

---

**DESETOGODIŠNJI (2017.-2026.) PLAN  
RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a  
s detaljnom razradom za početno trogodišnje  
i jednogodišnje razdoblje**

---

Zagreb, prosinac 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. Restrukturiranje HEP ODS-a .....	25
2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja.....	25
2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH .....	26
2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže .....	26
2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje .....	30
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	31
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže .....	32
3.1. Opći i karakteristični podaci .....	33
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže.....	34
3.2.1. Pojne točke 110 kV .....	36
3.2.2. Pojne točke 35 kV .....	41
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona.....	46
3.2.4. Vodovi 35 kV .....	47
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN .....	50
3.2.6. Vodovi 10 i 20 kV .....	54
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci.....	58
3.3. Distribuirani izvori .....	61
3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a .....	61
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a .....	63
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja.....	63
3.4. Gubici u distribucijskoj mreži .....	64
3.4.1. Ostvareni gubici .....	64
3.4.2. Struktura gubitaka .....	65
3.4.3. Ciljevi smanjenja gubitaka .....	66
4. Vršno opterećenje i potrošnja električne energije.....	67

4.1.	Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje .....	68
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 pojedinih transformatorskih stanica.....	83
5.2.3.	Mreža niskog napona.....	85
5.3.	Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže.....	85
5.3.1.	Naponska razina priključenja .....	85
5.3.2.	Zahtjevi za izgradnju postrojenja .....	86
5.4.	Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže .....	87
5.4.1.	Sigurnost opskrbe .....	87
5.4.2.	Pouzdanost napajanja .....	87
5.4.3.	Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu .....	89
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 .....	91
6.	Poslovni ciljevi i planovi razvoja distribucijske mreže.....	92
6.1.	Poslovni ciljevi .....	93
6.1.1.	Povećanje kapaciteta mreže (C1).....	93
6.1.2.	Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2).....	95
6.1.3.	Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3) .....	97
6.2.	Proces planiranja i izrade planova razvoja .....	99
6.3.	Podloge za izradu planova razvoja.....	101
6.3.1.	Informatička podrška izradi planova .....	101
6.3.2.	Studije razvoja distribucijske mreže.....	102
7.	Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.....	103
7.1.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV .....	108
7.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom.....	111
7.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV .....	112
7.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV.....	114

7.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV .....	114
7.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV .....	115
7.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova .....	116
7.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	116
7.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV .....	117
7.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV .....	117
7.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV .....	118
7.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova .....	120
7.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	121
7.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon .....	122
7.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV .....	124
7.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova.....	124
7.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV .....	126
7.4.3.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka .....	127
7.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	128
7.5.1.	Sustavi vođenja i automatizacija.....	128
7.5.2.	Mjerni uređaji i infrastruktura.....	131
7.5.3.	Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	137
7.6.	Ulaganja u poslovnu infrastrukturu .....	138
7.6.1.	Osobna, teretna i radna vozila .....	138
7.6.2.	Poslovne zgrade i ostali radni prostori .....	140
7.6.3.	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju .....	143
7.6.4.	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi .....	148
7.7.	Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje .....	150
7.8.	Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže.....	151
7.8.1.	Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a .....	151
7.8.2.	Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEO ODS-a .....	151
7.8.2.	Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti .....	155
7.8.3.	Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci .....	159
8.	Financijsko planiranje .....	161
8.1.	Planska financijska izvješća .....	162
8.2.	Planirani izvori financiranja .....	163
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).....	163
9.	Zaključak.....	164
10.	Literatura.....	167
11.	Prilozi .....	170

11.1. Pregled ulaganja u 110 kV objekte.....	172
11.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	172
11.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio.....	176
11.2. Ulaganja u 35(30) kV objekte .....	177
11.2.1. Izgradnja novih TS 35/x kV .....	177
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV .....	178
11.2.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV.....	179
11.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV .....	180
11.3. Pregled obilježja distribucijskih područja .....	181
1. Elektra Zagreb .....	181
2. Elektra Zabok.....	185
3. Elektra Varaždin .....	187
4. Elektra Čakovec.....	189
5. Elektra Koprivnica .....	191
6. Elektra Bjelovar.....	193
7. Elektra Križ.....	195
8. Elektroslavonija Osijek.....	197
9. Elektra Vinkovci .....	201
10. Elektra Slavonski Brod.....	203
11. Elektroistra Pula.....	206
12. Elektroprimorje Rijeka.....	210
13. Elektrodalmacija Split .....	214
14. Elektra Zadar .....	218
15. Elektra Šibenik .....	221
16. Elektrojug Dubrovnik.....	224
17. Elektra Karlovac.....	227
18. Elektra Sisak.....	230
19. Elektrolika Gospić .....	233
20. Elektra Virovitica .....	236
21. Elektra Požega .....	238
11.4. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2016.-2025.....	240

## POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci .....	34
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u VN/SN i SN/SN HEP ODS-a .....	35
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova .....	47
Tablica 3.4 Pregled duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) .....	47
Tablica 3.5 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije .....	48
Tablica 3.6 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova .....	49
Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije.....	50
Tablica 3.8 Vrste TS SN/NN .....	51
Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV .....	51
Tablica 3.10 Pregled količina transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru .....	52
Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama.....	53
Tablica 3.12 Struktura kabela 10(20) kV po vrsti izolacije .....	55
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 i 20 kV .....	56
Tablica 3.14 Pregled podmorskih kabela 10 i 20 kV prema vrsti izolacije .....	57
Tablica 3.15 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka) .....	58
Tablica 3.16 Struktura niskonaponske kableske mreže prema izvedbi izolacije .....	58
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže .....	59
Tablica 3.18 Struktura niskonaponskih priključaka .....	61
Tablica 3.19 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu do 31.12.2015. godine (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže).....	61
Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2015. godine .....	63
Tablica 4.1 Prosječni godišnji porasti vršnog opterećenja distribucijskih područja u razdoblju 2006.-2015.....	69
Tablica 4.2 Prognoza porasta vršnog opterećenja distribucijskih područja u planskom razdoblju (do 2026.).....	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 (prosjek po TS 10(20)/0,4 kV) .....	77
Tablica 5.3 Preporučeni uvjeti za obnovu elemenata distribucijske mreže radi starosti .....	79
Tablica 5.4 Uobičajene naponske razine priključenja kupaca.....	85
Tablica 5.5 Zahtjevi za pojačanje postojeće transformacije ili izgradnju TS 110/SN kV.....	86
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.....	87
Tablica 6.1 Plan izrade studija razvoja distribucijske mreže .....	102

Tablica 7.1 Ulaganja u HEP ODS-a u narednom desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje.....	107
Tablica 7.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja .....	111
Tablica 7.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	112
Tablica 7.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	113
Tablica 7.5 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja .....	114
Tablica 7.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	115
Tablica 7.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV .....	116
Tablica 7.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	116
Tablica 7.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	117
Tablica 7.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	117
Tablica 7.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2017.-2019., s naturalnim podacima .....	117
Tablica 7.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	119
Tablica 7.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2017.-2019. s naturalnim podacima .....	119
Tablica 7.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju	120
Tablica 7.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2017.-2019. s naturalnim podacima .....	120
Tablica 7.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	121
Tablica 7.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2017.-2019. s naturalnim podacima .....	121
Tablica 7.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	125
Tablica 7.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima .....	125
Tablica 7.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	126
Tablica 7.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima .....	126
Tablica 7.22 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u narednom desetogodišnjem razdoblju.....	128
Tablica 7.23 Pregled instaliranih SCADA sustava u distribucijskim područjima .....	128
Tablica 7.24 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	130
Tablica 7.25 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	131
Tablica 7.26 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži .....	132



Tablica 27. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	136
Tablica 7.28. Struktura transportnih sredstava HEP ODS-a u 2013. godini .....	139
Tablica 7.29. Plan potreba transportnih sredstava .....	139
Tablica 7.30. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti .....	140
Tablica 7.31 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	140
Tablica 7.32. Pogonski, poslovni i skladišni prostori .....	141
Tablica 7.33. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine .....	141
Tablica 7.34 Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	143
Tablica 7.35 Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	144
Tablica 7.36 Razmještaj baznih stanica po distribucijskim područjima .....	145
Tablica 7.37 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	146
Tablica 7.38 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	147
Tablica 7.39 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	149
Tablica 7.40 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2017. godini .....	150

## POPIS SLIKA

Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže .....	27
Slika 3.1 Karta RH s distribucijskim područjima HEP ODS-a .....	33
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže .....	35
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 .....	38
Slika 3.5 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon .....	39
Slika 3.6 Prikaz broja polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja .....	39
Slika 3.7 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi .....	40
Slika 3.8 Raspodjela broja transformatora VN/SN 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 .....	43
Slika 3.11 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon .....	44
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 .....	45
Slika 3.14 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti .....	45
Slika 3.15 Udjeli duljine 35 kV kabela prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) .....	48
Slika 3.16 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi .....	49
Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča .....	50
Slika 3.18 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV .....	52
Slika 3.19 Pregled starosti transformatora SN/NN po godinama .....	54
Slika 3.20 Duljine kablskih vodova 10 i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije) .....	55
Slika 3.21 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 i 20 kV prema vrsti stupova.....	56
Slika 3.22 Duljine nadzemnih vodova 10 i 20 kV prema presjeku i materijalu vodiča .....	57
Slika 3.23 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 i 20 kV po vrsti izolacije .....	58
Slika 3.24 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča.....	60
Slika 3.25 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa.....	60
Slika 3.26 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima .....	62
Slika 3.27 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima .....	62
Slika 3.28 Gubici električne energije u razdoblju 2006.-2015. ....	64
Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2006.-2015.....	68
Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2015. godini.....	70

Slika 4.3 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 .....	84
Slika 6.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva .....	94
Slika 6.2 Proces planiranja razvoja i investicija .....	100
Slika 6.3 Informatička podrška procesu planiranja .....	101
Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2017.-2019. i 2020.-2026. po vrstama ulaganja ...	105
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 2017.-2019.) .....	118
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 2017.-2019.) .....	119
Slika 7.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2017.-2019.) .....	120
Slika 7.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2017.-2019.) .....	122
Slika 7.6 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima .....	123
Slika 7.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2017.-2019.) .....	125
Slika 7.8 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2017.-2019.) .....	127

## SAŽETAK

### Osnovne značajke

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.



Slika 1 Karta RH s distribucijskim područjima HEP ODS-a

Tablica 1 u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u (stanje na dan 31.12.2015. godine).

**Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci**

Broj radnika	7.680
Ukupna duljina distribucijske mreže	136.356 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	25.789
Ukupna instalirana snaga transformacije	21.653 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.387.662
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.488
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	154,01 MW
Ukupna potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2015. godini	16.075 GWh
Gubici u 2015. godini	8,05%

**Postojeće stanje distribucijske mreže**

Distribucijska mreža inicijalno je planirana i građena kroz tri naponske razine 35(30) kV – 10 kV – 0,4 kV. Daljnjim analizama koncepta distribucijske mreže tijekom 70-ih godina prošlog stoljeća utvrđen je, zbog ušteta 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 25.789 komada prema naponima više naponske razine raspodijeljen je na:

– 110 kV i više	138 kom
– 35 i 30 kV	307 kom
– 20 kV	4.316 kom
– 10 kV	20.990 kom

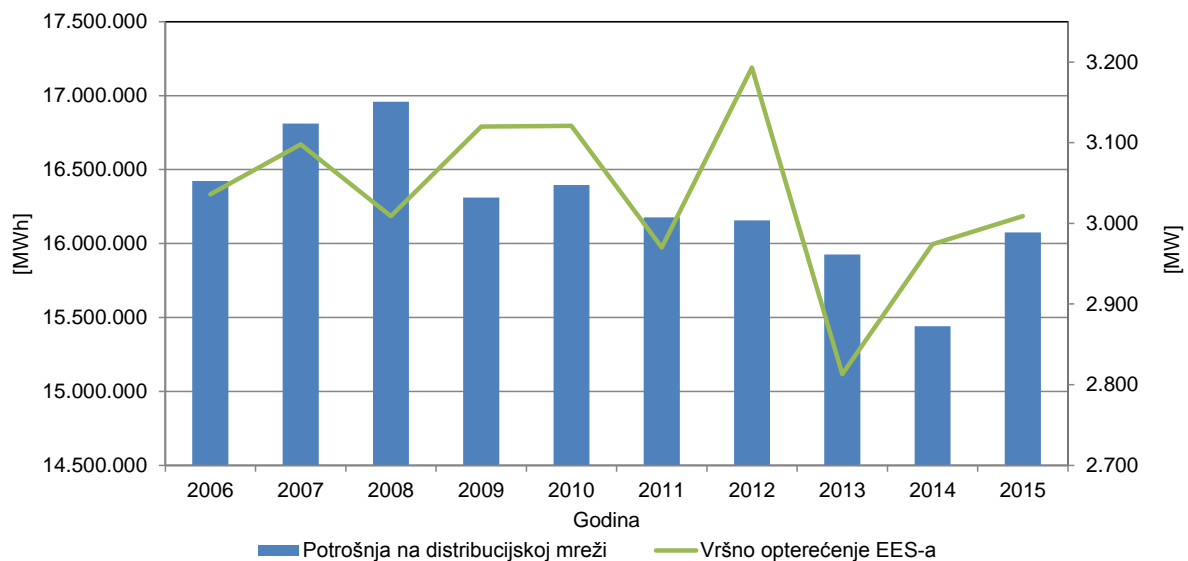
Duljina distribucijske mreže HEP ODS-a po naponskim razinama iznosi:

– 35 i 30 kV	4.547 km
– 20 kV	7.451 km
– 10 kV	28.618 km
– 0,4 kV (bez NN priključaka)	62.532 km

**Prognoza vršnog opterećenja**

Slika 2 prikazuje promjene vršnog opterećenja EES-a i potrošnje električne energije na mreži HEP ODS-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2006.-2015.). Porast potrošnje bio je prisutan do 2008. godine. Pad potrošnje nakon 2008. godine uzrokovan je usporavanjem gospodarskih aktivnosti i teškim ekonomskim i gospodarskim stanjem u državi. Nakon većih oscilacija kroz godine, vršno opterećenje EES-a u 2015. godini od 3.009 MW je u razini vršnog opterećenja sustava prije 10 godina.

Porast potrošnje i vršnog opterećenja u 2015. godini u odnosu na 2014. godinu daje naznaku ublažavanja gospodarske krize.



**Slika 3 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2006.-2015.**

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 2026. 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, procjena temeljenih na ostvarenom porastu opterećenja u prethodnom razdoblju te informacija o porastu opterećenja velikih kupaca, za distribucijska područja koja nemaju aktualne studije dugoročnog razvoja mreže.

Tablica 2 prikazuje rezultate prognoza porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Prilikom kategorizacije distribucijskih područja 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 2026.)**

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2015.-2026.	Distribucijsko područje
Visoki porast	Elektrojug Dubrovnik
	Elektra Zadar
Umjereni porast	Elektroistra Pula
	Elektra Čakovec
	Elektra Zagreb
	Elektra Varaždin
	Elektrolika Gospić
Niski porast	Elektra Šibenik
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektra Zabok
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Koprivnica
Stagnacija	Elektra Požega
	Elektra Vinkovci
	Elektra Križ
	Elektra Virovitica
	Elektra Karlovac
	Elektra Bjelovar
	Elektra Slavonski Brod
	Elektroslavonija Osijek
Elektra Sisak	

**Kriteriji i metodologija planiranja**

Kriteriji planiranja razvoja distribucijske mreže određeni su kroz:

- Dopušteno opterećenje elemenata mreže,
- Dopušteno odstupanje napona,
- Pouzdanost napajanja,
- Utjecaj obnove distribucijske mreže.

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

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

1. Sigurnost opskrbe: nužna minimalna ulaganja radi opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonu,
2. Raspoloživosti distribucijske mreže prema (N-1) kriteriju, uz 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

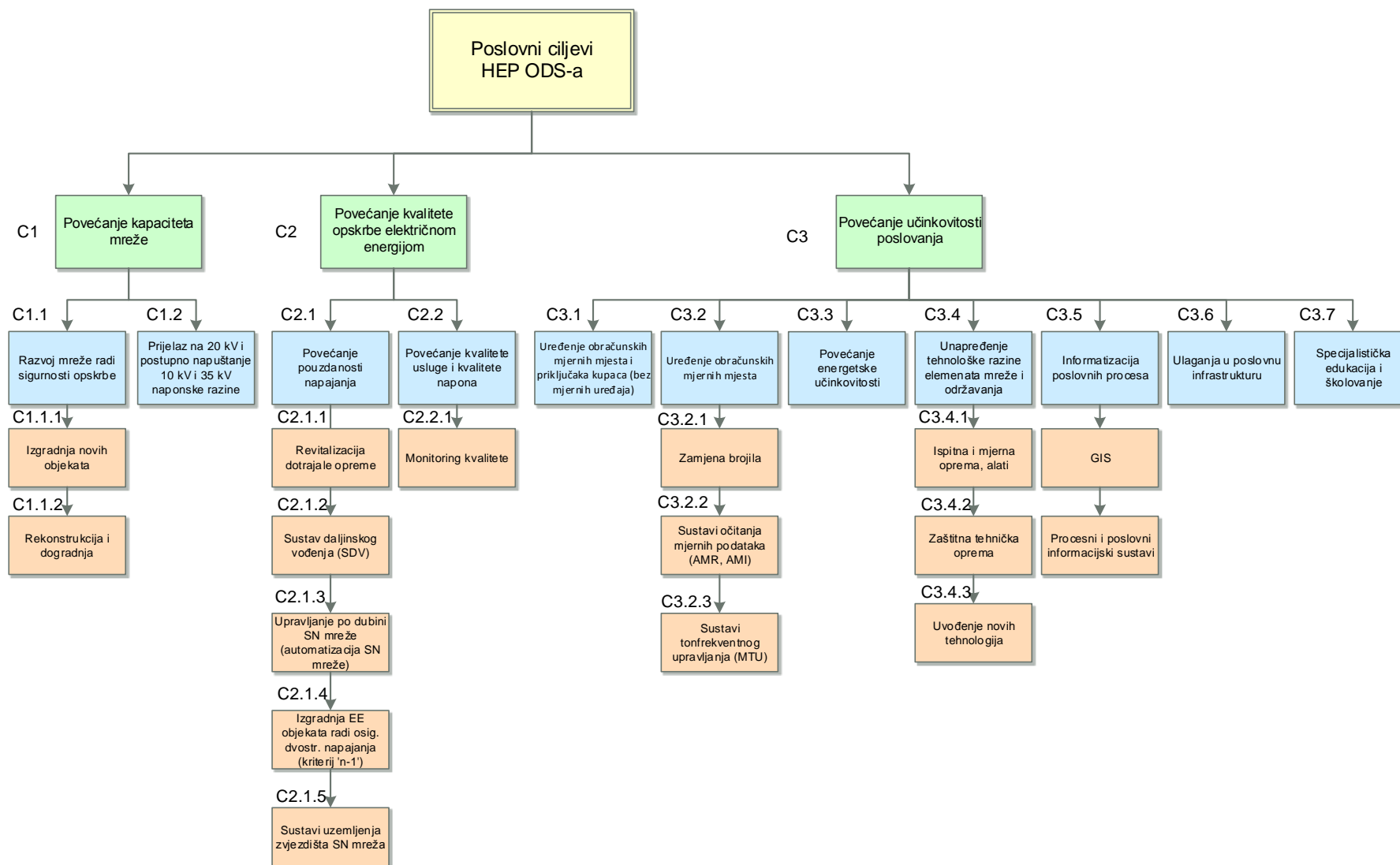
Slika u nastavku prikazuje strukturu poslovnih ciljeva HEP ODS-a. Prilikom planiranja ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje sudjeluje u ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom metodologije i kriterija planiranja razvoja distribucijske mreže osigurava se:

- 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.

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.





Slika 4 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

### Planirana ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2017.-2026. 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 (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2017.-2026. godine prikazana su Tablicom 3 u nastavku.

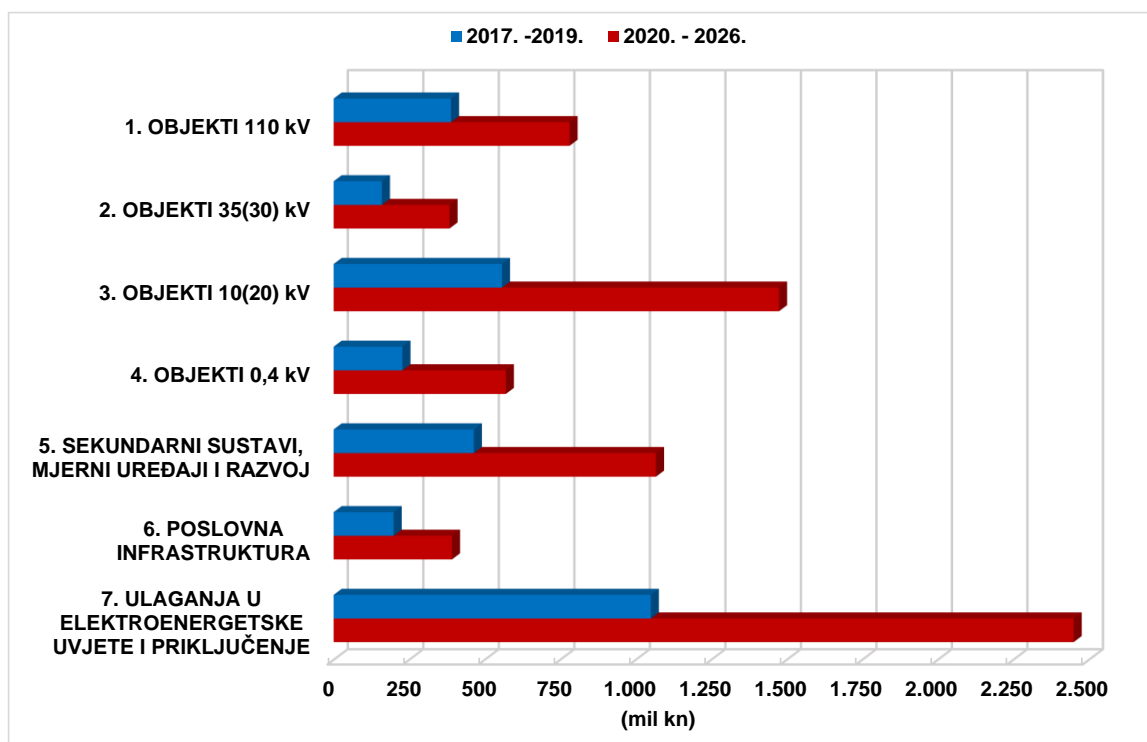
U razdoblju 2017.-2026. planirana su ulaganja u razini 6.664.145.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2017.-2019. 1.995.882.000 kn, prosječno 665,3 mil kn godišnje,
- 2020.-2026. 4.668.263.000 kn, prosječno 666,9 mil kn godišnje.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- Ulaganja u energetske objekte 68%
  - 110 i 35 kV objekti 26%
  - 10 i 20 kV objekti 30%
  - Niskonaponski objekti 12%
- Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 23%
- Ulaganja u poslovnu infrastrukturu 9%

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.



Slika 5 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2017.-2019. i 2020.-2026. po vrstama ulaganja

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 smjericama jer osigurava:

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

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

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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	Ulaganje 2020. - 2026.	Ulaganja u 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
<b>1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV</b>		<b>112.334.000</b>	<b>131.919.000</b>	<b>144.300.000</b>	<b>388.553.000</b>	<b>781.005.000</b>	<b>1.169.558.000</b>
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	35.890.000	69.000.000	87.000.000	191.890.000	399.000.000	590.890.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	76.444.000	62.919.000	57.300.000	196.663.000	382.005.000	578.668.000
<b>2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV</b>		<b>47.844.000</b>	<b>47.424.000</b>	<b>64.450.000</b>	<b>159.718.000</b>	<b>383.608.000</b>	<b>543.326.000</b>
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	4.500.000	4.500.000	6.500.000	15.500.000	23.000.000	38.500.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	28.934.000	30.846.000	38.864.000	98.644.000	200.608.000	299.252.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	7.346.000	6.289.000	4.667.000	18.302.000	32.000.000	50.302.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	7.064.000	5.789.000	14.419.000	27.272.000	128.000.000	155.272.000
<b>3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV</b>		<b>163.841.000</b>	<b>197.120.000</b>	<b>196.307.000</b>	<b>557.268.000</b>	<b>1.474.543.000</b>	<b>2.031.811.000</b>
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.550.000	27.960.000	27.298.000	73.808.000	208.680.000	282.488.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	51.560.000	52.012.000	48.636.000	152.208.000	362.121.000	514.329.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	52.321.000	63.619.000	64.869.000	180.809.000	445.421.000	626.230.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	41.410.000	53.529.000	55.504.000	150.443.000	458.321.000	608.764.000
<b>4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV</b>		<b>68.781.000</b>	<b>80.327.000</b>	<b>78.535.000</b>	<b>227.643.000</b>	<b>570.057.000</b>	<b>797.700.000</b>
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	11.764.000	15.563.000	17.191.000	44.518.000	96.141.000	140.659.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.461.000	44.115.000	40.735.000	121.311.000	331.670.000	452.981.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	20.556.000	20.649.000	20.609.000	61.814.000	142.246.000	204.060.000
<b>5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ</b>		<b>135.700.000</b>	<b>161.300.000</b>	<b>167.100.000</b>	<b>464.100.000</b>	<b>1.067.200.000</b>	<b>1.531.300.000</b>
	Sustavi vođenja i automatizacija	13.700.000	20.300.000	27.100.000	61.100.000	96.200.000	157.300.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	120.000.000	139.000.000	138.000.000	397.000.000	957.000.000	1.354.000.000
	Nove tehnologije i razvoj	2.000.000	2.000.000	2.000.000	6.000.000	14.000.000	20.000.000
<b>6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU</b>		<b>81.500.000</b>	<b>61.050.000</b>	<b>56.050.000</b>	<b>198.600.000</b>	<b>391.850.000</b>	<b>590.450.000</b>
	Osobna, teretna i radna vozila	33.500.000	8.000.000	8.000.000	49.500.000	131.500.000	181.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.000.000	23.000.000	23.000.000	69.000.000	154.000.000	223.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	17.000.000	18.750.000	13.750.000	49.500.000	68.250.000	117.750.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	8.000.000	11.300.000	11.300.000	30.600.000	38.100.000	68.700.000
<b>UKUPNO ULAGANJA 1.-6.</b>		<b>610.000.000</b>	<b>679.140.000</b>	<b>706.742.000</b>	<b>1.995.882.000</b>	<b>4.668.263.000</b>	<b>6.664.145.000</b>
<b>7. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE</b>		<b>350.000.000</b>	<b>350.000.000</b>	<b>350.000.000</b>	<b>1.050.000.000</b>	<b>2.450.000.000</b>	<b>3.500.000.000</b>
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	10.392.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	18.109.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	161.209.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	160.290.000					
<b>SVEUKUPNA ULAGANJA 1.-7.</b>		<b>960.000.000</b>	<b>1.029.140.000</b>	<b>1.056.742.000</b>	<b>3.045.882.000</b>	<b>7.118.263.000</b>	<b>10.164.145.000</b>

## Zaključno

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

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

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja, potrebno je naglasiti da:

- Složenost okruženja i planskog razdoblja,
- 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.



---

## 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.

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

- Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a 2014.-2023. [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],
- Desetogodišnji (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [13].

Temeljem članka 40. točke 17. ZoTEE [1,2] HERA je 5. travnja 2016. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2016.-2025.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje [13]. Nakon ishođene prethodne suglasnosti, HEP ODS je 3. svibnja 2016. godine donio Desetogodišnji (2016.-2025.) plan.

Ovaj desetogodišnji plan (2017.-2026.) temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [14-36] 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 (2017.-2026.) 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. Restrukturiranje HEP ODS-a .....	25
2.1.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja.....	25
2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH .....	26
2.1.5. Utjecaj Napredne mreže i distribuirane proizvodnje na planiranje razvoja distribucijske mreže .....	26
2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje .....	30
2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje.....	31

---

## 2. Okruženje i svrha izrade desetogodišnjeg plana razvoja

---

### 2.1. Okruženje

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

Ključni čimbenici i njihov utjecaj na planiranje i potrebnu razinu ulaganja u distribucijsku mrežu u 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 bio prisutan sve do 2014. godine. Nakon duljeg razdoblja pada, u 2015. godini zabilježen je porast bruto domaćeg proizvoda (BDP) od 1,6% u odnosu na 2014. godinu.

Prema Vladinim Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2015.-2017. [37], očekuje se rast bruto domaćeg proizvoda od 1,3% u 2016. i 1,5% u 2017. godini. Glavna uprava za gospodarske i financijske poslove Europske komisije je, uzevši u obzir ostvareni porast u 2015. godini, u proljeće 2016. godine Hrvatskoj prognozirala rast BDP-a od 1,8% u 2016. te 2,1% 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. 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 2017.-2019. te preostalih sedam godina 2020.-2026. U prvom razdoblju se predviđa<sup>1</sup>:

- Blagi oporavak gospodarstva,

---

<sup>1</sup> 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. Restrukturiranje HEP ODS-a

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

U narednom će razdoblju promjene načina poslovanja HEP ODS-a utjecati na poslovne ciljeve tvrtke, a posebice na ulaganja u poslovnu infrastrukturu (informatičku opremu, nekretnine i transportna sredstva). Kroz postupak restrukturiranja doći će do jačanja funkcije upravljanja imovinom, razvijat će se i implementirati strategija upravljanja imovinom, radi čega se u budućnosti može očekivati prilagodba pristupa planiranju razvoja.

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

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

Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [38] definiraju obvezu operatoru distribucijskog sustava da o svom trošku opremi obračunska mjerna mjesta (OMM) kupaca brojilima s daljinskim očitanjem u sljedećim rokovima:

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

Također, ODS je dužan u roku od godine dana od dana stupanja Općih uvjeta [38] na snagu donijeti provedbeni plan zamjene najmanje 95% postojećih brojila brojilima s daljinskim očitanjem.

Drugi skup obaveza vezan uz uvođenje naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje definiran je Zakonom o energiji [6] kako slijedi:

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

U tijeku je izrada studije isplativosti uvođenja naprednih mjerenja, na temelju koje će Ministar donesti odluku o uvođenju naprednih mjerenja.

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

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

#### 2.1.4. Implementacija energetske propisa EU u zakonodavni okvir RH

EU je 2009. godine usvojila tzv. „Treći paket“ energetske propisa, kojima se detaljnije uređuju, između ostaloga, i sva otvorena pitanja tržišta električnom energijom na području cijele Europe, odnosno na području zemalja članica EU i posljedično ugovornih strana Energetske zajednice. Republika Hrvatska, kao članica EU (i aktualna ugovorna strana Ugovora o Energetskoj zajednici), obvezna je prilagoditi nacionalno zakonodavstvo s odredbama „Trećeg paketa“.

U cilju potpune implementacije odrednica III. energetske 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 energetske djelatnosti (ZRED, NN 120/12) [39].

Za planiranje razvoja distribucijske mreže posebno je značajan Zakon o tržištu električne energije [1,2] kojim se, pored prije spomenute obveze izrade planskih dokumenata, propisuje izradu niza podzakonskih 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 energetske suglasnosti i uvjeti priključenja na elektroenergetsku mrežu.

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

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

##### 2.1.5.1. Napredna mreža

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

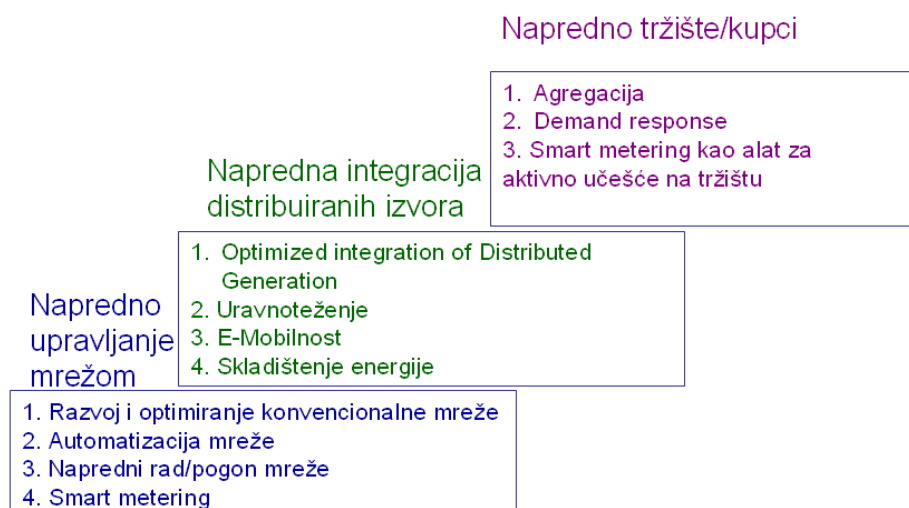
Sukladno navedenom, ključni izazovi razvoja su priprema mreže za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije i električnih vozila, praćenje potreba tržišta električne energije, upravljanje potrošnjom te unaprjeđenje informacijsko-komunikacijskih sustava.

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.



Slika 2.1 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

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

- 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).

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

- a) Integracija DMS aplikacija (SCADA, GIS, AMI i dr.),
- b) Automatizacija distribucijske mreže,
- c) Napredno mjerenje,
- d) Upravljanje potrošnjom,
- e) Gospodarenje imovinom,
- f) Pohrana energije u sprezi s distribuiranom proizvodnjom.

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

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

Tijekom 2015. i 2016. godine pripremana je studija izvodljivosti, uključujući analizu troškova i koristi, za potrebe Pilot projekta uvođenja naprednih mreža [40]. Studija će poslužiti za pripremu stručnih podloga pri prijavi projekta sufinanciranje sredstvima EU.

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

##### 1) Napredna mjerna infrastruktura:

- Ugradnja sumarnih brojila u TS 10(20)/0,4 kV,
- Zamjena postojećih brojila kod krajnjih kupaca naprednima,

##### 2) Automatizacija srednjenaponske mreže:

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

##### 3) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže:

- Zamjena postojećih transformatora SN/NN jedinicama s gubicima sukladno Uredbi Komisije br. 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ.

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

Implementacijom Pilot projekta uvođenja naprednih mreža doprinijet će se rješavanju postojećih problema vezanih uz distribuciju električne energije (smanjenje gubitaka, smanjenje prosječnog broja i

trajanja prekida napajanja) te će se omogućiti povećanje udjela distribuiranih izvora i broja korisnika s pristupom naprednom mreži.

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

U sklopu studije provedene su i analize:

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

### 2.1.5.3. Distribuirana proizvodnja

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

Zakonski i podzakonski propisi s područja distribuiranih (obnovljivih) izvora

- 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.

### 2.1.6. Zakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje

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

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

Osnovni zakonski okvir kao jedan od preduvjeta za planiranje određen je Zakonom o prostornom uređenju (NN 153/13), Zakonom o gradnji (NN153/13) i Zakonom o građevinskoj inspekciji (NN 153/13) i Zakonom o poslovima i djelatnostima prostornog uređenja i gradnje (NN 78/15).

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

Dugogodišnji strateški cilj Republike Hrvatske je pojednostavljenje uvjeta poslovanja i ubrzanje pripreme investicijskih projekata. Prepoznajući imovinskopravne i vlasničke odnose u Republici Hrvatskoj kao jednu od prepreka povećanju brzine i opće učinkovitosti u postupcima imovinsko pravne pripreme izgradnje, doneseni su: Zakon o uređivanju imovinskopravnih odnosa u svrhu izgradnje infrastrukturnih građevina (NN 80/11), Zakon o upravljanju i raspolaganju imovinom u vlasništvu Republike Hrvatske (NN 94/13), Uredba o osnivanju prava građenja i prava služnosti na nekretninama u vlasništvu Republike Hrvatske (NN 10/14 i 95/15), Zakon o procjeni vrijednosti nekretnina (NN 78/15) i Zakon o izvlaštenju i određivanju naknade (NN 74/14, trenutno u postupku rasprave o izmjenama i dopunama).

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



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

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

## 2.2. Svrha izrade i plansko razdoblje

Primarna svrha desetogodišnjeg 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 desetogodišnjeg 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 desetogodišnje vremensko razdoblje od 1. siječnja 2017. do 31. prosinca 2026. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje (1. siječnja 2017. do 31. prosinca 2019.) te jednogodišnje (1. siječnja 2017. do 31. prosinca 2017.) razdoblje. Sukladno zakonskoj regulativi, desetogodišnji plan se revidira 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 .....	33
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže .....	34
3.2.1. Pojne točke 110 kV .....	36
3.2.2. Pojne točke 35 kV .....	41
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona .....	46
3.2.4. Vodovi 35 kV .....	47
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN .....	50
3.2.6. Vodovi 10 i 20 kV .....	54
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci .....	58
3.3. Distribuirani izvori .....	61
3.3.1. Priklučenje elektrana na mrežu HEP ODS-a .....	61
3.3.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a .....	63
3.3.3. Utjecaj na planiranje razvoja .....	63
3.4. Gubici u distribucijskoj mreži .....	64
3.4.1. Ostvareni gubici .....	64
3.4.2. Struktura gubitaka .....	65
3.4.3. Ciljevi smanjenja gubitaka .....	66

### 3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

#### 3.1. Opći i karakteristični podaci

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

- 56.594 km<sup>2</sup> 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 2015. godinu (stanje na dan 31.12.2015. godine).

**Tablica 3.1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci**

Broj radnika	7.680
Ukupna duljina distribucijske mreže	136.356 km
Ukupan broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	25.789
Ukupna instalirana snaga transformacije	21.653 MVA
Ukupan broj mjernih mjesta	2.387.662
Ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	1.488
Ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)	154,01 MW
Ukupna potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2015. godini	14.780 GWh
Gubici u 2015. godini	8,05%

### 3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže

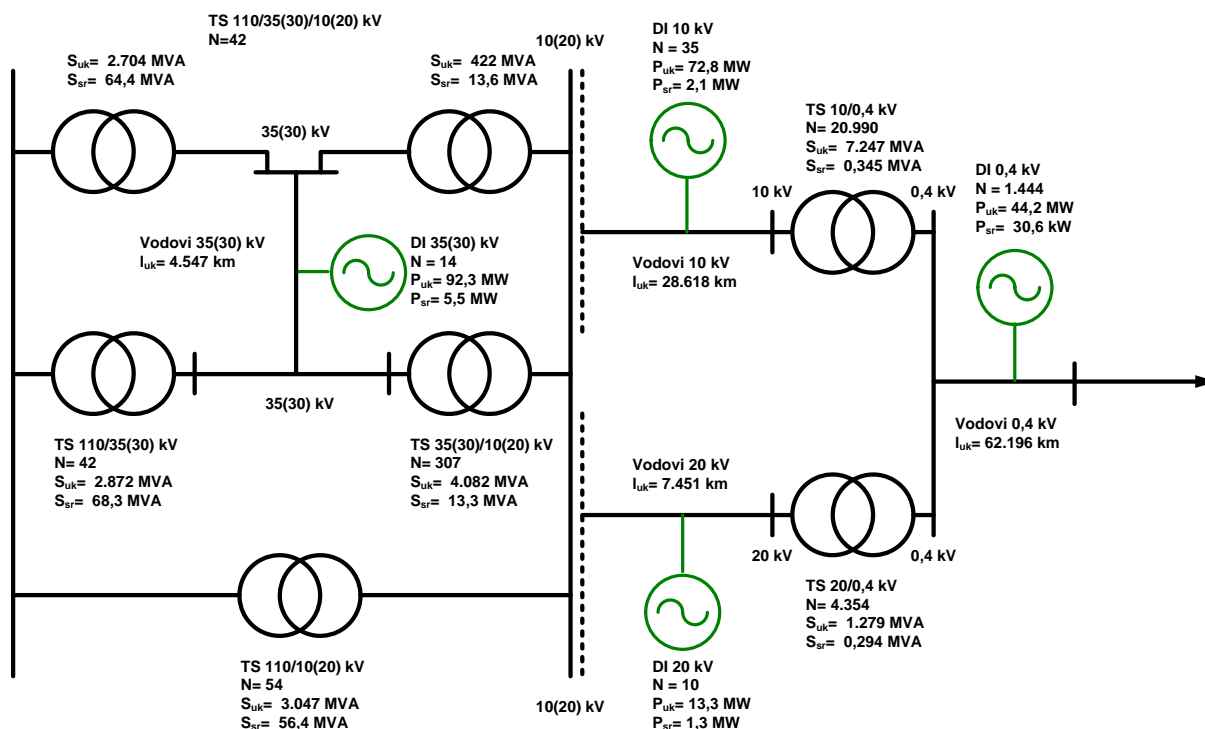
Temeljne značajke distribucijske mreže HEP ODS-a opisane u nastavku, odnose se na stanje 31.12.2015. godine, a podaci su utvrđeni temeljem unosa podataka u aplikaciju HEP ODS – Planiranje razvoja tijekom prve polovice 2016. godine. Podaci se odnose na stanje postrojenja i mreža naponskih razina 110 kV, 35 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV za sva distribucijska područja.

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

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, prirodne količine mreže i postrojenja analizirane ovim planom potrebno je u tom smislu i promatrati u odnosu na podatke dane prethodnim desetogodišnjim planovima razvoja distribucijske mreže [10, 12, 13].

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	2.872	547
TS 110/35(30)/10(20) kV	42	3.126	1.190
TS 110/10(20) kV	54	3.047	1.689
TS 35(30)/10(20) kV	307	4.082	6.058
<b>UKUPNO HEP ODS</b>	<b>445</b>	<b>13.126</b>	<b>9.484</b>

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 307 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 Sobotne u Sloveniji u studijskom radu [41]).

### 3.2.1. Pojne točke 110 kV

Ukupno 138 pojnih 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 pojnih točaka 110 kV

Izgradnja i razvoj pojnih 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 pojnih točaka najviše naponske razine 110 kV je oko jedne do dvije godišnje. Konkretno u posljednjih 10 godina (razdoblje od 2006.g.) izgrađeno je i pušteno u pogon 20 objekata 110/x kV, a od čega se čak sedam objekata odnosi na one izgrađene za potrebe HAC-a, a dio preostalih je izgrađen na mjestu ili u zamjenu za postojeću TS 35/10 kV zbog porasta opterećenja. U smislu razvoja, daje se prednost učinkovitom gospodarenju postojećim objektima i postrojenjima pred izgradnjom novih objekata.

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

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 pojnih 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 8.600 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 maksimalno moguće snage u TS 110 kV je oko dvije trećine, za TS instalirane snage od 40 MVA do uključivo 80 MVA iznosi oko 90%, a za TS instalirane snage veće od 80 MVA je vrlo visok i iznosi blizu 100%.

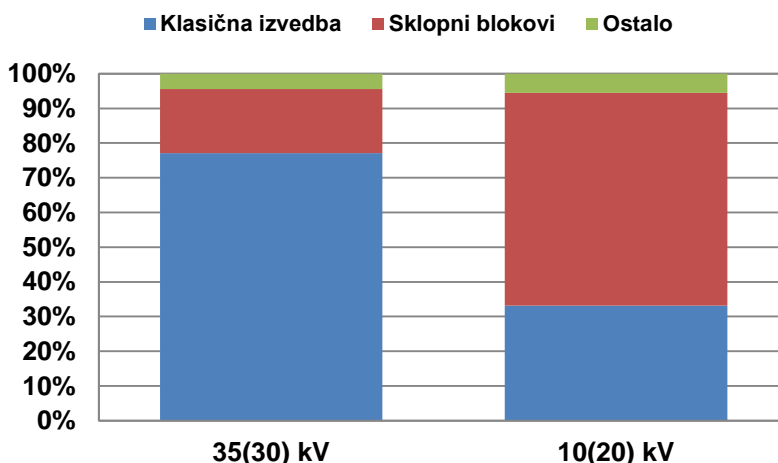
Navedeno je pokazatelj strategije izgradnje novih stanica za nazivne snage transformatora 2x40 MVA. Time se ostvaruje određena zalihost kapaciteta, prvotno ugrađeni transformatori manje snage (20 MV) se prema potrebi mijenjaju novim jedinicama veće snage (40 ili iznimno 63 MVA).

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 devet stanica koje prelaze navedenu vrijednost opterećenja u ovom trenutku, od kojih je dio u tijeku rekonstrukcije.

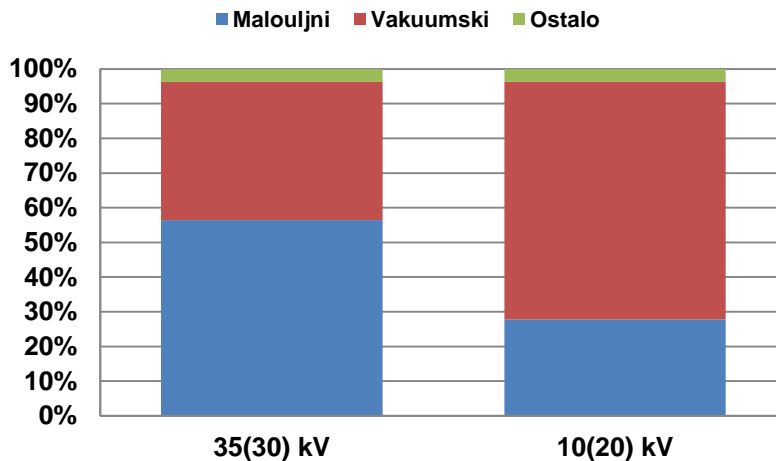
### 3.2.1.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

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.

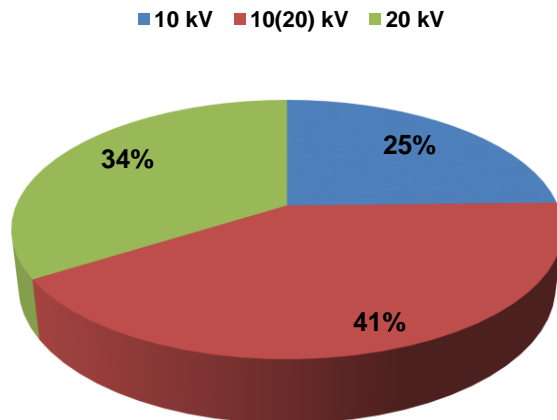
Tijekom 1990-tih započela je šira primjena višefunkcijskih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja. Brojne pogodnosti, osim funkcija relejne zaštite (npr. bilježenje lista događaja, lista događaja kod zastoja/kvara, lista mjerenja, mogućnost komunikacije prema nadređenim centrima vođenja i dr.) 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 77%. 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 91%. 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

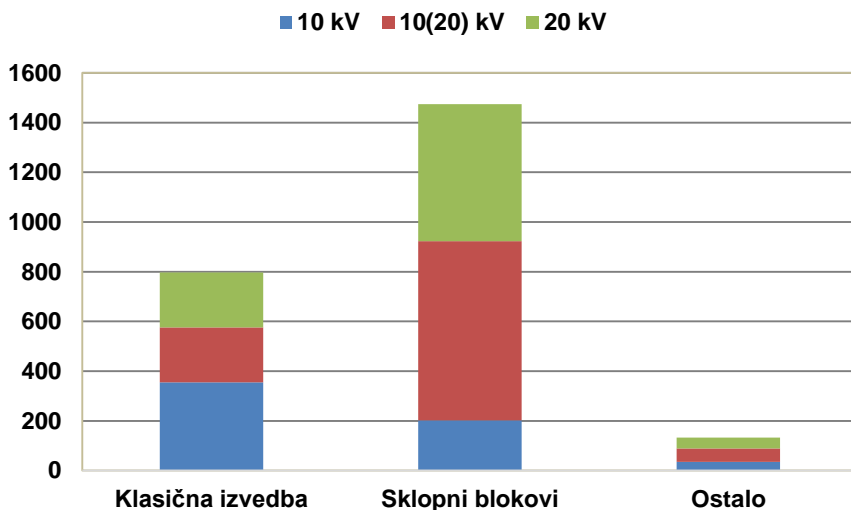
Od ukupno 138 pojnih točaka 110 kV, u njih 42 nije izgrađeno postrojenje 10 kV ili 20 kV naponske razine, a odnose se na 110/35(30) kV stanice koje se mogu, ukoliko se ukaže potreba, rekonstruirati u pojne točke SN mreže 10(20) kV. Slikama 3.5 i 3.6 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja 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

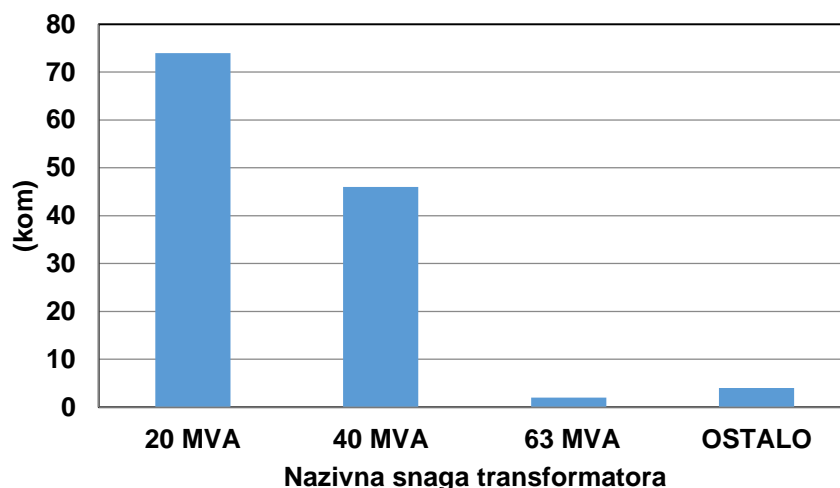
Slika 3.6 prikazuje značajan broj polja postrojenja pripremljenih za 20 kV napon. Kod postrojenja koja su izvedena sklopnim blokovima postotak pripremljenosti za 20 kV pogonski napon je oko 85%.



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

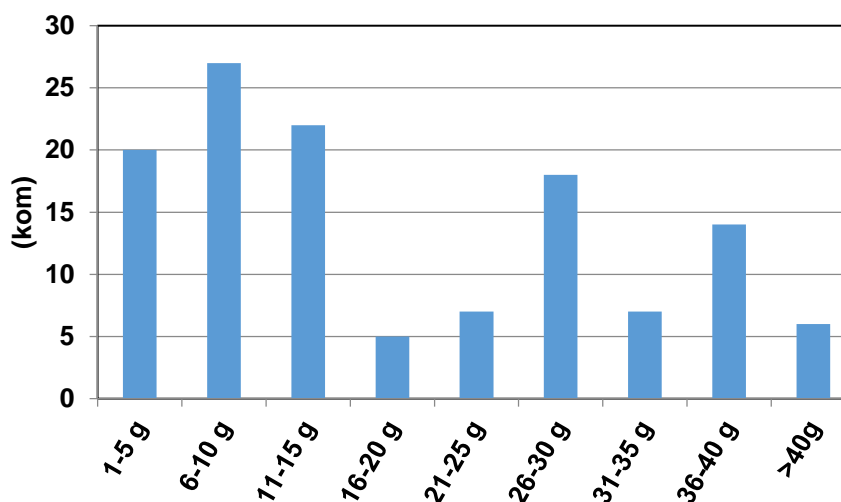
### 3.2.1.5. Transformatori VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a

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 126 transformatora omjera transformacije VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a je oko 3.550 MVA. Transformatori najviše naponske razine 110 kV gotovo u pravilu se odnose na transformaciju snage niže naponske razine 10 ili 20 kV, odnosno 10,5 ili 21 kV gledano konstrukcijski.



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

Pregledom raspodjele transformatora prema snazi (Slika 3.7) vidljivo je da je većina transformatora snage 20 ili 40 MVA, odnosno uočava se izrazita tipizacija snage transformatora. Na temelju kriterija za obnovu elemenata distribucijske mreže kojima je određen vremenski prag za obnovu transformatora od 40 godina starosti, može se zaključiti da je trenutno stanje transformatora u nadležnosti ODS-a vrlo povoljno 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 VN/SN HEP ODS-a prema starosti

### 3.2.1.6. Preporuke za planiranje na temelju analize stanja pojnih 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“ pojnih 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 (9%).

### 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 307 pojnih točaka 35(30) kV, od čega je manji dio zajedničkih.

#### 3.2.2.1. Izgradnja i razvoj pojnih točaka 35 kV

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

Obzirom na stratešku odluku prelaska na 110-20-0,4 kV sustav, 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 pojnih 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 (uvaženo 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.

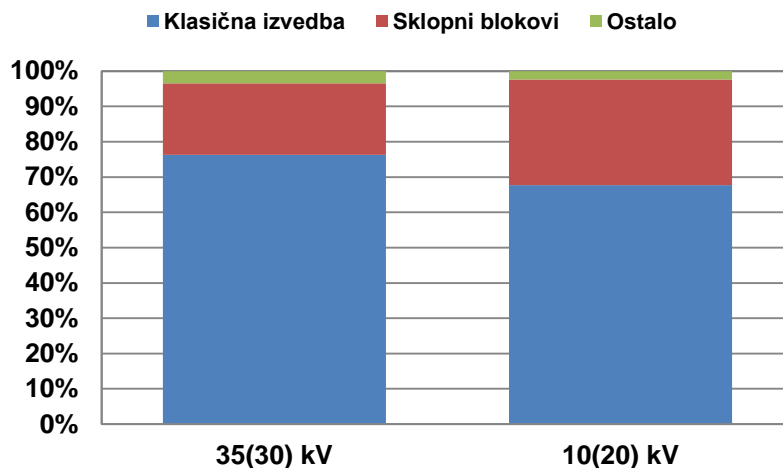
Vezano uz iskorištenje transformacije u stanicama, mogu se navesti isti zaključci kao i za pojne točke 110 kV, što je očekivano obzirom na istu metodologiju i kriterije planiranja. Općenito je suma vršnih opterećenja oko 50% instalirane snage. Može se primjetiti da tipizacija transformatorskih stanica 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 pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti stanica (80%) može se uočiti 23 transformatorske stanice koje prelaze navedenu vrijednost u 2015.g.

### 3.2.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

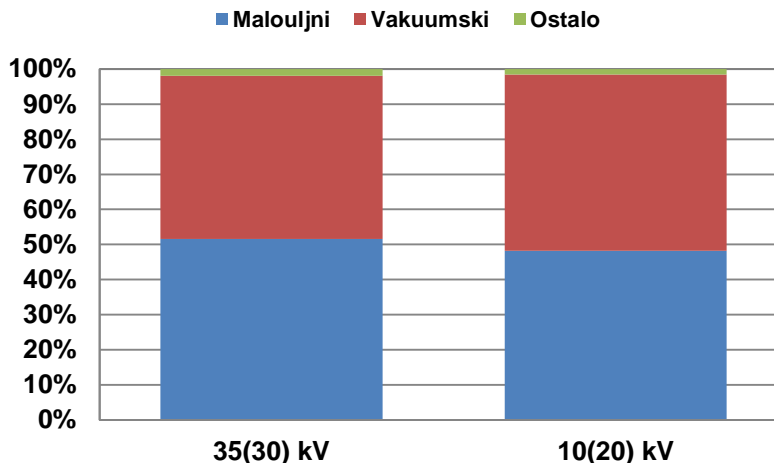
Pojne točke 35 kV u pravilu se grade u čvrstim (zidanim) objektima i čine oko 95% izvedbe zgrade postrojenja, a preostalih 5% odnosi se na limene kontejnere i tipske objekte „ESO“. Oko tri četvrtine objekata je u dobrom građevinskom stanju, a preostali zahtijevaju revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili zamjene krovišta, fasade ili stolarije.

Kao i za SN postrojenja u pojnim točkama 110 kV, mogu se izvesti slični zaključci o stanju postrojenja u pojnim točkama 35 kV, jer su rezultat iste metodologije planiranja razvoja distribucijske mreže. Analizom podataka iz distribucijskih područja 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 [7].



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

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



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

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

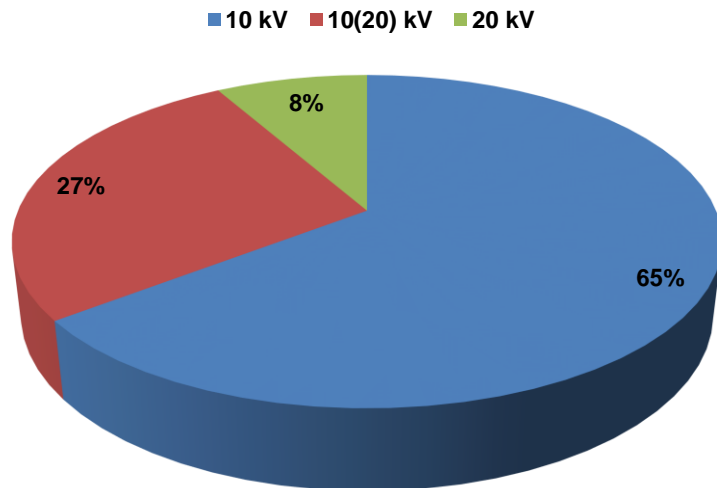
Zbog manjeg broja polja i nepostojanja potrebe za povećanjem, velik dio rekonstrukcija realizira se zamjenom pojedinačne opreme zadržavajući postojeće građevinske izvedbe polja (munjerke).

Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. U odnosu na Master plan, znatno je povećan udio numeričke relejne zaštite (oko 68%) i SN postrojenja uvedenih u SDV (oko 93%).

#### 3.2.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

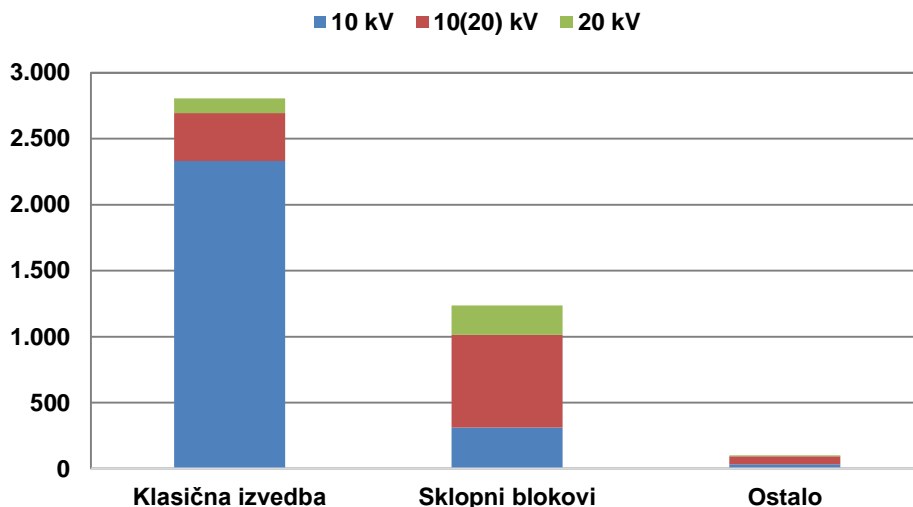
Na Slikama 3.11 i 3.12 prikazana je raspodjela pripremljenosti polja SN postrojenja za pogonski napon 20 kV uzimajući u obzir pripremljenost primarne opreme bez analize uzemljenja neutralne točke.

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



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

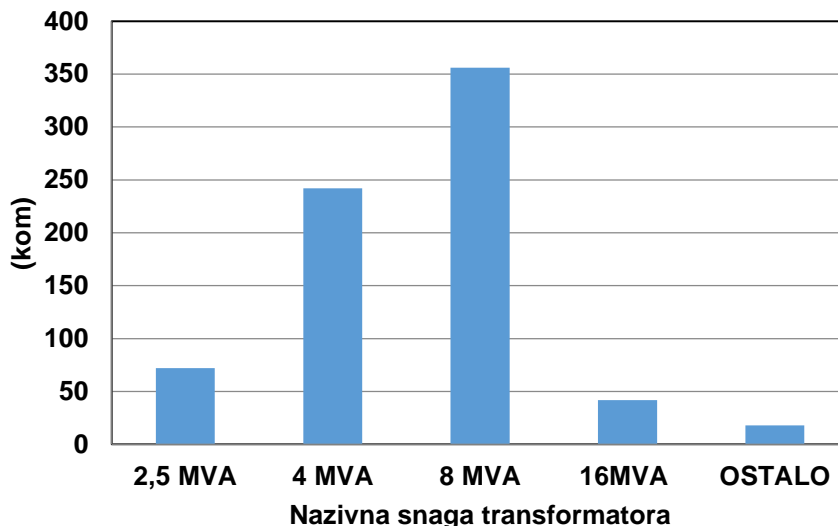
U načelu se, a uvažavajući zahtjeve učinkovitog korištenja energije, rekonstrukcije pojnih točaka 35 kV u 35/20 kV ne potiču u svrhu prijelaza 10 kV mreže na 20 kV pogon, nego se, da bi se izbjegla dodatna transformacija 35/20 kV, planiraju rekonstrukcije u rasklopišta 20 kV uz napajanje iz obližnje 110 kV pojne točke. Zbog specifičnosti sredjonaponske 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 730 transformatora SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a iznosi oko 4.750 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 600 komada, odnosno 3.800 MVA). Preostali transformatori odnose se na snage 2,5 MVA, 16 MVA ili ostalo (Slika 3.13).

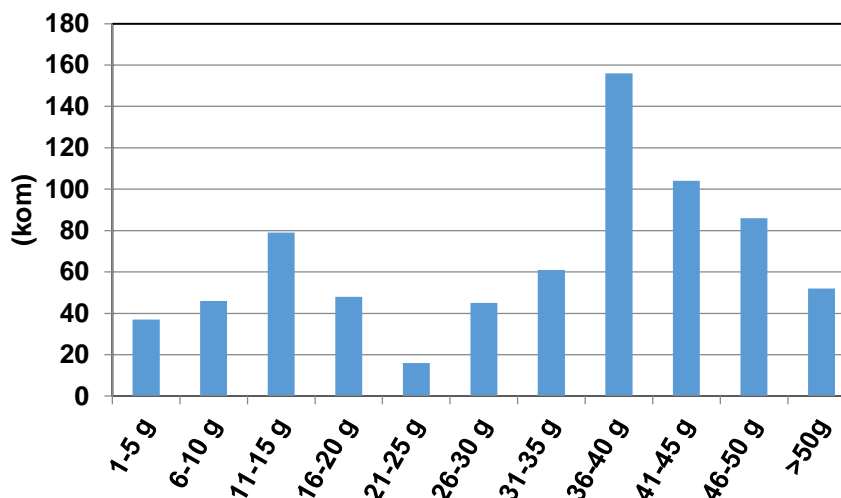


Slika 3.13 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

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 33%, a do kraja planskog razdoblja dodatnih još oko 30%.

Osim veće sigurnosti pogona, zamjenom dotrajalih transformatora, ostvaruje se velika korist smanjenjem tehničkih gubitaka. U načelu su gubici uslijed opterećenja dvostruko manji kod novih transformatora, a gubici praznog hoda čak i do tri puta manji. Primjenjujući odredbe nove EU regulative o energetske učinkovitosti transformatora koja je stupila na snagu, uštede u gubicima zbog zamjene transformatora 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 pojnih točaka 35 kV

Uzimajući u obzir provedenu analizu stanja pojnih 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 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 (7%), 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 55 komada. Veći broj rasklopišta izgrađen je u Elektri Varaždin, Elektroprimorju Rijeka i Elektroistri Pula.

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, posebno na području Elektre Zagreb i Elektre Šibenik) na razini HEP ODS-a. Ukupna duljina vodova 35 kV iznosi 4.547 km, što je povećanje za 45 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	1.288	28%
Nadzemni vodovi 35 kV	3.118	69%
Podmorski kabeli 35 kV	142	3%
<b>Ukupno</b>	<b>4.547</b>	<b>100%</b>

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].

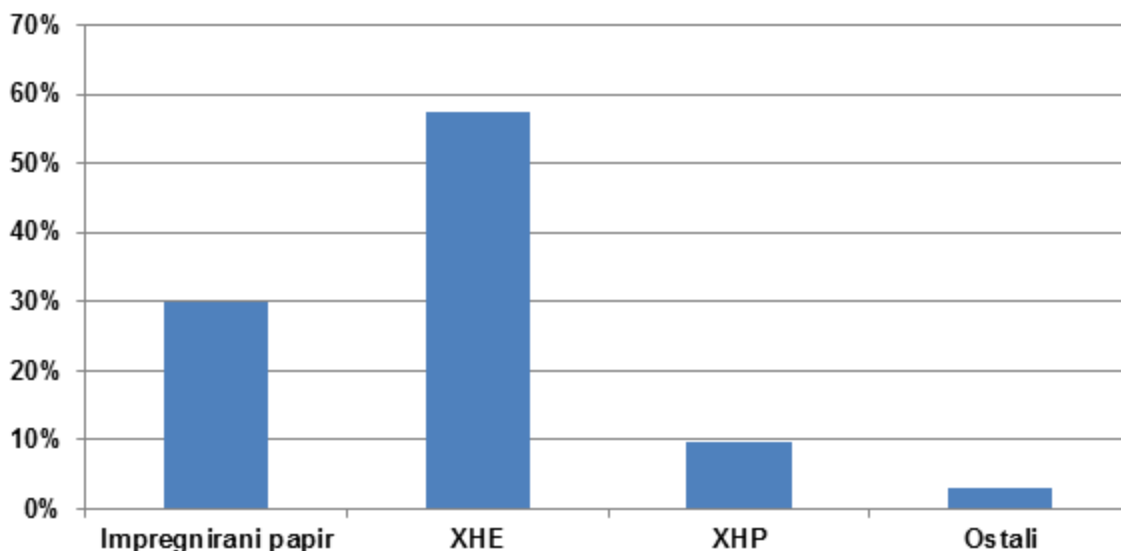
#### 3.2.4.1. Kabeli 35 kV

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	385	30%
XHE	740	57%
XHP	126	10%
Ostali	37	3%
<b>Ukupno</b>	<b>1.288</b>	<b>100%</b>

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

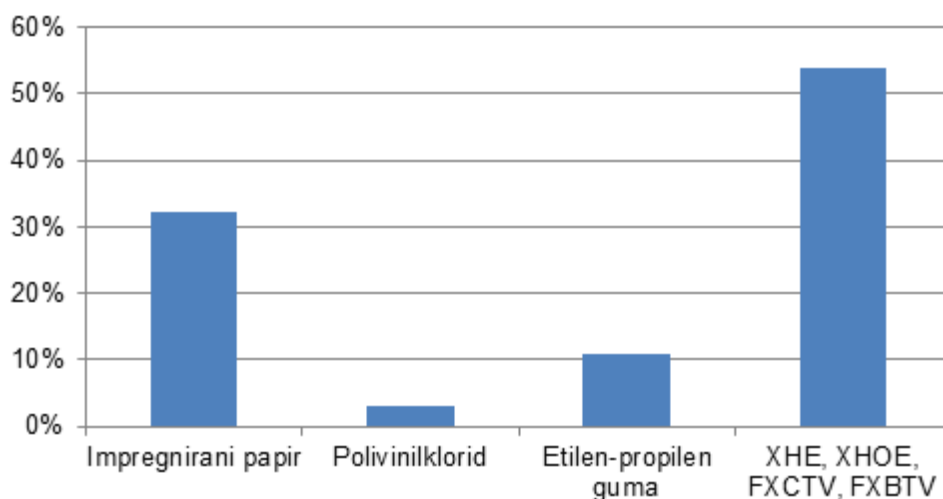
Tablica u nastavku daje pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti.

Tablica 3.5 Pregled 35 kV podmorskih kabela prema vrsti izolacije

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

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 podzemnih 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 194 km te sada iznosi 3.118 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.

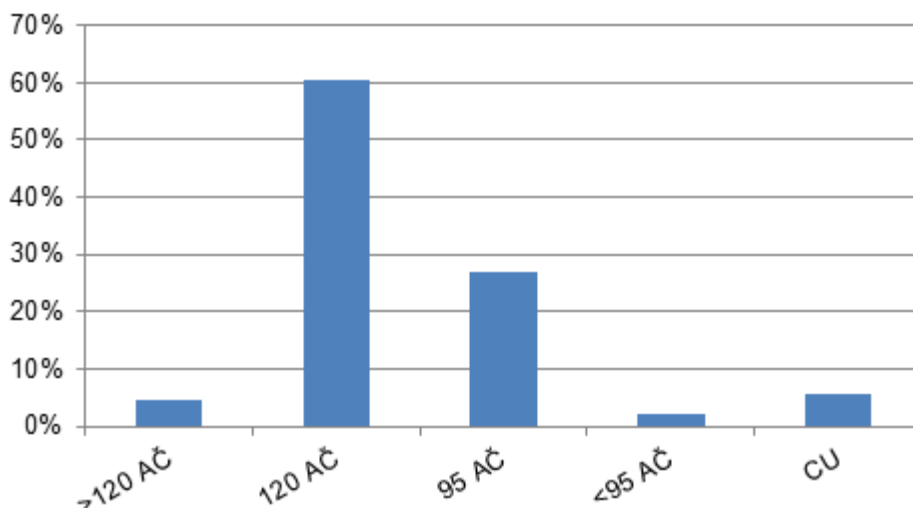
Tablica 3.6 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova

Presjek	Betonski stupovi	Čelično-rešetkasti stupovi	Ukupno (km)	Ukupno (%)
>120 AČ	0	143,4	143,4	5%
120 AČ	342,8	1.538,8	1.881,6	60%
95 AČ	249,7	593,6	843,3	27%
<95 AČ	7,7	63,5	71,2	2%
CU	64,7	113,8	178,5	6%
<b>Ukupno (km)</b>	<b>664,9</b>	<b>2.453,0</b>	<b>3.117,9</b>	<b>100%</b>
<b>Ukupno (%)</b>	<b>21%</b>	<b>79%</b>	<b>100%</b>	

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).

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.



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

### 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 28.386 kom, s ukupnom instaliranom snagom 10.727 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)	25.344	3.042	28.386
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	8.527	2.200	10.727

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	13.858	49%
Stupna transformatorska stanica	11.013	39%
Trafostanica tipa "Tornjić"	3.515	12%
<b>Ukupno</b>	<b>28.386</b>	<b>100%</b>

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	12.823	45%
TS 10(20)/0,42 kV	10.053	35%
TS 20/0,42 kV	5.510	20%
<b>Ukupno</b>	<b>28.386</b>	<b>100%</b>

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom nazivnog napona 24 kV je oko 55% 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 dotrajalosti 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.

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

Najveći udio stupnih transformatorskih stanica je izveden na čelično-rešetkastom stupu, a kod 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 rekonstruirao 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

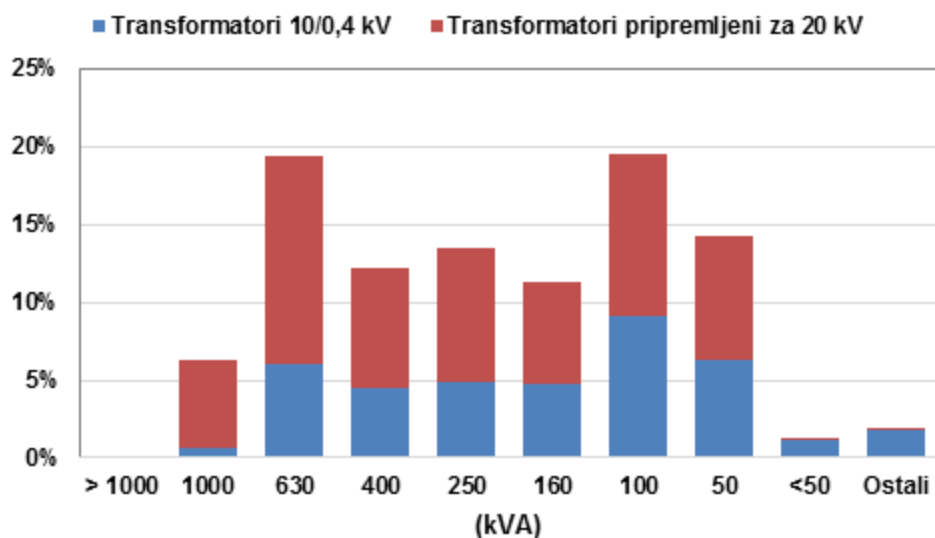
Transformatori SN/NN su imovina u najčešćem slučaju dugotrajno vezana (ugrađena) u transformatorskim stanicama SN/NN, a u rjeđem slučaju u pojnim točkama ili rasklopištima za transformaciju snage za vlastitu potrošnju. Manji dio odnosi se i na pogonsku rezervu. U nastavku su analizirani transformatori 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	5	41	3	49	0%
1000	191	1.459	134	1.784	6%
630	1.703	3.214	628	5.545	19%
400	1.295	1.624	576	3.495	12%
250	1.375	1.858	604	3.837	13%
160	1.362	1.490	378	3.230	11%
100	2.608	2.416	555	5.579	20%
50	1.782	1.788	490	4.060	14%
<50	324	38	3	365	1%
Ostali	515	28	2	545	2%
<b>Ukupno (kom)</b>	<b>11.160</b>	<b>13.956</b>	<b>3.373</b>	<b>28.489</b>	<b>100%</b>
<b>Ukupno (%)</b>	<b>39%</b>	<b>49%</b>	<b>12%</b>	<b>100%</b>	

Iz prikaza raspodjele transformatora prema izvedbi namota gornjeg napona vidljivo je da je udio preklopivih transformatora i transformatora priključenih na pogonski napon 20 kV 61%. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 49%. 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.



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

Na slici 3.18 prikazana je raspodjela prema nazivnim snagama i pripremljenosti za 20 kV napon. U mreži HEP ODS-a najzastupljeniji su SN/NN transformatori 630 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.

U Tablici 3.11 te na Slici 3.19 dan je pregled starosti transformatora SN/NN po petogodišnjim intervalima<sup>2</sup>.

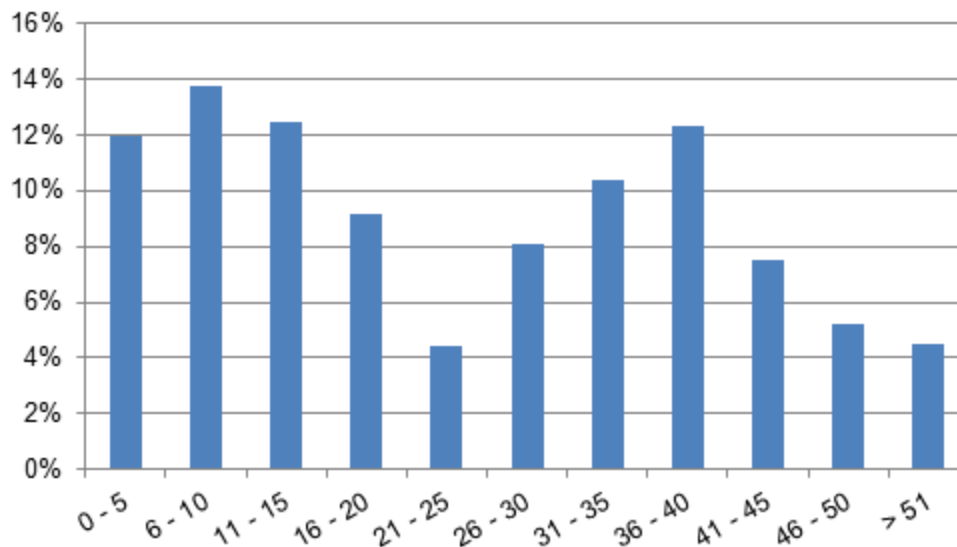
**Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama**

Starost (god)	Broj TR (kom)	Udio (%)
0 - 5	3.397	12%
6 - 10	3.919	14%
11 - 15	3.548	12%
16 - 20	2.617	9%
21 - 25	1.261	4%
26 - 30	2.293	8%
31 - 35	2.962	10%
36 - 40	3.506	12%
41 - 45	2.145	8%
46 - 50	1.489	5%
> 51	1.277	4%
Bez podatka	75	0%
<b>Ukupno</b>	<b>28.489</b>	<b>100%</b>

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.

---

<sup>2</sup> Analizom je obuhvaćeno 28.414 od 28.489 (99%) transformatora za koje su raspoloživi podaci o starosti



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 8.100 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.

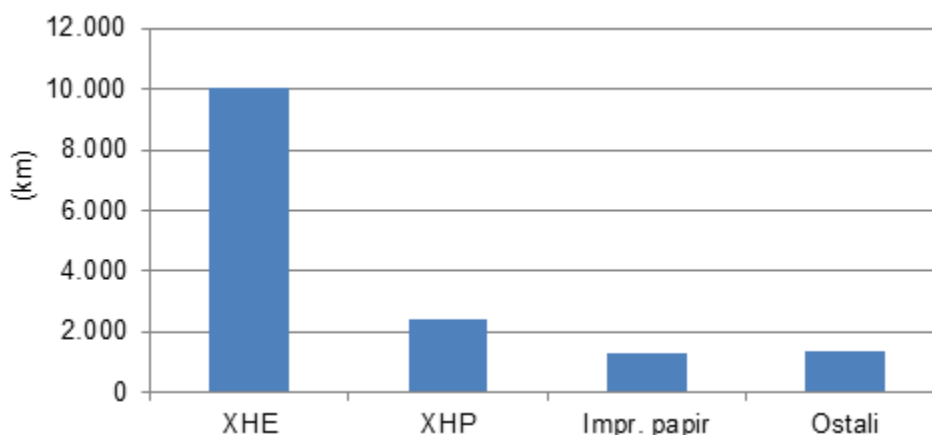
Iz Tablice 3.12 vidljiv je vrlo visoki udio kabela s izolacijom od umreženog polietilena od oko 82%.



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

Vrsta kabela	Duljina kabela (km)	Duljina kabela (%)
Impregnirani papir	1.316	9%
Termoplastični polietilen	593	4%
Polivinilklorid	506	3%
Etil - propilen	248	2%
Univerzalni kabel	38	0%
Umreženi polietilen	12.484	82%
<b>Ukupno (km)</b>	<b>15.185</b>	<b>100%</b>

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



Slika 3.20 Duljine kabela 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 1.316 km (ispod 10% obzirom na značajno povećanje ukupne duljine kabela 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

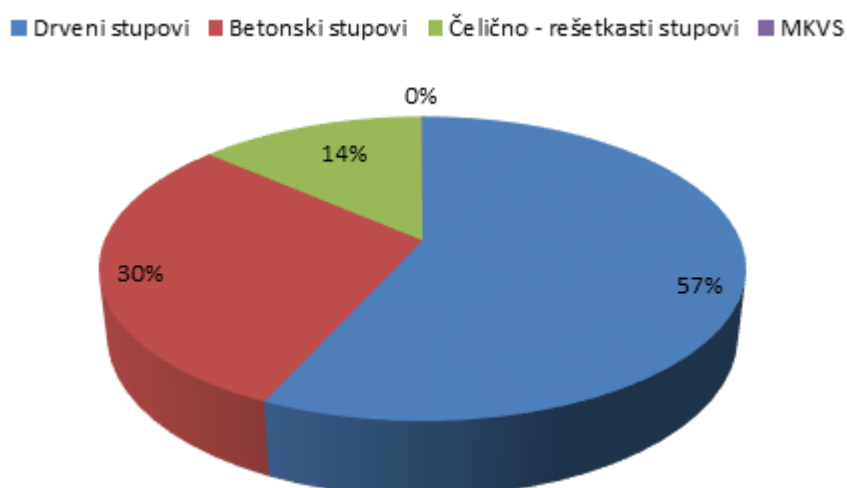
Struktura nadzemnih vodova po presjecima vodiča i izvedbi stupa prikazana je u Tablici 3.13.

Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 i 20 kV

Presjek	Duljina vodova (km)				Ukupno
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelično - rešetkasti stupovi	Metalni konični višekutni stupovi	
25 AČ	4.801	760	61		5.622
35 AČ	3.880	1.170	135		5.185
50 AČ	2.431	2.344	200	3	4.978
70 AČ	75	325	120		520
95 AČ	134	1.333	1.999	11	3.477
CU	365	150	128		643
Ostali	39	37	150		227
<b>Ukupno (km)</b>	<b>11.725</b>	<b>6.118</b>	<b>2.794</b>	<b>14</b>	<b>20.651</b>

Usporedbom podataka iz Tablice 3.13 i podataka iz Master plana [7], vidljivo je smanjenje udjela vodova presjeka 25 mm<sup>2</sup> i 35 mm<sup>2</sup> za nešto više od 2.000 km (s tadašnjih 13.564 km na današnjih 10.806 km).

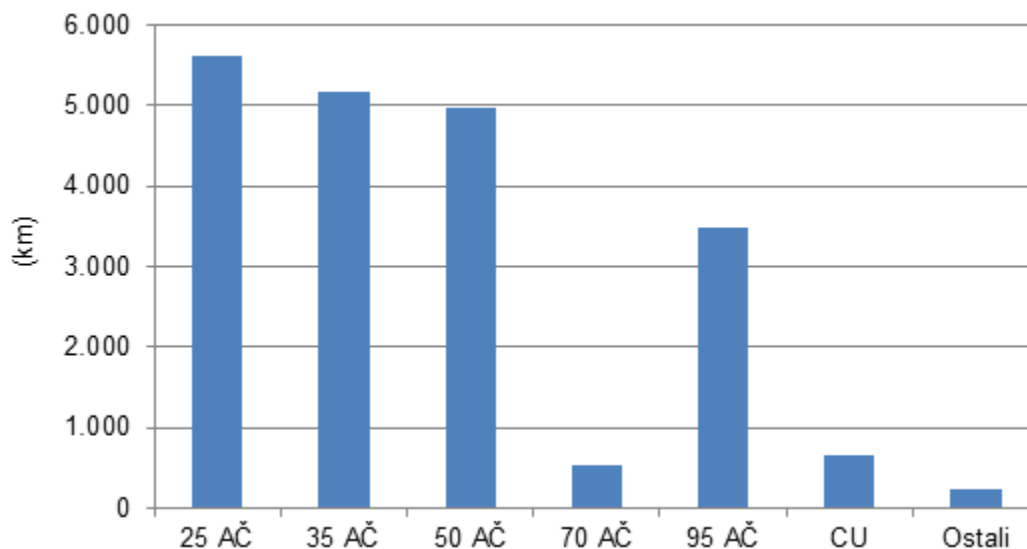
Nadalje, usporedbom podataka iz Master plana [7], vidi se porast udjela vodova presjeka 50 mm<sup>2</sup> za nešto više od 2.000 km (s 2.621 na 4.978 km) te porast udjela vodova 95 mm<sup>2</sup> za oko 1.000 km (s 2.418 na 3.477 km), kao posljedica smjernice razvoja mreže izgradnjom nadzemnih vodova 10(20) kV na betonskim stupovima presjeka 95 mm<sup>2</sup> za magistralne vodove, a 50 mm<sup>2</sup> za odcjepe. Porast udjela se primjećuje i kod vodova presjeka 70 i 120 mm<sup>2</sup>.



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 11.725 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 6.118 km) i 605 km (s 2.155 km na 2.794 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

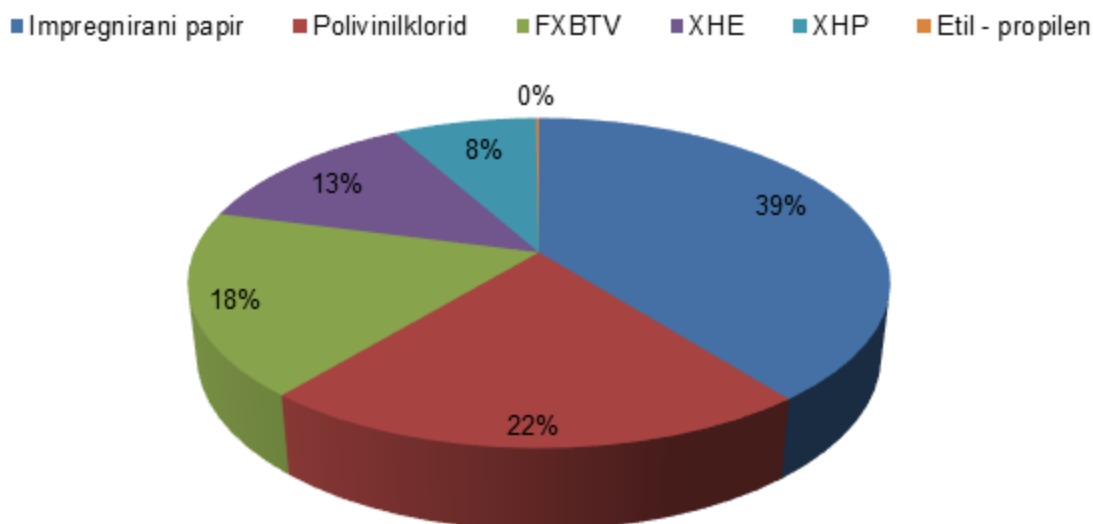
Ukupna duljina podmorskih kabela 10 i 20 kV iznosi oko 233,6 km (Tablica 3.14), dok je u vrijeme izrade Master plana [7] duljina podmorskih kabela iznosila 143 km.

Radi sustavne zamjene kabela, 2005. godine su pokrenute pripreme za zamjenu postojećih, odnosno izgradnju novih podmorskih kabela. U razdoblju do kraja 2015. je zamijenjeno/izgrađeno dvanaest podmorska kabela.

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

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	92,0	39%
Polivinilklorid	50,5	22%
Etil - propilen	0,4	0%
Umreženi polietilen	90,7	39%
<b>Ukupno</b>	<b>233,6</b>	<b>100%</b>

Prema Slici 3.23, 37% podmorskih kabela 10(20) kV ima izolaciju od umreženog polietilena.



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 62.196 km, u čemu nadzemna mreža sudjeluje s 45.318 km, a kabela s 16.877 km (Tablica 3.15).

Udio kabela 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	29.454	47%
Goli vodič	15.864	26%
<b>Ukupno nadzemni vodovi</b>	<b>45.318</b>	<b>73%</b>
<b>Kabeli</b>	<b>16.877</b>	<b>27%</b>
<b>Ukupno</b>	<b>62.196</b>	<b>100%</b>

#### 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	1%
Polivinilklorid	13.366	79%
Umreženi polietilen	3.390	20%
<b>Ukupno</b>	<b>16.877</b>	<b>100%</b>

U odnosu na 7.113 km ukupne duljine niskonaponske kabelske mreže u Master planu [7], danas je taj iznos 16.877 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 mm<sup>2</sup> (Tablica 3.17), uglavnom na betonskim stupovima te golim vodičima presjeka 35 mm<sup>2</sup> i 25 mm<sup>2</sup>, uglavnom na drvenim stupovima.

Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže

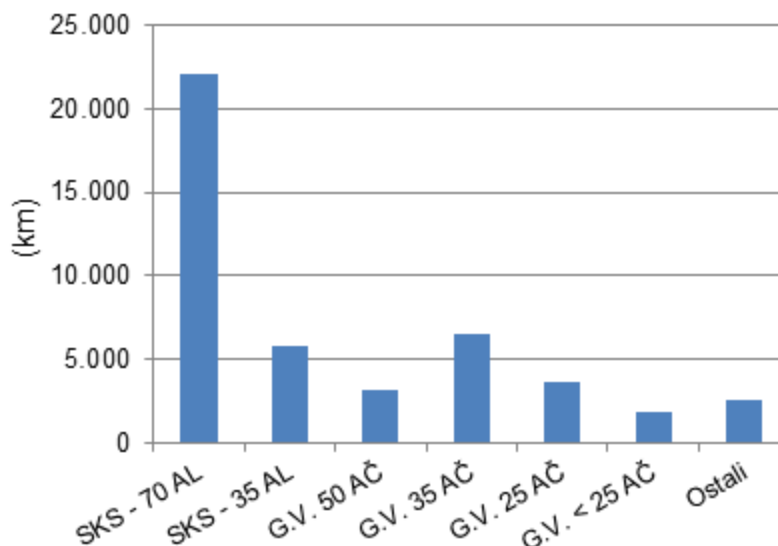
Vrsta – presjek	Duljuna (km)						Ukupno	Udio [%]
	Drveni stupovi	Betonski stupovi	Čelični stupovi	Krovni nosači	Zidni nosači	MKVS		
<b>Ukupno SKS</b>	<b>11.319</b>	<b>15.852</b>	<b>99</b>	<b>224</b>	<b>336</b>		<b>27.892</b>	<b>61%</b>
SKS - 70 AL	7.895	13.713	88	183	204	61	22.144	49%
SKS - 35 AL	3.424	2.139	12	42	132	0	5.748	13%
<b>Ukupno G.V.</b>	<b>10.085</b>	<b>1.554</b>	<b>2</b>	<b>3.152</b>	<b>424</b>		<b>15.217</b>	<b>33%</b>
G.V. 50 AČ	2.318	489	1	231	136	1	3.176	7%
G.V. 35 AČ	3.847	597	1	1.907	175	0	6.527	14%
G.V. 25 AČ	2.538	308	0	739	79	0	3.664	8%
G.V. < 25 AČ	1.381	160	0	275	34	0	1.851	4%
Ostali	1.513	694	8	160	171	0	2.546	6%
<b>Ukupno</b>	<b>23.917</b>	<b>18.099</b>	<b>109</b>	<b>3.537</b>	<b>931</b>	<b>61</b>	<b>45.655</b>	<b>100%</b>

Usporedbom sadašnjih podataka s onima iz Master plana [7], vidljivo je da duljina SKS 70 mm<sup>2</sup> s tadašnjih 5.616 km povećana na 22.144 km, duljina SKS 35 mm<sup>2</sup> je s tadašnjih 2.743 km povećana na 5.748 km. Nadalje, došlo je do smanjenja udjela golih vodiča i to:

- Duljina 50 mm<sup>2</sup> AČ je smanjena s tadašnjih 4.717 km na današnjih 3.176 km,
- Duljina 35 mm<sup>2</sup> AČ je smanjena s tadašnjih 8.826 km na današnjih 6.527 km,
- Duljina 25 mm<sup>2</sup> AČ je smanjena s 8.095 km na 3.664 km te
- Duljina presjeka manjeg od 25 mm<sup>2</sup> AČ je smanjena s 3.531 km na 1.851 km.

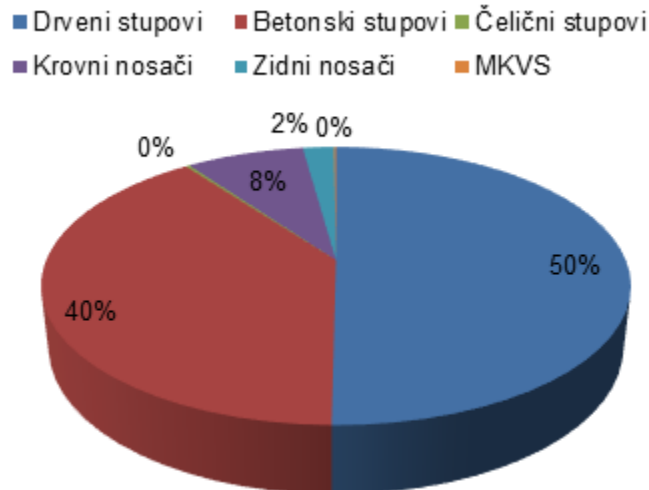
Do smanjenja duljine nadzemne mreže izvedene golim vodičem i istovremenog povećanja duljine nadzemne mreže izvedene SKS-om došlo je zbog sustavne zamjene golog vodiča SKS-om koja se provodi već nekoliko godina. Zamjenu je zadnjih godina potakao i pad cijene kabela. Uz zamjenu golog vodiča SKS-om kontinuirano 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 mm<sup>2</sup>.



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 23.917 km (50%) te na betonskim stupovima u duljini od 18.099 km (40%), 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 3.536 km i 930 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 (18.827 km) te 3.403 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	3.403	10%
Samonosivi kabelski snop	18.827	56%
Kabel	11.547	34%
<b>Ukupno</b>	<b>33.777</b>	<b>100%</b>

Usporedimo li stanje s Godišnjim izvješćem HEP ODS-a za 2006. godinu [42], duljina priključaka izvedenih s golim vodičima se smanjila (s 5.541 km na današnjih 3.403 km). U isto vrijeme je povećana duljina priključaka izvedenih sa SKS-om (s 15.040 km na 18.827 km). Očekivano, zbog smanjenja cijene kabela, povećala se duljina kabelskih priključaka (s tadašnjih 8.311 km na 11.547 km).

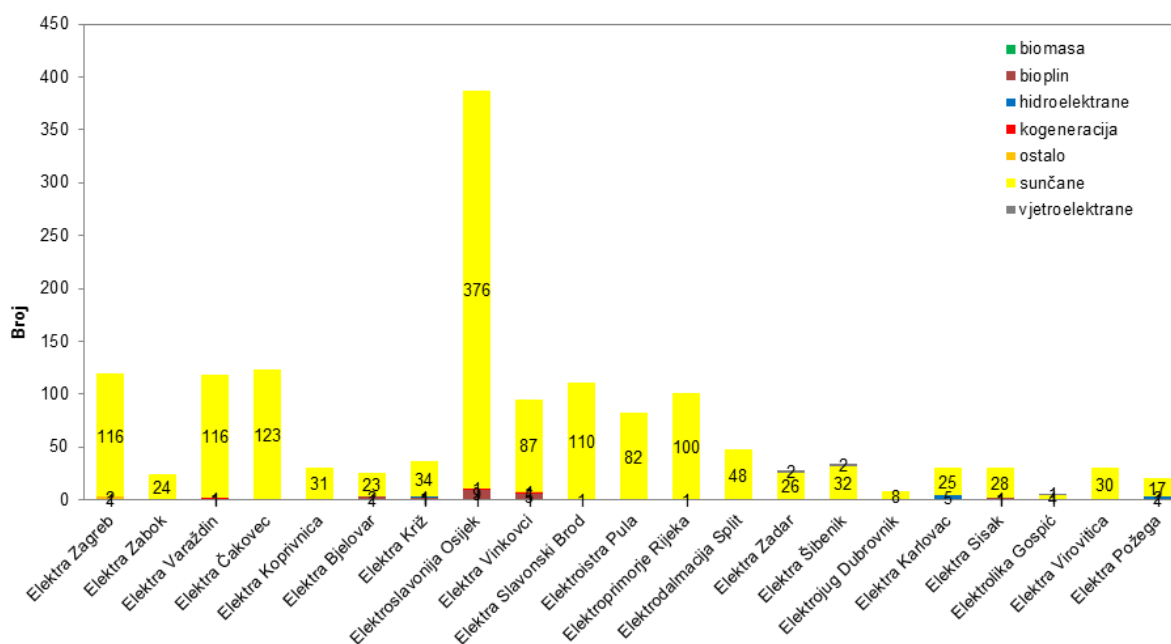
### 3.3. Distribuirani izvori

#### 3.3.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a

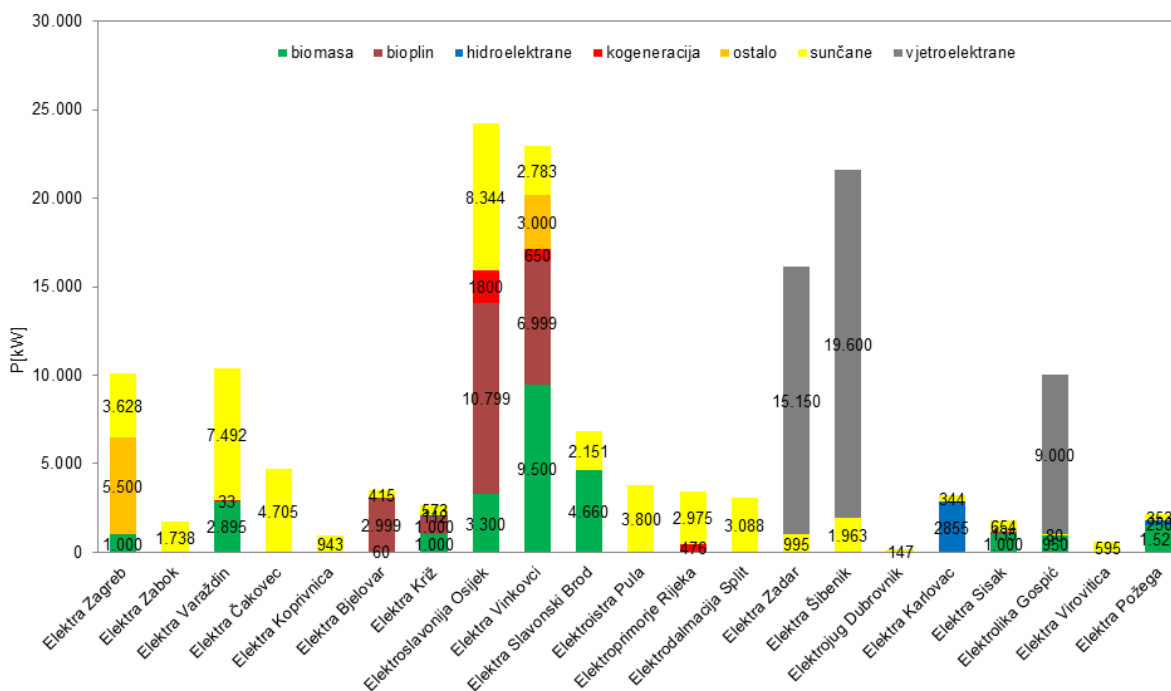
U posljednjih nekoliko godina intenzivirano je priključenje elektrana na distribucijsku mrežu. Tablica 3.19 u nastavku prikazuje broj i snagu elektrana priključenih na mrežu HEP ODS-a do 31.12.2015. godine, za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže, te prosječnu snagu po vrstama elektrana. Ukupna snaga priključenih 1.488 distribuiranih izvora iznosi 154 MW. Brojem (97%) su najzastupljenije sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu, dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 31%. 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 31.12.2015. 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	1	60	9	25.830	10	25.890	2.589
Bioplin	1	135	17	21.797	18	21.932	1.218
Hidroelektrane	6	497	2	2.720	8	3.217	402
Sunčane	1.434	42.989	6	4.776	1.440	47.766	33
Vjetroelektrane			5	43.750	5	43.750	8.750
Ostalo	2	509	5	10.950	7	11.459	1.637
<b>Ukupno</b>	<b>1.444</b>	<b>44.190</b>	<b>44</b>	<b>109.823</b>	<b>1.488</b>	<b>154.014</b>	<b>104</b>



Slika 3.26 Broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima



Slika 3.27 Priključna snaga priključenih elektrana po distribucijskim područjima

U 2015. godini, na niskonaponsku mrežu HEP ODS-a priključeno je preko 200 sunčanih elektrana. Obzirom na punjenje kvota za poticanje proizvodnje električne energije iz sunčanih elektrana, u 2014. godini smanjen je broj priključenih sučanih elektrana u odnosu na prethodne godine. Promjene broja



izdanih PEES-ova<sup>3</sup>, izrađenih EOTRP-ova<sup>4</sup> te priključenih izvora u razdoblju od 2019. godine prikazane su u Tablici 3.20.

**Tablica 3.20 Izdane PEES, izrađeni EOTRP i priključeni izvori u razdoblju od 2009. do kraja 2015. 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
2015.	556	193.434	73	162.472	251	37.931
<b>Ukupno</b>	<b>6.402</b>	<b>828.802</b>	<b>376</b>	<b>781.540</b>	<b>1.484</b>	<b>146.061</b>

\* 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

Porast značaja distribuiranih izvora očituje se i kroz porast proizvodnje od 96.000.000 kWh u odnosu na 2014. godinu. U 2015. godini elektrane priključene na mrežu HEP ODS-a proizvele su 390.760.382 kWh, odnosno 2,6% ukupne potrošnje električne energije u distribucijskoj mreži.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja elektrana na bioplin (33%) i biomasu (20%) te, očekivano, vjetroelektrana (24%). U mreži HEP ODS-a, brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 14%.

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 ožujak 2015.) i proizvodnja sunčanih elektrana s maksimalnim vrijednostima u ljetnim mjesecima (od svibnja do kolovoza 2015. 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.

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.

<sup>3</sup> Prethodna elektroenergetska suglasnost

<sup>4</sup> Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja

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.

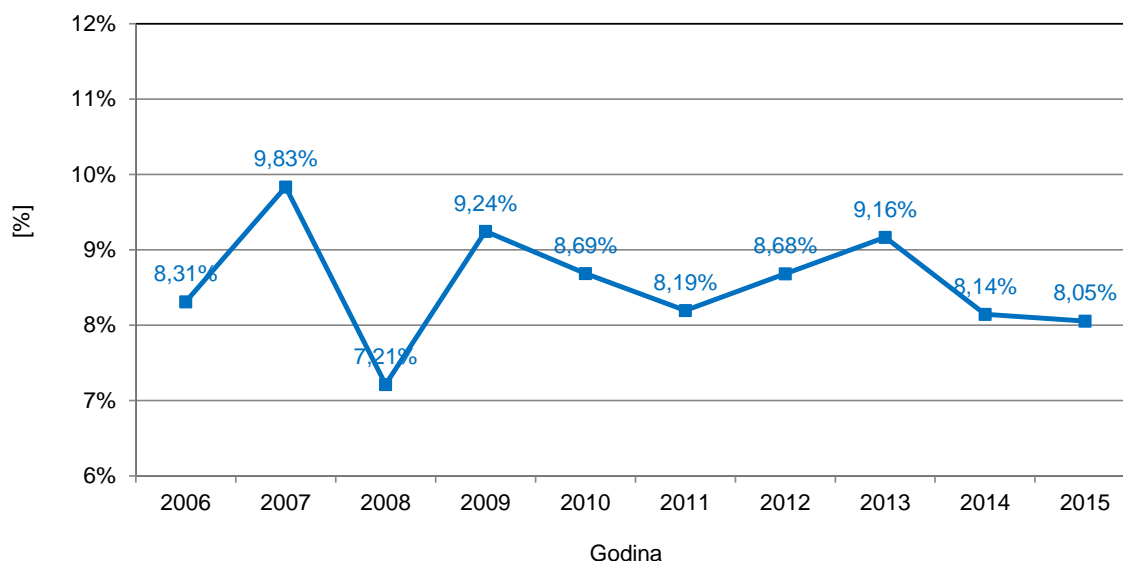
Upravo se iz tih razloga, za svaku značajniju elektranu koja se planira priključiti na distribucijsku mrežu, izrađuje EOTRP kako bi se sagledali svi potrebni zahvati na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane jer se budućem korisniku mreže naplaćuju stvarni troškovi tih zahvata, sukladno važećoj 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 2006.-2015.

Slika 3.28 prikazuje gubitke električne energije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju. U promatranom su razdoblju gubici električne energije smanjeni s 8,31% u 2006. godini na 8,05% u 2015. godini, što je rezultat konstantnih ulaganja u sanaciju postojeće distribucijske mreže:

- Povećanjem presjeka vodiča,
- Zamjenom energetskih transformatora onima s manjim gubicima,
- Stvaranjem uvjeta i prelaskom srednjonaponske mreže na 20 kV naponsku razinu,

- Znatnim ulaganjima u rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i zamjenu brojila 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. Prema gruboj procjeni provedenoj u distribucijskim područjima, tehnički gubici čine 50-70% ukupnih gubitaka, dok netehnički čine 30-50% ukupnih gubitaka [43].

#### 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 teško 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 kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Osim ove kontrole, provode 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, i dalje vrijede odluke i pojedinačni ciljevi distribucijskih područja te niz procedura i smjernica za smanjenje gubitaka električne energije.

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

- Kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta i neovlaštene potrošnje električne energije,
- Provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitavanja,
- Provjera ispravnosti mjerenja,
- Zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske rezerve,
- Optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

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.



---

## 4. Vršno opterećenje i potrošnja električne energije

---

4.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje .....	68
4.2. Metodologija predviđanja opterećenja .....	70
4.3. Prognoza opterećenja u narednom desetogodišnjem razdoblju .....	73

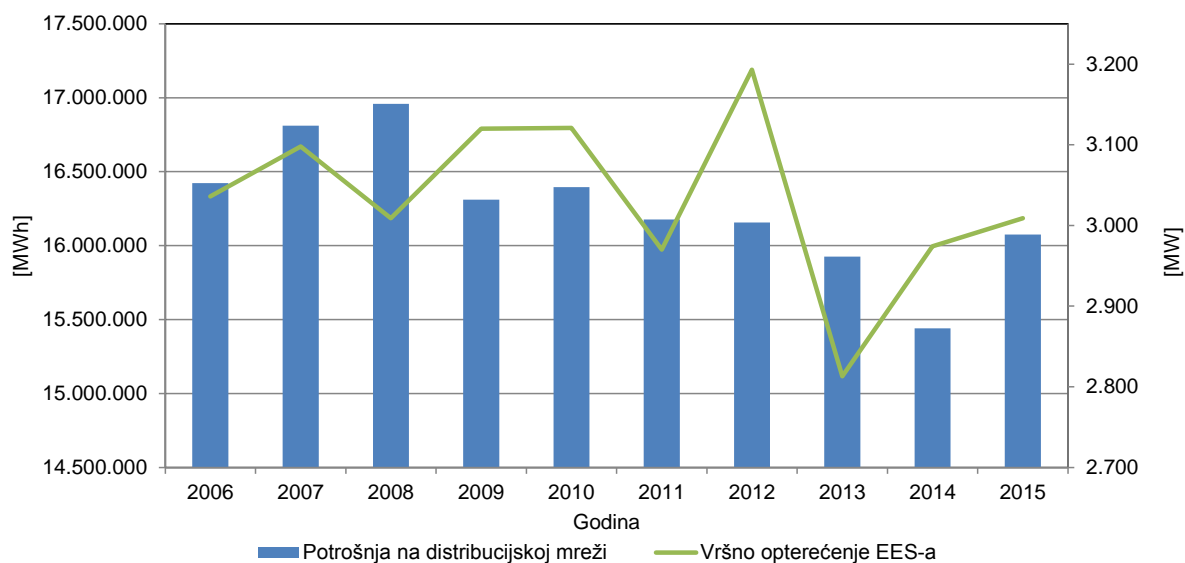
## 4. Vršno opterećenje i potrošnja električne energije

### 4.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje

Hrvatski elektroenergetski sustav električnom energijom napaja kupce na distribucijskoj i prijenosnoj mreži. U 2015. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 3.009 MW, potrošnja na distribucijskoj mreži 16.075 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].

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, a time do odstupanja od predviđenih scenarija energetskega razvoja.



**Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2006.-2015.**

Kao što prikazuje Slika 4.1, u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2006.-2015.) na razini HEP ODS-a je zabilježen porast potrošnje do 2008. godine. Pad potrošnje nakon 2008. godine uzrokovan je usporavanjem gospodarskih aktivnosti i teškim ekonomskim i gospodarskim stanjem u državi. Nakon većih oscilacija kroz godine, vršno opterećenje EES-a u 2015. godini od 3.009 MW je u razini vršnog opterećenja sustava prije 10 godina.

Porast potrošnje i vršnog opterećenja u 2015. godini u odnosu na 2014. godinu daje naznaku ublažavanja gospodarske krize.

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 2006.-2015.**

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

Očekivano, najveći porast opterećenja (iznad 3% godišnje) zamijećen je u primorskim distribucijskim područjima s intenzivnim razvojem turizma.

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

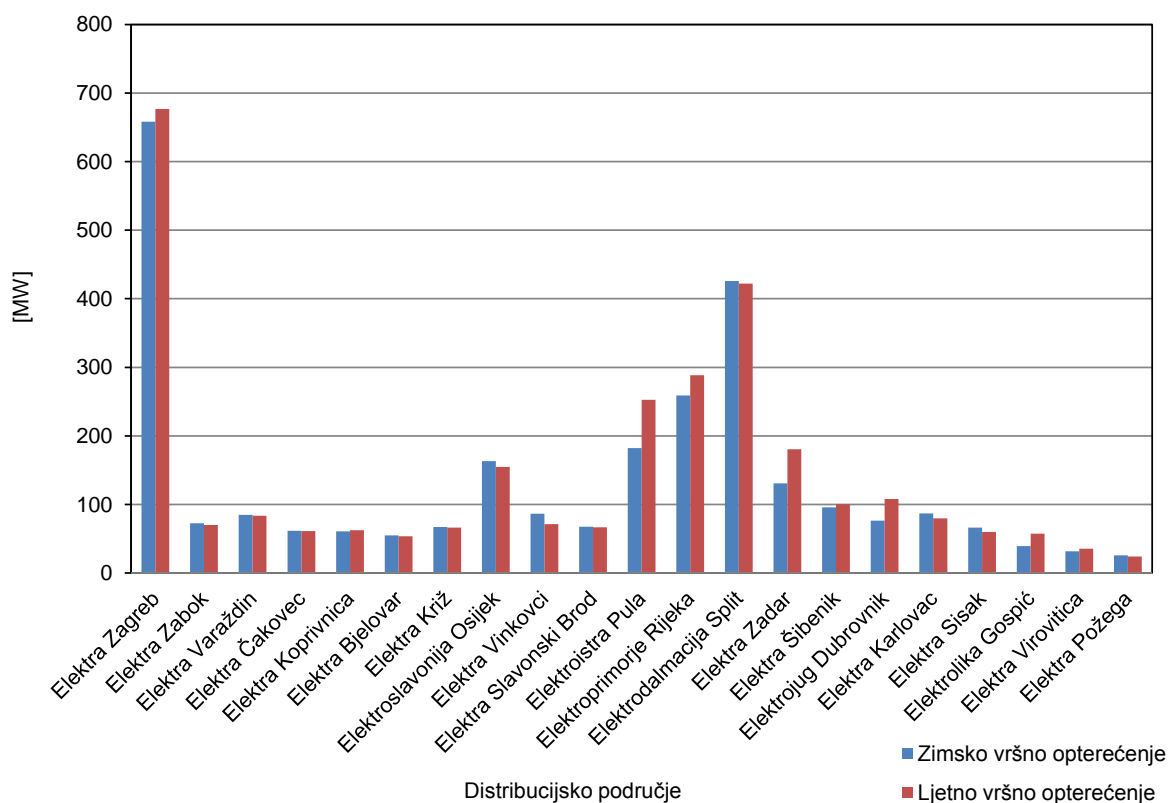
Vršno opterećenje distribucijskog sustava i distribucijskih područja uobičajeno se događalo u zimskim mjesecima. Razlog tomu je kraće trajanje dana (dulji boravak u zatvorenim prostorima, rasvjeta...) te korištenje električne energije za grijanje prostora. S promjenom standarda i načina korištenja električne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

Razlika između ljetnog i zimskog maksimuma ovisi o više faktora:

- Promjene životnog standarda građana,
- Turistička sezona u priobalnim distribucijskim područjima,
- Ljetne temperature (sve češće korištenje klima uređaja kod svih skupina potrošača: kućanstva, turistički objekti, trgovački objekti, ustanove...),
- Zimske temperature (korištenje električne energije za grijanje ili dogrijavanje prostora, primarno u priobalnim distribucijskim područjima),
- Način grijanja prostora (plinifikacija).

Slika 4.2 u nastavku prikazuje usporedbu zimskog i ljetnog vršnog opterećenja distribucijskih područja u 2013. godini. U većini distribucijskih područja primjetno je smanjenje razlike između zimskog i ljetnog opterećenja. U 2015. godini u čak 9 distribucijskih područja vršno opterećenje zabilježeno je u ljetnoj sezoni.

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



Slika 4.2 Zimsko i ljetno vršno opterećenje distribucijskih područja u 2015. 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 [44].



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) [23].

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

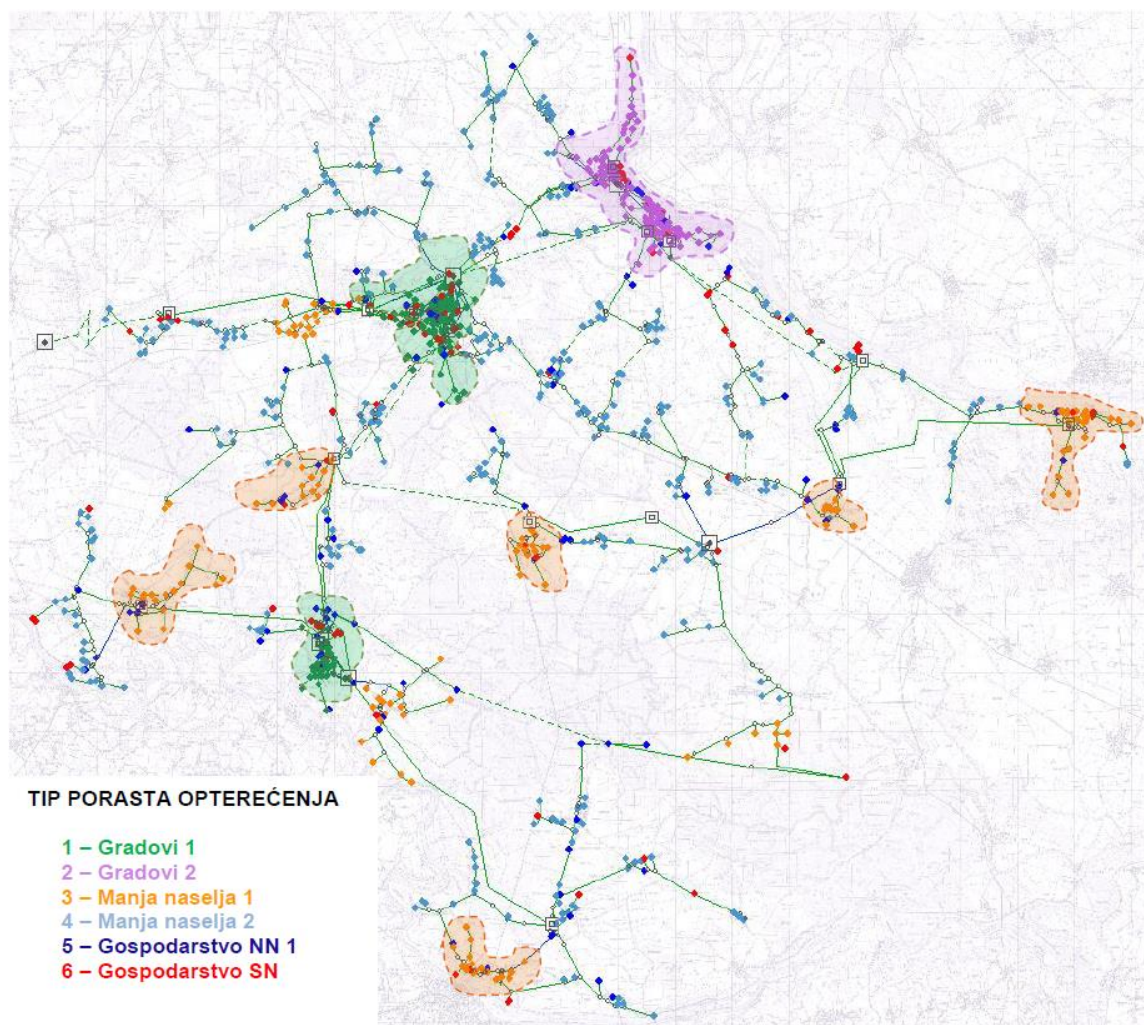
Prilikom modeliranja scenarija porasta opterećenja tijekom sljedećih 10 godina, mala područja, odnosno transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV se dijele u skupine (tipove porasta opterećenja) ovisno o prevladavajućoj vrsti potrošnje električne energije priključenih kupaca, geografskoj lokaciji i očekivanoj dinamici porasta opterećenja. Tipovi porasta opterećenja mogu se modelirati na sljedeći način [19, 23]:

- 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 [23].

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

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



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

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

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

- Potrošnji u prošlosti,
- Opterećenju distribucijskog područja u prošlosti,
- Ugovorenim snagama i tehničkim uvjetima iz izdanih prethodnih elektroenergetskih suglasnosti,
- Planovima razvoja, generalnim urbanističkim planovima i prostornim planovima uređenja pojedinih dijelova promatranog područja.

### 4.3. 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 [14-36]. 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 2026.)**

Prosječni godišnji porast vršnog opterećenja 2015.-2026.	Distribucijsko područje
Visoki porast	Elektrojug Dubrovnik
	Elektra Zadar
Umjereni porast	Elektroistra Pula
	Elektra Čakovec
	Elektra Zagreb
	Elektra Varaždin
	Elektrolika Gospić
Niski porast	Elektra Šibenik
	Elektroprimorje Rijeka
	Elektra Zabok
	Elektrodalmacija Split
	Elektra Koprivnica
Stagnacija	Elektra Požega
	Elektra Vinkovci
	Elektra Križ
	Elektra Virovitica
	Elektra Karlovac
	Elektra Bjelovar
	Elektra Slavonski Brod
	Elektroslavonija Osijek
Elektra Sisak	

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 pojnih transformatorskih stanica.....	83
5.2.3. Mreža niskog napona.....	85
5.3. Utjecaj priključenja kupaca na razvoj distribucijske mreže.....	85
5.3.1. Naponska razina priključenja .....	85
5.3.2. Zahtjevi za izgradnju postrojenja .....	86
5.4. Pristup i metodologija planiranja razvoja distribucijske mreže .....	87
5.4.1. Sigurnost opskrbe .....	87
5.4.2. Pouzdanost napajanja .....	87
5.4.3. Ekonomska opravdanost ulaganja u distribucijsku mrežu .....	89
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 .....	91

## 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 dopušteni 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 ciljani pokazatelji pouzdanosti napajanja prikazani Tablicom 5.2.

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

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

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.).



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	

## 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,

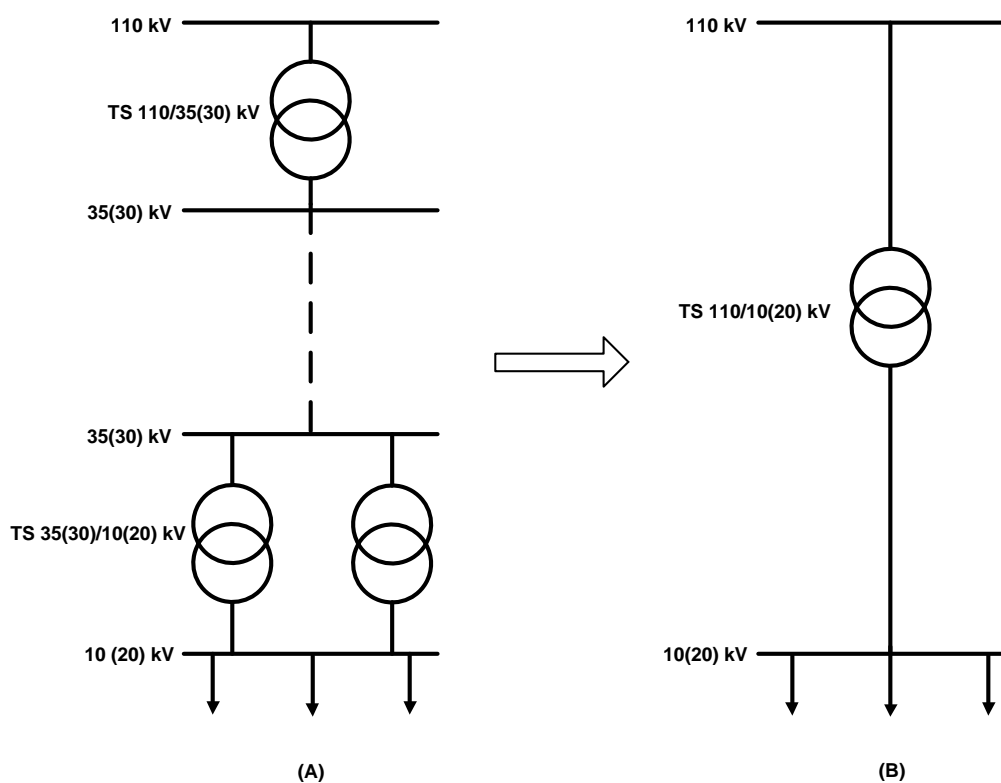
Temeljne smjernice odabira tehnologije pri izgradnji novih ili obnovi postojećih objekata distribucijske mreže:

- 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 mm<sup>2</sup>.
- Presjeci jednožilnih aluminijskih kabela ne smiju biti manji od 150 mm<sup>2</sup>, 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 mm<sup>2</sup>.
- U visoko urbaniziranim područjima te u slučaju nepovoljnih uvjeta za nadzemne vodove u okolišu, prednost treba dati kabelima.

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

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

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



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

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

- Preliminarna analiza opterećenja postojećih transformatorskih stanica 110/SN i 35/10(20) kV kao indikacija za razmatranje izgradnje novih transformatorskih stanica (okvirni kriterij relativnog opterećenja tipske transformatorske stanice u redovnom pogonu: preko 80% u poveznim gradskim kabelskim mrežama, odnosno preko 60% u nadzemnim radijalnim vangradskim mrežama),
- Analiza stanja svih mjerodavnih dijelova distribucijske mreže na promatranom području (TS 110/35 kV, 110/10(20) kV, vodova 35 kV, TS 35/10(20) kV, mreže 10(20) kV),
- 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 provedena sustavna ugradnja opreme nazivnog napona 20 kV.

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

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

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

### 5.2.1.3. Povezna mreža 10(20) kV

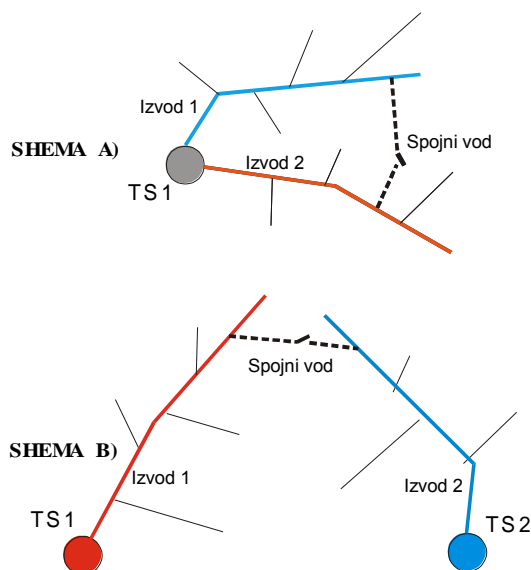
Radi optimiranja ulaganja u 35 kV mrežu, osobito transformaciju 35/10(20) kV i 110/10(20) kV, te radi jednostavnosti pogona, treba težiti izgradnji poveznih mreža srednjeg napona.

Pouzdanost napajanja u srednjonaponskoj 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 nerasploživosti TS VN/SN ili TS SN/SN.



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

Temeljne smjernice za strukturiranje mreže 10(20) kV:

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

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

#### 5.2.1.4. Tehnička rješenja za povećanje pouzdanosti napajanja

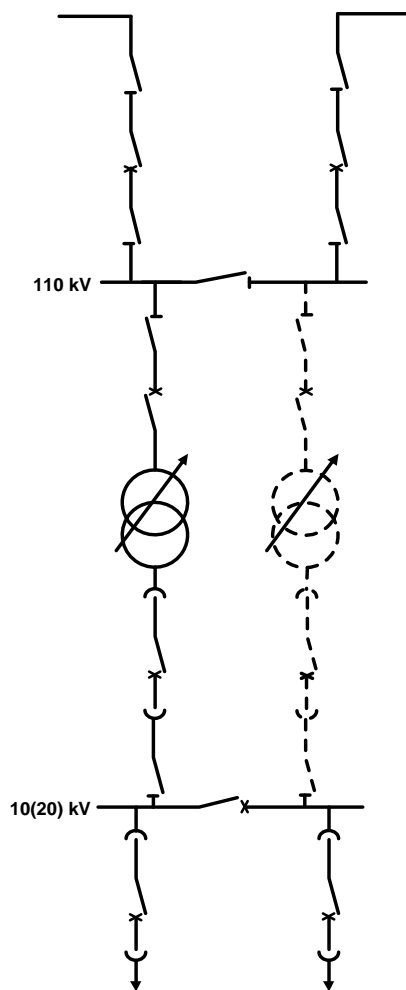
Prilikom tehničkog i ekonomskog vrednovanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže, osim razvoja primjerenih struktura mreže treba uzeti u obzir i primjenu sljedećih suvremenih rješenja učinkovitog upravljanja mrežom:

- Daljinsko upravljanje i numerička zaštita u pojnim transformatorskim stanicama,
- Indikatori kvarova,
- Daljinski upravljive rastavne naprave na vodovima 10(20) kV i daljinski upravljive sklopne aparature u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV,
- Prekidači na vodovima 10(20) kV,
- Automatsko upravljanje srednjonaponskom mrežom,
- Automatska regulacija napona ovisna o opterećenju u transformatorskim stanicama 110/x kV,
- Automatski regulatori napona (autotransformatori) u posebnim slučajevima dugačkih izvoda 10(20) kV,
- Automatske kompenzacijske regulacijske prigušnice za uzemljenje 10(20) kV mreže.

#### 5.2.2. Idejna rješenja pojnih transformatorskih stanica

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

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



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

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

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

U projektnoj i tehničkoj pripremi izgradnje i opremanja TS 110/10(20) kV prema načelima tipske TS 110/x kV sagledava se mogućnost faznog proširenja i dogradnje postrojenja i podsustava, kao i fazna ugradnja transformatora (pojačanje transformacije). Analiza se provodi s ciljem optimiranja troškova izgradnje i opremanja prema potrebama pogona (stanje i značajke sadašnje potrošnje, procjene povećanja potrošnje, razvoj mreže, prijelaz na 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 skraćanja izvoda niskog napona i sanacije naponskih prilika u ruralnim područjima,
- Zamjena dotrajalih nadzemnih vodova niskog napona malog presjeka novim dionicama sa SKS-om.

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

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

TS 10(20)/0,4 kV u pravilu ne treba imati više od 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.

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:

1. Sigurnost opskrbe: nužna minimalna ulaganja radi opskrbe korisnika mreže u redovnom pogonu,
2. Raspoloživosti distribucijske mreže prema (N-1) kriteriju, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe,
3. Pouzdanost napajanja korisnika mreže sukladna definiranim standardima pokazatelja SAIDI i SAIFI, uz uključen kriterij sigurnosti opskrbe i
4. 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 nerasploživosti 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 .....	93
6.1.1. Povećanje kapaciteta mreže (C1).....	93
6.1.2. Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2).....	95
6.1.3. Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3) .....	97
6.2. Proces planiranja i izrade planova razvoja .....	99
6.3. Podloge za izradu planova razvoja.....	101
6.3.1. Informatička podrška izradi planova .....	101
6.3.2. Studije razvoja distribucijske mreže.....	102

---

## 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.

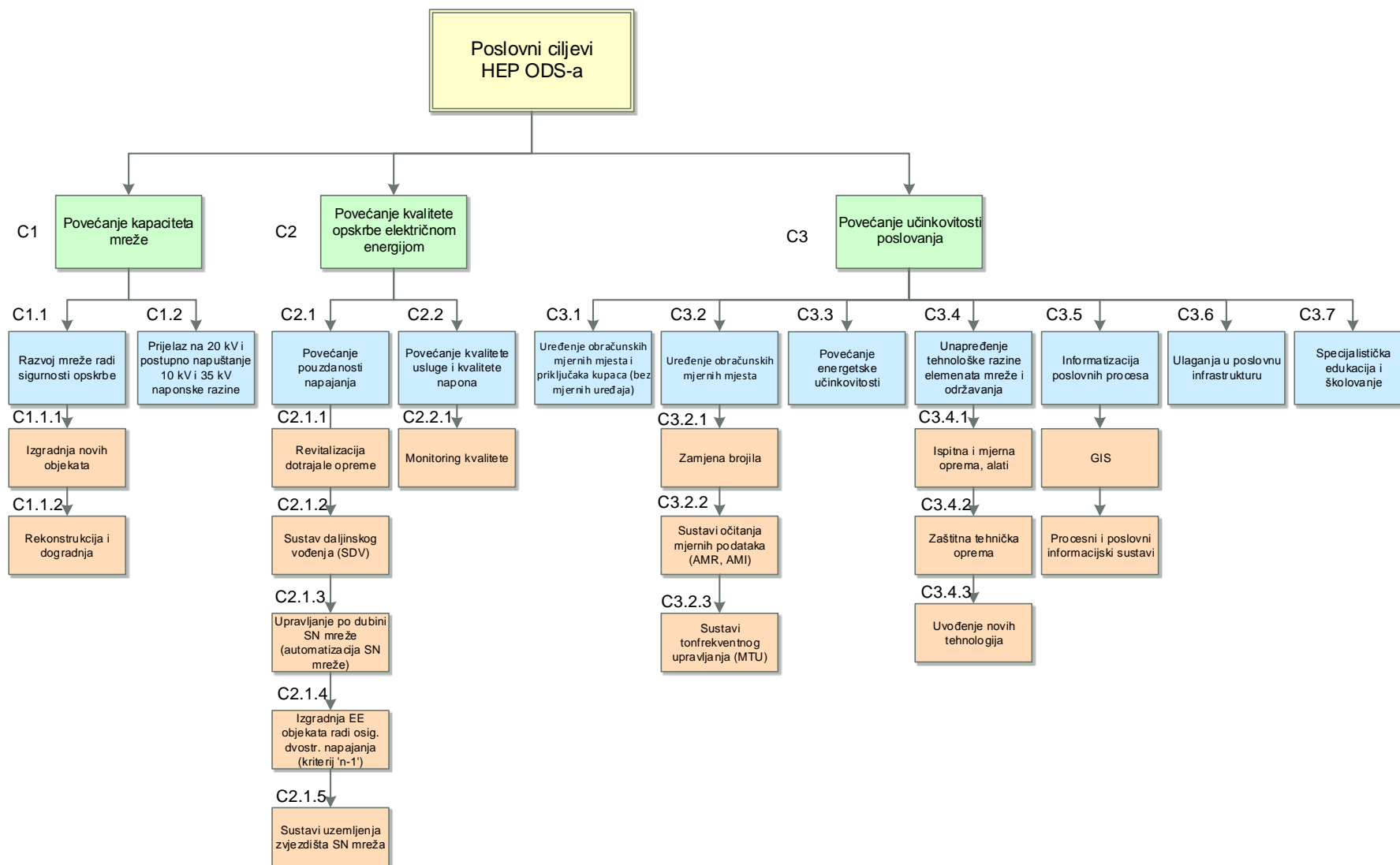
#### 6.1.1. Povećanje kapaciteta mreže (C1)

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 predstavljeni 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 poveznju 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 pojnih 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 srednjonaponskoj 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 unaprjeđivati učinkovitost poslovanja. Dosljednost u optimiranju ulaganja i troškova usmjerena je povećanju prihoda, odnosno smanjenju troškova i povećanju vrijednosti imovine.

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

Sanacije i rekonstrukcije obračunskih mjernih mjesta i priključaka planiraju se i provode temeljem zakonske obaveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [38] i obveze provođenja Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije [45], u skladu s tehničkim uvjetima za izvedbu priključaka, odnosno OMM.

#### C3.2 Uređenje obračunskih mjernih mjesta

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

##### C3.2.1 Zamjena brojila

###### 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.

###### Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem

HEP ODS planira opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem sukladno odrednicama i rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [38]. Nakon završetka studije isplativosti uvođenja naprednih mjerenja (koordinira Hrvatska energetska regulatorna agencija), razmotrit će se dodatni tehnički zahtjevi za ostvarenje funkcionalnosti naprednih mjerenja.

##### C3.2.2 Sustavi očitavanja mjernih podataka (AMR<sup>5</sup>, AMI<sup>6</sup>)

Razvojem i primjenom računalnog sustava očitavanja postiže se veća učinkovitost (automatizacija) očitavanja brojila i iskapčanja kupaca. Trenutno je sustavom daljinskog očitavanja obuhvaćeno oko 70.000 mjernih mjesta korisnika mreže, od čega oko 2.000 mjernih mjesta na srednjem naponu te oko 20.000 mjernih mjesta priključne snage iznad 30 kW, koji prema zakonskoj obvezi moraju biti u sustavu daljinskog očitavanja.

U skladu s obvezom opremanja obračunskih mjernih mjesta brojilima s daljinskim očitanjem [38] te rezultatima ekonomske analize isplativosti ugradnje naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje [6] (koordinira Hrvatska energetska regulatorna agencija), HEP ODS će proširiti i prilagoditi sustav prikupljanja i obrade mjernih i kontrolnih podataka.

---

<sup>5</sup> AMR – Automated Meter Reading

<sup>6</sup> AMI – Advanced Metering Infrastructure

### **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 primijenjuju konzervativno, nakon studijske razrade i/ili provedbe pilot projekta.

### **C3.5 Informatizacija poslovnih procesa**

#### **C3.5.1 GIS**

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

#### **C3.5.2 Procesni i poslovni informacijski sustavi**

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

#### **C3.6 Ulaganja u poslovnu infrastrukturu**

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

#### **C3.7 Specijalistička edukacija i školovanje**

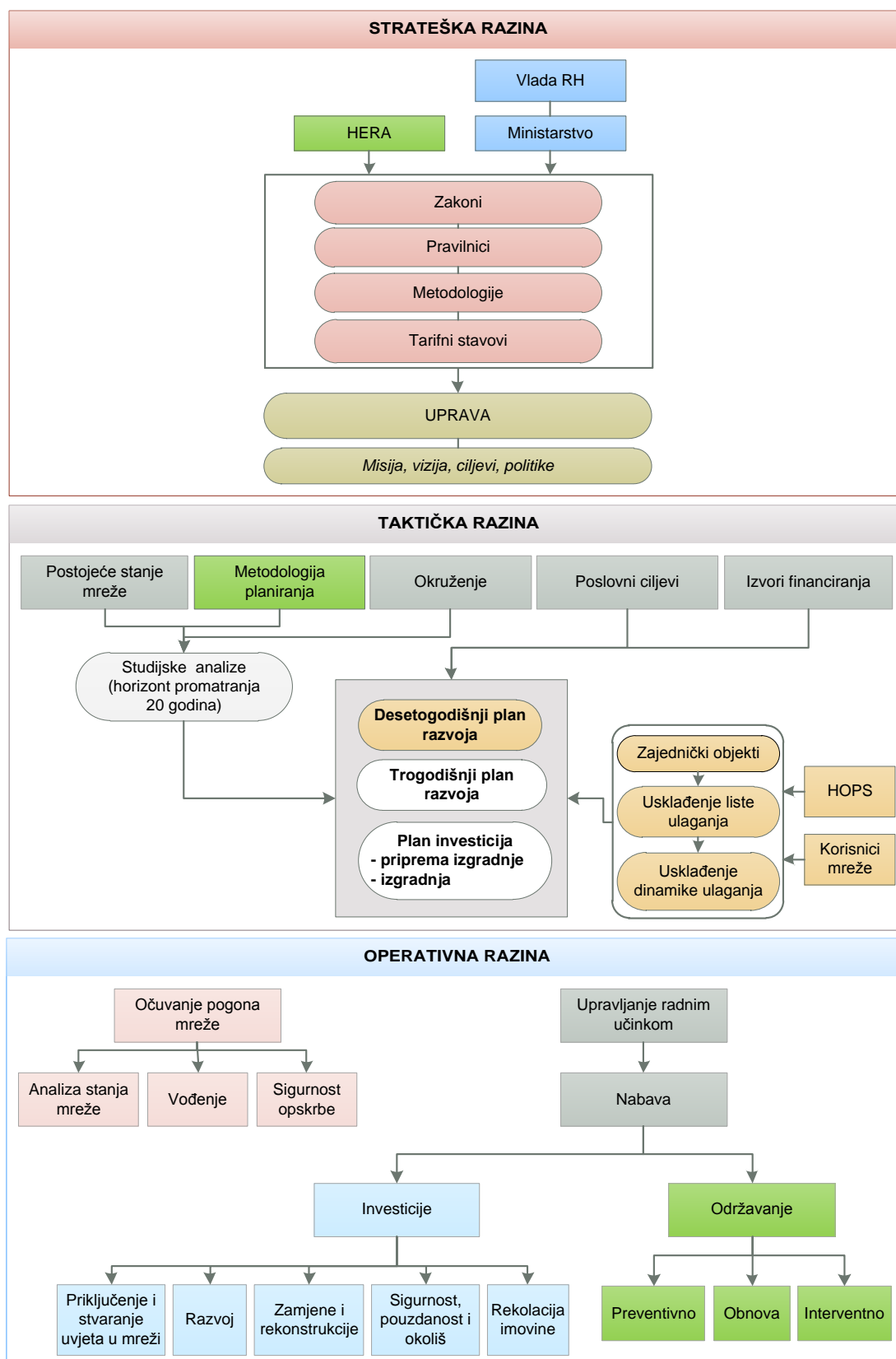
Ostvarenje poslovnih ciljeva zahtijeva primjenu novih tehnologija, opreme i čitavih sustava. Kako bi se zadržala trenutna te unaprijedila razina znanja i vještina, potrebno je sustavno provoditi specijalističko obrazovanje.

## **6.2. Proces planiranja i izrade planova razvoja**

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

Dugoročno planiranje razvoja provodi se u studijskim analizama distribucijske mreže, koje daju ulazne parametre za desetogodišnje planove razvoja. Prema Izmjenama i dopunama ZoTEE iz 2015. godine [2], operator distribucijskog sustava, umjesto tri, izrađuje samo jedan plan razvoja – desetogodišnji plan, u kojem se detaljno iskazuju investicije u početnom trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju.

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



Slika 6.2 Proces planiranja razvoja i investicija

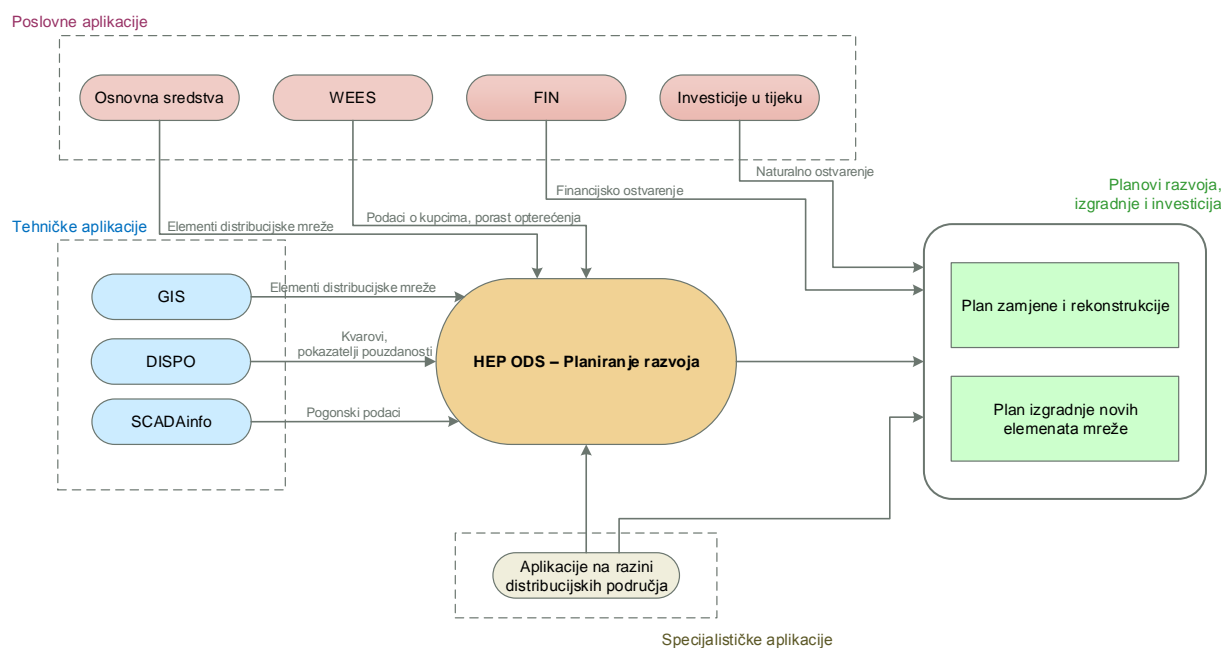
### 6.3. Podloge za izradu planova razvoja

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

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

#### 6.3.1. Informatička podrška izradi planova

Slika 6.3 prikazuje načelnu shemu informatičke podrške izradi višegodišnjih planova razvoja u HEP ODS-u. Za planiranje razvoja koriste se podaci iz tehničkih aplikacija (elementi mreže, kvarovi, pogonski podaci) te iz poslovnih (priklučenje i povećanje priključne 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				2015.-2016.		
5	Varaždin, Osijek, Split (2. dio)					u planu 2016.-2017.	
6	Križ, 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 .....	108
7.1.1.	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom .....	111
7.1.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV .....	112
7.2.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV .....	114
7.2.1.	Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV .....	114
7.2.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV .....	115
7.2.3.	Izgradnja novih 35(30) kV vodova .....	116
7.2.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova.....	116
7.3.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV .....	117
7.3.1.	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV .....	117
7.3.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV .....	118
7.3.3.	Izgradnja novih 10(20) kV vodova .....	120
7.3.4.	Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova.....	121
7.3.5.	Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon .....	122
7.4.	Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV .....	124
7.4.1.	Izgradnja novih 0,4 kV vodova.....	124
7.4.2.	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV .....	126
7.4.3.	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka .....	127
7.5.	Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj.....	128

7.5.1. Sustavi vođenja i automatizacija .....	128
7.5.2. Mjerni uređaji i infrastruktura .....	131
7.5.3. Nove tehnologije i tehnološki razvoj.....	137
7.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu .....	138
7.6.1. Osobna, teretna i radna vozila .....	138
7.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori .....	140
7.6.3. Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju .....	143
7.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi .....	148
7.7. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje .....	150
7.8. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže.....	151
7.8.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a .....	151
7.8.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEO ODS-a .....	151
7.8.2. Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti.....	155
7.8.3. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci .....	159

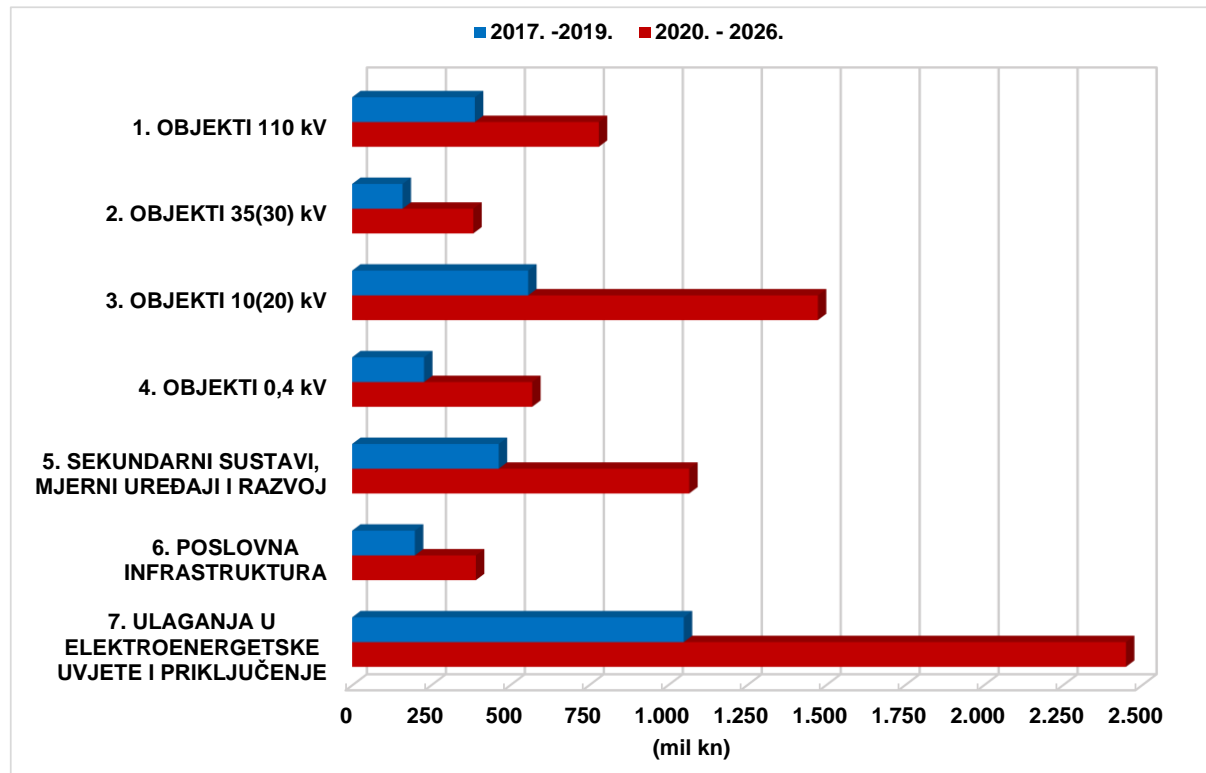
## 7. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

U početnim poglavljima opisano je postojeće stanje distribucijske mreže i okruženje u kojem se planira razvoj te je zatim provedena analiza i prognoza kretanja vršnog opterećenja i potrošnje električne energije. Polazeći od trenutnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s prihvaćenim kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2017.-2026. godine prikazana su Tablicom 7.1 u nastavku.

U narednom desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 6.664.145.000 kn sa strukturom:

– Ulaganja u energetske objekte		68%
– 110 i 35 kV objekti	26%	
– 10 i 20 kV objekti	30%	
– Niskonaponski objekti	12%	
– Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj		23%
– Ulaganja u poslovnu infrastrukturu		9%

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



Slika 7.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2017.-2019. i 2020.-2026. po vrstama ulaganja

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 smjericama jer osigurava:

- Pouzdanost napajanja kroz mrežu, a ne transformaciju,
- Pобоljšanje naponskih okolnosti prijelazom SN mreže na 20 kV,
- Spremnost mreže za prihvat distribuirane proizvodnje,
- Smanjenje gubitaka,
- Smanjenje prosječne duljine NN mreže po TS SN/NN,
- 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.

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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	Ulaganje 2020. - 2026.	Ulaganja u 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
<b>1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV</b>		<b>112.334.000</b>	<b>131.919.000</b>	<b>144.300.000</b>	<b>388.553.000</b>	<b>781.005.000</b>	<b>1.169.558.000</b>
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	35.890.000	69.000.000	87.000.000	191.890.000	399.000.000	590.890.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	76.444.000	62.919.000	57.300.000	196.663.000	382.005.000	578.668.000
<b>2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV</b>		<b>47.844.000</b>	<b>47.424.000</b>	<b>64.450.000</b>	<b>159.718.000</b>	<b>383.608.000</b>	<b>543.326.000</b>
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	4.500.000	4.500.000	6.500.000	15.500.000	23.000.000	38.500.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	28.934.000	30.846.000	38.864.000	98.644.000	200.608.000	299.252.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	7.346.000	6.289.000	4.667.000	18.302.000	32.000.000	50.302.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	7.064.000	5.789.000	14.419.000	27.272.000	128.000.000	155.272.000
<b>3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV</b>		<b>163.841.000</b>	<b>197.120.000</b>	<b>196.307.000</b>	<b>557.268.000</b>	<b>1.474.543.000</b>	<b>2.031.811.000</b>
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.550.000	27.960.000	27.298.000	73.808.000	208.680.000	282.488.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	51.560.000	52.012.000	48.636.000	152.208.000	362.121.000	514.329.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	52.321.000	63.619.000	64.869.000	180.809.000	445.421.000	626.230.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	41.410.000	53.529.000	55.504.000	150.443.000	458.321.000	608.764.000
<b>4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV</b>		<b>68.781.000</b>	<b>80.327.000</b>	<b>78.535.000</b>	<b>227.643.000</b>	<b>570.057.000</b>	<b>797.700.000</b>
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	11.764.000	15.563.000	17.191.000	44.518.000	96.141.000	140.659.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.461.000	44.115.000	40.735.000	121.311.000	331.670.000	452.981.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	20.556.000	20.649.000	20.609.000	61.814.000	142.246.000	204.060.000
<b>5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ</b>		<b>135.700.000</b>	<b>161.300.000</b>	<b>167.100.000</b>	<b>464.100.000</b>	<b>1.067.200.000</b>	<b>1.531.300.000</b>
	Sustavi vođenja i automatizacija	13.700.000	20.300.000	27.100.000	61.100.000	96.200.000	157.300.000
	Mjerni uređaji i infrastruktura	120.000.000	139.000.000	138.000.000	397.000.000	957.000.000	1.354.000.000
	Nove tehnologije i razvoj	2.000.000	2.000.000	2.000.000	6.000.000	14.000.000	20.000.000
<b>6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU</b>		<b>81.500.000</b>	<b>61.050.000</b>	<b>56.050.000</b>	<b>198.600.000</b>	<b>391.850.000</b>	<b>590.450.000</b>
	Osobna, teretna i radna vozila	33.500.000	8.000.000	8.000.000	49.500.000	131.500.000	181.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	23.000.000	23.000.000	23.000.000	69.000.000	154.000.000	223.000.000
	Komunikacijska infrastruktura, poslovna informatika i podrška poslovanju	17.000.000	18.750.000	13.750.000	49.500.000	68.250.000	117.750.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	8.000.000	11.300.000	11.300.000	30.600.000	38.100.000	68.700.000
<b>UKUPNO ULAGANJA 1.-6.</b>		<b>610.000.000</b>	<b>679.140.000</b>	<b>706.742.000</b>	<b>1.995.882.000</b>	<b>4.668.263.000</b>	<b>6.664.145.000</b>
<b>7. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE</b>		<b>350.000.000</b>	<b>350.000.000</b>	<b>350.000.000</b>	<b>1.050.000.000</b>	<b>2.450.000.000</b>	<b>3.500.000.000</b>
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	10.392.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	18.109.000	350.000.000	350.000.000	1.050.000.000	2.450.000.000	3.500.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	161.209.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	160.290.000					
<b>SVEUKUPNA ULAGANJA 1.-7.</b>		<b>960.000.000</b>	<b>1.029.140.000</b>	<b>1.056.742.000</b>	<b>3.045.882.000</b>	<b>7.118.263.000</b>	<b>10.164.145.000</b>

## 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 plan prethodi izrada i revidiranje projektne dokumentacije i opća priprema i organizacija projekta. U godišnji plan se uvrštavaju ulaganja spremna za pokretanje radova, stoga se u općoj pripremi projekata dovršava detaljna projektna dokumentacija (glavni projekt), dovršava imovinsko pravna priprema, izrađuje vremenski i financijski plan realizacije, podjela tehničkih cjelina, odabir optimalnog pristupa ugovaranju i priprema dokumentacije za javnu nabavu opreme i usluga. Ukupna priprema složene kapitalne investicije traje cca 2 – 5 godina, pri čemu kraće traju zahvati rekonstrukcije postojećih pojmih točaka, a najdulje traje priprema izgradnje potpuno nove pojne točke na novoj lokaciji.

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

- Ocjena stanja pogona (npr. vršno opterećenje, trajanje vršnog opterećenja, broj, trajanje, uzrok i karakter zastoja, perspektive priključenja DI),
- Broj i karakter kupaca i napajnog područja (kućanstvo, industrija, osjetljivost na prekide, nužna razina kvalitete napona, urbano, ruralno, krivulje opterećenja, demografske perspektive, ekonomski i gospodarski razvojni potencijal regije, isporučena električna energija),
- Ocjena stanja EE objekta, postojećih pojmih točaka u blizini i napajane mreže,
- Smjernice razvoja (rekonstrukcija bliskih pojmih točaka, dinamika prijelaza na 20 kV).

U fazi izrade trogodišnjih i godišnjih planova analizira se povezanost više investicijskih projekata koji se usklađuju u dinamici ostvarenja i financiranja, s ciljem optimiranja opće učinkovitosti ulaganja i organizacije pristupa ostvarenju (minimalni prekidi, raspoloživi potencijali za izvođenje, doba godine). Na primjer pristup izgradnji ili značajnijoj rekonstrukciji pojne točke 110/x uvijek se razmatra s obzirom na prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon. Pristup rekonstrukciji SN mreže razmatra i povezne SN vodove prema susjednim pojnim točkama i ugradnju rastavnih i/ili preklopnih naprava na vodovima ili u distribucijskim trafostanicama 10(20)/0,4 kV.

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

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 2017.-2026. 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, turistička središta ili uspješne poslovne zone),
- Ubrzana promjena uloge distribucijske mreže (postaje aktivna mreža) i s tim vezano usložnjavanje razvojne problematike i raznovrsnost mogućih i/ili primijenjenih tehničkih rješenja u TS x/10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV,
- Potreba revitalizacije i rekonstrukcije postojećih objekata TS 35(30)/10 kV, uz optimiranje snage transformacije (sukladno potrebama i opterećenjima),
- Prijelaz TS 35(30)/x kV na transformaciju TR 35(30)/20 kV u dijelu ruralnih mreža, vezano uz pojačane aktivnosti prijelaza mreže na 20 kV,
- Potreba revitalizacije i rekonstrukcije elektroenergetskih postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV s naglaskom na rekonstrukcije sa zamjenom TR 110/35 kV s TR 110/20 kV i ugradnjom 20 kV postrojenja,
- 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 kako je prethodno opisano.

Za pojne točke TS 110/x kV, izgradnja ili rekonstrukcija se pripremaju kao zajednički projekt mrežnih operatora i moraju zadovoljiti okvir određen načelima razgraničenja djelatnosti u HEP grupi (2013.), ugovorom o međusobnim odnosima u HEP Grupi (2014.) i Mrežnim pravilima (NN 36/06), što dodatno usložnjava i produljuje dinamiku ostvarenja investicijskog projekta. Za ovakve zahvate (osobito u pripremi izgradnje nove TS 110/10(20) kV) kod planiranja početka pripreme i izgradnje uzima se u obzir da projektna i tehnička priprema, do spremnosti 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 pojnih točaka, mogućnosti interventnih stručnih službi i općenito strože rokove ukupnog ostvarenja.

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

Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena 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 pojedinačno obuhvaćaju uobičajene investicijske zahvate,
- U planiranju se uvažava razvoj distribucijske elektroenergetske mreže i nova tehnička rješenja, a investicijski zahvati se razrađuju kroz sustavnu projektnu i tehničku pripremu. Sukladno tome kategorije ulaganja se revidiraju u cilju kvalitetnijeg planiranja,
- Za kategorije ulaganja se procjenjuju troškovi i dinamika ostvarenja i koriste kao podloga za izradu planova,
- 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 kabela 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. Usložnjavanje pripreme se uzima u obzir kod planiranja kako bi se osigurao pravodobni početak pripreme izgradnje zajedničkog objekta.
- U pripremi rekonstrukcije SN postrojenja, u pravilu se razmatra mogućnost ugradnje sklopnih blokova. Iskustva pokazuju da primjena sklopnih blokova (uz zadovoljenje zahtjeva pogona i



održavanja u životnom vijeku postrojenja), u fazi elektromontaže pojednostavljuje i skraćuje radove na terenu. Skraćenje i pojednostavljenje radova je potrebno, budući da se glavna 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), suočeni smo s vrlo grubom ocjenom njegovih potreba u dolazećem planskom razdoblju.

Planovi izgradnje novih zajedničkih TS 110/10(20) kV se usklađuju s HOPS-om tijekom redovitih aktivnosti na pripremi i izradi višegodišnjih planova ulaganja. Planirana ulaganja u izgradnju novih zajedničkih TS 110/10(20) kV objekata u narednom desetgodišnjem razdoblju prikazana su Tablicom 7.3. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2017.-2026. 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), Split (TS 110/10(20) kV Kaštel stari)
- U turističkim središtima: TS 110/10(20) kV Medulin, TS 110/10(20) kV Primošten i TS 110/10(20) kV Vodice.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	35.890.000	69.000.000	87.000.000	191.890.000	399.000.000	590.890.000

Dio planirane nove izgradnje (prema tablici u Prilogu 1.1.1.) 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.

### 7.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV

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

Predmetnim ulaganjima postiže se:

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

Planirane rekonstrukcije će se pripremati i provoditi prema ključnim smjernicama ulaganja u pojne točke x/10(20) kV u planskom razdoblju i prema unaprijednim projektnim modelima s već izvedenih zahvata :

- Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije postojećih pojnih točaka (uz dodjelu prioriteta s obzirom na ulogu i značaj u mreži, stanje i ocjenu razvoja opterećenja, priključak OIE, vezane projekte, stanje projektne pripreme i dr.),
- Ulaganja u TS 110/35kV u projekte zamjene TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV i revitalizacije SN postrojenja,

- Ulaganja u TS 110/10(20) kV u projekte revitalizacije SN postrojenja koja prelaze na 20 kV napon,
- Ulaganja u TS 35/10(20) kV u projekte rekonstrukcije u rasklopišta RS 20 kV sa demontažom ili prenamjenom dijela postrojenja.

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].

Postojeće TS 110/10(20) kV su u razmjerno dobrom stanju. Najstarije su u pogonu od početka 1980-ih, a građene su prema pažljivo i temeljito pripremljenom tipskom projektu TS 110/10(20) kV s vanjskim 110 kV postrojenjem. (Tablica 3.2). U planskom razdoblju ulaganja će biti usmjerena u revitalizacije podsustava (relejne zaštite i vođenja, proizvodnje i razvoda pomoćnih napona), revitalizacije 10(20) kV postrojenja (zamjena dotrajalih sklopnih blokova, zamjena maloljnih prekidača, zamjena opreme za uzemljenje zvjezdišta SN mreže) i proširenje i dogradnju 10(20) kV postrojenja (vezano uz pojačanje snage transformacije). Osnovni pregled ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/10(20) kV u 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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	76.444.000	62.919.000	57.300.000	196.663.000	382.005.000	578.668.000

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 (projektne, upravna, imovinsko-pravna, pogonska),
- Mjere i aktivnosti te rokovi vezani uz promjenu nadležnosti.

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

Obzirom na značaj preuzetih postrojenja (35 kV postrojenja u TS 110/35 kV) u napajanju SN mreže širih srednje urbanih i ruralnih područja, dobru povezanost sa SN mrežom i razvojni potencijal postrojenja u ostvarivanju poslovnih ciljeva HEP ODS-a, ova postrojenja zauzimaju značajno mjesto u planovima HEP ODS-a. Ovisno o stanju postrojenja, značajkama opterećenja i mreže, planiraju se, pripremaju i provode ulaganja:

- Složenija rekonstrukcija 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).
- Cjelovita rekonstrukcija 35 kV postrojenja, često s pojednostavljenjem jednopolne sheme i ugradnjom sklopnih blokova,
- Revitalizacije dijelova opreme postrojenja i podsustava 35 kV postrojenja.

## 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 najveći dio 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.

**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 dotrajalost postojećeg TR)
	Građevinska sanacija

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, postoji potreba 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).

Zamjena, kao kategorija ulaganja, podrazumijeva skuplji i složeniji investicijski zahvat na primarnoj opremi SN postrojenja (zamjena dotrajalog postrojenja s pojedinačnim sklopnim aparatima u otvorenoj izvedbi s modernim sklopnim blokovima) ili zamjenu energetskih transformatora. Revitalizacija, kao kategorija ulaganja, odnosi se na tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena malouljnih prekidača vakuumskim, zamjena sekundarnih podsustava: relejne zaštite, mjerenja, vođenja, telekomunikacije, proizvodnje i razvoda pomoćnog napona ili dr.). Projektna i tehnička priprema zamjene i revitalizacije je kraća i jednostavnija, priprema započinje minimalno u godini koja prethodi godini planiranog početka realizacije i ne uključuje upravni postupak ishoda lokalne 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 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 smjericama 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 2026., planirana je izgradnja najviše tri nove TS 35/10(20) kV, uz planirani dovršetak TS 35/10(20) kV Hrvace u 2017. godini.

**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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	4.500.000	4.500.000	6.500.000	15.500.000	23.000.000	38.500.000

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

Uvodno su pojašnjena načela koja određuju pristup ulaganjima u pojnim točkama 35(30)/10(20) kV. Pregled stanja objekata i opreme pokazuje da su TS 35(30)/10 kV građene u većem broju 60-ih (razdoblje elektrifikacije) i 70-ih godina (razdoblje industrijalizacije) prošlog stoljeća, a u 80-ima i dalje znatno rjeđe. Od sredine 80-ih u SN postrojenjima 10 kV se ugrađuje oprema 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 (dotrajalog opreme, širenje i priključenje kableske mreže), sigurnosti pogona (potreba pojačanja snage transformacije), potreba povezanosti u moderni SDV (revitalizacija relejne zaštite), povezanost s investicijskim aktivnostima prijelaza na 20 kV. Dodatne poslovne okolnosti koje se analiziraju u projektnoj i tehničkoj pripremi su opće i lokalne značajke opterećenja, procjene potencijala priključka obnovljivih izvora energije i stanje pojmih točaka 110/10(20) kV ili 110/35/10(20) kV u blizini.

Povećanje udjela mreže u pogonu na 20 kV i udjela 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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	28.934.000	30.846.000	38.864.000	98.644.000	200.608.000	299.252.000

### 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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	7.346.000	6.289.000	4.667.000	18.302.000	32.000.000	50.302.000

Od značajnijih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je izgradnja pet dionica KB 35 kV ukupne duljine 25,5 km te vrijednosti ulaganja od 13,5 mil kn, što zajedno s manjim ulaganjima u početnom trogodišnjem razdoblju iznosi 18,3 mil kn. U razdoblju od 2020. do 2026. godine planirana je izgradnja 45 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 32 mil kn.

Duljina novih vodova koji se planiraju izgraditi čini oko 1,6% 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 5 dionica DV 35 kV, 9 dionica KB 35 kV i 1 dionice PKB 35 kV ukupne duljine 89,3 km u vrijednosti 26 mil kn. U

početnom trogodišnjem razdoblju planirana su i manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 1,2 mil kn, što ukupno čini 27,2 mil kn. U razdoblju od 2020. do 2026. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 240,0 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 121 mil kn te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 40 km vodova ukupne vrijednosti 7 mil kn, što ukupno čini 128 mil kn.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	7.064.000	5.789.000	14.419.000	27.272.000	128.000.000	155.272.000

Duljina vodova koji se planiraju rekonstruirati ili revitalizirati čini oko 7% 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.

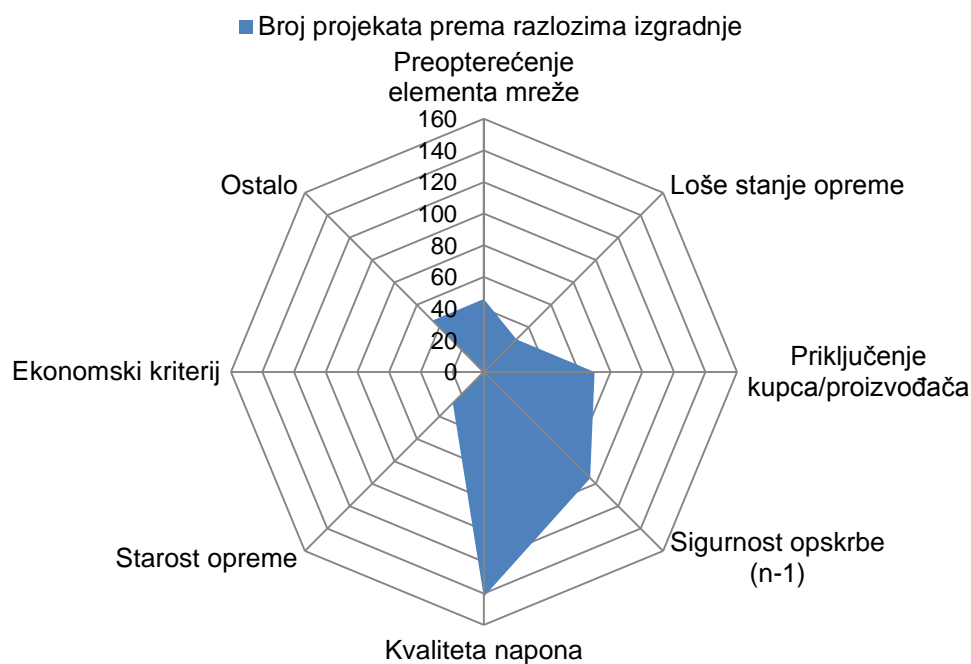
**Tablica 7.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u narednom desetogodišnjem razdoblju**

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.550.000	27.960.000	27.298.000	73.808.000	208.680.000	282.488.000

**Tablica 7.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2017.-2019., s naturalnim podacima**

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2017.		2018.		2019.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	18.550.000	65	27.960.000	78	27.298.000	77	73.808.000	220

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 2017.-2019.)**

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,
- Priklučenja 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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
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	51.560.000	52.012.000	48.636.000	152.208.000	362.121.000	514.329.000

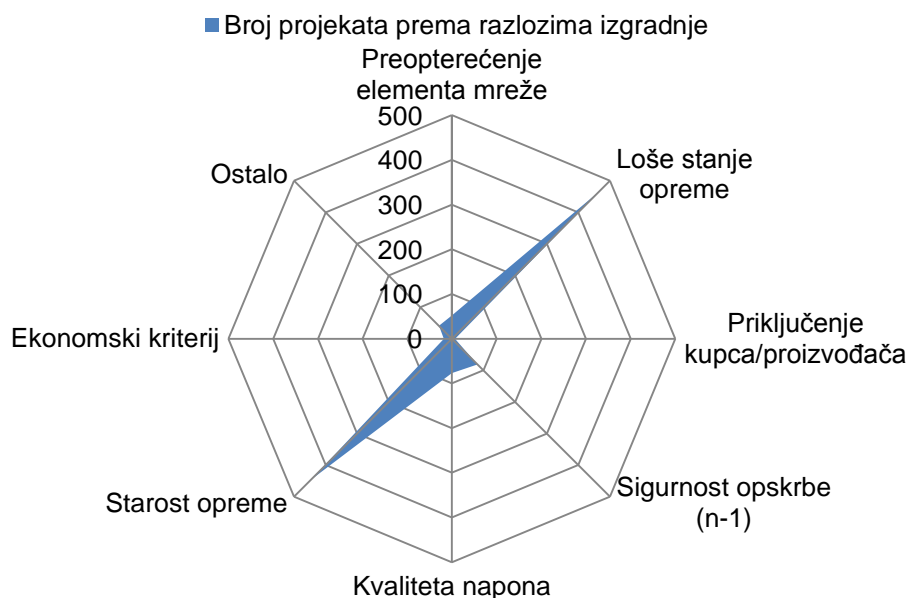
U početnom trogodišnjem razdoblju planirano je uložiti 152 milijuna kuna, razdioba ulaganja u prikazana je Tablicom 7.13.

**Tablica 7.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2017.-2019. s naturalnim podacima**

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2017.		2018.		2019.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	51.560.000	207	52.012.000	221	48.636.000	178	152.208.000	606

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 rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2017.-2019.)**

### 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 poздanosti 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**

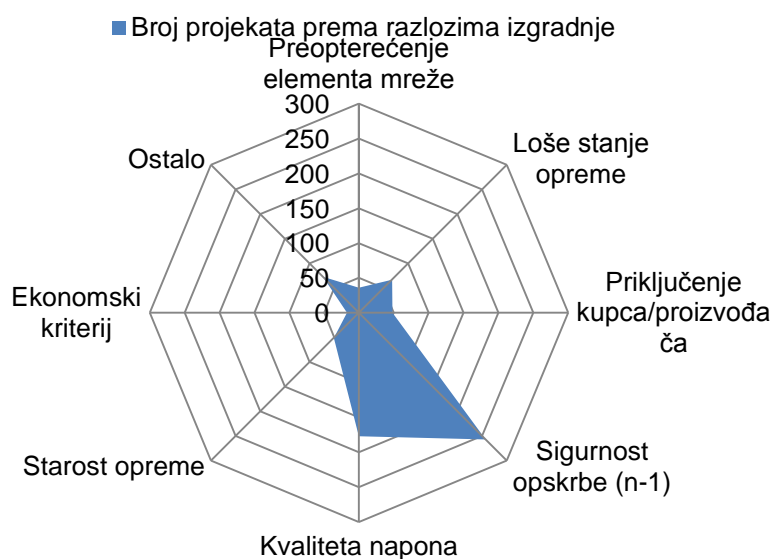
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	52.321.000	63.619.000	64.869.000	180.809.000	445.421.000	626.230.000

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 2017.-2019. s naturalnim podacima**

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2017.		2018.		2019.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 10(20) kV	52.321.000	148	63.619.000	139	64.869.000	157	180.809.000	444

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 2017.-2019.)**

### 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 mm<sup>2</sup> ili 95 mm<sup>2</sup>) 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**

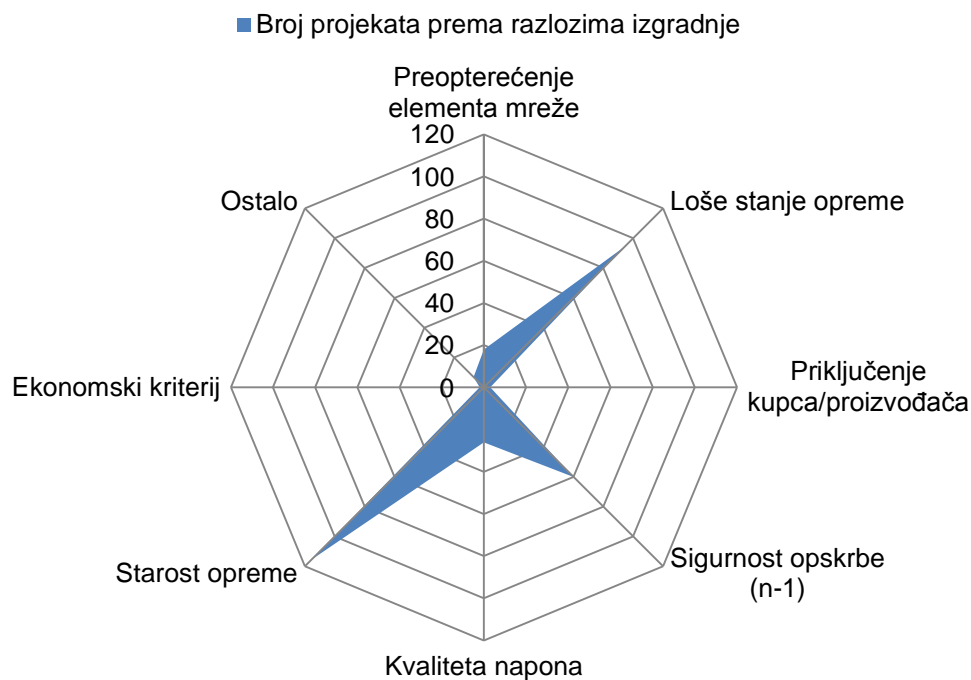
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	41.410.000	53.529.000	55.504.000	150.443.000	458.321.000	608.764.000

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 2017.-2019. s naturalnim podacima**

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2017.		2018.		2019.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	41.410.000	94	53.529.000	127	55.504.000	127	150.443.000	348

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 2017.-2019.)

### 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 četveronaponskog 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:

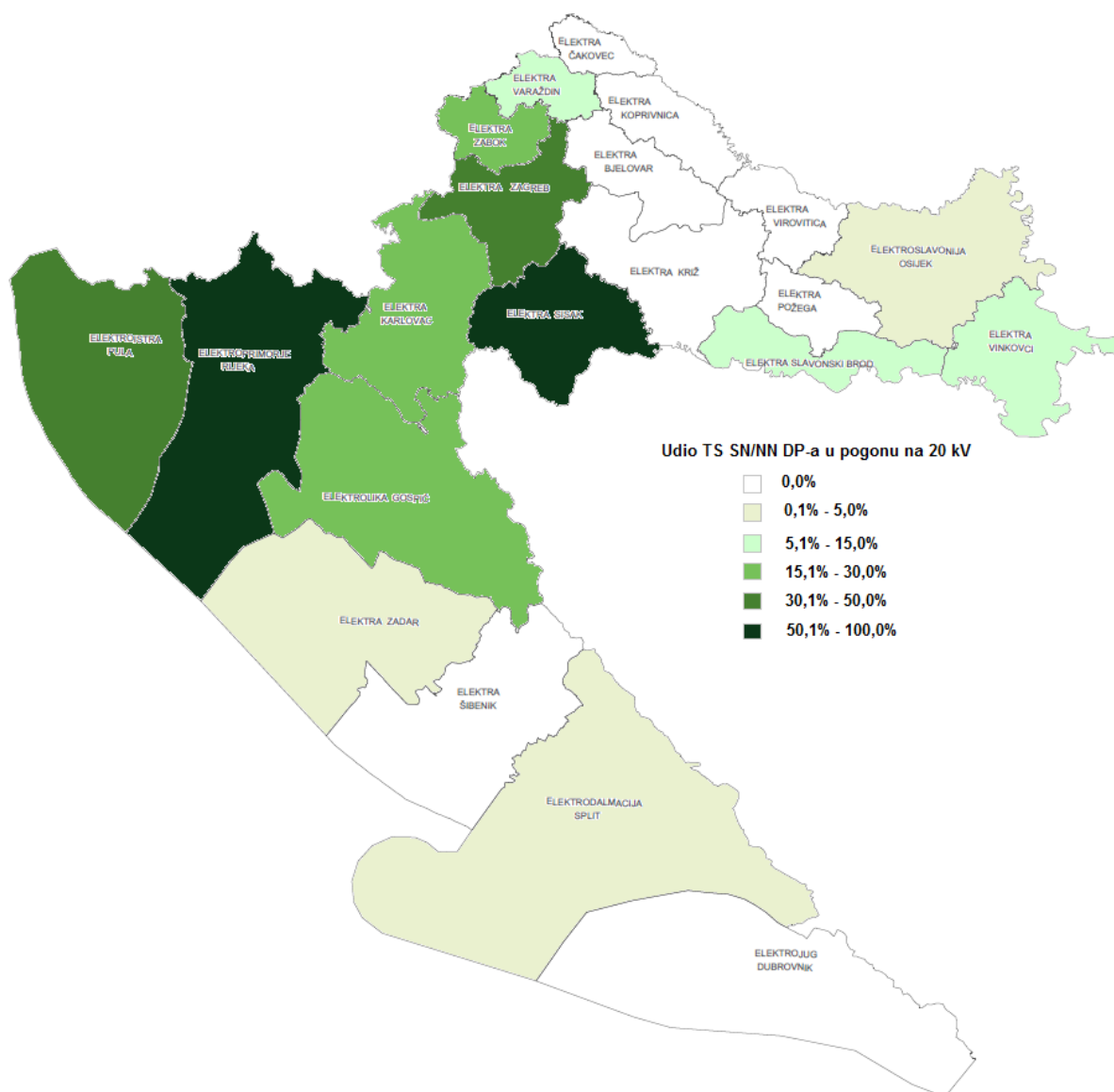
- Smanjenje broja transformacija,
- Smanjenje gubitaka električne energije i snage,
- Manja zauzetost prostora (manje lokacija za postrojenja i trasa za vodove),
- Olakšano održavanje postrojenja i vodova.

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 [46] 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 9.500 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 2017. g. do 2019. g. iznosi oko 45 mil kn godišnje (ova vrijednost već je uvažena u dijelu razrade ulaganja u 10(20) kV objekte, navodi se zbog dojma o opsegu ulaganja u svrhu postizanja cilja prelaska na 20 kV), a odnosi se primarno na aktivnosti zamjene i rekonstrukcije postrojenja distribucijske mreže, aktivnosti revitalizacije te iznimno izgradnje novih objekata/elemenata mreže u cilju provedbe završne aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV.

Pozitivne učinke ovih ulaganja potrebno je zbog svoje kompleksnosti, te u pravilu višegodišnjeg karaktera, promatrati kroz 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 2016. g. u realizaciji je značajan broj višegodišnjih ulaganja u završnu fazu pripreme za prijelaz SN mreže na 20 kV s težištem ulaganja u Elektri Zagreb, Elektroistri Pula, Elektroprimorju Rijeka te Elektri Sisak. Uz uspješnu realizaciju ulaganja tijekom 2016.g., kao i povoljne vremenske i druge preduvjete, planirano je ostvariti pogon na 20 kV za još oko 1000 TS SN/NN.

## 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**

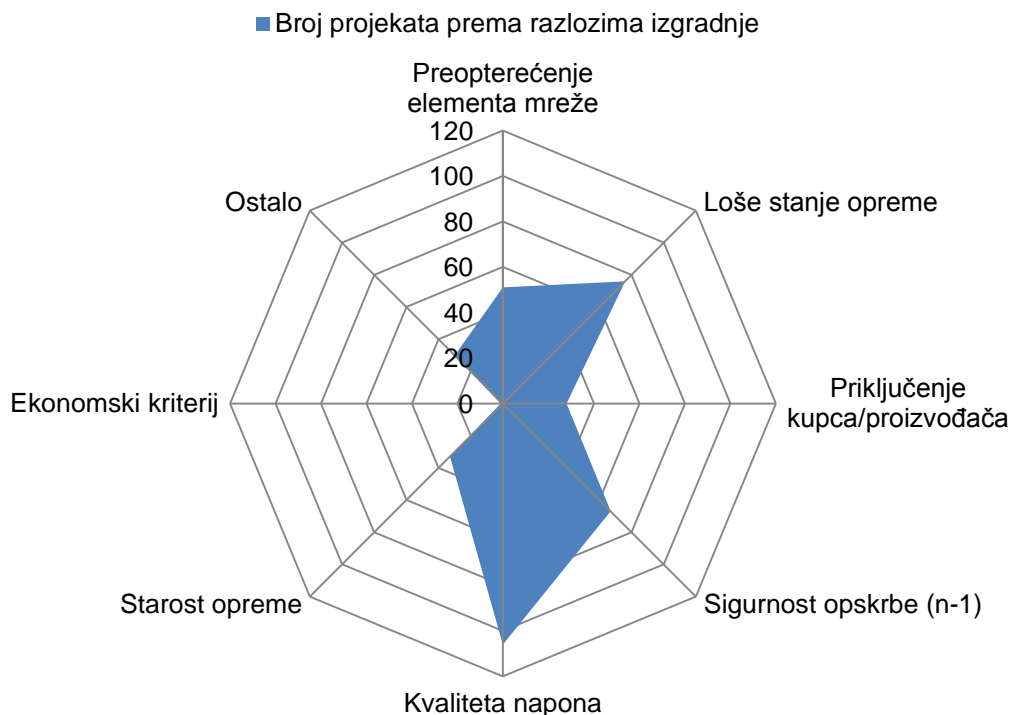
Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	11.764.000	15.563.000	17.191.000	44.518.000	96.141.000	140.659.000

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							
	2017.		2018.		2019.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	11.764.000	94	15.563.000	97	17.191.000	61	44.518.000	252

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



**Slika 7.7 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2017.-2019.)**

### 7.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

Rekonstrukcije NN mreže se poglavito odnose zamjene vodiča malih presjeka SKS-om presjeka 70 mm<sup>2</sup>. 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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.461.000	44.115.000	40.735.000	121.311.000	331.670.000	452.981.000

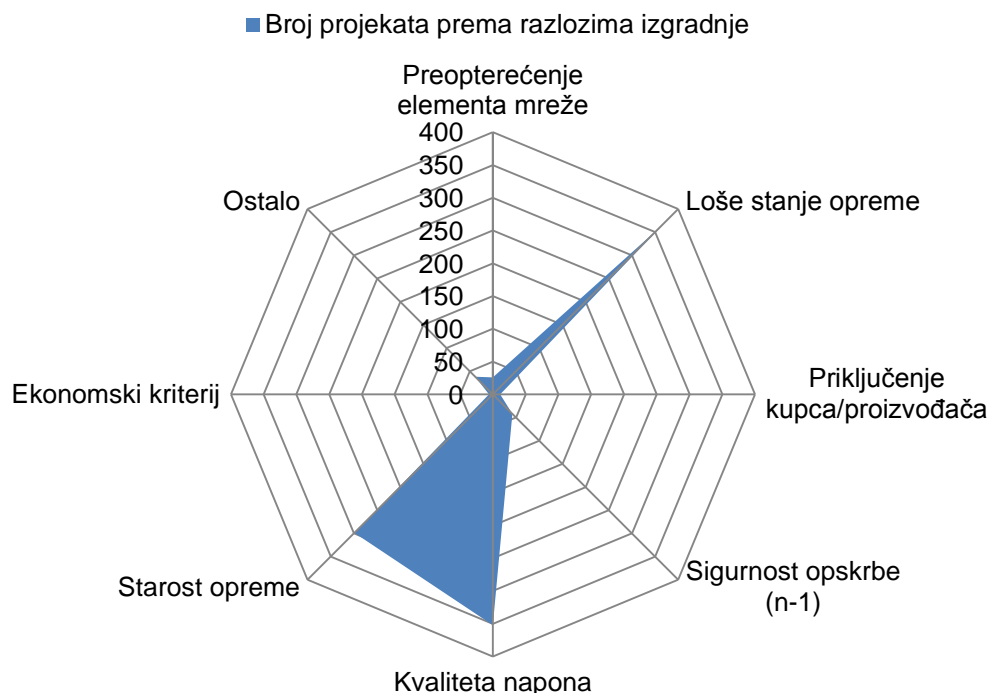
Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju detaljnije su prikazana Tablicom 7.21.

**Tablica 7.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2016.-2018. s naturalnim podacima**

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2017.		2018.		2019.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	36.461.000	195	44.115.000	203	40.735.000	189	121.311.000	587

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





**Slika 7.8** Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV po razlogu izgradnje (za razdoblje 2017.-2019.)

### 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 [38], HEP ODS provodi kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta s ciljem prikupljanja tehničkih podataka o njihovom stanju i izvedbi.

Distribucijska područja u tekućoj godini planiraju kontrolu priključaka i obračunskih mjernih mjesta za narednu godinu na tromjesečnoj razini (kvartalno). 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 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.

Sanacija priključaka i obračunskih mjernih mjesta je višegodišnji program koji je započeo 2014. godine u svim distribucijskim područjima. 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 bio je 7.910, pri čemu je utrošeno 17,9 mil kn.

Program se planira provoditi u skladu s rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [38], u obimu koji to budu zahtijevale stvarne potrebe po pojedinim distribucijskim 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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2025.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	20.556.000	20.649.000	20.609.000	61.814.000	142.246.000	204.060.000

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 (Network Manager na UNIX/LINUX platformama 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.	ABB Network Manager (Unix)	2
2.	ABB Network Manager (Linux)	8
3.	Končar Proza NET	11
	<b>Ukupno</b>	<b>21</b>

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 je briga o ovim sustavima 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.

Sukladno ključnim odrednicama okruženja s aspekta ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže, kao jedan od prioriteta postavlja se informatizacija poslovnih procesa. Navedeno podrazumijeva intenziviranje ulaganja u stupanj centralne i lokalne automatizacije distribucijske mreže, modernizacije upravljačkih sustava te postupno uvođenje Smart Grid tehnologija u distribucijsku mrežu.

Kako je u opisu postojećeg stanja navedeno, sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže sustavno su revitalizirani. U narednom periodu potrebno je nastaviti revitalizaciju sustava, ali i predvidjeti odgovarajuće razvojne aktivnosti u cilju stvaranja tehnološki suvremenih sustava koji će moći odgovoriti na izazove koje će pred njih stavljati novonastalo okruženje. Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže obuhvaćaju:

- a) Ulaganje u sustave vođenja dispečerskih centara,
- b) Ulaganje u središnji PIS (procesno-informacijski sustav),
- c) Ulaganje u sustav upravljanja prekidima,
- d) Ulaganje u DMS (Distribution Management System) funkcije i druge funkcije potpore naprednom vođenju.

Za dispečerske centre u tehnologiji Network Manager sustava zasnovane na platformi UNIX izvorni proizvođač navedenog softvera napuštajući UNIX platformu, prestao je ulagati u daljnji razvoj i poboljšanja sustava te se usmjerio na sustave zasnovane na LINUX platformi. Obzirom na navedenu situaciju prestanka aktivne podrške i razvoja proizvođača 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/nadgrade 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. godine pristupilo se zamjeni navedenih sustava u dvije faze (faza 1 – zamjena sustava u centrima Zagreb i Osijek, koja će biti dovršena tijekom 2016. g. te faza 2 – zamjena sustava u centrima Rijeka i Split (planirani završetak u 2017. g.)).

Od 2014. do 2016. godine dovršena je revitalizacija centara vođenja u Zadru, Bjelovaru, Gospiću i Dubrovniku, Karlovcu, Požegi, Virovitici i Zaboku te nadogradnja Network Manager SCADA sustava u dispečerskim centrima Elektre Zagreb i Elektroslavonije Osijek (prijelaz s Unix na Linux platformu).

U 2017. godini će biti dovršena nadogradnja Network Manager SCADA sustava u dispečerskim centrima Elektroprimorja Rijeka i Elektrodalmacije Split (prijelaz a Unix na Linux platformu).

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 informacijskog sustav u cilju prikupljanja i organiziranja svih potrebnih informacija iz pogona i procesa.

Radi unaprjeđenja funkcija upravljanja prekidima predviđa se implementacija sustava za upravljanje prekidima. U ovome trenutku, za praćenje prekida u distribucijskog mreži koristi se sustav DISPO. U 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 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 2017.-2026. procjenjuju se na cca 32 mil kn, kao što je i prikazano Tablicom 7.24.

**Tablica 7.24 Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u narednom desetogodišnjem razdoblju**

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Sustavi vođenja distribucijske mreže	3.700.000	5.300.000	7.100.000	16.100.000	16.200.000	32.300.000

### 7.5.1.2. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže

Nepovoljni učinak neplaniranih prekida napajanja može se minimizirati upotrebom daljinski upravljivih rastavnih naprava (DURN) u nadzemnoj mreži te daljinski upravljivih SN sklopnih blokova u kabelskoj mreži odnosno transformatorskim stanicama 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 2016. godine na osnovu utvrđenih tehničkih uvjeta i izrađenih tehničkih specifikacija za daljinski upravljive rastavne naprave u nadzemnoj mreži te SN sklopne blokove s integriranom daljinskom stanicom te implementacije opreme u srednjenaponskoj mreži, pokriven je znatan broj točaka mreže koje su postale automatizirane i koje su time doprinijele ukupnom povećanju stupnja automatizacije mreže HEP ODS-a.

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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	10.000.000	15.000.000	20.000.000	45.000.000	80.000.000	125.000.000

### 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

Kao što je prikazano Tablicom 7.26, ukupno je unutar distribucijske mreže oko 2,38 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	70
SN- 10 kV	2.097
<b>Ukupno SN</b>	<b>2.167</b>
<b>UKUPNO VISOKI I SREDNJI NAPON</b>	<b>2.171</b>
NN-poduzetništvo (plavi)	45.172
NN-poduzetništvo (bijeli)	128.635
NN-poduzetništvo (crveni)	19.120
<b>Ukupno NN-poduzetništvo</b>	<b>192.927</b>
<b>NN-javna rasvjeta</b>	<b>21.454</b>
NN-kućanstvo (plavi)	743.008
NN-kućanstvo (bijeli)	1.425.060
NN-kućanstvo (crni)	3.039
NN-kućanstvo (narančasti)	3
<b>Ukupno NN-kućanstvo</b>	<b>2.171.110</b>
<b>UKUPNO NISKI NAPON</b>	<b>2.385.491</b>
<b>SVEUKUPNO</b>	<b>2.387.662</b>

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

Preostalih manje od 1% 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. 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 741.094. Godišnje se nabavljaju novi uređaji za potrebe zamjene oko 5% uređaja za upravljanje tarifama.

### Ovjeravanje mjerne opreme

Brojila električne energije, naponski i strujni mjerni transformatori te uklopni satovi su mjerila koja moraju imati valjanu ovjeru kako bi se mogla koristiti u distribucijskoj mreži.

Naponski i strujni mjerni transformatori moraju imati prvu ovjeru (kod ugradnje) i nije obvezno ponovno periodičko ovjeravanje, a isto vrijedi i za uklopne satove koji se koriste za promjenu tarifa.

Najveći posao redovnog ovjeravanja vezan je za brojila električne energije. Od 15. listopada 2015. godine stupio je na snagu novi Pravilnik o ovjernim razdobljima za pojedina zakonita mjerila i načinu njihove primjene i o umjernim razdobljima za etalone koji se upotrebljavaju za ovjeravanje zakonitih mjerila (NN 107/15) kojim su definirana nova ovjerna razdoblja za brojila električne energije:

- a) Jednofazna i trofazna brojila - 12 godina,
- b) Brojila za priključak preko mjernih transformatora - 8 godina.

Sva brojila koja se ovjeravaju nakon 15. listopada 2015. godine imaju nova ovjerna razdoblja od 12 ili 8 godina, ovisno dali mjere u izravnom spoju ili poluizravnom/neizravnom, sukladno Pravilniku.

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 2 godine.

### Smjernice za ulaganje

Distribucijska područja izrađuju planove redovne zamjene brojila kojima prema pravilniku 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. Već u fazi zaprimanja brojila u skladište, vrši se selekcija brojila prije slanja na servis i ovjeru. Selekcija brojila odvija se prema definiranim kriterijima prema kojima se određena brojila odmah odvajaju i pripremaju za rashod.

Početkom 2011. godine završeno je opremanje svih obračunskih mjernih mjesta na visokom i srednjem naponu te obračunskih mjernih mjesta na niskom naponu s priključnom snagom većom od 30 kW brojilima s mjerenjem krivulje opterećenja i daljinskim očitavanjem mjernih podataka.

Daljnji razvoj daljinskog očitavanja brojila provodio se na način da se brojilima s mogućnošću daljinskog očitavanja, isključenja i 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 (priključne snage ispod 30 kW) koja se godišnje zamjenjuju zbog isteka ovjernog roka, navedene kriterije za prelazak na daljinsko očitavanje zadovoljavalo oko 18% brojila. Ostalih 82% brojila ove kategorije kupaca, ukoliko su opremljena elektromehaničkim brojilima, opremala su se elektroničkim kombi brojilima.

Od 1. listopada 2015. godine stupili su na snagu novi Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [38] 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 očitanjem 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 očitanjem.
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 očitanjem s rokovima zamjene iz stavaka 2. i 3. ovoga članka.

Stupanjem na snagu novih Općih uvjeta [38] 1. listopada 2015. godine mijenjaju se dosadašnja i kreiraju nova područja strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (PSUM):

**PSUM 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.

**PSUM 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.

Ukoliko se prije ovjere odvoje najstarija brojila kojima je istekao životni vijek za očekivati je da će se u ostatku smanjiti postotak neispravnih uređaja.

**PSUM 03. Zamjena neispravnih brojila** – Nabava zamjenskih brojila za brojila koja u postupku servisiranja i ponovnog ovjeravanja ne ispunjavaju mjeriteljske zahtjeve. Za potrebe planiranja količina brojila za nabavu koriste se predviđeni postotci brojila koje je potrebno zamijeniti novima, nakon isteka ovjernog razdoblja. Postotci brojila za zamjenu utvrđuju se prema dosadašnjim rezultatima uspješnosti ponovne ovjere u ovlaštenim servisima za brojila (baždarnica), važnosti obračunskih mejrnih mjesta (prosječna mjerena godišnja potrošnja ili proizvodnja energije) i razvoju mjerne i komunikacijske tehnologije koje omogućavaju korištenje dodatnih funkcija bitnih za poboljšanje rezultata poslovanja.

**PSUM 04. Zakonske obveze razvoja sustava daljinskog očitavanja brojila** – Nabava brojila za zamjenu zbog zakonskih obveza modernizacije tehnologije mjerenja, prikupljanja i obrade mjernih podataka. Nabava brojila i sustava za daljinsko očitavanje brojila, analizu i upravljanje mjernim podacima, podršku vođenju projekata ugradnje brojila s daljinskim očitavanjem.

#### **PSUM 04.01.**

Članak 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 očitanjem.

#### **PSUM 04.02.**

Članak 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.



#### **PSUM 04.03.**

Članak 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 mjernih mjesta planira se provesti i završiti u 2016. i 2017. godini.

#### **PSUM 04.04.**

Operator distribucijskog sustava dužan u roku od 10 godina od dana stupanja na snagu 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.

Tijekom 2017. godine planira se provedba testiranja naprednih mjernih uređaja na uzorku od oko 1% ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta kupaca kategorije poduzetništvo priključne snage do 20 kW.

#### **PSUM 04.05.**

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 2017. godine planira se provedba testiranja naprednih mjernih uređaja na uzorku od oko 1% ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta kupaca kategorije kućanstvo.

**PSUM 05. Unaprjeđenje poslovnih procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima s ciljem ubrzanja procesa, smanjenja troškova i poboljšanja poslovnih rezultata –** Nabava brojila za testiranje i usvajanje novih tehnologija, brojila i potrebne opreme za mjerna mjesta u TS SN/NN. Nabava komunikatora za zamjenu i prijelaz s GSM na GPRS tehnologiju, nabava uklopnih satova i MTU uređaja, ručnih terminala s programskom podrškom prilagođena novih tipovima brojila, nadogradnja sustava za rad ručnim terminalima i očitanjima (RT) s ciljem smanjenja troškova i povećanje prihoda ubrzanjem poslovnih procesa očitavanja, obračuna, izdavanja računa i dostavljanja podataka te smanjenje gubitaka energije. Nabava sustava za povezivanje ovlaštenih servisa i analizu kvalitete brojila, detekciju mogućih neispravnosti u mjerenjima te smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži.

**PSUM 06. Zaštita mjerne opreme, sustava i podataka od neovlaštenog pristupa i zloporabe –** Nabava sigurnosnih plombi za zaštitu – Nabava 5 tipova sigurnosnih plombi za zaštitu mjernih uređaja i mjerne opreme za različite kategorije OMM-a. Nabava informatičke opreme i opremanje sistem sala u nadležnosti operatora distribucijskog sustava u cilju povećanja stupnja zaštita računalnih sustava, aplikacija i podataka – Objedinjavanje infrastrukture sustava daljinskog i lokalnog očitavanja, aplikacija i računalne opreme, baza podataka o obračunskim mjernim mjestima i baza mjernih podataka unutar prostorija i sistem sala HEP ODS-a te podizanje stupnja zaštite od fizičkog pristupa do pristupa putem različitih komunikacijskih kanala.

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

**Tablica 27. Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u narednom desetogodišnjem razdoblju**

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	PSUM 01. + PSUM 02. + PSUM 03. Zamjena određenih tipova brojila zbog njihove tehnološke zastarjelosti, zamjena tipova brojila zbog isteka životnog vijeka i zamjena neispravnih brojila	70.000.000	95.000.000	95.000.000	260.000.000	660.000.000	920.000.000
2	PSUM 04.01+PSUM 04.02.+PSUM 04.04.+PSUM 04.05. Zakonske obveze razvoja sustava daljinskog očitavanja brojila	15.000.000	20.000.000	30.000.000	65.000.000	210.000.000	275.000.000
3	PSUM 04.3. Zakonske obveze razvoja sustava daljinskog očitavanja brojila, P> 20kW	22.000.000	5.000.000	3.000.000	30.000.000	21.000.000	51.000.000
4	PSUM 05. Unaprijeđenje poslovnih procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima s ciljem ubrzanja procesa, smanjenja troškova i poboljšanja poslovnih rezultata	10.000.000	15.000.000	5.000.000	30.000.000	35.000.000	65.000.000
5	PSUM 06. Zaštita mjerne opreme, sustava i podataka od neovlaštenog pristupa i zloporabe	3.000.000	4.000.000	5.000.000	12.000.000	31.000.000	43.000.000
	<b>Ukupno</b>	<b>120.000.000</b>	<b>139.000.000</b>	<b>138.000.000</b>	<b>397.000.000</b>	<b>957.000.000</b>	<b>1.354.000.000</b>

#### 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 krajem 2016. godine kada se planira završiti Provedbeni plan zamjene postojećih brojila brojilima s daljinskim očitavanjem, sukladno članku 119. Općih uvjeta [38].

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 prvedbe 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 mjeriteljstva (ovaj uvjet uzorkuje potrebu osiguranja većih iznosa u početnim godinama odvijanja projekta ugradnje brojila s daljinskim očitavanjem).

Tijekom 2016. godine HERA sukladno zahtjevima Zakona o energiji [6] provodi analizu ekonomske isplativosti uvođenja naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje u nekoliko scenarija. Očekuje se da će do kraja 2016. ili početkom 2017. godine biti poznati rezultati ove analize te stanje odluke o uvođenju naprednih mjernih uređaja. Sukladno rezultatima analize ekonomske isplativosti korigirati će se Provedbeni plan ugradnje brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja..

### 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 mreže. 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 [47] („države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža primjerice kroz ostvarenje koncepta naprednih mreža“) iz trećeg energetskeg paketa, propisano da države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža, čime se podržava i obvezuje operatore mreža na ulaganja u uvođenje novih tehnologija i time za uspostavu naprednih rješenja u mrežama.

Ulaganje u nove tehnologije kojima se postiže jačanje i modernizacija distribucijske mreže i postrojenja uz smanjenje gubitaka te smanjenje broja i trajanja ispada napajanja je značajno obzirom da dugoročno donosi značajne pozitivne financijske rezultate.

Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces, koji zahtijeva postupno uvođenje tehnologija ovisno o stupnju dinamičkog razvoja.

U protekle tri godine intenzivirane su aktivnosti na uvođenju novih tehnologija, te je u sklopu pilot projekata preispitano nekoliko vrsta novih tehnoloških rješenja, kao što su napredni prekidači, amorfni transformatori i energetski učinkoviti transformatori.

Uvažavajući trenutno stanje razvoja novih tehnologija, uvođenje novih tehnologija kroz pilot projekte u predstojećem razdoblju obuhvaća regulacijske transformatore, sekcionalizatore, automatizirane prekidače, napredne indikatore kvarova, naponske stabilizatore i regulatore, izolirane SN vodiče, metalne konične višekutne stupove i visokotemperaturne vodiče.

Ulaganjima u uvođenje novih naprednih tehnologija provode se pilot projekti u kojima se provjeravaju i ispituju razna tehnološka rješenja koja bi mogla pridonijeti modernizaciji distribucijskog sustava, povećanju pouzdanosti opskrbe električnom energijom te ostvarivanju koncepta naprednih mreža.

Nakon provedenih pilot projekata može se donijeti konkretan zaključak je li pojedino tehnološko rješenje zadovoljilo postavljene zahtjeve i ispunilo očekivanja. 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 raspodijeljeno na 2 mil kn godišnje.

## 7.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

### 7.6.1. Osobna, teretna i radna vozila

Zbog velike zemljopisne rasprostranjenosti elektroenergetske mreže i objekata, poslovno-pogonskih objekata u djelatnosti distribucije električne energije te bužnosti pravovremenog odziva na potrebe korisnika mreže, 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.

Polazišna točka za planiranje desetogodišnjih ulaganja je broj i struktura vozila HEP ODS-a u 2013. godini (Tablica 7.28).

**Tablica 7.28. Struktura transportnih sredstava HEP ODS-a u 2013. godini**

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)
1	Osobna vozila	1.376
2	Laka teretna vozila	807
3	Teška teretna vozila	242
4	Priključna vozila	160
5	Radni strojevi	61
<b>Ukupno</b>		<b>2.646</b>

Polaznišno stanje vozila obilježeno je velikom prosječnom starošću te visokim troškovima održavanja i većom potrošnjom goriva u usporedbi s novijim vozilima.

Budući da je visoka prosječna starost vozila, u desetogodišnjem razdoblju planirana je zamjena 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
<b>Ukupno</b>		<b>2.153</b>

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. Tablica u nastavku prikazuje godišnji plan zamjene vozila, uz pretpostavku linearne raspodjele potrebnih ulaganja kroz desetogodišnje razdoblje.

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
<b>Ukupno</b>		<b>1.401</b>				<b>24.789.000</b>	<b>116</b>

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 24.789.000 kn godišnje. Zbog visoke prosječne starosti voznog parka povećana su ulaganja u 2015. i 2016. godini pa je kroz dvije godine nabavljeno 1.128 vozilo ukupne vrijednosti 118 mil kn. Povećana ulaganja nastaviti će se i u 2017. godini.

Planirana ulaganja kroz naredno desetogodišnje razdoblje prikazana su 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	33.500.000	8.000.000	8.000.000	49.500.000	131.500.000	181.000.000

Nabavkom novih vozila, troškovi održavanja i troškovi goriva će se smanjivati. Pored navedenog, planira se uvođenje sustavnog gospodarenja voznim parkom, uključujući uspostavu sustava za praćenje kretanja vozila što će dodatno doprinijeti optimizaciji troškova.

Ovisno o rezultatima projekta restrukturiranja HEP ODS-a te novom operativnom modelu, u narednom razdoblju može doći do promjene potreba za transportnim sredstvima i odstupanja od planirane dinamike nabave.

## 7.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori

### 7.6.2.1. Poslovno-pogonske zgrade i nekretnine

Obavljanje mrežne djelatnosti distribucije električne energije obilježava velika zemljopisna rasprostranjenost jer je kupcima potrebno osigurati primjerenu razinu javne usluge kroz aktivnosti priključenja kupaca, otklanjanja kvarova i pružanje javne usluge opskrbe u okviru djelatnosti operatora distribucijskog sustava. Za obavljanje tih djelatnosti potrebni su odgovarajući pogonski, poslovni i skladišni prostori. Postojeći broj lokacija s nekretninama, količinom prostora te njegovom strukturom prikazan je u sljedećoj tablici.

**Tablica 7.32. Pogonski, poslovni i skladišni prostori**

Broj lokacija	Površina objekta (m <sup>2</sup> )			Otvorena skladišta (m <sup>2</sup> )	Ukupno (m <sup>2</sup> )
	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, krovništa, 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 u skladu s nadležnom regulativom i obvezama koje iz nje proizlaze.

Procjenjuje se da će u desetogodišnjem razdoblju trebati sanirati ili urediti oko 80% poslovnog i pogonskog prostora uz procijenjenu vrijednost radova od cca 450 kn/m<sup>2</sup> za poslovne i pogonske objekte te cca 50 kn/m<sup>2</sup> 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
<b>Ukupno</b>	<b>20.000.000</b>	<b>200.000.000</b>

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 [48] 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 [48] 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, kroz koje se definiraju programi na području sustava upravljanja okolišem, revidiraju se 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 opći su ciljevi na čijem se ostvarenju konstantno radi u okviru sustava upravljanja okolišem.

Na temelju rezultata kontrolnih internih audita provedenih u 21 distribucijskom području te ostalim potrebama za financiranje programa zaštite okoliša definirane su **četiri kategorije ulaganja** za naredno trogodišnje razdoblje:

- Kategorija 1 Uređenja skladišta transformatora (pogonske rezerve i transformatora predviđenih za rashod):** asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidica i slično;
- Kategorija 2 Uređenja privremenih mjesta prikupljanja i skladištenja opasnog i neopasnog otpada:** asfaltiranje podloge, ograđivanje i natkrivanje prostora za skladištenje otpada, nabava spremnika, tankvana i ostale opreme namijenjene sigurnom skladištenju otpada u skladu sa zakonskim zahtjevima i slično;
- Kategorija 3 Rekonstrukcija sustava centralnog grijanja (kotlovnica):** prelazak na ekološki prihvatljivije energente (smanjenje emisija u zrak) i energetske učinkovitije sustave centralnog grijanja
- 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 raspođjeljivati 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 te smanjenju štetnih emisija u okoliš.



U narednom trogodišnjem razdoblju temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem planira se uložiti 9 mil kn (Tablica 7.34) sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

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

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2020.-2026. g.) predviđena je dinamika ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem od prosječno 2 milijuna kuna godišnje. Nešto manji iznos godišnjeg ulaganja u odnosu na prve tri godine desetogodišnjeg razdoblja može se objasniti očekivanim ostvarivanjem donesenih općih ciljeva i značajnog usklađivanja sa zakonskim zahtjevima s područja zaštite okoliša i prirode.

U odnosu na 10G plan 2016.-2025. smanjen je ukupan iznos ulaganja sa 33.500.000 kn na 23.000.000 kn u 10G planu 2017.-2026 zbog mogućeg smanjenja ukupnog broja skladišnih prostora uslijed reorganizacije koja se u narednom periodu planira provesti u svim organizacijskim jedinicama HEP ODS-a što će, između ostalog, unijeti i značajne promjene u aktivnostima sustava upravljanja okolišem.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja temeljem zahtjeva Sustava upravljanja okolišem	3.000.000	3.000.000	3.000.000	9.000.000	14.000.000	23.000.000

Preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2020.-2026. g.) pretežno su predviđena daljnja 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 važna je komponenta u obavljanju djelatnosti distribucije električne energije. Posebno se ističe važnost telekomunikacijskog sustava u procesima vođenja distribucijske mreže, naprednih mjerenja i očitavanja, naprednih tehnologija, sustava mjerenja kvalitete električne energije te ostalim poslovnim sustavima.

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. Konceptija 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 stajališta:

- 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 usluge.

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 i tehnologije te sigurnost komunikacijskog sustava (Tablica 7.35). Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu, tehnologije i sigurnost u razdoblju 2017.-2026. procjenjuju se na 25 mil kn. Kao poseban program ulaganja u procesnu komunikacijsku infrastrukturu ističe se revitalizacija TETRA sustava na području Slavonije i Baranje, planirana na razini 18,5 mil kn, detaljnije opisana u nastavku.

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. – 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Komunikacijska infrastruktura	8.000.000	11.500.000	6.500.000	26.000.000	17.500.000	43.500.000

#### Revitalizacija TETRA sustava

Na temelju Plana digitalne govorne radio-mreže HEP-a na području Slavonije i Baranje do kraja 2002. godine izgrađen je prvi TETRA sustav za potrebe HEP-a pod nazivom DIMORAS (DIgitalni MObilni RAdijski Sustav) koji je bio projektiran sa sljedećim glavnim sastavnicama:

- Centralni kontrolno-komutacijski i upravljački sustav (SCN),
- Bazne radijske postaje (15 kom) opremljene s po jednim frekvencijskim nositeljem, uz naknadno proširenje s 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	-	
<b>Ukupno</b>	<b>19</b>	

Kao podloga za izradu plana revitalizacije poslužila je Studija izvodljivosti o nastavku izgradnje TETRA sustava za potrebe HEP grupe iz 2008. godine. Zahtjevi koji su postavljeni pred revitalizaciju su sljedeći:

- Zadovoljavajuće pokrivanje radijskim signalom za pokretne radio uređaje snage 10 W,
- Zadovoljenje radio-komunikacijskih potreba HEP ODS-a za govornu komunikaciju,
- Zadovoljenje radio-komunikacijskih potreba HEP ODS-a za potrebe prijenosa SCADA podataka u skladu s razvojnim planovima ostalih telekomunikacijskih tehnologija i
- Zadovoljenje početnih radio-komunikacijskih potreba HEP ODS-a za prijenos podataka poslovnih aplikacija i očitavanja brojila koja nisu vremenski kritična (dostatni kapaciteti za početak implementacije ovih servisa uz mogućnosti naknadnog proširenja, po potrebi).

Izrađena Dokumentacija radijskog planiranja TETRA mreže za potrebe HEP-a na području Slavonije i Baranje (2012. godina) je pokazala da je postojeći sustav s 18 baznih postaja potrebno proširiti za još jednu baznu postaju.

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

Revitalizacija postojećeg sustava obuhvaća kompletnu zamjenu mrežne radijske opreme i centralnog kontrolno-komunikacijskog čvorišta, s ostalim nužnim izmjenama opreme u sustavu te prelazak na novi frekvencijski pojas.

Planiran je opseg revitalizacije:

1. Zamjena kompletne opreme centralnog dijela sustava (SCN i NMS),
2. Kompletna zamjena opreme svih 18 postojećih baznih postaja uz dvostruko povećanje ukupnog broja frekvencijskih nositelja,
3. Rekonstrukcija postojećih antenskih sustava u prijeko potrebnom opsegu i sadržaju,

4. Isporuka novih radio terminala za govornu komunikaciju s prihvatljivom ergonomijom,
5. Revitalizacija mikrovalnih veza 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 7.35, a procjenjuju se na 15,5 mil kn za TETRA sustav te 3 mil kn za TETRA terminale, što je ukupno 18,5 mil kn.

### 7.6.3.2. Uredska informatička oprema

Trenutno se u HEP ODS-u koristi 5.500 računala, prosječne starosti oko 6,5 godina, iako je razdoblje amortizacije, tj. životni vijek računala 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	6.750.000	5.000.000	5.000.000	16.750.000	35.000.000	51.750.000

### 7.6.3.3. Informatizacija poslovnih procesa

Informatizacija poslovnih procesa objedinjava ulaganja u:

- Microsoft licence (operativni sustavi, Office, serverske licence, Ticketing ...),
- Oracle licence,
- Smallworld GIS licence (osnovne – core licence),
- Razvoj novih funkcionalnosti Smallworld GIS sustava,
- Nabavu uređaja za snimanje nn mreže
- Uspostavu kontakt centra,
- Implemetaciju sustava za upravljanje imovinom (*asset management*),
- 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 implemetacije sustava za upravljanje imovinom (*asset management*). Planiranje ulaganja u licence i programsku podršku te implementaciju *asset managementa* za radoblje 2020.-2026. 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 geopoziciranje elektroenergetskih objekata s pripadnom programskom podrškom	750.000	750.000	750.000	2.250.000	15.750.000	22.500.000
2	Jedinstveni kontakt centar	750.000	750.000	750.000	2.250.000		
3	Ostale potrebe (licence, programska podrška poslovanju i dr.)	750.000	750.000	750.000	2.250.000		
	<b>Ukupno</b>	<b>2.250.000</b>	<b>2.250.000</b>	<b>2.250.000</b>	<b>6.750.000</b>	<b>15.750.000</b>	<b>22.500.000</b>

### GIS sustav

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

Prebacivanjem podataka iz GIS sustava koji koriste Elektroprimorje Rijeka i Elektroistra Pula 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.

Tijekom 2016. godine je završena inicijalna implementacija GIS-a te unos podataka o VN i SN mreži. U narednom će se razdoblju raditi na unosu podataka o NN mreži te na daljnjem razvoju GIS funkcionalnosti.

### 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 evidencija usluga (poziva, predmeta i sl.).

JKC će biti moderan kontakt centar, temeljen na naprednim tehnologijama, fleksibilnim aplikacijskim rješenjima i visoko pouzdanom 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 monteračkih 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) Strojeva: motorne pile, radioničke bušilice, dizalice, hidrauličke preše,
- d) Zaštitno tehničkih sredstava: indikatori napona (SN i NN), faznih komparatora (SN i NN), opreme za rad na visini i zaštitne opreme za rad pod naponom, zaštitne kacige, ručice i kliješta za osigurače, zaštitna oprema za ekstremne vremenske uvjete i dr.

Planovi 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.).

Potreba za modernim uređajima za složena revizijska ispitivanja relejne zaštite u dolazećem planskom razdoblju određena je poslovnim okolnostima:

1. Slijedom aktivnosti na razgraničenju djelatnosti u HEP Grupi, HEP ODS je (2013.) preuzeo u nadležnost sekundarne podsustave relejne zaštite, nadzora i automatske regulacije napona

TR 110/10(20) kV, a sukladno strateškim razvojnom odrednicama, procjenjuje se povećanje udjela TR 110/10(20) kV i povećanje opsega ispitivanja,

- Slijedom aktivnosti na priključenju OIE na SN mrežu, na sučelju postrojenja HEP ODS i korisnika-proizvođača, ugrađuju se višefunkcijski terminali relejne zaštite sa funkcijama nadzora toka snage (usmjerene prekostrujne i zemljospojne zaštite), nadzora napona i frekvencije. Zbog partnerskog odnosa sa korisnikom-proizvođačem na sučelju postrojenja i optimalno učinkovitog pogona proizvodnog postrojenja, nužno je opsežno ispitivanje u fazi puštanja u pogon, a sve veći značaj ima redovito revizijsko ispitivanje, nadzor i dijagnostika rada relejne zaštite na sučelju proizvodnog EE objekta i SN mreže. I u ovom se području procjenjuje povećanje opsega ispitivanja.

Analiza stanja i raspoloživosti postojećih ispitnih uređaja u HEP ODS pokazuje da su Timovi dobro opremljeni modernim ispitnim uređajima. Sukladno tome planiraju se ulaganja nabavu manjeg broja novih uređaja, popunu i obnovu opreme. Dugoročna strategija ulaganja u višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje ovisi i o reorganizaciji Timova 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 skraćanje 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 19 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)					
		2017.	2018.	2019.	Ukupno 2017. -2019.	2020. - 2026.	Ukupno 10G 2017. - 2026.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	5.000.000	3.300.000	3.300.000	11.600.000	23.100.000	34.700.000
2	Mjerna vozila	3.000.000	8.000.000	8.000.000	19.000.000	15.000.000	34.000.000
	<b>Ukupno</b>	<b>8.000.000</b>	<b>11.300.000</b>	<b>11.300.000</b>	<b>30.600.000</b>	<b>38.100.000</b>	<b>68.700.000</b>

## 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 2017. godini procijenjena su na 350 mil kn. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u 2017. godini prikazana je u Tablici 7.40 Ulaganja u niskonaponsku (46%) i 10(20) kV mrežu (46%) čine 92% planiranih ulaganja.

**Tablica 7.40 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2017. godini**

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2017. godini (kn)
1	2	3
1	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	10.395.000
2	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	18.091.000
3	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	161.353.000
4	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	160.161.000
	<b>Ukupno</b>	<b>350.000.000</b>

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.

Uz razinu godišnjih ulaganja od 350 mil kn prosječno se izgradi:

- DV 10(20) kV
  - Izgradnja novih vodova 6 km
  - Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 6 km
- KB 10(20) kV
  - Izgradnja novih vodova 523 km
  - Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 94 km
- Transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV
  - Izgradnja novih transformatorskih stanica 141 kom
  - Rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica 54 kom
- Nadzemna niskonaponska mreža
  - Izgradnja novih vodova 263 km
  - Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 113 km
- Niskonaponska kabela mreža
  - Izgradnja novih vodova 404 km
  - Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 87 km



## 7.8. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

### 7.8.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a

Aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za razdoblje 2017.-2026., detaljno opisani u 6. poglavlju, hijerarhijski su strukturirani u tri ključne osi:

- Povećanje kapaciteta mreže (C1),
- Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2),
- Povećanje učinkovitosti poslovanja (C3).

Za učinkovitost poslovanja iznimno su važne aktivnosti HEP ODS-a na smanjenju gubitaka električne energije (Poslovni cilj C 3.3.). Smanjenjem tehničkih gubitaka izravno se smanjuju troškovi poslovanja i povećava energetska učinkovitost<sup>7</sup> distribucijske mreže dok se mjerama za smanjenje ne tehničkih gubitaka izravno utječe na smanjenje troškova poslovanja i neizravno na povećanje energetske učinkovitosti kupaca.

Implementacijom Direktive 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine [47] (dalje u tekstu Direktiva o energetske učinkovitosti) u zakonodavstvo Republike Hrvatske te donošenjem Zakona o energetske učinkovitosti [49] (NN 127/14, dalje: Zakon o energetske učinkovitosti), uređeno je područje učinkovitog korištenja energije.

U nastavku su detaljno opisani i obrazloženi:

- Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEO ODS-a,
- Akcijski planovi energetske učinkovitosti HEP ODS-a (Treći NAPEU 2014.-2016. i Četvrti NAPEU 2018.-2020.),
- Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci.

### 7.8.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEO ODS-a

#### 7.8.1.1. Dužnosti HEP ODS-a definirane Zakonom o energetske učinkovitosti

Zakonom o energetske učinkovitosti [49] pored ostalog propisane su i obveze operatora distribucijskog sustava u području energetske učinkovitosti, donošenju i provedbi mjera kojima se povećava energetska učinkovitost, ali i stvaranje preduvjeta kako bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

---

<sup>7</sup> Prijevod engl. termina „Energy Efficiency“ na hrvatski jezik s „Energetska učinkovitost“ nije najspretnije rješenje.

Postoji razlika između riječi efikasnost i učinkovitost; i prva i druga gledaju na to koliko je postignut željeni cilj, pri čemu učinkovitost ne promatra gubitke, vrijeme ili novac s kojim je taj cilj ispunjen. Prema tome, energetska efikasnost bila bi točniji pojam kojim se izražava sposobnost postizanja željenih rezultata uz minimum utroška vremena i drugih resursa.

Ako se pogleda engleski jezik, efikasnost bi bila „*efficiency*“, a učinkovitost „*effectiveness*“ pa bolji poznavatelji engleskog već uočavaju gore spomenutu razliku. „*Efficiency*“ podrazumijeva ostvariti određenu aktivnost na „pravi“ način, a „*effectiveness*“ učiniti pravu stvar.

Člancima 17. i 18. Zakona o učinkovitosti [49] propisane su dužnosti operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije. U nastavku su istaknute najznačajnije dužnosti s aspekta operatora distribucijskog sustava.

#### **Članak 17.**

(1) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava, uzimajući u obzir potrebu za osiguravanjem kontinuiteta opskrbe toplinskom energijom, u okviru odgovornosti za dispečiranje proizvodnih postrojenja na svojem području osiguravaju da, podložno zahtjevima koji se odnose na očuvanje pouzdanosti i sigurnost mreže temeljenima na transparentnim i nediskriminirajućim kriterijima:

- jamče prijenos i distribuciju električne energije iz visokoučinkovite kogeneracije,
- prioritetni ili zajamčen pristup mreži za električnu energiju iz visokoučinkovite kogeneracije,
- pri dispečiranju postrojenja za proizvodnju električne energije osiguravaju prioritetno odašiljanje električne energije iz visokoučinkovite kogeneracije u mjeri u kojoj to dozvoljava siguran rad nacionalnog elektroenergetskog sustava.

(2) Operator prijenosnog sustava, u suradnji s operatorom distribucijskog sustava donosi jasna i detaljna pravila koja se odnose na rangiranje različitih prioriteta pristupa i odašiljanja dodijeljenih u njihovim elektroenergetskim sustavima, a koja se objavljuju na njihovim mrežnim stranicama. Pri osiguravanju prioritetnog pristupa ili odašiljanja za visokoučinkovitu kogeneraciju, može se odrediti rangiranje između i unutar različitih vrsta obnovljive energije i visokoučinkovite kogeneracije, odnosno osigurava se da prioritetni pristup ili odašiljanje za energiju iz različitih obnovljivih izvora energije nisu ometani.

(3) Osim obveza utvrđenih u stavku 1. ovoga članka, operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava dužni su ispuniti sljedeće zahtjeve:

1. utvrditi i objaviti standardna pravila u vezi s pokrivanjem i podjelom troškova tehničke prilagodbe, kao što su priključci na mrežu i jačanje mreže, poboljšanjem rada mreže i nediskriminirajućom primjenom kodeksa o mreži potrebnih za integraciju novih proizvođača koji u međusobno povezanu mrežu isporučuju električnu energiju proizvedenu iz visokoučinkovite kogeneracije

2. svakom novom proizvođaču električne energije proizvedene iz visokoučinkovite kogeneracije koji se želi priključiti na sustav pružiti sveobuhvatne i potrebne informacije, uključujući:

- sveobuhvatnu i detaljnu procjenu troškova povezanih s priključenjem na mrežu,
- razuman i točan vremenski raspored za zaprimanje i obradu zahtjeva za priključenje na mrežu,
- razuman okvirni vremenski raspored za svaki predloženi priključak na mrežu, s tim da cjelokupni proces priključivanja na mrežu ne bi trebao trajati dulje od 24 mjeseca, vodeći računa o razumnoj praktičnosti i nediskriminaciji.

3. osigurati standardizirane i pojednostavnjene postupke za priključivanje distribuiranih proizvođača energije iz visokoučinkovite kogeneracije kako bi olakšali njihovo priključivanje na mrežu.

(4) Standardna pravila iz stavka 3. točke 1. ovoga članka temelje se na objektivnim, transparentnim i nediskriminirajućim kriterijima, a posebno se uzimaju u obzir svi troškovi i koristi povezani s priključivanjem navedenih proizvođača na mrežu. U pravilima mogu biti predviđene različite vrste priključaka.

(5) Operator tržišta energije, s obzirom na zahtjeve koji se odnose na očuvanje pouzdanosti i sigurnosti mreže, poduzima odgovarajuće mjere kojima osigurava mogućnost ponude usluge uravnoteženja i druge operative usluge na razini operatora prijenosnog sustava ili operatora distribucijskog sustava, ako je to tehnički i gospodarski izvedivo s obzirom na način rada visokoučinkovitog kogeneracijskog postrojenja.

(6) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava u slučaju iz stavka 5. ovoga članka dužni su osigurati da su takve usluge uključene u proces nadmetanja za usluge koji mora biti transparentan, nediskriminirajući i podložan kontroli.

(7) Operator prijenosnog sustava i operator distribucijskog sustava s obzirom na tehnička ograničenja svojstvena upravljanju mrežama, dužni su osigurati da pri ispunjavanju zahtjeva za usluge uravnoteženja i pomoćne usluge postupaju prema pružateljima odgovora na potražnju, uključujući agregatore, na nediskriminirajući način i u skladu sa svojim tehničkim mogućnostima.

(8) Regulatorno tijelo za energetiku može tražiti od operatora prijenosnog sustava i operatora distribucijskog sustava da, uzimajući u obzir tehnička ograničenja svojstvena upravljanju mrežama, potiču pristup odgovoru na potražnju na način da u suradnji s pružateljima usluge potražnje i potrošačima definiraju tehničke načine sudjelovanja na tržištu uravnoteženja, rezervi i drugih usluga sustava u skladu s tehničkim zahtjevima tih tržišta i mogućnostima odgovora na potražnju. Takve specifikacije uključuju sudjelovanje agregatora.

### **Članak 18. (Mjerenje i informacije o obračunu)**

(1) Kako bi se krajnjim kupcima omogućila regulacija vlastite potrošnje energije, obračun se treba provoditi na temelju stvarne potrošnje najmanje jednom godišnje. Informacije o obračunu moraju se dostaviti krajnjem kupcu dva puta godišnje, odnosno na zahtjev krajnjeg kupca moraju se dostaviti ili slati u elektroničkom obliku najmanje svaka tri mjeseca.

(2) Distributeri, odnosno opskrbljivači energije i/ili vode dužni su prema potrebi u ili s računima, ugovorima, transakcijama i potvrdama izdanima krajnjim kupcima na jasan i razumljiv način na raspolaganje staviti sljedeće informacije:

1. o trenutnim stvarnim cijenama i stvarnoj potrošnji energije

2. usporedbu sadašnje potrošnje energije krajnjeg kupca i potrošnje u istom razdoblju prošle godine, po mogućnosti u grafičkom obliku

3. kontaktne informacije organizacija krajnjih kupaca, energetske agencije ili sličnih tijela, uključujući adrese mrežnih stranica, gdje se mogu pronaći informacije o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, usporedivim profilima krajnjih korisnika i objektivnim tehničkim specifikacijama opreme koja koristi energiju.

(3) Opskrbljivači, distributeri energije i operator distribucijskog sustava dužni su u ugovorima, prilikom izmjene ugovora, u računima koje kupci primaju ili na mrežnim stranicama namijenjenima pojedinačnim kupcima obavještavati svoje kupce na jasan i razumljiv način o kontaktnim informacijama neovisnih centara za savjetovanje potrošača, energetske agencije ili sličnih institucija, uključujući njihove internetske adrese, gdje se mogu dobiti savjeti o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, referentnim profilima za potrošnju energije i tehničkim specifikacijama za uređaje koji koriste energiju, pri čemu ti savjeti mogu dovesti do smanjenja potrošnje energije navedenih uređaja.

(4) Regulatorno tijelo za energetiku u izradi analize troška i dobiti za uvođenje naprednih mjernih uređaja za krajnje kupce sukladno Zakonu o energiji, uzima u obzir:

1. da sustavi mjerenja krajnjim kupcima pružaju informacije o stvarnom vremenu uporabe i da su ciljevi energetske učinkovitosti i koristi za krajnje kupce potpuno uzeti u obzir prilikom uspostavljanja minimalnih funkcionalnosti brojlara i određivanja obveza sudionika na tržištu

2. sigurnost pametnih brojlara i podatkovnih komunikacija te privatnost krajnjih kupaca u skladu s propisima o zaštiti osobnih podataka

3. da se na zahtjev krajnjeg kupca, osigura da brojilo može uzimati u obzir električnu energiju prenesenu u mrežu iz vlastite potrošnje

4. da na zahtjev krajnjih kupaca podaci o mjerenju predaje i preuzimanja električne energije budu dostupni krajnjim kupcima ili trećoj osobi koja djeluje u ime krajnjeg kupca u lako razumljivom obliku koji se može koristiti za usporedbu ponuda pod jednakim uvjetima

5. da se u trenutku postavljanja pametnih brojila kupcima pruže odgovarajući savjeti i informacije, posebno u vezi s njihovim punim potencijalom u pogledu upravljanja očitavanjem brojila i praćenjem potrošnje energije.

(5) Ako krajnji kupci nemaju napredne mjerne uređaje, distributeri energije, operatori distribucijskih sustava i opskrbljivači energije osiguravaju da su informacije o obračunu točne i temeljene na stvarnoj potrošnji, ako je to tehnički izvedivo i gospodarski opravdano.

(6) Naprednim mjernim uređajima postavljenima u skladu sa stavkom 4. ovoga članka osiguravaju se točne informacije o obračunu na temelju stvarne potrošnje, odnosno osigurava se da krajnji kupci imaju mogućnost jednostavnog pristupa dodatnim informacijama o prethodnoj potrošnji čime im se omogućuju detaljne samo provjere.

(7) Dodatne informacije iz stavka 6. ovoga članka uključuju:

1. kumulativne podatke za najmanje tri prethodne godine ili za razdoblje od početka ugovora o opskrbi ako je ono kraće. Podaci odgovaraju razdobljima za koja su na raspolaganju informacije o redovitom obračunu

2. detaljne podatke u skladu s vremenom uporabe za bilo koji dan, tjedan, mjesec i godinu. Navedeni se podaci stavljaju na raspolaganje krajnjem kupcu putem Interneta ili sučelja brojila za razdoblje od najmanje prethodna 24 mjeseca ili za razdoblje od početka ugovora o opskrbi ako je ono kraće.

(8) Neovisno o tome jesu li postavljena pametna brojila ili nisu, opskrbljivači energije dužni su osigurati:

1. da na zahtjev krajnjih kupaca, u mjeri u kojoj su dostupne informacije o obračunu električne energije i prethodne potrošnje krajnjih kupaca, budu stavljene na raspolaganje opskrbljivaču energije kojeg odredi krajnji kupac

2. da se krajnjim kupcima ponudi mogućnost primanja informacija o obračunu i računa u elektroničkom obliku te da na zahtjev dobiju jasno i razumljivo objašnjenje o tome kako je izrađen njihov račun, posebno ako se računi ne temelje na stvarnoj potrošnji

3. da su uz račun dostupne i odgovarajuće informacije kako bi krajnji kupci dobili detaljno izvješće o trenutačnim troškovima energije

4. da na zahtjev krajnjeg kupca odrede da se informacije sadržane u takvim računima ne smatraju zahtjevom za plaćanje

5. da se informacije o troškovima energije i procjene troškova energije potrošačima daju na zahtjev, pravodobno i u lako razumljivom obliku, čime se potrošačima omogućuje usporedba ponuda pod jednakim uvjetima.

#### **7.8.1.2. Dužnosti HEP ODS-a definirane Zakonom o tržištu električne energije**

Zakon o tržištu električne energije [1] te Izmjene i dopune Zakona o tržištu električne energije [2], pored ostalog propisuju odgovornosti, odnosno obaveze operatora distribucijskog sustava u pogledu primjena mjera energetske učinkovitosti, gubitaka u mreži i donošenja planova razvoja distribucijske mreže. Zakon osobito naglašava kako je dužnost operatora distribucijskog sustava osiguravanje energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži sukladno razvidnim, nepristranim i tržišnim načelima te briga o gubicima u mreži.

Operator distribucijskog sustava dužan je svake godine provesti analizu gubitaka i do 31. ožujka dostaviti HERA-i godišnje izvješće o praćenju gubitaka u distribucijskoj mreži i godišnjoj analizi gubitaka, kao i planiranju gubitaka radi nabave za prethodnu godinu. U slučaju zahtjeva HERA-e operator je obavezan provesti određene mjere i u pogledu smanjenja gubitaka električne energije.

Svake godine do 30. rujna operator mora dostaviti HERA-i godišnji plan nabave energije za pokriće gubitaka u sljedećoj godini te tražiti suglasnost. Taj plan treba sadržavati količine, dinamiku i način nabave pojedinih proizvoda, planske jedinične cijene energije i pripadajuće troškove nabave energije za pokriće gubitaka.

U pogledu izrada planova razvoja, ZOTEE propisuje obavezu izrade desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže i dostave HERA-i na odobrenje do 30. rujna u godini koja prethodi planskom razdoblju. Plan treba biti usklađen sa Strategijom energetskog razvoja RH i programom provedbe te strategije, nacionalnim akcijskim planom za OIE i desetogodišnjim planom razvoja prijenosne mreže. Pritom je prilikom planiranja razvoja potrebno uzeti u obzir mjere energetske učinkovitosti, upravljanja potrošnjom i distribuiranu proizvodnju, što može odgovoriti potrebu za pojačanjem distribucijske mreže.

## 7.8.2. Program i akcijski planovi energetske učinkovitosti

### 7.8.2.1. Provedba mjera iz Trećeg nacionalnog energetskog plana energetske učinkovitosti

U Trećem Nacionalnom akcijskom planu energetske učinkovitosti RH za razdoblje 2014.-2016. godine navedene su planirane mjere HEP ODS-a za smanjenje gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži i poboljšanja cjelokupnog poslovanja HEP-Operatora distribucijskog sustava d.o.o. u predmetnom razdoblju. Tijekom 2015. godine u HEP ODS-u intenzivno su se, s ciljem smanjenja gubitaka električne energije, provodile sljedeće mjere:

- Optimiranje pogonskog stanja mreže,
- Rekonstrukcije dijelova mreže s malim presjekom vodiča i dugačkim dionicama,
- Ugradnja transformatora sa smanjenim gubicima,
- Kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta,
- Umjeravanje mjernih uređaja,
- Kontrola moguće neovlaštene potrošnje,
- Ugradnja elektroničkih brojila,
- Daljinsko očitavanje i nadzor obračunskih mjernih mjesta,
- Smanjenje jalove energije u mreži (ugradnja kompenzacija, ugradnja odgovarajućih mjernih uređaja, naplata induktivne i kapacitivne jalove energije),
- Osiguravanje mjernih podataka kupcima za optimizaciju vlastite potrošnje energije.

U nastavku je dan detaljniji pregled aktivnosti po pojedinoj točki.

#### **Optimiranje pogonskog stanja mreže**

Prilikom vođenja pogona distribucijske mreže optimira se pogonsko stanje mreže tako da se osiguraju minimalni gubici. Ovo podrazumijeva isključivanje pojedinih elemenata mreže koji rade u praznom hodu, optimalno opterećivanje elemenata mreže i sl.

#### **Rekonstrukcije i izgradnja distribucijske mreže**

Tijekom 2015. godine zamijenjeno je i rekonstruirano približno 733 km mreže niskog napona, 354 km sredjonaponskih vodova i 162 transformatorske stanice nazivnog napona 10(20)/0,4 kV. Izgrađeno je 877 km mreže niskog napona, 1.134 km sredjonaponskih vodova i 198 transformatorskih stanica nazivnog napona 10(20)/0,4 kV.

## **Ugradnja transformatora sa smanjenim gubicima**

Odredbom iz čl. 27 direktive 2009/72/EZ iz trećeg energetskeg paketa, propisano je da države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža, čime se podržava i obvezuje operatore mreža na ulaganja u uvođenje novih tehnologija i time za uspostavu naprednih rješenja u mrežama. Uvođenje novih tehnologija je dinamički proces koji zahtijeva postupno uvođenje tehnologija ovisno o stupnju dinamičkog razvoja.

U sklopu uvođenja novih tehnologija u HEP ODS-u pokrenuta su dva pilot projekta. Opseg prvog pilot projekta obuhvaćao je implementaciju 8 kom amorfni transformatora, i to 4 kom snage 100 kVA te 4 kom snage 250 kVA. U sklopu drugog pilot projekta ugrađeno je ukupno 30 energetski učinkovitih transformatora snage 50-1000 kVA.

Uvođenje oba pilot projekta temelji se na Direktivi 2009/125/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o uspostavi okvira za utvrđivanje zahtjeva za ekološki dizajn proizvoda koji koriste energiju od 21. listopada 2009. godine, na osnovu koje je u svibnju 2014. godine objavljena Uredba Komisije br. 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ Europskog parlamenta i Europskog vijeća koja propisuje minimalne zahtjeve za energetskom učinkovitošću za srednje i velike energetske transformatore punjene uljem, kao i za suhe transformatore.

Uredbom se utvrđuju zahtjevi za ekološki dizajn transformatora najniže snage 1 kVA koji se koriste u prijenosu i distribuciji električne energije ili za industrijske primjene. Uredba je stupila na snagu 11. lipnja 2014. godine i odnosi se na transformatore kupljene nakon tog datuma i stavljene na tržište EU ili puštene u uporabu unutar EU nakon 1. srpnja 2015. Nadalje, u kolovozu 2015. objavljeno je i prvo izdanje europske norme HRN EN 50588-1:2015 „Trofazni transformatori srednjeg napona, 50 Hz, najvećeg napona opreme do 36 kV - 1. dio: Opći zahtjevi“. Nova norma zamjenjuje norme HRN EN 50464-1:208 i HRN EN 50541-1:2011 i u skladu je sa zahtjevima Uredbe.

Gledajući s aspekta povećanja energetske učinkovitosti te ekologije, poželjno je težiti prema tehnički naprednim rješenjima. Amorfni transformatori i energetski učinkoviti transformatori svakako se smatraju takvim rješenjima. U dosadašnjem pogonu postignuta su pozitivna iskustva, a kroz sljedećih nekoliko godina pokazat će se potpuni rezultati implementacije pilot projekta HEP ODS-a.

## **Kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta**

U distribucijskim područjima planira se kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta za narednu godinu na kvartalnoj razini i izrađuje se trogodišnji plan kontrole po pojedinim područjima, naseljima, gradovima i ulicama. O provedenim kontrolama priključaka i obračunskih mjernih mjesta rade se kvartalni izvještaji. Podaci prikupljeni temeljem kontrole koriste se za izradu planova uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta po pojedinim prioritetima (hitno, održavanje, investicija). Za potrebe definiranja potrebnih investicijskih ulaganja izrađuju se investicijski elaborati za uređenje priključaka i obračunskih mjernih mjesta.

U 2015. godini u HEP-Operatoru distribucijskog sustava pregledano je približno 145.000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Tijekom godine provedeno je uređenje 8.000 priključaka i obračunskih mjernih mjesta.

## **Kontrola moguće neovlaštene potrošnje**

Kontrola moguće neovlaštene potrošnje električne energije se u 2015. godini provodila temeljem:

- Prijava korisnika mreže u sumnju neovlaštenog korištenja električne energije,
- Planiranih kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta.

U 2015. godini utvrđeno je ukupno 667 slučajeva neovlaštene potrošnje električne energije.

### Umjeravanje mjernih uređaja

U 2015. godini u HEP ODS-a umjeravana su brojila električne energije u periodima ovjeravanja definiranim Pravilnikom o ovjernim razdobljima za pojedina zakonita mjerila i načinu njihove primjene i o umjernim razdobljima za etalone koji se upotrebljavaju za ovjeravanje zakonitih mjerila (NN 107/2015).

Najveći posao redovne ovjere bio je vezan uz brojila najbrojnije kategorije potrošnje obračunskih mjernih mjesta, kategorije kućanstvo. U pravilu se brojila ovjeravaju na način da se postojeća brojila kojima je isteklo razdoblje ovjere demontiraju i zamjenjuju s drugim ovjerenim brojlama, a demontirana se brojila šalju na servis i ovjeru. U 2015. godini je uvjerenjeno 103.348 kom brojila.

### Ugradnja elektroničkih brojila (mjerenje snage)

U 2015. godini je, s ciljem smanjenja gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži, nastavljena ugradnja elektroničkih brojila s mogućnošću daljinskog očitavanja, isključenja i uključanja (upravljana brojila), kojima su opremljena mjerna mjesta kupaca kategorije poduzetništvo priključne snage i manje od 30 kW. Ovim brojlama opremaju se obračunska mjerna mjesta na kojima se provodi redovna zamjena brojila zbog isteka ovjernog razdoblja, a kojima se registrira potrošnja energije od minimalno 10.000 kWh godišnje te obračunska mjerna mjesta s povećanim rizicima naplate električne energije.

Osim ugradnje upravljanih brojila, sva brojila koja dolaze na redovnu ovjeru kod kupaca kategorije poduzetništvo zamjenjuju se elektroničkim kombi brojlama, a kod kupaca kategorije kućanstvo elektronička radna brojila ugrađuju se na nova obračunska mjerna mjesta i kod zamjene neispravnih brojila. U 2015. godini je s elektroničkim brojlama zamijenjeno 69.847 kom indukcijskih brojila.

### Daljinsko očitavanje i nadzor obračunskih mjernih mjesta

U 2015. godini sustavno se radilo na povećanju broja obračunskih mjernih mjesta u sustavu daljinskog očitavanja. Na kraju 2015. godine u sustavu daljinskog očitavanja bilo je 79.601 kom brojila.

### Smanjenje jalove energije u mreži (mjerenje jalove energije)

Veoma važna aktivnost u 2015. bila je sustavna nabavka i ugradnja „kombi“ brojila za obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije poduzetništvo u cilju mjerenje prekomjerno preuzete jalove energije.

### Osiguravanje pristupa mjernim podacima korisnicima mreže za optimizaciju vlastite potrošnje energije

Pristup mjernim podacima je ključni preduvjet za optimiranje potrošnje električne energije. Kupcima kategorije poduzetništvo priključne snage iznad 30 kW, omogućen je pristup mjernim podacima njihovog obračunskog mjernog mjesta putem web aplikacije HEP- Operatora distribucijskog sustava pod nazivom „Mjerni podaci“, na web adresi <http://mjerenje.hep.hr>.

#### 7.8.2.2. Planirane mjere iz Prijedloga četvrtog nacionalnog energetskeg plana energetske učinkovitosti

U prijedlogu četvrtog Nacionalnog akcijskog plana energetske učinkovitosti RH za razdoblje od 2017.-2020. godine, HEP ODS je iskazao **Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži** kao mjeru za povećanje energetske učinkovitosti.

U sklopu ove mjere HEP ODS planira sustavno provoditi praćenje i analiza gubitaka električne energije u organizacijskim jedinicama HEP-ODS-a, na temelju čega će se provoditi aktivnosti s ciljem smanjenja gubitaka električne energije. U nastavku su sažeto iskazani cilj, kratki opis i ciljevi predmetne mjere.

Gubici električne energije u distribucijskoj mreži dijele se na tehničke i netehničke gubitke pa se i aktivnosti za smanjenje gubitaka mogu podijeliti u dvije kategorije:

- Aktivnosti za smanjenje netehničkih gubitaka,
- Aktivnosti za smanjenje tehničkih gubitaka, odnosno povećanje energetske učinkovitosti.

Detaljnom analizom gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži utvrđuju se uzroci povećanih gubitaka i određuju se prioritete provedbi aktivnosti s ciljem smanjenja gubitaka. Proračunom tehničkih gubitaka određuje se njihov iznos, a iznos netehničkih gubitaka jednak je razlici ukupnih gubitaka i tehničkih gubitaka.

Aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka iziskuju manja financijska sredstva (osim ugradnje elektroničkih brojila), ali znatno veći angažman radnika, dok aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka u pravilu zahtijevaju pojačano investiranje u elemente distribucijske mreže.

Cilj HEP ODS-a je do kraja 2019. godine gubitke električne energije (ukupno tehnički i netehnički) svesti na iznos od maksimalno 7,75 % ( $\pm 0,25$  %) od ostvarene nabave u distribucijskoj mreži u toj godini.

Detaljnom analizom utvrdit će se uzroci povećanih gubitaka u pojedinim dijelovima mreže te prioritete za provedbu aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka.

Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka uključivat će:

- Optimiranje pogonskog stanja mreže,
- Rekonstrukcije dijelova mreže s malim presjekom vodiča i dugačkim dionicama,
- Prelazak dijelova 10 kV mreže na 20 kV naponsku razinu,
- Zamjenu starih transformatora s velikih gubicima,
- Ugradnju energetskih transformatora sa smanjenim gubicima,
- Smanjenje vlastite potrošnje.

Aktivnosti smanjenja netehničkih gubitaka uključivat će:

- Daljnju ugradnju i uvođenje što većeg broja naprednih brojila u sustav daljinskog nadzora i očitavanja,
- Daljnju sveobuhvatnu provedbu kontrole priključaka i mjernih mjesta (KPiMM), s naglaskom na otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije,
- Nastavak rekonstrukcije postojećih priključaka i mjernih mjesta smještenih u objektima kupaca.

Kroz izradu plana i ostvarenja energetske bilance, u kojoj se posebno iskazuju gubici električne energije, HEP ODS će pratiti ostvarenje mjere.

Planirane očekivane uštede smanjenjem potrošnje primarne energije u proizvodnji električne i toplinske energije u 2016. iznose 12 GWh (u odnosu na 2015. godinu), dok je planirani očekivani utjecaj na uštede električne energije za 2020. godinu 40 GWh.

Pretpostavke za planirane uštede dane su uz pretpostavke približno istog iznosa ostvarene nabave električne energije u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži i približno iste strukture potrošnje po naponskim razinama za 2015., 2016. i 2020. godinu te ostvarenje ulaganja planiranih desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.



### **7.8.3. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci**

#### **7.8.3.1. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži**

U nastavku je pregled ključnih mjera za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži:

- Mjere kojima se na razini sustava osigura efikasnije planiranje i provedba izravnih mjera za povećanje učinkovitosti:
  - Utvrđivanje metodologije za procjenu gubitaka u distribucijskoj mreži,
  - Ulaganja u mjernu infrastrukturu, posebice u sustav daljinskog očitavanja brojila,
  - Analiza tehničkih rješenja priključka distribuiranih izvora i njihovog utjecaja na gubitke,
  - Analiza realizacija pilot projekata u kojima se primjenjuju nova tehnička rješenja s ciljem smanjenja tehničkih gubitaka poput upravljanja potrošnjom, zamjene postojećih vodiča nadzemnih vodova vodičima istog presjeka, ali s manjim specifičnim otporom.
- Mjere kojima se postiže učinkovitiji pogon distribucijske mreže – ulaganja u optimiranje pogona mreže:
  - Ulaganja u sustave vođenja,
  - Optimiranje uklopnog stanja na razini dijelova mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže,
  - Automatska regulacija napona,
  - Kompenzacija jalove energije.
- Izravne mjere zamjene dijelova mreže, mreže, objekata, komponenata i elemenata mreže:
  - Ulaganja u TS VN/SN,
  - Ulaganja u vodove 35 kV,
  - Ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV,
  - Ulaganja u vodove 10(20) kV,
  - Ulaganja u TS 10(20)/0,4 kV,
  - Ulaganja u vodove 0,4 kV i priključke.

#### **7.8.3.2. Procjena očekivanih učinaka**

Od navedenih mjera kojima se povećava učinkovitost distribucijske mreže najznačajnije mjere predviđene planom razvoja 2017.-2026. g. su:

- Ulaganja u TS 110/10(20) kV u cilju uvođenja direktne transformacije (zamjena transformacije 110/35 kV s transformacijom 110/10 i posebice 110/20 kV uz ukidanje dijela TS odnosno transformacije 35/10(20) kV),
- Ulaganja u rekonstrukcije SN vodove i TS SN/NN u sklopu prijelaza SN mreže na 20 kV,
- Zamjene starih transformatora učinkovitijima.

Važno je napomenuti da HEP ODS osim ovih mjera tijekom 2016. i 2017. godine ulaže znatne napore u:

- Unaprjeđenje metodologije za procjenu gubitaka (donošenje metodologije se očekuje početkom 2017. godine),
- Natječaj za korištenja sredstava iz EU fondova za zamjenu starih transformatora učinkovitijima. U slučaju uspješnog ishoda natjecanja projekt će se uklopiti u naredni desetogodišnji plan. Početak projekta se očekuje početkom 2018. godine,
- Pilot projekte na području upravljanja potrošnjom.

Na temelju pretpostavljenih promjena opterećenja, potrošnje, značajki investicija i ulaska u pogon pojedinih objekata moguće ukupno smanjenje tehničkih gubitaka ostvarenjem desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2017.-2026. godine procjenjuje se na 260 do 440 GWh, od toga u prve tri godine (razdoblje 2017.-2019.) od 8 do 13 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2013.-2015. od 15.813 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2017.-2019. iznosi od 0,05% do 0,08%.

Važno je napomenuti sljedeće:

- Učinak mjera, odnosno smanjenje tehničkih gubitaka, raste po godinama jer se opseg mjera povećava s vremenom. Npr. broj transformatora sa smanjenim gubicima bit će značajno veći na kraju desetogodišnjeg razdoblja pa će samim time i godišnje uštede na kraju desetogodišnjeg razdoblja biti veće.
- Smanjenje gubitaka uslijed ovih mjera ne znači da će na kraju desetogodišnjeg razdoblja ukupni tehnički gubici biti manji za navedene vrijednosti. Tehnički gubici mogu biti manji, ali i veći, ovisno kolika će biti odstupanja pretpostavljenih veličina (npr. ako stope porasta potrošnje budu veće i apsolutni iznos gubitaka bit će veći).



---

## 8. Financijsko planiranje

---

8.1. Planska financijska izvješća .....	162
8.2. Planirani izvori financiranja .....	163
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).....	163

---

## 8. Financijsko planiranje

---

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2017.-2019.) desetogodišnjeg (2017.-2026.) 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 (2017.-2019.) 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 2017. do 2019. 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 2017. do 2019. 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 (NN 120/12, 14/14, 102/15),
- Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15),
- Pravila organiziranja tržišta električne energije (NN 121/15),
- Predviđenih mjera za smanjenje troškova poslovanja i povećanje efikasnosti poslovanja (Programa restrukturiranja),
- Plana podjele temeljem statusne promjene društva izdvajanjem, uključujući broj zaposlenih u novom društvu HEP ELEKTRA d.o.o.,
- Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i društva izdvojenog iz HEP ODS – a - HEP ELEKTRA d.o.o. (sukladno obvezi izdvajanja djelatnosti javne opskrbe, a temeljem odredbi Zakona o tržištu električne energije),
- Plana poslovanja HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. za 2017. godinu, nakon izdvajanja djelatnosti javne opskrbe u društvo HEP ELEKTRA d.o.o.,
- Važećih tarifnih stavki za distribuciju električne energije,
- Procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, odnosno temeljem ostvarenja za razdoblje siječanj – kolovoz 2016. godine i procjene ostvarenja za razdoblje rujanj – prosinac 2016. godine,
- Važećeg Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP-a d.d.,
- Broja zaposlenih na dan 31. kolovoz 2016. godine,
- Procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2016. godinu,
- Analize ostvarenja prethodnih razdoblja,
- Procjene utjecaja makroekonomskog okruženja,
- Ostalih vanjskih utjecaja za buduće razdoblje,
- Plana investicija za trogodišnje razdoblje odobrenog od strane Nadzornog odbora društva i Hrvatske energetske regulatorne agencije.

A. Planski račun dobiti i gubitka za razdoblje od 2017. do 2019. godine izrađen je temeljem dodatnih pretpostavki:

- Prihod od naknade za mrežu distribucije izračunat je temeljem Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 134/15),
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja izračunat je prema postojećem broju zaposlenih na dan 31.8.2016. godine, očekivanom broju zaposlenih koji odlaze u starosnu mirovinu, smanjenju broja zaposlenih temeljem restrukturiranja, odobrenom planu zapošljavanja i smjericama Uprave HEP-a d.d.,
- Predviđeni troškovi restrukturiranja HEP ODS-a,
- 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 2017. do 2019. godine izrađena je temeljem sljedećih pretpostavki:

- Diobene bilance na dan 01.11.2016. godine HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. i HEP ELEKTRE d.o.o.,
- Procijenjeno povećanje dugotrajne materijalne imovine izračunato je temeljem planiranih iznosa investicija od 2017. do 2019. godine. Iznos investicija je uvećan za proknjižene iznose 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 (2017.-2019.) desetogodišnjeg (2017.-2026.) 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 7,00%, 7,83% i 8,50%.

Iz priznatih troškova poslovanja su izuzeti predviđeni troškovi restrukturiranja HEP ODS-a u 2017. godini.



---

## 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.

Sukladno izmjenama i dopunama ZoTEE (NN 102/15), 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.

Hrvatska energetska regulatorna agencija je 5. travnja 2016. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2016.-2025.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Nakon ishođene prethodne suglasnosti, HEP ODS 3. svibnja 2016. godine službeno donosi Desetogodišnji (2016.-2025.) plan.

Ovaj Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

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

Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2017.-2026. organiziran je po vrstama ulaganja. Za čitavo desetogodišnje razdoblje pojedinačno su iskazana te s HOPS-om usklađena ulaganja u izgradnju novih TS 110/x kV. Za početno trogodišnje razdoblje pojedinačno su razrađena i ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV te ulaganja u elektroenergetske objekte 35 kV razine.

U razdoblju 2017.-2026. planirana su ulaganja u razini 6.664.145.000 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2017.-2019. 1.995.882.000 kn, prosječno 665,3 mil kn godišnje,
- 2020.-2026. 4.668.263.000 kn, prosječno 666,9 mil kn godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2017.-2019.) planirana ulaganja vrijednosti 1.995.882.000 kn raspodijeljena su:

- 2017. 610.000.000 kn,
- 2018. 679.140.000 kn,
- 2019. 706.742.000 kn.

Planirana desetogodišnja ulaganja strukturirana su na sljedeći način:

- Ulaganja u energetske objekte 68%
  - 110 i 35 kV objekti 26%
  - 10 i 20 kV objekti 30%
  - Niskonaponski objekti 12%
- Ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 23%
- Ulaganja u poslovnu infrastrukturu 9%

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.

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,
- 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.

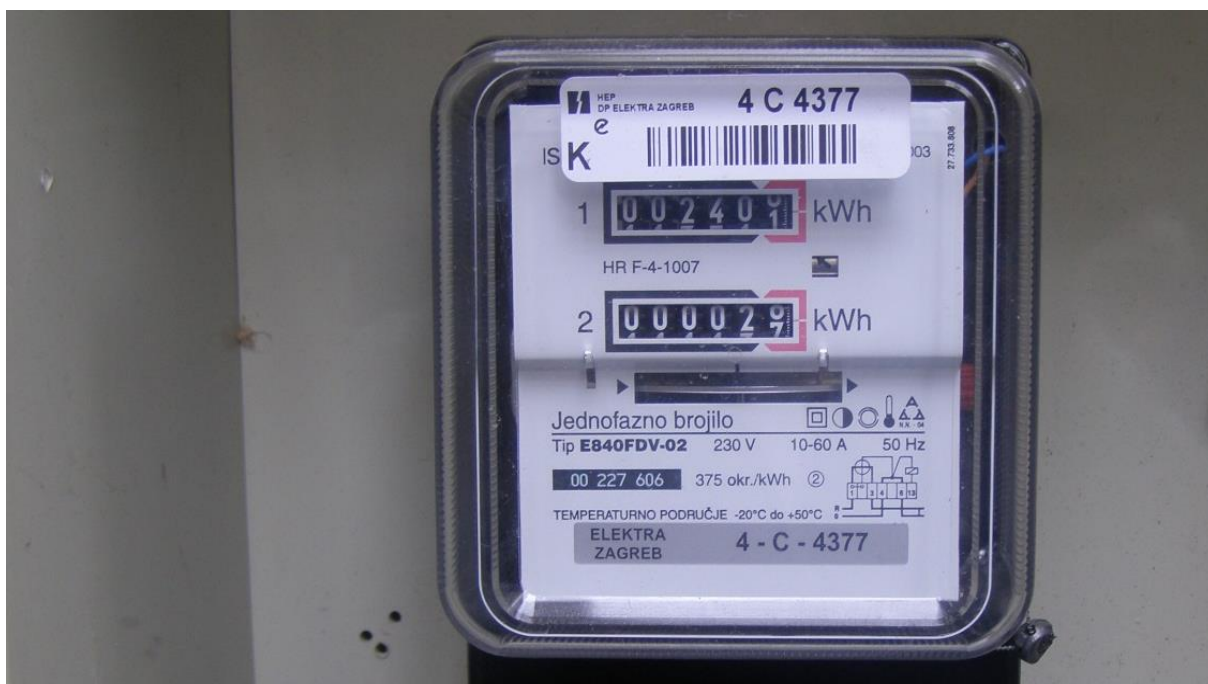
Ulaganjima u SDV, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizira se mreža i povećava učinkovitost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati normalno funkcioniranje operatora distribucijskog sustava.

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 energetskega 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] Desetogodišnji (2016.-2025.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje
- [14] Razvoj distribucijske mreže pogona Dugo Selo i pogona Sv. Ivan Zelina Elektre Zagreb u razdoblju 2011. – 2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [15] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektre Zagreb u razdoblju 2011. – 2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
- [16] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [17] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb na užem području grada Zagreba za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2016.
- [18] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zabok u razdoblju 2014.-2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [19] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [20] Razvoj distribucijske mreže Elektre Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
- [21] Razvoj distribucijske mreže Elektre Bjelovar u razdoblju 2013—2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [22] 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.
- [23] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
- [24] Razvoj distribucijske mreže Elektre Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
- [25] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
- [26] 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.
- [27] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.

- [28] Studija razvoja distribucijske mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsku mrežu Elektrodalmacije Split, pogona u sjedištu (bez Šolte), pogon Trogir i Omiš, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2015.
- [29] Razvoj distribucijske mreže Elektra Zadar za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, 2014.
- [30] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Šibenik, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2010.
- [31] Razvoj distribucijske mreže Elektrojug Dubrovnik u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2013.
- [32] 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.
- [33] Razvoj VN i SN mreže Elektre Sisak u vremenu 2007.-2027., Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
- [34] 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.
- [35] Razvoj distribucijske mreže Elektre Virovitica u razdoblju od 2014 do 2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
- [36] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
- [37] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2015.-2017., dostupno na <http://www.vlada.hr>
- [38] Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 85/15, 2015.
- [39] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, ZRED, Narodne novine 120/12, 2012.
- [40] Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, Ernst & Young, 2016.
- [41] Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja, Institut za elektroprivredu i energetiku, 1993.
- [42] Godišnje izvješće 2006., HEP – Operator distribucijskog sustava, 2007.
- [43] Godišnje izvješće o praćenju gubitaka u distribucijskoj mreži i godišnjoj analizi gubitaka, kao i planiranju gubitaka radi nabave za 2015. godinu, HEP ODS, 2016.
- [44] Planiranje razdjelnih mreža, H. Nagel, 1999.
- [45] Pravila za sprječavanje neovlaštene potrošnje električne energije, HEP ODS, 2009.
- [46] Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
- [47] Direktiva 2009/72/EZ Europskog Parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i stavljanju izvan snage Direktive 2003/54/EZ
- [48] Politika upravljanja okolišem, HEP ODS, 2015.
- [49] Zakon o energetske učinkovitosti, Narodne novine 127/14, 2014.



## 11. Prilozi

11.1. Pregled ulaganja u 110 kV objekte.....	172
11.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a.....	172
11.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio.....	176
11.2. Ulaganja u 35(30) kV objekte .....	177
11.2.1. Izgradnja novih TS 35/x kV .....	177
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV .....	178
11.2.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV.....	179
11.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV .....	180
11.3. Pregled obilježja distribucijskih područja .....	181
1. Elektra Zagreb .....	181
2. Elektra Zabok.....	185
3. Elektra Varaždin .....	187
4. Elektra Čakovec.....	189
5. Elektra Koprivnica .....	191
6. Elektra Bjelovar.....	193
7. Elektra Križ.....	195
8. Elektroslavonija Osijek.....	197
9. Elektra Vinkovci .....	201
10. Elektra Slavonski Brod.....	203
11. Elektroistra Pula.....	206
	170

12.	Elektroprimorje Rijeka.....	210
13.	Elektrodalmacija Split .....	214
14.	Elektra Zadar .....	218
15.	Elektra Šibenik.....	221
16.	Elektrojug Dubrovnik.....	224
17.	Elektra Karlovac.....	227
18.	Elektra Sisak .....	230
19.	Elektrolika Gospić .....	233
20.	Elektra Virovitica .....	236
21.	Elektra Požega .....	238
11.4.	Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2016.-2025.....	240

## 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.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2017-2026																	
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																
1.1.	IZGRADNJA NOVIH TS 110/10(20) kV - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS																
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	2017									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).	12,9
2.	110		TS 110/10(20) kV MEDULIN - DIO HOPS														
	110		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	2020									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	5,0
3.	110		TS 110/10(20) kV ZAMET - DIO HOPS														
	110		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).	5,0
4.	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20)kV CVJETNO NASELJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2020									TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x40
	10(20)		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

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
5.	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DIO HOPS														
	110		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
6.	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DIO HOPS														
	110		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),	10,0
7.	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - DIO HOPS														
	110		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	2x40
	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	10,0
8.	110		TS 110/10(20) kV TTTS - DIO HOPS														
	110		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
9.	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2021									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	2022									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	10,0

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
10.	110		TS 110/10(20) kV VODICE - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20)kV VODICE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2019	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),	10,0
11.	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/35/10(20)		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2019	2021									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x20
	10(20)		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2024									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
12.	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL SUČURAC (STAR) - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL SUČURAC (STAR) - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20)kV KAŠTEL SUČURAC (STAR) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2020	2022									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)		TS 110/10(20) kV KAŠTEL SUČURAC (STAR) - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2024									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
13.	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2024									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x40
	10(20)		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2023	2025									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0
14.	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ET APA) - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ET APA) - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20)kV PODI (II ET APA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2023									TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x20
	10(20)		TS 110/10(20) kV PODI (II ET APA) - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2024									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	5,0



## Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
15.	110		TS 110/10(20) kV SAVSKA - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV SAVSKA - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20) kV SAVSKA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x40
	10(20)		TS 110/10(20) kV SAVSKA	2024	2027									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	5.0
16.	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025									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	2024	2026									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	5.0
17.	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - DIO HOPS														
	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - PRIKLJUČAK 110 kV														
	110/10(20)		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2025									TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	2x20
	10(20)		TS 110/10(20) kV SISAK 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2023	2025									KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	5.0
18.	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DIO HOPS														
	110		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

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

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Oloženo do 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2017-2026																	
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																
1.2.	TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO																
						658.784.000	75.940.000	76.444.000	62.919.000	57.300.000	196.663.000	382.005.000	578.668.000				
1		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV BLATO - DISTRIBUCIJSKI DIO	2012	2017									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x20
2		110/10(20)	TR 110/10(20) KV POJAČANJE TRANSFORMACIJE ELEKTRE ZAGREB	2013	2017									TR	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	6x40
3		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
4		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV BELI MANASTIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20 + 2x8
5		110/10(20)	TS 110/10(20) KV SUČIDAR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2020									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	3x40
6		110/10(20)	TS 110/10(20) KV EL-TO - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2020									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1)	3x40
7		110/10(20)	TS 110/10(20) KV KUTINA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2017									TS	Rekonstrukcija	Ostalo	1x20
8		110/10(20)	TS 110/35/10(20) KV MAKARSKA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x40 + 20
9		110/10(20)	TS 110/10(20) KV RAB - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2020									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
10		110/35	TS 110/35 KV VIRJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x20
11		110/35	TS 110/35 KV VIROVITICA 1 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
12		110/35	TS 110/35 KV MEĐURIC - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	40 + 31,5
13		110/35	TS 110/35 KV POKUPJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
14		110/35	TS 110/35 KV METERIZE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
15		110/35	TS 110/35 KV SINJ - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
16		110/35	TS 110/35 KV ZADAR 1 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	63 + 40
17		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV PRELOG - DISTRIBUCIJSKI DIO	2019	2021									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
18		110/35/10(20)	TS 110/35/10(20) KV OTOČAC - DISTRIBUCIJSKI DIO	2019	2021									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x40
19		110/10(20)	OSTALA ULAGANJA U REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) KV	2017	2026									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
20		110/35	OSTALA ULAGANJA U REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 KV	2017	2026									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	

## 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 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2017-2026																
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE															
2.1.	TS 35/10(20) kV - NOVA IZGRADNJA															
					51.000.000	12.500.000	4.500.000	4.500.000	6.500.000	15.500.000	23.000.000	38.500.000				
1	35/10(20)	TS 35/10(20) kV HRVACE	2012	2017									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	1x8
2	35/10(20)	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2017	2019									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x8
3	35/10(20)	IZGRADNJA TS 35/10(20) kV IZA 3G PLANA (2020 - 2026.)	2020	2026									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 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 -2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MW)	
<b>DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2017-2026</b>																	
<b>2.</b>	<b>ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE</b>																
<b>2.2.</b>	<b>TS 35/10(20) kV - ZAMJENE, REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE</b>				<b>316.251.000</b>	<b>17.000.000</b>	<b>28.934.000</b>	<b>30.846.000</b>	<b>38.864.000</b>	<b>98.644.000</b>	<b>200.608.000</b>	<b>299.252.000</b>					
1	35/10(20)	TS 35/10(20) kV VOČIN	2014	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
2	35/10(20)	TS 35/10(20) kV ZLATAR BISTRICA	2016	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
3	35/10(20)	TS 35/10(20) kV TKALEC	2016	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
4	35/10(20)	TS 35/10(20) kV BUDIMCI	2016	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
5	35/10(20)	TS 35/10(20) kV B.GREDA	2016	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
6	35/10(20)	TS 35/10(20) kV ŽUPANJA 1	2016	2017									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
7	35/10(20)	TS 35/10(20) kV VARAŽDIN 1	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
8	35/10(20)	TS 35/10(20) kV OREHOVEC	2017	2019									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
9	35/10(20)	TS 35/10(20) kV LEGRAD	2017	2018									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4	
10	35/10(20)	TS 35/10(20) kV MIKANOVCI	2018	2020									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x4	
11	35/10(20)	TS 35/10(20) kV TUŠMER	2018	2020									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
12	35/10(20)	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2018	2020									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
13	35/10(20)	TS 35/10(20) kV NOVSKA	2019	2021									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
14	35/10(20)	TS 35/10(20) kV ORIOVAC	2019	2021									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x8	
15	35/10(20)	OSTALA ULAGANJA U ZAMJENE, REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 35/10(20) kV	2017	2026									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Starost opreme Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).		

## 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 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2017-2026																
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE															
2.3.	DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA															
					52.802.000	2.500.000	7.346.000	6.289.000	4.667.000	18.302.000	32.000.000	50.302.000				
1	30	KB 30 kV TS DUGO SELO - TS BOŽJAKOVINA - TS VRBOVEC	2015	2017									KB	Novi objekt	Preopterećenje elemenata m	5.300
2	35	KB(DV) 35 kV TS 35/20 VRATA - PLASE	2017	2018									KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	5.400
3	35	KB 35 kV POŽEGA I - POŽEGA ZAPAD	2017	2017									KB	Novi objekt	Preopterećenje elemenata m	5.060
4	35	KB 35 kV BEDEKOVČINA - ZLATAR BISTRICA	2018	2018									KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	3.750
5	35	2 X KB 30KV TS KAPELA - TS TISNO	2019	2019									KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	6.000
6	35(30)	IZGRADNJA 35(30) kV VODOVA IZA 3G PLANA (2020 - 2026.)	2020	2026									DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elemenata mreže, Sigurnost opskrbe (n-1).	50.000

## 11.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

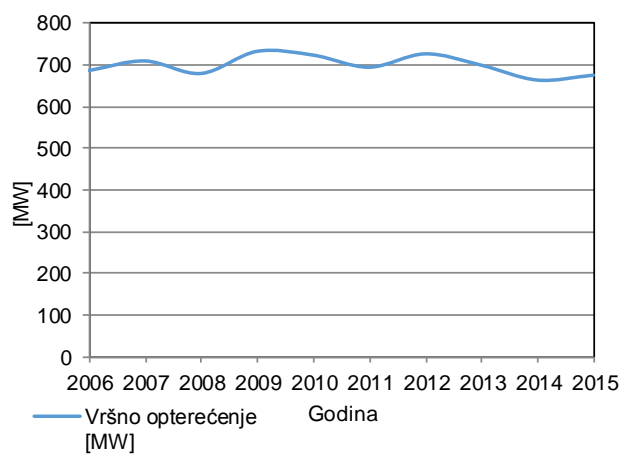
Red.br.	Naponska razina [kV]	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2016. (kn)	Planirana ulaganja u 2017. (kn)	Planirana ulaganja u 2018. (kn)	Planirana ulaganja u 2019. (kn)	Ukupno ulaganje 2017 - 2019. (kn)	Planirano ulaganje 2020 - 2026. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2017 - 2026. (kn)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MW)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2017-2026																
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE															
2.4.	DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE															
1	35	DV 35 kV TS KRK - KK MIRNA TS MERAG - TS CRES	2016	2017									DV	Revitalizacija	Preopterećenje elemenata mreže,	13.200
2	35	KB 35 kV TS VINKOVCI 1 - TS VINKOVCI 3	2017	2017									KB	Revitalizacija	Starost opreme	5.200
3	35	DV 2x35 kV TS 110 OSIJEK 1 - TS ORLOVNJAK	2017	2018									DV	Revitalizacija	Sigurnost opskrbe (n-1)	2.800
4	35	KB 35 kV TS TROKUT - TS PARK	2017	2017									KB	Revitalizacija	Starost opreme	2.552
5	35	KB 35 kV TS 110 ZADAR 1 - TS ZADAR 2 (1.DIONICA)	2017	2017									KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	2.008
6	35	KB 35 kV TS BRODSKO BRDO - TS 110 PODVINJE	2018	2018									KB	Revitalizacija	Starost opreme	2.200
7	35	PODMOSRKI KABELI - 35 kV	2018	2025									PKB	Revitalizacija	Starost opreme	20.000
8	35	DV 35 kV BJELOVAR II - BULINAC	2019	2020									KB	Revitalizacija	Sigurnost opskrbe (n-1)	12.400
9	35	DV 35 kV KRIŽ - POPOVAČA	2019	2019									DV	Revitalizacija	Sigurnost opskrbe (n-1)	13.175
10	35	DV 35 kV ORAŠAC - SLANO	2019	2020									DV	Revitalizacija	Starost opreme	18.100
11	35	KB 35 kV KOPRIVNICA 2 - KOPRIVNICA 3	2019	2019									KB	Revitalizacija	Starost opreme	3.050
12	35	KB 35 kV KOPRIVNICA 3 - DANICA	2019	2019									KB	Revitalizacija	Starost opreme	4.100
13	35	KB 35 kV RS 35 kV KOŽINO - KK 35 kV KOŽINO, KOŽINO	2019	2019									KB	Revitalizacija	Starost opreme	4.050
14	35	KB 35 kV TS 110/35 kV POKUPLJE - TS 35/10(20) kV OZALJ	2019	2019									KB	Revitalizacija	Starost opreme	3.500
15	35	KB 35 kV TS BROD II - TS BROD III	2019	2019									KB	Revitalizacija	Starost opreme	3.006
16	35(30)	OSTALA ULAGANJA U ZAMJENE, REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE DV/KB 35 kV	2017	2026									DV, KB	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Starost opreme Preopterećenje elemenata mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	230.000

### 11.3. Pregled obilježja distribucijskih područja

#### 1. Elektra Zagreb

##### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	688,00	
2007	711,00	3,34%
2008	681,00	-4,22%
2009	734,00	7,78%
2010	725,00	-1,23%
2011	696,00	-4,00%
2012	728,00	4,60%
2013	700,97	-3,71%
2014	665,25	-5,10%
2015	676,91	1,75%

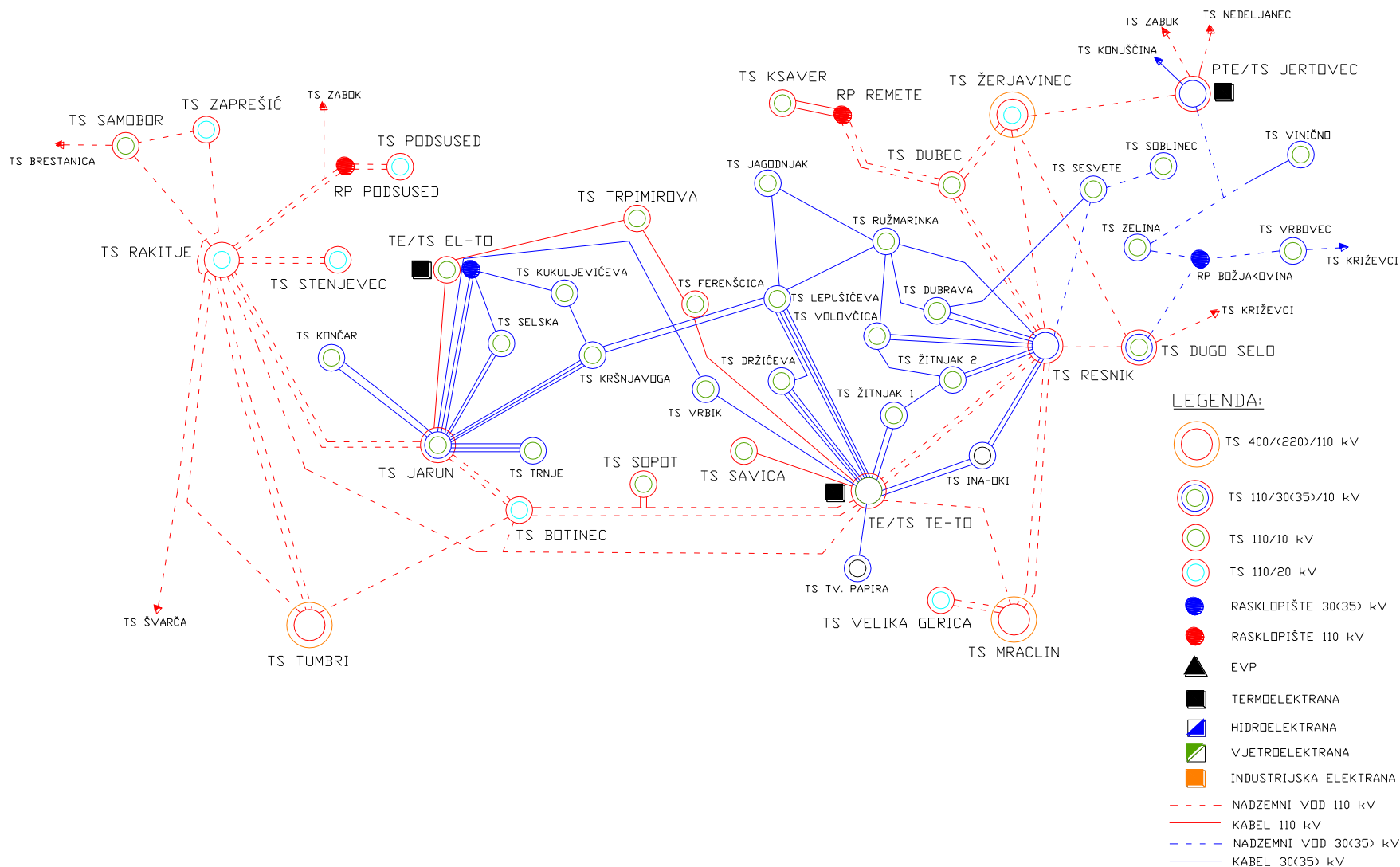


Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -1,61%

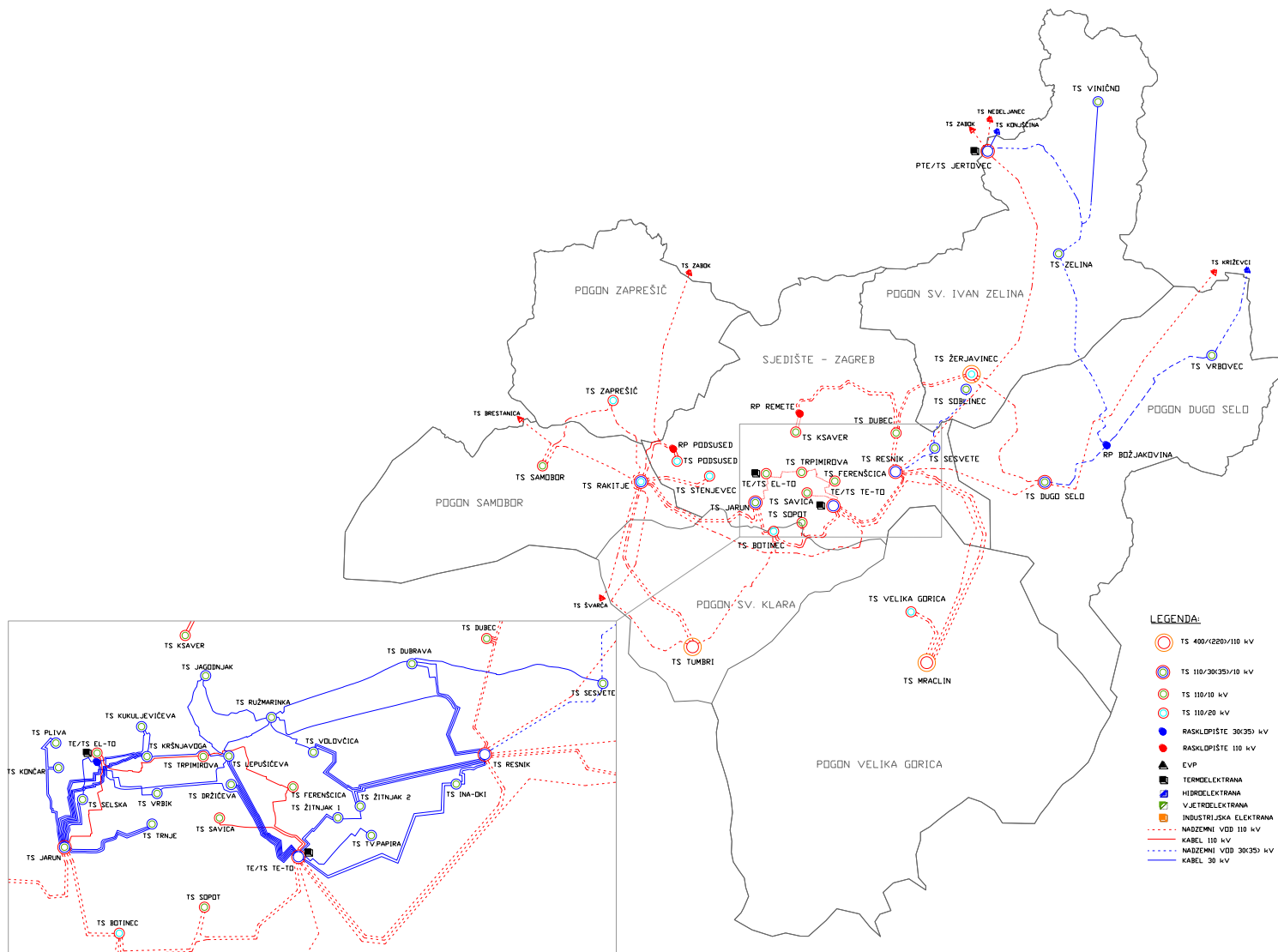
**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>4TS 19 JARUN</b>	<b>110/30 kV</b>	<b>126.000</b>	<b>56.980,00</b>	<b>45</b>	
	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>34.452,00</b>	<b>86</b>	
3TS 1 KRŠNJA VOGA	30/10 kV	32.000	20.200,00	63	
3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	16.000	7.800,00	48	
3TS 8 SELSKA	30/10 kV	24.000	13.900,00	57	
3TS 15 TRNJE	30/10 kV	32.000	15.400,00	48	
<b>4TS 27 RAKITJE</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>20.500,00</b>	<b>51</b>	
<b>4TS 28 TE-TO</b>	<b>110/30 kV</b>	<b>189.000</b>	<b>63.360,00</b>	<b>33</b>	
3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	32.000	19.400,00	60	
3TS 4 VRBIK	30/10 kV	16.000	9.100,00	56	
3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	8.000	0	0	
3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	16.000	4.200,00	26	
3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	32.000	26.600,00	83	
<b>4TS 30 RESNIK</b>	<b>110/30 kV</b>	<b>126.000</b>	<b>80.600,00</b>	<b>63</b>	
3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	24.000	14.100,00	58	
3TS 10 SESVETE	30/10 kV	16.000	12.000,00	75	
3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	24.000	14.600,00	60	
3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	32.000	21.900,00	68	
3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	32.000	21.500,00	67	
3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	16.000	3.600,00	22	
<b>4TS 116 DUGO SELO</b>	<b>30/10 kV</b>	<b>32.000</b>	<b>17.037,00</b>	<b>53</b>	
	<b>110/30 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>22.500,00</b>	<b>56</b>	
	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>22.044,00</b>	<b>55</b>	
3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	16.000	12.200,00	28	
	35/20 kV	16.000	12.200,00	0	
<b>4TS 117 JERTOVEC</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>20.530,00</b>	<b>102</b>	
3TS 118 ZELINA	20/10 kV	8.000		0	
	35/10 kV	12.600	6.400,00	50	
3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	6.860	2.300,00	33	
<b>4TS 101 ZAPREŠIĆ</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>39.900,00</b>	<b>49</b>	
<b>4TS 102 SAMOBOR</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>19.300,00</b>	<b>48</b>	
<b>4TS 13 SAVICA</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>30.400,00</b>	<b>38</b>	
<b>4TS 17 PODSUSED</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>30.620,00</b>	<b>38</b>	
<b>4TS 21 STENJEVEC</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>15.000,00</b>	<b>37</b>	
	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>26.450,00</b>	<b>66</b>	
<b>4TS 22 KSAVER</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>41.500,00</b>	<b>51</b>	
<b>4TS 23 BOTINEC</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>126.000</b>	<b>44.200,00</b>	<b>35</b>	
<b>4TS 24 DUBEC</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>56.400,00</b>	<b>70</b>	<b>2.500</b>
<b>4TS 25 TRPIMIROVA</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>40.800,00</b>	<b>51</b>	
<b>4TS 26 VELIKA GORICA</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>120.000</b>	<b>33.800,00</b>	<b>28</b>	<b>1.000</b>
<b>4TS 29 SOPOT</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>35.200,00</b>	<b>44</b>	<b>3.000</b>
<b>4TS 33 ŽERJAVINEC</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>9.540,00</b>	<b>23</b>	
<b>4TS 9 EL-TO</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>44.700,00</b>	<b>55</b>	
<b>4TS31 FERENŠČICA</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>16.300,00</b>	<b>20</b>	





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

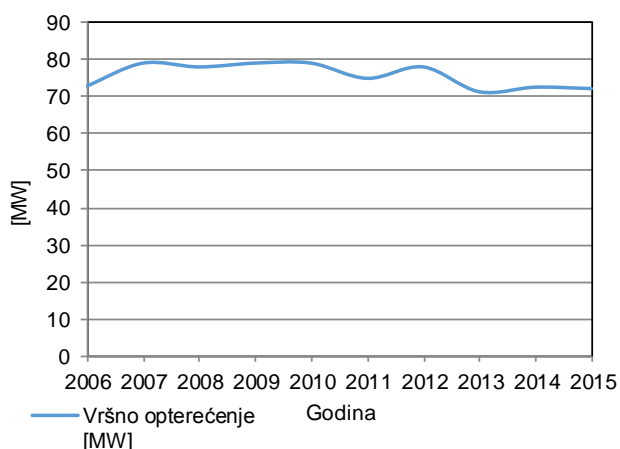


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 2. Elektra Zabok

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	73,00	
2007	79,00	8,22%
2008	78,00	-1,27%
2009	79,00	1,28%
2010	79,00	0,00%
2011	75,00	-5,06%
2012	78,00	4,00%
2013	71,48	-8,36%
2014	72,68	1,68%
2015	72,32	-0,50%



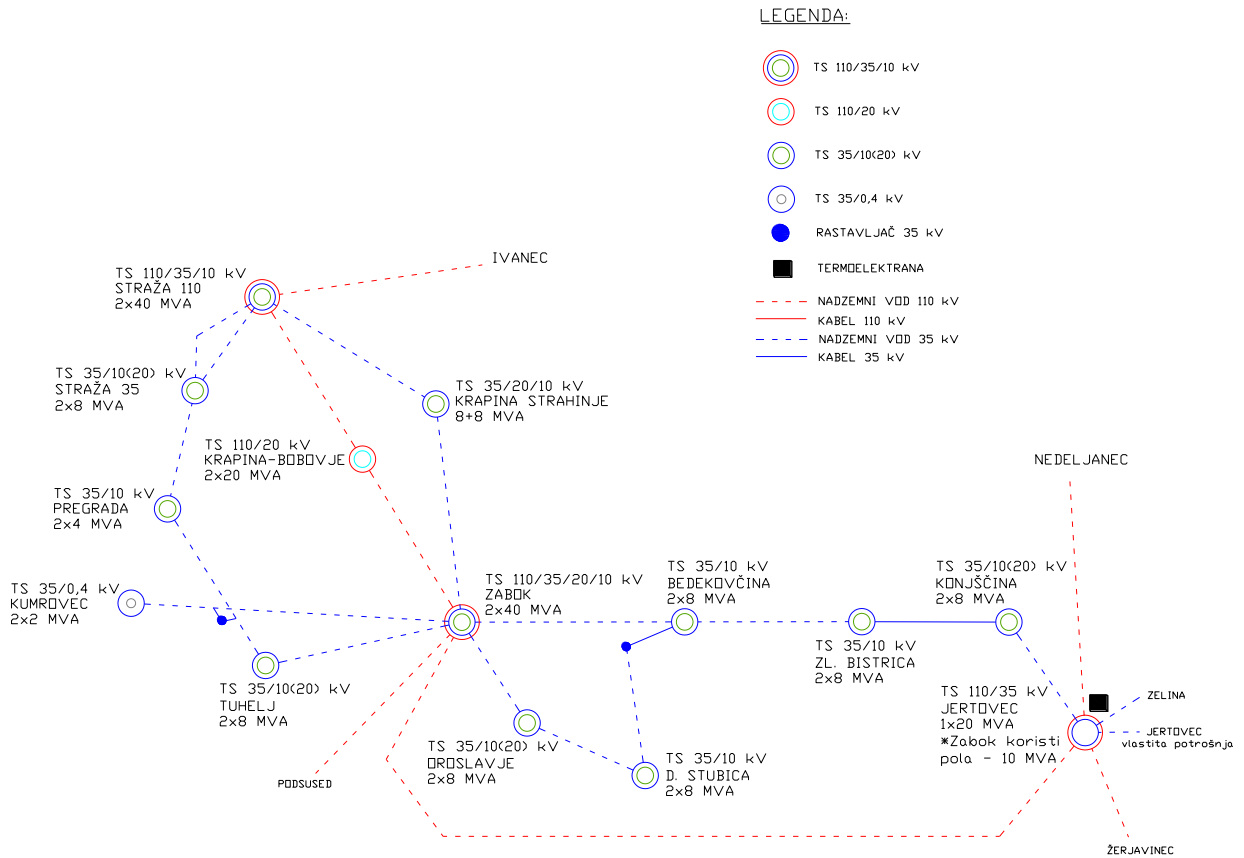
Ukupan desetogodišnji porast vršnog opterećenja: -0,93%

### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

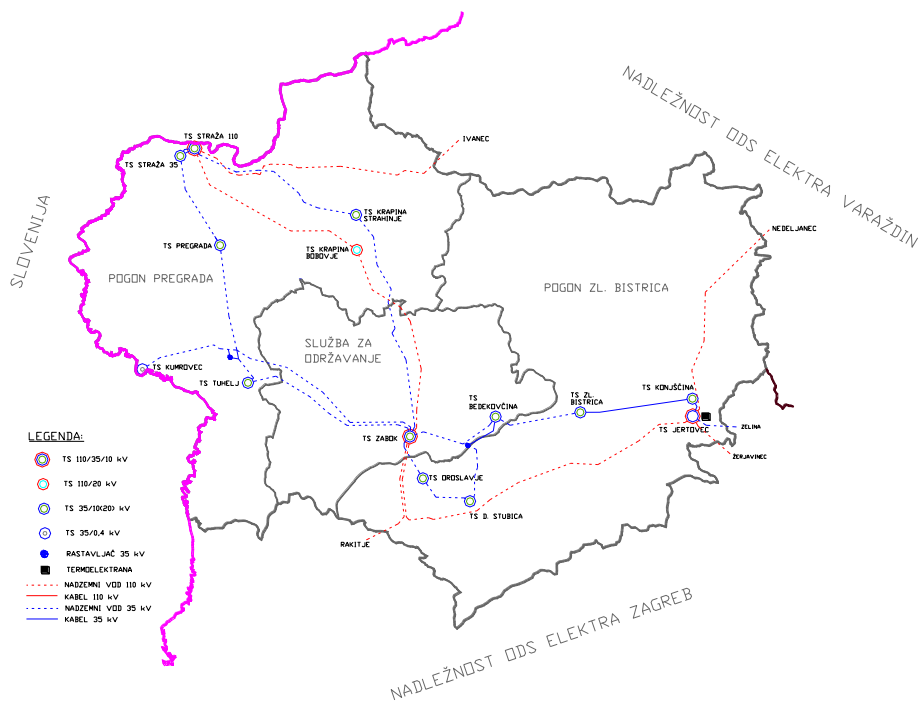
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>4TS 117 JERTOVEC</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>20.530,00</b>	<b>102</b>	<b>999</b>
T14 KONJŠČINA	35/10 kV	16.000	4.620,00	28	
T20 ZLATAR BISTRICA	35/10 kV	16.000	7.590,00	47	
<b>T02 ZABOK</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>24.200,00</b>	<b>30</b>	
	<b>35/20 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>3.000,00</b>	<b>18</b>	
	<b>110/10 kV</b>	<b>26.600</b>	<b>9.900,00</b>	<b>37</b>	
T19 TUHELJ	35/10 kV	16.000	7.890,00	49	
T16 OROSLAVJE	35/10 kV	16.000	6.900,00	43	
T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	16.000	5.900,00	36	
T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	16.000	3.430,00	21	
<b>T01 STRAŽA</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>12.600,00</b>	<b>15</b>	
	<b>110/10 kV</b>	<b>26.600</b>	<b>7.920,00</b>	<b>29</b>	
T18 STRAŽA	35/10 kV	16.000	6.890,00	43	
T15 KRAPINA STRAHINJE	35/10 kV	8.000	1.570,00	0	
	35/20 kV	8.000	1.550,00	9	
T17 PREGRADA	35/10 kV	8.000	2.940,00	36	
<b>T03 KRAPINA BOBOVJE</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>11.300,00</b>	<b>28</b>	

\* 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.

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

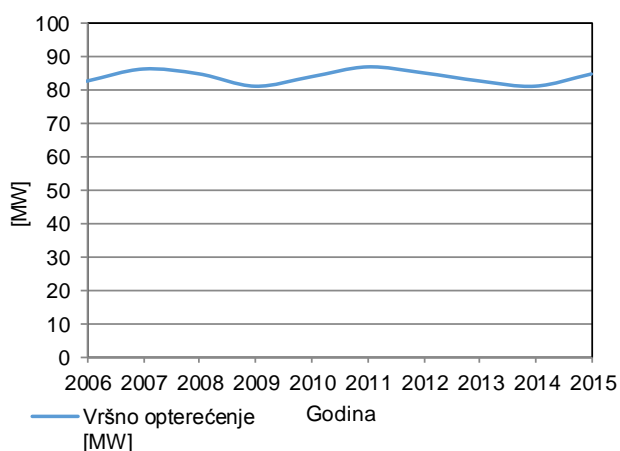


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

### 3. Elektra Varaždin

#### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

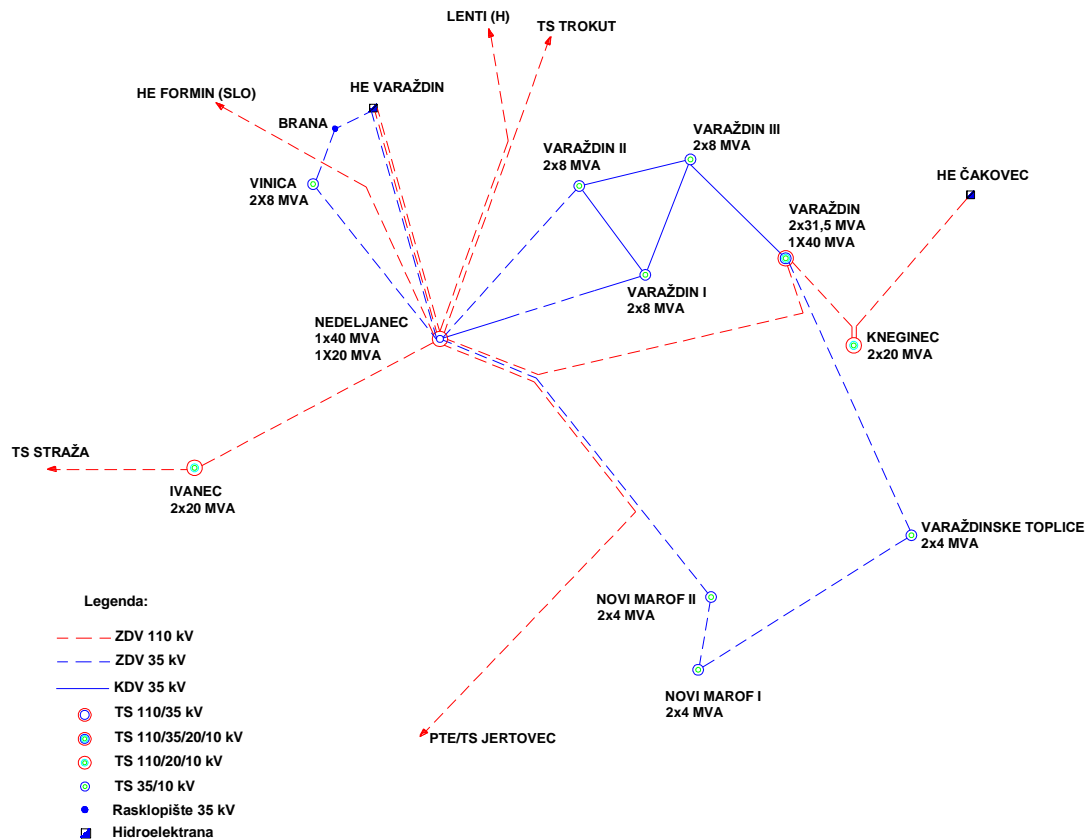
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	82,65	
2007	86,13	4,21%
2008	84,74	-1,61%
2009	81,18	-4,20%
2010	83,90	3,35%
2011	86,75	3,40%
2012	85,03	-1,98%
2013	82,70	-2,74%
2014	81,19	-1,83%
2015	84,71	4,34%



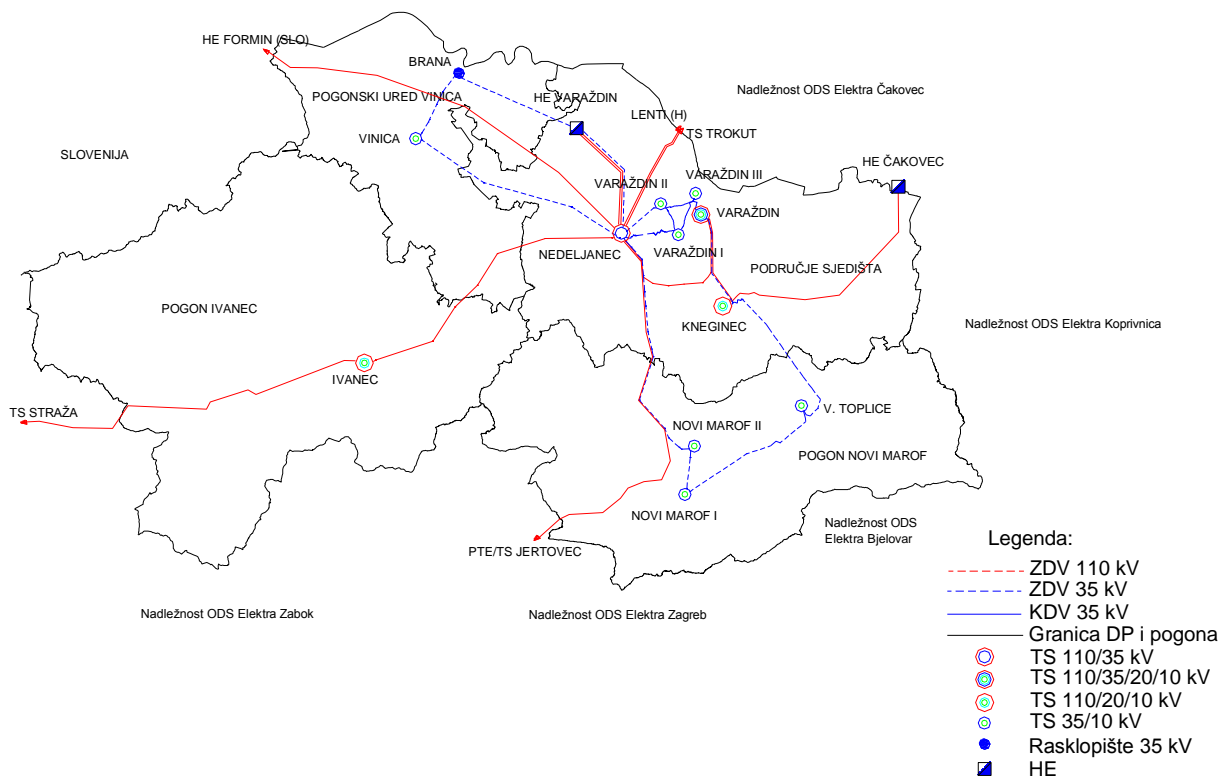
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 2,49%

#### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>VARAŽDIN</b>	110/35 kV	31.500	26.624,00	84	3.894
	110/20 kV	40.000	7.667,00	19	
	110/10 kV	31.500	24.440,00	77	
VARAŽDIN 1	35/10 kV	16.000	3.390,00	21	
VARAŽDIN 2	35/10 kV	16.000	12.961,00	81	
VARAŽDIN 3	35/10 kV	16.000	4.266,00	26	
VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8.000	3.222,00	40	
<b>NEDELJANEC</b>	110/35 kV	60.000	26.238,00	43	
NOVI MAROF 1	35/10 kV	8.000	6.476,00	80	
NOVI MAROF 2	35/10 kV	8.000	5.300,00	66	
VINICA	35/10 kV	16.000	6.756,00	42	
<b>KNEGINEC</b>	20/10 kV	8.000		0	
	110/10 kV	20.000	7.148,00	35	
	110/20 kV	20.000	10.565,00	52	
<b>IVANEC</b>	20/10 kV	8.000		0	1.079
	110/10 kV	20.000	12.639,00	63	
	110/20 kV	20.000	13.583,00	67	



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

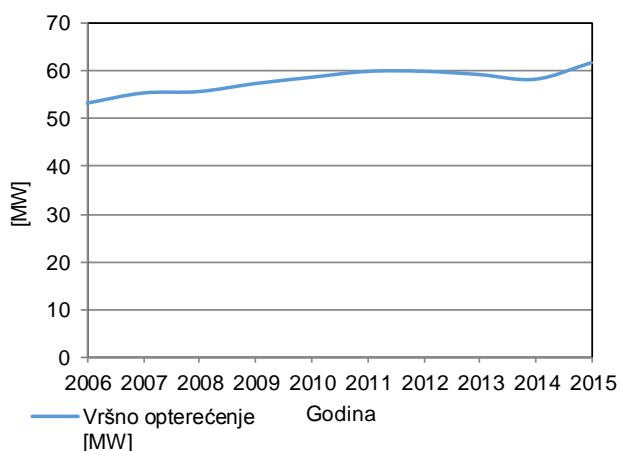


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

#### 4. Elektra Čakovec

##### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

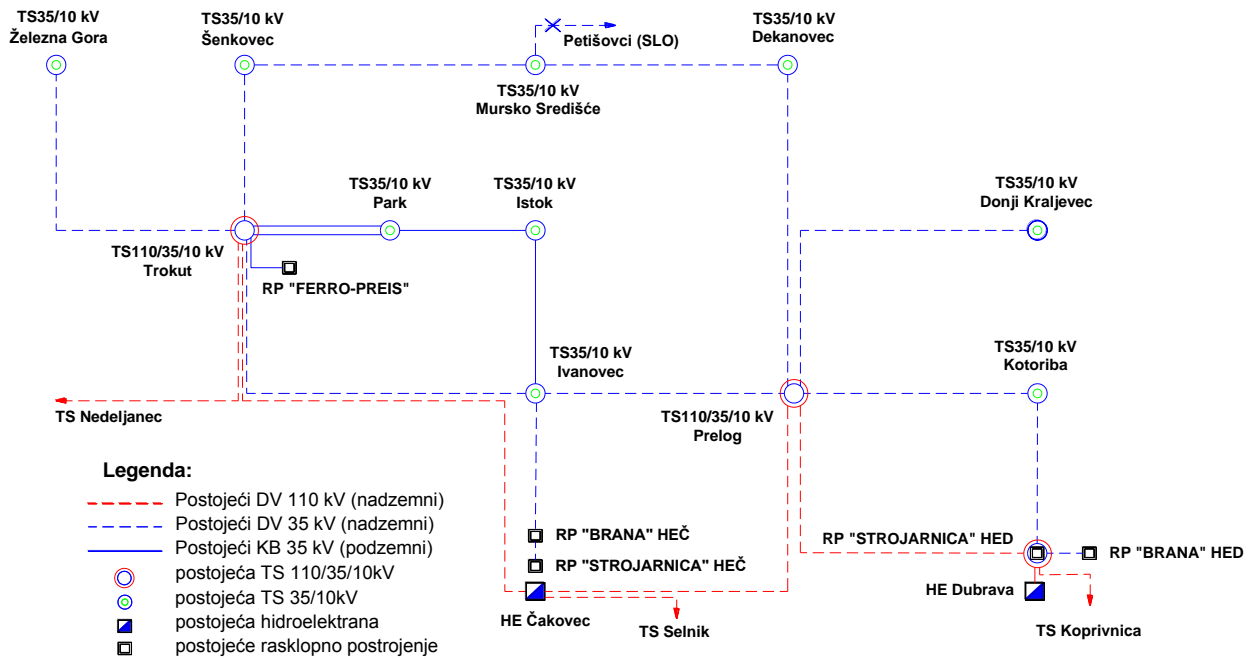
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	53,09	
2007	55,23	4,03%
2008	55,54	0,56%
2009	57,22	3,02%
2010	58,54	2,31%
2011	59,79	2,14%
2012	59,82	0,05%
2013	59,13	-1,15%
2014	58,14	-1,67%
2015	61,63	6,00%



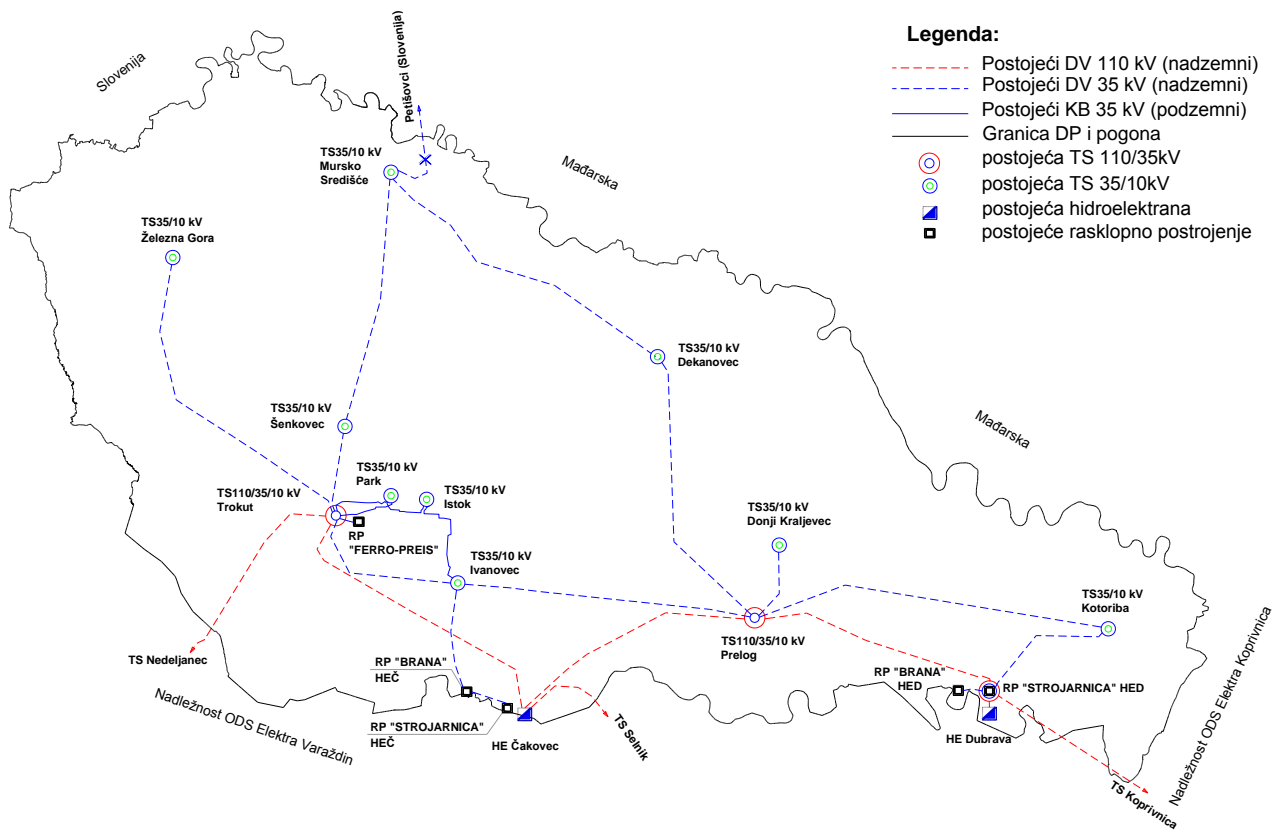
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 16,09%

##### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
TROKUT ČAKOVEC (T01)	110/35 kV	80.000	43.600,00	54	
	35/10 kV	16.000	9.630,00	60	
PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	24.000	8.620,00	35	
ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	16.000	8.340,00	52	
IVANOVEC (T08)	35/10 kV	16.000	6.180,00	38	
ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	16.000	4.750,00	29	
MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	16.000	5.440,00	34	
ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	8.000	2.890,00	36	
PRELOG (T04)	35/10 kV	16.000	8.160,00	51	
	110/35 kV	62.000	27.480,00	44	
DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	8.000	3.420,00	42	
DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	8.000	3.500,00	43	
KOTORIBA (T07)	35/10 kV	16.000	5.540,00	34	



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



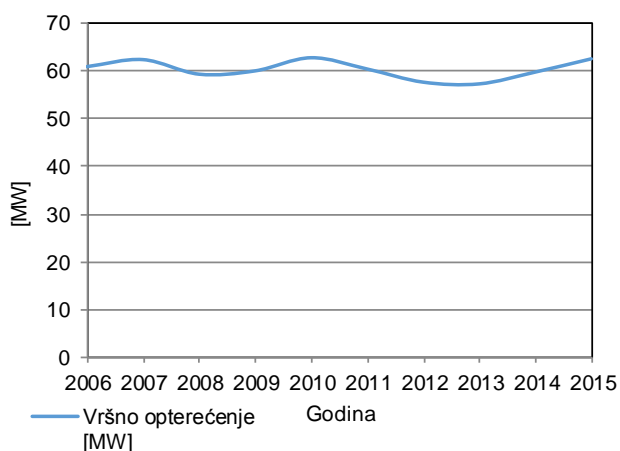
Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



## 5. Elektra Koprivnica

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

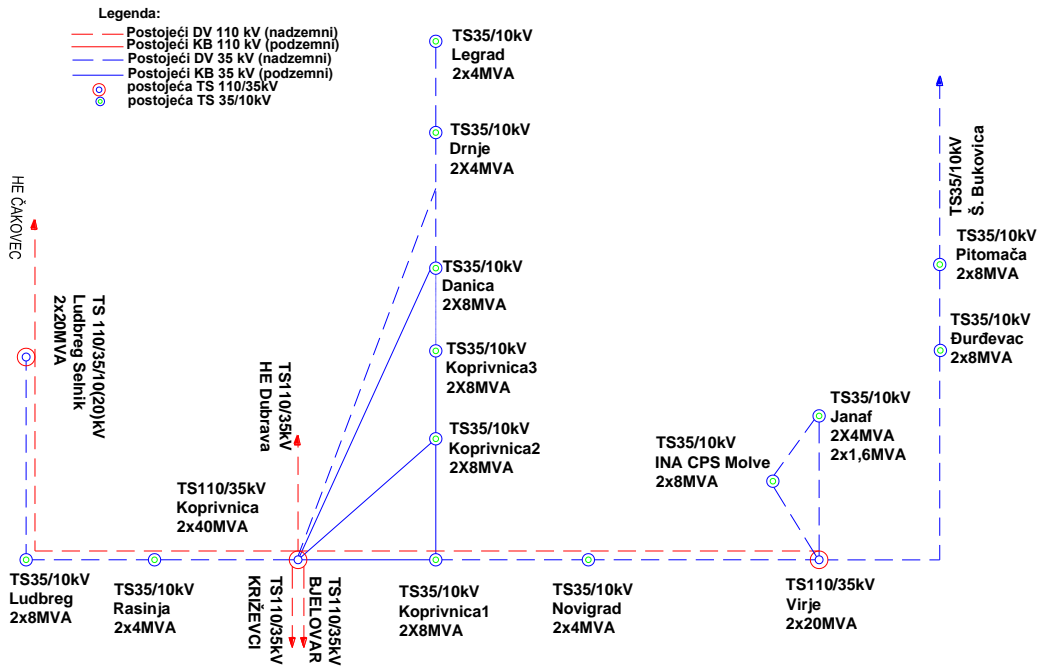
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	60,90	
2007	62,40	2,46%
2008	59,30	-4,97%
2009	60,00	1,18%
2010	62,80	4,67%
2011	60,40	-3,82%
2012	57,60	-4,64%
2013	57,23	-0,64%
2014	59,75	4,40%
2015	62,57	4,72%



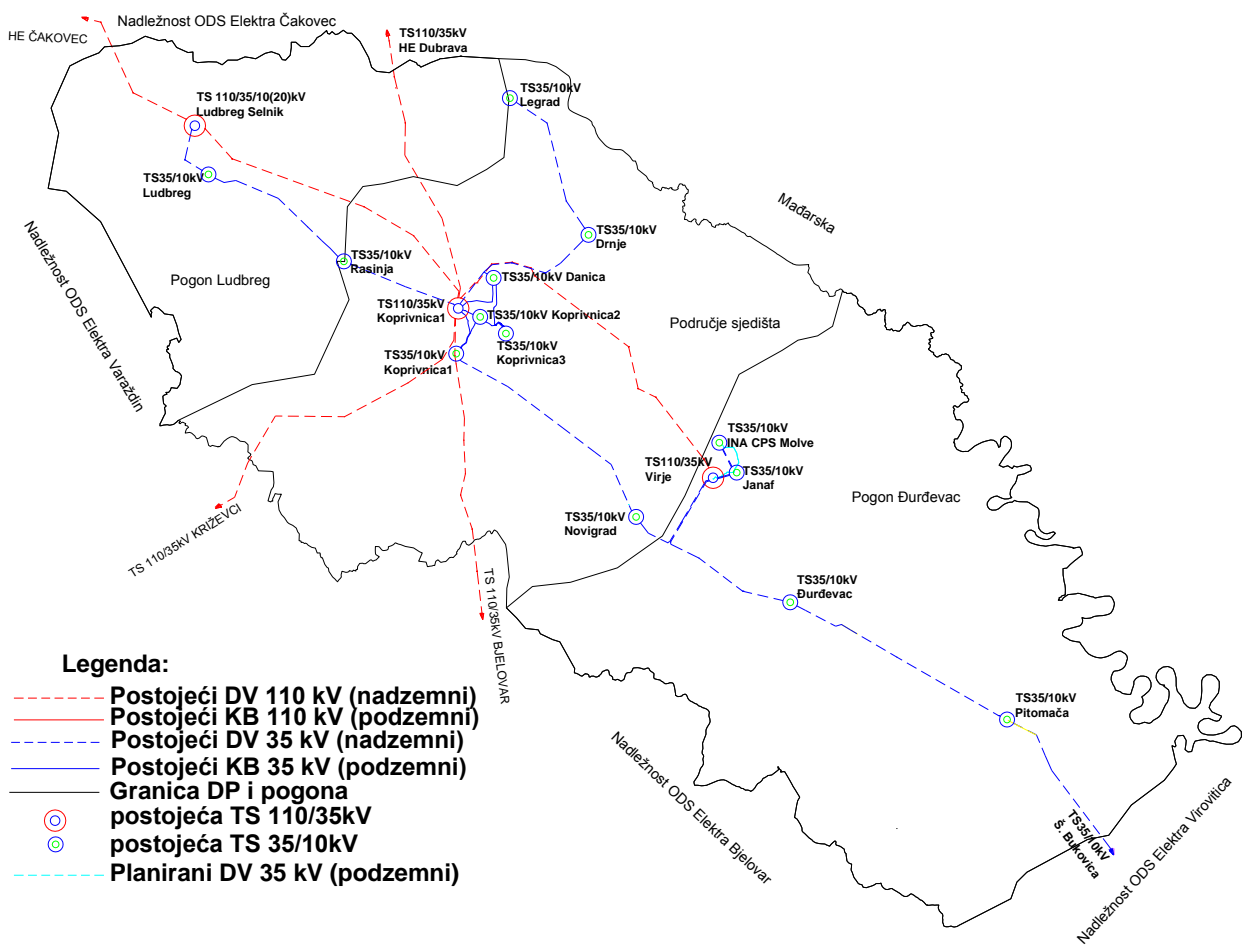
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 2,74%

### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>KOPRIVNICA 110</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>33.570,00</b>	<b>41</b>	
KOPRIVNICA 1	35/10 kV	16.000	6.640,00	41	
KOPRIVNICA 2	35/10 kV	24.000	7.590,00	31	
KOPRIVNICA 3	35/10 kV	16.000	6.590,00	41	
DANICA	35/10 kV	16.000	8.500,00	53	
DRNJE	35/10 kV	8.000	4.160,00	52	
LEGRAD	35/10 kV	8.000	1.310,00	16	
NOVIGRAD	35/10 kV	8.000	2.640,00	33	
	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>14.520,00</b>	<b>36</b>	
<b>SELNIK</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>11.400,00</b>	<b>71</b>	
LUDBREG	35/10 kV	16.000	3.950,00	24	
RASINJA	35/10 kV	8.000	2.360,00	29	
<b>VIRJE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>17.750,00</b>	<b>44</b>	
ĐURĐEVAC	35/10 kV	16.000	7.060,00	44	
JANAF	35/10 kV	8.000	5.400,00	67	
PITOMAČA	35/10 kV	16.000	5.470,00	34	



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

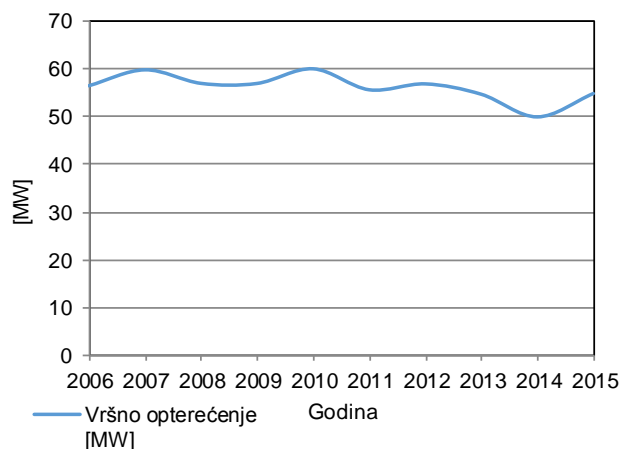


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 6. Elektra Bjelovar

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

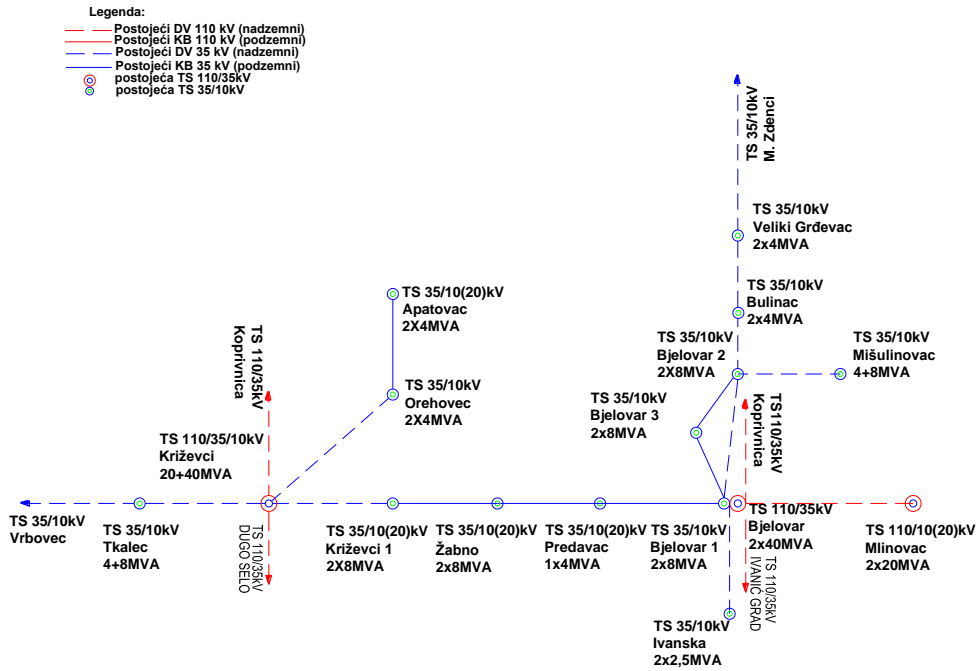
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	56,58	
2007	59,93	5,92%
2008	57,08	-4,76%
2009	57,06	-0,04%
2010	60,15	5,42%
2011	55,73	-7,35%
2012	56,97	2,23%
2013	54,79	-3,83%
2014	50,02	-8,71%
2015	54,94	9,84%



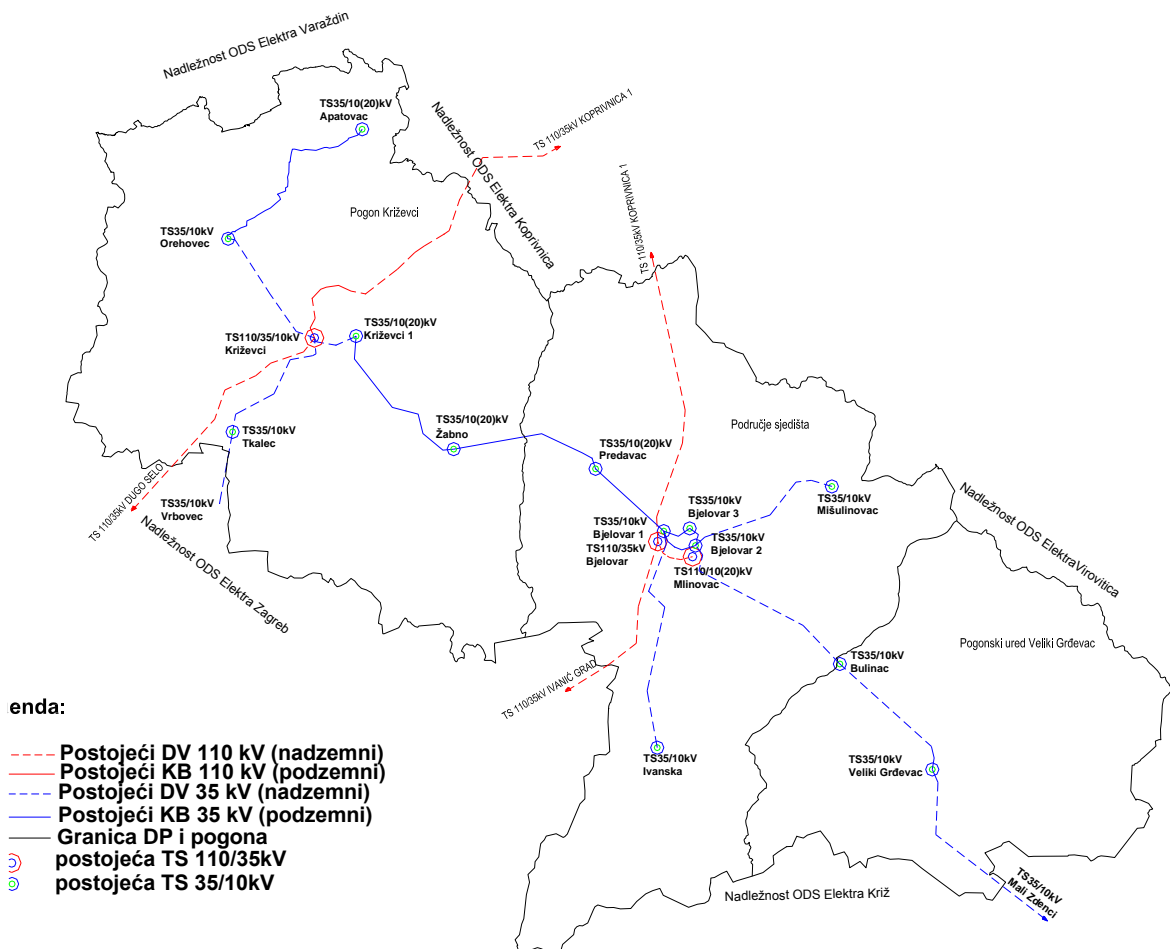
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -2,90%

### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
BJELOVAR 1	35/10 kV	16.000	7.396,00	46	
BJELOVAR 2	35/10 kV	16.000	13.988,00	87	
BJELOVAR 3	35/10 kV	16.000	7.303,00	45	
BULINAC	35/10 kV	8.000	3.314,00	41	
VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8.000	1.753,00	21	
PREDAVAC	35/10 kV	4.000	3.064,00	76	999
IVANSKA	35/10 kV	5.000	1.352,00	27	
MIŠULINOVAC	35/10 kV	12.000	2.077,00	17	
<b>KRIŽEVCI</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>19.970</b>	<b>4.595,00</b>	<b>0</b>	<b>2.000</b>
	<b>110/35 kV</b>	<b>60.000</b>	<b>14.067,00</b>	<b>7</b>	
KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16.000	5.197,00	32	
ŽABNO	35/10 kV	16.000	4.124,00	25	
APATOVAC	35/10 kV	8.000	1.673,00	20	
OREHOVEC	35/10 kV	8.000	3.089,00	38	
TKALEC	35/10 kV	12.000	2.950,00	24	
<b>MLINOVAC</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>13.988,00</b>	<b>34</b>	



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

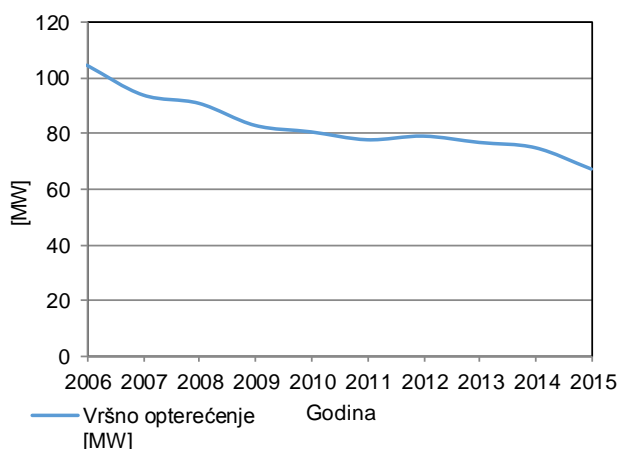


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 7. Elektra Križ

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	104,72	
2007	93,91	-10,32%
2008	90,87	-3,24%
2009	82,85	-8,83%
2010	80,49	-2,85%
2011	77,63	-3,55%
2012	78,95	1,70%
2013	76,65	-2,91%
2014	74,73	-2,50%
2015	66,98	-10,37%

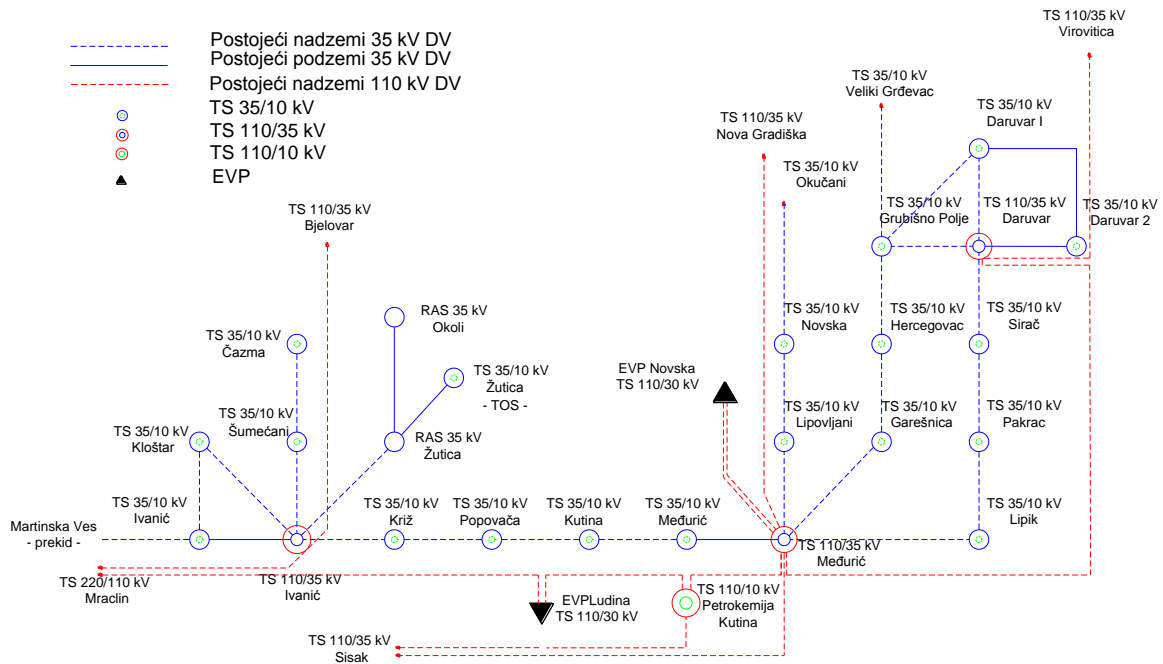


Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -36,04%

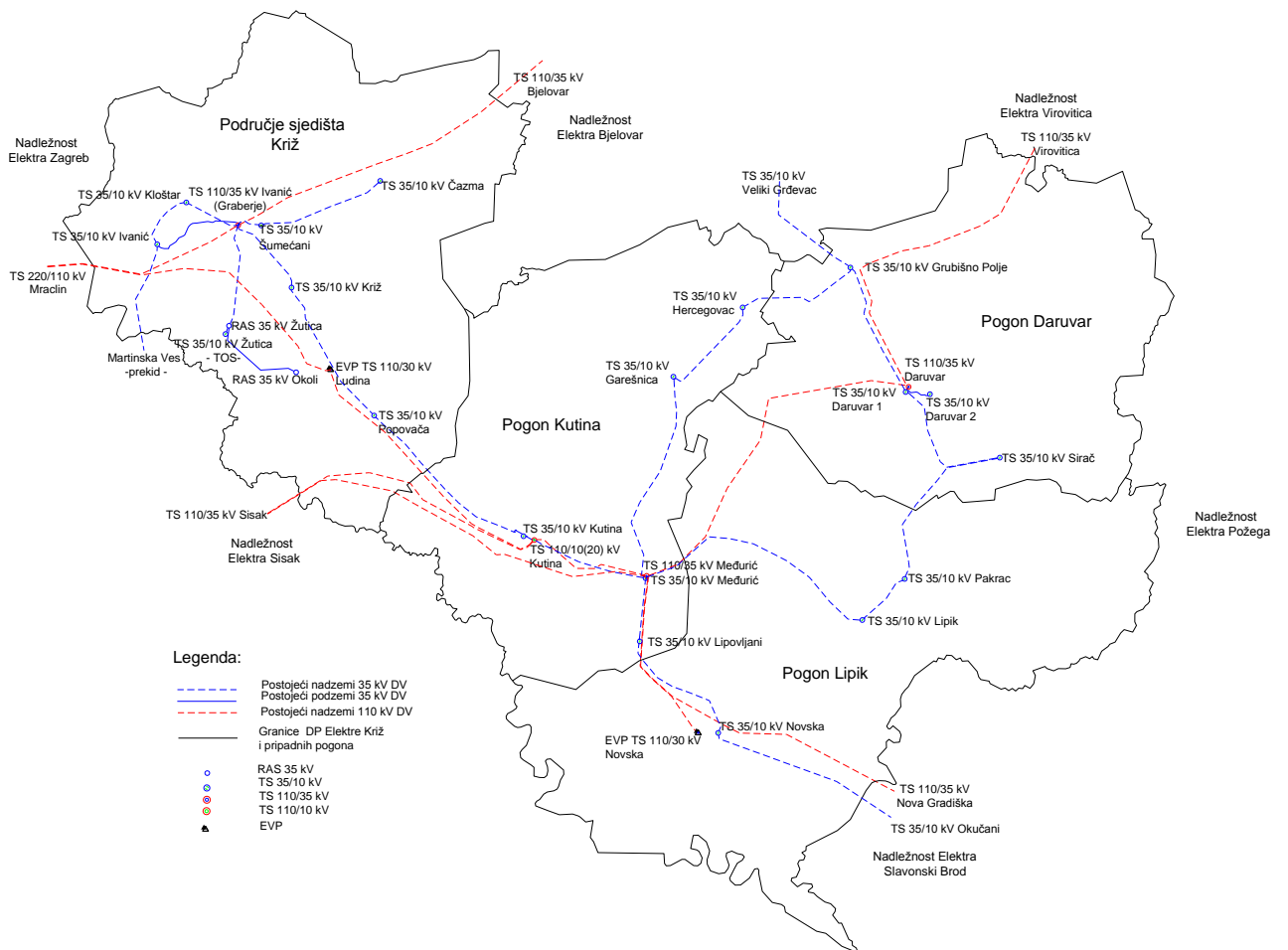
### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI prikljčenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>IVANIĆ</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>29.900,00</b>	<b>37</b>	
IVANIĆ	35/10 kV	16.000	7.330,00	45	1.000
KLOŠTAR	35/10 kV	16.000	7.400,00	46	
ŠUMEĆANI	35/10 kV	8.000	4.780,00	59	
KRIŽ	35/10 kV	16.000	5.800,00	36	
ČAZMA	35/10 kV	16.000	5.350,00	33	
POPOVAČA	35/10 kV	16.000	5.860,00	36	
<b>MEĐURIĆ</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>71.500</b>	<b>30.430,00</b>	<b>42</b>	
KUTINA	35/10 kV	16.000	11.270,00	70	
LIPOVLJANI	35/10 kV	8.000	3.910,00	48	
NOVSKA	35/10 kV	16.000	6.480,00	40	
MEĐURIĆ	35/10 kV	5.000	2.670,00	53	1.000
GAREŠNICA	35/10 kV	16.000	4.660,00	29	
PAKRAC	35/10 kV	8.000	3.050,00	38	
LIPIK	35/10 kV	16.000	4.350,00	27	
<b>DARUVAR</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>12.810,00</b>	<b>32</b>	<b>999</b>
DARUVAR 1	35/10 kV	8.000	4.770,00	59	
DARUVAR 2	35/10 kV	24.000	3.110,00	12	
HERCEGOVAC	35/10 kV	8.000	1.540,00	19	
MALI ZDENCI	35/10 kV	8.000	3.420,00	42	
SIRAČ	35/10 kV	8.000	1.960,00	24	
<b>KUTINA</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>8.476,00</b>	<b>42</b>	

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

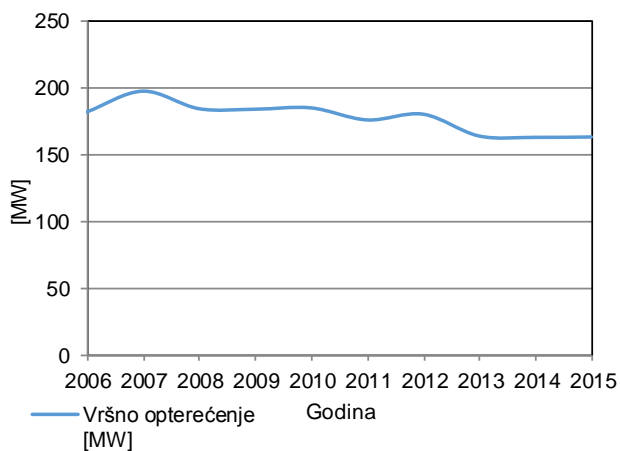


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 8. Elektroslavonija Osijek

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	182,00	
2007	197,50	8,52%
2008	184,40	-6,63%
2009	184,00	-0,22%
2010	185,00	0,54%
2011	176,00	-4,86%
2012	180,30	2,44%
2013	164,00	-9,04%
2014	163,00	-0,61%
2015	163,29	0,18%



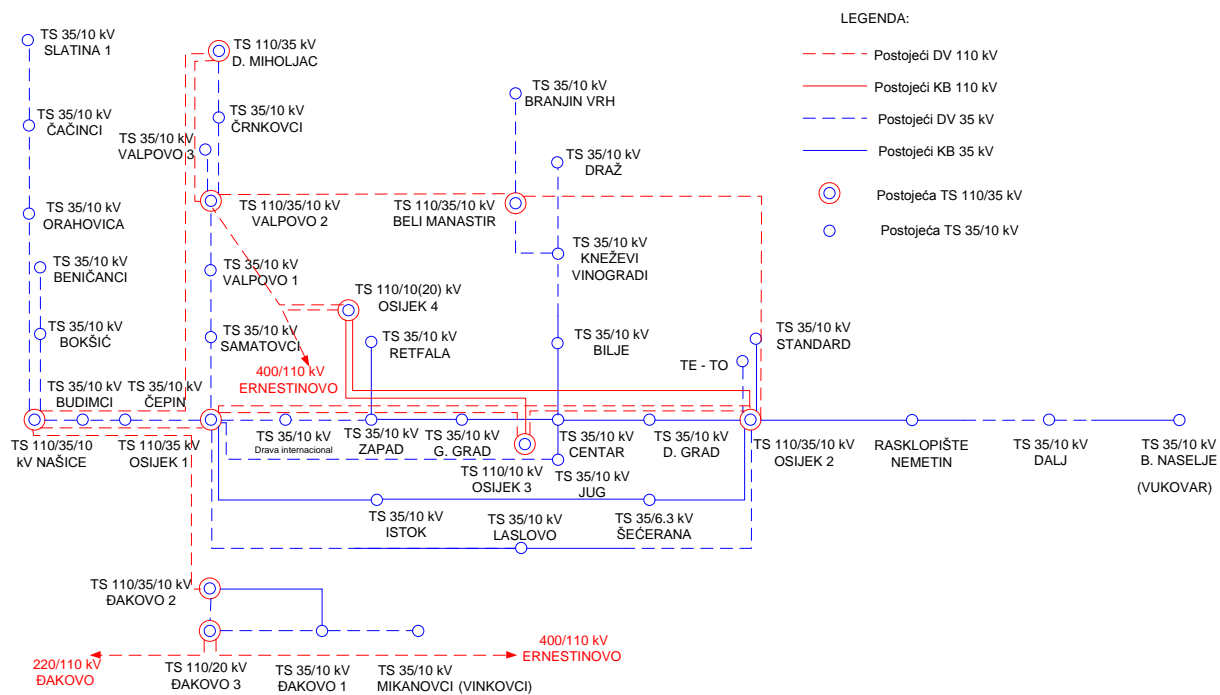
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -10,28%

**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>OSIJEK 1</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>26.200,00</b>	<b>32</b>	<b>3.700</b>
GORNJI GRAD	35/10 kV	16.000	2.900,00	18	
ZAPAD	35/10 kV	16.000	4.100,00	25	
ISTOK	35/10 kV	16.000	4.100,00	25	
CENTAR	35/10 kV	16.000	4.300,00	26	
RETFALA	35/10 kV	16.000	2.700,00	16	
ČEPIN	35/10 kV	16.000	5.330,00	33	
BUDIMCI	35/10 kV	8.000	2.100,00	26	
SAMATOVCI	35/10 kV	8.000	2.600,00	32	
LASLOVO	35/10 kV	8.000	1.400,00	17	
	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>25.900,00</b>	<b>32</b>	
<b>OSIJEK 2</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>6.300,00</b>	<b>39</b>	
STANDARD	35/10 kV	8.000	2.580,00	32	
DONJI GRAD	35/10 kV	16.000	5.600,00	35	
DALJ	35/10 kV	8.000	3.300,00	41	
<b>OSIJEK 3</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>22.100,00</b>	<b>27</b>	
	<b>110/20 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>2.300,00</b>	<b>11</b>	
<b>OSIJEK 4</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>5.100,00</b>	<b>25</b>	
	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>7.480,00</b>	<b>46</b>	
<b>BELI MANASTIR</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>60.000</b>	<b>14.300,00</b>	<b>23</b>	
BILJE	35/10 kV	16.000	4.600,00	28	
KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	8.000	1.800,00	22	
DRAŽ	35/10 kV	5.000	380	7	
	35/6.3 kV	4.000	0	0	
BRANJIN VRH	35/10 kV	8.000	1.800,00	22	4.600
	<b>110/35 kV</b>	<b>62.000</b>	<b>11.000,00</b>	<b>17</b>	
<b>ĐAKOVO 2</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>5.430,00</b>	<b>33</b>	<b>1.900</b>
ĐAKOVO 1	35/10 kV	16.000	4.800,00	30	
	<b>110/20 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>9.400,00</b>	<b>47</b>	
<b>ĐAKOVO 3</b>	<b>20/10 kV</b>	<b>8.000</b>	<b>2.810,00</b>	<b>35</b>	<b>7.100</b>
	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>10.070,00</b>	<b>25</b>	
<b>NAŠICE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>12.330,00</b>	<b>61</b>	<b>2.499</b>
ORAHOVICA	35/10 kV	16.000	5.190,00	32	
ČAČINCI	35/10 kV	8.000	1.000,00	12	
	<b>110/35 kV</b>	<b>44.000</b>	<b>9.700,00</b>	<b>22</b>	
<b>VALPOVO 2</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>5.960,50</b>	<b>37</b>	
VALPOVO 1	35/10 kV	16.000	4.850,00	30	
<b>DONJI MIHOLJAC</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>100.000</b>	<b>8.100,00</b>	<b>8</b>	<b>490</b>
DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	16.000	5.600,00	35	
ČRNKOVC	35/10 kV	8.000	1.740,00	21	



Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



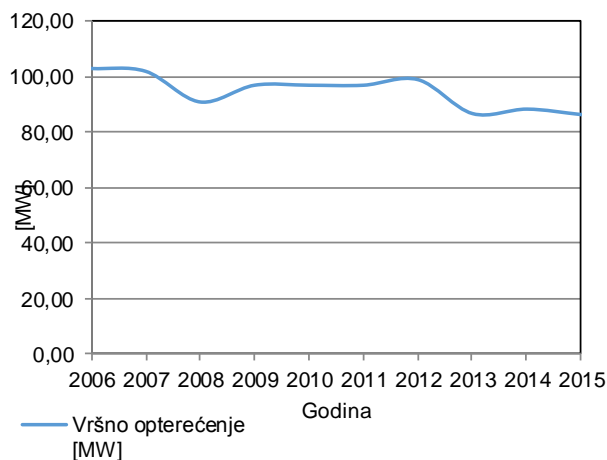
Slika 1. Shematski prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja



## 9. Elektra Vinkovci

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	103,00	
2007	102,00	-0,97%
2008	91,00	-10,78%
2009	97,00	6,59%
2010	97,00	0,00%
2011	97,00	0,00%
2012	99,00	2,06%
2013	86,83	-12,29%
2014	88,43	1,84%
2015	86,46	-2,23%

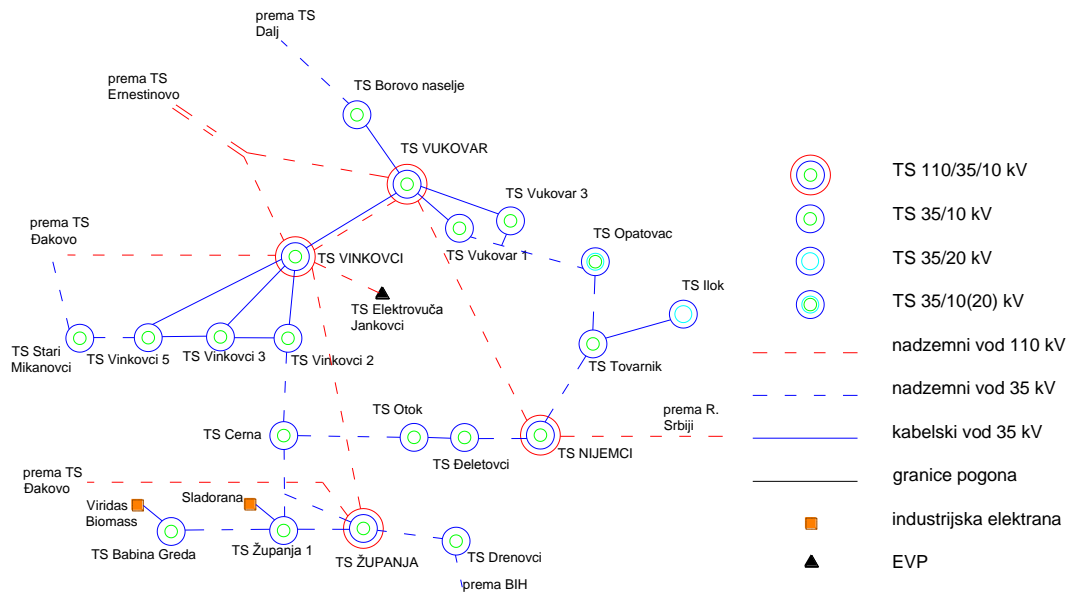


Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -16,06%

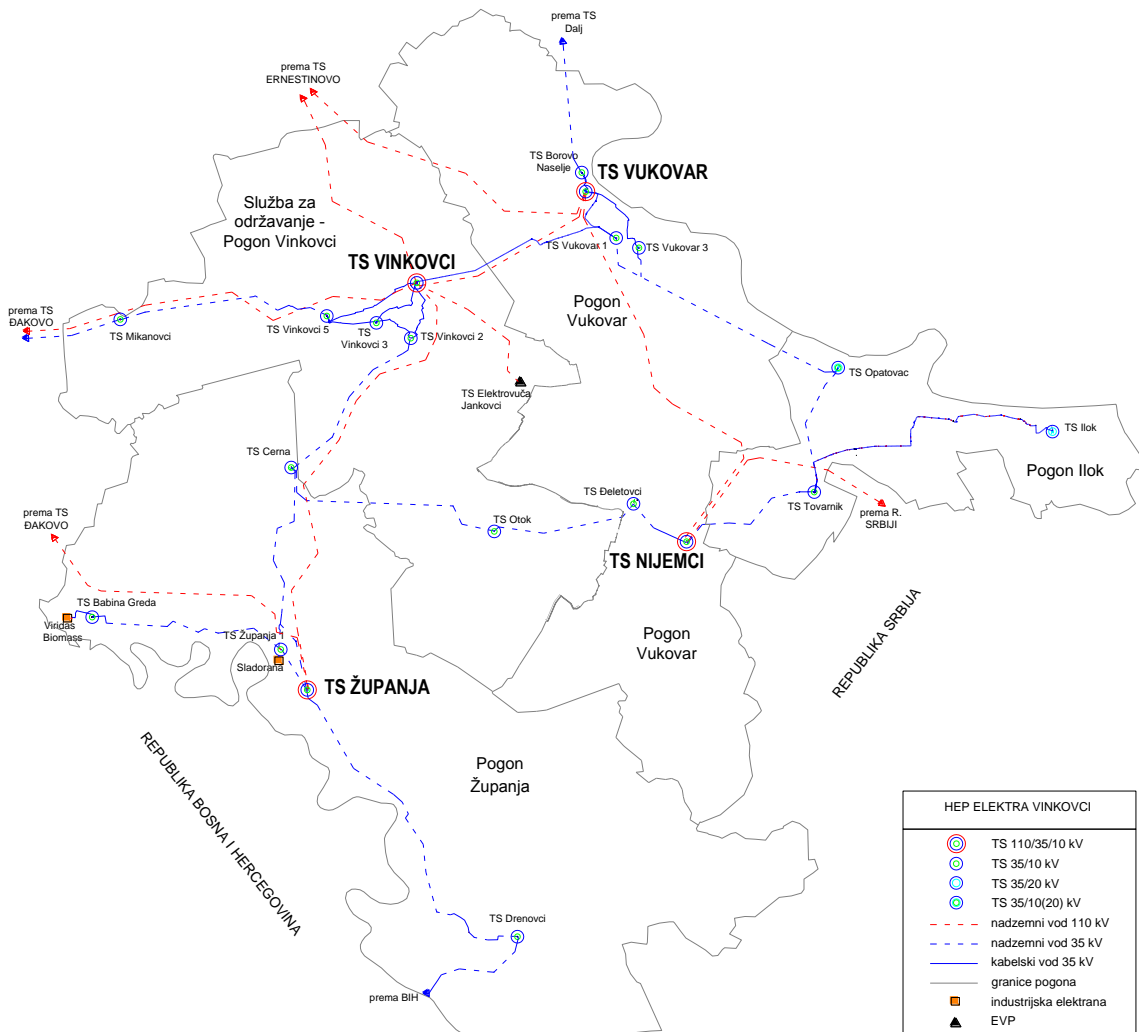
### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VINKOVCI 1	35/10 kV	16.000	11.790,00	73	
	110/35 kV	80.000	31.890,00	39	
VINKOVCI 2	35/10 kV	16.000	8.310,00	51	
VINKOVCI 3	35/10 kV	16.000	11.120,00	69	
VINKOVCI 5	35/10 kV	16.000	4.830,00	30	
STARI MIKANOVC	35/10 kV	8.000	3.740,00	46	
VUKOVAR 2	35/10 kV	16.000	8.510,00	53	
	110/35 kV	80.000	20.030,00	25	
VUKOVAR 1	35/10 kV	12.000	6.620,00	55	
VUKOVAR 3	35/10 kV	12.000	4.010,00	33	
BOROVO NASELJE	35/10 kV	12.000	5.350,00	44	
ŽUPANJA 2	35/10 kV	12.000	7.300,00	60	
	110/35 kV	80.000	24.740,00	30	
ŽUPANJA 1	35/10 kV	8.000	6.250,00	78	
DRENOVCI	35/10 kV	8.000	5.710,00	71	
BABINA GREDA	35/10 kV	16.000	4.480,00	28	
CERNA	35/10 kV	8.000	4.980,00	62	
	110/35 kV	40.000	12.850,00	32	
	35/10 kV	16.000	3.300,00	20	
NIJEMCI	35/10 kV	16.000	3.300,00	20	
OTOK	35/10 kV	12.000	4.140,00	34	
ILOK	35/20 kV	16.000	2.550,00	15	
OPATOVAC	35/6.3 kV	2.500	51	2	
	35/20 kV	4.000	2.640,00	66	
	35/10 kV	4.000	440	11	
TOVARNIK	35/10 kV	8.000	1.520,00	19	

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

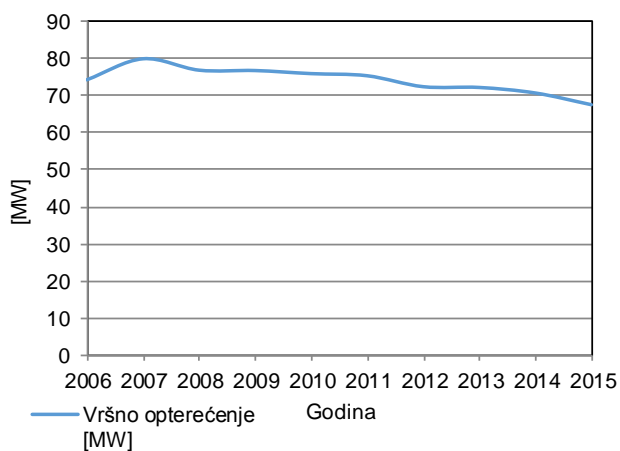


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 10. Elektra Slavonski Brod

## Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

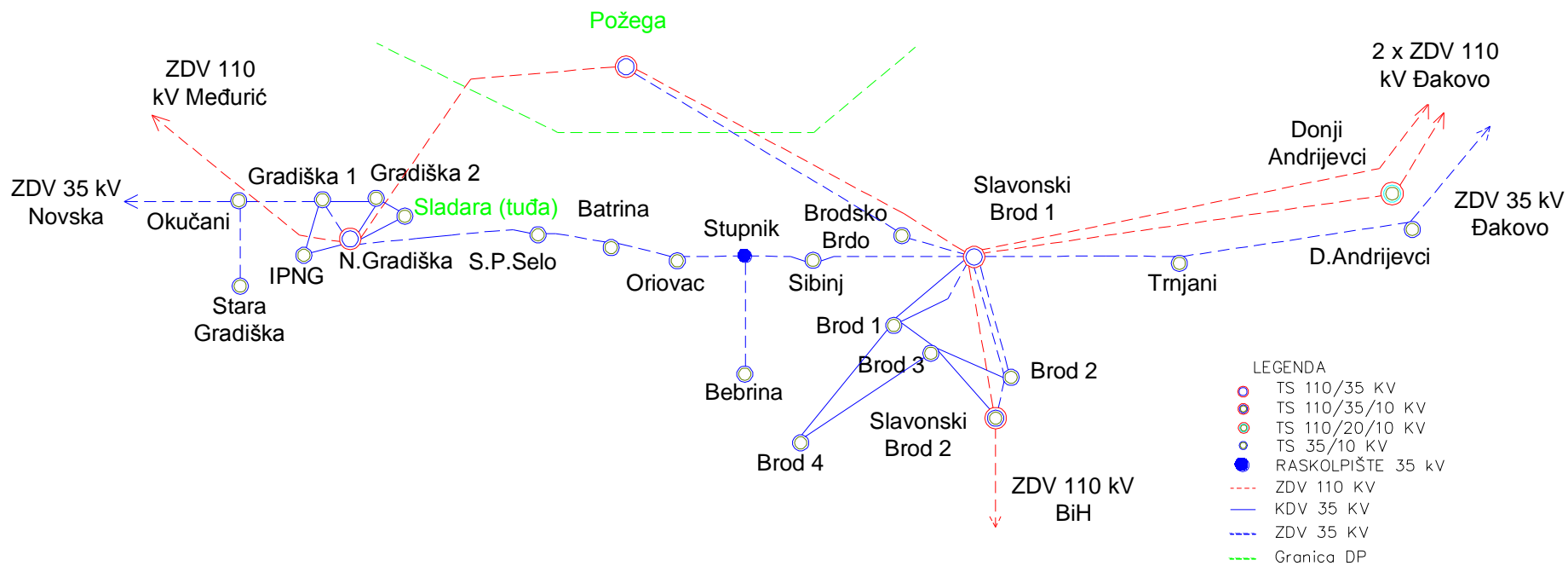
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	74,20	
2007	79,92	7,71%
2008	76,82	-3,88%
2009	76,72	-0,13%
2010	75,88	-1,09%
2011	75,30	-0,76%
2012	72,32	-3,96%
2013	72,11	-0,29%
2014	70,60	-2,09%
2015	67,41	-4,52%



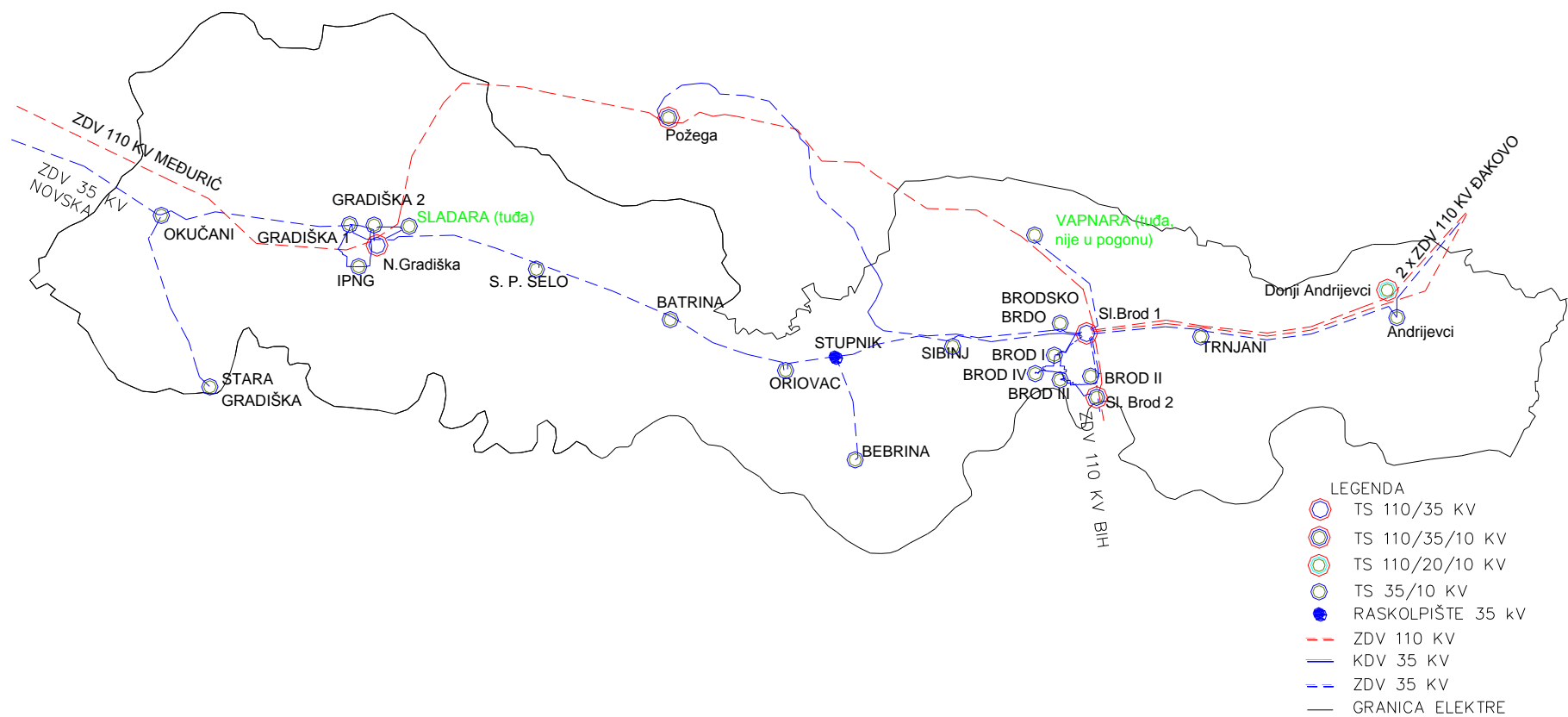
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -9,15%

**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>46.000,00</b>	<b>57</b>	
TRNJANI	35/10 kV	8.000	4.000,00	50	
BROD I	35/10 kV	32.000	16.000,00	50	
BRODSKO BRDO	35/10 kV	12.000	5.000,00	41	
SIBINJ	35/10 kV	5.000	3.000,00	60	
BEBRINA	35/10 kV	6.500	4.000,00	61	
ORIOVAC	35/10 kV	8.000	4.000,00	50	
	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>21.676,00</b>	<b>54</b>	
<b>SLAVONSKI BROD 2-BJELIŠ</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>5.000,00</b>	<b>31</b>	
BROD II	35/10 kV	16.000	9.000,00	56	
BROD III	35/10 kV	16.000	8.000,00	50	
<b>DONJI ANDRIJEVCI</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>7.000,00</b>	<b>17</b>	
<b>NOVA GRADIŠKA</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>60.000</b>	<b>25.000,00</b>	<b>41</b>	
BATRINA	35/10 kV	6.500	2.000,00	30	
STARO PETROVO SELO	35/10 kV	6.500	2.000,00	30	
NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16.000	7.000,00	43	
NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	8.000	4.000,00	50	
OKUČANI	35/10 kV	5.000	1.000,00	20	
STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3.200	400	12	



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



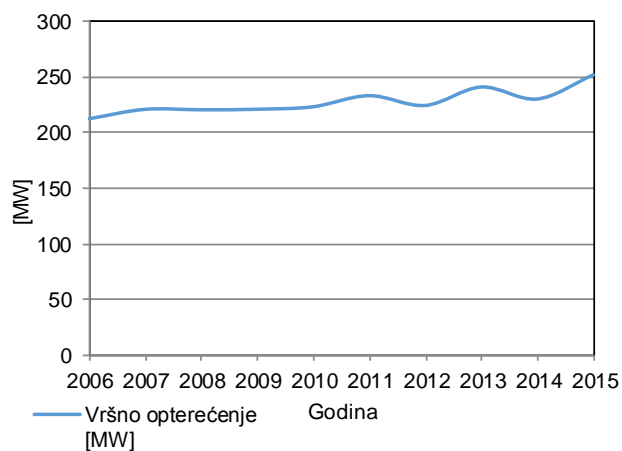
Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 11. Elektroistra Pula

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	211,68	
2007	220,41	4,12%
2008	219,99	-0,19%
2009	220,50	0,23%
2010	222,80	1,04%
2011	233,10	4,62%
2012	224,00	-3,90%
2013	241,10	7,63%
2014	230,00	-4,60%
2015	252,42	9,75%

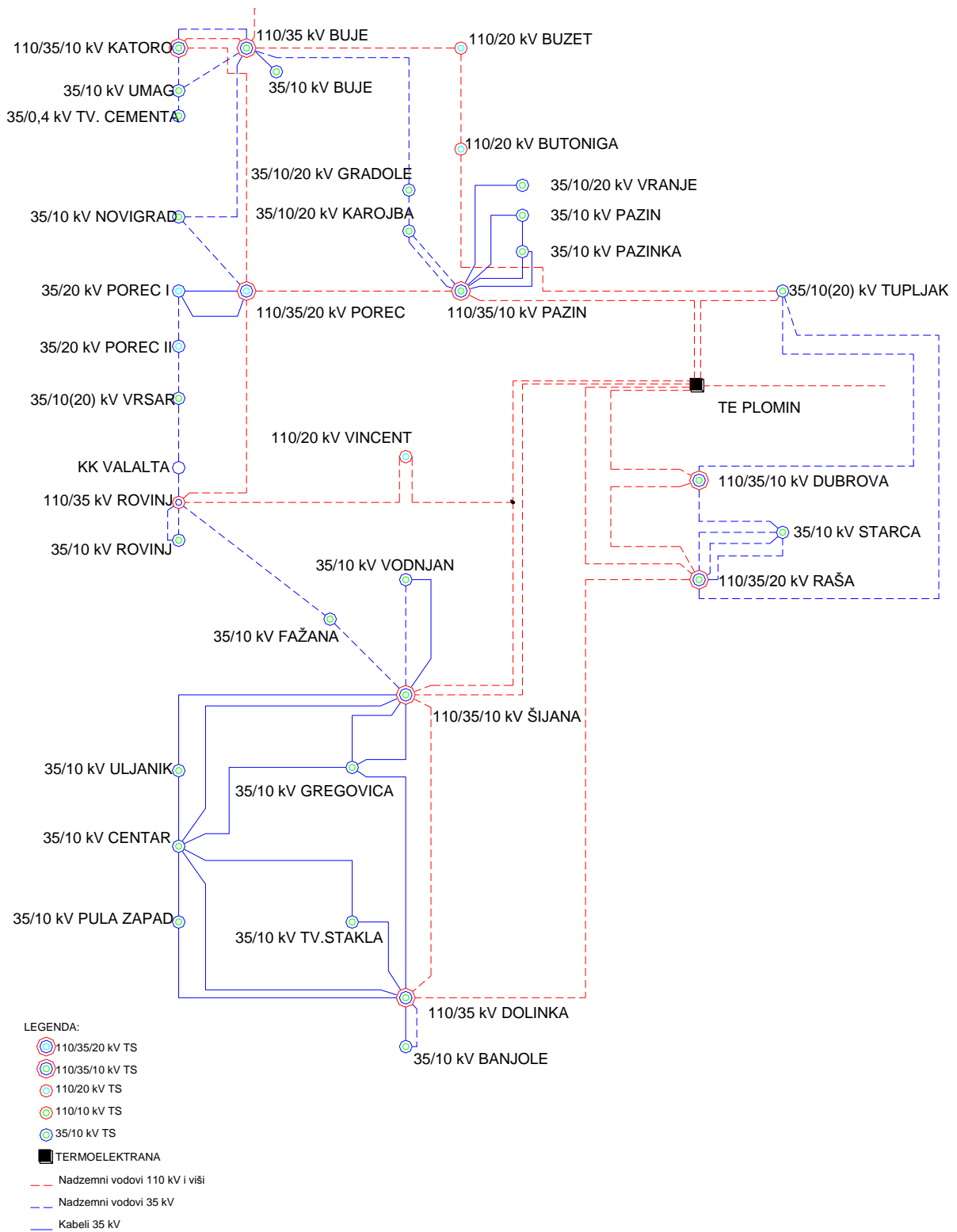
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 19,25%



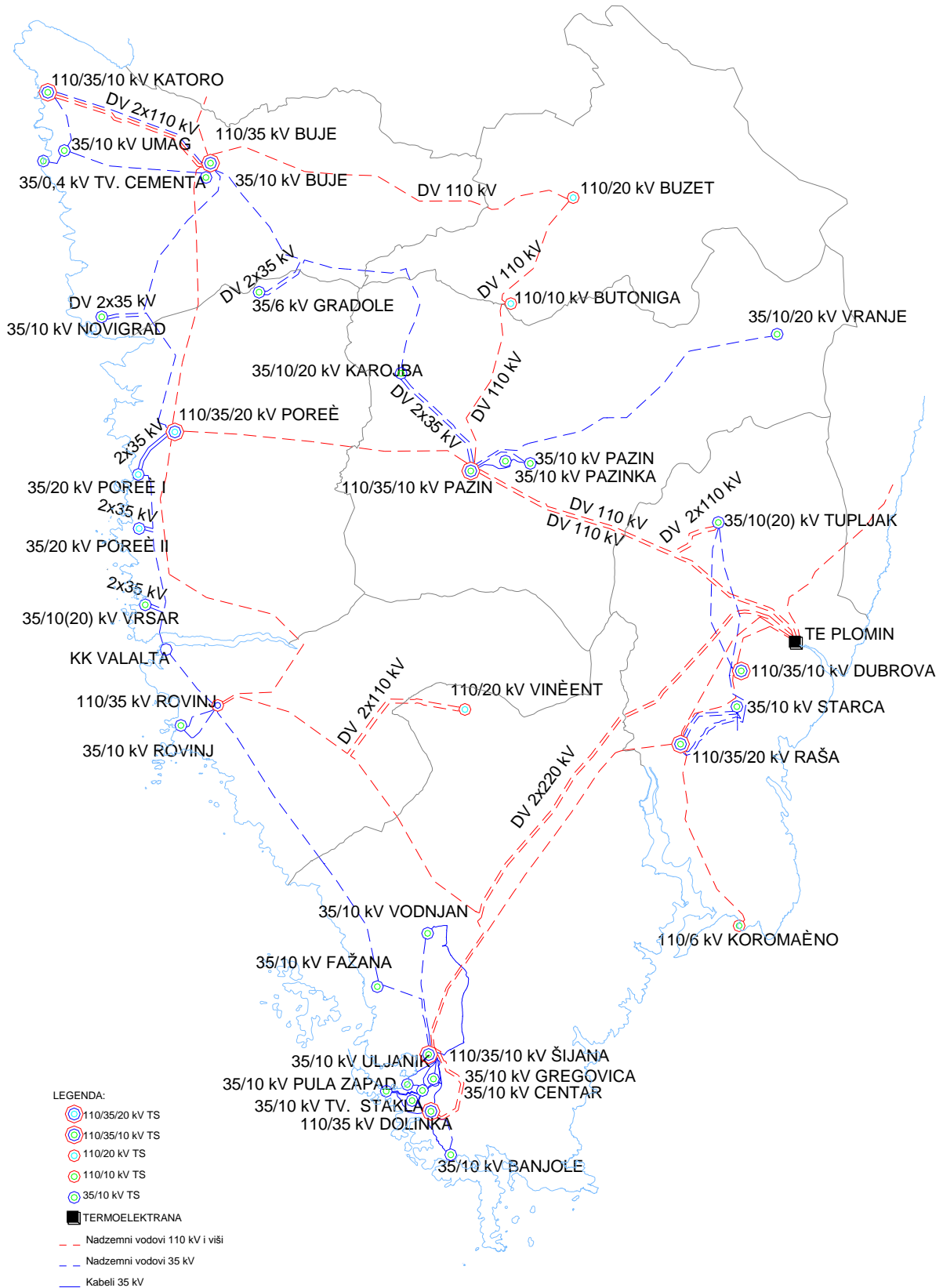


**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>DOLINKA</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>48.860,00</b>	<b>61</b>	
BANJOLE	35/10 kV	24.000	17.080,00	71	
TVORNICA STAKLA	35/10 kV	6.500	2.856,00	43	
PULA ZAPAD	35/10 kV	16.000	9.520,00	59	
PULA CENTAR	35/10 kV	24.000	13.012,00	54	
<b>ŠIJANA</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>35.330,00</b>	<b>44</b>	
GREGOVICA	35/10 kV	8.000	6.680,00	83	
ULJANIK	35/10 kV	24.000	6.300,00	26	
FAŽANA	35/10 kV	16.000	12.000,00	75	
VODNJAN	35/10 kV	8.000	5.720,00	71	
	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>18.980,00</b>	<b>47</b>	
<b>RAŠA</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>4.350,00</b>	<b>21</b>	
STARCA	35/10 kV	16.000	11.290,00	70	
<b>TUPLJAK</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>7.290,00</b>	<b>18</b>	
	<b>35/10 kV</b>	<b>8.000</b>	<b>4.560,00</b>	<b>57</b>	
<b>PAZIN</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>14.060,00</b>	<b>35</b>	
PAZIN	35/10 kV	16.000	9.600,00	60	
	35/20 kV	4.000	720	18	
KAROJBA	35/10 kV	2.500	200	8	
	35/20 kV	4.000	1.350,00	33	
VRANJE	20/10 kV	1.600	240	15	
	<b>110/10 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>2.630,00</b>	<b>13</b>	
	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>27.550,00</b>	<b>137</b>	
<b>TURNINA</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>11.630,00</b>	<b>72</b>	
ROVINJ	35/10 kV	16.000	13.290,00	83	
	<b>35/20 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>POREČ</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>34.990,00</b>	<b>43</b>	
NOVIGRAD	35/10 kV	12.000	10.080,00	84	
<b>BUJE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>32.580,00</b>	<b>81</b>	
	10/0.4 kV	50		0	
BUJE	35/10 kV	12.000	6.520,00	54	
UMAG	35/10 kV	16.000	10.650,00	66	
<b>BUZET</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>10.690,00</b>	<b>26</b>	
	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>DUBROVA</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>8.000</b>	<b>4.100,00</b>	<b>51</b>	
<b>FUNTANA</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>23.480,00</b>	<b>58</b>	
	<b>110/10 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>15.140,00</b>	<b>75</b>	
	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>		<b>0</b>	
<b>KATORO</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>12.000</b>	<b>5.890,00</b>	<b>49</b>	
<b>VINČENT</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>9.120,00</b>	<b>22</b>	



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

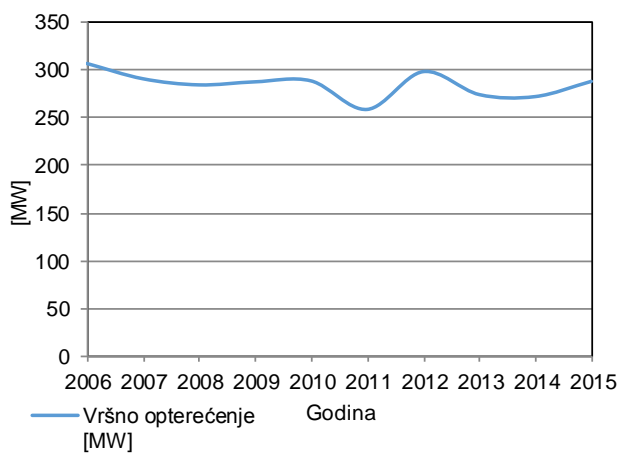


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 12. Elektroprimorje Rijeka

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	307,47	
2007	291,25	-5,28%
2008	284,78	-2,22%
2009	288,00	1,13%
2010	289,00	0,35%
2011	258,77	-10,46%
2012	298,81	15,47%
2013	274,50	-8,14%
2014	272,36	-0,78%
2015	288,50	5,93%

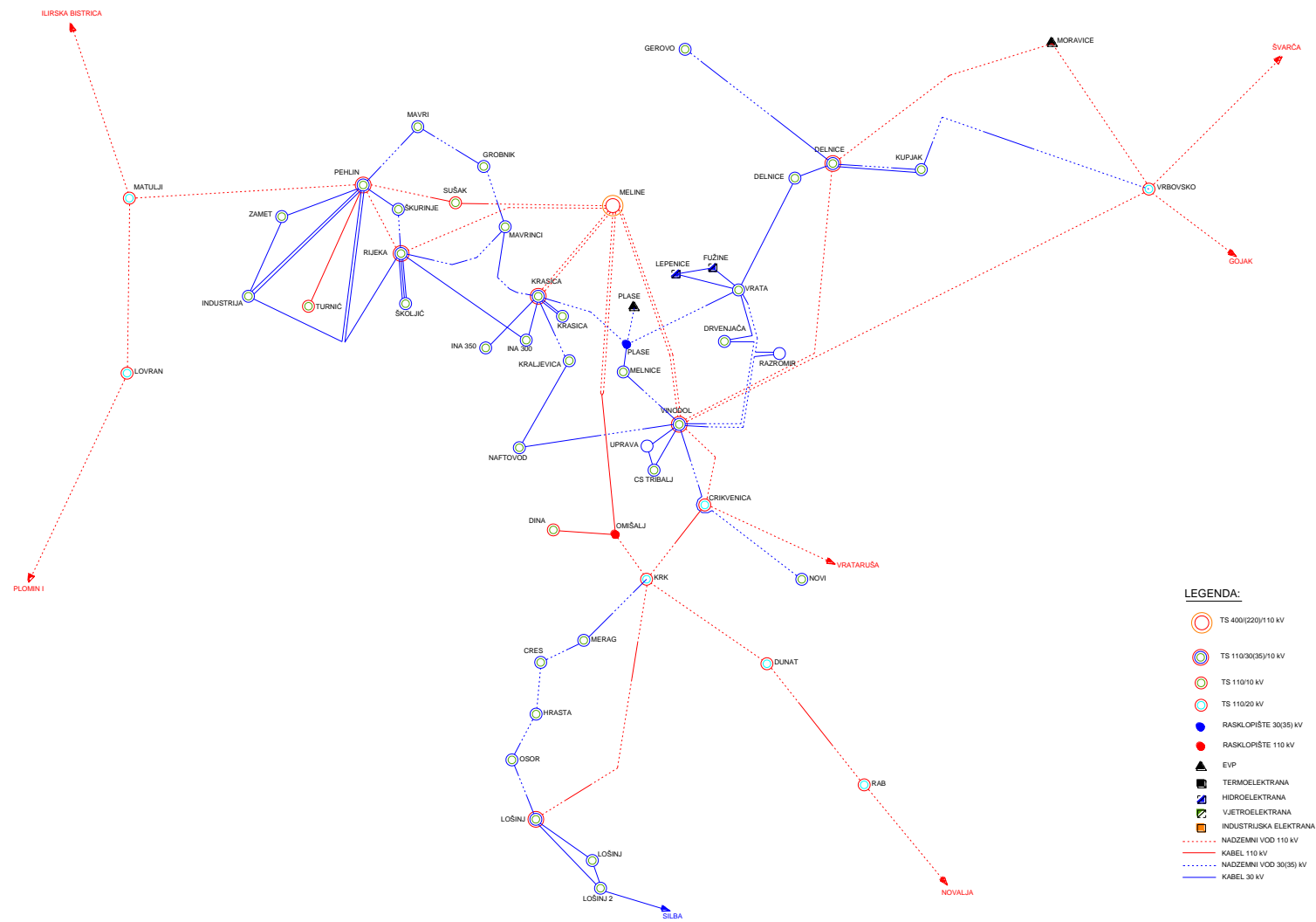


Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -6,17%

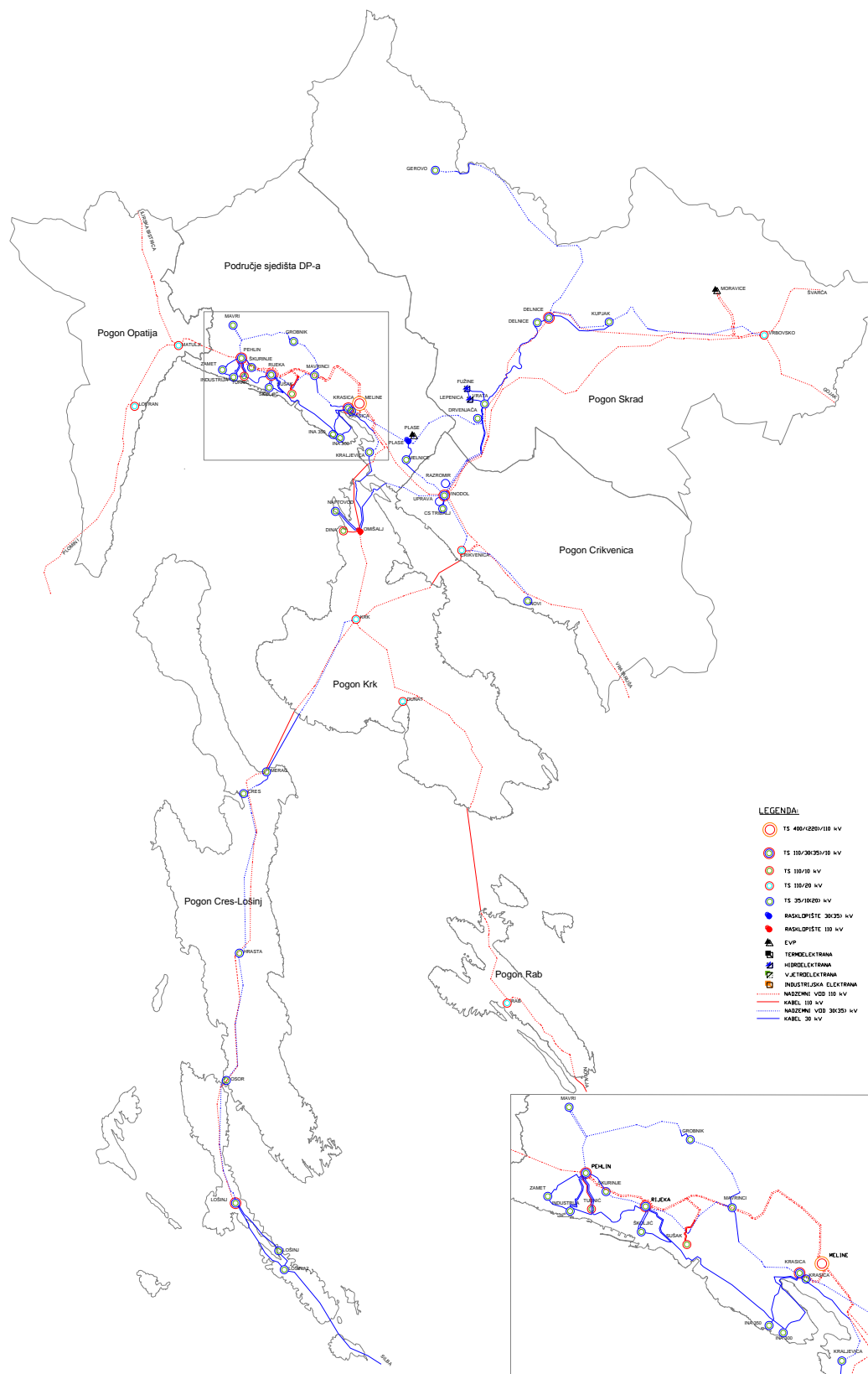
**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>LOŠINJ</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>19.100,00</b>	<b>47</b>	
LOŠINJ	35/10 kV	8.000	4.000,00	50	
LOŠINJ 2	35/20 kV	16.000	10.200,00	63	
OSOR	35/10 kV	4.000	2.500,00	62	
HRASTA	35/20 kV	8.000	2.300,00	28	
CRES	35/10 kV	8.000	5.000,00	62	
<b>DELNICE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>26.600,00</b>	<b>66</b>	
DELNICE	35/20 kV	8.000	4.400,00	55	
VRATA	35/20 kV	12.000	4.600,00	38	
KUPJAK	35/20 kV	16.000	9.000,00	56	
GEROVO	35/20 kV	8.000	3.100,00	38	
<b>PEHLIN</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>120.000</b>	<b>70.800,00</b>	<b>59</b>	
TURNIĆ-PRIVREMENA	35/20 kV	16.000	12.000,00	75	
INDUSTRIJA	35/10 kV	32.000	12.000,00	37	
ZAMET	35/10 kV	16.000	14.100,00	88	
MAVRI	35/20 kV	16.000	8.000,00	50	
	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>49.000,00</b>	<b>61</b>	
<b>RIJEKA</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>250</b>	<b>900</b>	<b>360</b>	
CENTAR	35/10 kV	16.000	14.600,00	91	
ŠKURINJSKA DRAGA	35/10 kV	16.000	13.600,00	85	
ŠKOLJIĆ	35/10 kV	32.000	19.600,00	61	
<b>KRASICA</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>33.600,00</b>	<b>42</b>	
MAVRINCI	35/10 kV	16.000	8.000,00	50	
GROBNIK	35/20 kV	16.000	8.700,00	54	
KRASICA	35/10 kV	16.000	6.300,00	39	
KRALJEVICA	35/10 kV	12.000	4.400,00	36	
<b>VINODOL</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>22.200,00</b>	<b>55</b>	
NOVI	35/20 kV	16.000	11.100,00	69	
<b>CRIKVENICA</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>32.500,00</b>	<b>81</b>	
DUNAT	110/20 kV	40.000	29.600,00	74	
KRK	110/20 kV	40.000	28.900,00	72	
LOVRAN	110/20 kV	40.000	14.600,00	36	
MATULJI	110/20 kV	80.000	27.000,00	33	
RAB	110/20 kV	40.000	22.000,00	55	
SUŠAK	110/20 kV	80.000	28.300,00	35	
	110/20 kV	40.000	6.450,00	16	
<b>VRBOVSKO</b>	<b>35/20 kV</b>	<b>8.000</b>	<b>3.800,00</b>	<b>47</b>	

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

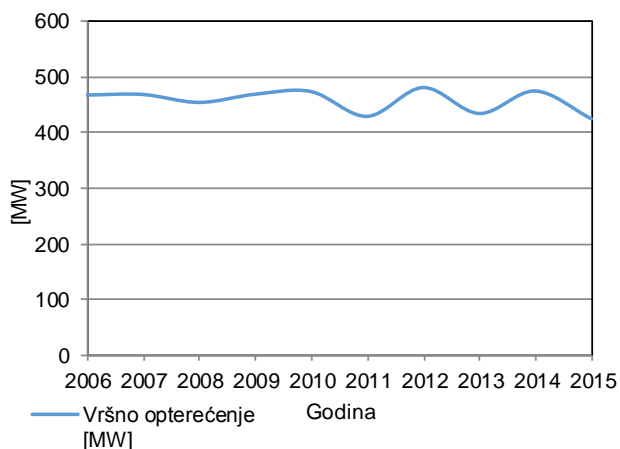


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

### 13. Elektroinstalacija Split

#### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	468,10	
2007	469,10	0,21%
2008	455,00	-3,01%
2009	469,50	3,19%
2010	474,30	1,02%
2011	430,20	-9,30%
2012	481,40	11,90%
2013	435,29	-9,58%
2014	475,30	9,19%
2015	425,90	-10,39%



Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -9,02%

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

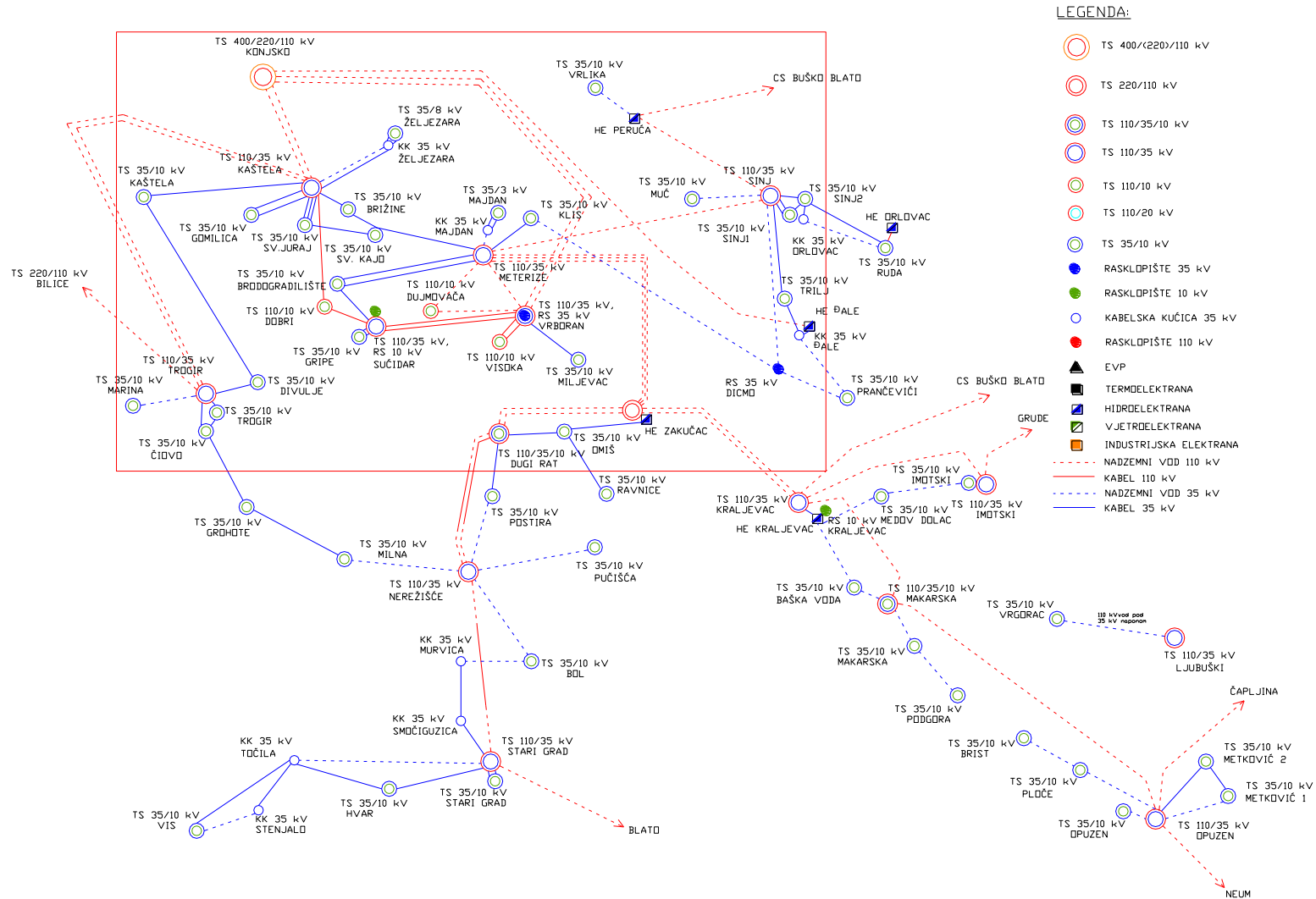
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
SUČIDAR	110/35 kV	103.000	17.500,00	16	
GRIPE	35/10 kV	16.000	12.400,00	77	
BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	48.000	18.700,00	38	
MAKARSKA	110/35 kV	40.000	36.840,00	92	
	35/10 kV	8.000	7,24	0	
	110/10 kV	20.000	18,55	0	
MAKARSKA	35/10 kV	16.000	10.900,00	68	
BAŠKA VODA	35/10 kV	16.000	15.200,00	95	
PODGORA	35/10 kV	16.000	12.700,00	79	
NEREŽIŠĆA	110/35 kV	40.000	30.010,00	75	
BOL	35/10 kV	8.000	7.600,00	95	
MILNA	35/10 kV	8.000	5.200,00	65	
POSTIRA	35/10 kV	16.000	10.900,00	68	
PUČIŠĆA	35/10 kV	12.000	8.200,00	25	
KAŠTELA	110/35 kV	189.000	84.890,00	44	
KAŠTELA	35/10 kV	16.000	16.000,00	100	
BRIŽINE	35/10 kV	16.000	5.100,00	31	
GOMILICA	35/10 kV	32.000	11.000,00	34	
SINJ	110/35 kV	80.000	32.300,00	40	
MUĆ	35/10 kV	8.000	2.900,00	36	
SINJ 1	35/10 kV	16.000	9.200,00	57	
SINJ 2	35/10 kV	16.000	9.900,00	61	
PRANČEVIĆI	35/10 kV	8.000	3.800,00	47	
RUDA	35/10 kV	8.000	3.000,00	37	
TRILJ	35/10 kV	8.000	5.800,00	72	
VRLIKA	35/10 kV	2.500	1.570,00	62	



## Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

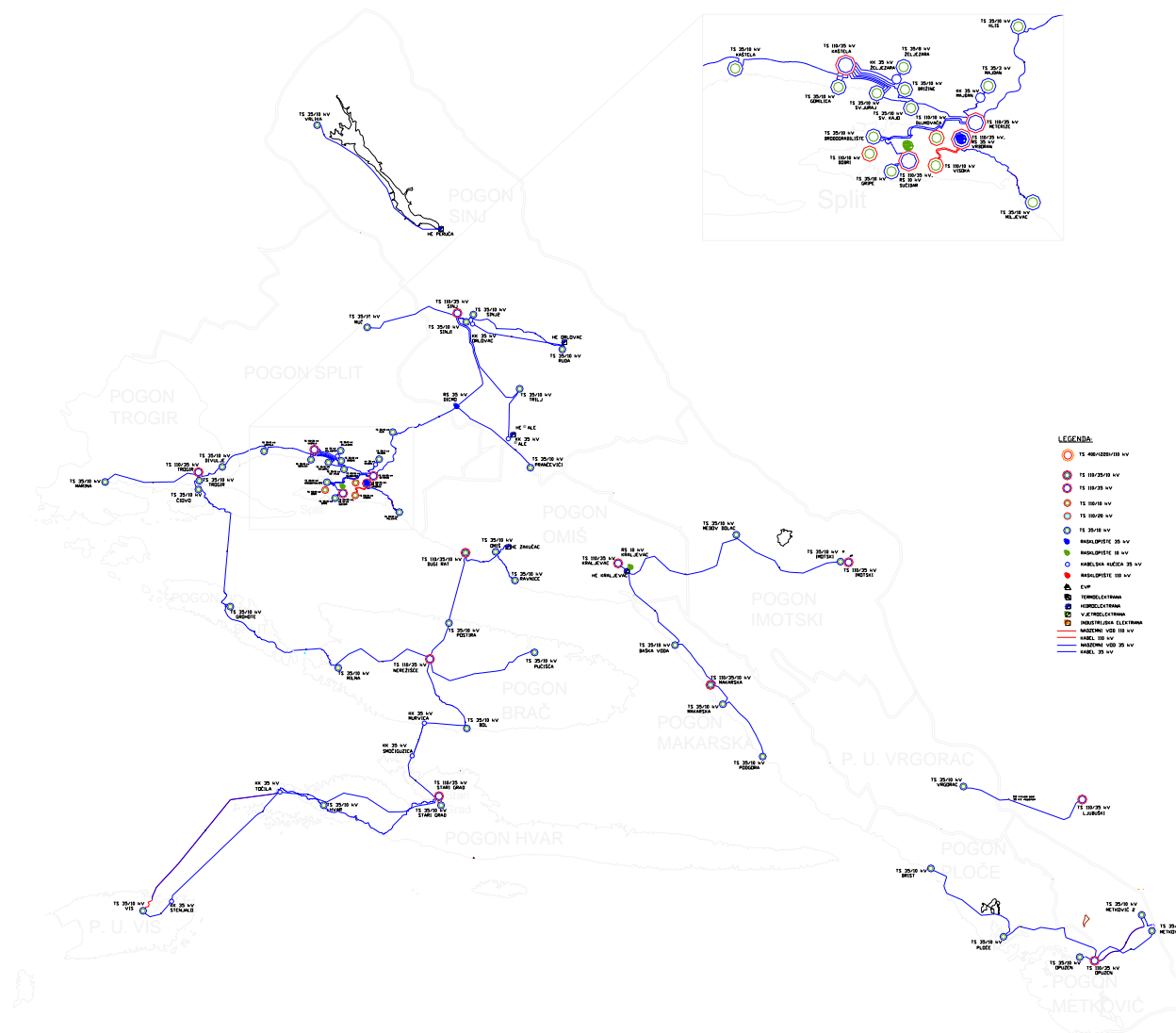
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>TROGIR</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>46.590,00</b>	<b>58</b>	
GROHOTE	35/10 kV	8.000	3.400,00	42	
ČIOVO	35/10 kV	16.000	15.900,00	99	
DIVULJE	35/10 kV	16.000	5.400,00	33	
MARINA	35/10 kV	8.000	6.600,00	82	
TROGIR	35/10 kV	16.000	13.400,00	83	
<b>STARI GRAD</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>27.340,00</b>	<b>68</b>	
STARI GRAD	35/10 kV	16.000	11.900,00	74	
HVAR	35/10 kV	16.000	10.500,00	65	
VIS	35/10 kV	8.000	5.300,00	66	
<b>VRBORAN</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>13.430,00</b>	<b>33</b>	
MILJEVAC	35/10 kV	16.000	12.800,00	80	
<b>METERIZE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>18.640,00</b>	<b>23</b>	
KLIS	35/10 kV	16.000	7.100,00	44	
<b>KRALJEVAC</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>16.690,00</b>	<b>83</b>	
KRALJEVAC	35/10 kV	8.000	5.800,00	72	
MEDOV DOLAC	35/10 kV	8.000	3.000,00	37	
	<b>110/10 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>6,62</b>	<b>0</b>	
<b>DUGI RAT</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>6.990,00</b>	<b>34</b>	
OMIŠ	35/10 kV	16.000	9.400,00	58	
RAVNICE	35/10 kV	8.000	5.800,00	72	
<b>OPUZEN</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>71.500</b>	<b>25.560,00</b>	<b>35</b>	
METKOVIĆ 1	35/10 kV	16.000	7.900,00	49	
METKOVIĆ 2	35/10 kV	8.000	5.500,00	68	
OPUZEN	35/10 kV	8.000	4.800,00	60	
BRIST	35/10 kV	16.000	7.900,00	49	
VRANJAK	35/10 kV	16.000	7.400,00	46	
<b>IMOTSKI</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>15.350,00</b>	<b>76</b>	
IMOTSKI	35/10 kV	16.000	14.900,00	93	
<b>DOBRI</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>41.780,00</b>	<b>52</b>	
<b>DUGOPOLJE</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>6.350,00</b>	<b>15</b>	
<b>DUJMOVAČA</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>33.460,00</b>	<b>41</b>	
<b>PLOČE</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>920</b>	<b>2</b>	
<b>VISOKA</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>58.600,00</b>	<b>73</b>	
<b>VRGORAC</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>6.470,00</b>	<b>16</b>	
<b>ZAGVOZD</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>1.980,00</b>	<b>4</b>	
<b>ZAKUČAC</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>14.790,00</b>	<b>36</b>	

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a

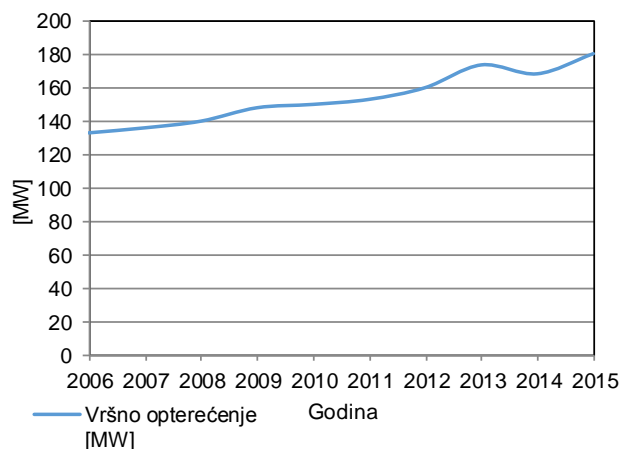


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 14. Elektra Zadar

## Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	133,00	
2007	136,00	2,26%
2008	140,00	2,94%
2009	148,00	5,71%
2010	150,00	1,35%
2011	153,00	2,00%
2012	160,00	4,58%
2013	173,60	8,50%
2014	168,29	-3,06%
2015	180,32	7,15%

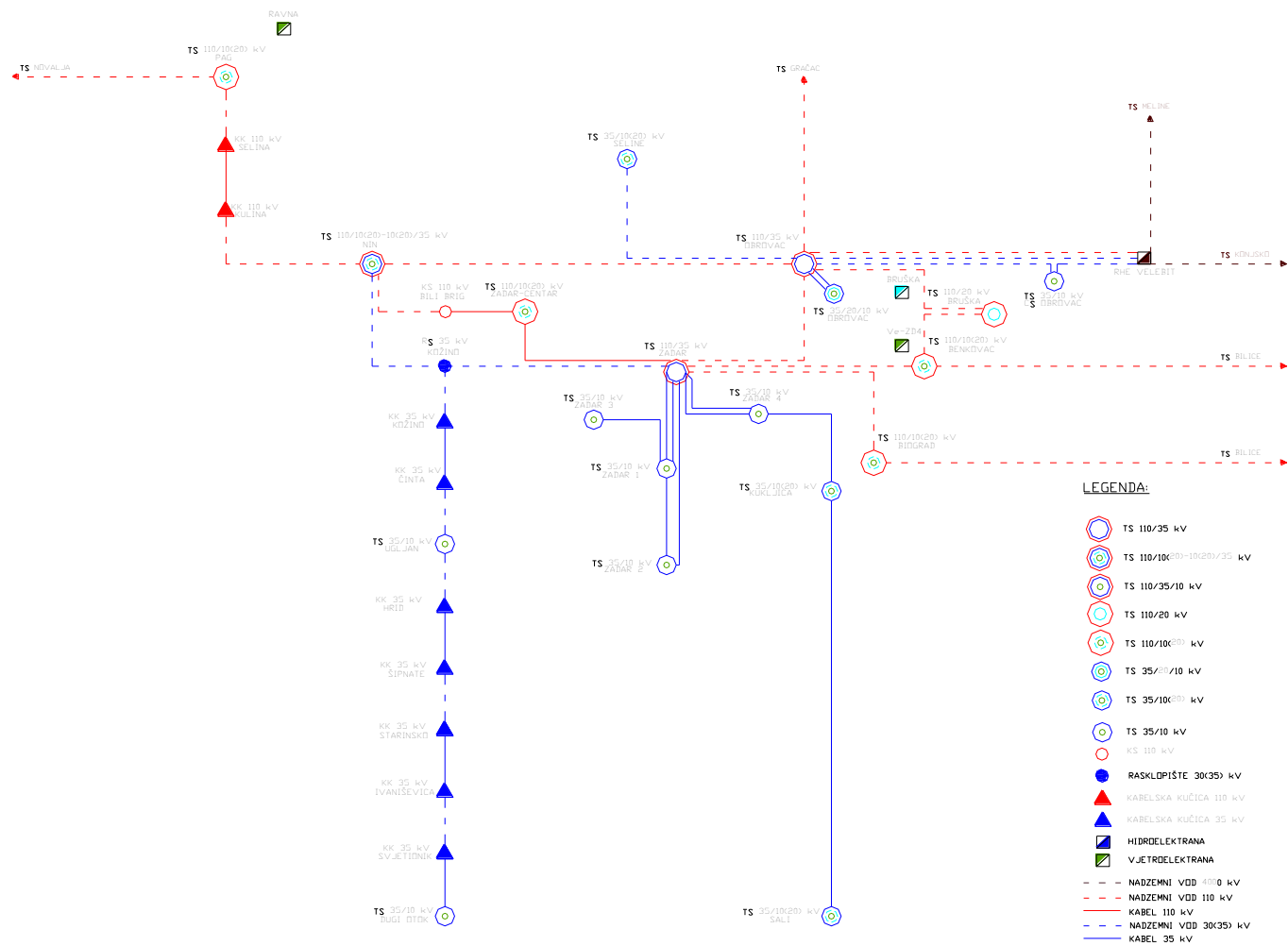


Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 35,58%

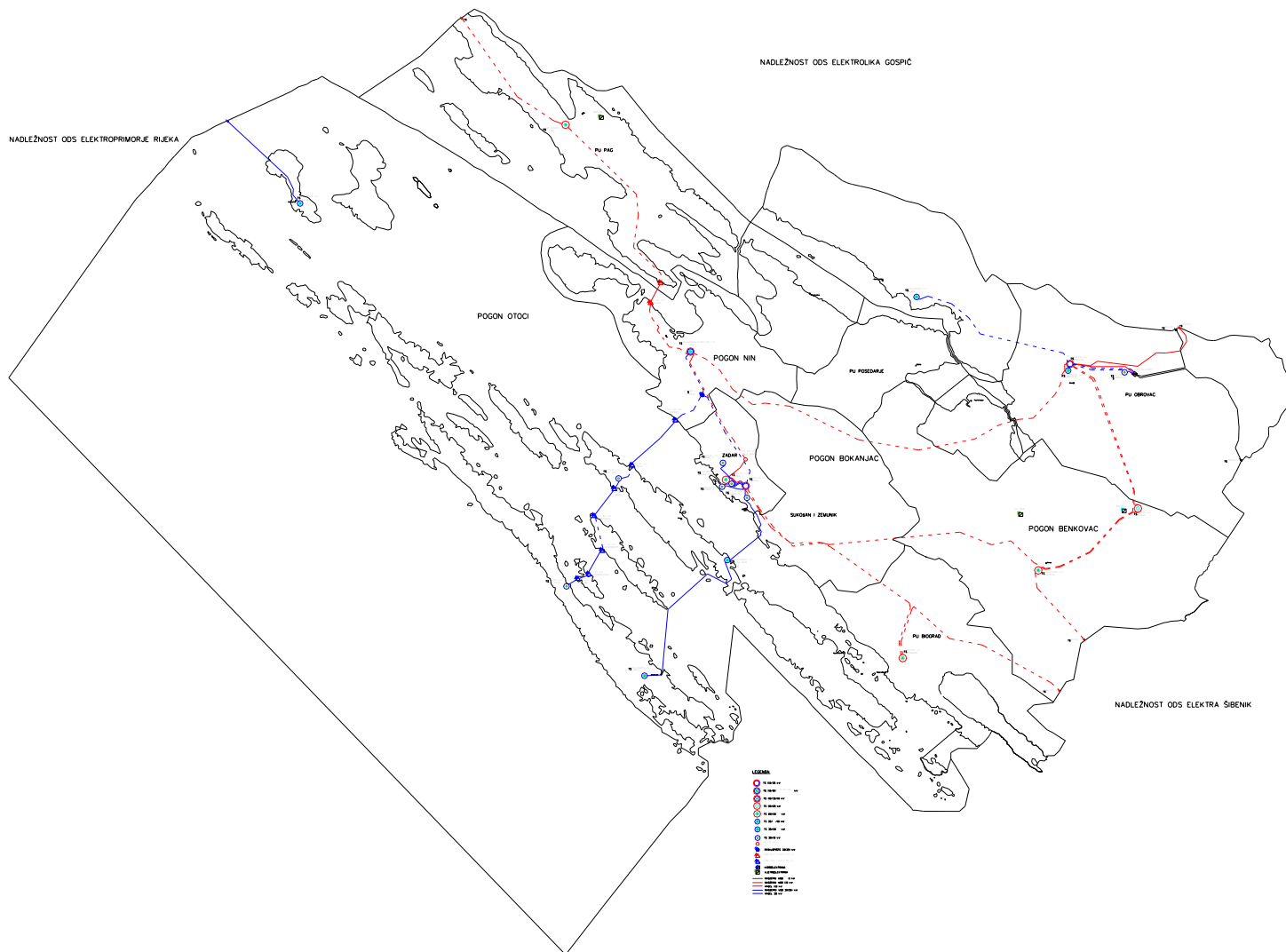
**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>ZADAR 1</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>103.000</b>	<b>48.050,00</b>	<b>46</b>	
ZADAR 1	35/10 kV	24.000	10.090,00	42	
ZADAR 2	35/10 kV	16.000	4.400,00	27	
ZADAR 3	35/10 kV	24.000	9.550,00	39	
ZADAR 4	35/10 kV	32.000	16.560,00	51	
UGLJAN	35/10 kV	8.000	3.300,00	41	
DUGI OTOK	35/10 kV	4.000	2.800,00	70	
KUKLJICA	35/10 kV	12.000	1.470,00	12	
SALI	35/10 kV	16.000	1.610,00	10	
SILBA	35/10 kV	8.000	2.130,00	26	
<b>OBROVAC</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>16.220,00</b>	<b>40</b>	
OBROVAC	35/10 kV	16.000	4.540,00	28	
SELINE	35/10 kV	16.000	10.050,00	62	
<b>BENKOVAC</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>12.510,00</b>	<b>31</b>	
<b>BIOGRAD</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>27.790,00</b>	<b>69</b>	
<b>NIN</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>30.760,00</b>	<b>76</b>	
<b>PAG</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>36.000</b>	<b>10.230,00</b>	<b>28</b>	
<b>ZADAR CENTAR</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>46.600,00</b>	<b>58</b>	

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

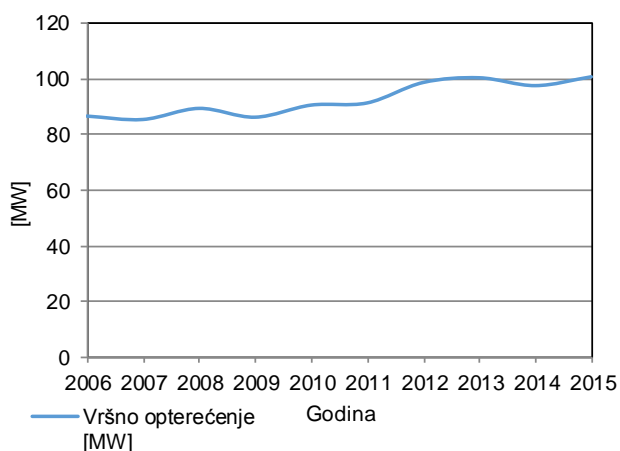


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 15. Elektra Šibenik

## Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

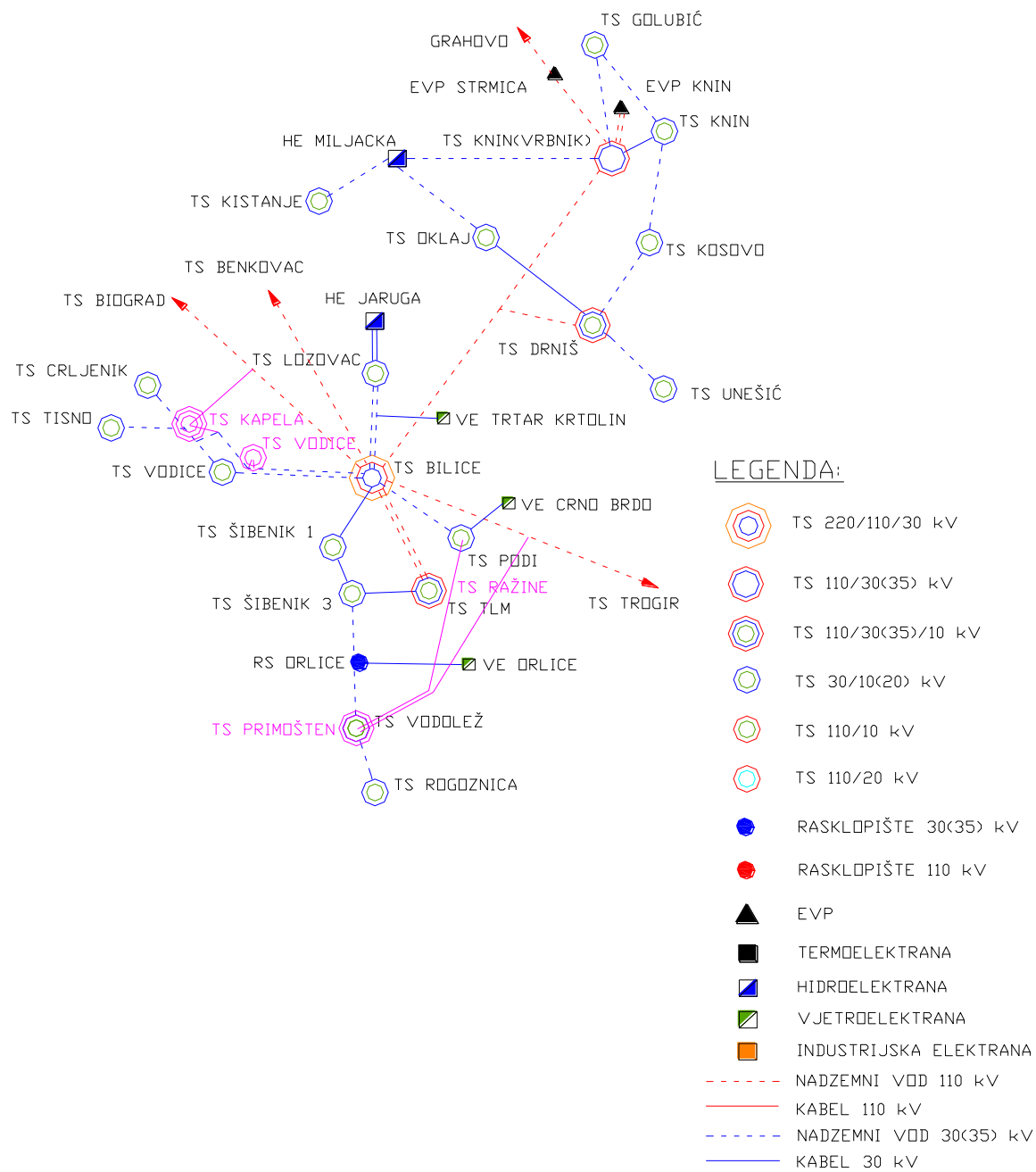
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	86,70	
2007	85,50	-1,38%
2008	89,40	4,56%
2009	86,30	-3,47%
2010	90,55	4,92%
2011	91,31	0,84%
2012	98,50	7,87%
2013	100,15	1,68%
2014	97,39	-2,76%
2015	100,50	3,19%



Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 15,92%

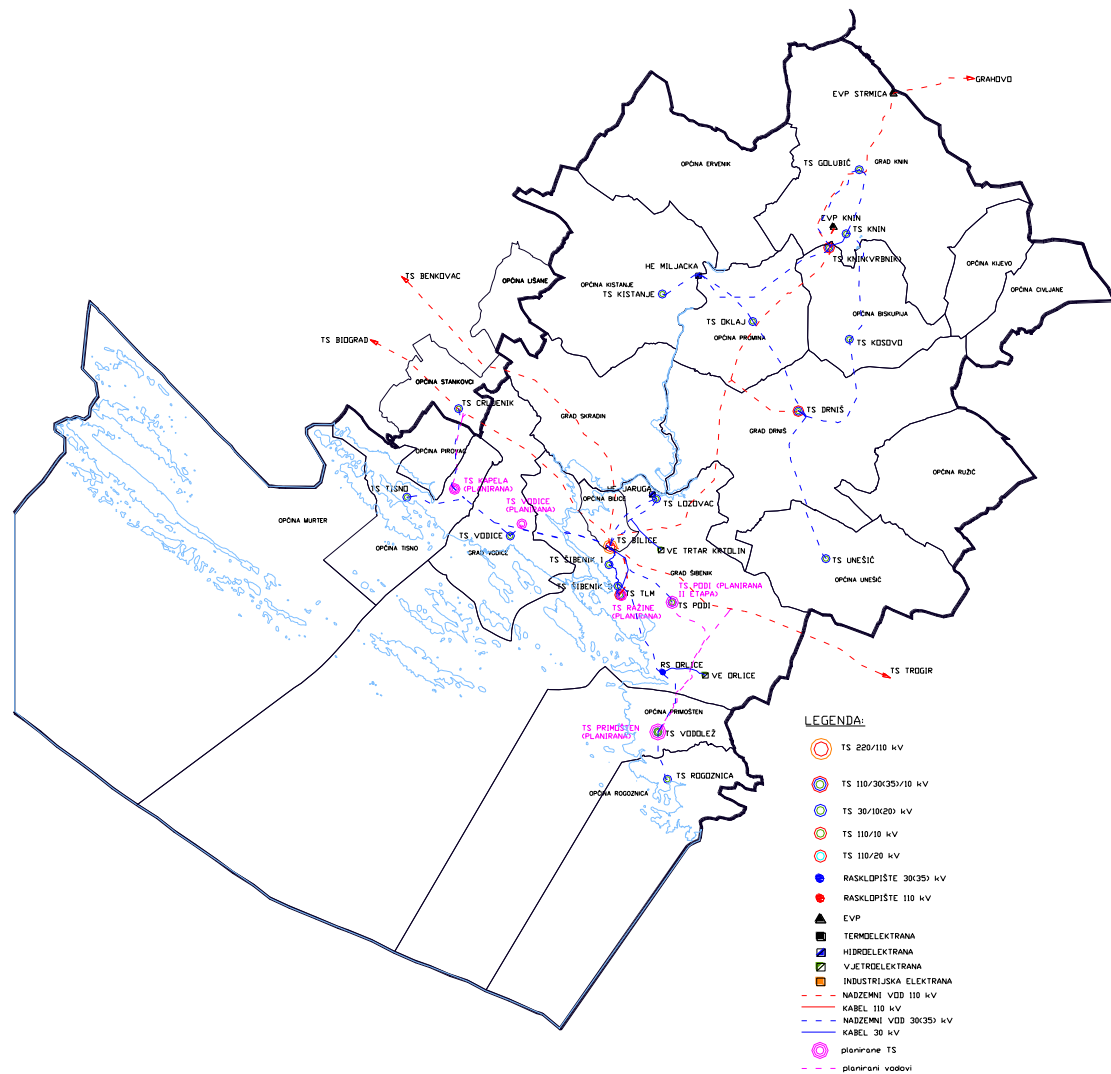
**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>BILICE</b>	<b>110/30 kV</b>	<b>166.000</b>	<b>88.000,00</b>	<b>53</b>	
TISNO	30/10 kV	16.000	14.700,00	91	
STANKOVCI	30/10 kV	6.860	2.500,00	36	
VODICE	30/10 kV	32.000	23.600,00	73	
ŠIBENIK 1	30/10 kV	24.000	17.200,00	71	
ŠIBENIK 3	30/10 kV	32.000	18.100,00	56	
PRIMOŠTEN	30/10 kV	11.430	6.700,00	58	
ROGOZNICA	30/10 kV	12.000	7.500,00	62	
LOZOVAC	30/10 kV	8.000	6.200,00	77	
PODI	30/10 kV	16.000	5.700,00	35	
	<b>35/10 kV</b>	<b>8.000</b>	<b>1.972,00</b>	<b>24</b>	
	<b>110/35 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>1.900,00</b>	<b>11</b>	
<b>DRNIŠ</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>5.700,00</b>	<b>28</b>	
UNEŠIĆ	35/10 kV	6.500	1.700,00	26	
OKLAJ	35/10 kV	5.000	500	10	
<b>KNIN</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>60.000</b>	<b>11.200,00</b>	<b>18</b>	
KNIN	35/10 kV	32.000	9.100,00	28	
KISTANJE	35/10 kV	8.000	1.500,00	18	
GOLUBIĆ	35/10 kV	6.500	800	12	
KOSOVO	35/10 kV	5.000	1.500,00	30	
HE MILJACKA	35/10 kV	2.500	2.000,00	80	



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



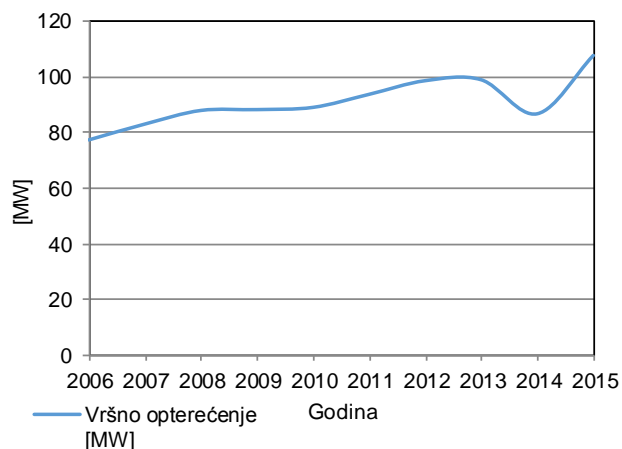


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 16. Elektrojug Dubrovnik

## Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	77,60	
2007	83,30	7,35%
2008	88,20	5,88%
2009	88,50	0,34%
2010	89,30	0,90%
2011	94,00	5,26%
2012	98,90	5,21%
2013	99,23	0,33%
2014	87,00	-12,32%
2015	108,00	24,14%

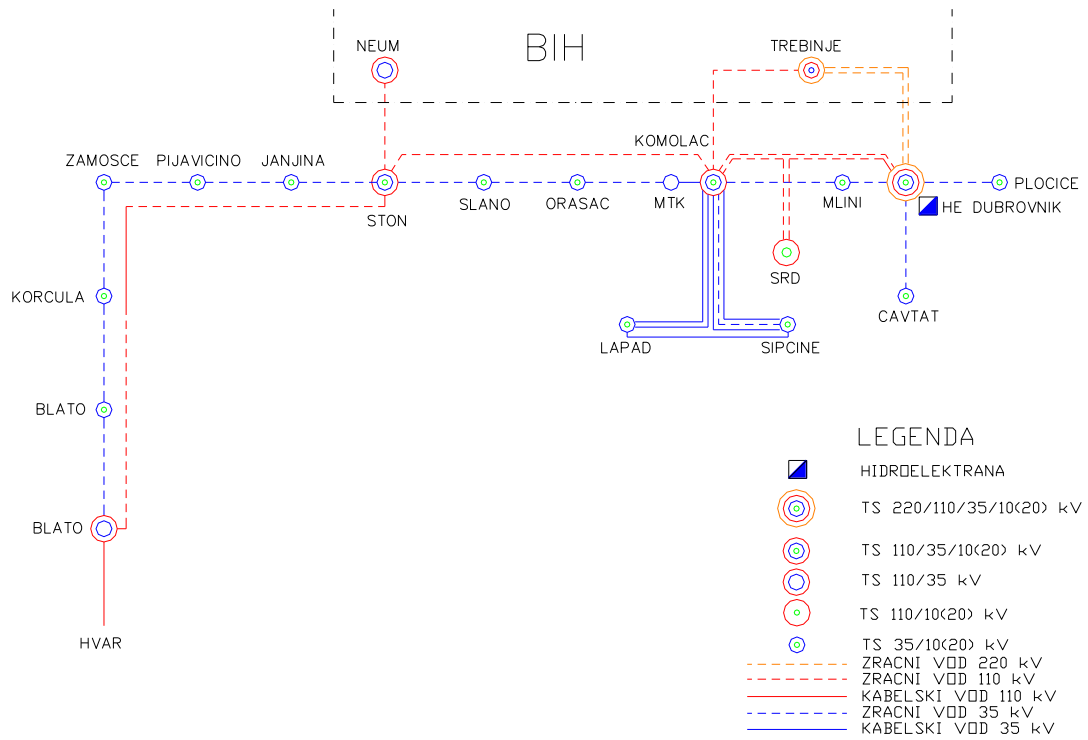


Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 39,18%

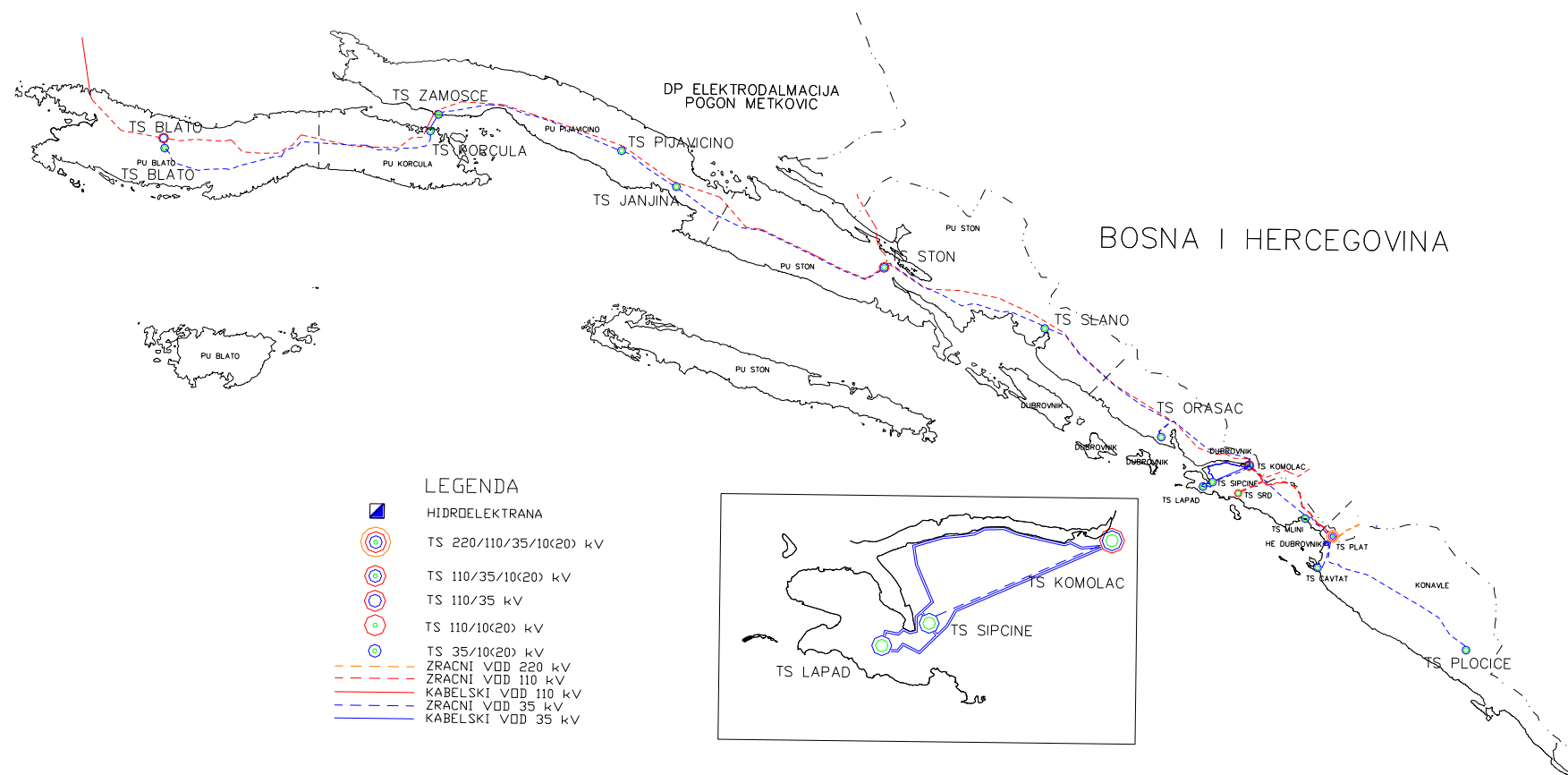
## Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>BLATO</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>17.427,00</b>	<b>43</b>	
BLATO	35/10 kV	16.000	9.000,00	56	
KORČULA	35/10 kV	8.000	7.100,00	88	
	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>7.896,00</b>	<b>19</b>	
<b>STON</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>8.000</b>	<b>3.100,00</b>	<b>38</b>	
ZAMOŠĆE	35/10 kV	8.000	6.000,00	75	
JANJINA	35/10 kV	8.000	2.100,00	26	
PIJAVIČINO	35/10 kV	6.500	4.800,00	73	
	<b>110/35 kV</b>	<b>126.000</b>	<b>56.980,00</b>	<b>45</b>	
<b>KOMOLAC</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>6.600,00</b>	<b>41</b>	
SLANO	35/10 kV	5.000	3.500,00	70	
ORAŠAC	35/10 kV	8.000	6.000,00	75	
LAPAD	35/10 kV	32.000	23.400,00	73	
ŠIPČINE	35/10 kV	32.000	20.900,00	65	
	<b>35/10 kV</b>	<b>16.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
	<b>110/10 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>4.300,00</b>	<b>21</b>	
<b>PLAT</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>14.616,00</b>	<b>73</b>	
MLINI	35/10 kV	16.000	6.600,00	41	
CAVTAT	35/10 kV	8.000	6.500,00	81	
PLOČICE	35/10 kV	6.500	2.250,00	34	

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

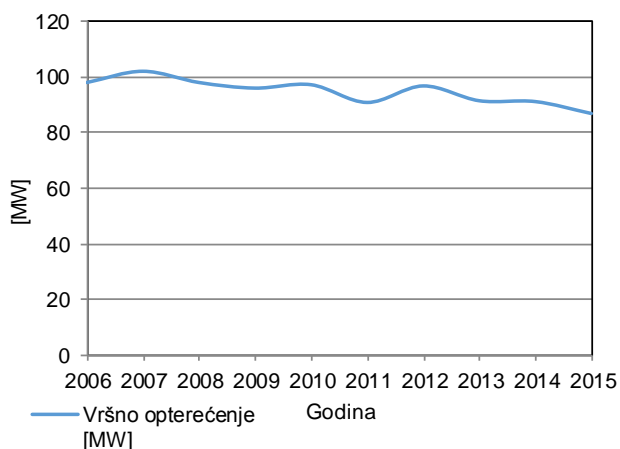


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 17. Elektra Karlovac

## Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

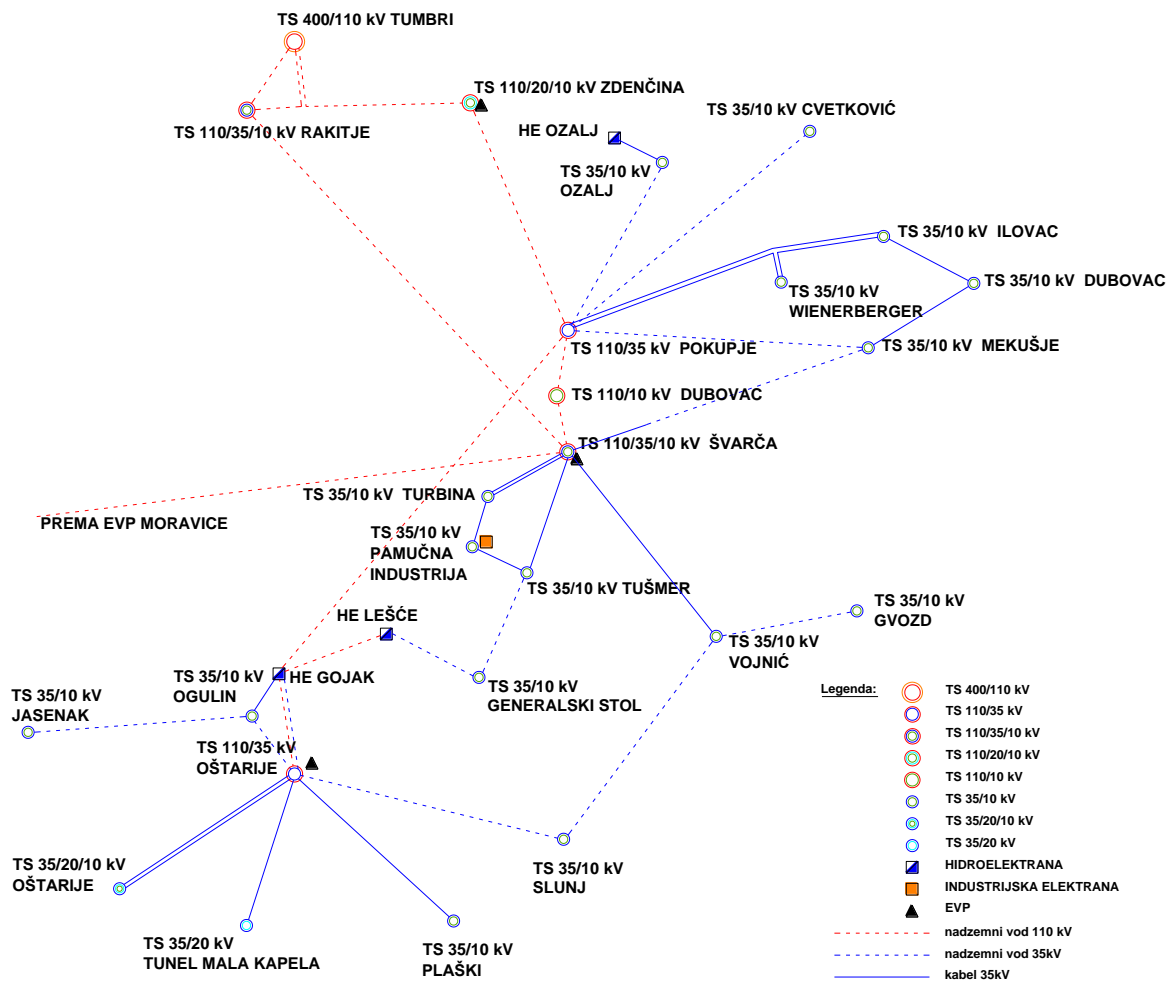
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	98,00	
2007	102,00	4,08%
2008	98,00	-3,92%
2009	96,00	-2,04%
2010	97,21	1,26%
2011	90,90	-6,49%
2012	96,78	6,47%
2013	91,51	-5,45%
2014	91,21	-0,33%
2015	86,97	-4,65%



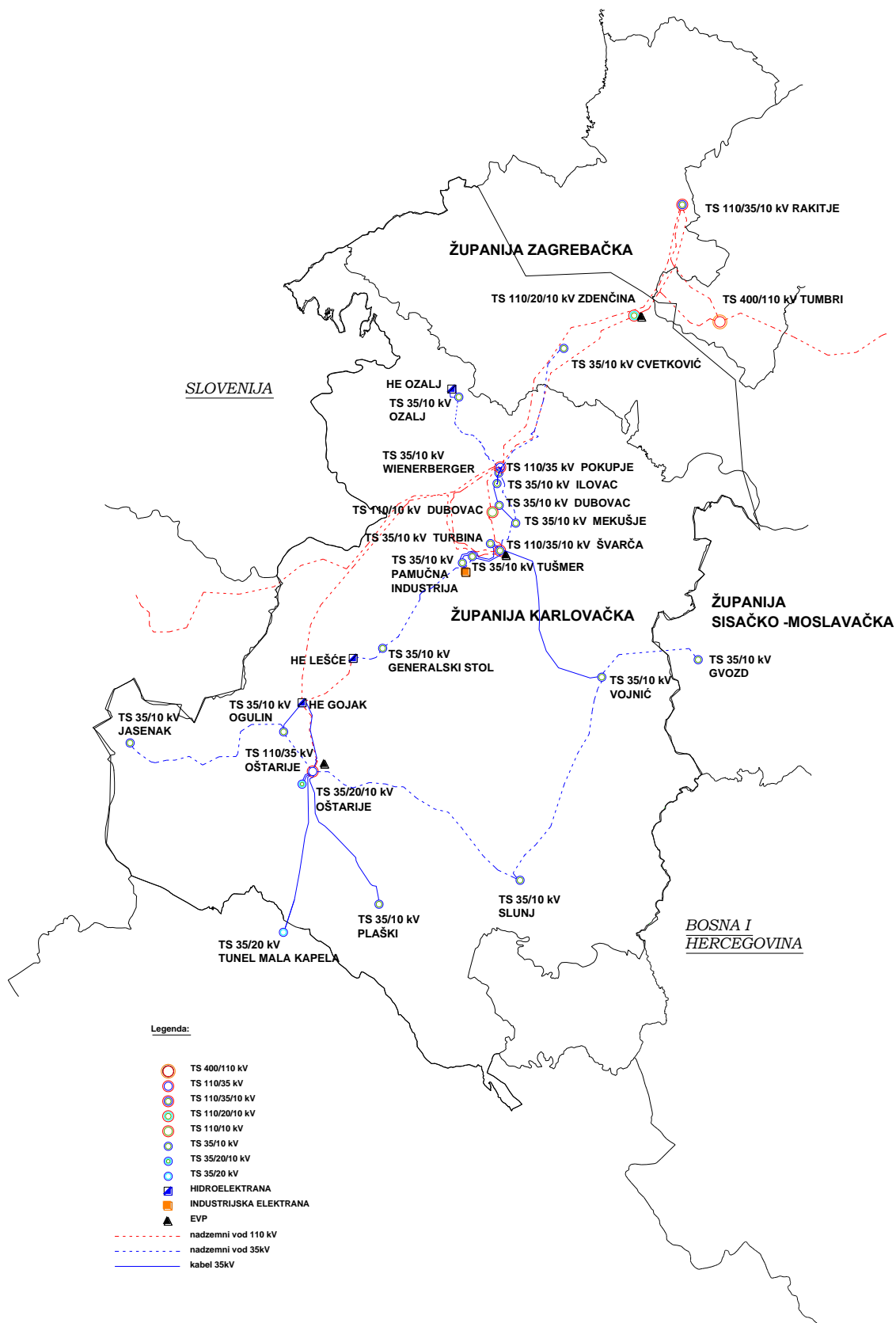
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -11,26%

**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>POKUPJE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>21.200,00</b>	<b>26</b>	
CVETKOVIĆ	35/20 kV	8.000	4.620,00	57	
OZALJ	35/10 kV	16.000	5.970,00	37	
ILOVAC	35/20 kV	8.000	1.820,00	22	
	35/10 kV	16.000	11.550,00	72	
DUBOVAC	35/10 kV	16.000	6.620,00	41	
MEKUŠJE	35/10 kV	8.000	9.450,00	118	
<b>ŠVARČA</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>22.000</b>	<b>8.890,00</b>	<b>40</b>	
	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>15.400,00</b>	<b>38</b>	
TUŠMER	35/10 kV	8.000	8.000,00	100	
GENERALSKI STOL	35/10 kV	8.000	1.890,00	23	
TURBINA	35/10 kV	5.000	1.247,00	24	
	35/10 kV	2.500	1.500,00	60	
	35/10 kV	4.000	1.500,00	37	
VOJNIĆ	35/10 kV	8.000	2.870,00	35	
<b>OŠTARIJE</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>16.920,00</b>	<b>42</b>	
OŠTARIJE	35/10 kV	8.000	3.740,00	46	
	35/20 kV	8.000	2.180,00	27	
OGULIN	35/10 kV	16.000	6.020,00	37	
JASENAK	35/10 kV	5.000	730	14	
PLAŠKI	35/10 kV	5.000	1.320,00	26	
SLUNJ	35/10 kV	8.000	3.750,00	46	
<b>ZDENČINA</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>19.610,00</b>	<b>49</b>	
<b>DUBOVAC</b>	<b>110/10 kV</b>	<b>80.000</b>	<b>18.600,00</b>	<b>23</b>	



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

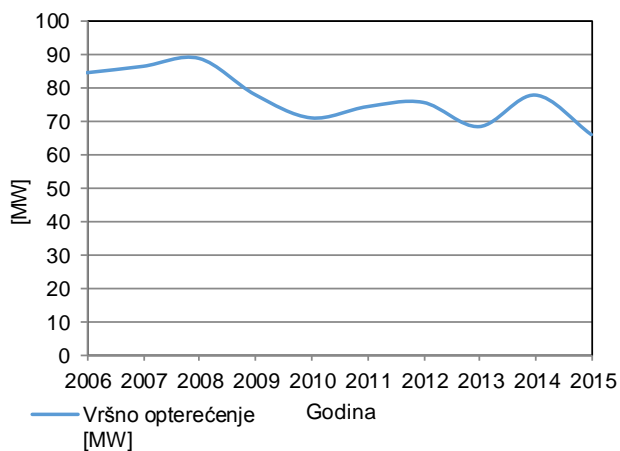


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 18. Elektra Sisak

## Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	84,63	
2007	86,53	2,25%
2008	88,90	2,74%
2009	78,11	-12,14%
2010	71,18	-8,87%
2011	74,52	4,69%
2012	75,80	1,72%
2013	68,58	-9,53%
2014	77,97	13,69%
2015	66,20	-15,10%



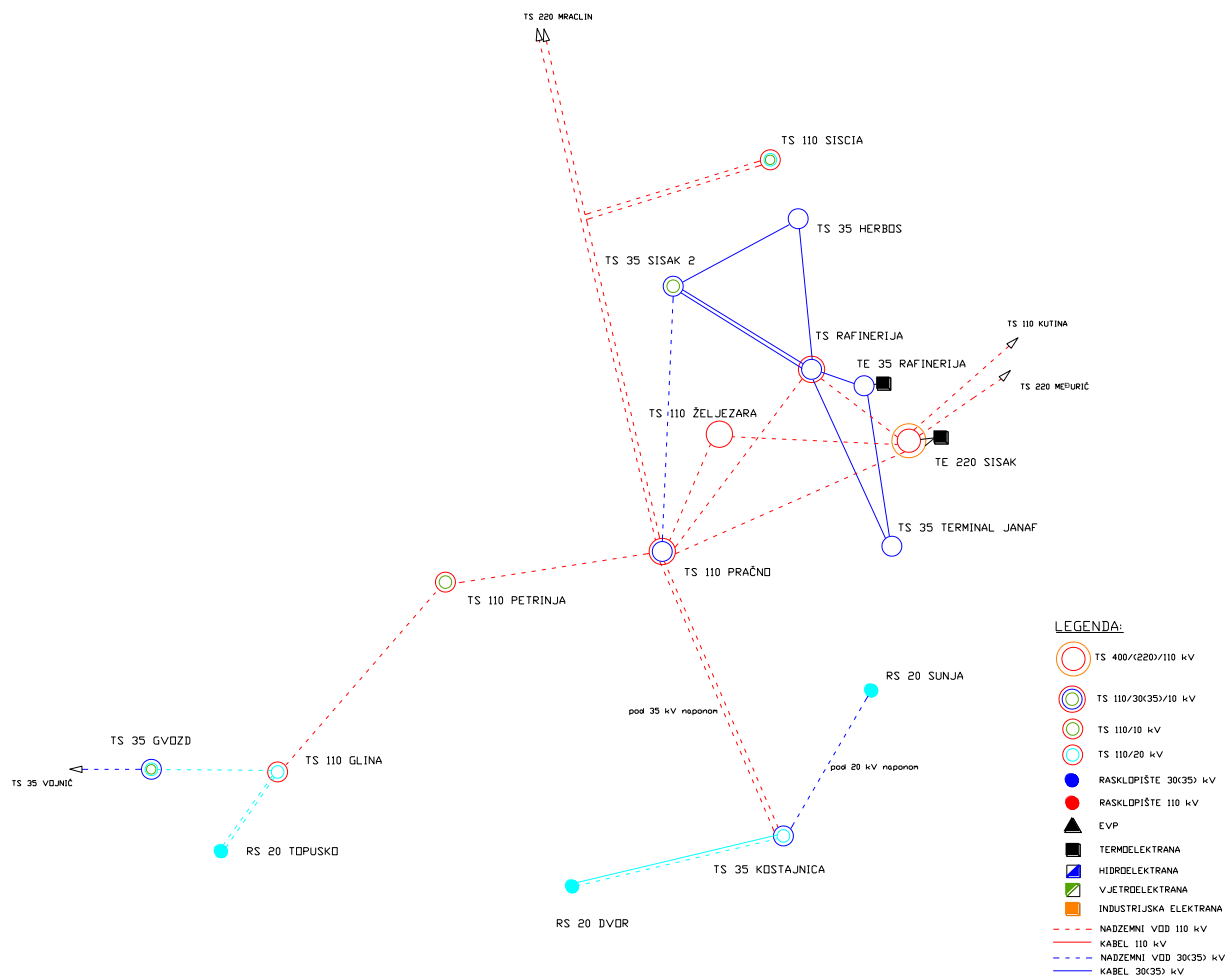
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -21,78%

**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

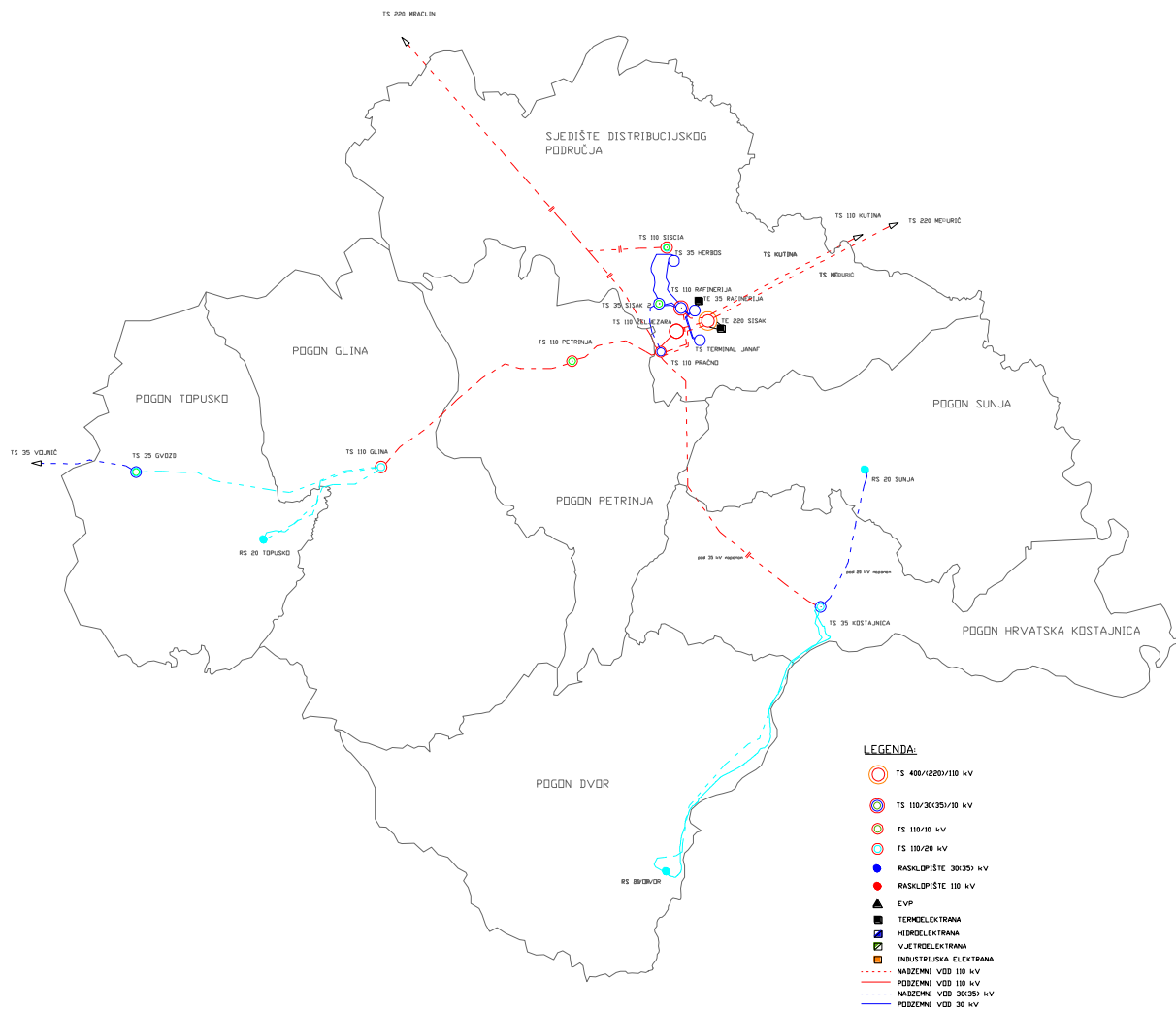
NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>PRAČNO</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>13.503,00</b>	<b>33</b>	
SISAK 2	35/10 kV	32.000	9.365,00	29	
KOSTAJNICA	35/20 kV	16.000	7.297,00	45	
SISCIA	110/10 kV	20.000	8.125,00	40	
	110/20 kV	20.000	12.078,00	60	
PETRINJA	110/10 kV	40.000	10.760,00	26	
GLINA	110/20 kV	40.000	6.423,00	16	
GVOZD	35/10 kV	8.000	6.497,00	81	
RAFINERIJA	110/35 kV	94.500	32.351,00	34	



Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

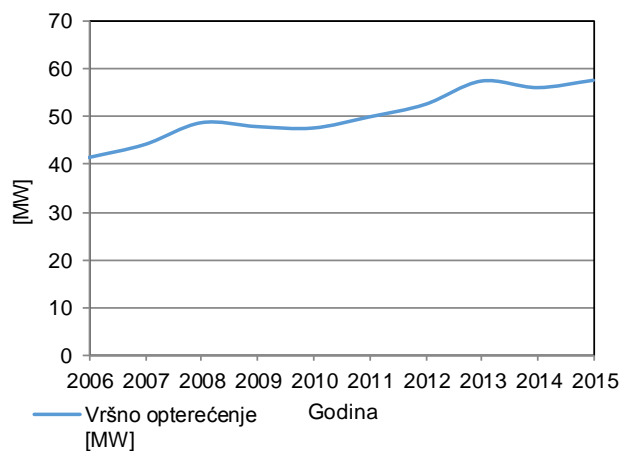


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 19. Elektrolika Gospić

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	41,50	
2007	44,20	6,51%
2008	48,70	10,18%
2009	47,90	-1,64%
2010	47,60	-0,63%
2011	49,90	4,83%
2012	52,50	5,21%
2013	57,33	9,20%
2014	55,98	-2,35%
2015	57,50	2,72%

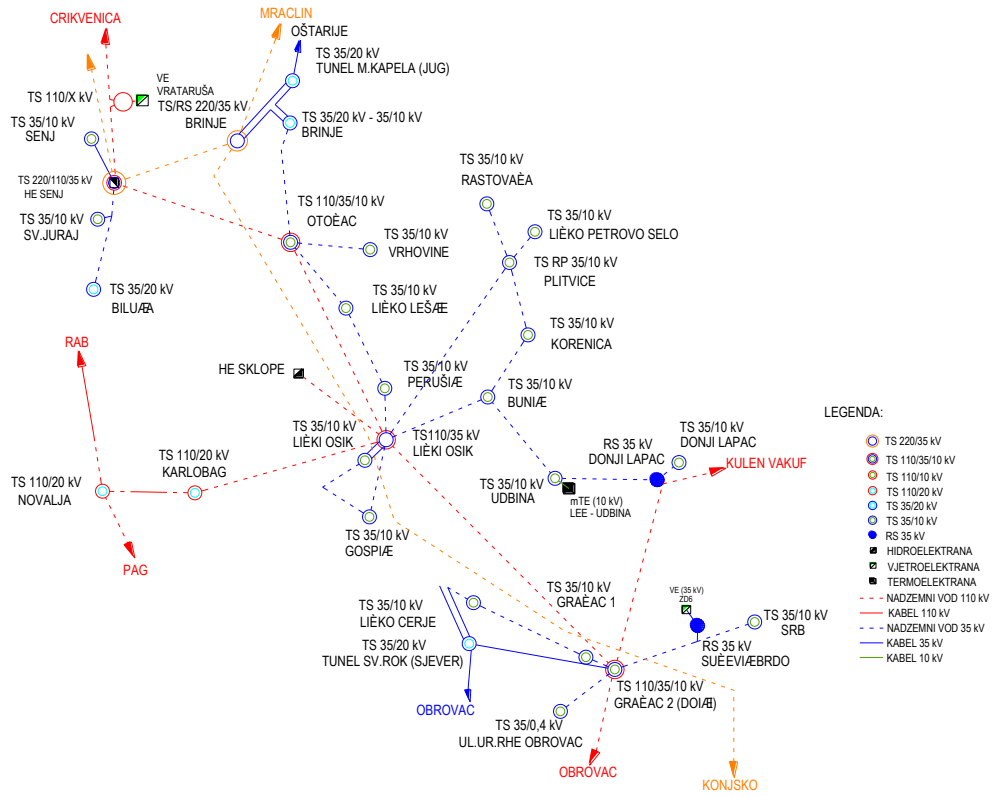


Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: 38,55%

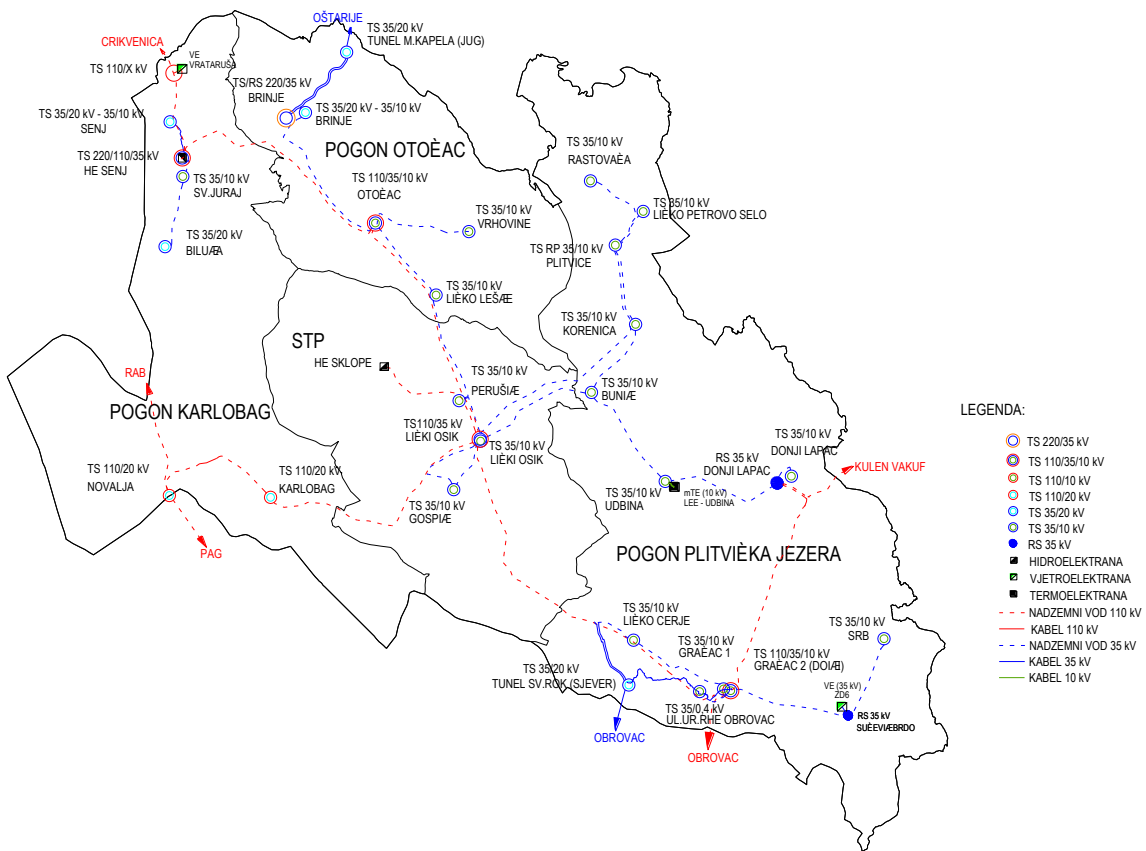
**Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI prikljčenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini**

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
<b>LIČKI OSIK</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>18.648,00</b>	<b>46</b>	
GOSPIĆ	35/10 kV	16.000	9.127,00	57	
PERUŠIĆ	35/10 kV	5.000	3.072,00	61	
LIČKI OSIK	35/10 kV	5.000	1.262,00	25	
BUNIĆ	35/10 kV	2.500	336	13	
KORENICA	35/10 kV	8.000	2.295,00	28	
UDBINA	35/10 kV	8.000	1.690,00	21	
PLITVICE	35/10 kV	6.500	1.565,00	24	
RASTOVAČA	35/10 kV	5.000	1.963,00	39	
LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	5.000	1.169,00	23	
DONJI LAPAC	35/10 kV	5.000	1.700,00	34	
	<b>35/10 kV</b>	<b>8.000</b>	<b>4.881,00</b>	<b>0</b>	
<b>OTOČAC</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>8.232,00</b>	<b>20</b>	
LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	5.000	960	19	
VRHOVINE	35/10 kV	5.000	810	16	
<b>BRINJE</b>	<b>220/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>3.304,00</b>	<b>16</b>	
	35/10 kV	8.000	1.149,00	14	
BRINJE	35/20 kV	8.000	1.891,00	23	
TUNEL MALA KAPELA	35/20 kV	16.000	2.150,00	13	
<b>HE SENJ</b>	<b>110/35 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>6.026,00</b>	<b>30</b>	
	35/10 kV	4.000	1.429,00	35	
SENJ	35/20 kV	4.000	2.928,00	73	
SVETI JURAJ	35/10 kV	4.000	1.198,00	29	
BILUĆA	35/20 kV	2.500	1.218,00	48	
	<b>110/35 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>-7.616,00</b>	<b>-20</b>	
<b>GRAČAC 2 (DOIĆI)</b>	<b>35/10 kV</b>	<b>5.000</b>	<b>1.458,00</b>	<b>29</b>	
SRB	35/10 kV	4.100	500	12	
GRAČAC 1	35/10 kV	2.500	1.118,00	44	
LIČKO CERJE	35/10 kV	3.200	947	29	
TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	16.000	1.480,00	9	
<b>KARLOBAG</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>20.000</b>	<b>2.244,00</b>	<b>11</b>	
<b>NOVALJA</b>	<b>110/20 kV</b>	<b>40.000</b>	<b>20.918,00</b>	<b>52</b>	

Desetogodišnji (2017.-2026.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a



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

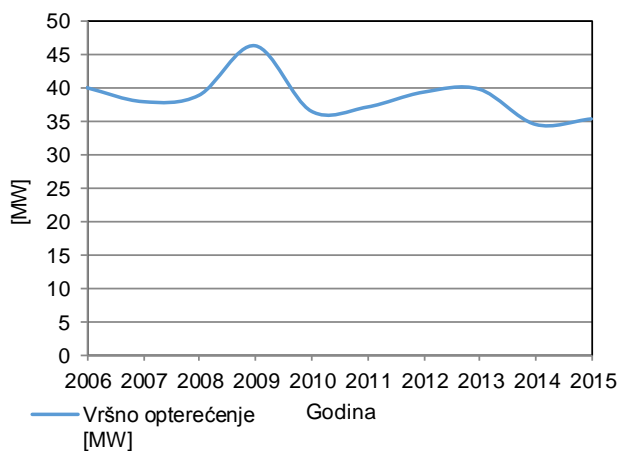


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 20. Elektra Virovitica

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

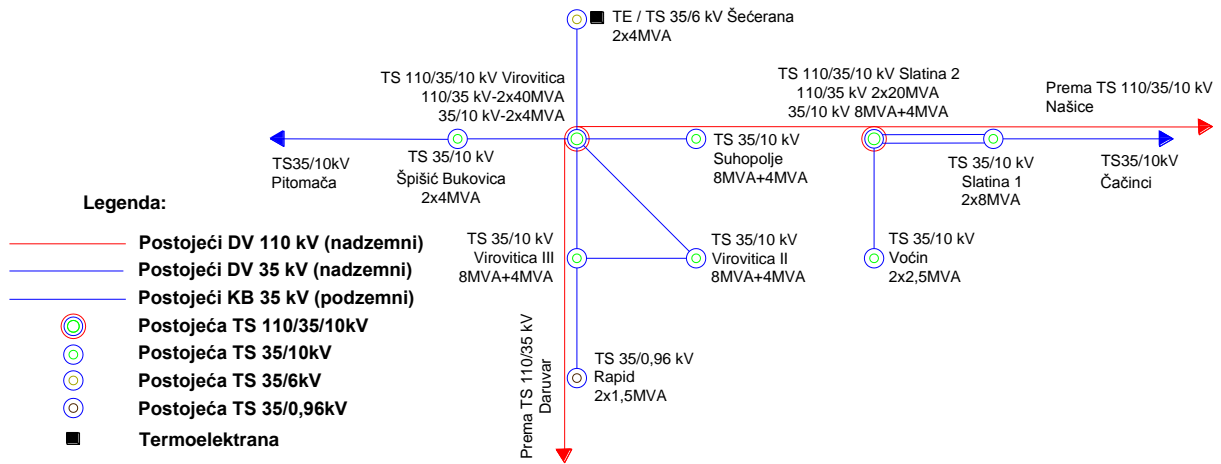
Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	40,11	
2007	38,05	-5,14%
2008	38,99	2,47%
2009	46,32	18,80%
2010	36,66	-20,85%
2011	37,25	1,61%
2012	39,45	5,91%
2013	39,90	1,14%
2014	34,69	-13,06%
2015	35,50	2,33%



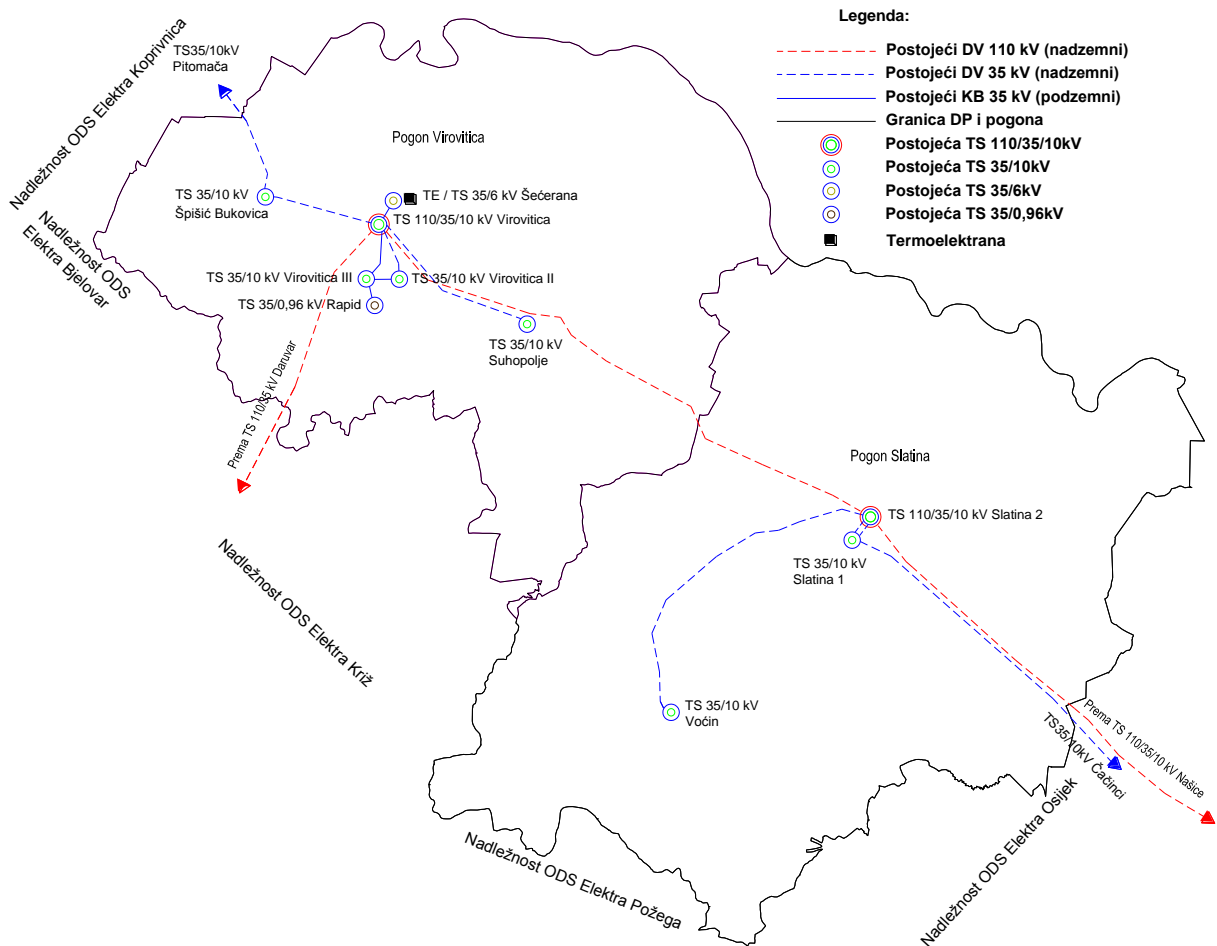
Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -11,49%

### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
VIROVITICA I	110/35 kV	80.000	24.530,00	30	
	35/10 kV	8.000	3.390,00	42	
VIROVITICA II	35/10 kV	12.000	5.730,00	47	
VIROVITICA III	35/10 kV	12.000	5.880,00	49	
SUHOPOLJE	35/10 kV	12.000	4.020,00	33	
ŠPIŠIĆ BUKOVICA	35/10 kV	8.000	2.350,00	29	
SLATINA II	110/35 kV	60.000	15.790,00	26	
	35/10 kV	12.000	3.550,00	29	
SLATINA I	35/10 kV	16.000	5.320,00	33	
VOĆIN	35/10 kV	5.000	1.830,00	36	



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

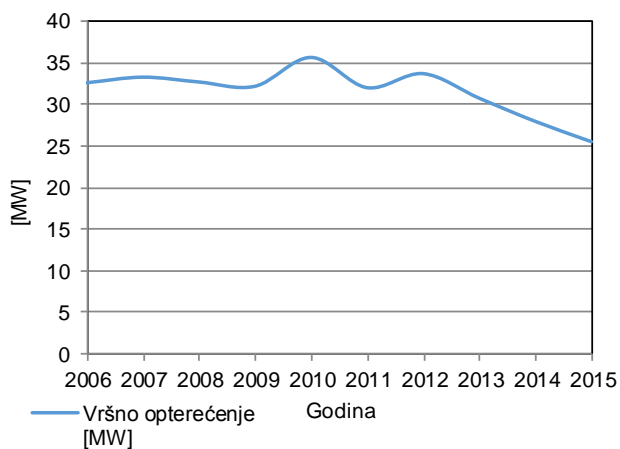


Slika 2. Topološki prikaz 110 i 30(35) kV mreže distribucijskog područja

## 21. Elektra Požega

### Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2006.-2015.

Godina	Vršno opterećenje [MW]	Godišnja promjena vršnog opterećenja [%]
2006	32,59	
2007	33,26	2,06%
2008	32,68	-1,74%
2009	32,17	-1,56%
2010	35,62	10,72%
2011	32,00	-10,16%
2012	33,68	5,25%
2013	30,74	-8,73%
2014	27,97	-9,01%
2015	25,54	-8,69%

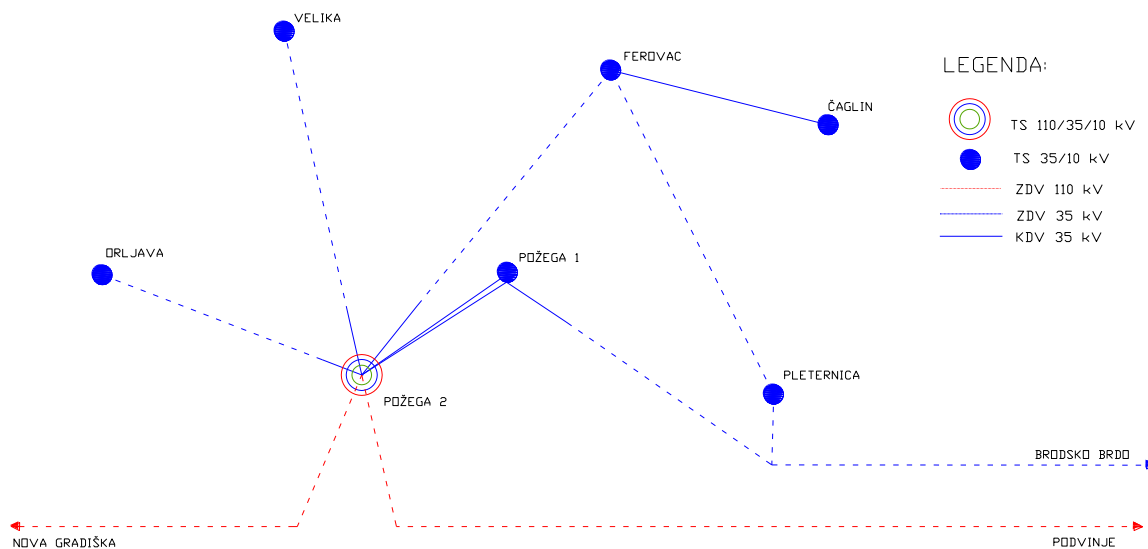


Ukupan desetogodišnji  
porast vršnog opterećenja: -21,63%

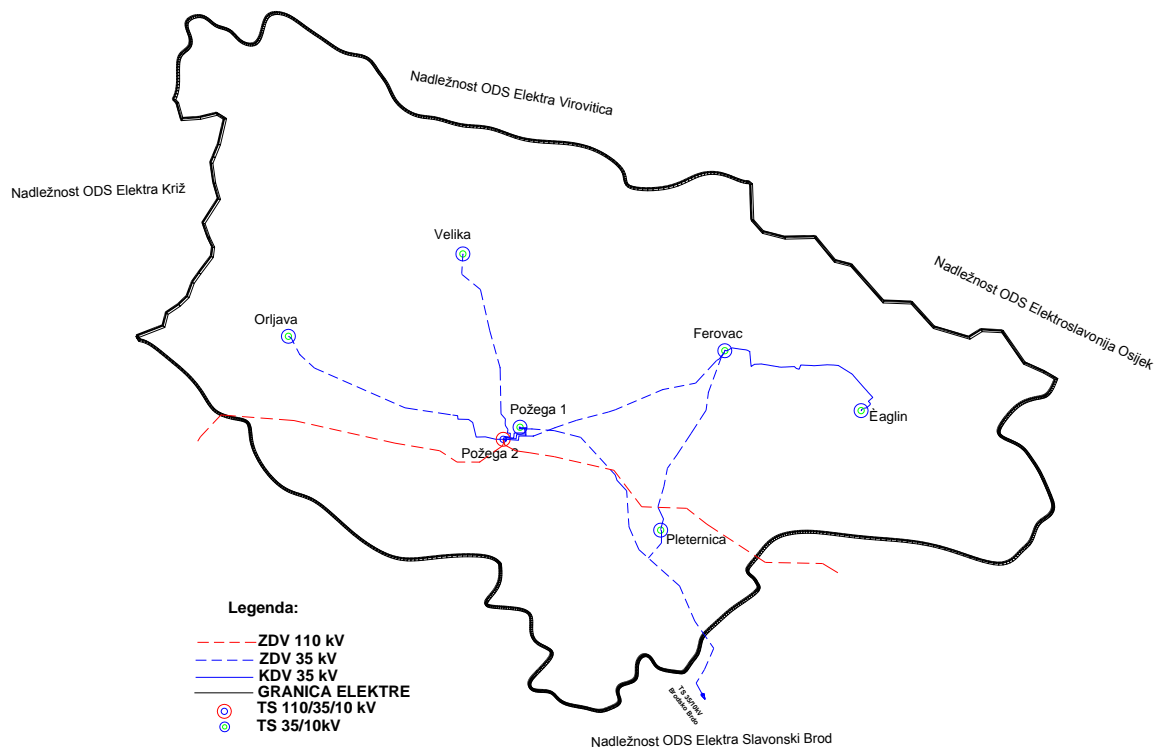
### Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2015. godini

NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (kVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE (kVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (kW)
POŽEGA-2	110/35 kV	80.000	25.536,00	31	
	35/10 kV	16.000	8.350,00	52	
ČAGLIN	35/10 kV	5.000	860	17	
FEROVAC	35/10 kV	8.000	3.410,00	42	
ORLJAVA	35/10 kV	5.000	1.820,00	36	
PLETERNICA	35/10 kV	8.000	3.880,00	48	
POŽEGA-1	35/10 kV	16.000	7.320,00	45	
VELIKA	35/10 kV	8.000	3.460,00	43	





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.	<b>IZRADA PLANA</b>	
	Koordinacija tima i aktivnosti Poslovni ciljevi i planovi razvoja Obrada ulaznih podataka Analiza postojećeg stanja, vršnog opterećenja i potrošnje Razrada ulaganja u elektroenergetske objekte	<b>HEP ODS, Sektor za tehničke poslove, Odjel za investicije i Odjel za razvoj i pristup mreži</b> 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.	<b>APLIKACIJA „HEP ODS – PLANIRANJE RAZVOJA“ – DORADA I KORISNIČKA PODRŠKA</b>	
		<b>HEP ODS, Sektor za tehničke poslove, Odjel za investicije i Odjel za razvoj i pristup mreži</b> Anđelko Tunjić, dipl. ing. Krešimir Ugarković, dipl. ing. Mladen Vuksanić, dipl. ing. Igor Đurić, dipl. ing. Tanja Marijanić, dipl.ing. Ivan Orišak, mag. ing.
		<b>HEP d.d., Sektor za informatiku i telekomunikacije</b> Mario Fistanić, dipl. ing. Irena Mihotić, dipl. ing.
3.	<b>UNOS PODATAKA U APLIKACIJU „HEP ODS – PLANIRANJE RAZVOJA“</b>	
	Postojeće stanje distribucijske mreže Pogonski podaci Ulaganja u elektroenergetske objekte	<b>HEP ODS, distribucijska područja:</b>  <b>Službe za razvoj i investicije</b> <b>Odjeli za investicije</b> <b>Odjeli za razvoj i pristup mreži</b>
4.	<b>OSTALO (KARAKTERISTIKE MREŽE I RAZRADA ULAGANJA)</b>	
		<b>HEP ODS, Sjedište i Sektor za tehničke poslove</b>
	Distribuirani izvori	Matej Cvitanović, dipl. ing. Roko Ivković, 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.	<b>FINANCIJSKO PLANIRANJE</b>	
		<b>HEP ODS, Sektor za potporne poslove</b> Iva Dugandžić, dipl. oec.
		<b>HEP d.d., Sektor za kontroling</b> Snježana Pauk, dipl. oec.
		<b>HEP d.d., Sektor za računovodstvo</b> Vera Knez, dipl. oec.