km i vrijednosti 25,3 mil kn. U početnom trogodišnjem razdoblju planirana su manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 4,7 mil kn. U razdoblju od 2019. do 2025. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 302,6 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 64,8 mil kn te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 250 km vodova ukupne vrijednosti 20,6 mil kn.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	7.620.000	17.710.000	4.713.000	30.043.000	85.423.000	115.466.000

Duljina vodova koji se planiraju rekonstruirati ili revitalizirati čini oko 14% 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.

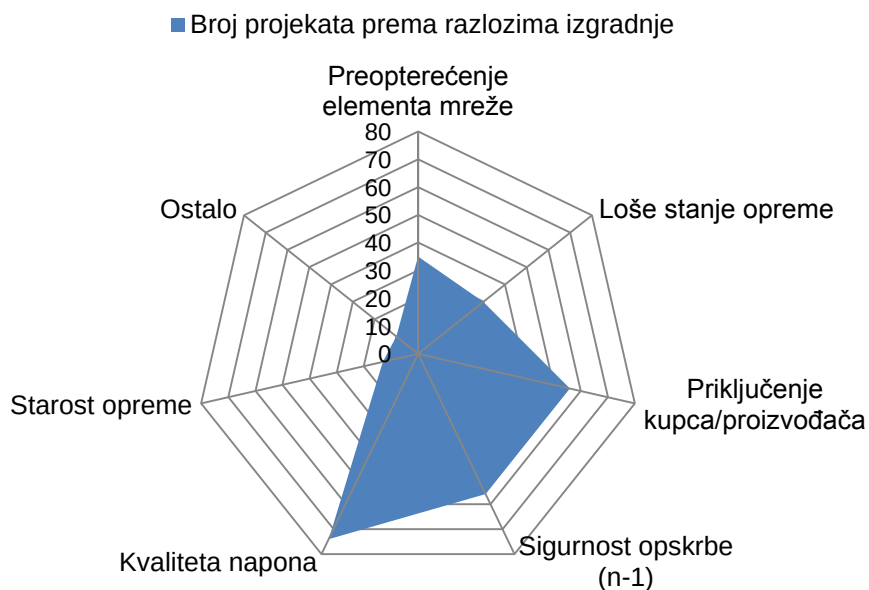
Tablica 7.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
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	17.871.000	23.799.000	35.115.000	76.785.000	252.830.000	329.615.000

Tablica 7.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2016.-2018., s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2016.		2017.		2018.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	17.871.000	84	23.799.000	73	35.115.000	103	76.785.000	260

Tablica 7.10 prikazuje planirana ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u narednom 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 2016.-2018.)

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,
- 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,
- Kabelske transformatorske stanice 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 narednom 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 narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
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	45.529.000	53.214.000	51.055.000	149.798.000	365.112.000	514.910.000

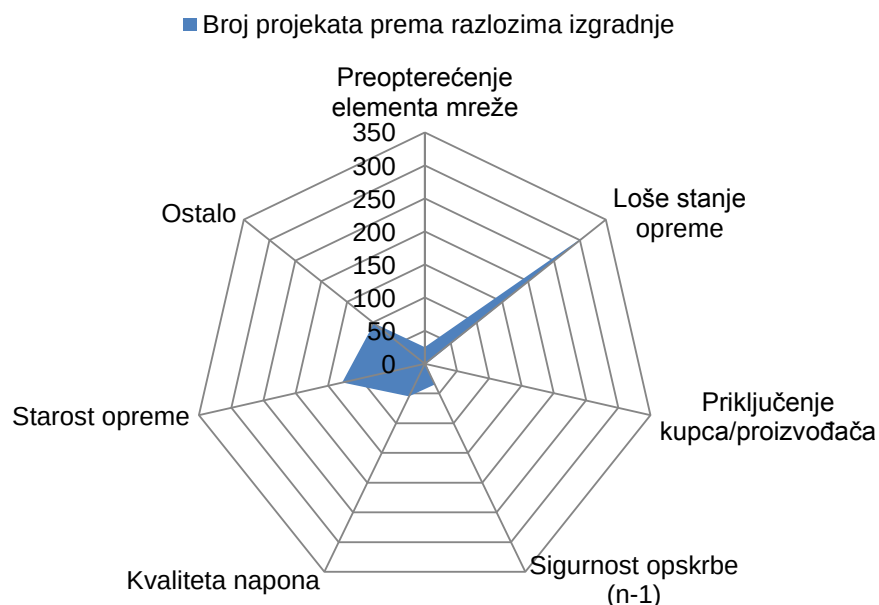
U početnom trogodišnjem razdoblju planirano je uložiti 149 milijuna kuna, razdioba ulaganja u prikazana je Tablicom 7.13.

Tablica 7.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2016.		2017.		2018.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	45.529.000	253	53.214.000	190	51.055.000	218	149.798.000	661

U planskom razdoblju TS tipa „tornjić“ planiraju se potpuno rekonstruirati, posebice one s 10 kV opremom. U narednom desetogodišnjem razdoblju planirane su revitalizacije i ugradnje SN sklopnih blokova tima RMU u kabelske TS.

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 rekonstrukciju i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.)**

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 narednom desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

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

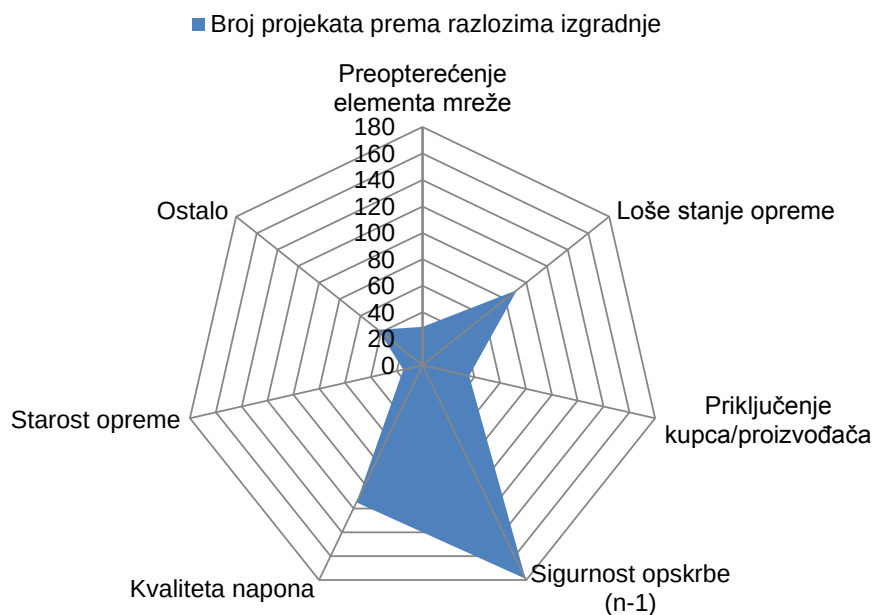
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	59.819.000	109.104.000	92.158.000	261.081.000	600.322.000	861.403.000

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 2016.-2018. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2016.		2017.		2018.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 10(20) kV	59.819.000	183	109.104.000	246	92.158.000	221	261.081.000	650

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 zračnih 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 2016.-2018.)

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 (50 mm² ili 95 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 narednom desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

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

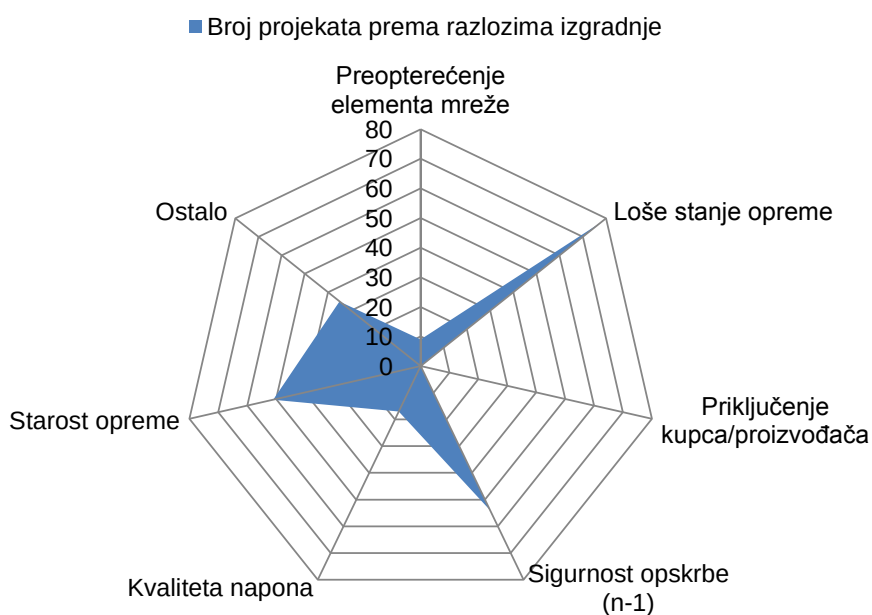
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	61.585.000	48.289.000	60.707.000	170.581.000	461.918.000	632.499.000

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 2016.-2018. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2016.		2017.		2018.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	61.585.000	155	48.289.000	197	60.707.000	145	170.581.000	497

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.

**Slika 7.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.)**

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

Ovim poglavljem dan je 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.

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:

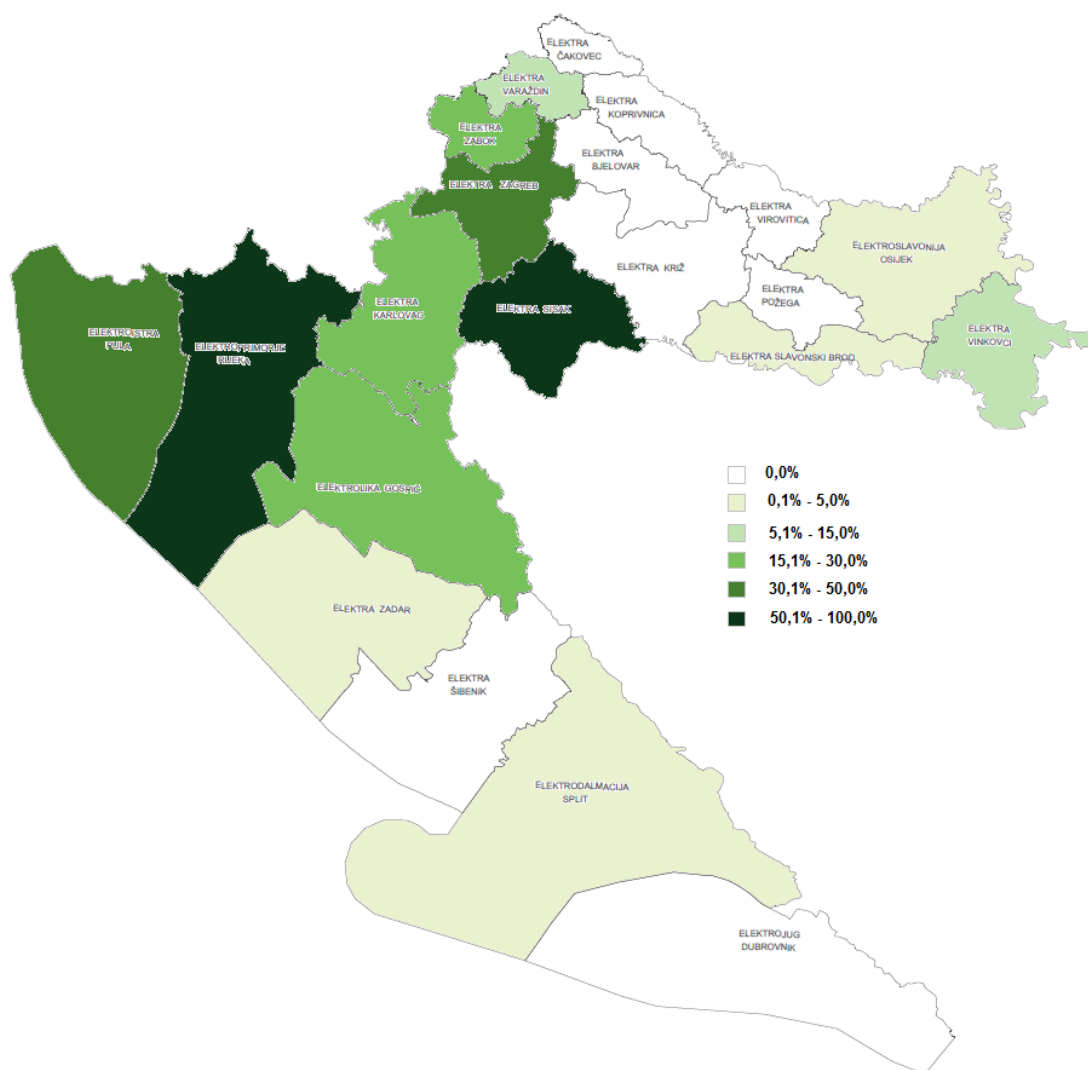
- Smanjenje broja transformacija,
- Smanjenje gubitaka električne energije i snage,
- Manja zauzetost prostora (manje lokacija za postrojenja i trasa za vodove),
- Olakšano održavanje postrojenja i vodova.

Kratkoročno, prijelaz dijelova 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 [42] korištena je i detaljno opisana metoda analitičkog hijerarhijskog postupka. Temeljem 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 narednom desetogodišnjem razdoblju, uvažavajući strateške odrednice HEP ODS-a, trenutno stanje mreže i postrojenja, iskustva i mogućnosti djelatnika, druge obaveze sukladno 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 9.000 km SN mreže. Podaci su okvirni i potrebno ih je uzeti s rezervom 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 obujma u cilju prelaska SN mreže na 20 kV.

Vrijednost ulaganja predviđenih ovim programom za razdoblje od 2016. g. do 2018. g. iznosi oko 35 mil kn godišnje (ova vrijednost već je uvažena u dijelu razrade ulaganja u 10(20) kV objekte, a 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 dulji vremenski period. 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 obzirom na veću vjerojatnost zastoja zbog većih naprezanja izolacije opreme, uvjeti pogona okolne srednjonaponske mreže i sl.).

Tijekom 2015. 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 i Elektroprimorju Rijeka.

7.3.6. Otklanjanje šteta

Elementarne nepogode i ekstremne vremenske prilike (snijeg, led, vjetar, poplave...) uzrokuju značajne štete na elektroenergetskim mrežama koje operatoru distribucijskog sustava, osim prekida napajanja i poremećaja u pogonu, donose i znatne nepredviđene i neplanirane troškove.

Uslijed djelovanja izrazito nepovoljnih vremenski prilika stradavaju uglavnom srednjonaponska i niskonaponska nadzemna mreža uključujući niskonaponske zračne priključke. Najveći trošak otklanjanja šteta odnosi se na sanaciju oštećenih elemenata srednjonaponske mreže.

U 2016. godini završavaju se ulaganja u sanaciju ranije nastalih šteta na području Gorskog kotara, županijske Posavine i podvelebitskog primorja. Potrebna sredstva sadržana su u planskim iznosima odgovarajućih vrsta ulaganja.

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 golih vodiča i drvenih stupova SKS-om i betonskim stupovima.

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

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

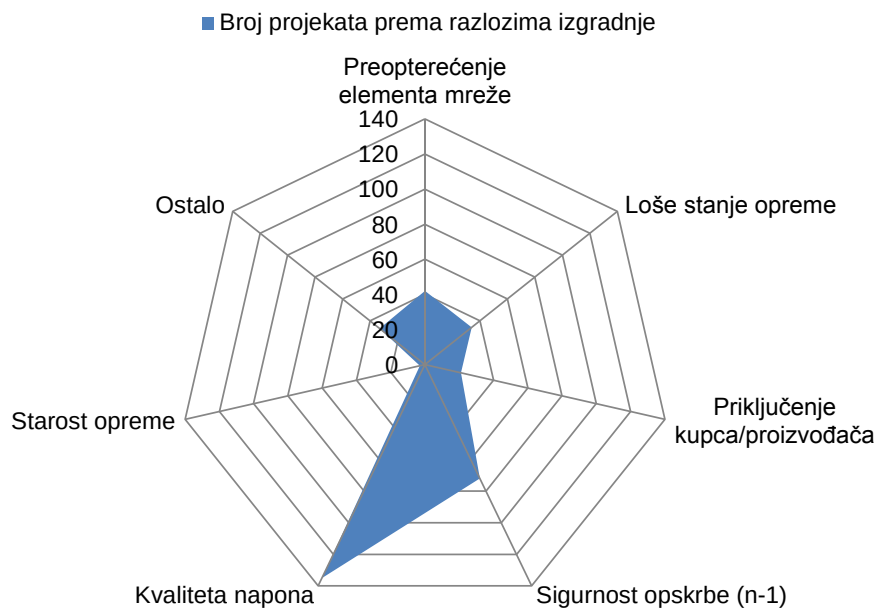
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	16.218.000	14.765.000	25.503.000	54.486.000	164.324.000	218.810.000

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

Tablica 7.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2016.		2017.		2018.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	16.218.000	78	14.765.000	67	23.503.000	96	54.486.000	240

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 te povećanja sigurnosti opskrbe.



Slika 7.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.)

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 narednom desetogodišnjem razdoblju prikazana su tablicom u nastavku.

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

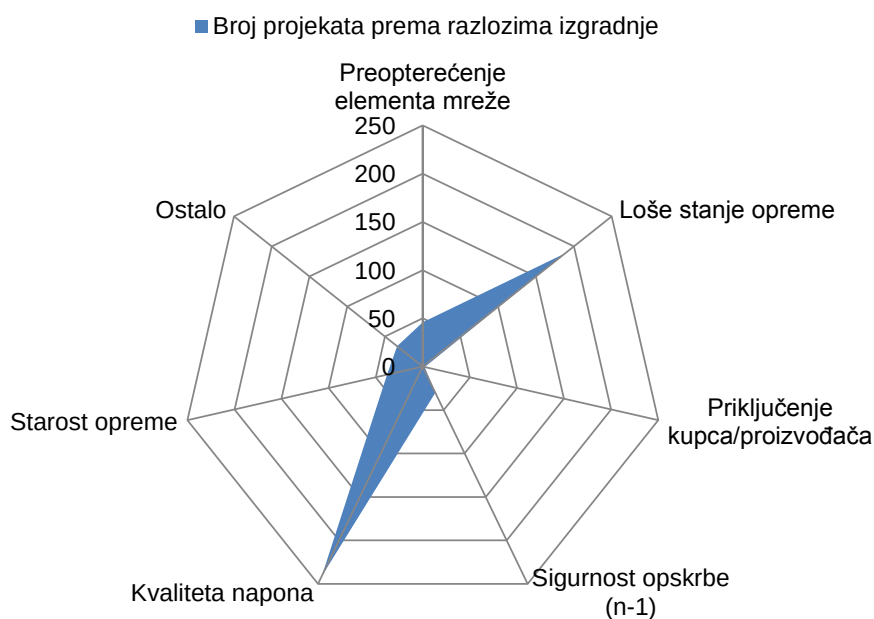
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.472.000	48.282.000	43.618.000	128.372.000	348.262.000	476.634.000

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 2016.-2018. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2016.		2017.		2018.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.472.000	201	48.282.000	157	43.618.000	149	128.372.000	507

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 te kvaliteta napona.

**Slika 7.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2016.-2018.)**

7.4.3. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka

Temeljem zakonske obaveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe poglavlja XVIII. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36], HEP ODS provodi kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta s ciljem prikupljanja tehničkih podataka o njihovom stanju i izvedbi.

Distribucijska područja obvezna su u tekućoj godini planirati kontrolu priključaka i obračunskih mjernih mjesta za narednu godinu na tromjesečnoj razini (kvartalno). O provedenim kontrolama priključaka i obračunskih mjernih mjesta rade se tromjesečni izvještaji.

Podaci prikupljeni temeljem kontrole koriste se za izradu planova uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta ovisno o hitnosti. Za potrebe investicijskih ulaganja u narednoj godini, distribucijska područja izrađuju Investicijski elaborat i dostavljaju ga u nadležni Sektor u sjedištu Društva na odobravanje i koordinaciju.

Temeljem dostavljenih investicijskih elaborata uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta te izvješća o dosadašnjoj realizaciji programa kontrole priključaka i OMM za proteklo razdoblje, izrađuje

se investicijski program za otklanjanje nedostataka na priključcima i OMM za narednu godinu u svim distribucijskim područjima.

Sanacija priključaka i obračunskih mjernih mjesta je višegodišnji program koji je započet 2014. godine u svim distribucijskim područjima. U toj godini uz ukupno uložena sredstva u iznosu 18.925.680 kn, uređeno je ukupno 8.842 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, od kojih su većina individualni priključci.

U 2015. godini inicijalnim planom od 20 mil kn obuhvaćeno je okvirno 9.300 priključaka i obračunskih mjernih mjesta, a stvarno realiziran broj uređenih mjernih mjesta, kao i konačni utrošak sredstava bit će poznat po završetku godine.

Program se planira provoditi u narednom desetogodišnjem razdoblju u svim distribucijskim područjima u obimu koji to budu zahtijevale stvarne potrebe po pojedinim područjima. Tablica 7.22 u nastavku daje pregled planiranih ulaganja u narednom trogodišnjem, odnosno desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 7.22 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	21.355.000	20.170.000	20.201.000	61.726.000	140.000.000	201.726.000

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 grupa objekata na najnižoj razini vođenja.

Postojeći sustav za vođenje distribucijske mreže postoji već duži niz godina i sukcesivno je nadograđivan i moderniziran.

Dispečerski centri u distribucijskim područjima razlikuju se prema sustavu koji je instaliran i tehnologiji koja se koristi, kako je prikazano Tablicom 7.23., (Network Manager na UNIX/LINUX, MicroSCADA (MS Windows), Proza R/F (QNX) te Proza NET (Windows). Pregled sustava instaliranih po pojedinim distribucijskim područjima prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 7.23 Pregled instaliranih SCADA sustava u distribucijskim područjima

Red. br.	Instalirani sustav	Broj distribucijskih područja
1.	NM Unix	4
2.	NM Linux	6
3.	MicroSCADA	2
4.	Proza Net	7
5.	Net Vision	1
6.	Proza R/F	1
	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.

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.

Tijekom 2014. g. dovršena je revitalizacija centara vođenja u Zadru, Bjelovaru, Gospiću i Dubrovniku, te je započeta revitalizacija centara vođenja u Karlovcu, Požegi, Virovitici i Zaboku u kojima su instalirane starije verzije sustava.

Za dispečerske centre u tehnologiji Network Manager sustava zasnovane na UNIX platformi izvorni proizvođač softvera, napuštajući UNIX platformu, prestao je ulagati u daljnji razvoj i poboljšanja sustava te se usmjerio na sustave zasnovane na LINUX platformi. Obzirom na prestanak aktivne podrške i razvoja SCADA sustava na UNIX platformi, a posljedično i budućem skupljem održavanju istih te nužnosti i potrebi da veliki centri upravljanja mrežom imaju pouzdan i suvremen upravljački sustav, potrebno je pristupiti zamjeni navedenih sustava. Zamjenu treba provesti na način da se postojeći sustavi zamjene/nadograde istovjetnim sustavom na suvremenoj platformi (LINUX). Navedeni način predstavlja optimalan izbor jer će biti potrebno uložiti najmanje napora i inženjeringa zbog postojanja automatiziranih migracijskih alata, kao i zbog postojećeg kapitaliziranog znanja rada djelatnika na dosadašnjem sustavu. Zamjena sustava podrazumijeva zamjenu opreme i softvera na centralnoj lokaciji SCADA sustava. U skladu s navedenim, tijekom 2014. g. pristupilo se zamjeni navedenih sustava u dvije faze (faza 1 – zamjena sustava u centrima Zagreb i Osijek, te faza 2 – zamjena sustava u centrima Rijeka i Split (2015.g.)).

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 kupcima, drugim elektroenergetskim subjektima, regulatornoj agenciji, prema subjektima tržišne djelatnosti, ali i prema subjektima unutar HEP Grupe potrebno je uspostaviti središnji procesno informacijski 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 narednom periodu 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.

Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u razdoblju 2016.-2025. procjenjuju se na cca 46 mil kn, kao što je i prikazano Tablicom 7.24.

Tablica 7.244 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Sustavi vođenja distribucijske mreže	10.070.000	6.500.000	6.500.000	23.070.000	23.000.000	46.070.000

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 sklopnihih blokova u kabelskoj mreži odnosno transformatorskim stanicama 20(10)/0,4 kV, na način da se smanji broj kupaca bez napajanja, smanji 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 zračnog 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 ispada vodova od 25-30% u odnosu na prethodno stanje, što predstavlja značajan iskorak prema poboljšanju pouzdanosti i kvalitete isporuke električne energije. Dodatne koristi se ostvaruju kroz integraciju malih distributivnih izvora, boljeg planiranja mreže te mogućnosti predviđanja opterećenja analizom mjernih podataka.

Ulaganja kojima se planiraju ostvariti funkcije automatizacije i upravljanja po dubini mreže obuhvaćaju ulaganja u:

- Daljinski upravljive rastavne naprave u nadzemnoj mreži te
- Daljinski upravljive integrirane SN sklopne blokove u kabelskoj mreži, odnosno u transformatorskim stanicama 20(10)/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 vrši na temelju definirane metodologije i kriterija te utvrđenih tehničkih specifikacija.

Od 2013. godine pa do kraja 2015. godine na osnovu utvrđenih tehničkih uvjeta i izrađenih tehničkih specifikacija za daljinski upravljive rastavne naprave u nadzemnoj mreži te SN sklopne blokove s integriranim 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.

U narednim 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. Također se planira implementirati i pratiti rad naprednih prekidača u nadzemnim srednjenaponskim mrežama. Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u narednom razdoblju.

Tablica 7.25 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	10.000.000	20.000.000	20.000.000	60.000.000	70.000.000	130.000.000

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 i isti 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 sukladno Zakonu o mjeriteljstvu, pravilnicima o mjeriteljskim zahtjevima za pojedine vrste mjerne opreme, Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava i tehničkim uvjetima za obračunska mjerna mjesta.

Postojeće stanje

Značaj pojedinih kategorija obračunskih mjernih mjesta može se dobiti izračunavanjem omjera ukupno izmjerene potrošene/proizvedene električne energije i ukupnog broja OMM-a pojedine kategorije. Rangiranjem prema ovom omjeru dobiva se i ocjena važnosti mjerne opreme pojedinih kategorija i utjecaj ispravnog rada na poslovanje tvrtke. Razumno je uložiti više sredstava u opremanje i održavanje te povećati broj kontrola obračunskih mjernih mjesta na kojima se mjeri najveća količina potrošene ili proizvedene energije, jer se na osnovu ovih mjerenja izdaju računi s najvećim iznosima pa eventualna odstupanja i pogreške u mjerenju mogu uzrokovati ozbiljne financijske sporove.

Povećana pažnja prema energetske najvažnijim obračunskim mjernim mjestima ne znači zanemarivanje bilo koje druge obveze prema ostalim obračunskim mjernim mjestima.

Kao što je prikazano Tablicom 7.26, ukupno je unutar distribucijske mreže oko 2,37 milijuna obračunskih mjernih mjesta (OMM). Velika većina, njih 91%, odnosi se na tehnički jednostavnija obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije kućanstvo.

Tablica 7.26 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži

Kategorija OMM	Broj OMM (kom)
VN-110 kV	4
SN- 35 kV	72
SN- 10 kV	2.055
Ukupno SN	2.127
UKUPNO VISOKI I SREDNJI NAPON	2.131
NN-poduzetništvo (plavi)	45.100
NN-poduzetništvo (bijeli)	126.703
NN-poduzetništvo (crveni)	18.401
Ukupno NN-poduzetništvo	190.204
NN-javna rasvjeta	23.934
NN-kućanstvo (plavi)	752.101
NN-kućanstvo (bijeli)	1.402.177
NN-kućanstvo (crni)	3.077
NN-kućanstvo (narančasti)	87
Ukupno NN-kućanstvo	2.157.442
UKUPNO NISKI NAPON	2.371.580
SVEUKUPNO	2.373.711

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 brojilima za mjerenje jalove energije. U pravilu se na ovim obračunskim mjernim mjestima koriste elektronička kombi brojila za mjerenje radne i jalove energije.

Preostalih manje 0,8% obračunskih mjernih mjesta odnosi se na najsloženija mjerna mjesta na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 30 kW te 1% obračunskih mjernih mjesta kategorije javna rasvjeta. Na ovim obračunskim mjernim mjestima, ovisno o naponskoj razini i priključnoj snazi, koriste se strujni i naponski mjerni transformatori, mjerni vodovi, kombi brojila za mjerenje radne i jalove energije. Iako obračunska mjerna mjesta kupaca na visokom i srednjem naponu te na niskom naponu priključne snage iznad 30 kW iznose samo 0,8% 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.

Oko 70% ugrađenih brojila su jednofazna brojila, a elektroničkih brojila u ukupnom broju ima oko 22%.

Za promjenu tarifa koriste se uklopni satovi (UKS) i mrežno-tonfrekventno upravljani prijemnici (MTU) koji mogu biti zasebni uređaji ili sastavni dijelovi elektroničkih brojila. Broj zasebnih, samostalnih uređaja za upravljanje tarifama u distribucijskoj mreži je 746.098. Godišnje se nabavljaju novi uređaji za potrebe zamjene oko 5% uređaja za upravljanje tarifama.

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. Ukoliko se uklopni sat koristi za definiranje 15-minutnog perioda za izračun srednje snage (vršno opterećenje) on se mora redovito ovjeravati u intervalima od 12 godina.

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.

Valjanost redovne ovjere zakonitih mjerila ovjerenih prije stupanja na snagu ovoga Pravilnika prestaje istekom ovjernog razdoblja na koje su ovjereni. Zbog povećanja udjela elektroničkih brojila u ukupnom broju te skraćivanjem ovjernih razdoblja povećava se opseg ukupnog poslova redovnog ovjeravanja mjerila.

U pravilu se brojila ovjeravaju na način da se iz mreže skidaju sva brojila kojima je isteklo ovjerno razdoblje i odmah se ugrađuju druga ovjerena brojila, a skinuta 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) period ponavljanja je skraćen na 12 godina. Zaostaci u ovjeravanju brojila (rok za ponovnu ovjeru istekao prije godinu ili više godina) ovim planom se predviđaju riješiti u periodu od sljedeće 3 godine.

Smjernice za ulaganje

Distribucijska područja izrađuju planove redovne zamjene brojila kojima prema naredbama i pravilnicima o ovjernim razdobljima istječe rok ovjere. Prema planu zamjene, brojila se demontiraju, servisiraju te ukoliko zadovoljavaju mjeriteljske kriterije, ovjeravaju i ponovo ugrađuju u distribucijsku mrežu. U fazi zaprimanja brojila u skladište, a prije slanja na servis i ovjeru, potrebno je prema definiranim kriterijima odvojiti brojila koja će se rashodovati.

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 uključenja (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 ($P < 30 \text{ kW}$) 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, ukoliko su opremljena elektromehaničkim brojilima, opremala su se elektroničkim kombi brojilima.

Od 01. listopada 2015. godine stupili su na snagu novi Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [36] u kojima Hrvatska energetska regulatorna agencija (u daljnjem tekstu:

HERA) u članku 119. daje nove dužnosti operatoru distribucijskog sustava u smislu daljnjeg opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitavanjem.

Novi Opći uvjeti propisuju sljedeće obveze:

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 novih Općih uvjeta [36] 1. listopada 2015. godine mijenjaju se dosadašnja i kreiraju nova područja strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (PSU):

- PSU 01. **Zamjena određenih tipova brojila zbog tehnološke zastarjelosti**** – Nabava brojila za zamjenu određenih tipova brojila za koje je unaprijed, na osnovu određenih kriterija, donesena odluka o rashodu.
- PSU 02. **Zamjena tipova brojila zbog isteka životnog vijeka**** – Nabava brojila za zamjenu brojila koja su pri kraju garantiranog životnog vijeka. Za elektromehanička brojila 30 godine, a za elektronička 20 godina. Približavanjem isteku garantiranog životnog vijeka brojila raste broj neispravnih uređaja.
- PSU 03. **Zamjena neispravnih brojila**** – Nabava brojila koja u postupku servisiranja i ponovnog ovjeravanja ne ispunjavaju mjeriteljske zahtjeve. Prema dosadašnjim rezultatima ovlaštenih servisa za brojila (baždarnica), i prema rezultatima u 2013. godini, oko 5% ukupno zaprimljenih brojila ne zadovolji ponovno testiranje mjeriteljskih karakteristika te se ne mogu ovjeriti i ponovo ugraditi u distribucijsku mrežu. Brojila koja ne zadovolje mjeriteljske zahtjeve predlažu se za rashod. Za univerzalna i izravna intervalna brojila planira se rashod od 50%. Ukoliko se prije ovjere odvoje najstarija brojila kojima je istekao životni vijek za očekivati je da će se u ostalim brojilima smanjiti postotak neispravnih uređaja.
- PSU 04. **Razvoj sustava daljinskog očitavanja i upravljanja brojilima (AMR-a)**** – Člankom 56. Općih uvjeta definira da ukoliko 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.

Člankom 78. Općih uvjeta definira da je operator sustava dužan na zahtjev korisnika mreže ili na zahtjev opskrbljivača, uz odobrenje korisnika mreže, ugraditi brojilo s mogućnošću daljinskog očitavanja odnosno brojilo s većim brojem funkcija, na trošak podnositelja zahtjeva.

Člankom 119. Operator distribucijskog sustava dužan u roku od pet godina od dana stupanja na snagu novih 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 očitanjem koja omogućuju mjerenje snage i jalove energije. Opremanje ovih obračunskih mejernih mjesta planira se provesti u periodu 2016. – 2017.

Operator distribucijskog sustava dužan 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 očitanjem koja omogućuju mjerenje jalove energije. Ovim programom obuhvaćen je i prijašnji program mjerenja i nadzor prekomjerne jalove energije u cilju smanjenja gubitaka u distribucijskoj mreži. Ova obveza započet će u 2016. godini za dio brojila koja dolaze na redovnu ovjeru. Zbog zahtjeva novih Općih uvjeta umjesto dosadašnjih kombi elektroničkih brojila, nakon iskorištenja postojećih okvirnih sporazuma, za kupce kategorije poduzetništvo nabavila bi se kombi brojila s daljinskim očitanjem.

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 očitanjem. Tijekom 2016. godine planira se izrada provedbenog plana u skladu sa zahtjevima Općih uvjeta te početak provedbe ovog ulaganja u 2017. godini.

PSU 05. Unaprijeđenje poslovnih procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima s ciljem ubrzanja procesa, smanjenja troškova i poboljšanja poslovnih rezultata – Nabava brojila i potrebne opreme za ugradnju u TS SN/NN, nabava komunikatora za prijelaz s GSM na GPRS tehnologiju, nabava uklopnih satova i MTU uređaja, ručnih terminala s programskom podrškom, nadogradnja sustava RT s ciljem smanjenja troškova i povećanje prihoda ubrzavanjem poslovnih procesa očitavanja, obračuna, izdavanja računa i dostavljanja podataka te smanjenje gubitaka energije.

PSU 06. Zaštita mjerne opreme, sustava i podataka od neovlaštenog pristupa i zloporabe:

Zaštita korištenjem sigurnosnih plombi – Nabava 5 tipova sigurnosnih plombi za zaštitu mjernih uređaja i mjerne opreme za različite kategorije OMM-a.

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.

Sukladno usvojenim područjima strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu definirane su razine potrebnih ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju, što je prikazano tablicom u nastavku.

Tablica 7.27 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	PSU 01. + PSU 02. + PSU 03. Zamjena određenih tipova brojila zbog njihove tehnološke zastarjelosti, zamjena tipova brojila zbog isteka životnog vijeka i zamjena neispravnih brojila	50.000.000	65.000.000	75.000.000	190.000.000	350.000.000	540.000.000
2	PSU 04. Razvoj sustava daljinskog očitavanja i upravljanja brojilima (AMR)	20.000.000	22.000.000	8.000.000	50.000.000	45.000.000	95.000.000
3	PSU 05. Unaprijeđenje poslovnih procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima s ciljem ubrzanja procesa, smanjenja troškova i poboljšanja poslovnih	4.200.000	10.000.000	5.000.000	19.200.000	19.000.000	38.200.000
4	PSU 06. Zaštita mjerne opreme, sustava i podataka od neovlaštenog pristupa i zlorabe	2.800.000	3.000.000	2.000.000	7.800.000	10.000.000	17.800.000
	Ukupno	77.000.000	100.000.000	90.000.000	267.000.000	424.000.000	691.000.000

Procjena utjecaja zahtjeva novih Općih uvjeta na iznose troškova opremanja obračunskih mjernih mjesta

Prema ukupnom broju obračunskih mjernih mjesta, rokovima za opremanje brojilima s daljinskim očitavanjem i trenutnim raspoloživim cijenama brojila koji zadovoljavaju tražene karakteristike moguće je okvirno procijeniti troškove opremanja obračunskih mjernih mjesta u slijedećem desetgodišnjem periodu. Točnije procjene troškova bit će raspoložive u drugom dijelu 2016. godine kada se planira završiti *Provedbeni plan zamjene postojećih brojila brojilima s daljinskim očitavanjem*, sukladno članku 119. Općih uvjeta [36].

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.

Definirani rokovi opremanja obračunskih mjernih mjesta daljinskim očitavanjem od 5, 10 i 15 godina u stvari se sastoje od pripremog roka od 1 godine i rokova operativne privedbe opremanja od 4, 9 i 14 godina.

Odredbe članka 119. Općih uvjeta imaju velik utjecaj na sam odabir komunikacijske tehnologije, način provođenja projekta zamjene brojila i u konačnici na ukupne troškove opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitavanjem.

Osim rokova navedenih u Općim uvjetima tijekom provedbe projekta potrebno je zadovoljiti i rokove zamjene brojila zbog redovne ovjere sukladno zakonima iz područja mjerenjstva (ovaj uvjet uzorkuje potrebu osiguranja većih iznosa u početnim godinama odvijanja projekta ugradnje brojila s daljinskim očitavanjem).

Opremanje obračunskih mjernih mjesta krajnjih kupaca s priključnom snagom većom od 20 kW brojilima s daljinskim očitavanjem koja omogućuju mjerenje snage i jalove energije, planira se provesti tijekom 2016. i 2017. godine, za što je previđeno po 20 mil kn u 2016. i 2017. godini.

Na osnovu prvih grubih procjena mogu se navesti očekivane niže i više granice troškova ugradnje brojila s daljinskim očitavanjem, sukladno zahtjevima Općih uvjeta. Prema grubim procjenama, u sljedećem desetgodišnjem periodu 2016. – 2025. godišnja ulaganja u zamjenu brojila mogu iznositi između 250 i 400 mil kn.

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.

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.

Sukladno navedenom, u narednom 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 čl. 27 direktive 2009/72/EZ [34] („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 obavezu 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 obzirom da dugoročno donosi značajne pozitivne financijske rezultate.

Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces, koji zahtijeva postupno uvođenje tehnologija ovisno o stupnju dinamičkog razvoja. Uvažavajući trenutno stanje razvoja novih tehnologija, uvođenje novih tehnologija kroz pilot projekte u predstojećem razdoblju obuhvaća energetske učinkovite transformatore (transformatore sa smanjenim gubicima) sukladno uredbi EK br. 548/2014, 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, 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. Obzirom na rezultate 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 narednom desetogodišnjem razdoblju u nove tehnologije i razvoj planira se uložiti ukupno 20 mil kn, ravnomjerno raspodjeljeno 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 kao i poslovno-pogonskih objekata u djelatnosti distribucije električne energije, vozila su nužna radna sredstva. Vozila koja se koriste velike su raznolikosti, od malih osobnih do velikih radnih strojeva, i razvrstana su u 5 kategorija:

- Osobna vozila,
- Laka teretna vozila,
- Teška teretna vozila,
- Priključna vozila i
- Radni strojevi.

Postojeći broj vozila po kategorijama i podkategorijama prikazan je u Tablici 7.28.

Tablica 7.28. Postojeće stanje transportnih sredstava

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

Postojeće 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 svih 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 kriterija broja radnika prema Programu rada HEP ODS-a 2012.-2016. [5] gdje je ciljano smanjenje broja zaposlenika pa posljedično i smanjenje potrebnog broja vozila i Planom optimalizacije, standardizacije i obnove voznog parka HEP grupe, na način kao što je prikazano u tablici u nastavku.

Tablica 7.29. Plan potreba transportnih sredstava

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)
1	Osobna vozila	863
2	Laka teretna vozila	936
3	Teška teretna vozila	180
4	Priključna vozila	120
5	Radni strojevi	54
Ukupno		2.153

Desetogodišnji plan ulaganja proizlazi iz potrebne količine vozila po kategorijama (Tablica 7.30). Za svaku kategoriju vozila određena je prosječna cijena na osnovu prosječnih tržišnih cijena i cijena dobivenih na prethodnim natječajima. Zbog visoke prosječne starosti voznog parka u 2015. godini povećan je plan nabave pa su nabavljena 752 vozila u iznosu od 70 mil kn. U narednih 10 godina planira se nabava preostalih 1.401 vozila prema sljedećoj tablici.

Tablica 7.30. 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	336	85.000	28.560.000	1/10	2.856.000	34
2	Laka teretna vozila	711	156.000	110.916.000	1/12	9.243.000	59
3	Teška teretna vozila	180	900.000	162.000.000	1/15	10.800.000	12
4	Priključna vozila	120	90.000	10.800.000	1/15	720.000	8
5	Radni strojevi	54	325.000	17.550.000	1/15	1.170.000	4
Ukupno		1.401				24.789.000	116

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 narednih 10 godina u nabavku vozila potrebno je ulagati prosječno 27.789.000 kn godišnje. Za 2016. godinu planirano je pojačano ulaganje u iznosu 50 mil kn za oko 390 vozila, a u sljedećih devet godina planira se ulaganje u prosječnom iznosu od 21.987.000 kn godišnje, odnosno 247.890.000 kn u desetogodišnjem razdoblju, kao što je prikazano Tablicom 7.31 u nastavku.

Tablica 7.31 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	50.000.000	21.987.000	21.987.000	93.974.000	153.916.000	247.890.000

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 optimizaciji troškova.

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 7.32. 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
245	109.885	121.598	231.483	205.005	436.488

Starost postojećih nekretnina vezana je uz dinamiku razvoja elektroenergetskog sustava. U narednom razdoblju trebat će ulagati u obnovu postojećih, ali i izgradnju novih objekata.

Potrebe za ulaganjem u nekretnine su razvrstane u 5 kategorija:

- Rekonstrukcije – uređenje fasada, krovšta, zamjena prozora i vrata na objektima u skladu s ciljevima energetske učinkovitosti, uređenje skladišnih objekata (rezervni dijelovi i materijal, gospodarenje otpadom), uređenje prometnica i parkirališta i unutarnje uređenje objekata,
- Uređenje okoliša,
- Zamjene opreme – zamjena elektro-opreme (električne instalacije, video nadzori) i strojarke opreme (grijanje i klimatizacija) i namještaja u objektima,
- Nadogradnje – povećanje poslovnog i pogonskog prostora na postojećim objektima
- 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.

Procjenjuje se da će u desetogodišnjem razdoblju trebati sanirati ili urediti oko 80% poslovnog i pogonskog prostora uz procijenjenu vrijednost radova od cca 450 kn/m² za poslovne i pogonske

objekte te cca 50 kn/m² za otvorena skladišta. Ulaganja u nove objekte planiraju se samo za lokacije za koje je tehno-ekonomska analiza pokazala opravdanost te koje su u skladu s daljnjim trendom restrukturiranja HEP ODS-a.

U narednom desetogodišnjem razdoblju linearno su raspodijeljena potrebna ulaganja u poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine, u iznosu 20 mil kn godišnje. Tablica 7.33 u nastavku prikazuje strukturu ulaganja u desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 7.33. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine

Ulaganja	Godišnja ulaganja (kn)	Ukupna desetogodišnja ulaganja (kn)
1	2	3
Rekonstrukcije	12.000.000	120.000.000
Uređenje okoliša	1.000.000	10.000.000
Zamjena opreme	3.000.000	30.000.000
Novi objekti / nadogradnja	4.000.000	40.000.000
Ukupno	20.000.000	200.000.000

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 temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem

Očuvanje i zaštita okoliša i prirode dio je poslovne strategije HEP ODS-a, a donošenjem Politike upravljanja okolišem [43] tvrtka se obvezala osigurati potrebne resurse za provedbu i uspješno funkcioniranje sustava upravljanja okolišem prema normi ISO 14001 i njegovo kontinuirano poboljšavanje.

Jedna od bitnih odredbi Politike upravljanja okolišem [43] HEP ODS-a kao i zahtjeva norme ISO 14001 jest usklađivanje sa zakonskim zahtjevima s područja zaštite okoliša i prirode. Ulaskom Hrvatske u Europsku uniju na snagu je stupio značajan broj zakonskih propisa s područja zaštite okoliša, posebice u dijelu gospodarenja otpadom, iz čega su proizašle i brojne obveze za HEP ODS.

Usklađivanje sa zakonskim zahtjevima, sprječavanje mogućih štetnih utjecaja na okoliš i općenito poboljšavanje sustava upravljanja okolišem, postižu se kroz opće i pojedinačne ciljeve te pripadajuće programe zaštite okoliša. Kroz redovitu provedbu kontrolnih internih audita zaštite okoliša zamijećeno je da značajnu prepreku u realizaciji aktivnosti zaštite okoliša koje su nužne za usklađivanje sa zakonskim zahtjevima predstavlja nedostatak financijskih sredstava u distribucijskim područjima. Radi usklađivanja svih distribucijskih područja i jednakomjernog raspoređivanja financijskih sredstava za provedbu programa sukladno prioritetima, nadzor i koordinacija ovih aktivnosti provodi se s razine Sjedišta Društva, što do sada nije bila praksa.

Opći ciljevi zaštite okoliša HEP ODS-a se revidiraju i usvajaju uglavnom na razini dvogodišnjeg razdoblja. 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 onečišćujućih tvari ključne su stavke trenutno usvojenih općih ciljeva HEP ODS-a u razdoblju 2015.-2016. godine, kroz koje se definiraju programi na području sustava upravljanja okolišem.

Iz tog razloga definirane su **četiri kategorije ulaganja** unutar kojih su distribucijska područja formulirala svoje potrebe u narednom trogodišnjem razdoblju:

- Kategorija 1 Uređenja skladišta transformatora (pogonske rezerve i transformatora predviđenih za rashod):** asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidića 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 Saniranje površina onečišćenih curenjem ulja iz voznog parka:** odnosi se isključivo na lokacije na kojima su stara vozila zamijenjena novim vozilima čime je daljnje curenje ulja minimalizirano;
- Kategorija 4 Sanacija uljnih i septičkih jama:** temeljem provedenih ispitivanja kojima je utvrđeno da ne zadovoljavaju uvjet vodonepropusnosti.

Aktivnosti temeljem kojih će se u narednom desetogodišnjem razdoblju raspodjeljivati sredstva za ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem ovise ponajprije o zakonskim propisima s područja zaštite okoliša i prirode koji će u tom razdoblju biti doneseni te u skladu s time o općim i pojedinačnim ciljevima HEP ODS-a za naredni period.

Predviđena sredstva za prve tri godine ovog desetogodišnjeg razdoblja utvrđena su prema prioritetima u svrhu što bržeg usklađivanja sa zakonskim zahtjevima i što efikasnijeg smanjenja rizika od izvanrednih situacija s mogućim štetnim utjecajem na okoliš.

U narednom trogodišnjem razdoblju temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem planira se uložiti 12,5 mil kn (Tablica 7.34) sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

- Kategorija 1 35%
- Kategorija 2 25%
- Kategorija 3 15%
- Kategorija 4 25%

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2019.-2025. g.) predviđena je dinamika ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem od prosječno 3 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.

Tablica 7.34 Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem	3.500.000	4.500.000	4.500.000	12.500.000	21.000.000	33.500.000

Preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2019.-2025. g.) pretežno su predviđena ulaganja za smanjenje emisija onečišćujućih tvari u zrak (zamjena kotlovnica), unaprjeđenje učinkovitosti potrošnje resursa te nastavak aktivnosti vezanih uz sustavno gospodarenje otpadom i sanaciju uljnih i septičkih jama (sukladno rezultatima redovitih provedbi ispitivanja vodonepropusnosti temeljem zakonskih zahtjeva).

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 fokusu 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 zahtjeva 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, širokopolasne infrastrukture manjeg kapaciteta (npr. bakrene parice), mobilne širokopolasne infrastrukture, radio infrastrukture i bežične infrastrukture.

Komunikacijski sustav ODS-a potrebno je promatrati iz dva smjera gledanja:

- 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.

Posebni fokus 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 narednom periodu ulagat će se u komunikacijsku infrastrukturu, komunikacijske tehnologije i sigurnost komunikacijskog sustava (Tablica 7.35).

Tablica 7.35 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Komunikacijska infrastruktura	6.000.000	12.500.000	7.500.000	26.000.000	17.500.000	43.500.000

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 (**D**igitalni **M**obilni **R**adijski **S**ustav) 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 3 dodatne bazne postaje.

Bazne postaje raspoređene su tako da signalom pokriju pet distribucijskih područja HEP ODS-a u Slavoniji i Baranji (Tablica 7.36), a centralni dio sustava (SCN) smješten je u prostorima dispečerskog centra u Elektroslavoniji Osijek.

Tablica 7.36 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	0	
Ukupno	19	

Računalna oprema centralnog dijela sustava isporučena je tijekom 2001. godine i od tada je u stalnom pogonu. Iako su računala 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 sustav se 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.

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 i
6. Proširenje sustava s do četiri nove lokacije baznih postaja sukladno 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 7.34, a procjenjuju se na 15,5 mil kn.

7.6.3.2. Uredska informatička oprema

Trenutno se u HEP ODS-u koristi 7.000 računala, prosječne starosti oko 6,5 godina, iako je razdoblje amortizacije, tj. životni vijek računala 5 godina. Planirana je uspostava redovne zamjene računala svakih 5 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 te bi se uvelike smanjio trošak održavanja opreme.

U okviru nabavke uredske informatičke opreme, potrebno je sustavno planirati i provoditi nabavu računala, monitora, prijenosnih računala, pisača, skenera, projektora, plotera, tableta i ostale opreme.

Tablica 7.37 u nastavku prikazuje planirana ulaganja u uredsku informatičku opremu, bez serverske i mrežne opreme, u narednom desetogodišnjem razdoblju. Procjena iznosa sredstava za zamjenu opreme je bazirana na cijenama postignutim u postupcima javne nabave u prethodnom razdoblju.

Tablica 7.37 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Uredska informatička oprema	4.000.000	5.000.000	5.000.000	14.000.000	35.000.000	49.000.000

7.6.3.3. Informatizacija poslovnih procesa

Informatizacija poslovnih procesa objedinjava ulaganja u:

- Microsoft licence (operativni sustavi, Office, serverske licence...),
- Oracle licence,
- Smallworld GIS licence (osnovne – core licence),
- Razvoj novih funkcionalnosti Smallworld GIS sustava,
- Uspostavu kontakt centra,
- Implementaciju *asset management* sustava,
- AutoDESK licence,
- ADOBE licence,
- Ostale potrebe.

Tablica 7.38 prikazuje planirana ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju. 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 implementacije *asset management* sustava. Planiranje ulaganja u licence i programsku podršku te implementaciju *asset managementa* za radoblje

2019.-2025. izuzetno je zahtjevno jer ovisi o organizacijskoj strukturi u HEP grupi i njenim promjenama koje mogu uvelike utjecati na planirane potrebe.

Tablica 7.38 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Multifunkcijski uređaji za mjerenje i geopozicioniranje elektroenergetskih objekata s pripadnom programskom podrškom	1.000.000	1.000.000	500.000	2.500.000	40.000.000	50.000.000
2	Jedinstveni kontakt centar	3.500.000	2.500.000	0	6.000.000		
3	Ostale potrebe (licence, programska podrška poslovanju i dr.)	500.000	500.000	500.000	1.500.000		
	Ukupno	5.000.000	4.000.000	1.000.000	10.000.000	40.000.000	50.000.000

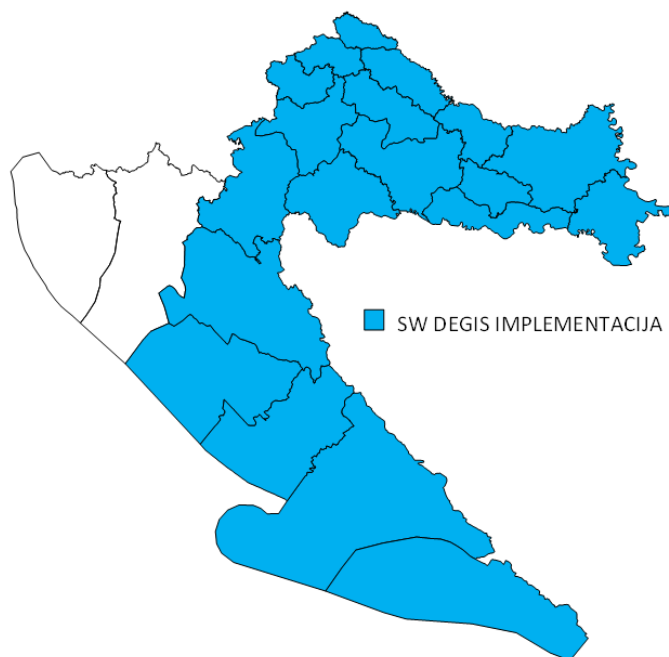
GIS sustav

Geografski informacijski sustav (GIS) koji se koristi u HEP ODS-u je sustav temeljen na General Electric Smallworld Core Spatial. Baze GIS sustava su centralno mjesto za prikupljanje podataka o elektroenergetskim sustavima HEP ODS-a.

Slika 7.9 u nastavku prikazuje stanje implementacije GIS-a po distribucijskim područjima.

Prebacivanjem podataka iz GIS sustava koji koriste Elektroprimorje Rijeka i Elektroistra Pula početkom 2016. godine bit će završena prva faza implementacije GIS-a u HEP ODS-u. Po završetku ove faze bit će uneseni svi podaci o VN i SN mreži.

U narednom će se razdoblju raditi na unosu podataka o NN mreži te na daljnjem razvoju GIS funkcionalnosti.



Slika 7.9 Stanje implementacije General Electric Smallworld GIS-a u 2015. godini

Kontakt centar

Cilj uspostave jedinstvenog kontakt centra (u daljnjem tekstu JKC) je, kroz usmjerenu komunikaciju i individualni pristup, svakom korisniku omogućiti neposredni kontakt s HEP ODS-om, dostupnost općih i posebnih informacija, podnošenje zahtjeva, prijava, prijedloga i pritužbi te praćenje statusa rješavanja istih.

Centralizacijom kontakata, informacija i predmeta uz mogućnost odabira najpovoljnijeg komunikacijskog kanala (telefon, elektronička pošta, telefaks, pošta i sl.) i podrške agenata, povećat će se kontrola procesa komunikacije s korisnicima sustava, efikasnost u rješavanju njihovih zahtjeva, riješiti probleme šumova u procesima i komunikaciji, poboljšati povezanost između poslovnih funkcija HEP ODS-a te omogućiti evidenciju usluga (poziva, predmeta i sl.).

JKC će biti moderan kontakt centar, temeljen na naprednim tehnologijama, fleksibilnim aplikacijskim rješenjima i visoko pouzdanoj infrastrukturi. Uz integriranost različitih komunikacijskih kanala cilj je postići integriranost poslovnih procesa, procesa obrade kontakata, hardversko/softverske platforme tehnološkog rješenja te integriranost rješenja u postojeći informacijski sustav HEP ODS-a.

Primjenom IP tehnologije omogućit će se integracija „call“ centra, info centra, reklamacijskog centra i poslovanja ureda (pismo, telefaks, elektronička pošta...) u jedinstven sustav.

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 zračnim vodovima, za rad pod naponom, alati za montažu KB završetaka, spojnice, 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) Strojewa: 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 nabave za razdoblje iza trogodišnjeg plana biti će revidirani s obzirom na smjer razvoja poslovnih procesa, zadržavanje opsega aktivnosti uz povećanje učinkovitosti poslovanja, reorganizaciju timova i moderni 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 i brzim utvrđivanjem uzroka i lokacije kvara koja će biti provedena u najkraćem mogućem vremenu planiranog ili neplaniranog zastoja.

Ulaganja u složenije ispitne i mjerne uređaje za potrebe revizijskih, dijagnostičkih i servisnih ispitivanja mogu se grupirati kako slijedi:

- a) Višefunkcijski ispitni i mjerni uređaji za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme SN postrojenja,
- b) Kompleti 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, poslužuju 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.). Analiza stanja i raspoloživosti uređaja pokazuje da su Timovi dobro opremljeni i sukladno tome planiraju se manja ulaganja u popunu opreme. Dugoročna strategija ulaganja u višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje ovisi i o reorganizaciji Timova sa 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 KB mreži i ispitivanje prije puštanja u pogon novopoloženih kabela. Značaj mjernih vozila se povećava sa povećanjem udjela KB mreže, ali i sa zahtjevima na skraćivanje vremena lociranja i popravka kvara u KB 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 sukladno 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 dva ciklusa nabave kompleta opreme za VN mjerenje i ispitivanje: 7 mjernih vozila procijenjene ukupne vrijednosti 18 mil kn i 5 mjernih vozila procijenjene ukupne vrijednosti 15 mil kn.

Tablica 7.39 u nastavku prikazuje planiranu strukturu ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u narednom razdoblju.

Tablica 7.39 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u narednom desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2016.	2017.	2018.	Ukupno 2016. -2018.	2019. - 2025.	Ukupno 10G 2016. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Mjerna vozila	5.000.000	4.700.000	8.300.000	18.000.000	15.000.000	33.000.000
2	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	5.000.000	3.300.000	3.300.000	11.600.000	21.000.000	32.600.000
	Ukupno	10.000.000	8.000.000	11.600.000	29.600.000	36.000.000	65.600.000

7.7. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje

Sukladno 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 2016. godini procijenjena su na 350 mil kn. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u 2016. godini prikazana je u Tablici 7.40 Ulaganja u niskonaponsku (45%) i 10(20) kV mrežu (49%) čine 94% planiranih ulaganja.

Tablica 7.40 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2016. godini

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2016. godini (kn)
1	2	3
1	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.535.000
2	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	19.002.000
3	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	169.760.000
4	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	158.703.000
	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. Obzirom na trenutno stanje i trendove, za cijelo naredno desetogodišnje razdoblje predviđena su u razini 350 mil kn godišnje.

Za 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 kom
	Rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica	54 kom
– 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



8. Financijsko planiranje

8. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2016.-2018.) desetogodišnjeg (2016.-2025.) plana razvoja distribucijske mreže na cijene naknade za mrežu distribucije sukladno Metodologiji za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije, izrađena su planska financijska izvješća po godinama (2016.-2018.) godine koja uključuju:

- A. Planski račun dobiti i gubitka
- B. Bilanca
- C. Izvještaj o novčanom tijeku

Temeljem planskih financijskih izvješća izračunati su potrebni izvori financiranja plana investicija za razdoblje od 2016. do 2018. 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 2016. do 2018. godine. Navedena izvješća izrađena su temeljem sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 22/13, 102/15),
- Zakona o energiji (NN120/12, 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),
- Predviđenih mjera za smanjenje troškova poslovanja i povećanje efikasnosti poslovanja (Programa restrukturiranja i Programa rada HEP ODS-a za razdoblje 2012. – 2016. godine),
- Važećeg Ugovora između HEP-a d.d. i HEP ODS-a o kupoprodaji električne energije za krajnje kupce u okviru univerzalne usluge i zajamčene opskrbe,
- Važećih prodajnih cijena električne energije.
- Procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu temeljem ostvarenja za razdoblje siječanj – kolovoz 2015. i procjene ostvarenja za razdoblje rujanj – prosinac 2015. godine,
- Važećeg Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP-a d.d.,
- Broja zaposlenih na dan 31. kolovoz 2015. godine,
- Procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2015. godinu,
- Analize ostvarenja prethodnih razdoblja,
- Procjene utjecaja makroekonomskog okruženja,
- Ostalih vanjskih utjecaja za buduće razdoblje,
- Prijeloga planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2016.-2018.) desetogodišnjeg (2016.-2025.) plana razvoja distribucijske mreže.

A. Planski račun dobiti i gubitka za razdoblje od 2016. do 2018. godine izrađen je temeljem dodatnih pretpostavki:

- Prihod od naknade za mrežu distribucije izračunat je temeljem Odluke Vlade RH o visini tarifnih stavki u tarifnom sustavu za distribuciju električne energije (NN 49/2012),
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja izračunat je prema postojećem broju zaposlenih na dan 31.8.2015. godine, očekivanom broju zaposlenih koji odlaze u starosnu mirovinu, smanjenju

broja zaposlenih temeljem restrukturiranja u 2015. godini, odobrenom planu zapošljavanja i smjernicama Uprave HEP-a d.d.,

- Financijski rashodi izračunati su temeljem 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 2016. do 2018. godine izrađena je temeljem sljedećih pretpostavki:

- Procijenjeno povećanje dugotrajne materijalne imovine izračunato je temeljem planiranih iznosa investicija od 2016. do 2018. godine te predviđene dokapitalizacije imovine za objekte preuzete od HAC-a,
- 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 (2016.-2018.) desetogodišnjeg (2016.-2025.) 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,
- Isplata dividende iz zadržane dobiti od strane matičnog društva HEP-a d.d.,
- Nova dugoročna zaduženja.

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 sukladno Metodologiji 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 tri varijante PPTK (prosječni ponderirani trošak kapitala) od 5%, 6,32% i 7%. Primjenom Metodologije utvrđeno je da su važeće tarifne stavke dostatne za financiranje planova investicija za razdoblje od 2016. do 2018. godine uz sve tri primijenjene stope PPTK.



9. Zaključak

9. Zaključak

Zakonom o tržištu električne energije (ZoTEE, NN 22/13) 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 objaviti, uz prethodnu suglasnost Regulatorne agencije, desetogodišnji i trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže i plan investicija, Članak 40., točka 17., 18. i 19.

U 2015. godini donesene su izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije (NN 102/15) kojima je, između ostaloga, izmijenjen Članak 40. Zakona o tržištu električne energije. Ovime je izmijenjena obaveza izrade i objave zasebnih planskih dokumenata: desetogodišnjeg i trogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže te godišnjeg plana investicija. Sukladno izmjenama i dopunama ZoTEE, operator distribucijskog sustava dužan je donijeti i na primjeren način javno objaviti, uz prethodnu suglasnost Hrvatske energetske regulatorne agencije, desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže s detaljno iskazanim investicijama u sljedećem trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju.

Ovaj Desetogodišnji (2015.-2016.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

- Utjecaj okruženja (neizvjesnost gospodarskih gibanja, implementaciju Napredne mreže s porastom priključenja distribuiranih izvora i mjerama energetske učinkovitosti te promjene zakonske regulative),
- 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.

Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2016.-2025. 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.

Važno je napomenuti da ova ulaganja ne uključuju potrebna ulaganja u AMI, koja će biti sagledana u idućim planskim dokumentima, nakon izrade provedbenog plana naprednog mjerenja.

U razdoblju 2016.-2025. planirana su ulaganja u razini 6.516.031.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2016.-2018. 2.013.432.000 kn, prosječno 671,1 mil kn godišnje,
- 2019.-2025. 4.502.599.000 kn, prosječno 642,2 mil kn godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2016.-2018.) planirana ulaganja vrijednosti 2.031.432.000 kn raspodijeljena su:

- | | |
|---------|-----------------|
| – 2016. | 609.830.000 kn, |
| – 2017. | 701.779.000 kn, |
| – 2018. | 701.823.000 kn. |

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- | | |
|--|-----|
| – Ulaganja u energetske objekte | 76% |
| - 110 i 35 kV objekti | 26% |
| - 10 i 20 kV objekti | 36% |
| - Niskonaponski objekti | 14% |
| – Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj | 13% |
| – Ulaganja u poslovnu infrastrukturu | 11% |

Povrh navedenih ulaganja, u narednom desetogodišnjem razdoblju predviđaju se ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u razini od 350 mil kn godišnje. Ta ulaganja ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama, stoga je izuzetno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti.

U narednom desetogodišnjem razdoblju, pogotovo uzevši u obzir u elektroenergetske uvjete i priključenje, težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

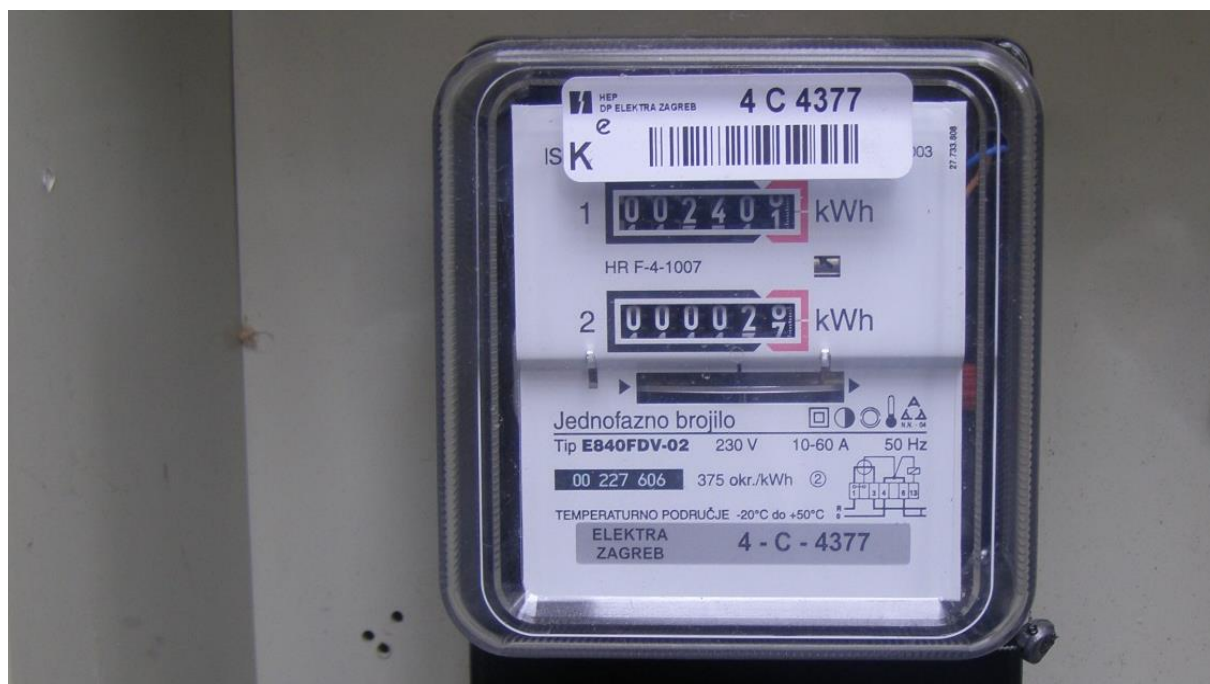
- Pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju,
- Poboljšanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV,
- Spremnost mreže za prihvrat distribuirane proizvodnje,
- Smanjenje gubitaka,
- Smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN,
- Oslobođanje koridora 35 kV vodova.

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.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja, potrebno je naglasiti da:

- Složenost okruženja i planskog razdoblja,
- Složenost distribucijske mreže po strukturi, lokaciji, broju postrojenja i vodova,
- Poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja kao i
- Problemi povezani s pripremom i duljinom izgradnje,

mogu utjecati na stvarnu 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] Program rada HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. za razdoblje 2012.-2016. godine, HEP ODS, 2012.
- [6] Zakon o energiji, Narodne novine 120/12
- [7] Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine, knjiga 4 Distribucijska mreža, (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, 1998.
- [8] Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata u Republici Hrvatskoj od 2001. do 2020. godine (Master plan), Energetski institut Hrvoje Požar, 2001.
- [9] Trogodišnji plan razvoja i izgradnje distribucijske mreže 2012.-2014., HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., 2012.
- [10] Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2023., HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o., 2013.
- [11] Trogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2016., HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o., 2014.
- [12] Desetogodišnji (2015.-2024.) i trogodišnji (2015.-2017.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, 2015.
- [13] Razvoj distribucijske mreže pogona Dugo Selo i pogona Sv. Ivan Zelina Elektro Zagreb u razdoblju 2011. – 2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [14] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektro Zagreb u razdoblju 2011. – 2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [15] Razvoj distribucijske mreže Elektro Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [16] Razvitak elektroenergetske razdjelne mreže na području HEP DP Elektro Zabok u razdoblju 2000. do 2030.g., Energetski institut Hrvoje Požar, 2002.
- [17] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [18] Razvoj distribucijske mreže Elektro Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
- [19] Razvoj distribucijske mreže Elektro Bjelovar u razdoblju 2013—2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [20] 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.
- [21] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
- [22] Razvoj distribucijske mreže Elektro Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
- [23] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
- [24] 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.
- [25] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.
- [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] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
- [33] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2015.-2017., dostupno na <http://www.vlada.hr>
- [34] 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
- [35] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, ZRED, Narodne novine 120/12, 2012.
- [36] Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 85/15, 2015.
- [37] Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja, Institut za elektroprivredu i energetiku, 1993.
- [38] Godišnje izvješće 2005., HEP – Operator distribucijskog sustava, 2006.
- [39] Godišnje izvješće o praćenju gubitaka u distribucijskoj mreži i godišnjoj analizi gubitaka, kao i planiranju gubitaka radi nabave za 2014. godinu, HEP ODS, 2015.
- [40] Planiranje razdjelnih mreža, H. Nagel, 1999.
- [41] Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije, HEP ODS, 2009.
- [42] Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [43] Politika upravljanja okolišem, HEP ODS, 2015.



11. Prilozi

11.1. Pregled ulaganja u 110 kV objekte	160
11.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	160
11.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio	162
11.2. Ulaganja u 35(30) kV objekte	163
11.2.1. Izgradnja novih TS 35/x kV	163
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV	163
11.2.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV.....	164
11.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV	164
11.3. Pregled obilježja distribucijskih područja	165
1. Elektra Zagreb	165
2. Elektra Zabok.....	169
3. Elektra Varaždin	171
4. Elektra Čakovec.....	173
5. Elektra Koprivnica.....	175
6. Elektra Bjelovar.....	177
7. Elektra Križ.....	179
8. Elektroslavonija Osijek.....	181
9. Elektra Vinkovci	185
10. Elektra Slavonski Brod.....	187
11. Elektroistra Pula.....	190

12.	Elektroprimorje Rijeka.....	194
13.	Elektrodalmacija Split	198
14.	Elektra Zadar	203
15.	Elektra Šibenik.....	206
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	209
17.	Elektra Karlovac.....	212
18.	Elektra Sisak	215
19.	Elektrolika Gospić	218
20.	Elektra Virovitica	220
21.	Elektra Požega	222
11.4.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2016.-2025.....	224

11.1. Pregled ulaganja u 110 kV objekte

11.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2015. (kn)	Planirana ulaganja u 2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Ukupno ulaganje 2016 - 2018. (kn)	Planirano ulaganje 2019 -2025. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2016 - 2025. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km / MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2016-2025																	
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																
1.1.	IZGRADNJA NOVIH TS 110/X - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS					726.915.987	159.116.987	23.849.000	44.000.000	64.450.000	132.299.000	382.500.000	514.799.000				
1.		110	TS 110/10(20) kV SESVETE - DIO HOPS														
		110	TS 110/10(20) kV SESVETE - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV SESVETE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2011	2016									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
		10(20)	TS 110/10(20) kV SESVETE - KB 10(20) kV RASPLET	2015	2018									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,5
2.			TS 110/10(20) kV SRĐ - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV SRĐ - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV SRĐ - DISTRIBUCIJSKI DIO	2007	2016									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
		10(20)	TS 110/10(20) kV SRĐ - KB 10(20) kV RASPLET	2013	2016									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	7,5
3.			TS 110/10(20) kV MEDULIN - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV MEDULIN - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV MEDULIN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2013	2018									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV MEDULIN - KB 10(20) kV RASPLET	2018	2021									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	4,0
4.			TS 110/10(20) kV ZAMET - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV ZAMET - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV ZAMET - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2019									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
		10(20)	TS 110/10(20) kV ZAMET - KB 10(20) kV RASPLET	2018	2021									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	4,0
5.			TS 110/30(20) kV KAPELA - DIO HOPS														
			TS 110/30(20) kV KAPELA - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/30(20)	TS 110/30(20) kV KAPELA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2019									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x20
		10(20)	TS 110/30(20) kV KAPELA - KB 10(20) kV RASPLET	2018	2021									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	6,0
6.			TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV CVJETNO NASELJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2019									TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
		10(20)	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2022									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
7.			TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DIO HOPS														
			TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/30(20)/10(20)	TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona, Starost opreme	2x8 (2x20)
		10(20)	TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2022									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
8.			TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2020									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2022									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	6,0

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2015. (kn)	Planirana ulaganja u 2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Ukupno ulaganje 2016 - 2018. (kn)	Planirano ulaganje 2019 -2025. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2016 - 2025. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km / MW)
9.			TS 110/10(20) kV TTTS - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV TTTS - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV TTTS - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2020									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priklučenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV TTTS - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
10.			TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV POLIČNIK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2020									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priklučenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - KB 10(20) kV RASPLET	2019	2021									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	6,0
11.			TS 110/10(20) kV VODICE - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV VODICE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2021									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV VODICE - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2022									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	6,0
12.			TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 (SUČURAC) - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 (SUČURAC) - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV KAŠTELA 2 (SUČURAC) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2019	2022									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV KAŠTELA 2 (SUČURAC) - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2023									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
13.			TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2020	2023									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
		10(20)	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2024									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
14.			TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV PODI (II ETAPA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025									TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA)- KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
15.			TS 110/10(20) kV KORČULA (var. ZAMOŠĆE) - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV KORČULA (var. ZAMOŠĆE) - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/35/10(20)	TS 110/10(20) kV KORČULA (var. ZAMOŠĆE) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV KORČULA (var. ZAMOŠĆE) - KB 10(20) kV RASPLET	2024	2026									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
16.			TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV RAŽINE - TLM - DISTRIBUCIJSKI DIO *	2025	2027									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - KB 10(20) kV RASPLET *	2026	2028									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
17.			TS 110/10(20) kV SISAČ 2 (var. RAFINERIJA, PRAČNO) - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV SISAČ 2 (var. RAFINERIJA, PRAČNO) - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	TS 110/10(20)kV SISAČ 2 (var. RAFINERIJA, PRAČNO) - DISTRIBUCIJSKI D	2025	2027									TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
		10(20)	TS 110/10(20) kV SISAČ 2 (var. RAFINERIJA, PRAČNO)- KB 10(20) kV RASP	2026	2028									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
18.			TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DIO HOPS														
			TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV														
		110/10(20)	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)	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET *	2027	2029									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0

* napomena: Investicijske aktivnosti HOPS planirane su za početak iza planskog razdoblja, nakon 2025.

11.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2015. (kn)	Planirana ulaganja u 2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Ukupno ulaganje 2016 - 2018. (kn)	Planirano ulaganje 2019 -2025. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2016 - 2025. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km / MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2016-2025																	
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																
1.2.	TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO					549.875.000	55.845.000	58.350.000	63.370.000	53.310.000	175.030.000	319.000.000	494.030.000				
1		110/10(20)	TS 110/10(20) KV IMOTSKI - DISTRIBUCIJSKI DIO	2012	2016									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	2x20
2		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV BLATO - DISTRIBUCIJSKI DIO	2012	2016									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
3		110/10(20)	TR 110/10(20) KV POJAČANJE TRANSFORMACIJE ELEKTRE ZAGREB	2013	2017									TR	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	6x40
4		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV NEDELJANEC - DISTRIBUCIJSKI DIO	2014	2017									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x40
5		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV VALPOVO 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2014	2016									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x22 + 2x8
6		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV STRAŽA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
7		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV BELI MANASTIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20 + 2x8
8		110/10(20)	TS 110/10(20) KV SUČIDAR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	2x40
9		110/35	TS 110/35 KV VIROVITICA 1 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
10		110/35	TS 110/35 KV MEĐURİČ - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	40 + 31,5
11		110/35	TS 110/35 KV PRAČNO - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
12		110/35	TS 110/35 KV POKUPJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
13		110/35	TS 110/35 KV SINJ - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
14		110/35	TS 110/35 KV METERIZE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
15		110/35	TS 110/35 KV ZADAR 1 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	63 + 40
16		110/35	TS 110/35 KV VIRJE- DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
17		110/10(20)	TS 110/35/10(20) KV MAKARSKA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	40 + 2x20
18		110/10(20)	TS 110/10(20) KV OSIJEK 3 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2019									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	3x40
19		110/10(20)	TS 110/10(20) KV RAB - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
20		110/10(20)	TS 110/10(20)KV KUTINA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2020									TS	Rekonstrukcija	Ostalo	1x20
21		110/10(20)	OSTALA ULAGANJA U REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE U TS 110/X	2019	2025									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme, Ostalo	

11.2. Ulaganja u 35(30) kV objekte

11.2.1. Izgradnja novih TS 35/x kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2015. (kn)	Planirana ulaganja u 2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Ukupno ulaganje 2016 - 2018. (kn)	Planirano ulaganje 2019 -2025. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2016 - 2025. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km / MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2016-2025																
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE															
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA				49.500.000	5.196.000	12.304.000	1.000.000	1.000.000	14.304.000	32.500.000	46.804.000				
1	35/10(20)	TS 35/10(20) kV HRVACE	2012	2016									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x8
2	35/10(20)	TS 35/10(20) kV BROAD 4	2015	2016									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x8
3	35/10(20)	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2017	2022									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x8
4	35/10(20)	KAPITALNA ULAGANJA U NOVE TS 35/10(20) kV 2019 - 2025.	2019	2025									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	

11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2015. (kn)	Planirana ulaganja u 2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Ukupno ulaganje 2016 - 2018. (kn)	Planirano ulaganje 2019 -2025. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2016 - 2025. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km / MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2016-2025																
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE															
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE				114.000.000	3.055.000	37.122.000	47.990.000	45.140.000	130.252.000	347.500.000	477.752.000				
1	35/10(20)	TS 35/10(20) kV BILUČA	2014	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4
2	35/10(20)	TS 35/10(20) kV VOČIN	2014	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
3	35/10(20)	TS 35/10(20) kV ZLATAR BISTRICA	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
4	35/10(20)	TS 35/10(20) kV KOPRIVNICA 1	2016	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
5	35/10(20)	TS 35/10(20) kV TKALEC	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
6	35/10(20)	TS 35/10(20) kV BUDIMCI	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
7	35/10(20)	TS 35/10(20) kV ŽUPANJA 1	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
8	35/10(20)	TS 35/10(20) kV BABINA GREDA	2016	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
9	35/10(20)	TS 35/10(20) kV VARAŽDIN 1	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
10	35/10(20)	TS 35/10(20) kV TUŠMER	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
11	35/10(20)	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
12	35/10(20)	TS 35/10(20) kV LEGRAD	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
13	35/10(20)	TS 35/10(20) kV MIKANOVC	2018	2020									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
14	35/10(20)	TS 35/10(20) kV OREHOVEC	2018	2020									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8
15	35/10(20)	OSTALA ULAGANJA U ZAMJENE, REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 35/X kV	2019	2025									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Starost opreme, Loše stanje opreme	

11.2.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2015. (kn)	Planirana ulaganja u 2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Ukupno ulaganje 2016 - 2018. (kn)	Planirano ulaganje 2019 -2025. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2016 - 2025. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km / MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2016-2025																
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE															
2.3.	DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA				60.082.250	11.723.000	14.166.000	5.599.000	16.766.000	36.531.000	28.492.000	65.023.000				
1	35	KB 35 kV TS DUGI OTOK - TS SALI	2014	2016									KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	16,7
2	30	KB 30 kV TS DUGO SELO - TS BOŽJAKOVINA - TS VRBOVEC	2015	2016									KB	Novi objekt	Preopterećenje elemenata mreže,	5,3
3	35	KB 35 kV POŽEGA I - POŽEGA II, POŽEGA I - PLETERNICA, POŽEGA II - FEROVAC	2015	2016									KB	Novi objekt	Starost opreme	7,9
4	35	KB 35 kV BEDEKOVČINA - ZLATAR BISTRICA	2017	2017									KB	Novi objekt	Starost opreme	2,8
5	35	KB 35 kV DELNICE - GEROVO	2017	2018									KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	22,0
6	35	KB 35 kV POŽEGA I - POŽEGA ZAPAD	2018	2018									KB	Novi objekt	Preopterećenje elemenata mreže,	5,1
7	35	KAPITALNA ULAGANJA U IZGRADNJU NOVIH DV/KB 35 kV 2019 -2025.	2019	2025									DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elemenata mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	71,0

11.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

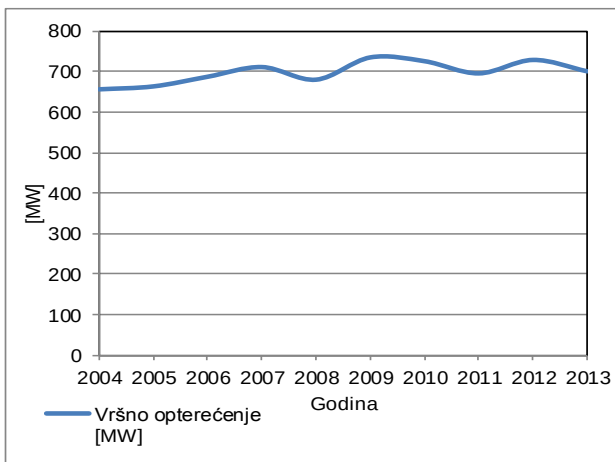
Red.br.	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2015. (kn)	Planirana ulaganja u 2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Ukupno ulaganje 2016 - 2018. (kn)	Planirano ulaganje 2019 -2025. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2016 - 2025. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km / MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2016-2025																
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE															
2.4.	DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE				112.135.500	1.400.000	7.620.000	17.710.000	4.713.000	30.043.000	85.423.000	115.466.000				
1	35	DV 35 kV TS OGULIN - TS JASENAK (I i II FAZA)	2012	2016									DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	7,3
2	35	DV 35 kV TS PIJAVIČINO - TS ZAMOŠĆE	2014	2017									DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	19,5
3	30	KB 30 kV MAJSTORA RADONJE - SREDNJACI	2016	2016									KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	5,3
4	35	DV 35 kV TS KRK - KK MIRNA, TS MERAG - TS CRES	2016	2017									DV	Revitalizacija	Preopterećenje elemenata mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	13,2
5	35	KB 35 kV VINKOVCI 5 - VINKOVCI 3 - VINKOVCI 1	2017	2019									KB	Revitalizacija	Starost opreme	8,8
6	35	DV 35 kV TS 110 PODVINJE - TS 35 B. BRDO	2017	2018									DV	Revitalizacija	Sigurnost opskrbe (n-1)	2,1
7	35	PKB 35 kV PODGORA - HVAR	2017	2017									KB	Revitalizacija	Starost opreme	12,4
8	35	OSTALA ULAGANJA U ZAMJENE, REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE DV I KB 35/X kV	2019	2025									DV, KB	Revitalizacija, Rekonstrukcija	Preopterećenje elemenata mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	552,9

11.3. Pregled obilježja distribucijskih područja

1. Elektra Zagreb

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	621,00		
2004	658,00	2004/2003	5,96%
2005	665,00	2005/2004	1,06%
2006	688,00	2006/2005	3,46%
2007	711,00	2007/2006	3,34%
2008	681,00	2008/2007	-4,22%
2009	734,00	2009/2008	7,78%
2010	725,00	2010/2009	-1,23%
2011	696,00	2011/2010	-4,00%
2012	728,00	2012/2011	4,60%
2013	700,97	2013/2012	-3,71%

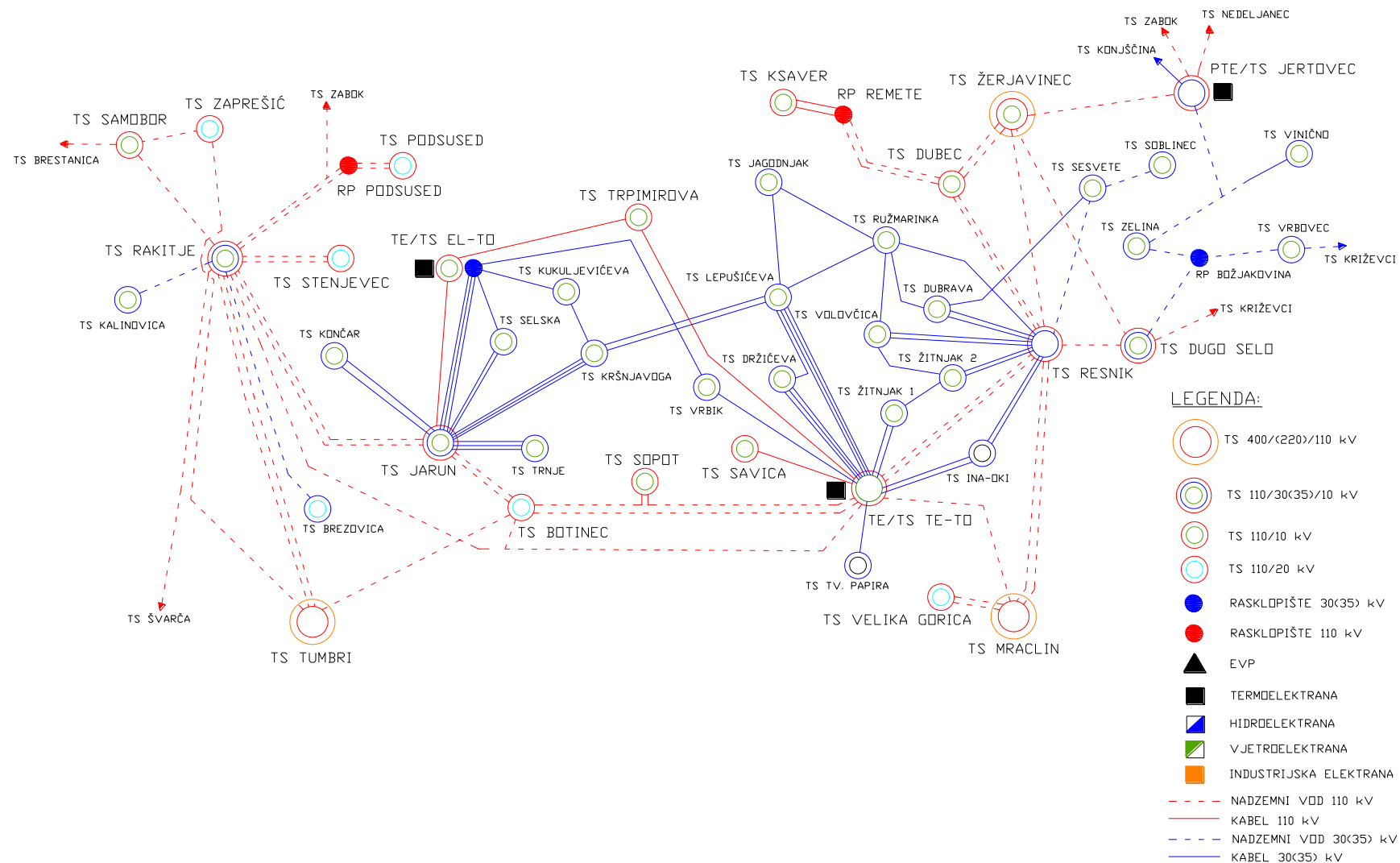


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

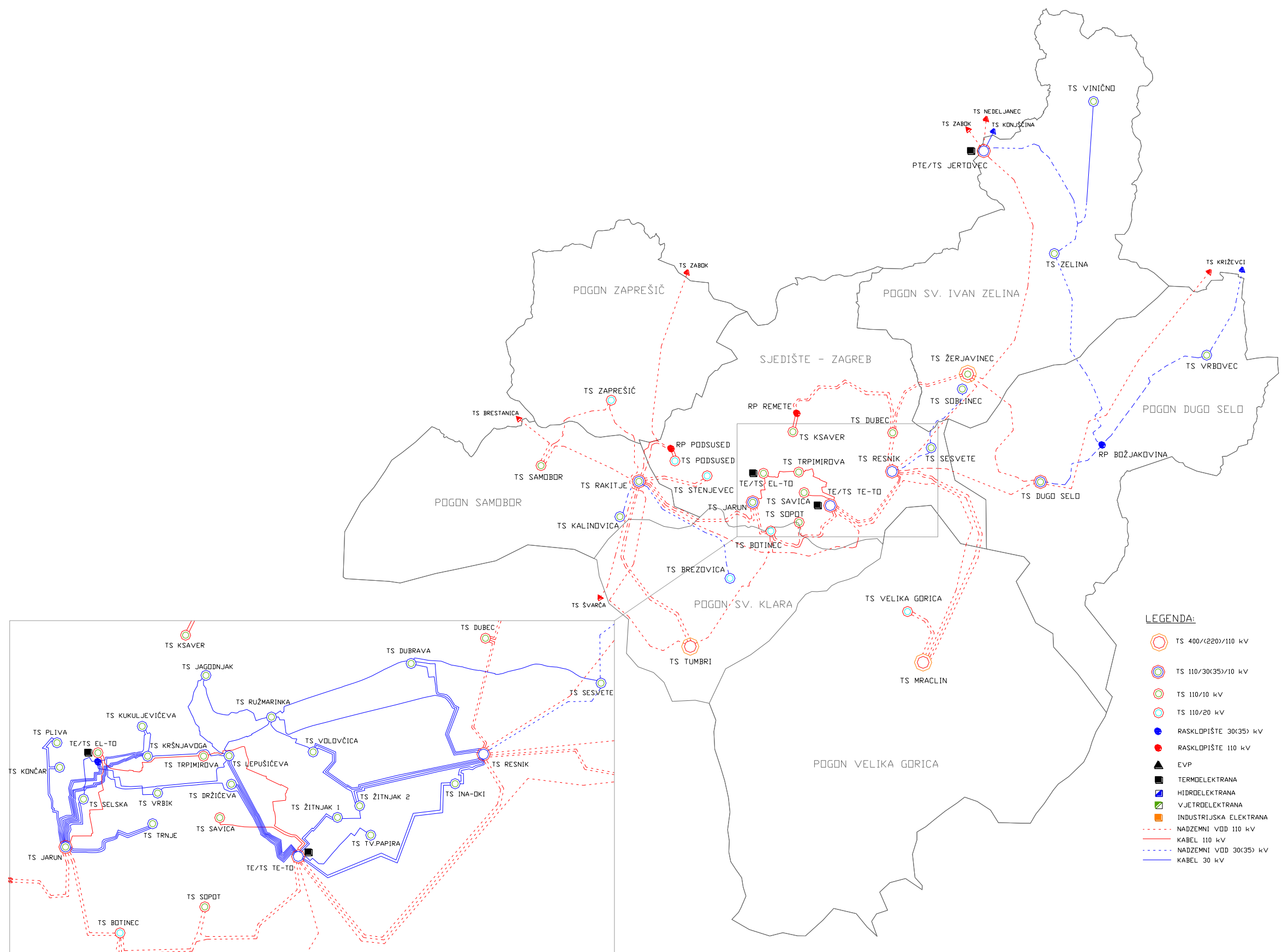
13%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35(30)/10(20) kV							
4 TS 9 EL-TO	80	47,17	59	42,94	54	-4,23	-5
4 TS13 SAVICA	80	33,00	41	31,68	40	-1,32	-2
4 TS 17 PODSUSED	80	40,13	50	31,86	40	-8,27	-10
4 TS 19 JARUN	160	95,47	60	80,48	50	-14,99	-9
4 TS 21 STENJEVEC	80	51,61	65	51,22	64	-0,39	0
4 TS 22 KSAVER	80	47,26	59	45,94	57	-1,32	-2
4 TS 23 BOTINEC	126	51,48	41	46,73	37	-4,75	-4
4 TS 24 DUBEC	80	59,66	75	55,97	70	-3,69	-5
4 TS 25 TRPIMIROVA	80	57,02	71	46,11	58	-10,91	-14
4 TS 26 VELIKA GORICA	100	36,44	36	36,17	36	-0,27	0
4 TS 27 RAKITJE	60	30,71	51	17,15	29	-13,56	-23
4 TS 28 TE-TO	180	62,10	35	58,50	33	-3,60	-2
4 TS 29 SOPOT	80	38,02	48	36,43	46	-1,59	-2
4 TS 30 RESNIK	120	77,36	64	80,99	67	3,63	3
4 TS 33 ŽERJAVINEC	40	4,34	11	4,78	12	0,44	1
4 TS 1524 REMETE						0,00	
4 TS 101 ZAPREŠIČ	80	44,88	56	42,06	53	-2,82	
4 TS 102 SAMOBOR	40	22,57	56	20,59	51	-1,98	-5
4 TS 116 DUGO SELO	80	50,35	63	36,34	45	-14,01	-18
4 TS 117 JERTOVEC	20	23,43	117	20,20	101	-3,23	-16
TS 35(30)/10(20) kV							
3 TS 1 KRŠNJAVOGA	32	16,83	53	18,90	59	2,07	6
3 TS 2 LEPUŠIČEVA	32	15,82	49	18,74	59	2,92	9
3 TS 3 RUŽMARINKA	24	12,99	54	14,95	62	1,96	8
3 TS 4 VRBIK	16	11,76	73	11,19	70	-0,57	-4
3 TS 5 JAGODNJAK	8	0,00	0	0,00	0	0,00	0
3 TS 6 DRŽIČEVA	24	9,25	39	9,05	38	-0,20	-1
3 TS 7 KUKULJEVIČEVA	16	8,76	55	8,17	51	-0,59	-4
3 TS 8 SELSKA	24	16,40	68	15,46	64	-0,94	-4
3 TS 10 SESVETE	16	13,73	86	13,82	86	0,09	1
3 TS 11 ŽITNJAK 1	32	25,47	80	27,39	86	1,92	6
3 TS 12 ŽITNJAK 2	24	18,83	78	19,05	79	0,22	1
3 TS 14 DUBRAVA	32	19,52	61	21,91	68	2,39	7
3 TS 15 TRNJE	32	15,97	50	15,80	49	-0,17	-1
3 TS 18 VOLOVČICA	32	27,05	85	24,14	75	-2,91	-9
3 TS 32 BREZOVICA	8			4,11	51	4,11	51
3 TS 110 KALINOVICA	8	5,79	72			-5,79	-72
3 TS 114 SOBLINEC	16	6,80	43	4,77	30	-2,03	-13
3 TS 118 ZELINA	20,6	8,61	42	7,50	36	-1,11	-5
3 TS 119 VRBOVEC	32	11,68	37	11,10	35	-0,58	-2
3 TS 120 VINIČNO	6,86	1,64	24	1,70	25	0,06	1



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

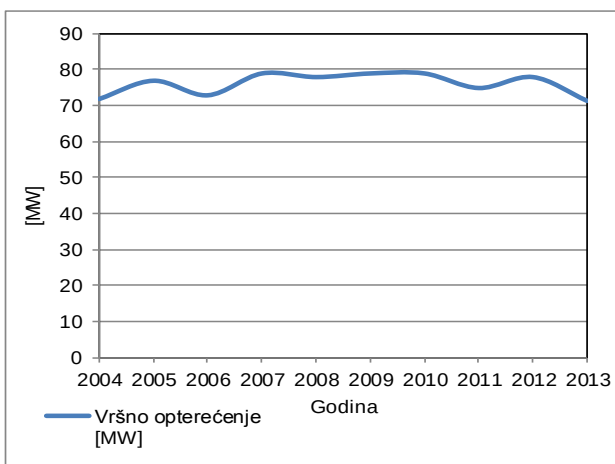


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

2. Elektra Zabok

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	70,00		
2004	72,00	2004/2003	2,86%
2005	77,00	2005/2004	6,94%
2006	73,00	2006/2005	-5,19%
2007	79,00	2007/2006	8,22%
2008	78,00	2008/2007	-1,27%
2009	79,00	2009/2008	1,28%
2010	79,00	2010/2009	0,00%
2011	75,00	2011/2010	-5,06%
2012	78,00	2012/2011	4,00%
2013	71,48	2012/2011	-8,36%



Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

2%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

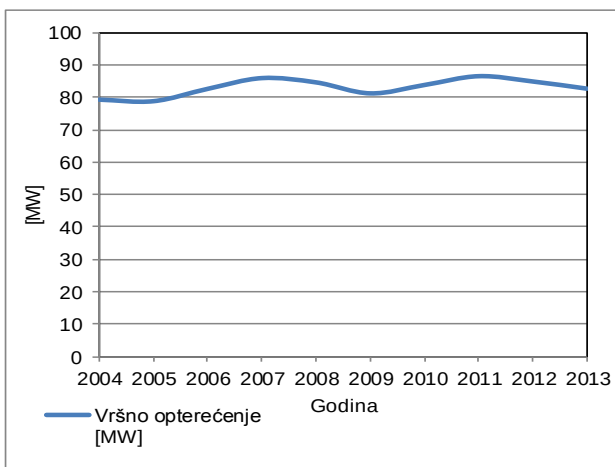
Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV JERTOVEC	10	13	130	11	110	-2	-20
TS 35/10 kV KONJŠČINA	16	5,7	42	4,8	30	-0,9	-6
TS 35/10 kV ZLATAR BISTRICA	16	7,9	49	7,1	44	-0,8	-5
TS 110/35/10 kV ZABOK	80	41,4	54	35	44	-6,4	-8
(Tr 35/10 kV)	42,6	9,5	22	10	23	0,5	1
TS 35/10 kV TUHELJ	16	8,4	53	8,2	51	-0,2	-1
TS 35/10 kV OROSLAVJE	16	7,3	46	7,7	48	0,4	3
TS 35/10 kV DONJA STUBICA	16	7	44	6	38	-1	-6
TS 35/10 kV BEDEKOVČINA	16	3,7	23	3,5	22	-0,2	-1
TS 110/35/10 kV STRAŽA	80	22,7	28	20,5	26	-2,2	-3
(Tr 35/10 kV)	26,6	9,9	37	8,8	33	-1,1	-4
TS 35/10 kV STRAŽA	16	9,2	58	7	44	-2,2	-14
TS 35/10 kV KRAPINA STRAHINJE	16	4,8	36	4,6	29	-0,2	-1
TS 35/10 kV PREGRADA	8	3,3	41	3,6	45	0,3	4
TS 110/20 kV KRAPINA BOBOVJE	40	10,8	27	10,2	26	-0,6	-2

* Instalirana snaga transformatora u TS 110/35 kV Jertovec je 20 MVA, a kapacitet se dijeli u jednakom omjeru (10 MVA) između Elektre Zagreb i Elektre Zabok.

3. Elektra Varaždin

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	75,14		
2004	79,15	2004/2003	5,34%
2005	78,65	2005/2004	-0,63%
2006	82,65	2006/2005	5,09%
2007	86,13	2007/2006	4,21%
2008	84,74	2008/2007	-1,61%
2009	81,18	2009/2008	-4,20%
2010	83,90	2010/2009	3,35%
2011	86,75	2011/2010	3,40%
2012	85,03	2012/2011	-1,98%
2013	82,70	2013/2012	-2,74%

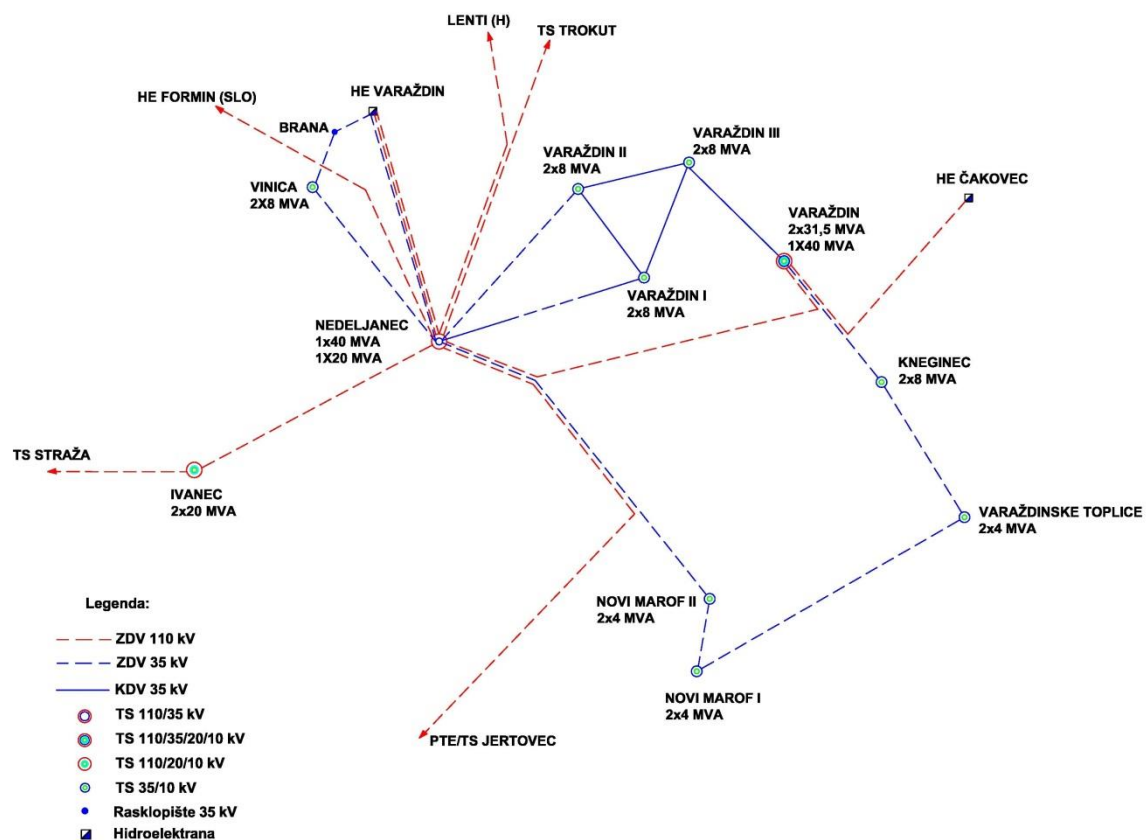


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

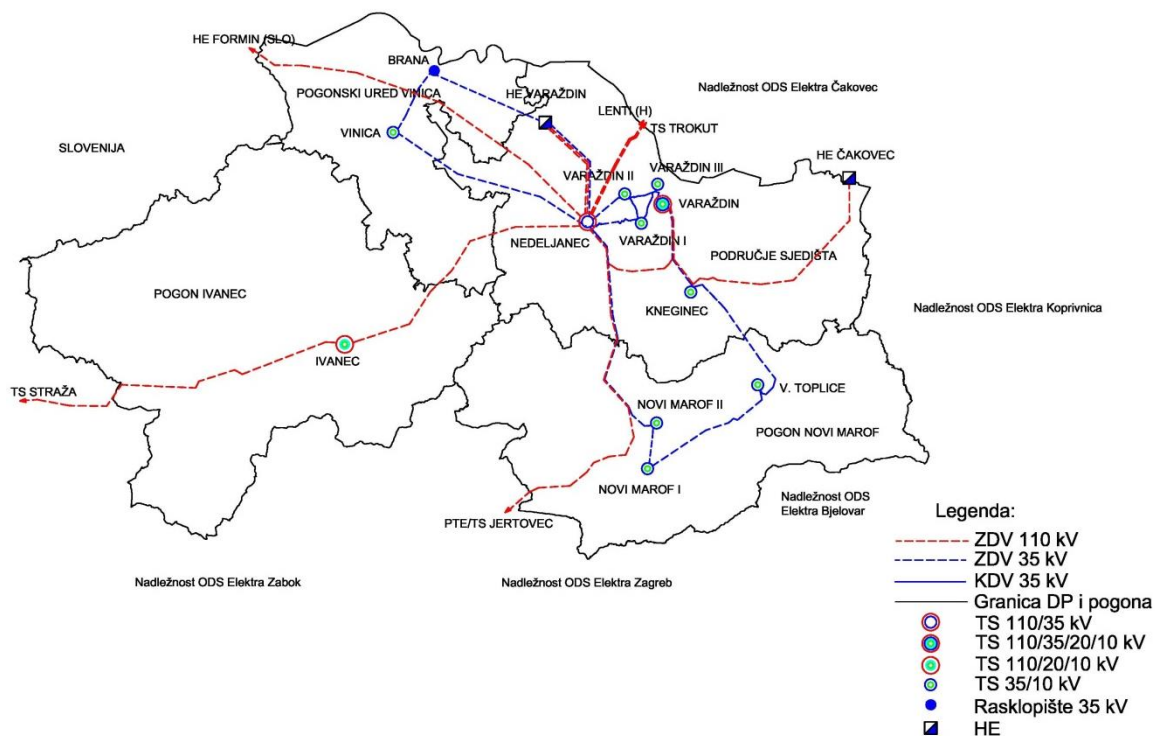
10%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35/20/10 kV VARAŽDIN	103	61,5	60	56,31	54,66990291	-5,19	-5
TS 35/10 kV VARAŽDIN 1	16	5,3	33	4,72	29,5	-0,58	-4
TS 35/10 kV VARAŽDIN 2	16	12,8	80	12,29	76,8125	-0,51	-3
TS 35/10 kV VARAŽDIN 3	16	4,2	26	3,89	24,3125	-0,31	-2
TS 35/10 kV KNEGINEC	16	7,9	49	7,8	48,75	-0,1	-1
TS 35/10 kV VARAŽDINSKE TOPLICE	8	3,7	46	4,5	56,25	0,8	10
TS 110/35/10 kV NEDELJANEC	60	41,2	69	37,53	62,55	-3,67	-6
TS 35/10 kV NOVI MAROF 1	8	6,8	85	6,06	75,75	-0,74	-9
TS 35/10 kV NOVI MAROF 2	8	5	63	7,41	92,625	2,41	30
TS 35/10 kV VINICA	16	8,8	55	9,77	61,0625	0,97	6
RP 35 kV HE VARAŽDIN	1	0,5	50	0,5	50	0	0
RP 35 kV Brane HE VARAŽDIN	1	0,2	20	0,2	20	0	0
TS 110/20 kV IVANEC	40	25,8	65	12,9	32,25	-12,9	-32
TS 20/10 kV LEPOGLAVA	8	5,5	69	5,09	63,625	-0,41	-5



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

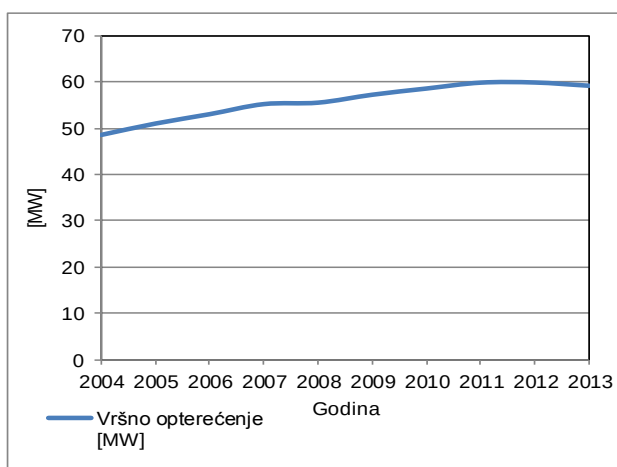


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

4. Elektra Čakovec

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	47,14		
2004	48,69	2004/2003	3,29%
2005	51,10	2005/2004	4,95%
2006	53,09	2006/2005	3,89%
2007	55,23	2007/2006	4,03%
2008	55,54	2008/2007	0,56%
2009	57,22	2009/2008	3,02%
2010	58,54	2010/2009	2,31%
2011	59,79	2011/2010	2,14%
2012	59,82	2012/2011	0,05%
2013	59,13	2012/2011	-1,15%

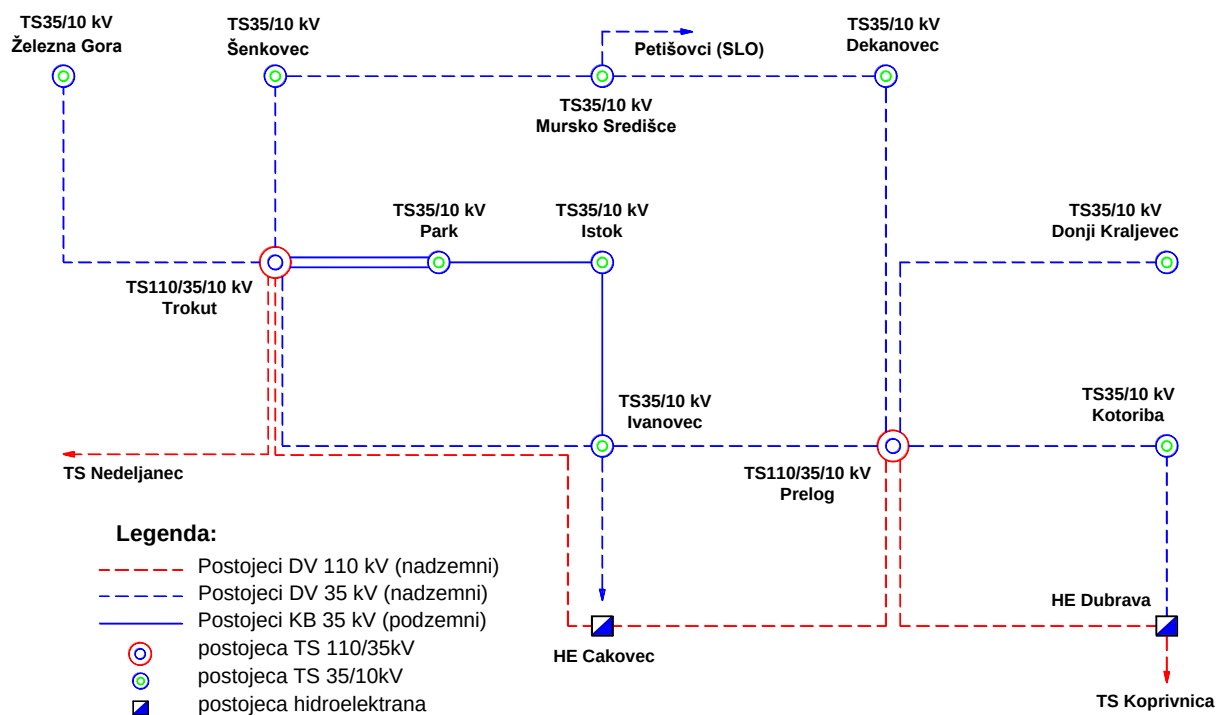


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

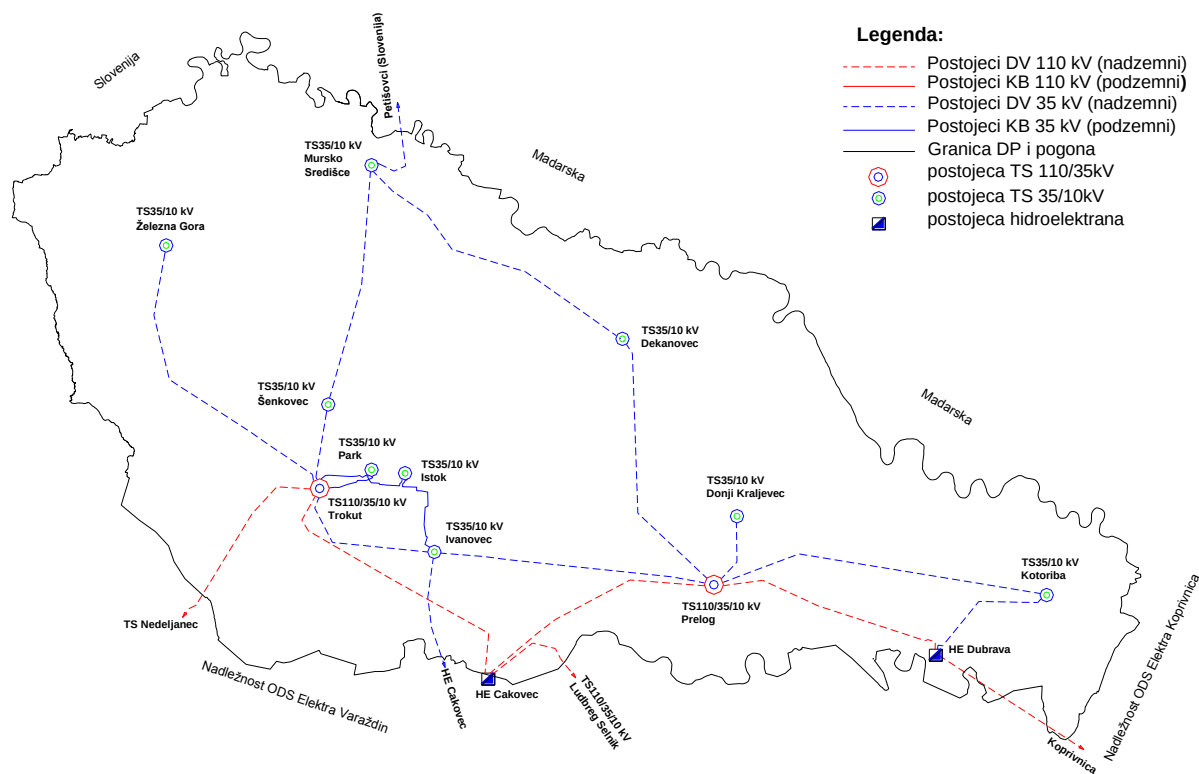
25%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV "TROKUT" ČAKOVEC	80	38,82	49	41,52	51,9	2,7	3
TS 35/10 kV TROKUT	16	10,96	69	8,76	54,8	-2,2	-14
TS 35/10 kV PARK	24	9,82	41	9,28	38,7	-0,54	-2
TS 35/10 kV ISTOK	16	7,39	46	6,49	40,6	-0,9	-6
TS 35/10 kV IVANOVEC	16	5,08	32	5,28	33,0	0,2	1
TS 35/10 ŠENKOVEC	16	5,57	35	4,9	30,6	-0,67	-4
TS 110/35 kV PRELOG	42,5	20,31	48	17,61	41,4	-2,7	-6
TS 35/10 kV PRELOG	16	8,29	52	8,76	54,8	0,47	3
TS 35/10 kV DONJI KRALJEVEC	8	3,02	38	2,77	34,6	-0,25	-3
TS 35/10 kV DEKANOVEC	8	3,92	49	2,6	32,5	-1,32	-17
TS 35/10 kV KOTORIBA	8	5,08	64	4,93	61,6	-0,15	-2



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

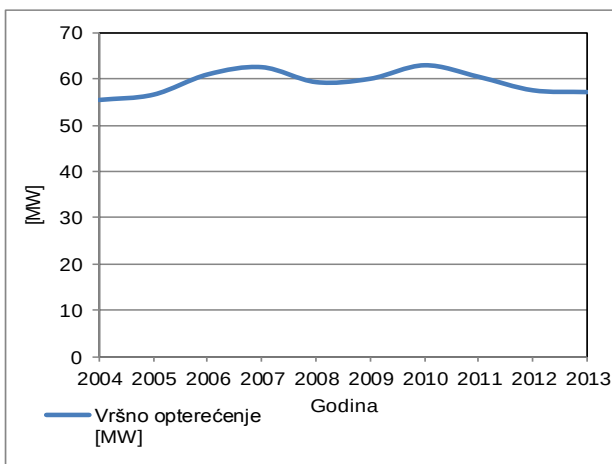


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

5. Elektra Koprivnica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	53,80		
2004	55,60	2004/2003	3,35%
2005	56,70	2005/2004	1,98%
2006	60,90	2006/2005	7,41%
2007	62,40	2007/2006	2,46%
2008	59,30	2008/2007	-4,97%
2009	60,00	2009/2008	1,18%
2010	62,80	2010/2009	4,67%
2011	60,40	2011/2010	-3,82%
2012	57,60	2012/2011	-4,64%
2013	57,23	2013/2012	-0,64%

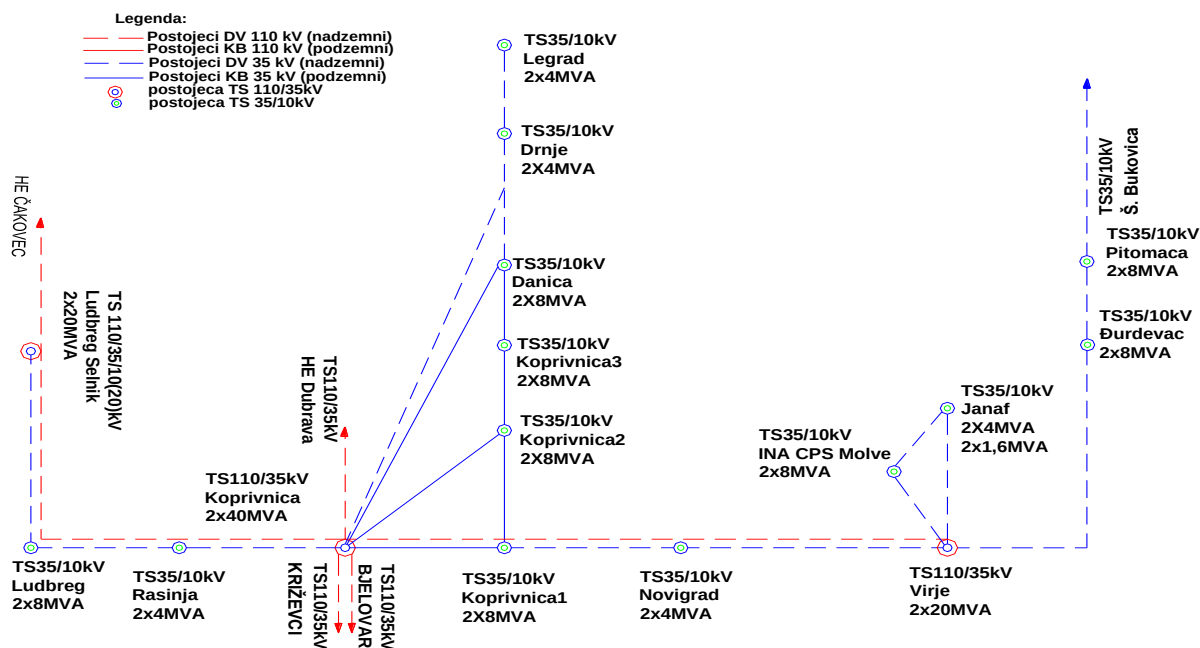


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

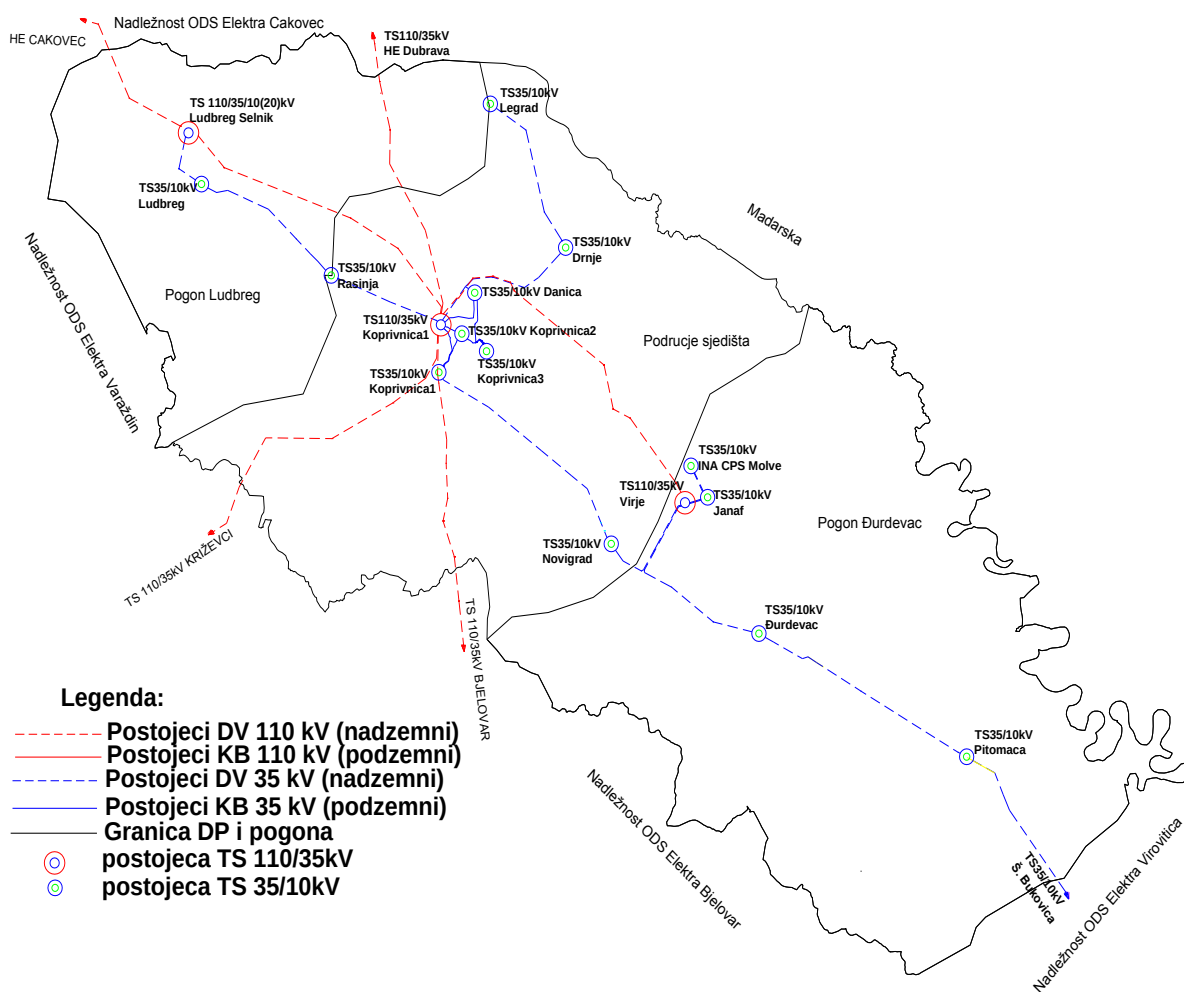
6%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV KOPRIVNICA	80	37,34	46,68	36,51	45,64	-0,83	-1,04
TS 35/10 kV KOPRIVNICA 1	16	8,68	54,25	8,43	52,69	-0,25	-1,56
TS 35/10 kV KOPRIVNICA 2	16	9,73	60,81	8,41	52,56	-1,32	-8,25
TS 35/10 kV KOPRIVNICA 3	16	6,53	40,81	6,33	39,56	-0,2	-1,25
TS 35/10 kV DANICA	16	8,24	51,50	8,29	51,81	0,05	0,31
TS 35/10 DRNJE	8	3,74	46,75	3,66	45,75	-0,08	-1,00
TS 35/10 kV LEGRAD	8	1,66	20,75	1,07	13,38	-0,59	-7,38
TS 35/10 NOVIGRAD	8	2,75	34,38	3,42	42,75	0,67	8,38
TS 110/35/10 (20) kV SELNIK	42	12,8	30,48	13,45	32,02	0,65	1,55
TS 35/10 kV LUDBREG	16	5,95	37,19	4,43	27,69	-1,52	-9,50
TS 35/10 kV RASINJA	8	2,36	29,50	2,05	25,63	-0,31	-3,88
35/10 kV DIO SELNIKA 110	16	9,91	61,94	10,34	64,63	0,43	2,69
TS 110/35 kV VIRJE	40	16,13	40,33	14,89	37,23	-1,24	-3,10
TS 35/10 kV JANAF	8	3,79	47,38	4,89	61,13	1,1	13,75
TS 35/10 kV ĐURĐEVAC	16	7,32	45,75	7,29	45,56	-0,03	-0,19
TS 35/10 kV PITOMAČA	16	5,45	34,06	6,79	42,4375	1,34	8,38



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

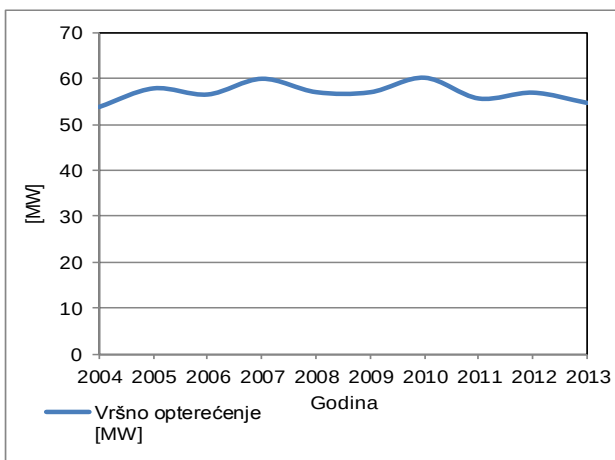


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

6. Elektra Bjelovar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	51,95		
2004	53,94	2004/2003	3,83%
2005	57,88	2005/2004	7,30%
2006	56,58	2006/2005	-2,25%
2007	59,93	2007/2006	5,92%
2008	57,08	2008/2007	-4,76%
2009	57,06	2009/2008	-0,04%
2010	60,15	2010/2009	5,42%
2011	55,73	2011/2010	-7,35%
2012	56,97	2012/2011	2,23%
2013	54,79	2013/2012	-3,83%

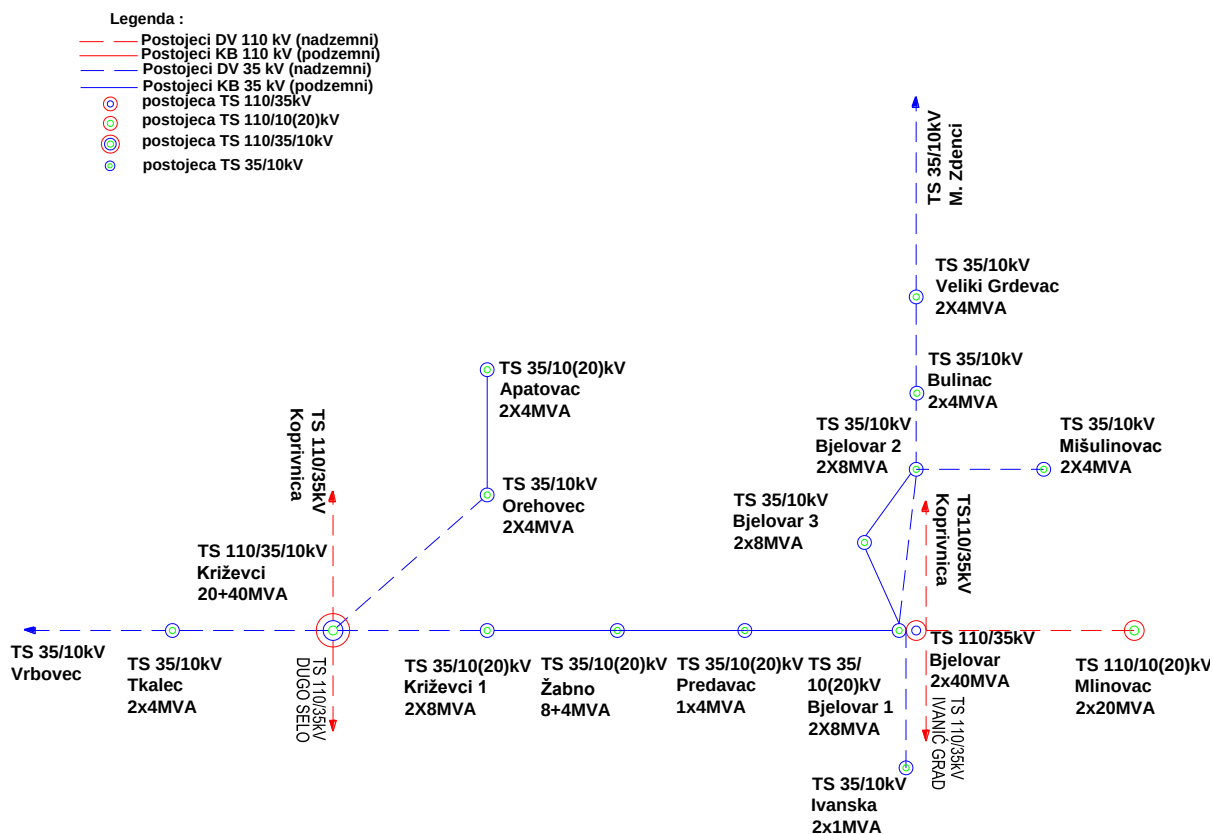


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

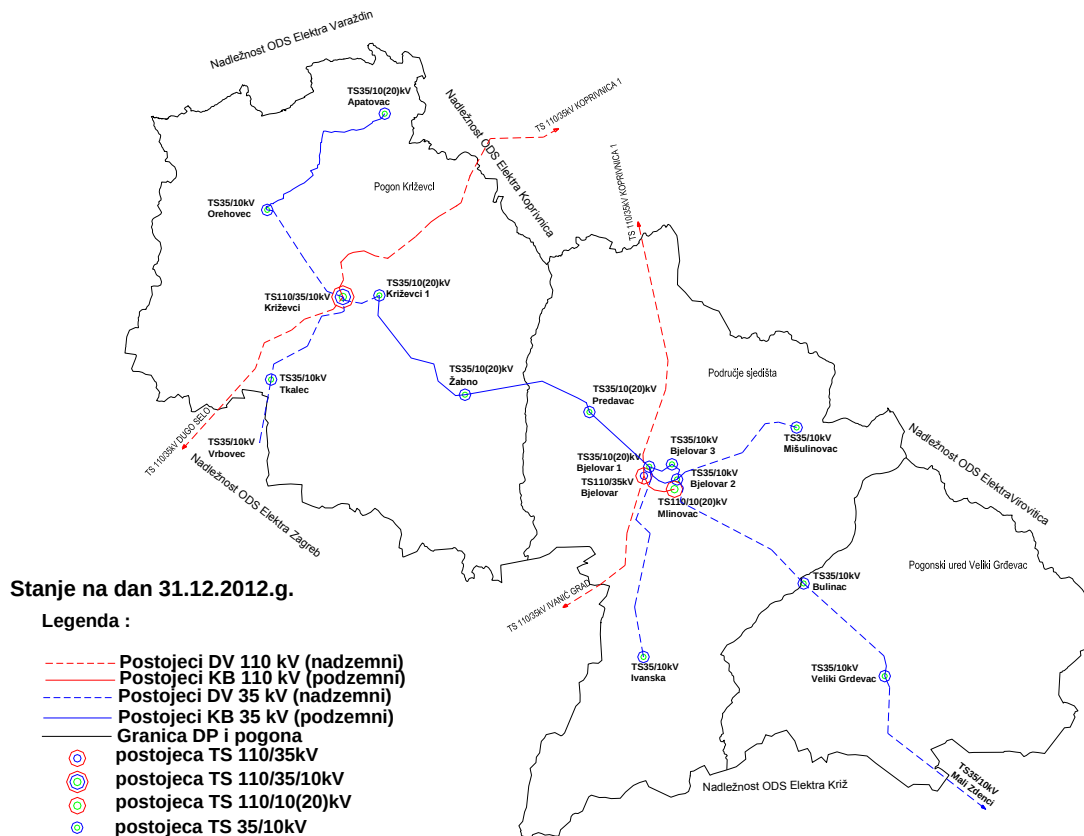
5%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV BJELOVAR	80	33,85	42	34,69	43	0,84	1
TS 35/10(20) kV BJELOVAR 1	16	7,9	49	6,82	43	-1,08	-7
TS 35/10 kV BJELOVAR 2	16	10,42	65	9,95	62	-0,47	-3
TS 35/10 kV BJELOVAR 3	16	6,76	42	8,51	53	1,75	11
TS 35/10 kV BULINAC	8	2,55	32	2,936	37	0,386	5
TS 35/10 kV VELIKI GRĐEVAC	8	1,71	21	1,944	24	0,234	3
TS 35/10(20) kV PREDAVAC	4	2,9	73	3,099	77	0,199	5
TS 35/10 kV IVANSKA	2	2	100	2,54	127	0,54	27
TS 35/10 kV MIŠULINOVAC	8	3,6	45	2,963	37	-0,637	-8
TS 110/35/10 kV KRIŽEVCI	60	18,25	30	23,72	40	5,47	9
TS 35/10(20) kV KRIŽEVCI 1	16	5,67	35	6,25	39	0,58	4
TS 35/10(20) kV ŽABNO	12	4,28	36	5,028	42	0,748	6
TS 35/10(20) kV APATOVAC	8	1,88	24	3,209	40	1,329	17
TS 35/10 kV OREHOVEC	8	2,96	37	1,78	22	-1,18	-15
TS 35/10 kV TKALEC	8	3,13	39	3,37	42	0,24	3
TS 110/10(20) kV MLINOVAC	40	12,2	31	10,43	26	-1,77	-4



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

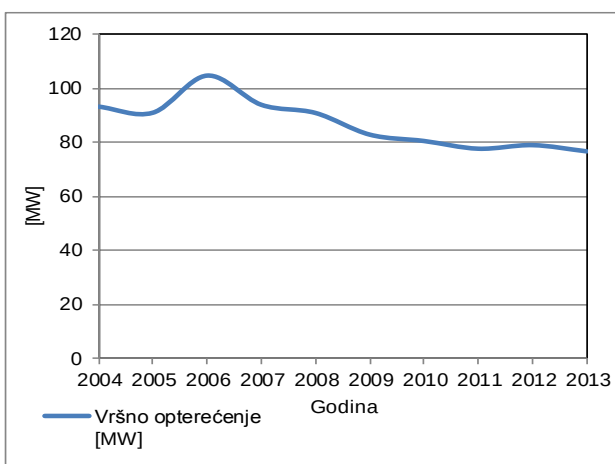


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

7. Elektra Križ

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	86,54		
2004	93,22	2004/2003	7,72%
2005	90,97	2005/2004	-2,41%
2006	104,72	2006/2005	15,11%
2007	93,91	2007/2006	-10,32%
2008	90,87	2008/2007	-3,24%
2009	82,85	2009/2008	-8,83%
2010	80,49	2010/2009	-2,85%
2011	77,63	2011/2010	-3,55%
2012	78,95	2012/2011	1,70%
2013	76,65	2013/2012	-2,91%

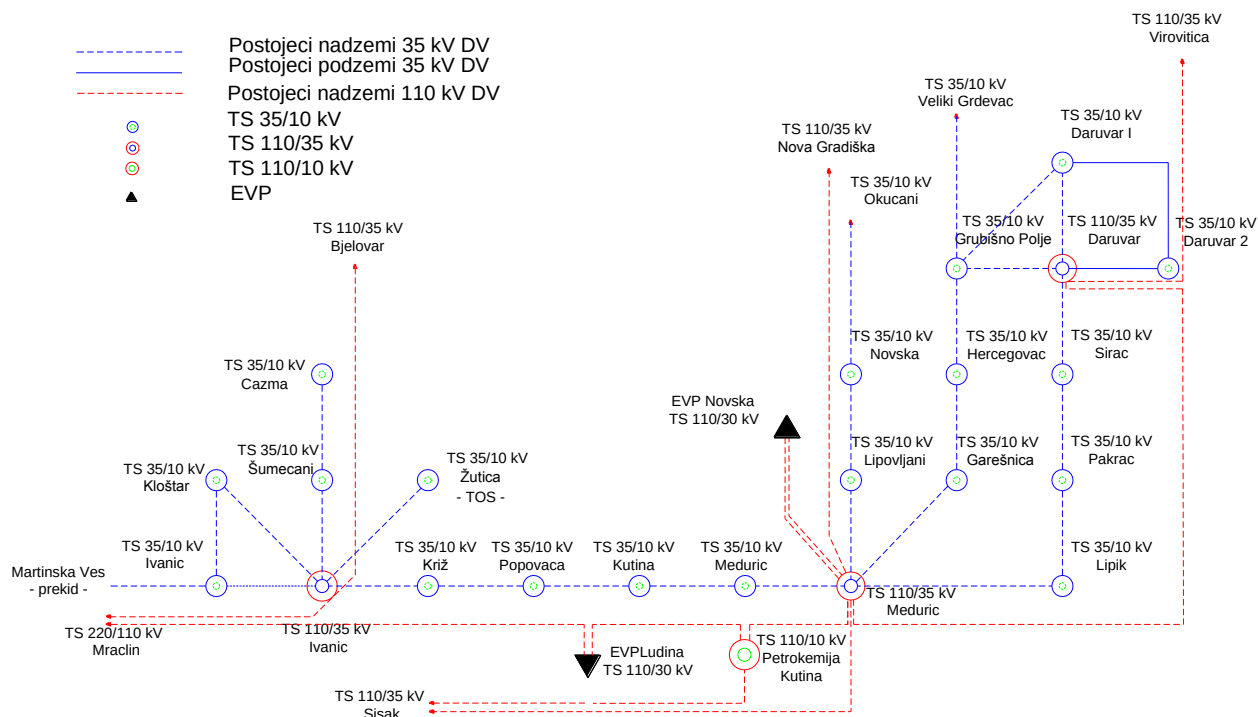


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

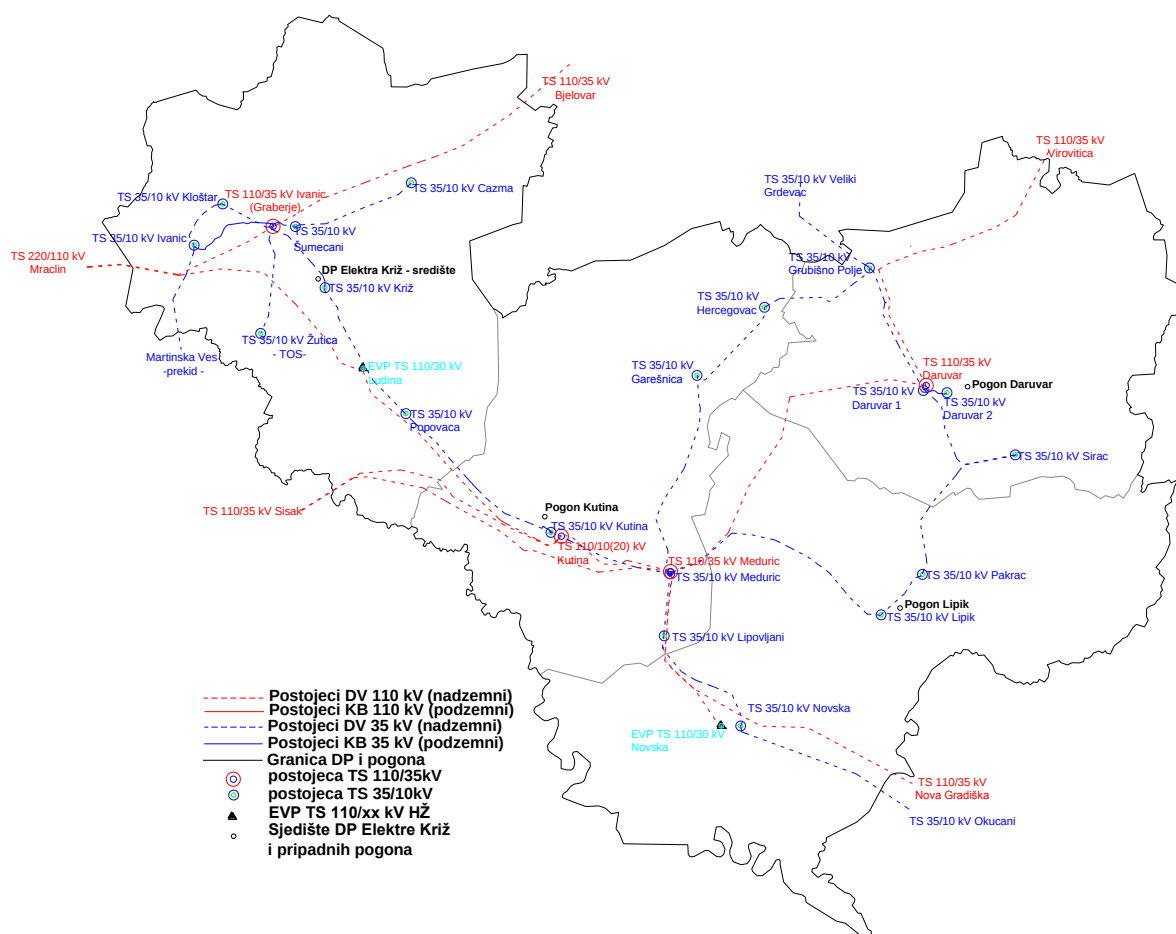
-11%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		ΔPmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV Ivanić	82	30,1	37	33,36	41	3,26	9
TS 35/10 kV Ivanić	16	5,92	37	8,08	51	2,16	6
TS 35/10 kV Kloštar	16	7,79	49	7	44	-0,79	-2
TS 35/10 kV Šumećani	8	4,26	53	4,36	55	0,1	0
TS 35/10 kV Križ	16	5,84	37	3,24	20	-2,6	-7
TS 35/10 kV Čazma	12	6,02	50	6,34	53	0,32	1
TS 35/10 kV Popovača	16	6	38	5,89	37	-0,11	0
TS 35/10 kV Žutica (TOS)	8	3,9	49	3,3	41	-0,6	-1
TS 110/35 kV Međurić	71,5	29,5	41	29,31	41	-0,19	0
TS 35/10 kV Kutina	16	10,85	68	10,53	66	-0,32	0
TS 35/10 kV Lipovljani	8	3,1	39	3,86	48	0,76	2
TS 35/10 kV Novska	16	6,66	42	6,47	40	-0,19	0
TS 35/10 kV Međurić	5	2,85	57	3,21	64	0,36	1
TS 35/10 kV Garešnica	16	5,87	37	5,4	34	-0,47	-1
TS 35/10 kV Pakrac	8	3,04	38	2,99	37	-0,05	0
TS 35/10 kV Lipik	12	4,56	38	4,78	40	0,22	1
TS 110/35 kV Daruvar	40	17,9	45	15,7	39	-2,2	-5
TS 35/10 kV Daruvar	8	6,26	78	5,2	65	-1,06	-1
TS 35/10 kV Daruvar 2	16	3,36	21	3,23	20	-0,13	-1
TS 35/10 kV Mali Zdenci	8	3,62	45	3,34	42	-0,28	-1
TS 35/10 kV Sirač	8	2,16	27	1,95	24	-0,21	-1
TS 35/10 kV Hercegovac	8	1,57	20	1,49	19	-0,08	0
TS 110/10(20) kV Kutina	25	4,65	21	4,68	19	0,03	0



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

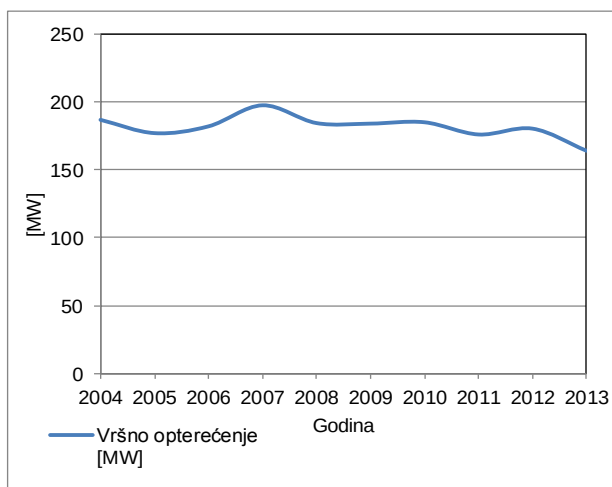
8. Elektroslavonija Osijek

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	177,60		
2004	186,80	2004/2003	5,18%
2005	177,00	2005/2004	-5,25%
2006	182,00	2006/2005	2,82%
2007	197,50	2007/2006	8,52%
2008	184,40	2008/2007	-6,63%
2009	184,00	2009/2008	-0,22%
2010	185,00	2010/2009	0,54%
2011	176,00	2011/2010	-4,86%
2012	180,30	2012/2011	2,44%
2013	164,00	2013/2012	-9,04%

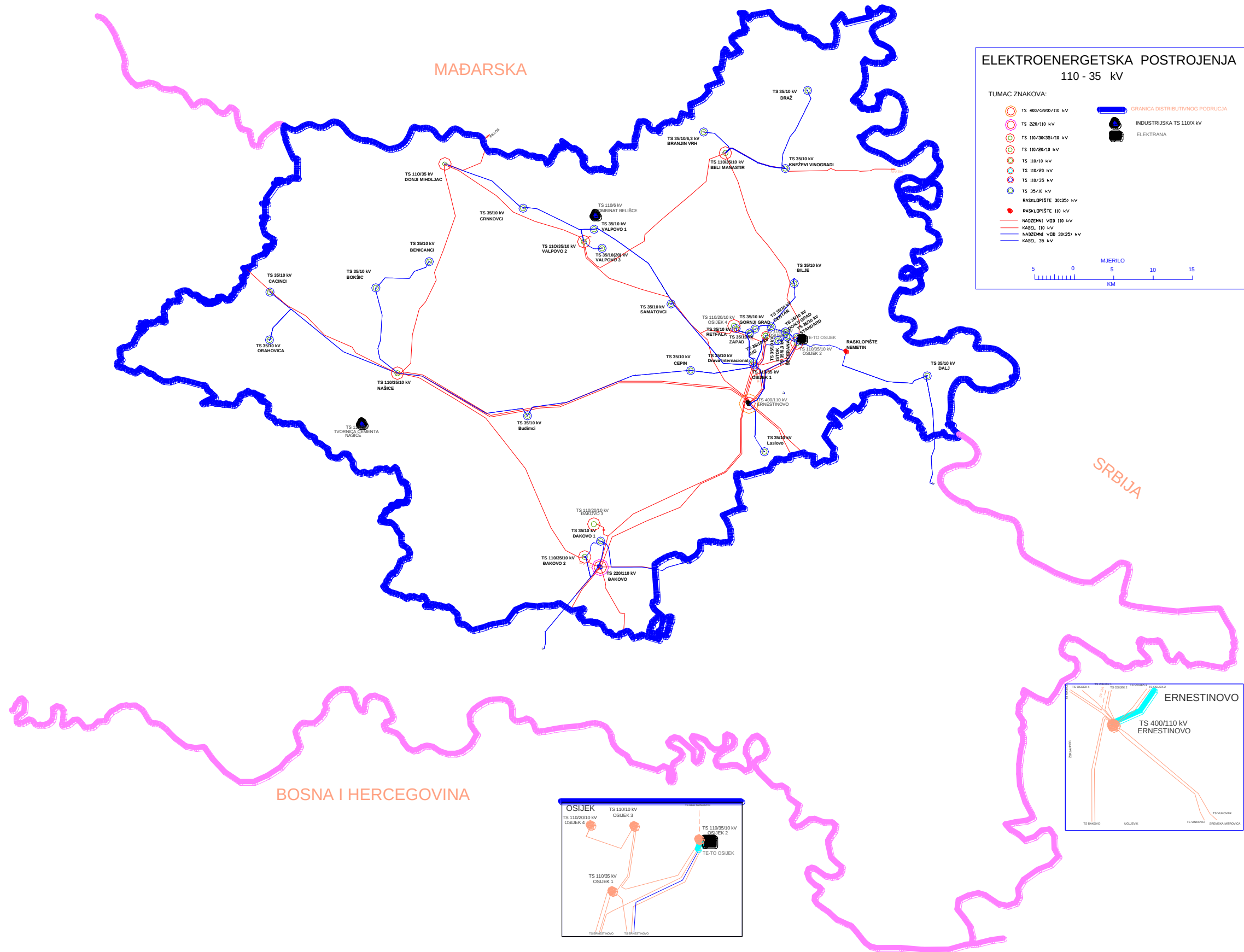
Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

-8%



Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV Osijek 1	63	27	42,9	25,8	41,0	-1,2	-1,9
TS 110/35/10 kV Osijek 2	96	29 MVA (110/35)+ 5 MVA (35/10)	36,3% (110/35)+ 31,3% (35/10)	27 MVA (110/35)+ 7,6 MVA (35/10)	33,8% (110/35) + 47,5% (35/10)	-2 MVA (110/35) + 2,6 (35/10)	-2,5% (110/35) + 16,3% (35/10)
TS 110/35/10 kV Beli Manastir	56	21,0	37,5	18,0	32,1	-3,0	-5,4
TS 110/35/10 kV Đakovo 2	58	16,0	27,6	11,8	20,3	-4,2	-7,2
TS 110/35/10 kV Našice	73	19,2	26,3	19,5	26,7	0,3	0,4
TS 110/35/10 kV Valpovo 2	60	18,4	30,7	15,2	25,3	-3,2	-5,3
TS 110/35/10 kV Donji Miholjac	36	6,5	18,1	5,8	16,1	-0,7	-1,9
TS 110/10 kV Osijek 3	80	25,0	31,3	25,0	31,3	0,0	0,0
TS 110/10/20 kV Đakovo 3	28	1,5	5,4	3,3	11,8	1,8	6,4
TS 110/10/20 kV Osijek 4	40	6 MVA (10 kV)+3 MVA (20 kV)	30% (110/10)+ 15% (110/20)	5,6 MVA (10 kV)+2,6 MVA (20 kV)	28% (110/10) + 13% (110/20)	-0,4 MVA (110/10) - 0,4 MVA (110/20)	-2% (110/10) - 2% (110/20)
TS 35/10 kV Bilje	16	6,4	40,0	5,8	36,3	-0,6	-3,8
TS 35/10 kV Čačinci	8	2,5	31,3	2,0	25,0	-0,5	-6,3
TS 35/10 kV Črnkovci	8	2,3	28,8	1,8	22,5	-0,5	-6,3
TS 35/10 kV Draž	5	1,8	36,0	1,5	30,0	-0,3	-6,0
TS 35/10 kV Đakovo 1	16	8,4	52,5	6,1	38,3	-2,3	-14,2
TS 35/10 kV Kneževi Vinogradi	8	2,5	31,3	1,7	21,5	-0,8	-9,8
TS 35/10 kV Orahovica	12	3,9	32,5	3,7	30,8	-0,2	-1,7
TS 35/10 kV Valpovo 1	16	4,7	29,4	4,3	26,9	-0,4	-2,5
TS 35/10 kV Branjin Vrh	12	3,3	27,5	3,2	26,7	-0,1	-0,8
TS 35/10 kV Gornji grad	16	3,0	18,8	3,6	22,5	0,6	3,8
TS 35/10 kV Zapad	16	6,0	37,5	5,4	33,8	-0,6	-3,8
TS 35/10 kV Istok	16	6,0	37,5	5,5	34,4	-0,5	-3,1
TS 35/10 kV Centar	16	5,0	31,3	6,6	41,3	1,6	10,0
TS 35/10 kV Retfala	16	4,0	25,0	3,2	20,0	-0,8	-5,0
TS 35/10 kV Jug	16	< 1	6,3	0,0	0,0		0,0
TS 35/10 kV Čepin	16	5,0	31,3	5,0	31,3	0,0	0,0
TS 35/10 kV Budimci	8	5,0	62,5	3,3	41,3	-1,7	-21,3
TS 35/10 kV Samatovci	8	4,0	50,0	3,5	43,8	-0,5	-6,3
TS 35/10 kV Orlovnjak							
TS 35/10 kV Laslovo	8	1,0	12,5	3,0	37,5	2,0	25,0
TS 35/10 kV Standard	8	2,0	25,0	2,2	27,5	0,2	2,5
TS 35/10 kV Donji grad	16	6,0	37,5	6,5	40,6	0,5	3,1
TS 35/10 kV Dalj	8	4,0	50,0	3,7	46,3	-0,3	-3,8
TS 35/6,3 kV Šećerana*	6,6	1,2	18,2	1,2	18,2	0,0	0,0



Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

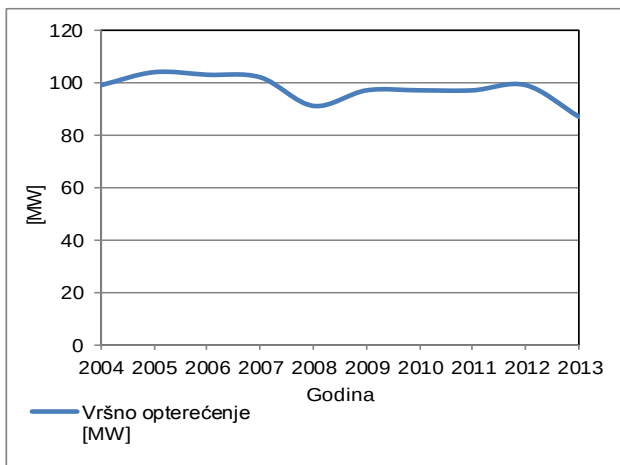
9. Elektra Vinkovci

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	104,00		
2004	99,00	2004/2003	7,22%
2005	104,00	2005/2004	-4,81%
2006	103,00	2006/2005	5,05%
2007	102,00	2007/2006	-0,96%
2008	91,00	2008/2007	-0,97%
2009	97,00	2009/2008	-10,78%
2010	97,00	2010/2009	6,59%
2011	97,00	2011/2010	0,00%
2012	99,00	2012/2011	2,06%
2013	86,83	2013/2012	-12,29%

Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

-17%

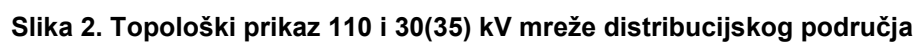
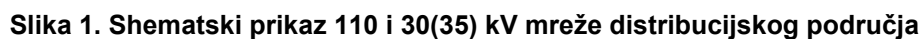


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV VINKOVCI	80	35,96	45		0	-35,96	-45
TS 35/10 kV VINKOVCI 1	16	11,22	70		0	-11,22	-70
TS 35/10 kV VINKOVCI 2	16	9,88	62		0	-9,88	-62
TS 35/10 kV VINKOVCI 3	16	9,37	59		0	-9,37	-59
TS 35/10 kV VINKOVCI 5	16	5,91	37		0	-5,91	-37
TS 35/10 kV STARI MIKANOVC	8	3,71	46		0	-3,71	-46
TS 110/35/10 kV VUKOVAR	80	22,72	28		0	-22,72	-28
(Tr 35/10 kV)	16	8,96	56		0	-8,96	-56
TS 35/10 kV VUKOVAR 1	16	6,75	42		0	-6,75	-42
TS 35/10 kV VUKOVAR 3	12	4,03	34		0	-4,03	-34
TS 35/10 kV BOROVO NASELJE	12	5,15	43		0	-5,15	-43
TS 110/35/10 kV ŽUPANJA	60	30,95	52		0	-30,95	-52
(Tr 35/10 kV)	12	6,98	58		0	-6,98	-58
TS 35/10 kV ŽUPANJA 1	8	6,52	82		0	-6,52	-82
TS 35/10 kV DRENOVCI	8	5,72	72		0	-5,72	-72
TS 35/10 kV BABINA GREDA	8	4,74	59		0	-4,74	-59
TS 35/10 kV CERNA	8	5,74	72		0	-5,74	-72
TS 35/10 kV ŠEČERANA *							
TS 110/35/10 kV NIJEMCI	40	14,83	37		0	-14,83	-37
(Tr 35/10 kV)	12	3,33	28		0	-3,33	-28
TS 35/10 kV OTOK	16	5,55	35		0	-5,55	-35
TS 35/20 kV ILOK	16	3,19	20		0	-3,19	-20
TS 35/10 kV TOVARNIK	8	1,8	23		0	-1,8	-23
TS 35/10(20) kV OPATOVAC	6,5	4,33	67		0	-4,33	-67
TS 35/10 kV INA-ĐELETOVCI **	5	0,35	7		0	-0,35	-7

* Tuđa TS, za vrijeme kampanje šećerne repe je proizvođač, ostatak godine kupac (dvosmjerni tok), napajana pomoću dva 35 kV kabela iz TS 35/10 kV Županja 1, zakupljena snaga prema EES 3 MW

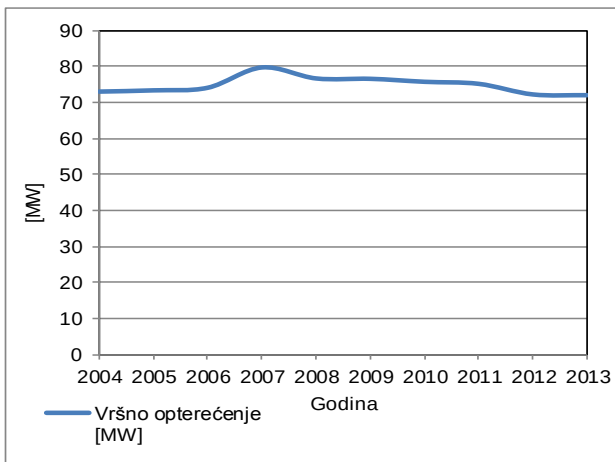
** Tuđa TS, HEP posjeduje samo dolazno i odlazno vodno polje



10. Elektra Slavonski Brod

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	71,94		
2004	73,12	2004/2003	1,64%
2005	73,47	2005/2004	0,48%
2006	74,20	2006/2005	0,99%
2007	79,92	2007/2006	7,71%
2008	76,82	2008/2007	-3,88%
2009	76,72	2009/2008	-0,13%
2010	75,88	2010/2009	-1,09%
2011	75,30	2011/2010	-0,76%
2012	72,32	2012/2011	-3,96%
2013	72,11	2013/2012	-0,29%



Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

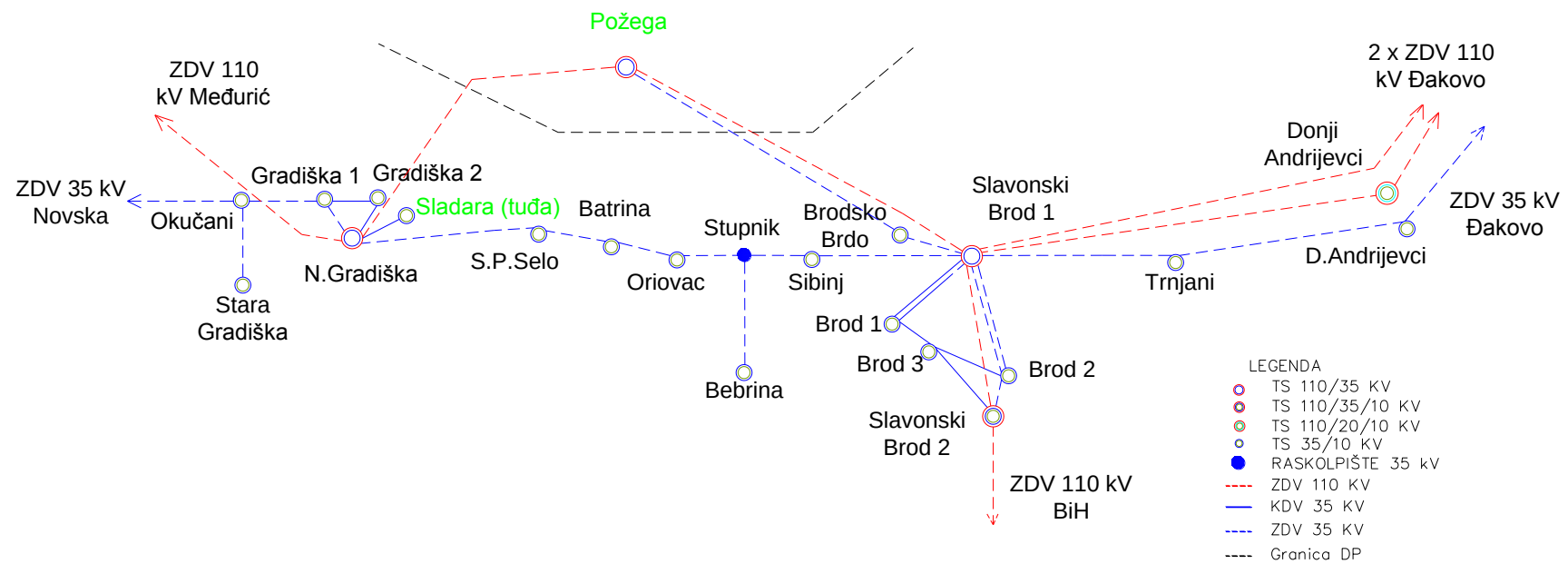
0,24%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

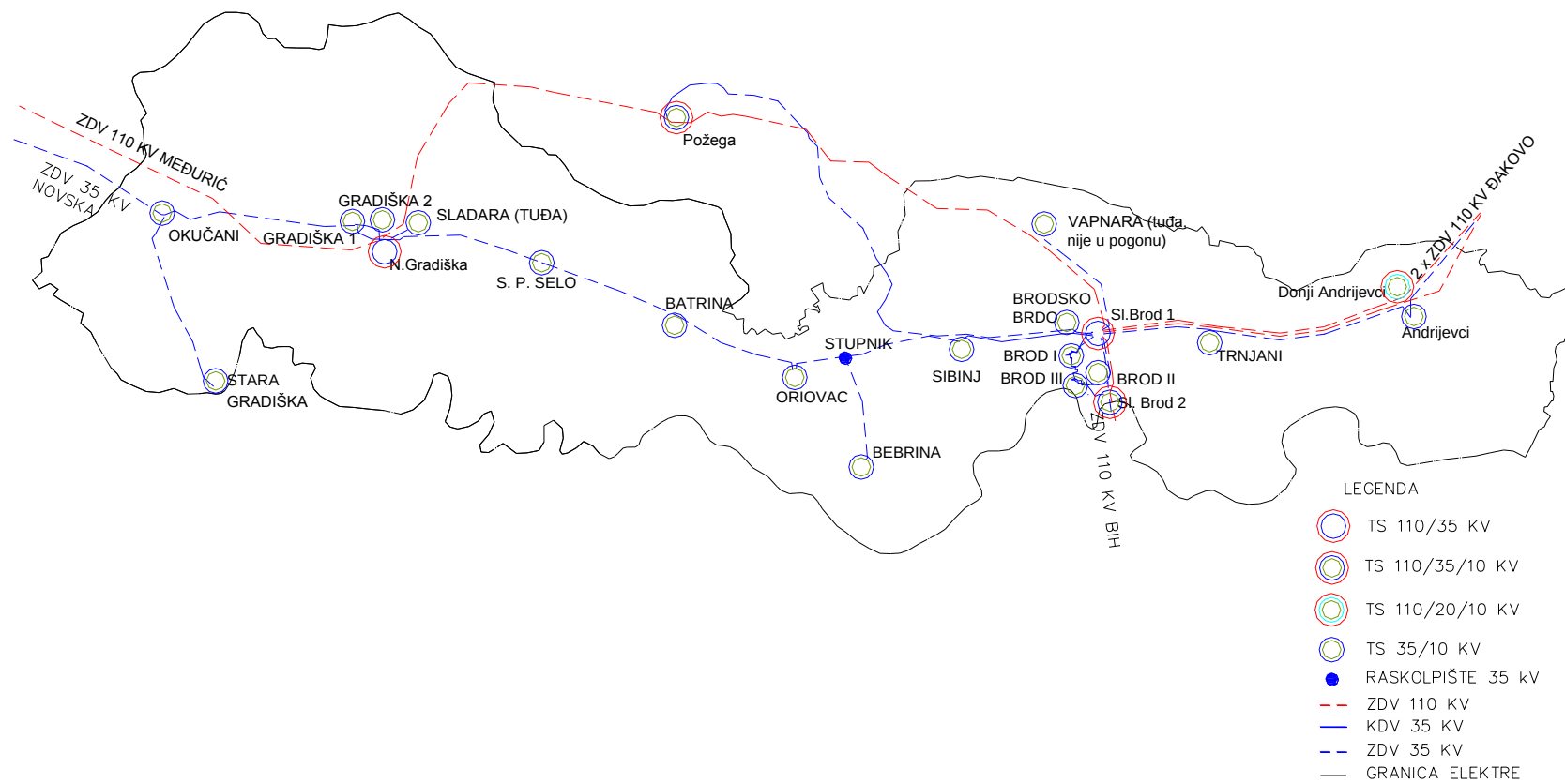
Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV SLAVONSKI BROD 1 (PODVINJE)	80	36,59	46	28,41	36	-8,18	-10
TS 35/10 kV TRNJANI	8	4,3	54	4,27	53	-0,03	0
TS 35/10 kV BROD I	32	16,6	52	14,75	46	-1,85	-6
TS 35/10 kV BRODSKO BRDO	12	5,5	46	5,44	45	-0,06	0
TS 35/10 kV SIBINJ	5	3,6	72	3,31	66	-0,29	-6
TS 35/10 kV BEBRINA	6,5	2,4	37	3,09	48	0,69	11
TS 35/10 kV ORIOVAC	8	2,81	35	3,51	44	0,7	9
TS 110/35/10 kV SLAVONSKI BROD 2 (BJELIŠ)	40	19,32	48	18,23	46	-1,09	-3
TS 35/10 kV BJELIŠ *	16	6,47	40	4,91	31	-1,56	-10
TS 35/10 kV BROD II	16	6,2	39	5,94	37	-0,26	-2
TS 35/10 kV BROD III	16	7,5	47	9,48	59	1,98	12
TS 110/20/10 kV DONJI ANDRIJEVCI	40	6,95	17	6,73	17	-0,22	-1
TS 110/35 kV NOVA GRADIŠKA	40	22,6	57	21,63	54	-0,97	-2
TS 35/10 kV BATRINA	6,5	2	31	1,97	30	-0,03	0
TS 35/10 kV STARO PETROVO SELO	6,5	4,8	74	4,61	71	-0,19	-3
TS 35/0,6(0,4) kV SLADARA **		1,2		1,2	#DIV/0!	0	#DIV/0!
TS 35/10 kV NOVA GRADIŠKA 1	16	6,3	39	6,51	41	0,21	1
TS 35/10 kV NOVA GRADIŠKA 2	8	5,3	66	5,12	64	-0,18	-2
TS 35/10 kV OKUČANI	5	2,2	44	2,14	43	-0,06	-1
TS 35/10 kV STARA GRADIŠKA	3,2	0,8	25	0,87	27	0,07	2

* Transformacija 35/10 kV unutar TS 110/35/10 kV Bjeliš

** Tuđa TS, a HEP posjeduje samo dolazno vodno polje i mjerno polje



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

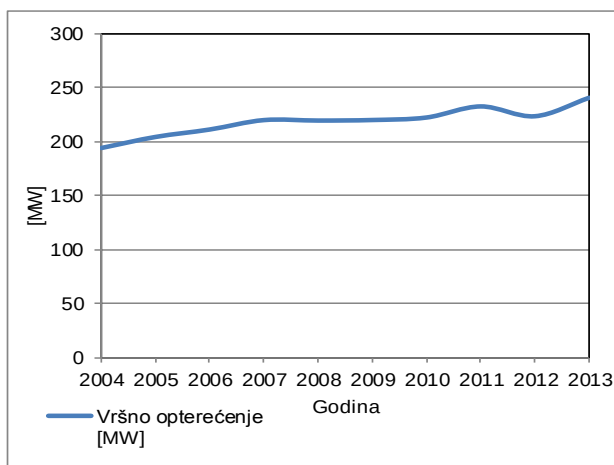
11. Elektroistra Pula

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	187,50		
2004	194,52	2004/2003	3,74%
2005	204,78	2005/2004	5,27%
2006	211,68	2006/2005	3,37%
2007	220,41	2007/2006	4,12%
2008	219,99	2008/2007	-0,19%
2009	220,50	2009/2008	0,23%
2010	222,80	2010/2009	1,04%
2011	233,10	2011/2010	4,62%
2012	224,00	2012/2011	-3,90%
2013	241,10	2013/2012	7,63%

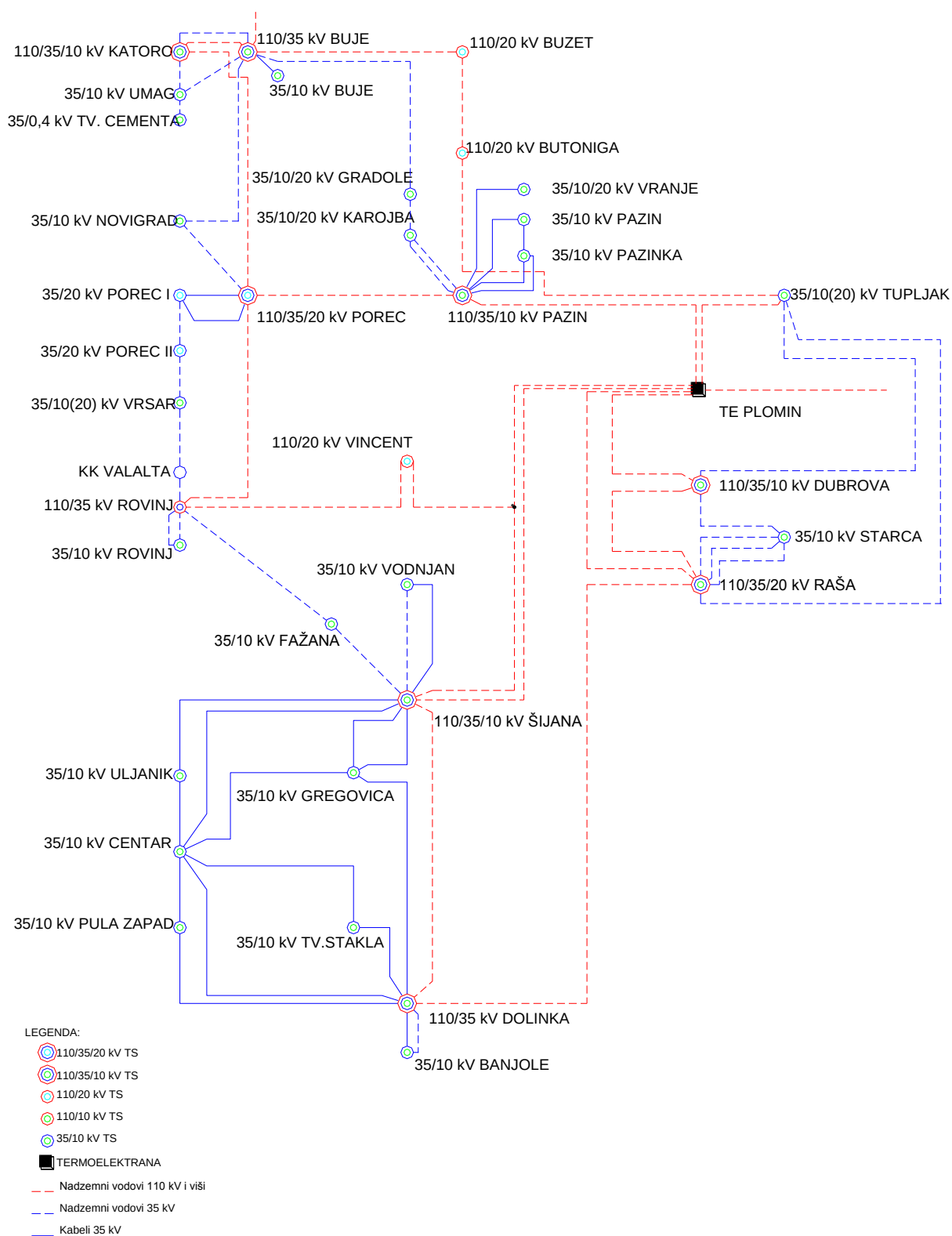
Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

29%

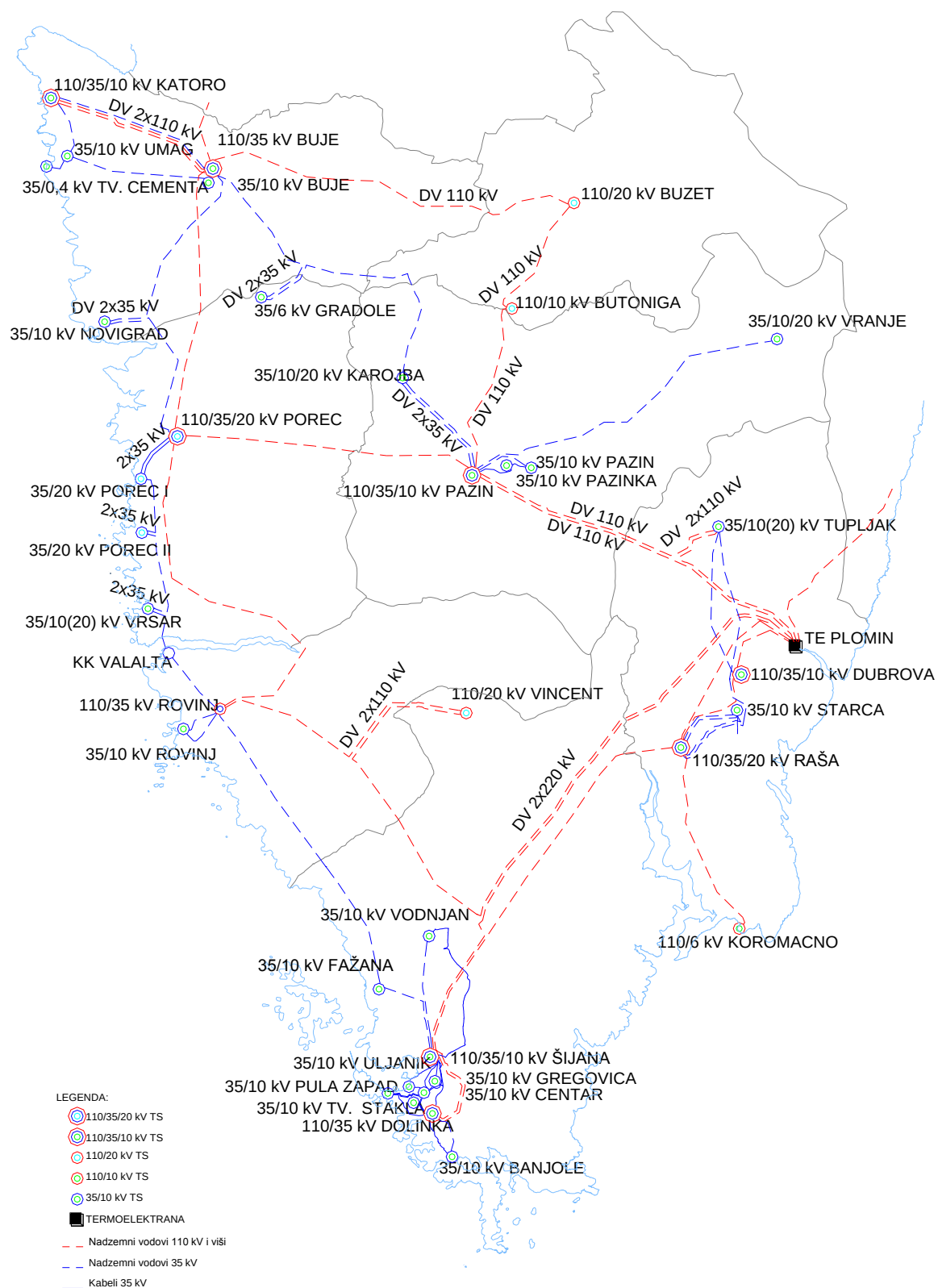


Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35/10 kV Dolinka	80	44,3	55	39,78	50	-4,52	-6
TS 35/10(20) kV Banjole	16	14,7	92	15,32	96	0,62	4
TS 35/10 kV Tv. Stakla	6,5	2,4	37	2,7	42	0,3	5
TS 35/10 kV Pula Zapad	16	10,7	67	8,25	52	-2,45	-15
TS 35/10 kV Centar	24	18,3	76	19,2	80	0,9	4
TS 110/35/10 kV Šijana	80	33,5	42	42,5	53	9	11
TS 35/10 kV Gregovica	8	6,8	85	7,06	88	0,26	3
TS 35/10 kV Uljanik	24	7,3	30	6,5	27	-0,8	-3
TS 35/10(20) kV Fažana	16	10,2	64	11,3	71	1,1	7
TS 35/10(20) kV Vodnjan	8	6,1	76	5,95	74	-0,15	-2
TS 110/35 – 20 kV Raša	60	23,6	39	24,5	41	0,9	2
TS 35/10(20) kV Starca	16	9	56	9,2	58	0,2	1
TS 35/10(20) kV Tupljak	20	7,4	37	7,96	40	0,56	3
TS 110/35 – 10 kV Pazin	40	15,5	39	16,62	42	1,12	3
TS 35/10(20) kV Pazin	16	12	81	11,9	74	-0,1	-1
TS 35/10(20) kV Pazinka	8	1	13	1	13	0	0
TS 35/10(20) kV Karojba	6,5	1,8	28	2,01	31	0,21	3
TS 35/10(20) kV Vranje	5,6	2,8	50	2,62	47	-0,18	-3
TS 110/35 – 10 kV Turnina	40	31,5	55	32,3	81	0,8	2
TS 35/10(20) kV Rovinj	16	12,8	80	13,46	84	0,66	4
TS 35/10(20) kV Vrsar	16	9	56	9,78	61	0,78	5
TS 110/35 – 20 kV Poreč	80	38,9	49	40,2	50	1,3	2
TS 35/20 kV Poreč 1	16	10,4	65	10,2	64	-0,2	-1
TS 35/20 kV Poreč 2	16	10,2	64	10,9	68	0,7	4
TS 35/10(20) kV Novigrad	12	8,1	68	9,45	79	1,35	11
TS 110/35 kV Buje	40	27,9	70	27,5	69	-0,4	-1
TS 35/10(20) kV Buje	12	7,5	63	6,61	55	-0,89	-7
TS 35/10(20) kV Umag	16	10,9	68	11,23	70	0,33	2
TS 35/6 kV Gradole	8	2,5	31	2,5	31	0	0
TS 110/35 - 10 kV Katoro	40	16,8	42	16,5	41	-0,3	-1
TS 110/35 – 10 kV Dubrova	20	3,5	18	3,6	18	0,1	1
TS 110/20 kV Vinčent	40	9,7	24	8,9	22	-0,8	-2
TS 110/20 kV Buzet	40	10,3	26	10,5	26	0,2	0



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

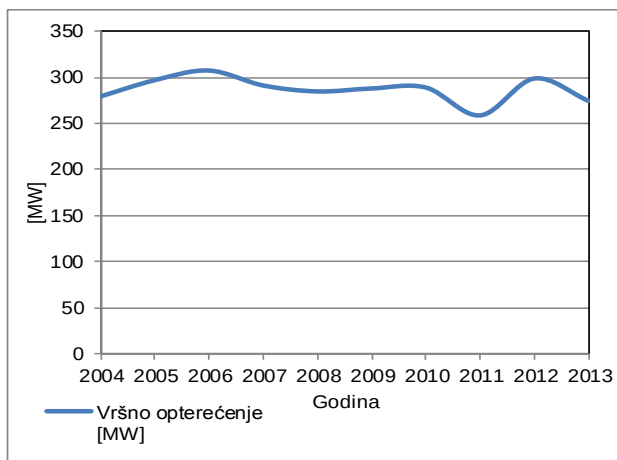
12. Elektroprimorje Rijeka

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	264,23		
2004	279,41	2004/2003	5,74%
2005	297,04	2005/2004	6,31%
2006	307,47	2006/2005	3,51%
2007	291,25	2007/2006	-5,28%
2008	284,78	2008/2007	-2,22%
2009	288,00	2009/2008	1,13%
2010	289,00	2010/2009	0,35%
2011	258,77	2011/2010	-10,46%
2012	298,81	2012/2011	15,47%
2013	274,50	2013/2012	-8,14%

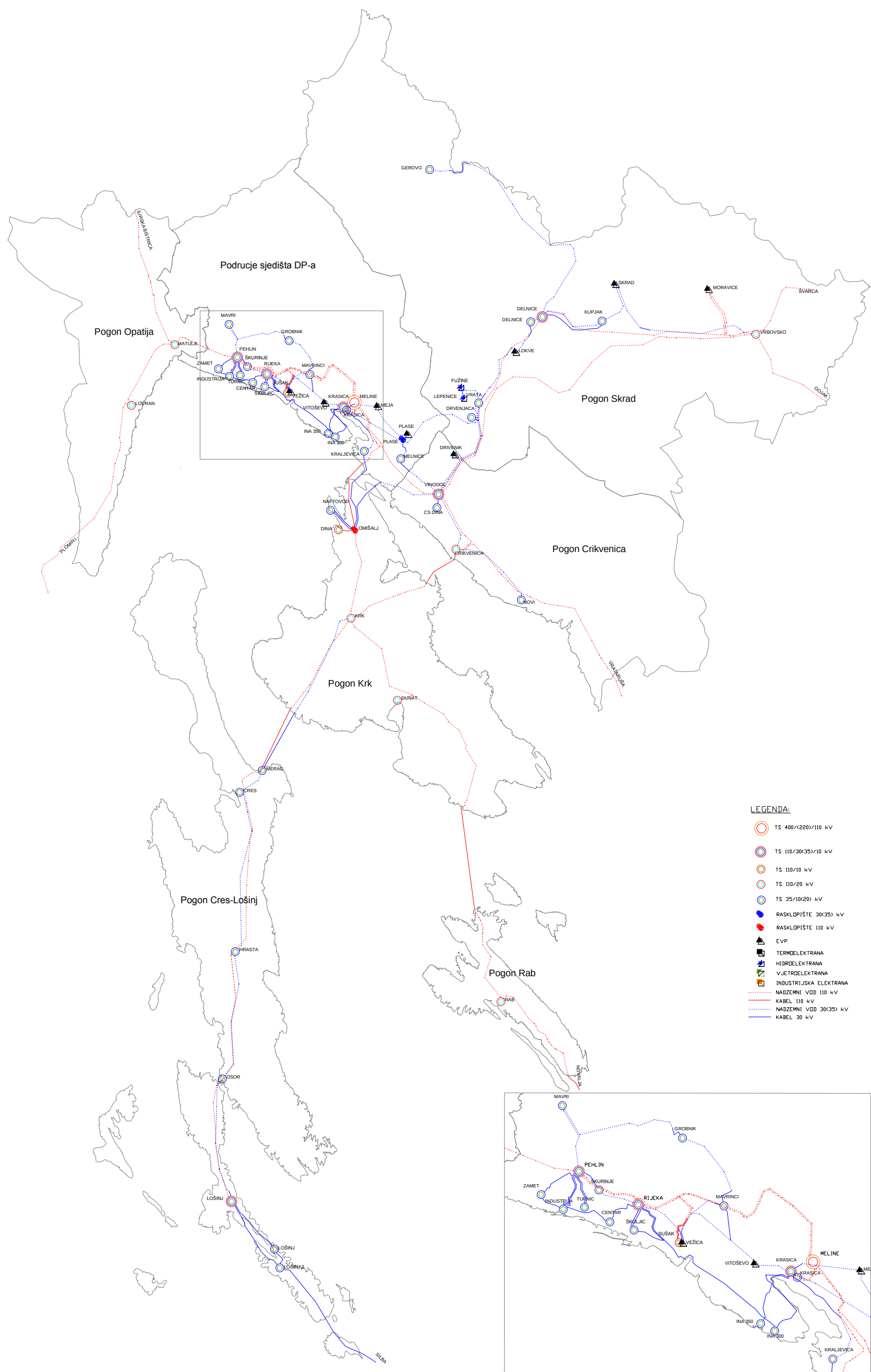
Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

4%



Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV Lošinj	40	21,05	53	20,10	50	-0,95	-2
TS 35/10 kV Lošinj 1	8	4,74	59	4,00	50	-0,74	-9
TS 35/10 kV Lošinj 2	16	8,95	56	9,00	56	0,05	0
TS 35/10 kV Osor	4	2,32	58	2,40	60	0,08	2
TS 35/10 kV Hrasta	8	2,42	30	2,30	29	-0,12	-2
TS 35/10 kV Cres	8	4,74	59	4,60	58	-0,14	-2
TS 110/35 kV Delnice	40	20,00	50	19,20	48	-0,80	-2
TS 35/20 kV Delnice	8	5,26	66	6,70	84	1,44	18
TS 35/20 kV Vrata	8	4,21	53	4,80	60	0,59	7
TS 35/20 kV Kupjak	16	5,79	36	5,70	36	-0,09	-1
TS 35/20 kV Gerovo	8	4,21	53	3,20	40	-1,01	-13
TS 110/35 kV Pehlin	120	81,05	68	62,20	52	-18,85	-16
TS 35/10 kV Turnić	16	16,42	103	13,50	84	-2,92	-18
TS 35/10 kV Industrija	32	16,84	53	12,00	38	-4,84	-15
TS 35/10 kV Zamet	16	17,89	112	13,90	87	-3,99	-25
TS 35/10 kV Mavri	16	12,63	79	10,60	66	-2,03	-13
TS 110/35 kV Rijeka	110	49,05	45	48,80	44	-0,25	0
TS 35/10 kV Centar	16	17,37	109	15,00	94	-2,37	-15
TS 35/10 kV Škurinje	16	17,89	112	14,30	89	-3,59	-22
TS 35/10 kV Školjić	32	29,47	92	20,50	64	-8,97	-28
TS 110/35 kV Krasica	60	46,32	77	37,20	62	-9,12	-15
TS 35/10 kV Mavrnici	16	10,53	66	8,00	50	-2,53	-16
TS 35/10 kV Grobnik	16	11,58	72	8,90	56	-2,68	-17
TS 35/10 kV Krasica	12	10,53	88	6,40	53	-4,13	-34
TS 35/10 kV Kraljevica	18,5	8,42	46	4,50	24	-3,92	-21
TS 35/6 kV Melnice	16	5,50	34	5,50	34	0,00	0
TS 35/6 kV Omišalj	24	8,16	34	8,50	35	0,34	1
TS 110/35 kV Vinodol	40	23,16	58	26,00	65	2,84	7
TS 35/20 kV Novi	16	11,58	72	10,50	66	-1,08	-7
TS 110/20 kV Vrbovsko	40	7,00	18	3,50	9	-3,50	-9
TS 110/20 kV Lovran	40	14,00	35	15,40	39	1,40	4
TS 110/20 kV Matulji	80	39,10	49	28,00	35	-11,10	-14
TS 110/10(20) kV Sušak	80	36,40	46	28,80	36	-7,60	-10
TS 110/20 kV Crikvenica	40	24,50	61	27,00	68	2,50	6
TS 110/20 kV Rab	40	18,50	46	19,30	48	0,80	2
TS 110/20 kV Krk	40	25,20	63	24,70	62	-0,50	-1
TS 110/20 kV Dunat	40	18,90	47	21,10	53	2,20	6



Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

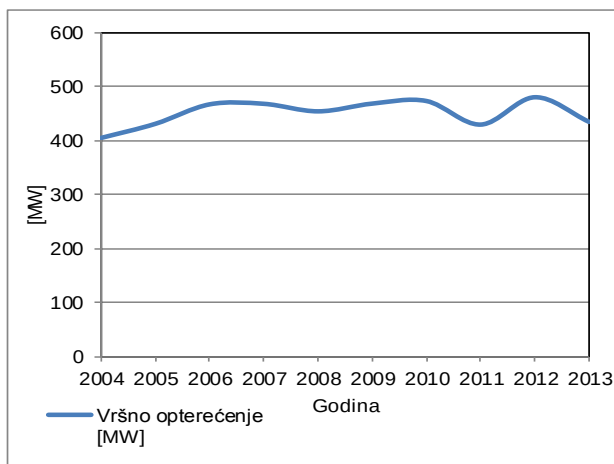
13. Elektrodalmacija Split

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	392,70		
2004	405,30	2004/2003	3,21%
2005	431,70	2005/2004	6,51%
2006	468,10	2006/2005	8,43%
2007	469,10	2007/2006	0,21%
2008	455,00	2008/2007	-3,01%
2009	469,50	2009/2008	3,19%
2010	474,30	2010/2009	1,02%
2011	430,20	2011/2010	-9,30%
2012	481,40	2012/2011	11,90%
2013	435,29	2013/2012	-9,58%

Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

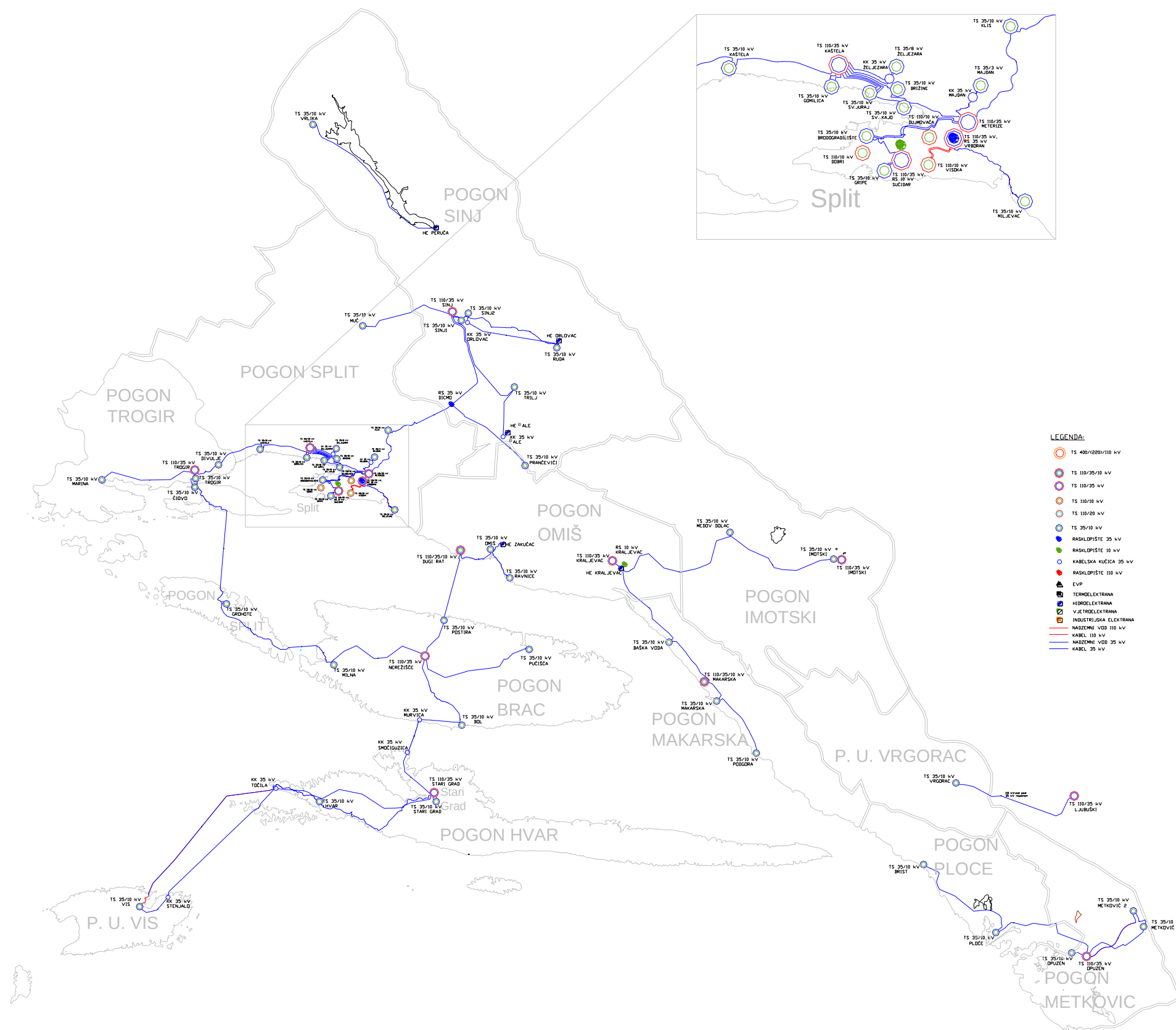
11%



Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Smax 2012.		Smax 2013.		Δ smax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35/10 kV SUČIDAR	126	47,2	37,5	41,6	33,0	-5,6	-4,4
TS 35/10 kV GRIPE	16	15,5	96,9	11,0	68,8	-4,5	-28,1
TS 35/10 kV BRODOGRADILIŠTE	48	20,3	42,3	19,8	41,3	-0,5	-1,0
TS 110/35/10 kV MAKARSKA	60	50,3	83,8	49,9	83,2	-0,4	-0,7
TS 35/10 kV MAKARSKA	16	12,8	80,0	11,9	74,4	-0,9	-5,6
TS 35/10 kV BAŠKA VODA	16	11,9	74,4	13,2	82,5	1,3	8,1
TS 35/10 kV PODGORA	16	14,2	88,8	11,5	71,9	-2,7	-16,9
TS 110/35 kV NEREŽIŠĆA	40	29,4	73,5	27,7	69,3	-1,7	-4,3
TS 35/10 kV BOL	8	6,8	85,0	7,3	91,3	0,5	6,3
TS 35/10 kV MILNA	8	4,8	60,0	4,8	60,0	0,0	0,0
TS 35/10 kV POSTIRA	16	9,6	60,0	10,0	62,5	0,4	2,5
TS 35/10 kV PUČIŠĆA	12	4,5	37,5	4,2	35,0	-0,3	-2,5
TS 110/35 kV KAŠTELA	126	47,5	37,7	48,5	38,5	1,0	0,8
TS 35/10 kV KAŠTELA	16	16,4	102,5	15,3	95,6	-1,1	-6,9
TS 35/10 kV BRIŽINE	16	7,6	47,5	8,7	54,4	1,1	6,9
TS 35/10 kV GOMILICA	32	13,1	40,9	11,3	35,3	-1,8	-5,6
TS 110/35 kV SINJ	80	39,1	48,9	34,6	43,3	-4,5	-5,6
TS 35/10 kV MUĆ	8	3,0	37,5	2,7	33,8	-0,3	-3,8
TS 35/10 kV SINJ 1	16	13,2	82,5	10,6	66,3	-2,6	-16,3
TS 35/10 kV SINJ 2	16	10,8	67,5	10,2	63,8	-0,6	-3,8
TS 35/10 kV PRANČEVIĆI	8	3,7	46,3	3,3	41,3	-0,4	-5,0
TS 35/10 kV RUDA	8	3,0	37,5	3,1	38,8	0,1	1,3
TS 35/10 kV TRILJ	8	5,7	71,3	5,4	67,5	-0,3	-3,8
TS 35/10 kV VRLIKA	2,5	1,7	68,0	1,8	72,0	0,1	4,0
TS 110/35 kV TROGIR	80	43,7	54,6	41,1	51,4	-2,6	-3,3
TS 35/10 kV GROHOTE	8	2,8	35,0	2,9	36,3	0,1	1,3
TS 35/10 kV ČIOVO	16	14,8	92,5	14,2	88,8	-0,6	-3,8
TS 35/10 kV DIVULJE	16	6,7	41,9	4,8	30,0	-1,9	-11,9
TS 35/10 kV MARINA	8	5,2	65,0	5,4	67,5	0,2	2,5
TS 35/10 kV TROGIR	16	13,8	86,3	12,7	79,4	-1,1	-6,9
TS 110/35 kV STARIGRAD	60	24,4	40,7	25,6	42,7	1,2	2,0
TS 35/10 kV STARIGRAD	16	10,8	67,5	11,5	71,9	0,7	4,4
TS 35/10 kV HVAR	16	9,3	58,1	9,5	59,4	0,2	1,3
TS 35/10 kV VIS	8	6,0	75,0	5,1	63,8	-0,9	-11,3
TS 110/35 kV VRBORAN	40	14,6	36,5	13,5	33,8	-1,1	-2,8
TS 35/10 kV MILJEVAC	16	14,6	91,3	13,5	84,4	-1,1	-6,9
TS 110/35 kV METERIZE	80	26,4	33,0	30,0	37,5	3,6	4,5
TS 35/10 kV KLIS	16	12,6	78,8	11,7	73,1	-0,9	-5,6
TS 110/35 kV KRALJEVAC	25	19,8	79,2	21,4	85,6	1,6	6,4
TS 35/10 kV KRALJEVAC	8	4,5	56,3	6,2	77,5	1,7	21,3
TS 35/10 kV MEDOV DOLAC	8	3,5	43,8	3,0	37,5	-0,5	-6,3
TS 110/35 kV DUGI RAT	40	13,8	34,5	19,4	48,5	5,6	14,0
TS 35/10 kV OMIŠ	16	11,6	72,5	10,7	66,9	-0,9	-5,6
TS 35/10 kV RAVNICE	8	5,5	68,8	5,3	66,3	-0,2	-2,5
TS 110/35 kV OPUZEN	63	27,8	44,1	25,6	40,6	-2,2	-3,5
TS 35/10 kV METKOVIĆ 1	16	7,7	48,1	8,4	52,5	0,7	4,4
TS 35/10 kV METKOVIĆ 2	8	6,3	78,8	5,7	71,3	-0,6	-7,5
TS 35/10 kV OPUZEN	8	6,9	86,3	5,9	73,8	-1,0	-12,5
TS 35/10 kV BRIST	16	8,7	54,4	7,0	43,8	-1,7	-10,6
TS 35/10 kV PLOČE (VRANJAK)	16	8,6	53,8	7,6	47,5	-1,0	-6,3
TS 110/35 kV IMOTSKI	20	17,1	85,5	16,2	81,0	-0,9	-4,5
TS 35/10 kV IMOTSKI	16	16,9	105,6	16,0	100,0	-0,9	-5,6
TS 35/10 kV VRGORAC	8	6,5	81,3	6,5	81,3	0,0	0,0

Naziv transformatorske stanice	Sn	Smax 2012.		Smax 2013.		Δ smax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/10 kV ZAGVOZD	40	0,9	2,3	3,5	8,8	2,6	6,5
TS 110/10 kV VRGORAC	40			12,2			
TS 110/10 kV DOBRI	80	53,0	66,3	42,5	53,1	-10,5	-13,1
TS 110/10 kV DUGOPOLJE	40	3,3	8,3	3,6	9,0	0,3	0,8
TS 110/10 kV DUJMOVAČA	80	40,1	50,1	33,4	41,8	-6,7	-8,4
TS 110/10 kV VISOKA	80	68,9	86,1	51,5	64,4	-17,4	-21,8

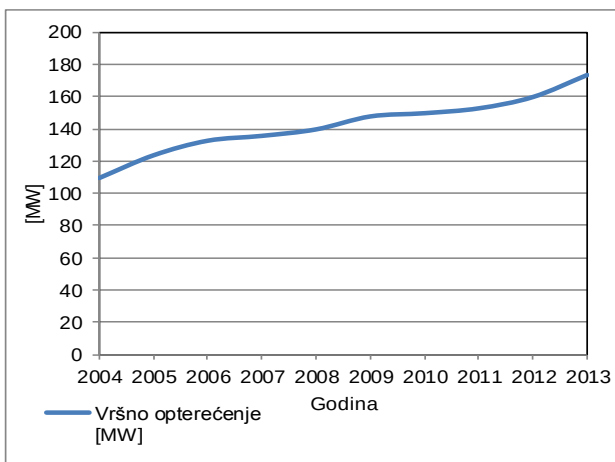


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

14. Elektra Zadar

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	102,00		
2004	110,00	2004/2003	7,84%
2005	124,00	2005/2004	12,73%
2006	133,00	2006/2005	7,26%
2007	136,00	2007/2006	2,26%
2008	140,00	2008/2007	2,94%
2009	148,00	2009/2008	5,71%
2010	150,00	2010/2009	1,35%
2011	153,00	2011/2010	2,00%
2012	160,00	2012/2011	4,58%
2013	173,60	2013/2012	8,50%



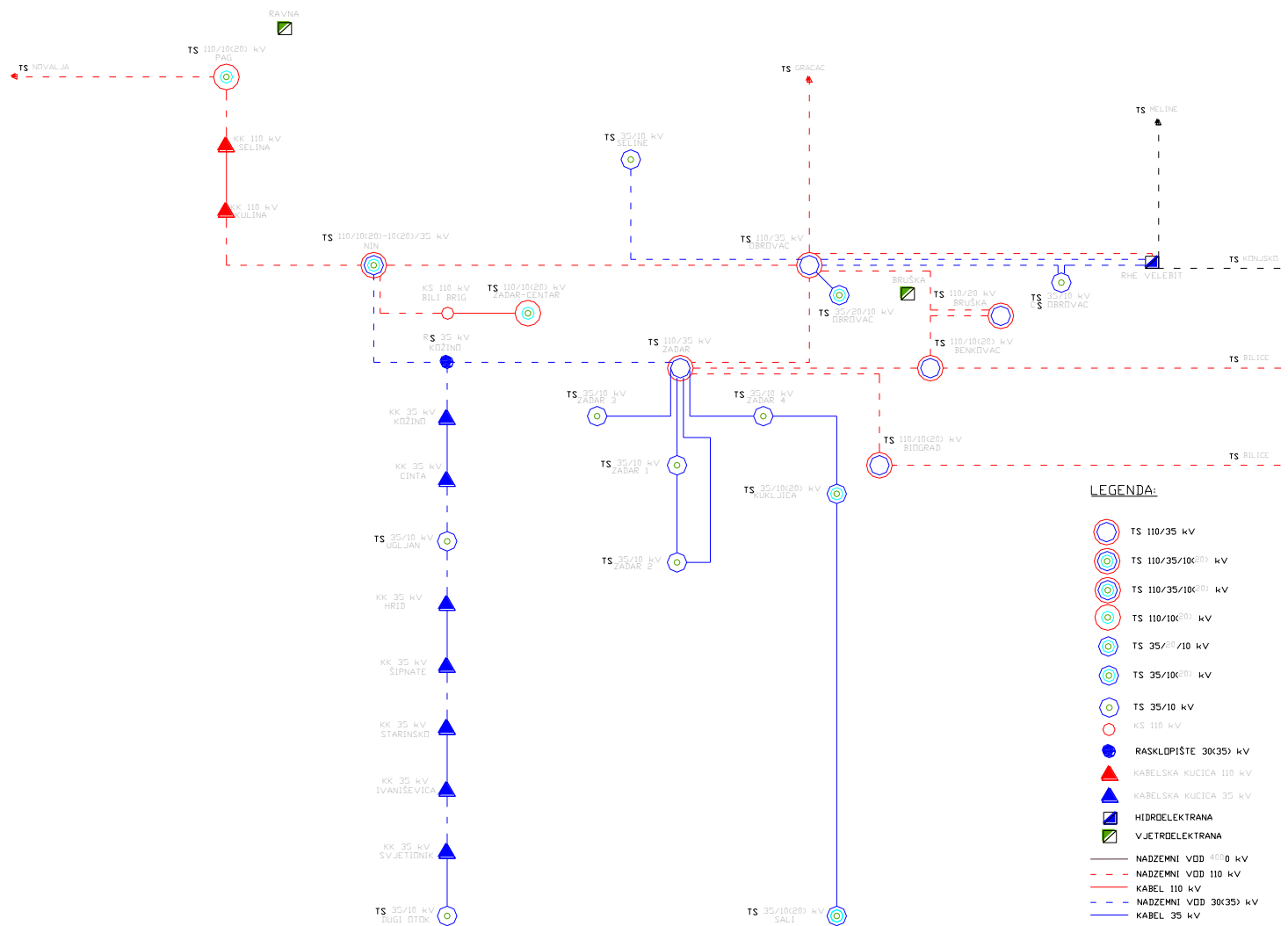
Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

70%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)*	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV Zadar 1	103	50,6	49	50,6	103	0,0	0
TS 35/10 kV Zadar 1	24	13,0	54	11,5	21	-1,5	-6
TS 35/10 kV Zadar 2	16	3,9	24	3,3	14	-0,6	-4
TS 35/10 kV Zadar 3	24	10,3	43	9,3	22	-1,0	-4
TS 35/10 kV Zadar 4	32	18,6	58	16,5	28	-2,1	-7
TS 35/10 kV Ugljan	8	4,1	51	4,1	8	0,0	0
TS 35/10 kV Dugi Otok	4	2,2	55	2,5	5	0,3	8
TS 35/10(20) kV Kukljica	12	4,4	37	4,3	12	-0,1	-1
TS 35/10(20) kV Sali	16	1,7	11	1,8	17	0,1	1
TS 35/10(20) kV Silba	8	1,8	23	2,2	10	0,4	5
TS 110/35 kV Obrovac	40	14,7	37	15,0	41	0,3	1
TS 35/20/10 kV Obrovac	20	3,4	17	3,8	22	0,4	2
TS 35/10(20) kV Seline	16	8,9	56	9,2	17	0,3	2
TS 110/10(20)-10(20)/35 kV Nin	48	27,9	58	29,9	51	2,0	4
TS 110/10(20) kV Benkovac	40	10,7	27	9,2	34	-1,5	-4
TS 110/10(20) kV Biograd	40	22,4	56	25,0	45	2,6	7
TS 110/10(20) kV Pag	16	8,8	55	9,7	18	0,9	6
TS 110/10(20) kV Zadar Centar	80	53,1	66	53,1	80	0,0	0

* Neistovremena maksimalna opterećenja

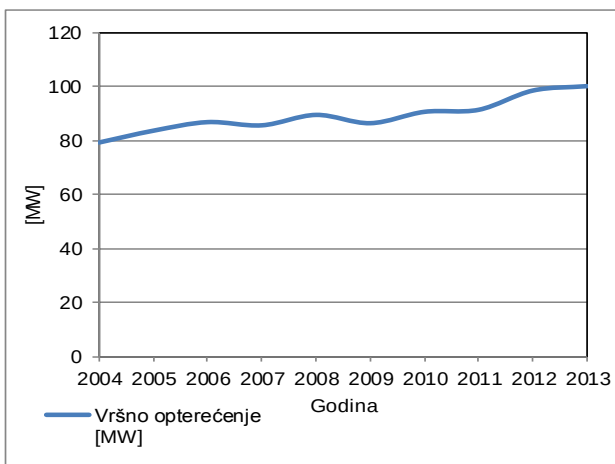


Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

15. Elektra Šibenik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	67,20		
2004	79,10	2004/2003	17,71%
2005	83,50	2005/2004	5,56%
2006	86,70	2006/2005	3,83%
2007	85,50	2007/2006	-1,38%
2008	89,40	2008/2007	4,56%
2009	86,30	2009/2008	-3,47%
2010	90,55	2010/2009	4,92%
2011	91,31	2011/2010	0,84%
2012	98,50	2012/2011	7,87%
2013	100,15	2013/2012	1,68%



Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

49%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 220/110/30 kV BILICE	126	78	62	83	66	5	4
TS 30/10(20) kV Tisno	16	11,2	70	14,5	91	3,3	21
TS 30/10 kV Stankovci	6,86	2,2	32	2,3	34	0,1	1
TS 30/10(20) kV Vodice	32	17,4	73	19,2	60	1,8	6
TS 30/10(20) kV Šibenik 1	24	20,4	85	19,4	81	-1	-4
TS 30/10(20) kV Šibenik 3	32	19,7	66	16,4	51	-3,3	-10
TS 30/10 kV Primošten	11,43	5,7	50	6,3	55	0,6	5
TS 30/10(20) kV Rogoznica	12	4,6	38	5,9	49	1,3	11
TS 30/10/6,3 kV Lozovac	8	6	75	6	75	0	0
TS 30/10(20) kV Podi	16	2,8	18	2,9	18	0,1	1
TS 110/35/10(20) kV DRNIŠ	36	8,9	30	8,2	23	-0,7	-2
TS 35/10 kV Unešić	6,5	1	15	1,15	18	0,15	2
TS 35/10(20) kV Oklaj	5	0,4	8	0,55	11	0,15	3
TS 110/35 kV KNIN	50	11	22	11,7	23	0,7	1
TS 35/10(20) kV Knin	32	7,2	23	8,7	27	1,5	5
TS 35/10 kV Kistanje	8	1,5	19	1,53	19	0,03	0
TS 35/10 kV Golubić	6,5	0,8	12	0,8	12	0	0
TS 35/10 kV Kosovo	5	1,9	38	2	40	0,1	2
TS 35/10/6,3 kV HE MILJACKA	2,14	0,68	94	0,67	31	-0,01	0

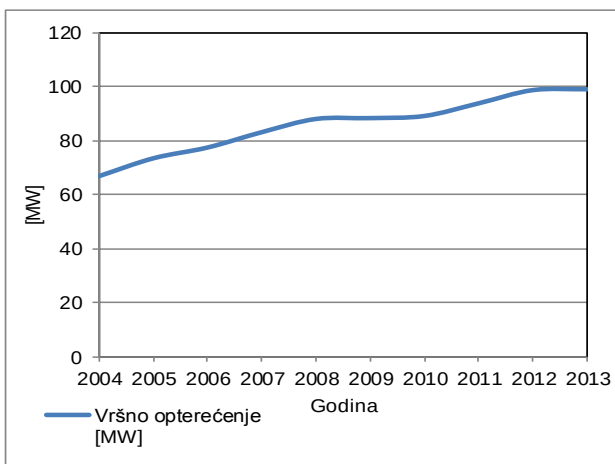


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

16. Elektrojug Dubrovnik

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	62,70		
2004	67,00	2004/2003	6,86%
2005	73,60	2005/2004	9,85%
2006	77,60	2006/2005	5,43%
2007	83,30	2007/2006	7,35%
2008	88,20	2008/2007	5,88%
2009	88,50	2009/2008	0,34%
2010	89,30	2010/2009	0,90%
2011	94,00	2011/2010	5,26%
2012	98,90	2012/2011	5,21%
2013	99,23	2013/2012	0,33%



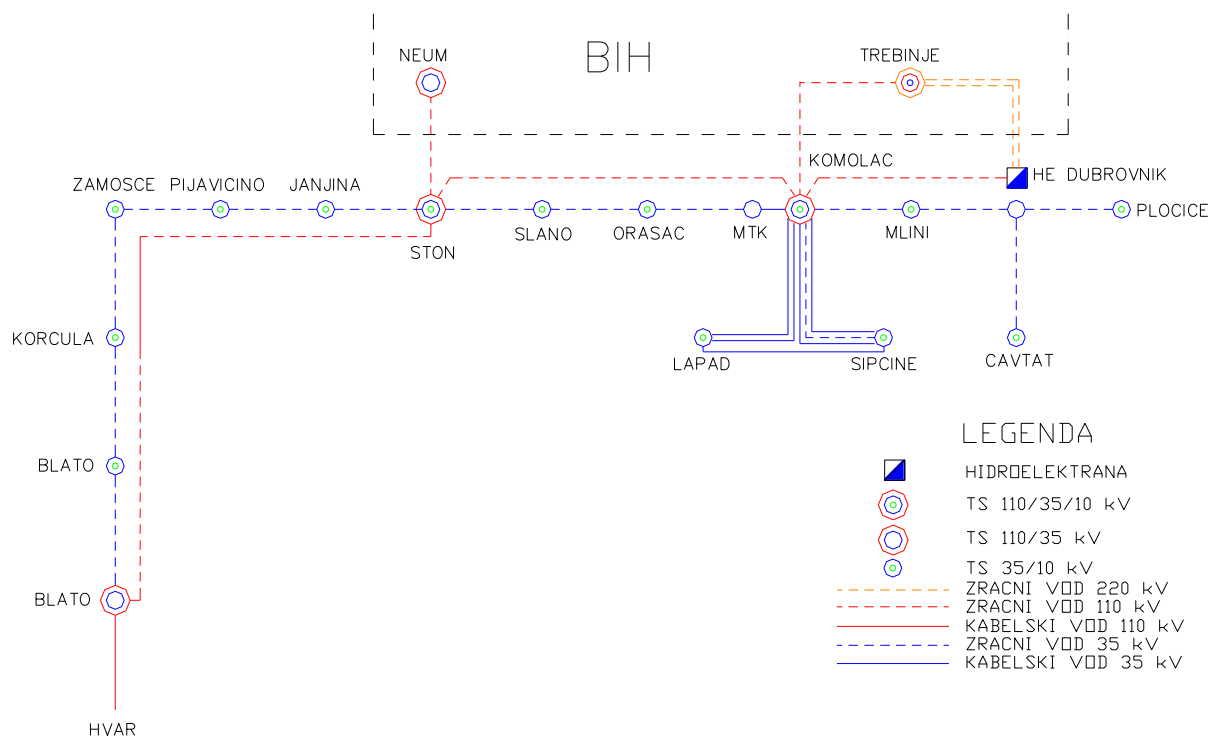
Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

58%

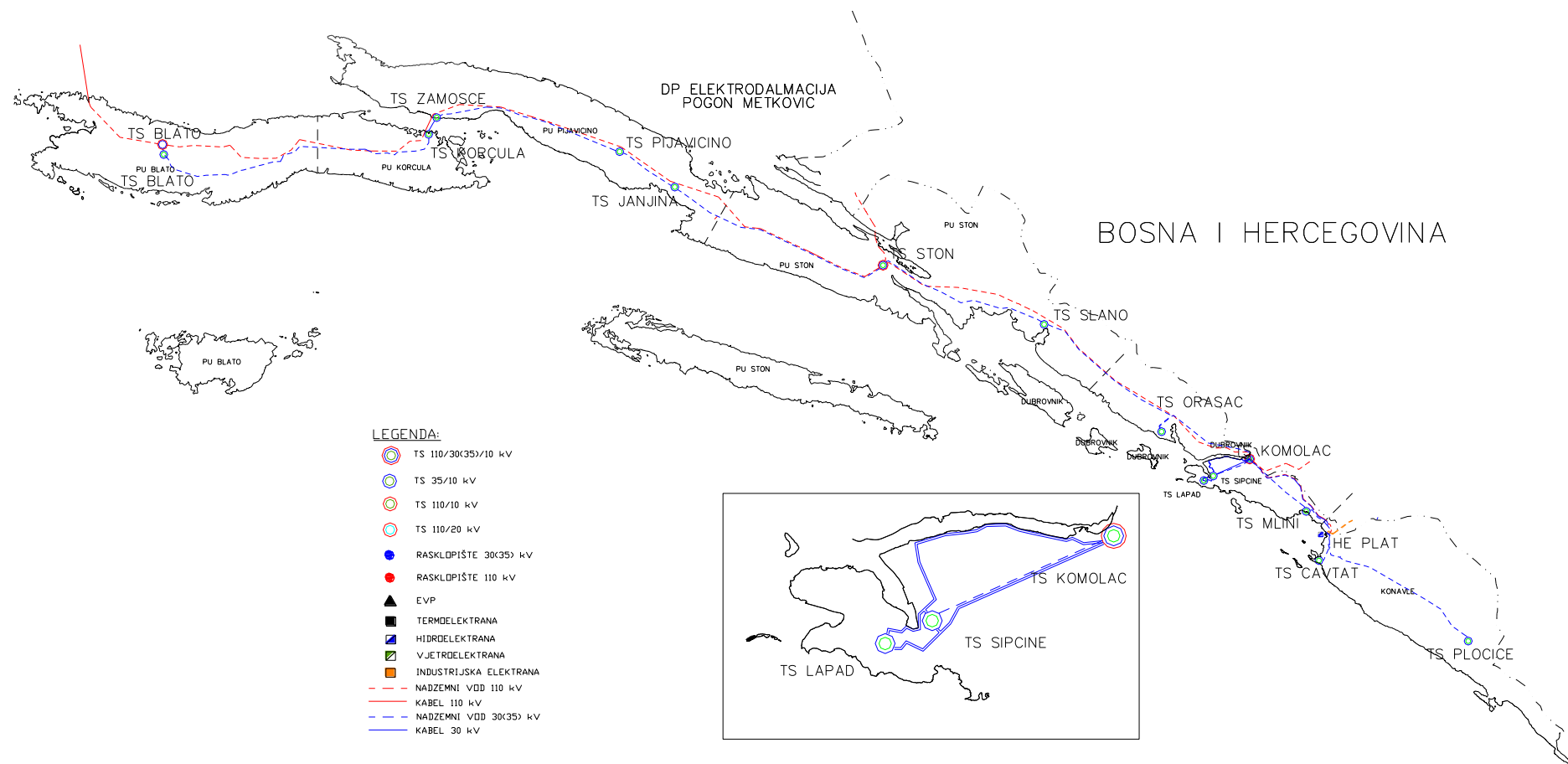
Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV BLATO	20	18,4	92	16,3	81,5	-2,1	-11
TS 35/10 kV BLATO	8	8	100	8,17	102	0,17	2
TS 35/10 kV KORČULA	8	6,5	81	8,11	101	1,61	20
TS 110/35/10 kV STON	40	19,9	50	15,4	39	-4,5	-11
TS 35/10 kV STON*	8	2,5	31	2,46	31	-0,04	-1
TS 35/10 kV ZAMOŠĆE	8	5,5	69	6,24	78	0,74	9
TS 35/10 kV JANJINA	8	2	25	2,36	30	0,36	5
TS 35/10 kV PIJAVIČINO	6,5	3	46	3,51	54	0,51	8
TS 110/35/10 kV KOMOLAC	126	62,8	50	58,6	47	-4,2	-3
TS 35/10 kV KOMOLAC*	16	7	44	6,84	43	-0,16	-1
TS 35/10 kV SLANO	6,5	2,5	38	2,97	46	0,47	7
TS 35/10 kV ORAŠAC	8	5	62	6,24	78	1,24	16
TS 35/10 kV LAPAD	32	18	56	21,74	68	3,74	12
TS 35/10 kV ŠIPČINE	32	20,4	64	19,61	61	-0,79	-2
TS 110/35/10 kV PLAT	20			11,3	57		
TS 35/10 kV MLINI	8	8,1	101	6,54	82	-1,56	-20
TS 35/10 kV CAVTAT	8	7,5	94	6,78	85	-0,72	-9
TS 35/10 kV PLOČICE	6,5	2	31	2,06	32	0,06	1
TS 110/10 kV PLAT*	20			3,49	17		

* Transformacija 35/10 kV unutar matične TS 110/35/10 kV



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

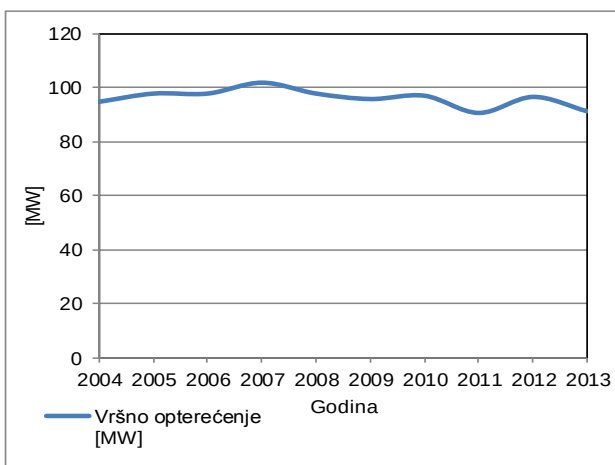


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

17. Elektra Karlovac

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	93,00		
2004	95,00	2004/2003	2,15%
2005	98,00	2005/2004	3,16%
2006	98,00	2006/2005	0,00%
2007	102,00	2007/2006	4,08%
2008	98,00	2008/2007	-3,92%
2009	96,00	2009/2008	-2,04%
2010	97,21	2010/2009	1,26%
2011	90,90	2011/2010	-6,49%
2012	96,78	2012/2011	6,47%
2013	91,51	2013/2012	-5,45%

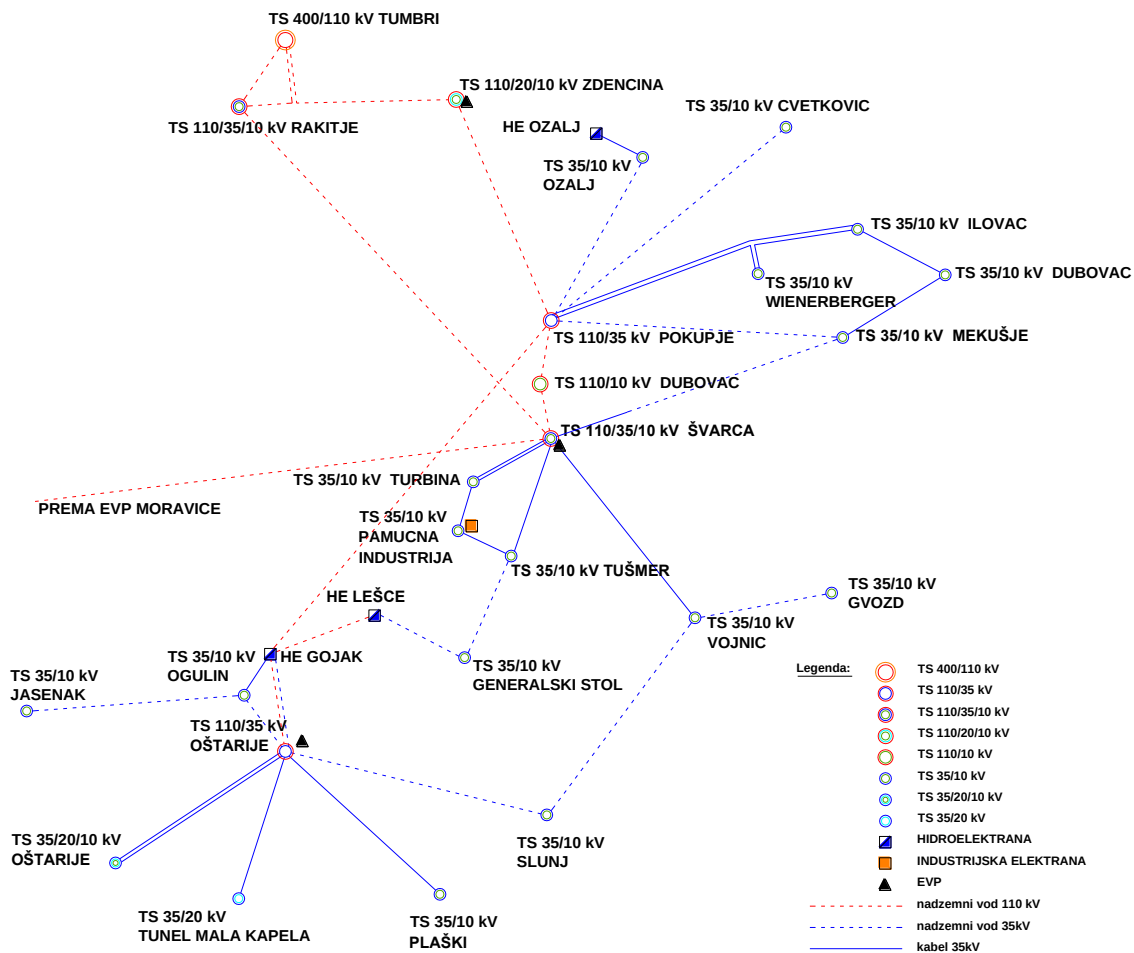


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

-2%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV POKUPJE	80	32	40	24	60	-8	-10
TS 35/10 kV CVETKOVIĆ	8	2	25	1,6	6	-0,4	-5
TS 35/10 kV OZALJ	16	7,4	46	6,9	15	-0,5	-3
TS 35/0,4 kV WIENERBERGER	4	1,38	35	1,2	3	-0,18	-5
TS 35/10 kV ILOVAC	16	11,5	72	12,8	18	1,3	8
TS 35/10 kV DUBOVAC	16	15	94	3,3	4	-11,7	-73
TS 35/10 MEKUŠJE	16	8,5	53	7	13	-1,5	-9
TS 110/35/10 kV ŠVARČA	66	21	32	23	72	2	3
TS 35/10 kV TUŠMER	8	6,4	80	5,6	7	-0,8	-10
TS 35/6 kV P.I. DUGA RESA	13	0,295	2	0,532	23	0,237	2
TS 35/0,4 kV AQUAESTIL	0,63	0,279	44	0,278	1	-0,001	0
TS 35/10 kV GENERALSKI STOL	8	2,4	30	2,2	7	-0,2	-3
TS 35/10 kV TURBINA	11,5	4,526	39	4,3	11	-0,226	-2
TS 35/10 kV VOJNIĆ	8	2,8	35	2,6	7	-0,2	-3
TS 110/35 kV OŠTARIJE	40	16	40	16	40	0	0
TS 35/20/10 kV OŠTARIJE	16	4,4	28	5	18	0,6	4
TS 35/10 kV OGULIN	16	6	38	6	16	0	0
TS 35/10 kV JASENAK	4,1	0,9	22	0,6	3	-0,3	-7
TS 35/10 kV PLAŠKI	5	1,2	24	1,4	6	0,2	4
TS 35/10 SLUNJ	8	3,6	45	3,4	8	-0,2	-3
TS 110/20/10 kV ZDENČINA	40	20	50	21	42	1	3
TS 110/10 kV DUBOVAC	80	19	24	24	101	5	6



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

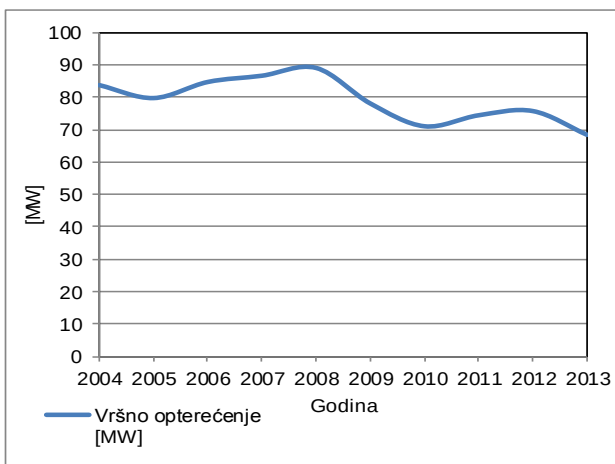


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

18. Elektra Sisak

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	76,90		
2004	83,68	2004/2003	8,82%
2005	79,75	2005/2004	-4,70%
2006	84,63	2006/2005	6,12%
2007	86,53	2007/2006	2,25%
2008	88,90	2008/2007	2,74%
2009	78,11	2009/2008	-12,14%
2010	71,18	2010/2009	-8,87%
2011	74,52	2011/2010	4,69%
2012	75,80	2012/2011	1,72%
2013	68,58	2013/2012	-9,53%



Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

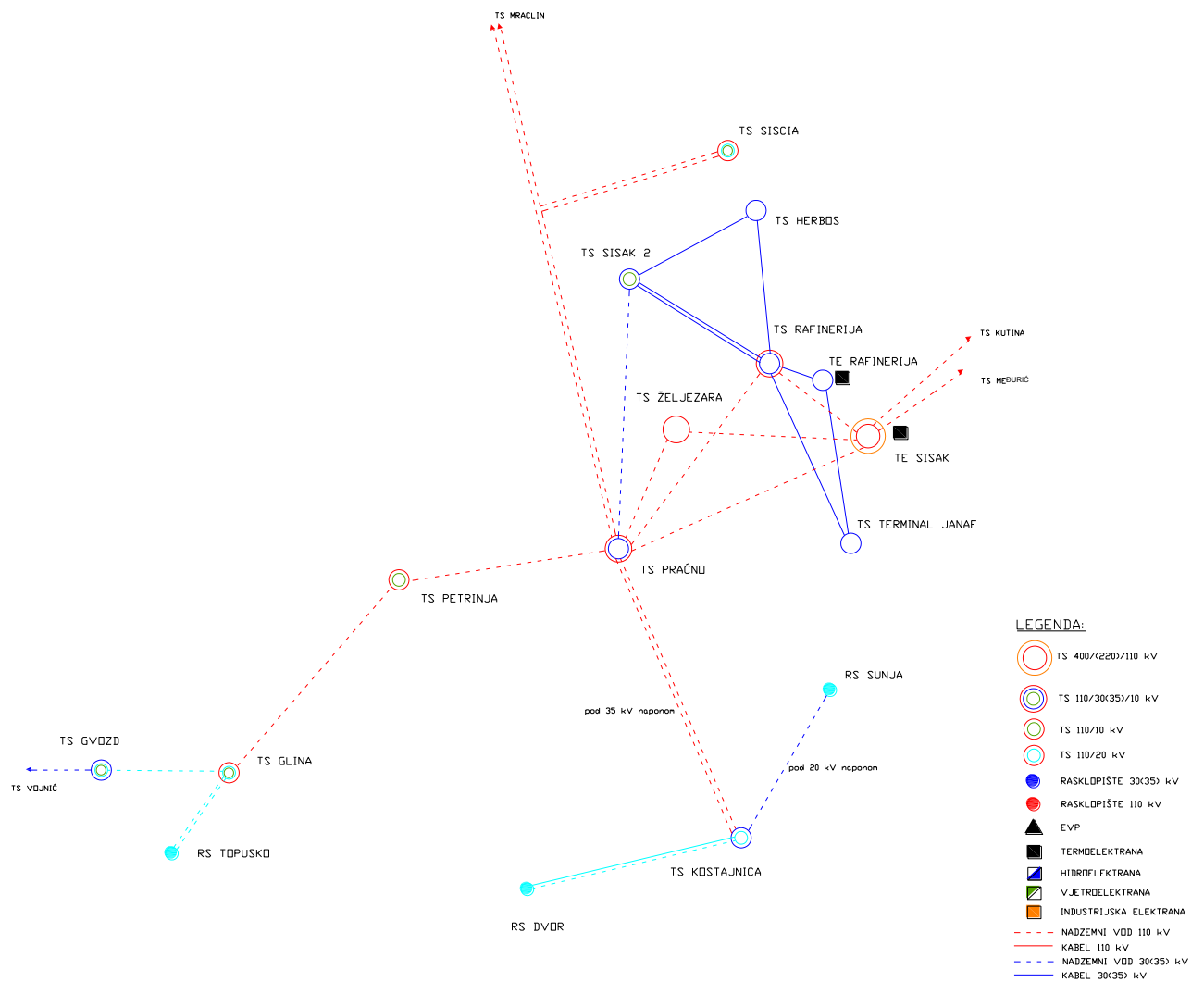
-11%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV PRAČNO	40	7,18	18	6,34	16	-0,84	-2
TS 35/10 kV SISAK 2	32	10,37	32	11,64	36	1,27	4
TS 35/20 kV HRV. KOSTAJNICA *	16	7,18	45	6,34	40	-0,84	-5
RS 20 kV SUNJA		2,74		2,14		-0,6	
RS 20 kV DVOR		1,55		1,63		0,08	
TS 110/10(20) kV SISCIA	40	21,32	53	17,89	45	-3,43	-9
TS 110/10 kV PETRINJA	40	11,29	28	9,55	24	-1,74	-4
TS 110/20 kV GLINA	40	6,8	17	6,2	16	-0,6	-2
TS 35/10(20) kV GVOZD	8	0,89	22	0,88	11	-0,01	0
RS 20 kV TOPUSKO		1,58		1,28		-0,3	
TS 110/35/6 kV RAFINERIJA **	94,5	29,22	31	28,6	30	-0,62	-1

* TS H. Kostajnica – napaja se 110 kV DV Pračno – Kostajnica pod 35 kV naponom

** TS 110/35/6 kV Rafinerija – postrojenje 110 kV prelazi u HOPS, a 35 kV postrojenje je u vlasništvu INA Rafinerija

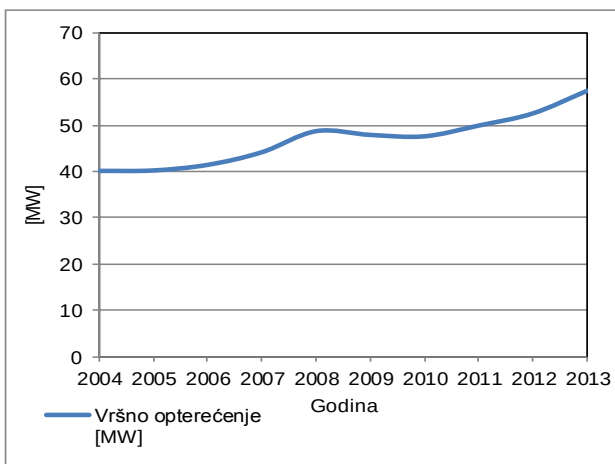


Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

19. Elektrolika Gospić

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	35,40		
2004	40,20	2004/2003	13,56%
2005	40,30	2005/2004	0,25%
2006	41,50	2006/2005	2,98%
2007	44,20	2007/2006	6,51%
2008	48,70	2008/2007	10,18%
2009	47,90	2009/2008	-1,64%
2010	47,60	2010/2009	-0,63%
2011	49,90	2011/2010	4,83%
2012	52,50	2012/2011	5,21%
2013	57,33	2013/2012	9,20%

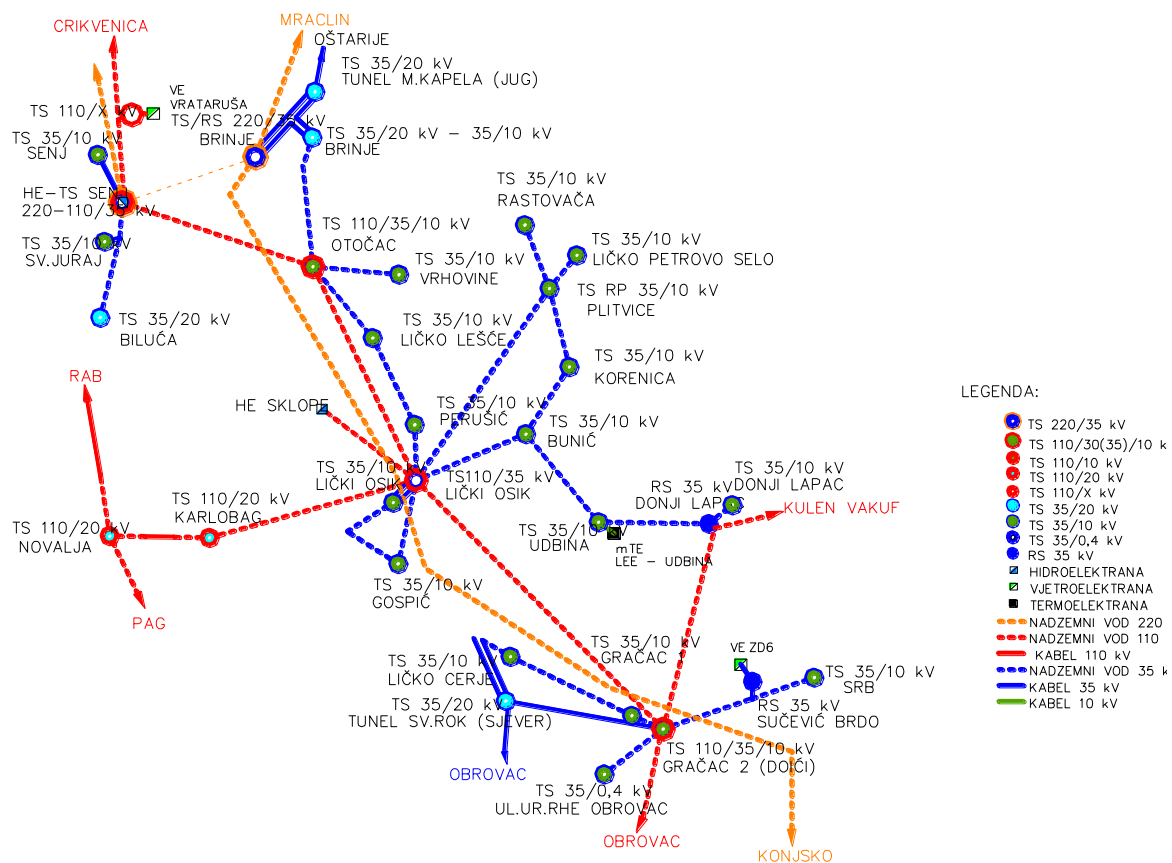


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

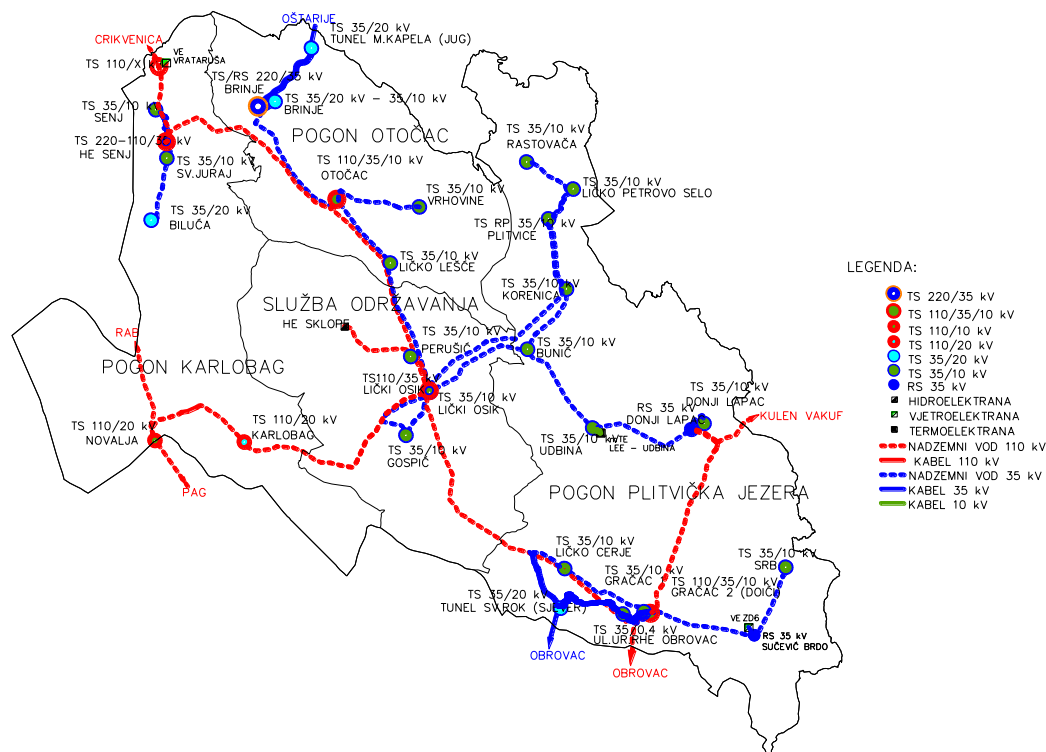
62%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35 kV LIČKI OSIČ	42	18,1	43	18,6	44	0,5	1
TS 35/10 kV Gospić	16	8,3	52	8,8	55	0,5	3
TS 35/10 kV Perušić	5	3,2	64	3,4	68	0,2	4
TS 35/10 kV Lički Osik	5	1,7	34	1,5	30	-0,2	-4
TS 35/10 kV Bunić	2,5	0,4	16	0,4	16	0	0
TS 35/10 kV Korenica	8	2,1	26	2,2	28	0,1	1
TS 35/10 kV Udbina	8	1,4	18	1,4	18	0	0
TS 35/10 kV Plitvice	6,5	1,7	26	1,6	25	-0,1	-2
TS 35/10 kV Rastovača	5	1,9	38	1,9	38	0	0
TS 35/10 kV Ličko Petrovo selo	5	1,4	28	1,2	24	-0,2	-4
TS 35/10 kV Donji Lapac	5	1,8	36	1,7	34	-0,1	-2
TS 110/35/10 kV OTOČAC	42	7,5	18	7,8	19	0,3	1
transformacija 35/10 kV Otočac	8	5,1	64	5,4	68	0,3	4
TS 35/10 kV Ličko Lešće	5	2,5	50	2,4	48	-0,1	-2
TS 35/10 kV Vrhovine	5	0,7	14	0,7	14	0	0
TS 220/35 kV BRINJE	20	4,7	24	4,7	24	0	0
TS 35/20 - 35/10(20) kV Brinje	8	3,1	39	3,1	39	0	0
TS 35/20 kV Tunel Mala Kapela	16	2,1	13	2,1	13	0	0
110/35 kV HE SENJ	20	6,6	33	6,9	35	0,3	2
TS 35/10(20) kV Senj	8	3,8	48	4	50	0,2	3
TS 35/10(20) kV Sveti Juraj	4	1,1	28	1,2	30	0,1	3
TS 35/20 kV Biluča	4	1,7	43	1,6	40	-0,1	-3
TS 110/35/10(20) kV GRAČAC 2	40	-7,5	-19	-7,2	-18	0,3	1
transformacija 35/10 kV Grača2 (Doići)	5	1,5	30	1,5	30	0	0
TS 35/10 kV Srb	4,1	0,5	12	0,5	12	0	0
TS 35/10 kV Gračac 1	5	1	20	1	20	0	0
TS 35/20 kV Ličko Cerje	3,2	1	31	1	31	0	0
TS 35/20 kV Sveti Rok	16	2,1	13	2,1	13	0	0
TS 110/20 kV KARLOBAG	20	2,4	12	2,5	13	0,1	1
TS 110/20 kV NOVALJA	40	19,3	48	20,7	52	1,4	4



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

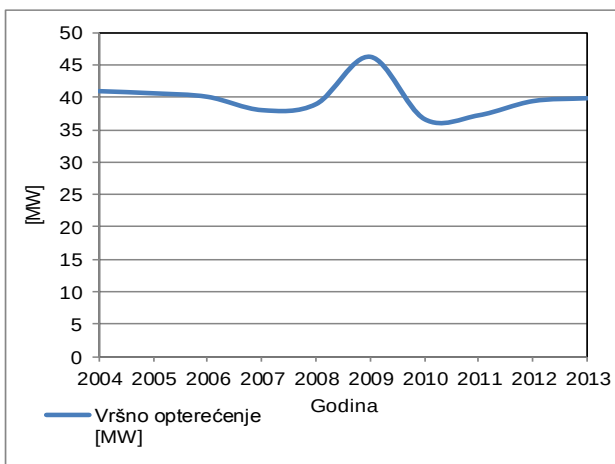


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

20. Elektra Virovitica

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	36,88		
2004	40,99	2004/2003	11,14%
2005	40,66	2005/2004	-0,81%
2006	40,11	2006/2005	-1,35%
2007	38,05	2007/2006	-5,14%
2008	38,99	2008/2007	2,47%
2009	46,32	2009/2008	18,80%
2010	36,66	2010/2009	-20,85%
2011	37,25	2011/2010	1,61%
2012	39,45	2012/2011	5,91%
2013	39,90	2013/2012	1,14%

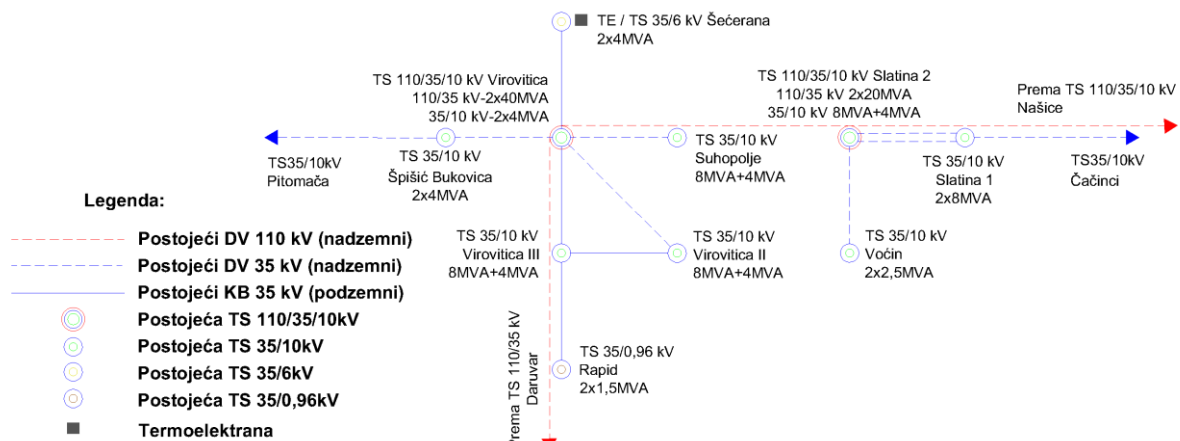


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

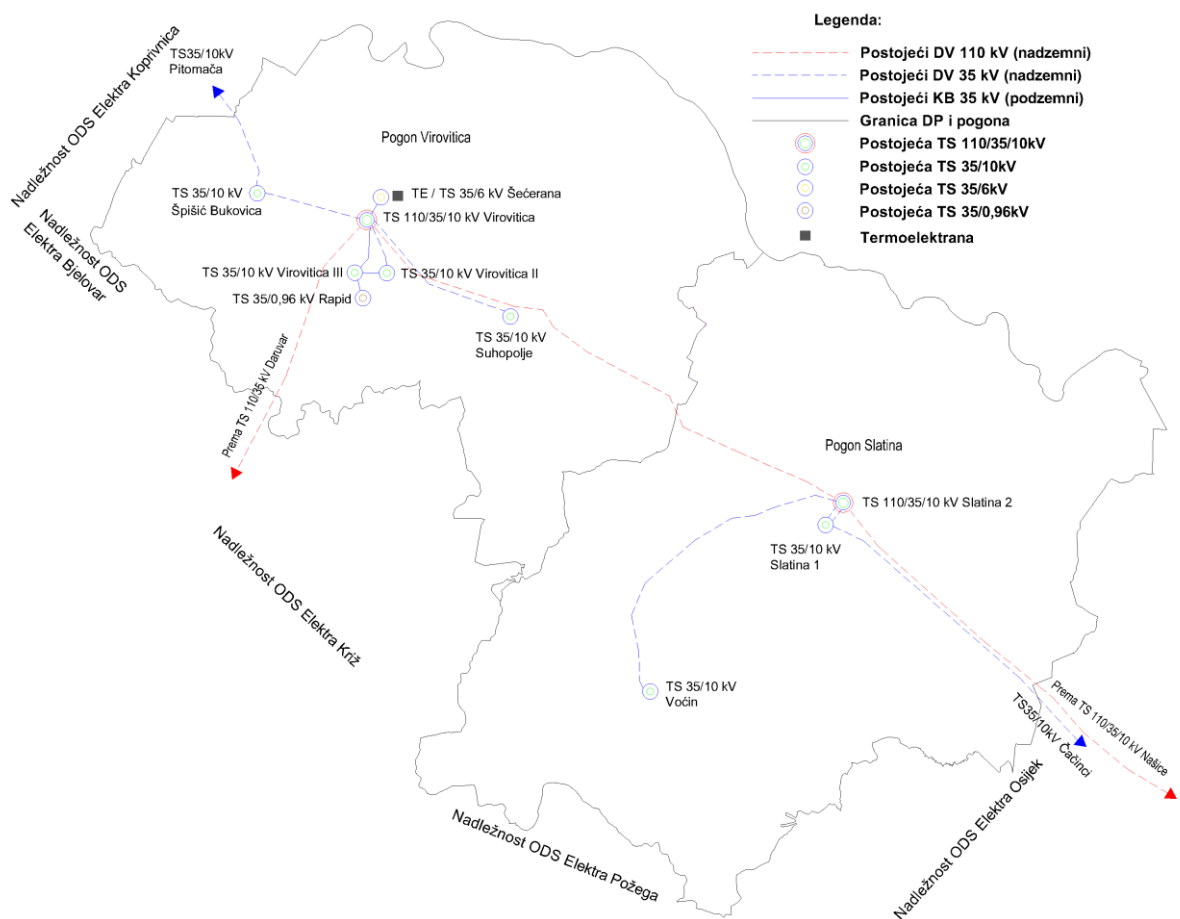
8%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35/10 kV Virovitica I	80	25,53	32	26,92	33,7	1,39	2
TS 35/10(20) kV Virovitica II	12	5,62	47	6,18	51,5	0,56	5
TS 35/10 kV Virovitica III	12	6,11	51	7,02	58,5	0,91	8
TS 35/10(20) kV Suhopolje	12	3,89	32	3,75	31,3	-0,14	-1
TS 35/10(20) kV Špišić Bukovica	8	3,6	45	2,42	30,3	-1,18	-15
TS 110/35/10(20) kV Slatina II	40	16,64	42	14,53	36,3	-2,11	-5
TS 35/10(20) kV Slatina I	16	6,26	39	6,06	37,9	-0,2	-1
TS 35/10 kV Voćin	5	0,95	19	1,11	22,2	0,16	3



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

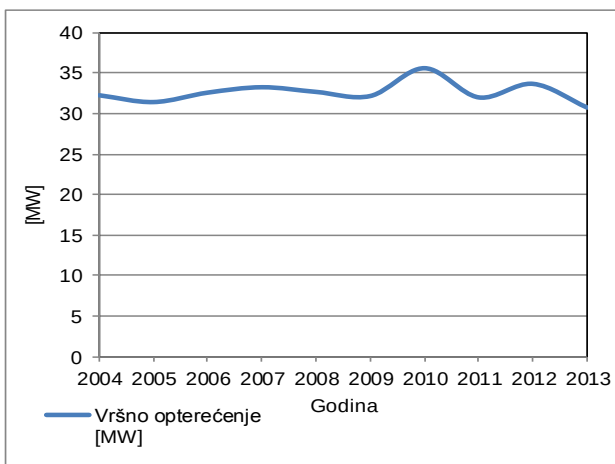


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

21. Elektra Požega

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2003.-2013.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja	
		Razdoblje	Promjena vršnog opterećenja [%]
2003	30,16		
2004	32,26	2004/2003	6,96%
2005	31,42	2005/2004	-2,60%
2006	32,59	2006/2005	3,72%
2007	33,26	2007/2006	2,06%
2008	32,68	2008/2007	-1,74%
2009	32,17	2009/2008	-1,56%
2010	35,62	2010/2009	10,72%
2011	32,00	2011/2010	-10,16%
2012	33,68	2012/2011	5,25%
2013	30,74		-8,73%

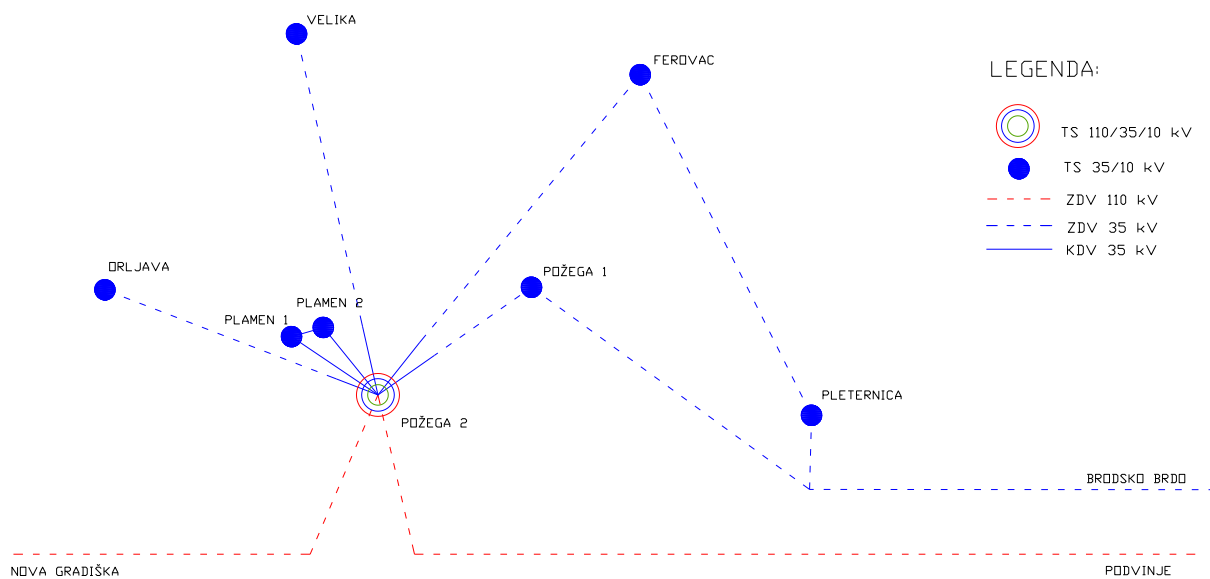


Ukupan desetogodišnji porast
vršnog opterećenja:

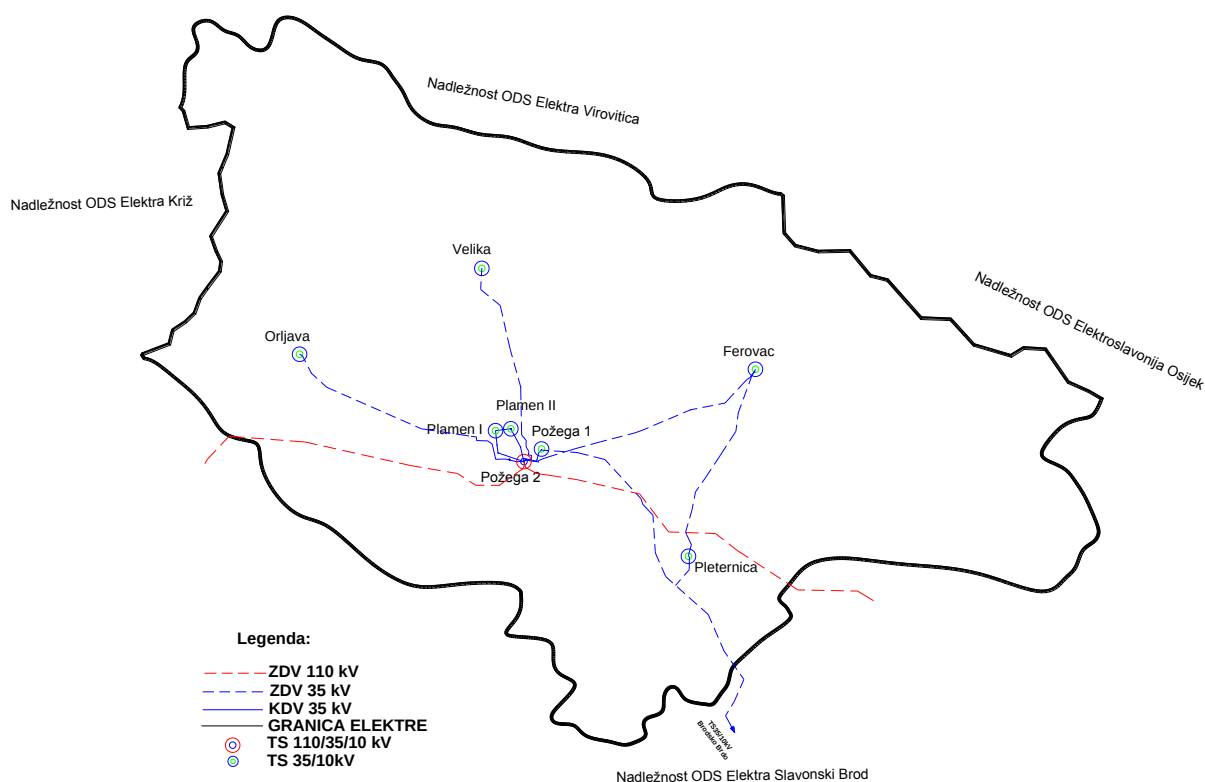
2%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV

Naziv transformatorske stanice	Sn	Pmax 2012.		Pmax 2013.		Δ Pmax	
	(MVA)	(MVA)	%	(MVA)	%	(MVA)	%
TS 110/35/10 kV POŽEGA 2 (110/35 kV)	80	33,7	42	30,7	38,38	-3	-3,75
TS 110/35/10 kV POŽEGA 2 (35/10 kV)	16	9,1	56,9	9,5	59,38	0,4	2,5
TS 35/10 kV POŽEGA 1	16	7,7	48,1	7,7	48,13	0	0
TS 35/10 kV FEROVAC	8	3,7	46,3	3,8	47,5	0,1	1,25
TS 35/10 kV ORLJAVA	5	1,6	32	1,6	32	0	0
TS 35/10 kV PLETERNICA	8	3,4	42,5	3,7	46,25	0,3	3,75
TS 35/10 kV VELIKA	8	2,9	36,3	3,3	41,25	0,4	5
TS 35/10 kV ČAGLIN	5			1	20		



Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

11.4. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2016.-2025.

Red. br.	Aktivnost	Organizacijska jedinica / Nositelji
1.	IZRADA PLANA	
	Koordinacija tima i aktivnosti Poslovni ciljevi i planovi razvoja Obrada ulaznih podataka (aplikacija „HEP ODS – Planiranje razvoja“, studijski radovi, izvješća) Analiza postojećeg stanja, vršnog opterećenja i potrošnje Razrada ulaganja u elektroenergetske objekte	HEP ODS, Sektor za tehničke poslove, Odjel za investicije i Odjel za razvoj i pristup mreži Anđelko Tunjić, dipl. ing. Krešimir Ugarković, dipl. ing. Igor Đurić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl.ing. Mladen Vuksanić, dipl. ing. Ivan Orišak, mag. ing.
2.	APLIKACIJA „HEP ODS – PLANIRANJE RAZVOJA“ – DORADA I KORISNIČKA PODRŠKA	
		HEP ODS, Sektor za tehničke poslove, Odjel za investicije i Odjel za razvoj i pristup mreži Anđelko Tunjić, dipl. ing. Krešimir Ugarković, dipl. ing. Igor Đurić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl.ing. Mladen Vuksanić, dipl. ing. Ivan Orišak, mag. ing.
		HEP d.d., Sektor za informatiku i telekomunikacije Mario Fistanić, dipl. ing.
3.	UNOS PODATAKA U APLIKACIJU „HEP ODS – PLANIRANJE RAZVOJA“	
	Postojeće stanje distribucijske mreže Ulaganja u elektroenergetske objekte Pogonski podaci	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, Sektor za tehničke poslove i Sjedište
	Distribuirani izvori	Matej Cvitanović, dipl. ing.
	Gubici u distribucijskoj mreži	Dinko Hrkec, dipl. ing.
	Funkcije vođenja mreže	Ivan Periša, dipl. ing.
	Informatizacija poslovnih procesa	Hrvoje Mandekić, dipl. ing.
	Uredska informatička oprema	
	Mjerna infrastruktura	mr.sc. Zdravko Lipošćak, dipl. 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	mr.sc. Željko Vrban, dipl. ing.
	Transportna sredstva	
	Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem	Sanja Srnec Pekas, dipl. ing. Marta Malenica, mag. ekologije
5.	EKONOMSKE ANALIZE	
		HEP ODS, Sektor za potporne 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.