HEP OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA d.o.o.

DESETOGODIŠNJI (2023. – 2032.) PLAN RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-a

s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Zagreb, veljača 2023.

© 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 I
POPIS SLIKA IV
IZVRŠNI SAŽETAK VI
1. Uvod 15
2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja 18
2.1. Poslovni ciljevi 19
2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže 22
2.2.1. Gospodarske aktivnosti 22
2.2.2. Novi zakoni i propisi 23
2.2.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja 24
2.2.4. Distribuirana proizvodnja 25
2.2.5. Primjena koncepta Napredne mreže 25
2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje 29
3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže 31
3.1. Opći i karakteristični podaci 32
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže 33
3.2.1. Pojne točke 110 kV 35
3.2.2. Pojne točke 35 kV 39
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona 44
3.2.4. Vodovi 35 kV 45
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN 49
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV 53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci 56
3.2.8. Distribuirani izvori 59
4. Pogonske značajke distribucijskog sustava 63
4.1. Potrošnja i vršno opterećenje 64
4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje 64
4.1.2. Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske 66
4.1.3. Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava 67
4.2. Gubici u distribucijskoj mreži 69
4.2.1. Ostvareni gubici 69
4.2.2. Struktura gubitaka 69

4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka ... 71
4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži ... 71
5. Planovi razvoja distribucijske mreže ... 74
5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja ... 75
5.2. Podloge za izradu planova razvoja ... 76
5.2.1. Informatička podrška izradi planova ... 76
5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže ... 77
5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja ... 78
6. Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje ... 81
6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV ... 86
6.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom ... 89
6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV ... 89
6.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV ... 90
6.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV ... 91
6.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV ... 92
6.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova ... 92
6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova ... 93
6.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV ... 94
6.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV ... 95
6.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV ... 96
6.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova ... 97
6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova ... 98
6.3.5. Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon ... 100
6.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV ... 102
6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova ... 103
6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV ... 104
6.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika ... 105
6.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka ... 107
6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave, napredne mreže i razvoj ... 107
6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura ... 107
6.5.2. Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže ... 111
6.5.3. Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja ... 114
6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost ... 114
6.5.5. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže ... 117
6.5.6. Nove tehnologije i tehnološki razvoj ... 118
6.5.7. Rekapitulacija ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže ... 120
6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu ... 121
6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila ... 121

6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori ... 123
6.6.3. Poslovna informatika i podrška poslovanju ... 126
6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi ... 128
6.7. Sufinancirana ulaganja ... 130
6.7.1. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža ... 130
6.7.2. Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky) ... 134
6.7.3. Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa počevši od 28. prosinca 2020. godine .. 136
6.7.4. Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka ... 138
6.7.5. Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima ... 140
6.7.6. Modernizacija i razvoj napredne mreže ... 142
6.7.7. Securing a future for Griffon Vultures in Croatia (LIFE SUPport) ... 144
6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ... 146
7. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže ... 148
7.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a ... 149
7.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a ... 149
7.3. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. ... 150
7.4. Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine ... 152
7.4.1. Polazišta i nacionalni ciljevi ... 152
7.4.2. Mjera ENU – 16 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži ... 153
7.5. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci ... 154
7.5.1. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži ... 154
7.5.2. Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2018 ... 155
7.5.3. Procjena očekivanih učinaka ... 156
8. Financijsko planiranje ... 158
8.1. Planska financijska izvješća ... 159
8.2. Planirani izvori financiranja ... 161
8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/2022) ... 161
9. Zaključak ... 163
10. Literatura ... 166
11. Prilozi ... 169
11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže ... 171
11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte ... 175
11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a ... 175
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio ... 179
11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte ... 181
11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV ... 181

11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV 182
11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV 183
11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV 184
11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja 185
1. Elektra Zagreb 185
2. Elektra Zabok 189
3. Elektra Varaždin 191
4. Elektra Čakovec 193
5. Elektra Koprivnica 195
6. Elektra Bjelovar 197
7. Elektra Križ 199
8. Elektroslavonija Osijek 201
9. Elektra Vinkovci 205
10. Elektra Slavonski Brod 207
11. Elektroistra Pula 210
12. Elektroprimorje Rijeka 214
13. Elektrodalmacija Split 218
14. Elektra Zadar 222
15. Elektra Šibenik 225
16. Elektrojug Dubrovnik 228
17. Elektra Karlovac 231
18. Elektra Sisak 235
19. Elektrolika Gospić 238
20. Elektra Virovitica 241
21. Elektra Požega 243
11.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2023. – 2032. 245

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 HEP ODS – karakteristični podaci ... 33
Tablica 3.2 Stanje transformacije i broja polja u TS VN/SN i TS SN/SN HEP ODS-a ... 34
Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova ... 45
Tablica 3.4 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova ... 45
Tablica 3.5 Pregled duljine 35 kV kabelskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) ... 47
Tablica 3.6 Pregled 35 kV podmorskih kabelskih vodova prema vrsti izolacije ... 48
Tablica 3.7 Broj TS SN/NN kV i instalirana snaga transformacije ... 49
Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe ... 49
Tablica 3.9 Pregled TS SN/NN prema pripremljenosti i pogonu na 20 kV ... 50
Tablica 3.10 Pregled transformatora SN/NN prema nazivnoj snazi i prijenosnom omjeru ... 51
Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama ... 52
Tablica 3.12 Pregled 10(20) kV vodova ... 53
Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV ... 53
Tablica 3.14 Struktura kabelskih vodova 10(20) kV po vrsti izolacije ... 54
Tablica 3.15 Pregled podmorskih kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije ... 55
Tablica 3.16 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka) ... 56
Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže ... 57
Tablica 3.18 Struktura niskonaponske kabelske mreže prema izvedbi izolacije ... 58
Tablica 3.19 Struktura niskonaponskih priključaka ... 59
Tablica 3.20 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže) ... 59
Tablica 3.21 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2010. do kraja 2021. godine ... 61
Tablica 4.1 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja ... 68
Tablica 6.1 Ulaganja u HEP ODS-u u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje ... 85
Tablica 6.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja ... 88
Tablica 6.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju ... 89
Tablica 6.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju ... 89
Tablica 6.5 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja ... 91
Tablica 6.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju ... 91
Tablica 6.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV ... 92
Tablica 6.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju ... 92

Tablica 6.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 94

Tablica 6.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju 95

Tablica 6.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2023. – 2025., s naturalnim podacima 95

Tablica 6.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju 96

Tablica 6.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2023.-2025. s naturalnim podacima 97

Tablica 6.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 98

Tablica 6.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima 98

Tablica 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 99

Tablica 6.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima 99

Tablica 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 103

Tablica 6.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima 103

Tablica 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju 104

Tablica 6.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima 105

Tablica 6.22 Preostala problematika sanacije naponskih prilika 106

Tablica 6.23 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju 107

Tablica 6.24 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži 108

Tablica 6.25 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju 111

Tablica 6.26 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima 112

Tablica 6.27 Ulaganja u sustave daljinskog vođenja, MTU te komunikacije i kibernetičku sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju 117

Tablica 6.28 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju 118

Tablica 6.29 Ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj u idućem desetogodišnjem razdoblju . 120

Tablica 6.30 Plan potreba vozila 122

Tablica 6.31. Kategorije vozila i planske nabavne vrijednosti 123

Tablica 6.32 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju 123

Tablica 6.33 Uredski, pogonski i skladišni prostori 124

Tablica 6.34. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine 125

Tablica 6.35 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju 126

Tablica 6.36 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju 127

Tablica 6.37 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju 128

Tablica 6.38 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju 130

Tablica 6.39 Ulaganja u Pilot projekt uvođenja naprednih mreža u idućem desetogodišnjem razdoblju 134

Tablica 6.40 Ulaganja u projekt LIFE DANUBE FREE SKY u idućem desetogodišnjem razdoblju ... 136

Tablica 6.41 Ulaganja u Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa počevši od 28. prosinca 2020. godine u idućem desetogodišnjem razdoblju 138

Tablica 6.42 Ulaganja u projekt Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka u idućem desetogodišnjem razdoblju 140

Tablica 6.43 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju 142

Tablica 6.44 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju 144

Tablica 6.45 Ulaganja u projekt LIFE SUPport u idućem desetogodišnjem razdoblju 146

Tablica 6.46 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2023. godini 146

Tablica 7.1 Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti 152

Tablica 7.2 Ciljevi INEK Plana 2021. – 2030. za 2030. godinu 153

POPIS SLIKA

Slika 2.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva 21
Slika 2.2 Realna godišnja stopa promjene BDP-a u razdoblju 2012. – 2021. 22
Slika 2.3 Faze implementacije koncepta Napredne mreže 26
Slika 3.1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a 32
Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže 34
Slika 3.3 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x kV 35
Slika 3.4 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu 36
Slika 3.5 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača 37
Slika 3.6 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon 38
Slika 3.7 Broj polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja 38
Slika 3.8 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi 39
Slika 3.9 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti 39
Slika 3.10 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x kV. 40
Slika 3.11 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu 41
Slika 3.12 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača 41
Slika 3.13 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon 42
Slika 3.14 Broj polja SN postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja 43
Slika 3.15 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi 43
Slika 3.16 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti 44
Slika 3.17 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima i materijalu vodiča 46
Slika 3.18 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV prema starosti 46
Slika 3.19 Udjeli duljine 35 kV kabelskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) 47
Slika 3.20 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi 48
Slika 3.21 Prikaz 35 kV podmorskih kabela prema starosti i vrsti izolacije 49
Slika 3.22 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV 51
Slika 3.23 Raspodjela broja transformatora SN/NN po starosti 52
Slika 3.24 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku vodiča i vrsti stupova 54
Slika 3.25 Duljine kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije) 55
Slika 3.26 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije 56
Slika 3.27 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča te vrsti nosivog elementa 57
Slika 3.28 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa 58
Slika 3.29 Priključna snaga elektrana priključenih na distribucijsku mrežu 60

Slika 3.30 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima 60

Slika 3.31 Porast broja i snage priključenih distribuiranih izvora u razdoblju od 2010. do kraja 2021. godine 61

Slika 3.32 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora 62

Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2012. – 2021. 64

Slika 4.2 Omjer zimskog i ljetnog vršnog opterećenja u 2016. i 2021. godini 65

Slika 4.3 Gubici električne energije u razdoblju 2012. – 2021. 69

Slika 4.4 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2012. – 2021. 72

Slika 4.5 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2012. – 2021. 72

Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2012. – 2021. 73

Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija 75

Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja 76

Slika 6.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2023. – 2032. po vrstama ulaganja 83

Slika 6.2 Promjena rizika na razini dionica tijekom 25-godišnjeg razdoblja 93

Slika 6.3 Diskontirani amortizirani troškovi i ukupni rizici na razini dionice 94

Slika 6.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.) 96

Slika 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.) 97

Slika 6.6 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.) 98

Slika 6.7 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.) 99

Slika 6.8 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima 101

Slika 6.9 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.) 104

Slika 6.10 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.) 105

Slika 6.11 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta 109

Slika 6.12 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža 131

Slika 6.13 Logotip projekta LIFE Danube Free Sky 135

IZVRŠNI 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 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV, prostorno je podijeljena među 21 distribucijskim područjem (Slika 1), koja su potom organizirana u 129 terenskih jedinica. Uz navedeno, formirane su i četiri grupe područja: Sjever, Istok, Zapad i Jug.

Slika 1 Karta RH s prikazom obuhvata distribucijskih područja HEP ODS-a

Tablica u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u za 2021. godinu (stanje na dan 31. 12. 2021. godine).

Tablica 1 HEP ODS – Osnovni i karakteristični podaci

Broj radnika	6.898
Duljina distribucijske mreže	142.365 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.859
Instalirana snaga transformacije	23.421 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.484.575
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	4.006
Priključna snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	504 MW
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2021. godini	15.609 GWh
Gubici u 2021. godini	7,2 %

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 sedamdesetih godina prošlog stoljeća utvrđen je, radi ušteda u prostoru i količini potrebne opreme, optimalnim sustav s dvije naponske razine, jedna srednjonaponska 20 kV i druga niskonaponska 0,4 kV.

Ukupno 26.859 transformatorskih stanica u nadležnosti HEP ODS-a prema naponima više naponske razine raspodijeljeno je na:

- 110 kV i više 144 TS
- 35 kV i 30 kV 298 TS
- 20 kV 7.287 TS
- 10 kV 19.130 TS.

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

- 35 kV i 30 kV 4.538 km
- 20 kV 10.920 km
- 10 kV 27.406 km
- 0,4 kV (bez 0,4 kV priključaka) 62.669 km.

Pogonske značajke distribucijskog sustava – potrošnja i vršno opterećenje

Slika 2 prikazuje promjene godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a i vršnog opterećenja EES-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2012. – 2021.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u drugoj polovini istog razdoblja.

U 2021. godini došlo je do oporavka nakon pada potrošnje i vršnog opterećenja u 2020. godini uzrokovanog utjecajem mjera za suzbijanje pandemije bolesti COVID-19 na gospodarsku aktivnost te sada razine potrošnje i vršnog opterećenja odgovaraju onima iz 2019. godine.

Slika 2 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2012. – 2021.

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

Prognoze potrošnje električne energije i vršnog opterećenja distribucijske mreže HEP ODS-a za petogodišnja razdoblja do 2040. godine izrađene su u okviru studije „Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske".

Tablica 2 u nastavku prikazuje rezultate dugoročne prognoze porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Pri kategorizaciji distribucijskih područja s obzirom na prognozu porasta opterećenja, velikim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2 %, a malim ispod okvirno 0,7 %.

Tablica 2 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja

Distribucijsko područje	Dugoročna prognoza prosječnog godišnjeg porasta vršnog opterećenja			
	2021.-2025.	2026.-2030.	2031.-2035.	2036.-2040.
Elektra Zagreb	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Zabok	veliki	umjereni	mali	mali
Elektra Varaždin	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Čakovec	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Koprivnica	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Bjelovar	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Križ	mali	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroslavonija Osijek	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Vinkovci	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Slavonski Brod	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroistra Pula	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroprimorje Rijeka	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrodalmacija Split	veliki	mali	mali	umjereni
Elektra Zadar	umjereni	mali	mali	umjereni
Elektra Šibenik	umjereni	veliki	mali	umjereni
Elektrojug Dubrovnik	veliki	umjereni	mali	umjereni
Elektra Karlovac	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Sisak	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrolika Gospić	veliki	umjereni	umjereni	mali
Elektra Virovitica	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Požega	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni

Poslovni ciljevi HEP ODS-a

Slika u nastavku prikazuje strukturu poslovnih ciljeva HEP ODS-a. Pri planiranju ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje doprinosi ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom usvojene 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 opsega potrebnih ulaganja.

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

U idućim godinama može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima, značajnije digitalizacije poslovanja te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan s uvođenjem funkcionalnosti napredne mreže.

Slika 3 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

Planirana ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2023. – 2032. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje

Ovaj Desetogodišnji plan (2023. – 2032.) razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja te podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju 2023. – 2032. godine prikazana su Tablicom 3.

U razdoblju 2023. – 2032. planirana su ulaganja u razini 9.590.579.027 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2023. – 2025. godina 3.514.868.027 kn, prosječno 1,2 mlrd. kn godišnje
- 2025. – 2031. godina 6.075.711.000 kn, prosječno 868,0 mil. kn godišnje.

Planirana desetogodišnja ulaganja, uključujući ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje, strukturirana su na sljedeći način:

- ulaganja u energetske objekte 70 %
  - 110 kV objekti 11 %
  - 35(30) kV objekti 9 %
  - 10 kV i 20 kV objekti 27 %
  - 0,4 kV objekti 23 %
- ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 13 %
- ulaganja u poslovnu infrastrukturu 6 %
- sufinancirana ulaganja (pretežito ulaganja u energetske objekte i sekundarne sustave) 11 %.

Početno trogodišnje razdoblje bit će obilježeno:

- značajnim sufinanciranim ulaganjima: završetkom Pilot projekta uvođenja naprednih mreža i otklanjanja šteta prouzročenih potresom u Sisačko-moslavačkoj županiji te pokretanjem novih projekata, posebice onih sadržanih u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti.
- kapitalnim ulaganjima u objekte najviše naponske razine 110 kV
- ulaganjima u poslovnu infrastrukturu, posebice u dijelu ulaganja u nekretnine i ispitnu mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva i alate i strojeve.

Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je iznimno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na trenutačno stanje i trendove, za 2023. godinu predviđena ulaganja su u razini 500 mil. kn godišnje, a potom u razini 600 mil. kn do kraja razmatranog desetogodišnjeg razdoblja.

Slika 4 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2023. – 2032. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 4, u idućem desetogodišnjem razdoblju težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

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

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

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

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	Ulaganje 2026. - 2032.	Ulaganja u 10G 2023. - 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		**71.515.000**	**161.680.000**	**152.318.000**	**385.513.000**	**1.169.942.000**	**1.555.455.000**
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	38.700.000	76.469.000	98.000.000	213.169.000	594.500.000	807.669.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	32.815.000	85.211.000	54.318.000	172.344.000	575.442.000	747.786.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		**40.857.000**	**117.564.000**	**118.405.000**	**276.826.000**	**750.590.000**	**1.027.416.000**
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	3.100.000	9.000.000	16.500.000	28.600.000	35.000.000	63.600.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	12.804.000	33.281.000	40.773.000	86.858.000	301.483.000	388.341.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	1.953.000	7.542.000	0	9.495.000	44.600.000	54.095.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	23.000.000	67.741.000	61.132.000	151.873.000	369.507.000	521.380.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		**86.186.000**	**213.096.000**	**236.240.000**	**535.522.000**	**1.414.935.000**	**1.950.457.000**
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	5.166.000	18.269.000	24.887.000	48.322.000	149.045.000	197.367.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	32.314.000	82.365.000	74.080.000	188.759.000	467.533.000	656.292.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	13.751.000	60.567.000	67.434.000	141.752.000	404.071.000	545.823.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	34.955.000	51.895.000	69.839.000	156.689.000	394.286.000	550.975.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		**24.675.000**	**90.451.000**	**75.062.000**	**190.188.000**	**536.658.000**	**726.846.000**
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	2.646.000	15.188.000	13.720.000	31.554.000	151.852.000	183.406.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	10.377.000	49.585.000	35.830.000	95.792.000	211.002.000	306.794.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	11.652.000	25.678.000	25.512.000	62.842.000	173.804.000	236.646.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		**187.000.000**	**85.000.000**	**77.000.000**	**349.000.000**	**1.487.000.000**	**1.836.000.000**
	Mjerni uređaji i infrastruktura	184.000.000	70.000.000	62.000.000	316.000.000	1.325.000.000	1.641.000.000
	Sustavi daljinskog vođenja, MTU, komunikacije, kibernetička sigurnost i automatizacija	3.000.000	13.000.000	13.000.000	29.000.000	148.000.000	177.000.000
	Nove tehnologije i razvoj	0	2.000.000	2.000.000	4.000.000	14.000.000	18.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		**51.430.020**	**109.500.000**	**99.200.000**	**260.130.020**	**588.000.000**	**848.130.020**
	Osobna, teretna i radna vozila	20.000.000	50.000.000	50.000.000	120.000.000	350.000.000	470.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	25.930.000	45.000.000	40.200.000	111.130.000	168.000.000	279.130.000
	Poslovna informatika i podrška poslovanju	1.000.000	4.000.000	4.000.000	9.000.000	28.000.000	37.000.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	4.500.020	10.500.000	5.000.000	20.000.020	42.000.000	62.000.020
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		**461.663.020**	**777.291.000**	**758.225.000**	**1.997.179.020**	**5.947.125.000**	**7.944.304.020**
7. SUFINANCIRANA ULAGANJA		**389.162.007**	**454.326.000**	**674.201.000**	**1.517.689.007**	**128.586.000**	**1.646.275.007**
	Pilot projekt uvođenja narprednih mreža	51.285.007	0	0	51.285.007	0	51.285.007
	Life Danube Free Sky	2.377.000	1.301.000	0	3.678.000	0	3.678.000
	Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa u Sisačko-moslavačkoj županiji počevši od 28. prosinca 2020. godine	24.000.000	1.000.000	0	25.000.000	0	25.000.000
	NPOO PKB	58.500.000	116.000.000	53.201.000	227.701.000	0	227.701.000
	NPOO Natura 2000	43.000.000	135.000.000	200.000.000	378.000.000	39.500.000	417.500.000
	NPOO Razvoj napredne mreže	210.000.000	200.000.000	420.000.000	830.000.000	89.086.000	919.086.000
	LIFE SUPport	0	1.025.000	1.000.000	2.025.000	0	2.025.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		**850.825.027**	**1.231.617.000**	**1.432.426.000**	**3.514.868.027**	**6.075.711.000**	**9.590.579.027**
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		**500.000.000**	**600.000.000**	**600.000.000**	**1.700.000.000**	**4.200.000.000**	**5.900.000.000**
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.493.000	600.000.000	600.000.000	1.700.000.000	4.200.000.000	5.900.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	33.971.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	203.213.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	260.323.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		**1.350.825.027**	**1.831.617.000**	**2.032.426.000**	**5.214.868.027**	**10.275.711.000**	**15.490.579.027**

Zaključno

Desetogodišnji (2023. – 2032.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje izrađen je uvažavajući:

- utjecaj okruženja (gospodarske aktivnosti, posljedice velikih elementarnih nepogoda iz 2020. godine, opremanje 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
- poslovne ciljeve HEP ODS-a.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja treba naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja
- problemi u pripremi ulaganja, svakako uključujući i pripremu te provođenje ugovaranja roba i usluga za realizaciju
- izražen porast cijena roba i radova u godini koja prethodi planskom razdoblju

mogu utjecati na uspješnu realizaciju planiranih ulaganja.

1. Uvod

1. Uvod

HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. ovisno je društvo u vlasništvu Hrvatske elektroprivrede d.d. Na temelju 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 (u daljnjem tekstu: ZoTEE) [1] jasno je određena odgovornost i dužnost operatora distribucijskog sustava u dijelu planiranja razvoja distribucijske mreže:

- Operator distribucijskog sustava dužan je upravljati i održavati, graditi i modernizirati, poboljšavati i razvijati distribucijsku mrežu u cilju sigurnog, pouzdanog i učinkovitog pogona distribucijskog sustava i distribucije električne energije (Članak 70., točka 1.)
- Operator distribucijskog sustava odgovoran je za razvoj distribucijske mreže kojim se osigurava dugoročna sposobnost distribucijske mreže da ispuni razumne zahtjeve za distribuciju električne energije (Članak 71., točka 2.)
- Operator distribucijskog sustava dužan je donijeti i javno objaviti, uz prethodno ishođeno odobrenje Hrvatske energetske regulatorne agencije (u daljnjem tekstu: HERA), ažuriran desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže (Članak 70., točka 14.)
- Mrežnim pravilima distribucijskog sustava posebno se propisuju metodologija i kriteriji za planiranje razvoja distribucijske mreže (Članak 74., stavak 2., točka 13.). Mrežna pravila distribucijskog sustava, uz prethodno ishođenu suglasnost Hrvatske energetske regulatorne agencije, donosi operator distribucijskog sustava (Članak 74., stavak 3.)

Ključne odrednice za izradu višegodišnjih planova razvoja su Strategija energetskog razvoja [2] i Mrežna pravila [3]:

- Prema članku 5. Zakona o energiji [4], temeljni akt za utvrđivanje energetske politike i planiranja energetskog razvitka je Strategija energetskog razvitka. Hrvatski sabor je 28. veljače 2020. godine donio Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [2] u kojoj je predviđeno nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora.
- Mrežna pravila [3] distribucijskog sustava ključan su tehnički propis s gledišta pogona, vođenja, planiranja i korištenja distribucijske mreže.

Od stupanja na snagu prethodnog Zakona o tržištu električne energije u 2013. godini, HEP ODS redovito izrađuje i Hrvatskoj energetskoj regulatornoj agenciji dostavlja višegodišnje planske dokumente.

HERA je 20. prosinca 2021. godine HEP ODS-u dala prethodnu suglasnost na prijedlog Desetogodišnjeg (2022. – 2031.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje (u daljnjem tekstu: Desetogodišnji (2022. – 2031.) plan) [5]. Nakon ishođene prethodne suglasnosti, HEP ODS 18. siječnja 2022. službeno donosi i javno objavljuje Desetogodišnji (2022. – 2031.) plan.

Ovaj Desetogodišnji (2023. – 2032.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje (u daljnjem tekstu: Desetogodišnji (2023. – 2032.) plan) temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja [6-33], podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

U skladu s odrednicama ZoTEE [1], HEP ODS je pri izradi prijedloga ovog Desetogodišnjeg (2023. – 2032.) plana razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje proveo savjetovanje sa zainteresiranom javnošću.

Ovim Desetogodišnjim (2023. – 2032.) planom razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a, s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, opisani su:

- Poglavlje 2 Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja
- Poglavlje 3 Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže
- Poglavlje 4 Pogonske značajke distribucijskog sustava
- Poglavlje 5 Planovi razvoja distribucijske mreže
- Poglavlje 6 Pregled ulaganja u desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje
- Poglavlje 7 Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže
- Poglavlje 8 Financijsko planiranje.

U prilozima su detaljnije prikazani:

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

2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

2.1. Poslovni ciljevi 19

2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže 22

2.2.1. Gospodarske aktivnosti 22

2.2.2. Novi zakoni i propisi 23

2.2.3. Opremanje obračunskih mjernih mjesta kupaca brojilima s daljinskim očitanjem i uvođenje naprednih mjerenja 24

2.2.4. Distribuirana proizvodnja 25

2.2.5. Primjena koncepta Napredne mreže 25

2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje 29

2. Odrednice izrade desetogodišnjeg plana razvoja

Ključne odrednice planiranja razvoja distribucijskog sustava uređene su zakonodavnim okvirom Republike Hrvatske:

- energetskim zakonima (Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14, 102/15, 68/18), Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti (NN 120/12, 68/18), Zakon o tržištu električne energije (NN 111/21), Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN 138/21) i Zakon o energetskoj učinkovitosti (NN 127/14, 116/18, 25/20, 41/21))
- ostalim pravilnicima i metodologijama (Mrežna pravila distribucijskog sustava (NN 74/18, 52/20), Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 100/22), Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu, Metodologija za utvrđivanje naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu (NN 84/22), Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/22)) te Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu (NN 25/20).

Osim obaveza iz energetskih zakona, na planiranje razvoja i ulaganja utječu i unutrašnji čimbenici, kao što su strategija, misija, vizija i ciljevi tvrtke te širok skup čimbenika iz okruženja, među koje se ubrajaju gospodarske aktivnosti i demografska kretanja, izmjene zakonodavnog okvira u EU i njihova implementacija u hrvatsko zakonodavstvo te ostale izmjene nacionalnog zakonodavnog okvira koje izravno utječu na djelatnost HEP ODS-a.

2.1. 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 2.1.

Pri planiranju ulaganja važno je osigurati da svako ulaganje doprinosi ostvarenju usvojenih poslovnih ciljeva. Ovim pristupom, zajedno s primjenom usvojene 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 opsega potrebnih ulaganja.

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

U idućim godinama može se očekivati jačanje značaja upravljanja imovinom, povećanja učinkovitosti poslovanja operativnim upravljanjem procesima, značajnije digitalizacije poslovanja te intenzivniji razvoj postojećih i novih usluga povezan s uvođenjem funkcionalnosti napredne mreže.

Poslovni ciljevi HEP ODS-a mogu se grupirati u tri osnovne cjeline:

- Povećanje kapaciteta mreže

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

- Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom

  U skladu sa ZoTEE, 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.

- Povećanje učinkovitosti poslovanja

  Radi ostvarenja boljih poslovnih rezultata treba kontinuirano unaprjeđivati učinkovitost poslovanja. Dosljednost u optimiranju ulaganja i troškova usmjerena je povećanju prihoda, odnosno povećanju vrijednosti imovine i smanjenju troškova.

Slika 2.1 Hijerarhijska struktura poslovnih ciljeva

2.2. Utjecaj okruženja na planiranje razvoja distribucijske mreže

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

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

2.2.1. Gospodarske aktivnosti

Gospodarske aktivnosti izravno utječu na opseg ulaganja u stvaranje uvjeta i izgradnju priključaka koji se financiraju iz naknade za priključenje i povećanje priključne snage, a značajno i na opseg i dinamiku potrebnih ulaganja u osiguranje dostatne prijenosne moći za potrebe praćenja porasta potrošnje i opterećenja postojećeg konzuma.

Najopsežnije mjerilo cjelovite gospodarske aktivnosti je bruto domaći proizvod (BDP). Slika u nastavku prikazuje realne godišnje stope promjene BDP-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju [34].

Slika 2.2 Realna godišnja stopa promjene BDP-a u razdoblju 2012. – 2021.

Nakon višegodišnje recesije uzrokovane globalnom ekonomskom krizom iz 2008. godine, u 2015. godini započinje razdoblje gospodarskog oporavka popraćeno porastom BDP-a.

Niz mjera zaustavljanja i ograničavanja gospodarskih aktivnosti i kretanja stanovništva uveden s ciljem sprječavanja širenja pandemije bolesti COVID-19 u 2020. godini, doveo je do značajnog pada ekonomskih aktivnosti.

Nažalost, hrvatsko gospodarstvo snažno je pogođeno krizom te je u 2020. godini pretrpjelo pad BDP-a od 8,1 %. U 2021. godini započeo je oporavak te je hrvatski BDP porastao za 10,2 % [34].

BDP je nastavio rast i u prvom tromjesečju 2022. godine, 2,7 % u odnosu na prethodni, 4. kvartal 2021. godine, a čak 6,7 % veći u odnosu na isto razdoblje prethodne godine [35].

Sezonski prilagođeni tromjesečni BDP u drugom tromjesečju 2022. godine u odnosu na prethodno razdoblje pokazuje pozitivnu stopu promjene od 2,0%, a u odnosu na isto tromjesečje 2021. realno je veći za 7,8% [36].

Europska komisija je u ljetnom izdanju gospodarskih prognoza [37] predvidjela porast hrvatskog BDP-a na razini 3,4 % u 2022. te 2,9 % u 2023. godini.

Za naredno razdoblje, Vladinim je Smjernicama ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2022. – 2024. [38] projiciran rast bruto domaćeg proizvoda od 4,1 % u 2023. i 3,4 % u 2024. godini.

Iako je pandemija bolesti COVID-19 ograničena krajem 2020. godine, tijekom 2021. i 2022. godine poslovno okruženje je i dalje bilo izloženo negativnim posljedicama pandemije. Zastoj svjetskog gospodarstva u 2020. doveo je do neravnoteže u svjetskim tokovima materijala i roba. Svjetska industrija se sporo pokretala opterećena ograničenim kapacitetima globalnog transporta, povećanjem cijena vozarina i rokova dobave materijala ili poluproizvoda. U organizaciju rada se uvode mjere za smanjenje rizika od ponovne pojave pandemije uz stalnu neraspoloživost dijela radnika. Sve navedeno je dovelo do porasta cijene opreme i radova i do produljenja rokova isporuke naručenih proizvoda. Početkom 2022. započeo je ratni sukob u Ukrajini, a kriza u odnosima s Rusijom je pokrenula energetsku krizu i novi rast troškova proizvodnje u eurozoni.

Porast cijene materijala, opreme i rada i opća nesigurnost poslovanja gospodarskih subjekata u okviru dugotrajnih i složenih postupaka javne nabave otežali su sklapanje višegodišnjih ugovora za nabavu većih količina materijala i opreme, povećali vrijednost ugovora i otežali realizaciju već sklopljenih ugovora. Usporenje u fazi nabave se odrazilo i na usporenje u fazi realizacije dijela planiranih investicijskih projekata.

U drugoj polovici 2022. godine cijene materijala, opreme i rada stagniraju, ali troškove poslovanja i dalje povećava neizvjesnost vezana uz opskrbu energentima tijekom nadolazeće zime.

2.2.2. Novi zakoni i propisi

Zakon o tržištu električne energije

Krajem 2021. godine na snagu je stupio novi ZoTEE. Uz ostale promjene u uređenju odnosa na tržištu električne energije, ZoTEE donosi novosti na području planiranja razvoja distribucijske mreže, od kojih će na izradu desetogodišnjih planova razvoja najviše utjecati:

- Prilikom izrade desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže operator distribucijskog sustava dužan je uzeti u obzir upravljanje potrošnjom, distribuiranu proizvodnju, nova opterećenja, među ostalima, stanice za punjenje električnih vozila, energetsku učinkovitost, upotrebu postrojenja za skladištenje energije, upotrebu usluga fleksibilnosti, redispečiranje ili druge resurse kojima se operator distribucijskog sustava služi kao alternativom pojačanju distribucijske mreže, a koji na troškovno učinkovit način mogu smanjiti ili odgoditi potrebu za pojačanjem distribucijske mreže (Članak 72., stavak 6.).
- Pri izradi prijedloga desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske operator distribucijskog sustava savjetuje se sa svim zainteresiranim stranama i operatorom distribucijskog sustava kroz savjetovanje sa zainteresiranom javnošću u trajanju od najmanje 15 dana (Članak 72., stavak 7.)
- HERA se savjetuje sa svim zainteresiranim stranama o prijedlogu desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže kroz savjetovanje sa zainteresiranom javnošću u trajanju od najmanje 15 dana (Članak 72. stavak 9.)

Na temelju ZoTEE, HEP ODS i HERA imaju obavezu donošenja niza podzakonskih akata koji će zasigurno utjecati na planiranje razvoja distribucijske mreže u budućnosti.

Metodologija za utvrđivanje naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu

U novoj Metodologiji za utvrđivanje naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu, koju je HERA donijela u srpnju 2022. godine, naknada za priključenje na SN i NN za sve korisnike se utvrđuje po jediničnoj cijeni po kW priključne snage, osim u vrlo malom broju posebnih slučajeva koji se odnose na

korisnike izvan građevinskog područja po prostornom planu i skladišta električne energije. Time se omogućuje operatorima sustava da iz raspoloživih namjenskih sredstava koje prikupe na ime naknade za priključenje stvaraju nužne tehničke uvjete u mreži sukladno važećim desetogodišnjim planovima, koji moraju biti u skladu s prostornim planovima.

Prednost nove Metodologije je jednostavnost, no značajan rizik predstavlja neutralnost izračuna troškova s gledišta lokacije objekta priključenja, odnosno udaljenosti mjesta priključenja od postojeće srednjonaponske mreže.

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

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

Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom [39], od 1. listopada 2022. godine definiraju obvezu operatoru distribucijskog sustava da o svom trošku opremi:

- Postojeća obračunska mjerna mjesta (OMM) krajnjeg kupca s priključnom snagom većom od 22 kW, proizvođača te aktivnog kupca brojilom s daljinskim očitanjem koje omogućuje i mjerenje snage i jalove energije
- Postojeća OMM krajnjeg kupca iz kategorije poduzetništvo s priključnom snagom do uključivo 22 kW brojilom s daljinskim očitanjem koje omogućuje i mjerenje jalove energije
- Postojeća OMM krajnjeg kupca iz kategorije kućanstvo s priključnom snagom do uključivo 22 kW brojilom s daljinskim očitanjem.

Također, operator distribucijskog sustava dužan je kod nabave novih brojila, za opremanje OMM krajnjeg kupca s priključnom snagom do uključivo 22 kW, nabavljati samo napredna brojila [39].

Drugi skup obaveza, u vezi s uvođenjem naprednih mjernih uređaja i sustava za njihovo umrežavanje, definiran je Zakonom o energiji [4]:

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

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

Navedenim propisima pred ODS je stavljena konkretna vremenski definirana obaveza uvođenja daljinskog očitanja dok je za sada neizvjesna obaveza uvođenja naprednog mjerenja. Pri planiranju ovih aktivnosti treba uzeti u obzir:

- U razdoblju od ukupno 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 radi učinkovitosti (izbjegavanja dvostruke zamjene brojila na određenim OMM u kratkom vremenskom razdoblju) treba koordinirati aktivnosti redovne zamjene s uvođenjem daljinskog očitanja.
- Minimalni set funkcionalnosti naprednog mjernog sustava prema Preporuci Europske komisije 2012/148/EU ne odstupa značajno od uobičajenih funkcionalnosti brojila s daljinskim očitanjem pa zbog toga treba koordinirati opremanje OMM brojilima s daljinskim očitanjem (definirana obaveza) s uvođenjem naprednog mjerenja (za sada nedefinirano).

Navedene obaveze i rokovi izravno utječu na planove ulaganja i čine znatan udio potrebnih godišnjih ulaganja HEP ODS-a. Nova EU Direktiva o zajedničkim pravilima za tržište električne energije [40] zadaje bitno kraći vremenski rok za ispunjenje cilja uvođenja naprednih mjerenja. Uvođenje odrednica Direktive u hrvatsko zakonodavstvo može u idućem planskom razdoblju značajno utjecati na planove ulaganja HEP ODS-a.

2.2.4. Distribuirana proizvodnja

Donošenjem niza zakonskih i podzakonskih propisa iz područja obnovljivih izvora stvoreni su preduvjeti za poticanje ulaganja u izgradnju distribuiranih izvora (dalje u tekstu: DI) i njihovo priključivanje na distribucijsku elektroenergetsku mrežu u Republici Hrvatskoj. Broj novih priključenih distribuiranih izvora raste svake godine, što se vidi u podacima o ukupnoj priključnoj snazi aktivnih distribuiranih izvora te udjelu potrošnje na mreži ODS-a koju pokrivaju DI.

Prema važećim zakonskim propisima, operator distribucijskog sustava dužan je osigurati preuzimanje ukupno proizvedene električne energije od povlaštenih proizvođača. U isto vrijeme, povlašteni proizvođači nemaju obavezu proizvodnje električne energije, ni količinom ni trajanjem. Upravo zbog toga, operator distribucijskog sustava za sada teško može iskoristiti prednosti distribuirane proizvodnje odgađanjem pojačanja i nadogradnjom mreže, već se pojavom distribuiranih izvora dodatno usložnjuje planiranje razvoja mreže te povećava rizik operatora pri planiranju i vođenju sustava. U Zakonu o tržištu električne energije [1], a sukladno direktivama EU, stvoreni su zakonski preduvjeti za pružanje usluga fleksibilnosti, koje bi ODS-u mogle pomoći u savladavanju rizika pri planiranju i vođenju sustava s većim udjelom distribuiranih izvora električne energije.

Sve veća integracija distribuiranih izvora u mrežu HEP ODS-a trebalo bi rezultirati, generalno gledajući, smanjenjem opterećenja i, u većini slučajeva, smanjenjem gubitaka u distribucijskoj mreži, čime se u nekim slučajevima odgađa potreba za ulaganje u izgradnju distribucijske mreže zbog porasta opterećenja, no pojedini primjeri iz prakse navode na drugačiji zaključak.

Nažalost, u sve više slučajeva događa se da se distribuirani izvori planiraju graditi na užem prostoru (npr. unutar jednog pojnog područja TS VN/SN ili TS SN/SN) pa zbog njihovog kumulativa snage dolazi do potrebe stvaranja uvjeta u distribucijskoj mreži da bi se preuzela ukupna proizvedena električna energija iz distribuiranih izvora te da bi se očuvao kriterij n-1 u transformaciji VN/SN. Znatno povećana snaga proizvodnje u odnosu na postojeće lokalno opterećenje odražava se kroz pogoršane naponske prilike u mreži (povišenje napona) pa su najčešći zahvati na stvaranju uvjeta u mreži povećanje presjeka postojećih vodova, zamjena postojećih transformatora novim transformatorima 110/10(20) kV ili 35(30)/10(20) kV odgovarajuće snage s automatskom regulacijom napona, prelazak dijela mreže na 20 kV naponsku razinu i dr.

Upravo iz tih razloga, za svaku elektranu koja se planira priključiti na srednjonaponsku distribucijsku mrežu, izrađuje se elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja da bi se sagledali svi potrebni zahvati na stvaranju uvjeta u mreži i priključenju elektrane.

2.2.5. Primjena koncepta Napredne mreže

Naprednu mrežu opisuje članak 3., točka 62. Zakona o tržištu električne energije [1]: *„napredna mreža je elektroenergetska mreža koja korištenjem naprednih tehnologija optimira rad elektroenergetskog sustava te na troškovno učinkovit način omogućuje integriranje ponašanja i djelovanja svih korisnika mreže radi postizanja i očuvanja ekonomski učinkovitog i održivog elektroenergetskog sustava s niskim gubicima te odgovarajućom razinom kvalitete opskrbe električnom energijom i sigurnosti opskrbe električnom energijom kao i aktivnog sudjelovanja korisnika mreže“*

Razvoj elektrodistribucijske mreže i djelatnosti elektrodistribucije u smjeru napredne mreže donosi:

- složeniju interakciju (tehničku, informacijsko-komunikacijsku i poslovnu) između operatora sustava (OPS i ODS) te između ODS-a i korisnika mreže, a u budućnosti i tržišta električne energije

- obnovu, modernizaciju, automatizaciju i digitalizaciju mreže u cilju daljnjeg povećanja učinkovitosti pogona
- složenije zahtjeve u području vođenja, pogonske automatike i relejne zaštite, uz veću nesigurnost i zahtjevnije predviđanje tokova snaga te uz uvođenje funkcija predviđanja i sprječavanja kriznih situacija
- integraciju aplikacija i funkcionalnosti, informacijsko povezivanje baza podataka sustava vođenja, nadzora, relejne zaštite i održavanja
- povećanje zahtjeva na nadziranu i zaštićenu distribuciju detaljnih mjernih i pogonskih podataka.

Učinak promijenjene paradigme na elektrodistribucijsku djelatnost se pozorno prati jer procjene izrađene na razini EU, razvojne studije i iskustva elektroenergetskih tvrtki i industrije pokazuju da uvođenje naprednih tehničkih rješenja može povećati investicijske troškove i troškove održavanja elektroenergetskih mreža. Dodatno, kroz redovito poslovanje i suradnju s akademskom zajednicom i industrijom, prenosi se svijest da stvaranje naprednih mreža nije samo znanstveni i tehnički izazov, već ekonomsko, odnosno regulatorno pitanje pa u konačnici i pitanje razvoja društva na široj razini.

Zakon o tržištu električne energije [1] s podzakonskim aktima i vezanim dokumentima (u izradi 2022.) utvrđuje širi okvir uvođenja funkcionalnosti naprednih mreža u RH. HEP ODS usklađuje djelatnost sa zakonskim okvirom i prilagođava se trendovima i izazovima primjene funkcionalnosti i tehničkih rješenja naprednih elektrodistribucijskih mreža. Tako su planovima razvoja elektrodistribucijske mreže obuhvaćeni:

- priprema mreže za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije
- priprema i razvoj mrežnih tehničkih rješenja za potporu elektromobilnosti
- unaprjeđenje informacijsko-komunikacijskih sustava u području upravljanja imovinom, vođenja pogona, dijagnostike, prikupljanja pogonskih i mjernih podataka
- odgovor na zahtjeve tržišta električne energije za sve detaljnijim pogonskim i mjernim podacima
- stvaranje preduvjeta za upravljanje potrošnjom i uvođenje usluga fleksibilnosti
- stvaranje preduvjeta za učinkovitije vođenje pogona postojeće elektrodistribucijske mreže
- daljnje povećanje učinkovitosti poslovanja kroz smanjenje gubitaka električne energije i povećanje kvalitete usluge opskrbe električnom energijom
- organizacijska, stručna, financijska i operativna prilagodba kontekstu izgradnje i pogona naprednih elektrodistribucijskih mreža.

Slika 2.3 Faze implementacije koncepta Napredne mreže

Među brojnim projektima koji se provode u okviru koncepta Napredne mreže u Republici Hrvatskoj (Slika 2.3), izdvajaju se:

- unaprjeđenje analitičkih programskih rješenja na temelju mjernih podataka SCADA sustava
- konsolidacija i proširenje AMR sustava (u vrijeme izrade ovog Plana u sustav daljinskog uključeno je oko 16,2 % ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta)
- ispitivanje novih tehnologija kroz pilot projekte
- pilot projekti za ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže financiranih sredstvima EU, samostalno ili u suradnji sa znanstvenim institucijama.

Realizacija demonstracijskih pilot projekata iznimno je važna za kasniju punu implementaciju funkcionalnosti Napredne mreže. Za HEP ODS značajna su 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.

Utjecaj na planiranje razvoja u razmatranom planskom razdoblju

Krajem 2021. godine na snagu je stupio novi Zakon o tržištu električne energije [1]. Cilj novog zakona je u hrvatsko zakonodavstvo prenesti odrednice Direktive (EU) 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. godine o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU, Direktive (EU) 2018/2002 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o izmjeni Direktive 2012/27/EU o energetskoj učinkovitosti, Direktive (EU) 2018/2001 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora, kao i osigurati provedbu većeg broja uredbi Europske unije.

Tijekom 2022. godine stručne skupine intenzivno rade na pripremi i donošenju podzakonskih dokumenata, mrežnih pravila, metodologija i drugih dokumenata koji će omogućiti operativno provođenje Zakona.

Ukupni zakonski okvir će stvoriti preduvjete za brži razvoj poslovnog i tržišnog okvira za područja (koncepte) napredne elektrodistribucijske mreže. Među brojnim elementima koncepta napredne elektrodistribucijske mreže, u poslovanju HEP ODS su najizraženiji izazovi:

- Prihvat na mrežu sve većeg broja OIE, vođenje pogona sa sve većim udjelom promjenjive snage proizvedene iz energije sunca i/ili vjetra

  Proteklih godina HEP ODS je je suočen s izazovima učinkovitog uključenja u distribucijskih sustav sve većeg broja solarnih elektrana i vjetroelektrana velike snage, kao i velikog broja solarnih elektrana manje snage, smještenih na krovovima obiteljskih kuća ili stambenih i poslovnih zgrada. Obnovljivi izvori energije veće snage smješteni su uglavnom u područjima slabe potrošnje ili slabije razvijene distribucijske mreže, dok solarne elektrane proizvode energiju u razdoblju manje dnevne potrošnje. Promjenjivi karakter energije proizvedene iz sunca ili vjetra poseban je izazov, jer distribucijska mreža mora osigurati visoku razinu sigurnosti i pouzdanosti isporuke električne energije uz različite tokove snaga i različita uklopna stanja. Procjenjuje se da će povećana proizvodnja energije iz obnovljivih izvora i povoljan revidirani zakonski okvir stvoriti

preduvjete za razvoj uloge skladišta električne energije u elektrodistribucijskoj mreži ili novih tehničkih rješenja (npr. korištenje energije iz OIE za proizvodnju vodika npr.).

- Stvaranje preduvjeta za učinkovitije vođenje pogona mreže razvojem sustava daljinskog vođenja i nadzora te pojačanim uvođenjem daljinski upravljivih sklopnih uređaja u dubini elektrodistribucijske mreže

  Unaprjeđenje i razvoj postojećeg sustava daljinskog vođenja osobito su usmjereni prema ugradnji rastavnih naprava u dubini mreže čime se postiže brže i jednostavnije pronalaženje i odvajanje dijelova mreže zahvaćenih kvarom, a u složenijem slučaju omogućuje se rekonfiguracija mreže i tako nastavak pogona obnovljivih izvora energije u srednjonaponskoj mreži.

- Stvaranje preduvjeta za učinkovitije uključenje većeg broja punionica električnih vozila u elektrodistribucijsku mrežu

  Hrvatska je uključena u provođenje strategija EU u cilju smanjenja ovisnosti o fosilnim gorivima i ublažavanja negativnog utjecaja prometa na okoliš, pa time i u planove razvoja mreže zbog zahtjeva izgradnje infrastrukture potrebne za punjenje električnih vozila, kako su iskazani u Direktivi 2014/94/EU (trenutno u fazi revizije). Aktivnosti razvoja mreže bit će vezane uz zahtjeve infrastrukture za punjenje električnih vozila u:

  - Transeuropskoj mreži prometnica (engl. Trans-European Transport Network, TEN-T)
  - gradskim/prigradskim područjima
  - drugim gusto naseljenim područjima.

  Vlada RH je 2017. godine donijela Nacionalni okvir politike (NOP) za uspostavu infrastrukture i razvoj tržišta alternativnih goriva u prometu (NN 34/2017), a uvođenje i razvoj elektromobilnosti je važan dio strateških razvojnih dokumenata. U prilogu NOP dokumenta modelirane su potrebe infrastrukture za napajanje električnih vozila do 2030. godine s raspodjelom po snagama i lokacijama. Model se temelji na podacima i stanju tehnologije do 2015. godine.

  Prema podacima s portala European Alternative Fuels Observatory [41] u 2021. godini u Hrvatskoj je oko 940 pojnih točaka za punjenje električnih vozila i oko 2.370 električnih vozila. Dinamika razvoja i prilagodbe mreže će ovisiti o dinamici kojom će se ostvarivati scenariji povećanja broja električnih i hibridnih vozila i bit će pravodobno obuhvaćena razvojnim modelima, operativnim studijama i planovima. Studije pokazuju da je uz dodatno upravljanje pogonom mreže, moguće uključiti veći broj punionica u postojeću mrežu. U cilju ocjene utjecaja elektromobilnosti na elektrodistribucijsku mrežu i unaprjeđenja metoda planiranja i upravljanja imovinom, HEP ODS pokreće studijsku razradu „Utjecaj elektrifikacije prometa na distribucijsku mrežu“ koja će odgovoriti na pitanja:

  - U kojoj je mjeri distribucijska mreža u stanju podnijeti dinamiku porasta opterećenja uzrokovanog infrastrukturom za punjenje EV i do kada?
  - Kakav je utjecaj elektrifikacije prometa na primarne trafostanice (TS 110/x i TS 35/x , na srednjonaponsku mrežu, a kakav na niskonaponsku mrežu?
  - Kakav je utjecaj elektrifikacije prometa na metode planiranja razvoja mreže?
  - Je li potrebno ponovno razmotriti dimenzioniranje standardiziranih značajki (vrijednosti) opreme koja se danas koristi?
- Stvaranje preduvjeta za uključenje u elektrodistribucijsku mrežu pružatelja usluga fleksibilnosti i stvaranje preduvjeta za funkcioniranje i razvoj maloprodajnog tržišta električne energije

EU daje veliki značaj osnaživanju uloge krajnjeg kupca/proizvođača, definiranju dionika, uloga i odnosa na maloprodajom tržištu električne energije te oblikovanju usluga fleksibilnosti. ZoTEE će u Hrvatskoj urediti i unaprijediti ova područja i stvoriti preduvjete za jače uključivanje malih proizvođača energije u aktivnosti tržišta električne energije, razvoj novih poslovnih modela i novih uloga u elektroenergetskoj djelatnosti.

- Digitalizacija, informatizacija i osiguranje stručnih ljudskih potencijala

  Slično kao u području osnovne mrežne djelatnosti, tako se i u području organizacije i potpore mrežnoj djelatnosti uvodi sve više programskih sustava za potporu poslovanju na svim razinama i sve složeniji sustavi za zaštitu podataka od kibernetičkih prijetnji. U širem kontekstu elektrodistribucijske djelatnosti, primjetno je već sada da se poslovi prikupljanja podataka, vođenja pogona, modeliranja i planiranja razvoja te interakcije između dionika u elektroenergetskom sektoru ubrzano usložnjavaju i u pravilu se odvijaju na informatičkim platformama. Budući da će se poslovne okolnosti i dalje usložnjavati i alati postajati sve sofisticiraniji, treba pravodobno djelovati na području osiguranja, obuke, razvoja i u konačnici zadržavanja kvalitetnih i stručnih ljudskih potencijala.

U svakodnevnoj praksi, HEP ODS učinkovito provodi obaveze i aktivnosti vezane uz prihvat obnovljivih izvora energije, podršku širenju elektromobilnosti i upravljanje pogonom elektrodistribucijske mreže. Postoje tehnička i organizacijska iskustva koja će se ugraditi u planove razvoja. Nastavit će se modernizacija i automatizacija distribucijskih mreža, modernizacija i unaprjeđenje sustava vođenja pogona i unaprjeđenje sustava upravljanja mjernim podacima (uz nastavak i ubrzanje ugradnje naprednih mjernih uređaja).

U poglavlju 5.2.3. opisane su studijske analize i istraživanja koja HEP ODS provodi s ciljem unaprjeđenja procesa planiranja u novom okruženju, koje je formirano i primjenom koncepta napredne mreže.

Iskustva iz razdoblja početne faze tranzicije tradicionalne u naprednu elektrodistribucijsku mrežu pokazuju da tranzicija dovodi do povećanih troškova ulaganja i do povećanja cijene opreme, stoga operatori distribucijskog sustava pozivaju na komunikaciju i suradnju stručnjaka, regulatora i zakonodavca s ciljem postizanja optimuma novih funkcionalnosti, energetske učinkovitosti i troškova za građane i zajednicu u cjelini.

2.3. Svrha izrade i plansko razdoblje

Svrha izrade desetogodišnjeg plana proizlazi iz članka 72. Zakona o tržištu električne energije [1], prema kojemu desetogodišnji plan razvoja distrbucijske mreže:

1. pokazuje svim zainteresiranim stranama na glavnu distribucijsku infrastrukturu koju treba izgraditi ili unaprijediti tijekom sljedećih deset godina i pokreće zahtjeve za izradu prostornih planova
2. sadrži sva ulaganja o kojima je odluka već donesena i utvrđuje nova ulaganja koja treba izvršiti u sljedeće tri godine i
3. predviđa vremenski okvir ulaganja i završetka za sve projekte ulaganja.

Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže sadrži učinkovite mjere koje jamče dostatnost distribucijske mreže i sigurnost opskrbe u distribucijskom sustavu [1].

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 zajedničkih objekata operatora prijenosne i operatore 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 2023. do 31. prosinca 2032. godine. Detaljna razrada planiranih ulaganja dana je za početno trogodišnje razdoblje (1. siječnja 2023. do 31. prosinca 2025.). U skladu sa zakonskom regulativom desetogodišnji plan se ažurira svake godine.

Potrebno je naglasiti da:

- složeno okruženje
- zahtjev za priključenje korisnika mreže u smjeru proizvodnje i/ili potrošnje
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji elemenata
- zahtjevi regulatora na kvalitetu isporuke električne energije i stupanj modernizacije mreže
- problemi povezani s pripremom i trajanjem izgradnje
- pojačane gospodarske aktivnosti na određenom području
- izražen porast cijena roba i radova u godini koja prethodi planskom razdoblju

mogu dovesti do pojave novih značajnih ulaganja, odnosno do promjene opsega, strukture te ubrzanja ili usporavanja realizacije investicijskih programa i izgradnje planiranih objekata distribucijske mreže predviđene ovim planom.

3. Tehnički opis i karakteristike postojeće distribucijske mreže

3.1. Opći i karakteristični podaci 32
3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže 33
3.2.1. Pojne točke 110 kV 35
3.2.2. Pojne točke 35 kV 39
3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona 44
3.2.4. Vodovi 35 kV 45
3.2.5. Transformatorske stanice i transformatori SN/NN 49
3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV 53
3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci 56
3.2.8. Distribuirani izvori 59

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^2 površine
- 3.888.529 stanovnika (prema popisu iz 2021. godine)
- 555 jedinica lokalne samouprave ustrojenih u 20 županija, 127 gradova i 428 općina.

Distribucijska mreža HEP ODS-a organizirana je unutar 21 distribucijskog područja (Slika 3.1) koja su podijeljena na 129 terenskih jedinica. Uz navedeno, formirane su i četiri grupe područja: Sjever, Istok, Zapad i Jug.

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

Tablica u nastavku prikazuje osnovne i karakteristične podatke o HEP ODS-u za 2021. godinu (stanje na dan 31. 12. 2021. godine).

Tablica 3.1 HEP ODS – karakteristični podaci

Broj radnika	6.898
Duljina distribucijske mreže	142.365 km
Broj transformatorskih stanica u vlasništvu (nadležnosti) HEP ODS-a	26.859
Instalirana snaga transformacije	23.421 MVA
Broj obračunskih mjernih mjesta	2.484.575
Broj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	4.006
Priključna snaga distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu	504 MW
Potrošnja električne energije u distribucijskoj mreži u 2021. godini	15.609 GWh
Gubici u 2021. godini	7,2 %

3.2. Postojeće stanje distribucijske mreže

Temeljne značajke distribucijske mreže HEP ODS-a odnose se na stanje 31. 12. 2021. godine. Podaci su utvrđeni na temelju ažuriranja i unosa podataka u aplikaciju HEP ODS – Planiranje razvoja tijekom prve polovine 2022. godine.[1] Podaci se odnose na stanje postrojenja i mreža naponskih razina 110 kV, 35 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV svih distribucijskih područja.

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

Slika 3.2 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.

[1] Podaci su tijekom izrade ovog Plana (lipanj – kolovoz 2022. g.) detaljnije analizirani i verificirani, radi čega mogu u manjoj mjeri odstupati od podataka ranije iskazanih u drugim izvorima.

Slika 3.2 Pojednostavljeni rekapitulacijski shematski prikaz distribucijske mreže

Uz tablice i slike u nastavku ističe se komentar s obzirom na Desetogodišnji (2015. – 2024.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a) ili u odnosu na stanje mreže obrađeno prethodnim desetogodišnjim planom razvoja distribucijske mreže.

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

Tip transformatorske stanice prema prijenosnom omjeru	Broj TS HEP ODS-a	Ugrađena transformacija (MVA)	Broj polja postrojenja SN
1	2	3	4
TS 110/35(30) kV	37	2.596,0	495
TS 110/35(30)/10(20) kV	43	3.515,5	1.293
TS 110/10(20) kV	64	3.828,0	2.061
TS 35(30)/10(20) kV	298	4.232,5	5.906
Ukupno	**442**	**14.172,0**	**9.755**

Napomena: U iskazanim vrijednostima su uključene i snage međutransformacije.

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

Trendovi promjene broja transformatorskih stanica pokazuju smanjenje broja TS 35/x i povećanje broja TS 110/x. Procjenjujemo da bi nastavkom takvih trendova mogli 298 postojeću TS 35(30)/10(20) kV zamijeniti sa oko stotinu 110/10(20) kV. Time će se znatno smanjiti broj postrojenja, troškovi održavanja, a kasnijim prijelazom na 20 kV i gubici u srednjonaponskoj mreži. (Procjena se temelji na usporedbi troškova izgradnje i održavanja mreže te gubitaka na području Čakovca i Murske Sobote u Sloveniji u studijskom radu [42]).

3.2.1. Pojne točke 110 kV

Ukupno 144 pojne točke 110 kV napaja 35(30) kV i 10(20) kV srednjonaponske mreže. Pod pojmom pojne točke (ili transformatorske stanice) 110 kV podrazumijevaju se sve transformatorske stanice gornje naponske razine 110 kV ili više i koje napajaju srednjonaponsku mrežu 10 kV, 20 kV, 30 kV ili 35 kV naponske razine.

3.2.1.1. Izgradnja i razvoj pojnih točaka 110 kV

Izgradnja i razvoj pojnih točaka 110 kV usmjereni su ostvarenju strateškog cilja prijelaza na tronaponski sustav. U skladu s time, nove pojne točke 110 kV se planiraju i grade kao transformatorske stanice s izravnom transformacijom i SN postrojenjem s najvišim trajno dozvoljenim pogonskim naponom 24 kV. Također, raste broj projekata rekonstrukcije pojnih točaka 110/35 kV i 110/35/10 kV u kojima se jedan transformator 110/35 kV mijenja transformatorom 110/10(20) kV.

Pojne točke 110 kV su zajednički elektroenergetski objekti HEP ODS-a i HOPS-a, pa je i dinamika pripreme i izgradnje određena sve višom razinom uređenosti međusobnih odnosa operatora. U proteklih 10 godina (2012. – 2021.) izgrađeno je i pušteno u pogon ukupno 15 novih transformatorskih stanica 110/10(20) kV. Nova TS 110/10(20) kV podrazumijeva izgradnju postrojenja 110 kV i 110 kV priključka i uvođenje izravne transformacije. U ukupnom broju su obuhvaćene i TS 110/10(20) kV Zagvozd, Vrgorac i Ploče – izgrađene za potrebe napajanja autoceste na dionici Split – Ploče koje je HEP ODS preuzeo u punu nadležnost. U kontekstu dosljednog i odgovornog planiranja važno naglasiti da su 5 od navedenih TS 110/10(20) kV izgrađene na lokaciji i u zamjenu za postojeću TS 35/10(20) kV (TS 110/20/10(20) kV Kneginec, TS 110/10(20) kV Vrgorac, TS 110/20 kV Tupljak, Turnić i Zamet).

Detaljniji podaci o izgradnji i razvoju pojnih točaka navedeni su u Prilogu 11.1.Utjecaj napuštanja 35 kV razine na pojne točke distribucijske mreže.

3.2.1.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 110 kV ugrađeno je 9.380 MVA snage transformacije VN/SN. Na Slici 3.3 prikazan je udio transformatora 110/x kV u TS 110/x kV.

Slika 3.3 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 110/x kV u TS 110/x 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 Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43], vidljiv je porast snage izravne transformacije s 40 % na oko 46 % udjela u transformaciji VN/SN.

Omjer ukupno instalirane snage transformacije i zbroja maksimalno mogućih (projektiranih) snaga u TS 110 kV je okvirno:

- 67 % za TS instalirane snage transformacije do uključivo 40 MVA
- 89 % za TS instalirane snage od 40 MVA do uključivo 80 MVA
- visokih 99 % za TS instalirane snage više od 80 MVA.

Navedeno je pokazatelj strategije izgradnje novih stanica za nazivne snage transformatora do 2x40 MVA. Time se ostvaruje određena zalihost kapaciteta, prvotno ugrađeni transformatori manje snage (20 MVA) prema potrebi se mijenjaju novim jedinicama veće snage (u pravilu 40 MVA, iznimno u rijetkim slučajevima velike gustoće opterećenja u gradu Zagrebu: 63 MVA).

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

Analizirajući opterećenje transformacija po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti (80 %), ističe se deset transformacija koje prelaze navedenu vrijednost opterećenja u ovom trenutku.

3.2.1.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 110 kV građene su isključivo sa SN postrojenjem u čvrstim (zidanim) objektima u skladu s HEP-ovom tipizacijom za TS 110 kV. Iznimku predstavlja TS 110/35 kV Jertovec sa 35 kV postrojenjem ugrađenim u kontejnerskim objektima.

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

Slikom 3.4 prikazana je raspodjela izvedbe SN postrojenja prema tipu. U odnosu na Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [43], povećanje udjela sklopnih blokova (u odnosu na smanjenje udjela ćelija u klasičnoj izvedbi s pojedinačnom opremom) povezano je s brojnim pozitivnim iskustvima u održavanju i pogonu, uz značajno pojednostavljenje elektromontažnih radova u fazi ugradnje. U pravilu ugrađuje se primarna oprema izolacijske razine 24 kV.

Slika 3.5 Raspodjela postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača

Slikom 3.5 prikazana je 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), osobito u postrojenjima 10(20) kV. Vakuumski prekidači imaju općenito bolje tehničke značajke u pogonu i jednostavnije održavanje.

U proteklom razdoblju stalno se povećava udio numeričke relejne zaštite u transformatorskim stanicama 110/x kV (trenutno 86 % udjela). Ovaj trend će se nastaviti jer revitalizacija sekundarnih sustava u pravilu podrazumijeva napuštanje elektromehaničkih (trenutno 7 %) i elektrostatičkih (7 %) zaštitnih releja.

Razvoj informacijskih i telekomunikacijskih tehnologija, podržan primjenom modernih numeričkih uređaja relejne zaštite i upravljanja, predstavlja osnovu za ispunjavanje modernih zahtjeva pogona SN mreže. U SDV je uvedeno 96 % polja SN pojnih točaka. S obzirom na strateške ciljeve povećanja učinkovitosti poslovanja i kvalitete opskrbe električnom energijom, te utjecaj na broj korisnika mreže – daje se prioritet zahvatima (revitalizacije, rekonstrukcije i uvođenju u SDV preostalih TS 110/x kV.

3.2.1.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Od ukupno 144 pojne točke 110 kV, u njih 37 nije ugrađeno postrojenje 10 kV ili 20 kV naponske razine, a odnose se na 110/35(30) kV stanice koje se mogu, ako se ukaže potreba, rekonstruirati u pojne točke SN mreže 10(20) kV. Slikama 3.6 i 3.7 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 ostalog.

Slika 3.6 Raspodjela polja SN postrojenja TS 110 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

Slika 3.7 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 94 %.

Slika 3.7 Broj polja postrojenja prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon prema tipu postrojenja

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

Transformatori snage najvažniji su elementi sustava prijenosa i distribucije električne energije. U najvećoj mjeri dulje su vremensko razdoblje u pogonu u određenoj transformatorskoj stanici pa su stoga obrađeni u poglavlju povezanom sa stanicama. S obzirom na to da ipak predstavljaju značajnu pokretnu imovinu, obrađen je i dio transformatora koji nisu ugrađeni u transformatorske stanice. Suma nazivnih snaga 155 transformatora omjera transformacije VN/SN u nadležnosti HEP ODS-a je 4.622,5 MVA. Transformatori najviše naponske razine 110 kV gotovo u pravilu se odnose na transformaciju snage niže naponske razine 10 kV ili 20 kV, odnosno 10,5 kV ili 21 kV konstrukcijski.

Slika 3.8 Broj transformatora VN/SN HEP ODS-a prema nazivnoj snazi

Pregledom raspodjele transformatora prema snazi (Slika 3.8) vidljivo je da je većina transformatora snage 20 MVA 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 zaključuje se da je trenutačno stanje transformatora u nadležnosti ODS-a vrlo povoljno s obzirom na vrlo mali udio starijih od granične vrijednosti (Slika 3.9). Promatrajući vremenski okvir plana od 10 godina vidljivo je da će dio transformatora prijeći navedenu graničnu vrijednost, pa je stoga nužno planirati zamjenu, naročito jer su nove generacije transformatora konstruirane sa znatno manjim gubicima u odnosu na one koje zamjenjuju u pogonu.

Slika 3.9 Raspodjela broja transformatora VN/SN HEP ODS-a prema starosti

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 kV 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 298 pojnom točkom 35(30) kV, od kojih je većina u isključivom vlasništvu HEP ODS-a.

3.2.2.1. Izgradnja i razvoj pojnih točaka 35 kV

U proteklom desetogodišnjem razdoblju (2012. – 2021.) izgrađene su 3 nove pojne točke TS 35/10(20) kV (TS 35/10(20) kV Čaglin, Brod 4 i Hrvace). U istom razdoblju 10 postojećih dotrajalih pojnih točaka 35/10 kV cjelovito je rekonstruirano izgradnjom zamjenske TS 35/10(20) kV na istoj lokaciji od čega je 6 zamjena za jednostavne TS u montažnim objektima iz osamdesetih godina 20. stoljeća (TS 35/10(20) kV Otok, Voćin, Babina Greda, Stari Mikanovci, Budimci i Oriovac).

S ubrzanjem trenda prijelaza na 20 kV povezano je pretvaranje TS 35/10 kV u rasklopišta RS 20 kV (osobito na području Elektroistre i Elektroprimorja). U budućnosti se planira smanjenje broja projekata izgradnje novih TS 35/10(20) kV, ali i pojačanje investicijskih aktivnosti u rekonstrukciju i revitalizaciju postojećih TS 35/10(20). Detalji planiranih aktivnosti obrazloženi su u nastavku planskog dokumenta u poglavlju 6.

3.2.2.2. Pokazatelji transformacije

U pojnim točkama 35 kV, uključujući transformacije 35/x kV u pojnim točkama 110 kV, ugrađeno je 4.792 MVA snage transformacije 35(30)/x kV. Slika 3.10 prikazuje transformaciju 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x kV.

Slika 3.10 Raspodjela instaliranih snaga transformacija 35(30)/x kV u TS 35(30)/x kV i TS 110/x kV

U vezi s iskorištenjem transformacije u stanicama, mogu se navesti isti zaključci kao i za pojne točke 110 kV, što je očekivano s obzirom na istu metodologiju i kriterije planiranja. Općenito je suma vršnih opterećenja oko 31 % instalirane snage. Može se primijetiti da tipizacija transformatorskih stanica projektiranih za snagu do 2x8 MVA rezultira nižim omjerom instalirane snage i maksimalne projektirane snage za stanice s ukupnom instaliranom snagom transformatora do uključivo 8 MVA (npr. 2x4 MVA), a vrlo visokim za instalirane snage veće od 8 MVA.

Analizirajući opterećenje transformacija po pojedinim transformatorskim stanicama i uvažavajući okvirne kriterije za povećanje kapaciteta transformacije prema relativnoj opterećenosti (80 %) može se uočiti 9 transformacija koje prelaze navedenu vrijednost u 2021. godini.

3.2.2.3. Pokazatelji izvedbe građevine i postrojenja

Pojne točke 35 kV u pravilu su građene u čvrstim (zidanim) objektima, koji čine 97 % izvedbe zgrade postrojenja. Preostalih 3 % odnosi se na limene kontejnere i tipske objekte „ESO“. Oko 77 % objekata

je u dobrom građevinskom stanju, a preostali zahtijevaju revitalizaciju, najviše u smislu popravaka ili zamjene krovišta, fasade ili stolarije.

Kao i za SN postrojenja u pojnim točkama 110 kV, mogu se izvesti slični zaključci o stanju postrojenja u pojnim točkama 35 kV jer su rezultat iste metodologije planiranja razvoja distribucijske mreže. Analizom podataka iz distribucijskih područja (prikazanih na Slikama 3.11 i 3.12) primjetan je porast udjela postrojenja izvedenih sklopnim blokovima s ugrađenim vakuumskim prekidačima i numeričkim relejima zaštite u odnosu na stanje Desetogodišnjeg plan 2015. – 2024. [43].

Slika 3.11 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu

Na Slici 3.11 vidljiv je veći udio ugrađenih sklopnih blokova u postrojenjima 10(20) kV u odnosu na 35(30) kV postrojenja, kao što je na Slici 3.12 vidljiv veći udio vakuumskih prekidača, koji se smatraju novijom i boljom tehnologijom u odnosu na malouljne prekidače, u postrojenjima 10(20) kV.

Slika 3.12 Raspodjela polja postrojenja 35(30) kV i 10(20) kV prema tipu prekidača

Iako su postrojenja 35(30) kV tehnički važnija od postrojenja 10(20) kV jer distribuiraju veću snagu, navedeno stanje posljedica je strateškog plana napuštanja transformacije 35(30)/10(20) kV i rekonstrukcije postrojenja u rasklopišta 10(20) kV zbog prijelaza na tronaponski sustav. To je posebno izraženo u distribucijskim područjima sa započetim aktivnostima pripreme i prijelaza na 20 kV napon (Rijeka, Zagreb, Pula i dr.). Ako se u idućem razdoblju uspori dinamika izgradnje 110 kV pojnih točaka,

bit će nužno ulagati u rekonstrukciju postojećih 35 kV postrojenja, što bi s gledišta isplativosti bilo nerazborito.

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

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 Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [43], znatno je povećan udio numeričke relejne zaštite (s 64 % na 75 %) i SN postrojenja uvedenih u SDV (s 89 % na 98 %).

3.2.2.4. Pripremljenost SN postrojenja za pogon na 20 kV

Na Slikama 3.13 i 3.14 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 pojnih točaka 35 kV taj je udio znatno manji i iznosi oko 42 %. U postrojenjima izvedenim sklopnim blokovima brojnija su postrojenja s najvišim naponom opreme koji omogućuje pogon na 20 kV.

Slika 3.13 Raspodjela polja SN postrojenja TS 35 kV prema pripremljenosti za 20 kV pogonski napon

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

Slika 3.14 Broj 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

Zbroj nazivnih snaga ukupno 779 transformatora SN/SN u nadležnosti HEP ODS-a iznosi 5.351 MVA (od toga, pogonsku rezervu čine 99 transformatora ukupne nazivne snage 562 MVA). Najzastupljeniji su transformatori prijenosnog omjera 35/10,5 kV ili prespojivi 35/10,5(21) kV, a najzastupljenije snage 4 MVA i 8 MVA (zajedno 641 komada, odnosno 4.152 MVA). Preostali transformatori su snage 2,5 MVA, 16 MVA ili ostalih netipiziranih snaga (Slika 3.15).

Slika 3.15 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema nazivnoj snazi

Slika 3.16 prikazuje raspodjelu transformatora prema starosti iz koje je vidljiv značajan broj starih transformatora. Prosječna je starost transformatora oko 32 godine. Prema kriteriju zamjene transformatora na temelju starosti veće od 40 godina, u ovom trenutku graničnu vrijednost kriterija prelazi oko 45 %, a do kraja planskog razdoblja još dodatnih 11 %.

Osim veće sigurnosti pogona, zamjenom dotrajalih transformatora ostvaruje se velika korist smanjenjem tehničkih gubitaka. U načelu su gubici zbog opterećenja dvostruko manji kod novih transformatora, a gubici praznog hoda čak i do tri puta manji. Primjenjujući odredbe nove EU regulative o obvezi

proizvodnje i stavljanja na tržište druge generacije energetski učinkovitih transformatora, koja je stupila na snagu, uštede u gubicima zbog zamjene transformatora bit će još izraženije.

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

Slika 3.16 Raspodjela broja transformatora SN/SN prema starosti

3.2.3. Rasklopišta srednjeg napona

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

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

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

U nadležnosti HEP ODS-a je 49 takvih postrojenja. Veći broj rasklopišta izgrađen je u Elektri Varaždin i Elektroistri Pula.

Oko 63 % rasklopišta u nadležnosti HEP ODS-a su rasklopišta nazivnog napona 10 kV ili 20 kV.

3.2.4. Vodovi 35 kV

U ovom poglavlju dan je sažeti prikaz osnovnih značajki vodova 35 kV (uključujući 30 kV, posebnost na području Elektre Zagreb i Elektre Šibenik) na razini HEP ODS-a. Ukupna duljina vodova 35 kV je 4.538 km, što je povećanje za 29 km u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2015. – 2024. [43] (4.509 km). Promjene udjela duljina pojedinih izvedbi vodova nastaju su zbog zamjene nadzemnih vodova kabelima.

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 34 %, a nadzemnih 66 %, što je 5 % manji udio duljine nadzemnih 35 kV vodova u odnosu na stanje mreže opisano Desetogodišnjim planom 2015. – 2024. [43]).

Tablica 3.3 Pregled 35 kV vodova

Naziv	Duljina (km)	Duljina (%)
Nadzemni vodovi 35 kV	2.987	66 %
Kabelski vodovi 35 kV	1.406	31 %
Podmorski kabelski vodovi 35 kV	145	3 %
Ukupno	**4.538**	**100 %**

3.2.4.1. Nadzemni vodovi 35 kV

Zbog promjene pogonske naponske razine (prijelaza SN mreže na 20 kV) i zamjena nadzemnih vodova kabelskima, njihova ukupna duljina smanjila se u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] za 201 km te sada iznosi 2.987 km. Razdioba nadzemnih vodova 35 kV po presjecima vodiča, materijalu i vrsti stupa prikazana je u Tablici 3.4 te na Slici 3.17.

Tablica 3.4 Pregled 35 kV nadzemnih vodova prema presjeku, materijalu i vrsti stupova

Vrsta stupa / Presjek vodiča	Duljina vodova (km)					
	120/20 mm² Al/Fe	95/15 mm² Al/Fe	Ostali presjeci (Al/Fe)	Bakreni vodič	Ukupno (km)	Ukupno (%)
Betonski stupovi	337	231	8	57	**634**	**21%**
Čelično-rešetkasti stupovi	1.492	559	217	86	**2.361**	**79%**
Ukupno (km)	**1.829**	**790**	**225**	**143**	**2.987**	**100%**
Ukupno (%)	**61%**	**26%**	**8%**	**5%**	**100%**	

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

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

Postupnim uvođenjem izravne transformacije 110/10(20) kV smanjit će se ukupna duljina 35 kV vodova, s tim da će se većina koridora zadržati, vodovi rekonstruirati u 110 kV vodove ili koristiti na 10(20) kV naponskoj razini. 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.

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

Struktura nadzemnih 30(35) kV vodova prema godini izgradnje dionica dana je na slici u nastavku iz koje se vidi da je većina nadzemnih vodova izgrađena između 50-ih i 90-ih godina prošloga stoljeća te će u narednom razdoblju biti potrebno izdvajati značajnija sredstva za rekonstrukcije i revitalizacije istih.

Slika 3.18 Razdioba nadzemnih vodova 35 kV prema starosti

3.2.4.2. Kabelski vodovi 35 kV

Razvoj kabelske tehnologije doveo je do velikog broja različitih tipova podzemnih i podmorskih kabela. Tipizacija u ovom dijelu tehnologije uslijedila je nakon devedesetih godina prošlog stoljeća. U Tablici 3.5 i na Slici 3.19 iskazane su vrijednosti i udjeli duljine 35 kV kabelskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji) kabela.

Tablica 3.5 Pregled duljine 35 kV kabelskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Duljina (%)
Umreženi polietilen i izvedba plašta od polietilena (XHE)	953	68%
Umreženi polietilen i izvedba plašta od PVC-a (XHP)	111	8%
Impregnirani papir	323	23%
Ostali	19	1%
Ukupno	**1.406**	**100%**

Udio duljine kabelskih vodova s papirnom izolacijom (IPZO i sl.) je 23 %, što je za 10 % manje u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] 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). Budući da 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 3.19 Udjeli duljine 35 kV kabelskih vodova prema tehnološkoj izvedbi (izolaciji)

3.2.4.3. Podmorski kabelski vodovi 35 kV

Tablica u nastavku daje pregled 35 kV podmorskih kabelskih vodova (PKB) prema vrsti.

Tablica 3.6 Pregled 35 kV podmorskih kabelskih vodova prema vrsti izolacije

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Duljina (%)
Umreženi polietilen (XHE, XHOE, FXCTV, FXBTV)	76	52%
Polivinilklorid	4	3%
Etilen-propilen guma	27	19%
Impregnirani papir	38	26%
Ukupno	**145**	**100%**

U razdoblju od izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] ukupna duljina podmorskih kabelskih vodova naponske razine 35 kV porasla je sa 134 km na 145 km. Duljina mreža PKB 35 kV u proteklom razdoblju se nije značajno povećala, već su se investicijske aktivnosti uglavnom odnosile na zamjenu postojećih PKB zbog starosti i dotrajalosti. Najveći udio u 35 kV podmorskim kabelskim vodovima imaju kabeli s izolacijom od umreženog polietilena (izvedbe tipa XH i FXBTV), kao što prikazuje Slika 3.20.

Slika 3.20 Vrste podmorskih kabela 35 kV prema izvedbi

Važno je primijetiti da je značajan dio 35 kV podmorskih kabelskih vodova (57,1 km) stariji od 40 godina (Slika 3.21) pa će ih u nadolazećem razdoblju trebati intenzivnije mijenjati.

Slika 3.21 Prikaz 35 kV podmorskih kabela prema starosti i vrsti izolacije

Ulaganjima u zamjenu kabelima novije izvedbe u proteklom razdoblju, udio starih kabela izolacije od polivinilklorida i impregniranog papira postupno se smanjuje. Međutim, značajan dio podmorskih kabela stariji je od 30 godina te će se u idućem razdoblju intenzivnije mijenjati.

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 29.510, s ukupnom instaliranom snagom 11.630 MVA. Ključni podaci o izgrađenim transformatorskim stanicama (vlastite, zajedničke ili tuđe) u distribucijskoj mreži iskazani su u tablicama koje slijede.

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

	HEP ODS / zajedničke	Tuđe	Ukupno
Broj transformatorskih stanica SN/NN (kom)	26.417	3.093	29.510
Instalirana snaga transformacije SN/NN (MVA)	9.249	2.381	11.630

TS SN/NN mogu se podijeliti na tri osnovna tipa prema načinu izvedbe (Tablica 3.8): kabelske (KTS), stupne (STS) i tip „tornjić“.

Tablica 3.8 Pregled TS SN/NN prema načinu izvedbe

Vrsta TS	Broj TS (kom)	Udio (%)
Kabelska transformatorska stanica	15.030	51%
Stupna transformatorska stanica	11.217	38%
Transformatorska stanica tipa „tornjić"	3.263	11%
Ukupno	**29.510**	**100%**

U proteklom razdoblju smanjio se udio TS starog i napuštenog tehničkog rješenja tipa „tornjić“, a porastao je udio kabelskih i stupnih TS. Iskustva iz područja pogođenih potresima u 2020. godini ukazuju na rizik velikih oštećenja, pa i uništenja transformatorskih stanica tipa „tornjić“. Radi toga je potrebno

ubrzati zamjenu ovog tipa transformatorske stanice s kabelskim i stupnim TS u područjima povećanog rizika potresa značajne magnitude.

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	11.309	38%
TS 10(20)/0,42 kV	10.153	35%
TS 20/0,42 kV	8.048	27%
Ukupno	**29.510**	**100%**

Udio transformatorskih stanica s ugrađenom opremom najvišeg napona 24 kV je oko 62 % (18.201) što predstavlja povećanje u odnosu na 53 %, odnosno 15.186 TS, kako je opisano u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [43]. Ukupan broj TS u pogonu na 20 kV iznosi 8.048, odnosno 27 %.

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

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

Značajan udio kabelskih transformatorskih stanica ima ugrađenu opremu 24 kV, dok kod ostalih transformatorskih stanica se udio opreme 24 kV značajno mijenja ovisno o izvedbi. U izvedbi „tornjić“ dio stanica se rekonstruira opremom 24 kV. Kod stupnih transformatorskih stanica najveći udio 24 kV opreme imaju TS na betonskom stupu, dok je udio 24 kV opreme gotovo zanemariv kod TS na drvenom stupu (tehničko rješenje koje se napušta).

3.2.5.2. Transformatori SN/NN

U nastavku su analizirani transformatori u vlasništvu HEP ODS-a. 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 pričuvu.

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

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

Snaga (kVA)	10/0,4 kV (kom)	10(20)/0,4 kV (kom)	20/0,4 kV (kom)	Ukupno (kom)	Ukupno (%)
> 1000	5	39	3	47	0%
1000	238	1.811	143	2.192	7%
630	1.442	3.942	722	6.106	20%
400	987	2.384	651	4.022	13%
250	1.192	2.370	657	4.219	14%
160	1.177	1.908	424	3.509	11%
100	2.177	3.112	587	5.876	19%
50	1.506	2.327	520	4.353	14%
<50	226	58	5	289	1%
Ostali	295	25	1	321	1%
Ukupno (kom)	**9.245**	**17.976**	**3.713**	**30.934**	**100%**
Ukupno (%)	**30%**	**58%**	**12%**	**100%**	

Iz prikaza raspodjele transformatora prema izvedbi namota više naponske razine vidljivo je da je udio preklopivih transformatora i transformatora više naponske razine 20 kV 70 %. Nove transformatorske stanice grade se s preklopivim transformatorima 10(20)/0,4 kV, a zastupljenost im je 58 %.

U odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] vidljiv je porast broja preklopivih transformatora 10(20)/0,4 kV za oko 6.000 komada i porast broja transformatora 20/0,4 kV za oko 500 komada.

Budući da upravo nabava transformatora SN/NN predstavlja veliki dio troškova prijelaza na 20 kV napon, jasno je da je riječ o dugotrajnom i postupnom procesu.

Slika 3.22 Raspodjela transformatora SN/NN prema nazivnim snagama i spremnosti za 20 kV

Na Slici 3.22 prikazana je raspodjela prema nazivnim snagama i pripremljenosti za 20 kV napon. U mreži HEP ODS-a najzastupljeniji su SN/NN transformatori snage 630 kVA i 100 kVA, dok su

transformatori ostalih tipskih snaga podjednako zastupljeni. Udio transformatora spremnih za prelazak na 20 kV napon je prevladavajući, osim za vrlo male i nestandardne snage.

U Tablici 3.11 te na Slici 3.23 dan je pregled starosti transformatora SN/NN po petogodišnjim razdobljima.

Tablica 3.11 Raspodjela starosti transformatora SN/NN po godinama

Starost (god)	Broj TR (kom)	Udio (%)
0 – 5	3.346	11%
6 – 10	3.697	12%
11 – 15	3.165	10%
16 – 20	4.185	14%
21 – 25	2.821	9%
26 – 30	1.611	5%
31 – 35	1.727	6%
36 – 40	2.511	8%
41 – 45	3.328	11%
46 – 50	2.088	7%
> 51	2.455	8%
Bez podatka	0	0%
Ukupno	**30.934**	**100%**

Posebnu pozornost treba dati transformatorima starijim od 40 godina (kriterij zamjene prema starosti) i onima koji će do isteka promatranog planskog razdoblja doseći starost od 40 godina. Ukupan udio takvih transformatora je oko 39 % svih transformatora HEP ODS-a (Slika 3.23). U okviru Pilot projekta uvođenja naprednih mreža (više u Poglavlju 6.7.1.), projektne aktivnosti Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže zamijenjeno je 449 postojećih transformatora starijih od 30 godina novim transformatorima sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka.

Slika 3.23 Raspodjela broja transformatora SN/NN po starosti

3.2.6. Vodovi 10 kV i 20 kV

Pregled 10(20) kV vodova po izvedbi, s podacima o duljini i udjelu pojedine izvedbe prikazan je u Tablici 3.12. Udio kabelskih vodova u ukupnoj duljini je 46 %, a udio nadzemnih 53 %, što je 6 % manji udio duljine nadzemnih 10(20) kV vodova u odnosu na Desetogodišnji plan 2015. – 2024. [43]. Razlog tome je i značajnije povećanje udjela duljine kabelskih vodova u ukupnoj duljini 10(20) kV mreže.

Tablica 3.12 Pregled 10(20) kV vodova

Naziv	Duljina (km)	Duljina (%)
Nadzemni vodovi 10(20) kV	20.328	53%
Kabelski vodovi 10(20) kV	17.743	46%
Podmorski kabelski vodovi 10(20) kV	255	1%
Ukupno	**38.326**	**100%**

3.2.6.1. Nadzemni vodovi 10 kV i 20 kV

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

Tablica 3.13 Struktura nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV

Vrsta stupa / Presjek vodiča	Duljina vodova (km)								
	25/4 mm² Al/Fe	35/6 mm² Al/Fe	50/8 mm² Al/Fe	70/12 mm² Al/Fe	95/15 mm² Al/Fe	Ostali presjeci (Al/Fe)	Bakreni vodič	Ukupno (km)	Ukupno (%)
Betonski stupovi	792	1.208	2.545	352	1.511	54	168	**6.630**	**32,6%**
Drveni stupovi	4.372	3.426	2.488	69	164	38	256	**10.812**	**53,2%**
Čelično-rešetkasti stupovi	64	119	209	180	1.978	181	143	**2.873**	**14,1%**
MKVS			3		11			**13**	**0,1%**
Ukupno (km)	**5.227**	**4.752**	**5.243**	**601**	**3.663**	**273**	**567**	**20.328**	**100,0%**
Ukupno (%)	**25,7%**	**23,4%**	**25,8%**	**3,0%**	**18,0%**	**1,3%**	**2,8%**	**100,0%**	

Usporedbom podataka iz Tablice 3.13 i podataka iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] vidljivo je smanjenje udjela vodova presjeka 25/4 mm² i 35/6 mm² za 1.328 km (s tadašnjih 11.308 km na današnjih 9.980 km).

Nadalje, usporedbom s podacima iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] vidi se porast udjela vodova presjeka 50/8 mm² za 433 km (s 4.810 na 5.243 km) i porast udjela vodova 95/15 mm² za 270 km (s 3.393 na 3.663 km), kao rezultat smjernice razvoja mreže izgradnjom nadzemnih vodova 10(20) kV na betonskim stupovima presjeka 95/15 mm² za magistralne vodove, a 50/8 mm² za odcjepe.

Slika 3.24 Pregled udjela nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV prema presjeku vodiča i vrsti stupova

Najveći udio nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV izveden je na drvenim stupovima (Slika 3.24). Usporedbom sa stanjem iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] njihov udio je značajno smanjen, s 12.132 km na 10.812 km. U istom razdoblju povećana je duljina nadzemnih vodova 10 kV i 20 kV na betonskim stupovima za 528 km, s 6.102 km na 6.630 km.

3.2.6.2. Kabelski vodovi 10 kV i 20 kV

Analizom podataka (Tablica 3.14) o duljinama kabelskih vodova 10 kV, odnosno 20 kV, vidljiv je porast za oko 2.976 km u odnosu na stanje iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] što je rezultat smanjivanja cijene kabela i problema s koridorima nadzemnih vodova te se sve više grade kabelski vodovi.

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

Iz Tablice 3.14 vidljiv je vrlo visoki udio kabela s izolacijom od umreženog polietilena od oko 86 %.

Tablica 3.14 Struktura kabelskih vodova 10(20) kV po vrsti izolacije

Vrsta kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Univerzalni kabel	64	0%
Umreženi polietilen (XHE i XHP)	15.321	86%
Polivinilklorid	451	3%
Etil - propilen	238	1%
Termoplastični polietilen	527	3%
Impregnirani papir	1.143	7%
Ukupno	**17.743**	**100%**

Slika 3.25 u nastavku prikazuje raspodjelu duljine kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema tipu, tj. vrsti izolacije.

Slika 3.25 Duljine kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema tipu (izvedbi izolacije)

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

Zbog manje pouzdanosti uljnih kabela s izolacijom od papira u manjoj je mjeri došlo do napuštanja kabela tipa IPO i sl., s 1.341 km (oko 9 % ukupnog udjela u kabelima u vrijeme Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43]) na 1.143 km (oko 7 % s obzirom na značajno povećanje ukupne duljine kabelske mreže izgradnjom u izvedbi s izolacijom od umreženog polietilena).

Problematika EHP kabela (izolacija od termoplastičnog polietilena) povezana je s naknadnom ekstrudacijom zaslona (izvedba zaslona izolacije), pa se također zbog smanjene pouzdanosti udio navedenih kabela smanjuje, s 576 (4 %) na 527 km (3 %).

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

3.2.6.3. Podmorski kabelski vodovi 10 kV i 20 kV

Ukupna duljina podmorskih kabelskih vodova naponske razine 10 kV i 20 kV iznosi 255 km (Tablica 3.15), dok je u vrijeme izrade Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] duljina podmorskih kabelskih vodova ovih naponskih razina iznosila 229 km.

Radi sustavne zamjene kabela 2016. godine pokrenute su pripreme za zamjenu postojećih, odnosno izgradnju novih podmorskih kabelskih vodova. U razdoblju do kraja 2021. zamijenjeno/izgrađeno je devetnaest podmorskih kabelskih vodova duljine 41 km.

Tablica 3.15 Pregled podmorskih kabelskih vodova 10 kV i 20 kV prema vrsti izolacije

Vrsta izolacije/kabela	Duljina (km)	Udio (%)
Impregnirani papir	65	26%
Polivinilklorid	48	19%
Umreženi polietilen (XHE, XHP, FXBTV)	142	55%
Ukupno	**255**	**100%**

Prema Slici 3.26, 55 % podmorskih kabela 10(20) kV ima izolaciju od umreženog polietilena.

Slika 3.26 Prikaz udjela podmorskih kabela 10 kV i 20 kV po vrsti izolacije

3.2.7. Niskonaponska mreža i priključci

Ukupna duljina niskonaponske mreže iznosi 62.669 km, u čemu nadzemna mreža sudjeluje s 43.999 km, a kabelska s 18.670 km (Tablica 3.16).

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

Tablica 3.16 Struktura vodova niskonaponske mreže (bez priključaka)

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Samonosivi kabelski snop	31.856	51%
Neizolirani vodič	12.143	19%
Ukupno nadzemni vodovi	**43.999**	**70%**
Kabelski vodovi	**18.670**	**30%**
Ukupno	**62.669**	**100%**

3.2.7.1. Nadzemna niskonaponska mreža

Najveći dio nadzemne NN mreže izveden je SKS-om presjeka 70 mm^2 (Tablica 3.17), uglavnom na betonskim stupovima te neizoliranim vodičima presjeka 35/6 mm^2 i 25/4 mm^2, uglavnom na drvenim stupovima.

Tablica 3.17 Struktura nadzemne NN mreže

Vrsta / presjek	Duljina (km)										
	Ukupno SKS	SKS 70 mm² Al	SKS 35 mm² Al	SKS - Ostali	Ukupno neizolirani vodič	N.V. 50 mm² Al/Fe	N.V. 35 mm² Al/Fe	N.V. 25 mm² Al/Fe	N.V. <25 mm² Al/Fe	Ostali Al/Fe	Ukupno
Drveni stupovi	11.885	7.585	3.328	973	7.469	1.813	2.821	1.751	745	339	19.354
Betonski stupovi	18.997	16.144	2.339	515	1.229	341	427	160	59	241	20.226
Čelični stupovi	106	88	11	6	0						106
Krovni nosači	386	204	95	87	2.935	212	1.766	664	218	76	3.321
Zidni nosači	420	239	132	49	509	143	158	70	30	108	929
MKVS	62	62			0						63
Ukupno (km)	**31.856**	**24.323**	**5.904**	**1.630**	**12.143**	**2.509**	**5.173**	**2.645**	**1.051**	**765**	**43.999**
Udio (%)	**72%**	**55%**	**13%**	**4%**	**28%**	**6%**	**12%**	**6%**	**2%**	**2%**	**100%**

Usporedbom sadašnjih podataka s onima iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43] vidljivo je:

- povećanje duljine mreže izvedene SKS-om 70 mm² s tadašnjih 21.219 km na 24.323 km
- povećanje duljine mreže izvedene SKS-om 35 mm² s tadašnjih 4.791 km na 5.904 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 50/8 mm² Al/Fe s tadašnjih 3.867 km na 2.509 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 35/6 mm² Al/Fe s tadašnjih 6.523 km na 5.173 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima 25/4 mm² Al/Fe s 3.822 km na 2.645 km
- smanjenje duljine mreže izvedene vodičima presjeka manjeg od 25/4 mm² Al/Fe s 2.272 km na 1.051 km.

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

Slika 3.27 Pregled niskonaponske nadzemne mreže prema izvedbi i presjeku vodiča te vrsti nosivog elementa

Sa Slike 3.27 je vidljivo da je nadzemna mreža u većini izvedena SKS-om presjeka 70 mm^2.

Najveći udio niskonaponske nadzemne mreže nalazi se na drvenim stupovima, u duljini od 19.354 km (44 %) te na betonskim stupovima, u duljini od 20.226 km (46 %), što je prikazano Slikom 3.28. Ako se usporede podaci iz Desetogodišnjeg plana 2015. – 2024. [43], uočava se da je tada 23.771 km nadzemne niskonaponske mreže bilo na drvenim stupovima te 16.761 km nadzemne mreže na betonskim stupovima.

Slika 3.28 Struktura niskonaponske nadzemne mreže prema vrsti nosivog elementa

3.2.7.2. Niskonaponska kabelska mreža

U Tablici 3.18 iskazani su podaci o duljini niskonaponske kabelske mreže prema vrsti izolacije.

Tablica 3.18 Struktura niskonaponske kabelske mreže prema izvedbi izolacije

Vrsta izolacije	Duljina (km)	Udio (%)
Polivinilklorid	12.950	69%
Umreženi polietilen	5.605	30%
Impregnirani papir	114	1%
Ukupno	**18.670**	**100%**

U odnosu na 15.759 km ukupne duljine niskonaponske kabelske mreže u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [43], danas je taj iznos 18.670 km. Ovo je razumljivo jer se zbog smanjenja cijene kabela, građevinskih radova i problema s koridorima i urbanističkim uvjetima izvedbe, rekonstrukcija postojećih i izgradnja novih NN mreža izvodi se podzemnim kabelima.

3.2.7.3. Niskonaponski priključci

Struktura niskonaponskih nadzemnih priključaka dana je u Tablici 3.19. Nadzemnih niskonaponskih priključaka najviše je izvedeno SKS-om (20.473 km) te 2.681 km neizoliranim vodičima. Ako se usporede kabelski i nadzemni niskonaponski priključci, najviše ima nadzemnih i to oko 63 % u ukupnom udjelu priključaka.

Tablica 3.19 Struktura niskonaponskih priključaka

Vrsta vodiča	Duljina (km)	Udio (%)
Neizolirani vodič	2.681	7%
Samonosivi kabelski snop	20.473	56%
Kabel	13.677	37%
Ukupno	**36.832**	**100%**

Usporedi li se stanje u Desetogodišnjem planu 2015. – 2024. [43], duljina priključaka izvedenih neizoliranim vodičima se smanjila (s 3.694 km na današnjih 2.681 km). U isto vrijeme povećana je duljina priključaka izvedenih SKS-om (sa 17.707 km na 20.473 km). Očekivano, zbog povećanja duljine kabelske mreže, povećala se duljina kabelskih priključaka (s tadašnjih 11.615 km na 13.677 km).

3.2.8. Distribuirani izvori

3.2.8.1. Priključenje elektrana na mrežu HEP ODS-a

U posljednjih desetak godina intenzivirano je priključenje elektrana na distribucijsku mrežu. Tablica 3.20 u nastavku prikazuje broj i snagu elektrana priključenih na mrežu HEP ODS-a (do 31. 12. 2021.) te prosječnu snagu po vrstama elektrana. Ovaj prikaz uključuje i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu.

Tablica 3.20 Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (za koje postoji važeći ugovor o korištenju mreže)

Vrsta elektrane	NN		SN		Ukupno		Prosječna priključna snaga elektrane (kW)
	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	Broj	Priključna snaga (kW)	
Sunčane	3.741	88.582	113	50.921	3.854	139.503	36
Vjetroelektrane			9	95.850	9	95.850	10.650
Biomasa	10	4.334	33	94.668	43	99.002	2.302
Hidroelektrane	19	3.721	19	72.107	38	75.828	1.995
Geotermalna			1	10.000	1	10.000	10.000
Ostalo	10	2.310	51	81.010	61	83.320	1.366
Ukupno	**3.780**	**98.947**	**226**	**404.556**	**4.006**	**503.503**	**126**

Tijekom 2021. godine nastavio se trend porasta priključenja elektrana na distribucijsku mrežu, posebno malih sunčanih elektrana za koje je pojednostavljena procedura priključenja, a koje se grade kao jednostavne građevine. Među njima najveći je broj kupaca s vlastitom proizvodnjom, koji viškove proizvedene električne energije isporučuju u mrežu. Također, primjetno je povećanje broja priključenja većih elektrana na SN.

Ukupna snaga priključenih 4.006 distribuiranih izvora iznosi 503,5 MW. Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu prema broju su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a (96 %), dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 28 % od ukupno priključenih izvora na niskonaponsku i srednjonaponsku mrežu. Slike 3.29 i 3.30 prikazuju razdiobu vrsta elektrana priključenih na distribucijsku mrežu HEP ODS-a po broju, priključnoj snazi i distribucijskim područjima.

Zaključno s 31.12.2021. godine na mreži HEP ODS-a bilo je priključeno ukupno 1570 proizvođača u statusu korisnika postrojenja za samoopskrbu ukupne priključne snage 9.368 kW.

Slika 3.29 Priključna snaga elektrana priključenih na distribucijsku mrežu

Slika 3.30 Priključna snaga i broj priključenih elektrana po distribucijskim područjima

Kretanje broja i snage priključenih izvora u proteklom višegodišnjem razdoblju (2010. – 2021.) prikazano je u Tablici 3.21 i na Slici 3.31. U razdoblju od 2019. do danas primjećuje se značajan porast broja priključenih distribuiranih izvora, dok priključna snaga istih ne prati rast, iz čega se može zaključiti da se na distribucijsku mrežu priključuje sve veći broj izvora manje priključne snage.

Tablica 3.21 Broj priključenih izvora i priključna snaga u razdoblju od 2010. do kraja 2021. godine

Godina	Priključeni izvori	
	Broj	Priključna snaga (kW)
do 2010.	26	97.341
2010.	6	11.975
2011.	15	16.877
2012.	86	9.545
2013.	558	33.200
2014.	565	24.933
2015.	251	37.931
2016.	90	30.009
2017.	88	22.300
2018.	142	69.872
2019.	270	39.584
2020.	929	38.068
2021.	980	71.868
Ukupno	**4.006**	**503.503**

Slika 3.31 Porast broja i snage priključenih distribuiranih izvora u razdoblju od 2010. do kraja 2021. godine

3.2.8.2. Proizvodnja elektrana na mreži HEP ODS-a

Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana (uključujući elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. priključene na distribucijsku mrežu) u 2021. godine iznosi 1.643,1 GWh, što je oko 11 % ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2021. godini. Slika u nastavku prikazuje značajan porast godišnje proizvodnje električne energije iz distribuiranih izvora u prethodnom razdoblju.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja hidroelektrana (16 %) i ostalih tipova elektrana (25 %), uglavnom bioplinskih postrojenja te elektrana na biomasu (36 %) i vjetroelektrana (10 %). U mreži HEP ODS-a brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 9 %.

Slika 3.32 Godišnja proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora

4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1. Potrošnja i vršno opterećenje 64

4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje 64

4.1.2. Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske 66

4.1.3. Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava 67

4.2. Gubici u distribucijskoj mreži 69

4.2.1. Ostvareni gubici 69

4.2.2. Struktura gubitaka 69

4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka 71

4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži 71

4. Pogonske značajke distribucijskog sustava

4.1. Potrošnja i vršno opterećenje

4.1.1. Ostvarena potrošnja i vršno opterećenje

Hrvatski elektroenergetski sustav (EES) električnom energijom opskrbljuje kupce na distribucijskoj i prijenosnoj mreži. U 2021. godini vršno opterećenje hrvatskog EES-a iznosilo je 3.072 MW, a potrošnja na distribucijskoj mreži 16.821 GWh.

Slika 4.1 prikazuje promjene godišnje potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a i vršnog opterećenja EES-a u prethodnom desetogodišnjem razdoblju (2012. – 2021.) te kretanje vršnog opterećenja distribucijskog sustava u drugom dijelu istog razdoblja.

U 2021. godini došlo je do oporavka nakon pada potrošnje i vršnog opterećenja u 2020. godini uzrokovanog utjecajem mjera za suzbijanje pandemije bolesti COVID-19 na gospodarsku aktivnost te sada razine potrošnje i vršnog opterećenja odgovaraju onima iz 2019. godine.

Slika 4.1 Vršno opterećenje EES-a i godišnja potrošnja električne energije na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u razdoblju 2012. – 2021.

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

Promjene vršnog opterećenja distribucijskih područja HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju mijenjaju se od velikog porasta do stagnacije i pada. Podaci o vršnom opterećenju distribucijskih područja u prethodnom desetogodišnjem razdoblju iskazani su u Prilogu 11.4.

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 tradicionalno se događalo u zimskom razdoblju. 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 čimbenika:

- promjene životnog standarda građana
- turistička sezona u priobalnim distribucijskim područjima
- ljetne temperature (sve češće korištenje klimatizacijskih uređaja kod svih skupina potrošača: kućanstva, turistički objekti, trgovački objekti, ustanove…)
- temperatura zraka (korištenje električne energije za grijanje ili dogrijavanje prostora, primarno u priobalnim distribucijskim područjima)
- način grijanja prostora (plinofikacija).

Slika 4.2 u nastavku prikazuje omjer zimskog i ljetnog vršnog opterećenja distribucijskih područja u 2016. i 2021. godini.

Porast korištenja klimatizacijskih uređaja i u primorskim i u kontinentalnim područjima te porast turističke potrošnje rezultira ljetnim vršnim opterećenja koja su sve bliža, a ponegdje i veća od zimskih. U 2021. godini u četrnaest distribucijskih područja vršno opterećenje zabilježeno je u ljetnoj sezoni, dok je u 2016. takav slučaj bio kod samo osam distribucijskih područja.

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

Slika 4.2 Omjer zimskog i ljetnog vršnog opterećenja u 2016. i 2021. godini

4.1.2. Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske

Objektivno predviđanje potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže preduvjet je racionalnog planiranja razvoja distribucijskog sustava i informiranog donošenja investicijskih odluka ili optimiranja pogona mreže. Studija „Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske“ [44] pruža uvid u analizu budućih potreba za električnom energijom na razini gradova i općina te daje kratkoročne i dugoročne trendove potrošnje električne energije i opterećenja po distribucijskim područjima HEP ODS- a.

Kratkoročno predviđanje potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže

Linearnim regresijskim modelom utvrđena je ovisnost mjesečne potrošnje električne energije o stupanj danima grijanja i hlađenja te bruto domaćem proizvodu, stoga se izrada modela predviđanja trendova budućih potreba temeljila na predviđanju tj. simuliranju budućih temperaturnih uvjeta i rasta (promjene) bruto domaćeg proizvoda.

S obzirom na temperaturni utjecaj, u analizu je uključeno pet tipova karakterističnih vremenskih uvjeta na razini mjeseca: ekstremno hladno, umjereno hladno, prosječno (normalno), umjereno toplo i ekstremno toplo.

Kratkoročno predviđanje provedeno je korištenjem ekonometrijskog modela temeljem analize sezonske potrebe za pojedine kategorije potrošnje (kućanstvo i poduzetništvo) i ukupno, uzevši u obzir temperaturni utjecaj i promjene gospodarske aktivnosti. Dobivena su predviđanja trendova potrošnje električne energije i opterećenja za razdoblje pet godina za pojedine kategorije potrošnje i za opterećenje distribucijskog sustava po mjesecima na razini distribucijskih područja za pet scenarija u pogledu temperaturne ovisnosti potrošnje električne energije.

Kratkoročno predviđanje vršnog opterećenja temeljeno je na rezultatima predviđene buduće ukupne potrošnje električne energije za razdoblje do 2024. godine i podacima o ostvarenim vrijednostima vršnog opterećenja u prošlosti. Omjeri maksimalnih predviđenih mjesečnih vrijednosti potrošnje električne energije promatrane i prethodne godine daju predviđene trendove kretanja budućeg vršnog opterećenja za svaki od pet temperaturnih scenarija.

Potrošnju električne energije u slučaju vanrednih situacija, kao što je 2020. godine pandemija COVID-19, moguće je predvidjeti ukoliko se može dobro predvidjeti kretanje BDP-a za traženo razdoblje.

Dugoročno predviđanje potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže

Modeli koje se danas primjenjuju za predviđanje potrošnje energijom temelje se na inženjerskim načelima modeliranja finalne potrošnje koji koriste normative potrošnje električne energije za određene, definirane aktivnosti, a koje se posebno promatraju po sektorima finalne potrošnje energije: kućanstva, industrija, usluge, promet, poljoprivreda, graditeljstvo i energetika.

Model za izradu dugoročnih predviđanja potrošnje električne energije na razini gradova i općina koji je izrađen u okviru ovog projekta, razvijen je u skladu s pretpostavkama i odrednicama preuzetim iz Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. [2]:

- Povećanje energetske učinkovitosti u svim dijelovima energetskog lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije)
- Prijelaz što većeg broja aktivnosti na korištenje električne energije (gdje je to tehnološki moguće i dugoročno troškovno održivo)
- Proizvodnja električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova (OIE, nuklearna opcija, fosilna goriva s nižom specifičnom emisijom te fosilne tehnologije s izdvajanjem i spremanjem CO2).

Predviđanja budućih potreba za 2020., 2025., 2030., 2035. i 2040. godinu temeljena su na detaljnoj analizi potrošnje i odrednica potrošnje u 2018. godini. Analiza potrošnje posebno je provedena u kategoriji kućanstava, usluga, industrije i prometa na razini županija, distribucijskih područja i za cjelokupni prostor Republike Hrvatske, odnosno HEP ODS-a. Rezultati su iskazani na razini županija, općina i gradova te distribucijskih područja.

Temelj za dugoročno predviđanje vršnog opterećenja je analiza satnih krivulja opterećenja pojedinih sektora potrošnje za koje su provedena predviđanja energetskih potreba. Za predviđanje satne krivulje opterećenja pojedinih distribucijskih područja razvijen je dodatni modul unutar modela predviđanja finalne potrošnje električne energije. Ovaj modul pretvara ukupnu godišnju potrošnju električne energije pojedinog sektora potrošnje u opterećenje sektora u određenom satu, danu i tjednu u godini, uzimajući u obzir sljedeće čimbenike: trend prosječne stope porasta potrošnje električne energije tijekom godine, promjene potrošnje električne energije zbog različitih godišnjih doba, promjene potrošnje električne energije zbog tipa dana te satne varijacija potrošnje električne energije tijekom određenog tipa dana.

4.1.3. Dugoročno predviđanje opterećenja distribucijskog sustava

Pri planiranju razvoja elektroenergetske mreže prema kriteriju sigurnosti opskrbe, podaci o potrošnji električne energije nemaju velik značaj, nije ključno koliko energije je prenijela određena komponenta, već koje je njezino strujno opterećenje. Za planiranje, odnosno dimenzioniranje elektroenergetske mreže treba poznavati opterećenja i porast opterećenja [45]. Pri planiranju, odnosno prognoziranju opterećenja sagledavaju se povijesni podaci u korelaciji s utjecajem različitih vremenskih uvjeta i geografskog položaja te gospodarskih kretanja.

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

- trendovi u građevinarstvu
- razvoj energetski intenzivne industrije
- kretanje broja stanovnika
- kretanje BDP-a
- 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).

Prognoze potrošnje električne energije i vršnog opterećenja distribucijske mreže HEP ODS-a za petogodišnja razdoblja do 2040. godine izrađene su u okviru studije „Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske" [44].

Dugoročno predviđanje provedeno je, kako je opisano u prethodnom poglavlju, u skladu s odrednicama nacionalne energetske strategije, točnije Scenarija ubrzane energetske strategije (Scenarij 1). Ovaj scenarij je odabran zbog opredjeljenja energetske politike u Republici Hrvatskoj u smjeru energetske tranzicije do 2050. godine.

Ključne odrednice Scenarija 1 su sljedeće:

- Smanjenje emisije stakleničkih plinova iznositi će oko 40 % do 2030. godine, odnosno oko 75 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine) čime se maksimalno doprinosi ostvarenju zajedničkog EU cilja
- Finalna potrošnja energije iznositi će 272,5 PJ u 2030., odnosno 189,6 PJ u 2050. godini, što predstavlja promjenu od 2,6 % i -28,6 % u odnosu na potrošnju iz 2005. godine

- Dinamika energetske obnove fonda zgrada provodit će se po prosječnoj godišnjoj stopi od 3 %, čime do 2050. godine cjelokupni fond zgrada postaje niskoenergetski
- Udio električnih i hibridnih vozila u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dosegnuti će 4,5 % u 2030., odnosno 85 % u 2050. godini
- Udio obnovljivih izvora energije u ukupnoj bruto potrošnji energije iznositi će 32 % do 2030. godine i na 56 % do 2050. godine
- Dekarbonizacija proizvodnje električne energije postići će se povećanjem udjela obnovljivih izvora energije na 66 % do 2030. i na 88 % do 2050. godine.

U odnosu na Strategiju, korekcije su provedene u skladu sa stvarno ostvarenom potrošnjom električne energije u 2018. godini (bazna godina predviđanja) te u skladu s prvim procjenama promjena u potrošnji energije u 2020. godini koje su uzrokovane pandemijom COVID-19.

Tablica 4.1 prikazuje rezultate dugoročne prognoze porasta vršnog opterećenja po distribucijskim područjima. Pri kategorizaciji distribucijskih područja s obzirom na prognozu porasta opterećenja, velikim porastom smatra se prosječni godišnji porast iznad 2 %, a malim ispod okvirno 0,7 %.

Tablica 4.1 Dugoročna prognoza vršnog opterećenja distribucijskih područja

Distribucijsko područje	Dugoročna prognoza prosječnog godišnjeg porasta vršnog opterećenja			
	2021.-2025.	2026.-2030.	2031.-2035.	2036.-2040.
Elektra Zagreb	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Zabok	veliki	umjereni	mali	mali
Elektra Varaždin	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Čakovec	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Koprivnica	mali	umjereni	umjereni	mali
Elektra Bjelovar	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Križ	mali	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroslavonija Osijek	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Vinkovci	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Slavonski Brod	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroistra Pula	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektroprimorje Rijeka	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrodalmacija Split	veliki	mali	mali	umjereni
Elektra Zadar	umjereni	mali	mali	umjereni
Elektra Šibenik	umjereni	veliki	mali	umjereni
Elektrojug Dubrovnik	veliki	umjereni	mali	umjereni
Elektra Karlovac	umjereni	umjereni	mali	umjereni
Elektra Sisak	veliki	umjereni	mali	mali
Elektrolika Gospić	veliki	umjereni	umjereni	mali
Elektra Virovitica	veliki	umjereni	umjereni	umjereni
Elektra Požega	umjereni	umjereni	umjereni	umjereni

4.2. Gubici u distribucijskoj mreži

4.2.1. Ostvareni gubici

Zakonom o tržištu električne energije [1] propisane su dužnosti HEP ODS-a u pogledu analize gubitaka u distribucijskoj mreži na mjesečnoj, godišnjoj i višegodišnjoj razini, uključujući procjenu tehničkih i netehničkih gubitaka električne energije te u pogledu izrade i provedbe mjera za smanjenje gubitaka električne energije

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.

Važan su pokazatelj ekonomičnosti poslovanja i kvalitete obavljanja djelatnosti distribucije električne energije, zbog čega je smanjenje gubitaka električne energije u mreži HEP ODS-a najvažniji poslovni cilj dugi niz godina. Dodatni poticaj za smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži je ugrađen i kroz sam poticajni mehanizam iz Metodologije za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električnom energijom. Višegodišnja provedba ciljanih operativnih i investicijskih mjera rezultirala je trendom smanjenja iznosa gubitaka tijekom godina (linija trenda na Slici 4.3).

Slika 4.3 Gubici električne energije u razdoblju 2012. – 2021.

Slika 4.3 prikazuje gubitke električne energije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju. Višegodišnji trend smanjenja gubitaka, kao rezultat konstantnih ulaganja u sanaciju postojeće distribucijske mreže, prekinut je u 2020. godini. Pojavom pandemije bolesti COVID-19 došlo je do značajnijih promjena u strukturi potrošnje po naponskim razinama što je utjecalo na povećanje gubitaka u distribucijskoj mreži (usporavanje rada industrije, rad od kuće i slično). Udio gubitaka u 2021. godini dokazuje da je stanje gubitaka u 2020. godini bila anomalija te da je trend smanjenja i dalje prisutan.

4.2.2. Struktura gubitaka

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

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

Neki od najčešćih uzroka povećanih tehničkih gubitaka:

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

Neki od najčešćih uzroka povećanih netehničkih gubitaka:

- neovlaštena potrošnja električne energije
- otežana kontrola priključaka i OMM
- otežano očitanje brojila zbog nemogućnosti pristupa OMM-u
- neusklađenosti i neispravnosti mjerne opreme.

Udio tehničkih i netehničkih gubitaka električne energije u iznosu ukupnih gubitaka gotovo je nemoguće egzaktno odrediti.

U 2016. godini završena je studija „Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije“ [46]. Kao rezultat istraživanja dobiven je omjer tehničkih i netehničkih gubitaka u mreži HEP ODS-a od približno 51:49 %, što se znatno razlikuje od uvriježenog stajališta o omjeru od 70:30 %. Na temelju rezultata studije, koji ukazuju na značajno veći udio netehničkih gubitaka no što je ranije procijenjeno, pojačat će se aktivnosti i ulaganja na smanjenju netehničkih gubitaka.

4.2.2.1. Utjecaj distribuirane proizvodnje na gubitke električne energije

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

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

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

4.2.2.2. Neovlaštena potrošnja električne energije

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

Radi otkrivanja neovlaštene potrošnje električne energije i nepravilnosti na mjestu priključenja i mjernoj opremi, u HEP ODS-u provodi se kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Osim ove kontrole, provode se i ciljane kontrole neovlaštene potrošnje na temelju zaprimljenih prijava građana i radnika.

Jedan od načina za otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije na nekom području je i sumarno mjerenje u transformatorskim stanicama SN/NN. U NN razvod ugrađuje se PLC koncentrator i brojilo za sumarno mjerenje. PLC koncentrator se ugrađuje radi daljinskog očitanja skupine mjernih mjesta koja se napajaju iz jedne transformatorske stanice, a sumarno brojilo se ugrađuje radi praćenja potrošnje i gubitaka u pojedinoj transformatorskoj stanici SN/NN.

4.2.3. Ciljevi smanjenja gubitaka

U skladu sa saznanjima iz studije „Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije“ [46], u idućem razdoblju planira se sustavno baviti smanjenjem prvenstveno netehničkih gubitaka električne energije.

S tim su ciljem izrađene Smjernice i preporuke za smanjenje netehničkih gubitaka električne energije (2018.) koje predstavljaju svojevrsni katalog mjera za ostvarenje cilja smanjenja netehničkih gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži. Smjernicama se utvrđuje cilj minimalnog smanjenja od jedan postotni bod netehničkih gubitaka u sljedeće 4 godine.

Uz izuzetak 2020. godine, u proteklom je razdoblju ostvareno značajno smanjenje gubitaka električne energije na razini HEP ODS-a. U pojedinim dijelovima distribucijske mreže i dalje postoje realne mogućnosti daljnjeg smanjenja gubitaka.

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

- kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta i neovlaštene potrošnje električne energije
- provedba tehničkih validacija mjernih podataka u sustavu daljinskog očitanja
- provjera ispravnosti mjerenja
- ugradnja sumarnih mjerenja u transformatorskim stanicama SN/NN
- zamjena starih i predimenzioniranih transformatora prikladnijim jedinicama iz pogonske pričuve
- optimiranje uklopnog stanja mreže, isključivanje elemenata mreže u praznom hodu i sl.

4.3. Pouzdanost napajanja u distribucijskoj mreži

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

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

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

Povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom jedan je od poslovnih ciljeva HEP ODS-a, što je detaljnije opisano u Poglavlju 2.

Za prikaz stanja pouzdanosti napajanja najznačajniji su pokazatelji:

- prosječni broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI)

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

Slike 4.4, 4.5 i 4.6 prikazuju kretanje pokazatelja SAIFI, SAIDI i CAIDI na razini HEP ODS-a u posljednjem desetogodišnjem razdoblju. Od početne 2012. godine, vrijednosti sva tri pokazatelja imaju trend pada, što je u skladu s postavljenim poslovnim ciljevima povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom i povećanja učinkovitosti poslovanja. Veća iznimka dogodila se u 2014. godini, kada je značajno povećano trajanje prisilnih prekida uzrokovanih višom silom (SAIDI) zbog ekstremnih vremenskih uvjeta u Gorskom kotaru.

Slika 4.4 Prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreža (SAIFI) u razdoblju 2012. – 2021.

Slika 4.5 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja svakog korisnika mreže (SAIDI) u razdoblju 2012. – 2021.

Slika 4.6 Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (CAIDI) u razdoblju 2012. – 2021.

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

5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja 75
5.2. Podloge za izradu planova razvoja 76
5.2.1. Informatička podrška izradi planova 76
5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže 77
5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja 78

5. Planovi razvoja distribucijske mreže

5.1. Proces planiranja i izrade planova razvoja

Složenost okruženja u kojem se izrađuju planovi razvoja i investicija u HEP ODS-u prikazana je Slikom 5.1. 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.

Slika 5.1 Proces planiranja razvoja i investicija

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

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

5.2. 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, korisnicima mreže i pogonu te izrađene studije razvoja mreže i drugi studijski radovi.

5.2.1. Informatička podrška izradi planova

Slika 5.2 prikazuje načelnu shemu informatičke podrške izradi višegodišnjih planova razvoja u HEP ODS-u. Za planiranje razvoja koriste se podaci iz tehničkih aplikacija (elementi mreže, kvarovi, pogonski podaci) te iz poslovnih (priključenje i povećanje priključne snage kupaca, financijsko i naturalno ostvarenje ulaganja) i raznih specijalističkih aplikacija.

Slika 5.2 Informatička podrška procesu planiranja

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

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

Aplikacija HEP ODS – Planiranje razvoja centralno 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 su podloga za unos u HEP ODS – Planiranje razvoja ili se na osnovi 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 ne može se očekivati porast učinkovitosti na području planiranja razvoja, vođenja i održavanja elektroenergetskog sustava i određenih pratećih sustava bez povezivanja i razmjene podataka među informatičkim sustavima.

Pored specijalističkih aplikacija, a za učinkovitu analizu imovine kao i učinkovito planiranje, važna je i informatička podrška u obliku posebnih tabličnih modela za obradu velike količine podataka iz različitih izvora i usporedbu velikog broja rezultata analiza pojedinačne imovine npr. za analizu stanja imovine i potreba za zamjenom ili obnovom (ulaganja) kao što su modeli izrađeni po metodologijama C-I, CBRM i SNP. Takvi tablični modeli predstavljaju kvalitetnu podlogu za detaljno definiranje tog poslovnog procesa odnosno osiguravaju kasniji znatno jednostavniji razvoj i implementaciju specijalističkih aplikacija za istu svrhu.

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

Važno je istaknuti da je u svibnju 2021. godine, nakon višegodišnjeg projekta pripreme i uvođenja u poslovanje, u produkciji SAP ERP aplikacija koja je u dijelu poslova planiranja i realizacije investicija i razvoja mreže najviše povezana preko modula nadležnih za pristup mreži, upravljanje radnim nalozima za terenske aktivnosti i skladišno poslovanje. Ovom poslovnom aplikacijom nastoji se znatno podići razina jedinstvenosti u poslovnim procesima te osigurati iznimno visoka razina točnosti podataka iz poslovanja.

5.2.2. Studije razvoja distribucijske mreže

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

U studijama razvoja mreže predviđa se kretanje vršnog optrećenja u razdoblju idućih 20 godina, a zatim se, primjenom kriterija i metodologije planiranja razvoja mreže, planira razvoj mreže tijekom čitavog promatranog razdoblja. 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. 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, s pomoću precizno definiranih:

- obrasca studijskog zadatka
- popisa ulaznih podataka za izradu studije razvoja mreže
- modela za određivanje planske vrijednosti studije
- terminskog plana izrade studije
- postupka pregleda, revizije i recenzije studija.

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

Završetkom izrade šeste grupe studija u 2021. godini (ukupno 26 studijskih radova) okončan je prvi ciklus izrade studija razvoja mreže. Time je dugoročni razvoj čitave distribucijske mreže Hrvatske ujednačeno studijski i planerski sagledan.

Prije pokretanja drugog ciklusa izrade studija razvoja mreže pripremit će se novi obrazac studijskog zadatka te definirati novi nužni sadržaj studija razvoja mreže.

5.2.3. Unaprjeđenje procesa planiranja

Izazovi s kojima su suočeni moderni operatori distribucijskog sustava te potreba jačanja funkcije upravljanja imovinom u idućem će razdoblju biti dodatni izazov za učinkovito planiranje i izradu planova razvoja. Da bi se i u okruženju očekivanih promjena nastavilo unaprjeđenje procesa planiranja, HEP ODS kontinuirano provodi detaljnije studijske razrade.

U narednom razdoblju studijske će analize biti usmjerene na sljedeća područja istraživanja:

a) Podrška uspostavi napredne metodologije i modela upravljanja imovinom temeljenih na procjeni stanja postojeće imovine i uloge sastavnica distribucijske mreže (CBRM – Condition Based Risk Management, AIM – Assets Investment Managament)

   Implementacijom AIM / CBRM metodologije u HEP ODS, pilot projektom razvoja modela za procjenu rizika za transformatorske stanice SN/NN i SN kabele, HEP ODS je usvojio nužna znanja za daljnje unaprjeđenje koncepta upravljanja imovinom.

   Stečeno iskustvo uspješno je primijenjeno za uspostavu dodatno unaprijeđenih AIM / CBRM modela dalekovoda 35(30) kV i dugoročno planiranje njihove obnove.

   Cilj ove aktivnosti je uklanjanje prepreka i jačanje znanja za bržu i učinkovitiju implementaciju AIM / CBRM Metodologije u HEP ODS-u. Prepoznate su sljedeće ključne prepreke koje treba otkloniti:

   - unificiranje dijagnostičkih ispitnih metoda tijekom provedbe održavanja
   - uspostava IT podrške za registraciju kvarova
   - integracija ključnih aplikacija (GIS, SCADA, FIN/SAP te aplikacije Planiranje razvoja).

b) Tehno-ekonomska analiza opravdanosti investicijskih zahvata na sučelju prijenosne i distribucijske mreže – transformatorske stanice s vodovima za uključenje u mrežu više i niže naponske razine

   Cilj ove studije je definiranje metodologije za ocjenu opravdanosti izgradnje novih TS 110/SN s aspekta unaprijed definiranih tehničkih i ekonomskih kriterija (indikatora) te primjena tako definirane metodologije na objekte planirane u sljedećem desetogodišnjem razdoblju.

   Tehno-ekonomski kriteriji će se koristiti za:

   - Utvrđivanje opravdanosti, odnosno potrebe izgradnje TS 110/SN, uzimajući u obzir i alternativna mrežna i moguća nemrežna rješenja
   - Vrednovanje i utvrđivanje najpovoljnije varijante rješenja uzimajući u obzir investicijske troškove izgradnje TS 110/SN, priključnog voda 110 kV i SN raspleta.

c) Pristup alternativama pojačanja distribucijske mreže u desetogodišnjim planovima razvoja

Potreba za provedbom istraživanja proizlazi iz novog Zakona o tržištu električne energije (čl. 75) [1] kojim se operator distribucijskog sustava potiče na upotrebu usluga fleksibilnosti u cilju povećanja učinkovitosti rada, razvoja distribucijskog sustava i promoviranja upotrebe mjera energetske učinkovitosti.

U okviru istraživanja provest će se sljedeće aktivnosti:

- Proučiti praksu primjene usluga fleksibilnosti za upravljanje kapacitetom mreže u EU zemljama
- Analizirati mogućnosti i načine osiguranja fleksibilnosti za potrebe upravljanja kapacitetom mreže u Republici Hrvatskoj
- Proučiti sadržaj desetogodišnjih planova razvoja HEP ODS-a te predložiti dodatne analize i pristup prikazu potreba za primjenom usluga fleksibilnosti, upravljanja potrošnjom, skladištenja energije i mjera energetske učinkovitosti s ciljem smanjenja ili odgode potrebe za pojačanjem u distribucijskoj mreži u desetogodišnjim planovima razvoja mreže.

d) Implementacija novih metodologija u studije dugoročnog razvoja distribucijske mreže

Predmet ovog istraživanja je sagledati i analizirati mogućnosti te predložiti optimalan način obuhvata novina značajnih za područje planiranja razvoja mreže:

- Napredna metodologija i model upravljanja imovinom temeljen na procjeni stanja i ulozi sastavnica distribucijske mreže (AIM / CBRM), pomoću koje se na temelju kvantifikacije rizika jednostavnije određuje prioritet i veličina planiranih zahvata u pojedinu kategoriju imovine
- Metodologija planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV temeljena na tehničkim i ekonomskim kriterijima i AIM / CBRM modelu za određivanje prioriteta ulaganja
- Napredni pristup i preporuke za planiranje automatizacije mreže radi postizanja najboljih učinaka ulaganja
- Kratkoročni i dugoročni trendovi potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže dobiveni ujednačenom metodologijom za cijelo područje distribucijske mreže HEP ODS-a
- Optimirana metodologija i kriteriji za ocjenu perspektive prijelaza SN mreže na 20 kV pogonski napon
- Ostala značajna iskustva i zaključci proizišli kroz rad na prvom ciklusu studija razvoja mreže
- Ostali zahtjevi na dugoročno planiranje razvoja distribucijske mreže proizišli iz zakona i provedbenih propisa.

e) Utjecaj elektrifikacije prometa na razvoj distribucijske mreže HEP ODS-a na primjeru mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula

Jedan od velikih nadolazećih izazova je elektrifikacija prometnog sektora, uvjetovana politikom zaštite okoliša, što će rezultirati velikim povećanjem opterećenja u mreži zbog prelaska značajnog segmenta prometa s fosilnih goriva na električnu energiju. Izgradnja nove infrastrukture punionica za punjenje električnih vozila koju je potrebno integrirati u distribucijsku mrežu značajno povećava opterećenje i zahtjeve na pravodoban razvoj, revitalizaciju i održavanje distribucijske mreže.

HEP ODS je danas suočen s važnim pitanjima:

- U kojoj je mjeri distribucijska mreža u stanju podnijeti dinamiku porasta opterećenja uzrokovanog infrastrukturom za punjenje EV i do kada?
- Kakav je utjecaj elektrifikacije prometa na primarne trafostanice (TS 110/x i TS 35/x , na srednjonaponsku mrežu, a kakav na niskonaponsku mrežu?
- Kakav je utjecaj elektrifikacije prometa na metode planiranja razvoja mreže?
- Je li potrebno ponovno razmotriti dimenzioniranje standardiziranih značajki (vrijednosti) opreme koja se danas koristi?

Studijom će se na primjeru distribucijske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula razmotriti utjecaj elektrifikacije prometa na distribucijsku mrežu i dati odgovori na postavljena pitanja.

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

6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV 86
6.1.1. Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom 89
6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV 89
6.2. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 35(30) kV 90
6.2.1. Izgradnja novih TS 35(30)/10(20) kV 91
6.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV 92
6.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova 92
6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova 93
6.3. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV 94
6.3.1. Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV 95
6.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV 96
6.3.3. Izgradnja novih 10(20) kV vodova 97
6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova 98
6.3.5. Priprema i prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon 100
6.4. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 0,4 kV 102
6.4.1. Izgradnja novih 0,4 kV vodova 103

6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV ... 104
6.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika ... 105
6.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka ... 107
6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave, napredne mreže i razvoj ... 107
6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura ... 107
6.5.2. Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže ... 111
6.5.3. Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja ... 114
6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost ... 114
6.5.5. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže ... 117
6.5.6. Nove tehnologije i tehnološki razvoj ... 118
6.5.7. Rekapitulacija ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže ... 120
6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu ... 121
6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila ... 121
6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori ... 123
6.6.3. Poslovna informatika i podrška poslovanju ... 126
6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi ... 128
6.7. Sufinancirana ulaganja ... 130
6.7.1. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža ... 130
6.7.2. Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky) ... 134
6.7.3. Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa počevši od 28. prosinca 2020. godine ... 136
6.7.4. Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka ... 138
6.7.5. Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima ... 140
6.7.6. Modernizacija i razvoj napredne mreže ... 142
6.7.7. Securing a future for Griffon Vultures in Croatia (LIFE SUPport) ... 144
6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ... 146

6. 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 trenutačnog stanja distribucijske mreže, a u skladu s prihvaćenim kriterijima i metodologijom planiranja razvoja te aktualnim poslovnim ciljevima HEP ODS-a, izrađen je desetogodišnji (2023. – 2032.) plan razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje. Ukupna potrebna ulaganja u distribucijsku mrežu u planskom razdoblju 2023. – 2032. godine prikazana su Tablicom 6.1 u nastavku.

U idućem desetogodišnjem razdoblju planirana su ukupna ulaganja vrijednosti 15.490.579.027 kn (uključujući ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje) sa strukturom:

- ulaganja u energetske objekte 70 %
  - 110 kV objekti 11 %
  - 35(30) kV objekti 9 %
  - 10 kV i 20 kV objekti 27 %
  - 0,4 kV objekti 23 %
- ulaganja u sekundarne sustave, mjerne uređaje i razvoj 13 %
- ulaganja u poslovnu infrastrukturu 6 %
- sufinancirana ulaganja (pretežito ulaganja u energetske objekte i sekundarne sustave) 11 %.

Od navedenih ulaganja, 5.900.000.000 kn odnosi se na ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje (500 mil. kn u 2023. godini te 600 mil. kn godišnje do kraja planskog razdoblja).

Slika 6.1 Pregled planiranih ulaganja u razdoblju 2023. – 2032. po vrstama ulaganja

Kao što prikazuje Slika 6.1, u idućem desetogodišnjem razdoblju, težište će biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

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

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

Iduće desetogodišnje razdoblje bit će obilježeno visokim razinama ulaganja sufinanciranih EU sredstvima, uključujući sredstva Fonda solidarnosti i sredstva osigurana kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti.

U nastavku su opisana ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje po vrstama ulaganja (1.-8.) iz Tablice 6.1.

Tablica 6.1 Ulaganja u HEP ODS-u u idućem desetogodišnjem razdoblju s detaljnom razradom za početno trogodišnje razdoblje

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	Ulaganje 2026. - 2032.	Ulaganja u 10G 2023. - 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 110 kV		**71.515.000**	**161.680.000**	**152.318.000**	**385.513.000**	**1.169.942.000**	**1.555.455.000**
	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim SN raspletom	38.700.000	76.469.000	98.000.000	213.169.000	594.500.000	807.669.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV	32.815.000	85.211.000	54.318.000	172.344.000	575.442.000	747.786.000
2. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 35(30) kV		**40.857.000**	**117.564.000**	**118.405.000**	**276.826.000**	**750.590.000**	**1.027.416.000**
	Izgradnja novih TS 35(30)/x kV	3.100.000	9.000.000	16.500.000	28.600.000	35.000.000	63.600.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/x kV	12.804.000	33.281.000	40.773.000	86.858.000	301.483.000	388.341.000
	Izgradnja novih vodova 35(30) kV	1.953.000	7.542.000	0	9.495.000	44.600.000	54.095.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 35(30) kV	23.000.000	67.741.000	61.132.000	151.873.000	369.507.000	521.380.000
3. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 10(20) kV		**86.186.000**	**213.096.000**	**236.240.000**	**535.522.000**	**1.414.935.000**	**1.950.457.000**
	Izgradnja novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	5.166.000	18.269.000	24.887.000	48.322.000	149.045.000	197.367.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	32.314.000	82.365.000	74.080.000	188.759.000	467.533.000	656.292.000
	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	13.751.000	60.567.000	67.434.000	141.752.000	404.071.000	545.823.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	34.955.000	51.895.000	69.839.000	156.689.000	394.286.000	550.975.000
4. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE OBJEKTE NAPONSKE RAZINE 0,4 kV		**24.675.000**	**90.451.000**	**75.062.000**	**190.188.000**	**536.658.000**	**726.846.000**
	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	2.646.000	15.188.000	13.720.000	31.554.000	151.852.000	183.406.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	10.377.000	49.585.000	35.830.000	95.792.000	211.002.000	306.794.000
	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	11.652.000	25.678.000	25.512.000	62.842.000	173.804.000	236.646.000
5. ULAGANJA U SEKUNDARNE SUSTAVE, MJERNE UREĐAJE I RAZVOJ		**187.000.000**	**85.000.000**	**77.000.000**	**349.000.000**	**1.487.000.000**	**1.836.000.000**
	Mjerni uređaji i infrastruktura	184.000.000	70.000.000	62.000.000	316.000.000	1.325.000.000	1.641.000.000
	Sustavi daljinskog vođenja, MTU, komunikacije, kibernetička sigurnost i automatizacija	3.000.000	13.000.000	13.000.000	29.000.000	148.000.000	177.000.000
	Nove tehnologije i razvoj	0	2.000.000	2.000.000	4.000.000	14.000.000	18.000.000
6. ULAGANJA U POSLOVNU INFRASTRUKTURU		**51.430.020**	**109.500.000**	**99.200.000**	**260.130.020**	**588.000.000**	**848.130.020**
	Osobna, teretna i radna vozila	20.000.000	50.000.000	50.000.000	120.000.000	350.000.000	470.000.000
	Poslovne zgrade i ostali radni prostori	25.930.000	45.000.000	40.200.000	111.130.000	168.000.000	279.130.000
	Poslovna informatika i podrška poslovanju	1.000.000	4.000.000	4.000.000	9.000.000	28.000.000	37.000.000
	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	4.500.020	10.500.000	5.000.000	20.000.020	42.000.000	62.000.020
UKUPNO ULAGANJA 1.-6.		**461.663.020**	**777.291.000**	**758.225.000**	**1.997.179.020**	**5.947.125.000**	**7.944.304.020**
7. SUFINANCIRANA ULAGANJA		**389.162.007**	**454.326.000**	**674.201.000**	**1.517.689.007**	**128.586.000**	**1.646.275.007**
	Pilot projekt uvođenja narprednih mreža	51.285.007	0	0	51.285.007	0	51.285.007
	Life Danube Free Sky	2.377.000	1.301.000	0	3.678.000	0	3.678.000
	Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa u Sisačko-moslavačkoj županiji počevši od 28. prosinca 2020. godine	24.000.000	1.000.000	0	25.000.000	0	25.000.000
	NPOO PKB	58.500.000	116.000.000	53.201.000	227.701.000	0	227.701.000
	NPOO Natura 2000	43.000.000	135.000.000	200.000.000	378.000.000	39.500.000	417.500.000
	NPOO Razvoj napredne mreže	210.000.000	200.000.000	420.000.000	830.000.000	89.086.000	919.086.000
	LIFE SUPport	0	1.025.000	1.000.000	2.025.000	0	2.025.000
UKUPNO ULAGANJA 1.-7.		**850.825.027**	**1.231.617.000**	**1.432.426.000**	**3.514.868.027**	**6.075.711.000**	**9.590.579.027**
8. ULAGANJA U ELEKTROENERGETSKE UVJETE I PRIKLJUČENJE		**500.000.000**	**600.000.000**	**600.000.000**	**1.700.000.000**	**4.200.000.000**	**5.900.000.000**
	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.493.000	600.000.000	600.000.000	1.700.000.000	4.200.000.000	5.900.000.000
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	33.971.000					
	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	203.213.000					
	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	260.323.000					
SVEUKUPNO ULAGANJA 1.-8.		**1.350.825.027**	**1.831.617.000**	**2.032.426.000**	**5.214.868.027**	**10.275.711.000**	**15.490.579.027**

6.1. Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV

Ključni energetski čvorovi SN mreže su pojne točke 10(20) kV mreže. Pojnim točkama smatraju se transformatorske stanice (TS 110/10(20) kV, TS 110/35 kV, TS 35/10(20) kV) i značajnija rasklopišta (RS 35 kV, RS 10(20) kV). Osnovni pregled postojećeg stanja elektroenergetskih objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 110 kV obuhvaćaju revitalizacije podsustava ili postrojenja, rekonstrukcije i izgradnju novih elektroenergetskih objekata. Osnovni pregled ulaganja predstavljen je u Tablici 6.1. Ulaganja su usmjerena ostvarenju poslovnih ciljeva (predstavljeni u Poglavlju 2.1).

Izradi desetogodišnjeg plana ulaganja u pojne točke prethodi studijska analiza razvoja srednjonaponske mreže distribucijskog područja ili identifikacija pogonskog problema koji treba riješiti (npr. porast opterećenja, smanjenje pouzdanosti zbog dotrajale opreme, povećanje učinkovitosti pogona ili drugo). Nakon utvrđene potrebe za investicijom, prikupljaju se dodatni podaci kako bi se investicija kategorizirala, utvrdila povezanost s drugim ulaganjima i dodijelio prioritet. Potrebni podaci su kako slijedi:

- ocjena stanja, značajke i perspektive pogona mreže (npr. vršno opterećenje, trajanje vršnog opterećenja, broj, trajanje, uzrok i karakter zastoja, perspektiva priključenja distribuiranih izvora, analiza kapaciteta s obzirom na povećane zahtjeve na distribucijsku mrežu)
- karakteristike konzuma napajanog područja (količina isporučene električne energije, kategorije kupaca, osjetljivost na prekide, nužna razina kvalitete napona, demografske perspektive, ekonomski i gospodarski razvojni potencijal regije)
- ocjena stanja elektroenergetskih objekta, susjednih pojnih točaka i napajane mreže
- smjernice strateškog razvoja (dinamika prijelaza na 20 kV, stanje i buduća uloga susjednih pojnih točaka,).

Uvrštenju ulaganja u trogodišnji plan razvoja prethodi izrada i revidiranje projektne dokumentacije te opća priprema i organizacija projekta. Unutar trogodišnjeg plana dovršava se detaljna projektna dokumentacija (glavni projekt) i imovinsko-pravna priprema, izrađuje se vremenski i financijski plan realizacije s podjelom tehničkih i nabavnih cjelina te priprema dokumentacija za javnu nabavu opreme i usluga. Cilj pripremnih aktivnosti je u godišnji (operativni) plan uvrstiti projekte spremne za pokretanje radova ili spremne za pokretanje javne nabave. Ukupna priprema složene kapitalne investicije traje između dvije (priprema rekonstrukcije) i pet godina (za pripremu izgradnje nove pojne točke na novoj lokaciji).

Tijekom izrade trogodišnjih i godišnjih planova analizira se povezanost više investicijskih projekata koji se usklađuju u dinamici ostvarenja i financiranja. U tom smislu npr., pristup izgradnji ili značajnijoj rekonstrukciji pojne točke 110/x kV uvijek se razmatra s obzirom na prijelaz SN mreže na 20 kV pogonski napon, u provedbi rekonstrukcije planira se provedba radova u optimalno doba godine i s prekidima u razdobljima nižeg opterećenja. Pristup rekonstrukciji SN mreže razmatra i povezne SN vodove prema susjednim pojnim točkama i ugradnju rastavnih i/ili preklopnih uređaja na vodovima ili u distribucijskim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV.

Iskustvo dugoročnog planiranja 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. S druge strane važno je prepoznati okvir poslovnih i pogonskih okolnosti koje će utjecati na planiranje u razdoblju 2023.-2032. Poslovne i pogonske okolnosti su detaljnije opisane u poglavlju 2., a ovdje se sažeto mogu navesti najznačajnije:

- promjena značajki opterećenja: u većem dijelu primorja povećava se razlika ljetnih i zimskih vršnih opterećenja, nastavlja se depopulacija ruralnih područja središnje RH i Slavonije, u manjim i srednjim gradovima nestaju industrijski pogoni, povećava se broj električnih vozila, OIE i dr.

- pojedinačne točke brzog rasta opterećenja (dijelovi većih gradova, turistička središta ili uspješne poslovne zone)
- ubrzana promjena distribucijske mreže (aktivna mreža) donosi izazove priključenja i pogona većeg broja OIE na srednjem i niskom naponu te nova tehnička 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 u okviru strateške vizije prijelaza na 20 kV, uvođenje TS 35(30)/20 kV u dijelu ruralnih SN mreža
- povećanje broja rekonstrukcija u kojima se transformator prijenosnog omjera 110/35 kV mijenja transformatorom 110/20 kV i ugradnjom 20 kV postrojenja
- povećanje udjela mreže s pogonom na 20 kV naponu i povećanje udjela kabelskih SN mreža
- povećanje složenosti i produljenje trajanja postupka pripreme i izgradnje novih objekata TS 110/10(20) kV
- poboljšanje kvalitete baza podataka (nastavak izrade studija razvoja mreže distribucijskih područja, GIS, programska aplikacija planiranje razvoja, MJERinfo), pojačano korištenje informatičke potpore u analizi stanja mreže (GIS) i analizi pogona mreže (SCADA, DISPO, dr.)
- odlazak u mirovinu većeg broja iskusnih stručnjaka i izazovi očuvanja i prijenosa znanja i poslovnih vještina
- smanjenje broja tvrtki sposobnih za realizaciju složenih projekata rekonstrukcije ili izgradnje
- porast cijena opreme i radova.

Osnovna podjela ulaganja (kategorije ulaganja) temelji se na tehničkim značajkama objekta i složenosti planiranog zahvata. Kategorije ulaganja u transformatorske stanice VN/SN (pojne točke SN mreže) iskazane su u Tablici 6.2. Izgradnje i rekonstrukcije elektroenergetske pojne točke u pravilu su složena višegodišnja ulaganja. Budući da je riječ o projektima od značaja za veći broj korisnika elektrodistribucijske mreže i o značajnijim financijskim iznosima, koristi se i naziv kapitalna ulaganja.

Izgradnje ili rekonstrukcije pojnih točaka TS 110/x kV pripremaju se 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 [3]. Usuglašavanje stajališta operatora i tehničkih rješenja na sučelju prijenosne i distribucijske mreže produljuje dinamiku pripreme i ostvarenja investicijskog projekta.

Rekonstrukcija podrazumijeva veći zahvat kojim je obuhvaćena primarna i sekundarna oprema postojećeg elektroenergetskog postrojenja. Rekonstrukcije su dodatno opterećene i organizacijskim izazovom osiguranja opskrbe korisnika mreže. Stoga se dinamika ostvarenja planira uvažavajući razdoblje vršnog opterećenja, mogućnosti susjednih pojnih točaka, mogućnosti interventnih stručnih službi i općenito kraće rokove ukupnog ostvarenja.

Kategorija ulaganja: Zamjena, podrazumijeva investicijski zahvat na primarnoj opremi SN postrojenja (npr. zamjena dotrajalog postrojenja pojedinačnim sklopnim aparatima u otvorenoj izvedbi modernim sklopnim blokovima) ili zamjenu energetskih transformatora.

Kategorija ulaganja: Revitalizacija, podrazumijeva tehničko unaprjeđenje dijela opreme postojećih postrojenja i podsustava (zamjena malouljnih prekidača vakuumskima, 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.

Kod planiranja zahvata vezano uz pojnu točku TS 110/x uvažavaju se preporuke proizašle iz iskustva u pripremi i ostvarenju sličnih zahvata:

- Pojne točke izravne transformacije 110/10(20) kV treba planirati na ili u blizini lokacija postojećih transformatorskih stanica 110/35 kV ili 35/10 kV.

- U fazi idejnog projekta (početna faza projektiranja) potrebno je utvrditi glavne smjerove i duljine trasa kabelskog raspleta, perspektivu porasta opterećenja i perspektivu prijelaza mreže na 20 kV pogonski napon.
- Povećanje kapaciteta izravne transformacije 110/10(20) kV treba planirati do snage 2x40 MVA, a nakon toga se planira izgradnja nove pojne točke 110/10(20) kV 2x 20(40) MVA.
- Izgradnju novih SN postrojenja planirati u zidanim zgradama.
- Rekonstrukciju građevinskog objekta starijeg od 1970. treba dodatno usporediti s opcijom rušenja postojećeg i izgradnje novog objekta za smještaj postrojenja.
- Početnu fazu TS 110/10(20) kV moguće je ostvariti jednostavnim tehničkim rješenjem priključka transformatora 110/10(20) kV na SN postrojenje smješteno u privremenom (kontejnerskom objektu).
- Planirati dinamiku zamjene dotrajalih transformatora uvažavajući stvarno stanje i pouzdanost pogona transformatora (kriterij starosti više od 40 godina).
- Planirati uzemljenje neutralne točke u pojnim točkama SN mreže koja prelazi na 20 kV pogonski napon.

Tablica 6.2 Kategorije ulaganja prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Investicijski zahvati
Izgradnja TS 110/10(20)kV	Gradska, GIS 110 kV, 2x 40(63) MVA
	Gradska, GIS 110 kV, 2x 20(40) MVA
	Prigradska, ZIP 110 kV, 2x 20(40) MVA
	Pojednostavljena, ZIP/HIS 110 kV, 1x20 MVA
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 sljedeće TR jedinice (uključuje nabavu 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 110/35 kV transformatorom TR 110/10(20) kV - var. A (uključuje nabavu TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i zamjenu postrojenja 35 kV s postrojenjem 10(20) kV)
	Zamjena TR 110/35 kV transformatorom TR 110/10(20) kV - var. B, (uključuje nabavu TR, uređaja RZ/ARN/SDV, primarne opreme priključka 110 kV i 20 kV i ugradnju postrojenja 10(20) kV u novom objektu)
	Građevinska sanacija

Ulaganja u pojne točke 110/x kV stvaraju preduvjete za prijelaz SN mreže na pogonski napon 20 kV i preduvjete za napuštanje dijela elektroenergetskih objekata i postrojenja 35(30) kV mreže. Utjecaj izravne transformacije na elektroenergetske objekte 35 kV naponske razine prikazan je u Prilogu 11.1.

Tradicionalni poslovni model elektrodistribucije se mijenja. Osiguranje pouzdane i sigurne isporuke električne energije postaje sve zahtjevnije zbog povećanja udjela distribuiranih izvora energije u SN mreži, sve izraženije potrebe smanjenja gubitaka i povećanja energetske učinkovitosti, razvoja novih usluga, primjeni tehničkih rješenja prema konceptima naprednih mreža i dr. Zbog navedenog, ali i zbog razvojnih procesa u poslovnom, ekonomskom i regulatornom okruženju elektrodistribucijske djelatnosti, zahtjevno je prognozirati dinamiku investicijskih aktivnosti daleko u budućnost. Dodatno, čak i kada je potreba za izgradnjom nove pojne točke prepoznata na temelju najavljenih aktivnosti trenutačno uspješnog gospodarskog subjekta (korisnika mreže), postoji mogućnost da se ne ispune projekcije porasta tereta. Stoga treba dodatno naglasiti da su novi elektroenergetski objekti 110/x planirani na osnovi poznatih podataka o razvoju opterećenja i mreže i usklađeni s planovima HOPS d.d. ali uz mogućnost korekcije dinamike izgradnje ovisno o promjeni prioriteta u budućim planskim dokumentima.

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

Izgradnja nove TS 110/10(20) kV je u pravilu višegodišnji projekt, organizacijski složen i financijski zahtjevan. Planovi izgradnje novih zajedničkih TS 110/10(20) kV usklađuju se s operatorom prijenosnog sustava tijekom redovitih aktivnosti na pripremi višegodišnjih planova ulaganja. Usklađena lista zajedničkih objekata za plan 2023. – 2032. nalazi se u Prilogu 11.2.1., pri čemu HEP ODS iskazuje iznos ulaganja u dio elektroenergetskih objekata koji pripada elektrodistribucijskoj mreži. Tablica 6.3. u nastavku daje pregled ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.3 Planirana ulaganja u nove TS 110/x s pripadajućim raspletom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026. - 2032.	Ukupno 10G 2023. - 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 110/x kV s pripadajućim raspletom	38.700.000	76.469.000	98.000.000	213.169.000	594.500.000	807.669.000

6.1.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV

Vođeni načelima odgovornog i učinkovitog upravljanja imovinom, najveći dio kapitalnih ulaganja planiramo u postojećim objektima TS 110/35 kV, TS 110/35/10(20) kV i TS 110/10(20) kV. Tako poboljšavamo sigurnost i pouzdanost pogona za veliki broj korisnika SN mreže uz učinak unaprjeđenja opće funkcionalnosti i usklađenja sa smjernicama strateškog razvoja (npr. ugradnjom TR 110/10(20) kV umjesto TS 110/35 kV i stvaranjem preduvjeta za prijelaz na 20 kV). Investicijski zahvati se pripremaju i provode prema projektnim modelima sličnih izvedenih zahvata u kategorijama ulaganja prema Tablici 6.2. Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju predstavljena su u Prilogu 11.2.2., a pregled ulaganja je prikazan u Tablici 6.4. u nastavku.

Tablica 6.4 Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026. - 2032.	Ukupno 10G 2023. - 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x	32.815.000	85.211.000	54.318.000	172.344.000	575.442.000	747.786.000

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

Iako se njihov broj smanjuje iz godine u godinu, transformatorske stanice 35(30)/10 kV i 35(30)/10(20) kV i dalje čine preko 75 % svih pojnih točaka x/10(20) kV HEP ODS-a. Pouzdanost i sigurnost pogona transformatorske stanice 35(30)/x kV ovisi o pouzdanosti i prijenosnoj moći vodova 35 kV naponske razine. Pregled stanja objekata, uređaja i opreme predstavljen je u Poglavlju 3.

Ulaganja se planiraju u cilju povećanja sigurnosti i pouzdanosti pogona (rekonstrukcija postrojenja, pojačanje transformacije), unaprjeđenja vođenja pogona (revitalizacija sekundarnih podsustava, uvođenje u SDV) i poboljšanje opće učinkovitosti pogona kroz stvaranje preduvjeta za prijelaz mreže na 20 kV. Izvan velikih gradova, u transformatorskim stanicama TS 35(30)/x kV priključeni su brojni distribuirani izvori energije. Stoga TS 35(30)/10(20) kV ostaju važna energetska i informacijska čvorišta.

Kod planiranja zahvata u pojnu točku najviše naponske razine 35 kV treba uvažiti preporuke proizašle iz iskustva u pripremi i ostvarenju sličnih zahvata:

- Pojačanje transformacije SN/SN treba planirati do snage 2x8 MVA, zbog izvanredno brzog porasta tereta, moguće je rekonstruirati postrojenje za transformatore 2x16 MVA.
- Ako se procjenjuje nastavak trenda snažnog porasta opterećenja, treba planirati izgradnju nove pojne točke 110/10(20) kV
- Izgradnju novih SN postrojenja treba planirati u pojednostavljenim optimiranim zidanim zgradama sa smanjenim neenergetskim prostorom.
- Početnu fazu TS 35/10(20) kV moguće je ostvariti jednostavnim tehničkim rješenjem priključka TR 35/10(20) kV na SN postrojenje smješteno u privremenom (kontejnerskom objektu).
- Analizirati i planirati dinamiku zamjene transformatora SN/SN s obzirom na velik udio onih koji na kraju planskog razdoblja neće zadovoljavati kriterij starosti od 40 godina.
- Planirati ugradnju podsustava za uzemljenje neutralne točke (UNT) u pojnim točkama SN mreže koja prelazi na 20 kV pogonski napon.
- Planirati uvođenje preostalih SN postrojenja u SDV (3 %), uz uvjet uporabe postrojenja u idućem srednjoročnom razdoblju te analizu mogućnosti izgradnje ekonomski prihvatljive optičke komunikacijske veze.

Osim pojnih točaka TS 35(30)/10(20) kV, ključni dio mreže su i vodovi 35(30) kV. Procjenjuje se da će u razdoblju promatranja ovog desetogodišnjeg plana vodovi 35(30) kV zadržati značaj, osobito u prostranim ruralnim ili slabo urbanim dijelovima srednjonaponske mreže. Temeljne smjernice razvoja i ulaganja u vodove 35(30) kV u idućem razdoblju su:

- obnova dijela postojećih vodova 35 kV mreže
- izgradnja kabelskih vodova 35 kV, s obzirom na cjenovnu konkurentnost, u odnosu na izgradnju nadzemnih vodova na čelično-rešetkastim stupovima
- pri izgradnji novih nadzemnih 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 betonskih stupova.

Ključne kategorije ulaganja u transformatorske stanice najviše naponske razine 35(30) kV (Tablica 6.5) su izgradnja, rekonstrukcija, zamjena i revitalizacija. Izgradnja obuhvaća aktivnosti na ostvarenju nove pojne točke 35/10(20) kV.

Tablica 6.5 Kategorije ulaganja u transformatorske stanice prema elektroenergetskim objektima i opsegu ulaganja

Kategorija ulaganja	Investicijski zahvat
Izgradnja TS 35/10(20) kV	Gradska (složenija) TS, veća građevina, 2x 8(16) MVA, značajan čvor 35 kV mreže, s više od 3VP 35 kV ili prva faza buduće TS 110/x kV
	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 sveobuhvatni zahvat kojim je obuhvaćena primarna i sekundarna oprema postojećeg elektroenergetskog postrojenja. Uz tehničke i organizacijske zahtjeve projekta, postoji potreba osiguranja opskrbe korisnika mreže, stoga se dinamika ostvarenja planira u razdobljima nižih opterećenja, oslanja se na kapacitete susjednih pojnih točaka i općenito u kraćim rokovima ukupnog ostvarenja (smanjenje rizika prekida napajanja). Obično je riječ o višegodišnjim projektima (dvije godine) kojima prethodi opsežnija projektna priprema (jedna do dvije godine prije početka ostvarenja).

Zamjena, kao kategorija ulaganja, podrazumijeva složeniji investicijski zahvat na primarnoj opremi SN postrojenja (zamjena dotrajalog postrojenja 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 ishođenja lokacijske i/ili građevinske dozvole. Ostvarenje je uglavnom u vremenskom okviru jednogodišnjeg plana ulaganja.

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

U skladu s već opisanim smjernicama i načelima planiranja, glavni opseg investicijskih aktivnosti usmjeren je rekonstrukciji postojećih pojnih točaka 35/10(20) kV. U okviru ulaganja u planskom razdoblju do 2032. planirana je izgradnja do 6 novih TS 35/10(20) kV, najvećim dijelom zbog pojave većih korisnika (OIE ili potreba za većom snagom) u slabije naseljenim i ruralnim područjima. Tablica u nastavku daje pregled planiranih ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.6 Planirana ulaganja u izgradnju novih TS 35(30)/10(20) kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026. - 2032.	Ukupno 10G 2023. - 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih TS 35/10(20) kV	3.100.000	9.000.000	16.500.000	**28.600.000**	35.000.000	**63.600.000**

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

Opseg, prioritet i dinamiku ulaganja u TS 35(30)/10(20) kV određuju rizik pouzdanosti pogona (dotrajala oprema, širenje kabelske mreže), sigurnost pogona (opterećenje i pogonski rizik, potreba pojačanja snage transformacije), osiguranje pogonskih informacija za daljinsko vođenje (revitalizacija relejne zaštite i SDV) te 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 pojnih točaka 110/10(20) kV ili 110/35/10(20) kV u blizini.

Povećanje udjela mreže u pogonu na 20 kV i povećanje udjela izravne transformacije (110/20 kV) odražava se na pristup 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 tako da barem jedna do dvije postaju 20 kV rasklopišta, a jedna do dvije TS 35/10 kV gube ulogu u napajanju SN mreže. Popis objekata koji su u razdoblju 2012. – 2021. promijenili ulogu u mreži predstavljen je u Prilogu 11.1. Na isti način je predstavljena lista objekata koji će s vremenom promijeniti ulogu u SN mreži zbog planirane izgradnje novih pojnih točaka 110/10(20) kV.

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

Tablica 6.7 Planirana ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju TS 35(30)/10(20) kV

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026. - 2032.	Ukupno 10G 2023. - 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35(30)/10(20) kV	12.804.000	33.281.000	40.773.000	**86.858.000**	301.483.000	**388.341.000**

6.2.3. Izgradnja novih 35(30) kV vodova

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

Pregled ulaganja u izgradnju novih 35 kV vodova prikazan je Tablicom 6.8, dok se detaljniji podaci o ulaganjima nalaze u Prilogu 11.3.3.

Tablica 6.8 Ulaganja u izgradnju novih 35(30) kV vodova (DV, KB i PKB) u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih DV/KB 35 kV	1.953.000	7.542.000	0	**9.495.000**	44.600.000	**54.095.000**

Od značajnijih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je izgradnja tri dionice KB 35 kV ukupne duljine oko 14 km te vrijednosti ulaganja 9,4 mil. kn. U razdoblju od 2026. do 2032. godine planirana ulaganja su u vrijednosti 44,6 mil. kn.

6.2.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 35(30) kV vodova

Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 30(35) kV vodova realizirat će se ovisno o njihovoj starosti i životnom vijeku u onim dijelovima distribucijske mreže gdje je predviđeno dulje zadržavanje 35 kV naponske razine.

Pregled ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 35 kV vodova prikazan je Tablicom 6.9, dok se detaljniji podaci o ulaganjima u rekonstrukciju i revitalizaciju nalaze u Prilogu 11.3.4. Prilikom definiranja projekata i prioriteta ulaganja, koriste se kriteriji i metodologija izrađeni u okviru studije „Planiranje obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže“ [47].

Studijom je dan pregled nadzemnih vodova 35 kV naponske razine s projekcijama stanja i rizika dalekovoda u budućem razdoblju. Također, dane su i projekcije potrebnih ulaganja ako se stanje dalekovoda želi održati na jednakoj vrijednosti rizika.

Slika u nastavku prikazuje promjenu rizika na DV 35 kV na razini dionice u tri scenarija ulaganja: bez intervencije, uz određeni postotak zamjene te uz ciljane intervencije. Kao što se vidi na slici, u slučaju određenog udjela zamjene rizik je u čitavom razdoblju približno na jednakoj razini, u slučaju ciljanih intervencija raste, no ne značajno do desete godine.

Slika 6.2 Promjena rizika na razini dionica tijekom 25-godišnjeg razdoblja

Slika 6.3 prikazuje zbroj diskontiranih amortiziranih troškova i ukupnih rizika svaku pojedinačne komponente dalekovoda, čime je zbroj tih dvaju parametara sveden na razinu dionice. U oba slučaja, postotnih zamjena i ciljanih intervencija, njihov zbroj je veći od rizika ako se ne bi ništa radilo, no razlika je relativno mala, pri čemu je ostvareno značajno smanjenje rizika, osobito u slučaju scenarija postotnih zamjena. Oba scenarija ulaganja imaju približno jednake ukupne troškove. Scenarij postotne zamjene ima bitno bolji omjer troškova ulaganja i rizika te bi se moglo zaključiti kako predstavlja optimalni scenarij obnove DV 35(30) kV. Treba uzeti u obzir da taj scenarij pretpostavlja potpuno neovisno optimiranje zamjena pojedinih elemenata dalekovoda na razini stupnog mjesta, odnosno nije uključeno integralno planiranje obnove vodiča i opreme na razini cijele dionice. Stoga scenarij postotne zamjene u stvari predstavlja teoretski potencijal smanjenja rizika, dok scenarij ciljanih intervencija predstavlja realno ostvarivo upravljanje rizikom, uz otvorenu mogućnost dodatnog optimiranja.

Slika 6.3 Diskontirani amortizirani troškovi i ukupni rizici na razini dionice

Tijekom 2022. godine pokrenute su aktivnosti na izradi elaborata postojećeg stanja i prijedloga sanacije za 40 najkritičnijih dionica dalekovoda prema rezultatima provedene studije. Nakon izrade elaborata postojećeg stanja i prijedloga sanacije pokrenut će se aktivnosti revitalizacije dalekovoda sukladno rezultatima izrađenih elaborata postojećeg stanja.

Tablica 6.9 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcija i revitalizacija DV/KB 35 kV	23.000.000	67.741.000	61.132.000	**151.873.000**	369.507.000	**521.380.000**

Od značajnijih ulaganja, u početnom trogodišnjem razdoblju planirana je rekonstrukcija 15 dionica DV 35 kV i jedne dionice KB 35 kV ukupne duljine oko 231 km u vrijednosti 146 mil. kn. Dodatno, u navedenom razdoblju planirana su i manja pojedinačna ulaganja kroz ostale investicijske programe u rekonstrukcije i revitalizacije 35 kV vodova ukupne vrijednosti 5,8 mil. kn, što ukupno čini 151,8 mil. kn. Uslijed smanjenja financijskih okvira u 2023. godini, smanjena je i razina planiranih ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 35 kV vodova. U razdoblju od 2026. do 2032. godine planirana su značajnija pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 469 km DV/KB 35 kV u vrijednosti 344,1 mil. kn te manja pojedinačna ulaganja u rekonstrukciju 30 km vodova ukupne vrijednosti 25,4 mil kn što ukupno čini 369,5 mil kn.

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

Temeljne smjernice razvoja objekata 10(20) kV u idućem razdoblju su:

- Prioritetno planirati ulaganje u prijelaz na 20 kV mreža čije su pojne točke izgrađene ili rekonstruirane 20 kV opremom.
- Nove TS SN/NN i vodove 10(20) kV graditi sa stupnjem izolacije 24 kV, a postojeće rekonstruirati također opremom s 24 kV stupnjem izolacije.
- Novi transformatori u TS SN/NN moraju biti prespojivi (preklopivi, 10(20) kV), osim ako SN mreža već nije u pogonu na 20 kV.

- Razvijati 10(20) kV mrežu tako da TS SN/NN u pravilu nemaju više od tri vodna polja, radi pojednostavnjenja upravljanja i vođenja SN mreže te kasnije automatizacije.
- Značajnije TS SN/NN i rasklopišta uvoditi u SDV.
- Analizirati i planirati dinamiku zamjene transformatora SN/NN koji su stariji od 40 godina novim transformatorima koji imaju značajno manje gubitke.

6.3.1. 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 pričuva 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 6.10 prikazuje planirana ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju, a Tablica 6.11 daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje. Uslijed smanjenja financijskih okvira, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.10 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
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	5.166.000	18.269.000	24.887.000	48.322.000	149.045.000	197.367.000

Tablica 6.11 Ulaganja u izgradnju novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2023. – 2025., s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2023.		2024.		2025.		Ukupno	
	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj
Kabelska TS	4.906.281	16	14.151.000	47	19.185.655	63	38.242.936	126
Stupna TS	259.719	2	3.618.000	18	201.345	2	4.079.064	22
Rasklopište	0	0	500.000	0	5.500.000	1	6.000.000	1
Ukupno	**5.166.000**	**18**	**18.269.000**	**65**	**24.887.000**	**66**	**48.322.000**	**149**

Slika 6.4 prikazuje razdiobu planiranih količina TS 10(20)/0,4 kV u ovisnosti o razlozima izgradnje. Najveći udio novih TS gradi se radi:

- povećanja kvalitete napona
- pouzdanosti
- starost opreme
- loše stanje opreme
- ostalo.

Slika 6.4 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnji novih RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.)

6.3.2. 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
- kabelskih transformatorskih stanica s opremom starije izvedbe (zrakom izolirano SN postrojenje i dotrajali NN razvodi).

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su Tablicom 6.12. Uslijed smanjenja financijskih okvira, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.12 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
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	32.314.000	82.365.000	74.080.000	**188.759.000**	467.533.000	**656.292.000**

U početnom trogodišnjem razdoblju planirano je uložiti 188,8 milijuna kuna, razdioba ulaganja po godinama prikazana je Tablicom 6.13.

Tablica 6.13 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV u razdoblju 2023.-2025. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2023.		2024.		2025.		Ukupno	
	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj	(kn)	broj
Rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV	32.314.000	301	82.365.000	735	74.080.000	668	**188.759.000**	**1.704**

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

Na Slici 6.5 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 starost i loše stanje opreme te pouzdanost.

Slika 6.5 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije RS 10(20) kV i TS 10(20)/0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.)

6.3.3. 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 pouzdanosti napajanja, predstavljaju ključnu sastavnicu distribucijske mreže. Priključivanje sve većeg broja distribuiranih izvora na ove vodove dodatno povećava njihovu važnost.

Planirana ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su Tablicom 6.14. Uslijed smanjenja financijskih okvira, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.14 Ulaganja u izgradnju novih 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 10(20) kV	13.751.000	60.567.000	67.434.000	**141.752.000**	404.071.000	**545.823.000**

Tablica 6.15 u nastavku daje detaljniji pregled ulaganja za početno trogodišnje razdoblje.

Tablica 6.15 Ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2023.		2024.		2025.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Nadzemni vodovi	92.654	1	2.236.417	12	4.688.696	22	**7.017.767**	**35**
Podzemni kabeli	13.658.346	35	58.330.583	160	62.745.304	181	**134.734.233**	**376**
Podmorski kabeli	0	0	0	0	0	0	**0**	**0**
Ukupno	**13.751.000**	**36**	**60.567.000**	**172**	**67.434.000**	**203**	**141.752.000**	**411**

Na Slici 6.6 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 pouzdanost nadzemnih vodova, koji se planiraju zamijeniti novim kabelskim vodovima.

Slika 6.6 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.)

6.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova

Magistralne vodove izvedene na drvenim stupovima planira se rekonstruirati zamjenom drvenih stupova betonskim, a postojeće vodiče malog presjeka zamijeniti vodičima većeg presjeka (Al/Fe 50/8 mm^2 ili

95/15 mm^2) da bi se smanjili padovi napona duž vodiča, a time i gubitci. Osim zamjene nadzemnih vodiča, planira se i zamjena starih tipova kabela.

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su Tablicom 6.16. Uslijed smanjenja financijskih okvira, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.16 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju 10(20) kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2021.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	34.955.000	51.895.000	69.839.000	**156.689.000**	394.286.000	**550.975.000**

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 10(20) kV vodova u početnom trogodišnjem razdoblju dana su u Tablici 6.17.

Tablica 6.17 Ulaganja u rekonstrukciju i revitalizaciju vodova 10(20) kV u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2023.		2024.		2025.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV	34.955.000	155	51.895.000	260	69.839.000	293	**156.689.000**	**708**

Slika 6.7 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 10(20) kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.)

Slika 6.7 daje grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima zbog kojih se pristupa rekonstrukciji i revitalizaciji 10(20) kV vodova. Iz nje je vidljivo da se vodovi revitaliziraju i rekonstruiraju

najviše zbog starosti i lošeg stanja opreme, povećanja sigurnosti opskrbe te pouzdanosti, čime dolazi do povećanja pokazatelja pouzdanosti SAIFI i SAIDI.

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

Ovim poglavljem daje se osvrt na dio ulaganja u elektroenergetske objekte naponske razine 10(20) kV s ciljem bržeg ostvarenja pogona dijela SN mreže na 20 kV naponskoj razini.

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 šezdesetih godina prošloga stoljeća. Dobiveni rezultati studija ukazivali su na brojne pogodnosti:

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

Kratkoročno, prijelaz dijelova 10 kV distribucijske mreže na 20 kV pogonski napon dovodi do sanacije naponskih okolnosti u srednjonaponskoj mreži, čime se bez veće izgradnje dvostruko povećavaju prijenosni kapaciteti i četverostruko smanjuju gubici snage i padovi 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 elemenata mreže.

Tvrtke za distribuciju električne energije u Hrvatskoj početkom osamdesetih donose stratešku odluku o ugradnji srednjonaponskih postrojenja nazivnog napona 20 kV i izgradnji vodova (nadzemnih i kabelskih) 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 na dan 31. 12. 2021. godine vrlo je raznoliko (Slika 6.8).

Prvo područje koje je u potpunosti uvelo pogon srednjonaponske mreže na 20 kV i napustilo naponsku razinu 10 kV je Elektra Sisak. Završne aktivnosti na prelasku odrađene su u rujnu 2019. godine, što je popraćeno izdavanjem prigodne brošure.

S velikim udjelima mreže u pogonu na 20 kV izdvajaju se:

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

Slika 6.8 Pregled udjela TS SN/NN u pogonu na 20 kV po distribucijskim područjima

U studijskom radu Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV [49] korištena je i detaljno opisana metoda analitičkog hijerarhijskog postupka. Na temelju navedene studije u daljnjim studijskim radovima srednjoročnog razvoja SN mreže distribucijskih područja (ili njihovih manjih dijelova) korištena je AHP metoda kao temelj za obradu perspektive ulaganja prijelaza SN mreže na 20 kV za područje mreže obrađeno studijom. Drugim studijskim radom pod naslovom Optimiranje metodologije i kriterija za ocjenu perspektive prijelaza SN mreže na 20 kV pogonski napon [49] iz 2020. godine unaprđeđen je pristup planiranju, a šira implementacija nove metodologije realizirat će se kroz novi ciklus studija razvoja srednjonaponske mreže distribucijskih područja.

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

- 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 korisnika i sl.)
- vrijednost ulaganja potrebnog za prijelaz SN mreže područja na 20 kV

- ostali sekundarni pokazatelji (iskustva s pogonom mreže na 20 kV i postojanje mreže 20 kV u okruženju, mogućnost sufinanciranja i etapnog prijelaza i sl.).

U idućem desetogodišnjem razdoblju, uvažavajući strateške odrednice HEP ODS-a, trenutačno stanje mreže i postrojenja, iskustva i mogućnosti radnika, druge obaveze u skladu s važećim propisima, planira se za aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV uložiti sredstava u vrijednosti kojom bi se mogao ostvariti pogon na 20 kV naponu za dodatnih oko 7.000 TS SN/NN i oko 8.500 km SN vodova. Podaci su okvirni i potrebno ih je uzeti s rezervom s obzirom na nesigurnosti koje se odnose na:

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

Ova ulaganja prvenstveno se odnose na:

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

Vrijednost ulaganja predviđenih ovim programom za razdoblje od 2023. do 2025. godine iznosi od 30 do 60 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 prvenstveno na aktivnosti zamjene i rekonstrukcije postrojenja distribucijske mreže, aktivnosti revitalizacije te iznimno izgradnje novih objekata/elemenata mreže radi provedbe završne aktivnosti prijelaza SN mreže na 20 kV.

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

Tijekom 2022. u realizaciji je značajan broj višegodišnjih ulaganja u završnu fazu pripreme za prijelaz SN mreže na 20 kV s težištem ulaganja primarno u privođenje kraju prijelaza na 20 kV napon preostale 10 kV mreže u Elektroprimorju Rijeka u narednom razdoblju te s nešto manjim obuhvatima ulaganja u Elektri Zagreb, Elektri Bjelovar, Elektroslavoniji Osijek, Elektri Vinkovci, Elektroistri Pula, Elektrodalmaciji Split, Elektri Zadar te Elektri Karlovac. Uz uspješnu realizaciju ulaganja do kraja 2022. i povoljne vremenske i druge preduvjete, planirano je ostvariti pogon na 20 kV za još oko 800 TS SN/NN i oko 800 km SN vodova.

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

Temeljne smjernice razvoja objekata naponske razine 0,4 kV u idućem razdoblju:

- interpolacija TS SN/NN 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 skraćenja izvoda niskog napona i sanacije naponskih prilika u ruralnim područjima
- zamjena dotrajalih nadzemnih vodova NN malog presjeka, s naglaskom na zamjenu vodova s neizoliranim vodičima, novim dionicama samonosivim kabelskim snopom (SKS-om)

6.4.1. 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 nepouzdanih neizoliranih vodiča i drvenih stupova SKS-om i betonskim stupovima.

Planirana ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su Tablicom 6.18. Uslijed smanjenja financijskih okvira, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.18 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. –2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Izgradnja novih vodova 0,4 kV	2.646.000	15.188.000	13.720.000	**31.554.000**	151.852.000	**183.406.000**

U Tablici 6.19 dan je planirani opseg ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV naponske razine u idućem trogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.19 Ulaganja u izgradnju novih 0,4 kV vodova u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2023.		2024.		2025.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)
Izgradnja novih vodova 0,4 kV	2.646.000	21	15.188.000*	84	13.720.000*	60	**31.554.000**	**165**

* Do povećanog iznosa specifičnih vrijednosti ulaganja u 2024. i 2025. došlo je zbog većeg opsega ulaganja u izgradnju kabelske mreže u zamjenu za postojeću nadzemnu mrežu.

Na Slici 6.9 dan je grafički prikaz razdiobe broja planiranih ulaganja prema razlozima izgradnje nove niskonaponske mreže. Iz slike je vidljivo da se nova niskonaponska mreže pretežito gradi zbog preopterećenja mreže, lošeg stanja opreme i starosti, a radi sigurnosti opskrbe, pouzdanosti i poboljšanja kvalitete napona.

Slika 6.9 Razdioba planiranih ulaganja u izgradnju novih vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.)

6.4.2. Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV

Rekonstrukcije NN mreže poglavito se odnose na zamjene vodiča malih presjeka SKS-om presjeka 70 mm^2. Riječ je o velikim investicijskim zahvatima i dugotrajnom procesu, a posebice na području Slavonije i Baranje gdje je značajan udio vodiča na krovnim stalcima, koji će se s vremenom morati zamijeniti.

Planirana ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana su Tablicom 6.20. Uslijed smanjenja financijskih okvira, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.20 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije 0,4 kV vodova u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023 – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	10.377.000	49.585.000	35.830.000	**95.792.000**	211.002.000	**306.794.000**

Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u početnom trogodišnjem razdoblju detaljnije su prikazana Tablicom 6.21.

Tablica 6.21 Ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2023.		2024.		2025.		Ukupno	
	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	(km)	(kn)	426
Rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV	10.377.000	42	49.585.000	203	35.830.000	179	**95.792.000**	**425**

Na Slici 6.10 je grafički prikaz glavnih razloga rekonstrukcije i revitalizacije NN vodova. Glavni razlozi rekonstrukcije i revitalizacije NN mreže su starost opreme, loše stanje opreme te kvaliteta napona.

Slika 6.10 Razdioba planiranih ulaganja u rekonstrukcije i revitalizacije vodova 0,4 kV prema razlozima izgradnje (za razdoblje 2023. – 2025.)

6.4.3. Ulaganja u sanaciju naponskih prilika

Od 2009. do 2013. godine sanacija naponskih prilika (SNP) provodila se kroz poseban investicijski program u okviru planova investicija. U tom razdoblju u sanaciju naponskih prilika uloženo je 497,4 mil. kn. Nakon 2013. godine, zbog različite potrebe za ulaganjima u sanaciju naponskih prilika po distribucijskim područjima te činjenice da se u pojedinim distribucijskim područjima ona u potpunosti riješila, ulaganja su se nastavila pretežito kroz program ulaganja u SN i NN objekte u cilju povećanja kapaciteta mreže, sanacije naponskih prilika i povećanja sigurnosti opskrbe te manjim dijelom u sklopu programa ulaganja u revitalizaciju dotrajale opreme.

Sanacija postojeće mreže niskog napona za dio distribucijskih područja, poput Elektre Zabok, još uvijek predstavlja veliki financijski problem, dok je Elektra Virovitica uz Elektru Čakovec i Elektru Požegu riješila problematiku naponskih prilika u svojoj distribucijskoj mreži.

Ukupna preostala problematika SNP-a po distirbucijskim područjima prikazana je Tablicom 6.22.

Tablica 6.22 Preostala problematika sanacije naponskih prilika

Distribucijsko područje	Broj trafopodručja	Udio TS SN/NN	Broj NN izvoda	Duljina NN izvoda (km)	Broj kupaca	Trošak zahvata (mil. kn)
Elektra Zagreb	58	1,6%	59	44.272	2.808	7,7
Elektra Zabok	82	9,1%	96	175.905	2.784	31,2
Elektra Varaždin	8	1,0%	8	23.855	265	5,7
Elektra Čakovec						
Elektra Koprivnica	11	1,6%	17	15.819	412	3,2
Elektra Bjelovar	2	0,3%	2	3.767	62	0,8
Elektra Križ	42	3,1%	53	69.474	2.026	17,8
Elektroslavonija Osijek	34	2,2%	53	37.401	1.438	6,8
Elektra Vinkovci	47	5,6%	55	47.980	1.866	11,4
Elektra Slavonski Brod	8	1,1%	11	10.965	426	2,3
Elektroistra Pula	2	0,1%	2	1.110	9	0,2
Elektroprimorje Rijeka	49	2,5%	55	47.118	1.868	15,2
Elektrodalmacija Split	84	3,2%	93	98.745	7.381	45,2
Elektra Zadar	20	1,7%	25	14.560	1.129	4,6
Elektra Šibenik	31	3,0%	34	18.320	1.530	8,9
Elektrojug Dubrovnik	22	4,8%	22	20.400	962	15,7
Elektra Karlovac	71	4,7%	84	152.777	2.167	22,9
Elektra Sisak	43	4,3%	57	133.690	884	24,3
Elektrolika Gospić	26	2,4%	29	60.865	568	10
Elektra Virovitica						
Elektra Požega						
UKUPNO	**640**	**2,5%**	**755**	**977.023**	**28.585**	**233,9**

Stalnom brigom i praćenjem naponskih prilika na obračunskim mjernim mjestima korisnika prepoznaju se nova područja s lošim naponskim prilikama pa se na temelju toga nadopunjuje lista potrebnih ulaganja.

Prosječnim godišnjim ulaganjem od okvirno 32 mil. kn. obuhvati se oko:

- 78 trafopodručja
- 92 niskonaponskih izvoda
- 118 km niskonaponske mreže

Financijski okvir plana investicija za 2023. godine je uslijed otežanih uvjeta poslovanja značajno smanjen, što je rezultiralo i značajnijim smanjenjem ulaganja u niskonaponsku mrežu i pripadajuća trafopodručja s ciljem sanacije naponskih prilika. Navedeno smanjenje neće imati utjecaja na daljnje planske godine u kojima se planira zadržati ili povećati razina prosječnih ulaganja u rješavanje problematike naponskih prilika, što će se prikazati u narednim planskim dokumentima.

Osim investicijskih ulaganja, na razinu problematike sanacije naponskih prilika utječu i redovite aktivnosti na održavanju, zahvati u mreži radi priključenja novih korisnika i povećanja snage postojećih te promjene opterećenja na zahvaćenim izvodima zbog primjena mjera energetske učinkovitosti i demografskih promjena.

6.4.4. Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka

Na temelju zakonske obaveze usklađivanja stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta u odnosu na odredbe poglavlja XVIII. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, HEP ODS provodi kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta (u daljnjem tekstu OMM) radi prikupljanja tehničkih podataka o njihovom stanju i izvedbi.

OMM je mjesto na kojem se mjere parametri električne energije radi obračuna, ali koje je ujedno i mjesto predaje/preuzimanja i granica nadležnosti operatora i korisnika mreže [39].

U skladu s [1], oprema, objekti i postrojenja koja su dio distribucijske mreže, uključujući i priključke te mjernu opremu na OMM-ima, su u nadležnosti operatora distribucijskog sustava. Navedeno znači da je operator distribucijskog sustava odgovoran za ispravnost i pouzdanost sve opreme do uključivo OMM-a, bez obzira na vlasništvo. Zbog toga HEP ODS kontinuirano radi na usklađenju priključaka s važećim propisima.

Sanacija i rekonstrukcija OMM i priključaka također je sastavni dio mjera koje služe za ostvarenje cilja smanjenja gubitaka električne energije i povećanja energetske učinkovitosti distribucijske mreže.

Podaci prikupljeni na temelju kontrole priključaka i OMM koriste se za izradu planova uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta ovisno o hitnosti. Za potrebe investicijskih ulaganja u idućoj godini distribucijska područja izrađuju investicijski elaborat s detaljnim planom provedbe aktivnosti.

Sanacija priključaka i obračunskih mjernih mjesta višegodišnji je program koji je započet 2014. godine u svim distribucijskim područjima (2013. godine bilo je obuhvaćeno 18 distribucijskih područja). U razdoblju od 2013. godine do kraja 2021. godine obuhvaćeno je okvirno 79.500 OMM te je pri tome uloženo okvirno 171 mil. kn.

Program se planira provoditi u skladu s rokovima iz Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, u obimu koji to budu zahtijevale stvarne potrebe po pojedinim distribucijskim područjima. Tablica 6.23 daje pregled planiranih ulaganja u idućem trogodišnjem, odnosno desetogodišnjem razdoblju. Uslijed smanjenja financijskih okvira, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.23 Ulaganja u sanaciju i rekonstrukciju obračunskih mjernih mjesta i priključaka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026. - 2032.	Ukupno 10G 2023. - 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Rekonstrukcije i revitalizacije priključaka	11.652.000	25.678.000	25.512.000	**62.842.000**	173.804.000	**236.646.000**

Procjenjuje se da se uz navedenu financijsku dinamiku na razini HEP ODS-a godišnje može urediti okvirno 7.500 priključka i obračunskih mjernih mjesta, što ovisi o tome u kojoj mjeri su obuhvaćeni individualni objekti, a u kojoj mjeri stambene zgrade.

6.5. Ulaganja u mjerne uređaje, sekundarne sustave, napredne mreže i razvoj

6.5.1. Mjerni uređaji i infrastruktura

Isporučena i preuzeta električna energija mjeri se mjerilima na obračunskom mjernom mjestu koje se nalazi 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 distribucijskog sustava i tehničkim uvjetima za obračunska mjerna mjesta.

Postojeće stanje

Kao što je prikazano Tablicom 6.24, ukupno je u distribucijskoj mreži oko 2,48 milijuna obračunskih mjernih mjesta (OMM). Velika većina obračunskih mjernih mjesta, njih oko 91 %, odnosi se na tehnički jednostavnija obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije kućanstvo (Slika 6.11).

Tablica 6.24 Broj i struktura obračunskih mjernih mjesta u distribucijskoj mreži

Kategorija	Broj OMM
VN (110 kV)	6
SN (35 kV)	118
SN (10 kV, 20 kV)	2.260
Ukupno SN	**2.378**
UKUPNO VN i SN	**2.384**
NN poduzetništvo (plavi)	42.863
NN poduzetništvo (bijeli)	131.055
NN poduzetništvo (crveni)	32.079
Ukupno NN poduzetništvo	**205.997**
Ukupno NN javna rasvjeta	**22.111**
NN kućanstvo (plavi)	721.686
NN kućanstvo (bijeli)	1.560.462
NN kućanstvo (crveni)	2.233
NN kućanstvo (crni)	2.962
Ukupno NN kućanstvo	**2.287.343**
UKUPNO NN	**2.515.451**
SVEUKUPNO	**2.517.835**

Slika 6.11 Udio kategorija obračunskih mjernih mjesta

U skladu s odredbama Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (85/15), sva obračunska mjerna mjesta priključne snage veće od 20 kW su opremljena brojilima s daljinskim očitanjem (oko 18 % OMM-a svih kupaca kategorije poduzetništvo).

U vrijeme izrade ovog Plana u sustav daljinskog očitanja brojila HEP ODS-a uključeno je oko 16,2 % ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta.

Od ukupnog broja obračunskih mjernih mjesta kupaca kategorije kućanstvo, 12,4 % je opremljeno brojilima s mogućnošću daljinskog očitavanja.

Ovjeravanje mjerne opreme

Mjerila koja moraju imati valjanu ovjeru su brojila električne energije te naponski i strujni mjerni transformatori kako bi se mogla koristiti u distribucijskoj mreži te kako bi se na osnovu njihovog mjerenja mogao izdati račun.

Naponski i strujni mjerni transformatori moraju imati prvu ovjeru (kod ugradnje) i nije obvezno ponovno periodičko, redovno ovjeravanje.

Najveći posao redovnog ovjeravanja vezan je za brojila električne energije. U skladu s 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 107/15), definirana su ovjerna razdoblja za brojila električne energije:

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

U pravilu se brojila ovjeravaju na način da se iz mreže demontiraju sva brojila kojima je isteklo ovjerno razdoblje i odmah se ugrađuju ovjerena brojila, a demontirana brojila idu na servis i ovjeru.

Smjernice za ulaganje

Planovi redovne zamjene izrađuju se na temelju količine brojila kojima prema Pravilniku o ovjernim razdobljima ističe rok ovjere u planskoj godini. Brojila se demontiraju, servisiraju te, ukoliko zadovoljavaju mjeriteljske kriterije, ovjeravaju i ponovo ugrađuju u distribucijsku mrežu. Već u fazi zaprimanja brojila u skladište obavlja 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.

HEP ODS je izradio Provedbeni plan ugradnje naprednih brojila, u skladu s preporučenim Scenarijem 2 implementacije naprednih brojila u trajanju 11 godina. Predviđeni period ugradnje naprednih brojila na sva obračunska mjerna mjesta korisnika distribucijske mreže je 2019. – 2029. godina. Za procjenu troškova brojila i troškova komunikacije korištene su dvije najčešće komunikacijske tehnologije za daljinsko očitanje: GPRS/LTE i PLC.

Osim obveza proizašlih iz zakonskih odredbi vezanih za uvođenje naprednih brojila, tijekom provedbe projekta potrebno je zadovoljiti i rokove zamjene brojila zbog redovne ovjere u skladu sa zakonima iz područja mjeriteljstva. S obzirom da se trenutno HEP ODS nalazi u razdoblju koje prema Provedbenom planu obuhvaća najveći broj brojila kojima ističe zakonski ovjerni rok, potrebno će biti planirati veće iznose za ulaganja u nabavu brojila.

Planovi ugradnje naprednih brojila nadopunjeni su prioritizacijom obračunskih mjernih mjesta kategorije poduzetništvo s potpunom zamjenom do sredine 2024. godine i obračunskih mjernih mjesta na kojima su izvršene procjene potrošnje radi nemogućnosti očitanja mjernih uređaja u posljednja tri (3) obračunska razdoblja i obračunskih mjernih mjesta kod kojih je u zadnjih godinu dana izvršeno isključenje najmanje dva (2) puta.

Definirana su područja strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (SUM):

SUM 01. **ZAMJENA BROJILA NA OBRAČUNSKIM MJERNIM MJESTIMA**

Nabava brojila za zamjenu postojećih brojila na obračunskim mjernim mjestima kategorije kućanstvo i poduzetništvo u skladu s Općim uvjetima i Provedbenim planom te radi tehnološke zastarjelosti, neispravnosti i isteka životnog vijeka postojećih brojila.

SUM 02. **ULAGANJA U RAZVOJ SUSTAVA DALJINSKOG OČITAVANJA BROJILA**

Zakonske obveze modernizacije tehnologije mjerenja, prikupljanja i obrade mjernih podataka, nadogradnje i održavanja sustava za daljinsko očitavanje brojila i njihovo umrežavanje, održavanje G3 PLC komunikacijske mreže, unaprjeđenje očitanja ugradnjom LTE komunikatora, analiza i upravljanje mjernim podacima te utvrđivanje neovlaštene potrošnje električne energije.

SUM 03. **ULAGANJA U UNAPRJEĐENJE PROCESA S MJERNIM UREĐAJIMA I MJERNIM PODACIMA**

Ova vrsta ulaganja na području obračunskog mjerenja ima za cilj ubrzanje poslovnih procesa, smanjenje troškova i poboljšanje poslovnih rezultata.

Nabava brojila i ostale opreme za potrebe izgradnje mjernih mjesta u TS SN/NN s ciljem utvrđivanja i smanjenja gubitaka u NN mreži, nabava opreme i usluga u svrhe testiranja.

Nabava opreme za revitalizaciju i modernizaciju baždarnica HEP ODS-a te usluga održavanja informacijskog sustava za nadzor rada baždarnica. Početkom ugradnje naprednih brojila i izgradnje napredne mjerne infrastrukture, uloga baždarnica proširuje se i na poslove ispitivanja i pripreme komunikacijskog i računalnog dijela naprednih brojila. Funkcionalnosti baždarnica potrebno je uskladiti s promjenom tehnologije brojila električne energije. Nova napredna brojila su digitalni mjerni uređaji koja osim mjernog dijela imaju i programski i komunikacijski dio.

Ova ulaganja se odnose na nabavu nove opreme za pripremu brojila za ovjeravanje prilagođene naprednim brojilima, ali isto tako i za početak transformacije i prilagodbe baždarnica za njihove nove uloge.

Unapređenje tržišta električne energije uključivanjem evolucije od jednostavnih krajnjih korisnika mreže preko korisnika sa vlastitom proizvodnjom do fleksibilnog korisnika s vlastitom proizvodnjom. Digitalna transformacija poslovanja uvođenjem platforme za zaprimanje očitanja poslanih od naprednih brojila, sustava za upravljanje mjernim podacima s podatkovnog centra za upravljanje brojilima te podizanje stupnja zaštite od neovlaštenog pristupa i zlouporabe fizičkim i posredstvom različitih komunikacijskih kanala. Integracija poslovnih procesa digitalizacijom radnih naloga i uvođenje standardnih sučelja za povezivanje sustava.

U skladu s područjima strateškog ulaganja u mjernu infrastrukturu (SUM 01, 02, 03), definirane su razine potrebnih ulaganja u narednom desetogodišnjem razdoblju, što je prikazano tablicom u nastavku. Ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju smanjena su u odnosu na višegodišnje prosjeke jer se financiranje ovih aktivnosti očekuje u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti, što je sagledano u Poglavlju 6.7.6.

Tablica 6.25 Ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	SUM 01. Zamjena brojila na obračunskim mjernim mjestima	180.000.000	40.000.000	40.000.000	**260.000.000**	1.220.000.000	**1.480.000.000**
2	SUM 02. Ulaganja u razvoj sustava daljinskog očitavanja brojila	4.000.000	20.000.000	20.000.000	**44.000.000**	70.000.000	**114.000.000**
3	SUM 03. Ulaganja u unaprjeđenje procesa s mjernim uređajima i mjernim podacima	0	10.000.000	2.000.000	**12.000.000**	35.000.000	**47.000.000**
	Ukupno	**184.000.000**	**70.000.000**	**62.000.000**	**316.000.000**	**1.325.000.000**	**1.641.000.000**

Tablica u nastavku daje financijske i naturalne podatke o ulaganjima u zamjenu brojila u idućem trogodišnjem razdoblju. Procjena jediničnih planskih cijena brojila u skladu je s cijenama postignutim u ranije provedenim nadmetanjima te iskustvenim podacima o kretanju cijena na tržištu tijekom godina.

Tablica 6.29 Ulaganja u zamjenu brojila u razdoblju 2023. – 2025. s naturalnim podacima

Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja							
	2023.		2024.		2025.		Ukupno	
	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)	(kn)	(kom)
SUM 01.	180.000.000	193.340	40.000.000	56.022	40.000.000	56.180	**260.000.000**	**305.542**

6.5.2. Sustavi daljinskog vođenja distribucijske mreže

Temeljni izazov i cilj postavljen kod organizacije funkcije vođenja distribucijskog sustava je omogućiti sigurno i pouzdano vođenje distribucijskog sustava u postojećem modelu i stanju, ali i osigurati platformu za promjene koje se postavljaju pred funkciju vođenja u kontekstu razvoja djelatnosti distribucije električne energije i poslovnog okruženja te stvaranja uvjeta za razvoj tržišta električne energije, s naglaskom na tehničku i tržišnu fleksibilnost te pomoćne usluge.

Nakon reorganizacije HEP ODS-a u 2017. godini, organizacijski model vođenja distribucijskog elektroenergetskog sustava sastoji se od:

- 4 distribucijska dispečerska centra (dalje u tekstu: DDC): DDC Sjever, DDC Jug, DDC Istok, DDC Zapad
- 21 distribucijskog upravljačkog centra (dalje u tekstu: DUC)
- elektroenergetskih postrojenja i objekata te upravljačkih mjesta s kojih se upravlja grupom objekata na najnižoj razini vođenja.

Sustav za vođenje distribucijske mreže postoji već dulji niz godina i postupno je nadograđivan novim, modernijim i naprednijim sustavima.

U razdoblju od 2013. do 2017. godine revitalizirani su SCADA sustavi u DDC i DUC s ciljem ujednačavanja i modernizacije ICT platformi ovih sustava, njihovog međusobnog povezivanja te općenito unaprjeđenja sustava upravljanja i povećanja sigurnosti i kvalitete opskrbe električnom energijom. Proces revitalizacije je uspješno završen čime su ostvarene tehničke pretpostavke za međusobnu integraciju ovih sustava i postizanje većeg stupnja osmotrivosti elektroenergetske mreže ODS-a kao jedinstvene tehničke cjeline.

Pregled sustava instaliranih po organizacijskim jedinicama prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 6.26 Pregled instaliranih SCADA sustava po upravljačkim centrima

Red. br.	Instalirani sustav	Broj distribucijskih područja
1	ABB Network Manager v6.4 (Linux)	4
2	ABB Network Manager (Linux)	6
3	Končar Proza NET	11
	Ukupno	**21**

Također, važno je istaknuti da sustavi daljinskog upravljanja predstavljaju u načelu informacijske sustave, a karakteristika ovih sustava je aktivna dinamika u razvoju i sigurnosti. Stoga briga o ovim sustavima predstavlja kontinuirani proces. Isto tako, trend uvođenja naprednih funkcija u elektroenergetsku mrežu (po načelima Smart Grida) značajno utječe na procese razvoja, a time i ulaganja u sustave vođenja te njihova održavanja.

U skladu s novom organizacijom funkcije vođenja u obliku 1(4)/21, prema kojem se funkcije upravljanja mrežom odvijaju na razini 21 distribucijskog upravljačkog centra (DUC), a funkcije vođenja, posebno s naglaskom na nove zadaće i ulogu ODS-a na tržištu električne energije, na razini 4 distribucijska dispečerska centra (DDC), u periodu 2018. – 2022. godine realizirana je prva faza integracije distribucijskih upravljačkih centara u nadležne distribucijske dispečerske centre. Ostvaren je cilj prve faze integracije u smislu povećanja stupnja osmotrivosti i mogućnost direktnog daljinskog upravljanja mrežom u nadležnosti pojedinih DDC centara za grupe distribucijskih područja.

Integracija se planira provoditi kontinuirano kroz više faza, a u konačnici je predviđena uspostava nacionalnog distribucijskog dispečerskog centra (NDDC) te postepeno gašenje pojedinih SCADA sustava na razini 16 DUC centara, s ciljem smanjenja kompleksnosti sustava i količine aktivnih komponenti što će rezultirati značajnijim smanjenjem troškova održavanja. S obzirom na povećanje značaja četiri centralna SCADA sustava u centrima DDC, tijekom 2020. i 2021. izgrađen je prostorno dislocirani pričuvni SCADA sustav koji u slučaju havarije može preuzeti na sebe sve funkcije bilo kojeg od četiri centralna SCADA sustava u centrima tipa DDC.

U skladu s ključnim odrednicama okruženja s gledišta ulaganja u razvoj i izgradnju distribucijske mreže, kao jedan od važnijih zadataka 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.

U idućem razdoblju treba nastaviti ulaganja u sustave vođenja i predvidjeti odgovarajuće razvojne aktivnosti radi 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 distribucijskih upravljačkih centara i distribucijskih dispečerskih centara
b) integraciju procesno-informacijskih sustava
c) modernizaciju sustava daljinskog vođenja u elektroenergetskim objektima
d) digitalizaciju i platformizaciju procesa vođenja distribucijske mreže kroz razvoj usluga dodanih vrijednosti (napredne usluge sustava, napredno vođenje,…).

Okončanjem prve faze integracije, tijekom 2022. godine nastavlja se ulaganje u integraciju procesno-informacijskih sustava kroz drugu fazu, koja će omogućiti ukupnu osmotrivost mreža pojedinih grupa distribucijskih područja u DDC-ima te dodatno povećati potencijal poboljšanja učinkovitosti i pouzdanosti napajanja kao i sigurnosti opskrbe električnom energijom. Druga faza integracije trajat će do kraja 2023. godine, a nakon uspješne realizacije u pojedinim distribucijskim područjima ostvarit će se tehničke pretpostavke za gašenje pojedinih SCADA sustava na razinama DUC centara, naročito onih koji će do tada već biti tehnološki zastarjeli gdje će se, bez značajnijih ulaganja, sve funkcije vođenja mreže distribucijskog područja iz DUC centra moći ostvariti posredstvom centralnog SCADA sustava DDC centra na grupi distribucijskih područja.

S povećanjem zahtjeva prema HEP ODS-u za prikupljanje i razmjenu pogonskih informacija proizašlih iz opsega djelatnosti za koje je ODS odgovoran prema korisnicima mreže, drugim elektroenergetskim subjektima, regulatornoj agenciji, prema subjektima tržišne djelatnosti, ali i prema subjektima unutar HEP Grupe, posebno se ističe uspostava centralnog procesnog integracijskog sučelja kao digitalne platforme. Navedenim će se omogućiti snažnija digitalizacija, kao preduvjet za izradu platforme za pružanje pomoćnih usluga sustavu i korištenju tehničke i tržišne fleksibilnosti u distribucijskom sustavu te daljnja digitalizacija poslovnih procesa i platformizacija u HEP ODS-u. Digitalne platforme su nezaobilazna tema u svakoj analizi prilika koje donosi digitalno doba, a predstavljaju sučelja koja koriste mrežu za povezivanje različitih entiteta, kako bi se omogućila i olakšala digitalna interakcija između njih i na taj način omogućilo stvaranje usluga dodanih vrijednosti koje će biti ključni faktor u funkciji rješavanja sve složenijih poslovnih izazova za operatore distribucijskih sustava, danas i u budućnosti. Ovakav pristup omogućit će unaprjeđenje funkcija podrške vođenju, unaprjeđenje vođenja sustava, upravljanja prekidima, analize i optimiranja sustava i sl. Platformizacija i izgradnja procesno integracijskog sučelja, kao i razvoj usluga dodanih vrijednosti na osnovi potonjeg, provodit će se fazno, vodeći računa o optimalnom korištenju.

Kontinuiranim uvođenjem sustava daljinskog vođenja u elektroenergetske objekte postignut je visok stupanj uvedenosti u sustav daljinskog nadzora i upravljanja energetskim postrojenjima TS 110/x kV i 35(30)/x kV. U nekim elektroenergetskim objektima sustavi daljinskog vođenja su zastarjeli što otežava njihovo održavanje i integraciju u moderne upravljačke sustave u distribucijskim upravljačkim centrima i distribucijskim dispečerskim centrima, a u konačnici nadzor i upravljanje elektroenergetskim postrojenjem, što je ključno za učinkovito vođenje distribucijskog sustava.

S ciljem modernizacije sustava daljinskog vođenja u elektroenergetskim objektima, kontinuirano će se provoditi aktivnosti na revitalizacijama sustava daljinskog vođenja u objektima TS 110/x kV i 35(30)/x kV kako bi isti mogli nastaviti pouzdano vršiti temeljne funkcije nadzora i upravljanja elektroenergetskim postrojenjima u cilju učinkovitog i pouzdanog vođenja distribucijske mreže.

Ulaganja u sustave vođenja distribucijske mreže u razdoblju 2023.-2032. procjenjuju se na 62,4 mil. kn. Zbog međusobne povezanosti, ulaganja su iskazana u Tablici 6.25, uz ulaganja u sustave mrežnog tonfrekventnog ulaganja i ulaganja u komunikacijske sustave i sigurnost.

6.5.3. Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja

Sustavi mrežnog tonfrekventnog upravljanja (u daljnjem tekstu: MTU) koriste se u HEP ODS-u duži niz godina s primarnom zadaćom prebacivanja tarife na brojilima za obračun isporučene električne energije. Osim svoje primarne zadaće, u pojedinim distribucijskim područjima, koriste se i za upravljanje javnom rasvjetom. MTU sustave instalirane u HEP ODS-u u načelu dijelimo u dvije grupe:

- MTU sustavi s injektiranjem signala na naponskoj razini 110 kV koji su instalirani na području terenskih jedinica (Elektre Zagreb, Elektroprimorja Rijeka i Elektrodalmacije Split)
- MTU sustavi s injektiranjem signala na naponskoj razini 35 kV koji su instalirani na području terenskih jedinica (Elektre Čakovac, Elektre Varaždin, Elektre Koprivnica, Elektre Požega, Elektre Virovitica, Elektroistrte Pula i Elektrojuga Dubrovnik).

Obzirom na provedbeni plan ugradnje naprednih brojila, u skladu s preporučenim Scenarijem 2 implementacije naprednih brojila u trajanju 11 godina, predviđeni period ugradnje naprednih brojila na sva obračunska mjerna mjesta korisnika distribucijske mreže je 2019. – 2029. godine. Nakon toga će se stvoriti tehnički preduvjeti za potencijalno napuštanje MTU sustava u funkciji prebacivanja tarife i njegovu prenamjenu za nove funkcije iz područja vođenja distribucijske mreže.

Kako bi postojeći MTU sustavi pouzdano obavljali funkciju prebacivanja tarife do 2030. godine, neophodna su investicijska ulaganja u narednom periodu, poglavito u sustave s injektiranjem signala na naponskoj razini 110 kV na području Elektroprimorja Rijeka i Elektrodalmacije Split.

MTU sustavom Elektropromoria Rijeka upravlja se s više od 120.000 MTU prijemnika. MTU sustav se koristi za upravljanje tarifama, javnom rasvjetom i tunelskom rasvjetom te iskapčanje korisnika s prekoračenim dugom, u pogonu je od 2007. godine pa je, obzirom na istek životnog vijeka tehnologije na kojoj je baziran, nužna je njegova revitalizacija.

MTU sustavom Elektrodalmacije Split upravlja se s više od 130.000 MTU prijemnika. MTU sustav se primarno koristi za upravljanje tarifama te javnom rasvjetom, a dodatno se koristi i za *reset* perioda obračunskih brojila, maksigraf funkciju i daljinsko iskapčanje korisnika s prekoračenim dugom. Osim navedenoga, ovaj MTU sustav se jednako uspješno koristi i za upravljanje MTU prijemnicima (preko 90.000) na dijelovima drugih distribucijskih područja (Elektra Šibenik, Elektra Zadar, Elektrojug Dubrovnik). Sustav je u pogonu od 2002. godine i obzirom na istek životnog vijeka tehnologije na kojoj je baziran, nužna je njegova revitalizacija.

Rezultati studije modernizacije MTU sustava na području Elektrojuga Dubrovnik iz 2021. godine ukazuju da je optimalno koristiti signal iz sustava Elektrodalmacije Split na većem dijelu područja te stvoriti pretpostavke za postepeno napuštanje starijih postrojenja s injektiranjem signala na naponskoj razini 35 kV koji su trenutno instalirani na četiri trafostanice na području Elektrojuga Dubrovnik.

Ulaganja u MTU sustave u razdoblju 2023.-2032. procjenjuju se na 9,5 mil. kn (Tablica 6.25).

6.5.4. Komunikacijski sustavi i kibernetička sigurnost

Komunikacijski sustav HEP ODS-a predstavlja ključnu komponentu u obavljanju djelatnosti distribucije električne energije i kao takav zauzima značajnu pozornost iz konteksta razvoja i izgradnje, održavanja, korištenja, ali i sigurnosti.

Posebno je istaknuta važnost telekomunikacijskog sustava za potrebe vođenja i osmotrivosti distribucijske mreže, naprednih mjerenja i očitanja, sustava mjerenja kvalitete električne energije te ostalim poslovnim sustavima.

U središtu pozornosti izazova naprednih mreža, informacijsko komunikacijske tehnologije i sustavi predstavljaju važan element u ostvarenju adekvatnog nadzora, mjerenja (senzorika, distribuirana napredna realtime logika) i općenito osmotrivosti buduće napredne mreže. Dakle, karakteristika

naprednih mreža bit će korištenje kombinacije centralizirane i distribuirane logike, nadzora i upravljanja što zahtijeva pouzdan, fleksibilan i dostatan komunikacijski sustav.

Osim navedenog, komunikacijskim sustavima mora se omogućiti sigurna razmjena informacija između svih zainteresiranih strana na tržištu električne energije.

U HEP ODS-u primjenjuju se napredne komunikacijske tehnologije i infrastruktura za potrebe procesnog i poslovnog sustava, a sastoje se od:

- Transmisijskih sustava
- Sustava govornih i podatkovnih radio veza
- Sustava za automatsko snimanje razgovora
- Infrastrukture za smještaj telekomunikacijske opreme
- Sustava besprekidnih napajanja OT opreme.

U smislu poslovnog sustava, HEP ODS koristi zajednički transmisijski i komutacijski sustav HEP Grupe. Za potrebe procesnih sustava koristi se kombinacija telekomunikacijskog sustava HEP Grupe i vlastitih komunikacijskih podsustava (govorni i podatkovni radijski sustavi, WiFi, mikrovalni linkovi), kao i iznajmljene komunikacijske infrastrukture pružatelja javnih komunikacijskih usluga.

U središtu pozornosti razvoja komunikacijskog sustava su proširenja i podizanje razine sigurnosti procesne mreže HEP ODS-a, kao i modernizacija govornih radijskih mreža. Navedene mreže podrazumijevaju uporabu postojećih i novih komunikacijskih infrastruktura uz korištenje najmodernijih naprednih komunikacijskih tehnologija uz primjenu visokih sigurnosnih standarada. Povećanje raspoloživosti komunikacijskog sustava ostvaruje se dodatnim ulaganjima u sustave besprekidnih napajanja komunikacijske opreme kao i u redundantnu komunikacijsku povezanost.

U idućem razdoblju ulagat će se u:

- komunikacijske sustave i terminalnu opremu
  - radijski sustavi (DMR,TETRA, RipEx,analogni radijski sustavi)
  - MV linkovi
  - GPRS modemi
  - WiFi linkovi
  - LP WAN
- Komunikacijsku infrastrukturu
  - polaganje PEHD cijevi
  - polaganje svjetlovodnih kabela
  - sanacije i izgradnju antenskih stupova
  - sustave napajanja TK opreme
- sustave za automatsko snimanje govornih naloga dispečera
- povećanje kibernetičke sigurnosti komunikacijskih sustava.

U 2019. godini izrađena je Tehnička dokumentacija radijskog planiranja za potrebe grupa područja Sjever, Zapad i Jug HEP ODS-a, koja je utvrdila optimalan broj i lokacije smještaja baznih postaja za dobivanje željene pokrivenosti terena radijskim signalom (minimalno 90 %), također izrađen je Elaborat optimalnog tehničkog rješenja radijskog sustava, koji je imao cilj napraviti tehno-ekonomsku analizu više tehnologija radijskog sustava te izraditi podloge za nabavu opreme i usluga.

U 2021. godini izrađen je Izvedbeni projekt TETRA mreže baznih postaja na grupi područja Zapad kao tehno-ekonomski optimalno rješenje. U pripremi je izgradnja mrežne infrastrukture na području Elektroistre Pula u skladu s predmetnim projektom te se započelo s realizacijom proširenja TETRA baznih postaja na područje Elektroistre Pula (završetak planiran u 2022. godini).

U suradnji s HEP-Telekomunikacijama d.o.o. izrađena je Analiza raspoloživosti mrežne infrastrukture na vezama između DUC i DDC lokacija HEP ODS-a kao i Elaborat tehničkog rješenja integracije procesnih mreža na razini grupa područja HEP ODS-a čije preporuke i rješenja su u fazi realizacije ovisno o prioritetima i tehničkim uvjetima na samim lokacijama. Ulaganja će se nastaviti i u sljedećim godinama. U planu je nastavak suradnje s HEP-Telekomunikacijama d.o.o. na području učinkovite izgradnje, korištenja i upravljanja TK sustavom.

U narednim godinama će se također kontinuirano nastaviti ulagati u komunikacijsku infrastrukturu.

Kibernetička sigurnost

Jedan od aspekata sigurnosti opskrbe i općenito sigurnosti sustava vođenja distribucijske mreže je kibernetička sigurnost (engl. Cybersecurity).

Radi uvođenja naprednih tehnologija u vođenje distribucijskog sustava, informacijsko-komunikacijski sustavi i tehnologije nužne za napredno vođenje distribucijske mreže sve značajnije utječu na sigurnost opskrbe električnom energijom.

HEP ODS je identificirani operator ključne usluge od strane nadležnog Ministarstva zaštite okoliša i energetike RH (sadašnje Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja) za uslugu distribucija električne energije, temeljem Zakona o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga (NN 64/2018). Društvo kontinuirano usklađuje svoje poslovanje s predmetnim Zakonom i Uredbom o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga (NN 68/2018), radi na implementaciji propisanih obveza te redovito sudjeluje u organiziranim radionicama i dostavlja propisana izvješća.

Zakonom o kibernetičkoj sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga (skraćeno ZKS) uređuju se postupci i mjere za postizanje visoke zajedničke razine kibernetičke sigurnosti operatora ključnih usluga i davatelja digitalnih usluga, nadležnosti i ovlasti nadležnih sektorskih tijela, jedinstvene nacionalne kontaktne točke, tijela nadležnih za prevenciju i zaštitu od incidenata (nadležni CSIRT) i tehničkog tijela za ocjenu sukladnosti i nadzor nad operatorima ključnih usluga i davateljima digitalnih usluga. Cilj ZKS-a je osigurati provedbu mjera za postizanje visoke zajedničke razine kibernetičke sigurnosti u davanju usluga koje su od posebne važnosti za odvijanje ključnih društvenih i gospodarskih aktivnosti, uključujući funkcioniranje digitalnog tržišta. ZKS-u su priloženi popis ključnih usluga s kriterijima i pragovima za donošenje ocjene o važnosti negativnog učinka incidenta, popis digitalnih usluga te popis nadležnih tijela. ZKS-om se u hrvatsko zakonodavstvo preuzima tzv. NIS Direktiva te se osigurava provedba Provedbene uredbe Komisije (EU) 2018/151 o utvrđivanju pravila za primjenu NIS Direktive u odnosu na dodatne specifikacije elemenata koje pružatelji digitalnih usluga moraju uzeti u obzir u upravljanju rizicima kojima je izložena sigurnost njihovih mrežnih i informacijskih sustava i parametara za utvrđivanje ima li incident znatan učinak.

Tijekom 2021. godine izrađena je Procjena rizika i BIA analiza, u cilju osiguravanja i unaprjeđenja mjera kibernetičke sigurnosti i ostvarivanja kontinuiteta poslovnih procesa u funkciji vođenja distribucijskog sustava. Rezultati BIA analize i Procjene rizika su temelj za pripremu i provedbu investicijskih aktivnosti sa svrhom smanjenja rizika kod ključnih sustava.

U narednom razdoblju nastavit će se provoditi potrebne investicijske aktivnosti s ciljem podizanja razine kibernetičke sigurnosti i usklađenja sa zakonskom regulativom.

Ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu u razdoblju 2023.-2032. procjenjuju se na okvirno 53,1 mil. kn (Tablica 6.27). Uslijed smanjenja financijskih okvira za 2023. godinu, smanjena su i planirana ulaganja u sustave daljinskog vođenja, MTU te komunikacije i kibernetičku sigurnost.

Tablica 6.27 Ulaganja u sustave daljinskog vođenja, MTU te komunikacije i kibernetičku sigurnost u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u sustave daljinskog vođenja	1.400.000	6.000.000	6.000.000	**13.400.000**	49.000.000	**62.400.000**
2	Ulaganje u MTU sustave	500.000	2.000.000	2.000.000	**4.500.000**	5.000.000	**9.500.000**
3	Ulaganje u sustave komunikacija i sigurnost	1.100.000	5.000.000	5.000.000	**11.100.000**	42.000.000	**53.100.000**
	Ukupno	3.000.000	13.000.000	13.000.000	**29.000.000**	96.000.000	**125.000.000**

6.5.5. Automatizacija i upravljanje po dubini mreže

Nepovoljni učinak neplaniranih prekida napajanja može se smanjiti upotrebom daljinski upravljivih rastavnih naprava (DURN) u nadzemnoj srednjonaponskoj (SN) mreži te daljinski vođenih SN sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV, tako da se smanji broj korisnika bez napajanja, vrijeme potrebno za lociranje kvara te vrijeme i količina neisporučene električne energije.

Kod planiranih prekida napajanja, upotrebom navedenih tehnoloških rješenja može se brže isključiti dio nadzemnog ili kabelskog voda (distribucijske mreže) čime se smanjuje nepovoljni učinak zastoja, odnosno isključuje samo nužan broj korisnika mreže.

Ocjenjuje se da se primjenom suvremenih tehnologija može postići smanjenje vremena zastoja na vodovima od 25-30 % u odnosu na prethodno stanje, što predstavlja značajan iskorak prema poboljšanju pouzdanosti i kvalitete isporuke električne energije.

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

- daljinski vođene rastavne naprave u nadzemnoj mreži i
- daljinski vođene integrirane SN sklopne blokove u kabelskoj mreži, odnosno u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV.

Sustavno ulaganje u automatizaciju SN mreže započelo je u 2013. godini, od kada se odabir broja daljinski vođenih rastavnih sklopki te daljinski vođenih SN sklopnih blokova i lokacija njihove ugradnje radi na temelju definirane metodologije i kriterija te utvrđenih tehničkih specifikacija.

U razdoblju od 2013. godine, na osnovi utvrđenih tehničkih uvjeta i izrađenih tehničkih specifikacija za daljinski vođene rastavne naprave u nadzemnoj mreži te tipskog upravljačkog ormara sa daljinskom stanicom i indikatorima kvara za postojeće SN sklopne blokove u srednjonaponskoj mreži, pokriven je znatan broj točaka mreže koje su postale automatizirane i koje su time pridonijele ukupnom povećanju stupnja automatizacije mreže HEP ODS-a. Također, počevši s 2017. godinom, u pojedinim točkama nadzemnih srednjonaponskih mreža implementirani su i vakuumski prekidači (engl. recloser).

Studijom „Razvoj automatizacije srednjonaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula“ („Studija GAP“, Siemens d.d. i Energetski institut Hrvoje Požar za HEP ODS, 2020.) [50] je analizirano stanje automatizacije mreže, obrađeno više pristupa automatizaciji te je izrađen scenarij razvoja

automatizacije. Veliki značaj studije, odnosno pripadajuće metodologije, je što određuje optimalan broj, tip i lokaciju uređaja za automatizaciju po vodnim poljima koji postojeći pokazatelj SAIDI za distributivno područje smanjuje za 50 %. Rezultat primjene metodologije je i procjena troškova navedenog zahvata, što omogućuje precizno višegodišnje planiranje programa automatizacije.

Primijenjene metode, zaključci i smjernice su uz manja pojednostavljenja primjenjive za čitavu distribucijsku mrežu HEP ODS-a, a što će biti korišteno u daljnjim programima automatizacije, prije svega u definiranju točaka u mreži za automatizaciju u sklopu Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, a potom i preostala takva ulaganja.

U idućem razdoblju planiraju se intenzivirati aktivnosti na uvođenju većeg broja SF_6 rastavnih sklopki te vakuumskih prekidača za srednjonaponske nadzemne mreže kao i automatizacija postojećih SN sklopnih blokova s motornim pogonom u kabelskim mrežama. Pravilan odabir broja i lokacije ugradnje uređaja za automatizaciju od iznimne je važnosti za optimalni pogon mreže. Dinamika ulaganja u automatizaciju SN mreže u idućem razdoblju bit će usklađena s aktivnostima na Pilot projektu uvođenja naprednih mreža (više u poglavlju 6.7.1.) koji se provodi u pet distribucijskih područja (Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik). Također, na osnovu pozitivnih iskustava s primjenom GAP metodologije na području Elektroistre Pula, Elektrolike Gospić i u navedenih pet distribucijskih područja koja sudjeluju u Pilot projektu uvođenja naprednih mreža, tijekom 2022. godine provedena je sustavna analiza SN mreža primjenom GAP metodologije za preostala distribucijska područja. Primjenom GAP metodologije utvrđen je optimalan broj i lokacije uređaja za automatizaciju po dubini mreže za naredno trogodišnje razdoblje sa ciljem značajnijeg smanjenja trajanja neisporučene električne energije u odnosu na postojeći SAIDI. Na osnovu provedene analize korigiran je potreban iznos ulaganja u automatizaciju u idućem desetogodišnjem razdoblju.

U idućim godinama planira se koordinirati i pratiti implementacija navedene opreme u pogonu radi analize tehničkih i financijskih učinaka primjene novih tehnologija da bi se mogli donijeti zaključci i na temelju iskustava definirati poboljšanja koja bi bila korisna za daljnju primjenu u mreži.

Tablica u nastavku prikazuje planirana ulaganja u idućem razdoblju. U početnom trogodišnjem razdoblju očekuje se financiranje ovih aktivnosti u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. Ulaganja u okviru projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže sagledana su u Poglavlju 6.7.6.

Tablica 6.28 Ulaganja u automatizaciju i upravljanje po dubini mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Automatizacija i upravljanje po dubini mreže	0	0	0	0	52.000.000	52.000.000

6.5.6. Nove tehnologije i tehnološki razvoj

Jedan od ciljeva HEP ODS-a, kako je detaljnije predstavljeno u Poglavlju 2., je razvijati i primjenjivati suvremena tehnološka rješenja kojima će se postojeće mreže postupno razvijati i pretvarati u napredne elektroenergetske mreže. Pri tome treba:

- pratiti razvoj novih tehnologija i tome prilagođavati izvedbe tehničkih rješenja
- prilikom analize mogućnosti primjene novih tehnologija uz tehničke, sagledati i financijske učinke primjene
- kontinuirano pratiti stanje postojeće opreme te u slučaju dotrajalosti opreme predlagati modernija tehnološka rješenja

- o provedenim tehnološkim radnjama upoznati što širi krug stručnjaka u HEP ODS-u
- izraditi studiju, elaborat, projekt ili uputu za primjenu novih tehnoloških rješenja ovisno o značaju predmetnog tehničkog rješenja za poslovne aktivnosti.

S obzirom na sve veće zahtjeve korisnika mreže i sve veću osjetljivost na kvalitetu električne energije te nove propise kojima će se regulirati odgovornost za osiguranje standardne razine kvalitete električne energije, nužno je sustavno planiranje radi optimalnog ulaganja u tehnološki razvoj mreže, povećavanja pouzdanosti napajanja i kvalitete napona.

U skladu s navedenim, u idućem razdoblju planiraju se intenzivirati aktivnosti na uvođenju novih tehnologija, kao iznimno važnog poslovnog cilja HEP ODS-a. Uvođenje suvremenih tehnoloških rješenja u izravnoj je vezi i s:

- povećanjem pouzdanosti napajanja i kvalitete napona
- razvojem naprednih mreža
- automatizacijom i upravljanjem po dubini mreže
- sanacijom mreže po kriteriju naponskih prilika i opterećenja

pri čemu je jedan od ciljeva ugrađivati opremu s višim stupnjem energetske učinkovitosti (oprema s manjim gubicima).

Važno je istaknuti da je odredbom iz članka 27 direktive 2009/72/EZ [51] („države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža primjerice kroz ostvarenje koncepta naprednih mreža“) iz trećeg energetskog paketa, propisano da države članice trebaju poticati modernizaciju distribucijskih mreža, čime se podržava i obvezuje operatore mreža na ulaganja u uvođenje novih tehnologija i time za uspostavu naprednih rješenja u mrežama.

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

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

U proteklom razdoblju intenzivirane su aktivnosti na uvođenju novih tehnologija te je u sklopu pilot projekata preispitano nekoliko vrsta novih tehnoloških rješenja: amorfni transformatori i prva generacija energetski učinkovitih transformatora. Slijedom preispitivanja tehnologija, od 2017. godine u HEP ODS-u je prva generacija energetski učinkovitih transformatori prihvaćena kao standard za primjenu u svim transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV. Tijekom 2018. i 2019. godine u nadzemnim srednjonaponskim mrežama pojedinih distribucijskih područja implementirana je tehnologija vakuumskih prekidača. Nadalje, u pojedinim točkama niskonaponske mreže implementirani su naponski stabilizatori i regulatori napona radi poboljšanja naponskih prilika. Od 2022. godine, na temelju novih tehničkih uvjeta kojima su uvedeni moderni materijali i tehnologije, započeta je implementacija druge generacije energetski učinkovitih transformatora, za koje se očekuje da će u svom životnom vijeku značajno pridonijeti smanjenju tehničkih gubitaka.

Uvažavajući trenutačno 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 i ostvarivanju koncepta naprednih mreža.

Nakon provedenih pilot projekata može se donijeti konkretan zaključak je li pojedino tehnološko rješenje zadovoljilo postavljene zahtjeve i ispunilo očekivanja. Ovisno o rezultatima pilot projekata, donosi se konačna odluka o široj primjeni pojedine vrste nove tehnologije.

Nakon uvođenja tehnologija u širu primjenu takva ulaganja financiraju se iz redovitih investicijskih programa.

U idućem desetogodišnjem razdoblju u nove tehnologije i razvoj planira se uložiti ukupno 18 mil. kn, odnosno prosječno 2 mil. kn godišnje, osim u 2023. godini kada, uslijed smanjenja financijskih okvira, nisu planirana ulaganja u nove tehnologije (Tablica 6.29).

Tablica 6.29 Ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Nove tehnologije	0	2.000.000	2.000.000	**4.000.000**	14.000.000	**18.000.000**

6.5.7. Rekapitulacija ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže

Kako je inicijalno opisano u poglavlju 2.2.5., brojne su aktivnosti pa samim time i vrste ulaganja u osiguranje preduvjeta za ostvarenje funkcionalnosti Napredne mreže. Takva ulaganja mogu se iskazati kategorijama opisanim u nastavku.

Ulaganja u razvoj i optimiranje konvencionalne mreže

Ulaganja se odnose na razvoj konvencionalne distribucijske mreže uporabom novih tehnologija opreme i materijala kojima se prije svega ostvaruje veća energetska učinkovitost elemenata mreže i povećana prijenosna moć.

Posebno se mogu izdvojiti ulaganja koja se ostvaruju kroz Pilot projekt uvođenja naprednih mreža projektnom aktivnošću Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže u okviru koje se planiraju ulaganja u ugradnju većeg broja energetski učinkovitih transformatora, a detaljnije su opisana u Poglavlju 6.7.1.

Osim navedenog, u manjem opsegu kroz ulaganja u nove tehnologije i tehnološki razvoj, ispituje se primjenjivost i prikladnost novih tehničkih rješenja radi ocjene mogućnosti kasnije šire primjene u distribucijskoj mreži. Tipizacijom ovakvih rješenja ona postaju standardna rješenja s velikim opsegom ulaganja na godišnjoj razini.

Ulaganja u napredna mjerenja

Ulaganjima u napredna mjerenja ostvaruju se preduvjeti za brojne funkcionalnosti napredne mreže, primarno kao podrška razvoju brojnih novih tržišnih usluga, a i u pogledu povećane raspoloživosti pouzdanih podataka za planiranje razvoja distribucijske mreže.

Najveći opseg ulaganja ostvaruje se ulaganjima u mjerne uređaje i infrastrukturu (detaljno opisno u Poglavlju 6.5.1.), a isto tako znatna sredstva planirana su i u sklopu sufinanciranih ulaganja opisanih u Poglavlju 6.7. kroz ulaganja Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, odnosno aktivnosti projekta Napredna mjerna infrastruktura (6.7.1.) te ulaganja kroz Nacionalni plan opravka i otpornosti kroz projekt Modernizacije i razvoja napredne mreže (6.7.6.).

Najveći dio ovih ulaganja odnosi se na nabavu i ugradnju brojila s mogućnošću daljinskog očitanja (primarno PLC komunikacija) i drugim funkcionalnostima naprednih brojila te ostalu prateću opremu kao i sustav za očitanje i korištenje mjernih podataka.

Ulaganja u automatizaciju distribucijske mreže

Automatizacija distribucijske mreže ostvaruje se prvenstveno povećanjem broja točaka po dubini srednjonaponske mreže koje su daljinski vođene (daljinski vođene rastavne naprave ili prekidači na nadzemnim vodovima ili transformatorskim stanicama SN/NN) ili pružaju pouzdane informacije o pogonu mreže odnosno o zastojima na mreži (npr. indikatori kvarova). U daljnjem razvoju naglasak će se staviti na napredno, odnosno automatizirano upravljanje takvim uređajima u mreži radi učinkovitijeg upravljanja mrežom u pogonu ili bržeg lociranja i otklanjanja kvara.

Planirana ulaganja iskazana su u sklopu ulaganja u sustave vođenja i automatizaciju (Poglavlje 6.5.2. i 6.5.5.) i ulaganja Pilot projekta uvođenja naprednih mreža kroz aktivnost Automatizacija srednjonaponske mreže (Poglavlje 6.7.1.) te ulaganja kroz Nacionalni plan oporavka i otpornosti kroz projekt Modernizacije i razvoja napredne mreže (6.7.6.).

Ulaganja u napredno vođenje pogona

Ulaganja u napredno vođenje pogona planira se kroz ulaganja u sustave vođenja i automatizaciju te ulaganja u komunikacijsku infrastrukturu (Poglavlje 6.5.2. do 6.5.4.). Obuhvat se odnosi na modernizaciju dispečerskih centara i pripadajuću komunikacijsku infrastrukturu kojom se osigurava brza i sigurna razmjena informacija.

U početnom trogodišnjem razdoblju promatranja ovog plana ukupna razina ulaganja u ostvarenje funkcionalnosti napredne mreže iznosi oko 1.200 mil. kn, odnosno na razinama od okvirno 300 do 500 mil kn različito po godinama razdoblja.

6.6. Ulaganja u poslovnu infrastrukturu

6.6.1. Osobna, teretna i radna vozila

Zbog velike zemljopisne rasprostranjenosti elektroenergetske mreže i objekata, poslovno-pogonskih objekata te nužnosti pravodobnog odziva na potrebe korisnika mreže, vozila su neophodna i značajna radna sredstva. Prema potrebama i naravi posla, vozila koja se upotrebljavaju mogu se razvrstati u pet kategorija:

- osobna i laka dostavna vozila
- laka teretna i radna vozila
- teška teretna vozila
- priključna vozila
- radni strojevi.

Vozila su kategorizirana po vrstama u katalogu standardiziranih vozila HEP grupe. Za svaku vrstu vozila utvrđeni su kriteriji zamjene, koji se očituje u starosti vozila i prijeđenoj kilometraži. Navedeni kriteriji definirani su na temelju iskustvenih spoznaja o trenutku kada se povećanjem starosti i kilometraže, u odnosu na nova vozila, značajno povećavaju troškovi održavanja vozila.

Trenutačno stanje voznog parka obilježeno je velikom prosječnom starošću pojedinih kategorija vozila, što je posebno izraženo u kategoriji teških teretnih vozila, a nešto manje u kategoriji lakih teretnih i radnih vozila. Nabavom osobnih i lako dostavnih vozila u većem opsegu tijekom 2015. i 2016. godine stanje voznog parka, kategorije osobna vozila, značajnije je poboljšano u tom trenutku, no i ta „nova“ vozila nakon sedam godina uporabe imaju natprosječnu eksploataciju, pa je i u tom segmentu stanje ozbiljno. Zbog izostanka kontinuirane obnove u zadnjih pet godina i trenutnog stanja, nužno je povećano ulaganje u transportna sredstva u sljedeće tri do četiri godine, a nakon toga dalje provoditi kontinuiranu

zamjenu vozila svih kategorija koja zadovoljavaju kriterije zamjene, u skladu sa standardizacijom voznog parka, optimiziranim brojem vozila i Strategijom obnove voznog parka usvojenom krajem 2020. godine.

U desetogodišnjem razdoblju planira se zamjena većine vozila koji zadovoljavaju kriterije zamjene. Prema kriteriju starosti, planira se zamjena osobnih vozila starijih od 10 godina, lakih teretnih i radnih vozila starijih od 12 godina i teških teretnih vozila starijih od 16 godina. Dodatni kriterij zamjene vozila je stanje vozila i prijeđena kilometraža.

Vozila iz kategorije radni strojevi će se koristiti do isteka životnog vijeka i ne planira se njihova daljnja nabava. Iznimno zbog situacije na pojedinim lokacijama i nemogućnosti dobivanja pravodobne usluge na tržištu, izvršit će se zamjena pojedinih radnih strojeva.

Plan potreba vozila izrađen je na temelju broja zaposlenih i Standardizacije voznog parka HEP grupe te Plana optimalizacije i Strategije obnove voznog parka HEP ODS-a. Optimalne količine vozila po kategorijama revidirane su u 2021. godini te ažurirane u 2022. godini u skladu s Odlukom o optimalizaciji broja vozila te su prikazane u Tablici 6.30.

Tablica 6.30 Plan potreba vozila

Red. br.	Trgovački naziv	Količina (kom)
1	Osobna i laka dostavna vozila	1.170
2	Laka teretna i radna vozila	600
3	Teška teretna vozila	115
4	Priključna vozila	191
5	Viličari i traktori	15
6	Radni strojevi	10
Ukupno		**2.101**

Desetogodišnji plan ulaganja proizlazi iz potrebne količine vozila po kategorijama (Tablica 6.32). Za svaku kategoriju vozila određena je prosječna cijena na osnovu prosječnih tržišnih cijena uvažavajući trendove promjene pogonskih agregata, zbog uvođenja strožih eko normi u EU, i djelomično uzimajući u obzir cijene postignute na prethodnim natječajima, a prema katalogu standardiziranih vozila HEP grupe.

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

Iznimno zbog nedostatne obnove u razdoblju 2018. – 2022. godine, nužno je u sljedeće tri godine, 2023. – 2025. dodatno povećano ulaganje.

Tablica 6.31. 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 i laka dostavna vozila	1.170	105.000	122.850.000	1/10	12.285.000	117
2	Laka teretna i radna vozila	600	426.000	255.600.000	1/12	25.560.000	60
3	Teška teretna vozila	115	1.400.000	161.000.000	1/16	16.100.000	11
4	Priključna vozila	191	55.000	10.505.000	1/20	1.050.500	19
5	Viličari i traktori	15	400.000	6.000.000	1/16	600.000	1,5
4	Radni strojevi	10	400.000	4.000.000	1/20	400.000	1
Ukupno		**2.101**		**559.955.000**		**55.995.500**	**209,5**

Kako bi se osigurala kontinuirana zamjena vozila u predviđenim rokovima i optimiranom broju, uzevši u obzir koeficijent, odnosno zamjene vozila (10, 12 16 ili 20 godina, ovisno o kategoriji), u nabavku vozila potrebno je ulagati okvirno 50 mil. kn godišnje.

Planirana ulaganja tijekom idućeg desetogodišnjeg razdoblja prikazana su Tablicom 6.32. Zbog smanjenog ukupnog okvira ulaganja u 2023. godini i ovdje se, kao i kod ostalih kategorija ulaganja, u prvoj godini planira niža razina ulaganja, dok je u narednim godinama planirano povećanje ulaganja.

Tablica 6.32 Ulaganja u osobna, teretna i radna vozila u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026. - 2032.	Ukupno 10G 2022. - 2031.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Osobna, teretna i radna vozila	20.000.000	50.000.000	50.000.000	**120.000.000**	350.000.000	**470.000.000**

Nabavom novih vozila, troškovi održavanja, a pogotovo troškovi goriva će se smanjivati. Pored navedenog, uvođenjem sustavnog gospodarenja voznim parkom, planira se uspostava sustava za praćenje kretanja određenih kategorija vozila što će dodatno doprinijeti optimalizaciji troškova.

6.6.2. Poslovne zgrade i ostali radni prostori

6.6.2.1. Poslovno-pogonske zgrade i nekretnine

Obavljanje djelatnosti distribucije električne energije obilježava velika zemljopisna rasprostranjenost jer korisnicima mreže treba osigurati primjerenu razinu javne usluge kroz aktivnosti priključenja kupaca i otklanjanja kvarova u okviru djelatnosti operatora distribucijskog sustava na čitavom području Republike Hrvatske. Za obavljanje tih djelatnosti potrebni su odgovarajući pogonski, poslovni i skladišni prostori.

Kao rezultat procesa restrukturiranja u HEP ODS-u optimiran je dio prostora koji se upotrebljava u poslovne i pogonske svrhe radi učinkovitijeg gospodarenja nekretninama, a bez negativnih utjecaja na odvijanje poslovnih procesa u Društvu.

Postojeći (optimirani) broj lokacija s nekretninama, količinom prostora i njegovom strukturom prikazan je u Tablici 6.33.

Tablica 6.33 Uredski, pogonski i skladišni prostori

Broj lokacija	Površina objekta (m^2)			Otvorena skladišta (m^2)	Ukupno (m^2)
	Uredski	Pogonski	Ukupno		
1	2	3	4=2+3	5	6=4+5
225	113.136	121.579	234.715	196.357	431.072

HEP ODS koristi nekretnine, uredske, pogonske i skladišne prostore, na 225 lokacija. Prosječna starost nekretnina prema godini izgradnje u HEP ODS-u je izrazito visoka i iznosi 43 godine.

Stanje postojećih nekretnina povezano je s dinamikom razvoja elektroenergetskog sustava, što znači da u uvjetima intenzivnog razvoja mreže treba više ulagati i u nekretnine, čime se poboljšava starosna struktura postojećih nekretnina i osigurava primjereno stanje postojećih prostora. U skladu s navedenim, u idućem planskom razdoblju treba osigurati dodatna financijska sredstva zbog povećanih potreba za ulaganjem u obnovu postojećih, ali i izgradnju novih objekata. Navedeno bi se osiguralo ulaganjima razvrstanim u iduće kategorije:

- novi objekti – novi poslovni i pogonski prostori koji nisu vezani za postojeće objekte
- rekonstrukcija – dogradnja, nadogradnja, povećanje poslovnog i pogonskog prostora na postojećim objektima, uklanjanje vanjskog dijela građevine
- zamjena opreme – zamjena elektro-opreme (električne instalacije, video nadzori) i strojarske opreme (grijanje i klimatizacija) i namještaja u objektima
- uređenje okoliša, hortikultura i uređenje prometnica i parkirališta
- održavanje i adaptacije – uređenje fasada, krovišta, zamjena prozora i vrata na objektima u skladu s ciljevima energetske učinkovitosti, uređenje skladišnih objekata (pričuvni dijelovi i materijal, gospodarenje otpadom) i unutarnje uređenje objekata.

Procjenjuje se da će u desetogodišnjem razdoblju trebati sanirati ili urediti oko 80 % poslovnog i pogonskog prostora. Porast cijene materijala, rada i opreme i opća nesigurnost poslovanja imali su snažan utjecaj na ulaganja u poslovne i pogonske prostore. Otežano je sklapanje višegodišnjih ugovora i realizacija već sklopljenih ugovora što u konačnici rezultira usporenjem realizacije i smanjenjem novih planiranih investicijskih projekata.

Ulaganja u nove objekte planiraju se samo za lokacije za koje je tehno-ekonomska analiza pokazala opravdanost i koje su u skladu s daljnjim trendom restrukturiranja HEP ODS-a.

U idućem desetogodišnjem razdoblju raspodijeljena su potrebna ulaganja u poslovno-pogonske zgrade i ostale nekretnine, kako je prikazano Tablicom 6.34. U predmetnom razdoblju planirana su značajnija ulaganja u sljedeće objekte:

- Poslovno-skladišna zgrada Vidikovac u Zadru
- Poslovno-skladišni kompleks u Slavonskom Brodu
- Poslovno-pogonska zgrada u Križevcima
- Poslovno-pogonska zgrada u Imotskom

Ulaganja u navedene objekte potrebna su zbog problematike prilaska teretnim vozilima centru grada, smanjenju broja lokacija te dotrajalosti postojećih objekata. Izmještanjem skladišta i operativnog poslovanja izvan centara gradova omogućuje se učinkovitiji i lakši pristup teretnim vozilima te centraliziranje skladišnih prostora i terenskih jedinica.

Tablica 6.34. Struktura i dinamika ulaganja u nekretnine

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026.-2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganje u nekretnine	24.500.000	41.000.000	36.200.000	101.700.000	140.000.000	241.700.000

Ulaganjima iz Tablice 6.34 bi se osigurali bitni zahtjevi za građevinu:

- mehanička otpornost i stabilnost
- sigurnost u slučaju požara
- higijena, zdravlje i očuvanje okoliša
- sigurnost i pristupačnost tijekom uporabe
- zaštita od buke
- gospodarenje energije i očuvanje topline
- održiva uporaba prirodnih izvora.

Planirana ulaganja obuhvaćaju i ulaganja u otklanjanje šteta na nekretninama uzrokovanih elementarnim nepogodama u 2020. i 2021. godini, što predstavlja dodatni izazov na planiranu dinamiku ulaganja u nekretnine.

Uvažavajući stanje nekretnina i proces restrukturiranja HEP ODS-a treba nastaviti optimirati količinu prostora koji se upotrebljava u poslovne i pogonske svrhe. U idućem desetogodišnjem razdoblju treba ulagati u saniranje i prilagodbu postojećih prostora te povećanje energetske učinkovitosti u skladu s mjerodavnom regulativom i obvezama koje iz nje proizlaze.

U dugoročnom razdoblju planiranja potreba za poslovnim prostorima bit će uvjetovana poslovnim, organizacijskim i demografskim procesima. Stoga može doći do promjene dinamike ulaganja u nekretnine.

6.6.2.2. Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom

Opredjeljenje HEP ODS-a za sustavno smanjivanje negativnih utjecaja na okoliš i prirodu te davanje prednosti rješenjima koja doprinose povećanju energetske učinkovitosti implementirano je u Politiku upravljanja okolišem i energijom kojom se tvrtka obvezala osigurati potrebne resurse za provedbu i uspješno funkcioniranje sustava upravljanja okolišem prema normi ISO 14001 te sustava upravljanja energijom prema normi ISO 50001.

Opći ciljevi zaštite okoliša na razini cijelog HEP ODS-a usmjereni su na smanjenje negativnih utjecaja postrojenja na bioraznolikost te na aktivan nadzor nad aspektima okoliša. Nadzor nad aspektima okoliša nerijetko podrazumijeva ulaganja investicijskog karaktera usmjerena na zadovoljavanje zakonskih zahtjeva iz područja zaštite okoliša i prirode poput odgovornog gospodarenja otpadom, smanjenja mogućnosti nastanka izvanrednih situacija s negativnim utjecajem na okoliš, uređenja lokacija skladištenja transformatora te općenito boljim nadzorom nad emisijama u zrak, vodu i tlo. Na razini 21 distribucijskog područja razrađuju se ciljevi zaštite okoliša čije ostvarenje prate programi zaštite okoliša i osnovni su preduvjet unaprjeđenja sustava.

Krajem 2018. godine na razini svih organizacijskih jedinica HEP ODS-a uspješno je certificiran sustav upravljanja energijom prema normi ISO 50001 koji je u određenom dijelu komplementaran sa sustavom upravljanja okolišem. Prema financijskom knjigovodstvu, HEP ODS je u 2020. godini za troškove energije izdvojio 43 % manje sredstava nego u godini prve energetske osnovice (2015. godina), a 7,45 % manje nego u godini nove energetske osnovice (2019. godina). Radi osiguravanja resursa za ispunjenje ciljeva učinkovitog upravljanja energijom Kategorija 3 ulaganja na temelju zahtjeva sustava

upravljanja okolišem i energijom posvećena je projektima koji za cilj imaju povećanje energetske učinkovitosti.

U skladu s dosada iznesenim, za iduće trogodišnje razdoblje definirane su četiri kategorije unutar kojih se planiraju ulaganja:

Kategorija 1 Uređenja skladišta transformatora (pogonske pričuve i transformatora predviđenih za rashod): asfaltiranje podloge s ugradnjom separatora, ograđivanje prostora, nabava tankvana, ogradnih i pregradnih zidića i slično.

Kategorija 2 Uređenja privremenih mjesta prikupljanja i skladištenja opasnog i neopasnog otpada: asfaltiranje podloge, ograđivanje i natkrivanje prostora za skladištenje otpada, nabava spremnika, tankvana i ostale opreme namijenjene sigurnom skladištenju otpada u skladu sa zakonskim zahtjevima i slično.

Kategorija 3 Povećanje energetske učinkovitosti: projekti usmjereni smanjenju potrošnje energije i povećanju energetske učinkovitosti.

Kategorija 4 Nadzor nad aspektima okoliša (emisije u tlo, vodu i zrak) i priprema projektne dokumentacije za investicijske projekte SUO za kategorije 1, 2 i 4.

Razrada ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju prikazana je u Tablici 6.35. Uslijed smanjenja financijskih okvira, u 2023. godini smanjena je i razina ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom. U idućem trogodišnjem razdoblju planira se uložiti 9,4 mil. kn sa sljedećom okvirnom raspodjelom ulaganja prema opisanim kategorijama:

- Kategorija 1 15 %
- Kategorija 2 10 %
- Kategorija 3 50 %
- Kategorija 4 25 %.

Za preostalih sedam godina ovog desetogodišnjeg razdoblja (2026. – 2032. g.) predviđena je dinamika ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom od prosječno 4 milijuna kuna godišnje.

Tablica 6.35 Ulaganja na temelju zahtjeva sustava upravljanja okolišem i energijom u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026.-2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ulaganja na temelju zahtjeva Sustava upravljanja okolišem i energijom	1.430.000	4.000.000	4.000.000	**9.430.000**	28.000.000	**37.430.000**

6.6.3. Poslovna informatika i podrška poslovanju

6.6.3.1. Uredska informatička oprema

U okviru nabave uredske informatičke opreme treba sustavno planirati i provoditi nabavu računala, monitora, prijenosnih računala, pisača, skenera, projektora, plotera, tableta i ostale opreme, u što nije uključena serverska i mrežna oprema.

U HEP ODS-u se koristi oko 5.800 računala čija je prosječna starost oko 7 godina, a vrijeme amortizacije informatičke opreme je 5 godina. Uz računala, u ODS-u se dodatno koristi još oko 20.000 komada ostale opreme (pisači, monitori, skeneri, ploteri, tableti…).

Kako je razdoblje amortizacije većine informatičke opreme 5 godina, u planu je uspostava redovne zamjene računala svakih 5 godina, odnosno nakon isteka životnog vijeka. Na taj način bi se smanjilo kolanje opreme među korisnicima i, u konačnici, poboljšala učinkovitost rada Službe za informatiku. Također, ostvarenjem ovog plana bitno bi se ubrzali poslovni procesi te bi se uvelike smanjio trošak održavanja opreme. Osim ubrzanja poslovnih procesa, zamjenom informatičke opreme bitno se doprinosi informatičkoj sigurnosti. Razvojem novih operativnih sustava bitno se unapređuju tehnologije zaštite operativnog sustava na računalima i HEP LAN mreže. Stoga je nužno redovito ulagati u informatičku opremu. Da bi se zadovoljio plan zamjene informatičke opreme i da bi se nadoknadilo razdoblje u kojem nije bilo kontinuirane isporuke opreme, godišnje bi trebalo nabavljati oko:

- 700 računala
- 900 monitora
- 500 prijenosnih računala
- 200 pisača (A4, A3, Color laser, Ink jet, MFP, pisači za masovni ispis…)
- 250 skenera (A4, A3, ADF)
- 40 projektora
- 10 plotera
- 300 tableta
- ostala oprema (UPS, kuvertirke, fotokopirni aparati).

Tablica 6.36 u nastavku prikazuje planirana ulaganja u uredsku informatičku opremu, bez serverske i mrežne opreme, za iduće desetogodišnje razdoblje. Procjena iznosa sredstava za zamjenu opreme temeljena je na cijenama postignutim u postupcima javne nabave u prethodnom razdoblju. Uslijed smanjenja financijskih okvira, u odnosu na prosječna godišnja ulaganja, smanjena su i planirana ulaganja u 2023. godini.

Tablica 6.36 Ulaganja u uredsku informatičku opremu u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026.-2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Informatička oprema	500.000	3.500.000	3.500.000	**7.500.000**	24.500.000	**32.000.000**

6.6.3.2. Informatizacija poslovnih procesa

Informatizacija poslovnih procesa objedinjava ulaganja u:

- Microsoft licence (operativni sustavi, Office, serverske licence…)
- licence za ostale programske pakete (Oracle, AutoDESK, Adobe, NEPLAN…)
- nabavu uređaja za snimanje NN mreža
- ostala ulaganja u unaprjeđenje poslovnih procesa.

Tablica 6.37 prikazuje planirana ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju.

Tablica 6.37 Ulaganja u informatizaciju poslovnih procesa u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. -2025.	2026.-2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Unaprjeđenje i informatizacija poslovnih procesa	500.000	500.000	500.000	**1.500.000**	3.500.000	**5.000.000**

6.6.4. Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi

Kroz organizaciju i pripremu rada u HEP ODS-u, analiziraju se i utvrđuju rizici te se osiguravaju preduvjeti da se poslovi provode na siguran način, odnosno da postrojenja, mreža i instalacije nisu opasni za pogon, uporabu ni za okoliš (Bilten HEP Grupe broj 496 od 12. 8. 2020., „Pravila i mjere sigurnosti pri radu na električnim postrojenjima“). Radne zadatke obavljaju obučeni, stručni i za rad opremljeni radnici. U tom smislu planira se nabava:

a) alata: pojedinačni kompleti monterskih alata za niski napon, za rad na nadzemnim vodovima, , alati za montažu kabelskih završetaka, spojnica, uzemljenja i dr.
b) alata za rad pod naponom
c) jednostavnih mjernih i ispitnih uređaja za osnovno mjerenje i dijagnostiku na 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 mreži i dr.)
d) alata i strojeva (npr. motorne pile, bušilice, hidraulične preše i kliješta, kresači grana)
e) zaštitno-tehničkih sredstava: indikatora 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.

Moderni zahtjevi mrežne djelatnosti u području vođenja, održavanja, planiranja i izgradnje SN i NN mreža uvjetuju potrebu za učinkovitom dijagnostikom (preduvjet za preventivnu aktivnost) te brzim utvrđivanjem uzroka i lokacije kvara (preduvjet za skraćenje trajanja zastoja). Ulaganja u složenije ispitne i mjerne uređaje za potrebe revizijskih, dijagnostičkih i servisnih ispitivanja mogu se grupirati u:

a) višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme SN postrojenja
b) komplete opreme za VN mjerenje i ispitivanje u SN mreži, tj. mjerna vozila.

Složeni višefunkcijski ispitni i mjerni uređaji za ispitivanje relejne zaštite i druge sekundarne opreme temelje se na modernoj numeričkoj tehnologiji, poslužuju se računalom i omogućuju bilježenje i pregledni prikaz velikog broja podataka o stanju i radu uređaja relejne zaštite i vođenja. Predstavljaju nezamjenjivi svakodnevni alat timova za relejnu zaštitu u nadležnim službama i odjelima. Velika većina ispitivanja relejne zaštite odnosi se na preventivna-revizijska ispitivanja koja su određena internim pravilima za održavanje postrojenja i podsustava (Bilten HEP ODS, broj 504, od 1. 3. 2021.). Potreba za modernim uređajima za složena revizijska ispitivanja relejne zaštite u dolazećem planskom razdoblju određena je poslovnim okolnostima:

1. Slijedom aktivnosti na razgraničenju djelatnosti u HEP Grupi, HEP ODS je (2013.) preuzeo u nadležnost sekundarne podsustave relejne zaštite, nadzora i automatske regulacije napona TR 110/10(20) kV, a u skladu sa strateškim razvojnom odrednicama, procjenjuje se povećanje udjela TR 110/10(20) kV i povećanje opsega ispitivanja.

2. Slijedom aktivnosti na priključenju OIE na SN mrežu, na sučelju postrojenja HEP ODS-a i korisnika-proizvođača, ugrađuju se višefunkcijski terminali relejne zaštite s 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. Sve veći značaj ima redovito revizijsko ispitivanje, nadzor i dijagnostika rada relejne zaštite na sučelju proizvodnog elektroenergetskog objekta i SN mreže. I u ovom području procjenjuje se povećanje opsega ispitivanja.

Analiza stanja i raspoloživosti postojećih ispitnih uređaja u HEP ODS-u pokazuje da su timovi dobro opremljeni modernim ispitnim uređajima. U skladu s time planiraju se ulaganja u nabavu manjeg broja novih uređaja, popunu i obnovu opreme. Dugoročna strategija ulaganja u višefunkcijske ispitne i mjerne uređaje ovisi i o reorganizaciji timova radi optimalnog korištenja specijalističkih znanja i vještina, pa može biti revidirana u sljedećim planskim dokumentima.

Komplet opreme za VN mjerenje i ispitivanje u SN mreži (mjerno vozilo) nužan je za učinkovito lociranje mjesta kvara u SN i NN kabelskoj mreži te ispitivanje prije puštanja u pogon novo položenih kabela. Značaj mjernih vozila povećava se s povećanjem udjela kabelske mreže, ali i sa zahtjevima za skraćenjem vremena lociranja i popravka kvara u kabelskoj SN mreži. Vozni park mjernih vozila se redovito obnavlja. U određivanju prioriteta za zamjenu uzima se u obzir dotrajalost postojeće opreme, smjernice razvoja SN mreže, projekcije prijelaza na 20 kV, projekcije gustoće, porasta i karaktera opterećenja, povećane mogućnosti moderne opreme i dr. U planskom razdoblju nastavit će se zamjena dotrajalih kompleta opreme za VN mjerenje i ispitivanje. Tijekom 2022. proveden je postupak javne nabave, glavnina financiranja se procjenjuje u 2023. i 2024. godini.

Alati i oprema za rad pod naponom

Rad pod naponom (dalje u tekstu: RPN) postavljen je kao bitan poslovni cilj HEP ODS-a. Smjernicama za sustavno uvođenje i primjenu RPN-a predviđena je primjena ove tehnologije rada s ciljem osiguravanja najviše razine zaštite radnika i opreme pri radu na električnim postrojenjima niskog i srednjeg napona, a posebno u svrhu poboljšanja pokazatelja pouzdanosti opskrbe električnom energijom.

RPN se na niskom naponu primjenjuje u nadzemnim, podzemnim i unutarnjim postrojenjima, dok se na srednjem naponu za sada primjenjuje isključivo na nadzemnim dijelovima mreže i pri čišćenju unutarnjih postrojenja.

Krajem 2021. godine RPN je izvodilo 435 ovlaštenih elektromontera-specijalista za rad pod naponom raspoređenih u 158 ekipe (2020.g je isto iznosilo 314 montera u 124 ekipe). U 2021. godini realizirano je 8.250 naloga za rad pod naponom bez ijedne incidentne situacije koja bi ugrozila zdravlje i život ili sama električna postrojenja.

Obzirom na značajne pozitivne učinke rada pod naponom, cilj HEP ODS-a je postići visoki broj planiranih radova koji se obavlja tehnologijom RPN te smanjiti broj planiranih prekida napajanja kao i njihovo trajanje okvirno do 40 % u narednom desetogodišnjem razdoblju. Za ostvarenje ovih ciljeva potrebno je na niskom naponu raspolagati s nešto više od 600 osposobljenih radnika, a na srednjem naponu s oko 150 radnika.

U svrhu odgovarajućeg opremanja radnika i radnih ekipa alatom i opremom za rad pod naponom, planiraju se sredstva i u sklopu planova investicija i razvoja. Ulaganja se odnose na alate i opremu veće vrijednosti poput hidrauličkih preša, izolacijskih ljestvi, izolacijskih motki, setova za suho čišćenje transformatorskih stanica.

Sredstva se planiraju prema:

- broju aktivnih radnika s važećim ovlaštenjem za RPN, u smislu redovite zamjene dotrajalih i potrošenih komada i kompleta alata

- godišnjem planu obrazovanja radnika za RPN, u smislu opremanja novih radnika osposobljenih za RPN osobnim i zajedničkim (grupnim) alatima i opremom te
- manjim dijelom za potrebe izvanrednih zamjena koji se procjenjuju iskustveno na godišnjoj razini.

Ulaganjima se prate potrebe organizacijskih jedinica za opremanje ekipa radnika specifičnim alatima i opremom za rad pod naponom te se u predstojećoj 2023. planiraju ostvariti zadani ciljevi uvođenja i primjene RPN na električnim postrojenjima srednjeg napona u dijelu poslova čišćenja transformatorskih stanica. Također, planira se upotreba sustava premosnica s privremenim prekidačima u širu primjenu na električnim postrojenjima niskog napona.

U 2023. i 2024. godini planira se početak uspostavljanja sustava RPN-a na nadzemnim mrežama srednjeg napona s regionalnim ustrojem radnih skupina. U tu svrhu planira se značajnije ulaganje u nabavu izolacijskih motki i opreme za RPN zajedno s transportnim vozilima.

Do kraja planskog razdoblja (2026. – 2032.) planira se daljnje opremanje oformljenih radnih skupina potrebnim alatima i opremom.

Tablica 6.38 prikazuje planiranu strukturu ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem razdoblju. Uslijed smanjenja financijskih okvira za 2023. godinu, smanjena su i planirana ulaganja, a planovi ulaganja za razdoblje nakon trogodišnjeg plana mogu biti revidirani s obzirom na razvoj poslovnih procesa u organizaciji timova, razvoj djelatnosti i tehnološki razvoj opreme.

Tablica 6.38 Ulaganja u ispitnu i mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva, alate i strojeve u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i strojevi	1.000.000	1.500.000	1.000.000	**3.500.000**	21.000.000	**24.500.000**
2	Mjerna vozila	3.000.000	6.500.000	2.000.000	**11.500.000**	8.000.000	**19.500.000**
3	Alati i oprema za rad pod naponom	500.020	2.500.000	2.000.000	**5.000.020**	13.000.000	**18.000.020**
	Ukupno	**4.500.020**	**10.500.000**	**5.000.000**	**20.000.020**	**42.000.000**	**62.000.020**

6.7. Sufinancirana ulaganja

Sve veći udio u investicijama HEP ODS-a imaju sufinancirana ulaganja, tj. ulaganja s vanjskim izvorima financiranja (EU fondovi, NPOO, Fond solidarnosti i dr.).

Zbog učestalih naznaka o pripremi raznih sufinanciranih projekata, a neizvjesnosti stvarnog osiguranja financiranja i vremena pokretanja projekta, u planove razvoja i investicija uvrštavaju se samo ugovoreni projekti ili oni za koje je potpis ugovora izvjestan.

6.7.1. Pilot projekt uvođenja naprednih mreža

Na temelju izrađene Studije izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, uključujući analizu troškova i koristi [52], HEP ODS je pripremio projektno-tehničku dokumentaciju za prijavu projektnog prijedloga na natječaj Ministarstva za zaštitu okoliša i energetike te proveo postupak prijave Pilot projekata uvođenja naprednih mreža za sufinanciranje iz Fondova EU (EKF, OPKK). Postupak prijave dovršen je sklapanjem Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava 24. srpnja 2018. godine. Razdoblje provedbe Projekta je od 24. svibnja 2018. do 31. prosinca 2022. godine.

Slika 6.12 prikazuje službeni logotip Projekta.

Slika 6.12 Logotip Pilot projekta uvođenja naprednih mreža

HEP ODS je zatražio, a krajem 2022. godine odobreno je produljenje Projekta, odnosno produljenje Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava, za 12 mjeseci zbog:

- Žalbenih postupaka u okviru javne nabave koji uzrokuju kašnjenje sklapanja ugovora o javnoj nabavi
- Kašnjenja isporuke i ugradnje opreme uvjetovanih potresima na području Zagreba i Petrinje
- Kašnjenja isporuke i ugradnje opreme kao posljedica pandemije bolesti COVID 19.

Ciljevi projekta

Ciljevi ulaganja u pilot projekte usklađeni su sa ciljanim pokazateljima ostvarenja OPKK, Operativne osi 4d: „Razvoj i provedba pametnih sustava distribucije koji djeluju pri niskim i srednjim razinama napona“, specifični cilj 4d1: „Pilot projekti naprednih mreža“.

Kvantitativni ciljevi projekta su:

- povećanje učinkovitosti distribucije električne energije smanjenjem gubitaka u mreži u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža
- povećanje pouzdanosti napajanja smanjenjem prosječnog trajanja prisilnih prekida po kupcu zbog zastoja u SN mreži, isključujući prekide uzrokovane višom silom, u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža
- povećanje broja korisnika s pristupom naprednoj mreži, tj. broj korisnika koji će biti opremljeni sustavima naprednog mjerenja u područjima u kojima je primijenjen koncept naprednih mreža.

Kvalitativni cilj projekta je osiguranje preduvjeta za integraciju distribuiranih izvora, a definiran je s obzirom na izazov povećanja broja distribuiranih, a posebice obnovljivih izvora.

Projektne aktivnosti

Za ulaganja u okviru provedbe Pilot projekata odabrana su tri funkcionalna područja naprednih elektrodistribucijskih mreža. Uz to, projekt obuhvaća i dodatne dvije projektne aktivnosti, detaljnije opisane u nastavku:

1) Napredna mjerna infrastruktura

Primjena napredne mjerne infrastrukture, odnosno naprednih brojila kod krajnjih kupaca i sumarnih brojila u TS SN/NN, posebno je značajna za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer će omogućiti izračun gubitaka te lociranje područja s povećanim gubicima na niskonaponskoj i srednjonaponskoj razini.

Opremanje mjernih mjesta krajnjih kupaca naprednim brojilima omogućuje daljinsku kontrolu mjernog mjesta te daljinsko isključenje i uključenje. Brojila s mogućnošću daljinskog isključenja i uključenja imaju i neizravni pozitivni učinak i na ponašanje ostalih kupaca u okolini, što rezultira poboljšanjem ukupne

naplate isporučene električne energije, ali i smanjenjem neovlaštene potrošnje, odnosno netehničkih gubitaka distribucijske mreže.

Osim povećanja učinkovitosti distribucije električne energije smanjenjem tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju kupaca obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, a time i pridonijeti povećanju pouzdanosti napajanja.

U okviru ove cjeline planira se:

- ugradnja 6.125 sumarnih brojila u TS 10(20)/0,4 kV
- zamjena 24.000 postojećih brojila naprednim brojilima kod krajnjih kupaca.

2) Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže

Primjena transformatora sa smanjenom razinom tehničkih gubitaka posebno je značajna za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije jer su distribucijski transformatori odgovorni za oko 30 % tehničkih gubitka u EES-u. Fiksnim i varijabilnim tehničkim gubicima distribucijske mreže HEP ODS-a uvelike pridonosi velik broj transformatora SN/NN starijih od 30 godina (u vrijeme izrade Studije izvodljivosti).

U okviru ove cjeline planira se zamjena 449 postojećih transformatora SN/NN jedinicama s gubicima u skladu s Uredbom Komisije broj 548/2014 o provedbi Direktive 2009/125/EZ.

3) Automatizacija srednjonaponske mreže

Primjenom tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže moguće je povećati pouzdanost napajanja te efikasnost vođenja mreže. Upotreba DURN-ova u nadzemnoj mreži i daljinski vođenih sklopnih blokova u kabelskoj mreži, odnosno TS 10(20)/0,4 kV, omogućuje bržu izolaciju mjesta kvara te bržu detekciju i lociranje kvara, što rezultira smanjenjem trajanja prekida napajanja i smanjenjem količine neisporučene električne energije. Primjenom navedenih rješenja moguće je učinkovitije ograničiti nepovoljan učinak planiranih prekida isključenjem samo dijela korisnika mreže. Smanjenju trajanja prekida pridonosi i uporaba prekidača s APU, koji eliminiraju prolazne kvarove. U skladu s ovim Desetogodišnjem planom razvoja distribucijske mreže, procjenjuje se da se primjenom suvremenih tehnologija može postići smanjenje vremena ispada vodova od 25 % – 30 % u odnosu na prethodno stanje. Iz navedenog slijedi da primjena tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže pridonosi ispunjenju ciljanih pokazatelja cilja Povećanje pouzdanosti napajanja, u pogledu smanjenja broja i trajanja neplaniranih prekida.

Osim povećanja pouzdanosti napajanja, primjena daljinski vođenih rastavnih sklopki i sklopnih blokova omogućuje isključivanje dijela mreže zahvaćenog kvarom, brzo preusmjeravanje tokova električne energije i neprekinuti rad izvora te otočni rad dijelova mreže u slučajevima kvara, što su preduvjeti za širu integraciju distribuiranih izvora.

U okviru ove cjeline planira se:

- automatizacija i sankcioniranje nadzemnih SN vodova ugradnjom 503 rastavne sklopke
- automatizacija SN postrojenja u podzemnoj kabelskoj mreži ugradnjom 167 integriranih sklopnih blokova.

4) Upravljanje projektom i administracija

Za potrebe provedbe ove aktivnosti oformljeni su HEP ODS-ov Tim za pripremu i provedbu Projekta te Potporni tim za pripremu i provedbu Projekta HEP-a d.d. S obzirom na složenost projekta u tehničkom i u administrativnom dijelu te činjenicu da članovi Tima za pripremu i provedbu neće biti svo radno

vrijeme angažirani na provedbi Projekta, HEP ODS će za provedbu dijela aktivnosti angažirati i vanjske stručnjake. Vanjski stručnjaci će se angažirati kao komplementarna pomoć timu HEP ODS-a s naglaskom na aktivnosti upravljanja za koje HEP ODS nema osigurane kontinuirano raspoložive odgovarajuće ili dostatne resurse.

5) Promidžba i vidljivost

HEP ODS je angažirao vanjske pružatelje usluga za ostvarenje promidžbe i vidljivosti projekta, kroz tri segmenta aktivnosti: usluge odnosa s javnošću, usluge organiziranja događaja i usluge izrade promidžbenih materijala.

Sve aktivnosti provodit će se u skladu s dokumentom „Informiranje, komunikacija i vidljivost projekata – Upute za korisnike za razdoblje 2014. – 2020.“, odnosno važećim smjernicama za korisnike u trenutku provedbe. Vanjski pružatelji usluga će u provedbi aktivnosti surađivati s oformljenim timovima HEP ODS-a i HEP-a d.d. te vanjskim stručnjacima koji će biti angažirani na aktivnosti Upravljanje projektom i administracija.

Lokacija projekta

Provedba pilot projekta uvođenja napredne mreže planirana je u ukupno pet distribucijskih područja: Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik.

Vrijednost projekta

Ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava za Pilot projekt uvođenja naprednih mreža definirani su ukupni prihvatljivi troškovi Projekta u iznosu 176.817.615,28 kn.

Čitav projekt je koncipiran tako da se u omjeru 85 % bespovratnih sredstava i 15 % vlastitih sredstava HEP ODS-a sufinanciraju troškovi:

- nabave opreme za tri projektne aktivnosti (napredna mjerna infrastruktura, razvoj i optimizacija konvencionalne mreže, automatizacija srednjonaponske mreže)
- usluga promidžbe i vidljivosti
- upravljanja projektom i administracijom (Tim za pripremu i provedbu Projekta HEP ODS-a, Potporni tim za pripremu i provedbu Projekta HEP-a d.d. i podrška vanjskih stručnjaka).

Preostali troškovi potrebni za potpunu funkcionalnu provedbu Projekta financiraju se vlastitim sredstvima HEP ODS-a:

- nabava dodatne opreme potrebne za prilagodbu i pripremu lokacija za ugradnju opreme za tri projektne aktivnosti
- ugradnja opreme za tri projektne aktivnosti
- tehnički nadzor
- revizija projekta.

S napretkom realizacije Projekta mogu se bolje procijeniti i preciznije iskazati očekivani i ostvareni troškovi. Tako se preostali troškovi potrebni za potpunu funkcionalnu provedbu Projekta, uključujući ugradnju opreme i troškove pripreme lokacija za ugradnju opreme, procijenjuju na 75,0 mil. kn. Uz postignute i procijenjene vrijednosti nabave Projektom obuhvaćene opreme i usluga, ukupna vrijednost Projekta, do potpune funkcionalne provedbe, iznosi 234,7 mil. kn.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi (228,1 mil. kn), a preostali dio je trošak redovnog poslovanja. Svaka od ove dvije kategorije troška sadrži dio sufinanciranja (85 % bespovratnih sredstava i 15 % vlastitih sredstava HEP ODS-a) te dio troška izvan obuhvata Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava koji će se financirati vlastitim sredstvima HEP ODS-a.

U razradi ulaganja u planovima razvoja i investicija se iskazuje ukupna vrijednost od 215,0 mil. kn, a koju čine investicijski troškovi:

- nabave opreme za tri projektne mjere (sufinanciranje 85 % bespovratnih sredstava, 15 % vlastitih sredstava HEP ODS-a)
- nabave dodatne opreme potrebne za prilagodbu i pripremu lokacija za ugradnju opreme za tri projektne aktivnosti (vlastita sredstva HEP ODS-a)
- ugradnje opreme za tri projektne mjere (vlastita sredstva HEP ODS-a).

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

U vrijeme završetka izrade ovog Plana provedeni su svi postupci javne nabave za isporuku opreme. Značajan dio opreme je isporučen, a i ugrađen na lokacije u distribucijskoj mreži.

Ugradnja opreme se provodi sporijim intenzitetom od planiranog te neće moći biti u cijelosti ugrađena do inicijalno ugovorenog završetka projekta. Raspoloživi interni kapaciteti koji su zaduženi za ugradnju opreme u svim projektnim aktivnostima su značajno smanjeni od početka 2020. godine, i to zbog upućivanja zaposlenika na potresom pogođena područja Zagreba i Petrinje kao i značajnog povećanja dana bolovanja i samoizolacije uzrokovanog pandemijom bolesti COVID -19.

Do kraja 2022. godine planira se ostvarenje ulaganja u iznosu 163,7 mil. kn.

Tablica 6.39 prikazuje planirana ulaganja po funkcionalnim područjima do završetka Projekta.

Tablica 6.39 Ulaganja u Pilot projekt uvođenja naprednih mreža u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Napredna mjerna infrastruktura	13.450.000	0	0	13.450.000	0	13.450.000
2	Razvoj i optimiranje konvencionalne mreže	0	0	0	0	0	0
3	Automatizacija distribucijske mreže	37.835.007	0	0	37.835.007	0	37.835.007
	Ukupno	**51.285.007**	**0**	**0**	**51.285.007**	**0**	**51.285.007**

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju investicijske troškove HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, uključuju i troškove nabave dodatne opreme te ugradnje koji, u skladu s troškovnikom Projekta i sklopljenim Ugovorom, ne podliježu sufinanciranju, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

6.7.2. Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav (LIFE Danube Free Sky)

U skladu s društveno odgovornim poslovanjem i opredjeljenjem za smanjenje negativnih utjecaja na bioraznolikost, HEP ODS i HOPS u suradnji s Javnom ustanovom Park prirode Kopački rit te ostalim partnerima podunavskih zemalja uspješno prijavljuju projekt LIFE Danube Free Sky na međunarodni natječaj Europske unije. Puni naziv projekta glasi ˝Transnacionalno očuvanje ptica duž rijeke Dunav˝ (engl. Transnational conservation of birds along Danube river), a financiran je iz EU Programa LIFE, namijenjenog aktivnostima na području zaštite okoliša, prirode i klime.

Na projektu sudjeluje ukupno 15 partnera iz 7 europskih zemalja dunavske regije, a glavni nositelj je „Raptor protection of Slovakia“, neprofitno i nezavisno udruženje stručnjaka za zaštitu ptica iz Slovačke. Projekt je službeno započeo 1. rujna 2020. godine, a tijekom planiranih godina provedbe, međunarodni će partneri razviti snažnu suradnju i primijeniti najučinkovitija rješenja kako bi se smanjila stradavanja ugroženih vrsta ptica na nadzemnim srednjonaponskim i visokonaponskim vodovima.

Slika 6.13 prikazuje službeni logotip Projekta.

Slika 6.13 Logotip projekta LIFE Danube Free Sky

Ciljevi projekta

Ciljevi projekta su:

- Doprinijeti u cilju zaustavljanja gubitka bioraznolikosti i usluga ekosustava na rijeci Dunav koje je ujedno i svrha Strategije Bioraznolikosti Europske Unije
- Smanjiti i spriječiti direktnu i indirektnu smrtnost ptica uzrokovanu elektrokucijom i kolizijom na dalekovodima unutar projektnih područja
- Povećati populacije 12 ciljnih vrsta
- Uspostaviti sigurnije migratorne rute i staništa na rijeci Dunav
- Početi/ojačati suradnju između ključnih sudionika te povećati učinkovitost usvojenih mjera na transnacionalnoj razini.

Projektne aktivnosti

Aktivnosti HEP ODS-a odnose se na provođenje mjera zaštite ptica od stradavanja uslijed kolizije (sudar ptica s vodovima) i elektrokucije (stradavanje ptica od strujnog udara) srednjonaponskim dalekovodima i transformatorskim stanicama na području šireg obuhvata Parka prirode Kopački rit. Predviđeno je postavljanje mehaničkih naprava (akustični i optički diverteri) koje će odvlačiti pozornost pticama kako ne bi došlo do kolizije te je predviđeno i izoliranje postojećih opasnih elemenata elektroenergetske mreže sukladno Pravilniku o ciljevima očuvanja i osnovnim mjerama za očuvanje ptica u području ekološke mreže (NN 15/14, NN 38/20) kako bi se spriječila elektrokucija. Također, u svrhu zaštite ptica od elektrokucije predviđena je i rekonstrukcija oko 30 km postojećih vodova korištenjem izoliranog vodiča. Na taj način unaprijedit će se status populacije prioritetnih vrsta ptica u području ekološke mreže Natura 2000 – Podunavlje i donje Podravlje gdje pripada Park prirode Kopački rit koji je zaštićen međunarodnom Ramsarskom konvencijom i od iznimne je važnosti kao stanište ptica.

LIFE Danube Free Sky prvi je takav projekt zaštite ptica od elektrokucije i kolizije u Hrvatskoj. Za HEP ODS donosi višestruke koristi: doprinosi usklađivanju sa zakonskim zahtjevima iz područja zaštite prirode (NATURA 2000 područja), revitalizaciji postojeće mreže na području obuhvata PP Kopački rit (smanjenje kvarova i sigurnija opskrba kupaca) te društveno odgovornom poslovanju tvrtke.

Lokacija projekta

Projekt se provodi na području Parka prirode Kopački rit, u okviru Elektroslavonije Osijek.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost projekta je 6.636.170,00 €, udio HEP ODS-a iznosi 613.256,00 € (okvirno 4.604.000 kn), a bespovratnim sredstvima Europske unije financirano je 75% investicije. Povrh navedenog, do potpunog funkcionalnog okončanja projekta, HEP ODS će uložiti dodatnih 1.137.000 kn vlastitih sredstava.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi (3,9 mil kn), a preostali dio je trošak redovnog poslovanja. Svaka od ove dvije kategorije troška sadrži dio sufinanciranja (75 % bespovratnih sredstava i 25 % vlastitih sredstava HEP ODS-a) te dio troška izvan obuhvata EU projekta, a koji će se financirati vlastitim sredstvima HEP ODS-a.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Vrijednosti iskazane u Tablici 6.40 predstavljaju investicijske troškove HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, uključuju i troškove koji, u skladu s troškovnikom Projekta i sklopljenim Ugovorom, ne podliježu sufinanciranju, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

Do kraja 2022. godine procjenjuje se realizacija Projekta u razini 185.000 kn vlastitih sredstava HEP ODS-a.

Tablica 6.40 Ulaganja u projekt LIFE DANUBE FREE SKY u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	LIFE Danube Free Sky	2.377.000	1.301.000	0	3.678.000	0	3.678.000

6.7.3. Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa u Sisačko-moslavačkoj županiji počevši od 28. prosinca 2020. godine

Programom dodjele državnih potpora za vraćanje u ispravno radno stanje infrastrukture i pogona u energetskom sektoru definirani su ciljevi, uvjeti i postupci za dodjelu bespovratnih sredstava za operacije koje će se financirati iz Fonda solidarnosti Europske unije. Državne potpore namijenjene su financiranju vraćanja u ispravno radno stanje infrastrukture i pogona u energetskom sektoru kroz sanaciju šteta uzrokovanih potresom od 22. ožujka 2020. godine te serijom potresa počevši od 28. prosinca 2020. godine.

Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja objavilo je poziv na dostavu projektnih prijedloga u okviru Programa. Svrha otvorenog javnog poziva je nadoknada sredstava utrošenih za uspostavu redovnog funkcioniranja energetske infrastrukture, energetskih postrojenja, građevina i energetskog sustava u cjelini (električna energija, toplinska energija i distribucija plina) oštećenih u seriji potresa počevši od 28. prosinca 2020. godine na području Grada Zagreba, Krapinsko-zagorske županije, Zagrebačke županije Sisačko-moslavačke županije, Karlovačke županije, Varaždinske županije, Međimurske županije, Brodsko-posavske županije, Koprivničko-križevačke županije i Bjelovarsko-bilogorske županije te dovođenje istih na razinu prije potresa na tehnički prihvatljiv i gospodarski opravdan način.

Na objavljeni javni poziv HEP ODS je aplicirao sa sedam operacija (projekata) vraćanja u ispravno radno stanje infrastrukture na području Sisačko-moslavačke županije. Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja prihvatilo je aplikaciju te su u kolovozu 2022. godine sklopljeni Ugovori o dodjeli bespovratnih financijskih sredstava za operacije koje se financiraju iz fonda solidarnosti europske unije.

Projekt se planira završiti do 30. lipnja 2023. godine.

Ciljevi projekta

Nakon potresa provedene su hitne mjere sanacije oštećenih građevina energetske infrastrukture i postrojenja kako bi se iste vratilo u postojeće ili privremeno radno stanje na način da se svim krajnjim korisnicima što prije osigura pouzdana i sigurna opskrba električnom energijom te da se sustavi dovedu u nužno stanje za uporabu. Dio infrastrukture i postrojenja gdje su nastale veće štete potrebno je sanirati planski te kroz dulje razdoblje postupno vratiti u stanje uporabljivosti. Potpunom provedbom aktivnosti sanacije na energetskoj infrastrukturi i postrojenjima omogućit će se nastavak sigurne i pouzdane opskrbe električnom energijom.

Projektne aktivnosti

Projektne aktivnosti HEP ODS-a čine sljedeće operacije:

1. Zamjena transformatorske stanice TS 110/20 kV Petrinja zbog oštećenja u potresu
2. Zamjena 213 transformatorskih stanica 20/0,4 kV na području Elektre Sisak zbog oštećenja u potresu
3. Sanacija 6 srednjonaponskih dalekovoda na području Elektre Sisak zbog oštećenja u potresu
4. Izgradnja 17 zamjenskih srednjonaponskih kabela na području Elektre Sisak zbog oštećenja u potresu
5. Sanacija 38 niskonaponskih mreža na području Elektre Sisak zbog oštećenja u potresu
6. Priključenje privremenih stambenih objekata na elektroenergetsku mrežu zbog oštećenja u potresu
7. Zamjena energetskog transformatora u transformatorskoj stanici TS 110/20 kV Glina zbog oštećenja u potresu

Lokacija projekta

Sve aktivnosti se provode na području Sisačko-moslavačke županije, odnosno na području Elektre Sisak.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost prihvatljivih troškova projekta je 138.139.764,16 kn.

Intenzitet potpore je 100 % prihvatljivih troškova, a prihvatljive aktivnosti koje se mogu financirati u okviru Programa su hitne mjere sanacije, priprema projektne i tehničke dokumentacije, izvedba radova te upravljanje projektom i administracija.

Od ukupne vrijednosti 129,2 mil. kn su investicijski troškovi, dok je ostatak trošak redovnog poslovanja.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Sukladno pravilima Programa dodjele državnih potpora za vraćanje u ispravno radno stanje infrastrukture i pogona u energetskom sektoru, provedba operacija smije započeti najranije 28. prosinca 2020. godine.

HEP ODS je tijekom 2021. i 2022. godine uložio značajna sredstva u otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa počevši od 28.12.2020. godine te će se zatražiti refundacija onih troškova koji su sastavni dio ugovorenih sedam operacija. Tablica u nastavku iskazuje preostala ulaganja u okviru predmetnih operacija.

Tablica 6.41 Ulaganja u Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa počevši od 28. prosinca 2020. godine u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Otklanjanje šteta uzrokovanih serijom potresa počevši od 28. prosinca 2020. godine	24.000.000	1.000.000	0	25.000.000	0	25.000.000

6.7.4. Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka

U srpnju 2021. godine Europska komisija dala je pozitivnu ocjenu hrvatskom Nacionalnom planu oporavka i otpornosti (skraćeno NPOO), čime je Republika Hrvatska za svoj Plan u okviru Mehanizma za oporavak i otpornost osigurala financijska sredstava u iznosu od gotovo 75 milijardi kuna (9,9 milijardi eura) od čega je 47,5 milijardi kuna (6,3 milijarde eura) bespovratnih sredstava, a oko 27 milijardi kuna (3,6 milijardi eura) povoljnih zajmova [53].

Nacionalni plan prepoznaje tri područja ulaganja HEP ODS-a: modernizacija i razvoj napredne mreže (uključujući pametna brojila i razvoj napredne mreže), modernizacija mreže u Natura 2000 područjima te ulaganja u podmorske kabele na distribucijskoj razini [53].

Tijekom 2021. i 2022. godine izrađene su „Analitičke podloge za pripremu investicija u kabele za povezivanje otoka i kopna koje bi se financirale iz fondova Europske unije“ te „Analiza troškova i koristi za prijavu projekta podmorskih kabela za sufinanciranje iz EU fondova u razdoblju 2021. - 2027.“. U vrijeme izrade ovog Plana u tijeku je priprema prijavne dokumentacije u očekivanju objave poziva Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja na dostavu projektnih prijedloga kroz Nacionalni program oporavka i otpornosti.

Provedba Projekta planirana je u razdoblju od početka 2022. do lipnja 2026. godine.

Ciljevi projekta

Cilj Projekta je revitalizacija i izgradnja elektroenergetske mreže kroz zamjenu postojećih i izgradnju novih dionica podmorskih kabela za napajanje otoka na distribucijskoj razini. Obuhvaćena su ulaganja u zamjenu 11 dionica podmorskih kabela ukupne duljine 96,0 km te polaganje dvije nove dionice podmorskih kabela ukupne duljine 20,7 km, što čini 116,7 km podmorskih kabela koji će obuhvatiti posredno i/ili neposredno 22 otoka sjevernog, srednjeg i južnog Jadrana.

Potreba za zamjenom postojećih i izgradnjom novih dionica podmorskih kabela proizlazi iz:

- Starosti postojećih podmorskih kabela, koja rezultira smanjenom pouzdanosti napajanja i smanjenom sigurnosti opskrbe otoka
- Nedovoljne prijenosne moći postojećih podmorskih kabela, čime se onemogućava daljnja integracija obnovljivih izvora energije te priključenje novih potrošača.

Provedbom Projekta te ostvarenjem definiranih cilja Projekta stvorit će se infrastrukturni preduvjeti u elektroenergetskoj distribucijskog mreži koji će, ne samo omogućiti prihvat većih količina energije iz obnovljivih izvora, već i omogućiti priključenje novih potrošača te povećanje pouzdanosti napajanja i sigurnosti opskrbe 22 otoka. Navedeno će doprinijeti osiguravanju uvjeta za nove investicije te posljedično razvoju hrvatskog turizma. Također, provedbom Projekta će se pozitivno utjecati na poslovanje HEP ODS-a, budući da će se smanjiti operativni troškovi vezani za sanaciju kvarova na dionicama koje će se zamijeniti u sklopu Projekta te će se povećati zadovoljstvo krajnjih kupaca na otocima.

Projektne aktivnosti

Provedba Projekta planirana je kroz sljedeće četiri aktivnosti:

1) Zamjena postojećih i izgradnja novih dionica podmorskih kabela

   Aktivnost uključuje nabavu 116,7 km podmorskih kabela te izvođenje građevinskih i elektromontažnih radova u svrhu polaganja 13 dionica podmorskih kabela, kao i nabavu 2 stroja za vertikalno prematanje.

2) Stručni nadzor

   Aktivnost uključuje provedbu stručnog građevinskog i elektrotehničkog nadzora građenja, odnosno same zamjene postojećih i izgradnje novih dionica podmorskih kabela te angažman Koordinatora zaštite na radu.

3) Upravljanje projektom i administracija

   Aktivnost uključuje provedbu ključnih procesa upravljanja projektom i administracije: upravljanje rizicima, upravljanje dionicima, javna nabava, upravljanje ugovorima o nabavi robe i uslugama, upravljanje ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava, računovodstvo Projekta i financijsko upravljanje, projektno izvještavanje, vođenje projekta gradnje.

4) Promidžba i vidljivost

   Aktivnost uključuje sljedeće izradu promotivno-informativnih sadržaja, organizaciju događanja za predstavljanje Projekta i medijske objave.

Lokacija projekta

Projekt će se provoditi na pet lokacija u nadležnosti Elektroprimorja Rijeka, jednoj lokaciji u nadležnosti Elektrodalmacije Split, četiri lokacije u nadležnosti Elektre Zadar, jednoj lokaciji u nadležnosti Elektre Šibenik te dvije lokacije u nadležnosti Elektrojuga Dubrovnik.

Vrijednost projekta

Financiranje investicijskih troškova Projekta predviđeno je bespovratnim sredstvima Europske unije u iznosu od 201.250.000,00 kn i vlastitim sredstvima HEP ODS-a d.o.o. u iznosu od 29.952.000,00 kn.

Sredstvima EU u 100 %-tnom udjelu financirat će se nabava podmorskih kabela i strojeva za prematanje.

Preostali projektni troškovi financirat će se vlastitim sredstvima HEP ODS-a:

- Izvođenje građevinskih radova
- Izvođenje elektromontažnih radova
- Stručni nadzor
- Upravljanje projektom i administracija
- Promidžba i vidljivost.

Dio ukupne vrijednosti Projekta su investicijski troškovi, a dio je trošak redovnog poslovanja. U razradi ulaganja u planovima razvoja i investicija iskazuju se investicijski troškovi na razini 227,7 mil. kn:

- Nabava podmorskih kabela i strojeva za prematanje
- Izvođenje građevinskih i elektromontažnih radova
- Stručni nadzor.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Tablica 6.42 prikazuje predviđenu dinamiku ulaganja u okviru Projekta. Obzirom da u vrijeme izrade ovog Plana još nije objavljen poziv na dostavu projektnih prijedloga niti je potpisan ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava, vrijednosti u tablici rezultat su procjene na osnovu trenutno dostupnih informacija.

Tablica 6.42 Ulaganja u projekt Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka	58.500.000	116.000.000	53.201.000	**227.701.000**	0	**227.701.000**

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju procjenu investicijskih troškova HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

S napretkom pripremnih aktivnosti, a zatim i realizacije Projekta moći će se preciznije procijeniti dinamika ulaganja i utjecaj na godišnja ulaganja u narednom razdoblju.

6.7.5. Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima

Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima sljedeće je od tri područja ulaganja HEP ODS-a prepoznata u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti (skraćeno NPOO) [53]. Projektom Modernizacija distribucijske mreže u Natura 2000 područjima planira se ulaganje u modernizaciju postojećih dalekovoda i dionica mreže srednjeg i niskog napona unutar Natura 2000 područja. Projektom se doprinosi prihvatu veće količine energije iz obnovljivih izvora, smanjuje se elektrokucija ptica, odnosno općenito se smanjuje potencijalni negativni učinak na prirodu i bioraznolikost. Provedbom projekta će u osjetljivim područjima biti osigurana kvalitetna elektroenergetska infrastruktura uz minimalne intervencije u prostoru.

U vrijeme izrade ovog Plana u tijeku je izrada analize troškova i koristi, studijska razrada primjenjivih tehničkih rješenja u Natura 2000 područjima te priprema prijavne dokumentacije u očekivanju objave poziva Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja na dostavu projektnih prijedloga kroz Nacionalni program oporavka i otpornosti.

Provedba Projekta planirana je u razdoblju od veljače 2020. do lipnja 2026. godine.

Ciljevi projekta

Natura 2000 je najveća koordinirana mreža područja očuvanja prirode u svijetu s ciljem dugoročnog očuvanja važnih i ugroženih vrsta te staništa Europe. Elektroenergetska infrastruktura HEP ODS-a prisutna je gotovo u svim Natura 2000 područjima Hrvatske, a njen najznačajniji negativni utjecaj na bioraznolikost je elektrokucija ptica ili stradavanje ptica od strujnog udara na elementima nadzemne mreže.

Prema Pravilniku o ciljevima očuvanja i mjerama očuvanja ciljnih vrsta ptica u područjima ekološke mreže (NN 15/14 i NN 38/20), mjerama očuvanja iz domene energetike obuhvaćene su 23 strogo zaštićene ptičje vrste koje ugrožava elektrokucija. Prema Prilogu 1. Pravilnika, elektroenergetsku infrastrukturu u području ekološke mreže (Natura 2000 područja očuvanja značajna za ptice) potrebno je planirati i graditi na način da se spriječe kolizije ptica na visokonaponskim nadzemnim vodovima i elektrokucije ptica na srednjonaponskim nadzemnim vodovima, a na dionicama postojećih nadzemnih vodova, na kojima se na temelju praćenja potvrdi povećani rizik od kolizije i elektrokucije, potrebno je provesti tehničke mjere sprječavanja daljnjih stradavanja ptica.

Projektne aktivnosti

Modernizacija mreže unutar Natura 2000 područja obuhvaća projektiranje, izgradnju, rekonstrukciju i modifikaciju nadzemnih elektroenergetskih mreža, u skladu s pozitivnim propisima RH, uvažavajući tehno-ekonomske kriterije i specifičnosti podneblja (tri biogeografske regije prisutne u RH: alpinska, mediteranska i kontinentalna).

Ovim projektom bit će obuhvaćene sljedeće kategorije elektroenergetskih objekata i tipovi zahvata:

1. Nadzemni vodovi naponske razine 35(30) kV

- Kabliranje postojećih dalekovoda
- Rekonstrukcija dalekovoda uz zamjenu iskrišta linijskim odvodnicima prenapona

2. Nadzemni vodovi naponske razine 10(20) kV

- Kabliranje postojećih dalekovoda
- Zamjena postojećih neizoliranih vodiča poluizoliranim ili izoliranim vodičem

3. Stupne transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV

- Ugradnja izolacijske opreme za zaštitu ptica od elektrokucije
- Zamjena postojećih stupnih transformatorskih stanica kabelskom izvedbom
- Rekonstrukcija postojećih stupnih transformatorskih stanica

4. Nadzemna niskonaponska mreža

- Kabliranje postojećih nadzemnih mreža
- Zamjena postojećih neizoliranih vodiča izoliranim vodičima
- Zamjena postojećih neizoliranih vodiča izoliranim vodičem uz promjenu trase

Uz navedene zahvate u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži, projekt obuhvaća i izradu projektne dokumentacije, upravljanje projektom i administraciju te promidžbu i vidljivost.

Lokacija projekta

Projektne aktivnosti provodit će se u Natura 2000 područjima u Republici Hrvatskoj, a u projektnim aktivnostima su zastupljena sva distribucijska područja.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost Projekta predviđena za sufinanciranje EU sredstvima je 370.000.000 kn, uz udio sufinanciranja od 94 %. Za sufinanciranje su predviđeni troškovi nabave opreme i izvođenja radova.

Preostali troškovi izvan obuhvata EU sufinanciranja, potrebni za potpunu funkcionalnu provedbu Projekta financirat će se vlastitim sredstvima HEP ODS-a i procjenjuju se na 55,0 mil. kn. Ovi troškovi obuhvaćaju izradu projektne dokumentacije, nadzor, ishođenje dozvola, upravljanje projektom te promidžba i vidljivost.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Tablica 6.43 prikazuje predviđenu dinamiku ulaganja u okviru Projekta. Obzirom da u vrijeme izrade ovog Plana još nije objavljen poziv na dostavu projektnih prijedloga niti je potpisan ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava, vrijednosti u tablici rezultat su procjene na osnovu trenutno dostupnih informacija.

Do kraja 2022. godine procjenjuje se realizacija Projekta u razini 2,5 mil. kn.

Tablica 6.43 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima	43.000.000	135.000.000	200.000.000	**378.000.000**	39.500.000	**417.500.000**

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju procjenu investicijskih troškova HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

S napretkom pripremnih aktivnosti, a zatim i realizacije Projekta moći će se preciznije procijeniti dinamika ulaganja i utjecaj na godišnja ulaganja u narednom razdoblju.

6.7.6. Modernizacija i razvoj napredne mreže

Modernizacija i razvoja napredne mreže treće je područje ulaganja HEP ODS-a prepoznato u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti (skraćeno NPOO) [53].

Provedbom Pilot projekta uvođenja naprednih mreža (više u poglavlju 6.7.1.) postići će se značajan napredak na uvođenju koncepta napredne mreže na 5 od ukupno 21 distribucijskog područja HEP ODS-a, posebice na uspostavi napredne mjerne infrastrukture i automatizaciji srednjonaponske mreže. Ulaganjima iz okvira Nacionalnog plana oporavka i otpornosti nastavit će se ubrzana implementacija koncepta napredne mreže na razini čitave distribucijske mreže Republike Hrvatske.

U vrijeme izrade ovog Plana u tijeku je priprema studijskih dokumenata i prijavne dokumentacije u očekivanju objave poziva Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja na dostavu projektnih prijedloga kroz Nacionalni program oporavka i otpornosti.

Provedba Projekta planirana je od početka 2022. do lipnja 2026. godine.

Ciljevi projekta

Svrha Projekta je nastavak ubrzane implementacije koncepta napredne mreže kroz ostvarenje sljedećih ciljeva:

- Revitalizacija i izgradnja telekomunikacijske mreže, procesnih sustava, MTU-a te povećanje stupnja automatizacije mreže kroz zamjenu postojeće opreme i implementaciju nove opreme u svrhu povećanja pouzdanosti napajanja i stupnja osmotrivosti distribucijske mreže.

Provedbom Projekta stvorit će se infrastrukturni preduvjeti u elektroenergetskoj distribucijskog mreži koji će, ne samo omogućiti prihvat većih količina energije iz obnovljivih izvora, već i omogućiti priključenje novih potrošača te povećanje pouzdanosti napajanja i sigurnosti opskrbe. Također, provedbom Projekta će se pozitivno utjecati na poslovanje HEP ODS-a, budući da će se smanjiti operativni troškovi.

- Opremanje obračunskih mjerna mjesta naprednim brojilima, uspostava neobračunskih mjernih mjesta na niskonaponskoj strani TS 20(10)/0,4 kV radi nadzora, mjerenja i smanjenja tehničkih i netehničkih gubitaka te implementacija platforme sa sustavom za upravljanje mjernim podacima (MDM, engl. Meter Data Management), sustavom za operativno upravljanje naprednim brojilima (MOC, engl. Meter Operating Center) i sustavom za kibernetičku sigurnost komunikacije i mjernih podataka (KMS, engl. Key Management System).

  Provedbom Projekta omogućit će se ostvarenje ciljeva Europske komisije za razdoblje 2019. – 2024. koji naglašavaju hitnost transformacije europskog društva u održivo i digitalno društvo te izazove s kojima će se Europa susresti u transformaciji u prvi klimatski neutralni kontinent, potpomognut implementacijom digitalnih tehnologija. Također, provedbom Projekta će se pozitivno utjecati na poslovanje HEP ODS-a, budući će se smanjiti troškovi poslovanja, broj očitanja brojila izlaskom na lokaciju te stvoriti preduvjeti za upravljanje potrošnjom/proizvodnjom i smanjenje gubitaka električne energije, kao i stvoriti temelj za uvođenje i razvoj napredne distribucijske mreže uz odlaganje nepotrebnog investiranja u kapacitete mreže i bolje iskorištenje postojećih kapaciteta.

Projektne aktivnosti

Provedba Projekta planirana je kroz četiri aktivnosti iz područja vođenja i automatizacije distribucijske mreže:

1. Integracija centralnih SCADA sustava 21-nog DP-a i stvaranje preduvjeta za platformizaciju, izgradnja jedinstvenog procesnog informacijskog sustava HEP ODS-a spremnog za integraciju s ostalim tehničkim bazama podataka te prateća modernizacija postojećih sustava u postrojenjima primarne distribucije.
2. Modernizacija, proširenja i integracije postojećih komunikacijskih infrastruktura za potrebe sigurnog vođenja distribucijske mreže HEP ODS-a u cjelini.
3. Automatizacija postojećih rasklopnih postrojenja i distributivnih trafostanica u srednjonaponskoj mreži HEP ODS-a s ciljem podizanja stupnja fleksibilnosti i učinkovitosti vođenja distribucijske mreže srednjeg napona.
4. Stvaranje preduvjeta za unaprjeđenje sustava vođenja, distribucijsku fleksibilnost i pružanje pomoćnih usluga.

Osim aktivnosti s područja vođenja i automatizacije mreže, provodit će se i aktivnosti s područja mjerenja i podrške tržištu električne energije:

1. Opremanje/unaprjeđenje obračunskih mjernih mjesta naprednim brojilima – nabava naprednih brojila te izvođenje elektromontažnih radova zamjene brojila na obračunskim mjernim mjestima te administrativna provedba zamjene u sustavima daljinskog očitavanja brojila i sustavu za obračun i razmjenu mjernih podataka na tržištu električne energije.
2. Opremanje/unaprjeđenje TS SN/NN sumarnim brojilima – nabava multifunkcijskih brojila te izvođenje elektromontažnih radova u svrhu formiranja neobračunskih mjernih mjesta na niskonaponskoj strani TS 10(20)/0,4 kV radi nadzora, mjerenja i smanjenja tehničkih i netehničkih gubitaka u elektrodistribucijskoj mreži, administracija neobračunskih mjernih mjesta.

3. Implementacija MDM, MOC i KMS sustava – nabava i implementacija platforme za sustav upravljanja mjernim podacima (MDM, engl. Meter Data Management), sustav operativnog upravljanja naprednim brojilima (MOC, engl. Meter Operating Center) i sustav za kibernetičku sigurnost komunikacije i mjernih podataka (KMS, engl. Key Management System).

Uz navedene aktivnosti i zahvate u distribucijskoj mreži, provodit će se aktivnosti stručnog nadzora, upravljanja projektom i administracije te promidžbe i vidljivosti.

Lokacija projekta

Projekt će se provoditi na području cijelog HEP ODS-a.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost Projekta prepoznata u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti je 1.125.000.000 kn, uz udio sufinanciranja u iznosu 54 %.

Povrh navedene vrijednosti raspoložive za sufinanciranje, vlastitim sredstvima HEP ODS-a financirat će se:

- Usluga zamjena postojećih brojila naprednim brojilima
- Usluga ugradnje multifunkcijskih brojila u TS
- Stručni nadzor
- Upravljanje projektom i administracija
- Promidžba i vidljivost.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Tablica 6.44 prikazuje predviđenu dinamiku ulaganja u okviru Projekta. Obzirom da u vrijeme izrade ovog Plana još nije objavljen poziv na dostavu projektnih prijedloga niti je potpisan ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava, vrijednosti u tablici rezultat su procjene na osnovu trenutno dostupnih podataka.

Od početka provedbe NPOO do kraja 2022. godine procjenjuje se stvaranje prihvatljivih troškova Projekta u razini 205,9 mil. kn.

Tablica 6.44 Ulaganja u projekt Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	Modernizacija i razvoj napredne mreže	210.000.000	200.000.000	420.000.000	**830.000.000**	89.086.000	**919.086.000**

Vrijednosti iskazane u tablici predstavljaju procjenu investicijskih troškova HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

S napretkom pripremnih aktivnosti, a zatim i realizacije Projekta moći će se preciznije procijeniti dinamika ulaganja i utjecaj na godišnja ulaganja u narednom razdoblju.

6.7.7. Securing a future for Griffon Vultures in Croatia (LIFE SUPport)

Ugovor za ovaj projekt potpisan je 15. srpnja 2022., a njegova provedba počinje od 1. siječnja 2023. dok je ukupno trajanje projekta 60 mjeseci. Na projektu sudjeluje ukupno pet partnera, četiri iz Hrvatske

i jedan iz Nizozemske dok je partner nositelj Udruga BIOM s kojom HEP ODS već ima dugogodišnju suradnju.

Ciljevi projekta

Cilj projekta LIFE SUPport je poboljšati uvjete razmnožavanja i preživljavanja posljednje preostale populacije bjeloglavih supova (lat. Gyps fulvus) u Hrvatskoj, koja se nalazi na kvarnerskim otocima. Hitnost i potreba za takvim projektom istaknuta je u stručnoj podlozi pripremljenoj za usvajanje Plana upravljanja bjeloglavim supom u Hrvatskoj koji je u tijeku. Rješavanjem najvažnijih prijetnji na njihovim gnjezdištima, trenutna populacija od 110 do 130 parova nastavit će preživljavati i možda povećati brojnost, što je važan prvi korak za ovu vrstu u ponovnom naseljavanju svojih povijesnih područja gniježđenja na hrvatskom kopnu i povezati se s drugim populacijama bjeloglavih supova u Alpama i na Balkanu.

Najvažnije prijetnje na koje cilja ovaj projekt su uznemiravanje gnijezda, nedostatak hrane, trovanje i strujni udar. Glavni ciljevi su stoga:

1. Smanjenje smrtnosti mladunaca minimiziranjem uznemiravanja gnijezda i poboljšanjem operacija spašavanja i rehabilitacije Centra za spašavanje bjeloglavih supova Beli
2. Povećanje dostupnosti hrane za supove poboljšanjem i širenjem postojeće mreže upravljanih hranilišta i povećanjem mogućnosti prirodnog hranjenja
3. Prevencija slučajeva trovanja istraživanjem najboljih preventivnih mjera za izbjegavanje uporabe zatrovanih mamaca, promicanjem upotrebe bezolovnog streljiva i izgradnjom kapaciteta relevantnih agencija za provedbu u borbi protiv nezakonitog trovanja divljih životinja
4. Smanjenje smrtnosti od strujnog udara primjenom odgovarajućih mjera ublažavanja na najvažnijim žarištima strujnog udara
5. Promicanje bjeloglavih supova i podizanje svijesti o njihovim prijetnjama i potrebama kod lokalnih dionika, šire javnosti i državnih tijela.

Projektne aktivnosti

Aktivnosti HEP ODS-a odnose se na provedbu mjera zaštite ptica od elektrokucije na 200 stupova nadzemne srednjonaponske mreže na području opsega projekta odabranom metodom (ugradnja izolacijske opreme ili zamjena golih vodiča izoliranima). Aktivnostima HEP ODS-a prethodit će provedba monitoringa potencijalno rizičnih vodova za nastanak elektrokucije od strane Udruge BIOM.

Lokacija projekta

Projekt se odvija na području Kvarnera, staništa bjeloglavih supova u Hrvatskoj. Aktivnosti HEP ODS-a realizirat će se unutar distribucijskog područja Elektroprimorje Rijeka.

Vrijednost projekta

Ukupna vrijednost projekta je 2.159.589,61 €, a udio HEP ODS-a iznosi 323.366,84 €, a bespovratnim sredstvima Europske unije financirano je 60% investicije.

Dio ukupne vrijednosti Projekta čine investicijski troškovi (2,0 mil kn), a preostali dio je trošak redovnog poslovanja.

Ulaganja u idućem desetogodišnjem razdoblju

Vrijednosti iskazane u Tablici 6.45 predstavljaju investicijske troškove HEP ODS-a potrebne za cjelokupnu provedbu Projekta, a ne uključuju dio troškova koji nema investicijski karakter.

Prve investicijske aktivnosti HEP ODS-a očekuju se u drugoj godini provedbe projekta (2024. godina).

Tablica 6.45 Ulaganja u projekt LIFE SUPport u idućem desetogodišnjem razdoblju

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja (kn)					
		2023.	2024.	2025.	Ukupno 2023. – 2025.	2026. – 2032.	Ukupno 10G 2023. – 2032.
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7	8=6+7
1	LIFE SUPport	0	1.025.000	1.000.000	2.025.000	0	2.025.000

6.8. Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje

U skladu s podzakonskim propisima, cijena priključenja na području grada Zagreba iznosi 1.700 kn/kW, a u ostalim područjima Republike Hrvatske 1.350 kn/kW. Rok u kojem je HEP ODS obavezan realizirati priključak je 30 dana od dana prve uplate naknade za priključenje za jednostavne priključke, a za složene priključke prema roku iz ugovora o priključenju. U trenutku dovršenja Desetogodišnjeg (2023. – 2032.) plana u najavi je bilo donošenje nove odluke HERA-e o iznosima jediničnih naknada za priključenje na mrežu, a što će utjecati na razine ulaganja u priključenja u narednom razdoblju, no kako ista nije donesena do dovršetka dokumenta i predaje, detaljniji osvrt moći će se dati tek u idućem desetogodišnjem planu.

Na temelju realizacije u prethodnim godinama te dinamike podnošenja novih zahtjeva za izgradnjom priključaka te sklapanja ugovora zajedno s razinom uplata po ponudama i ugovorima o priključenju, u 2023. godini su ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje procijenjena na 500 mil. kn.

Godine koje su prethodile razmatranom planskom razdoblju (2020. do 2022.) obilježene su s više vanjskih čimbenika kao što su:

- društvena zatvaranja kao mjere borbe protiv pandemije bolesti COVID -19,
- zastoji i prekidi u globalnim opskrbnim lancima te
- ratna zbivanja u Ukrajini,

a što iznimno utječe na gospodarske aktivnosti i gospodarska kretanja na globalnoj razini te posljedično na kretanja BDP-a u budućem razdoblju (očekuje se recesija) i visoke razine inflacije na globalnoj razini pa samim time i na zahtjeve za priključenje prema HEP ODS-u.

Prilikom izrade plana 2023. – 2032. stoga je povećana razina godišnjih ulaganja prema prethodnom planu 2022. – 2031., a u slučaju eventualnih potreba plan za 2023. će se usklađivati tijekom godine. Očekivana struktura ulaganja po naponskim razinama u 2023. godini prikazana je u Tablici 6.46. Posebno se mogu istaknuti ulaganja u niskonaponsku (52 %) i 10(20) kV mrežu (41 %) koja zajedno čine 93 % planiranih ulaganja.

Tablica 6.46 Struktura ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje u 2023. godini

Red. br.	Vrsta ulaganja	Planirana ulaganja u 2023. godini (kn)
1	2	3
1	Ulaganje u postrojenja naponske razine 110 kV	2.493.000
2	Ulaganje u postrojenja i mrežu 35(30) kV	33.971.000
3	Ulaganje u postrojenja i mrežu 10(20) kV	203.213.000
4	Ulaganja u priključke i mrežu 0,4 kV	260.323.000
	Ukupno	**500.000.000**

Ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je iznimno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na trenutačno stanje i trendove, za ostatak desetogodišnjeg razdoblja nakon 2023. godine predviđena ulaganja su u razini 600 mil. kn godišnje.

Uz razinu godišnjih ulaganja od 450 do 500 mil. kn prosječno se izgradi:

- DV 10(20) kV

izgradnja novih vodova	3	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	1	km

- KB 10(20) kV

izgradnja novih vodova	230	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	12	km

- transformatorske stanice 10(20)/0.4 kV

izgradnja novih transformatorskih stanica	195	TS
rekonstrukcije i revitalizacije transformatorskih stanica	15	TS

- nadzemna niskonaponska mreža

izgradnja novih vodova	230	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	30	km

- niskonaponska kabelska mreža

izgradnja novih vodova	730	km
rekonstrukcije i revitalizacije vodova	25	km.

Ulaganjima iz naknade za priključenje u idućem razdoblju obuhvaćen je i veći broj (preko pedeset) ulaganja u priključenja i stvaranje uvjeta u mreži (točni rokovi realizacije su definirani ugovorima o priključenju pa tako realizacija istih u dijelu pripreme projektne dokumentacije i same izgradnje obuhvaća i po nekoliko planskih godina) s razinom ulaganja velike vrijednosti. Navedena ulaganja odnose se na priključenja na 10(20) kV i 35 kV naponu te na izgradnju ili rekonstrukciju objekata najviše naponske razine 10(20) kV, 35 kV ili 110 kV u procijenjenom ukupnom iznosu oko 200 mil. kn.

7. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

7.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a 149

7.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a 149

7.3. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. 150

7.4. Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine 152

7.4.1. Polazišta i nacionalni ciljevi 152

7.4.2. Mjera ENU – 16 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži 153

7.5. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci 154

7.5.1. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži 154

7.5.2. Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2018 155

7.5.3. Procjena očekivanih učinaka 156

7. Povećanje energetske učinkovitosti distribucijske mreže

7.1. Povećanje energetske učinkovitosti i poslovni ciljevi HEP ODS-a

Aktualni poslovni ciljevi HEP ODS-a za razdoblje 2023. – 2032., detaljnije opisani u 2. poglavlju, hijerarhijski su strukturirani u tri ključne osi:

- povećanje kapaciteta mreže (C1)
- povećanje kvalitete opskrbe električnom energijom (C2)
- povećanje energetske učinkovitosti i učinkovitosti poslovanja (C3).

Za učinkovitost poslovanja iznimno su važne aktivnosti HEP ODS-a na smanjenju gubitaka električne energije (obuhvaćeno poslovnim ciljem C3.3). Smanjenjem tehničkih gubitaka izravno se smanjuju troškovi poslovanja i povećava energetska učinkovitost distribucijske mreže, dok se mjerama za smanjenje netehničkih gubitaka izravno utječe na smanjenje troškova poslovanja i neizravno na povećanje energetske učinkovitosti korisnika mreže.

Implementacijom Direktive 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine [54] (dalje u tekstu Direktiva o energetskoj učinkovitosti) u zakonodavstvo Republike Hrvatske donošenjem te kasnijom izmjenom i dopunom Zakona o energetskoj učinkovitosti [55] (NN 127/14, NN 116/18, NN 25/20 i NN 41/21) uređeno je područje energetske učinkovitosti u Republici Hrvatskoj.

Dva važna propisa za planiranje i provedbu mjera energetske učinkovitosti su:

- Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [2]
- Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine [56].

U poglavlju 4.2 detaljno su iskazani podaci o:

- ostvarenim gubicima u razdoblju 2012.–2021. godine
- strukturi gubitaka
- ciljevima smanjenja gubitaka.

U nastavku su sažeto opisani i obrazloženi:

- zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti od značaja za zadaće HEP ODS-a
- Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.
- Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine
- mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci.

7.2. Zakonska regulativa na području energetske učinkovitosti značajna za zadaće HEP ODS-a

Zakonom o energetskoj učinkovitosti [55], osim 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 da bi korisnici mreže učinkovitije koristili električnu energiju.

Člancima 17. i 18. Zakona o energetskoj učinkovitosti [55] propisane su dužnosti operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije.

Zakonom o tržištu električne energije [1] se, osim ostalog, propisuju odgovornosti, odnosno obaveze operatora distribucijskog sustava u pogledu primjena mjera energetske učinkovitosti, gubitaka u mreži i donošenja planova razvoja distribucijske mreže. Zakon [1] osobito naglašava da je dužnost operatora distribucijskog sustava osiguravanje energije za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži u skladu s razvidnim, nepristranim i tržišnim načelima te briga o gubicima u mreži.

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

Svake godine do 30. rujna operator distribucijskog sustava 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 izrade planova razvoja, Zakon o tržištu električne energije [1] propisuje obavezu izrade desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže i dostavu 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. operator distribucijskog sustava razborito pretpostavlja razvoj proizvodnje i potrošnje električne energije u distribucijskom sustavu te je dužan definirati iznos godišnje energetske uštede u postotku od prosječne ukupne električne energije predane u distribucijskoj mreži u prethodne tri godine, uzeti u obzir upravljanje potrošnjom, distribuiranu proizvodnju, nova opterećenja, među ostalima, stanice za punjenje električnih vozila, energetsku učinkovitost, upotrebu postrojenja za skladištenje energije, upotrebu usluga fleksibilnosti, redispečiranje ili druge resurse kojima se operator distribucijskog sustava služi kao alternativom pojačanju distribucijske mreže, a koji na troškovno učinkovit način mogu smanjiti ili odgoditi potrebu za pojačanjem distribucijske mreže.

HEP ODS sukladno zahtjevu međunarodne norme ISO 50001:2011 (ISO 50001:2018) u sustavu upravljanja energijom na šestomjesečnoj razini prati povezane zakonske propise i ostale zahtjeve te ocjenjuje njihovu usklađenost.

Sukladno izmjenama i dopunama Zakona o energetskoj učinkovitosti (NN 41/21) propisana je obaveza dostavljanja podataka o svim investicijama, koje su rezultat provedbe mjera za poboljšanje energetske učinkovitosti i tako ostvarenih ušteda u Sustav za mjerenje i verifikaciju ušteda energije (SMiV) - računalni sustav za prikupljanje, obradu i verifikaciju informacija o provedenim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, izračun i verifikaciju ostvarenih ušteda energije iz tih mjera, a vodi ga Nacionalno koordinacijsko tijelo za energetsku učinkovitost. Mjere za poboljšanje energetske učinkovitosti i tako ostvarene uštede se odnose na gubitke u distribucijskoj mreži i energiju za odvijanje svih poslovnih procesa (vlastita potrošnja energije).

7.3. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.

U Strategiji energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [2] predviđeno je nekoliko mogućih scenarija razvoja elektroenergetskog sektora te širok spektar inicijativa energetske politike, kojima će se ojačati sigurnost opskrbe energijom, postupno smanjiti gubici energije i povećavati energetska učinkovitost, smanjivati ovisnost o fosilnim gorivima, povećati domaća proizvodnja i korištenje obnovljivih izvora energije (u daljnjem u tekstu: OIE).

U Strategiji su iskazane glavne odrednice promjena u energetskom sektoru:

- Osnažiti energetsko tržište kao nosivu komponentu razvoja energetskog sektora. Ključni ekonomski mehanizam za kontrolu brzine tranzicije predstavljaju cijene emisijskih jedinica.

- Potpuno integrirati energetsko tržište u međunarodno tržište energije, tehnologija, istraživanja, usluga, proizvodnje, a osobito unutarnje energetsko tržište EU.
- Ojačati sigurnost opskrbe energijom kroz rast domaće proizvodnje i povezivanje energetske infrastrukture, kao i uvođenje mehanizama za razvoj proizvodnih kapaciteta (engl. Capacity Remuneration Mechanisms, u daljnjem tekstu: CRM).
- Povećati energetsku učinkovitost u svim dijelovima energetskog lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije).
- Kontinuirano povećavati udio električne energije u potrošnji energije s ciljem smanjenja potrošnje fosilnih goriva.
- Kontinuirano povećavati proizvodnju električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova, prvenstveno iz OIE.
- Razvoj temeljiti na komercijalno dostupnim tehnologijama, posebno iskorištavanju energije vode, sunca i vjetra i ostalih OIE.
- Financijske potpore usmjeriti na razvoj biogospodarstva i održivog gospodarenja otpadom, te istraživanja, na pilot i demonstracijske projekte.
- Osigurati fondove za smanjenje rizika za zahtjevne tehnologije i granično komercijalne tehnologije.

Prema Strategiji [2], energetska učinkovitost predstavljat će temeljnu sastavnicu razvoja energetike koja će se ogledati u tehnološkom razvoju proizvodnje, transportu/prijenosu, distribuciji i potrošnji energije te će uključivati mjere države, organizaciju sustava i programe potpore.

Razina financijske potpore izravno će utjecati na brzinu i obuhvat obnove fonda zgrada. Godišnji cilj energetske obnove zgrada od 3 % fonda zgrada u scenariju ubrzane energetske tranzicije (S1) odnosno od 1,6 % u scenariju umjerene energetske tranzicije (S2) je financijski, organizacijski i izvedbeno zahtjevan poduhvat te će ovisno o godišnjoj dinamici realizacije energetske obnove zgrada ovisiti i drugi pokazatelji u razmatranim scenarijima. Gospodarski subjekti koji posluju u energetskom sektoru mogu biti nositelji realizacije programa obnove fonda zgrada kroz razvoj novih oblika poslovanja.

Unatoč povećanju energetske učinkovitosti konvencionalnih tehnologija koje koriste fosilna goriva, nužno je uvođenje novih tehnoloških rješenja i oblika energije. Brzina promjena ovisit će o dostupnosti pojedinih tehnologija za građane (razina prihvatljivog troška), razvoju infrastrukture i dinamici daljnjeg tehnološkog razvoja, osobito u domeni spremnika energije (baterije).

Energetska tranzicija podrazumijeva povećanje energetske učinkovitosti cijelog energetskog lanca, uključujući proizvodnju, prijenos, distribuciju i neposrednu potrošnju energije. Pri tome se najsnažniji učinci očekuju u zgradarstvu i prometu, a posljedica su:

- energetske obnove fonda zgrada po prosječnoj godišnjoj stopi od 1,6 % u scenariju S2 odnosno od 3 % u scenariju S1 i
- penetracije električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 3,5 % u 2030., odnosno 65% u 2050. godini u scenariju S2 i 4,5 % u 2030., odnosno 85 % u 2050. godini u scenariju S1.

Sukladno okvirnim ciljevima Republike Hrvatske, izraženim u apsolutnim vrijednostima primarne i neposredne potrošnje energije, prema EU direktivi o energetskoj učinkovitosti (Tablica 7.1), smanjenje potrošnje primarne energije do 2030. godine iznosilo bi 1 % i 18 % do 2050. u odnosu na razinu potrošnje iz 2017. godine u scenariju S2 te 6 % do 2030. i 28 % do 2050. u scenariju S1.

Tablica 7.1 Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti

	Polazna godina	Scenarij S1 (PJ)			Scenarij S2 (PJ)		
	2017.	2030.	2040.	2050.	2030.	2040.	2050.
Potrošnja primarne energije	349,4	328,7	292,2	251,0	344,4	325,7	287,4
Neposredna potrošnja energije	289,9	272,5	238,3	189,6	286,9	265,2	225,6

7.4. Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine

7.4.1. Polazišta i nacionalni ciljevi

U komunikaciji Europske komisije o Okvirnoj strategiji za otpornu energetsku uniju s naprednom klimatskom politikom od 25. veljače 2015. godine istaknuto je da je potrebno integrirano upravljanje kako bi se osiguralo da se svim aktivnostima povezanim s energijom na razini Unije te na regionalnoj, nacionalnoj i lokalnoj razini pridonosi ciljevima energetske unije. Ciljevi će se ostvarivati kroz pet ključnih dimenzija energetske unije:

1. energetsku sigurnost
2. unutarnje energetsko tržište
3. energetsku učinkovitost
4. dekarbonizaciju i
5. istraživanje, inovacije i konkurentnost.

U Zaključcima Europskog vijeća o upravljanju energetskom unijom od 26. studenoga 2015. godine prepoznato je da će upravljanje biti ključan alat za učinkovitu i djelotvornu izgradnju energetske unije i za ostvarivanje njenih ciljeva. U njima je istaknuto da bi se sustav upravljanja trebao temeljiti na načelima integracije strateškog planiranja i izvješćivanja o provedbi klimatske i energetske politike i na koordinaciji između dionika odgovornih za energetsku i klimatsku politiku na regionalnoj i nacionalnoj razini kao i na razini Unije.

Stoga je 11. prosinca 2018. godine donesena Uredba (EU) 2018/1999 Europskog parlamenta i Vijeća o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime i izmjeni uredaba (EZ) 663/2009 i (EZ) 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća i direktiva 94/22/EZ, 98/70/EZ, 2009/31/EZ, 2009/73/EZ, 2010/31/EU, 2012/27/EU i 2013/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća, direktiva Vijeća 2009/119/EZ i (EU) 2015/652 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) 525/2013 Europskog parlamenta i Vijeća (u daljnjem tekstu: Uredba o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime).

U toj uredbi se propisuje izrada integriranih nacionalnih energetskih i klimatskih planova za desetogodišnje razdoblje. Prvi Integrirani energetski i klimatski plan (u daljnjem tekstu: Integrirani energetski i klimatski plan) treba pokriti razdoblje od 2021. godine do 2030. godine.

Postizanje ciljeva energetske unije planira se osigurati kombinacijom inicijativa Unije i dosljednih nacionalnih politika utvrđenih u integriranim nacionalnim energetskim i klimatskim planovima.

Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine Republike Hrvatske (dalje u tekstu INEK Plan 2021. – 2030.) [56] nadovezuje se na postojeće nacionalne strategije i planove.

Plan sadrži:

- pregled trenutačnog energetskog sustava i stanja u području energetske i klimatske politike

- pregled nacionalnih ciljeva za svaku od pet ključnih dimenzija energetske unije
- odgovarajuće politike i mjere za ostvarivanje tih ciljeva, a za što treba uspostaviti i analitičku osnovu
- ciljeve do 2030. godine, koji uključuju smanjenje emisija stakleničkih plinova, energiju iz obnovljivih izvora, energetsku učinkovitost i elektroenergetsku međusobnu povezanost.

INEK Plan 2021. – 2030. sukladno članku 12. Zakona o sustavu strateškog planiranja i upravljanja razvojem Republike Hrvatske (NN 123/17) donosi Vlada Republike Hrvatske na prijedlog Ministarstva zaštite okoliša i energetike.

Najvažniji ciljevi koje INEK Plan 2021. – 2030. zadaje za 2030. godinu su navedeni u tablici u nastavku.

Tablica 7.2 Ciljevi INEK Plana 2021. – 2030. za 2030. godinu

Pokazatelj	Cilj
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za ETS sektor, u odnosu na 2005. godinu	najmanje 43 %
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za sektore izvan ETS-a, u odnosu na 2005. godinu	najmanje 7 %
Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije	36,4 %
Udio OIE u neposrednoj potrošnji energije u prometu	13,2 %
Potrošnja primarne energije (ukupna potrošnja energije bez neenergetske potrošnje)	344,38 PJ (8,23 ktoe) [2]
Neposredna potrošnja energije	286,91 PJ (6,85 ktoe)[3]

7.4.2. Mjera ENU – 16 Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži

U INEK Planu 2021. – 2030. je pored ostalih mjera ključnih za postizanje ciljeva u osi Energetska učinkovitost detaljno opisana mjera: *Smanjenje gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.*

Cilj i opis mjere:

- HEP ODS će u razdoblju do 2030. godine nastaviti provoditi aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži.
- Detaljnom analizom utvrdit će se uzroci povećanih gubitaka u pojedinim dijelovima mreže i prioriteti za provedbu aktivnosti za smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka. Na temelju iskustava iz provedbe Pilot projekta uvođenja naprednih mreža na pilot područjima uz korištenje ESI fondova, potrebno je programirati nastavak korištenja ESI sredstava u sljedećem programskom razdoblju od 2021. do 2027. godine za daljnji razvoj naprednih mreža.

Aktivnosti smanjenja tehničkih gubitaka obuhvaćene mjerom uključuju:

- 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 manje opterećeni NN izvod ili TS SN/NN

[2] 95,7 TWh
[3] 79,7 TWh

- zamjenu energetskih transformatora VN/SN i SN/SN zbog preopterećenosti, energetski učinkovitim transformatorima
- zamjenu starih energetskih transformatora SN/NN, sa smanjenjem predimenzioniranosti transformatora, energetski učinkovitim transformatorima
- interpolaciju novih TS VN/SN, SN/SN i SN/NN (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
- aktivnosti smanjenja netehničkih gubitaka, koje uključuju:
- daljnju ugradnju i uvođenju što većeg broja naprednih brojila u sustav daljinskog nadzora i očitanja
- daljnju sveobuhvatnu provedbu kontrole priključaka i mjernih mjesta (KPiMM), s naglaskom na otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije
- nastavak rekonstrukcije postojećih priključaka i mjernih mjesta, koja su smještena u objektima korisnika mreže.

Budući da EU direktive zahtijevaju prelazak s konvencionalnog mjerenja na napredne mjerne uređaje, predviđa se korištenje ESI fondova za područje prilagodbe postojećeg mjeriteljskog sustava, sustavu za rad s naprednim mjernim uređajima. Prije svega se radi o investicijama prilagodbe postojećih ovlaštenih servisa za pripremu brojila za ovjeru (baždarnica) koje su prilagođene ovjeri elektromehaničkih brojila, na tehnologiju koja omogućava pripremu i ovjeravanje naprednih elektroničkih brojila. Prilagodbom je dodatno potrebno osigurati podršku za rad s novim tehnologijama, prije svega rješavanju komunikacijskih problema (G3PLC) te procesnih računalnih problema (nadogradnje FW brojila i koncentratora, prikupljanje, prijenos i obrada podataka).

U sklopu Mjere su iskazane projekcije i očekivane vrijednosti smanjenja tehničkih i netehničkih gubitaka u razdoblju 2021. – 2030. g. realizacijom planiranih ulaganja u modernizaciju mreže i sustave naprednih mjerenja uz pretpostavku konstantnosti udjela tehničkih (50 %) i netehničkih gubitaka:

- 2021. godina
  - tehnički gubici 0,658 TWh
  - netehnički gubici 0,658 TWh
  - ukupni gubici 1,316 TWh
- 2030. godina
  - tehnički gubici 0,689 TWh
  - netehnički gubici 0,321 TWh
  - ukupni gubici 1,010 TWh
- ušteda energije – razlika gubitaka u razdoblju 2021. – 2030. 24,4 ktoe (284 GWh; 1,0 PJ)
- smanjenje emisija CO2 u razdoblju 2021. – 2030. - 32,6 ktCO2e

7.5. Mjere za povećanje energetske učinkovitosti u distribucijskoj mreži i njihovi očekivani učinci

7.5.1. 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:

- nastavak rada na poboljšanju metodologije za procjenu gubitaka u distribucijskoj mreži
- ulaganja u mjernu infrastrukturu, posebice u sustav daljinskog očitanja brojila
- analiza tehničkih rješenja priključka distribuiranih izvora i njihovog utjecaja na gubitke

- analiza i pokretanje pilot projekata u kojima se primjenjuju nova tehnička rješenja radi 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, tj. 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.

7.5.2. Uspostava sustava upravljanja energijom u skladu s međunarodnom normom HRN EN ISO 50001:2018

HEP ODS je u 2016. godini operativno započeo s procesom uspostave sustava upravljanja energijom (SUEn) u skladu s međunarodnom normom ISO 50001:2011., početkom 2019. godine je sustav certificiran, a u 2020. godini je provedeno usklađenje s novom međunarodnom normom ISO 50001:2018.

Prednosti uspostave sustava upravljanja energijom koje je Društvo prepoznalo očituju se u povećanju efikasnosti upotrebe svih resursa koji troše energiju, smanjenju financijskih izdatka, smanjenju negativnog utjecaja na okoliš, stvaranju dobre slike Društva u javnosti, usklađenosti sa zakonskim i ostalim zahtjevima i najboljim praksama u upravljanju energijom.

Temeljno opredjeljenje HEP ODS-a u upravljanju energijom je postizanje poboljšanja energetskih svojstava, odnosno mjerljivih rezultata povezanih s energetskom učinkovitošću, korištenjem i potrošnjom energije.

HEP ODS usmjeren je na odgovorno korištenje energije i opredijeljen je za trajno praćenje i poboljšavanje energetskih svojstava na svim svojim objektima, opremi i postrojenjima distribucijske mreže, poslovnim zgradama, voznom parku i u svim poslovnim procesima.

Na temelju utjecaja djelatnosti na energetsku učinkovitost, HEP ODS opredijelio se za uspostavu, primjenu i kontinuirano poboljšavanje i unapređivanje sustava upravljanja energijom, temeljenog na zahtjevima međunarodne norme ISO 50001:2018.

Energetska učinkovitost dio je poslovne strategije, a HEP ODS je dijelom ili u cijelosti proveo i opredijelio se za:

- redovito praćenje propisa Republike Hrvatske, direktiva i uredbi EU, održavanje, unapređivanje i poboljšavanje sustava upravljanja energijom te omogućavanje sustavnog pristupa u postizanju trajnog poboljšanja energetske učinkovitosti, uključujući gubitke u distribucijskoj mreži te korištenje i potrošnju energije u obavljanju djelatnosti
- provedbu energetske ocjene i utvrđivanje polazne osnove kao pokazatelja energetske učinkovitosti, postavljanje, provođenje, dokumentiranje i nadziranje ciljeva i programa sustavnog

upravljanja energijom te izradu akcijskih planova potrebnih za ostvarivanje ciljeva te rezultata uštede energije i poboljšavanje energetske učinkovitosti
- prepoznavanje i obradu rizika, koji mogu dati negativan utjecaj ili biti prijetnja ostvarivanju postavljenih ciljeva
- razvijanje i podizanje svijesti o upravljanju energijom i energetskoj učinkovitosti te kontinuirano osposobljavanje i informiranje zaposlenika i svih vanjskih partnera i dobavljača
- učinkovito korištenje postojećih resursa i ustrajanje na neprekidnom povećavanju energetske učinkovitosti
- odgovorno gospodarenje i upravljanje energijom, gdje god je moguće korištenje obnovljivih izvora energije i energije manje štetne za okoliš
- energetski cilj u smjeru smanjenja troškova energije, kao ishod i postignuće poboljšanja upravljanja energijom sustavnim gospodarenjem i upravljanjem energijom na svim organizacijskim razinama, kroz primjenu, poboljšavanje i unapređivanje sustava upravljanja energijom prema međunarodnoj normi ISO 50001:2018.
- suradnju s nadležnim tijelima, lokalnim zajednicama i ostalim zainteresiranim stranama.

U 2021. godini HEP ODS nastavio je s procesom primjene, održavanja, poboljšavanja i unaprjeđivanja sustava upravljanja energijom prema međunarodnoj normi ISO 50001:2018.

Primjenom, održavanjem, poboljšavanjem i unaprjeđivanjem sustava upravljanja energijom prema normi ISO 50001:2018 i realizacijom planiranih investicija u mjere energetske učinkovitosti HEP ODS je u 2021. godini:

- nastavio trend kontinuiranog smanjenja potrošnje energije te je za troškove energije izdvojio 39 % manje sredstava nego u godini prve energetske osnovice (EnB 2015), a 1 % manje nego u godini nove energetske osnovice (EnB 2019)
- uložio 5,4 mil. kn u investicijske mjere energetske učinkovitosti kroz provedena unapređenja poslovnih zgrada te 25,2 mil kuna u nova teretna transportna sredstva
- uveo je sustav daljinskog očitavanja na obračunskim mjernim mjestima vlastite potrošnje električne energije i vanjskih dobavljača energije i vode na 65 OMM električne energije i 31 kontrolno OMM električne energije, 20 OMM vode i 4 OMM plina, a na 55 lokacija postavljen je uređaj za nadzor kvalitete zraka, ukupna investicija 1.136.639 kn
- proveo i realizirao 95.472 kontrola obračunskih mjernih mjesta, otkrivanja i sprečavanja neovlaštene potrošnje električne energije
- proveo i realizirao 5.462 kontrola, uređenja, sanacija i rekonstrukcija priključaka i obračunskih mjernih mjesta
- ugradio 468 energetski učinkovita transformatora različitih snaga u rasponu 30 do 1.000 kVA
- rekonstruirao i modernizirao distribucijsku mrežu i elektroenergetske objekte, u ukupnoj vrijednosti ulaganja od 292,3 mil. kn.

Temeljem ranije provedenih energetskih pregleda procesa i iz njih proizašlih prilika za poboljšavanje, planiraju se daljnje investicije u objekte, opremu i postrojenja distribucijske mreže, poslovne zgrade te vozni park. HEP ODS kontinuirano osigurava sredstva za potrebe sustava upravljanja energijom kroz plan investicija. Investicije u objekte, opremu i postrojenja distribucijske mreže te vozni park provode se također i kroz redovne investicijske programe.

7.5.3. Procjena očekivanih učinaka

Od navedenih mjera kojima se povećava učinkovitost distribucijske mreže najznačajnije mjere predviđene planom razvoja 2023. – 2032. su:

- ulaganja u TS 110/10(20) kV radi uvođenja izravne transformacije (zamjena transformacije 110/35 kV transformacijom 110/10 kV 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 energetski učinkovitim.

Važno je napomenuti da HEP ODS osim ovih mjera ulaže znatne napore u:

- unaprjeđenje metodologije za procjenu gubitaka

  Pravila primjene nadomjesnih krivulja opterećenja koja su donesena 15. prosinca 2017. godine koriste se i za određivanje krivulje gubitaka u distribucijskom sustavu, radi obračuna u prvom obračunu odstupanja određenog Pravilima o uravnoteženju elektroenergetskog sustava.

- osiguranje sufinanciranja iz EU fondova za zamjenu starih transformatora energetski učinkovitim transformatorima

  HEP ODS je 24. srpnja 2018. godine s Ministarstvom zaštite okoliša i energetike te Fondom za zaštitu okoliša i energetsku učinkovitost sklopio Ugovor o dodjeli bespovratnih sredstva za provedbu Pilot projekta uvođenja naprednih mreža.

  Iznos darovnice koja je financirana sredstvima Europskog fonda za regionalni razvoj u okviru Operativnog programa „Konkurentnost i Kohezija 2014.-2020.“ (OPKK), Specifičnog cilja 4d1. je 149,95 milijuna kuna.

  Projekt se provodi u razdoblju od pet godina (2018. – 2022., uz produljenje do kraja 2023.) i sadrži tri mjere, odnosno tri funkcionalna područja: područje napredne mjerne infrastrukture, područje razvoja i optimizacije konvencionalne mreže te područje automatizacije distribucijske mreže. Projekt je detaljnije opisan u poglavlju 6.7.1.

- 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 2023 .– 2032. godine procjenjuje se na 322 do 493 GWh. Od toga u prve tri godine (razdoblje 2023. –2025.) od 9,7 do 14,8 GWh prosječno godišnje. Mjereno prema prosječnoj godišnjoj potrošnji u razdoblju 2019. – 2021. od 16.454 GWh, prosječno godišnje smanjenje tehničkih gubitaka u razdoblju 2023. – 2025. se procjenjuje od 0,06 % do 0,09 %.

Važno je da 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 zbog 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 159

8.2. Planirani izvori financiranja 161

8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/2022) 161

8. Financijsko planiranje

Za analizu ekonomskog utjecaja planiranih ulaganja u početnom trogodišnjem razdoblju (2023.-2025.) desetogodišnjeg (2023.-2032.) 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 (2023.-2025.) 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 2023. do 2025. 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 2023. do 2025. godine. Navedena izvješća izrađena su temeljem sljedećih općih propisa, pretpostavki i dokumenata:

- Zakona o tržištu električne energije (NN 111/21)
- Zakona o energiji (NN 120/12, 14/14, 95/15, 102/15, 68/18)
- Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/22)
- Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2021. godine (NN 138/21)
- Pravila organiziranja tržišta električne energije (NN 107/19, 36/20)
- Prijedloga Plana poslovanja HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. za 2023. godinu, izrađenog temeljem prijedloga ukupnog financijskog okvira, koji nije potvrđen od strane Uprave vladajućeg Društva HEP-a d.d.
- procjene ostvarenja prihoda i rashoda za tekuću godinu, odnosno temeljem ostvarenja za razdoblje siječanj – lipanj 2022. godine i procjene ostvarenja za razdoblje rujan – prosinac 2022. godine
- ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije za člana bilančne grupe
- važećih ugovora o Ugovora o isporuci električne energije za pokriće gubitaka i Ugovora o kupoprodaji električne energije za pokrivanje preostalog dijela odstupanja gubitaka u distribucijskoj mreži
- važećeg Ugovora o međusobnim odnosima između HEP ODS-a i HEP-a d.d.
- broja zaposlenih na dan 30. lipnja 2022. godine
- Kolektivnog ugovora HEP grupe
- procjene financijskih izvješća za tekuću regulacijsku 2022. godinu
- analize ostvarenja prethodnih razdoblja
- trenutnih saznanja vezano za posljedice usporavanja gospodarskih aktivnosti u 2021. godini (pandemija Covid-19 virusa, potresi u RH), geopolitičku krizu i rat u Ukrajini, nepovoljne hidrološke aktivnosti, rast cijena energenata te rastuću stopu inflacije
- Uredbe o otklanjanju poremećaja na domaćem tržištu energije, koju je donijela Vlada RH (NN 104/22)
- odobrenog Desetogodišnjeg (2022.-2031.) plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje.

A. Planski Račun dobiti i gubitka za razdoblje od 2023. do 2025. godine izrađen je temeljem dodatnih pretpostavki:

- Uvažena su trenutna saznanja vezano za posljedice usporavanja gospodarskih aktivnosti u 2021. godini (pandemija Covid-19 virusa, potresi u RH), geopolitičku krizu i rat u Ukrajini, nepovoljne hidrološke aktivnosti, rast cijena energenata te rastuću stopu inflacije.
- Prihod od naknade za mrežu distribucije izračunat je temeljem Odluke Hrvatske energetske regulatorne agencije o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2021. godine (NN 138/21) te temeljem procijenjene prodaje električne energije, prije utvrđivanja konačnog plana za 2023. godinu i procijenjenih količina prodaje električne energije iz petogodišnjeg plana 2022. do 2026. godine.
- Ostali prihodi uključuju prihod od investicija u vlastitoj režiji.
- Ostali poslovni prihodi uključuju prihod od ukidanja rezerviranja, prihode od opomena kupcima, zateznih kamata, prihod od usluga unutar HEP grupe, prihod od usluga trećim licima i obavljenih usluga strankama, prihodi od zakupnina i najmova, prihodi temeljem naplaćenih javnobilježničkih naknada, sudskih troškova, prihod od vlastite potrošnja i restorana.
- Priljevi refundacije sredstava iz EU fondova, odnosno Nacionalnog programa oporavka i otpornosti, za dio koji će biti uložen u nabavku osnovnih sredstava, evidentiraju se kao odgođeni prihod i sučeljavaju s amortizacijom.
- Trošak gubitaka na mreži distribucije planira se temeljem trenutne procijenjene cijene iz financijskog okvira za 2023. godinu, bazirane na kretanjima cijena na burzi HUDEX te procijenjenih količina prodane električne energije na mreži distribucije. Za količine energije za pokriće gubitaka za 2024. i 2025. godinu uzima se u obzir važeći petogodišnji plan te iste cijene kao i za plan 2023. godine.
- Višegodišnji Ugovor o nabavi električne energije za pokriće gubitaka vrijedi do kraja 2023. godine.
- Troškovi gubitaka se procjenjuju u skladu s odredbama Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (84/2022), koja propisuje odgodu primjene poticaja na cijenu i količinu do izračuna priznatih troškova za 2027. godinu, gdje je i dalje na snazi Metodologija za određivanje tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 104/15).
- U procjenama nije predviđen prihod od proizvođača (G komponenta), s obzirom da trenutno još traju izračuni sukladno odredbama Zakona o tržištu električne energije (111/21), odnosno članka 22. Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (84/2022).
- Trošak plaća i ostalih naknada osoblja za 2023. g. planiran je temeljem važećeg Kolektivnog ugovora u HEP Grupi te planiranog broja zaposlenika (broj zaposlenih na dan 30.6.2022., očekivani broj odlazaka u mirovinu te planirane strategije broja radnika za sljedeće godine).
- Troškovi održavanja su planirani u visini sredstava koja su potrebna za obavljanje redovitih programa održavanja, uključujući i fond rizika koji se planira prema procjeni i iskustvu prethodnih razdoblja.
- Troškovi mjernog mjesta planiraju se prema iskustvu ostvarenja u prethodnim razdobljima te očekivanjima za buduća razdoblja i temeljem procjena iz petogodišnjeg plana 2022. – 2026. godine.
- Troškovi prodajne funkcije planiraju se prema iskustvu ostvarenja u prethodnim razdobljima i tekućoj godini te očekivanjima za buduća razdoblja, uzimajući u obzir razvoj novih proizvoda i usluga i plan marketinških aktivnosti.
- Planirani opći troškovi poslovanja i direktni troškovi djelatnosti (troškovi mjernog mjesta i troškovi prodajne funkcije) su za 2023. godinu zadani financijskim okvirom, koji odobrava Uprava HEP-a d.d., odnosno procjenom ostvarenja za 2022. godinu i sagledavanjem potreba prema aktivnostima u 2023. godini. Za 2024. i 2025. godini planirani su temeljem financijskog okvira

petogodišnjeg plana HEP ODS-a, uz sagledavanje potreba i mogućnosti smanjenja troškova, izuzev onih troškova koji su utvrđeni zakonskim i podzakonskim aktima, uredbama i sl.

- U Računu dobiti i gubitka su prikazani troškovi navedeni u važećem prijedlogu Gospodarskog plana HEP ODS-a, a koji nije usvojen od strane vlasnika i vladajućeg Društva HEP-a d.d. Procjenjuje se da će dio predviđenih troškova koji su uključeni u prikazani plan biti preraspodijeljen u dio sredstava koja će rezervirati HEP d.d., koja se neće nalaziti u planu HEP ODS, ali će biti moguće povećanje planskih sredstava iz tih rezervacija prema potrebi. Točan iznos rezervacije se trenutno ne može predvidjeti.
- Financijski rashodi izračunati su temeljem planiranog rasporeda otplate postojećih dugoročnih kredita s kamatama utvrđenog od strane riznice vladajućeg društva HEP-a d.d.

B. Planska bilanca za razdoblje od 2023. do 2025. godine izrađena je temeljem sljedećih pretpostavki:

- Salda dugotrajne materijalne imovine i ostalih stavki bilance koje se vezuju za te promjene izračunate su temeljem procijenjenog kretanja iz plana amortizacije za 2023. godinu, planiranih iznosa investicija od 2023. do 2025. godine te procjene aktiviranja investicija u tijeku Sektora za upravljanje imovinom HEP ODS-a.
- Iznos kratkotrajne imovine (zalihe) izračunat je uz pretpostavku smanjenja od 1% godišnje.
- Odgođeno plaćanje troškova i prihod budućeg razdoblja je planiran na osnovu predviđenih kretanja aktivacije imovine financirane iz naknade za priključenje te fondova EU, a koje se sučeljava s njenom amortizacijom.
- Za ostale stavke bilance pretpostavljeno je da će ostati na istoj razini.
- S obzirom na procijenjeni rezultat poslovanja u 2024. i 2025. godini, predviđena je dokapitalizacija od strane vlasnika, HEP-a d.d.
- S obzirom na veliku neizvjesnost u energetskom sektoru te neizvjesne daljnje mjere za optimiziranje poslovanja, koje ovise o vlasniku HEP-u d.d., nije predviđen način evidentiranja negativnih novčanih tokova koji se odražavaju na stavku novca u kratkotrajnoj imovini.

8.2. Planirani izvori financiranja

U početnom trogodišnjem razdoblju (2023. – 2025.) desetogodišnjeg (2023. – 2032.) plana razvoja distribucijske mreže predviđeni su sljedeći izvori financiranja:

- slobodna amortizacija, umanjena za otplatu glavnice postojećih dugoročnih kredita
- sredstva naknade za priključenje za mrežu distribucije
- reinvestirana dobit, temeljem Odluka Skupštine HEP ODS-a o raspodjeli dobiti za 2012. i 2013. godinu, sukladno tada važećem Zakonu o porezu na dobit. Ovi izvori su planirani temeljem najbolje procijene završetka i stavljanja u uporabu objekata koji su utvrđeni za ovaj izvor financiranja te ukupnih potreba financiranja investicija za razdoblje 2023. – 2025. godine. Iznosi izvora reinvestirane dobiti nisu vidljivi u dokumentima plana investicija za 2023. godinu.
- Bespovratno dodijeljena sredstva EU fondova.
- Kredit koji se odobrava putem EBRD-a (Europska banka za istraživanje i razvoj) za nabavku kabela i naprednih brojila.

8.3. Utvrđivanje razlike između priznatih ukupnih troškova i ostvarenih prihoda primjenom Metodologije za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije (NN 84/2022)

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, primijenjen je prosječni ponderirani trošak kapitala od 4,03 % (Odobren Odlukom HERA-e o iznosu tarifnih stavki za distribuciju električne energije od 13. prosinca 2018. godine (NN 112/18)).

Prilikom izračuna nisu uzeti u obzir utjecaji poticajne komponente nove Metodologije, koja se odnosi na priznate troškove nabave električne energije za pokriće gubitaka.

9. Zaključak

9. Zaključak

Ovaj Desetogodišnji plan (2023. – 2032.) razvoja distribucijske mreže s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje temelji se na izrađenim studijama razvoja distribucijske mreže pojedinih distribucijskih područja te podacima o postojećem stanju mreže i planiranim ulaganjima objedinjenim u aplikaciji HEP ODS – Planiranje razvoja. Pri tome su uvažena iskustva izrade prethodnih višegodišnjih planova i stručna mišljenja Hrvatske energetske regulatorne agencije.

Pregled planiranih ulaganja u desetogodišnjem razdoblju 2023. – 2032. 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 2023. – 2032. planirana su ulaganja u razini 9.950.579.027 kn, bez ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje:

- 2023. – 2025. godina 3.514.868.027 kn, prosječno 1,2 mlrd. kn godišnje
- 2025. – 2031. godina 6.075.711.000 kn, prosječno 868,0 mil. kn godišnje.

U početnom trogodišnjem razdoblju (2023. – 2032.) planirana ulaganja vrijednosti 3.514.868.027 kn raspodijeljena su:

- 2023. godina 850.825.027 kn
- 2024. godina 1.231.617.000 kn
- 2025. godina 1.432.426.000 kn.

Početno trogodišnje razdoblje bit će obilježeno:

- značajnim sufinanciranim ulaganjima: završetkom Pilot projekta uvođenja naprednih mreža i otklanjanja šteta prouzročenih potresom u Sisačko-moslavačkoj županiji te pokretanjem novih projekata, posebice onih sadržanih u Nacionalnom planu oporavka i otpornosti.
- kapitalnim ulaganjima u objekte najviše naponske razine 110 kV
- ulaganjima u poslovnu infrastrukturu, posebice u dijelu ulaganja u nekretnine i ispitnu mjernu opremu, zaštitna tehnička sredstva i alate i strojeve.

Osim navedenih ulaganja, u idućem desetogodišnjem razdoblju planiraju se i ulaganja u elektroenergetske uvjete i priključenje. Ta ulaganja ponajviše ovise o gospodarskim i demografskim promjenama. Stoga je iznimno teško planirati iznos, a pogotovo strukturu potrebnih ulaganja u budućnosti. S obzirom na trenutačno stanje i trendove, za cijelo iduće desetogodišnje razdoblje predviđena ulaganja su u razini 500 mil. kn godišnje.

U idućem desetogodišnjem razdoblju, težište će, osim znatnih ulaganja u mjerne uređaje i infrastrukturu, biti na ulaganjima u srednjonaponsku i niskonaponsku mrežu, što je u skladu sa strateškim smjernicama jer osigurava:

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

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

Ulaganjima obuhvaćenim ovim Desetogodišnjim planom osigurava se dugoročna održivost i stabilnost distribucijskog sustava.

Zbog izrazito dugog razdoblja planiranja treba naglasiti da:

- složenost okruženja i planskog razdoblja
- složenost distribucijske mreže po broju, strukturi i lokaciji postrojenja i vodova
- poteškoće u sagledavanju porasta opterećenja
- problemi povezani s pripremom ulaganja, svakako uključujući i pripremu te provođenje ugovaranja roba i usluga za realizaciju
- izražen porast cijena roba i radova u godini koja prethodi planskom razdoblju

mogu utjecati na uspješnu realizaciju planiranih ulaganja.

10. Literatura

10. Literatura

[1] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine 111/2021
[2] Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu, Narodne novine Narodne novine 25/2020
[3] Mrežna pravila distribucijskog sustava, Narodne novine 74/2018
[4] Zakon o energiji, Narodne novine 120/12, 14/14, 102/15, 68/18
[5] Desetogodišnji (2022.-2031.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2021.
[6] 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.
[7] Razvoj distribucijske mreže pogona Samobor i pogona Zaprešić Elektre Zagreb u razdoblju 2011.-2031. godine, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2013.
[8] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb, pogoni Sveta Klara i Velika Gorica za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
[9] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zagreb na užem području grada Zagreba za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2016.
[10] Razvoj distribucijske mreže Elektre Zabok u razdoblju 2014.-2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
[11] Razvoj distribucijske mreže Elektre Varaždin za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
[12] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Čakovec, Energetski institut Hrvoje Požar, 2010.
[13] Razvoj distribucijske mreže Elektre Koprivnica u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2012.
[14] Razvoj distribucijske mreže Elektre Bjelovar u razdoblju 2013-2033. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
[15] Razvoj 110 kV i 20 kV mreže Elektre Križ za razdoblje narednih 20 godina (2019. do 2039. godina), Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2021.
[16] Razvoja distribucijske mreže Elektroslavonije Osijek za razdoblje narednih 20 godine (2017.-2037.), Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu d.d., 2018.
[17] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Vinkovci, Energetski institut Hrvoje Požar, 2013.
[18] Razvoj distribucijske mreže Elektre Slavonski Brod za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2014.
[19] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektroistra Pula, Energetski institut Hrvoje Požar, 2014.
[20] 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.
[21] Razvoj distribucijske mreže Elektroprimorja Rijeka, pogona Skrad, Crikvenica, Krk, Rab i Cres-Lošinj, za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2018.
[22] Razvoj distribucijske mreže Elektroprimorja Rijeka, područja sjedišta (grad Rijeka i okolica) i terenske jedinice Opatija (opatijska rivijera) za razdoblje narednih 20 godina, Energetski institut Hrvoje Požar, 2021.
[23] Razvoj elektroenergetskog sustava područja Omiš – Makarska – Ploče, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2009.
[24] 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.
[25] Razvoj distribucijske mreže Elektrodalmacije Split, terenskih jedinica Sinj, Imotski, Vrgorac, Makarska, Ploče, Metković, Brač, Hvar i Vis te otok Šolta za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2021.
[26] Razvoj distribucijske mreže Elektra Zadar za razdoblje narednih 20 godina, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, 2014.

[27] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Šibenik, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2010.
[28] Razvoj distribucijske mreže Elektrojug Dubrovnik u razdoblju 2011-2031. godine, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2013.
[29] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Karlovac, Institut za elektroprivredu i energetiku d.d. i Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2011.
[30] Razvoj distribucijske mreže Elektre Sisak za razdoblje narednih 20 godina, Institut za elektroprivredu, 2021.
[31] Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektrolika Gospić, Fakultet elektrotehnike i računarstva i Institut za elektroprivredu i energetiku d.d., 2011.
[32] Razvoj distribucijske mreže Elektre Virovitica u razdoblju od 2014 do 2034. godine, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2015.
[33] Studija razvoja SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za distribucijsko područje Elektra Požega, Energetski institut Hrvoje Požar, 2011.
[34] Glavni makroekonomski indikatori, dostupno na https://www.hnb.hr/statistika/glavni-makroekonomski-indikatori
[35] Prva procjena tromjesečnog bruto domaćeg proizvoda za prvo tromjesečje 2022., dostupno na www.dzs.hr
[36] Prva procjena tromjesečnog bruto domaćeg proizvoda za drugo tromjesečje 2022., dostupno na www.dzs.hr
[37] Summer 2022 Economic Forecast, dostupno na https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/summer-2022-economic-forecast-russias-war-worsens-outlook_en
[38] Smjernice ekonomske i fiskalne politike za razdoblje 2022.-2024., dostupno na https://vlada.gov.hr
[39] Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom, Narodne novine 100/2022
[40] Direktiva 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/72/EU
[41] Dostupno na https://www.eafo.eu/countries/croatia/1727/summary
[42] Uvođenje napona 20 kV u distribucijsku mrežu Hrvatske s posebnim osvrtom na sanaciju ratom oštećenih postrojenja, Institut za elektroprivredu i energetiku, 1993.
[43] Desetogodišnji (2015.-2024.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS, 2015.
[44] Predviđanje trendova potrošnje električne energije i opterećenja distribucijske mreže Hrvatske, Energetski institut Hrvoje Požar, 2020.
[45] Planiranje razdjelnih mreža, H. Nagel, 1999.
[46] Stručna i znanstvena potpora u izradi metodologije za planiranje gubitaka električne energije i metodologije za izračun ostvarenja gubitaka te procjene tehničkih gubitaka i neovlašteno preuzete električne energije, Energetski institut Hrvoje Požar, 2016.
[47] Planiranje obnove dalekovoda 35(30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže, Energetski institut Hrvoje Požar i Dalekovod projekt d.o.o., 2020.
[49] Perspektiva prijelaza SN mreže na 20 kV, Energetski institut Hrvoje Požar, 2009.
[49] Optimiranje metodologije i kriterija za ocjenu perspektive prijelaza SN mreže na 20 kV pogonski napon, Energetski institut Hrvoje Požar, 2020.
[50] Razvoj automatizacije srednjonaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra Pula (HEP ODS GAP Elektroistra – Grid Automation Planning), Siemens d.d. i Energetski institut Hrvoje Požar, 2020.
[51] 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
[52] Studija izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža, Ernst & Young, 2016.
[53] Nacionalni plan oporavka i otpornosti 2021. – 2026, Vlada Republike Hrvatske, 2021.
[54] Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. godine o energetskoj učinkovitosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju izvan snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ
[55] Zakon o energetskoj učinkovitosti, Narodne novine 127/14
[56] Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za razdoblje od 2021. do 2030. godine, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2019.

11. Prilozi

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže 171
11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte 175
11.2.1. Izgradnja novih TS 110/x kV – zajednički objekti HEP ODS-a i HOPS-a 175
11.2.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 110/x kV – distribucijski dio 179
11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte 181
11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV 181
11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV 182
11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV 183
11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV 184
11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja 185
1. Elektra Zagreb 185
2. Elektra Zabok 189
3. Elektra Varaždin 191
4. Elektra Čakovec 193
5. Elektra Koprivnica 195
6. Elektra Bjelovar 197
7. Elektra Križ 199

8. Elektroslavonija Osijek 201
9. Elektra Vinkovci 205
10. Elektra Slavonski Brod 207
11. Elektroistra Pula 210
12. Elektroprimorje Rijeka 214
13. Elektrodalmacija Split 218
14. Elektra Zadar 222
15. Elektra Šibenik 225
16. Elektrojug Dubrovnik 228
17. Elektra Karlovac 231
18. Elektra Sisak 235
19. Elektrolika Gospić 238
20. Elektra Virovitica 241
21. Elektra Požega 243
11.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2023. – 2032. 245

11.1. Utjecaj napuštanja 35 kV naponske razine na pojne točke distribucijske mreže

Prijelaz distribucijske mreže na izravnu transformaciju 110/10(20) kV utvrđen je kao strateška smjernica razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a. Proces transformacije distribucijske mreže utječe na tehničke značajke pojnih točaka i njihovu ulogu u srednjonaponskoj mreži. U nastavku je popis pojnih točaka distribucijske mreže koje mijenjaju tehničke značajke i ulogu u srednjonaponskoj mreži s kraćim pojašnjenjem pogonskih okolnosti.

Transformatorske stanice upisane su u popise:

A: nove pojne točke izravne transformacije u prethodnom desetogodišnjem razdoblju 2012. – 2021.

B: nove pojne točke izravne transformacije u planu u idućem razdoblju 2023. – 2032.

Izvor podataka su godišnja izvješća o poslovanju HEP ODS, studije razvoja distribucijskih područja i baza podataka programske aplikacije HEP ODS - Planiranje razvoja.

Upisane su godine dovršetka ostvarenog ulaganja i godine planiranog dovršetka ulaganja.

A. Nove pojne točke izravne transformacije ostvarene u razdoblju 2012. – 2021. godine

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina dovršetka	Pojašnjenje
1.	TS 110/20 kV FUNTANA	2012.	Dovršetak nove izgradnje
1.1.	TS 35/10 kV POREČ 1		Rekonstrukcija u RS 20 kV
1.2.	TS 35/10 kV POREČ 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
1.3.	TS 35/10 kV VRSAR		Rekonstrukcija u RS 20 kV
2.	TS 110/10(20) kV DUGOPOLJE	2012.	Dovršetak nove izgradnje
7.1.	TS 35/10 kV KLIS		Rasterećenje
3.	TS 110/10(20) kV ZAGVOZD	2012.	Dovršetak nove izgradnje
4.	TS 110/20/10 kV KNEGINEC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
4.1.	TS 35/10 kV KNEGINEC		Rekonstrukcija u TS 110/20/10 kV
5.	TS 110/10(20) kV VRGORAC	2013.	Dovršetak rekonstrukcije
5.1.	TS 35/10 kV VRGORAC		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
6.	TS 110/10(20) kV KUTINA	2014.	Dovršetak nove izgradnje
6.1.	TS 35/10(20) kV KUTINA		Rasterećenje
7.	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE	2014.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
8.	TS 110/10(20) kV PLOČE	2014.	Dovršetak nove izgradnje
8.1.	TS 35/10 kV VRANJAK		Isključena iz pogona
9.	TS 110/10(20) kV FERENŠČICA	2015.	Dovršetak nove izgradnje
9.1.	TS 30/10 kV LEPUŠIĆEVA		Rasterećenje
9.2.	TS 30/10 kV DRŽIĆEVA		Rasterećenje
9.3.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Rasterećenje
9.4.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
9.5.	TS 30/10 kV ŽITNJAK 2		Rasterećenje

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina dovršetka	Pojašnjenje
10.	TS 110/10(20) kV RIJEKA	2015.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
10.1.	TS 35/10 kV ŠKOLJIĆ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
10.2.	TS 35/10 kV ŠKURINJSKA DRAGA		Isključena iz pogona
11.	TS 110/20 kV TUPLJAK	2015.	Dovršetak rekonstrukcije
11.1.	TS 35/10 kV TUPLJAK		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
12.	TS 110/20 kV PAZIN	2016.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
12.1.	TS 35/10 kV PAZINKA		Isključena iz pogona
12.2.	TS 35/10 kV VRANJE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
12.3.	TS 35/10 kV KAROJBA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
13.	TS 110/10(20) kV SRĐ	2016.	Dovršetak nove izgradnje
13.1.	TS 35/10(20) kV ŠIPČINE		Rasterećenje
13.2.	TS 35/10 kV LAPAD		Rasterećenje
14.	TS 110/10(20) kV IMOTSKI	2016.	Zamjena TR 110/35 kV S TR 110/10(20) kV
15.	TS 110/20 kV TURNIĆ	2017.	Dovršetak nove izgradnje
15.1.	TS 35/10(20) kV TURNIĆ	2017.	Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
16.	TS 110/10(20) kV SESVETE	2017.	Dovršetak nove izgradnje
16.1.	TS 30/10 kV SESVETE		Rasterećenje
17.	TS 110/35/20 kV NEDELJANEC	2017.	Zamjena jednog TR 110/35 kV S TR 110/20 kV
17.1.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 1		Rasterećenje
17.2.	TS 35/10 kV VARAŽDIN 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
18.	TS 110/20 kV ROVINJ	2018.	Zamjena TR 110/35 kV s TR 110/20 kV
18.1.	TS 35/10 kV ROVINJ		Rekonstrukcija u RS 20 kV
19.	TS 110/10(20) kV MEDULIN	2019.	Dovršetak nove izgradnje
19.1.	TS 110/35/10 kV DOLINKA		Rasterećenje
19.2.	TS 110/35/10 kV ŠIJANA		Rasterećenje
20.	TS 110/10(20) kV EL-TO	2020.	Zamjena TR 110/30 kV S TR 110/10(20) kV
20.1.	TS 30/10(20) kV SELSKA		Rasterećenje
21.	TS 110/35/10(20) kV BLATO	2020.	Ugradnja TR2 110/10(20) kV
21.1.	TS 35/10 kV BLATO		Rasterećenje
22.	TS 110/20 kV ZAMET	2021.	Dovršetak nove izgradnje
22.1.	TS 35/10 kV ZAMET		Isključenje iz pogona
22.2.	TS 35/10 kV INDUSTRIJA		Rekonstrukcija u RS 20 kV
23.	TS 110/10(20)-35/10(20) kV ZADAR ISTOK	2021.	Dovršetak nove izgradnje
23.1.	TS 35/10 kV ZADAR 4		Rasterećenje

B. Nove pojne točke izravne transformacije u planu 2023. – 2032.

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina planiranog dovršetka	Pojašnjenje
1.	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE	2024.	Dovršetak rekonstrukcije
1.1.	TS 30/10 kV TRNJE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
1.2.	TS 30/10 kV VRBIK		Rasterećenje
2.	TS 110/10(20) kV PRIMOŠTEN	2024.	Dovršetak rekonstrukcije
2.1.	TS 30/10 kV VODOLEŽ (PRIMOŠTEN)		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
3.	TS 110/30(20)-30/10(20) kV KAPELA	2023.	Dovršetak nove izgradnje
3.1.	TS 35/10(20) kV TISNO		Rasterećenje
4.	TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE	2026.	Dovršetak rekonstrukcije
4.1.	TS 35/10 kV ZAMOŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
4.2.	TS 35/10(20) kV KORČULA		Rasterećenje
5.	TS 110/10(20) kV POLIČNIK	2023.	Dovršetak nove izgradnje
5.1.	TS 110/10(20) kV ZADAR - CENTAR		Rasterećenje
5.2.	TS 35/10 kV ZADAR 1		Rasterećenje
5.3.	TS 35/10(20) kV SELINE		Rasterećenje
6.	TS 110/10(20) kV TTTS (TERMINAL)	2023.	Dovršetak nove izgradnje
6.1.	TS 35/10 kV MILJEVAC		Isključenje iz pogona
7.	TS 110/20 kV MAVRINCI	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
7.1.	TS 35/20 kV MAVRINCI		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
8.	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR	2027.	Dovršetak nove izgradnje
8.1.	TS 30/10 kV DUBRAVA		Rasterećenje
8.2.	TS 30/10 kV VOLOVČICA		Isključenje iz pogona
9.	TS 110/10(20) kV VODICE	2027.	Dovršetak nove izgradnje
9.1.	TS 30/10(20) kV VODICE		Rekonstrukcija u RS 20 kV
10.	TS 110/10(20) kV RAŽINE	2027.	Dovršetak nove izgradnje
10.1.	TS 30/10 kV ŠIBENIK 3		Rasterećenje
11.	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI	2029.	Dovršetak rekonstrukcije
11.1.	TS 35/10 kV KAŠTELA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
11.2.	TS 35/10 kV GOMILICA		Rasterećenje
11.3.	TS 35/10 kV DIVULJE		Rasterećenje
12.	TS 110/10(20) kV LAPAD	2030.	Dovršetak rekonstrukcije
12.1.	TS 35/10 kV LAPAD		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
12.2.	TS 35/10(20) kV KOMOLAC		Rasterećenje

Red. br.	Transformatorska stanica	Godina planiranog dovršetka	Pojašnjenje
13.	TS 110/10(20)-30/10(20) kV PODI	2027.	Dovršetak rekonstrukcije
13.1.	TS 30/10(20) kV PODI		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
14.	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFINERIJA)	2028.	Dovršetak rekonstrukcije
14.1.	TS 35/20 kV SISAK 2		Rekonstrukcija u TS 110/20 kV
15.	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA	2028.	Dovršetak rekonstrukcije
15.1.	TS 30/10 kV KRŠNJAVOGA		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
16.	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE	2029.	Dovršetak rekonstrukcije
16.1.	TS 35/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
17.	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVIJERA	2030.	Dovršetak nove izgradnje
17.1.	TS 35/10 kV PODGORA		Rasterećenje
17.2.	TS 35/10 kV BRIST		Rasterećenje
18.	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD	2032.	Dovršetak nove izgradnje
18.1.	TS 35/10 kV NOVIGRAD		Rekonstrukcija u TS 110/10(20) kV
19.	TS 110/20 kV ODRA	2034.	Dovršetak nove izgradnje
19.1.	TS 110/20 kV VELIKA GORICA		Rasterećenje
19.2.	TS 110/20/10 kV SOPOT		Rasterećenje
20.	TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2	2034.	Dovršetak nove izgradnje
20.1.	TS 35/10 kV VINKOVCI 2		Rekonstrukcija u RS 20 kV
20.2.	TS 35/10 kV VINKOVCI 3		Rasterećenje
21.	TS 110/30 kV TE-TO	2024.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
22.1.	TS 35/10 kV ŽITNJAK 1		Rasterećenje
23.	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC	2026.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
23.1.	TS 35/10 kV OTOČAC		Rasterećenje
24.	TS 110/35/10(20) kV KRIŽEVCI	2028.	Zamjena jednog TR 110/35 kV s TR 110/10(20) kV
24.1.	TS 35/10 kV KRIŽEVCI 1		Rasterećenje

11.2. Pregled ulaganja u 110 kV objekte

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

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2023 - 2032.																			
1.	ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE																		
1.1.	IZGRADNJA NOVIH TS 110/X - ZAJEDNIČKI OBJEKTI ODS-HOPS						997.000.000	173.331.000	38.700.000	76.469.000	98.000.000	213.169.000	594.500.000	807.669.000	16.000.000				
1.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - PRIKLJUČAK 110 kV	2020	2021	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja u istočnom dijelu grada Zadra, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja industrijskih i poslovnih korisnika (luka Gaženica) te zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja zadarskih otoka												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ZADAR ISTOK - DIO HOPS	2016	2021													
	A1.1	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZADAR ISTOK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2021										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40 + 16
	A1.1	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV - 35/10(20) kV ZADAR ISTOK - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2023										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
2.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - PRIKLJUČAK 11	2018	2027	Postojeća TS 30/10 kV Trnje se rekonstruira u transformatorsku stanicu 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja u širem centru grada Zagreba, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja poslovnih objekata, objekata dijela Ministarstava RH i drugih korisnika mreže.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DIO HOPS	2018	2025													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2015	2024										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40(63)
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV CVJETNO NASELJE - KB 10(20) kV RASPLET	2020	2024										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
3.	A1.1	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - PRIKLJUČAK 11	2019	2025	Postojeća TS 30/10 kV Primošten - Vodolež se rekonstruira u transformatorsku stanicu 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja na širem području Primoštena i Rogoznice i zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti napajanja korisnika mreže.												
	A1.1	110		TS 110/30(20)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DIO HOPS	2019	2025													
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - DISTRIBUCIJSKI DIO	2016	2024										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona, Starost opreme	1.FAZA: 8+16, 2.FAZA: 2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30(35)/10(20) kV PRIMOŠTEN - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2025										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
4.	A1.1	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - PRIKLJUČAK 110 kV	2017	2023	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/30(20) - 30/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja za korisnike mreže na širem području Pirovca i Murtera u priobalju te Stankovaca u šibenskom zaleđu, dodatno transformatorska stanica pruža ispomoć napajanju šireg područja Vodica.												
	A1.1	110		TS 110/30(20) kV KAPELA - DIO HOPS	2017	2023													
	A1.1	110/30(20)/10(2	4015	TS 110/30(20) - 30(10)/20 kV KAPELA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2017	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x 40 + 2x 16
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/30(20) - 30/10(20) kV KAPELA - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2025										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
5.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2024	Postojeća TS 35/10 kV Zamošće se rekonstruira u transformatorsku stanicu TS 110/10(20) - 35/10(20) kV zbog porasta opterećenja na širem području Orebića i Korčule, ali i zbog potrebe osiguranja napajanja objekata pelješkog mosta, objekata brze ceste i prilaznih cesta na Pelješcu. Ostvarenjem pojne točke izravne transformacije poboljšava se pouzdanost i sigurnost napajanja za korisnike mreže na širem području Orebić - Korčula												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV ZAMOŠĆE - DIO HOPS	2018	2024													
	A1.1	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2018	2026										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Kvaliteta napona	2x 20(40) + 16
	A1.1	10(20)	4016	TS 110/10(20) - 35/10(20) kV ZAMOŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2021	2025										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
6.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - PRIKLJUČAK 110 kV	2023	2023	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja na području Poličnika i šireg područja između Poličnika i Benkovca u zadarskom zaleđu. Ostvarenjem pojne točke izravne transformacije poboljšava se pouzdanost i sigurnost napajanja za korisnike mreže na području zadarskog zaleđa.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV POLIČNIK - HOPS	2016	2024													
	A1.1	110/10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4014	TS 110/10(20) kV POLIČNIK - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2026										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
7.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV T T T S - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2027	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u istočnom dijelu grada Splita i prigradskim naseljima.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV T T T S - DIO HOPS	2020	2023													
	A1.1	110/10(20)	4013	TS 110/10(20)kV T T T S - DISTRIBUCIJSKI DIO	2021	2023										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Priključenje kupca, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV T T T S - KB 10(20) kV RASPLET	2022	2024										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
8.	A1.1	110		TS 110/20 kV MAVRINCI - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2028	Postojeća TS 35/20 kV se rekonstruira u TS 110/20 kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Bakra i istočnog dijela Rijeke.												
	A1.1	110		TS 110/20 kV MAVRINCI - DIO HOPS	2025	2027													
	A1.1	110/20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - DISTRIBUCIJSKI DIO	2023	2027										TS	Rekonstrukcija TS 35/20 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40
	A1.1	20	4012	TS 110/20 kV MAVRINCI - KB 20 kV RASPLET	2026	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
9.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - PRIKLJUČAK 110 kV	2025	2027	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u istočnom dijelu grada Zagreba.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DIO HOPS	2025	2027													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40(63)
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV MAKSIMIR - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
10.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VODICE - PRIKLJUČAK 110 kV	2019	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Vodica.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VODICE - DIO HOPS	2024	2025													
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV VODICE - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
11.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - PRIKLJUČAK 110 kV	2021	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u gradu Šibeniku.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DIO HOPS	2020	2026													
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - DISTRIBUCIJSKI DIO	2024	2027										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) kV RAŽINE - TLM - KB 10(20) kV RASPLET	2025	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
12.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - PRIKLJUČAK 110 kV	2022	2028	Postojeća TS 35/10 kV Kaštel Stari se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Kaštela.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - DIO HOPS	2022	2028													
	A1.1	110/10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2029										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40
	A1.1	10(20)	4013	TS 110/10(20) kV KAŠTEL STARI - KB 10(20) kV RASPLET	2026	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
13.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2030	2032	Postojeća TS 35/10(20) kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području grada Dubrovnika.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV LAPAD - DIO HOPS	2030	2032													
	A1.1	110/10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2030										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40
	A1.1	10(20)	4016	TS 110/10(20) kV LAPAD - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2030										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
14.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - PRIKLJUČAK 110 kV	2025	2025	U postojeću TS 30/10(20) kV se dograđuje 110 kV postrojenja i izravna transformacije 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Šibenika.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DIO HOPS	2021	2025													
	A1.1	110/10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ETAPA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2027										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4015	TS 110/10(20) - 30/10(20) kV PODI (II ETAPA)- KB 10(20) kV RASPLET	2026	2028										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
15.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 (RAFINERIJA) - PRIKLJUČAK	2027	2029	Postojeća TS 35/20 kV se rekonstruira u TS 110/20 kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području grada Siska.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV SISAK 2 (RAFINERIJA) - DIO HOPS	2028	2029													
	A1.1	110/20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFINERIJA) - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2028										TS	Rekonstrukcija TS 35/20 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	20	4018	TS 110/20 kV SISAK 2 (RAFINERIJA) - KB 20 kV RASPLET	2026	2027										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
16.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - PRIKLJUČAK 110 kV	2028	2029	Postojeća TS 30/10 kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u centru grada Zagreba.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - DIO HOPS	2029	2031													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2026	2028										TS	Rekonstrukcija TS 30/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40(63)
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/10(20) kV KRŠNJAVOGA - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2029										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
17.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - PRIKLJUČAK 1	2028	2030	Postojeća TS 35/10(20) kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području sjevernog Međimurja. Dovršena pojna točka će biti energetsko uporište za aktivnosti prijelaza na 20 kV na širem području Međimurja.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DIO HOPS	2027	2029													
	A1.1	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2029										TS	Rekonstrukcija TS 35/10 kV	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MURSKO SREDIŠĆE - KB 10(20) kV RASPLET	2027	2029										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
18.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - PRIKLJUČAK 1	2028	2030	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Makarske.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - DIO HOPS	2028	2030													
	A1.1	110/10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2027	2030										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4004	TS 110/10(20) kV MAKARSKA RIVJERA - KB 10(20) kV RASPLET	2028	2031										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
19.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - PRIKLJUČAK 110 kV	2029	2031	Postojeća TS 35/10kV se rekonstruira u TS 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Novigrada.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV NOVIGRAD- DIO HOPS	2029	2031													
	A1.1	110/10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - DISTRIBUCIJSKI DIO	2029	2032										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4011	TS 110/10(20) kV NOVIGRAD - KB 10(20) kV RASPLET	2029	2032										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
20.	A1.1	110		TS 110/20 kV ODRA - PRIKLJUČAK 110 kV	2031	2034	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u južnom dijelu grada Zagreba.												
	A1.1	110		TS 110/20 kV ODRA- DIO HOPS	2031	2034													
	A1.1	110/10(20)	4001	TS 110/20 kV ODRA - DISTRIBUCIJSKI DIO	2031	2034										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 40(63)
	A1.1	10(20)	4001	TS 110/20 kV ODRA - KB 10(20) kV RASPLET	2031	2034										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	
21.	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - PRIKLJUČAK 110 kV	iza 2032.	iza 2032.	Izgradnja nove transformatorske stanice 110/10(20) kV zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području grada Vinkovaca.												
	A1.1	110		TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - DIO HOPS	iza 2032.	iza 2032.													
	A1.1	110/10(20)	4009	TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - DISTRIBUCIJSKI DIO	2031	2034										TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 20(40)
	A1.1	10(20)	4009	TS 110/10(20) kV VINKOVCI 2 - KB 10(20) kV RASPLET	2031	2034										KB	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

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

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2023 - 2032.																			
1.	**ULAGANJA U 110 kV OBJEKTE**																		
1.2.	**TS 110/X - REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE, DISTRIBUCIJSKI DIO**						**795.186.000**	**45.400.000**	**32.815.000**	**85.211.000**	**54.318.000**	**172.344.000**	**575.442.000**	**747.786.000**	**2.000.000**				
1	A1.2	110/30	4001	MTU 110 kV ELEKTRE ZAGREB - REKONSTRUKCIJA	2020	2023	Projektom je obuhvaćena zamjena dotrajale opreme 110 kV MTU postrojenja, usklađenje MTU sustava s razvojem gradske 10(20) kV mreže i stvaranje preduvjeta za isključenje većeg broja 35 kV MTU postrojenja na području grada Zagreba.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	
2	A1.2	110/30	4001	TS 110/30 kV TE-TO - REKONSTRUKCIJA SN POSTROJENJA	2021	2024	Rekonstrukcija postojeće TS 110/30 kV će obuhvatiti zamjenu jednog transformatora 110/30 kV - transformatorom 110/10(20) kV, ugradnju 10(20) kV postrojenja i obnovu nužnog dijela 30 kV postrojenja. Rekonstrukcija je planirana zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže u Zagrebu, ali i zbog razvoja 10(20) kV odnosno smanjenja udjela 30 kV mreže na području Zagreba.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 63 + 40
3	A1.2	110/10(20)	4007	TS 110/10(20) kV KUTINA - FAZA II	2020	2023	Postojeća jednostavna TS 110/10(20) kV se proširuje zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Kutine.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 20(40)
4	A1.2	110/35/10(20)	4013	TS 110/35/10(20) kV TROGIR - REKONSTRUKCIJA	2020	2024	U postojećoj TS 110/35/10(20) kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog porasta opterećenja, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Trogira.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	2x 63 / 21
5	A1.2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV NAŠICE - REKONSTRUKCIJA	2021	2024	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Našica.									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x 40 + 2x 8
6	D4	110/20	4018	TS 110/20 kV PETRINJA - REKONSTRUKCIJA	2021	2023	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog oštećenja uzrokovanih potresom u prosincu 2020. i zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme, Rizik kvara zbog oštećenja u potresu	2x 20
7	A1.2	110/20	4012	TS 110/20 kV LOVRAN - REKONSTRUKCIJA	2022	2024	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Opatije i zapada Rijeke.									TS	Rekonstrukcija	Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme	2x 20(40)
8	A1.2	110/20	4002	TS 110/20 kV KRAPINA - REKONSTRUKCIJA UNT 20 kV	2022	2024	U postojećoj TS 110/20 kV je potrebno povećati kapacitet kompenzacije struje jednopolnog kratkog spoja zbog pogona na 20 kV i razvijene KB mreže 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 20
9	A1.2	110/20	4017	TS 110/20 kV ZDENČINA - REKONSTRUKCIJA UNT 20 kV	2023	2025	U postojećoj TS 110/20 kV je potrebno povećati kapacitet kompenzacije struje jednopolnog kratkog spoja zbog pogona na 20 kV i povećana pouzdanosti napajanja u mještovitoj 20 kV mreži.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 20
10	A1.2	110/35/10(20)	4019	TS 110/35/10(20) kV OTOČAC - REKONSTRUKCIJA	2024	2026	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Otočca i zbog potpore vezanim projektima prijelaza šireg područja na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20 + 2x 4
11	A1.2	110/35/10(20)	4008	TS 110/35/10(20) kV OSIJEK 2 - REKONSTRUKCIJA	2024	2026	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže i stvaranju preduvjeta za prijelaz na 20 kV na području Osijeka.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 40 + 3x 8
12	A1.2	110/35/10(20) k	4009	TS 110/35/10(20) kV ŽUPANJA - REKONSTRUKCIJA	2024	2026	U postojećoj TS 110/35/10 kV se rekonstruiraju SN postrojenja zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže i stvaranju preduvjeta za prijelaz na 20 kV na širem području Županje.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 40 + 2x 8
13	A1.2	110/35 kV	4013	TS 110/35 kV OPUZEN - REKONSTRUKCIJA	2024	2027	U postojećoj TS 110/35 kV se rekonstruira 35 kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Opuzena i Metkovića.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 31,5
14	A1.2	110/35 kV	4007	TS 110/35 kV DARUVAR - REKONSTRUKCIJA	2024	2025	U postojećoj TS 110/35 kV se rekonstruira 35 kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na širem području Daruvara i Grubišnog polja.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20
15	A1.2	110/20/10(20) k	4006	TS 110/20/10(20) kV MLINOVAC - REKONSTRUKCIJA	2025	2026	U postojećoj TS 110/20/10(20) kV se rekonstruira 10(20) kV postrojenje zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području Bjelovara.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže	2x 20
16	A1.2	110/35 kV	4012	TS 110/20 kV MATULJI - REKONSTRUKCIJA	2025	2028	Postojeća TS 110/20 kV se rekonstruira zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog potrebe povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika mreže na području zapada Rijeke.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20

Red.br.	Identifik. oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (km, MVA)
17	A1.2	110/35 kV	4006	TS 110/35/10(20) kV KRIŽEVCI - REKONSTRUKCIJA	2025	2028	Postojeća TS 110/35/10(20) kV se rekonstruira zbog porasta opterećenja i zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstrukcijom je obuhvaćena i ugradnja izravne transformacije 110/10(20) umjesto jednog od TR 110/35 kV. Rekonstrukcijom će se povećati pouzdanost i sigurnost napajanja korisnika mreže na širem području Križevaca i stvoriti preduvjeti za prijelaz područja napajanja na 20 kV.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 20
18	A1.2	110/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/10(20) kV IZA 3G	2026	2032	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2026. - 2032.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
19	A1.2	110/35, 110/35/10(20)	40XX	KAPITALNE REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE TS 110/35 kV IZA 3G	2026	2032	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 110/35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2026. - 2032.									TS	Rekonstrukcija, Revitalizacija	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1), Starost opreme,	
20	B230	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 110/X	2023	2032	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 110/x kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2026. - 2032.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
21	A4	110/10(20), 110/35 110/35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 110/X - PROJEKTNA PRIPREMA	2023	2032	Ulaganja u izradu projektne dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija TS 110/x									Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.3. Ulaganja u 35(30) kV objekte

11.3.1. Izgradnja novih TS 35/x kV

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023.	Planirana ulaganja u 2024.	Planirana ulaganja u 2025.	Ukupno ulaganje 2023. - 2025.	Planirano ulaganje 2026. -2032.	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2023 - 2032.																			
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																		
2.1.	TS 35/X - NOVA IZGRADNJA						76.000.000	12.400.000	3.100.000	9.000.000	16.500.000	28.600.000	35.000.000	63.600.000	0				
1	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV LEĆEVICA	2021	2023	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka u zaleđu Kaštela. Među novim korisnicima mreže najznačajniji je Centar za gospodarenje otpadom (u izgradnji).									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 4(8)
2	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV BOGOMOLJE	2022	2025	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka na Hvaru. Dovršena pojna točka će značajno rasteretiti 10(20) kV mrežu i povećati sigurnost pogona elektrodistribucijske mreže na području Hvara od Jelse do Sućurja, te stvoriti uvjete za priključenje OIE.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 4(8)
3	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV VRLIKA	2024	2026	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka na području Vrlike. Dovršena pojna točka će značajno rasteretiti 10(20) kV mrežu i povećati sigurnost pogona elektrodistribucijske mreže na području Vrlike, te stvoriti uvjete za priključenje OIE.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 4(8)
4	A2.1	35/10(20)	4013	TS 35/10(20) kV ČIOVO - ŽEDNO	2024	2027	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka na Čiovu. Dovršena pojna točka će značajno rasteretiti 10(20) kV mrežu i povećati sigurnost pogona elektrodistribucijske mreže na području Trogira.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 8(16)
5	A2.1	35/10(20)	4021	TS 35/10(20) kV POŽEGA - ZAPAD	2024	2027	Izgradnja nove transformatorske stanice 35/10(20) kV zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnka u Požegi.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	2x 8(16)
6	A2.1	35/10(20)	40XX	OSTALA ULAGANJA PREMA A1.1.3. IZA 3G (KAPITALNI),	2026	2032	Kapitalni projekti izgradnje i opremanja novih TS 35/10(20) kV, planiranih zbog porasta opterećenja na područjima slabijeg kapaciteta mreže i manje gustoće opterećenja za razdoblje 2026. - 2032.									TS	Novi objekt	Preopterećenje elementa mreže, Sigurnost opskrbe (n-1),	

11.3.2. Rekonstrukcije i revitalizacije TS 35/x kV

Red.br.	Identifikacijska oznaka investicije	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023.	Planirana ulaganja u 2024.	Planirana ulaganja u 2025.	Ukupno ulaganje 2023. - 2025.	Planirano ulaganje 2026. -2032.	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032.	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2023 - 2032.																			
2.	ULAGANJA U 35(30) kV OBJEKTE																		
2.2.	TS 35/X - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE						421.891.000	33.550.000	12.804.000	33.281.000	40.773.000	86.858.000	301.483.000	388.341.000	0				
1	A2.2	35/10(20)	4011	TS 35/10(20) kV GREGOVICA	2018	2024	Postojeća TS 35/10 kV na području Pule se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
2	A2.2	35/10(20)	4009	TS 35/10(20) kV VUKOVAR 3	2021	2023	Postojeća TS 35/10 kV na području Vukovara se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Vukovar 3 će imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Vukovara.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 16
3	A2.2	35//10(20)	4007	TS 35/10(20) kV MALI ZDENCI	2022	2024	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Mali Zdenci - Grubišno polje									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 8
4	A2.2	35/10(20)	4005	TS 35/10(20) kV KOPRIVNICA 3	2021	2024	Postojeća TS 35/10 kV na području Koprivnice se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Koprivnica će imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Koprivnice.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
5	A2.2	35//10(20)	4016	TS 35/10(20) kV SLANO	2022	2026	Postojeća TS 35/10 kV na području Slanog se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Slanog. Rekonstruirana TS 35/10(20) kV Slano će imati značajnu ulogu u nastavku prijelaza na 20 kV na širem području Ston - Slano.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže, Starost opreme	2x 8
6	A2.2	35//10(20)	4019	TS 35/10(20) kV PLITVICE	2024	2026	Postojeća TS 35/10 kV na području Plitvica se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Plitvičkih jezera.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
7	A2.2	35//10(20)	4004	TS 35/10(20) kV KOTORIBA	2024	2026	Postojeća TS 35/10 kV na području Kotoribe se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Kotoriba - Donja Dubrava									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
8	A2.2	35//10(20)	4007	TS 35/10(20) kV KRIŽ	2024	2026	Postojeća TS 35/10 kV na području Križa se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Križa.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
9	A2.2	35//10(20)	4003	TS 35/10(20) kV NOVI MAROF 1	2024	2027	Postojeća TS 35/10 kV na području Novog Marofa se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na širem području Novog Marofa.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
10	A2.2	35//10(20)	4008	TS 35/10(20) kV OSIJEK CENTAR	2024	2027	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području centra Osijeka i dijela Baranje									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
11	A2.2	35//10(20)	4016	TS 35/10(20) kV ORAŠAC	2024	2027	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području Orašca.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
12	A2.2	35//10(20)	4016	TS 35/10(20) kV PLOČICE	2025	2027	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području Pločica (Konavle).									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 8
13	A2.2	35//10(20)	4002	TS 35/10(20) kV STRAŽA	2025	2029	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog pojačanja snage transformacije i povećanja sigurnosti napajanja korisnika na području Straže.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 16
14	A2.2	35//10(20)	4009	TS 35/10(20) kV CERNA	2025	2028	Postojeća TS 35/10 kV se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području Cerne.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	2x 4
15	A2.2	35//10(20)	4011	TS 35/10(20) kV PULA - CENTAR	2025	2028	Postojeća TS 35/10 kV na području Pule se rekonstruira zbog opće dotrajalosti postrojenja i podsustava, odnosno zbog povećanja pouzdanosti i sigurnosti napajanja korisnika na području centra Pule.									TS	Rekonstrukcija	Starost opreme	3x 8
16	A2.2	35/10(20)	40XX	KAPITALNA ULAGANJA U TS 35/10(20) IZA 3G	2026	2032	Kapitalne rekonstrukcije i revitalizacije u TS 35/10(20) kV, planirane zbog porasta opterećenja i/ili dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2026. - 2032.									TS	Rekonstrukcija	Preopterećenje elementa mreže,	
17	B230	35/10(20)	40XX	PROGRAMI SN OBJEKATA - REVITALIZACIJE 35/x	2023	2032	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 35/10(20) kV, planirane zbog dotrajalosti postrojenja i podsustava za razdoblje 2026. - 2032.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
18	C21	30/10(20)	4001	TS 35/X REKONSTRUKCIJE PROGRAM ŠTETE (POTRES)	2020	2023	Revitalizacije postrojenja i/ili podsustava u TS 35/10(20) kV planirane zbog sanacije šteta uzrokovanih potresom 2020.									TS	Revitalizacija	Starost opreme	
19	A4	35/10(20)	40XX	ULAGANJA U TS 35/10(20) kV - PROJEKTNA PRIPREMA	2023	2032	Ulaganja u izradu projektne dokumentacije idejnih, glavnih i izvedbenih projekata u pripremi rekonstrukcija i revitalizacija TS 35/10(20) kV.									Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.3.3. Izgradnja novih DV/KB 35 kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2023 - 2032.																		
2.3.	**DV/KB 35 kV - NOVA IZGRADNJA**					**56.195.000**	**2.100.000**	**1.953.000**	**7.542.000**	**0**	**9.495.000**	**44.600.000**	**54.095.000**	**0**				
1	35	4006	KB 35 kV TS 35/10 kV BULINAC - TS 35/10 kV V.GRĐEVAC	2022	2024										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	10.000
2	35	4014	KB 35 kV TS 110/35 kV ZADAR - RS 35 kV KOŽINO	2023	2024										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	2.300
3	35	4014	KB 35 kV TS 35/10 kV UGLJAN - KK 35 kV ČINTA - 2. FAZA	2024	2024										KB	Novi objekt	Sigurnost opskrbe (n-1)	2.000
4	35(30)	40XX	ULAGANJA U IZGRADNJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G PLANA	2026	2032										DV, KB	Novi objekt	Preopterećenje elemenata mreže, Sigurnost opskrbe (n-1)	
5	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2023	2032										DV, KB	Novi objekt	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	

11.3.4. Rekonstrukcije i revitalizacije DV/KB 35 kV

Red.br.	Naponska razina [kV]	DP	Naziv objekta	Planirani početak izgradnje	Planirani završetak izgradnje	Ukupna vrijednost (kn)	Uloženo do 31.12.2022. (kn)	Planirana ulaganja u 2023. (kn)	Planirana ulaganja u 2024. (kn)	Planirana ulaganja u 2025. (kn)	Ukupno ulaganje 2023. - 2025. (kn)	Planirano ulaganje 2026. -2032. (kn)	Ukupno ulaganje u 10G 2023. - 2032. (kn)	Ukupno ulaganje iza 10G (iza 2032.)	Tip investicije	Vrsta	Razlog	Duljina / snaga (m, MVA)
DETALJNI PREGLED ULAGANJA - 2023 - 2032.																		
2.4.	DV/KB 35 kV - ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE I REVITALIZACIJE					532.180.000	10.800.000	23.000.000	67.741.000	61.132.000	151.873.000	369.507.000	521.380.000	0				
1	35	4009	KB 35 KV TS 110/35/10 kV VUKOVAR 2 - TS 35/10 kV VUKOVAR 3	2021	2023										KB	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	6.500
2	35	4012	DV 35 kV TS 35/10(20) kV HRASTA - TS 35/10(20) kV OSOR	2022	2024										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	13.600
3	35	4013	DV 35 kV TS 35/10 kV MAKARSKA - TS 35/10 kV PODGORA	2022	2023										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	8.500
4	35	4013	DV 35 kV TS 35 kV DICMO PROSIK - TS 35/10 kV PRANČEVIĆI	2022	2023										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.200
5	35	4021	DV 35 kV TS 35/10 kV POŽEGA I - TS 35/10 kV PLETERNICA	2023	2024										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	12.200
6	35	4012	DV 35 kV TS 35/10(20) kV OSOR - TS 110/35 kV LOŠINJ	2024	2024										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.900
7	35	4019	DV 35 kV TS 35/10 kV BUNIĆ - TS 35/10 kV KORENICA	2024	2024										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	11.300
8	35	4016	DV 35kV TS 110/35/10(20) kV PLAT - TS 35/10 kV PLOČICE	2024	2024										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	18.900
9	35	4019	DV 35 kV TS 110/35/10 kV OTOČAC - TS 35/10 kV VRHOVINE	2024	2024										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	14.300
10	35	4021	DV 35 kV TS 35/10 kV PLETERNICA - TS 35/10 kV BRODSKO BRDO	2024	2025										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	24.300
11	35	4017	DV 35 kV TS 35/10 kV OGULIN - TS 35/10 kV JASENAK	2025	2025										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	21.400
12	35	4011	DV 35 kV TS BUJE - TS UMAG	2025	2025										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	10.200
13	35	4016	DV 35 kV TS STON - TS JANJINA	2025	2025										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	23.300
14	35	4002	DV 35 kV TS STRAŽA - TS KRAPINA	2025	2026										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	13.200
15	35	4014	DV 35 (110) kV TS OBROVAC - TS SELINE	2025	2026										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	17.400
16	35	4002	DV 35 kV TS ZABOK - TS TUHELJ	2025	2025										DV	Revitalizacija	Starost opreme, Sigurnost opskrbe (n-1)	13.300
17	35	40XX	PODMORSKI KABELI - 35 kV	2026	2032										PKB	Revitalizacija	Starost opreme	
18	35(30)	40XX	ULAGANJA U REKONSTRUKCIJU 35(30) kV VODOVA - KAPITALNI IZA 3G	2026	2032										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
19	35	40XX	PROGRAMI SN I NN OBJEKATA I REVITALIZACIJE	2023	2032										DV, KB	Revitalizacija	Starost opreme	
20	35	40XX	ULAGANJA U DV 35 kV - PROJEKTNA PRIPREMA	2023	2032										Ostalo	Ostalo	Projektna priprema planskih ulaganja	

11.4. Pregled obilježja distribucijskih područja

1. Elektra Zagreb

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	-4,20%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	3,96%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4001	**4TS 19 JARUN**	**110/30 kV**	**126**	**53,50**	**42,5%**	
		110/20 kV	**40**	**35,11**	**87,8%**	
	4TS 117 JERTOVEC	**110/35 kV**	**20**	**18,28**	**91,4%**	
	3TS 1 KRŠNJAVOGA	30/10 kV	**32**	**19,94**	**62,3%**	
	3TS 7 KUKULJEVIĆEVA	30/10 kV	**16**	**8,48**	**53,0%**	
	3TS 8 SELSKA	30/10 kV	**32**	**14,10**	**44,1%**	
	3TS 15 TRNJE	30/10 kV	**32**	**13,27**	**41,5%**	
	4TS 27 RAKITJE	**110/20 kV**	**40**	**20,15**	**50,4%**	**0,5**
	4TS 28 TE-TO	**110/30 kV**	**189**	**40,49**	**21,4%**	
	3TS 2 LEPUŠIĆEVA	30/10 kV	**32**	**10,26**	**32,1%**	
	3TS 4 VRBIK	30/10 kV	**16**	**8,97**	**56,1%**	
	3TS 5 JAGODNJAK	30/10 kV	**8**	**0,00**	**0,0%**	
	3TS 6 DRŽIĆEVA	30/10 kV	**16**	**6,36**	**39,8%**	
	3TS 11 ŽITNJAK 1	30/10 kV	**32**	**20,50**	**64,1%**	
	4TS 30 RESNIK	**110/30 kV**	**126**	**71,11**	**56,4%**	
	3TS 3 RUŽMARINKA	30/10 kV	**24**	**10,92**	**45,5%**	
	4TS 34 SESVETE	**110/10 kV**	**80**	**5,81**	**7,3%**	**0,7**
	3TS 10 SESVETE	30/10 kV	**16**	**13,11**	**81,9%**	
	3TS 12 ŽITNJAK 2	30/10 kV	**24**	**16,05**	**66,9%**	
	3TS 14 DUBRAVA	30/10 kV	**32**	**19,42**	**60,7%**	
	3TS 18 VOLOVČICA	30/10 kV	**32**	**21,93**	**68,5%**	
	3TS 114 SOBLINEC	30/10 kV	**16**	**3,36**	**21,0%**	
	4TS 116 DUGO SELO	**110/30 kV**	**112**	**28,40**	**71,0%**	**1,0**
		110/10 kV	**32**	**22,57**	**20,2%**	
		30/10 kV	**43**	**0,00**	**0,0%**	
	3TS 119 VRBOVEC	30/10 kV	**43**	**14,70**	**34,1%**	
	3TS 118 ZELINA	20/10 kV	**8**	**0,00**	**0,0%**	
		35/10 kV	**21**	**7,41**	**36,0%**	
	3TS 120 VINIČNO	35/10 kV	**7**	**2,90**	**42,3%**	
	4TS 101 ZAPREŠIĆ	**110/20 kV**	**80**	**41,45**	**51,8%**	
	4TS 102 SAMOBOR	**110/20 kV**	**60**	**22,99**	**38,3%**	
	4TS 13 SAVICA	**110/10 kV**	**80**	**31,77**	**39,7%**	
	4TS 17 PODSUSED	**110/20 kV**	**126**	**45,76**	**36,3%**	**1,3**
	4TS 21 STENJEVEC	**110/20 kV**	**40**	**47,60**	**119,0%**	
	4TS 22 KSAVER	**110/10 kV**	**80**	**41,71**	**52,1%**	
	4TS 23 BOTINEC	**110/20 kV**	**126**	**55,00**	**43,7%**	**0,2**
	4TS 24 DUBEC	**110/10 kV**	**80**	**56,98**	**71,2%**	**2,5**
	4TS 25 TRPIMIROVA	**110/10 kV**	**80**	**40,26**	**50,3%**	
	4TS 26 VELIKA GORICA	**110/20 kV**	**120**	**35,51**	**29,6%**	**2,1**
	4TS 29 SOPOT	**110/10 kV**	**80**	**33,00**	**41,3%**	**4,2**
	4TS 33 ŽERJAVINEC	**110/20 kV**	**40**	**7,33**	**18,3%**	
	4TS 9 EL-TO	**110/10 kV**	**120**	**43,82**	**36,5%**	
	4TS31 FERENŠČICA	**110/10 kV**	**80**	**40,13**	**50,2%**	**1,0**

* 4TS 117 Jertovec napaja dio područja Elektre Zagreb i Elektre Zabok te se pojavljuje kod oba distribucijska područja

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

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

2. Elektra Zabok

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -1,83%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 4,69%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021.godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4002	**4TS 117 JERTOVEC**	**110/35 kV**	**20**	**9,10**	**45,5%**	
	T14 KONJŠČINA	35/10 kV	**16**	**5,39**	**33,7%**	4,0
	T20 ZLATAR BISTRICA	35/10 kV	**16**	**6,52**	**40,8%**	2,0
	T02 ZABOK	**110/35 kV**	**80**	**45,36**	**56,7%**	
		35/20 kV	**16**	**5,91**	**36,9%**	
		110/10 kV	**0**	**5,23**	**0,0%**	
	T19 TUHELJ	35/10 kV	**16**	**8,53**	**53,3%**	
	T16 OROSLAVJE	35/10 kV	**16**	**8,21**	**51,3%**	0,5
	T12 DONJA STUBICA	35/10 kV	**16**	**5,57**	**34,8%**	
	T11 BEDEKOVČINA	35/10 kV	**16**	**2,89**	**18,1%**	
	T01 STRAŽA	**110/35 kV**	**80**	**23,95**	**29,9%**	**0,5**
		110/10 kV	**0**	**10,84**	**0,0%**	
	T18 STRAŽA	35/10 kV	**16**	**12,20**	**76,3%**	0,5
	T15 KRAPINA	35/20 kV	**16**	**6,82**	**42,6%**	
	T17 PREGRADA	35/10 kV	**8**	**3,55**	**44,4%**	
	T03 KRAPINA	**110/20 kV**	**40**	**14,51**	**36,3%**	

* 4TS 117 Jertovec napaja dio područja Elektre Zagreb i Elektre Zabok te se pojavljuje kod oba distribucijska područja

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

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

3. Elektra Varaždin

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 2,99%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -2,41%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4003	VARAŽDIN	110/35 kV	32	21,96	69,7%	4,4
		110/20 kV	40	9,20	23,0%	
		110/10 kV	32	25,60	81,3%	
	VARAŽDIN 1	35/10 kV	16	6,64	41,5%	0,4
	VARAŽDIN 2	35/10 kV	16	16,13	32,3%	
	VARAŽDIN 3	35/10 kV	16	3,89	24,3%	
	VARAŽDINSKE TOPLICE	35/10 kV	8	2,65	33,1%	0,2
	NEDELJANEC	110/35 kV	40	32,23	80,6%	
		110/20 kV	40	18,18	45,4%	
		35/20 kV	16	13,28	83,0%	
	NOVI MAROF 1	35/10 kV	8	4,96	31,9%	0,7
	NOVI MAROF 2	35/10 kV	0	6,80	0,0%	
	VINICA	35/10 kV	16	6,69	20,3%	
	KNEGINEC	20/10 kV	8	5,09	63,6%	1,0
		110/10 kV	20	10,07	50,3%	
		110/20 kV	20	9,19	45,9%	
	IVANEC	20/10 kV	8	6,92	86,5%	2,0
		110/10 kV	20	13,20	66,0%	
		110/20 kV	20	11,58	57,9%	

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

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

4. Elektra Čakovec

Ostvarena vršna opterećenja u razdoblju 2012. – 2021.

Udio distribuirane proizvodnje u potrošnji na distribucijskoj mreži u 2021. godini

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 19,73%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 2,83%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4004	**TROKUT ČAKOVEC (T01)**	**110/35 kV**	**80**	**56,37**	**70,5%**	**0,4**
		35/10 kV	**16**	**12,71**	**79,4%**	
	PARK ČAKOVEC (T02)	35/10 kV	**24**	**9,35**	**39,0%**	0,4
	ISTOK ČAKOVEC (T11)	35/10 kV	**16**	**11,45**	**71,6%**	0,1
	IVANOVEC (T08)	35/10 kV	**16**	**7,46**	**46,6%**	1,4
	ŠENKOVEC (T05)	35/10 kV	**16**	**6,26**	**39,1%**	
	MURSKO SREDIŠĆE (T03)	35/10 kV	**16**	**11,32**	**70,8%**	
	ŽELEZNA GORA (T09)	35/10 kV	**8**	**4,66**	**58,3%**	
	PRELOG (T04)	**35/10 kV**	**24**	**13,14**	**54,8%**	**5,1**
		110/35 kV	**62**	**31,17**	**50,3%**	
	DONJI KRALJEVEC (T10)	35/10 kV	**8**	**5,21**	**65,1%**	
	DEKANOVEC (T06)	35/10 kV	**8**	**6,01**	**75,1%**	
	KOTORIBA (T07)	35/10 kV	**16**	**6,01**	**37,6%**	1,0

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

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

5. Elektra Koprivnica

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 18,87%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -16,40%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4005	**KOPRIVNICA 110**	**110/35 kV**	**80**	**34,79**	**43,5%**	
	KOPRIVNICA 1	35/10 kV	**16**	**7,30**	**45,6%**	
	KOPRIVNICA 2	35/10 kV	**16**	**11,19**	**69,9%**	
	KOPRIVNICA 3	35/10 kV	**16**	**5,97**	**37,3%**	
	DANICA	35/10 kV	**16**	**9,78**	**61,1%**	
	DRNJE	35/10 kV	**8**	**3,88**	**48,5%**	
	LEGRAD	35/10 kV	**8**	**1,19**	**14,9%**	
	NOVIGRAD	35/10 kV	**8**	**2,64**	**33,0%**	
	SELNIK	**110/35 kV**	**40**	**23,35**	**58,4%**	
		35/20 kV	**24**	**13,95**	**58,1%**	
	LUDBREG	35/20 kV	**16**	**6,35**	**39,7%**	
	RASINJA	35/10 kV	**8**	**2,81**	**35,1%**	
	VIRJE	**110/35 kV**	**40**	**23,60**	**59,0%**	
	ĐURĐEVAC	35/10 kV	**16**	**9,39**	**58,7%**	
	JANAF	35/10 kV	**8**	**3,33**	**41,6%**	1,0
	PITOMAČA	35/10 kV	**16**	**5,11**	**31,9%**	

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

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

6. Elektra Bjelovar

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -5,23%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 6,62%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4006	BJELOVAR 1	35/10 kV	16	9,46	58,6%	1,0
	BJELOVAR 2	35/20 kV	16	9,40	58,8%	
	BJELOVAR 3	35/10 kV	16	9,47	59,2%	
	BULINAC	35/10 kV	8	2,75	34,4%	10,0
	VELIKI GRĐEVAC	35/10 kV	8	1,43	17,9%	
	PREDAVAC	35/10 kV	8	2,97	37,1%	1,0
	IVANSKA	35/10 kV	7	1,45	22,2%	
	MIŠULINOVAC	35/10 kV	8	2,34	29,3%	
	KRIŽEVCI	**110/10 kV**	**0**	**5,89**	**0,0%**	
		110/35 kV	**60**	**17,20**	**28,7%**	
	KRIŽEVCI 1	35/10 kV	16	5,36	33,5%	
	ŽABNO	35/10 kV	16	5,17	32,3%	
	APATOVAC	35/10 kV	8	1,77	22,2%	
	OREHOVEC	35/10 kV	8	2,81	35,2%	3,0
	TKALEC	35/10 kV	8	3,34	41,8%	2,4
	MLINOVAC	**110/20 kV**	**40**	**14,61**	**36,5%**	**1,8**

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

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

7. Elektra Križ

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -3,24%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 7,56%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4007	**IVANIĆ**	**110/35 kV**	**80**	**28,35**	**35,4%**	
	IVANIĆ	35/10 kV	**16**	**5,02**	**31,4%**	
	KLOŠTAR	35/10 kV	**16**	**7,92**	**49,5%**	
	ŠUMEĆANI	35/10 kV	**16**	**5,93**	**37,1%**	
	KRIŽ	35/10 kV	**16**	**6,32**	**39,5%**	1,0
	ČAZMA	35/10 kV	**16**	**6,04**	**37,8%**	2,0
	POPOVAČA	35/10 kV	**16**	**5,68**	**35,5%**	
	MEĐURIĆ	**110/35 kV**	**72**	**31,90**	**44,6%**	
	KUTINA	35/10 kV	**16**	**9,86**	**61,6%**	
	LIPOVLJANI	35/10 kV	**8**	**4,01**	**50,1%**	
	NOVSKA	35/10 kV	**16**	**7,55**	**47,2%**	1,0
	MEĐURIĆ	35/10 kV	**5**	**2,64**	**52,8%**	
	GAREŠNICA	35/10 kV	**16**	**5,05**	**31,6%**	
	PAKRAC	35/10 kV	**8**	**2,88**	**36,0%**	
	LIPIK	35/10 kV	**16**	**5,64**	**35,3%**	2,0
	DARUVAR	**110/35 kV**	**40**	**20,07**	**50,2%**	
	DARUVAR 1	35/10 kV	**8**	**4,32**	**54,0%**	
	DARUVAR 2	35/10 kV	**24**	**3,26**	**13,6%**	
	HERCEGOVAC	35/10 kV	**8**	**1,67**	**20,9%**	1,1
	MALI ZDENCI	35/10 kV	**8**	**3,16**	**39,5%**	6,0
	SIRAČ	35/10 kV	**8**	**2,36**	**29,5%**	
	KUTINA	**110/10 kV**	**20**	**7,49**	**37,5%**	

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

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

8. Elektroslavonija Osijek

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	-10,77%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	3,73%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4008	**OSIJEK 1**	**110/35 kV**	**80**	**24,50**	**30,6%**	
	GORNJI GRAD	35/10 kV	**16**	**3,40**	**21,3%**	
	ZAPAD	35/10 kV	**16**	**3,90**	**24,4%**	
	ISTOK	35/10 kV	**16**	**5,04**	**31,5%**	
	CENTAR	35/10 kV	**16**	**4,60**	**28,8%**	
	RETFALA	35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	
	ČEPIN	35/10 kV	**16**	**5,60**	**35,0%**	2,0
	BUDIMCI	35/20 kV	**4**	**1,20**	**30,0%**	
	BUDIMCI	35/10 kV	**4**	**2,50**	**62,5%**	
	SAMATOVCI	35/10 kV	**8**	**3,17**	**39,6%**	0,3
	LASLOVO	35/10 kV	**8**	**3,34**	**41,8%**	
	OSIJEK 2	**110/35 kV**	**80**	**28,00**	**35,0%**	**4,4**
		35/10 kV	**16**	**8,40**	**52,5%**	
	STANDARD	35/10 kV	**8**	**2,36**	**29,5%**	
	DONJI GRAD	35/10 kV	**16**	**6,90**	**43,1%**	
	DALJ	35/10 kV	**12**	**3,10**	**25,8%**	
	OSIJEK 3	**110/20 kV**	**40**	**2,00**	**5,0%**	
		110/10 kV	**80**	**20,44**	**25,6%**	
	OSIJEK 4	**110/20 kV**	**20**	**4,82**	**24,1%**	
		110/10 kV	**20**	**11,14**	**55,7%**	
	JUG	35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	
	ORLOVNJAK	35/10 kV	**8**	**1,54**	**19,3%**	**1,9**
	BELI MANASTIR	**35/10 kV**	**24**	**4,50**	**18,8%**	
		110/35 kV	**60**	**12,40**	**20,7%**	
	BILJE	35/10 kV	**16**	**4,90**	**30,6%**	
	KNEŽEVI VINOGRADI	35/10 kV	**8**	**2,09**	**26,1%**	2,0
	DRAŽ	35/10 kV	**5**	**1,50**	**30,0%**	1,8
	BRANJIN VRH	35/10 kV	**8**	**1,30**	**16,3%**	
	ĐAKOVO 2	**110/35 kV**	**62**	**8,90**	**14,4%**	**3,5**
		35/10 kV	**16**	**3,80**	**23,8%**	
	ĐAKOVO 1	35/10 kV	**16**	**5,10**	**31,9%**	2,1
	ĐAKOVO 3	**110/20 kV**	**20**	**4,90**	**24,5%**	**7,1**
		20/10 kV	**8**	**2,50**	**31,3%**	
	NAŠICE	**110/10 kV**	**80**	**11,53**	**14,4%**	**3,0**
		110/35 kV	**40**	**7,58**	**19,0%**	
		35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	
	ORAHOVICA	35/10 kV	**16**	**4,31**	**26,9%**	
	ČAČINCI	35/10 kV	**8**	**1,80**	**22,5%**	1,0
	VALPOVO 2	**110/35 kV**	**40**	**11,15**	**27,9%**	
		35/10 kV	**16**	**5,02**	**31,4%**	
	VALPOVO 1	35/10 kV	**16**	**4,52**	**28,3%**	1,5
	DONJI MIHOLJAC	**110/35 kV**	**40**	**4,60**	**11,5%**	
	DONJI MIHOLJAC	35/10 kV	**16**	**4,60**	**28,8%**	2,1
	ČRNKOVCI	35/10 kV	**8**	**1,80**	**22,5%**	

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

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

9. Elektra Vinkovci

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -18,55%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 3,52%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4009	**VINKOVCI 1**	**35/10 kV**	**16**	**10,21**	**63,8%**	**1,1**
		110/35 kV	**80**	**37,02**	**46,3%**	
	VINKOVCI 2	35/10 kV	**16**	**9,82**	**61,4%**	
	VINKOVCI 3	35/10 kV	**16**	**10,84**	**67,8%**	
	VINKOVCI 5	35/10 kV	**16**	**4,30**	**26,9%**	2,0
	STARI MIKANOVCI	35/10 kV	**8**	**3,25**	**40,6%**	
	VUKOVAR 2	**35/10 kV**	**16**	**9,82**	**61,4%**	
		110/35 kV	**80**	**21,95**	**27,4%**	
	VUKOVAR 1	35/10 kV	**12**	**7,45**	**62,1%**	
	VUKOVAR 3	35/10 kV	**12**	**2,95**	**24,6%**	2,0
	BOROVO NASELJE	35/10 kV	**16**	**4,32**	**27,0%**	
	ŽUPANJA 2	**35/10 kV**	**16**	**6,05**	**37,8%**	**7,9**
		110/35 kV	**80**	**17,20**	**21,5%**	
	ŽUPANJA 1	35/10 kV	**16**	**7,57**	**47,3%**	1,0
	DRENOVCI	35/20 kV	**12**	**4,61**	**38,4%**	1,0
	BABINA GREDA	35/10 kV	**16**	**4,82**	**30,1%**	9,5
	CERNA	35/10 kV	**8**	**4,97**	**62,1%**	3,7
	NIJEMCI	**110/35 kV**	**40**	**10,85**	**27,1%**	
		35/20 kV	**16**	**6,26**	**39,1%**	
	OTOK	35/20 kV	**12**	**3,33**	**27,8%**	
	ILOK	35/20 kV	**16**	**2,03**	**12,7%**	
	OPATOVAC	35/20 kV	**8**	**2,26**	**28,3%**	
	TOVARNIK	35/20 kV	**8**	**1,40**	**17,5%**	

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

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

10. Elektra Slavonski Brod

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -11,48%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -2,38%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4010	**SLAVONSKI BROD 1 - PODVINJE**	**110/35 kV**	**80**	**33,46**	**41,8%**	
	TRNJANI	35/10 kV	4	0,52	13,0%	
		35/20 kV	8	2,17	27,1%	
	BROD I	35/10 kV	32	10,50	32,8%	
	BRODSKO BRDO	35/10 kV	12	7,07	58,9%	
	SIBINJ	35/10 kV	5	4,27	85,4%	
	BEBRINA	35/10 kV	7	3,64	56,0%	
	ORIOVAC	35/10 kV	8	5,67	70,9%	
	SLAVONSKI BROD 2-BJELIŠ	**110/35 kV**	**40**	**6,30**	**15,8%**	**1,2**
		35/20 kV	**8**	**7,74**	**96,7%**	
		35/10 kV	**8**	**8,44**	**105,4%**	
	BROD II	35/10 kV	16	5,92	37,0%	4,7
	BROD III	35/10 kV	16	8,96	56,0%	0,1
	BROD IV	35/10 kV	16	5,32	33,3%	
	DONJI ANDRIJEVCI	**110/20 kV**	**40**	**2,78**	**6,9%**	**1,0**
		20/10 kV	4	2,17	54,3%	
	NOVA GRADIŠKA	**110/35 kV**	**60**	**21,00**	**35,0%**	
	BATRINA	35/10 kV	7	3,38	51,9%	
	STARO PETROVO SELO	35/10 kV	7	5,67	87,2%	
	NOVA GRADIŠKA I	35/10 kV	16	12,67	79,2%	
	NOVA GRADIŠKA II	35/10 kV	8	7,42	92,8%	
	OKUČANI	35/10 kV	5	2,56	51,1%	
	STARA GRADIŠKA	35/10 kV	3	2,52	78,8%	2,0

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

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

11. Elektroistra Pula

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	29,02%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	14,46%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4011	**DOLINKA**	**110/35 kV**	**80**	**42,76**	**53,5%**	
	BANJOLE	35/10 kV	**16**	**10,18**	**63,6%**	
	TVORNICA STAKLA	35/10 kV	**7**	**0,00**	**0,0%**	
	PULA ZAPAD	35/10 kV	**16**	**9,63**	**60,2%**	
	PULA CENTAR	35/10 kV	**24**	**17,85**	**74,4%**	
	ŠIJANA	**110/35 kV**	**80**	**35,92**	**44,9%**	
	ŠIJANA	35/20 kV	**8**	**1,54**	**19,2%**	
	GREGOVICA	35/10 kV	**8**	**6,11**	**76,4%**	
	ULJANIK	35/10 kV	**24**	**0,00**	**0,0%**	
	FAŽANA	35/10 kV	**16**	**12,59**	**78,7%**	
	VODNJAN	35/10 kV	**16**	**6,71**	**41,9%**	
	RAŠA	**110/35 kV**	**40**	**11,32**	**28,3%**	**0,6**
		35/20 kV	**8**	**4,73**	**59,1%**	
		110/20 kV	**20**	**11,95**	**59,8%**	
	STARCA	35/20 kV	**8**	**3,57**	**44,6%**	
		35/10 kV	**8**	**6,83**	**85,4%**	
	TUPLJAK	**110/20 kV**	**40**	**7,52**	**18,8%**	
	PAZIN	**110/20 kV**	**40**	**17,33**	**43,3%**	**0,3**
	TURNINA	**110/20 kV**	**80**	**29,72**	**37,2%**	
	POREČ	**110/20 kV**	**80**	**50,56**	**63,2%**	**3,0**
		35/20 kV	**16**	**12,52**	**78,3%**	
	NOVIGRAD	35/10 kV	**24**	**12,52**	**52,2%**	
	BUJE	**110/35 kV**	**40**	**22,88**	**57,2%**	
	BUJE	35/20 kV	**4**	**0,00**	**0,0%**	
	BUJE	35/10 kV	**16**	**7,21**	**45,1%**	
	UMAG	35/10 kV	**16**	**12,16**	**76,0%**	
	BUZET	**110/20 kV**	**40**	**10,80**	**27,0%**	
	DUBROVA	**110/35 kV**	**20**	**7,86**	**39,3%**	
		35/10 kV	**16**	**6,40**	**40,0%**	
	FUNTANA	**110/20 kV**	**40**	**25,81**	**64,5%**	
	KATORO	**110/10 kV**	**20**	**14,52**	**72,6%**	
		110/35 kV	**20**	**7,66**	**38,3%**	
		35/10 kV	**16**	**11,23**	**70,2%**	
	VINČENT	**110/20 kV**	**40**	**10,63**	**26,6%**	**2,0**
	MEDULIN	**110/10 kV**	**40**	**10,63**	**26,6%**	

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

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

12. Elektroprimorje Rijeka

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	-2,73%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	6,23%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4012	**LOŠINJ**	**110/35 kV**	**40**	**20,81**	**52,0%**	
	LOŠINJ	35/10 kV	**3**	**0,78**	**31,2%**	
	LOŠINJ	35/20 kV	**16**	**4,18**	**26,1%**	
	LOŠINJ 2	35/20 kV	**16**	**8,56**	**53,5%**	
	KRALJEVICA	35/20 kV	**16**	**5,06**	**31,6%**	
	OSOR	35/20 kV	**4**	**2,76**	**69,0%**	
	HRASTA	35/20 kV	**8**	**4,31**	**53,9%**	
	DELNICE	**110/35 kV**	**40**	**20,01**	**50,0%**	
	DELNICE	35/20 kV	**16**	**5,57**	**34,8%**	
	VRATA	35/20 kV	**16**	**4,74**	**29,6%**	6,3
	KUPJAK	35/20 kV	**16**	**3,33**	**20,8%**	1,6
	GEROVO	35/20 kV	**8**	**3,52**	**44,0%**	1,3
	PEHLIN	**110/35 kV**	**120**	**32,74**	**27,3%**	
	INDUSTRIJA	35/10 kV	**32**	**5,03**	**15,7%**	
	ZAMET	35/10 kV	**16**	**10,88**	**68,0%**	
	MAVRI	35/20 kV	**32**	**13,89**	**43,4%**	1,7
	ZAMET	110/20 kV	**80**	**16,31**	**25,5%**	
	RIJEKA	**110/35 kV**	**72**	**22,78**	**31,9%**	**0,2**
		110/10 kV	**40**	**26,13**	**65,3%**	
	ŠKURINJSKA DRAGA	35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	
	KRASICA	**110/35 kV**	**80**	**41,61**	**52,0%**	**10,0**
	MAVRINCI	35/20 kV	**16**	**10,20**	**63,8%**	0,5
	GROBNIK	35/20 kV	**16**	**7,77**	**48,6%**	
	KRASICA	35/20 kV	**16**	**3,95**	**24,7%**	
		35/10 kV	**8**	**0,93**	**11,6%**	
		35/20 kV	**16**	**3,95**	**24,7%**	
	VINODOL	**110/35 kV**	**40**	**22,98**	**57,5%**	
	NOVI	35/20 kV	**16**	**10,32**	**64,5%**	
	CRIKVENICA	**110/20 kV**	**60**	**28,80**	**48,0%**	
	DUNAT	**110/20 kV**	**40**	**20,50**	**51,3%**	
	KRK	**110/35 kV**	**20**	**13,46**	**67,3%**	
		110/20 kV	**40**	**24,43**	**61,1%**	
		35/20 kV	**8**	**0,00**	**0,0%**	
	CRES	35/20 kV	**16**	**4,98**	**31,1%**	
	LOVRAN	**110/20 kV**	**40**	**14,09**	**35,2%**	
	MATULJI	**110/20 kV**	**80**	**29,13**	**36,4%**	
	RAB	**110/20 kV**	**40**	**18,79**	**47,0%**	
	SUŠAK	**110/10 kV**	**80**	**27,14**	**33,9%**	
	VRBOVSKO	**110/20 kV**	**40**	**3,12**	**7,8%**	**1,9**
	TURNIĆ	**110/10 kV**	**80**	**33,70**	**42,1%**	

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

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

13. Elektrodalmacija Split

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -8,17%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 16,97%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4013	**SUĆIDAR**	**110/35 kV**	**126**	**45,36**	**36,0%**	
		110/10 kV	**0**	**0,00**	**0,0%**	
	GRIPE	35/10 kV	**16**	**9,73**	**60,8%**	
	BRODOGRADILIŠTE	35/10 kV	**48**	**14,44**	**30,1%**	
	MAKARSKA	**110/35 kV**	**76**	**54,82**	**72,1%**	
		35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	
		110/10 kV	**20**	**0,00**	**0,0%**	
	MAKARSKA	35/10 kV	**16**	**9,73**	**60,8%**	
	BAŠKA VODA	35/10 kV	**32**	**14,29**	**44,7%**	
	PODGORA	35/10 kV	**32**	**13,25**	**41,4%**	
	NEREŽIŠĆA	**110/35 kV**	**40**	**31,52**	**78,8%**	
	BOL	35/10 kV	**16**	**6,99**	**43,7%**	
	MILNA	35/10 kV	**8**	**5,98**	**74,8%**	
	POSTIRA	35/10 kV	**16**	**11,30**	**70,6%**	
	PUČIŠĆA	35/10 kV	**12**	**4,43**	**36,9%**	
	KAŠTELA	**110/35 kV**	**189**	**47,77**	**25,3%**	
	KAŠTELA	35/10 kV	**16**	**16,09**	**100,6%**	
	BRIŽINE	35/10 kV	**16**	**6,69**	**41,8%**	
	GOMILICA	35/10 kV	**32**	**16,45**	**51,4%**	

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
	SINJ	**110/35 kV**	**80**	**30,32**	**37,9%**	
	HRVACE	35/10 kV	**8**	**2,09**	**26,1%**	
	MUĆ	35/10 kV	**8**	**3,06**	**38,3%**	
	SINJ 1	35/10 kV	**16**	**9,31**	**58,2%**	
	SINJ 2	35/10 kV	**16**	**9,49**	**59,3%**	0,4
	PRANČEVIĆI	35/10 kV	**8**	**1,82**	**22,8%**	1,6
	RUDA	35/10 kV	**8**	**3,60**	**45,0%**	
	TRILJ	35/10 kV	**8**	**5,90**	**73,8%**	
	VRLIKA	35/10 kV	**3**	**1,79**	**71,6%**	2,1
	TROGIR	**110/35 kV**	**80**	**45,28**	**56,6%**	
	GROHOTE	35/10 kV	**8**	**3,91**	**48,9%**	
	ČIOVO	35/10 kV	**32**	**17,11**	**53,5%**	
	DIVULJE	35/10 kV	**16**	**7,78**	**48,6%**	
	MARINA	35/10 kV	**16**	**6,65**	**41,6%**	
	TROGIR	35/10 kV	**16**	**14,69**	**91,8%**	0,4
	STARI GRAD	**110/35 kV**	**40**	**28,64**	**71,6%**	
	STARI GRAD	35/10 kV	**32**	**12,45**	**38,9%**	
	HVAR	35/10 kV	**32**	**10,09**	**31,5%**	
	VIS	35/10 kV	**8**	**6,74**	**84,3%**	3,5
	VRBORAN	**110/35 kV**	**40**	**15,23**	**38,1%**	
	MILJEVAC	35/10 kV	**16**	**15,12**	**94,5%**	
	METERIZE	**110/35 kV**	**80**	**14,81**	**18,5%**	
	KLIS	35/10 kV	**16**	**4,01**	**25,1%**	
	KRALJEVAC	**110/35 kV**	**20**	**13,74**	**68,7%**	**4,8**
	KRALJEVAC	35/10 kV	**8**	**6,72**	**84,0%**	10,0
	MEDOV DOLAC	35/10 kV	**8**	**3,05**	**38,1%**	
	DUGI RAT	**110/10 kV**	**20**	**0,00**	**0,0%**	**1,0**
		110/35 kV	**40**	**17,55**	**43,9%**	
	OMIŠ	35/10 kV	**16**	**10,49**	**65,6%**	
	RAVNICE	35/10 kV	**16**	**6,01**	**37,6%**	
	OPUZEN	**110/35 kV**	**72**	**21,11**	**29,5%**	
	METKOVIĆ 1	35/10 kV	**16**	**9,94**	**62,1%**	
	METKOVIĆ 2	35/10 kV	**8**	**4,74**	**59,3%**	
	OPUZEN	35/10 kV	**8**	**4,98**	**62,3%**	
	BRIST	35/10 kV	**16**	**7,51**	**46,9%**	
	IMOTSKI	**110/10 kV**	**40**	**16,78**	**42,0%**	
	IMOTSKI	35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	
	DOBRI	**110/10 kV**	**80**	**40,44**	**50,6%**	
	DUGOPOLJE	**110/20 kV**	**40**	**8,79**	**22,0%**	
	DUJMOVAČA	**110/10 kV**	**80**	**37,77**	**47,2%**	**0,5**
	PLOČE	**110/10 kV**	**40**	**8,19**	**20,5%**	
	VISOKA	**110/10 kV**	**120**	**61,57**	**51,3%**	
	VRGORAC	**110/10 kV**	**40**	**6,18**	**15,5%**	
	ZAGVOZD	**110/10 kV**	**40**	**2,11**	**5,3%**	
	ZAKUČAC	**110/35 kV**	**40**	**16,33**	**40,8%**	

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

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

14. Elektra Zadar

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 26,61%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 10,76%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4014	**ZADAR 1**	**110/35 kV**	**103**	**54,96**	**53,4%**	
	ZADAR 1	35/10 kV	**32**	**10,93**	**34,2%**	
	ZADAR 2	35/10 kV	**16**	**5,24**	**32,7%**	
	ZADAR 3	35/10 kV	**24**	**10,99**	**45,8%**	
	ZADAR 4	35/10 kV	**32**	**20,63**	**64,5%**	
	UGLJAN	35/10 kV	**8**	**2,98**	**37,3%**	
	DUGI OTOK	35/10 kV	**8**	**3,11**	**38,9%**	
	KUKLJICA	35/10 kV	**12**	**5,77**	**48,0%**	
	SALI	35/10 kV	**16**	**1,65**	**10,3%**	
	SILBA	35/10 kV	**8**	**2,34**	**29,3%**	
	ZADAR ISTOK	**110/10 kV**	**80**	**3,12**	**3,9%**	
		35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	
	OBROVAC	**110/35 kV**	**40**	**18,96**	**47,4%**	**10,0**
	OBROVAC	35/10 kV	**16**	**6,60**	**41,3%**	
		20/10 kV	**4**	**0,74**	**18,5%**	
	SELINE	35/10 kV	**16**	**10,81**	**67,6%**	
	BENKOVAC	**110/10 kV**	**40**	**14,77**	**36,9%**	**14,1**
	BIOGRAD	**110/10 kV**	**40**	**29,44**	**73,6%**	
	NIN	**110/20 kV**	**40**	**37,09**	**92,7%**	
		35/20 kV	**8**	**7,36**	**92,0%**	
	PAG	**110/10 kV**	**36**	**10,16**	**28,2%**	**6,0**
	ZADAR CENTAR	**110/10 kV**	**80**	**50,03**	**62,5%**	

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

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

15. Elektra Šibenik

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	12,47%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	6,52%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4015	**BILICE**	**110/30 kV**	**189**	**97,94**	**51,8%**	**11,2**
	TISNO	30/10 kV	**24**	**15,90**	**66,3%**	
	STANKOVCI	30/10 kV	**7**	**3,80**	**55,4%**	1,0
	VODICE	30/10 kV	**32**	**22,60**	**70,6%**	
	ŠIBENIK 1	30/10 kV	**24**	**18,50**	**77,1%**	
	ŠIBENIK 3	30/10 kV	**32**	**19,00**	**59,4%**	9,9
	PRIMOŠTEN	30/10 kV	**11**	**7,20**	**63,0%**	
	ROGOZNICA	30/10 kV	**12**	**8,70**	**72,5%**	
	LOZOVAC	30/10 kV	**8**	**5,30**	**66,3%**	0,8
	PODI	30/10 kV	**16**	**8,00**	**50,0%**	10,2
	DRNIŠ	**110/35 kV**	**16**	**8,77**	**54,8%**	**0,8**
		110/10 kV	**20**	**7,76**	**38,8%**	
		35/10 kV	**8**	**6,40**	**80,0%**	
	UNEŠIĆ	35/10 kV	**7**	**1,10**	**16,9%**	
	OKLAJ	35/10 kV	**7**	**0,90**	**13,9%**	
	KNIN	**110/35 kV**	**60**	**47,91**	**79,9%**	**24,0**
	KNIN	35/10 kV	**32**	**9,60**	**30,0%**	
	KISTANJE	35/10 kV	**8**	**1,70**	**21,3%**	
	GOLUBIĆ	35/10 kV	**7**	**1,60**	**24,6%**	6,5
	KOSOVO	35/10 kV	**5**	**2,10**	**42,0%**	
	HE MILJACKA	35/10 kV	**3**	**2,00**	**80,0%**	

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

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

16. Elektrojug Dubrovnik

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: 18,30%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 18,18%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4016		**110/35 kV**	**40**	**19,40**	**48,5%**	
	BLATO	**110/10 kV**	**20**	**2,00**	**10,0%**	
		35/10 kV	**16**	**9,90**	**61,9%**	
	BLATO	35/10 kV	**12**	**9,90**	**82,5%**	
	KORČULA	35/10 kV	**12**	**9,10**	**75,8%**	
	STON	**110/35 kV**	**40**	**21,60**	**54,0%**	
		35/10 kV	**8**	**4,90**	**61,3%**	
	ZAMOŠČE	35/10 kV	**12**	**7,70**	**64,2%**	
	JANJINA	35/10 kV	**8**	**3,40**	**42,5%**	
	PIJAVIČINO	35/10 kV	**7**	**3,40**	**52,3%**	
	KOMOLAC	**110/35 kV**	**126**	**44,79**	**35,6%**	
		35/10 kV	**16**	**7,35**	**45,9%**	
	SLANO	35/10 kV	**5**	**3,90**	**78,0%**	
	ORAŠAC	35/10 kV	**8**	**7,10**	**88,8%**	
	LAPAD	35/10 kV	**32**	**17,45**	**54,5%**	
	ŠIPČINE	35/10 kV	**32**	**9,35**	**29,2%**	
	PLAT	**35/10 kV**	**16**	**7,60**	**47,5%**	
		110/10 kV	**20**	**9,80**	**49,0%**	
		110/35 kV	**20**	**21,00**	**105,0%**	
	MLINI	35/10 kV	**12**	**8,10**	**67,5%**	2,1
	CAVTAT	35/10 kV	**16**	**8,40**	**52,5%**	
	PLOČICE	35/10 kV	**7**	**3,40**	**52,3%**	
	SRĐ	**110/10 kV**	**80**	**17,89**	**22,4%**	

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

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

17. Elektra Karlovac

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	-3,91%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	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 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4017	**POKUPJE**	**110/35 kV**	**80**	**22,34**	**27,9%**	
	CVETKOVIĆ	35/20 kV	**8**	**2,40**	**30,0%**	
	OZALJ	35/20 kV	**8**	**4,57**	**57,1%**	1,0
	OZALJ	35/10 kV	**8**	**2,12**	**26,5%**	5,0
	OZALJ	20/10 kV	**4**	**0,00**	**0,0%**	
	HE OZALJ 2	35/10 kV	**8**	**3,78**	**47,3%**	4,6
	ILOVAC	35/20 kV	**8**	**6,39**	**79,9%**	5,0
		35/10 kV	**8**	**5,75**	**71,9%**	
	DUBOVAC	35/10 kV	**16**	**0,00**	**0,0%**	0,3
	MEKUŠJE	35/10 kV	**8**	**4,06**	**50,8%**	0,5
		35/20 kV	**8**	**5,86**	**73,3%**	
	ŠVARČA	**110/10 kV**	**22**	**10,25**	**46,6%**	**4,0**
		110/35 kV	**40**	**15,82**	**39,6%**	
	TUŠMER	35/10 kV	**8**	**4,57**	**57,1%**	
	GENERALSKI STOL	35/10 kV	**8**	**2,46**	**30,8%**	1,3
	TURBINA	35/10 kV	**5**	**1,35**	**27,0%**	
	VOJNIĆ	35/10 kV	**8**	**2,76**	**34,5%**	
	OŠTARIJE	**110/35 kV**	**40**	**15,18**	**38,0%**	**0,3**
	OŠTARIJE	35/10 kV	**8**	**3,44**	**43,0%**	4,9
		35/20 kV	**8**	**1,30**	**16,3%**	
	OGULIN	35/10 kV	**16**	**7,68**	**48,0%**	
	JASENAK	35/10 kV	**5**	**0,57**	**11,4%**	
	PLAŠKI	35/10 kV	**5**	**1,37**	**27,4%**	
	SLUNJ	35/10 kV	**8**	**3,40**	**42,5%**	
	ZDENČINA	**110/20 kV**	**40**	**21,27**	**53,2%**	**2,4**
	DUBOVAC	**110/20 kV**	**40**	**4,06**	**10,2%**	
		110/10 kV	**40**	**17,97**	**44,9%**	

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

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

18. Elektra Sisak

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -22,88%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: 11,59%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4018	**PRAČNO**	**110/35 kV**	**40**	**12,22**	**30,5%**	
	SISAK 2	35/20 kV	**32**	**10,55**	**32,7%**	3,0
	KOSTAJNICA	35/20 kV	**16**	**6,49**	**40,5%**	
	SISCIA	**110/20 kV**	**40**	**20,32**	**50,8%**	
	PETRINJA	**110/20 kV**	**40**	**12,83**	**32,1%**	
	GLINA	**110/20 kV**	**40**	**8,09**	**20,2%**	**5,6**
	GVOZD	35/20 kV	**8**	**0,85**	**10,6%**	
	RAFINERIJA	**110/35 kV**	**95**	**44,20**	**46,8%**	

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

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

19. Elektrolika Gospić

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja:	35,54%
Promjena opterećenja u posljednjoj godini:	12,90%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4019	**LIČKI OSIK**	**110/35 kV**	**40**	**31,57**	**78,9%**	
	GOSPIĆ	35/10 kV	**16**	**6,05**	**37,8%**	
	LIČKI OSIK	35/10 kV	**5**	**1,35**	**27,0%**	
	BUNIĆ	35/10 kV	**3**	**0,33**	**13,2%**	
	KORENICA	35/10 kV	**8**	**1,37**	**17,1%**	1,0
	UDBINA	35/10 kV	**8**	**1,83**	**22,9%**	1,0
	PLITVICE	35/10 kV	**7**	**1,27**	**19,5%**	
	RASTOVAČA	35/10 kV	**5**	**2,11**	**42,2%**	
	LIČKO PETROVO SELO	35/10 kV	**5**	**1,12**	**22,4%**	
	DONJI LAPAC	35/10 kV	**5**	**0,87**	**17,4%**	
	SMILJAN	35/20 kV	**8**	**-4,90**	**-61,3%**	4,9
	OTOČAC	**35/10 kV**	**8**	**4,81**	**60,1%**	
		110/35 kV	**40**	**6,95**	**17,4%**	
	PERUŠIĆ	35/10 kV	**5**	**2,13**	**42,6%**	
	LIČKO LEŠĆE	35/10 kV	**5**	**1,03**	**20,6%**	
	VRHOVINE	35/10 kV	**5**	**0,92**	**18,4%**	
	BRINJE	**220/35 kV**	**20**	**-5,19**	**-26,0%**	**5,0**
	BRINJE	35/10 kV	**8**	**2,10**	**26,3%**	
		35/20 kV	**8**	**1,42**	**17,8%**	
	TUNEL MALA KAPELA	35/20 kV	**16**	**1,34**	**8,4%**	
	HE SENJ	**110/35 kV**	**20**	**7,24**	**36,2%**	
	SENJ	35/10 kV	**4**	**1,62**	**40,5%**	
		35/20 kV	**4**	**2,80**	**70,0%**	
	SVETI JURAJ	35/10 kV	**4**	**1,46**	**36,5%**	
	BILUĆA	35/20 kV	**4**	**1,30**	**31,7%**	
	GRAČAC 2 (DOIĆI)	**110/35 kV**	**40**	**5,20**	**13,0%**	
		35/10 kV	**5**	**1,74**	**34,8%**	
	SRB	35/10 kV	**4**	**0,35**	**8,5%**	
	LIČKO CERJE	35/10 kV	**3**	**0,86**	**26,9%**	
	TUNEL SVETI ROK	35/20 kV	**16**	**1,27**	**7,9%**	
	KARLOBAG	**110/20 kV**	**20**	**3,01**	**15,1%**	
	NOVALJA	**110/20 kV**	**40**	**24,56**	**61,4%**	

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

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

20. Elektra Virovitica

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -30,80%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -12,22%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4020	VIROVITICA I	110/35 kV	80	27,39	34,2%	7,0
		35/10 kV	12	8,91	74,3%	
	VIROVITICA II	35/10 kV	12	6,85	57,1%	
	VIROVITICA III	35/10 kV	12	6,10	50,8%	4,6
	SUHOPOLJE	35/10 kV	12	3,87	32,3%	
	ŠPIŠIĆ BUKOVICA	35/10 kV	8	2,21	27,6%	
	SLATINA II	110/35 kV	60	14,06	23,4%	8,0
		35/10 kV	12	7,90	65,8%	
	SLATINA I	35/10 kV	16	5,85	36,6%	
	VOĆIN	35/10 kV	5	1,34	26,8%	

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

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

21. Elektra Požega

Ukupna desetogodišnja promjena opterećenja: -30,20%

Promjena opterećenja u posljednjoj godini: -4,00%

Instalirana snaga i vršna opterećenja TS 110/x kV i 35/x kV te snaga DI priključenih na srednjonaponsku mrežu na području TS u 2021. godini

DP	NAZIV TRANSFORMATORSKE STANICE	PRIJENOSNI OMJER TRANSFORMACIJE	INSTALIRANA SNAGA (MVA)	VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (MVA)	RELATIVNO VRŠNO OPTEREĆENJE 2021. (%)	INSTALIRANA SNAGA DI (MW)
4021	POŽEGA-2	110/35 kV	80	23,47	29,3%	2,9
		35/10 kV	16	9,25	57,8%	
	ČAGLIN	35/10 kV	5	0,75	15,0%	
	FEROVAC	35/10 kV	8	3,02	37,8%	
	ORLJAVA	35/10 kV	5	1,61	32,2%	
	PLETERNICA	35/10 kV	8	2,83	35,4%	
	POŽEGA-1	35/10 kV	16	4,91	30,7%	

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

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

11.5. Tim za izradu Desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže 2023. – 2032.

SUI, SOUI:
Anđelko Tunjić
Goran Vidmar
Tanja Marijanić

HEP ODS, distribucijska područja:
Službe za realizaciju investicijskih projekata i pristup mreži

SUI, Odjeli za operativno upravljanje imovinom Sjever, Istok, Zapad i Jug

SUI, OPM:
Roko Ivković

SUI, OPKU:
Goran Vidmar
Igor Đurić
Tanja Marijanić
Ivan Orišak
Miroslav Pavelić

SUI, SOUI:
Anđelko Tunjić
Goran Vidmar
Mladen Vuksanić
Igor Đurić
Tanja Marijanić
Ivan Orišak
Miroslav Pavelić
Mladen Nujić
Davor Jelenčić

SUI, SKTA:
Vanja Tomašek
Mario Matejak
Marta Malenica Čepelak

SUI, OPM:
Matej Cvitanović

SUI, OTN:
Renato Ćućić

SVS, SPST:
Dario Lovreković

SMPT:
Danijela Žaja
Ivica Hadjina

Ured direktora:
Pero Josipović
Vladimir Caha

SEP, SR:
Iva Dugandžić

SUI, OPKU:
Tanja Marijanić
Anđelko Tunjić
Goran Vidmar
Mladen Vuksanić
Igor Đurić

HEP d.d., SIKT

SUI, OPKU:
Ivan Orišak
Miroslav Pavelić

SUI, OPKU:
Tanja Marijanić
Goran Vidmar

KRATICE:

SUI	Sektor za upravljanje imovinom
SOUI	Služba za operativno upravljanje imovinom
OPKU	Odjel za planiranje i kapitalna ulaganja
OPM	Odjel za pristup mreži
OTN	Odjel za tipizaciju i normizaciju
OTDPP	Odjel za tehničku dokumentaciju i prostorne podatke
SKTA	Služba za koordinaciju terenskih aktivnosti
SVS	Sektor za vođenje sustava
SPST	Služba za procesne sustave i telekomunikacije
SMPT	Sektor za mjerenje i podršku tržištu
SEP	Sektor za ekonomske poslove
SR	Služba za računovodstvo
SI	Služba za informatiku
SIKT	Sektor za informacijsko-komunikacijske tehnologije