PLAN RAZVOJA DISTRIBUTIVNE MREŽE CRNOGORSKOG ELEKTRODISTRIBUTIVNOG SISTEMA (2020 - 2029)

PLAN RAZVOJA DISTRIBUTIVNE MREŽE CRNOGORSKOG ELEKTRODISTRIBUTIVNOG SISTEMA

(2020-2029)

Maj, 2019. godine

SADRŽAJ

POPIS TABELA 5
POPIS SLIKA 9
1. UVOD 14
1.1. Ciljevi, vrste planova i specifičnosti planiranja ED sistema 14
1.2. Legislativni okvir 18
1.3. Metodologija planiranja 20
1.3.1. Procedura planiranja 21
1.4. Kriterijumi planiranja 23
1.4.1. Tehnički kriterijumi planiranja 24
1.4.2. Ekonomski kriterijumi planiranja 28
1.5. Baza podataka 28
1.6. Osvrt na prethodne planove razvoja 30
1.7. Analiza gubitaka energije i snage 35
1.8. Distribuirana proizvodnja 40
2. PREGLED STANJA 35 KV MREŽE 44
2.1. Starosna struktura elemenata mreže 44
2.1.1. Trafostanice 44
2.1.2. Vodovi 45
2.2. Karakteristike ostvarenog pogona 35 kV mreže 46
2.2.1. Region 1 46
2.2.2. Region 2 48
2.2.3. Region 3 52
2.2.4. Region 4 55
2.2.5. Region 5 59
2.2.6. Region 6 62
2.2.7. Region 7 65
2.3. Pouzdanost napajanja potrošača 68
2.3.1. Statistički podaci o prekidima napajanja 68
2.3.2. Analiza podataka o uzrocima prekida napajanja 73
2.3.3. Proračun pokazatelja pouzdanosti 90
2.3.4. Broj i vrijeme trajanja prekida u napajanju, i neisporučena energija 97

3. PREGLED STANJA 10 KV MREŽE 99
3.1. Opšte karakteristike i starosna struktura elemenata mreže 99
3.1.1. Trafostanice 99
3.1.2. Vodovi 103
3.2. Karakteristike ostvarenog pogona 10 kV mreže 105
3.2.1. Region 1 105
3.2.2. Region 2 108
3.2.3. Region 3 111
3.2.4. Region 4 113
3.2.5. Region 5 117
3.2.6. Region 6 119
3.2.7. Region 7 122
3.2.8. Pregled procjene tehničkih gubitaka u 10 kV mreži po TS 35/10 kV 125
4. PREGLED STANJA NISKONAPONSKE MREŽE 130
5. DUGOROČNA PROGNOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE I OPTEREĆENJA 142
5.1. Metodološke mogućnosti i ograničenja prognoze 142
5.1.1. Metode dugoročne prognoze 142
5.1.2. Probabilistički autonomni modeli prognoze 144
5.2. Rezultati dugoročne prognoze 146
5.2.1. REGION 1 146
5.2.2. REGION 2 149
5.2.3. REGION 3 152
5.2.4. REGION 4 156
5.2.5. REGION 5 160
5.2.6. REGION 6 164
5.2.7. REGION 7 168
6. PLANIRANJE RAZVOJA EDS-a CEDIS-a 174
6.1. Svrha planiranja razvoja EDS-a 174
6.2. Osnovna načela i smjernice razvoja mreža CEDIS-a 174
6.3. Kriterijumi za zamjenu i obnovu elemenata ED mreže 176
6.4. Primijenjeni kriterijumi i smjernice za obnovu i izgradnju ED mreže 178
6.5. Smjernice za obnovu i izgradnju sistema upravljanja, mjerenja i komunikacija 185
6.6. Pregled projekata 186
6.6.1. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN) 188

6.6.2. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica 189
6.6.3. Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline 190
7. INVESTICIONI PLAN ZA PERIOD od 2020. do 2022. GODINE 199
7.1. Uvod 199
7.2. Pregled tekućih investicija 199
7.3. Nove investicije 201
7.4. Program otkupa 211
PRILOG 214

POPIS TABELA

Tabela 1.1. Tipična vremena trajanja kratkoročnog i dugoročnog planiranja za pojedine objekte EES-a 16

Tabela 1.2. Prosječna vremena potrebna za izgradnju pojedinih elemenata EDS-a 18

Tabela 1.3. Dozvoljeno strujno opterećenje voda i transformatora pri planiranju ED mreža Hrvatske 25

Tabela 1.4. Dozvoljena odstupanja napona pri planiranju ED mreža u Crnoj Gori 25

Tabela 1.5 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2012-2015. godina 31

Tabela 1.6 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2016-2018. godina 31

Tabela 1.7 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2012-2018. godina 31

Tabela 1.8 Preuzeta energija, isporučena energija po kategorijama potrošnje i gubici za EDS CG, 1980-2018.g. 36

Tabela 1.9 Struktura gubitaka energije u odnosu na mjesto nastajanja za ED Crna Gora – prosjek 2016-2018. godina 39

Tabela 1.10 Tehnički podaci o distribuiranim izvorima u Crnoj Gori u 2019 godini 40

Tabela 1.11 Planirane male HE 42

Tabela 1.12 Planirane solarne elektrane 42

Tabela 1.13 Lista kupaca – proizvođača 42

Tabela 2.1 Prosječna starost transformatora 35/X kV po regionima 44

Tabela 2.2 Broj transformatora 35/X kV određene starosti po regionima 45

Tabela 2.3 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 1 u 2017. godini [MW] 46

Tabela 2.4 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 1 46

Tabela 2.5 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 2 u 2017. godini [MW] 48

Tabela 2.6 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 2 49

Tabela 2.7 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 3 u 2017. godini [MW] 52

Tabela 2.8 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 3 53

Tabela 2.9 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 4 u 2017. godini [MW] 55

Tabela 2.10 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 4 56

Tabela 2.11 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 5 u 2017. godini [MW] 59

Tabela 2.12 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 5 60

Tabela 2.13 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 6 u 2017. godini [MW] 62

Tabela 2.14 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 6 63

Tabela 2.15 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 7 u 2017. godini [MW] 65

Tabela 2.16 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 7 66

Tabela 2.17. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 1. 68

Tabela 2.18. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 2. 69

Tabela 2.19. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 3. 70
Tabela 2.20. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 4. 70
Tabela 2.21. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 5. 71
Tabela 2.22. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 6. 72
Tabela 2.23. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 7. 72
Tabela 2.24. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad DV-a 220kV 74
Tabela 2.25. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad DV-a 110kV 74
Tabela 2.26. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad DV-a 35kV 74
Tabela 2.27. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad KB-a 35kV 80
Tabela 2.28. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 220/X kV 81
Tabela 2.29. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 110/X kV 81
Tabela 2.30. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 35/10 kV 82
Tabela 2.31. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 35/0.4 kV 84
Tabela 2.32. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad 10 kV izvoda u TS – ma 35/10kV 85
Tabela 2.33. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TR u TS-ma 86
Tabela 2.34. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad mHE 87
Tabela 2.35. Objekti koji su uzrok više od 20 prekida napajanja tokom godine 88
Tabela 2.36. Objekti koji su uzrok najdužih trajanja prekida napajanja TS-a (sortirano po 2017 godini) 89
Tabela 2.37. Objekti koji su uzrok najdužih trajanja prekida napajanja TS-a (sortirano po 2016 godini) 90
Tabela 2.38. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 1. 91
Tabela 2.39. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 2. 91
Tabela 2.40. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 3. 92
Tabela 2.41. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 4. 93
Tabela 2.42. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 5. 94
Tabela 2.43. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 6. 94
Tabela 2.44. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 7. 95
Tabela 2.45. Pregled TS sa najvećim vrijednostima SAIFI i SAIDI 96
Tabela 3.1 Pregled broja TS 10/0,4 kV po regionu sa instalisanom snagom i brojem potrošača 99
Tabela 3.2 Dužine vodova po regionu i tipu 103
Tabela 3.3 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1 105
Tabela 3.4 Dužina 10 kV mreže po TS 110/10 kV i TS 35/10 kV Regiona 2 108
Tabela 3.5 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3 111
Tabela 3.6 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4 114
Tabela 3.7 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5 117

Tabela 3.8 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6 120
Tabela 3.9 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7 122
Tabela 5.1. Preuzete energije ED konzuma u periodu 2004-2017. (GWh)..... 147
Tabela 5.2. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 1 za 2029. g..... 148
Tabela 5.3. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 2 za 2029. g..... 152
Tabela 5.4. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 3 za 2029. g..... 155
Tabela 5.5. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 4 za 2029. g..... 159
Tabela 5.6. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 5 za 2029. g..... 164
Tabela 5.7. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 6 za 2029. g..... 168
Tabela 5.8. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 7 za 2029. g..... 171
Tabela 5.9. Rekapitulacija sumarnih potreba CEDIS-a za W i P_v 2017. i 2029. g. 172
Tabela 5.10. Rekapitulacija dodatnih vrijednosti prognoze za W i P_v u periodu 2017-2029. 172
Tabela 5.11. Klasifikacija ED regiona prema visini stope rasta opterećenja 173
Tabela 6.1. Preporučeni uslovi za obnovu elemenata mreže zbog starosti 176
Tabela 6.2 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po dijelu ED mreže 187
Tabela 6.3 Pregled broja projekata po tipu i naponskom nivou mreže na koji se odnosi..... 188
Tabela 6.4 Pregled broja projekata po tipu i naponskom nivou mreže na koji se odnosi..... 189
Tabela 6.5 Pregled broja ostalih projekata po tipu 190
Tabela 6.6 Broj mjernih mjesta u sistemu mjerenja CEDIS..... 191
Tabela 6.7 Broj AMM brojila po godini proizvodnje..... 192
Tabela 7.1 Pregled broja tekućih projekata po naponskim nivoima 200
Tabela 7.2 Pregled broja tekućih projekata koji obuhvataju izgradnju, rekonstrukciju ili revitalizaciju mreže 200
Tabela 7.3 Pregled broja tekućih projekata koji podrazumijevaju izgradnju, rekonstrukciju ili revitalizaciju TS 201
Tabela 7.4 Ukupni pregled planiranih investicija po namjeni 205
Tabela 7.5 Ukupne investicije uključujući i procjenu onih koje nije moguće planirati 206
Tabela 7.6 Struktura investicija po regionima i na nivou CEDIS 206
Tabela 7.7 Pregled nivoa investicija po vrsti projekta – izgradnja, rekonstrukcija i revitalizacija mreže..... 208
Tabela 7.8 Pregled nivoa investicija po vrsti projekta – izgradnja, rekonstrukcija i revitalizacija TS 209
Tabela 7.9 Pregled nivoa investicija po vrsti projekta – Ostali projekti 210
Tabela 7.10 Broj projekata po dijelu mreže koji je planiran za otkup 212
Tabela 7.11 Ukupni iznos otkupa po dijelu ED mreže [EUR] 212

Tabela P.1. Koeficijenti regresionih modela za sve ED sa statističkim obilježjima 214
Tabela P.2. Geografsko - demografski indikatori opštine Nikšić 214
Tabela P.3 Geografsko - demografski indikatori opštine Plužine 214
Tabela P.4. Geografsko - demografski indikatori Glavnog grada 215
Tabela P.5. Geografsko - demografski indikatori opštine Danilovgrad 215
Tabela P.6. Geografsko - demografski indikatori Prijestonice Cetinje 216
Tabela P.7. Geografsko - demografski indikatori opštine Berane 216
Tabela P.8. Geografsko - demografski indikatori opštine Andrijevica 217
Tabela P.9. Geografsko - demografski indikatori opštine Plav 217
Tabela P.10. Geografsko - demografski indikatori opštine Rožaje 218
Tabela P.11. Geografsko - demografski indikatori opštine Budva 218
Tabela P.12. Geografsko - demografski indikatori opštine Bar 219
Tabela P.13. Geografsko - demografski indikatori opštine Ulcinj 219
Tabela P.14. Geografsko - demografski indikatori opštine Herceg Novi 220
Tabela P.15. Geografsko - demografski indikatori opštine Kotor 220
Tabela P.16. Geografsko - demografski indikatori opštine Tivat 221
Tabela P.17. Geografsko - demografski indikatori opštine Kolašin 221
Tabela P.18. Geografsko - demografski indikatori opštine Mojkovac 221
Tabela P.19. Geografsko - demografski indikatori opštine Bijelo Polje 222
Tabela P.20. Geografsko - demografski indikatori opštine Pljevlja 222
Tabela P.21. Geografsko - demografski indikatori opštine Žabljak 223
Tabela P.22. Geografsko - demografski indikatori opštine Šavnik 223

POPIS SLIKA

Slika 1.1. Uloga strateškog planiranja 15

Slika 1.2. Hijerarhija ciljeva planiranja izgradnje i pojačanja ED mreža 16

Slika 1.3. Povezani prioriteti energetske politike Crne Gore do 2030. g. 19

Slika 1.4. Procedura planiranja EDS-a 22

Slika 1.5 Pregled ukupno odobrenih i realizovanih investicija za period 2012-2018. godina 32

Slika 1.6 Struktura ukupno planiranih investicija za period 2012-2018. godina 32

Slika 1.7 Pregled ukupno odobrenih i realizovanih investicija za period 2012-2018. godina [kEUR] 33

Slika 1.8 Pregled odobrenih i realizovanih investicija u primarnu mrežu za period 2012-2018. godina [kEUR] 33

Slika 1.9 Pregled odobrenih i realizovanih investicija u sekundarnu mrežu za period 2012-2018. godina [kEUR] 34

Slika 1.10 Pregled odobrenih i realizovanih investicija u AMM i mjerna mjesta za period 2012-2018. godina [kEUR] 34

Slika 1.11 Procentualni gubici svih regiona i EDS Crne Gore za 2004-2018. g. 37

Slika 1.12 Preuzeta energija i ukupni gubici na nivou EDS Crne Gore za period 2004-2018 38

Slika 1.13 Uporedni pregled nivoa i strukture gubitaka po djelovima mreže za period 2016.-2018. godina . 38

Slika 1.14 Isporučena energija i struktura gubitaka energije u ED Crna Gora – prosjek 2016-2018. godina .. 39

Slika 1.15 Isporučena energija i struktura gubitaka energije prema mjestu nastanka za EDS Crna Gora – prosjek 2016-2018. godina 40

Slika 1.16 Ukupna proizvodnja iz distribuiranih izvora u periodu 2013-2018. godina 41

Slika 2.1 Starosna struktura transformatora 35/X kV u elektrodistributivnom sistemu Crne Gore 44

Slika 2.2 Udio transformatora određene starosti po regionima 45

Slika 2.3 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja 47

Slika 2.4 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 1 48

Slika 2.5 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (prvi dio) 50

Slika 2.6 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (drugi dio) 51

Slika 2.7 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 2 52

Slika 2.8 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (uz rad mHE) 53

Slika 2.9 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (bez mHE) 54

Slika 2.10 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 3 54

Slika 2.11 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (prvi dio) 57

Slika 2.12 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi dio) 57

Slika 2.13 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 4 59

Slika 2.14 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5 61

Slika 2.15 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 5 62

Slika 2.16 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (uz rad mHE) 64

Slika 2.17 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (bez mHE) 64

Slika 2.18 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 6 65

Slika 2.19 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7 67

Slika 2.20 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 7 67

Slika 2.21 Broj prekida u 2017 godini po naponskim nivoima 98

Slika 2.22 Vrijeme trajanja prekida u 2017 godini po naponskim nivoima 98

Slika 3.1 Struktura regiona prema broju (a) i instalisanoj snazi (b) TS 10/0,4 kV 99

Slika 3.2 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja na nivou ED Crne Gore 100

Slika 3.3 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja po regionima 100

Slika 3.4 Broj preopterećenih transformatora 10/0,4 određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju 101

Slika 3.5 Broj značajno opterećenih transformatora 10/0,4 (iznad 70 % P_n) određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju 102

Slika 3.6 Porast broja preopterećenih transformatora 10/0,4 kV 102

Slika 3.7 Struktura 10 kV vodova prema tipu 103

Slika 3.8 Struktura 10 kV vodova prema tipu po regionima 104

Slika 3.9 Struktura 10 kV vodova prema presjecima [mm^2] 104

Slika 3.10 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1 106

Slika 3.11 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 1 106

Slika 3.12 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 1 107

Slika 3.13 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 1 107

Slika 3.14 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 2 109

Slika 3.15 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 2 109

Slika 3.16 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2 110

Slika 3.17 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2 110

Slika 3.18 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3 112

Slika 3.19 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 3 112
Slika 3.20 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3..... 113
Slika 3.21 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3 113
Slika 3.22 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4..... 115
Slika 3.23 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 4 115
Slika 3.24 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4..... 116
Slika 3.25 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4 116
Slika 3.26 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5..... 118
Slika 3.27 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 5 118
Slika 3.28 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5..... 119
Slika 3.29 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5 119
Slika 3.30 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6..... 120
Slika 3.31 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 6 121
Slika 3.32 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6..... 121
Slika 3.33 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6 122
Slika 3.34 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7..... 123
Slika 3.35 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 7 123
Slika 3.36 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7..... 124
Slika 3.37 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7 124
Slika 3.38 Procjena učešća tehničkih gubitaka u ukupnoj energiji izmjerenoj kod TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 1 i 2 126
Slika 3.39 Procjena učešća tehničkih gubitaka u ukupnoj energiji izmjerenoj kod TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 4 i 5 127
Slika 3.40 Procjena učešća tehničkih gubitaka u ukupnoj energiji izmjerenoj kod TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 3, 6 i 7 127
Slika 3.41 Procjena troška za tehničke gubitke na godišnjem nivou po TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 1 i 2 128
Slika 3.42 Procjena troška za tehničke gubitke na godišnjem nivou po TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 4 i 5 128
Slika 3.43 Procjena troška za tehničke gubitke na godišnjem nivou po TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 3, 6 i 7 129
Slika 4.1 Struktura niskonaponske mreže ED Crne Gore prema tipu 130
Slika 4.2 Struktura niskonaponske mreže po regionima 130
Slika 4.3 Struktura niskonaponske mreže po ED 131
Slika 4.4 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po regionima..... 131
Slika 4.5 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po ED..... 132

Slika 4.6 Dužina NN mreže po NN potrošaču po regionima 133
Slika 4.7 Dužina NN mreže po NN potrošaču po ED 133
Slika 4.8 Struktura niskonaponske mreže po presjecima provodnika 134
Slika 4.9 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po regionu 134
Slika 4.10 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po ED 135
Slika 4.11 Dužina ekvivalentnog niskonaponskog izvoda po ED 136
Slika 4.12 Presjek ekvivalentnog naponskog izvoda po ED 136
Slika 4.13 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po regionima 137
Slika 4.14 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po ED 138
Slika 4.15 Prosječno vršno opterećenje po TS X/0,4 kV po regionima 139
Slika 4.16 Prosječno vršno opterećenje po TS X/0,4 kV po ED 139
Slika 5.1 Stanovništvo u opštini Nikšić po popisima 1948-2011. 147
Slika 5.2. Stanovništvo u opštini Plužine po popisima 1948-2011. 147
Slika 5.3. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za Region 1 148
Slika 5.4. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2017 – 2029. g. 149
Slika 5.5. Stanovništvo Glavnog grada po popisima 1948-2011. 149
Slika 5.6. Stanovništvo opštine Danilovgrad po popisima 1948-2011. 150
Slika 5.7. Stanovništvo Prijestonice Cetinje po popisima 1948-2011. 150
Slika 5.8. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Podgorica 151
Slika 5.9. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Cetinje 151
Slika 5.10. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 2 za period 2017 – 2029. g. 152
Slika 5.11. Stanovništvo opštine Berane po popisima 1948-2011. 153
Slika 5.12. Stanovništvo opštine Andrijevica po popisima 1948-2011. 153
Slika 5.13. Stanovništvo opštine Plav po popisima 1948-2011. 153
Slika 5.14. Stanovništvo opštine Rožaje po popisima 1948-2011. 154
Slika 5.15. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Berane 154
Slika 5.16. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Rožaje 155
Slika 5.17. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2017 – 2029. g. 156
Slika 5.18. Stanovništvo opštine Budva po popisima 1948-2011. 156
Slika 5.19. Stanovništvo opštine Bar po popisima 1948-2011. 157
Slika 5.20. Stanovništvo opštine Ulcinj po popisima 1948-2011. 157
Slika 5.21. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Budva 158
Slika 5.22. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Bar 159
Slika 5.23. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Ulcinj 159

Slika 5.24. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2017 – 2029. g. 160
Slika 5.25. Stanovništvo opštine Herceg Novi po popisima 1948-2011. 161
Slika 5.26. Stanovništvo opštine Kotor po popisima 1948-2011. 161
Slika 5.27. Stanovništvo opštine Tivat po popisima 1948-2011. 161
Slika 5.28. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Herceg Novi 162
Slika 5.29. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Kotor 163
Slika 5.30. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Tivat 163
Slika 5.31. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2017 – 2029. g. 164
Slika 5.32. Stanovništvo opštine Kolašin po popisima 1948-2011. 165
Slika 5.33. Stanovništvo opštine Mojkovac po popisima 1948-2011. 165
Slika 5.34. Stanovništvo opštine Bijelo Polje po popisima 1948-2011. 165
Slika 5.35. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Kolašin 166
Slika 5.36. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Mojkovac 167
Slika 5.37. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Bijelo Polje 167
Slika 5.38. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2017 – 2029. g. 168
Slika 5.39. Stanovništvo opštine Pljevlja po popisima 1948-2011. 169
Slika 5.40. Stanovništvo opštine Žabljak po popisima 1948-2011. 169
Slika 5.41. Stanovništvo opštine Šavnik po popisima 1948-2011 169
Slika 5.42. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Pljevlja 170
Slika 5.43. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Žabljak 171
Slika 5.44. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 7 za period 2017 – 2029. g. 172
Slika 6.1. Dvije šeme spojnih vodova u 10 KV mreži TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV 180
Slika 6.2. Maksimalna ekonomski opravdana dužina rezervnog napajanja na 35 kV 185
Slika 6.3 Raspodjela projekata po regionima 187
Slika 7.1 Struktura ukupnih godišnjih investicija po namjeni 205
Slika 7.2 Struktura ukupnih investicija po vrsti projekta 206
Slika 7.3 Struktura ukupnih investicija po mjestu u ED sistemu 207
Slika 7.4 Učešće djelova ED mreže u visini otkupa infrastrukture po godinama 213

1. UVOD

1.1. Ciljevi, vrste planova i specifičnosti planiranja ED sistema

Generalno, planiranje je formalni proces utvrđivanja ciljeva i izbor strategija adekvatnih za ostvarenje tih ciljeva. Drugim riječima, planiranje je postupak donošenja odluka u kojem planer najprije određuje skup mogućih rješenja (planova) problema, a potom, u skladu sa zadatim kriterijumima, između njih bira najbolje. Razlozi neophodnog planiranja elektrodistributivnih sistema leže u činjenici da se u industrijalizovanom svijetu, od ukupnih investicija u elektroenergetiku, skoro 50% angažuje u razvoj ED mreža.

Planom razvoja EDS-a se, što je moguće realnije, sagledava obim i dinamika njegove izgradnje i rekonstrukcije na način da se zadovolje potrebe kupaca za električnom energijom, obezbijedi razvoj prema urbanističkim planovima i uvažavanjem početnog stanja ED mreže i okruženja, a u skladu sa zakonskom propisima, regulatornim zahtjevima i postavljenim poslovnim ciljevima.

Kako je rastao značaj električne energije za nacionalne ekonomije, sve više i više je bilo napora da se pronađu optimalne strategije razvoja elektroenergetskih sistema. Razvojem računara, kao i novih matematičkih metoda i algoritama od 60-tih godina XX vijeka bilo je moguće značajno unaprijediti dotadašnje tradicionalne metode planiranja mreža i sistema. Tako je došlo i do konstantnog razvoja novih i efikasnijih metoda i egzaktnijih modela planiranja ED mreža. Ali, s obzirom na nemogućnost da se ovi problemi rješavaju u realnom vremenu, još uvijek se koriste aproksimativni i/ili heuristički postupci (evolucioni algoritmi, stohastička relaksacija, tabu pretraživanje, vještački imuno-sistemi i drugi).

Od bitnog uticaja na proces i metode planiranja ED mreža posljednjih decenija je i globalni talas značajnih promjena u oblasti elektroenergetike. Glavni faktori promjena su deregulacija, otvoreno tržište, alternativni i lokalni izvori energije, nove tehnologije skladištenja energije, razvoj komunikacija, upravljanja i sl. Sve navedeno, s jedne strane povećava nivo nesigurnosti, a s druge omogućava alternativna rješenja prilikom planiranja. Zbog toga, novi uslovi predstavljaju veliki izazov, kako za istraživače, tako i za energetske kompanije u pogledu traganja za novim sveobuhvatnim metodama planiranja EES-a, uključujući ED mreže.

Kako je planiranje mreža i sistema imanentno dinamičan problem, tako je i planiranje ED mreža u najopštijem slučaju moguće podijeliti u dvije funkcionalne grupe:

- pogonsko planiranje i
- planiranje pojačanja i izgradnje.

Pogonsko planiranje obuhvata planiranje aktivnosti kojima se poboljšava rad postojeće ED mreže, odnosno postojećeg broja TS i vodova. Pogonsko planiranje odnosi se na rekonfiguraciju, odnosno određivanje optimalnog uklopnog stanja postojeće ED mreže u cilju povećanja sigurnosti i kvaliteta napajanja, kompenzaciju reaktivne snage, optimiziranje gubitaka aktivne snage i energije i sl.

Planiranje pojačanja i izgradnje ED mreže uslovljeno je promjenom opterećenja u postojećim čvorištima, pojavom novih čvorišta opterećenja kao i distribuiranih izvora, zatim promjenom zakona, tehnologije i cijena, kao i starenjem postojećih elemenata u ED mreži.

Nadalje, planiranje pojačanja i izgradnje EDS sistema moguće je podijeli na:

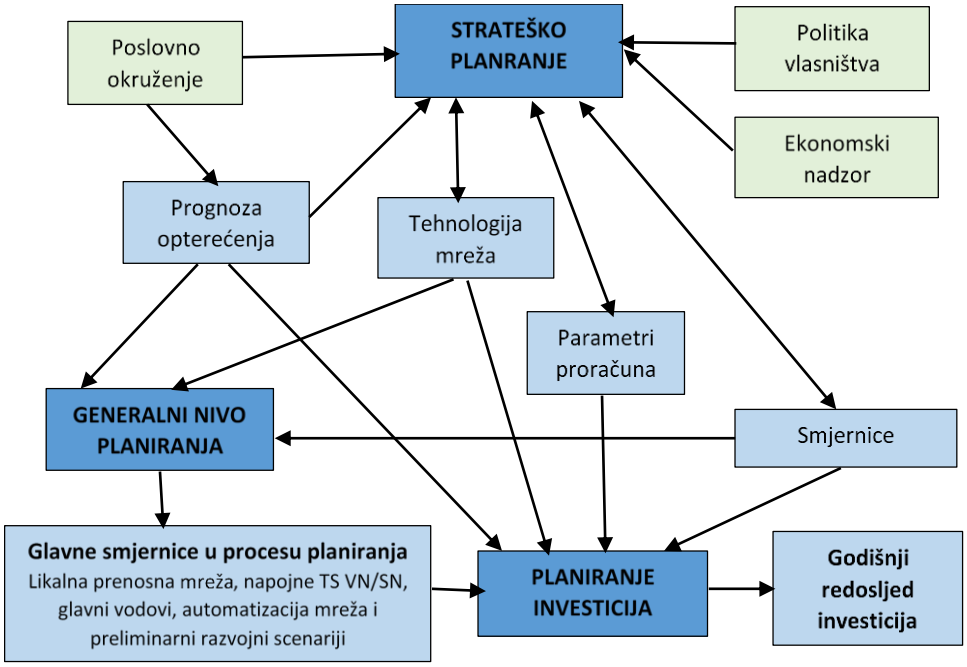
- kratkoročno i
- dugoročno planiranje.

Vremenska granica između kratkoročnog i dugoročnog planiranja nije čvrsto definisana. Naime uobičajeno je za kratkoročno planiranje uzimati da je to razdoblje jednako maksimalno potrebnom vremenu da se planirani objekti izgrade i uđu u pogon[1].

Prema tome, svrha kratkoročnog planiranja je određivanje optimalnih odluka i specifikacija koje detaljno determinišu nove objekte i opremu koje je potrebno nabaviti, način i vrijeme priključka na postojeću ED mrežu, a sve u cilju zadovoljavanja potražnje za električnom energijom odgovarajućeg kvaliteta. Nakon definisanja kratkoročnog plana pojačanja ED mreže započinje i niz kratkoročnih aktivnosti kao što su: kupovina zemljišta za veće objekte, dobijanje potrebnih dozvola, izrada dokumentacije itd.

Strateško ili dugoročno planiranje bavi se budućim velikim investicijama i glavnim mrežnim konfiguracijama. Za razliku od kratkoročnog, za dugoročno planiranje vrijedi da mu je pripadajuće razdoblje planiranja duže od vremena potrebnog za izgradnju posmatranih objekata. Njegova glavna svrha je da se planiraju optimalni mrežni razvojni scenariji, odnosno koje investicije i u koje vrijeme bi bile neophodne da bi se ostvarila maksimalna ekonomičnost. Na svakoj etapi treba zadovoljiti propisana ograničenja koji se, prije svega, odnose na pitanja sigurnosti i kvaliteta snabdijevanja sve dok su ukupni troškovi (investicija, održavanja i gubitaka) tokom planskog perioda što je moguće niži.

Zbog kapitalno intenzivne prirode i dugoročnosti životnog vijeka glavnih objekata, strateško planiranje igra važnu ulogu u upravljanju imovinom ED kompanija. Adekvatnom strategijom povećava se svijest o izazovima vezanim za operativno okruženje i buduće ciljeve EDS-a. Uloga i međuzavisnost strateškog planiranja ilustrovana je na sledećoj slici (Slika 1.1)



Slika 1.1. Uloga strateškog planiranja

Efikasna i izvodljiva strategija uzima u obzir zahtjeve i mogućnosti koje proističu iz poslovnog okruženja, vlasništva i ekonomske regulacije. Godišnja dinamika investiranja predstavlja suštinski dio strateškog planiranja. Ključna polazna osnova ovih planova su prognoze opterećenja. Naročito, dugoročne prognoze generišu važna saznanja o promjenama u razvoju poslovnog okruženja.

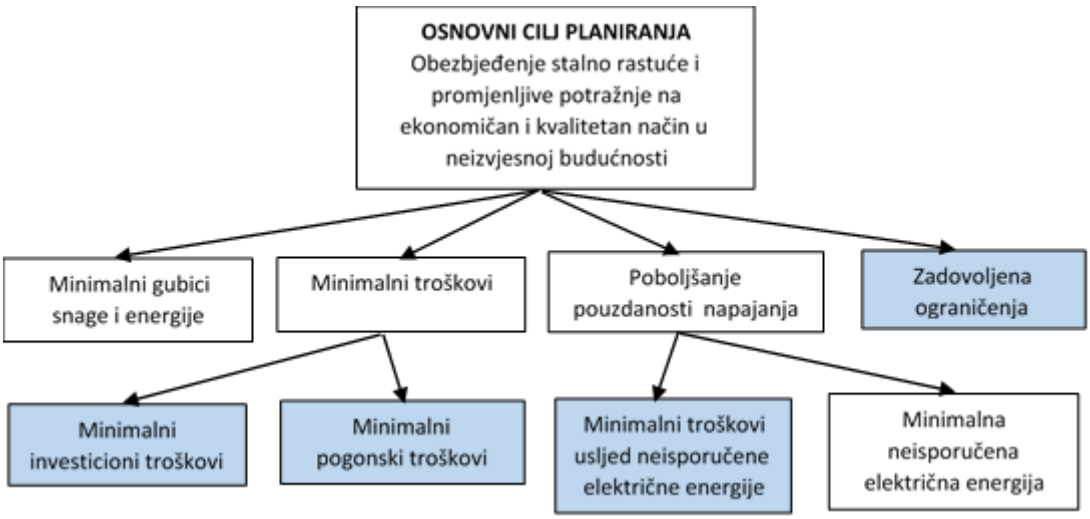
[1] U literaturi se često, zavisno od konteksta, za ovu fazu koristi termin *srednjoročno* planiranje, koje se odnosi na individualne investicije u bližoj budućnosti (narednih 3-5 godina).

U sledećoj tabeli (Tabela 1.1) date su tipične vrijednosti vremena kratkoročnog i dugoročnog planiranja za pojedine objekte u EES-u.

Tabela 1.1. Tipična vremena trajanja kratkoročnog i dugoročnog planiranja za pojedine objekte EES-a

Objekti EES-a	**Periodi planiranja (godine)**	
	Kratkoročno	**Dugoročno**
Velike elektrane (>150 MVA)	10	30
Srednje i male elektrane (<50 MVA)	7	20
Prenosni vodovi	6-8	20-25
TS VN/SN	6	20
SN izvodi	6	20
SN vodovi	1-4	4-12
TS SN/NN i	0.5	2

Slika 1.2 prikazuje uobičajenu hijerarhiju ciljeva planiranja mreža u ED kompanijama. Suštinski, ovo je jednokriterijumski model planiranja ED mreža s ciljem minimizacije troškova kako je to na slici prikazano osjenčenim boksovima. Osim prikazanih ciljeva, ponekad se koriste i neki dodatni, poput kvaliteta napona, ili uticaja na okolinu.



Slika 1.2. Hijerarhija ciljeva planiranja izgradnje i pojačanja ED mreža

Svaki plan izgradnje i pojačanja ED mreža nosi rizik pogrešno donesenih odluka, prvenstveno usljed budućih neizvjesnosti. Na primjer, ekspanziju proizvodnje električne energije iz distribuiranih izvora i korišćenja električnih vozila je teško predvidjeti, pošto su oba fenomena veoma zavisna od poslovnih, pa i političkih odluka i odluka potrošača. Takođe je teško predvidiv napredak u domenu „pametnih kuća“ i njihov uticaj na mrežu. Usljed neodređenosti ulaznih podataka dugoročni plan razvoja mreže može biti prihvatljiv samo za planiranje aktivnosti u bliskoj budućnosti, zbog čega se oni periodično aktuelizuju na nove ulazne podatke. Dugoročno planiranje postaje sve važnije u uslovima liberalizacija tržišta električne energije budući da zadovoljenje kupaca i snabdjevača postaje ugovorna obaveza i znatno veći financijski rizik za ED kompanije u odnosu na tradicionalnu elektroprivrednu strukturu.

Postojeće stanje ED mreže uvijek je polazna tačka njenog planiranja, kao i analiza kapaciteta takve mreže u pogledu napajanja svih čvorišta opterećenja kvalitetnom električnom energijom u nekom posmatranom razdoblju. Ukoliko se analizom utvrdi da ED mreža ne može ostvariti navedene ciljeve, kao ni zadovoljiti propisana tehnička ograničenja, potrebno je pristupiti postupku planiranja povećanja njenih kapaciteta.

Generalno, planiranje ED mreža mogu podstaći sljedeći interni i eksterni faktori:

- promjena opterećenja u postojećim čvorištima opterećenja,
- pojava novih čvorišta opterećenja i distribuiranih izvora u ED mreži,
- kada je dostignuto dozvoljeno opterećenje pojedinih elemenata mreže,
- kod manjeg opterećenja elemenata od dozvoljenog, kako bi se poboljšale naponske prilike, smanjili gubici u ED mreži i sl.,
- snabdijevanje u slučaju vanrednog (poremećenog) pogonskog stanja,
- kada elementima u ED mreži ističe ekonomski životni vijek.

Drugim riječima, biće potrebno razmatrati uticaj budućih promjena u faktorima kao što je rast opterećenja u različitim oblastima, varijacije u relativnim nivoima troškova materijala i energije, kao i sve veća upotrebu tehničkih inovacija. Iz ovih studija planiranja moguće je napraviti spiskove očekivanih velikih godišnjih investicija i takođe opredijeliti finansijska sredstva za pokrivanje nedefinisanih budućih tehničkih šema. Potom se moraju uporediti ukupni investicioni zahtjevi sa godišnjim finansijskim planovima koji uzimaju u obzir pretpostavke u vezi nabavnih cijena električne energije, rasta opterećenja, gubitaka sistema, postojećih kredita, novih zahtjeva za zaduživanjem, kao i sve promjene troškova plata, sigurnosnih zahtjeva itd. Tokom perioda finansijskog plana treba postići balans tako da se ispune i tehnički i finansijski ciljevi u okviru stabilnog i prihvatljivog nivoa tarifa za prodaju električne energije.

ED mreže, pogotovo kod razvijenih urbanih područja, zbog velikog broja čvorišta opterećenja (nekoliko hiljada) sadrže veliki broj elemenata. Budući da je broj mogućih rješenja izuzetno velik, ali ipak konačan, takav problem pripada grupi kombinatornih problema kojima su svojstveni:

- veliki broj realnih i cjelobrojnih varijabli,
- višestruki i međusobno oprečni kriterijumi u funkciji cilja,
- veliki broj linearnih i nelinearnih ograničenja,
- veliki broj logičkih pravila,
- neizvjesnost ulaznih podataka i
- vremenska dimenzija u slučaju dinamičkog planiranja.

Osnovni razlozi navedenih atributa su:

- neophodnost uvažavanja postojećih elemenata ED mreže,
- postojanje više mogućih lokacija, kako novih TS VN/SN, tako i novih TS SN/NN, kao i trasa novih kablovskih i nadzemnih vodova,
- postojanja većeg broja tipskih izvedbi elemenata mreže,
- uvođenja vremenske dimenzije za svaku varijablu modela na osnovu podjele planskog razdoblja na više vremenskih perioda.

Planiranje pojačanja i izgradnje ED mreže neophodno je započeti dovoljno unaprijed kako bi se sagledale sve raspoložive opcije (alternativna rješenja), vodeći računa da je za svaku pojedinu opciju potrebno izvjesno vrijeme za pripremu, izgradnju i ulazak u pogon (lead time). Prema referentnim naučnim i stručnim izvorima, ta su vremena za pojedine elemente u EDS-u kao u sledećoj tabeli (Tabela 1.2). U zavisnosti od legislativnih i institucionalnih specifičnosti koje karakterišu mjesto implementacije predmetnih projekata može doći do odstupanja od navedenih tipičnih vrijednosti.

Ukoliko razdoblje planiranja ne uključuje dovoljno velik broj godina u budućnosti, onda je i raspoloživi broj opcija za rješavanje problema manji. Na primjer, ukoliko razdoblje planiranja uključuje 3 godine u budućnosti, onda opcija izgradnje nove TS VN/SN nije raspoloživa, budući da je prosječno vrijeme za izgradnju i ulazak u

pogon takvih objekata 5-6 godina. Rješenja kojima je raspoloživi broj opcija sužen, redovno podrazumijevaju i veće troškove.

Tabela 1.2. Prosječna vremena potrebna za izgradnju pojedinih elemenata EDS-a

Element EDS-a	Prosječno vrijeme (u godinama) za pripremu, izgradnju i ulazak u pogon
Vodovi naponskog nivoa ≥ 30 kV	7 - 9
TS VN/SN	6
Vodovi naponskog nivoa ≥ 10 kV i < 30 kV	0.5 - 3

Stoga je, kada je riječ o planiranju izgradnje u EDS-u, preporučljivo razdoblje planiranja prilagoditi problemu koji se rješava kako bi se mogle sagledati sve raspoložive opcije. Iz navedenih razloga pri planiranju ED mreža za razdoblje planiranja uzima se minimalno 5 do 7 godina. Tokom ovog perioda ED kompanija može identifikovati i rezervisati potrebne lokacije TS, prije nego što iz nekih razloga te lokacije postanu nedostupne. Uštede ranijeg izbora lokacija je u njihovoj nižoj cijeni, ali (što je najvažnije) i zbog toga što će tako obezbijeđena lokacija biti optimalno pozicionirana u odnosu na njeno konzumno područje. Međutim, treba napomenuti da dovoljno dug period planiranja sam po sebi nije dovoljan, ali jeste potreban uslov za pripremu dobrih planova.

Dakle, savremeno planiranje razvoja EES-a i njegovih podsistema poput EDS-a mora zadovoljiti velik broj često oprečnih ciljeva. EES mora biti ekonomičan, a da pri tome zadovoljava zadate kriterijume o kvalitetu snabdijevanja električnom energijom. Ekonomičan podrazumijeva optimalno izgrađivanje i pogon sistema, dok kriterijum kvaliteta podrazumijeva kvalitet električne energije, pouzdanost snabdijevanja i zaštitu okoline. Pored toga, svi ciljevi se moraju postići uz transparentan i nepristrasan odnos prema svim subjektima na otvorenom tržištu električne energije.

Nadalje, planiranje je uslovljeno podacima čije su vrijednosti neizvjesne, ili su pak slučajne promjenljive, i to kako po veličini tako i po vremenu. Zadatak planera je da u takvim uslovima odredi, ne samo optimalnu već i robusnu strategiju razvoja sistema iz skupa velikog broja mogućih varijantnih planova, a sve s ciljem minimiziranja pogreške u pogledu neizvjesne budućnosti.

Iz tih razloga, čak i kada je riječ samo o pojedinim dijelovima EES-a, modeli planiranja vrlo su složeni, uz velik broj nepoznanica i niza tehničkih ograničenja. Tako i dugoročno planiranje ED mreža, zbog njihove prostorne rasprostranjenosti, brojnosti mrežnih elemenata, sve zahtjevnijih kriterijuma kvaliteta i pouzdanosti, neizvjesnosti rasta opterećenja, visokih kapitalnih i ostalih troškova, u pogledu izračunljivosti spada u klasu teško izračunljivih problema.

Desetogodišnji plan razvoja distributivnog sistema CEDIS-a za period 2020-2029. pripremljen je primjenom naprijed izloženih generalnih principa i u skladu sa važećom legislativom planiranja ED sistema.

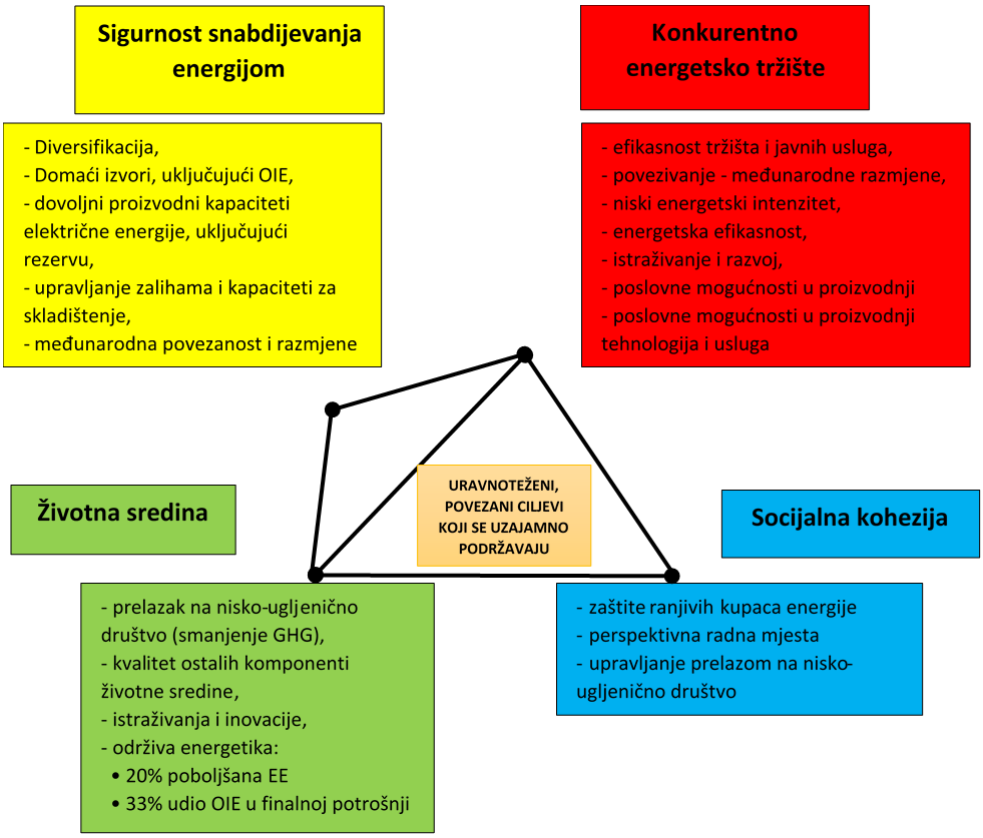
1.2. Legislativni okvir

Postoji veliki broj propisa, smjernica i preporuka kako bi se osiguralo da sistemi snabdijevanja električnom energijom mogu pravilno funkcionisati. U većini zemalja propisi koji se tiču sigurnosti, aranžmana za snabdijevanje i efikasne upotrebe električne energije čine dio nacionalnog zakonodavstva, a na nivou EU ulažu se napori da se različiti nacionalni propisi harmonizuju.

Na primjer, pravila ili preporuke za uključivanje ekonomske optimizacije u procedure projektovanja, ili za dobijanje odgovarajućeg nivoa prihoda za pokrivanje budućih investicija, najbolje određuje menadžment kompanije ili vlasnici. Iako kompanije za snabdijevanje imaju određeni stepen monopola u okviru svojih ED područja, njihovu ekonomija treba uravnotežiti tako da nivo tarifa i profitna margina zadovoljavaju kupce i vlasnike. Načelno, nije od naročitog značaja da li su elektroprivredne kompanije u privatnom vlasništvu, ili u

vlasništvu lokalne samouprave ili države, ili bilo kojoj njihovoj kombinaciji, iako su opštinske i državne vlasti često podložne političkom uticaju.

Ključni nacionalni strateški dokument razvoja energetike je Energetska politika Crne Gore do 2030. iz februara 2011. U skladu sa EU legislativom, ovim dokumentom definisani su (a) glavni prioriteti i (b) ključna strateška opredjeljenja energetske politike u Crnoj Gori do 2030. godine. Međuzavisnost prioriteta energetske politike grafički je ilustrovana na sledećoj slici (Slika 1.3). Navedeni prioriteti sa strateškim atributima moraju biti implementirani i u planovima razvoja EDS-a.



Slika 1.3. Povezani prioriteti energetske politike Crne Gore do 2030. g.

Prema Zakonu o energetici Crne Gore ("Službeni list Crne Gore, broj 5/2016"), koji je usklađen sa Energetskom politikom do 2030. g., u čl. 4. utvrđuje se da „obezbjeđivanje dovoljnih količina energije koje su potrebne za život i rad građana i poslovanje i razvoj privrednih subjekata i njihovo snabdijevanje na siguran, bezbjedan, pouzdan i kvalitetan način, kao i energetski razvoj su od javnog interesa“.

U čl. 116. (tačka 5.) Zakona o energetici utvrđena je obaveza Operatora distributivnog sistema (ODS) da „polazeći od stanja i stepena iskorišćenosti sistema, utvrdi desetogodišnji plan razvoja distributivnog sistema koji se ažurira svake pete godine i dostavi Agenciji na saglasnost najkasnije do 1. jula godine koja prethodi prvoj godini perioda na koji se plan odnosi, usklađen sa:

- Strategijom razvoja energetike i Akcionim planom, uzimajući u obzir projekte budućih elektrana i projekte korišćenja energije iz obnovljivih izvora,
- planom razvoja prenosnog sistema,
- lokalnim energetskim planovima iz člana 12 stav 2 ovog zakona“.

Takođe, istim članom u tački 6. Zakona utvrđena je obaveza ODS-a da „prema potrebama korisnika sistema, a u skladu sa prostorno-planskim dokumentima utvrdi trogodišnji investicioni plan koji ažurira svake godine

i dostavi Agenciji na saglasnost najkasnije do 1. jula godine koja prethodi prvoj godini perioda na koji se plan odnosi kao sastavni dio plana iz tačke 5 ovog stava, koji sadrži:

- investicije za koje je već donijeta odluka,
- nove investicije koje treba izvršiti u naredne tri godine za svaku godinu pojedinačno;

Takođe, u dokumentu „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije“ ("Sl. list Crne Gore, broj 15/2017") Odbora Direktora „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“, u poglavlju V (čl. 26 - 48) detaljno su specificirani sadržaj, metodologija, ciljevi, vrste, opšti uslovi za koncipiranje distributivnog sistema, bezbjednost funkcionisanja, kvalitet, sigurnost, podaci, podloge i tehnički kriterijumi za planiranje pri izradi desetogodišnjeg i trogodišnjeg plana razvoja.

Tako se u čl. 28 specificira:

(1) CEDIS vrši djelatnost od javnog interesa i u tom smislu planira i odgovoran je za razvoj distributivnog sistema, u skladu sa Zakonom o energetici, Strategijom razvoja energetike, Akcionim planom, Zakonom o uređenju prostora i izgradnji objekata i ovim Pravilima, pri čemu je dužan da:

1) obezbijedi uslove za siguran, efikasan i kvalitetan rad distributivnog sistema;
2) blagovremeno obezbijedi dovoljne kapacitete mreže koji će zadovoljiti realne potrebe postojećih korisnika distributivnog sistema za povećanje snage i potrošnje električne energije;
3) obezbijedi dovoljne kapacitete distributivnog sistema za realne potrebe priključenja novih korisnika na distributivni sistem;
4) obezbijedi dinamiku izgradnje i rekonstrukcije distributivnog sistema na način koji će zadovoljiti potrebe korisnika za električnom energijom, obezbijedi razvoj distributivnog sistema u skladu sa urbanističkim planovima, kao i da obezbijedi normalan pogon distributivnog sistema.

(2) Prilikom planiranja razvoja distributivnog sistema, CEDIS mora voditi računa o:

1) pružanju usluga za distribuciju električne energije u skladu sa Zakonom;
2) upotrebi sistema do tehnički i ekonomski opravdanih granica;
3) odabiru strategije razvoja prema tehnoekonomski optimalnim rješenjima;
4) ispunjavanju uslova propisanih standardima;
5) poštovanju propisa o zaštiti na radu, zaštite od požara, zaštite životne okoline; i
6) poštovanju propisa za kvalitet isporuke električne energije.

(3) CEDIS je dužan da, u skladu sa promjenama potrošnje, koje su uzrokovane priključenjem novih korisnika i zahtjevima za povećanje snage postojećih, ažurira i preispituje usvojene planove razvoja.

Pored navedenih propisa koji se direktno odnose na planiranje EDSa-a, širi legislativni okvir čini zakonska i podzakonska regulativa na području prostornog planiranja i gradnje, državnog i privatnog vlasništva, zaštiti životne sredine itd.

Regulatorna agencija za energetiku, kao nadležni organ za usvajanje i nadzor provođenja naprijed navedenih planova, donijela je Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjeg plana razvoja distributivnog sistema električne energije ("Službeni list Crne Gore, broj 43/2016"). Ovim propisom se u Čl. 1. bliže utvrđuju „način i postupak izrade, sadržaj, način i postupak odobravanja, postupak sprovođenja javne rasprave, kao i način praćenja realizacije desetogodišnjih planova razvoja distributivnog sistema električne energije“.

1.3. Metodologija planiranja

Određivanje optimalnih razvojnih rješenja, kojima su svojstveni višestruki i međusobno oprečni troškovni ciljevi, velik broj nepoznanica (odluke o trenutku izgradnje novih i pojačanju postojećih elemenata ED mreže,

kapaciteti novih elemenata), veliki broj tehničkih i prostornih ograničenja, kao i neodređenost ulaznih parametra (npr. predviđanje opterećenja u TS SN/NN), upitno je čak i u slučaju provođenja postupka od strane eksperata sa velikim iskustvom u planiranju ovih sistema. Zbog toga je neophodna upotreba brojnih, kompjuterski podržanih postupaka za analize postojećih ED mreža, za globalnu i prostornu prognozu opterećenja, za tehno-ekonomske optimizacije i sl.

Tokom posljednjih četrdeset godina razvijen je velik broj metoda za planiranje ED sistema koje se međusobno razlikuju, prije svega, s obzirom na opseg i preciznost prikaza elemenata ED mreža. To se direktno odražava i na matematički model problema, odnosno izbor prikladne prognozne i optimizacione metode.

Većina komercijalnih programa koji se koristi za planiranje EDS-a temelji se na tzv. varijantnom pristupu. U takvom pristupu planer, na temelju svog znanja i iskustva, definiše moguća rješenja, a programski alati ta rješenja analiziraju, vrednuju i međusobno upoređuju. Planiranje pak, ED mreža predstavlja problem mješovito-cjelobrojnog nelinearnog programiranja. Takvi problemi, osim realnih, sadrže i cjelobrojne varijable zbog čega, kao što je naprijed rečeno, pripadaju grupi kombinatoričkih problema koji sa stanovišta optimizacije predstavljaju vrlo složen (tzv. NP-težak) problem.

Takođe, optimalni dugoročni razvoj ED mreža Crne Gore treba obezbijediti uzimajući u obzir tehničke, ekonomske i ekološke kriterijume. Da bi se osigurala homogena mrežna struktura i uravnotežen kvalitet napajanja na cijeloj teritoriji Crne Gore, za planiranje razvoja ED mreže koriste se jedinstveni kriterijumi i procedure.

1.3.1. Procedura planiranja

U skladu sa Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije, procedura planiranja razvoja EDS-a obuhvata:

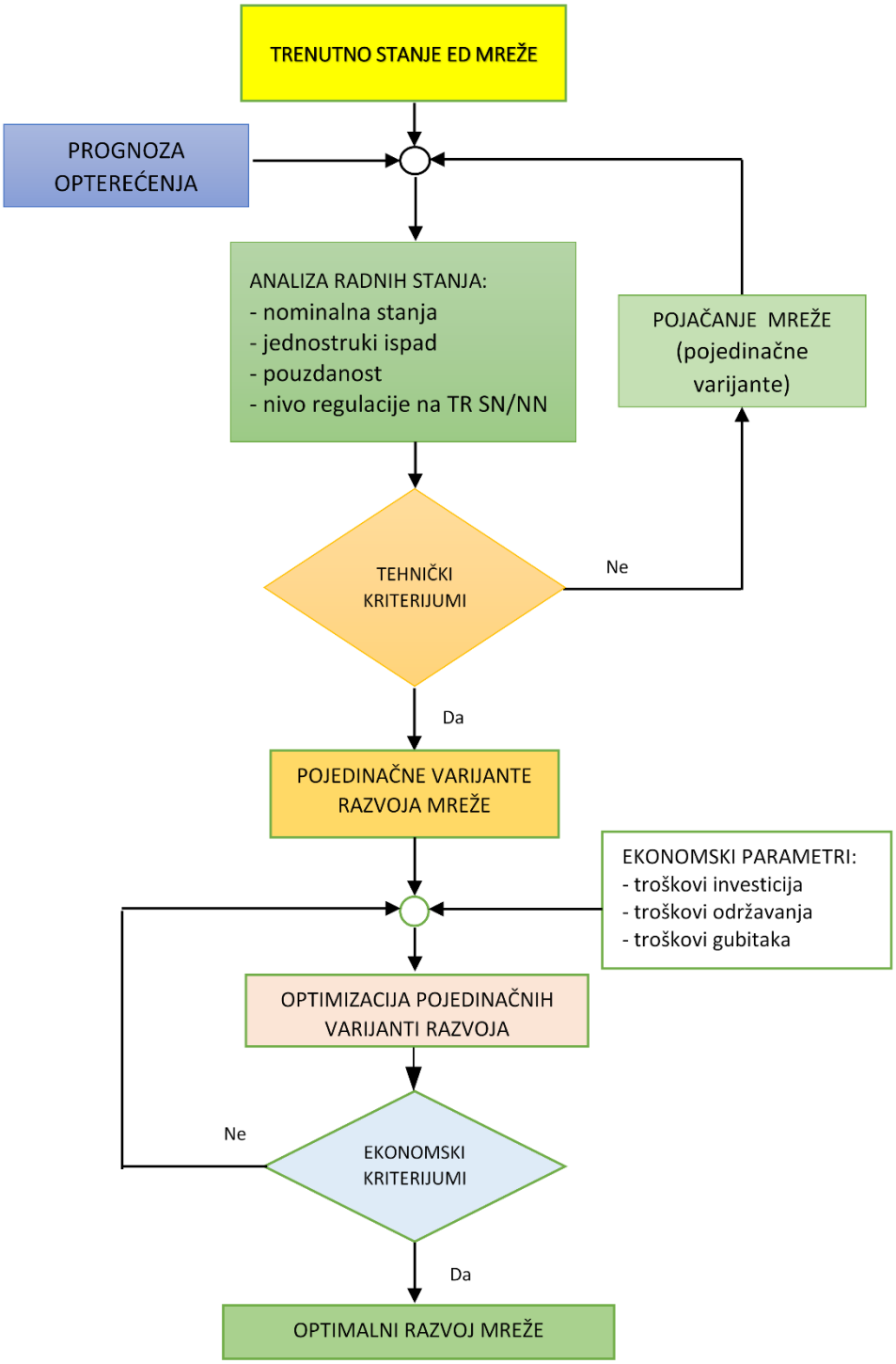
a) Prikupljanje ulaznih podataka;
b) Smjernice i kriterijume planiranja;
c) Izradu modela ED mreže, potrebnog za tehničke i ekonomske analize;
d) Određivanje optimalnih uklopnih stanja (šema) EDS-a kako bi gubici po svim osnovama bili što manji, uz očuvanje sigurnosti, pouzdanosti i kvaliteta snabdijevanja korisnika;
e) Izradu planova razvoja EDS-a u kratkoročnom i dugoročnom periodu, uz sagledavanje kasnijeg razvoja;
f) Identifikaciju mogućih tehničkih i/ili ekonomskih ograničenja u ED mreži, kao i načina i mogućnosti njihovog otklanjanja;
g) Izbor najpovoljnijeg scenarija za realizaciju planova razvoja.

Na sledećoj slici (Slika 1.4) prikazan je blok dijagram opšte procedure planiranja EDS-a.

Ključni elementi procesa planiranja razvoja distributivnih mreža električne energije su:

- realizacija potrošnje i opterećenja u proteklom periodu i prognoza potrošnje i opterećenja za budući period,
- podaci o postojećem stanju sistema (mreža, transformacija, opterećenje, kvarovi, funkcionalno i tehnološko starenje),
- metode koje omogućavaju analizu očekivanih radnih stanja, analizu kontinuiteta napajanja i ekonomske analize,
- prepoznavanje promjena u ponašanju korisnika mreže (distribuirana proizvodnja, električna vozila, pomjeranje vršnih opterećenja, upravljanje energijom i druge usluge koje donose nove tehnologije),

- kriterijumi planiranja koji omogućavaju obezbjeđivanje adekvatnog kvaliteta snabdijevanja električnom energijom i oni predstavljaju granične vrijednosti čije se prekoračenje u procesu planiranja razvoja mreže sprječava sistemskim širenjem mreže i savremenim tehnološkim pristupima i konceptima.



Slika 1.4. Procedura planiranja EDS-a

Prilikom planiranja razvoja EDS-a, 110 kV mreža tretira se kao napojna, a predmet planiranja su primarne i sekundarne ED mreže 35, 10 i 0,4 kV. U prvoj fazi planiranja, analizom pogonskih stanja, provjerava se da li

vodovi i transformatori, pri očekivanom rastu opterećenja, i dalje ispunjavaju kriterijume planiranja. Ključni kriterijumi u ovoj fazi su dozvoljeni padovi napona i dozvoljeno opterećenje elemenata mreže.

Sljedeća, veoma delikatna i zahtjevna faza jeste što pouzdanija dugoročna prostorna prognoza opterećenja koja igra esencijalnu ulogu pri planiranju EDS-a. Pouzdanost dugoročne prognoze ima značajan uticaj na razvoj planiranog sistema. Precijenjena prognoza opterećenja rezultiraće neopravdanim investicijama za izgradnju viška mrežnih kapaciteta, dok će potcijenjena imati za posljedicu nesigurne isporuke i, u konačnom, nezadovoljstvo kupaca električne energije.

Nažalost, teško je precizno predvidjeti opterećenja konzuma tokom perioda planiranja od nekoliko godina. Postoji veliki broj neizvjesnih i nekontrolabilnih faktora koji direktno ili indirektno utiču na proces prognoze, o čemu će biti više govora u poglavlju o prognozi.

Nakon prognoze, vrše se provjere ED mreža na očekivana godišnja vršna opterećenja u narednim vremenskim periodima. Tokom svakog perioda provjeravaju se stanja normalnog pogona i jednostrukog kvara. Kod dvosistemskih vodova smatra se ispad oba sistema kao jednostruki otkaz. Provjeravaju se uslovi za sva moguća stanja pri jednostrukim ispadima, s tim da se za manje grupe potrošača dozvoljava da nemaju mogućnost rezervnog napajanja.

Kada su u mreži prekoračeni dozvoljena opterećenja ili padovi napona, planiraju se mrežne rekonstrukcije (uključujući zamjenu amortizovanih elemenata novim) i pojačanja koja pretpostavljaju ugradnju novih vodova i transformatora i širenje mrežne konfiguracije. Vremena pojačanja dobijena takvom analizom predstavljaju krajnje rokove koji se ne smiju prekoračiti. Kada nastupi dilema između različitih mogućih pojačanja sa svojim pravcima razvoja, takve varijante se zadržavaju do kraja posmatranog perioda i tek onda biraju povoljnije.

U drugoj fazi planiranja, provjeravanjem ispunjenosti tehničkih, ekonomskog i sigurnosnih kriterijuma, određuje se optimalna varijanta razvoja. U fazi optimizacije preciznije se definišu i krajni rokovi mrežnih pojačanja koji su pretpostavljeni u prvoj fazi. Objekat se može izgraditi prije roka ako je to opravdano smanjenjem troškova gubitaka i/ili u cilju poboljšanja pouzdanosti napajanja potrošača.

Kao što je ranije rečeno, trajanje pripremnog vremena (lead time) ograničava alternative koje su dostupne planeru i smanjuju efikasnost procesa planiranja. Efikasno planiranje po kriterijumu minimalnih troškova znači da treba gledati dovoljno daleko da bi se dozvolilo vrijeme za sve razumne alternative, a ne samo za onu sa najkraćim pripremnim vremenom.

1.4. Kriterijumi planiranja

Distributivna mreža mora biti dimenzionisana tako da u stanju raspoloživosti svih elemenata mreže (stanje bez poremećaja) vrijednosti svih pogonskih veličina (napon, struja) budu unutar dopuštenih granica, bez obzira na nivo opterećenja i angažovanje proizvodnih postrojenja. Svi planovi razvoja i izgradnje ED mreže koji uključuju nove objekte, određene po tehničkim kriterijumima planiranja razvoja, moraju zadovoljavati ekonomske i ekološke zahtjeve.

Osnovni principi i kriterijumi za planiranje ED mreže Crne Gore definisani su u u čl. 32 tačka (4) "Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije":

(4) Distributivni sistem se koncipira na način koji će zadovoljiti sljedeće uslove i zahtjeve:

1) bezbjednost funkcionisanja;
2) kvalitet električne energije;
3) sigurnost napajanja;
4) ekonomičnost;

5) zaštitu životne sredine;
6) fleksibilnost;
7) upravljivost;
8) uvažavanje i unaprjeđenje postojećeg stanja.

Takođe, se čl. 44, tačka (7), (8) i (9) istog propisa specificira:

(7) Kriterijum sigurnosti "n-1" (kriterijum jednostrukog ispada) podrazumijeva da jednostruki ispad elementa DS ne dovodi do narušavanja normalnog pogona DS.

(8) Razvoj srednjenaponske mreže 35 kV i 10 kV se planira uz poštovanje kriterijuma "n-1" tamo gdje je to ekonomski opravdano s obzirom na gustinu potrošnje električne energije. U ostalim slučajevima mreža se planira radijalno. Na zahtjev korisnika mreže se planira prema kriterijumu (n-1), u kojem slučaju troškove snosi korisnik mreže.

(9) Kod niskonaponske mreže se ne primjenjuje kriterijum "n-1".

1.4.1. Tehnički kriterijumi planiranja

Generalni princip u vezi tehničkih kriterijuma za planiranje ED mreža jeste: pored zadovoljenja kriterijuma maksimalne opteretivosti vodova i transformatora, treba istovremeno zadovoljiti kriterijum naponskih ograničenja, kao i (n-1) kriterijum pouzdanosti, tamo gdje je to ekonomski opravdano.

a) Dozvoljeno strujno opterećenje vodova i transformatora

Pri planiranju EDS-a, kriterijum dozvoljenog strujnog opterećenja je osnovni tehnički kriterijum rada mreže. U Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema Crne Gore stoji da „u normalnom pogonu nijedan od elemenata mreže ne smije biti opterećen iznad opterećenja za koje je dati element projektovan, pomnožen sa faktorom iskorišćenja elementa“. Međutim, za razliku od kriterijuma za planiranje EDS-a kod niza drugih država, kod nas faktorom iskorišćenja elementa nije jednoznačno kvantifikovan. U navedenim Pravilima se taj faktor definiše kao odnos između maksimalnog opterećenja koje se javlja u normalnom pogonu i opterećenja za koje je dati element (vod ili transformator) projektovan. Pritom se dalje načelno kaže da se „faktor iskorišćenja elementa definiše strategijom i studijom razvoja mreže u zavisnosti od izbora oblika mreže i načina rezerviranja“. Ovakva neodređena formulacija osnovnog kriterijuma koji se bazira „na strategije i studije razvoja“ predstavlja barijeru za analize postojećih i budućih mreža. Jedino se eksplicitno navodi da se pri planiranju mreže u poremećenom pogonu može računati sa trajno dozvoljenim strujnim opterećenjima[2].

Zbog toga, u daljem tekstu biće navedeni jasno precizirani kriterijumi dozvoljenih strujnih opterećenja pri planiranju ED mreža Hrvatske i Slovenije, kako bi se jedan od njih usvojio kao strujni kriterijum za izradu ovog Plana.

Uobičajene vrijednosti dozvoljenih strujnih opterećenja (% od I_{nd}) u postupku planiranja ED mreža u Hrvatskoj date su u sljedećoj tabeli (Tabela 1.3).

Sistemski operator distributivne mreže električne energije SODO[3] u Sloveniji opterećenje ED mreže zasniva na:

- stanju vršnog opterećenja ED mreže, bez obzira na činjenicu da je prosječno opterećenja znatno niže,

[2] Trajno dozvoljena strujna opterećenja su maksimalne vrijednosti struja, pri kojima neće doći do narušavanja svojstava materijala
[3] SODO (Sistemski operater distribucijskega omrežja električne energije)

- obezbjeđenju mogućnosti rezervnog napajanje pri ispadima u mreži,
- ograničenju dozvoljenog odstupanja napona u mreži,
- ograničenju gubitaka aktivne i reaktivne snage u mreži.

Tabela 1.3. Dozvoljeno strujno opterećenje voda i transformatora pri planiranju ED mreža Hrvatske

Element mreže	**Trajno dozvoljeno opterećenje**	**Dozvoljeno opterećenje tokom neplaniranog poremećaja**	
		Zima	Ljeto
Nadzemni vod	100%	120%	110%
Kabl	100%		
Energetski transformator	100%	120%	110%

Za kriterijum dozvoljenog strujnog opterećenja voda SODO koristi njegovu termičku granica koja se, zbog velikih energetskih gubitaka, može tolerisati samo u slučaju rezervnog napajanja. Dostignuta opterećenja u SN nadzemnim vodovima u normalnom pogonu su veoma različita i uglavnom zavise od padova napona i koncepta obezbjeđenje rezervnog napajanja. Za kablovske mreže izgrađene u konceptu otvorenih prstenova kablove nije moguće opteretiti iznad 50% od termički dozvoljenog, a ukoliko se kablovska mreža izvede u konceptu sa posebnim rezervnim vodom („pramen“ ili „vreteno“), kablovi se mogu opteretiti do 100% termičke struje.

Dakle, u Sloveniji se prilikom planiranja, zbog troškova gubitaka, opterećenja vodova u normalnom pogonu ograničavaju na:

- 50% termičke granice u nadzemnim vodovima i
- 75% termičke granice pojedinačno radijalno položenih kablova.

U uslovima rezervnog napajanja dopušta se opterećenje vodova do termičke granice, ako to dozvoljava kriterijum dozvoljenog odstupanja napona.

Prema slovenačkoj praksi planiranja opterećenje energetskih transformatora u normalnim uslovima nikada ne dostiže nominalnu snagu, jer je potrebno obezbediti rezervu pri ispadu nekog transformatora. Međutim, pri planiranju dopušta se kratkoročno opterećenje transformatora do 120% nominalne snage.

Prema tome, dozvoljena opterećenja transformatora u normalnim uslovima u Sloveniji se planiraju na:

- TS sa dva transformatora do 60% nominalne snage,
- TS sa tri transformatora do 80% nominalne snage.

Međutim, pri planiranju se kratkoročno opterećenje transformatora dopušta do 120% nominalne snage.

Iz izloženog, očigledna je šarolikost nacionalnih kriterijuma strujne opteretljivosti. U datim okolnostima Obrađivač ovog plana razvoja EDS-a opredjeljuje da za provjeru kriterijuma dozvoljenih strujnih opterećenja koristi praksu Slovenije.

b) Dozvoljena odstupanja napona

I kod ovog tehničkog kriterijuma može se uočiti raznolikost definisanih gornjih i donjih vrijednosti dozvoljenog odstupanja napona. Međutim, zbog preciznog kvantificiranja granica, u ovom Planu će se koristiti specifikacija iz čl. 44 „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema Crne Gore“, data u sledećoj tabeli (Tabela 1.4).

Tabela 1.4. Dozvoljena odstupanja napona pri planiranju ED mreža u Crnoj Gori

Naznačeni napon mreže (kV)	Minimalni napon u normalnom pogonu (kV)	Minimalni napon u poremećenom pogonu (kV)	Maksimalni napon u normalnom pogonu (kV)
35	33.25	31.5	38
10	9.5	9	10.7
0.4/0.231	0.36/0.208	0.36/0.208	0.42/0.242

c) Kriterijum sigurnosti

Tehnički kriterijumi sigurnosti ED mreže definišu dopuštene vrijednosti opterećenja vodova i transformatora, kao i napona na mjestu priključka korisnika u ED mreži, u slučaju normalnog pogona i pri nastanku poremećaja *značajne* vjerovatnoće.

Poremećaji *značajne* vjerovatnoće označavaju se sa (n-1) i obuhvataju sljedeće događaje koji se javljaju u pogonu ED mreže:

- neraspoloživost jednog jednosistemskog ili jednostrukog voda (nadzemni vod/kabl),
- neraspoloživost jedne trojke dvosistemskog voda,
- neraspoloživost jednog energetskog transformatora.

ED mreža mora biti dimenzionisana tako da, u slučaju nastanka (n-1) poremećaja, budu isključeni sljedeći efekti:

- trajno narušavanje graničnih vrijednosti pogonskih veličina u distributivnoj mreži (napon, struja), koje dovode u opasnost siguran pogon ili prouzrokuju oštećenje, odnosno nedopušteno skraćivanje životnog vijeka opreme distributivne mreže, ili uređaja u vlasništvu korisnika mreže,
- broj i trajanje prekida napajanja korisnika veći od dopuštenih vrijednosti, uprkos iskorišćenju rezervnih kapaciteta u mreži, ako je na ekonomski opravdan način moguće izvesti odgovarajuće pojačanje mreže,
- širenje poremećaja, odnosno daljnje isključivanje djelovanjem uređaja zaštite djelova distributivne mreže koji nijesu direktno zahvaćeni poremećajem.

Pri nastanku (n-1) poremećaja sistem mora biti sposoban postići novo ravnotežno stanje, tj. da se u najkraćem mogućem roku, primjenom dispečerskih mjera ili korektivnih akcija, kao i otklanjanjem poremećaja, vrati u stanje u kojem će kriterijum pouzdanosti biti zadovoljen.

Kao moguće dispečerske mjere, odnosno korektivne akcije radi zadovoljenja (n-1) kriterijuma pouzdanosti u ED mreži smatraju se:

- promjena uklopnog stanja mreže primjenom automatski, daljinski ili ručno upravljivih rastavnih uređaja,
- korišćenje automatske uzdužne regulacije transformatora 110/35 kV i 110/10 kV, kao i ručne podužne regulacije transformatora 35/10 kV,
- regulacija, odnosno uključenje i isključenje kompenzacionih uređaja u mreži.

Prema Sposobnost mreže da zadovolji (n-1) kriterijum ispituje se na dva načina, zavisno od uzroka poremećaja.

U slučaju ispada radi kvara na jednom od navedenih elemenata distributivne mreže radi se o neplaniranoj neraspoloživosti, pa se kriterijum (n-1) ispituje s obzirom na vršno opterećenje u razmatranom vremenskom presjeku. Kao dopuštene granice opterećenja nadzemnih vodova i energetskih transformatora koriste se maksimalno dopuštene struje odnosno opterećenja u normalnom pogonu u sezoni vršnog opterećenja. Ako je (n-1) kriterijum moguće zadovoljiti primjenom neke od dispečerskih mjera, ili korektivnih akcija (u vremenu

dok traje otklanjanje poremećaja), kao mjerodavne se uzimaju maksimalno dozvoljene struje odnosno opterećenja u poremećenom pogonu u sezoni vršnog opterećenja. Za dopušteno maksimalno opterećenje kablovskog voda uzima se struja koju preporučuje proizvođač kabla.

U slučaju *planiranog* održavanja koje zahtijeva rad u beznaponskom stanju radi se o planiranoj neraspoloživosti. Kriterijum (n-1) se ispituje s obzirom na prosječno opterećenje u sezoni minimalnog opterećenja (zavisi od zastupljenosti različitih vrsta potrošnje). Pritom se pretpostavlja da je dispečer, korišćenjem neke od dispečerskih mjera ili korektivnih akcija, prije prekida napajanja postavio najpovoljnije pogonsko stanje koje omogućava optimalno napajanje svih, ili najvećeg mogućeg broja korisnika mreže. Kao dopuštene granice opterećenja nadzemnih vodova i energetskih transformatora koriste se maksimalno dopuštene struje, odnosno opterećenja u poremećenom pogonu u sezoni minimalnog opterećenja. Za dozvoljeno maksimalno opterećenje kablovskog voda uzima se struja koju preporučuje proizvođač kabla.

U vezi kriterijuma sigurnosti u čl. 35 „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema“ navode se sljedeće odredbe:

(1) Sigurnost napajanja se obezbeđuje tako što se tehnička rješenja biraju na osnovu analize pouzdanosti koja obuhvata vjerovatnoću kvarova, visinu šteta zbog neisporučene električne energije i stepen neprihvatljivosti prekida isporuke.

(2) Sigurnost napajanja CEDIS utvrđuje koristeći se:

1) kriterijumom sigurnosti "n-1", propisan u članu 44 ovih Pravila i držanjem optimalnog broja rezervnih elemenata mreže i automatizacijom procesa rada (sistem daljinskog upravljanja);
2) praćenjem i kontrolom tokova snaga i kapaciteta elemenata sistema;
3) analizom kratkih spojeva u sistemu i pouzdanosti elemenata sistema;
4) analizom strujnih opterećenja elemenata sistema (nadzemni vodovi, kablovi, transformatori,…) u normalnom i poremećenom režimu rada sistema;
5) analizom usklađenosti i pouzdanosti zaštita i prekidačkih elemenata;
6) praćenje kapacitivnih struja zemljospoja usljed širenja konzuma i blagovremeno planiranje u smislu sekcionisanja ili uzemljenja neutralne tačke;
7) praćenjem nastalih šteta usljed ispada, troškova održavanja i upoređenjem sa novim investicijama po tim osnovima rukovodeći se kriterijumom ekonomičnosti.
8) i drugim relevantnim podacima.

(3) Radi obezbeđenja sigurnosti napajanja CEDIS planira i držanje optimalnog broja rezervnih elemenata mreže.

Treba naglasiti da se u posljednje vrijeme kao kriterijumom planiranja počinje sa uvođenjem stalnosti napajanja korisnika ED mreže. U tom cilju se koriste slijedeći pojednostavnjeni kriterijumi:

- dugi neplanirani i planirani prekidi napajanja korisnika mreže,
- pokazatelji učestalosti i trajanja prekida napajanja na nivou EDS-a (SAIFI i SAIDI),
- prosječne vrijednosti pokazatelja na nivou određenih regionalnih područja prema definisanim kategorijama lokacije korisnika mreže, odnosno veličinama naselja.

Aktuelna regulativa planiranja EDS-a u Crnoj Gori stalnost napajanja nije još normirana (kako su to već uradile Hrvatska i Slovenija), ali se kod naredne inovacije ovog Plana može očekivati uvođenje ovog planskog kriterijuma i u domaćoj legislativi.

1.4.2. Ekonomski kriterijumi planiranja

Cilj ekonomskih analiza je određivanje ekonomski optimalnog plana razvoja ED mreže u posmatranom razdoblju planiranja. Pritom se pod planom razvoja podrazumijeva vremenska dinamika ulaska u pogon svih projekata nužnih za funkcioniranje EDS-a u skladu s tehničkim kriterijumima, kao i mogućih dodatnih projekata koji nijesu nužni u pogledu zadovoljavanja tehničkih kriterijuma planiranja ED mreže, ali su ekonomski opravdani.

U troškove djelatnosti distribucije električne energije ubrajaju se investicioni troškovi i troškovi pogona (gubitaka i neisporučene električne energije). Svi troškovi se izračunavaju koristeći planske jedinične cijene elemenata mreže, odnosno cijene gubitaka električne energije i neisporučene električne energije i snage, kao i ostale parametre definisane u poglavlju o planiranju

Dobit (profit) od ulaganja u djelatnost distribucije električne energije se najčešće svodi na smanjenje troškova distribucije električne energije. Pri ekonomskim analizama na ovom nivou planiranja treba obuhvatiti sljedeće izvore dobiti: dobit radi smanjenja troškova gubitaka električne energije i dobit radi smanjenja očekivanih troškova neisporučene električne energije. Pritom se ekonomsko vrednovanje i upoređenje različitih planova razvoja ED mreže temelji se na metodi diskontiranja (aktualizacije), pomoću koje se sve novčane vrijednosti u posmatranom razdoblju svode na sadašnju vrijednost upotrebom diskontne stope.

Osnovni ekonomski kriterijum izbora razvojne varijante jeste minimum sume aktuelizovanih troškova investicija i pogonskih troškova u planskom periodu. Često se koristi i metod poređenja dobiti i troškova („Benefit to Cost (B/C) Method“) kojim se određuje količnik aktuelizovanih dobiti i aktuelizovanih troškova od realizacije određenog projekta. Projekat je ekonomski isplativ ako je odnos B/C ≥ 1.

1.5. Baza podataka

U skladu sa Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije i Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjeg plana razvoja EDS-a, osnovni podaci i podloge za planiranje su:

A. podaci o potrošnji električne energije u prethodnom periodu;
B. podaci o preuzetoj električnoj energiji u prethodnom periodu;
C. podaci o mjerenjima;
D. Strategija razvoja energetike i Akcioni plan
E. prostorni i drugi urbanistički planovi
F. državne i lokalne studije o lokaciji
G. demografski podaci;
H. podaci o mreži;
I. podaci o novim korisnicima;
J. podaci o postojećem stanju DS.

U nastavku se bliže specificiraju potrebni podaci i podloge iz naprijed navedenih kategorija.

A. Prema navedenim dokumentima, podaci o potrošnji električne energije u prethodnom periodu su:

1) ukupna potrošnja na konzumnom području ili njegovim djelovima sa strukturom (po naponskim nivoima, vremenu potrošnje i po grupama potrošnje);
2) prostorna raspodjela potrošnje po TS svih naponskih nivoa i po naseljima;
3) vršne snage i protekle aktivne i reaktivne energije po TS 110/X kV i 35/10 kV;
4) vršne snage, aktivne i reaktivne energije korisnika čije je vršno opterećenje veće od 150 kW ili godišnja potrošnja veća od 300.000 kWh.

B. Podaci o preuzetoj električnoj energiji u prethodnom periodu su:

1) vršne snage aktivne i reaktivne energije na mjestima preuzimanja iz prenosne mreže;
2) podaci o proizvodnji elektrana priključenih na DS.

C. Podaci o mjerenjima su:

1) struje po izvodima i trafo poljima, napon sabirnica za TS110/X kV i 35/X kV (dispečerska mjerenja);
2) vrijednosti napona i struja po TS X/0,4 kV u godišnjim periodima visokih opterećenja;
3) vrijednosti kapacitivne struje galvanski povezane 35 kV i 10 kV mreže na traforeonima na kojima se vrši pogon sa izolovanom neutralnom tačkom;
4) evidentirani broj prorada prekidača, ispada transformatora, dalekovoda i drugih elemenata sistema.

D. E. F. Urbanistički i demografski podaci su:

1) prostorni i drugi urbanistički planovi sa dinamikom realizacije;
2) državne i lokalne studije o lokaciji;
3) drugi planovi od opšteg društvenog interesa;
4) demografski podaci;
5) broj stanovnika i domaćinstava po naseljima prema prethodnim popisima;
6) planirani broj stanovnika za period izrade plana razvoja DS, ako se njime raspolaže;
7) planovi toplifikacije i gasifikacije.

G. Podaci o mreži su:

1) ažurne karte sa svim trafostanicama 110/X kV, 35/10 kV i vodovima napona 35 kV i 10 kV, po mogućnosti na digitalizovanim, georeferenciranim kartama područja u odgovarajućoj razmjeri;
2) karakteristike vodova i TS;
3) jednopolne šeme i dispozicije TS;
4) uklopne šeme mreže za normalan pogon pri vršnom opterećenju;
5) tokovi snaga;
6) kapacitivne struje galvanski povezane 35 kV i 10 kV mreže na traforeonima gdje se vrši pogon sa izolovanom neutralnom tačkom;
7) snage kratkih spojeva;
8) procjene vijeka trajanja elemenata mreže;
9) podaci o događajima na mreži;
10) jedinične cijene elemenata mreže za planski period;
11) jedinične cijene gubitaka za planski period;
12) procjene prosječnih troškova održavanja za sve vrste objekata.

H. Podaci o novim korisnicima DS čije se priključenje očekuje u planskom periodu su:

1) odobrene-priključne snage iz saglasnosti za priključenje i ugovorene snage;
2) nedostajući elektroenergetski objekti čijom izgradnjom bi se stvorili uslovi za izdavanje novih rješenja o izdavanju saglasnosti za priključenje;
3) podaci o planiranim objektima iz prostorno-planske dokumentacije.

I. Podaci o postojećem stanju DS

1) Reorganizacija CEDIS-a na regione;

2) Pregled zbirnih mrežnih i pogonskih pokazatelja po regionima:
   a) ukupna dužina distributivne mreže po naponskim nivoima i tipu vodova
   b) ukupan broj TS u vlasništvu (nadležnosti) ODS-a po prenosnim odnosima
   c) ukupna instalisana snaga TS po prenosnim odnosima
   d) starost vodova i transformatora i ukupni kapaciteti neophodnih zamjena do 2029.
   e) ukupan broj mjernih mjesta (nova i stara brojila)
   f) ukupan broj distribuiranih izvora priključenih na DM
   g) ukupna instalirana snaga distribuiranih izvora priključenih na DM (za koje postoji važeći ugovor o korišćenju mreže)
   h) ukupna godišnja potrošnja električne energije u periodu 2005 - 2017. godine
   i) obračunski gubici u periodu 2005 - 2017. godine
3) Pogonska statistika prekida napajanja konzumnih regiona sa procjenom neisporučene energije i mogućnostima rezerviranja jednostrukih ispada;
4) Poslovni i radni prostori, vozni park i opremljenost za terenska ispitivanja i servisiranja mreže.
5) Podaci o proizvođačima električne energije povezanim na DS i drugim korisnicima čije je vršno opterećenje veće od 150 kW, ili mu je godišnja potrošnja veća od 300.000 kWh, koji su dužni da do kraja juna tekuće godine, dostave CEDIS-u podatke potrebne za planiranje razvoja DS, i to:
   a) predviđenu godišnju proizvodnju/potrošnju i vršnu snagu za narednih pet godina,
   b) plan promjene obima proizvodnje ili tehnološkog procesa koji utiču na potrošnju električne energije,
   c) plan ugradnje uređaja za kompenzaciju reaktivne energije.

Dominantni izvor specificiranih podataka obezbijeđen je iz operativno-poslovnih baza CEDIS-a, a ostatak iz fonda planskih dokumenata dostupnih na sajtovima nadležnih ministarstava, agencija, lokalnih samouprava, kao i iz referentnih naučnih i stručnih izvora.

1.6. Osvrt na prethodne planove razvoja

CEDIS nije pripremao dugoročne planove razvoja u formi ovog dokumenta, ali jeste investicione planove. S tim u vezi, na osnovu raspoloživih podataka, u periodu od 2012-2018. godine Operator elektrodistributivne mreže pripremao je investicione planove i pratio i izvještavao o njihovoj realizaciji. Iako je u pitanju period od 7 godina, planovi su redovno ažurirani pa pregled investicija koji će biti dat u ovom poglavlju odnosi se na 13 odluka o odobravanju investicija za period 2012-2018. godina.

U nastavku će biti dat osvrt na planirana i realizovana ulaganja po djelovima mreže i prirodi investicije. U tabelama koje slijede (Tabela 1.5, Tabela 1.6) dat je pregled odobrenih investicija po godinama posmatranog perioda sa ukupnom realizacijom za tu godinu (koja obuhvata i projekte koji nijesu pratili planiranu dinamiku realizacije kao i neplanirane investicije u mrežu). Prosječne planirane (odobrene) investicije u posmatranom periodu su približno 24 miliona EUR, a realizovane investicije su u prosjeku 21 milion EUR. U posmatranom periodu ističu se investicije u AMM i mjerna mjesta, a praktično ravnomjerno se planiraju investicije u primarnu i sekundarnu mrežu.

Kada se posmatra realizacija investicija, ona je najbolja kada su u pitanju AMM i mjerna mjesta, slijede investicije u sekundarnu mrežu, a uočljiva je nešto slabija realizacija investicija u primarnu mrežu. Takođe, evidentno je da investicije ne prate planiranu dinamiku, osim u slučaju investicija u AMM i mjerna mjesta kod koje je uočljiva značajno bolja realizacija prema planovima. Međutim, potrebno je istaći da se investicije realizuju ako se posmatra duži period, te je u tom smislu u narednoj tabeli dat kumulativni pregled svih investicija za period 2012-2018. godina sa jasnim isticanjem realizacije prema planu i ukupne realizacije računajući i projekte čija dinamika realizacije teče sporije nego što je planirano (Tabela 1.7). Na slikama (Slika

1.5 i Slika 1.6) dat je pregled ukupne realizacije u odnosu na planove iz pomenutog perioda. Ukupna realizacija sredstava planiranih za investicije u periodu 2012-2018. godina je 87 %. Preostali udio se odnosi na tekuće i projekte čija realizacija teče sporije od planova.

Tabela 1.5 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2012-2015. godina

[EUR]	2012		2013		2014		2015	
	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano
Primarna mreža	8,438,839	6,495,918	1,741,390	2,710,994	6,314,605	587,289	867,118	1,650,239
Sekundarna mreža	3,124,993	3,253,979	4,703,045	2,102,037	7,256,136	2,268,793	2,472,800	2,592,140
AMM i mjerna mjesta	13,633,880	11,520,371	13,405,669	19,315,159	23,940,976	7,145,394	14,926,050	15,709,830
Ostale investicije	1,106,000	308,579	894,000	276,819	1,250,000	123,189	16,807	157,195
Ostala osnovna sredstva	652,140	693,336	710,000	316,492	373,500	234,883	735,294	569,334
Otkup zemljišta	0	0	0	0	410,000	0	200,000	0
Program otkupa EEIS	0	1,975,365	0	0	0	0	0	0
Ukupno	**26,955,852**	**24,247,548**	**21,454,104**	**24,721,501**	**39,545,217**	**10,359,549**	**19,218,069**	**20,678,738**

Tabela 1.6 Pregled odobrenih i iskorišćenih sredstava po dijelu mreže za period 2016-2018. godina

[EUR]	2016		2017		2018	
	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano	Odobreno	Ukupno realizovano
Primarna mreža	806,386	3,138,086	4,225,775	3,125,526	6,196,087	1,750,717
Sekundarna mreža	2,584,676	1,932,648	4,107,159	10,746,343	7,048,237	5,830,570
AMM i mjerna mjesta	336,134	14,241,853	14,501,630	6,039,441	16,959,963	11,871,331
Ostale investicije	725,840	25,245	727,942	911,813	553,500	332,143
Ostala osnovna sredstva	436,973	3,695,686	647,907	812,539	637,101	1,504,020
Otkup zemljišta	50,000	0	100,000	0	100,000	0
Program otkupa EEIS	0	0	0	0	0	51,132
Ukupno	**4,940,009**	**23,033,518**	**24,310,413**	**21,635,662**	**31,494,888**	**21,339,913**

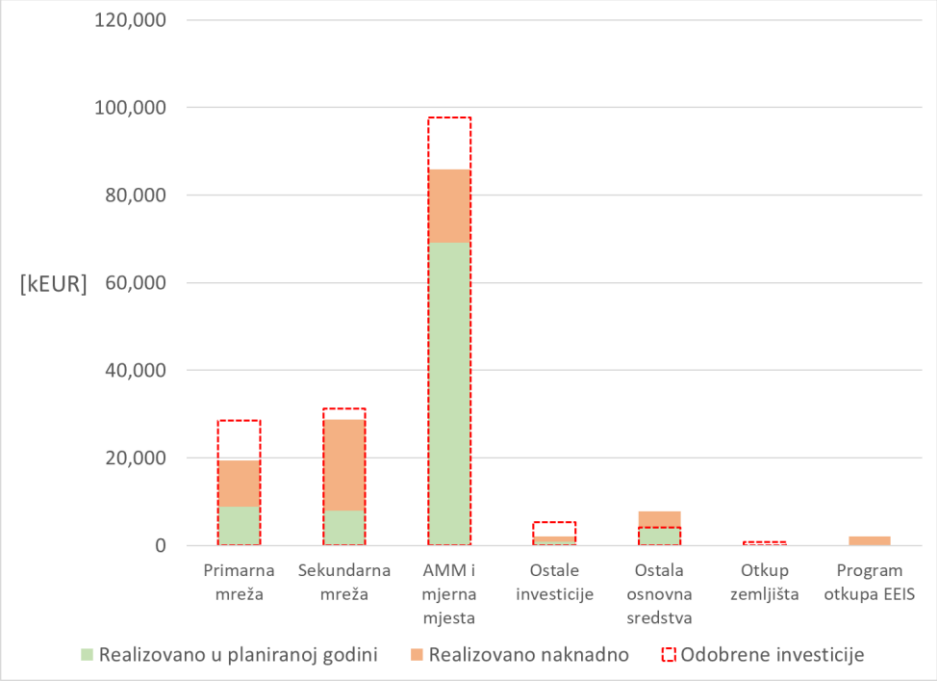
Tabela 1.7 Kumulativni pregled ukupnih investicija i realizacije za period 2012-2018. godina

[kEUR]	Odobrene investicije	Realizovano u planiranoj godini	Realizovano naknadno	Ukupno realizovano
Primarna mreža	28,590	8,824	10,634	19,459
Sekundarna mreža	31,297	7,966	20,761	28,727
AMM i mjerna mjesta	97,704	69,098	16,746	85,843
Ostale investicije	5,274	873	1,262	2,135
Ostala osnovna sredstva	4,193	4,221	3,606	7,826
Otkup zemljišta	860	0	0	0
Program otkupa EEIS	0	0	2,026	2,026
Ukupno	167,919	90,982	55,035	146,016

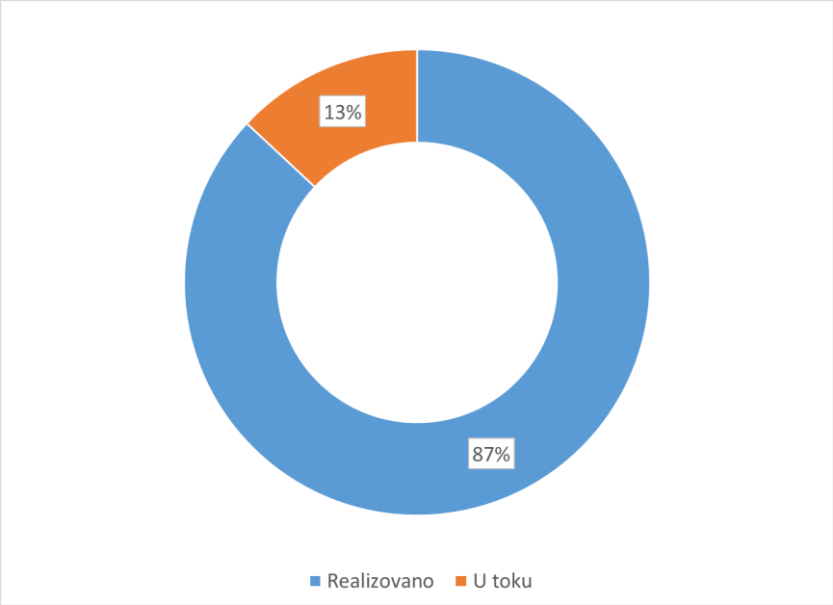
Kumulativno gledano, na nivou posmatranog perioda (Slika 1.5), iako sa evidentnim kašnjenjem realizacija investicija u sekundarnu mrežu najbolje prati plan. S druge strane, važan pokazatelj je i dinamika realizacije investicija u odnosu na plan, te su s tim u vezi dati grafički prikazi plana i realizacije po godinama perioda

2012-2018. godina (Slika 1.7 - Slika 1.10). Grafički prikaz je dat za ukupni godišnji plan i realizaciju (Slika 1.7), a onda i po najvažnijim vrstama investicija:

- Primarna mreža (Slika 1.8)
- Sekundarna mreža (Slika 1.9)
- AMM i mjerna mjesta (Slika 1.10).

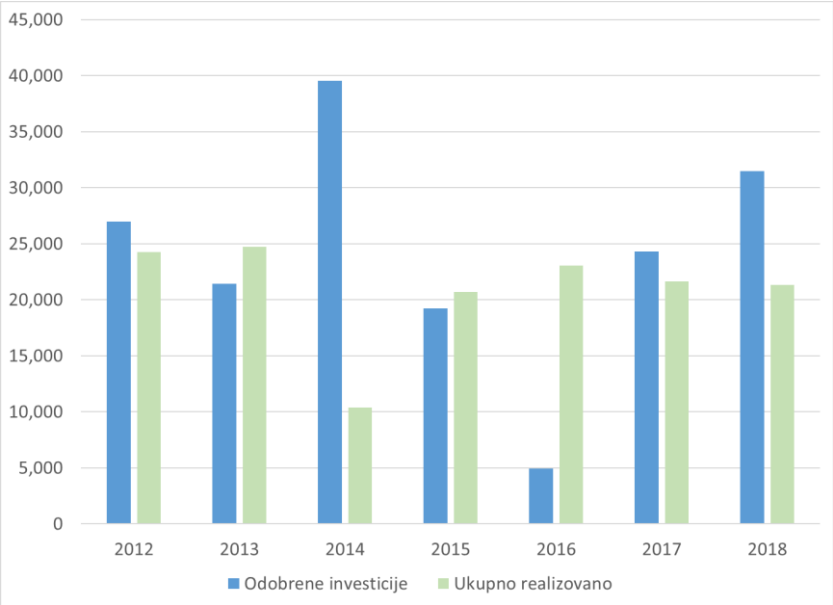


Slika 1.5 Pregled ukupno odobrenih i realizovanih investicija za period 2012-2018. godina



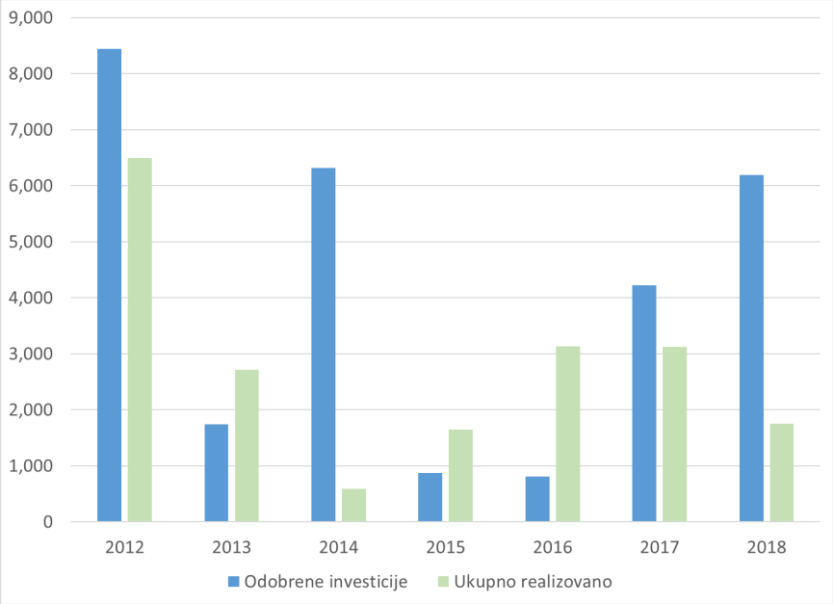
Slika 1.6 Struktura ukupno planiranih investicija za period 2012-2018. godina

Uočava se da je u nekim godinama finansijska realizacija bliska planu, ali se mogu uočiti i neke izražene razlike kao što su 2014. godina gdje je realizacija bila niska, ali i 2016. godina gdje je usljed realizacije projekata iz prethodnog perioda, realizacija značajno veća od plana.



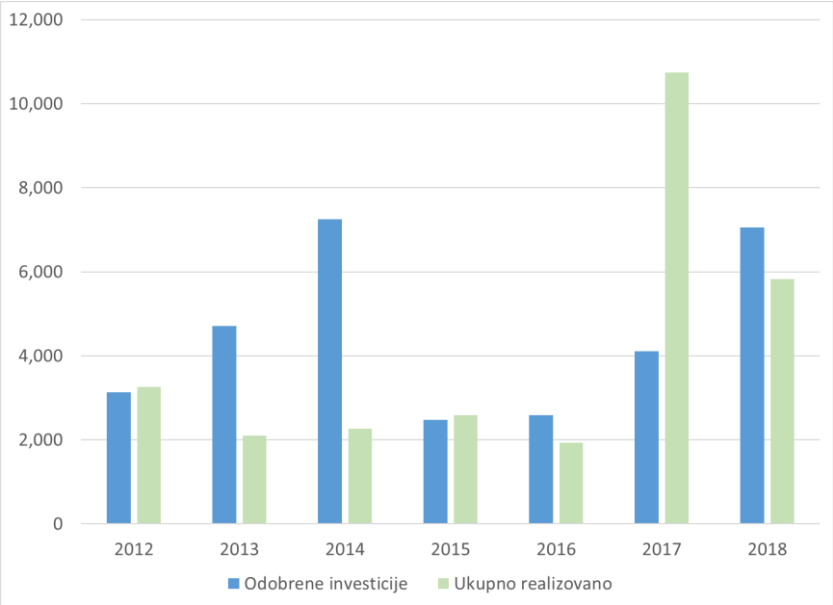
Slika 1.7 Pregled ukupno odobrenih i realizovanih investicija za period 2012-2018. godina [kEUR]

Slično kao za ukupni plan, može se zaključiti i ako se posmatraju samo najvažnije vrste investicija, tj. primarna mreža, sekundarna mreža i AMM i mjerna mjesta, ali je evidentno da je dinamika realizacije najslabija kod projekata primarne mreže. Slaba realizacija se posebno ističe u 2014. godini ali i određeni pozitivni trend uspješnosti realizacije u 2015. i 2016. godini. Kao što se može uočiti iz kumulativnog prikaza i ovdje se vidi da je ukupna realizacija za posmatrani period ulaganja u primarnu mrežu niži od plana (ukupna realizacija je približno 68 %).



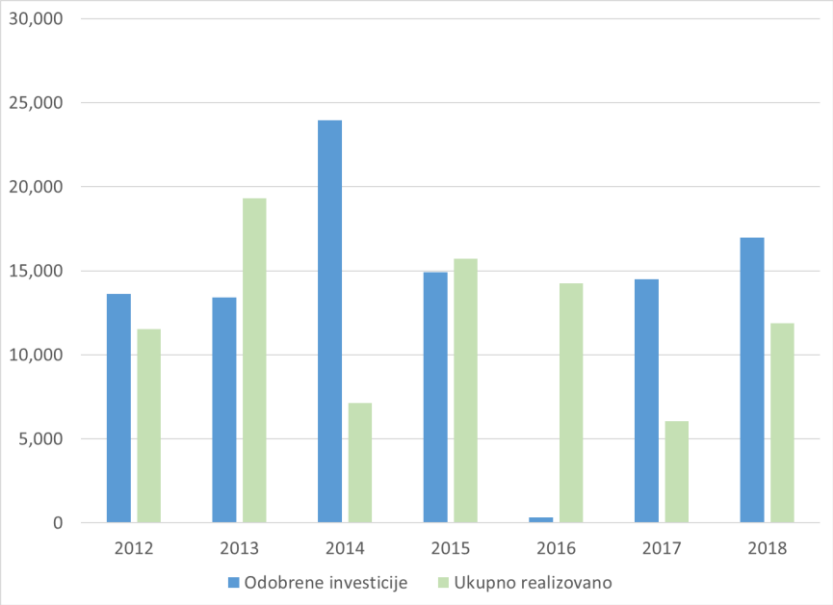
Slika 1.8 Pregled odobrenih i realizovanih investicija u primarnu mrežu za period 2012-2018. godina [kEUR]

Nešto je bolja situacija kada je realizacija projekata u sekundarnoj mreži u pitanju, gdje se mogu uočiti godine u kojima bude veća realizacija od plana kao što je 2017. godina, ali se i ovdje slaba realizacija vidi u 2014. godini. Ako se posmatra ukupna realizacija za posmatrani period, ona je značajno bolja nego je to slučaj kod primarne mreže i iznosi približno 92 %.



Slika 1.9 Pregled odobrenih i realizovanih investicija u sekundarnu mrežu za period 2012-2018. godina [kEUR]

Najbolja dinamika realizacije karakteriše investicije u AMM i mjerna mjesta iako je i ovdje 2014. godina istaknuta po najslabijoj realizaciji, ali je zato 2016. godine praktično svo kašnjenje nadoknađeno. Ukupna realizacija na nivou perioda 2012-2018. godina je približno 88 %.



Slika 1.10 Pregled odobrenih i realizovanih investicija u AMM i mjerna mjesta za period 2012-2018. godina [kEUR]

Na osnovu dinamike i nivoa realizacije investicija u prethodnom periodu evidentno je da je dinamika realizacije usporena kada su planovi investicija u primarnu i sekundarnu mrežu u pitanju, dok investicije u AMM i mjerna mjesta mnogo bolje prate planiranu dinamiku realizacije. Razlog je u najvećem obimu značajno složenija procedura realizacije koja podrazumijeva veliki broj aktera (institucija), stepen pripremljenosti prostorno planske dokumentacije, rješavanje imovinsko pravnih odnosa, kao i složene i vremenski zahtjevne tenderske procedure. Stoga je značajno u fazi planiranja projekta značajnu pažnju i analize posvetiti procjeni realne dinamike realizacije projekata uzimajući u obzir prethodna iskustva i česte izmjene regulative koja uređuje sve procedure od značaja za efikasnu realizaciju projekata.

1.7. Analiza gubitaka energije i snage

U okviru ovog poglavlja biće dat osvrt na rezultate Studije gubitaka koja je izrađena ove godine. Gubici električne energije predstavljaju važnu količinu energetskih tokova u prenosnim i distributivnim mrežama. Smanjenje gubitaka ima sve važniju ulogu, kako zbog finansijske održivosti, tako i zbog poboljšanja kvaliteta i pouzdanosti sistema. Pored unaprjeđenja energetske efikasnosti i značajnih ekonomskih efekata, postoji i velika ekološka korist od smanjenja gubitaka energije.

Značaj analize gubitaka proističe iz potrebe njihovog smanjivanja, kako u fazi projektovanja tako i procesu eksploatacije elektroenergetskih mreža i sistema (EES) i njihovih elemenata. Visoki gubici, naročito u elektrodistributivnim (ED) mrežama, su pravi indikator neusklađenog razvoja mreže sa rastućim potrebama konzuma. Prvi korak u procesu smanjenja gubitaka na ED mreži je proračun gubitaka na osnovu dostupnih informacija o mrežnoj infrastrukturi, kupcima i njihovoj potrošnji.

Tehnički tj, fizički gubici u elementima EES-a mogu se podijeliti na konstantne gubitke (zavisne od napona) i varijabilne gubitke (zavisne od struje). Stalni gubici su posljedica održavanja EES-a u stanju stalne pogonske spremnosti za snabdijevanje kupaca električnom energijom. To su gubici u gvožđu transformatora, zatim dielektrički gubici kablova i kondenzatorskih baterija. Varijabilni gubici zavise od stepena opterećenja, tj. proporcionalni su kvadratu struje. Kao rezultat navedene činjenice da su za istu snagu struje obrnuto srazmjerne mrežnom naponu, gubici u prenosnim mrežama manji su od gubitaka u ED mrežama.

S druge strane, netehnički gubici sadrže električnu energiju koja je isporučena kupcima, ali nije izmjerena. Uglavnom su uzrokovani sopstvenom potrošnjom operatora, neovlašćenom potrošnjom (krađom), kao i greškama u mjerenju, naplati i obradi očitanih podataka sa brojila kupaca. Takođe su prisutne i greške usljed vremenskog pomaka između očitavanja brojila na ulazu u sistem (preuzeta energija) i kod krajnjih potrošača (realizovana energija).

Poseban problem kod određivanja gubitaka u ED mrežama je (ne)mogućnost njihovog određivanja mjerenjima. Dok se u prenosnim mrežama, po pravilu, provode kontinuirana mjerenja na pojedinim djelovima mreže, u ED mrežama, zbog velikog broja elemenata, to nije slučaj, pogotovo na niskom naponu. Pored toga, tehničke gubitke u prenosnim mrežama moguće je mnogo tačnije odrediti računskim putem od gubitaka u ED mrežama. Sa aspekta obima neophodne informacione osnove i same kompleksnosti po broju elemenata i varijantnosti metoda, proračuni električnih gubitaka u ED mrežama spadaju u najdelikatnije proračune EES-a uopšte.

Efekat distribuirane proizvodnje na gubitke je sve važnije pitanje koje može dovesti do dva suprotna efekta u vezi sa gubicima u ED mreži. Ako se decentralizovani izvori energije nalaze blizu tačke potrošnje i ako se proizvodnja poklapa sa potrošnjom, distribuirana proizvodnja doprinosi smanjenju gubitaka energije. Ako se distribuirana proizvodnja nalazi daleko od centara potrošnje, ili ako se proizvodnja ne poklapa sa potrošnjom, gubici se mogu povećati. Glavni razlog za to je povećana udaljenost za tokove snage.

Na tehničke gubitke u velikoj mjeri utiče promjena arhitekture mreže koja mora uzeti u obzir značajno povećanje distribuirane proizvodnje, dok na tehničke gubitke može snažno uticati povećana upotreba pametnih brojila, između ostalog. Veća stopa penetracije pametnih brojila dovodi do smanjenja krađe električne energije i preciznijeg evidentiranja potrošnje električne energije.

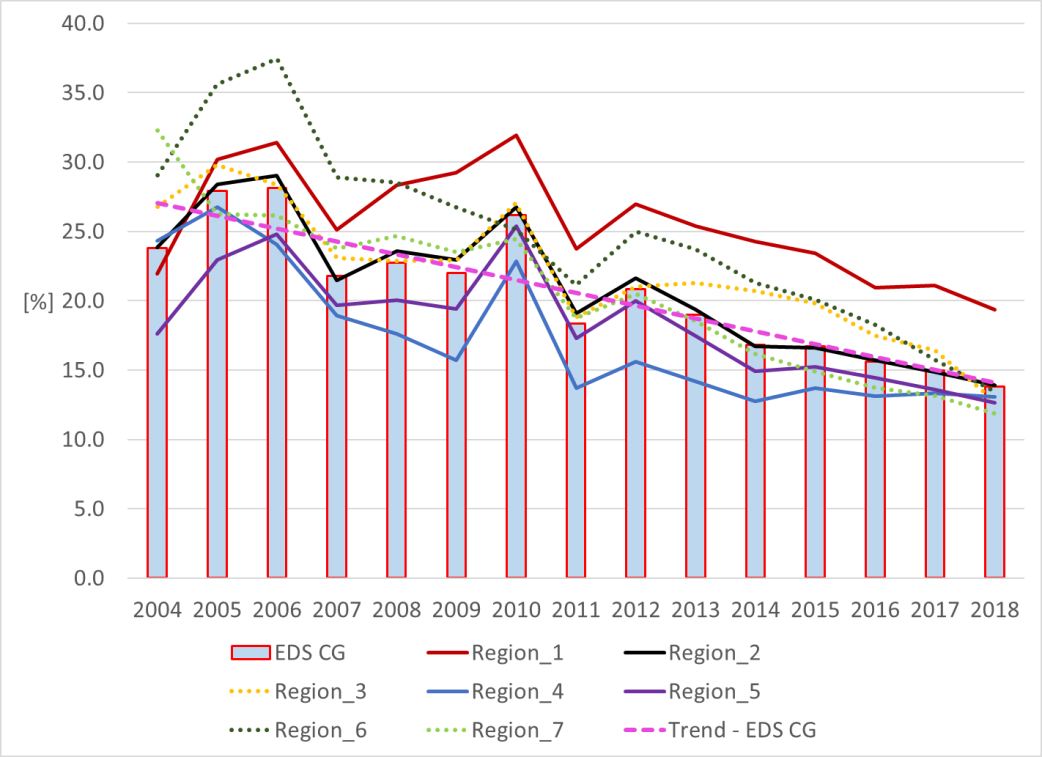
U državama EU prisutne su značajne razlike u prosječnom nivou gubitaka koji se kreću u rasponu od 1% do 13,5 %. Procentualni iznos ukupnih (tehničkih i komercijalnih) gubitaka u ED mrežama Crne Gore je u prethodnih pola vijeka permanentno iznad 13% primljene energije na pragu distribucije. U 2005. i 2006. godini gubici su dostigli veoma visok nivo od 29%, da bi nakon 2006. godine permanentno opadali na nivo od 13,8%, ili na 372 GWh 2018. godine. Međutim u pojedinim ED regionima gubici su još uvijek znatno iznad prosječnih.

Tabela 1.8 Preuzeta energija, isporučena energija po kategorijama potrošnje i gubici za EDS CG, 1980-2018.g.

EDS CG Godina	Preuzeta en. (GWh)	Isporučena energija (GWh)					Gubici (GWh)	Gubici (%)
		DOM	OP	10 kV	35 kV	Ukupno		
1980	818,5	362,0	155,2	133,1	51,4	701,7	116,8	14,27
81	893,8	405,1	156,9	144,6	66,7	773,3	120,5	13,48
82	933,7	434,2	161,1	153,6	62,3	811,2	122,5	13,12
83	969,9	439,0	166,4	165,3	64,9	835,6	134,3	13,85
85	1034,0	439,5	158,3	186,9	85,8	870,5	163,5	15,81
85	1070,3	435,6	182,2	204,2	98,0	920,0	150,3	14,04
86	1133,5	453,2	195,5	213,8	102,8	965,3	168,2	14,84
87	1208,1	489,7	211,6	236,7	95,3	1033,3	174,8	14,47
88	1209,0	487,0	211,2	243,0	77,3	1018,5	190,5	15,76
89	1211,2	489,8	200,2	237,6	78,8	1006,4	204,8	16,91
1990	1236,1	533,4	208,4	213,3	78,1	1033,2	202,9	16,41
91	1305,8	611,6	229,2	186,8	76,2	1103,8	202,0	15,47
92	1351,5	650,5	216,0	179,5	79,3	1125,3	226,2	16,74
93	1429,2	727,4	221,8	154,6	68,8	1172,6	256,6	17,95
94	1502,8	787,3	200,8	163,8	66,0	1217,9	284,9	18,96
95	1617,1	858,0	223,9	169,2	62,8	1313,9	303,2	18,75
96	1726,4	925,8	230,6	171,8	73,7	1401,9	324,5	18,80
1997	1794,8	921,2	238,2	181,4	79,4	1420,2	374,6	20,87
98	1851,6	940,1	236,8	180,0	83,1	1440,0	411,7	22,23
99	1881,1	964,5	256,7	158,5	84,9	1464,5	416,6	22,14
2000	1970,9	992,3	279,8	169,8	86,2	1528,1	442,8	22,47
01	2077,8	1038,6	286,2	251,8	91,8	1668,4	409,4	19,71
02	2077,1	1011,6	292,8	262,1	110,8	1677,3	399,8	19,25
03	2196,6	1043,4	308,1	261,6	101,3	1714,3	482,3	21,96
04	2212,1	1046,0	320,1	211,3	86,5	1663,9	548,2	24,78
05	2309,8	1040,4	324,0	191,9	85,0	1641,2	668,5	28,94
06	2385,8	1104,7	327,7	174,3	85,8	1692,5	693,3	29,06
07	2333,8	1155,0	365,0	197,1	85,4	1802,6	531,1	22,76
08	2472,9	1191,4	400,7	222,0	75,7	1889,8	583,0	23,58
09	2501,5	1210,3	415,1	234,9	71,1	1931,5	570,0	22,79
2010	2516,2	1259,7	424,1	252,6	76,9	2013,3	502,9	19,99
11	2563,7	1244,4	453,5	286,4	87,5	2071,8	491,9	19,19
12	2596,3	1225,2	453,3	292,8	83,8	2055,2	541,1	20,84
13	2530,2	1216,6	459,5	294,8	79,6	2050,5	479,6	18,96
14	2447,7	1201,0	459,4	292,6	82,7	2035,6	412,1	16,83
15	2607,6	1261,3	498,1	321,5	91,0	2171,9	435,7	16,71
16	2587,3	1251,1	516,1	328,7	87,4	2183,3	404,0	15,62
17	2670,3	1285,9	543,9	348,6	92,4	2270,8	399,6	14,96
2018	2686,2	1272,1	583,1	361,9	97,4	2314,5	371,6	13,83

Visoki gubici, naročito u ED mrežama, su pravi indikator nerazvijenosti mreže i karaktera konzuma. Poslednjih 15-tak godina konzum je, upravo, intenziviran u kategorijama potrošača na niskom naponu, prvenstveno zbog povećanog učešća električnog grijanja i hlađenja u domaćinstvima i ostaloj potrošnji, t.j. na onim slabije razvijenim mrežnim nivoima na kojima se i u normalnim prilikama javljaju najveći gubici. Na primjer, učešće potrošnje na niskom naponu (domaćinstva i ostala potrošnja) u realizovanoj energiji u periodu od 2004.-2018. kreće se u opsegu 80-84 %.

Na osnovu prethodnih podataka dati su uporedni dijagrami udjela gubitaka po regionima i na nivou EDS Crne Gore za period 2004-2018. godina (Slika 1.11 i Slika 1.12). Sa slike se može uočiti da je trend promjene gubitaka na nivou EDS Crne Gore kao i regiona opadajući.

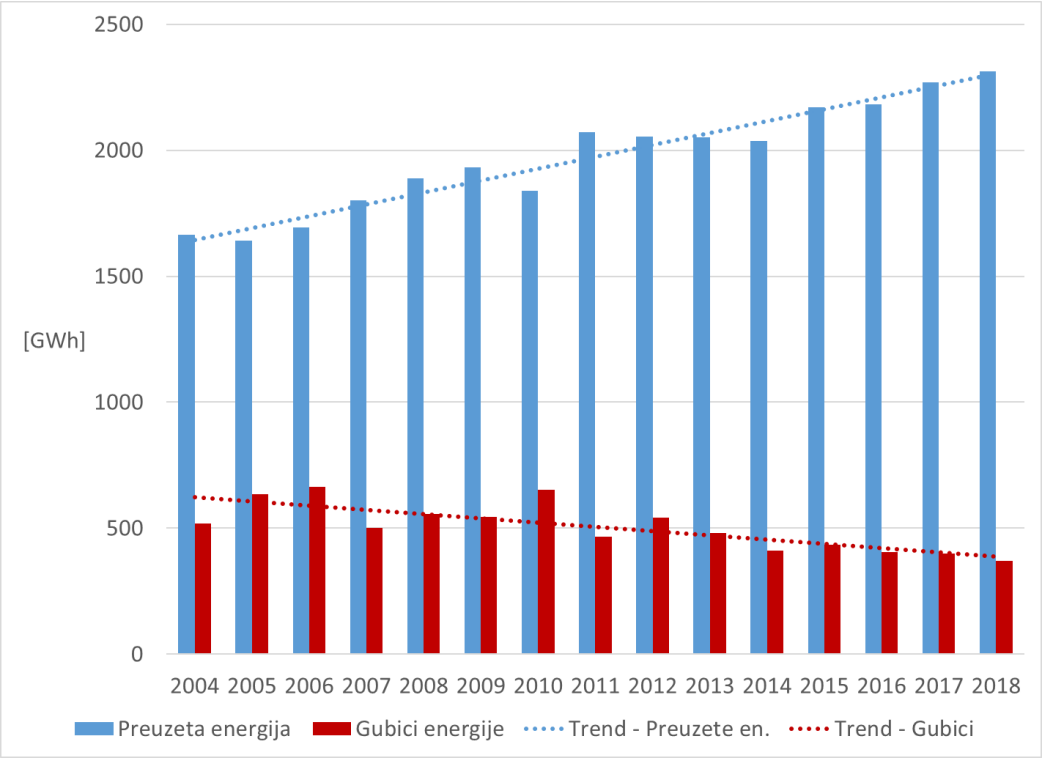


Slika 1.11 Procentualni gubici svih regiona i EDS Crne Gore za 2004-2018. g.

Udio gubitaka na nivou EDS Crne Gore je približno prepolovljen u odnosu na prve godine posmatranog perioda. Iako sve regione prati opadajući trend, kod nekih je on izraženiji, i može se uočiti da u prvoj polovini posmatranog perioda prilično osciluje u odnosu na drugu polovinu kada dolazi do stabilizacije i trenda konstantnog smanjenja udjela gubitaka. Razlog za ovakve prilike treba tražiti u načinu monitoringa mjernih podataka, tj. u prvoj polovini posmatranog perioda nije bilo napredne mjerne infrastrukture (AMM sistem), pa je problem jednovremenog praćenja mjerenja potrošnje energije bio izražen.

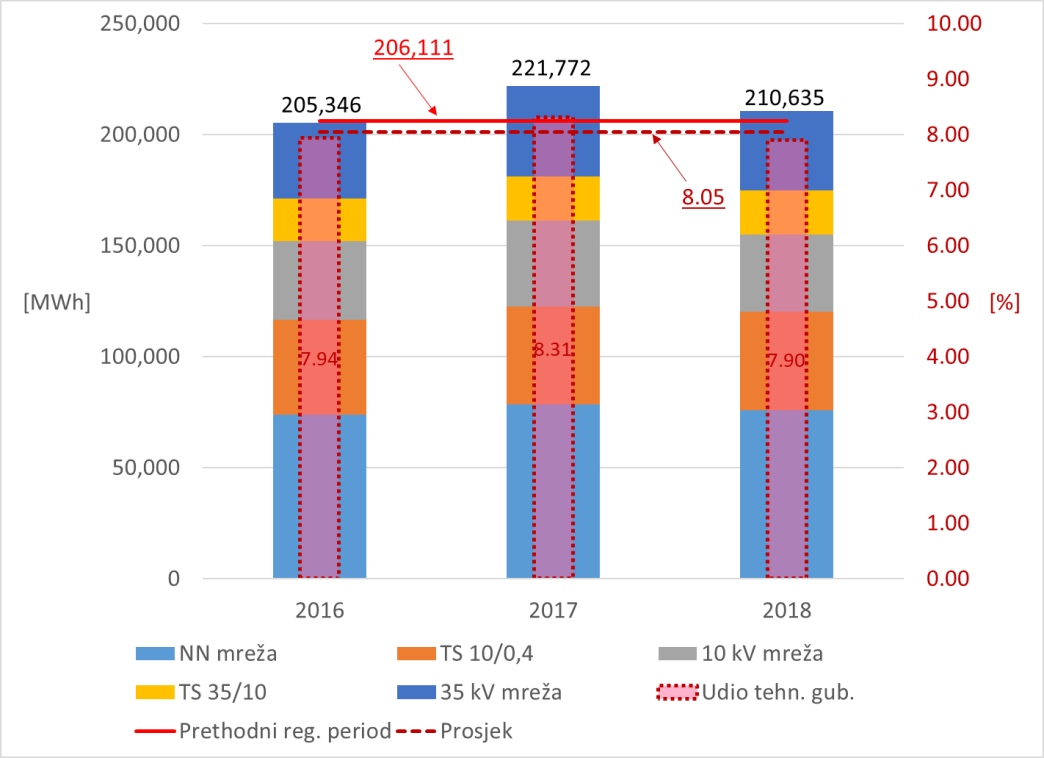
Važno je istaći da trend smanjenja gubitaka na nivou EDS Crne Gore praktično se preklapa sa trendom koji karakteriše Region 2 što je i očekivano uzimajući u obzir da njemu odgovara ubjedljivo najveći dio konzuma u odnosu na ostale regione, pa se ova okolnost može koristiti za brzu procjenu udjela gubitaka na nivou EDS Crne Gore. Takođe, sa iste slike može se uočiti da svi regioni osim Regiona 2 na kraju posmatranog perioda dostižu vrlo približne vrijednosti udjela gubitaka i karakteriše ih nešto snažniji trend smanjenja. Iako Region 2 karakteriše značajno razuđen konzum (najrazuđeniji u odnosu na sve ostale regione) i pripadajuća dužina mreže niskog presjeka, što za posljedicu ima i povišene tehničke gubitke, evidentno je da postoji prostor za dodatno snižavanje udjela gubitaka jer ostale sjeverne regione karakterišu slične osobine konzuma i mreže a imaju povoljnije vrijednosti udjela gubitaka.

Ako se posmatraju apsolutni iznosi preuzete energije i ukupnih gubitaka (Slika 1.12), evidentan je rastući trend količine preuzete energije (prosječna stopa rasta od približno 1,5 %), a opadajući trend ukupnih gubitaka energije. Dakle, i pored što raste preuzeta energija i opterećenje mreže, nivo ostvarenih gubitaka se smanjuje u apsolutnom iznosu (prosječna stopa rasta od približno -2,4 %) što je rezultat konstantnog unaprjeđivanja monitoringa potrošnje energije i razvoja mrežnih kapaciteta u cilju poboljšanja sigurnosti i efikasnosti snabdijevanja električnom energijom.



Slika 1.12 Preuzeta energija i ukupni gubici na nivou EDS Crne Gore za period 2004-2018

Koristeći najsvježije i najpouzdanije podatke o mreži, izvršen je proračun nivoa tehničkih gubitaka za period 2016-2018. godina, a rezultat je prikazan na slici koja slijedi (Slika 1.13).



Slika 1.13 Uporedni pregled nivoa i strukture gubitaka po djelovima mreže za period 2016.-2018. godina

Posmatrajući ostvarenje gubitaka energije za period 2016-2018. godina, može se uočiti da je najveći nivo gubitaka postignut u 2017. godini (221,772 GWh), što se može dovesti u vezu sa preuzetom energijom i

opterećenjem konzuma koji su na nivou regiona i na nivou EDS Crne Gore bili najveći u posmatranom periodu. U ostalim godinama su izmjerene manje potrošnje energije i opterećenja konzuma, pa su i praćeni nižim gubicima energije. Ako se uzme u obzir nivo odobrenih gubitaka iz prethodnog perioda (crvena puna linija, t.j. 206,111 GWh), može se uočiti da je samo 2016. godine nivo gubitaka bio niži, dok je u 2017. i 2018. godini blago iznad.

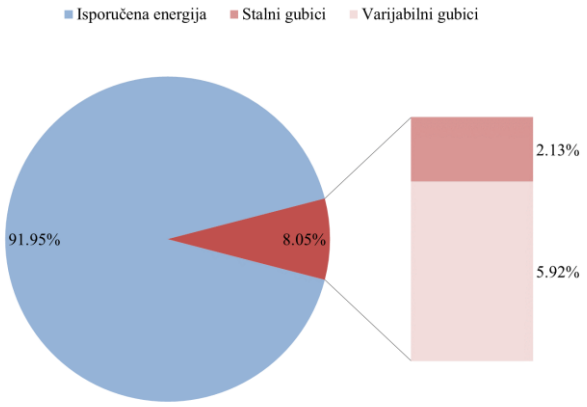
Ako se posmatra udio gubitaka u ukupnoj preuzetoj energiji, onda on u posmatranim godinama perioda iznosi, 7,94 %, 8,31 % i 7,90 %, respektivno. Evidentno je da razvoj mreže (povećanje mrežnih kapaciteta i poboljšanje uklopnog stanja s aspekta opterećenosti mreže, konfiguracije, upravljanja ali i monitoringa potrošnje energije i opterećenja) rezultira pozitivnim trendom u pogledu poboljšanja efikasnosti snabdijevanja potrošača.

Struktura gubitaka po djelovima elektrodistributivne mreže je konstantna u posmatranom periodu, pa u cilju pouzdanijeg predstavljanja trenda promjene gubitaka u posmatranom periodu 2016-2018. godinu izvršeno je uprosječavanje vrijednosti gubitaka energije po elementima elektrodistributivne mreže (Tabela 1.9) i dati prikazi strukture gubitaka prema tipu i mjestu nastanka (Slika 1.14 i Slika 1.15).

Tabela 1.9 Struktura gubitaka energije u odnosu na mjesto nastajanja za ED Crna Gora – prosjek 2016-2018. godina

Mjesto nastanka:	Stalni gubici			Varijabilni gubici			Ukupni gubici		
	kWh	%	% uk. gub	kWh	%	% uk.gub.	kWh	%	% uk.eng
35 kV mreža	861025	1,53	0,41	36097240	23,09	16,98	36958265	17,39	1,40
TS 35/10	13635589	24,25	6,41	6065264	3,88	2,85	19700853	9,27	0,75
10 kV mreža	748630	1,33	0,35	35370561	22,62	16,64	36119192	16,99	1,37
TS 10/0,4	35319603	62,81	16,61	8592957	5,50	4,04	43912559	20,66	1,66
NN mreža	5665601	10,08	2,67	70228007	44,92	33,04	75893607	35,70	2,87
Ukupno	56230449	100,00	26,45	156354028	100,00	73,55	212584477	100,00	8,05

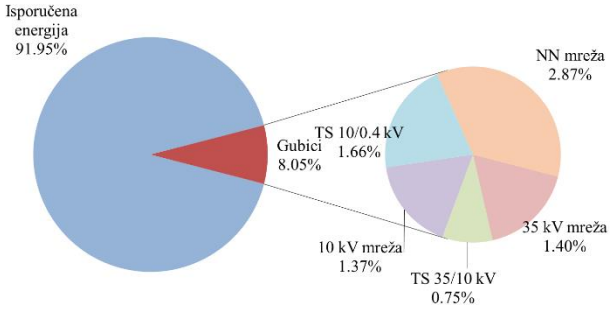
Kada se posmatra prosjek realizovanih gubitaka po elementima elektrodistributivne mreže dolazi se do ukupne vrijednosti gubitaka energije od 212,584 GWh kome odgovara udio od 8,05 %. U strukturi gubitaka energije dominantan udio imaju gubici usljed opterećenja (73,55 %), a u okviru stalnih gubitaka dominiraju gubici u transformaciji 10/0,4 kV.



Slika 1.14 Isporučena energija i struktura gubitaka energije u ED Crna Gora – prosjek 2016-2018. godina

Kada su elementi elektrodistributivne mreže u pitanju, najveće učešće u ukupnim gubicima energije ima NN mreža (35,70 %), a za njom slijedi transformacija 10/0,4 kV (20,66 %) koje se izdvajaju kao dva osnovna žarišta koja treba adresirati odabranim mjerama za smanjenje tehničkih gubitaka. Međutim, važan prostor za poboljšanje efikasnosti postoji i u SN mreži koje imaju približno isto učešće u ukupnim gubicima energije (35

kV i 10 kV mreža, sa učešćem od 17,39 % i 16,99 % respektivno). Najmanje učešće u gubicima energije odgovara transformaciji 35/10 kV i to njoj pripadajućim stalnim gubicima.



Slika 1.15 Isporučena energija i struktura gubitaka energije prema mjestu nastanka za EDS Crna Gora – prosjek 2016-2018. godina

Dakle, nivo prosječnih tehničkih gubitaka energije u EDS Crna Gore 8,05 %. Pritom, gubici energije u regionima iz primorskog dijela Crne Gore sa izrazito gradskim karakteristikama mreže i konzuma su ispod prosjeka EU-15, tj. ispod 7,3 %. Prethodno je i očekivano ako se uzme da pomenute mreže karakterišu značajni mrežni kapaciteti i koncentrisana potrošnja. S druge strane, tehnički gubici energije za regione iz sjevernog dijela Crne Gore su značajno veće vrijednosti od EU-15 prosjeka usljed dominantnih seoskih karakteristika mreže i konzuma (izražena dužina mreže usljed razuđene potrošnje, manji presjek mreže, ali i veliki broj 10/0,4 kV transformatora). Uzimajući u obzir obračunske gubitke energije koji odgovaraju proračunatim tehničkim gubicima, dobijaju se vrijednosti komercijalnih gubitaka u rasponu od 1- 8 % u 2018. godini što je značajno bolje nego 2016. godine.

Evidentan je trend smanjenja gubitaka u posljednjih par godina, iako ne sa istom brzinom opadanja kao kada se posmatra širi period (od 2004. godine), ali je za očekivati da će se nastaviti. Jasno je da su investicije u razvoj AMM sistema, ali i povećavanje propusne moći mreže i njena rekonstrukcija glavni razlozi za to.

1.8. Distribuirana proizvodnja

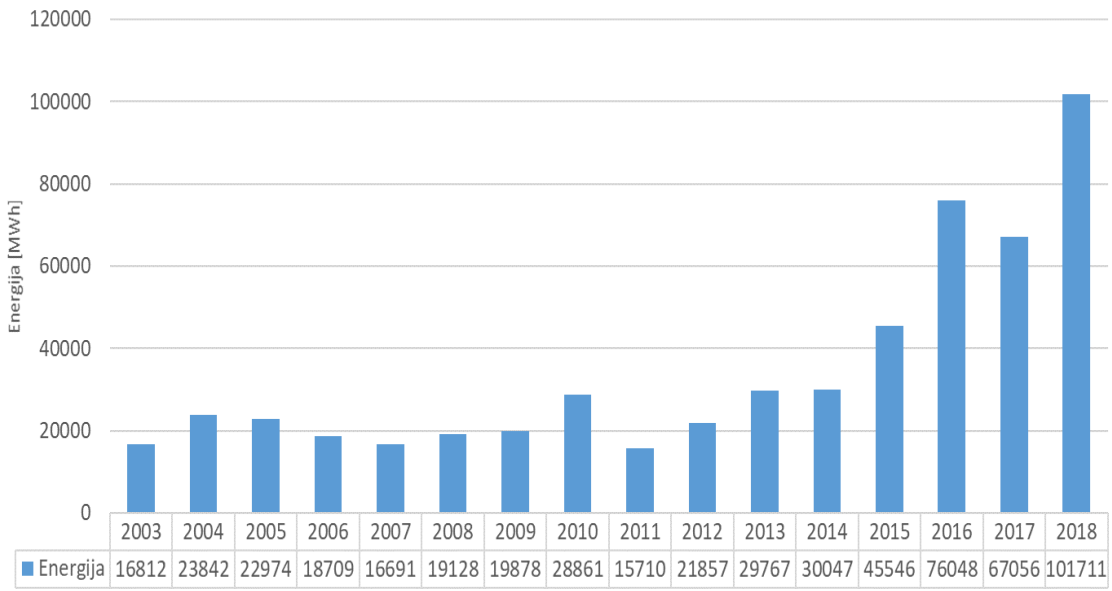
U okviru ovog poglavlja dat je osvrt na postojeće stanje i projekcije distribuirane proizvodnje priključene na EDS Crne Gore. Na elektrodistributivni sistem su priključene 22 male hidroelektrane MHE i jedna solarna elektrana male snage. U sljedećoj tabeli navedeni su osnovni tehničke karakteristike ovih elektrana (Tabela 1.10), a na slici je data ostvarena proizvodnja u periodu 2003-2018. godina (Slika 1.16).

Tabela 1.10 Tehnički podaci o distribuiranim izvorima u Crnoj Gori u 2019 godini

R.b.	Proizvođač/proizvodni objekat	Mjesto i naponski nivo predaje električne energije u sistem	Odobrena priključna snaga (kVA)
1	Glava Zete	35 kV RP mHE	6400 (2×3200)
2	Slap Zete	10 kV (Priključenje u TS 35/10 kV Danilovgrad) 35 kV (T spoj Danilovgrad-Glava Zete)	2400 (2×1200)
3	Rijeka Mušovića	35 kV RP mHE	1950 (3×650)
4	Podgor	6 kV	465
5	Šavnik	10 kV RP mHE	200 (2×100)
6	Rijeka Crnojevića	10 kV RP mHE	650
7	Lijeva Rijeka	0.4 kV RP mHE	110

R.b.	Proizvođač/proizvodni objekat	Mjesto i naponski nivo predaje električne energije u sistem	Odobrena priključna snaga (kVA)
8	Jezerštica	10 kV RP mHE. Ulaz/izlaz na 10 kV DV Dolac	1200 (ograničena na 300)
9	Vrelo	35 kV RP mHE. Ulaz/izlaz na 35 kV DV Medanovići-Čokrlije	720
10	Bradavec	10 kV RP mHE. Ulaz/izlaz na 10 kV DV Konjuhe	1200 (ograničena na 400)
11	Piševska Rijeka	10 kV ćelija u TS 110/35/10 kV Andrijevica	1200
12	Šeremet potok	10 kV ćelija u TS 110/35/10 kV Andrijevica	990
13	Bistrica-Majstorovina	10 kV ćelija u TS 35/10 kV Ribarevine	4000 (2×2000)
14	Orah	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Rudeš	1100
15	Spalevići	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Rudeš	732
16	Rmuš	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Rudeš	575
17	Bistrica	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Rudeš	6268 (2×3134)
18	Šekular	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Rudeš	1850
19	Jara	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Plav	5400 (3×1800)
20	Babino polje	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Plav	2460 (1×1800 +1×660)
21	PV Elektrana Invicta	0,4 kV; TS 10/0.4 kV Lužnica 2	416
22	PV elektrana UN-a	0,4 kV; TS 10/0.4 kV Milenijum	85,57
23	mHE „Jelovica 2"	35 kV ćelija u TS 35/10 kV Rudeš	800

Kao što se vidi sa slike, proizvodnja električne energije iz distribuiranih izvora se posljednjih godina (od 2013. godine) značajno povećala (preko 5 puta) u odnosu na proizvodnju sa početka posmatranog perioda. Dva su osnovna razloga: povećanje broja priključenih distribuiranih izvora, kao i dobre hidrološke prilike koje su omogućile veću proizvodnju električne energije. Važno je napomenuti da je većina novih distribuiranih izvora priključena na distributivnu mrežu Regiona 3 i to u neposrednoj blizini napojnih tačaka 35 kV mreže i u jednom dijelu godine proizvode više energije nego što su zahtjevi konzuma Regiona 3 što za posljedicu ima evakuaciju proizvedene energije u prenosnu mrežu.



Slika 1.16 Ukupna proizvodnja iz distribuiranih izvora u periodu 2013-2018. godina

Prema raspoloživim podacima, za očekivati je dalji rast distribuirane proizvodnje iako je teško dati pouzdanu ocjenu o dinamici ulaska u pogon novih izvora uzimajući u obzir iskustva o realizaciji investicija u nove distribuirane izvore u Crnoj Gori u prethodnom periodu (od 2013. godine). Planirana je izgradnja još 26 mHE i 3 solarne fotonaponske elektrane čije su opšte karakteristike date u tabelama koje slijede (Tabela 1.11 i Tabela 1.12).

Tabela 1.11 Planirane male HE

R.b.	Vodotok mHE	Sliv	Naziv elektrane	Opština	Instalisana snaga (kVA)	Godišnja proizvodnja (MWh)
1	Đurička rijeka	Lim	Đurička 1	Plav	3310	7909
2	Đurička rijeka	Lim	Đurička 2	Plav	2100	4551
3	Bjelojevićka rijeka	Tara	Bjelojevićka 1	Mojkovac	920	2321,67
4	Bjelojevićka rijeka	Tara	Bjelojevićka 2	Mojkovac	2250	5594,12
5	Bukovica	Komarnica	Bukovica 1	Šavnik	3200	10860
6	Bukovica	Komarnica	Bukovica 2	Šavnik	2100	6670
7	Dio sistema za vodosnabdijevanje izvorišta Berane		Miolje Polje	Berane	320	1528
8	Bukovica	Tara	Bukovica	Kolašin	350	1169
9	Ljevak	Tara	Ljevak	Mojkovac	670	2795
10	Paljevinska rijeka	Tara	Paljevinska	Kolašin	650	2900
11	Pecka rijeka	Tara	Pecka	Kolašin	1000	2844
12	Crnja	Tara	Crnja	Kolašin	3700	13220
13	Ljubaštica	Tara	Ljubaštica	Kolašin	2500	7845
14	Crni potok	Tara	Crni potok	Kolašin	500	1702
15	Bistrica	Tara	Lipovska Bistrica	Kolašin	1200	3542
16	Vinicka rijeka	Lim	Vinicka	Berane	950	2616
19	Mojanska rijeka	Lim	Mojanska 1	Andrijevica	2000	7173
20	Mojanska rijeka	Lim	Mojanska 2	Andrijevica	2000	4312
21	Mojanska rijeka	Lim	Mojanska 3	Andrijevica	1250	3200
22	Kutska rijeka	Lim	Kutska 1	Andrijevica	2000	8149
23	Kutska rijeka	Lim	Kutska 2	Andrijevica	900	3915
24	Trepačka rijeka	Lim	Trepačka 1	Andrijevica	9950	33700
25	Trepačka rijeka	Lim	Trepačka 2	Andrijevica	2400	7335
26	Reževića rijeka	/	Reževića rijeka	Budva	1000	3200

Tabela 1.12 Planirane solarne elektrane

R.b.	Naziv elektrane	Opština	Instalisana snaga (kVA)	Godišnja proizvodnja (MWh)
1	Bar Kod	Podgorica	566,37	750
2	Farma Koka	Danilovgrad	996,5	1120
3	Fudbalski savez	Podgorica	34,67	37,2

U skladu sa članom 96 Zakona o energetici na distributivni sistem su priključena dva kupca-proizvođača (Tabela 1.12). Zakonom je predviđena razmjena električne energije na mjestu konekcije do 50 kW. Prema raspoloživim informacijama, postoji značajno veće interesovanje za ovakvim vidom distribuirane proizvodnje (fotonaponske instalacije), ali je kao barijera njihovoj većoj integraciji u distributivnu mrežu prepoznata nedovoljno efikasna procedura u odnosu na primjere iz regiona. Ovaj vid distribuirane proizvodnje ima dominantno pozitivan uticaj na naponske prilike i nivo gubitaka energije u niskonaponskoj mreži.

Tabela 1.13 Lista kupaca – proizvođača

R.b.	Naziv elektrane	Opština	Instalisana snaga (kVA)
1	PV elektrana	Nikšić	2,2 kVA
2	mHE ,,Vrelo"-Manastir Morača	Kolašin	12 kVA

S obzirom na izraženu zavisnost proizvodnje električne energije iz distribuiranih izvora (mHE) od hidroloških prilika, vrlo je teško procijeniti očekivanu vrijednost proizvodnje električne energije u budućem periodu. Osim toga, dodatnu prepreku za prognozu predstavlja neizvjesnost u pogledu trenutka ulaska u pogon planiranih distribuiranih izvora.

Ukoliko se pretpostavi da će svi planirani distribuirani izvori (Tabela 1.11 i Tabela 1.12) ući u pogon, realno je očekivati značajniji porast proizvodnje električne energije iz ovih izvora. U tom slučaju, na osnovu očekivane proizvodnje iz planiranih mHE i solarnih elektrana, ukupna proizvodnja električne energije će dostići vrijednost od 252,7 GWh što je približno 2,5 puta veće nego je to danas slučaj. Međutim, treba imati u vidu da dinamika promjene proizvodnje električne energije će zavisiti od dinamike ulaska u pogon pojedinih elektrana.

Osim prethodnog, treba očekivati i značajniji nivo razmjene na mjestu konekcije. S obzirom na sve nižu cijenu prije svega fotonaponskih tehnologija, očekivano je da će u budućem periodu ovaj pristup biti atraktivan za određeni broj potrošača, prevashodno u prigradskim i ruralnim naseljima koji imaju mogućnost instalisanja proizvodnih kapaciteta. U ovom momentu u ODS u toku je izrada procedura koje će omogućiti jednostavnije sticanje statusa kupca-proizvođača i realizacije priključenja. Obim proizvodnje iz ovih izvora u ovom trenutku je teško planirati jer ne postoji dovoljan nivo podataka, ali se sada može tvrditi da u periodu investicionog plana neće doći do nivoa penetracije ovog vida distribuirane proizvodnje koji bi mogao uticati na glavne smjernice planiranja distributivnog sistema, a nakon sticanja iskustava iz implementacije efikasnije procedure priključenja (koja je u pripremi) biće moguće za preostali dio planskog perioda dati projekcije proizvodnje kroz ažuriranje ovog dokumenta.

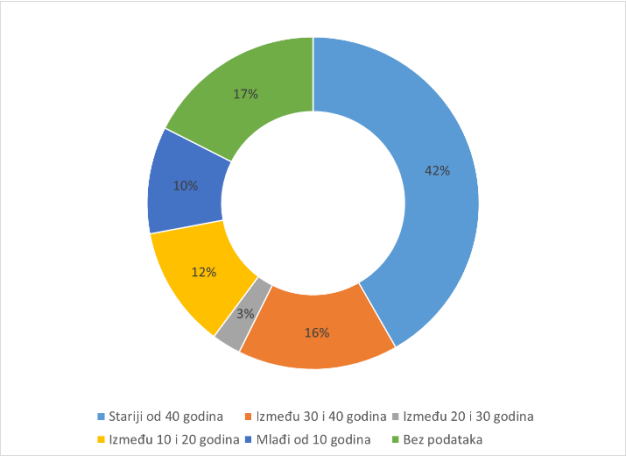
2. PREGLED STANJA 35 KV MREŽE

2.1. Starosna struktura elemenata mreže

2.1.1. Trafostanice

Većina TS 35/10 kV, i pored dugogodišnje akcije zamjene prekidača sa vakumskim, i dalje imaju postrojenja sa vazduhom izolovanim klasičnim ćelijama, sa malouljnim prekidačima i elektromehaničkom relejnom zaštitom. Gotovo sva postrojenja 35/10kV su prošla kroz izuzetno teške periode eksploatacije u pogledu režima rada.

Najvažniji elementi TS su transformatori i njihovo kvalitetno održavanje značajno smanjuje dugotrajne periode prekida napajanja. S tim u vezi, značajna informacija o stanju TS je starosna struktura transformatora u ED mreži (Slika 2.1, Tabela 2.1)[4]. Može se uočiti da u ukupnom broju transformatora dominiraju oni koji su stariji od 40 godina, a može se uočiti da zajedno sa transformatorima starosti između 30 i 40 godina imaju udio od skoro 60 %. Treba naglasiti i da pouzdana informacija o starosti nije bila na raspolaganju za 17 % transformatora, a za očekivati je da je razlog upravo nedostupnost usljed starosti pripadajuće dokumentacije, pomenuti udio transformatora značajne starosti je još veći. Uzimajući u obzir dostupne informacije, prosječna starost transformatora 35/X kV na nivou ED Crne Gore je 35 godina. Region 7 se ističe po najvećoj prosječnoj starosti transformatora, 44 godine, a Region 4 je karakterističan po najnižoj, tj. 27 godina.



Slika 2.1 Starosna struktura transformatora 35/X kV u elektrodistributivnom sistemu Crne Gore

Tabela 2.1 Prosječna starost transformatora 35/X kV po regionima

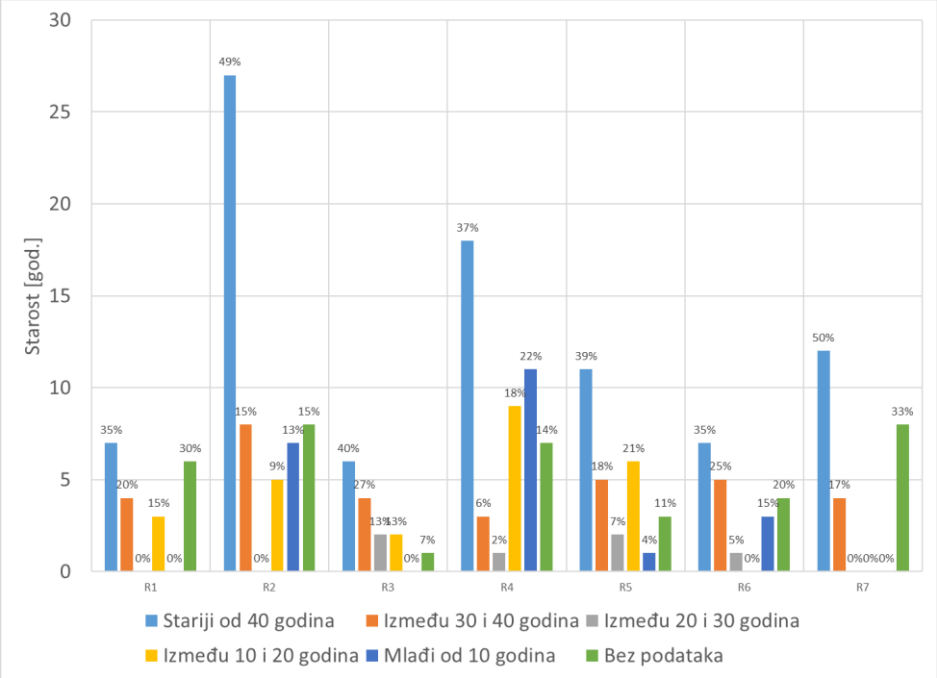
R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	ED
39	36	39	27	33	34	44	35

Starosna struktura i broj transformatora na nivou regiona (Tabela 2.2 i Slika 2.2) ukazuje na značajne aktivnosti ugradnje novih transformatora u regionima 2 i 4 koji su inače karakteristični po izraženom trendu rasta konzuma. S druge strane, Region 7 se izdvaja sa najslabijom dinamikom zamjene/ugradnje novih transformatora 35/X kV, što je dijelom uzrokovano i slabim rastom i opadajućim trendom promjene konzuma. Preostali regioni su na sličnom nivou uz nešto izraženiju dinamiku u Regionu 5 usljed sličnih razlog kao i kod Regiona 4 kao opštih karakteristika primorskih regiona tj. značajne zavisnosti konzuma od intenziteta aktivnosti koje prate turističku sezonu.

[4] Za mrežne analize su korišćeni podaci iz 2017. godine radi konzistentnosti podataka za sve djelove ED sistema.

Tabela 2.2 Broj transformatora 35/X kV određene starosti po regionima

Region	Stariji od 40 godina	Između 30 i 40 godina	Između 20 i 30 godina	Između 10 i 20 godina	Mlađi od 10 godina	Bez podataka	Ukupno
R1	7	4	0	3	0	6	20
R2	27	8	0	5	7	8	55
R3	6	4	2	2	0	1	15
R4	18	3	1	9	11	7	49
R5	11	5	2	6	1	3	28
R6	7	5	1	0	3	4	20
R7	12	4	0	0	0	8	24
Ukupno	88	33	6	25	22	37	211



Slika 2.2 Udio transformatora određene starosti po regionima

U većini TS 35/10 kV su tokom 2017. godine ugrađena nova brojila električne energije sa mogućnošću snimanja 15 minutnih profila opterećenja, naponskih i strujnih prilika što predstavlja važan korak u podizanju kvaliteta monitoringa pogona 35 kV mreže i nezaobilaznu osnovu za sve buduće analize ostvarenog i planiranog pogona mreže. Usljed dotrajalosti opreme u dijelu TS 35/10 kV pojedina mjerenja mogu biti nepouzdana i potrebno je vršiti periodične provjere njihove ispravnosti kroz poređenja sa mjerenjima iz susjednih TS u cilju podizanja pouzdanosti upravljačkih akcija i analiza sprovedenih u tu svrhu.

2.1.2. Vodovi

U prvoj fazi elektrifikacije Crne Gore, koja je trajala do početka 60-tih godina prošlog vijeka, mreža 35 kV je građena i služila je kao prenosna mreža za povezivanje proizvodnih postrojenja s centrima potrošnje. Početkom šezdesetih godina izgrađeni su i pušteni u pogon prvi vodovi 110 kV, a mreža 35 kV je dobila distributivni karakter. Radi se o dalekovodima izgrađenim na čelično-rešetkastim stubovima, sa provodnicima od bakra i alučelika presjeka 35 mm^2 i 50 mm^2, ukupne dužine 360 km, koji su generalno u lošem stanju zbog dugogodišnje eksploatacije u teškim pogonskim uslovima.

Preko 2/3 vodova je izgrađeno sa provodnicima relativno malog presjeka (manjeg ili jednakog Al/Č 70, odnosno Cu 50), a gotovo 1/3 vodova izrazito malog presjeka.

Ostatak dalekovoda 35 kV su vodovi na čelično-rešetkastim pocinčanim stubovima, presjeka 95 mm^2 i 70 mm^2, kao i vodovi građeni za nazivni napon 110 kV presjeka 150 mm^2 i 240 mm^2 (Smokovac-Tuzi, Kolašin-Mojkovac, Ribarevine-Nedakusi, Pljevlja-Žabljak, Kličevo-Brezna, Berane-Rožaje).

Udio kablova u mreži 35 kV je oko 10% i nalazi se u gradskim područjima.

2.2. Karakteristike ostvarenog pogona 35 kV mreže

2.2.1. Region 1

Konzum Regiona 1 napaja se iz 4 napojne tačke iz 110 kV mreže[5] (Tabela 2.3). Najveći dio opterećenja pokriva se iz TS 110/35 kV Nikšić i nove TS 110/10 kV Kličevo. Rezerva u instalisanoj snazi u napojnim TS 110/X kV je dovoljna. Mogućnost rezerviranja napajanja na 35 kV nivou je niska. Nakon puštanja u pogon TS 110/35 kV Brezna, kvalitet napajanja na teritoriji Šavnika[6] i Plužina značajno je poboljšan.

Tabela 2.3 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 1 u 2017. godini [MW]

TS 110/35 kV Nikšić	TS 110/35 kV Vilusi	TS 110/35 kV Brezna	TS 110/10 kV Kličevo
50.58	1.69	6.45	29.07

Na osnovu mjerenja u TS 35/10 kV dat je pregled njihove opterećenosti (Tabela 2.4). Pozitivna praksa iz planova razvoja sistema u okruženju je da potreba za proširenjem kapaciteta TS postoji ukoliko je njena opterećenost iznad 70 %. U slučaju Regiona 1, takva situacija ima se za 4 TS. Dok se za TS Mačak i C. Polje ne očekuje rast opterećenja, to se ne može reći za TS Bistrica i TS Trebjesa koje su najvažnije TS 35/10 kV kada je napajanje konzuma Nikšića u pitanju. Dio njihovog konzuma u budućnosti može preuzeti nova TS 110/10 kV Kličevo, ali proširenje instalisane snage TS Trebjesa treba izvršiti ukoliko postoji prostor za ugradnju većih transformatorskih jedinica. TS 35/10 kV Mačak se izdvaja kao jedina TS 35/10 kV posmatranog regiona sa samo jednim energetskim transformatorom. Za ovu TS ističe se vrlo nepovoljan faktor snage, tj. značajno veći zahtjevi potrošača za reaktivnom snagom.

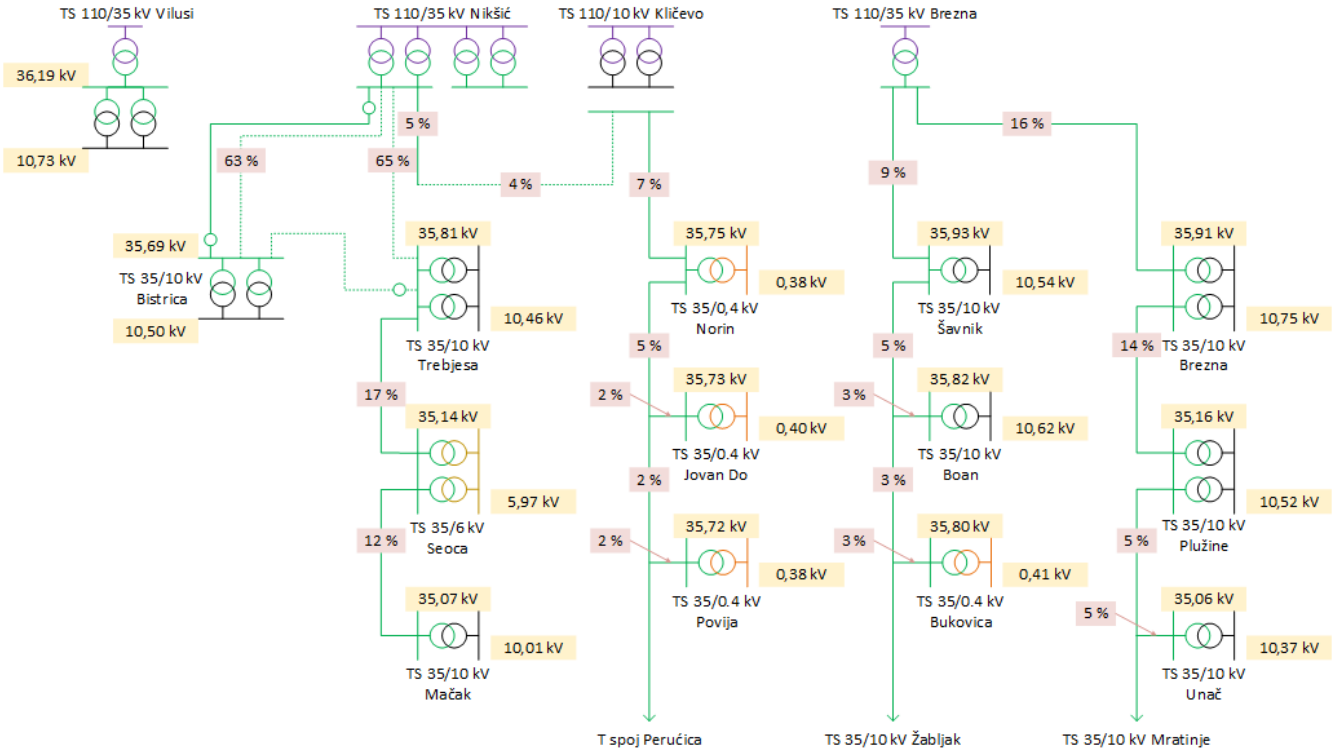
Tabela 2.4 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 1

Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Bistrica	25000	17587.5	4462.5	73%
Brezna	4100	273	63	7%
C. Polje	1000	2037	378	207%
Mačak	2500	519.75	1722	72%
Plužine	11900	1365	329	12%
Trebjesa	16000	16380	3937.5	105%
Vilusi	4100	1290.8	596.4	35%

S druge strane, u cilju procjene opterećenosti izvoda, izvršen je proračun za najkritičniji slučaj, tj. maksimalno opterećenje konzuma svih TS 35/10 kV Regiona 1 (Slika 2.3). Kao što se može uočiti sa slike, pri maksimalnom opterećenju i normalnom uklopnom stanju ne dolazi do preopterećivanja vodova 35 kV mreže. Uočava se da su najopterećenije dionice od TS 110/35 kV Nikšić prema TS 35/10 kV Trebjesa i TS 35/10 kV Bistrica što je i

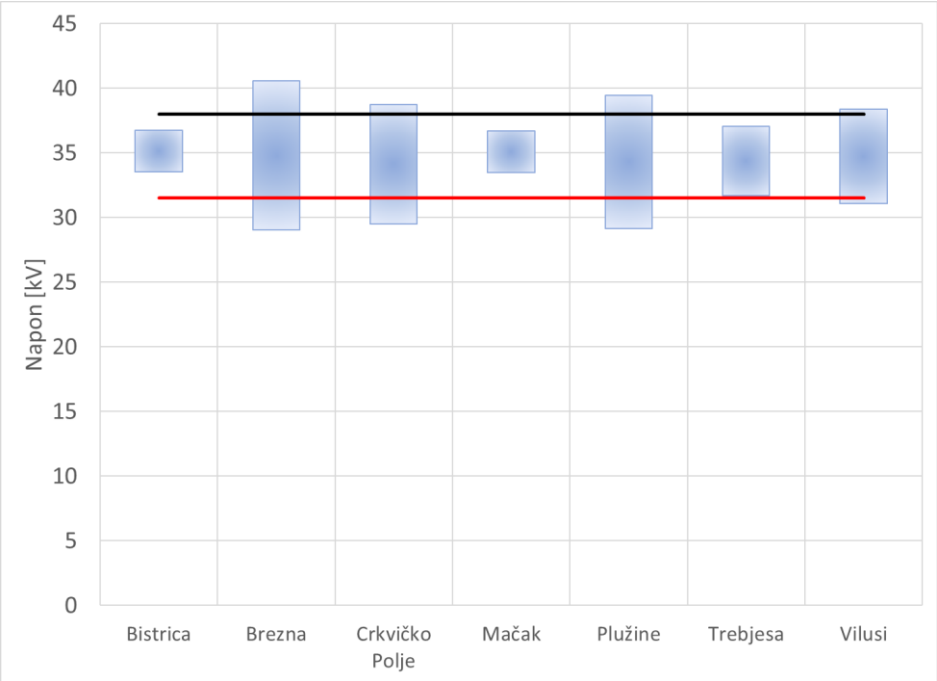
[5] TS 35/10 kV C. Polje koja pripada Regionu 1 u normalnom pogonu napaja se iz TS 110/35 kV Pljevlja.
[6] Pripada konzumnom području Regionu 7.

za očekivati uzimajući u obzir da se radi pojedinačno najopterećenijim TS 35/10 kV Regiona 1. Ove dvije TS 35/10 kV imaju obezbijeđeno dvostrano napajanje putem rada u otvorenom prstenu. U slučaju ispada kabla između TS 110/35 kV Nikšić i TS 35/10 kV Trebjesa, dolazi do preopterećenja kabla između TS 35/10 kV Trebjesa i TS 35/10 kV Bistrica. TS Seoca i TS Mačak nemaju mogućnost dvostranog napajanja. Preostale TS 35/X kV imaju mogućnost dvostranog napajanja iako je ona ograničena zbog velike dužine mreže i niske propusne moći, posebno u slučaju TS koje pripadaju tzv. „Durmitorskom prstenu“ koje se napajaju iz TS 110/35 kV Brezna i TS 110/35 kV Pljevlja.



Slika 2.3 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja

Pregled opsega u okviru kojeg se kreću naponi na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 1 dat je na osnovu mjerenja u TS (Slika 2.4). Na slici su naznačeni i donja i gornja granična vrijednost napona u skladu sa Pravilima funkcionisanja elektrodistributivnog sistema.



Slika 2.4 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 1

Iako se sa slike mogu uočiti određena prekoračenja propisanih ograničenja napona u slučaju TS Brezna, C. Polje, Plužine i Vilusi, potrebno je naglasiti da se radi o kratkotrajnim prekoračenjima na nivou godine (manje od 0,1 % vremena). Najveći dio vremena je napon u granicama ±5%U_n (iznad 90 % kod TS Vilusi i TS Plužine, a kod ostalih iznad 95% vremena). Kod TS Brezna i TS Plužine naponi su nešto niži od U_n, dok je kod TS Vilusi napon veći od U_n.

2.2.2. Region 2

Konzum Regiona 2 napaja se iz 6 napojnih tačaka[7], od kojih 4 pripadaju konzumu Glavnog grada (Tabela 2.5). Veći dio ukupnog konzuma Regiona 2 napaja se posredstvom direktne transformacije 110/10 kV (približno 70 % konzuma Glavnog grada). TS 110/35 kV Danilovgrad ima samo jedan transformator, a TS 110/10 kV PG3 i TS 110/10 kV PG4 su opterećene iznad 70% u režimu vršnog opterećenja pa je jasno da u slučaju ispada jednog od transformatora neće biti moguće napojiti čitav konzum TS. Postoji mogućnost rezerviranja sa niženaponske strane (35 kV i 10 kV).

Tabela 2.5 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 2 u 2017. godini [MW]

TS 110/35 kV Cetinje	TS 110/35 kV Danilovgrad	TS 110/35 kV PG1	TS 110/10 kV PG3	TS 110/10 kV PG4	TS 110/10 kV PG5
22.07	17.20	63.90	50.13	61.58	35.83

Na osnovu mjerenja u TS 35/10 kV dat je pregled njihove opterećenosti (Tabela 2.6). TS kod kojih je izmjereno iznad 70 % instalisanog opterećenja na teritoriji Glavnog grada su: TS Barutana, TS Bioče, TS Ponari i TS Tuzi. Prethodno posebno dobija na značaju jer je za očekivati dalji porast konzuma pomenutih TS. Na teritoriji Cetinja najopterećenija je TS 35/10 kV Stari Obod. Ovdje je za razliku od prethodno navedenih TS, situacija nešto drugačija jer će dio opterećenja ove TS da preuzme TS Novi Obod.

[7] Dio konzuma napaja se iz TS 110/35 kV Virpazar.

Mogućnost dvostranog napajanja, imaju sve TS osim TS Stari Obod, TS Tuzi i TS Barutana[8]. Prethodno predstavlja dodatni izazov u obezbjeđenju pouzdanog napajanja pomenutih TS uzimajući u obzir da se radi o značajno opterećenim i preopterećenim TS.

Potrebno je naglasiti da su sljedeće TS 35/10 kV opremljene samo sa jednim energetskim transformatorom:

- Gorica Stara – snabdijeva vrlo mali konzum od izgradnje TS 35/10 kV Gorica Nova
- Barutana – radijalno napojena i preopterećena TS
- Golubovci – radijalno napojena i značajno opterećena TS
- Ponari – radijalno napojena i značajno opterećena TS
- Tuzi – radijalno napojena i značajno opterećena TS
- Ubli – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Bioče – blizu granice preopterećenja
- Ptič – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Rijeka Crnojevića – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Vranjina 1 – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS
- Čevo – vrlo mali konzum u odnosu na instalisanu snagu TS.

Kada je u pitanju mogućnost rezerviranja napajanja na 35 kV nivou, ona je ograničena usljed velike dužine mreže, a za dio TS sa teritorije Glavnog grada, može se vršiti iz pravca TS 110/35 kV Virpazar i TS 110/35 kV Danilovgrad[9]. Za TS sa teritorije Danilovgrada, rezerviranje je moguće iz pravca TS 110/35 kV PG1 i TS 110/35 kV Nikšić (HE Glava Zete), odnosno TS 110/35 kV Cetinje. A kada su u pitanju TS sa teritorije Cetinja, rezervno napajanje moguće je obezbijediti iz TS 110/35 kV Kotor, TS 110/35 kV Danilovgrad i TS 110/35 kV Virpazar.

Tabela 2.6 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 2

Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Čevo	1000	225.75	140	27%
Humci	16000	5880	1312.5	38%
Novi Obod	16000	4021.5	882	26%
Podgor	5000	1531.2	615.6	33%
R. Crnojevića	4000	1036	630	30%
Stari Obod	8000	5992	1162	76%
Barutana	2500	2730	1470	124%
Bioče	1000	880.8	278.4	92%
Boljesestre	5000	1015	490	23%
Centar	24000	15740	2510	66%
Danilovgrad	25000	8137.5	1890	33%
Golubovci	8000	5090	870	65%
Gorica Nova	25000	16275	3325	66%
Gorica Stara	4000	325.5	42	8%
Gornja Zeta	16000	5880	1680	38%
Ljubović	16000	1172.5	224	7%

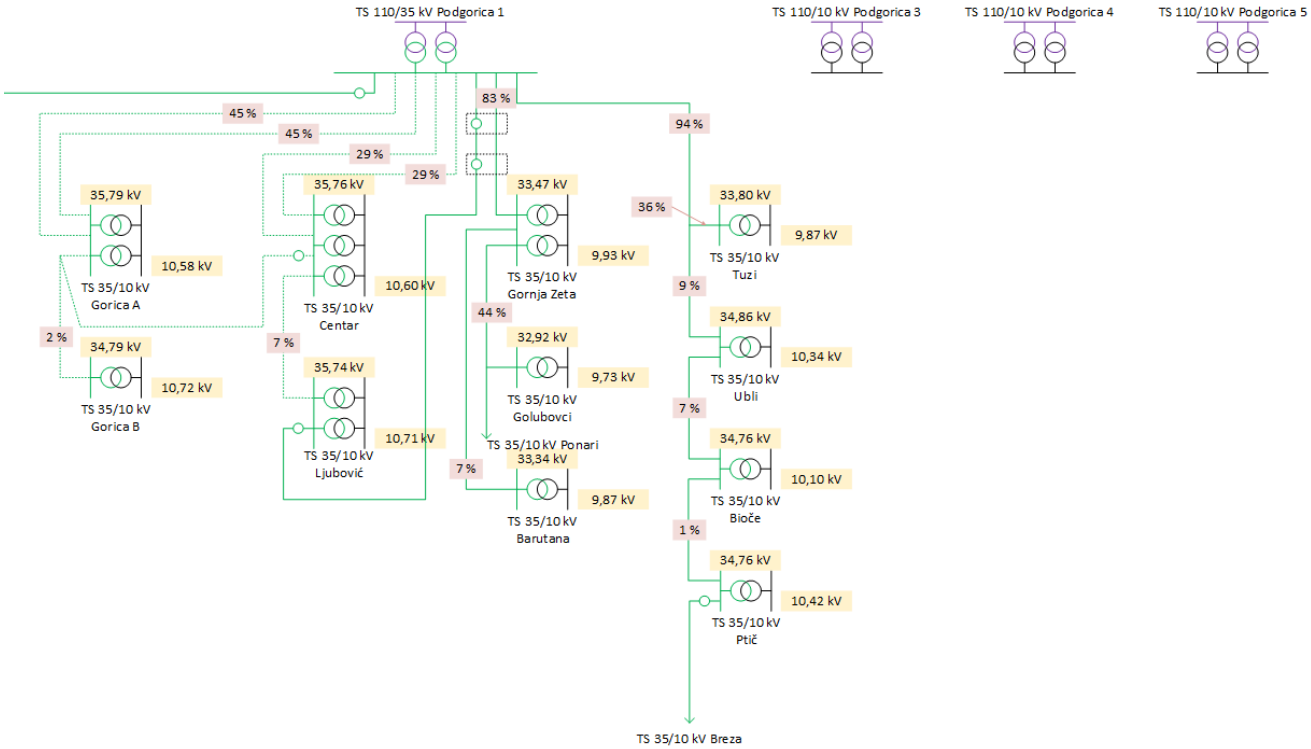
[8] Veći broj TS 35/0,4 kV i neke TS 35/10 kV male instalisane snage su priključene putem T-spoja na mrežu (mala dužina otcjepa).

[9] Gledajući uklopno stanje mreže, moguće je dio napajanja obezbijediti iz TS 110/35 kV Mojkovac, ali se zbog izrazito velike dužine mreže i posljedično loših naponskih prilika to ne praktikuje (osim u rijetkim okolnostima za male konzume TS Ptič i TS Bioče).

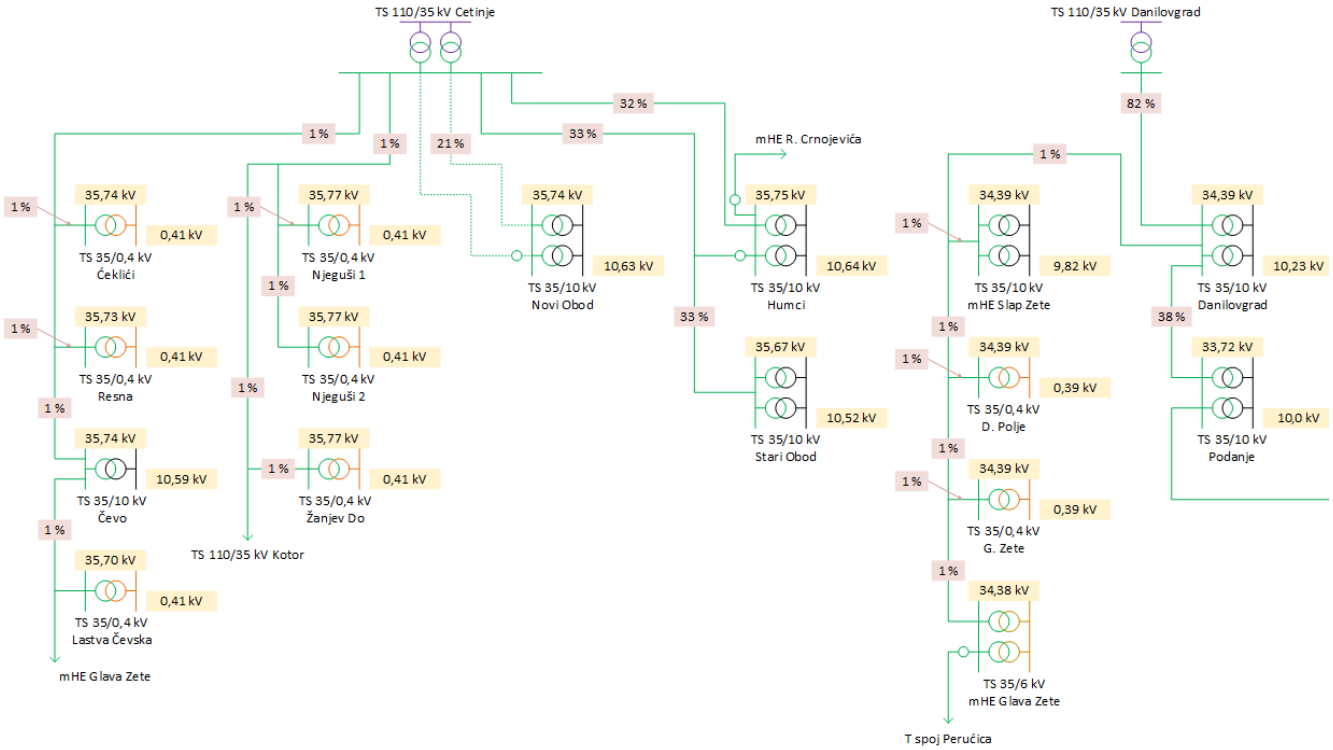
Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Podanje	16000	6751.5	1732.5	44%
Ponari	4000	3034.5	630	77%
Tuzi	12500	9104	2976	77%
Ubli	2500	777	330.75	34%
Vranjina 1	1600	172	22	11%

Uvidom u rezultate proračuna opterećenosti 35 kV vodova (Slika 2.5) može se uočiti visoko opterećenje sljedećih dionica za slučaj maksimalnog konzuma pri normalnom uklopnom stanju:

- TS 110/35 kV PG1 – T-spoj prema TS 35/10 kV Tuzi – glavni razlog je visoko opterećenje TS 35/10 kV Tuzi koja se napaja radijalno putem 35 kV vazdušnog voda presjeka 50 mm^2 dužine 3,5 km (od T-spoja napojena je putem 110 kV vazdušnog voda presjeka 240 mm^2 dužine približno 15 km koji radi pod naponom 35 kV)
- TS 110/35 kV Danilovgrad – TS 35/10 kV Danilovgrad – u pitanju je dionica vazdušnog voda dužine 2,7 km presjeka 95 mm^2 putem koje se radijalno napaja TS 35/10 kV Danilovgrad.



Slika 2.5 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (prvi dio)



Slika 2.6 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 2 (drugi dio)

U slučaju ispada dionice TS 110/35 kV Podgorica 1 – T-spoj prema TS 35/10 kV Tuzi jedini pravac napajanja konzuma TS Tuzi, TS Bioče, TS Ubli i TS Ptič sa 35 kV naponskog nivoa je sa sabirnica TS 35/10 kV Breza iz Regiona 6 (napojna tačka 35 kV mreže je TS 110/35 kV Mojkovac). Ovaj pravac napajanja karakteriše izrazito duga vazdušna mreža različitih presjeka, od kojih dominira 50 mm^2 (najmanji), te je stoga mogućnost rezerviranja napajanja pomenutog konzuma vrlo niska (približno 25 % maksimale snage uz rad sa naponskim prilikama na donjoj granici dozvoljenog opsega). Preostali dio mreže na teritoriji Glavnog grada ima zadovoljavajuću pouzdanost napajanja što usljed postojećih dvostrukih i veza u prstenu (TS u užem centru grada), što zbog mogućnosti rezerviranja iz TS 110/35 kV Virpazar. Kada je u pitanju konzum TS 110/35 kV Danilovgrad, potpunu rezervu moguće je obezbijediti iz pravca TS 110/35 kV Podgorica 1 za čime bi bilo potrebe u slučaju ispada dionice vazdušnog voda između TS 110/35 kV Danilovgrad i TS 35/10 kV Danilovgrad.

Najveći dio konzuma Cetinja, snabdijeva se električnom energijom iz TS 35/10 kV Humci, TS 35/10 kV Stari Obod i TS 35/10 kV Novi Obod (iznad 90 %) i za ove TS je obezbijeđeno napajanje putem dvostrukih veza koje prilikom ispada jedne od njih ne izazivaju preopterećenje druge. Kao što je ranije istaknuto, TS 35/10 kV Stari Obod je radijalno napojena putem dionice vazdušnog voda koja ima rezervu u pogledu opteretivosti. Preostali dio konzuma Cetinja snabdijeva se iz 5 TS 35/0,4 kV i TS35/10 kV Čevo koje su slabo opterećene i imaju mogućnost rezerviranja iz susjednih regiona u dovoljnoj mjeri[10].

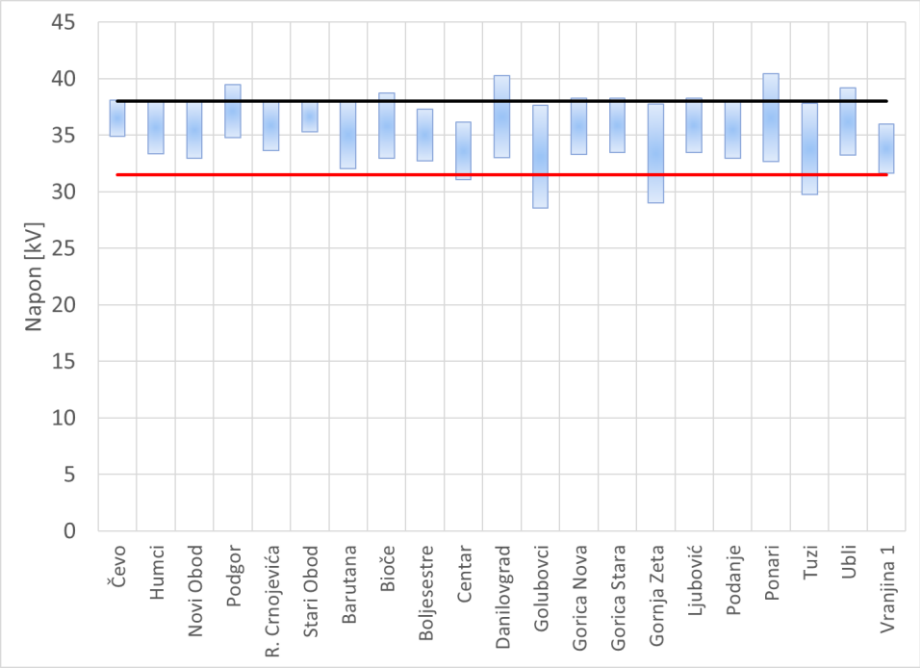
Uvidom u mjerenja napona u 35 kV mreži (Slika 2.7) može se uočiti da kod određenih TS dolazi do prekoračenja propisanog opsega promjene napona, ali može se istaći da se radi o kratkotrajnim prekoračenjima (manje od 0,5 % vremena godišnje) kod većine TS osim kod:

- TS 35/10 kV Ljubović – približno 20 % godišnjeg vremena napon je iznad 38 kV, a dostiže maksimalnu vrijednost od 40 kV

[10] TS 35/0,4 kV imaju priključak tipa T-spoja po pravilu kratke dužine.

- TS 35/10 kV Tuzi - približno 4 % godišnjeg vremena napon je iznad 38 kV, a dostiže maksimalnu vrijednost od 40 kV.

Kod svih TS uočavaju se tokom godine duži periodi sa blago povišenim naponom (iznad U_n), ali, kao što je ranije istaknuto, dominantno u okviru propisanog opsega. Kod nekih TS 35/10 kV (Centar, Golubovci, Gornja Zeta i Tuzi) mogu se uočiti naponi ispod donje granice napona za 35 kV mrežu, ali ti periodi su neznatnog trajanja (ispod 0,01 % vremena godišnje).



Slika 2.7 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 2

2.2.3. Region 3

Konzum 35 kV mreže ovog regiona napaja se iz 2 napojne tačke (Tabela 2.7) čiji instalisani kapaciteti transformacije imaju dovoljnu rezervu u odnosu na izmjereni maksimalni konzum. Karakteristika ovog regiona je i značajna postojeća i planirana instalisana snaga u vidu distribuiranih izvora energije. Naime, trenutno je na teritoriji Regiona 3 u pogonu 10 mHE ukupne instalisane snage od približno 21 MW (ravnomjerno raspoređeno na obje napojne tačke). To za posljedicu ima rasterećivanje pomenutih napojnih TS 110/35 kV i u određenoj mjeri postojeće 35 kV mreže. Ovaj region je karakterističan i prema činjenici da nije moguće obezbijediti rezerviranje napajanja putem 35 kV veza sa susjednim konzumima TS 110/35 kV. Takođe, nijedna od TS 35/10 kV ne posjeduje mogućnost dvostranog napajanja[11]. Sve TS 35/10 kV, osim TS Polica, TS Zeleni i TS Celuloza[12] su opremljene sa po 2 transformatora.

Tabela 2.7 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 3 u 2017. godini [MW]

TS 110/35 kV Berane	TS 110/35 kV Andrijevica
25.56	8.83

Uvidom u izmjereno opterećenje TS 35/10 kV (Tabela 2.8), može se uočiti da nijedna od TS nije preopterećena, ali da su sljedeće TS opterećene iznad 70%:

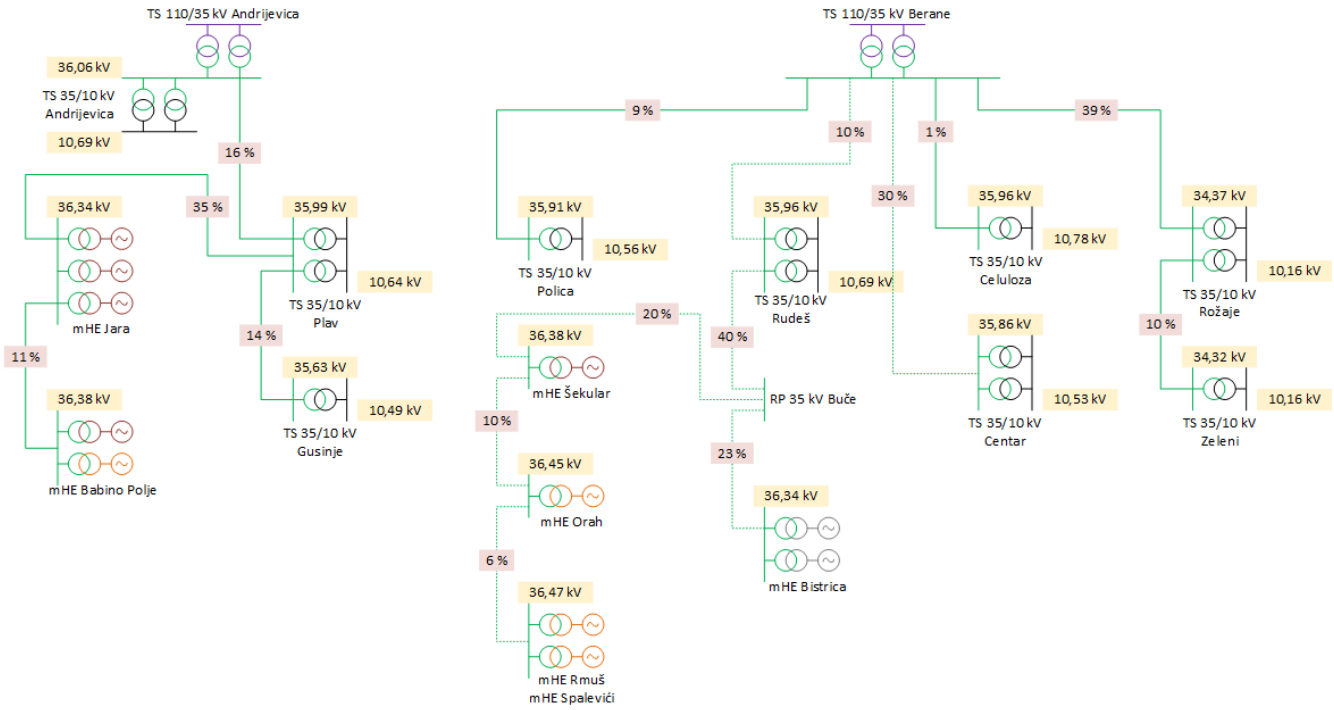
[11] Distribuiranim izvorima nije omogućen ostrvski način rada.
[12] TS 35/10 kV Celuloza je projektovana za 3 transformatora ali u pogonu je samo 1.

- TS 35/10 kV Centar – uz TS Rudeš pokriva glavni dio konzuma užeg dijela Berana,
- TS 35/10 kV Gusinje – obezbijeđuje napajanje cijelog konzuma Gusinja i
- TS 35/10 kV Polica – nije za očekivati značajniji rast opterećenja u budućem periodu.

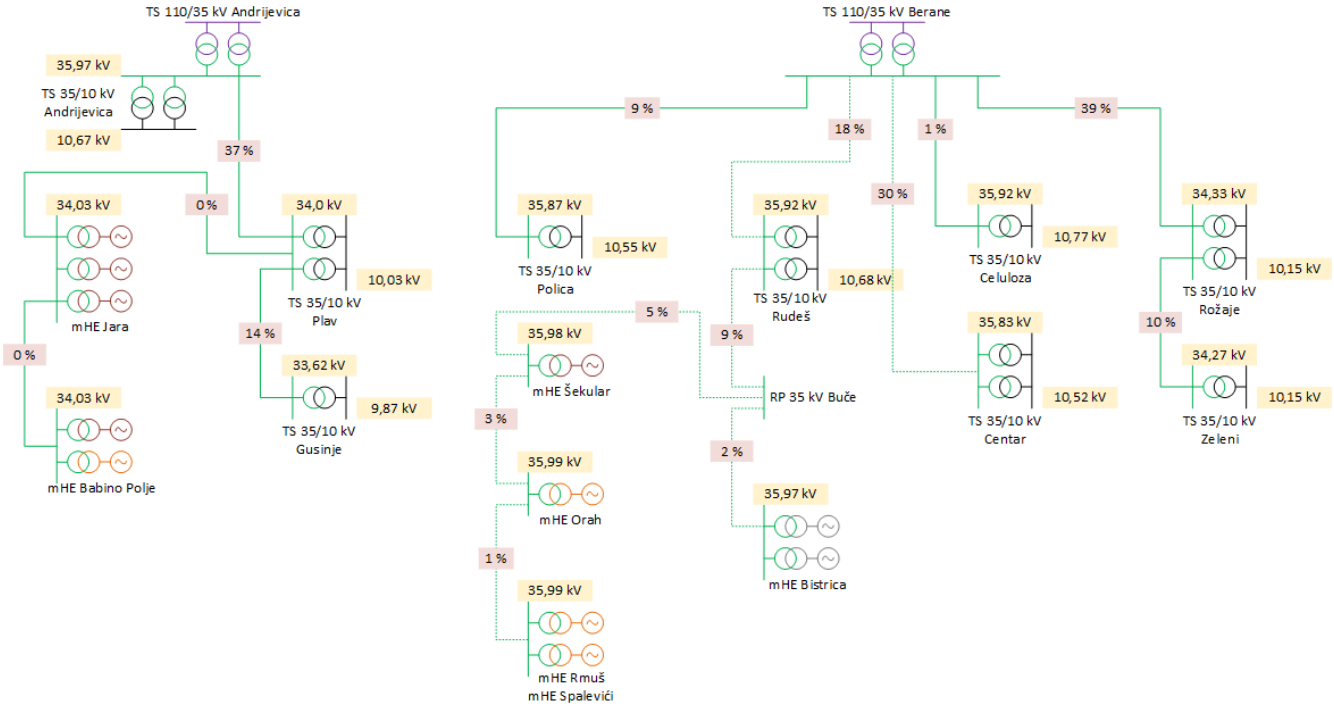
Tabela 2.8 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 3

Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Andrijevica	5000	1785.7	667.1	38%
Rudeš	16000	6370	1435	41%
Centar	8000	5696.25	1774.5	75%
Gusinje	2500	1666	493.5	70%
Plav	6500	3584	987	57%
Polica	2500	1715	539	72%
Rožaje	8000	5181.75	945	66%
Zeleni	8000	1869	477.75	24%

Stepen opterećenja dionica 35 kV mreže sa i bez rada postojeće distirbuirane proizvodnje pri maksimalnom konzumu dat je na narednim slikama (Slika 2.8 i Slika 2.9). Bez obzira na pogon distribuirane proizvodnje, može se uočiti da nijedna od dionica mreže nije značajnije opterećena. Evidentno je da je mreža u dijelovima na kojima su priključene mHE više opterećena, što je posljedica njihove veće instalisane snage u odnosu na konzum u čijoj blizini su priključene. Za obje napojne tačke je karakteristična promjena smjera toka snage na izvodima na kojima je priključena distribuirana proizvodnja. Prethodno za posljedicu ima da u periodima niskog opterećenja dolazi do potiskivanja energije u napojnim TS 110/35 kV na viši naponski nivo. Takođe, za slučaj distribuirane proizvodnje na teritoriji Berana, koja je priključena na kablovsku mrežu izražene dužine, može se kao posljedica uočiti opterećenost kablova reaktivnim opterećenjem (ukoliko priključni kablovi nijesu isključeni u RP 35 kV Buče) i povišeni naponi u odnosu na situaciju kada predmetne mHE rade sa instalisanom proizvodnjom.

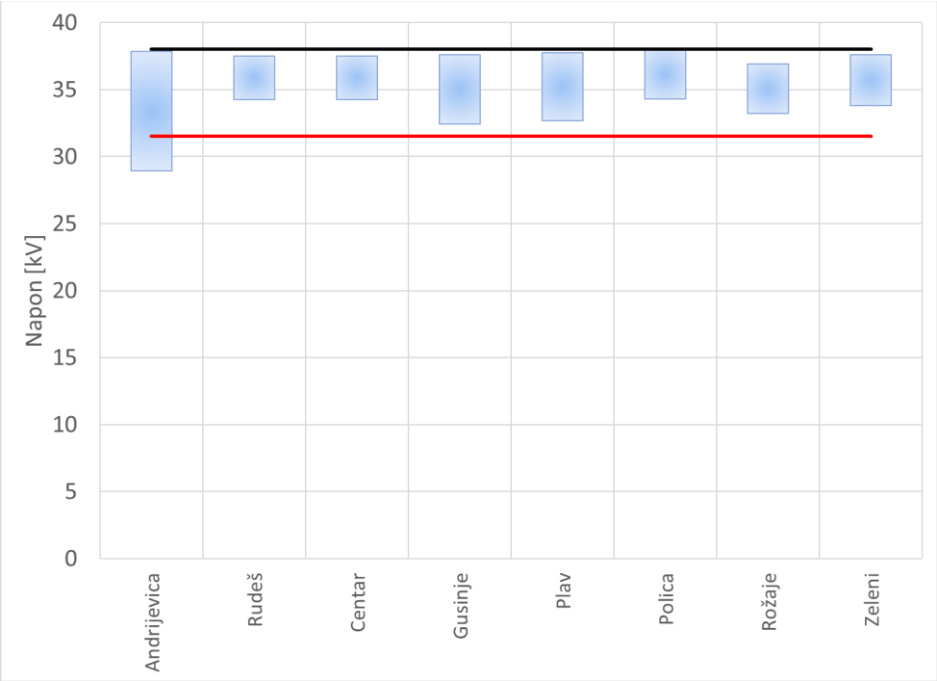


Slika 2.8 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (uz rad mHE)



Slika 2.9 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 3 (bez mHE)

Na osnovu mjerenja napona u TS 35/10 kV (Slika 2.10), može se uočiti da su naponi u 35 kV mreži tokom godine konstantno u propisanom opsegu za sve TS osim za TS 35/10 kV Andrijevica kod koje je oko 3 % vremena godišnje napon ispod propisane granice. Kod svih ostalih TS je napon u najvećem dijelu godine u opsegu ±5%U_n a u preostalom dijelu godine je blago povišen u odnosu na U_n, ali u okviru propisanog opsega.



Slika 2.10 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 3

2.2.4. Region 4

Region 4 uz Region 2 karakteriše značajno veći broj TS 35/X kV u odnosu na ostale regione. Mreža 35 kV napaja se iz 4 napojne tačke (Slika 2.9), od kojih je TS 110/35 kV Budva opterećena iznad 70 %, a TS 110/35 kV Ulcinj približno 70 %. Kako su u pomenutim TS ugrađeni transformatori različitih snaga, to u slučaju ispada jednog od transformatora u vrijeme maksimalnog opterećenja nije moguće napojiti cijeli konzum sa 110 kV naponskog nivoa. Preostale dvije napojne TS imaju dovoljnu rezervu u pogledu instalisane snage da osiguravaju pouzdano napajanje u slučaju ispada jednog od transformatora.

Tabela 2.9 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 4 u 2017. godini [MW]

TS 110/35 kV Budva	TS 110/35 kV Bar	TS 110/35 kV Ulcinj	TS 110/35 kV Virpazar
74.50	50.25	35.53	14.43

Dok TS 110/35 kV Virpazar karakteriše nizak konzum, pa time i mali zahtjevi za kapacitetom rezervnog napajanja iz pravca TS110/35 kV Podgorica 1 i TS 110/35 kV Cetinje, odnosno TS 110/35 kV Budva i TS 110/35 kV Bar, to nije slučaj sa ostalim konzumima napojnih TS 110/35 kV. Naime, konzum TS 110/35 kV Ulcinj je u manjoj mjeri moguće rezervno napojiti isključivo iz TS 110/35 kV Bar (približno 25 % vršnog konzuma TS Ulcinj). Slična je situacija i za konzum TS 110/35 kV Bar iako se rezerviranje može vršiti iz dva pravca: iz TS 110/35 kV Ulcinj i TS 110/35 kV Budva (odnosno TS 110/35 kV Virpazar jer je dio trase vodova za rezervno napajanje isti). Potrebno je naglasiti da je u ovom slučaju rezerviranje iz pravca TS 110/35 kV Budva u režimu maksimalnog konzuma praktično neizvodljivo usljed visoke opterećenosti 35 kV mreže koja se napaja iz TS 110/35 kV Budva. Rezervno napajanje konzuma TS 110/35 kV Budva moguće je iz pravca TS 110/35 kV Bar, TS 110/35 kV Virpazar i TS 110/35 kV Tivat. Međutim, u režimu maksimalnog opterećenja konzuma, moguće je rezervno napojiti manji dio vršnog konzuma TS 110/35 kV Budva (približno 20 %). Rezerviranje iz pravca TS 110/35 kV Bar ograničeno je opterećenjem dionice 35 kV vazdušnog voda kojom se napaja TS 35/10 kV Sutomore, a rezerviranje iz pravca TS 110/35 kV Tivat prenosnim kapacitetom dionice TS 35/10 kV Grbalj – PS Budva (vazdušni vod presjeka 35 mm^2). Najviše raspoloživog prenosnog kapaciteta za rezerviranje ima napajanje iz pravca TS 110/35 kV Virpazar, ali je i ono ograničeno prenosnim kapacitetom 35 kV vazdušnog voda iz TS 110/35 kV Virpazar prema TS 35/0,4 kV Bijele Poljane i TS 35/10 kV Buljarica.

Uvidom u izmjerena maksimalna opterećenja TS 35/10 kV (Tabela 2.10) moguće je izdvojiti sljedeće značajno opterećene i preopterećene TS 35/10 kV:

- Konzum TS 110/35 kV Bar – TS R. Končar, TS Sutomore, TS Topolica i TS V. Pijesak
- Konzum TS 110/35 kV Budva – TS Bečići, TS Buljarica, TS Lazi, TS P. Dubovica i TS Rozino
- Konzum TS 110/35 kV Ulcinj – TS Grad (preopterećena[13]), TS V. Plaža 2 i TS Vladimir.

Dok se za TS Vladimir ne očekuje značajan rast opterećenja, za ostale se prvenstveno usljed porasta turističke ponude primorja, očekuje rast opterećenja. Ovdje je potrebno istaći i da su TS Buljarica i TS Vladimir opremljeni samo sa po jednim energetskim transformatorom.

Veći broj značajno opterećenih TS 35/10 kV Regiona 4 je radijalno napojen: TS Vladimir, TS V. Plaža 2, TS V. Pijesak, TS Sutomore i TS Buljarica, od kojih TS V. Plaža 2 i TS Vladimir nemaju nikakvu mogućnost rezervnog napajanja sa 35 kV naponskog nivoa, a konzum preostalih TS se može samo djelimično rezervno napojiti iz susjednih TS 110/35 kV. Postoje i druge TS sa značajnim konzumom koje su radijalno napojene: TS V. Plaža 1, TS Stari Bar, TS Čanj, TS Petrovac i TS Miločer. TS 35/10 kV koje se nalaze u užim gradskim jezgrima Regiona 4, a pripada im najveći dio konzuma regiona su napojene putem dvostrukih vodova (dominantno kablovskih)

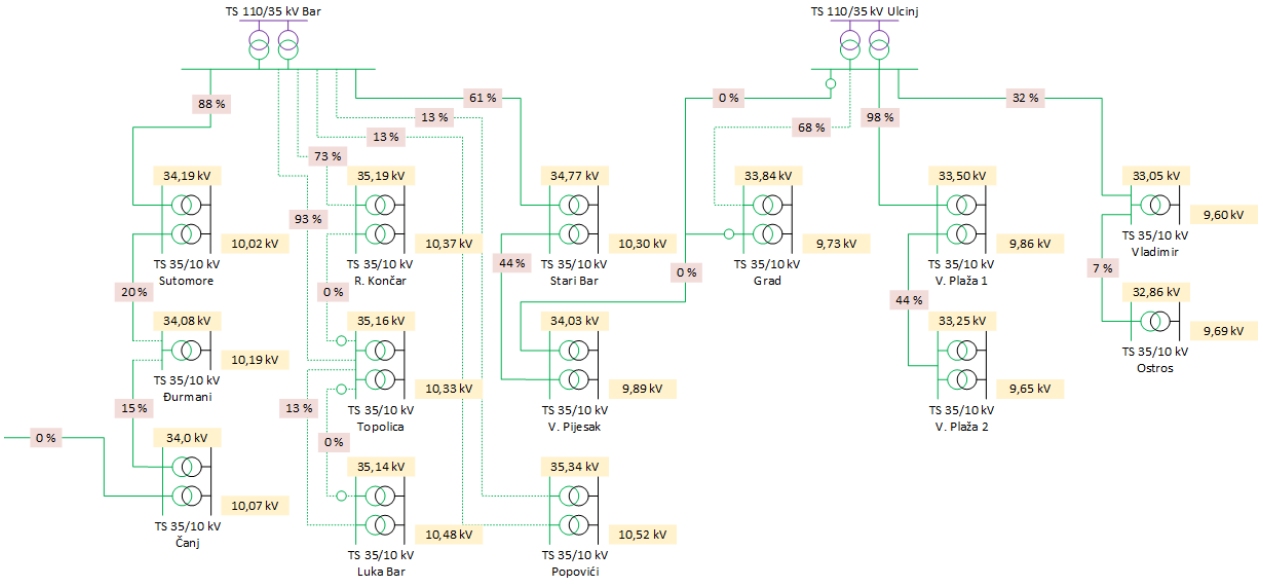
[13] Uključenjem u pogon već izgrađene TS 35/10 kV Novi Ulcinj, TS 35/10 kV Grad će se značajno rasteretiti.

ili u vidu prstenaste mrežne konfiguracije što je u skladu sa zahtjevima pouzdanosti napajanja iz Pravila o funkcionisanju elektrodistibutivnog sistema.

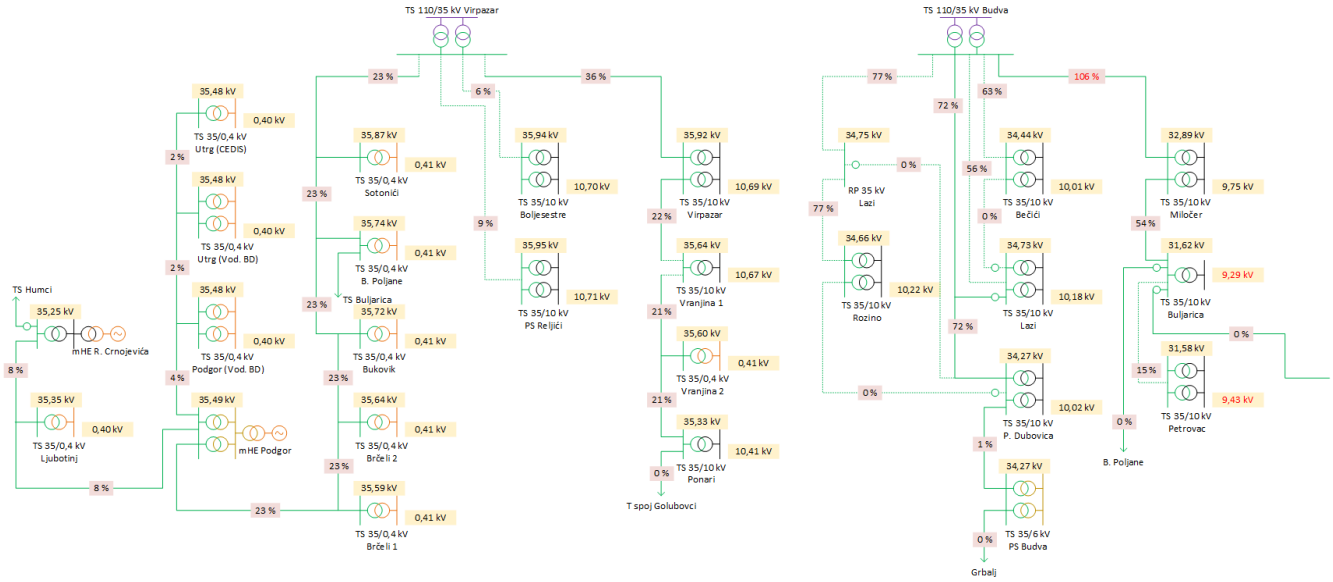
Tabela 2.10 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 4

Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Čanj	6500	2714.25	766.5	43%
Đurmani	4000	735	341.25	20%
Luka Bar	16000	2194.5	1081.5	15%
Ostros	1600	756	225.75	49%
Popovići	16000	6678	1165.5	42%
PS Reljići	10000	2240	770	24%
R. Končar	16000	13860	2404.5	88%
St Bar	8000	3134.25	1034.25	41%
Sutomore	16000	12054	3360	78%
Topolica	16000	15162	2835	96%
V Pijesak	8000	7665	2166.5	100%
Virpazar	8000	1974	732	26%
Bečići	16000	14945	4690	98%
Buljarica	8000	5930	1110	75%
Lazi	16000	13590	3220	87%
Miločer	16000	9210	1430	58%
P. Dubovica	16000	12831	3769.5	84%
Petrovac	16000	3332	560	21%
Rozino	25000	18795	3486	76%
Grad	16000	17094	6006	113%
V. Plaža 1	16000	9381.75	2761.5	61%
V. Plaža 2	8000	7575.75	2199.75	99%
Vladimir	4000	2714.25	1207.5	74%

Na osnovu mjerenih opterećenja TS 35/X kV, izvršen je proračun opterećenja vodova 35 kV mreže (Slika 2.11 i Slika 2.12). Posebno se ističu dionice mreže koje pripadaju izvodima iz svih napojnih TS 110/35 kV osim TS Virpazar koja je inače najmanje opterećena napojna TS.



Slika 2.11 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (prvi dio)



Slika 2.12 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 4 (drugi dio)

Za slučaj normalnog uklopnog stanja i vršnog opterećenja konzuma kao značajno opterećene dionice 35 kV mreže ističu se:

- TS 110/35 kV Ulcinj – TS 35/10 kV V. Plaža 1 – vrlo blizu preopterećenja, a radi se o radijalnoj dionici bez mogućnosti rezervnog napajanja pripadajućih TS 35/10 kV sa 35 kV naponskog nivoa;
- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV R. Končar – dionica putem koje se radijalno napaja konzum TS 35/10 kV Končar, ali koja može poslužiti za rezervno napajanje TS 35/10 kV Topolica, odnosno TS 35/10 kV Luka Bar kada se dodatno opterećuje;
- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Topolica – dionica koja se koristi za napajanje konzuma TS 35/10 kV Topolica i TS 35/10 kV Luka Bar je opterećena blizu granične struje, a dijelom se može rasteretiti uključivanjem dionice za dvostrano napajanje TS 35/10 kV Topolica;

- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Sutomore – dionica koja je jedina opcija za napajanje konzuma TS 35/10 kV Sutomore i TS 35/10 kV Čanj koji su posebno značajni tokom ljeta, a ova dionica je i jedina opcija za rezerviranje konzuma TS 110/35 kV Budva sa strane TS 110/35 kV Bar;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Miločer – preopterećena usljed radijalnog napajanja TS 35/10 kV Miločer, TS 35/10 kV Buljarica i TS 35/10 kV Petrovac čiji konzum odgovara;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV P. Dubovica – značajno opterećena dionica koju je moguće rasteretiti uključivanjem veze prema TS 35/10 kV Rozino, ali samo u slučaju da to ne izaziva preopterećenje dionice TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Rozino (što bi bio slučaj za maksimalni konzum);
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Rozino – značajno opterećena dionica koja, i pored mogućeg dvostranog napajanja TS 35/10 kV Rozino, nema alternativu za napajanje TS 35/10 kV Rozino u režimu maksimalnog opterećenja usljed značajnog konzuma TS 35/10 kV Rozino jer izaziva preopterećenje dionica na potencijalnim alternativnim pravacima napajanja.

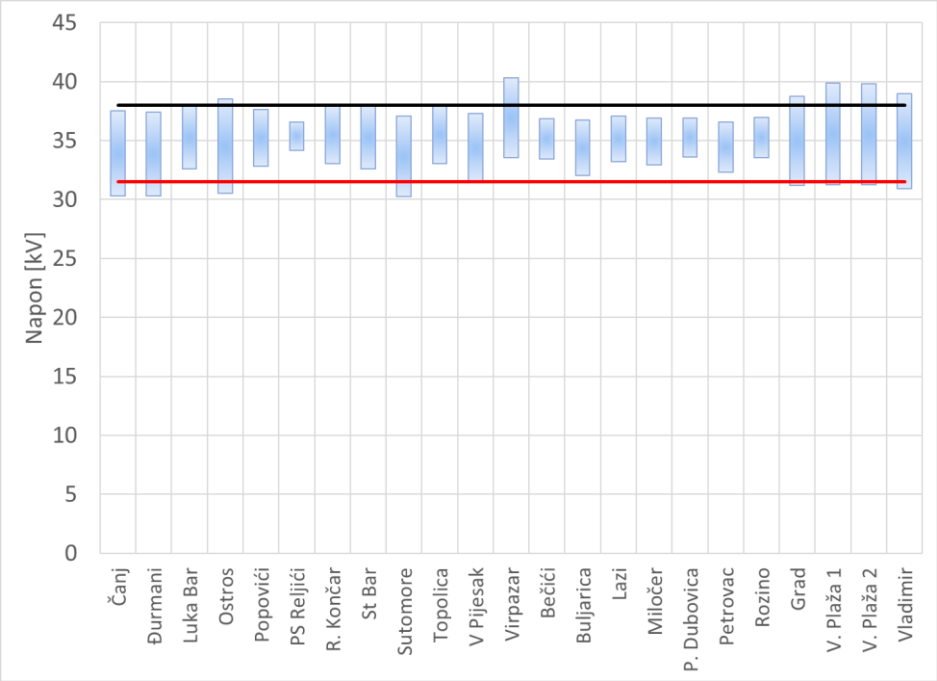
U slučaju ispada jedne od dionica 35 kV mreže dolazi do preopterećivanja sljedećih dionica:

- T spoj Grad – TS 35/10 kV Grad – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Ulcinj – TS 35/10 kV Grad; Ovdje je potrebno naglasiti da će puštanjem u pogon nove TS 35/10 kV Ulcinj i pripadajuće kablovske mreže doći do eliminacije ovog problema;
- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Topolica – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Končar;
- TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Končar – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Bar – TS 35/10 kV Topolica;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Bečići;
- TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Bečići – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi;
- TS 110/35 kV Budva – T spoj Lazi ili TS 110/35 kV Budva – RP 35 kV Lazi (u zavisnosti od uklopnog stanja koje nije redovno) – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi;
- TS 110/35 kV Budva – T spoj Lazi ili TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi (u zavisnosti od uklopnog stanja) – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – RP 35 kV Lazi;
- T spoj Lazi – TS 35/10 kV P. Dubovica – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla TS 110/35 kV Budva – RP 35 kV Lazi, jer pomenuta dionica mora da prenese opterećenje maksimalnog konzuma TS 35/10 kV Rozino i TS 35/10 kV P. Dubovica koji zajedno su skoro dva puta veći od njenog podnosivog opterećenja;
- T spoj Lazi – TS 35/10 kV P. Dubovica i TS 110/35 kV Budva – T spoj Lazi ili TS 110/35 kV Budva – TS 35/10 kV Lazi (u zavisnosti od uklopnog stanja) – dolazi do preopterećenja u slučaju ispada kabla RP 35 kV Lazi – TS 35/10 kV Rozino.

Na osnovu mjerenja napona u TS 35/10 kV (Slika 2.13) može se uočiti da su naponske prilike na 35 kV sabirnicama[14] uglavnom u propisanim granicama kod svih TS 35/10 kV uz kratkotrajna (ispod 0,1 % vremena rada godišnje) prekoračenja. Kod TS 35/10 kV Virpazar, pomenuto prekoračenje (i to gornje granice) traje približno 1 % vremena na nivou godine, a za ovu TS je karakteristično da su veći dio godine naponi iznad $1{,}05U_n$ što je i za očekivati uzimajući u obzir malu udaljenost od napojne TS 110/35 kV Virpazar i njeno nisko opterećenje. Povišeni naponi u odnosu na $1{,}05U_n$ su karakteristika i TS 35/10 kV Lazi i TS 35/10 kV Miločer.

[14] Kod TS 35/10 kV Lazi, TS 35/10 kV Miločer i TS 35/10 kV Buljarica izvršena je procjena mjerenja napona jer je mjerenje ugrađeno na 10 kV strani.

Široki opseg promjene napona kod TS 35/10 kV napojenih iz TS 110/35 kV Ulcinj je karakterističan za ljetni period usljed velike varijacije opterećenja tokom dana, a inače je kratkotrajan (ispod 0,03 % vremena godišnje).



Slika 2.13 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 4

2.2.5. Region 5

Konzum Regiona 5 napaja se iz 3 napojne tačke (Tabela 2.11) od kojih svaka od njih raspolaže dovoljnom rezervom u instalisanoj snazi transformatora. Dok TS 110/35 kV Herceg Novi i TS 110/35 kV Kotor mogu napojiti maksimalni konzum i u slučaju ispada jednog od transformatora, to nije slučaj kod TS 110/35 kV Tivat usljed značajne razlike u snagama 2 transformatora (63 MVA i 20 MVA). Međutim, kako postoji direktna 35 kV veza između TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor, to je moguće kroz rezervno napajanje prevazići ovaj problem.

Tabela 2.11 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 5 u 2017. godini [MW]

TS 110/35 kV Herceg Novi	TS 110/35 kV Tivat	TS 110/35 kV Kotor
42.71	45.02	24.75

Mogućnosti rezervnog napajanja konzuma pomenutih napojnih TS su različite. Dok je konzum TS 110/35 kV Herceg Novi moguće rezervno napojiti iz pravca TS 110/35 kV Tivat preko T spoja Bijela, odnosno iz pravca TS 35/10 kV Morinj (napojena iz TS 110/35 kV Kotor) i to u iznosu od približno 25 % vršnog konzuma, to su mogućnosti rezervnog napajanja konzuma TS 110/35 kV Tivat i TS 110/35 kV Kotor mnogo bolje usljed postojanja njihove međusobne direktne 35 kV veze koja nije velike dužine (vazdušni vod Al-Fe presjeka 95 mm^2). Konzum TS 110/35 kV Tivat moguće je rezervirati iz pravca TS 110/35 kV Budva, tj. PS Budva, ali je predmetna dionica ograničenog kapaciteta (vazdušni vod Cu presjeka 35 mm^2 izražene dužine). Slična je situacija i sa mogućnošću rezervnog napajanja konzuma TS 110/35 kV Kotor iz pravca TS 110/35 kV Cetinje (vazdušni vod Al-Fe presjeka 70 mm^2 i vazdušni vod Cu presjeka 50 mm^2 izražene dužine).

Važno je istaći da su sljedeće TS 35/10 kV sa značajnim konzumom napojene radijalno: TS Arsenal, TS Topla i TS Igalo. Takođe, TS 35/10 kV Arsenal, TS 35/10 kV Baošić i TS 35/10 kV Bijela su opremljene sa po jednim transformatorom.

Na osnovu mjerenja opterećenja (Tabela 2.12) moguće je izdvojiti sljedeće zančajno opterećenje TS 35/10 kV:

- Konzum TS 110/35 kV Herceg Novi – TS 35/10 kV Baošići (preopterećena), TS 35/10 kV Herceg Novi i TS 35/10 kV Igalo;
- Konzum TS 110/35 kV Tivat – TS 35/10 kV Grbalj, TS 35/10 kV Pržno i TS 35/10 kV Tivat Centar.

Napajanje dominantnog dijela konzuma moguće je obezbijediti sa dvije strane usljed prstenaste konfiguracije mreže ili putem dvostrukih kablovskih veza, ali, kao što je navedeno, ne za sve TS 35/10 kV sa značajnim konumom.

Tabela 2.12 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 5

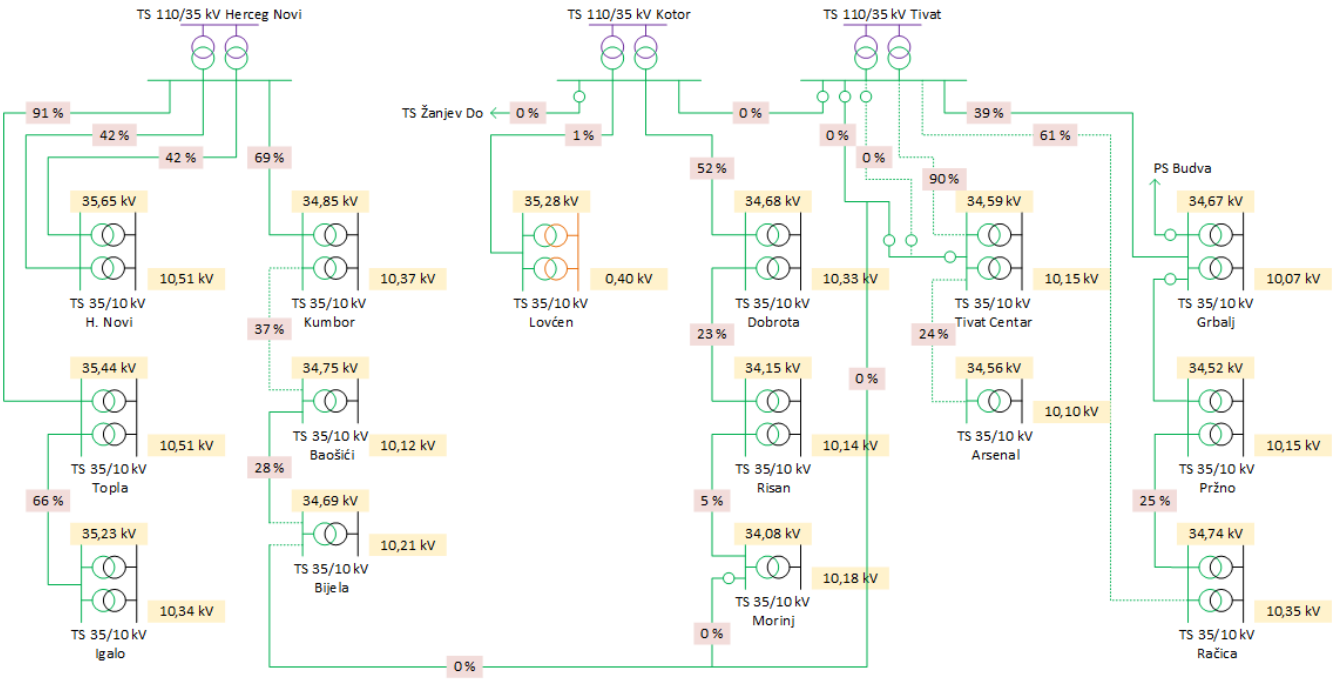
Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Baošići	4000	3911.25	1076.25	101%
Bijela	8000	4987.5	1438.5	65%
Herceg Novi	20500	15750	3255	78%
Igalo	16000	12106.5	3475.5	79%
Kumbor	8000	3785	475	48%
Topla	8000	4698.75	761.25	60%
Dobrota	12000	5600	500	47%
Grbalj	8000	6804	2546.25	91%
Lovćen	500	210	0	42%
Morinj	4000	945	105	24%
Risan	8000	3220	728	41%
Škaljari	25000	16537.5	2975	67%
Pržno	6500	4462.5	1155	71%
Račica	8000	2996	705.6	38%
Tivat Centar	16000	15235.5	2929.5	97%

Proračunom tokova snaga na osnovu mjernih podataka o opterećenjima moguće je izvršiti analizu opterećenosti dionica 35 kV mreže (Tabela 2.14). Pri normalnom uklopnom stanju mreže i maksimalnom konzumu, kao značajno opterećene izdvajaju se sljedeće dionice 35 kV mreže:

- TS 110/35 kV Tivat – TS 35/10 kV Tivat Centar – ova dionica se koristi za napajanje konzuma TS 35/10 kV Tivat Centar i TS 35/10 kV Arsenal, pa je za očekivati dalji rast njenog opterećenja. Već postoji rezervni kabal za napajanje TS 35/10 kV Tivat Centar;
- TS 110/35 kV Herceg Novi – TS 35/10 kV Topla – ova dionica je opterećena blizu svoje propusne moćia inače je jedina opcija za napajanje konzuma TS 35/10 kV Topla i TS 35/10 kV Igalo koji imaju perspektivu daljeg rasta;

U slučaju ispada dionica TS 110/35 kV Herceg Novi – TS 35/10 kV Kumbor i TS 110/35 kV Kotor – TS 35/10 kV Dobrota neće doći do preopterećivanja ukoliko se rezerviranje napajanja izvrši iz susjedne dvije TS 110/35 kV (Kotor i Tivat, odnosno Herceg Novi i Tivat respektivno). Međutim, u slučaju ispada dionice TS 110/35 kV Tivat

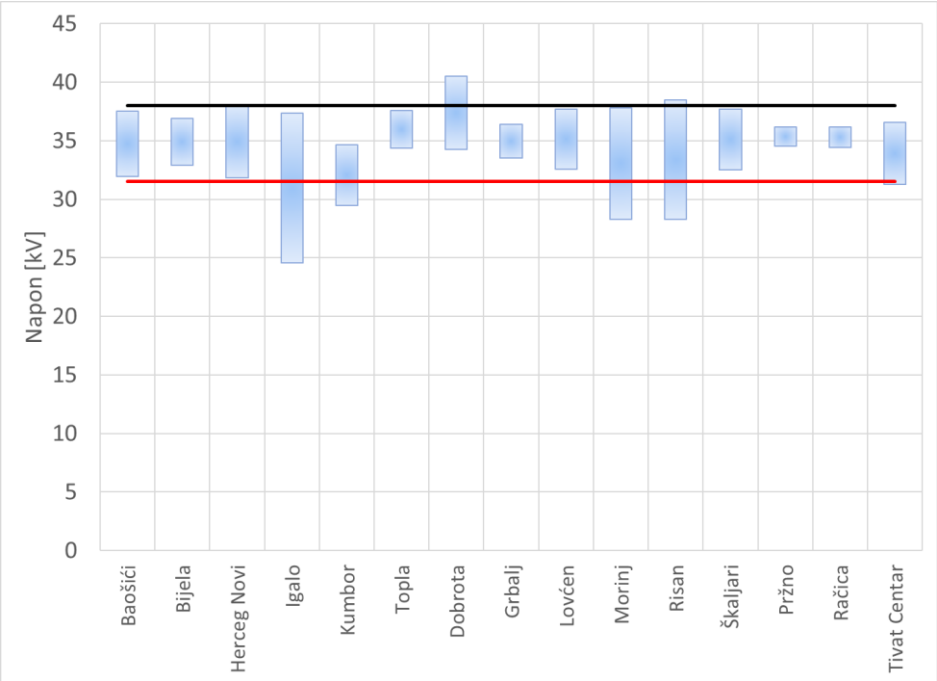
– TS 35/10 kV Grbalj doći će do preopterećivanja dionice TS 110/35 kV Tivat – TS 35/10 kV Račica ukoliko se ispad dogodi pri maksimalnom opterećenju.



Slika 2.14 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 5

Mjerenja napona u TS 35/10 kV (Tabela 2.15) ukazuju na vrlo povoljne (u okviru ±5%U_n) i naponske prilike u okviru propisanih granica kod većine TS 35/10 kV. Međutim, izdvajaju se TS Igalo, TS Kumbor, TS Morinj i TS Risan sa izraženim prekoračenjima donje dozvoljene granice napona. Kod TS Igalo se radi o periodu od približno 4 % vremena godišnjeg rada, a kod TS Kumbor i TS Morinj[15] radi se o vrlo kratkom periodu na nivou godine (ispod 0,02 %). Kod TS Dobrota su registrovane povišene naponske prilike (iznad dozvoljene gornje granice napona) u trajanju od 0,5 % vremena godišnje, a inače je za ovu TS karakteristično da je veći dio godine napon na 35 kV sabirnicama iznad 1,05 U_n. Slična situacija je i kod TS Herceg Novi samo u nešto manjem trajanju tokom godine, ali uvijek u okviru propisanih granica.

[15] Ko TS 35/10 kV Risan mjerenja ukazuju na duže trajanje naponskih prilika ispod nazivne vrijednosti, ali uzimajući u obzir mjerenja u TS Morinj i redovno uklopno stanje, vjerovatno se radi o problemu sa mjerenjima napona u TS Risan.



Slika 2.15 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 5

2.2.6. Region 6

Konzum Regiona 6 napaja se iz dvije napojne TS 110/35 kV (Tabela 2.13) koje su opremljene sa po 2 transformatora instalisane snage od 20 MVA, pa se može zaključiti da postoji dovoljna rezerva u snazi za pouzdan rad. Konzum TS 110/35 kV Ribarevine nije moguće rezervno napojiti iz susjednih TS 110/35 kV putem 35 kV mreže, ali manji dio maksimalnog konzuma je moguće pokriti proizvodnjom distribuiranih izvora energije[16]. S druge strane, konzum TS 110/35 kV Mojkovac, u dijelu napajanja Kolašina, moguće je rezervno napojiti iz pravca TS 110/35 kV Podgorica 1 (TS 35/10 kV Ptič) ali u vrlo ograničenoj mjeri usljed izražene 35 kV dužine vazdušne mreže (Al-Fe presjeka 50 mm^2) i prenosne moći dionice TS 110/35 kV Podgorica – T spoj Tuzi koja je značajno opterećena u režimu maksimalnog opterećenja konzuma TS 110/35 kV Podgorica 1 (Al-Fe presjeka 50 mm^2), što za posljedicu ima izuzetno niske napone (na donjoj granici dozvoljenog opsega).

Tabela 2.13 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 6 u 2017. godini [MW]

TS 110/35 kV Ribarevine	TS 110/35 kV Mojkovac
24.38	11.22

Većina TS 35/10 kV sa značajnim konzumom je napojena sa dvije strane (približno 72 % maksimalnog opterećenja regiona). Od značajnije opterećenih TS 35/10 kV, kao radijalno napojena izdvaja se TS 35/10 kV Breza koja električnom energijom snabdijeva centar Kolašina. Pored ove TS, radijalno su napojene i sljedeće TS 35/10 kV: TS Čokrlije, TS Šćepanica, TS 35/10 kV Drijenak, TS M. Morača i nova TS Jezerine. Većina TS 35/10 kV opremljena je sa po 2 transformatora osim: TS Čokrlije, TS Šćepanica i TS M. Morača.

Uvidom u mjerenja u TS 35/10 kV (Tabela 2.14) moguće je izdvojiti sljedeće TS 35/10 kV sa značajnim opterećenjem:

[16] Distribuiranim izvorima energije nije dozvoljen ostrvski rad, pa se ne mogu koristiti u slučaju potrebe za rezervnim napajanjem.

- TS Nedakusi i TS Medanovići – napajaju glavni dio konzuma TS 110/35 kV Ribarevine i za očekivati je dalje povećanje opterećenja. Potrebno je naglasiti da zbog različite instalisane snage ugrađenih transformatora (4 MVA i 8 MVA) nije moguće obezbijediti napajanje maksimalnog opterećenja usljed ispada jednog transformatora (ukoliko se desio ispad transformatora instalisane snage 8 MVA).

Tabela 2.14 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 6

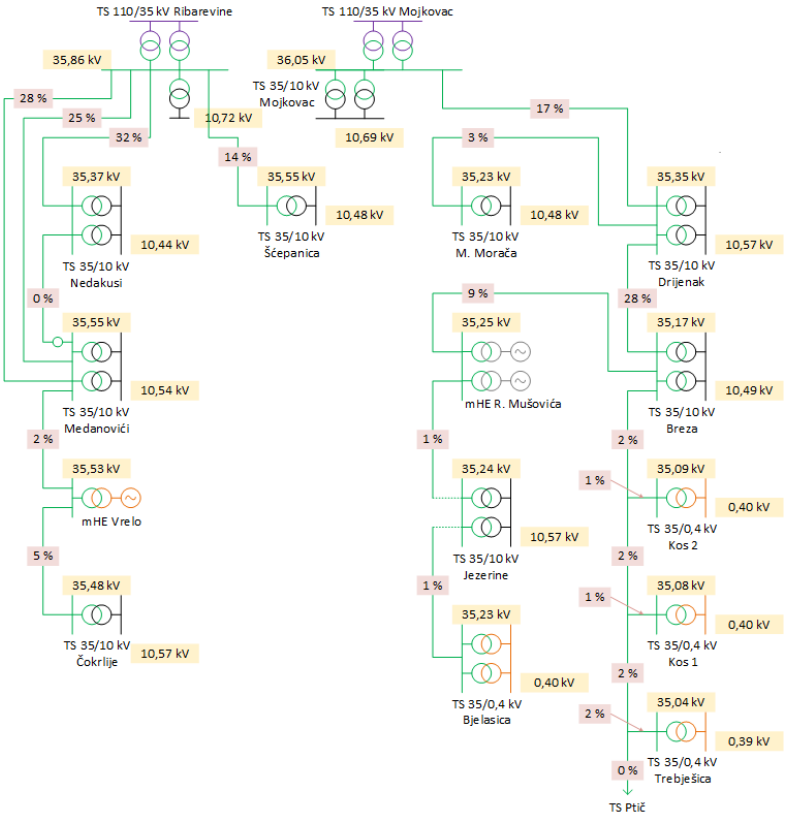
Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Breza	16000	4200	787.5	27%
Čokrlije	2500	623	315	28%
Drijenak	6500	771.75	236.25	12%
Man. Morača	2500	525	273	24%
Medanovići	12000	8264.2	1125.6	70%
Mojkovac	8000	5054	770	64%
Nedakusi	12000	8741.25	1449	74%
Ribarevine	4000	600	100	15%
Šćepanica	2500	1564.5	346.5	64%

Na osnovu proračuna tokova snaga moguće je izvršiti analizu opterećenosti 35 kV mreže (Slika 2.16 i Slika 2.17). Može se uočiti da je u režimu normalnog uklopnog stanja mreže i maksimalnog opterećenja mreža podopterećena uz povoljne naponske prilike. Najopterećenija dionica je TS 110/35 kV Ribarevine – TS 35/10 kV Nedakusi, a ona je opterećena sa 32 % dozvoljenog opterećenja (uz pogon distribuiranih izvora energije), odnosno dionica TS 35/10 kV Drijenak – TS 35/10 kV Breza (bez pogona distribuiranih izvora energije). Ovdje treba istaći da se konzum koji gravitira Kolašinu napaja putem vazdušne 35 kV mreže velike dužine i ograničene propusne moći (Al-Fe presjeka 35 mm^2). Glavni dio konzuma je TS 35/10 kV Breza a ona je udaljena od napojne tačke (TS 110/35 kV Mojkovac) približno 20 km. Ako se uzme u obzir da se očekuje značajniji razvoj turističkog potencijala na teritoriji ove opštine (izgrađena TS 35/10 kV Jezerine), jasno je da će zahtjevi za snagom u sitoj tački 35 kV mreže i dalje rasti što će se značajno odraziti na kvalitet naponskih prilika pouzdanost napajanja putem 35 kV mreže.

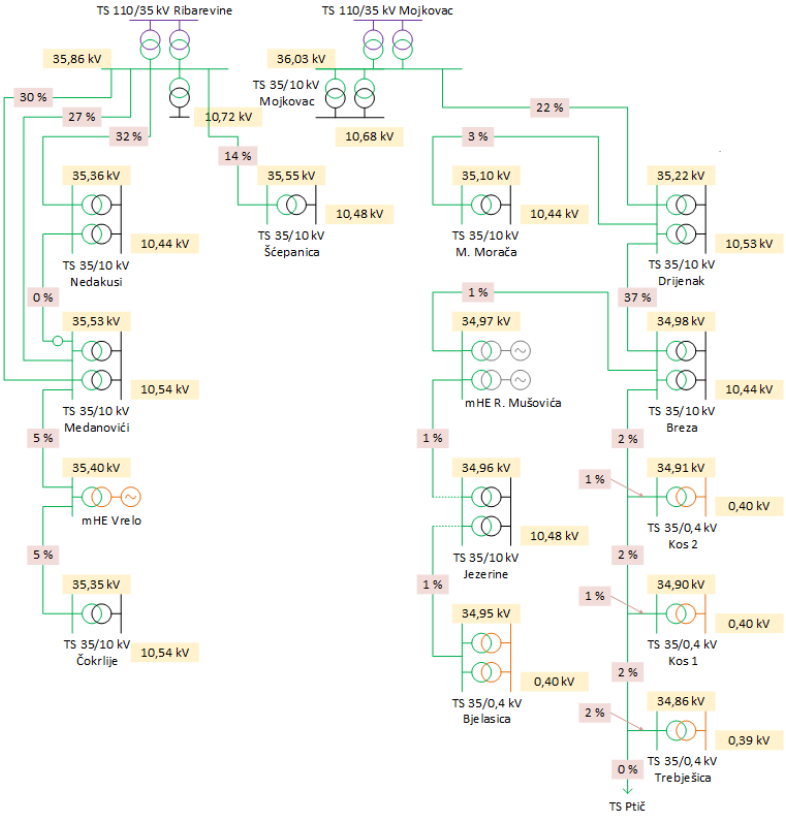
Na teritoriji Kolašina i Bijelog Polja su u pogonu distribuirani izvori energije koji, kada rade punim kapacitetom, rasterećuju 35 kV mrežu. U narednom periodu se očekuje izgradnja novih distribuiranih izvora energije što će povoljno uticati na naponske prilike u 35 kV mreži, kao i u pogledu pouzdanosti, odnosno umanjiće prepoznata ograničenja u pogledu rezervnog napajanja iz susjedne TS 110/35 kV.

Ukoliko dođe do ispada jedne od dionica 35 kV mreže neće doći do preopterećivanja neke od dionica koje su ostale u pogonu, što je posljedica dovoljne rezerve u prenosnoj moći dionica u dijelu mreže koja može raditi u prstenu. Međutim, veći dio mreže je radijalan, bez mogućnosti rezervnog napajanja, ali, kao što je ranije navedeno, uz izuzetak TS 35/10 kV Breza kao značajne zbog pripadajućeg konzuma, taj dio mreže napaja TS 35/10 kV koje su slabo opterećene i sa niskim konzumom.

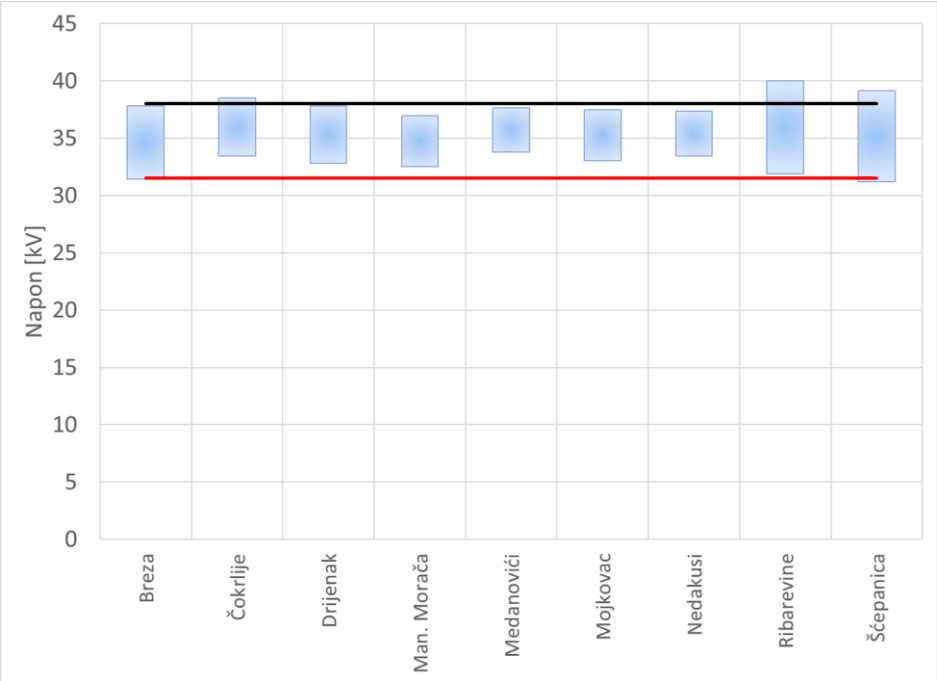
Mjerenja napona u TS 35/10 kV (Slika 2.18) ukazuju na povoljne naponske prilike kod svih TS osim kod TS Mojkovac i TS Ribarevine kod kojih dolazi do prekoračenja gornje dozvoljene granice za napon. To je posljedica lokacije samih TS, tj. njihove blizine napojnim tačkama TS 110/35 kV (Mojkovac i Ribarevine). Dok je u slučaju TS Mojkovac pomenuto prekoračenje u trajanju od približno 2 % vremena godišnjeg rada, u slučaju TS Ribarevine, to je približno 18 %. Obje TS karakterišu naponi iznad 1,05U_n u većem dijelu godišnjeg rada. Povišeni naponi (iznad 1,05 U_n) karakterišu u manjem dijelu godine i TS 35/10 kV Čokrlije usljed blizine mHE Vrelo.



Slika 2.16 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (uz rad mHE)



Slika 2.17 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 6 (bez mHE)



Slika 2.18 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 6

Pomenuti povišeni naponi ne moraju se prenijeti na 10 kV stranu usljed postojanja mogućnosti regulacije napona na transformatorima TS 35/10 kV. Kod preostalih TS 35/10 kV, naponi na 35 kV sabirnicama su u najvećem dijelu godine (iznad 91 %) u opsegu ±5%U_n.

2.2.7. Region 7

Region sa najdužom vazdušnom 35 kV mrežom je Region 7. Ovaj region ima jednu napojnu tačku, tj. TS 110/35 kV Pljevlja[17] (Slika 2.15) koja je opremljena sa 2 transformatora (20 MVA i 40 MVA). Uzimajući u obzir maksimalno opterećenje, jasno je da u slučaju ispada većeg od dva transformatora nije moguće napojiti cijeli konzum bez rezervnog napajanja iz susjedne TS 110/35 kV Brezna. Pomenuta TS 110/35 kV je jedina mogućnost za rezervno napajanje, ali su naponi u mreži tokom rezervnog napajanja izrazito niski zbog dužine i presjeka 35 kV mreže (Al-Fe presjeka 50 mm^2 dužine 39 km dionice TS 110/35 kV Brezna – TS 35/10 kV Žabljak). Ovdje je potrebno istaći i osnovnu varijantu napajanja konzuma TS 35/10 kV Žabljak, tj. putem 110 kV voda koji radi pod 35 kV naponom a dužine je približno 42 km, što rezerviranje konzuma Regiona 7 osim TS 35/10 kV Žabljak i Njegovuđa čini vrlo ograničenim.

Tabela 2.15 Vršne snage u napojnim tačkama konzuma Regiona 7 u 2017. godini [MW]

TS 110/35 kV Pljevlja1
36.04

Mreža je dominantno radijalna i, ne računajući ograničenu mogućnost rezervnog napajanja, nijedna TS 35/10 kV osim TS 35/10 kV Volođa ne posjeduje mogućnost dvostranog napajanja. Ovo je posebno nepovoljno kada je u pitanju TS 35/10 kV Guke, koja je poslije TS 35/10 kV Volođa i TS 35/10 kV Žabljak najopterećenija, koja ne posjeduje mogućnost rezervnog napajanja iz 35 kV mreže. Pomenute TS 35/10 kV predstavljaju skoro dvije trećine maksimalnog konzuma Regiona 7.

[17] TS 35/10 kV Šavnik i TS 35/10 kV Boan se u normalnom uklopnom stanju napajaju iz novoizgrađene TS 110/35 kV Brezna koja se u većoj mjeri koristi za napajanje TS 35/10 kV koje pripadaju Regionu 1.

Radijalno napojene TS 35/10 kV bez mogućnosti rezervnog napajanja iz 35 kV mreže su: TS Kosanica, TS Odžaci, TS Mataruge, TS Guke, TS V. Jakić i TS Njegovuđa. Sve navedene TS 35/10 kV osim TS Guke su opremljene samo sa po jednim transformatorom, kao i TS Gradac.

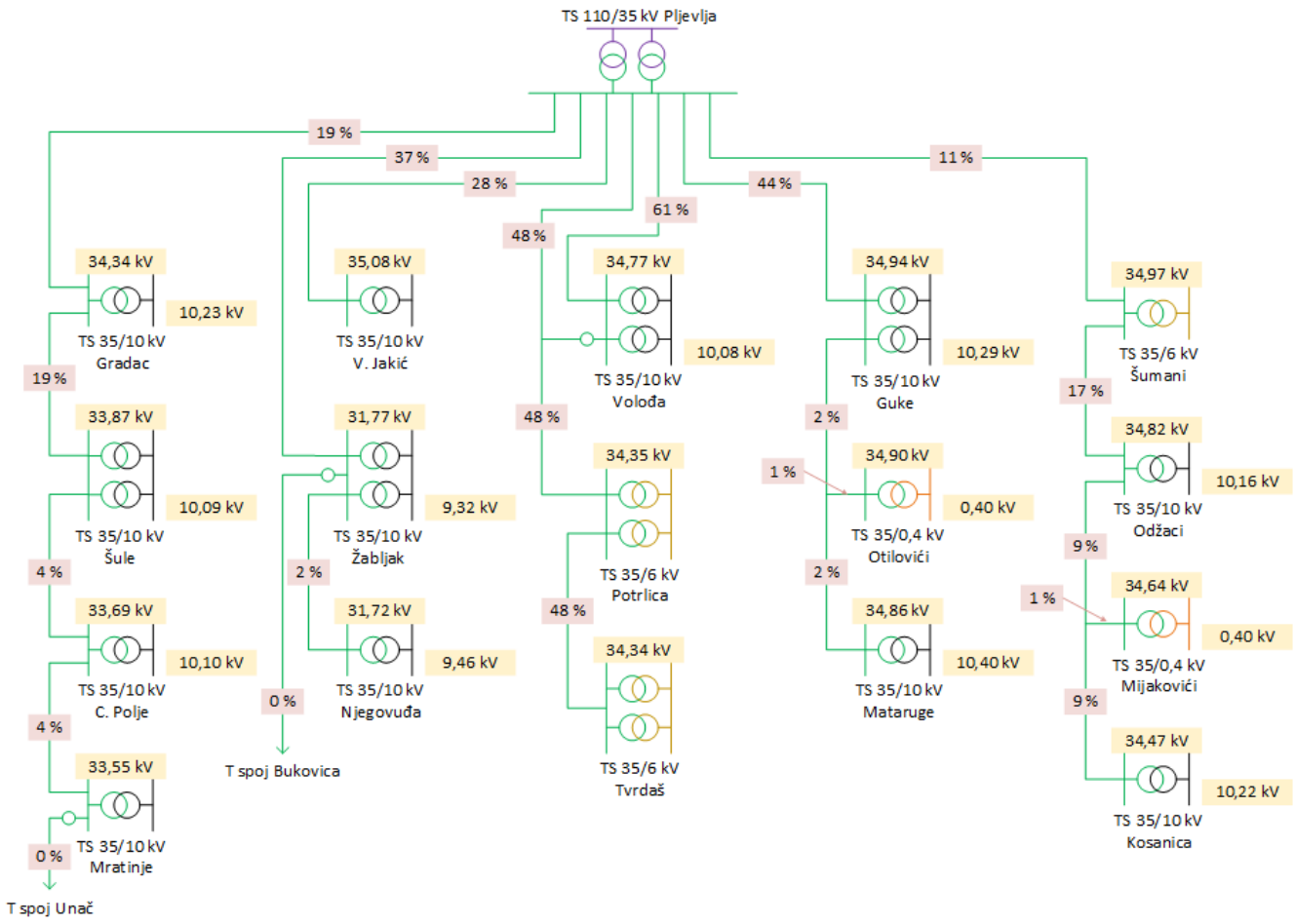
Mjerenja opterećenja u TS 35/10 kV (Tabela 2.16) ukazuju na značajno opterećenje sljedećih TS 35/10 kV:

- TS Guke – osnovna TS 35/10 kV za snabdijevanje konzuma užeg centra Pljevalja. Ispadom jednog od transformatora nije moguće napojiti cjelokupni konzum u slučaju maksimalnog opterećenja putem transformatora koji je ostao u pogonu. Za očekivati je dalji rast opterećenja.
- TS Odžaci – TS sa niskim konzumom sa slabom tendencijom rasta;
- TS Volođa – TS koja se koristi za napajanje rudnika uglja Pljevlja;
- TS Žabljak – preopterećena TS sa daljom tendencijom rasta usljed očekivanog razvoja turističkog potencijala.

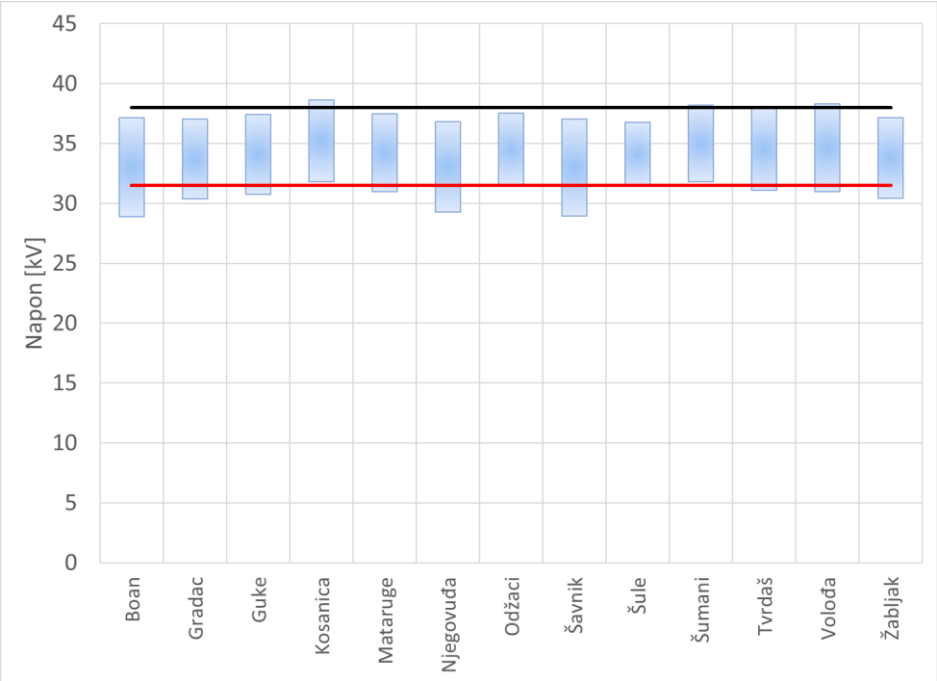
Tabela 2.16 Pregled mjerenja opterećenja TS 35/10 kV Regiona 7

Naziv TS	S_n [kVA]	P_{max} [kW]	Q_{max} [kVAr]	Opterećenost
Boan	1000	306.6	123.9	33%
Gradac	2500	420	189	18%
Guke	8000	6132	1223.25	78%
Kosanica	2500	896	329	38%
Mataruge	2500	318.5	164.5	14%
Njegovuđa	2500	346.5	147	15%
Odžaci	1000	668.5	262.5	72%
Šavnik	1000	683.2	214.2	72%
Šule	7500	1827	483	25%
Šumani	4000	456.75	278.25	13%
Tvrdaš	16000	8463	2667	55%
Volođa	12000	10584	4116	95%
Žabljak	8000	8148	850.5	102%

Pri normalnom uklopnom stanju i maksimalnom izmjerenom opterećenju konzuma prema proračunu tokova snaga ne postoje značajno opterećene dionice 35 kV mreže. Naponi su nešto niži što je i za očekivati uzimajući u obzir konfiguraciju i karakteristike mreže (dužina, presjek), a to je posebno vidljivo kod TS 35/10 kV Žabljak. Najopterećenija dionica mreže je između TS 110/35 kV Pljevlja i TS 35/10 kV Volođa. Ispadom ove dionice dolazi do preopterećivanja dionice TS 110/35 kV Pljevlja – T spoj Volođa. Slično, u slučaju ispada dionice TS 110/35 kV Pljevlja – T spoj Volođa dolazi do preopterećivanja dionice TS 110/35 kV Pljevlja – TS 35/10 kV Volođa. Usljed radijalne konfiguracije mreže ispad neke od drugih dionica neće izazvati preopterećenje već prekid u napajanju odgovarajućih TS 35/X kV. Naime, od navedenih 13 TS (Tabela 2.16) čak 10 bi ostalo bez napajanja u slučaju ispada u 35 kV mreži na odgovarajućoj napojnoj dionici jer ne posjeduju mogućnost dvostranog napajanja za slučaj normalnog niti uklopnog stanja tokom rezervnog napajanja.



Slika 2.19 Pregled opterećenosti vodova 35 kV mreže u režimu maksimalnog opterećenja Regiona 7



Slika 2.20 Opseg promjene napona tokom godine na 35 kV sabirnicama TS 35/10 kV Regiona 7

Mjerenja napona na 35 kV sabirnicama u TS 35/10 kV (Slika 2.20) ukazuju na prihvatljive naponske prilike tokom godine. Naime, kod svih TS 35/10 kV naponi su van propisanog opsega u trajanju ispod 0,1 % godišnjeg vremena rada. Povoljne naponske prilike (±5%U_n) su u trajanju većem od 97 % vremena rada godišnje za sve TS osim za TS Šumani i TS Volođa koje u manjem dijelu godine (manje od 10 % vremena) karakterišu povišeni naponi na 35 kV sabirnicama, ali u propisanom opsegu. Niski naponi (ispod 0,95U_n) u kraćem trajanju tokom maksimalnog opterećenja karakterišu TS Boan, TS Šavnik, TS Njegovuđa i TS Žabljak što je posljedica njihove pozicije u odnosu na potencijalne napojne tačke (TS 110/35 kV Pljevlja i TS 110/35 kV Brezna). Ovakve naponske prilike posebno dolaze do izražaja tokom rezerviranja pogona iz pravca TS 110/35 kV Brezna. Korišćenjem mogućnosti regulacije napona u TS 35/10 kV može se ublažiti pomenuti efekat na 10 kV strani. Trajno rješenje problema sa naponima biće planirana izgradnja TS 110/35 kV Žabljak.

2.3. Pouzdanost napajanja potrošača

Za potrebe izrade ovog Plana dostavljeni su statistički podaci o prekidima napajanja u 35kV mreži. Dostavljeni podaci obuhvataju period od dvije godine: 2016 i 2017 godinu. Nažalost, ovaj period nije dovoljan za formiranje pouzdanog seta ulaznih podataka. Ipak, bez obzira na to izvršena je statistička obrada podataka i proračun parametara pouzdanosti. Dobijeni rezultati su poslužili za donošenje određenih zaključaka.

U cilju dobijanja tačnijih ulaznih podataka i rezultata proračuna potrebno je uzeti u obzir duže vremenske periode. Takođe, potrebno je definisati procedure za evidenciju podataka o kvarovima i prekidima napajanja kako bi se izbjegle greške i omogućile tačnije analize.

2.3.1. Statistički podaci o prekidima napajanja

U narednom tekstu i tabelama su sumirani sledeći statistički podaci po regionima:

- Broj ispada TS 35/X kV
- Trajanje prekida u napajanju potrošača koji su priključeni na TS 35/X kV
- Broj potrošača priključenih na TS 35/X kV koji su pogođeni prekidom napajanja

Tabela 2.17. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 1.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Bistrica (NK I)	12307	12	188	17	507
Brezna	503	75	1907	47	1591
Crkvičko Polje	319	37	5224	45	5073
Jovan Do	1	31	2108	39	7008
Kličevo (NK II)	8465	24	774	53	3287
Mačak	1426	32	2764	60	3972
Mratinje	27	46	4190	54	2564
Norin	37	31	2108	40	6483
Plužine	1256	70	2132	52	1714
Povija	126	31	2108	39	7008
Seoca	1	29	2620	58	3695
Trebjesa (NK III)	7256	12	322	12	379
Unač	398	67	4936	69	7576

Vilusi	2258	44	3438	27	3500
Bistrica (NK I)	12307	12	188	17	507

Tabela 2.18. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 2.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Barutana	1225	22	1409	34	2504
Bioče	704	88	6694	94	5884
Bolje Sestre	1	16	1393	15	437
Ćeklići	71	37	7582	41	13227
Centar	4714	12	193	9	328
Čevo	412	36	7814	44	13390
Danilovgrad	6845	10	99	12	195
Dobro Polje	50	15	1030	26	5064
Glava Zete	72	18	1075	28	4795
Golubovci	3176	42	1947	22	1035
Gorica A	10428	8	107	7	459
Gorica B	2303	21	596	11	911
Gornja Zeta	2679	16	814	15	885
HE Glava Zete	1	12	736	12	2178
HE Podgor	1	18	1910	20	644
HE R. Crnojevića	1	4	1204	40	2711
HE Slap Zete	1	15	1042	25	3708
Humci	2759	8	530	6	468
Lastva Čevska	29	42	12882	47	16160
Ljubotinj	116	107	13088	76	6070
Ljubović	596	21	1025	15	1210
Njeguši 1	185	39	3212	26	4879
Njeguši 2	184	38	2984	25	5231
Novi Obod	2914	6	944	10	1563
Podanje	5155	14	179	14	309
Podgor	164	84	7253	58	4245
Ponari	1463	23	676	18	961
Ptič	1117	59	7713	72	12076
Resna	25	37	7580	41	13227
R. Crnojevića	1846	108	12281	41	3530
Stari Obod	3079	8	661	9	1596
Tuzi	5332	30	4778	34	3087
Ubli	1798	23	3618	39	4463
Utrg 1	74	99	10128	77	7271
Utrg 2	1	99	10128	77	7271
Utrg 3	1	99	10128	77	7271

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Vranjina 1	131	20	1266	51	972
Vranjina 2	2	19	1379	37	6714
Žanjev Do	19	40	4418	27	5874

Tabela 2.19. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 3.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Andrijevica	2986	10	793	13	1331
Berane Centar	5744	13	1009	7	781
Celuloza	1	11	244	16	3676
Gusinje	1851	17	2546	19	3207
mHE Babino Polje	1			17	25250
mHE Bistrica	1	14	536	12	932
mHE Jara	1	13	5187	25	21798
mHE Orah	1	14	536	12	932
mHE Rmuš/Spalevići	1	14	536	12	932
mHE Šekular	1	13	500	9	877
Plav	4544	14	1741	18	3041
Polica	3058	13	499	21	1432
Rožaje	5323	12	662	17	1162
Rudeš	7564	10	314	7	655
Zeleni	2200	17	2098	24	1714

Tabela 2.20. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 4.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Bečići	4056	6	1111	4	94
Bijele Poljane	65	89	8983	77	8514
Brčeli 1	111	91	8519	74	4703
Brčeli 2	61	91	8519	74	4703
Bukovik	95	92	8524	74	4703
Buljarica	2252	21	649	33	2088

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Čanj	1293	28	857	29	1140
Dubovica	8219	4	95	7	194
Đurmani	55	26	1933	17	4761
Grad	8504	11	984	15	533
Lazi	8068	3	104	5	235
Luka Bar	1	9	277	27	2927
Miločer	2485	11	243	7	242
Ostros	1115	36	5767	32	6332
Petrovac	1583	14	395	29	2024
Popovići				2	57
PS Budva	1	13	1103	13	7059
PS Reljići	1	10	136	10	499
Rade Končar	8821	12	333	6	999
Rozino	6118	3	33	5	123
Sotonići	80	92	8513	71	5689
Stari Bar	3137	20	509	16	369
Sutomore	6825	19	1498	22	2894
Topolica	8096	9	208	6	855
Velika Plaža 1	985	20	1422	21	794
Velika Plaža 2	2248	21	2193	24	1904
Veliki Pijesak	5251	21	576	30	701
Virpazar	1263	19	536	11	272
Vladimir	1940	20	3198	21	1583

Tabela 2.21. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 5.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Arsenal	1	7	1523	9	355
Baošići	3124	23	1050	20	1271
Bijela	3464	25	1168	22	2039
Dobrota	3571	21	423	32	894
Grbalj	3730	9	50	9	305
Herceg Novi	10621	3	55	6	106
Igalo	6632	15	748	29	1914
Kumbor	1972	11	418	16	1216
Lovćen	2	83	39351	62	32500
Morinj	487	34	1785	32	1492

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Pržno	3176	14	655	15	875
Račica	518	8	79	10	404
Risan	2210	31	1102	37	871
Škaljari	8306	5	28	4	59
Tivat	9483	6	85	11	365
Topla	2859	15	689	24	996

Tabela 2.22. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 6.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Bjelasica	1	43	17222	61	28725
Breza	3427	8	161	14	2131
Čokrlije	1545	37	6186	37	4000
Drijenak	803	8	349	9	973
HE R. Mušovića	1	20	4922	24	5509
Kos 1	6	39	9413	45	17762
Kos 2	5	37	9285	45	17762
Manastir Morača	1173	14	2268	22	5153
Medanovići	6443	13	369	7	230
mHE Vrelo	1	31	9569	32	6486
Mojkovac	4182	3	321	2	54
Nedakusi	6889	10	324	4	97
Ribar.-Trafo 3	1199	11	565	15	714
Šćepanica	2164	12	481	16	1095
Trebješica	1	38	9379	43	18621

Tabela 2.23. Statistički podaci o prekidima napajanja u regionu 7.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Boan	516	62	4767	97	9734
Gornja Bukovica	1	58	5428	70	7398
Gradac	1277	33	4731	62	6614

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		Broj prekida	Trajanje prekida (min)	Broj prekida	Trajanje prekida (min)
Guke	6158	24	1993	24	1866
Kosanica	1066	71	15260	61	18043
Mataruge	707	50	9754	57	9825
Mijakovići	41	64	14094	57	17723
Njegovuđa	730	34	3637	51	6610
Odžaci	770	69	12361	68	16080
Otilovići	1	40	8201	44	6168
Potrlica	1	11	1412	6	347
Šavnik	1360	58	2653	72	2175
Šule	612	24	3318	31	2978
Šumani	1	33	3000	35	11655
Tvrdaš	1	12	1421	6	347
Velimir Jakić	1	4	635	11	8416
Volođa	6001	8	615	7	262
Žabljak	3608	25	1284	17	304

2.3.2. Analiza podataka o uzrocima prekida napajanja

U narednim tabelama dat je pregled podataka o uzrocima prekida napajanja u 2016 i 2017 godini. Podaci su grupisani u tabele prema vrsti uzroka prekida (DV-i 35kV, TS-e 35/10kV itd.). Prikazani su podaci o:

- broju prekida u toku godine određenog uzroka
- sumi vremena trajanja beznaponskog stanja u toku godine vremenski najduže pogođenih TS-a 35/X kV usljed uzroka prekida napajanja. Naime, u dostavljenim ulaznim podacima uočava se da su kao vrijeme trajanja prekida evidentirana vremena trajanja beznaponskog stanja TS-a 35/X kV koje su ostale bez napona usljed određenog uzroka. Međutim, evidentno je da u pojedinim slučajevima (posebno u slučajevima ispada DV-a kao uzroka prekida) pogođene TS-e mogle biti napojene sa druge strane, čime vrijeme trajanja oporavka uzroka prekida napajanja je duže nego vrijeme trajanja beznaponskog stanja pogođenih TS-a. Zato se na nivou godine mogu sumirati samo vremena trajanja beznaponskog stanja vremenski najduže pogođene/ih TS-e/a koje su bila bez napona usljed određenog uzroka.

Podaci su sortirani po opadajućim vrijednostima vremena trajanja beznaponskog stanja za 2017 godinu.

Tabela 2.24. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad DV-a 220kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV 220 kV Piva – Pljevlja	2	910		

Tabela 2.25. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad DV-a 110kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV 110 kV Nikšić - Bileća	6	2163		
DV 110 kV Kličevo - Brezna	9	279	45	4792
DV 110 kV Nikšić - Kličevo	4	235		
DV 110 kV PG 1 - Virpazar	5	168		
DV 110 kV Nikšić - Vilusi	3	155		
DV 110 kV Perućica - Kličevo - Brezna	2	87		
DV 110 kV Kotor - Tivat	2	30	3	5
DV 110 kV Cetinje - Budva i DV 110 kV Cetinje - Podgorica	1	12		
DV 110 kV Bar - Budva	1	6	2	10
DV 110 kV Virpazar - Bar			1	39

Tabela 2.26. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad DV-a 35kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Kotor - Lovćen	59	32163	78	38380
DV Kolašin - Ptič	37	20172	31	9336
DV Rijeka Mušovića - Bjelasica	42	14623	32	10139

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Virpazar 110 kV - Buljarica - Podgor	99	9781	139	17541
DV Pljevlja 110 kV - Šumani	20	8202	9	1725
DV P. Dubovica - PS Budva	7	6902	2	133
DV Žabljak - Šavnik	43	6039	47	5489
DV Medanovići - Čokrlije	12	6000	22	9023
DV Ponari - Vranjina	28	5795	2	128
DV Cetinje 110 kV - Kotor	27	5736	46	5567
DV Plužine - Mratinje	21	5710	12	1174
DV Žabljak - Njegovuđa	25	5652	10	1140
DV Vladimir - Ostros	16	5651	20	2151
DV Plav - mHE Jara	6	5211	7	4019
DV Cetinje 110 kV - Čevo	17	4121	18	8051
DV Cetinje 110 kV - Čevo - Lastva Čevska	13	3457	16	1706
DV Šumani - Kosanica	16	3434	23	4473
DV Guke - Mataruge	19	3136	25	5905
DV Čevo - Lastva Čevska	8	3129	10	4906
DV Odžaci - Kosanica	10	3019		
DV Danilovgrad - Glava Zete	21	2962	8	649
DV Mojkovac 110 kV - Drijenak	8	2617	1	57
DV Bar 110 kV - Sutomore	15	2597	5	793
DV Buljarica - Bijele Poljane	13	2574	1	71
DV Trebjesa - Seoca	25	2548	4	242
DV PG 1 - Ubli	18	2497		
DV Kličevo - Glava Zete	24	2383	23	1858
DV Podgor - Utrg	7	2358	3	96
DV Kolašin - Rijeka Mušovića	9	2276	11	5799
DV Berane 110 kV - Celuloza	3	2253	2	96
DV Drijenak - Manastir Morača	12	2190	10	2088
DV Čanj - Đurmani	2	2174		
DV Bioče - Ptič	13	2141	8	663
DV Sutomore - Đurmani	3	2107	4	579
DV Šule - Crkvičko Polje	5	1912	2	301
DV/KB 35kV Nikšić - Kličevo	5	1636	8	1936
DV Andrijevica 110 kV - Plav	5	1624	4	417
DV Pljevlja 110 kV - Gradac	16	1574	21	4457
DV Pljevlja 110 kV - Šumani - Kosanica	6	1469		
DV Pljevlja 110 kV - Guke	14	1314	11	1970

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Ribarevine - Šćepanica	6	1195	6	263
DV Pljevlja 110 kV - Guke - Mataruge	5	1164	6	1002
DV Virpazar 35 kV - Ponari	11	1150		
DV Cetinje 110 kV - Stari Obod	6	1122		
DV Ulcinj 110 kV - Vladimir	5	1121	8	1303
DV Gradac - Šule	8	1083	2	451
DV Žabljak - T spoj Boan	3	1080		
DV Velika Plaža 1 - Velika Plaža 2	7	1046	5	731
DV Podgor - Rijeka Crnojevića	6	931	11	2329
DV Trebjesa - Mačak	24	911	18	2175
DV 220 kV Piva – Pljevlja	2	910		
DV Danilovgrad 110 kV - Danilovgrad 35 kV	8	909	11	391
DV Bioče - Ubli - T - spoj	3	859		
DV PG 1 - Gornja Zeta	9	689	8	625
DV Medanovići - mHE Vrelo	8	688	6	892
DV Mratinje - Unač	1	680		
DV Bioče - Ubli	3	663	1	44
DV Bioče - Ubli - Tuzi	2	618		
DV Kotor - Dobrota	16	616	2	133
DV Dobrota - Risan	12	555	4	65
DV Pljevlja 110 kV - Velimir Jakić	2	546	1	137
DV Virpazar 110 kV - Podgor	9	523	10	1224
DV Ulcinj 110 kV - Velika Plaža 1	3	506	3	285
DV Brezna 110 kV - Brezna 35 kV	9	506		
DV Baošići - Bijela	2	470	1	38
DV Grbalj - Pržno	3	467		
DV Rožaje - Zeleni	7	430	5	1494
DV Miločer - Buljarica	8	426	8	351
DV Herceg Novi 110 kV - Topla	7	420		
DV Pljevlja 110 kV - Žabljak	14	378	18	2275
DV Kličevo - Glava Zete - Perućica	1	356	1	56
DV Ulcinj 110 kV - Grad	4	336	2	558
DV Brezna - Plužine	4	321	3	297
DV H.Novi 110 kV - Kumbor	6	302	6	422
DV Mratinje - Crkvičko Polje	1	297	3	63
DV Šule - Crkvičko Polje - Mratinje	1	295	2	48
DV Veliki Pijesak - Stari Bar	6	293	4	77

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Sutomore - Đurmani - Čanj	1	291	4	626
DV Bar 110 kV - Stari Bar	2	264	4	219
DV Risan - Morinj	2	253	6	705
DV Brezna 110 kV - Brezna - Plužine	3	252		
DV Pljevlja 110 kV - Mratinje	2	237	2	16
DV Virpazar 110 kV - Buljarica	12	233	8	224
DV Berane 110 kV - Rožaje	5	219	4	486
DV Brezna 110 kV - Šavnik	12	203		
DV Berane 110 kV - Polica	2	201	4	326
DV Račica - Pržno	6	194	5	563
DV Bijela - Morinj	4	177	6	239
DV Gornja Zeta - Ponari	4	168	7	911
DV Gornja Zeta - Barutana	3	144	5	341
DV P.S. Budva - Grbalj	1	138		
DV Plav - Gusinje	3	132	4	788
DV Tivat 110 kV - Grbalj	3	106	2	38
DV Ulcinj 110 kV - Velika Plaža 1 - Velika Plaža 2	4	100	5	700
DV Bijela - Morinj - Risan	1	98	1	50
DV Virpazar 110 kV - Ponari	6	95	9	928
DV Sutomore - Đurmani - Čanj - Buljarica	4	93	6	547
DV Ulcinj 110 kV - Veliki Pijesak	3	93		
DV PG 1 - Tuzi	5	91	4	548
DV Herceg Novi 110 kV - Topla - Igalo	5	81		
DV Šavnik - Boan	1	77		
DV Žabljak - Gornja Bukovica	1	74		
DV Breza - Drijenak	6	70	4	164
DV Drijenak - Kolašin	2	69		
DV Budva 110 kV - Miločer - Buljarica	2	58	3	136
DV Virpazar - Vranjina	4	58	3	15
DV Podgor - Utrg - Rijeka Crnojevića	1	51		
DV Mijakovići - Kosanica	1	50		
DV PG 1 - Tuzi - Ubli - Bioče - Ptič	3	48	9	2060
DV Žabljak - Gornja Bukovica - Boan	1	47		
DV P. Dubovica - Grbalj	1	45	7	874
DV Bar 110 kV - Stari Bar - Veliki Pijesak	7	45	1	15
DV Brezna - Šavnik	3	42	5	741
DV Pljevlja 110 kV - Tvrdaš	2	40	2	237

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV mHE Vrelo - Čokrlije	1	35	1	10
DV H.Novi 110 kV - Kumbor - Baošići	2	33		
DV Virpazar 110 kV - Virpazar 35 kV	2	32	12	424
DV Pljevlja 110 kV - Gradac - Šule - Crkvičko Polje	2	32		
DV Ulcinj 110 kV - Vladimir - Ostros	2	30	3	1339
DV Budva 110 kV - Rozino	1	30		
DV Bar 110 kV - Sutomore - Đurmani - Čanj - Buljarica	2	27	1	2
DV Cetinje 110 kV - Humci	2	25	1	14
DV H.Novi 110 kV - Kumbor - Baošići - Bijela	1	21		
DV Gornja Zeta - Bolje Sestre	2	20	3	788
DV Danilovgrad - Podanje	1	20	1	19
DV Cetinje 110 kV - Čevo - mHE Glava Zete	1	14		
DV Budva 110 kV - P. Dubovica - Grbalj	1	13		
DV Brezna 35 kV - Mratinje	2	11		
DV Kumbor - Bijela	1	10		
DV Pljevlja 110 kV - Volođa	2	7	2	87
DV Ribarevine - Medanovići	1	4	3	84
DV Ribarevine - Nedakusi	1	4	1	52
DV Cetinje 110 kV - Kotor - Dobrota - Risan	2	4	4	28
DV Ubli - Bioče - Ptič	1	3		
DV PG 1 - Gornja Zeta - Ponari	1	2	1	60
DV Šumani - Odžaci			14	4580
DV Pljevlja 110 kV - Kosanica			15	3295
DV PG 1 - Tuzi - Ubli			9	2303
DV Kolašin - Rijeka Mušovića - Bjelasica			3	1251
DV Virpazar 110 kV - Podgor - Rijeka Crnojevića			2	1233
DV Virpazar - Podgor			10	1207
DV Andrijevica 110 kV - Plav - Gusinje			5	1203
DV Pljevlja 110 kV - Šumani - Odžaci			1	793
DV Pljevlja 110 kV - Gradac - Šule			5	708
DV Pljevlja 110 kV - Potrlica - Tvrdaš			5	663
DV H.Novi 110 kV - Topla - Igalo			10	584
DV Škaljari - Lovćen			1	468
DV Cetinje 110 kV - Njeguši 2			1	448
DV PG 1 - Ptič			2	333
DV Bar 110 kV - Sutomore - Đurmani			1	291

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Breza - Ptič			3	285
DV Ribarevine - TR 3			1	230
DV Berane 110 kV - Rudeš			3	230
DV Ulcinj 110 kV - Veliki Pijesak - Stari Bar			5	140
DV H.Novi 110 kV - H.Novi 35			4	111
DV Gornja Zeta - Golubovci			4	110
DV Kumbor - Baošići - Bijela - Morinj - Risan			2	110
DV H.Novi 110 kV - Topla			4	108
DV Medanovići - Nedakusi			2	100
DV Berane 110 kV - Rožaje - Zeleni			1	97
DV Čanj - Buljarica			4	82
DV Kličevo - Seoca - Mačak			1	76
DV H.Novi 110 kV - Bijela			1	73
DV Budva 110 kV - Miločer			3	72
DV Brezna - Šavnik - Žabljak			7	72
DV Budva 110 kV - P. Dubovica			2	64
DV Plužine - Unač - Mratinje - Crkvičko Polje			2	64
DV Račica - Pržno - Grbalj			1	60
DV Škaljari - Dobrota			1	55
DV H.Novi 110 kV - Kumbor - Bijela - Morinj			1	37
DV Kličevo - Brezna - Plužine			6	37
DV Škaljari - Dobrota - Risan			1	36
DV Kličevo - Brezna - Plužine - Mratinje			3	36
DV Kotor - Dobrota - Risan			2	32
DV Gradac - Šule - Crkvičko Polje - Mratinje			2	30
DV Žabljak - Šavnik - Mratinje			2	28
DV PG 1 - Tuzi - Ubli - Bioče			1	27
DV H.Novi 110 kV - Kumbor - Baošići - Bijela - Morinj - Risan			1	27
DV Ubli - Zagorič			1	15
DV Virpazar 110 kV - Buljarica - Podgor - Rijeka Crnojevića			2	8
DV Budva 110 kV - Miločer - Buljarica - Petrovac			1	6
DV PG 1 - Trebješica			1	3
DV Brezna - Šavnik - Boan - Žabljak - Njegovuđa			1	3
DV Đurmani - Čanj - Buljarica			1	1

Tabela 2.27. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad KB-a 35kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
KB Kumbor - Baošići	3	1049	9	459
KB Cetinje 110 kV - Novi Obod	5	981	4	1079
KB Bar 110 kV - Končar	3	936	1	98
KB Rudeš - Buče	6	761	8	203
KB Bar 110 kV - Topolica	2	622		
KB Buljarica - Petrovac	3	575		
KB Tivat 110 kV - Račica	5	333	1	36
KB Topolica - Luka Bar 2	1	329		
KB Tivat 110 kV - Tivat 1	6	288		
KB Topolica - Luka Bar 1	2	242		
KB Centar - Ljubović	2	215	3	182
KB Budva 110 kV - Lazi	1	142		
KB Gorica A - Centar	3	129	1	38
KB Nikšić - Bistrica	1	95		
KB Tivat 110 kV - Tivat 3	2	86		
KB PG 1 - Centar	1	81	3	83
KB Virpazar 110 kV - Bolje Sestre	1	9		
KB Trebjesa - Bistrica	2	2		
KB Tivat - Arsenal			1	1438
KB Berane 110 kV - Berane 2			6	923
KB Budva 110 kV - Bečići			2	577
KB Lazi - Bečići			1	417
KB PG 1 - Gorica A			1	225
KB Topolica - Luka Bar			2	149
KB Gorica B - Centar - Ljubović			1	22
KB Virpazar 110 kV - Reljići			2	4

Tabela 2.28. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 220/X kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TS 220/110/35 kV Podgorica 1	10	752	11	207
TS 220/110/35 kV Mojkovac			3	321

Tabela 2.29. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 110/X kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TS 110/35 kV Berane	14	2413	7	226
TS 110/35 kV Andrijevica	9	1308	5	619
TS 110/35 kV Vilusi	15	1242	33	2349
TS 110/10 kV Kličevo	29	963		
TS 110/35 kV Herceg Novi	3	938		
TS 110/35 kV Brezna	24	651		
TS 110/35 kV Cetinje	4	554	8	92
TS 110/35 kV Nikšić	16	375	12	584
TS 110/35 kV Virpazar	9	307	18	421
TS 110/35 kV Ribarevine	9	287	6	90
TS 110/35 kV Pljevlja	6	264	8	992
TS 110/35 kV Danilovgrad	3	215		
TS 110/35 kV Ulcinj	9	140	5	507
TS 110/35 kV Budva	5	104	3	104
TS 110/35 kV Tivat	4	72	6	85
TS 110/35 kV Bar			6	144
TS 110/35 kV Bar,Ulcinj,Virpazar			2	54

Tabela 2.30. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 35/10 kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TS 35/10 kV Velimir Jakić	6	7745		
TS 35/10 kV Ptič	36	6369	19	1754
TS 35/10 kV Gradac	44	5013	3	639
TS 35/10 kV Norin	2	3448		
TS 35/10 kV Šavnik	11	2587	2	130
TS 35/10 kV Bioče	53	2482	39	2738
TS 35/10 kV Mataruge	9	2038	5	523
TS 35/10 kV Boan	19	1470	2	323
TS 35/10 kV Barutana	15	1306	3	310
TS 35/10 kV Ubli	9	1225	1	105
TS 35/10 kV Buljarica	8	1174	4	266
TS 35/10 kV Šule	5	1155		
TS 35/10 kV Glava Zete	1	942		
TS 35/10 kV Tuzi	6	870	2	197
TS 35/10 kV Njegovuđa	10	624	2	215
TS 35/10 kV Ljubović	3	559	7	427
TS 35/10 kV Topla	6	519		
TS 35/10 kV Odžaci	11	492		
TS 35/10 kV Polica	7	491	1	70
TS 35/10 kV Igalo	4	405		
TS 35/10 kV Guke	2	387	1	4
TS 35/10 KV Novi Obod	2	382		
TS 35/10 kV Centar	1	365		
TS 35/10 kV Dobro Polje	1	326		
TS 35/10 kV Lovćen	1	322		
TS 35/10 kV Medanovići	5	299		
TS 35/10 kV Kličevo	12	276	2	92
TS 35/10 kV Kosanica	3	270	5	836
TS 35/10 kV Volođa	2	266	1	9
TS 35/10 kV Unač	2	254		
TS 35/10 kV Bijela	3	243	2	110
TS 35/10 kV Kumbor	3	230	1	67
TS 35/10 kV Breza	5	230		
TS 35/10 kV Mačak	2	218	1	20
TS 35/10 kV Čanj	1	212	1	92
TS 35/10 kV Mratinje	2	211	2	115

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TS 35/10 kV Celuloza	1	195	1	44
TS 35/10 kV Luka Bar	13	180		
TS 35/10 kV Sutomore	3	178	1	15
TS 35/10 kV Podgor	4	177	5	19
TS 35/10 kV Topolica	1	170		
TS 35/10 kV Veliki Pijesak	7	163		
TS 35/10 kV Berane 2	1	156	1	4
TS 35/10 kV Drijenak	5	153	6	297
TS 35/10 kV Manastir Morača	2	150		
TS 35/10 kV Podanje	2	146	1	14
TS 35/10 kV Ponari	1	129	3	15
TS 35/10 kV Čevo	2	129		
TS 35/10 kV Šćepanica	3	124		
TS 35/10 kV Velika Plaža 1	3	122	4	98
TS 35/10 kV Žabljak	3	106	4	27
TS 35/10 kV Baošići	2	103	1	180
TS 35/10 kV Čokrlije	2	92	3	70
TS 35/10 kV Vladimir	2	90	2	854
TS 35/10 kV Rijeka Crnojevića	1	70	3	166
TS 35/10 kV P.Dubovica	1	66		
TS 35/10 kV Crkvičko Polje	2	59	1	130
TS 35/10 kV Risan	4	59		
TS 35/10 kV Mojkovac	2	54		
TS 35/10 kV Humci	2	52	1	13
TS 35/10 kV Velika Plaža 2	1	51		
TS 35/10 kV Nedakusi	1	47	1	12
TS 35/10 kV Golubovci	3	29	12	168
TS 35/10 kV Grad	2	28	1	29
TS 35/10 kV Bistrica	1	26		
TS 35/10 kV Plav	1	24	2	306
TS 35/10 kV Tivat	1	22		
TS 35/10 kV Danilovgrad	2	20		
TS 35/10 kV Dobrota	2	20		
TS 35/10 kV Zeleni	1	18		
TS 35/10 kV Berane 1	2	16		
TS 35/10 kV Brezna	2	14	1	1
TS 35/10 kV Virpazar	2	13	3	103

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TS 35/10 kV Grbalj	1	5	2	7
TS 35/10 kV Utrg 1	1	5		
TS 35/10 kV Vilusi	1	4	3	142
TS 35/10 kV Reljići	2	4		
TS 35/10 kV Bolje Sestre	1	1		
TS 35/10 kV Gorica B			8	272
TS 35/10 kV Andrijevica			4	103
TS 35/10 kV Stari Bar			4	93
TS 35/10 kV Pržno			1	3
TS 35/10 kV Miločer			2	2

Tabela 2.31. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TS-e 35/0.4 kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TS 35/0.4 kV Bjelasica	3	10452		
TS 35/0.4 kV Sotonići	12	1611	2	290
TS 35/0.4 kV Ćeklići	2	160		
TS 35/0.4 kV Glava Zete	1	156		
TS 35/0.4 kV Bijele Poljane	2	90		
TS 35/0.4 kV Ljubotinj	2	87		
TS 35/0.4 kV Njeguši 2	1	25		
TS 35/0.4 kV Žanjev Do	1	17		
TS 35/0,4 kV Resna (VNO)	1	15		
TS 35/0.4 kV Trebješica			1	60
TS 35/0.4 kV Odžaci			1	49

Tabela 2.32. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad 10 kV izvoda u TS – ma 35/10kV

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
10 kV kabal u TS 35/10 kV Luka Bar	3	1967		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Gradac	4	346		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Kosanica	1	125		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Boan	2	91		
10 kV Izvod Jugopetrol u TS 35/10 kV Luka Bar	2	57		
10 kV izvod Staro Selo iz TS 35/10 kV Mačak	1	56		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Šule	4	53		
10 kV izvod Pavino Polje u TS 35/10 kV Čokrlije	1	42		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Berane 1	1	33		
10 kV mreža u TS 35/10 kV Dobrota	1	24		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Luka Bar	2	19		
10 kV izvod Tušimlje u TS 35/10 kV Boan	1	14		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Andrijevica	1	14		
10 kV izvod Trešnjevo u TS 110/35/10 kV Andrijevica	2	12		
10 kV izvod Virpazar u TS 35/10 kV Ostros	1	11		
10 kV izvod Bukovica u TS 35/10 kV Šule	2	7		
10 kV izvod u TS 110/35/10 kV Vilusi	1	5		
10 kV izvod Grad 3 u TS 35/10 kV Grad (Ulcinj)	2	3		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Sutomore	1	3		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Ostros	1	2		
10 kV izvod u TS 35/10 kV Ptič			3	435
10 kV izvod u TS 35/10 kV Stari Bar			3	88
10 kV izvod u TS 35/10 kV Velika Plaža 1			1	44
10 kV izvod u TS 35/10 kV Gorica B			1	35
10 kV izvod u TS 35/10 kV Golubovci			1	7
10 kV izvod u TS 35/10 kV Bioče			2	6
10 kV izvod u TS 35/10 kV Vilusi			1	5

Tabela 2.33. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad TR u TS-ma

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TR u TS 35/10 kV Mataruge	10	4580	1	78
TR 2 u TS 110/35 kV Cetinje	1	1826		
TR u 35/10 kV Bioče	12	512		
TR 2 u TS 110/35 kV Virpazar	2	435		
TR u TS 35/10 kV Ptič	2	399	5	876
TR u TS 35/10 kV Odžaci	7	294	1	42
TR u TS 35/10 kV Gradac	3	249	2	126
TR 1 u TS 110/35 kV Nikšić	4	218	1	27
TR u TS 35/10 kV Vladimir	1	201		
TR u TS 35/10 kV Igalo	1	200		
TR u TS 35/10 kV Boan	3	179		
TR u TS 35/10 kV Barutana	2	117		
TR 2 u TS 110/35 kV Pljevlja	4	101		
TR 3 u TS 110/35 kV Ribarevine	3	100	4	117
TR 1 u TS 110/35 kV Budva	1	94		
TR 1 i TR 2 u TS 35/10 kV Grad	1	72		
TR u TS 35/10 kV Guke	1	70		
TR u TS 35/10 kV Njegovuđa	1	55		
TR u 35/10 kV Ljubović	1	51		
TR 1 i TR 2 u TS 110/35 kV Herceg Novi	1	50		
TR 1 u TS 110/35 kV Kličevo	1	37		
TR 1 u TS 110/35 kV Ribarevine	2	25		
TR u TS 35/10 kV Čevo	1	15		
TR 1 u TS 35/10 kV Plav	1	13		
TR u TS 35/10 kV Novi Obod	1	12		
TR 1 i TR 2 u TS 35/10 kV Volođa	1	9		
TR 2 u TS 35/10 kV Virpazar	1	5		
TR 2 u TS 110/35 kV Herceg Novi	1	3		
TR 2 u TS 110/35 kV Berane	1	2		
TR 1 u TS 35/10 kV Vilusi	1	1		
TR 1 u TS 110/35 kV Virpazar	1	1		
TR 2 u TS 35/10 kV Vilusi	1	1		
TR u TS 35/10 kV Bioče			26	853
TR u TS 35/10 kV Vilusi			2	504
TR u TS 35/10 kV Čokrlije			1	290
TR u TS 35/10 kV Kosanica			3	248

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
TR u TS 110/35 kV Ribarevine			4	182
TR u TS 35/10 kV Ubli			2	145
TR u TS 110/35 kV Vilusi			3	110
TR u TS 35/10 kV Mačak			1	79
TR u TS 35/10 kV Crkvičko Polje			1	66
TR u TS 35/10 kV Grad			1	35
TR 2 u TS 35/10 kV Račica			1	33
TR u TS 110/35 kV Bar			1	31
TR u TS 110/35 kV Nikšić			3	30
TR u TS 35/10 kV Zeleni			1	24
TR u TS 35/10 kV Golubovci			2	24
TR u TS 110/35 kV Danilovgrad			1	20
TR u TS 35/10 kV Končar			1	17
TR u TS 35/10 kV Gorica B			1	15
TR u TS 35/10 kV Pržno			1	13
TR 1 u TS 35/10 kV Bijelo Polje			1	11
TR 1 u TS 110/35 kV Pljevlja			2	11
TR u TS 35/10 kV Račica			1	5

Tabela 2.34. Statistički podaci po uzroku prekida napajanja: Ispad mHE

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
mHE Babino Polje	3	4804		
mHE Jara	1	2930		
mHE Slap Zete	7	1140	1	136
mHE Glava Zete	3	607		
mHE Rijeka Mušovića	2	213		
mHE Vrelo	2	87		
mHE Rijeka Crnojevića	3	68		

Analizom prezentovanih rezultata se može zaključiti:

- Na sledećim objektima se pojavljuje više od 20 prekida tokom godine:

Tabela 2.35. Objekti koji su uzrok više od 20 prekida napajanja tokom godine

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Virpazar 110 kV - Buljarica - Podgor	99	9781	139	17541
DV Kotor - Lovćen	59	32163	78	38380
TS 35/10 kV Bioče	53	2482	39	2738
TS 35/10 kV Gradac	44	5013	3	639
DV Žabljak - Šavnik	43	6039	47	5489
DV Rijeka Mušovića - Bjelasica	42	14623	32	10139
DV Kolašin - Ptič	37	20172	31	9336
TS 35/10 kV Ptič	36	6369	19	1754
TS 110/10 kV Kličevo	29	963		
DV Ponari - Vranjina	28	5795	2	128
DV Cetinje 110 kV - Kotor	27	5736	46	5567
DV Trebjesa - Seoca	25	2548	4	242
DV Žabljak - Njegovuđa	25	5652	10	1140
DV Kličevo - Glava Zete	24	2383	23	1858
DV Trebjesa - Mačak	24	911	18	2175
TS 110/35 kV Brezna	24	651		
DV Plužine - Mratinje	21	5710	12	1174
DV Danilovgrad - Glava Zete	21	2962	8	649
DV Pljevlja 110 kV - Šumani	20	8202	9	1725

- U pogledu dužine trajanja prekida napajanja pogođenih TS-a zbog uzroka prekida situacija zavisi od godine koja se posmatra. Ako se izvrši gradacija po trajanju prekida napajanja za 2017 godinu situacija je sledeća (prikazani su samo uzroci sa vremenom trajanja većim od 3000min za 2017 godinu):

Tabela 2.36. Objekti koji su uzrok najdužih trajanja prekida napajanja TS-a (sortirano po 2017 godini)

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Kotor - Lovćen	59	32163	78	38380
DV Kolašin - Ptič	37	20172	31	9336
DV Rijeka Mušovića - Bjelasica	42	14623	32	10139
TS 35/0.4 kV Bjelasica	3	10452		
DV Virpazar 110 kV - Buljarica - Podgor	99	9781	139	17541
DV Pljevlja 110 kV - Šumani	20	8202	9	1725
TS 35/10 kV Velimir Jakić	6	7745		
DV P. Dubovica - PS Budva	7	6902	2	133
TS 35/10 kV Ptič	36	6369	19	1754
DV Žabljak - Šavnik	43	6039	47	5489
DV Medanovići - Čokrlije	12	6000	22	9023
DV Ponari - Vranjina	28	5795	2	128
DV Cetinje 110 kV - Kotor	27	5736	46	5567
DV Plužine - Mratinje	21	5710	12	1174
DV Žabljak - Njegovuđa	25	5652	10	1140
DV Vladimir - Ostros	16	5651	20	2151
DV Plav - mHE Jara	6	5211	7	4019
TS 35/10 kV Gradac	44	5013	3	639
mHE Babino Polje	3	4804		
TR u TS 35/10 kV Mataruge	10	4580	1	78
DV 400 kV Lastva - Čevo	8	4510		
DV Cetinje 110 kV - Čevo	17	4121	18	8051
DV Cetinje 110 kV - Čevo - Lastva Čevska	13	3457	16	1706
TS 35/10 kV Norin	2	3448		
DV Šumani - Kosanica	16	3434	23	4473
DV Guke - Mataruge	19	3136	25	5905
DV Čevo - Lastva Čevska	8	3129	10	4906
DV Odžaci - Kosanica	10	3019		

– Ako se izvrši gradacija po trajanju prekida napajanja za 2016 godinu situacija je sledeća (prikazani su samo uzroci sa vremenom trajanja većim od 3000min za 2016 godinu):

Tabela 2.37. Objekti koji su uzrok najdužih trajanja prekida napajanja TS-a (sortirano po 2016 godini)

Uzrok prekida napajanja	2017		2016	
	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)	Broj otkaza (otkaza/god)	∑ vremena trajanja beznaponskog stanja (min)
DV Kotor - Lovćen	59	32163	78	38380
DV Virpazar 110 kV - Buljarica - Podgor	99	9781	139	17541
DV Rijeka Mušovića - Bjelasica	42	14623	32	10139
DV Kolašin - Ptič	37	20172	31	9336
DV Medanovići - Čokrlije	12	6000	22	9023
DV Cetinje 110 kV - Čevo	17	4121	18	8051
DV Guke - Mataruge	19	3136	25	5905
DV Kolašin - Rijeka Mušovića	9	2276	11	5799
DV Cetinje 110 kV - Kotor	27	5736	46	5567
DV Žabljak - Šavnik	43	6039	47	5489
DV Čevo - Lastva Čevska	8	3129	10	4906
DV 110 kV Kličevo - Brezna	9	279	45	4792
DV Šumani - Odžaci			14	4580
DV Šumani - Kosanica	16	3434	23	4473
DV Pljevlja 110 kV - Gradac	16	1574	21	4457
DV Plav - mHE Jara	6	5211	7	4019
DV Pljevlja 110 kV - Kosanica			15	3295

Na kritičnim objektima prikazanim u prethodnim tabelama je potrebno preduzeti aktivnosti kako bi se smanjio broj prekida i trajanje ispada iz pogona.

2.3.3. Proračun pokazatelja pouzdanosti

U narednom tekstu dat je proračun pokazatelja pouzdanosti orijentisananih potrošaču (customer-oriented indices) po regionima i to:

- SAIFI – System Average Interruption Frequency Index (Indeks prosječne učestanosti prekida napajanja u sistemu)
- SAIDI - System Average Interruption Duration Index (Indeks prosječnog trajanja prekida napajanja).

Kriterijum za ocjenu vrijednosti pokazatelja pouzdanosti može se usvojiti na osnovu izvještaja CEER (Council of European Energy Regulators) za 2016 godinu koji obuhvata 27 članica EU. Vrijednosti pokazatelja pouzdanosti se kreću u sledećim opsezima:

SAIFI = 0,4 – 6 pr./potr.

SAIDI =20 – 1000 min./potr

Tabela 2.38. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 1.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Bistrica (NK I)	12307	0.0010	0.015	0.0014	0.041
Brezna	503	0.1491	3.791	0.0934	3.163
Crkvičko Polje	319	0.1160	16.376	0.1411	15.903
Jovan Do	1	31.0000	2108.000	39.0000	7008.000
Kličevo (NK II)	8465	0.0028	0.091	0.0063	0.388
Mačak	1426	0.0224	1.938	0.0421	2.785
Mratinje	27	1.7037	155.185	2.0000	94.963
Norin	37	0.8378	56.973	1.0811	175.216
Plužine	1256	0.0557	1.697	0.0414	1.365
Povija	126	0.2460	16.730	0.3095	55.619
Seoca	1	29.0000	2620.000	58.0000	3695.000
Trebjesa (NK III)	7256	0.0017	0.044	0.0017	0.052
Unač	398	0.1683	12.402	0.1734	19.035
Vilusi	2258	0.0195	1.523	0.0120	1.550

Tabela 2.39. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 2.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Barutana	1225	0.0180	1.150	0.0278	2.044
Bioče	704	0.1250	9.509	0.1335	8.358
Bolje Sestre	1	16.0000	1393.000	15.0000	437.000
Ćeklići	71	0.5211	106.789	0.5775	186.296
Centar	4714	0.0025	0.041	0.0019	0.070
Čevo	412	0.0874	18.966	0.1068	32.500
Danilovgrad	6845	0.0015	0.014	0.0018	0.028
Dobro Polje	50	0.3000	20.600	0.5200	101.280
Glava Zete	72	0.2500	14.931	0.3889	66.597
Golubovci	3176	0.0132	0.613	0.0069	0.326
Gorica A	10428	0.0008	0.010	0.0007	0.044
Gorica B	2303	0.0091	0.259	0.0048	0.396
Gornja Zeta	2679	0.0060	0.304	0.0056	0.330
HE Glava Zete	1	12.0000	736.000	12.0000	2178.000
HE Podgor	1	18.0000	1910.000	20.0000	644.000
HE R. Crnojevića	1	4.0000	1204.000	40.0000	2711.000

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
HE Slap Zete	1	15.0000	1042.000	25.0000	3708.000
Humci	2759	0.0029	0.192	0.0022	0.170
Lastva Čevska	29	1.4483	444.207	1.6207	557.241
Ljubotinj	116	0.9224	112.828	0.6552	52.328
Ljubović	596	0.0352	1.720	0.0252	2.030
Njeguši 1	185	0.2108	17.362	0.1405	26.373
Njeguši 2	184	0.2065	16.217	0.1359	28.429
Novi Obod	2914	0.0021	0.324	0.0034	0.536
Podanje	5155	0.0027	0.035	0.0027	0.060
Podgor	164	0.5122	44.226	0.3537	25.884
Ponari	1463	0.0157	0.462	0.0123	0.657
Ptič	1117	0.0528	6.905	0.0645	10.811
Resna	25	1.4800	303.200	1.6400	529.080
Rijeka Crnojevića	1846	0.0585	6.653	0.0222	1.912
Stari Obod	3079	0.0026	0.215	0.0029	0.518
Tuzi	5332	0.0056	0.896	0.0064	0.579
Ubli	1798	0.0128	2.012	0.0217	2.482
Utrg 1	74	1.3378	136.865	1.0405	98.257
Utrg 2	1	99.0000	10128.000	77.0000	7271.000
Utrg 3	1	99.0000	10128.000	77.0000	7271.000
Vranjina 1	131	0.1527	9.664	0.3893	7.420
Vranjina 2	2	9.5000	689.500	18.5000	3357.000
Žanjev Do	19	2.1053	232.526	1.4211	309.158

Tabela 2.40. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 3.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Andrijevica	2986	0.0033	0.266	0.0044	0.446
Berane Centar	5744	0.0023	0.176	0.0012	0.136
Celuloza	1	11.0000	244.000	16.0000	3676.000
Gusinje	1851	0.0092	1.375	0.0103	1.733
mHE Babino Polje	1			17.0000	25250.000
mHE Bistrica	1	14.0000	536.000	12.0000	932.000
mHE Jara	1	13.0000	5187.000	25.0000	21798.000
mHE Orah	1	14.0000	536.000	12.0000	932.000

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
mHE Rmuš/Spalevići	1	14.0000	536.000	12.0000	932.000
mHE Šekular	1	13.0000	500.000	9.0000	877.000
Plav	4544	0.0031	0.383	0.0040	0.669
Polica	3058	0.0043	0.163	0.0069	0.468
Rožaje	5323	0.0023	0.124	0.0032	0.218
Rudeš	7564	0.0013	0.042	0.0009	0.087
Zeleni	2200	0.0077	0.954	0.0109	0.779

Tabela 2.41. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 4.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Bečići	4056	0.0015	0.274	0.0010	0.023
Bijele Poljane	65	1.3692	138.200	1.1846	130.985
Brčeli 1	111	0.8198	76.748	0.6667	42.369
Brčeli 2	61	1.4918	139.656	1.2131	77.098
Bukovik	95	0.9684	89.726	0.7789	49.505
Buljarica	2252	0.0093	0.288	0.0147	0.927
Čanj	1293	0.0217	0.663	0.0224	0.882
Dubovica	8219	0.0005	0.012	0.0009	0.024
Đurmani	55	0.4727	35.145	0.3091	86.564
Grad	8504	0.0013	0.116	0.0018	0.063
Lazi	8068	0.0004	0.013	0.0006	0.029
Luka Bar	1	9.0000	277.000	27.0000	2927.000
Miločer	2485	0.0044	0.098	0.0028	0.097
Ostros	1115	0.0323	5.172	0.0287	5.679
Petrovac	1583	0.0088	0.250	0.0183	1.279
Popovići					
PS Budva	1	13.0000	1103.000	13.0000	7059.000
PS Reljići	1	10.0000	136.000	10.0000	499.000
Rade Končar	8821	0.0014	0.038	0.0007	0.113
Rozino	6118	0.0005	0.005	0.0008	0.020
Sotonići	80	1.1500	106.413	0.8875	71.112
Stari Bar	3137	0.0064	0.162	0.0051	0.118
Sutomore	6825	0.0028	0.219	0.0032	0.424
Topolica	8096	0.0011	0.026	0.0007	0.106

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Velika Plaža 1	985	0.0203	1.444	0.0213	0.806
Velika Plaža 2	2248	0.0093	0.976	0.0107	0.847
Veliki Pijesak	5251	0.0040	0.110	0.0057	0.133
Virpazar	1263	0.0150	0.424	0.0087	0.215
Vladimir	1940	0.0103	1.648	0.0108	0.816

Tabela 2.42. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 5.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Arsenal	1	7.0000	1523.000	9.0000	355.000
Baošići	3124	0.0074	0.336	0.0064	0.407
Bijela	3464	0.0072	0.337	0.0064	0.589
Dobrota	3571	0.0059	0.118	0.0090	0.250
Grbalj	3730	0.0024	0.013	0.0024	0.082
Herceg Novi	10621	0.0003	0.005	0.0006	0.010
Igalo	6632	0.0023	0.113	0.0044	0.289
Kumbor	1972	0.0056	0.212	0.0081	0.617
Lovćen	2	41.5000	19675.500	31.0000	16250.000
Morinj	487	0.0698	3.665	0.0657	3.064
Pržno	3176	0.0044	0.206	0.0047	0.276
Račica	518	0.0154	0.153	0.0193	0.780
Risan	2210	0.0140	0.499	0.0167	0.394
Škaljari	8306	0.0006	0.003	0.0005	0.007
Tivat	9483	0.0006	0.009	0.0012	0.038
Topla	2859	0.0052	0.241	0.0084	0.348

Tabela 2.43. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 6.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Bjelasica	1	43.0000	17222.000	61.0000	28725.000
Breza	3427	0.0023	0.047	0.0041	0.622

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Čokrlije	1545	0.0239	4.004	0.0239	2.589
Drijenak	803	0.0100	0.435	0.0112	1.212
HE R. Mušovića	1	20.0000	4922.000	24.0000	5509.000
Kos 1	6	6.5000	1568.833	7.5000	2960.333
Kos 2	5	7.4000	1857.000	9.0000	3552.400
Manastir Morača	1173	0.0119	1.934	0.0188	4.393
Medanovići	6443	0.0020	0.057	0.0011	0.036
mHE Vrelo	1	31.0000	9569.000	32.0000	6486.000
Mojkovac	4182	0.0007	0.077	0.0005	0.013
Nedakusi	6889	0.0015	0.047	0.0006	0.014
Ribar.-Trafo 3	1199	0.0092	0.471	0.0125	0.595
Šćepanica	2164	0.0055	0.222	0.0074	0.506
Trebješica	1	38.0000	9379.000	43.0000	18621.000

Tabela 2.44. Proračun pokazatelja pouzdanosti za region 7.

TS	Broj potrošača	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Boan	516	0.1202	9.238	0.1880	18.864
Gornja Bukovica	1	58.0000	5428.000	70.0000	7398.000
Gradac	1277	0.0258	3.705	0.0486	5.179
Guke	6158	0.0039	0.324	0.0039	0.303
Kosanica	1066	0.0666	14.315	0.0572	16.926
Mataruge	707	0.0707	13.796	0.0806	13.897
Mijakovići	41	1.5610	343.756	1.3902	432.268
Njegovuđa	730	0.0466	4.982	0.0699	9.055
Odžaci	770	0.0896	16.053	0.0883	20.883
Otilovići	1	40.0000	8201.000	44.0000	6168.000
Potrlica	1	11.0000	1412.000	6.0000	347.000
Šavnik	1360	0.0426	1.951	0.0529	1.599
Šule	612	0.0392	5.422	0.0507	4.866
Šumani	1	33.0000	3000.000	35.0000	11655.000
Tvrdaš	1	12.0000	1421.000	6.0000	347.000
Velimir Jakić	1	4.0000	635.000	11.0000	8416.000
Volođa	6001	0.0013	0.102	0.0012	0.044
Žabljak	3608	0.0069	0.356	0.0047	0.084

Analizom prikazanih rezultata proračuna može se zaključiti:

1) Najveće vrijednosti SAIFI i SAIDI pokazatelja pouzdanosti se dobijaju u slučaju TS-a sa brojem potrošača jednakim 1. Podaci o ovim TS su dati u sledećoj tabeli (Tabela 2.45). Iz pomenutog razloga ove vrijednosti značajno prevazilaze opsege vrijednosti date prema CEER izvještaju za 2016 godinu.

Tabela 2.45. Pregled TS sa najvećim vrijednostima SAIFI i SAIDI

TS	Region	2016 godina		2017 godina	
		SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)	SAIFI (pr./potr.)	SAIDI (min/potr.)
Seoca	1	29	2620	58	3695
Jovan Do	1	31	2108	39	7008
Utrg 2	2	99	10128	77	7271
Utrg 3	2	99	10128	77	7271
HE R. Crnojević	2	4	1204	40	2711
HE Podgor	2	18	1910	20	644
Bolje Sestre	2	16	1393	15	437
HE Glava Zete	2	12	736	12	2178
HE Slap Zete	2	15	1042	25	3708
mHE Šekular	3	13	500	9	877
Celuloza	3	11	244	16	3676
mHE Bistrica	3	14	536	12	932
mHE Jara	3	13	5187	25	21798
mHE Babino Polje	3			17	25250
mHE Rmuš/Spalevići	3	14	536	12	932
mHE Orah	3	14	536	12	932
Luka Bar	4	9	277	27	2927
PS Reljići	4	10	136	10	499
PS Budva	4	13	1103	13	7059
Arsenal	5	7	1523	9	355
mHE Vrelo	6	31	9569	32	6486
Bjelasica	6	43	17222	61	28725
HE Rijeka Mušovića	6	20	4922	24	5509
Trebješica	6	38	9379	43	18621
Gornja Bukovica	7	58	5428	70	7398
Otilovići	7	40	8201	44	6168
Potrlica	7	11	1412	6	347
Šumani	7	33	3000	35	11655
Tvrdaš	7	12	1421	6	347
Velimir Jakić	7	4	635	11	8416

1) U slučaju TS-a sa brojem potrošača većim od 1, pokazuje se da se u slučaju TS-a sa manjim brojem potrošača dobijaju veće vrijednosti SAIFI i SAIDI pokazatelja pouzdanosti u odnosu na TS-e koje napajaju veći broj potrošača. Uzimanjem u obzir samo ove TS-e dobija se:
2) Broj TS-a sa vrijednošću SAIFI pokazatelja manjom od 0.4 pr./potr. (donja vrijednost opsega prema CEER izvještaju) za 2016 i 2017 godinu je 94 TS-e, što predstavlja 64.38% ukupnog broja TS-a.
3) Broj TS-a sa vrijednošću SAIFI pokazatelja većom od 6 pr./potr. (gornja vrijednost opsega prema CEER izvještaju) za 2016 i 2017 godinu je 2 TS-e, što predstavlja 1.37% ukupnog broja TS-a.
4) Broj TS-a sa vrijednošću SAIDI koeficijenta manjom od 20 min/potr. (donja vrijednost opsega prema CEER izvještaju) za 2016 i 2017 godinu je 88 TS-a, što predstavlja 60.27% od ukupnog broja TS-a.
5) Broj TS-a sa vrijednošću SAIDI koeficijenta većom od 20 min/potr. (donja vrijednost opsega prema CEER izvještaju) za 2016 i 2017 godinu je 2 TS-e, što predstavlja 1.37% ukupnog broja TS-a.

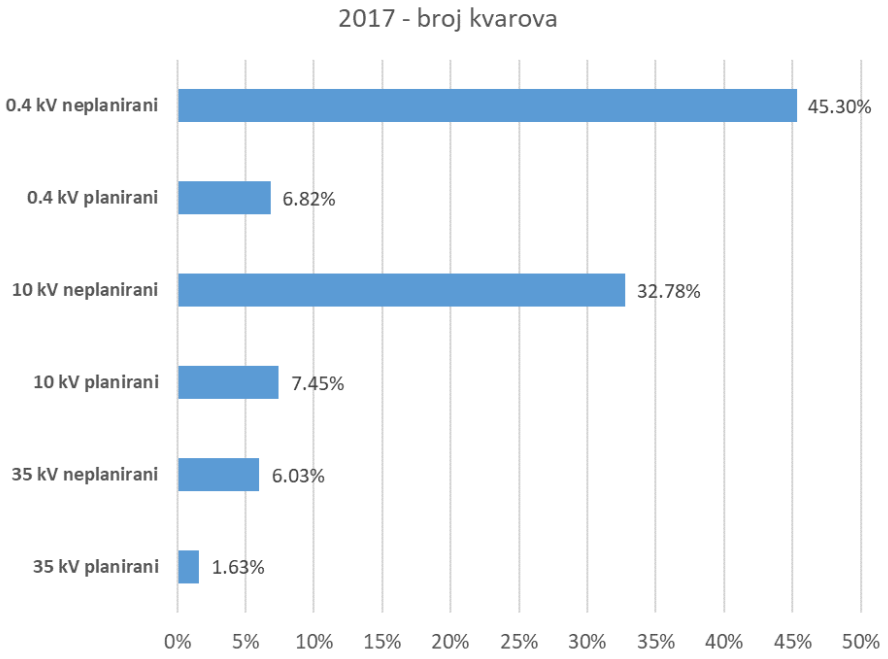
Na osnovu prikazane analize može se zaključiti da su pokazatelji pouzdanosti TS-a 35/x kV na zadovoljavajućem nivou, što ne isključuje potrebu da se dodatnim aktivnostima postignu bolje vrijednosti.

2.3.4. Broj i vrijeme trajanja prekida u napajanju, i neisporučena energija

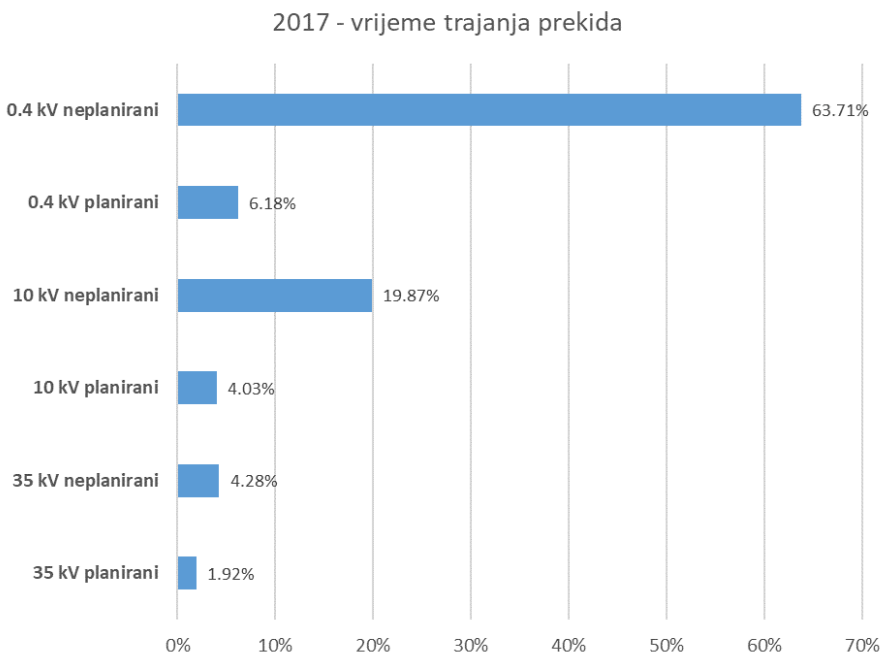
Na osnovu statističke analize dostavljenih podataka o prekidima napajanja za 2017 godinu (sa uzrokom kvara na 35kV, 10kV i 0.4kV naponskom nivou) i 2016 godinu (sa uzrokom kvara na 35kV naponskom nivou) pokazuje se sljedeće:

- Broj i vrijeme trajanja prekida u napajanju (Slika 2.21 i Slika 2.22)
  U 2016 godini, na 35 kV naponskom nivou je bilo 418 planiranih prekida sa ukupnim trajanjem od 1029 sati, dok su se neplanirani prekidi desili 1236 puta sa ukupnim trajanjem od 3022 sati.
  U 2017 godini, na 35 kV naponskom nivou je bilo 505 planiranih prekida sa ukupnim trajanjem od 2166 sati, dok su se neplanirani prekidi desili 1872 puta sa ukupnim trajanjem od 4819 sati. Na 10 kV naponskom nivou je bilo 2313 planiranih prekida sa ukupnim trajanjem od 4535 sati, dok su se neplanirani prekidi desili 10179 puta sa ukupnim trajanjem od 22364 sata. Na 0.4 kV naponskom nivou je bilo 2118 planiranih prekida sa ukupnim trajanjem od 6952 sata, dok su se neplanirani prekidi desili 14070 puta sa ukupnim trajanjem od 71704 sata.

- Neisporučena energija
  Raspoloživi podaci o prekidima napajanja ne sadrže podatke o snagama opterećenja TS – a (pogođenih prekidom napajanja usljed određenog uzroka) neposredno prije prekida napajanja, tako da se vrijednost neisporučene energije ne može izračunati niti procijeniti.
  Stoga se predlaže ODS-u da se za potrebe kvalitetnijeg i konsistentnijeg praćenja, prikupljanja i analize podataka o kvalitetu i pouzdanosti napajanja obezbijedi odgovarajući softverski sistem. Sistem treba da, pored ostalog, ima mogućnost monitoringa podataka o trenutnim snagama opterećenja pojedinačnih TS-a, kako bi se kasnijim analizama mogli odrediti pokazatelji pouzdanosti orjentisani prema energiji potrošača.
  Osim navedenog, sistem treba da obuhvati mogućnost proračuna parametara pouzdanosti pojedinih elemenata sistema na osnovu statističke obrade podataka o pouzdanosti elemenata iste ili slične vrste u određenom periodu, kako bi se mogli sprovesti odgovarajući proračuni primjenom odgovarajućih metoda i izvršili proračuni vjerovatnoće ispada konzumnih područja, kao i procijenili efekti primjene odgovarajućih mjera.



Slika 2.21 Broj prekida u 2017 godini po naponskim nivoima



Slika 2.22 Vrijeme trajanja prekida u 2017 godini po naponskim nivoima

3. PREGLED STANJA 10 KV MREŽE

3.1. Opšte karakteristike i starosna struktura elemenata mreže

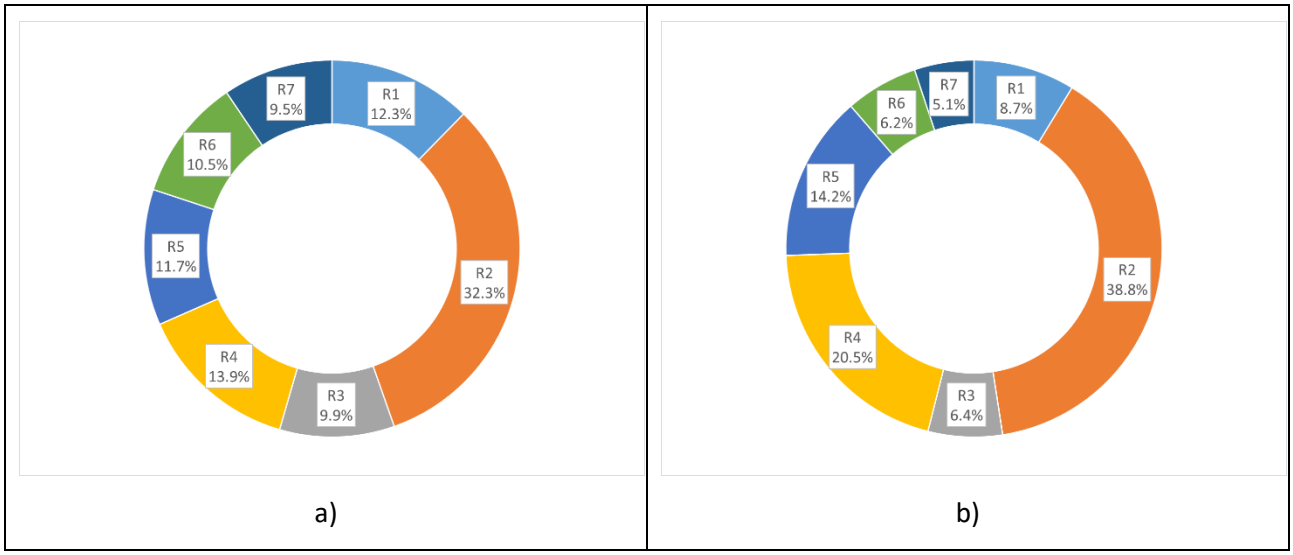
3.1.1. Trafostanice

S aspekta 10 kV mreže, osnovni potrošači su posredstvom nje napojene TS 10/0,4 kV čija je raspodjela po regionima data u tabeli koja slijedi (Tabela 3.1). Posmatrajući broj TS 10/0,4 kV po regionima može se uočiti približno ravnomjerna raspodjela TS kod svih regiona osim Regiona 2 koji se ističe sa približno 3 puta većim brojem TS. Međutim, ako se posmatra pripadajuća instalisana snaga (Slika 3.1), uočava se da se značajno povećava učešće regiona 4 i 5, što ukazuje na činjenicu da pomenuti regioni, uz Region 2 imaju značajno veću prosječnu instalisanu snagu po TS 10/0,4 kV što je posljedica sličnosti pomenutih regiona u pogledu karakteristika konzuma (skoncentrisanost potrošnje u gradskim jezgrima). Slična struktura se može dobiti i u pogledu broja potrošača, odnosno energije koji odgovaraju pripadajućim TS 10/0,4 kV po regionima.

Tabela 3.1 Pregled broja TS 10/0,4 kV po regionu sa instalisanom snagom i brojem potrošača

	Broj izvoda u pogonu	Broj TS 10/0,4 kV	Instal. snaga TS 10/0,4 kV	Broj potrošača
R1	71	593	166860	35576
R2	191	1552	742150	135417
R3	63	474	121920	33052
R4	134	669	391320	85587
R5	106	560	271920	63295
R6	58	503	119390	28742
R7	60	455	97740	22937

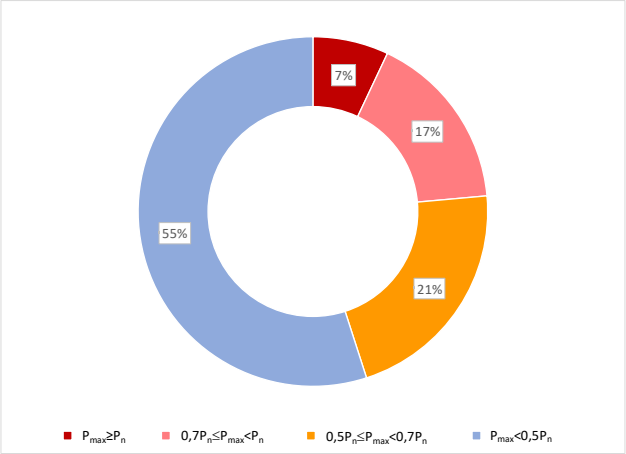
Kroz postupak razvoja AMM sistema, ali i redovnog unaprjeđenja pogonske spremnosti mreže, značajan broj TS 10/0,4 kV je opremljen savremenim mjernim uređajima koji prate potrošnju električne energije i angažovanu snagu. Upravo pomenuti mjerni podaci mogu se iskoristiti za evaluaciju stepena opterećenosti TS 10/0,4 kV, odnosno za prognozu preopterećenja njihovog preopterećenja.



Slika 3.1 Struktura regiona prema broju (a) i instalisanoj snazi (b) TS 10/0,4 kV

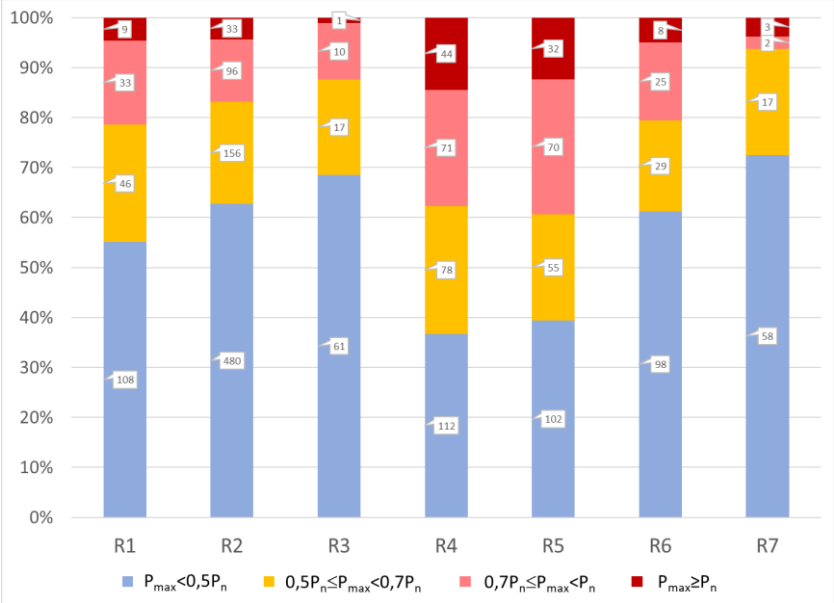
Stepen opterećenosti TS 10/0,4 kV predstavlja polaznu osnovu kada je planiranje zamjene transformatorskih jedinica u pitanju, ali i proširenja, odnosno izgradnje novih TS 10/0,4 kV. S tim u vezi, na osnovu raspoloživih

mjernih podataka formirana je struktura transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenosti na nivou ED Crne Gore (Slika 3.2), ali i po regionima (Slika 3.3). Može se uočiti da je od postojećeg broja transformatora[18] 10/0,4 kV u ED Crne Gore, u 2017. godini približno 7 % bilo preopterećeno, a 17 % značajno opterećeno (iznad 70 %). Kada su u pitanju raspoloživi mjerni podaci, ukupan broj preopterećenih transformatora na nivou ED Crne Gore je 130, a značajno opterećenih 307. Njihova raspodjela po regionima ukazuje da najveći broj preopterećenih transformatora postoji u Regionu 4, a onda i regionima 2 i 5 koji zajedno čine približno 84 % od ukupnog broja preopterećenih transformatora 10/0,4 kV na nivou ED Crne Gore (Slika 3.3).



Slika 3.2 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja na nivou ED Crne Gore

Posmatranjem strukture značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV po regionima (Slika 3.3), može se uočiti da je njihov udio u ukupnom broju transformatora 10/0,4 kV najveći kod regiona 4 i 5, a po broju, uz Region 2, značajno veći u odnosu na sve preostale regione. Značajno opterećeni transformatori su od interesa zbog njihovog potencijala da postanu preopterećeni jer upravo regione 4, 5 i 2 karakteriše najveća stopa rasta zahtjeva za kapacitetima (poglavlje 5).

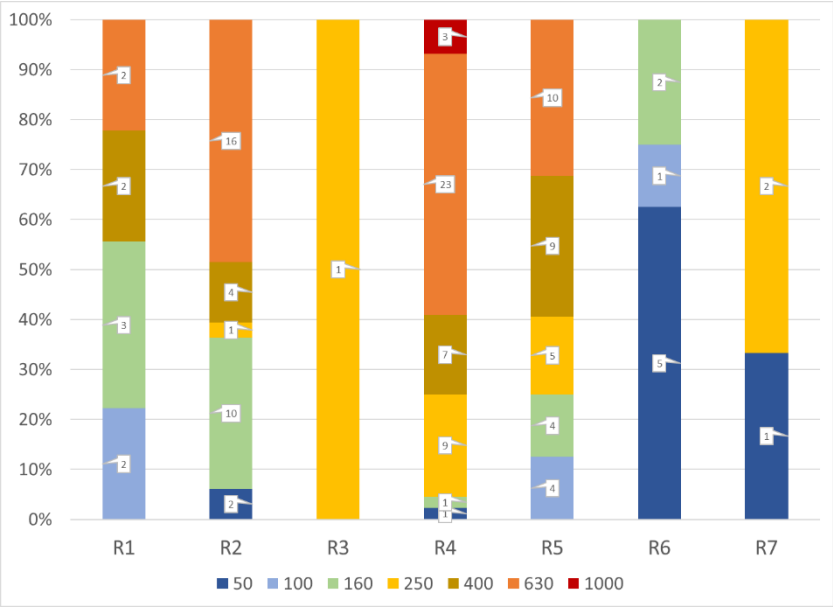


Slika 3.3 Raspodjela transformatora 10/0,4 kV po stepenu opterećenja po regionima

[18] Za analize sprovedene u okviru ovog dokumenta, dostupna su bila mjerenja za 1854 trafo reona. Ukupan broj trafo reona na nivou Crne Gore je 4806. U okviru razvoja AMM sistema broj trafo reona opremljen savremenim mjernim uređajima se konstantno povećava.

Vrlo mali broj transformatora 10/0,4 kV je preopterećen u regionima 3 i 7, a neznatno veći je kod regiona 6 i 1. Slično važi i za značajno opterećene transformatore 10/0,4 kV, što uz nešto umjerenije zahtjeve za kapacitetima u odnosu na regione 4, 5 i 2, za posljedicu ima niži obim aktivnosti u polgedu investicija u proširivanje kapaciteta u transformaciji 10/0,4 kV.

S aspekta investicija, indikativan podatak je i struktura preopterećenih i značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV po instalisanoj snazi (Slika 3.4 i Slika 3.5). Tako je kod ranije navedenih regiona 4, 5 i 2 koji se ističu po broju preopterećenih transformatora 10/0,4 kV na nivou ED Crne Gore, najveći broj preopterećenih transformatora ima instalisanu snagu 630 kVA. Kod Regiona 4 ističu se i 3 transformatora snage 1000 kVA kao preopterećeni. Udio transformatora instalisane snage veće od 630 kVA u ukupnom broju preopterećenih transformatora u 2017. godini je približno 40 %. S obzirom na instalisanu snagu, u pitanju su transformatori u gradskim i prigradskim naseljima sa većim brojem potrošača i izraženijim trendom rasta potrošnje. Kod ostalih regiona u okviru preopterećenih transformatora značajnije su zastupljeni transformatori snaga ispod 630 kVA, a oni odgovaraju prigradskim i ruralnim predjelima.

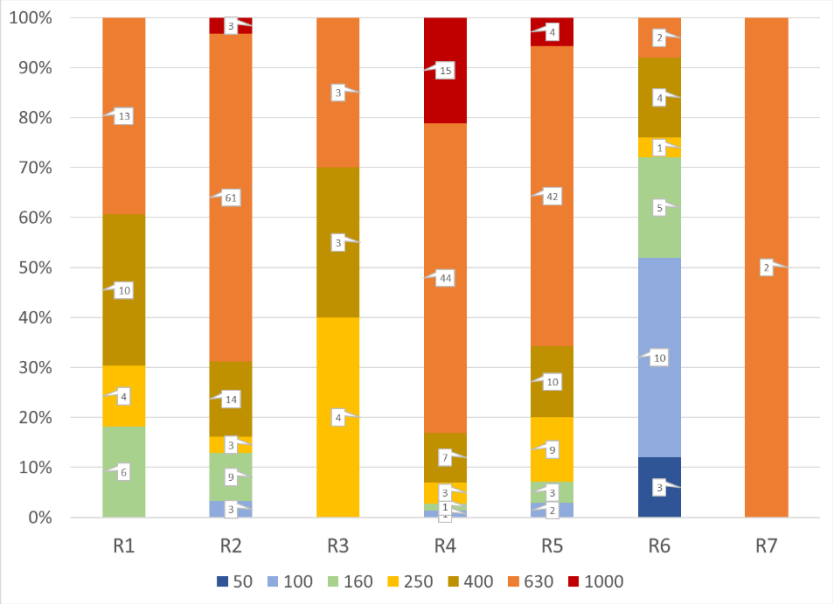


Slika 3.4 Broj preopterećenih transformatora 10/0,4 određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju

Kada su značajno opterećeni transformatori 10/0,4 kV u pitanju, još veće učešće kod regiona 4, 5 i 2 pripada transformatorima sa instalisanom snagom 630 kVA, a i povećava se udio transformatora snage 1000 kVA. Njihov kombinovani udio u ukupnom broju značajno opterećenih transformatora za pomenute regione je iznad 70 % (za Region 4 i iznad 80 %). Udio transformatora instalisane snage veće od 630 kVA u ukupnom broju značajno opterećenih transformatora u 2017. godini je približno 62 %. Kod ostalih regiona, jedino se kod Regiona 1 ističe nešto veći broj značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV veće snage, ali i to je nizak broj u odnosu na pomenute regione. Uzimajući u obzir očekivani blaži rast zahtjeva za kapacitetima kod regiona 1, 3, 6 i 7, očigledno je da inače nizak broj značajno opterećenih transformatora 10/0,4 kV neće značajnije uticati na dinamiku investicija u proširenje kapaciteta transformacije 10/0,4 kV.

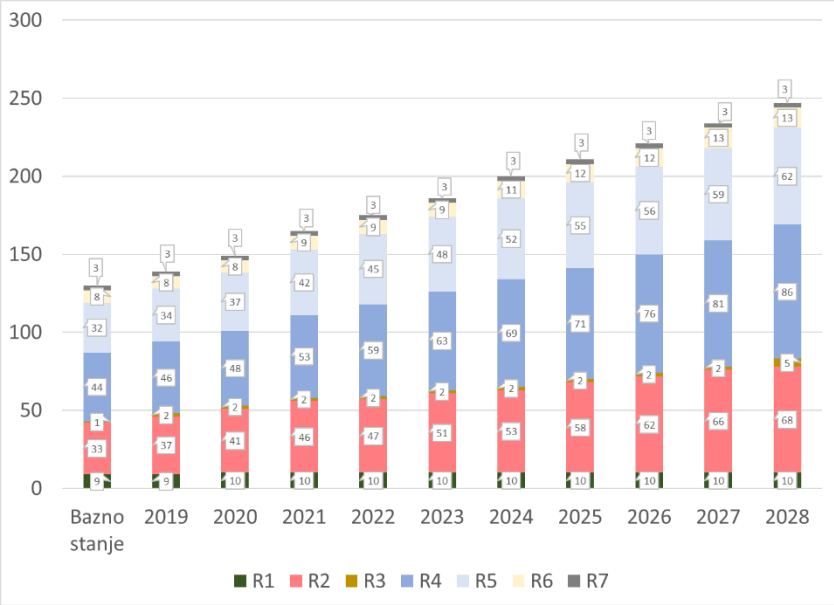
U cilju sticanja jasnije slike kako prognozirana dinamika zahtjeva za kapacitetima može uticati na preopterećivanje postojećih kapaciteta transformatora 10/0,4 kV, izvršena je estimacija na bazi rezultata globalne prognoze porasta opterećenja u planskom periodu po regionima (na bazi rezultata iz poglavlja 5). S tim u vezi, dat je pregled strukture i broja preopterećenih transformatora 10/0,4 kV po regionima za planski period počev od baznog stanja (Slika 3.6). Počev od ukupnog broja od 130 preopterećenih transformatora karakterističnih za postojeće stanje, dolazi se do ukupno 247 preopterećenih transformatora na kraju

planskog perioda. Broj preopterećenih transformatora prosječno se povećava za 12 po godini. Najveći doprinos porastu broja preopterećenih transformatora daju regioni 4, 5 i 2.



Slika 3.5 Broj značajno opterećenih transformatora 10/0,4 (iznad 70 % P_n) određene snage po regionu sa učešćem u ukupnom broju

Potrebno je naglasiti da je navedena projekcija porasta broja preopterećenih transformatora urađena samo radi indikativnog prikaza koji regioni potencijalno mogu biti najpogođeniji nedostatkom kapaciteta u transformaciji 10/0,4 kV usljed porasta zahtjeva za kapacitetima, odnosno kod kojih regiona treba planirati jači investicioni ciklus u cilju obezbjeđivanja dovoljnih kapaciteta za normalno snabdijevanje potrošača električnom energijom. Takođe, važno je napomenuti da je projekcija izvedena za uzorak od 1854 trafo reona od ukupno 4806, a za koja su bila raspoloživa mjerenja. Međutim, pomenutim trafo reonima pripada približno 73% potrošača, pa predstavljaju pouzdan uzorak za izvođenje zaključaka o opštim trendovima i karakteristikama konzuma i mreže po regionima.



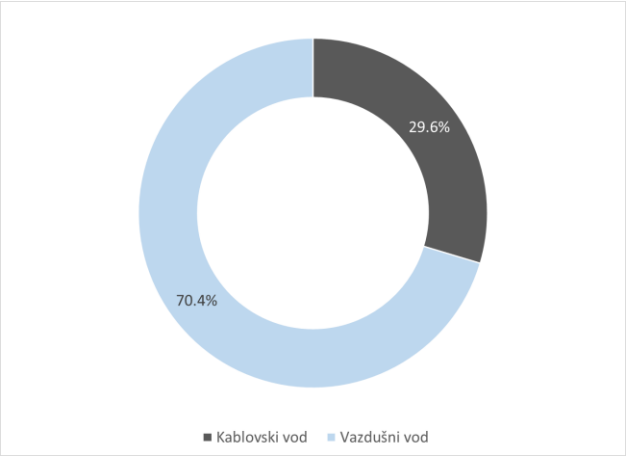
Slika 3.6 Porast broja preopterećenih transformatora 10/0,4 kV

3.1.2. Vodovi

Opšta karakteristika 10 kV mreže na nivou ED sistema Crne Gore je izražena dominacija vazdušnih vodova, čiji je udio u ukupnoj dužini približno 70 % (Tabela 3.2, Slika 5.2). Mreža 10 kV kod svih regiona pojedinačno je dominantno vazdušna osim kod Regiona 5 (Slika 3.8). Dominacija vazdušne mreže 10 kV je posebno izražena kod regiona 1, 3, 6 i 7 (udio iznad 84 %). Značajniji udio kablovske mreže može se uočiti kod regiona 2, 4 i 5 (iznad 40 %). Pomenute karakteristike imaju potencijalno za posljedicu (u zavisnosti od nivoa opterećenja) povoljnije naponske prilike i pouzdanije napajanje u regionima 2, 4 i 5 u odnosu na preostale regione.

Tabela 3.2 Dužine vodova po regionu i tipu

	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
R1	131.147	691.96407	823.1111
R2	556.068	808.976	1365.044
R3	72.18	414.718	486.898
R4	321.123	343.274	664.397
R5	293.0807	212.688	505.7687
R6	95.696	541.932	637.628
R7	62.014	622.24	684.254
Ukupno	1531.3087	3635.79207	5167.101

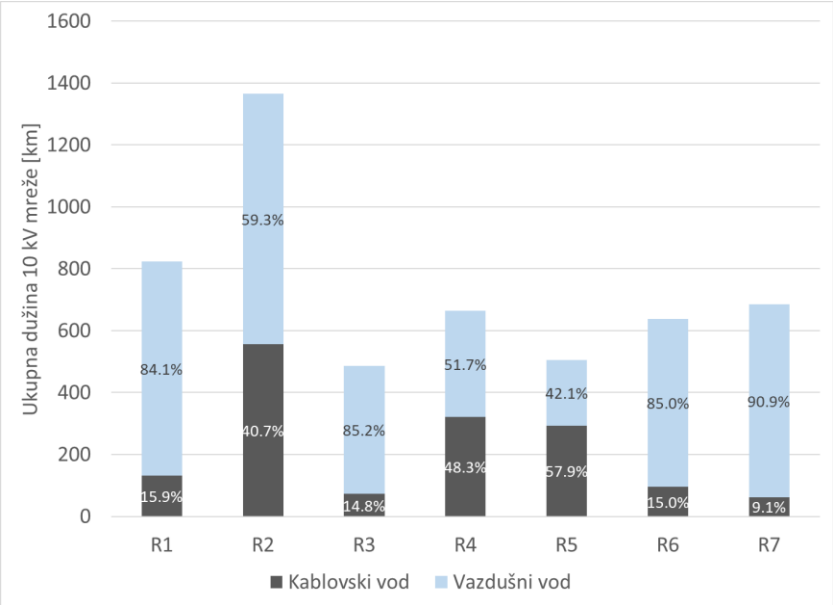


Slika 3.7 Struktura 10 kV vodova prema tipu

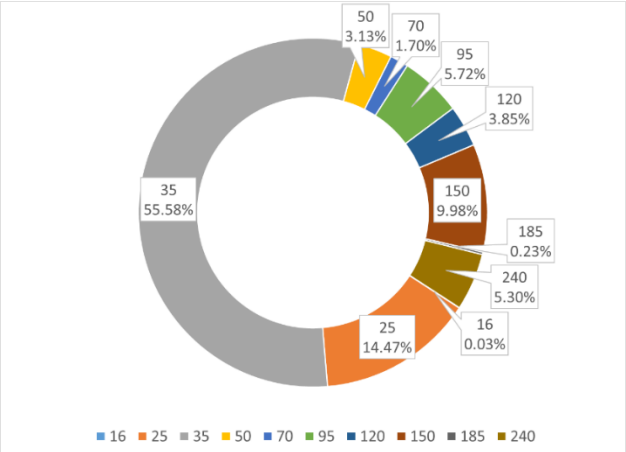
Što se tiče dužine mreže, očekivano, dominiraju Region 2 i 1 zbog najvećeg geografskog prostora koji obuhvataju. Preostali regioni imaju približno jednake dužine mreža uz nešto manje dužine koje karakterišu regione 3 i 5. Usljed izraženih dužina i geografske distribuiranosti, trase 10 kV vazdušne mreže su veoma zahtjevne za održavanje (značajno vrijeme potrebno za alociranje kvara i njegovo otklanjanje). Potrebno je naglasiti da je značajan dio pomenute mreže amortizovan[19].

Pored dužine mreže, važna karakteristika mreže je njena propusna moć, a ona umnogome zavisi od presjeka i materijala provodnika. Kako u mreži dominiraju aluminijumski provodnici (90 % ukupne dužine mreže), a u cilju indikativnijeg prikaza (Slika 3.9), dužina bakarnih provodnika je svedena na aluminijumske.

[19] Uobičajena praksa CEDIS je amortizacioni period od 50 godina za 10 kV mrežu.



Slika 3.8 Struktura 10 kV vodova prema tipu po regionima



Slika 3.9 Struktura 10 kV vodova prema presjecima [mm^2]

Iz strukture učešća presjeka provodnika u ukupnoj dužini mreže uočava se jasna dominacija vrlo niskog presjeka od 35 mm^2 (iznad 55 %). Ovakva situacija je direktna posljedica prisustva značajne dužine vazdušne mreže. Uzimajući u obzir da je propusna moć mreže ovog presjeka približno 3 MW, potrebno je istaći da već poslije 1,8 km dužine, pad napona je iznad 5 % pri nazivnom opterećenju. Dakle, značajno prisustvo provodnika ovog presjeka pri opterećenjima bliskim nazivnom može uzrokovati vrlo nepovoljne naponske prilike. Dodatno, provodnike niskog presjeka karakteriše i niska dozvoljena struja kratkog spoja, pa njihovo prisustvo u mreži dobro napojenih TS 35/10 kV (značajna snaga kratkog spoja) može uzrokovati povećanje broja ispada, tj. umanjiti pouzdanost napajanja pripadajućih potrošača. Međutim, potrebno je naglasiti da ovaj presjek dominira u ruralnim predjelima gdje je opterećenje obuično nisko, ali mogu se uočiti i kod nekih prigradskih konzuma. Drugi presjek po veličini udjela u ukupnoj dužini mreže je presjek 25 mm^2 koji sa presjekom 35 mm^2 čini 70 % ukupne dužine 10 kV mreže, a koji takođe odgovara vazdušnoj mreži. Presjek koji slijedi prethodna dva po udjelu, a odgovara kablovskoj mreži je 150 mm^2 sa udjelom od približno 10 %. On je karakterističan za gradska jezgra i praktično je uobičajena opcija kada se radi o izgradnji novih kablovskih veza u 10 kV mreži. Izdvajaju se još i presjeci 95 i 240 mm^2 sa udjelima od približno 6 i 5% respektivno koji odgovaraju kablovima, dok preostali presjeci zajedno čine ispod 8 % dužine mreže.

Što se tiče uobičajene konfiguracije 10 kV mreže, za vazdušnu mrežu karakterističan je radijalni pogon bez mogućnosti dvostranog napajanja, dok je kod kablovske konfiguracija u normalnom pogonu radijalna, ali često radi u konfiguraciji otvoreni prsten i postoji mogućnost dvostranog napajanja posebno u užim gradskim jezgrima.

Kablovske mreže 10 kV po pravilu rade u režimu izolovane neutralne tačke, osim u Tivtu i djelimično u Podgorici (TS 110/10 kV Podgorica 3 i Podgorica 4). Međutim, kod više TS 35/10 kV regiona 4 i 5 (karakteristični po značajnijem udjelu 10 kV kablovske mreže) postoji potreba da se za izolovane pređe na rad u režimu neutralne tačke uzemljene posredstvom niskoomskog otpornika.

3.2. Karakteristike ostvarenog pogona 10 kV mreže

3.2.1. Region 1

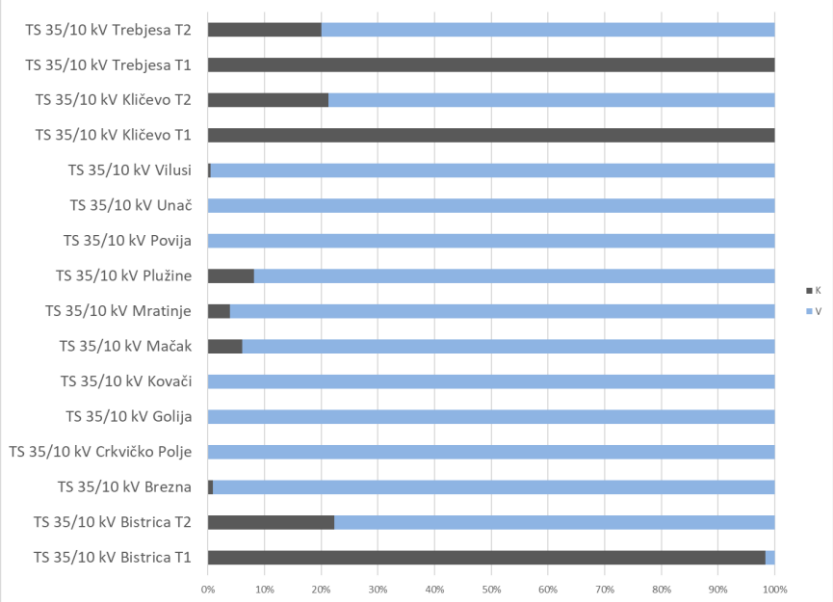
Mrežu 10 kV Regiona 1 karakteriše izražena dužina i prisustvo vazdušnih vodova (Tabela 3.3, Slika 3.10). Prethodno je karakteristično i za pripadajuće 10 kV mreže svih TS 35/10. Ovom reguionu pripada i TS 35/10 kV sa najdužom 10 kV mrežom u okviru ED Crne Gore, a to je TS 35/10 kV Vilusi, čija dužina 10 kV mreže od približno 255 km je više od 2 puta veća od prve sljedeće TS 35/10 kV prema ovoj karakteristici. Nešto izraženije dužine TS 35/10 kV ovog regiona karakterišu i TS Kličevo, TS Bistrica, TS Trebjesa i TS Plužine, ali zbog većeg broja izvoda 10 kV po TS, problem dužine mreže nije toliko izražen kao u prethodnom slučaju. Preostale TS pripadaju grupi TS koje na nivou Crne Gore karakterišu najmanje dužine 10 kV mreže. TS 35/10 kV koje u Regionu 1 karakteriše najveće opterećenje (TS Kličevo, TS Bistrica i TS Trebjesa) rade sa po jednim transformatorom koji napaja kablovsku mrežu, a drugi napaja dominantno vazdušnu mrežu. Uzimajući u obzir da kablovskoj mreži odgovara značajno veći konzum, kao i pouzdanost kablovske u odnosu na vazdušnu mrežu, na taj način se postiže sigurnije napajanje većeg dijela konzuma.

Tabela 3.3 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1

	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
TS 35/10 kV Bistrica T1	26.056	0.45	26.506
TS 35/10 kV Bistrica T2	17.61	61.244	78.854
TS 35/10 kV Brezna	0.25	29.05	29.3
TS 35/10 kV Crkvičko Polje	0	38.068	38.068
TS 35/10 kV Golija	0	26.28	26.28
TS 35/10 kV Kovači	0	0.3	0.3
TS 35/10 kV Mačak	2.5	38.44	40.94
TS 35/10 kV Mratinje	0.25	6.1	6.35
TS 35/10 kV Plužine	5.65	64.0298	69.6798
TS 35/10 kV Povija	0	7	7
TS 35/10 kV Unač	0	41.6	41.6
TS 35/10 kV Vilusi	1.25	253.7625	255.0125
TS 35/10 kV Kličevo T1	25.6	0	25.6
TS 35/10 kV Kličevo T2	17.951	66.55898	84.50998
TS 35/10 kV Trebjesa T1	19.24	0	19.24
TS 35/10 kV Trebjesa T2	14.79	59.08079	73.87079
Ukupno	131.147	691.96407	823.1111

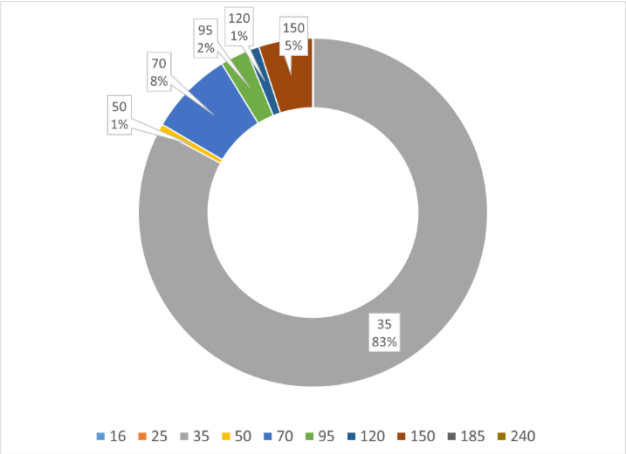
Jasno je da ovako izraženo prisustvo vazdušne mreže, kao i njena dužina, odnosno geografska teritorija koju pokriva, zahtijevaju značajno angažovanje radnika oko održavanja, a u cilju obezbjeđivanja sigurnog napajanja električnom energijom pripadajućih potrošača.

Pored dužine, značajan uticajni faktor za kvalitet napajanja je i propusna moć mreže, a kao važan indikator toga izdvaja se presjek mreže (Slika 3.11). Na nivou regiona uočljiva je jasna dominacija presjeka 35 mm^2. Iako je glavni razlog njegove dominacije upravo izražena dužina TS 35/10 kV Vilusi čija je cjelokupna mreža upravo ovog presjeka, potrebno je naglasiti da je ovaj presjek provodnika dominantan i kod svih preostalih TS 35/10 kV, osim kod TS 35/10 kV Bistrica kod koje je drugi najdominantniji presjek mreže.



Slika 3.10 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 1

Izraženo prisustvo mreže niskog presjeka a velike dužine je nepovoljno u pogledu raspoložive propusne moći mreže uzimajući u obzir dozvoljena odstupanja napona. U slučaju većih opterećenja mreže ovakvih karakteristika za posljedicu se imaju loše naponske prilike i povećani gubici energije. Iako ovaj problem pogađa sve TS 35/10 kV regiona, u većoj mjeri ima nepovoljan uticaj kod TS sa značajnim konzumom.



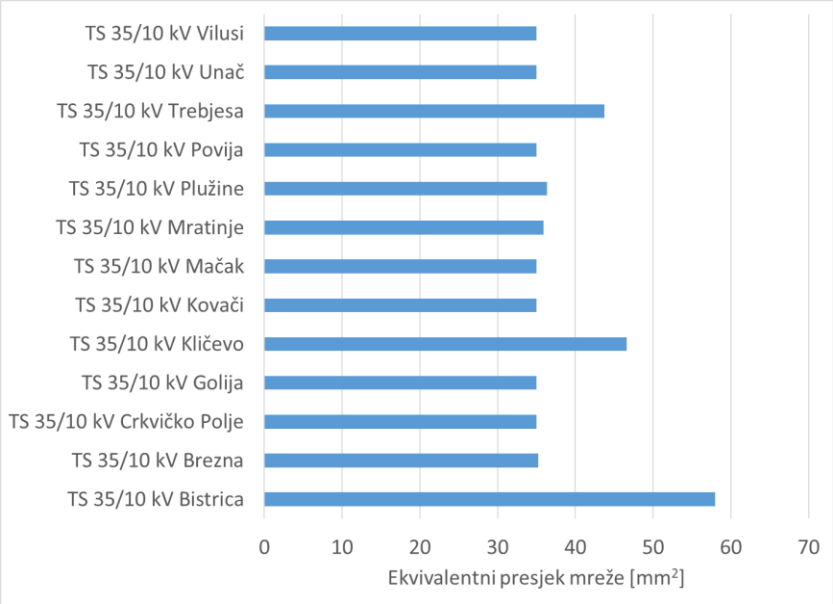
Slika 3.11 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 1

U cilju analize uporedne pogonskih karakteristika mreža 10 kV koje pripadaju TS 35/10 kV u Regionu 1 izvršeno je izvođenje ekvivalentnih paramatara mreže koji kombinovano uzimaju u obzir sve najvažnije parametre mreže (dužina, materijal, presjek provodnika, broj izvoda po TS)[20]. Proračunati globalni pokazatelji su dati na slikama (Slika 3.12, Slika 3.13). Kombinovanjem ovih pokazatelja sa brojem TS 10/0,4 napojenim iz

[20] Metoda globalnih pokazatelja.

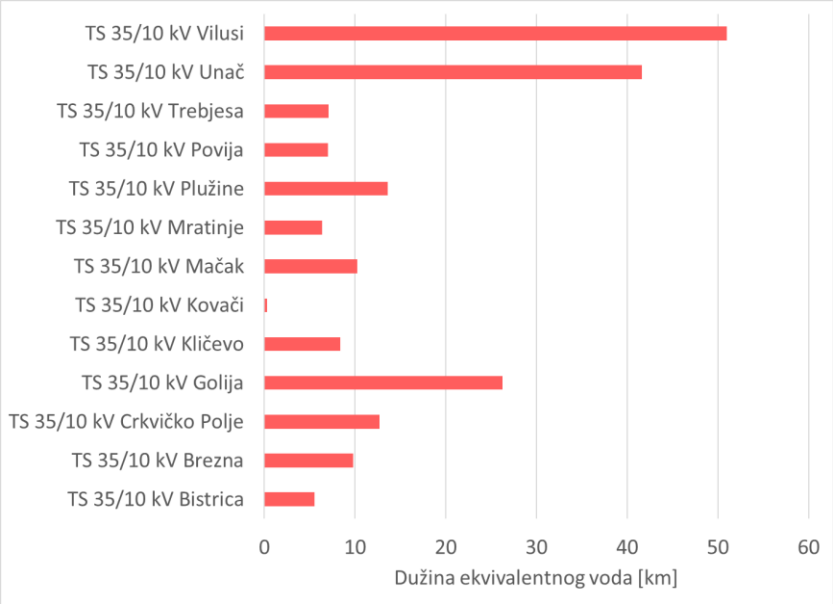
TS 35/10 kV, kao i mjernim podacima o opterećenju TS 35/10 kV i trajanju vršnog opterećenja može se izvršiti procjena gubitaka snage i energije, a što je važna eksploataciona karakteristika mreže (potpoglavlje 3.2.8).

Posmatrajući globalne pokazatelje mreže, može se uočiti da su po presjeku ekvivalentnog izvoda 10 kV mreže većina TS 35/10 kV jednakih karakteristika (ekvivalentni presjek je približno 35 mm^2). Većim presjecima ekvivalentnog izvoda izdvajaju se TS Bistrica, TS Kličevo i TS Trebjesa, što je i očekivano zbog značajnog gradskog i prigradskog konzuma koji se napajaja putem kablova velikog presjeka. Ovo za posljedicu ima veću propusnu moć mreže pomenutih TS.



Slika 3.12 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 1

Kada je dužina ekvivalentnog izvoda u pitanju, karakteristike su značajno raznovrsnije. Najveća dužina karakteriše TS 35/10 kV Vilusi i TS 35/10 kV Unač. Preostale TS 35/10 kV Regiona 1 karakteriše značajno manja dužina ekvivalentnog izvoda. Posebno nepovoljno s aspekta naponskih prilika i gubitaka električne energije je situacija kada je pomenuti pokazatelji ekvivalentni presjek nizak a ekvivalentna dužina izvoda velika, a upravo to karakteriše TS Vilusi i TS Unač.



Slika 3.13 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 1

Međutim, pored pomenutih nepovoljnih vrijednosti mrežnih parametara potrebno je i da je opterećenje mreže, odnosno prenešena količina električne energije značajna kako bi došlo do narušavanja propisanih tehničkih ograničenja sigurnog i ekonomičnog pogona mreže. U pogledu opterećenja i energije ističu se, kao što je ranije navedeno TS Bistrica, TS Trebjesa i TS Kličevo.

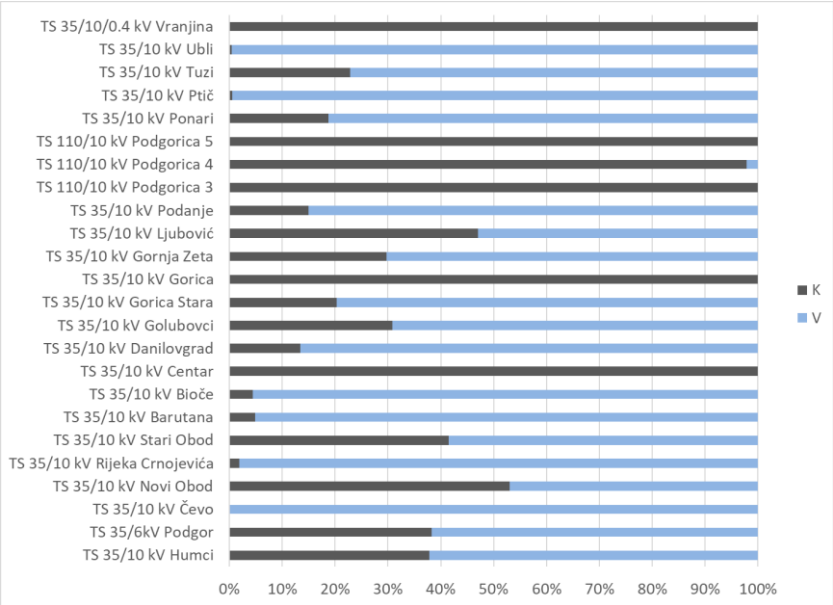
3.2.2. Region 2

Ovaj region karakteriše ubjedljivo najveća dužina 10 kV mreže u okviru ED sistema Crne Gore. Iako i kod ovog regiona 10 kV vazdušnoj mreži (približno 59 %) pripada veći dio u odnosu na kablovsku (Tabela 3.4, Slika 3.14), potrebno je naglasiti da je kablovska 10 kV mreža najduža u odnosu na sve regione. Povoljna okolnost je što napojnim TS X/10 kV koje imaju udio od 75 % u ukupnom opterećenju Regiona 2 odgovara 10 kV mreža koja je praktično u potpunosti kablovskog tipa (TS Podgorica 3, 4, 5, TS Centar i TS Gorica). To za posljedicu ima veoma povoljne pogonske karakteristike u mreži u pogledu naponskih prilika i gubitaka, a to posebno ima na značaju ako se uzme u obzir i količina energije koja pripada pomenutim TS (približno 74 % na godišnjem nivou). Pored pomenutih TS, samo još TS 35/10 kV Novi Obod karakteriše blago veći udio kablovske mreže u odnosu na vazdušnu. Nešto niži, ali značajan udio kablovske mreže karakteriše i TS Stari Obod, TS Humci, TS Ljubović i TS Podgor (oko 40 % ukupne dužine mreže), a ovim TS pripada umjereno opterećenje (oko 7 % ukupnog konzuma regiona). Preostale TS 35/10 kV karakteriše izrazito vazdušna 10 kV mreža, a među njima i značajno opterećene TS Tuzi, TS Danilovgrad, TS Podanje, TS Gornja Zeta i TS Golubovci.

Tabela 3.4 Dužina 10 kV mreže po TS 110/10 kV i TS 35/10 kV Regiona 2

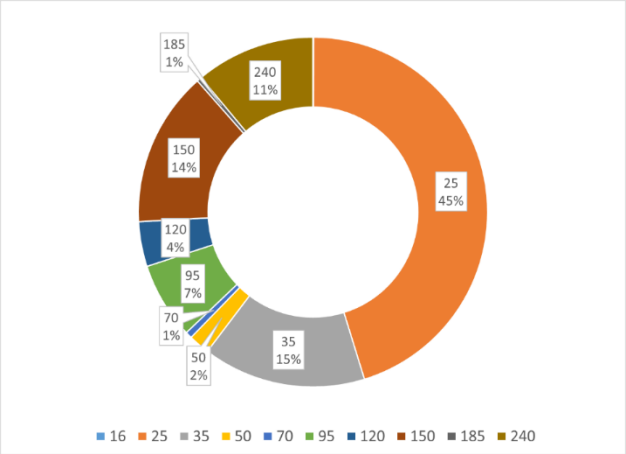
	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
TS 35/10 kV Humci	8.417	13.837	22.254
TS 35/6kV Podgor	5.4	8.71	14.11
TS 35/10 kV Čevo	0	73.881	73.881
TS 35/10 kV Novi Obod	9.028	7.988	17.016
TS 35/10 kV Rijeka Crnojevića	1.2	61.84	63.04
TS 35/10 kV Stari Obod	13.026	18.376	31.402
TS 35/10 kV Barutana	2.296	44.514	46.81
TS 35/10 kV Bioče	2.168	46.956	49.124
TS 35/10 kV Centar	25.35	0	25.35
TS 35/10 kV Danilovgrad	17.486	113.06	130.546
TS 35/10 kV Golubovci	9.58	21.527	31.107
TS 35/10 kV Gorica Stara	8.501	33.434	41.935
TS 35/10 kV Gorica	38.613	0	38.613
TS 35/10 kV Gornja Zeta	9.08	21.503	30.583
TS 35/10 kV Ljubović	8.44	9.502	17.942
TS 35/10 kV Podanje	16.906	96.192	113.098
TS 110/10 kV Podgorica 3	104.261	0	104.261
TS 110/10 kV Podgorica 4	130.789	2.9	133.689
TS 110/10 kV Podgorica 5	111.179	0	111.179
TS 35/10 kV Ponari	4.022	17.465	21.487
TS 35/10 kV Ptič	0.3	52.681	52.981
TS 35/10 kV Tuzi	28.306	95.514	123.82
TS 35/10 kV Ubli	0.32	69.096	69.416
TS 35/10/0.4 kV Vranjina	1.4	0	1.4
Ukupno	556.068	808.976	1365.044

Kada je ukupna dužina 10 kV mreže po TS X/10 kV ističu se TS Podgorica 4, TS Danilovgrad, TS Tuzi, TS Podanje, TS Podgorica 3 i 5. Pomenute TS su po dužini 10 kV mreže odmah iza TS 35/10 kV Vilusi iz Regiona 1. Nepovoljna karakteristika dužine mreže kod TS Podgorica 3, 4 i 5 je praktično u potpunosti kompenzovana velikim presjekom, tj. prenosnim kapacitetom koji karakteriše njihovu skoro isključivo kablovsku mrežu. S druge strane, za preostale pomenute TS to nije slučaj značajno dominantnije vazdušne mreže.



Slika 3.14 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 2

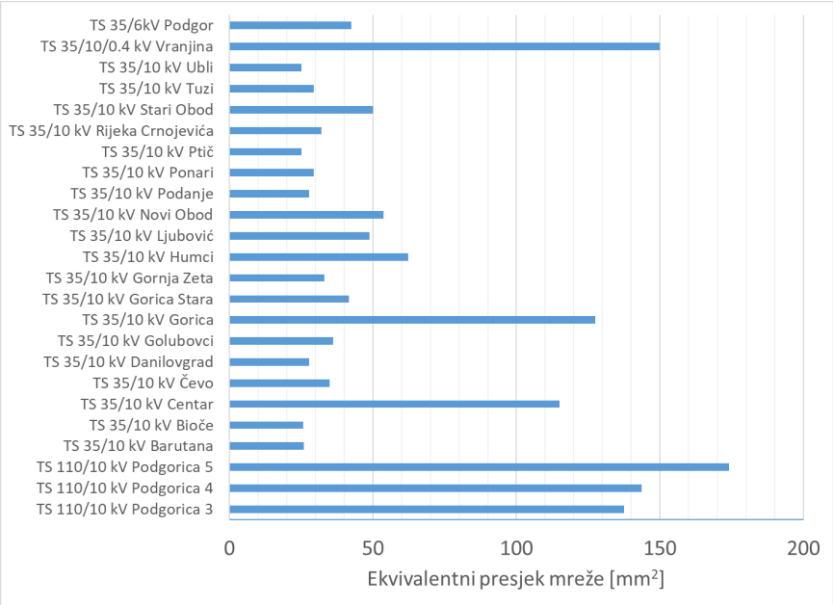
Mjera prenosne moći mreže je presjek (Slika 3.15), a u tom pogledu u ukupnoj dužini mreže Regiona 2 najveći udio ima vrlo mali presjek od 25 mm^2 (45 %), a razlog je njegovo značajno prisustvo kod više TS od kojih se izdvajaju TS Danilovgrad, TS Tuzi i TS Podanje sa iznad 50 % učešća u ukupnoj dužini mreže ovog presjeka. Za pomenute TS mreža pomenutog presjeka čini iznad 80 % pripadajuće 10 kV mreže. Mreža presjeka 25 mm^2 zajedno sa mrežom presjeka 35 mm^2 čine približno 60 % ukupne dužine 10 kV mreže regiona. Ovdje je potrebno naglasiti i da pomenutoj mreži niskog presjeka odgovara samo manji dio opterećenja konzuma Regiona 2 (približno 10 %). Najveći presjeci mreže (iznad 95 mm^2) odgovaraju kablovskoj mreži ranije pomenutih TS (Podgorica 3, 4 i 5, Centar, Gorica, Humci, Ljubović, Novi i Stari Obod).



Slika 3.15 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 2

Evivalentni parametri 10 kV mreže po TS X/10 kV (Slika 3.16, Slika 3.17) su dobri pokazatelji njenih pogonskih karakteristika. Evidentno je da izrazito kablovske mreže ranije pomenutih TS (Podgorica 3, 4 i 5, Centar i

Gorica) karakteriše velika propusna moć mreže koja se ogleda i po nekoliko puta većem presjeku ekvivalentnog voda nego je to slučaj za ostale TS. Takođe, izdvajaju se i TS sa mješovitom mrežom (Humci, Stari i Novi Obod, Ljubović i Podgor) sa značajno većim presjekom u odnosu na preostale TS Regiona 2. Sve preostale TS 35/10 kV karakteriše izuzetno nizak presjek ekvivalentnog voda (ispod 35 mm^2) što posebno ima nepovoljan efekat kod mreža sa veći opterećenjem.



Slika 3.16 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2

Slika 3.17 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 2

Pored presjeka ekvivalentnog voda, njegova dužina je takođe važan pokazatelj. Može se uočiti da je za ranije pomenute TS kojima odgovara 75 % opterećenja, a koje su izrazito kablovske i sa velikim presjekom mreže, karakteristična vrlo mala dužina ekvivalentnog voda što ukazuje na veoma povoljne pogonske karakteristike (u pogledu naponskih prilika i visine gubitaka energije). S druge strane, veći broj TS sa dominantno vazdušnom mrežom izdvaja se sa većom dužinom ekvivalentnog voda. Prethodno ne mora predstavljati problem ukoliko je mreža neopterećena ili ima veći presjek. Međutim, kada su u pitanju TS Danilovgrad i TS Tuzi, jasno je da

su sa aspekta pogonskih karakteristika koncidirali nepovoljni pokazatelji: nizak presjek ekvivalentnog voda, velika dužina ekvivalentnog voda i značajno opterećenje konzuma pomenutih TS. U manjoj mjeri, ali takođe značajno za istaći, nepovoljni ekvivalentni parametri karakterišu i TS Podanje i TS Gornja Zeta.

3.2.3. Region 3

Mreža nazivnog napona 10 kV Regiona 3 je karakteristična po najmanjoj ukupnoj dužini u odnosu na ostale regione ED sistema Crne Gore. Radi se o dominantno vazdušnoj mreži (približno 85 % ukupne dužine) i to je karakteristično za mreže svih TS 35/10 kV koje pripadaju ovom regionu osim za TS Berane II (Centar) koja je u potpunosti kablovskog tipa (Slika 3.18, Slika 3.19). TS 35/10 kV Berane I (Rudeš) izdvaja se po ukupnoj dužini na nivou ED sistema Crne Gore i po tome je odmah iza TS 35/10 kV Vilusi, a uzimajući u obzir da se radi o TS sa značajnim konzumom i sa dominantno vazdušnom 10 kV mrežom, jasno je da postoje preduslovi za nepovoljne pogonske karakteristike. Kada je značajna dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV u pitanju, treba istaći i TS Zeleni, ali kako je njeno opterećenje nisko to njene pogonske karakteristike nijesu nepovoljne. Nešto veće dužine mreže od crnogorskog prosjeka karakterišu i TS 35/10 kV Andrijevica i TS 35/10 kV Rožaje, dok preostalim TS odgovaraju dužine na nivou (TS Plav i TS Berane III (Polica)) ili značajno ispod pomenute granice (TS Berane (Centar) i TS Gusinje).

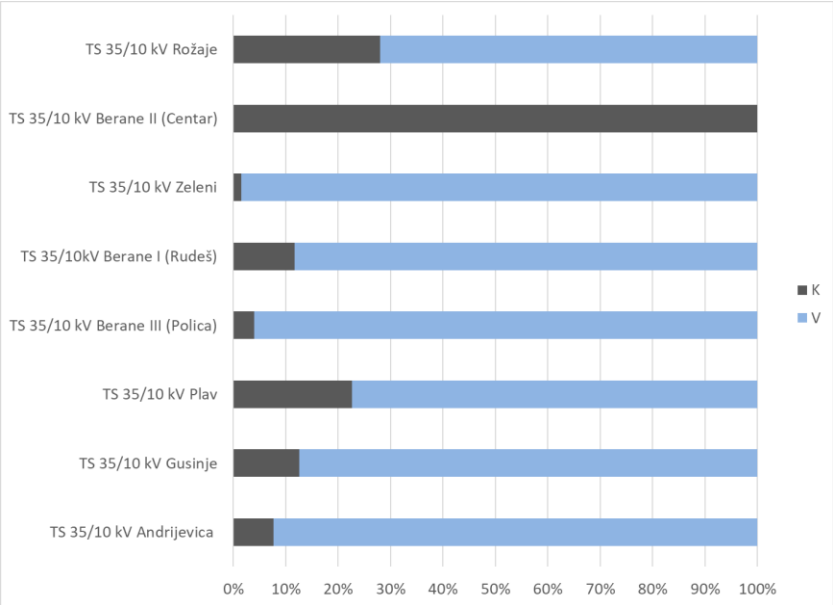
Tabela 3.5 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3

	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
TS 35/10 kV Andrijevica	5.06	60.9	65.96
TS 35/10 kV Gusinje	3.22	22.29	25.51
TS 35/10 kV Plav	12.1	41.41	53.51
TS 35/10 kV Berane III (Polica)	1.98	47.28	49.26
TS 35/10kV Berane I (Rudeš)	15.53	117.68	133.21
TS 35/10 kV Zeleni	1.3	81.508	82.808
TS 35/10 kV Berane II (Centar)	15.97	0	15.97
TS 35/10 kV Rožaje	17.02	43.65	60.67
Ukupno	72.18	414.718	486.898

U cilju sagledavanja raspoloživog prenosnog kapaciteta 10 kV mreže Regiona 3 indikativno je izraženo prisustvo provodnika presjeka 35 mm^2 (Slika 3.19) sa učešćem od 81 %. Ovaj presjek je dominantno prisutan u mrežama svih TS 35/10 kV u ovom regionu osim kod TS Berane II (Centar) koju karakteriše kablovska mreža presjeka iznad 95 mm^2.

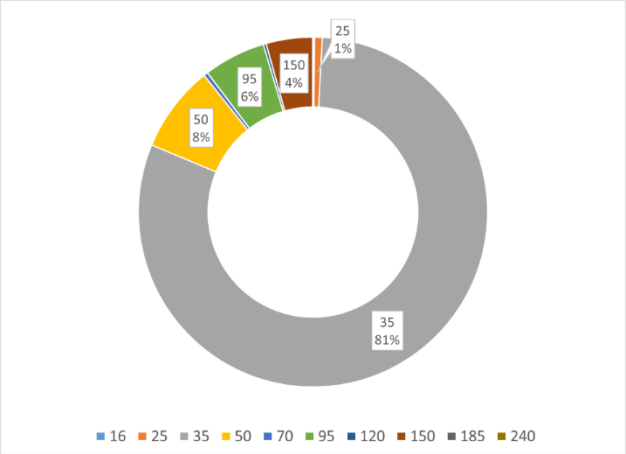
Posebno je nepovoljna okolnost izraženo prisustvo (približno 90 % ukupne dužine) vazdušne mreže sa presjekom 35 mm^2 koja je napojena iz značajno opterećene TS 35/10 kV Berane I (Rudeš). Ako se tome doda i ranije naglašena činjenica o drugoj najvećoj dužini 10 kV mreže po TS X/10 kV u ED sistemu Crne Gore, jasno je da se za posljedicu mogu imati nepovoljne pogonske karakteristike mreže. Iako je kod ostalih TS 35/10 kV (osim TS Berane II (Centar)) takođe ograničen prenosni kapacitet to nema za posljedicu loše pogonske karakteristike usljed značajno nižeg opterećenja i manje dužine mreže.

Indikativna mjera pogonskih karakteristika 10 kV mreže su parametri ekvivalentnog voda koji odgovara predmetnoj mreži (Slika 3.20, Slika 3.21). Može se uočiti da pripadajuću 10 kV mrežu većine TS 35/10 kV karakteriše približno jednak presjek ekvivalentnog voda, odnosno prenosni kapacitet. Međutim, ističe se mreža TS 35/10 kV Berane II (Centar) sa značajno većim prenosnim kapacitetom što je posebno povoljno usljed činjenice da se radi o značajno opterećenoj TS.

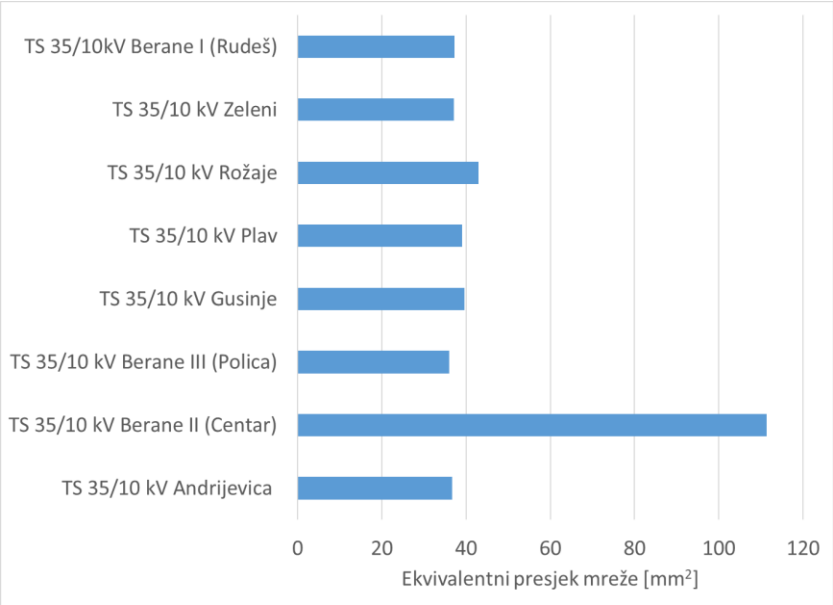


Slika 3.18 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 3

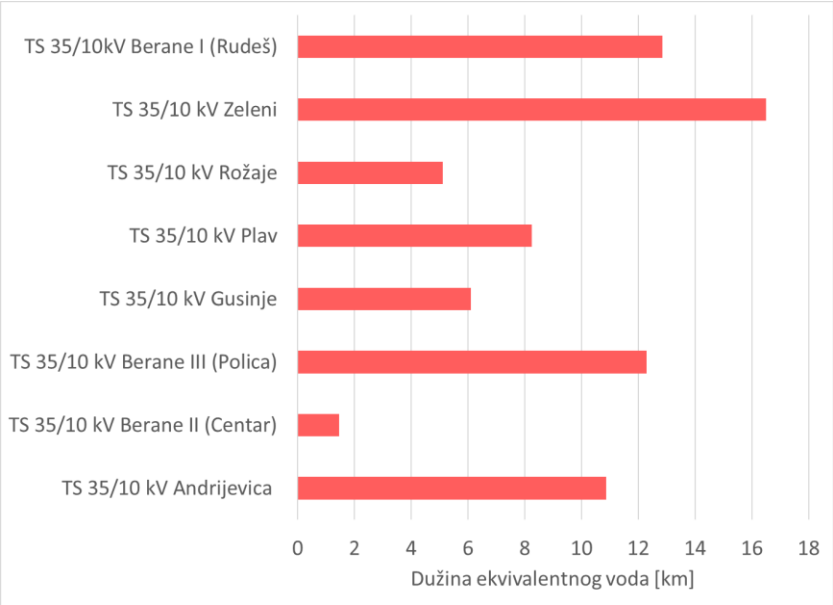
Kada je dužina ekvivalentnog izvoda u pitanju situacija je raznovrsnija ukoliko se posmatraju 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 3. Naime, najmanja dužina ekvivalentnog voda karakteriše TS 35/10 kV Berane II (Centar), što u kombinaciji sa pripadajućim velikim presjekom (veliki prenosni kapacitet pripadajuće 10 kV mreže) ukazuje na ispunjenost preduslova za izrazito povoljne pogonske karakteristike. S druge strane, po dužini ekvivalentnog voda iznad prosjeka ED sistema Crne Gore ističu se 10 kV mreže koje su napojene iz sljedećih TS 35/10 kV: Zeleni, Berane I (Rudeš), Berane III (Polica) i Andrijevica. Potrebno je istaći da su TS 35/10 kV Zeleni, TS 35/10 kV Berane III i TS 35/10 kV Andrijevica približno jednako opterećene i to skoro 3 puta manje od TS 35/10 kV Berane I (Rudeš), pa je jasno da upravo kod nje su se stekli nepovoljni preduslovi kada su pogonske karakteristike mreže u pitanju (kombinacija niske vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda sa njegovom značajnom dužinom i pripadajućim visokim opterećenjem).



Slika 3.19 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 3



Slika 3.20 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3



Slika 3.21 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 3

3.2.4. Region 4

Ovaj region karakteriše približno ravnomjerno prisustvo vazdušne i kablovske mreže u ukupnoj dužini mreže (Tabela 3.6, Slika 3.22). Postoji nekoliko TS 35/10 kV sa potpuno kablovskom mrežom: TS Rozino, TS Petrovac, TS Miločer, TS Bečići, TS Topolica, TS Đurmani i TS Sutomore, a odgovara im približno 41 % konzuma regiona. Ako bi se posmatrale i mreže TS 35/10 kV sa preko 50 % udjela kablovske mreže u ukupnoj dužini pripadajuće 10 kV mreže, onda bi im odgovaralo približno 74 % ukupnog opterećenja konzuma.

Kada se posmatraju ukupne dužine 10 kV mreže po napojnim TS 35/10 kV, ovaj region karakterišu dužine ispod prosjeka na nivou ED Crne Gore, osim u slučaju TS 35/10 kV Virpazar, TS 35/10 kV Grad i TS 35/10 kV Vladimir, dok je 10 kV mreža TS 35/10 kV Veliki Pijesak na nivou prosjeka. Od navedenih TS 35/10 kV po značajnoj opterećenosti ističe se TS Grad (najopterećenija TS u regionu) ali i TS Veliki Pijesak.

Tabela 3.6 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4

	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
TS 35/10 kV Čanj	3.726	7.44	11.166
TS 35/10 kV Đurmani	15.3	0	15.3
TS 35/10 kV Končar	20.125	11.82	31.945
TS 35/10 kV Ostros	0.075	36.92	36.995
TS 35/10 kV Popovići	12.681	16.166	28.847
TS 35/10 kV Stari Bar	10.05	4.22	14.27
TS 35/10 kV Sutomore	17.615	0.6	18.215
TS 35/10 kV Topolica	19.403	0	19.403
TS 35/10 kV Bečići	24.932	0	24.932
TS 35/10 kV Buljarica	10.759	7.045	17.804
TS 35/10 kV Miločer	39.358	0	39.358
TS 35/10 kV Petrovac	3.287	0	3.287
TS 35/10 kV V. Pijesak	16.77	29.955	46.725
TS 35/10 kV Virpazar	5.33	74.5	79.83
TS 35/10 kV Dubovica	18.074	4.676	22.75
TS 35/10 kV Lazi	26.517	9.393	35.91
TS 35/10 kV Rozino	29.486	0	29.486
TS 35/10 kV Grad	28.955	49.089	78.044
TS 35/10 kV V. Plaža 1	9.154	3.38	12.534
TS 35/10 kV V. Plaža 2	6.466	16.223	22.689
TS 35/10 kV Vladimir	3.06	71.847	74.907
Ukupno	321.123	343.274	664.397

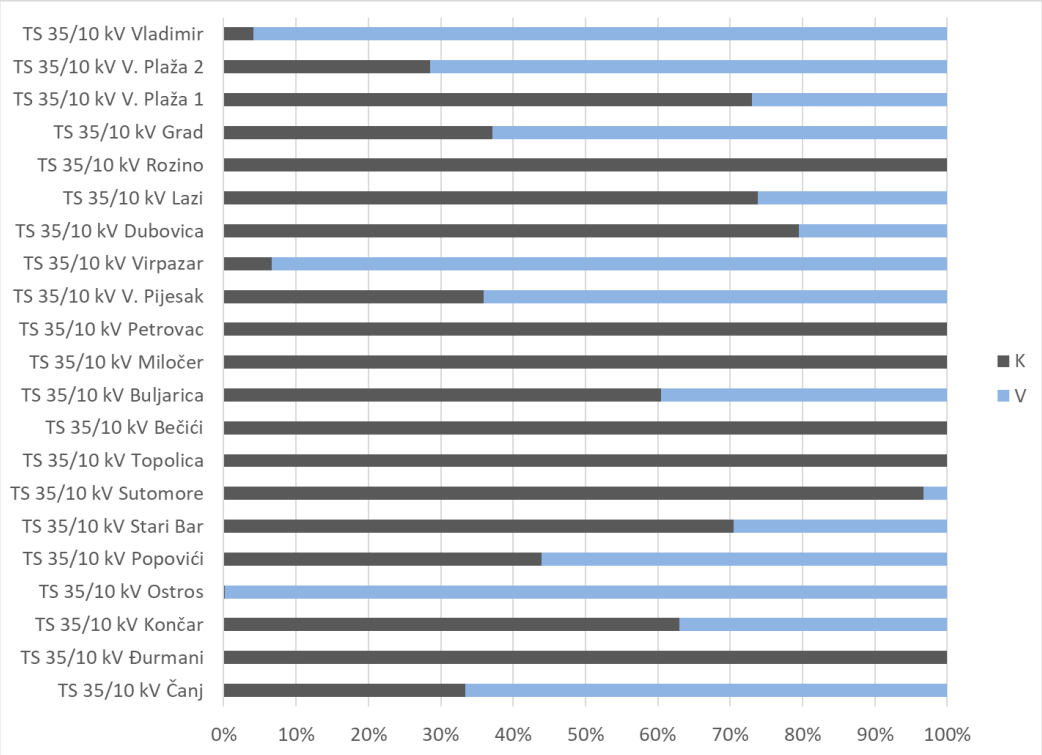
U pogledu prenosnog kapaciteta 10 kV mreže, značajna karakteristika je prisustvo provodnika određenih presjeka u mreži (Slika 3.23). Naime, udio mreže sa niskim presjekom (35 mm^2 ili nižim) u ukupnoj dužini mreže je 55 %, što je slično kao kod Regiona 2 a značajno manje nego je to slučaj kod sjevernijih regiona (1, 3, 6 i 7, sa udjelom iznad 80 %). Preostali dio mreže dominantno čine mreže sa provodnicima presjeka iznad 95 mm^2, a dominira presjek 150 mm^2 (približno 18 %). U pogledu prisustva mreže sa niskim presjekom ističu se posebno mreže napojene iz TS 35/10 kV Ostros (približno 100 %), TS 35/10 kV Vladimir (približno 97 %), TS 35/10 kV Virpazar (približno 94 %), TS 35/10 kV Čanj (približno 76 %), TS 35/10 kV V. Plaža 2 (približno 73 %), TS 35/10 kV Grad (približno 65 %), TS 35/10 kV Popovići (približno 62 %) i TS 35/10 kV V. Pijesak (približno 59 %). Ova karakteristika navedenih mreža može biti preduslov slabijih pogonskih karakteristika u slučaju koincidiranja sa izraženom dužinom i značajnim opterećenjem konzuma, a takva situacija u manjoj ili većoj mjeri odgovara mreži sljedećih TS 35/10 kV: TS Vladimir, TS Virpazar, TS V. Plaža 2, TS Grad i TS V. Pijesak. Dominantno visoki presjek 10 kV mreže odgovara mrežama TS: Bečići, Miločer, Petrovac, Rozino i Topolica.

Parametri ekvivalentnog voda koji odgovara 10 kV mreži napajanoj iz određene TS 35/10 kV mogu poslužiti kao indikatori postojanja opštih preduslova za povoljne ili nepovoljne pogonske karakteristike mreže (Slika 3.24, Slika 3.25). Posmatrajući proračunate presjeke ekvivalentnog voda uočavaju se tri grupe mreža:

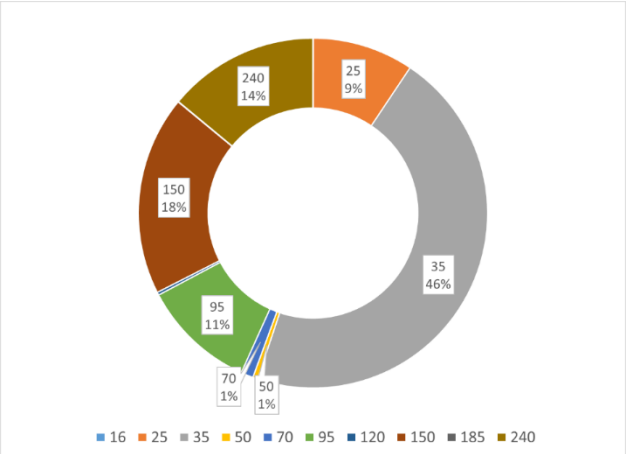
- Mreže sa velikim presjekom ekvivalentnog voda (TS Topolica, TS Rozino, TS Petrovac, TS Miločer, TS Bečići i TS Đurmani) – radi se o mrežama velikog prenosnog kapaciteta koje su u potpunosti kablovskog tipa što je značajan preduslov za povoljne pogonske karakteristike
- Mreže sa srednjim presjekom ekvivalentnog voda (TS V. Plaža 1, TS Sutomore, TS Stari Bar, TS Lazi, TS Končar, TS Dubovica i TS Buljarica) – radi se o mrežama koje su dominantno kablovske sa

umjerenom propusnom moći što u kombinaciji sa umjerenim opterećenjem i malom dužinom mreže čini preduslove za povoljne pogonske karakteristike

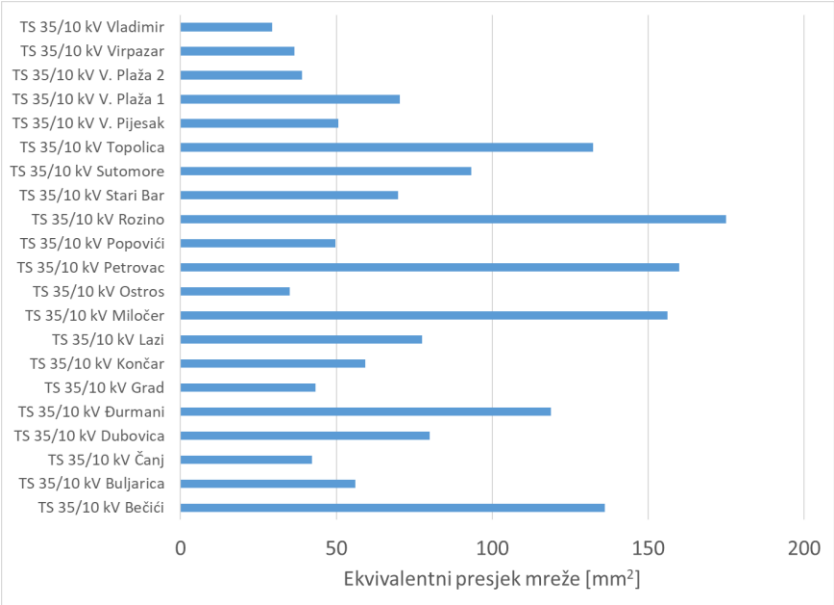
- Mreže sa malim presjekom ekvivalentnog voda (ostale TS) – dominantno vazdušne mreže niže propusne moći što u kombinaciji sa većom dužinom mreže i značajnijim opterećenjem može usloviti nepovoljne pogonske karakteristike.



Slika 3.22 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 4

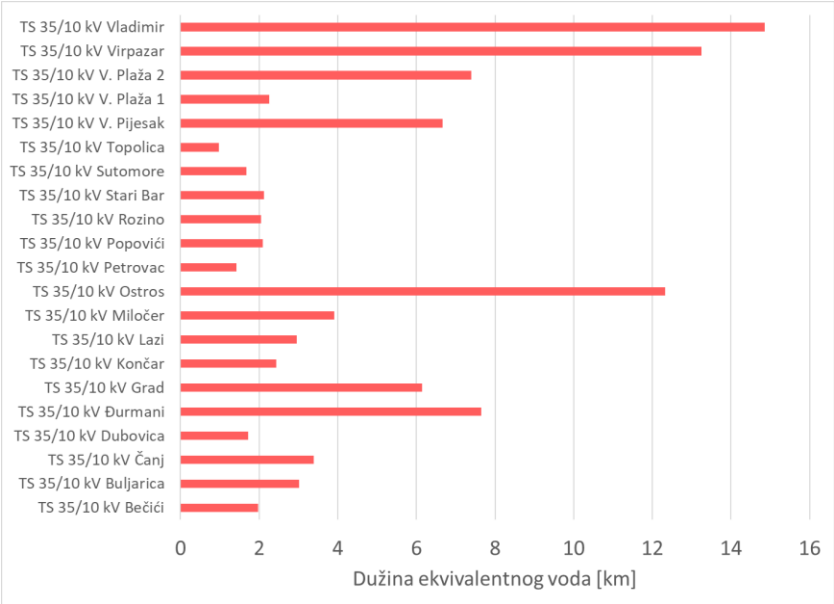


Slika 3.23 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 4



Slika 3.24 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4

Analizirajući proračunate dužine ekvivalentnog voda koji predstavlja 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 4, može se konstatovati da 10 kV mreže samo tri TS karakterišu nešto veće dužine u odnosu na prosjek na nivou ED Crne Gore, a to su: TS Vladimir, TS Virpazar i TS Ostros. Pored pomenutih TS 35/10 kV, na nivou Regiona 4, po dužini ekvivalentnog voda ističu se i mreže napojene iz TS V. Plaža 2, TS V. Pijesak i TS Đurmani i TS Grad. Preostale 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 4 karakterišu dužine ekvivalentnog voda koje su među najmanjim na nivou ED sistema Crne Gore, što ih po ovom parametru svrstava u među 10 kV mreže sa preduslovima za povoljne pogonske karakteristike.



Slika 3.25 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 4

Kada je Region 4 u pitanju, važno je istaći da mu pripada 8 od 15 najopterećenijih TS 35/10 kV na nivou ED sistema Crne Gore (poglavlje 2.2.4), što posebno ima uticaj na pogonske karakteristike mreža 10 kV koje se iz pomenutih TS napajaju. Prethodno navedeno je očekivano jer ovaj region karakteriše najveći broj TS X/10 kV poslije Regiona 2.

3.2.5. Region 5

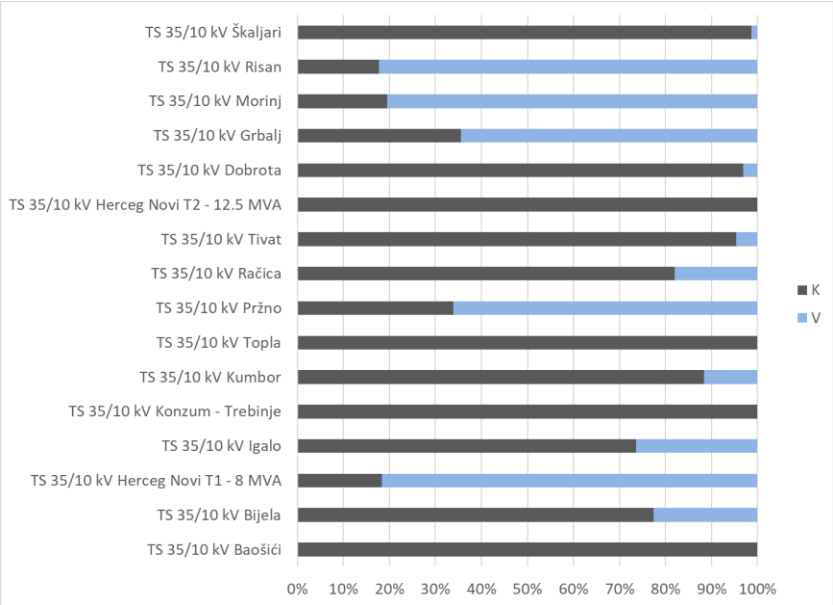
Mreža 10 kV ovog regiona je uz mrežu Regiona 3 najmanje dužine na nivou Crne Gore, ali sa značajnom prednošću u odnosu na nju jer je dominantno kablovska (Tabela 3.7, Slika 3.26). Većina TS 35/10 kV napajaju izrazito kablovske mreže kojima pripada iznad 80 % konzuma, što je procentualno gledano najpovoljniji odnos na nivou ED sistema Crne Gore. Vazdušna 10 kV mreža dominantna je kod sljedećih TS 35/10 kV: TS Risan, TS Morinj, TS Grbalj, TS Pržno i kod TS Herceg Novi[21]. U odnosu na TS 35/10 kV u ED sistemu Crne Gore, Region 5 karakterišu TS 35/10 kV sa dužinom 10 kV mreže ispod prosjeka uz izuzetak TS Grbalj i TS Herceg Novi čije su mreže značajne dužine, i TS Igalo, TS Pržno, TS Škaljari i TS Risan čije su mreže na nivou prosjeka. Ovdje je posebno nepovoljno s aspekta pogonskih karakteristika mreže to što su mreže TS Grbalj, TS Herceg Novi, TS Pržno i TS Risan dominantno vazdušne mreže izražene dužine a koje su značajno opterećene (posebno TS Herceg Novi i TS Grbalj).

U pogledu prenosnog kapaciteta 10 kV mreže indikativan parametar je zastupljenost mreže određenog presjeka provodnika (Slika 3.27). Može se uočiti da je u odnosu na ostale regione ED sistema Crne Gore u ovom regionu su najmanje zastupljeni niski presjeci (35 mm^2 i niži) sa udjelom od približno 45 %. Prethodno za posljedicu ima najveći udio velikih presjeka u odnosu na 10 kV mreže ostalih regiona (presjeci iznad 95 mm^2 imaju udio iznad 50 %). Međutim, ova opšta struktura presjeka nije ravnomjerno prenešena na mreže pojedinih TS 35/10 kV ovog regiona. Naime, izdvaja se nekoliko značajno opterećenih TS 35/10 kV sa dominantnim prisustvom niskih presjeka provodnika u mreži: TS Risan (približno 77 %), TS Pržno (približno 66 %), TS Grbalj (približno 65 %) i TS Herceg Novi (približno 62 %). S druge strane, postoje TS sa značajnim konzumom koje karakteriše mreža visokog prenosnog kapaciteta: TS Baošići (100 %), TS Topla (100 %), TS Dobrota (približno 97 %), TS Tivat (približno 93 %), TS Škaljari (približno 93 %), TS Kumbor (približno 88 %) i TS Igalo (približno 71 %). Navedene mreže karakterišu osnovni preduslovi za povoljne pogonske karakteristike.

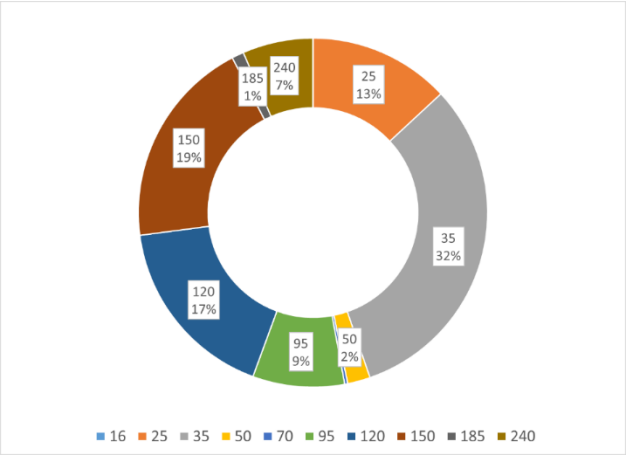
Tabela 3.7 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5

	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
TS 35/10 kV Baošići	6.673	0	6.673
TS 35/10 kV Bijela	13.031	3.808	16.839
TS 35/10 kV Herceg Novi T1 - 8 MVA	8.551	38.054	46.605
TS 35/10 kV Herceg Novi T2 - 12.5 MVA	19.724	0	19.724
TS 35/10 kV Igalo	42.423	15.25	57.673
TS 35/10 kV Konzum - Trebinje	4.25	0	4.25
TS 35/10 kV Kumbor	9.96	1.31	11.27
TS 35/10 kV Topla	6.517	0	6.517
TS 35/10 kV Pržno	18.48	36.14	54.62
TS 35/10 kV Račica	15.859	3.483	19.342
TS 35/10 kV Tivat	36.875	1.82	38.695
TS 35/10 kV Dobrota	15.535	0.5	16.035
TS 35/10 kV Grbalj	31.6817	57.53	89.2117
TS 35/10 kV Morinj	3.9	16.08	19.98
TS 35/10 kV Risan	8.218	37.993	46.211
TS 35/10 kV Škaljari	51.403	0.72	52.123
Ukupno	293.0807	212.688	505.7687

[21] TS 35/10 kV Herceg Novi radi sa razdvojenim sabirnicama 10 kV gdje jedan transformator (12, 5 MVA) napaja isključivo kablovsku 10 kV mrežu, a drugi (8 MVA) napaja dominantno vazdušnu 10 kV mrežu.



Slika 3.26 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 5

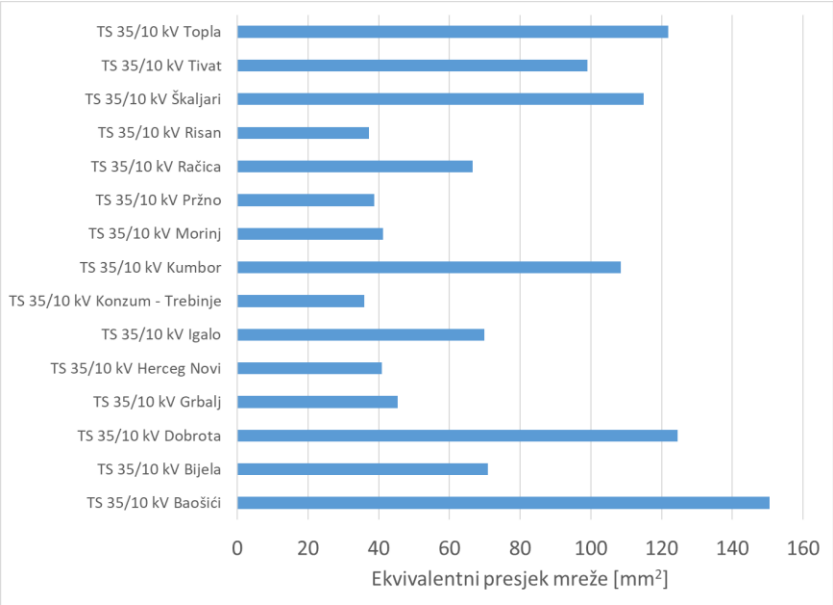


Slika 3.27 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 5

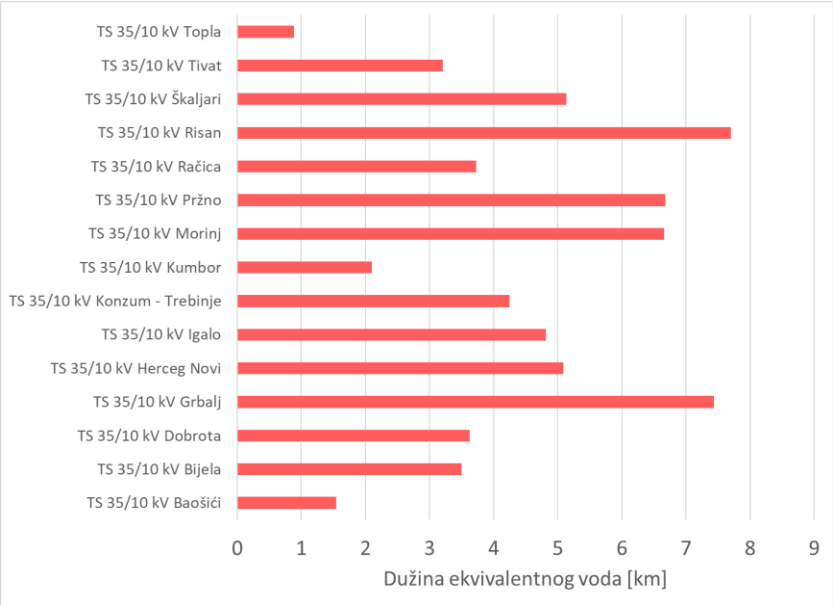
Indikativnije sagledavanje preduslova za procjenu kvaliteta pogonskih karakteristika 10 kV mreže moguće je kroz analizu parametara ekvivalentnog izvoda: presjek i dužina (Slika 3.28, Slika 3.29). Može se uočiti da se prema presjeku ekvivalentnog izvoda ističu 3 grupe mreža napojenih iz TS 35/10 kV:

- Visok presjek: TS Topla, TS Tivat, TS Škaljari, TS Kumbor, TS Dobrota i TS Baošići
- Srednji presjek: TS Račica, TS Igalo i TS Bijela
- Nizak presjek: TS Risan, TS Pržno, TS Morinj, TS Herceg Novi i TS Grbalj.

Mreže sa niskim presjekom ekvivalentnog izvoda karakteriše jedan od preduslova za nepovoljne pogonske karakteristike. Drugi važan parametar je dužina ekvivalentnog izvoda. Ovdje je važno istaći da je vrijednost pomenutog parametra za sve mreže napojene iz TS 35/10 kV Regiona 5 ispod prosjeka na nivou ED sistema Crne Gore što ukazuje na povoljnije karakteristike od većine 10 kV mreža u ostalim regionima. Međutim, kako ovom regionu pripada 4 od 15 najopterećenijih TS X/10 kV na nivou ED sistema Crne Gore, to je važno istaći i one TS koje karakteriše izražena vrijednost dužine ekvivalentnog izvoda na nivou regiona, a to su: TS Risan, TS Grbalj, TS Pržno, TS Herceg Novi i TS Škaljari. Visoko opterećenje mreža sa umjerenim vrijednostima parametara ekvivalentnog voda (presjek i dužina) može za posljedicu imati nepovoljne pogonske karakteristike.



Slika 3.28 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5



Slika 3.29 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 5

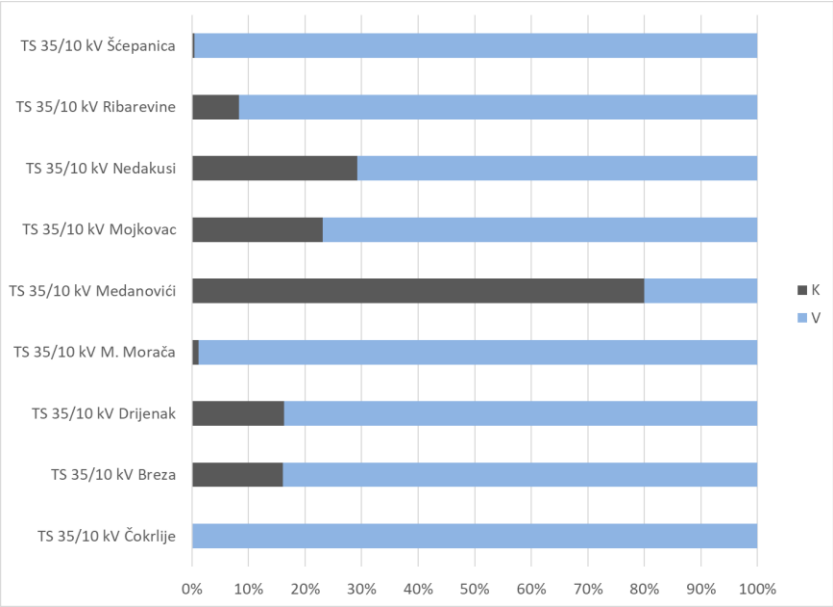
3.2.6. Region 6

Slično kao i kod ostalih sjevernih regiona, i u Regionu 6 dominira vazdušna 10 kV mreža (približno 85 % ukupne dužine). Takva situacija je karakteristična i za mreže napojene iz svih TS 35/10 kV regiona, osim kod mreže napojene iz TS Medanovići koju karakteriše obrnut odnos (približno 80 % mreže je kablovskog tipa), a kojoj pripada približno 27 % konzuma regiona. Takođe, 10 kV mrežu pomenute TS 35/10 kV karakteriše ukupna dužina ispod prosjeka na nivou ED sistema Crne Gore. Većinu mreža napojenih iz TS 35/10 kV Regiona 6 karakterišu dužine iznad prosjeka na nivou Crne Gore: TS Mojkovac, TS Čokrlije, TS M. Morača, TS Nedakusi, TS Šćepanica i TS Breza. Pomenutim mrežama odgovara iznad dvije trećine konzuma, a posebno u tom pogledu prednjače mreže napojene iz TS Nedakusi, TS Mojkovac i TS Breza (približno 59 % konzuma Regiona 6). Izražena dužina mreže i visoko opterećenje su preduslovi za potencijalno nepovoljne pogonske karakteristike mreže.

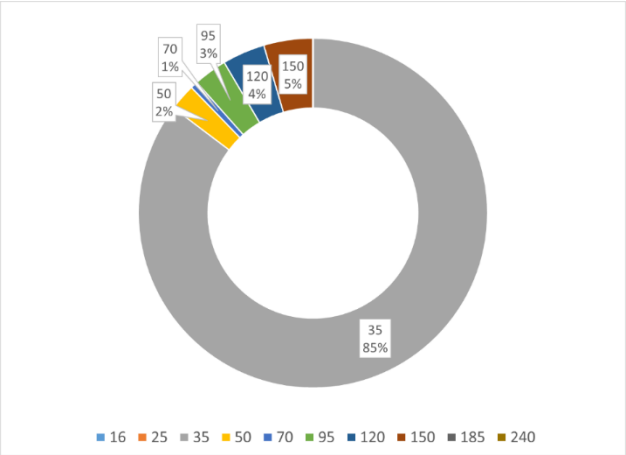
Tabela 3.8 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6

	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
TS 35/10 kV Čokrlije	0.1	99.625	99.725
TS 35/10 kV Breza	12.26	64.038	76.298
TS 35/10 kV Drijenak	4.54	23.355	27.895
TS 35/10 kV M. Morača	1.1	92.798	93.898
TS 35/10 kV Medanovići	23.907	5.97	29.877
TS 35/10 kV Mojkovac	25.108	83.449	108.557
TS 35/10 kV Nedakusi	25.628	62.129	87.757
TS 35/10 kV Ribarevine	2.673	29.411	32.084
TS 35/10 kV Šćepanica	0.38	81.157	81.537
Ukupno	95.696	541.932	637.628

Kada se posmatra struktura 10 kV mreža na nivou Regiona 6 u pogledu zastupljenosti provodnika određenog presjeka (Slika 3.31) može se uočiti izrazita dominacija niskog presjeka od 35 mm^2 (približno 85 % u ukupnoj dužini 10 kV mreže). S obzirom na prisustvo vazdušne mreže, njenu starost, kao i geografsku rasprostranjenost konzuma, prethodno je tipična karakteristika 10 kV mreža sjevernih regiona. Posmatrajući 10 kV mrežu po napojnoj TS 35/10 kV prethoodno navedeno jedino ne odgovara mreži napojenoj iz TS Medanovići kod koje su visoki presjeci zastupljeni sa približno 76 %. Kod svih ostalih TS 35/10 kV mreže sa niskim presjekom imaju udio iznad dvije trećine ukupne dužine mreže. To je posebno nepovoljna okolnost kod TS 35/10 kV sa visokim opterećenjem kakve su: TS Mojkovac (približno 83 % udjela niskih presjeka), TS Nedakusi (približno 76 %) i TS Breza (približno 68 %). Kod TS 35/10 kV Čokrlije i TS 35/10 kV Šćepanica skoro 100 % mreže je vazdušna mreža presjeka 35 mm^2, što iako se radi o slabo opterećenim TS, zbog značajne dužine mreže i malog broja izvoda čini preduslove za nepovoljne pogonske karakteristike.



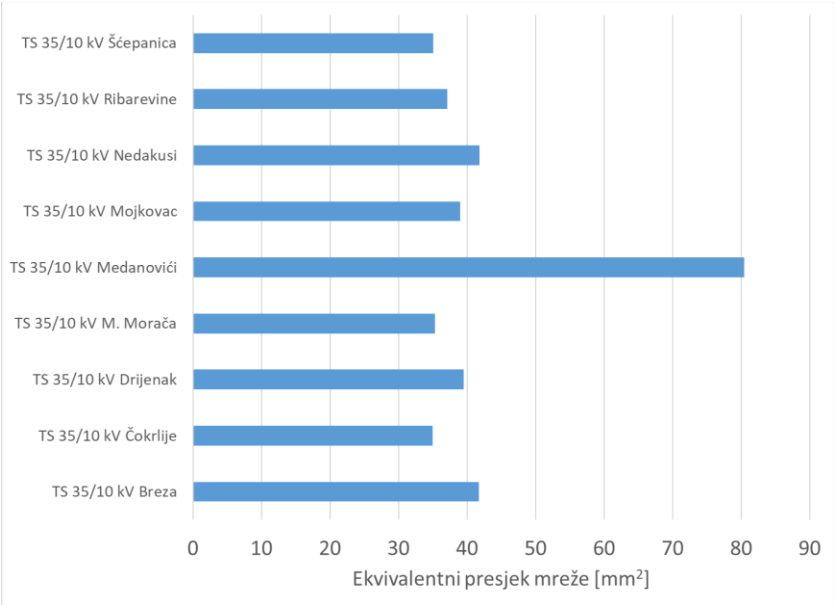
Slika 3.30 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 6



Slika 3.31 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 6

Posmatrajući parametre ekvivalentnog voda koji predstavlja 10 kV mrežu napojenu iz TS 35/10 kV (Slika 3.32, Slika 3.33) mogu se uočiti ujednačene vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda za sve TS osim za TS Medanovići koja se ističe sa značajno većim presjekom (veći prenosni kapacitet). Mreže svih ostalih TS 35/10 kV pripadaju grupi mreža sa najnižim vrijednostima presjeka na nivou ED sistema Crne Gore. Dakle, 10 kV mreže svih TS 35/10 kV Regiona 6 osim TS Medanovići imaju preduslov za nepovoljne pogonske karakteristike što se dodatno ističe kod onih TS koje su najopterećenije (TS Nedakusi, TS Mojkovac, TS Breza). Međutim, važno je izvršiti analizu i drugog parametra ekvivalentnog voda, tj. njegove dužine. Kada je ovaj parametar u pitanju, situacija je nešto neujednačenija i izdvajaju se tri grupe mreža koje odgovaraju TS 35/10 kV:

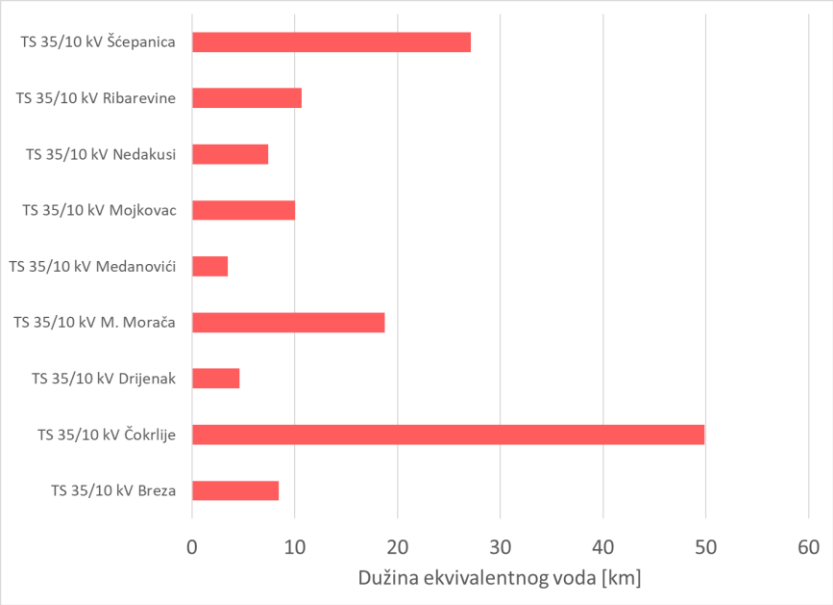
- Velika dužina ekvivivalentnog voda: TS Čokrlije, TS Šćepanica i TS M. Morača
- Prosječna dužina ekvivalentnog voda: TS Ribarevine, TS Mojkovac, TS Breza i TS Nedakusi
- Mala dužina ekvivalentnog voda: TS Medanovići i TS Drijenak.



Slika 3.32 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6

Jasno je da mreža napojena iz TS Medanovići ima najpovoljnije karakteristike bez obzira na visoko opterećenje: mala dužina i veliki prenosni kapacitet. S druge strane, ni TS Drijenak nije problematičan s aspekta pogonskih karakteristika prvenstveno usljed male dužine mreže i niskog opterećenja iako je prenosni kapacitet mreže nizak. Od preostalih mreža 10 kV napojenih iz TS 35/10 kV Regiona 6, preduslove za

potencijalno nepovoljne pogonske karakteristike ispunjavaju mreže TS Šćepanica, TS Čokrlije, TS Nedakusi i TS Mojkovac prije svega usljed nepovoljne kombinacije parametera: nizak presjek ekvivalentnog voda, umjerena ili velika dužina ekvivalentnog voda i visoko opterećenje napojne TS 35/10 kV.



Slika 3.33 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 6

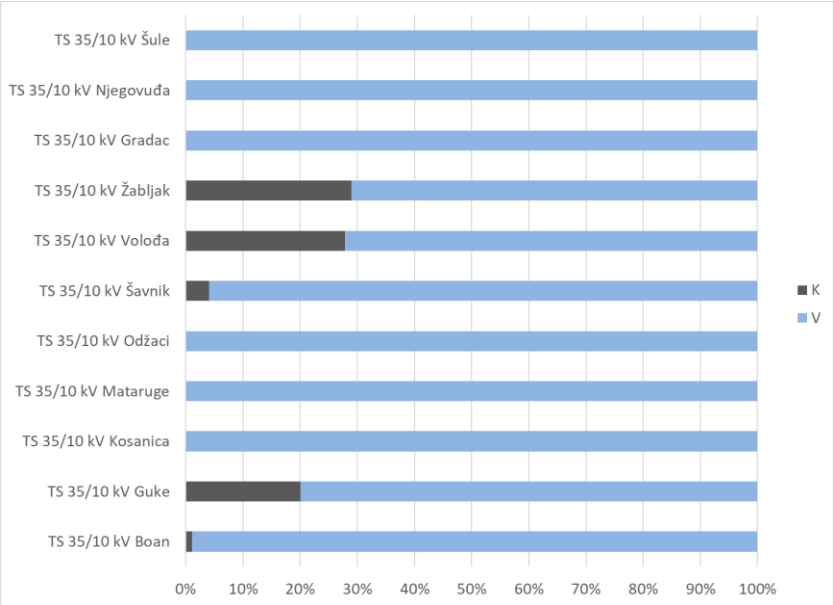
3.2.7. Region 7

Ukupna dužina 10 kV mreže ovog regiona ga svrstava odmah poslije mreža Regiona 2 i 1, ali je približno jednaka dužinama mreža Regiona 4 i 6. Radi se o izrazito vazdušnoj 10 kV mreži (Tabela 3.9, Slika 3.34) čiji je udio u ukupnoj dužini mreže najveći u odnosu na ostale regione (približno 91 %). Kod mreža svih TS 35/10 kV koje pripadaju Regionu 7 dominaniraju vazdušni vodovi. Nešto zapaženiji udio kablovskih vodova (između 20 i 30 % u ukupnoj dužini pripadajuće 10 kV mreže) postoji kod 10 kV mreža koje se napajaju iz TS 35/10 kV Žabljak, TS 35/10 kV Volođa i TS 35/10 kV Guke koje su ujedno i najopterećenije TS regiona i pripada im približno 82 % konzuma.

Tabela 3.9 Dužina 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7

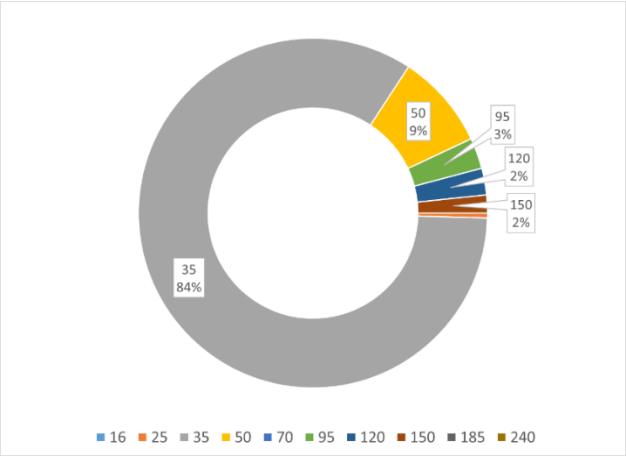
	Kablovski vod	Vazdušni vod	Ukupno
TS 35/10 kV Boan	0.319	27.792	28.111
TS 35/10 kV Guke	14.303	57.095	71.398
TS 35/10 kV Kosanica	0	89.33	89.33
TS 35/10 kV Mataruge	0	39.532	39.532
TS 35/10 kV Odžaci	0	36.869	36.869
TS 35/10 kV Šavnik	2.364	55.197	57.561
TS 35/10 kV Volođa	19.946	51.804	71.75
TS 35/10 kV Žabljak	25.022	61.274	86.296
TS 35/10 kV Gradac	0.06	78.23	78.29
TS 35/10 kV Njegovuđa	0	73.144	73.144
TS 35/10 kV Šule	0	51.973	51.973
Ukupno	62.014	622.24	684.254

Kada je u pitanju ukupna dužina 10 kV mreže po napojnoj TS 35/10 kV, najveći broj mreža karakteriše dužina iznad prosjeka na nivou ED sistema Crne Gore (TS Guke, TS Kosanica, TS Volođa, TS Žabljak, TS Gradac i TS Njegovuđa), dio je na nivou prosjeka (TS Šavnik i TS Šule), a tri spadaju u kraće mreže na nivou Crne Gore (TS Boan, TS Mataruge i TS Odžaci). Može se uočiti da najopterećenijim TS 35/10 kV odgovara mreža značajne dužine na nivou Regiona 7.



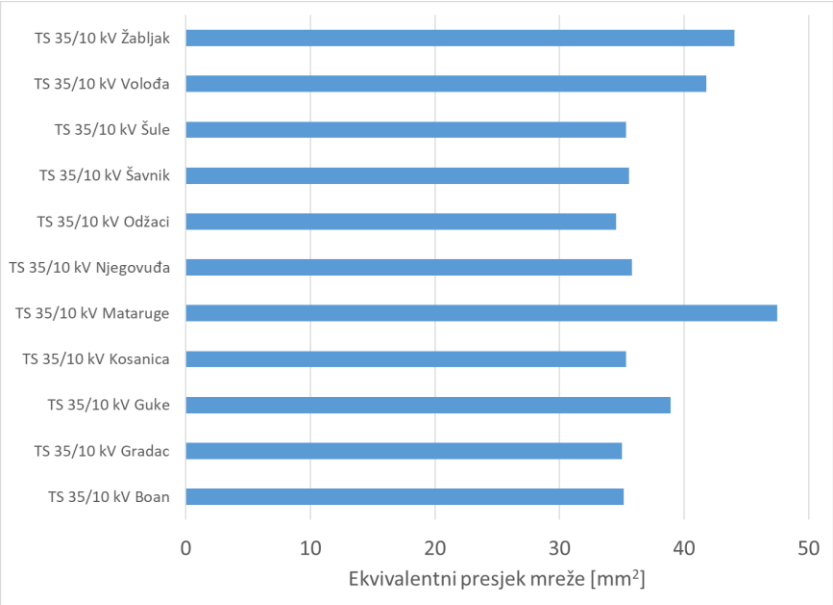
Slika 3.34 Učešće kablovske i vazdušne 10 kV mreže po TS 35/10 kV Regiona 7

Kada je u pitanju struktura mreže u pogledu zastupljenosti određenih tipskih presjeka provodnika (Slika 3.35), može se uočiti tipična osobina prepoznata kod 10 kV mreža svih sjevernih regiona, a to je izrazito prisustvo niskih presjeka, tj. 35 mm^2. Takođe, potrebno je istaći da 10 kV mrežu Regiona 7 karakteriše najmanja zastupljenost većih presjeka u 10 kV mreži (iznad 95 mm^2) sa udjelom od približno 7 %. Pomenuta opšta karakteristika 10 kV mreže u pogledu dominantnog prisustva presjeka 35 mm^2 karakteristična je i za sve pojedinačne 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 Regiona 7, osim za TS Mataruge kod kojih je prisutniji presjek 50 mm^2 (približno 88 % mreže). Posebno nepovoljan efekat na pogonske karakteristike može imati izraženo prisustvo mreže presjeka 35 mm^2 kod najopterećenijih TS 35/10 kV kao što su: TS Guke (udio mreže niskog presjeka je približno 84 %), TS Volođa (udio od približno 75 %) i TS Žabljak (udio od približno 62 %). Kod mreža preostalih TS 35/10 kV Regiona 7, udio mreže niskog presjeka je iznad 92 %, ali potrebno je naglasiti da se radi o vrlo slabo opterećenim TS.

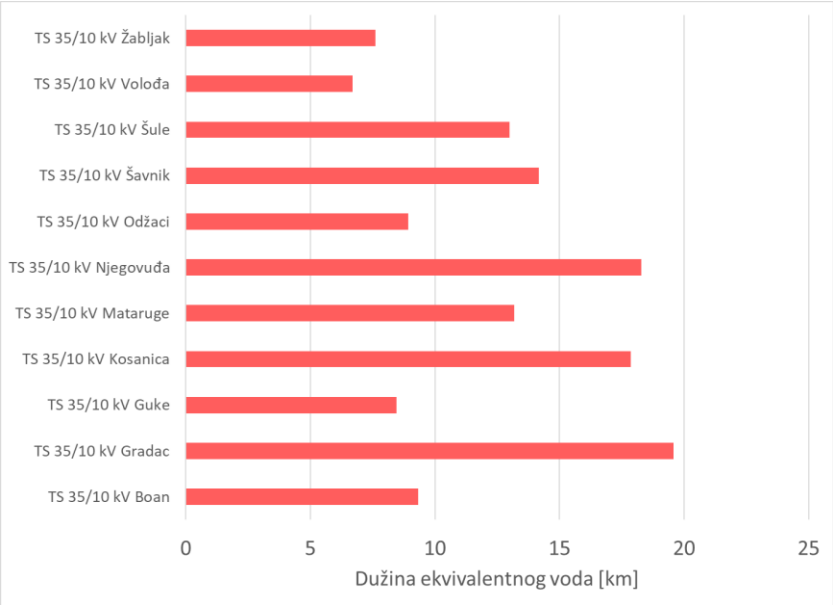


Slika 3.35 Učešće mreže određenog presjeka u ukupnoj dužini 10 kV mreže Regiona 7

Posebno indikativni parametri kada su pogonske karakteristike 10 kV mreže u pitanju su parametri ekvivalentnog voda: presjek i dužina (Slika 3.36, Slika 3.37). Posmatrajući presjek ekvivalentnog voda za mreže svih TS 35/10 kV Regiona 7 može se zaključiti da su približno ujednačene sa blago većim vrijednostima koje karakterišu 10 kV mrežu TS Mataruge, TS Žabljak, TS Volođa i TS Guke. Međutim, za sve njih važi da se radi o vrlo niskim vrijednostima u odnosu na isti parametar kod svih TS 35/10 kV ostalih regiona.



Slika 3.36 Presjek ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7



Slika 3.37 Dužina ekvivalentnog 10 kV voda po TS 35/10 kV Regiona 7

Dok je presjek ekvivalentnog voda praktično ujednačen kod svih 10 kV mreža napojenih iz TS 35/10 kV Regiona 7, to ne važi za dužinu ekvivalentnog voda. Prepoznaju se dvije grupe mreža, i to:

- Dužina ekvivalentnog voda iznad prosjeka na nivou ED sistema Crne Gore – veći dio 10 kV mreža (napojene iz TS Šule, TS Šavnik, TS Njegovuđa, TS Mataruge, TS Kosanica i TS Gradac)
- Dužina ekvivalentnog voda na nivou prosjeka u ED sistemu Crne Gore – preostale 10 kV mreže (napojene iz TS Žabljak, TS Volođa, TS Odžaci, TS Guke i TS Boan).

Generalni zaključak je da su prema parametru dužina ekvivalentnog voda 10 kV mreže napojene iz TS 35/10 kV karakteristične prema povišenim vrijednostima, što uz niske vrijednosti presjeka ekvivalentnog voda i značajnije opterećenih mreža (odnosno TS 35/10 kV) može biti preduslov za nepovoljne pogonske karakteristike mreže.

U narednom poglavlju će se, uzimajući u obzir izložene tehničke karakteristike mreže, uz izmjerene vrijednosti opterećenja TS 35/10 kV, dati pregled procjene tehničkih gubitaka energije u 10 kV mreži po pripadajućim napojnim TS 35/10 kV na godišnjem nivou, kao i njihov novčani ekvivalent uzimajući u obzir usvojenu prosječnu cijenu gubitaka energije na tržištu električne energije. Tehnički gubici energije, uz naponske prilike i procijenjenu pouzdanost elemenata mreže, predstavljaju najvažnije karakteristike kvaliteta ostvarenog pogona elektrodistributivne mreže.

3.2.8. Pregled procjene tehničkih gubitaka u 10 kV mreži po TS 35/10 kV

Tehnički parametri 10 kV mreže koji su predstavljeni i analizirani u prethodnim poglavljima su samo preduslov za postizanje pogona mreže određenog kvaliteta. Njihova kombinacija uz izmjerene pripadajuće energetske karakteristike (isporučena električna energija i vršna snaga na nivou godine) je specifična za konkretne 10 kV mreže i najbolje se sagledava kroz ostvarene naponske prilike i gubitke energije. Naponske prilike se predstavljaju mjerenjima[22] (poglavlje 2.2) ili kroz proračun (kada su nedostupni mjerni podaci).

Detaljni proračuni naponskih prilika vrše se na osnovu detaljnih podloga o uklopnom stanju 10 kV mreže (karakteristike svih dionica mreže i svih potrošača (4806 TS 10/0,4 kV)) što je u praksi predmet posebnih elaborata i studija koje tretiraju uže geografske lokalitete, a koje nijesu bile na raspolaganju tokom izrade ovog dokumenta. S druge strane, procjena gubitaka energije, kao i njihova valorizacija izvršene su ovdje u cilju kvalitativne komparacije ostvarenog pogona svih 10 kV mreža napojenih iz TS 35/10 kV koje su dio ED sistema Crne Gore. Pripadajući rezultati su predstavljeni grafički na dva načina:

- Procentualni udio gubitaka (Slika 3.38-Slika 3.40) u energiji izmjerenoj na nivou TS 35/10 kV na nivou godine
- Vrijednost gubitaka energije (Slika 3.41-Slika 3.43) koja je procijenjena uzimajući u obzir ugovorenu cijenu na tržištu električne energije (50 EUR/MWh).

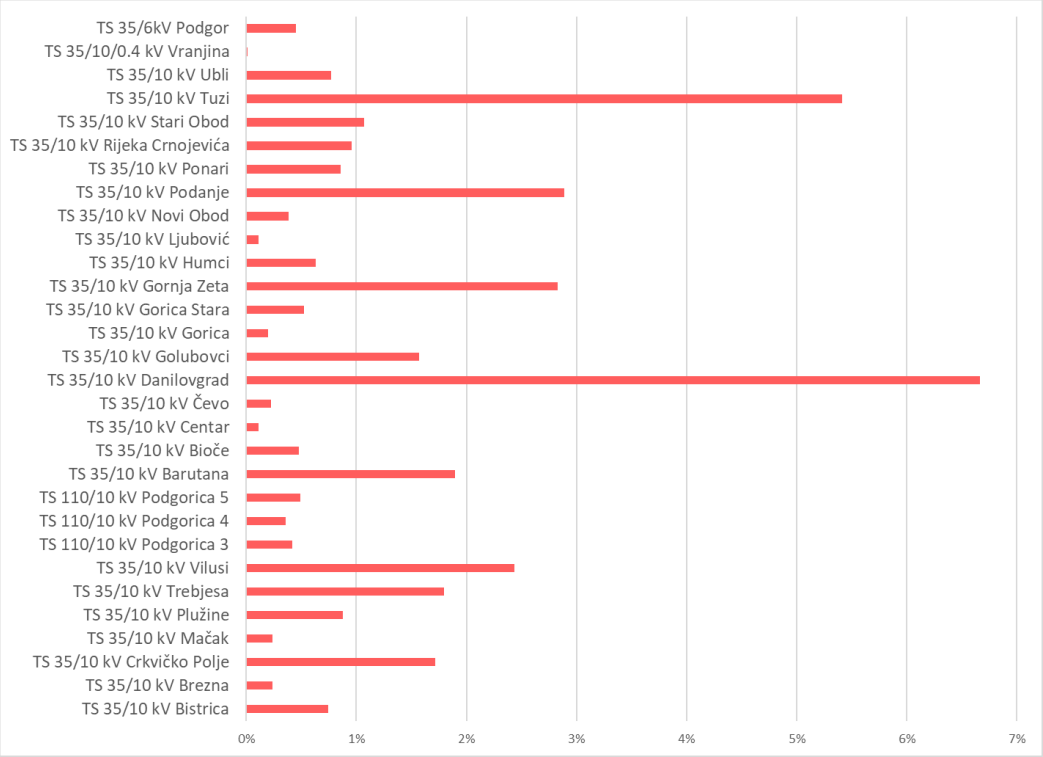
U cilju preglednijeg prikaza procijenjenih gubitaka energije u 10 kV mreži svi regioni su podijeljeni na 3 grupe: centralni (1 i 2), primorski (4 i 5) i sjeverni (3, 6 i 7). Posmatrajući procijenjene vrijednosti udjela gubitaka mogu se prepoznati 4 grupe mreža:

- Mreže sa visokim udjelom gubitaka (iznad 2 %),
- Mreže sa blago povećanim gubicima (između 1 i 2 %),
- Mreže sa umjerenim udjelom gubitaka (između 0,5 i 1 %) i
- Mreže sa niskim udjelom gubitaka (ispod 0,5 %).

Mreže sa visokim udjelom gubitaka treba da budu predmet mjera za snižavanje gubitaka (rekonstrukcije mreže u pogledu povećanja prenosnog kapaciteta, rekonfiguracije mreže ili izgradnje nove napojne tačke), dok mreže sa blago povećanim i umjerenim nivoom gubitaka treba da budu predmet pomenutih mjera ukoliko njihov pogon karakterišu gubici energije kojima odgovaraju značajni troškovi. Naime, sam povećan udio gubitaka energije u određenim slučajevima nije ekonomski opterećujući iz prostog razloga što se radi o niskom konzumu na nivou godine što je često slučaj za ruralne konzume koji su izrazito geografski distribuirani, pa je izgradnja mreže sa većom propusnim kapacitetom (niskim gubicima) ekonomski

[22] Sistemom mjerenja CEDIS nijesu obuhvaćena mjerenja napona u 10 kV mreži (osim u napojnim TS 35/10 kV).

neisplativa. Stoga je pored udjela gubitaka u ukupnoj preuzetoj energiji važan podatak i o njihovoj vrijednosti na tržištu električne energije.

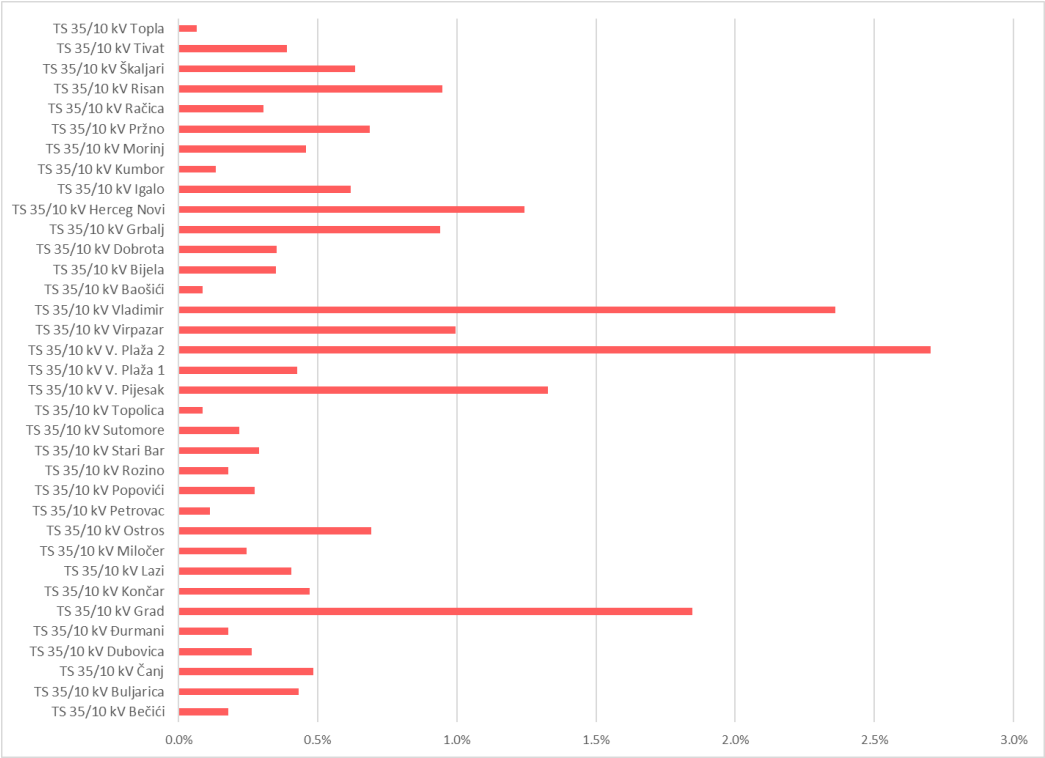


Slika 3.38 Procjena učešća tehničkih gubitaka u ukupnoj energiji izmjerenoj kod TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 1 i 2

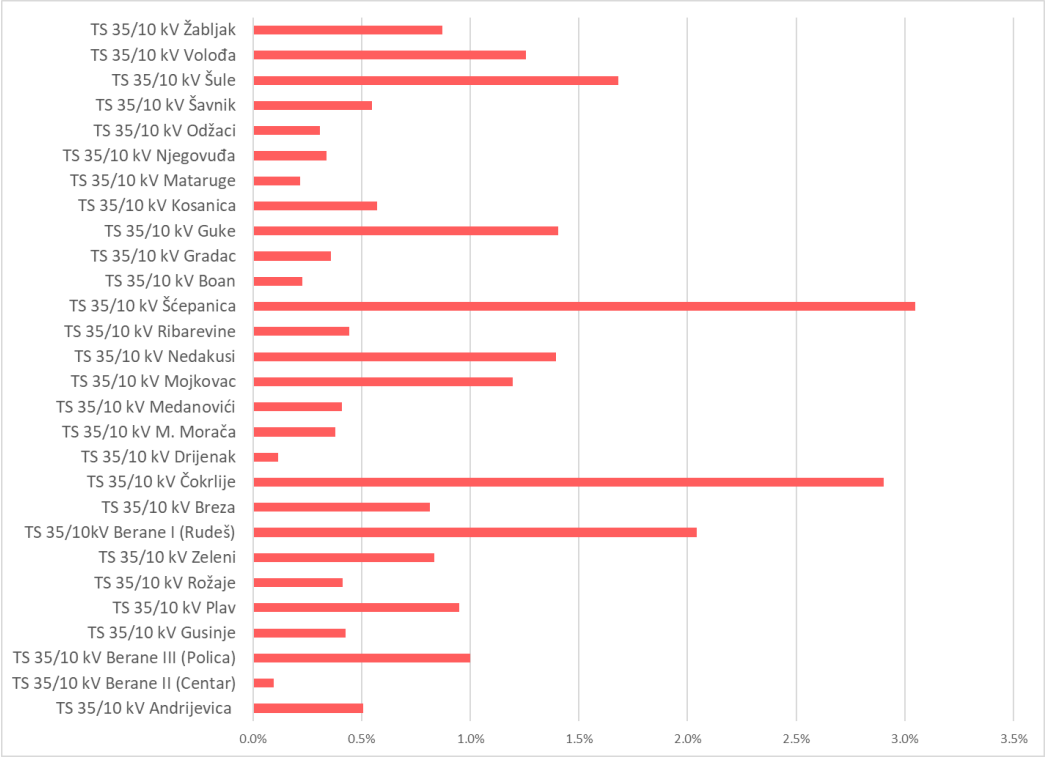
Kada su povećani gubici energije u pitanju, u centralnim regionima izdvajaju se mreže napojene iz sljedećih TS 35/10 kV: TS Danilovgrad, TS Tuzi, TS Podanje, TS Gornja Zeta, TS Vilusi. U pogledu mreža koje se ističu po blago povećanom i umjerenom nivou gubitaka, usljed nešto većeg troška za gubitke energije tokom godine važno je istaći 10 kV mreže napojene iz sljedećih TS 35/10 kV: TS Trebjesa i TS Bistrica. Ovdje se sa značajnom vrijednošću gubitaka ističu i TS 110/10 kV Podgorica 3, 4 i 5, ali to je i očekivano jer se radi o TS kojima odgovara skoro trećina konzuma na nivou Crne Gore, pa gledano u odnosu na tu činjenicu, ti gubici nijesu pokazatelj nepovoljnih pogonskih karakteristika.

Mrežama koje su istaknute po značajnom udjelu gubitaka energije, uz izuzetak mreže TS 35/10 kV Vilusi (usljed niskog konzuma) odgovara i značajna vrijednost troška za gubitke, što je posebno evidentno ako se uporede sa procijenjenim troškovima za gubitke kod mreža TS 110/10 kV Podgorica 3, 4 i 5 koje karakteriše više puta veći konzum pojedinačno gledano. Dakle, kod istaknutih mreža potrebno je primjeniti mjere za smanjivanje gubitaka što posebno dobija na značaju u narednim godinama planskog perioda usljed očekivanog porasta potrošnje energije i opterećenja.

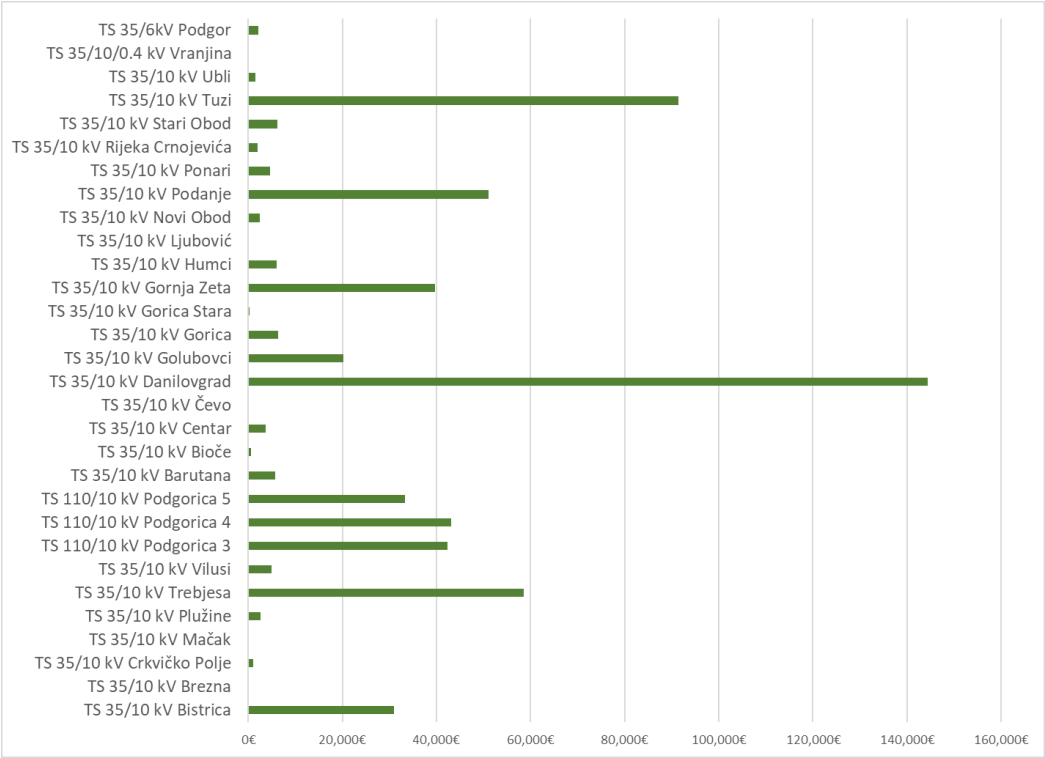
Kada su u pitanju mreže 10 kV napojene iz TS 35/10 kV primorskih regiona (Slika 3.39, Slika 3.42) sa značajnim udjelom gubitaka energije ističu se mreže napojene iz: TS V. Plaža 2 i Vladimir, dok se sa blago povećanim gubicima ističu mreže napojene iz: TS Grad, TS V. Pijesak i TS Herceg Novi. Ako se posmatra novčana valorizacija gubitaka značajno se ističu mreže napojene iz TS 35/10 kV Grad i TS 35/10 kV Herceg Novi, što je i očekivano uzimajući u obzir njihov konzum. Uzimajući u obzir da se kod svih navedenih mreža radi o TS za čiji konzum se očekuje intenzivniji rast usljed jačanja turističke djelatnosti, jasno je da trebaju biti predmet mjera za smanjenje i ograničavanje nivoa gubitaka energije.



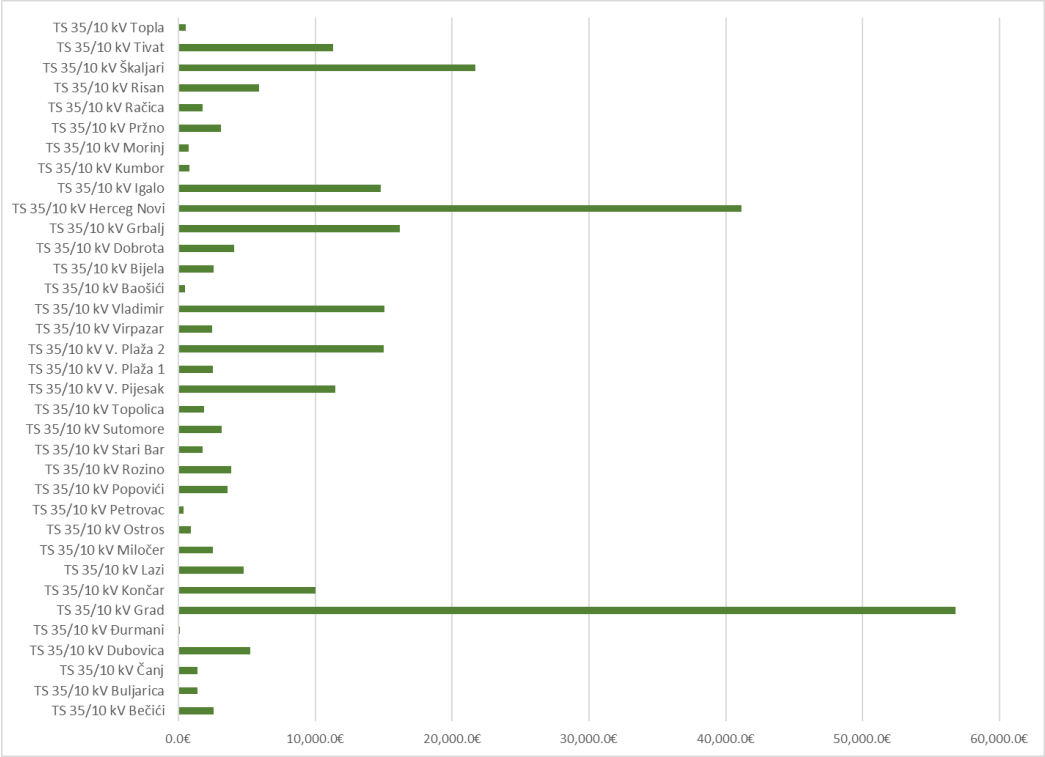
Slika 3.39 Procjena učešća tehničkih gubitaka u ukupnoj energiji izmjerenoj kod TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 4 i 5



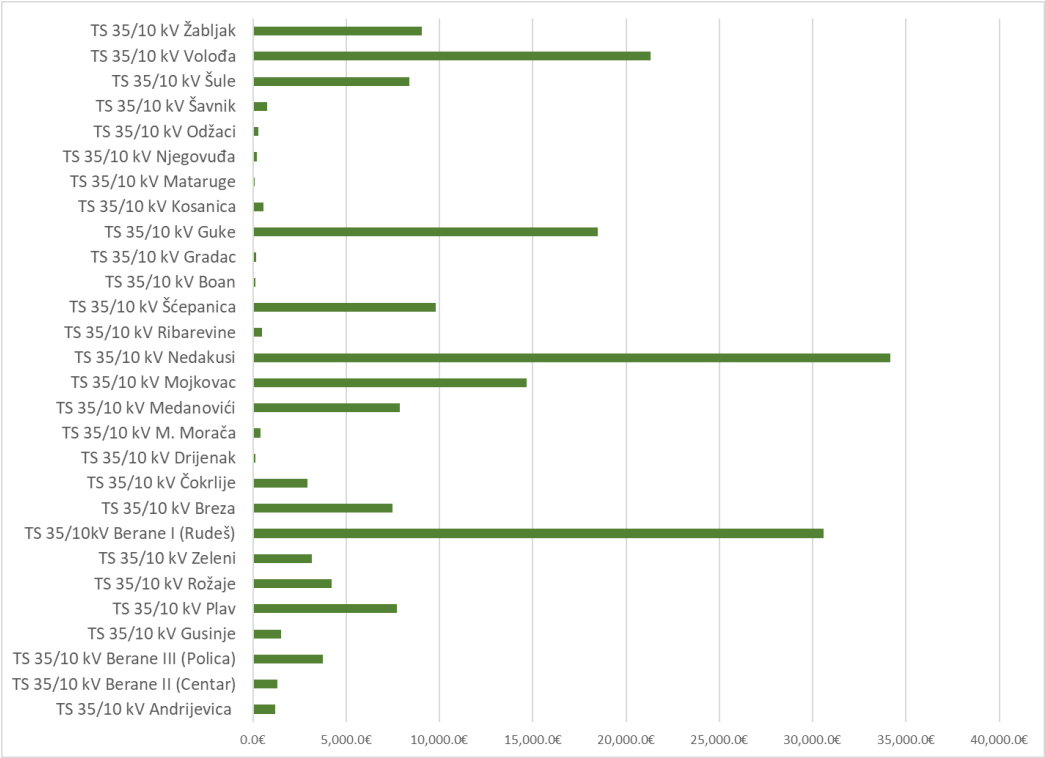
Slika 3.40 Procjena učešća tehničkih gubitaka u ukupnoj energiji izmjerenoj kod TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 3, 6 i 7



Slika 3.41 Procjena troška za tehničke gubitke na godišnjem nivou po TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 1 i 2



Slika 3.42 Procjena troška za tehničke gubitke na godišnjem nivou po TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 4 i 5

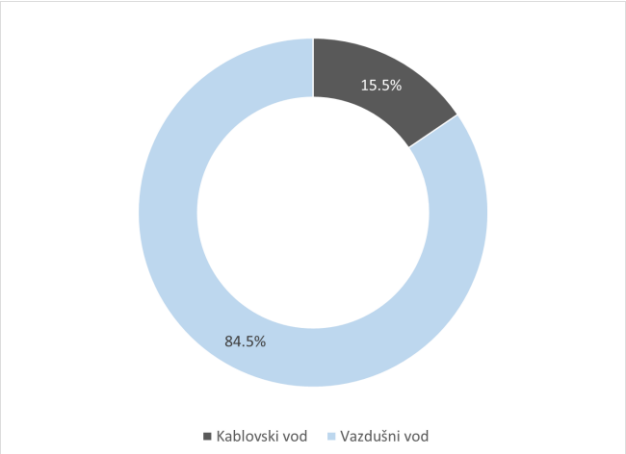


Slika 3.43 Procjena troška za tehničke gubitke na godišnjem nivou po TS 35/10 kV za pripadajuću 10 kV mrežu regiona 3, 6 i 7

Nivo gubitaka u mrežama 10 kV sjevernih regiona (Slika 3.40, Slika 3.43) ukazuje na prisustvo značajnog nivoa gubitaka kod mreža napojenim iz sljedećih TS 35/10 kV: TS Šćepanica, TS Čokrlije i TS Berane I (Rudeš), dok su blago povećani gubici kod mreža napojenim iz: TS Šule, TS Guke, TS Nedakusi, TS Volođa i TS Mojkovac. No, kako je nivo konzuma kod TS Šćepanica, TS Čokrlije i TS Šule nizak, to novčana valorizacija gubitaka energije kod pripadajućih mreža ne ukazuje na značajno nepovoljne pogonske karakteristike. S druge strane, u pogledu troškova za gubitke posebno se ističu mrežže napojene iz: TS Nedakusi, TS Berane I (Rudeš), TS Volođa i TS Guke i u manjoj mjeri TS Mojkovac. Kod navedenih mreža u planskom period treba računati sa odgovarajućim rekonstrukcijama u pogledu poboljšanja pogonskih karakteristika 10 kV mreže.

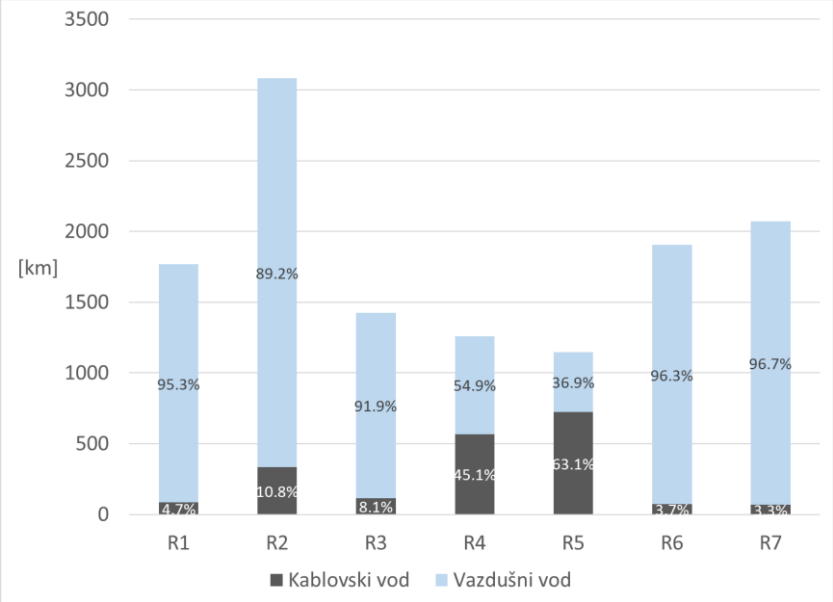
4. PREGLED STANJA NISKONAPONSKE MREŽE

Mreža niskog napona (NN) je najveći i prostorno najrazgranatiji dio distributivne mreže. Na područjima gradova izvedena je kao kablovska, a u vangradskim područjima kao nadzemna. U pogledu dužine NN mreže na nivou ED sistema Crne Gore, najveći dio odgovara vazdušnim vodovima (84,5 %), a ostalo su kablovi (Slika 4.1). Dominacija vazdušne NN mreže u odnosu na kablovsku odgovara i svim regionima osim Regionu 5 (Slika 4.2), odnosno ED koje ga čine, tj. Herceg Novi, Kotor i Tivat (Slika 4.3). Kada su u pitanju ED, po većem udjelu kablovske mreže ističe se i ED Budva koja je dio Regiona 4 koji karakteriše nešto blaže izražena dominacija vazdušne mreže u odnosu na većinu regiona. Kablovsku mrežu karakterišu povoljnije karakteristike u pogledu opteretivosti (veći presjeci), manji gubici energije i veća pouzdanost nego je to slučaj za vazdušnu mrežu.

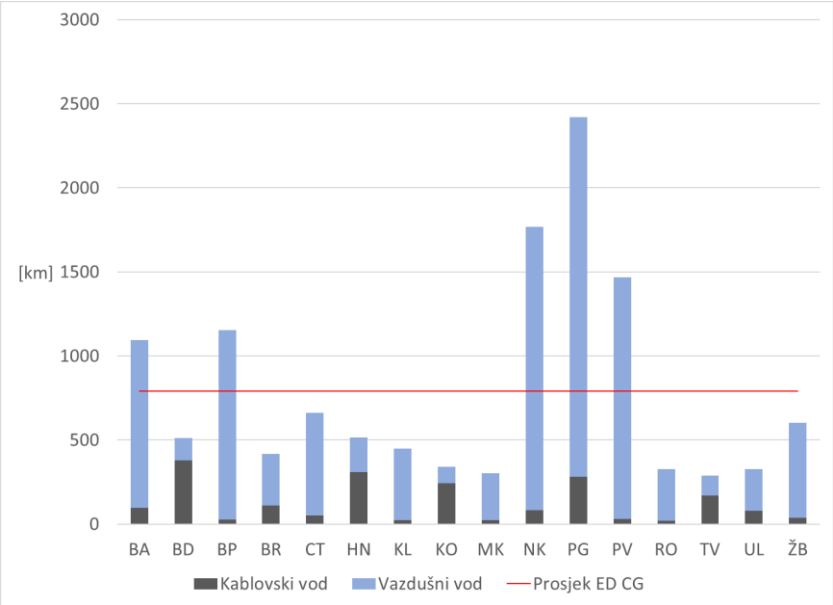


Slika 4.1 Struktura niskonaponske mreže ED Crne Gore prema tipu

U pogledu dužine NN mreže, posebno se ističe Region 2 sa približno 50 % većom dužinom mreže od dužine prvog pratioca, tj. Regiona 7, odnosno Regiona 6 i 2 koje karakterišu vrlo bliske ukupne dužine NN mreže. Preostale regione karakteriše više od 2 puta manja dužina mreže nego je to slučaj za Region 2. Glavni razlog izražene dužine NN mreže Regiona 2 je ED Podgorica kojoj i pripada najveći broj NN potrošača u odnosu na sve ostale ED. Kao ED sa natprosječnom dužinom NN mreže u Crnoj Gori ističu se još i: Nikšić, Pljevlja, Bijelo Polje i Berane. Izražena dužina mreže potencijalno vodi do slabijih naponskih prilika i povećanih gubitaka energije, a koliko će to biti izraženo zavisi od broja potrošača, TS X/0,4 kV i energetskih karakteristika mreže.

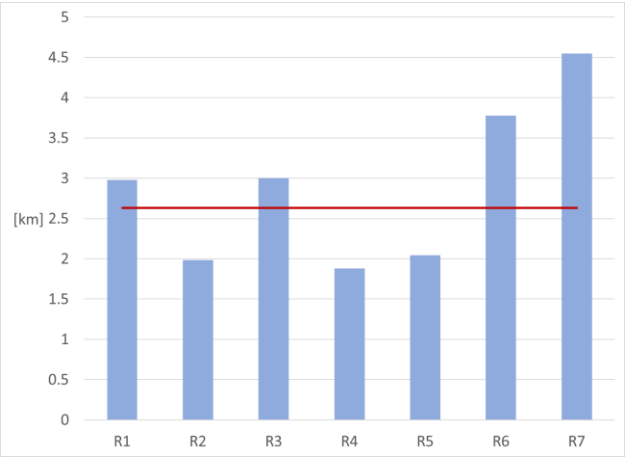


Slika 4.2 Struktura niskonaponske mreže po regionima

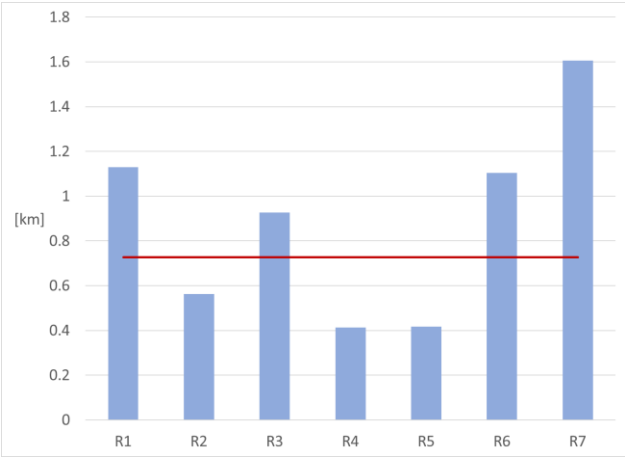


Slika 4.3 Struktura niskonaponske mreže po ED

Ukupna dužina NN mreže na nivou regiona ili ED je indikator razuđenosti potrošnje, a time i zahtjevnijih preduslova za ispunjavanje cilja kvalitetnog snabdijevanja potrošača električnom energijom. U zavisnosti od geografske distribucije potrošača, odnosno gustine opterećenja, otežani uslovi pogona elektrodistributivne mreže mogu uticati da određeni broj potrošača (uglavnom udaljenih od centara potrošnje) dobije napajanje slabijeg kvaliteta u osnosu na ostatak konzuma. Iako veća ukupna dužina mreže na nivou regiona ili ED je i indikator potencijalno slabijih naponskih prilika, za tu namjenu je pogodniji indikator dužina NN mreže po TS X/0,4 kV, odnosno po izvodu TS X/0,4 kV (Slika 4.4 i Slika 4.5).



a)

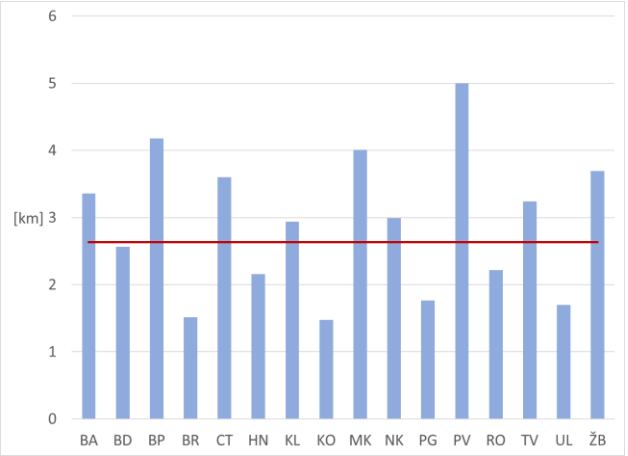


b)

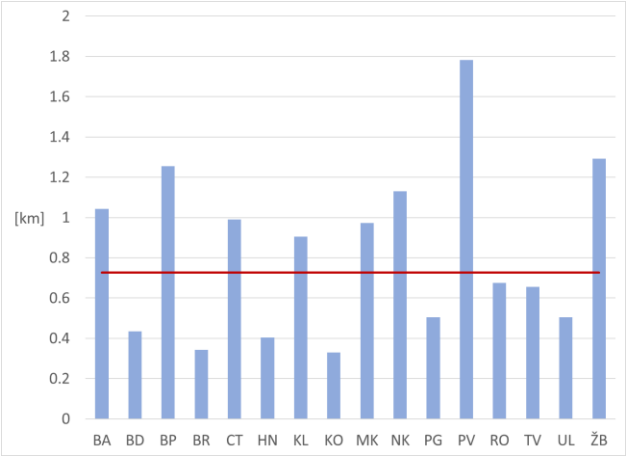
Slika 4.4 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po regionima

Posmatrajući prosječnu dužinu NN mreže po TS X/0,4 kV po regionima jasno se uočava da se Region 2 ne ističe po dužini NN mreže, što je bio slučaj kada se posmatrala ukupna dužina mreže, dok preostali regioni koji su prepoznati po izraženijim dužinama NN mreže zadržavaju svoju poziciju u odnosu na ostale regione. Dakle, Region 2, zajedno sa regionima 4 i 5 karakterišu najpovoljnije vrijednosti ovog indikatora u odnosu na ostale regione ED sistema Crne Gore. To za posljedicu ima da regione 2, 4 i 5 karakterišu generalno povoljnije karakteristike NN mreže s aspekta postizanja kvalitetnih naponskih prilika i nivoa gubitaka energije u odnosu

na ostale regione. Pomenuti stav dodatno potvrđuje indikator koji povezuje dužinu NN mreže i broj izvoda TS X/0,4 kV (Slika 4.4 b) gdje je kod Regiona 7 prosječna dužina NN izvoda približno 1,6 km i 4 puta je veća od prosječne dužine izvoda koja karakteriše regione 4 i 5, a više od 2 puta od prosječne dužine na nivou ED Crne Gore. Iako su regioni sastavljeni od ED sličnih karakteristika, ipak je radi alociranja mjera za poboljšanje pogonskih karakteristika pogodno pomenute indikatore posmatrati i na nivou ED (Slika 4.5).



a)

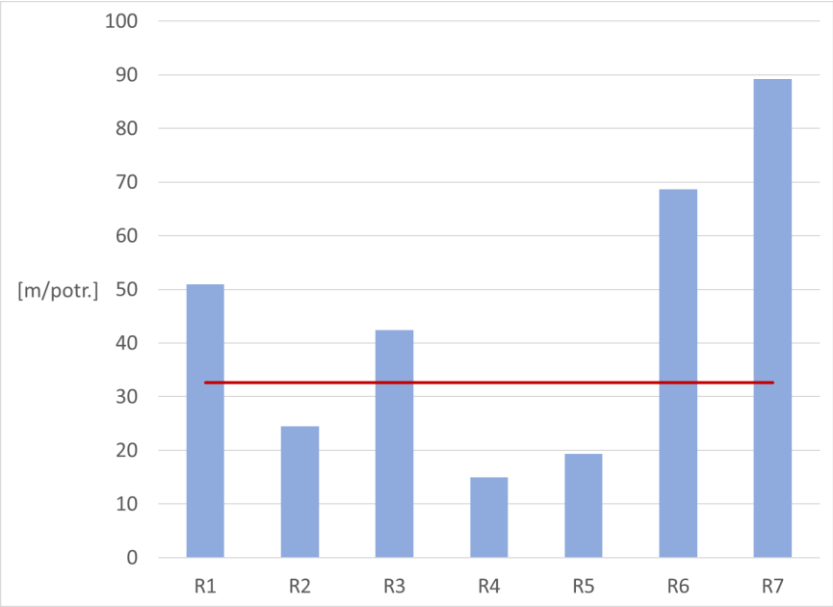


b)

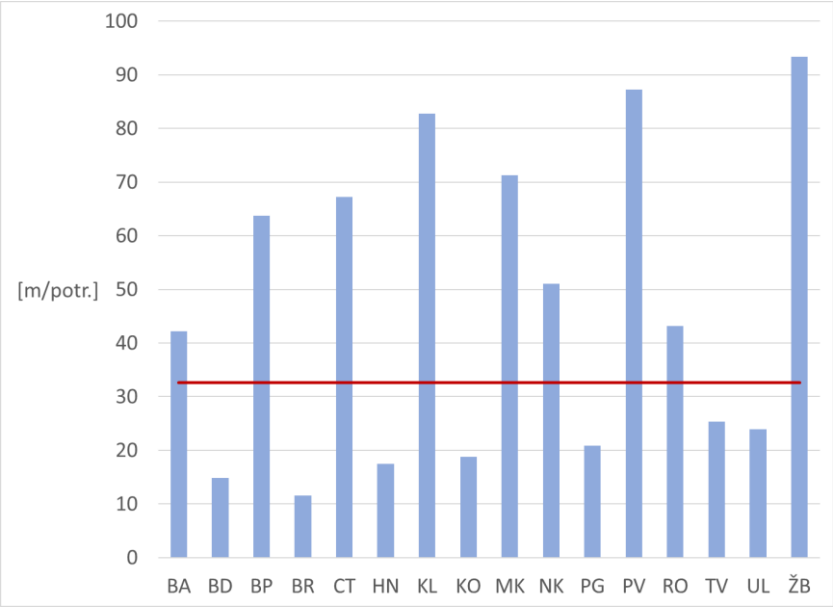
Slika 4.5 Dužina NN mreže po TS X/0,4 kV (a) i po izvodu TS X/0,4 kV (b) po ED

Lako je uočljivo da ED Podgorica, ED Rožaje i sve primorske ED osim ED Tivat karakterišu dužine NN mreže po TS X/0,4 kV niže od prosjeka na nivou CG, što znači da sve sjeverne ED uz Nikšić i Cetinje pri određenim opterećenjima karakterišu slabije naponske prilike i veći gubici energije. U prilog tome posebno ide i vrijednost indikatora koji predstavlja prosječnu dužinu NN izvoda po ED (Slika 4.5 b). Od sjevernih ED, po posebno nepovoljnoj vrijednosti pomentutog indikatora ističe se ED Pljevlja, a zatim slijede ED Žabljak i ED Bijelo Polje, a približnu vrijednost imaju i preostale ED osim ED Rožaje. Od primorskih ED najpovoljniju vrijednost indikatora imaju ED Bar i ED Kotor, ali je važno istaći i povoljnu vrijednost koja karakteriše ED Podgorica koja posebno dobija na težini usljed opterećenja, i energije koja odgovara ovoj ED. Takođe, važno je istaći i činjenicu da ED Tivat karakteriše prosječna dužina NN izvoda koja je dvostruko veća nego je to slučaj za ostale primorske ED, a time potencijalno ukazuje na nepovoljne pogonske karakteristike mreže. Standardna mjera za poboljšanje vrijednosti ovog indikatora, a time i uspostavljanja povoljnijih tehničkih mogućnosti za ostvarivanje željenog kvaliteta snabdijevanja potrošača je izgradnja novih TS X/0,4 kV i uklapanje u postojeću NN mrežu strateškim geografskim pozicioniranjem tako da se minimalno poveća ukupna dužina NN mreže.

Kada je NN mreža u pitanju, indikator koji ukazuje na to kako su potrošači geografski raspoređeni i posljedično, koliko je potrebno mreže izgraditi za njihovo sigurno snabdijevanje je prosječna dužina mreže po potrošaču (Slika 4.6 i Slika 4.7). U tom pogledu, jasno je da su potrošači regiona 2, 4 i 5 geografski koncentrisaniji i time ove regione karakterišu jednostavniji zahtjevi za sigurno snabdijevanje potrošača kvalitetnom električnom energijom. Regioni 7 i 6 se ističu po posebno nepovoljnoj vrijednosti ovog indikatora u odnosu na ostale regione, iako i regioni 1 i 3 imaju nešto veće vrijednosti u odnosu na prosjek na nivou ED Crne Gore. Posmatrajući vrijednost pomenutog parametra na nivou ED, razlika u geografskoj distribuciji konzuma je drastična ako se posmatraju ED Podgorica i primorske ED u odnosu na sjeverne ED i ED iz centralne regije (Nikšić i Cetinje). Ta razlika je takva da je dužina NN mreže po potrošaču koja karakteriše ED Žabljak približno 9 puta veća nego je to slučaj za ED Bar, a one su predstavnici dvije ekstremne vrijednosti u okviru ED sistema Crne Gore. Jasno je da ovakvu razliku u geografskoj distribuciji potrošača prati i značajna razlika u troškovima pogona i održavanja NN mreže koja treba da obezbijedi sigurno snabdijevanje energijom.

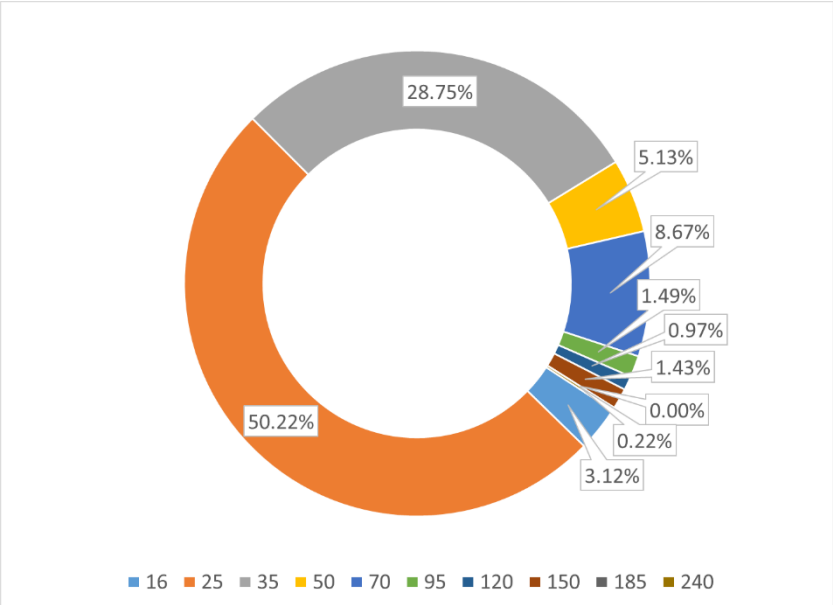


Slika 4.6 Dužina NN mreže po NN potrošaču po regionima



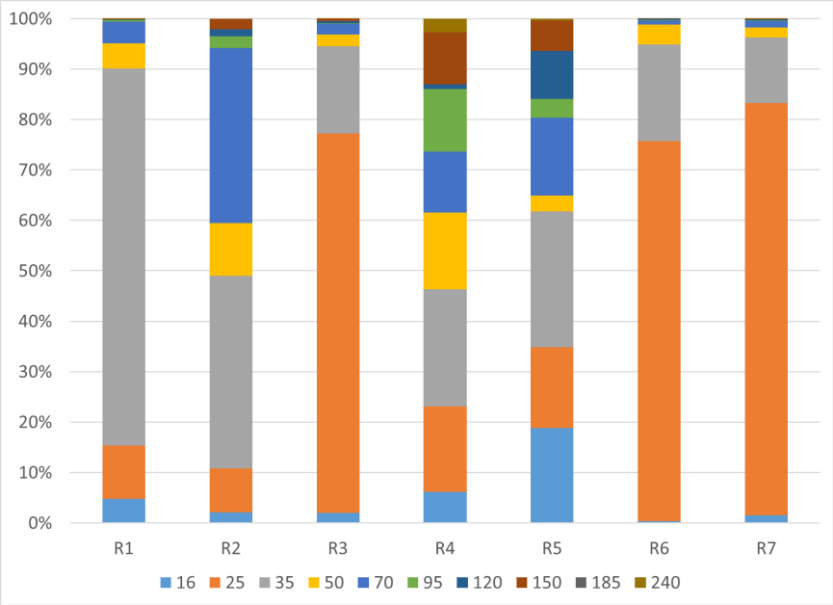
Slika 4.7 Dužina NN mreže po NN potrošaču po ED

Pored dužine i tipa vodova NN mreže, važan pokazatelj mrežnih kapaciteta je i struktura mreže u pogledu zastupljenosti provodnika određenog presjeka. Na nivou ED CG, u ukupnoj dužini NN mreže sa udjelom od približno 82 % učestvuju presjeci provodnika od 35 mm^2 i niži (Slika 4.8). Pritom, samo provodnici sa presjekom od 25 mm^2 čine 50 % ukupne dužine NN mreže. Ovdje je potrebno uzeti u obzir da pomenutim generalnim pokazateljima zastupljenosti određenih presjeka provodnika u NN mreži na nivou ED Crne Gore doprinose svi regioni, odnosno ED proporcionalno sopstvenim dužinama NN mreže, a iz ranijih prikaza je jasno da postoji značajna razlika u ukupnoj dužini NN mreže regiona odnosno ED. Zato je važno pomenutu strukturu sagledati i na nivou regiona, odnosno ED. Potrebno je istaći i da je na nivou ED Crne Gore učešće Al provodnika dominantno sa približno 92 % u odnosu na Cu provodnike. Približno isti odnos karakteriše i ostale regione, odnosno ED sa izuzetkom primorskih ED (Herceg Novi, Budva, Tivat, Bar i Ulcinj) kod kojih udio Cu provodnika u ukupnoj dužini NN mreže iznosi između 20 i 31 %.



Slika 4.8 Struktura niskonaponske mreže po presjecima provodnika

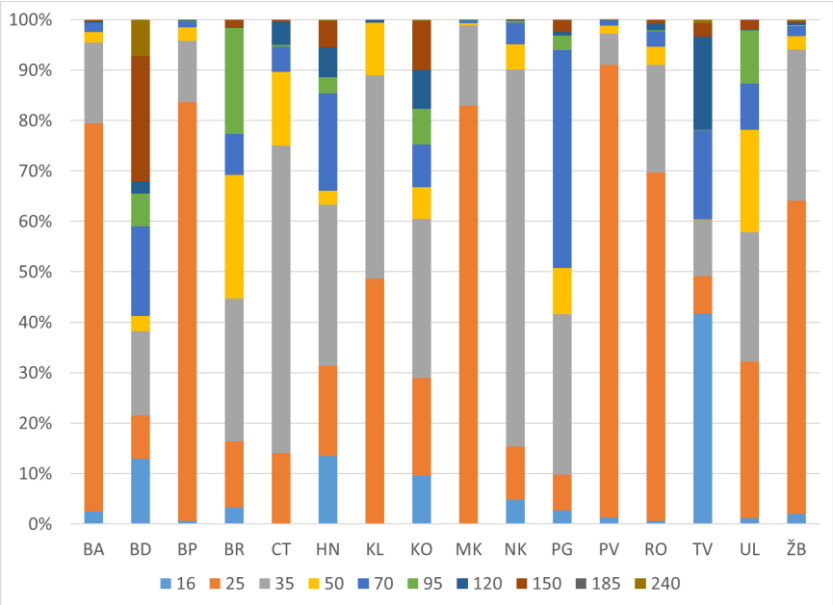
Kada je u pitanju struktura učešća pojedinih presjeka provodnika u ukupnoj dužini NN mreže na nivou regiona (Slika 4.9), odnosno ED (Slika 4.10), mogu se uočiti dvije grupe regiona sa sličnim osobinama. Naime, regione 1, 3, 6 i 7 karakteriše učešće presjeka od 35 mm^2 i niže sa iznad 90 % u ukupnoj dužini NN mreže (kod Regiona 7 i iznad 96 %), dok je kod preostalih regiona učešće presjeka nešto ravnomjernije (posebno uočljivo kod regiona 4 i 5). Dok regione 3, 6 i 7 karakteriše praktično ista struktura u pogledu zastupljenosti provodnika određenog presjeka u NN mreži, Region 1 ima nešto povoljniju strukturu od njih jer je dominantnije učešće provodnika presjeka 35 mm^2 u odnosu na presjek od 25 mm^2. Jasno je da regione 2, 4 i 5 karakteriše povoljnija struktura zastupljenosti provodnika određenog presjeka sa učešćem presjeka provodnika od 50 mm^2 i više od približno 40 do 50 %. Ako se pomenutoj razlici doda i ranije istaknuta razlika u ukupnoj dužini NN mreže po regionima, slijedi da sjeverne regione karakteriše NN mreža velike dužine a niskog presjeka u odnosu na primorske regione. Prethodno za posljedicu ima nisku propusnu moć NN mreže kod sjevernih regiona, a to potencijalno za posljedicu može da ima slabije naponske prilike i veće gubitke energije, odnosno ograničenu mogućnost priključenja novih potrošača bez izgradnje novih TS X/0,4 kV i NN mreže.



Slika 4.9 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po regionu

Za preciznije alociranje strateških mjera za unaprjeđenje pogona NN mreže na nivou ED, pomenutu strukturu zastupljenosti provodnika određenog presjeka u NN mreži potrebno je posmatrati na nivou ED (Slika 4.10). Generalno, sve sjeverne ED imaju približno istu strukturu kada je prisustvo provodnika NN mreže određenog presjeka u pitanju, i ona odgovara pripadajućim sjevernim regionima, a to je izraženo prisustvo provodnika niskog presjeka (dominira 25 mm^2, a uz presjek 35 mm^2 imaju udio između približno 90 % i 100 %). Slične karakteristike imaju i NN mreže ED Nikšić i Cetinje, ali sa obrnutim odnosom presjeka 35 mm^2 i 25 mm^2, ali njihovo zajedničko učešće je dominantno u odnosu na druge presjeke. Najnepovoljnija strukturu presjeka provodnika karakteriše ED Mojkovac i ED Pljevlja, ali kod ED Pljevlja to ima veći značaj zbog veličine konzuma, odnosno opterećenja. Takođe, u tom pogledu, koincidiranje nepovoljne strukture zastupljenosti presjeka provodnika i veličine konzuma (opterećenja) posebno može imati uticaj na kvalitet pogona NN mreže ED Nikšić.

Kada su primorske ED i ED Podgorica u pitanju, evidentno je da ih karakteriše povoljnija struktura presjeka provodnika NN mreže, a najpovoljnije karakteristike imaju ED Budva, ED Podgorica i ED Bar sa iznad 55 % učešća presjeka provodnika od 50 mm^2 i više (kod ED Budva je učešće presjeka provodnika od 70 mm^2 i više skoro 60 %). Preostale primorske ED imaju sličnu strukturu u pogledu zastupljenosti niskih presjeka (približno 60 %), samo je kod ED Tivat potrebno uočiti značajno učešće presjeka od 16 mm^2 sa iznad 40 % u ukupnoj dužini NN mreže i po ovome se ističe u odnosu na sve ED, pa se time i izdvaja kao ED sa najmanje povoljnom strukturom presjeka provodnika NN mreže među primorskim ED.

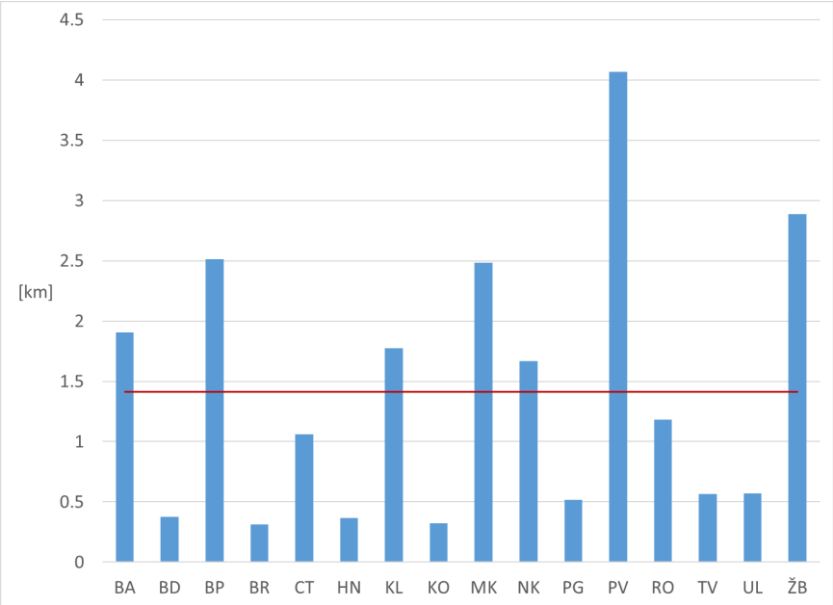


Slika 4.10 Učešće pojedinih presjeka provodnika niskonaponske mreže po ED

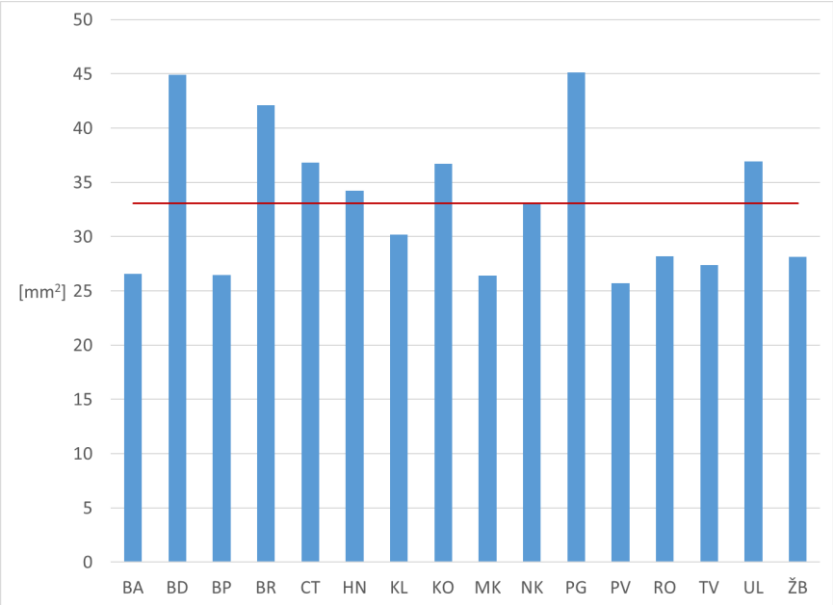
Sama dužina mreže ili struktura presjeka ne moraju biti odlučujući faktor koji upućuje na nepovoljne pogonske uslove eksploatacije NN mreže, ali njihova kombinacija, koja uzima u obzir i broj izvoda NN mreže može poslužiti za izvođenje kvalitativno reprezentativnijih indikatora, a takvi su dužina ekvivalentnog izvoda NN mreže i pripadajući presjek. Pomenuti indikatori su proračunati na nivou ED (Slika 4.11 i Slika 4.12).

U cilju kvalitativnog sagledavanja mogućnosti NN mreže da obezbijedi povoljne naponske prilike i gubitke energije potrebno je paralelno posmatrati oba pomenuta indikatora za neku ED. Međutim, samo nakon kombinovanja ovih indikatora sa pripadajućim energetskim podacima za posmatranu ED moguće je dati pouzdan generalni sud o kvalitetu pogona pripadajuće NN mreže. Kada su u pitanju opšti indikatori karakteristika same NN mreže, jasno je da su potencijalno nepovoljne karakteristike NN mreže predstavljene visokom vrijednošću dužine ekvivalentnog NN izvoda, odnosno niskom vrijednošću pripadajućeg ekvivalentnog presjeka. Koincidiranje pomenutih vrijednosti ukazuje na vrlo ograničenu propusnu moć NN

mreže, tj. nisku vrijednost opterećenja koja zadovoljava kriterijume kvalitetnog napajanja (zadovoljavajuće naponske prilike i gubici energije). Najpovoljnija kombinacija ekvivalentnih indikatora odgovara ED Budva i ED Bar, ali i ED Podgorica tj. najveća propusna moć NN mreže i najmanja dužina u odnosu na sve ostale ED. Preostale primorske ED takođe karakterišu povoljne vrijednosti indikatora, posebno u pogledu dužine ekvivalentnog izvoda, dok su vrijednosti ekvivalentnog presjeka blago iznad prosjeka na nivou ED Crne Gore, osim u slučaju ED Tivat koju u okviru primorskih ED karakterišu najmanje povoljne vrijednosti ekvivalentnih indikatora, tj. najveća dužina ekvivalentnog izvoda i najmanji ekvivalentni presjek. ED Ulcinj ima približno istu vrijednost dužine ekvivalentnog izvoda kao i ED Tivat, ali ima veću vrijednost ekvivalentnog presjeka, pa njena NN mreža ima generalno povoljnije karakteritike.



Slika 4.11 Dužina ekvivalentnog niskonaponskog izvoda po ED



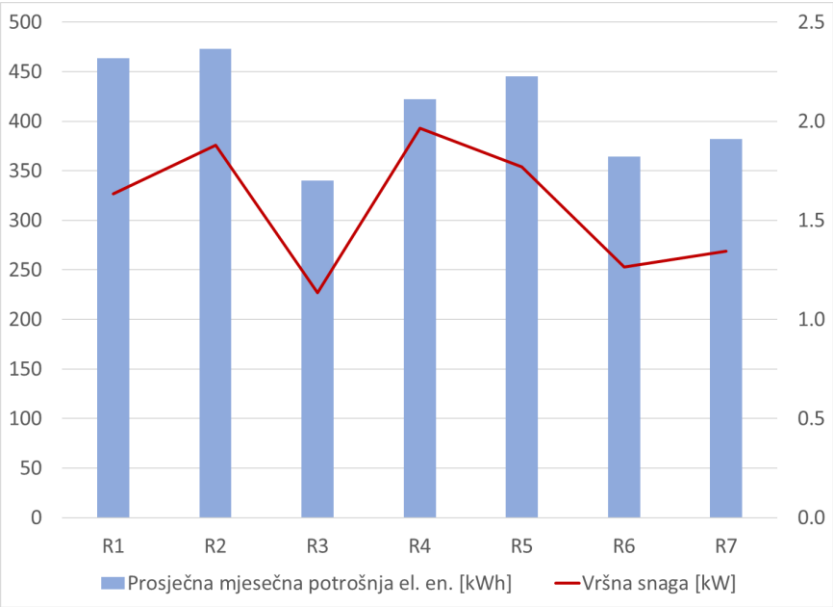
Slika 4.12 Presjek ekvivalentnog naponskog izvoda po ED

Sve sjeverne ED karakterišu približno iste vrijednosti presjeka ekvivalentnog izvoda (približno 26 mm^2 osim kod ED Kolašin sa 30 mm^2) što odgovara minimalnoj vrijednosti na nivou ED Crne Gore. Kada je dužina

ekvivalentnog izvoda u pitanju primjetna je veća varijacija, a najveća vrijednost odgovara ED Pljevlja što je, uzimajući u obzir vrijednost odgovarajućeg ekvivalentnog presjeka, ističe kao ED sa najnepovoljnijim karakteristikama NN mreže. Visoka vrijednost dužine ekvivalentnog izvoda u odnosu na sve ostale ED karakteriše i ED Žabljak, Bijelo Polje i Mojkovac, što, uzimajući u obzir pripadajuće presjeke, i ove ED ističe po nepovoljnim karakteristikama uz ED Pljevlja. Preostale ED (Berane, Kolašin, Nikšić, Cetinje i Rožaje) po vrijednosti dužine ekvivalentnog izvoda su približno na nivou prosjeka. Potrebno je istaći da je prosjek na nivou Crne Gore visok usljed značajnih razlika između sjevernih i primorskih ED u pogledu dužine ekvivalentnog izvoda. Takođe, ED Cetinje i ED Nikšić karakteriše nešto veća propusna moć NN mreže koja se vidi iz veće vrijednosti ekvivalentnog presjeka u odnosu na sjeverne ED.

Prethodni indikatori oslikavaju tehničke mogućnosti NN mreže, a da li one mogu dovesti do nepovoljnih pogonskih karakteristika (naponske prilike i gubici energije) zavisi od energetskih zahtjeva pripadajućih potrošača, tj. opterećenja. Iako su u užem smislu pogonske karakteristike NN mreže vezane za napojnu TS X/0,4 kV, moguće je izvući neke generalne zaključke i posmatrajući ED kao cjelinu. S tim u vezi, potrebno je posmatrati dostupne mjerne energetske podatke. Uvođenjem AMM sistema i digitalnih brojila električne energije u ED sistemu Crne Gore otvorila se mogućnost praćenja većeg broja značajnih pogonskih parametara na nivou TS X/0,4 kV i na nivou samog potrošača, a to podiže pouzdanost kvalitativnih analiza ostvarenog pogona NN mreže. Za potrebe analiza koje prate ovaj dokument obezbijeđeno je mjerenje vrše snage i energije za period od godinu dana na nivou TS X/0,4 kV i to za određeni broj TS uključenih u AMM sistem (približno 40 % od ukupnog broja TS na nivou ED Crne Gore, kojima odgovara iznad 70 % ukupnog broja NN potrošača). Koristeći pomenute dostupne mjerne podatke izvedeni su sljedeći generalni indikatori (Slika 4.13-Slika 4.16):

- Prosječna mjesečna potrošnja energije po potrošaču,
- Prosječna vršna snaga po potrošaču,
- Prosječna vršna snaga po TS X/0,4 kV po regionu i po ED i
- Prosječna instalisana snaga po TS X/0,4 kV po regionu i po ED.



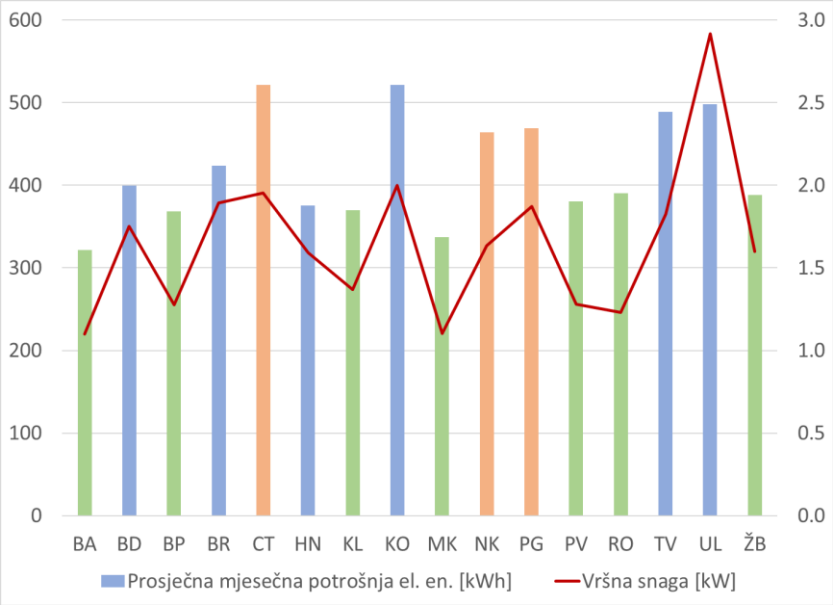
Slika 4.13 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po regionima

Kada je prosječna mjesečna potrošnja energije u pitanju, primjećuje se da centralne regione (1 i 2) karakteriše najveća prosječna mjesečna potrošnja energije, što je uslovljeno manje više ustaljenom potrošnjom tokom godine i značajnim korišćenjem električne energije za zadovoljavanje potreba grijanja/hlađenja. Vrlo blisku

prosječnu mjesečnu potrošnju energije po potrošaču imaju i primorski regioni koje karakteriše snažna sezonska zavisnost potrošnje, a najmanja vrijednost posmatranog indikatora karakteriše sjeverne regione (3, 4 i 5) koji su karakteristični po manjem korišćenju električne energije za potrebe grijanja/hlađenja prostora u odnosu na centralne i južne regione. Prosječna mjesečna potrošnja energije po NN potrošaču se kreće od 340 kWh (Region 3) do 473 kWh (Region 2)[23].

S druge strane, prosječna vršna snaga po potrošaču na nivou regiona ne prati u potpunosti trend prosječne potrošnje energije, a to je posebno evidentno ako se uporedno posmatraju primorski i centralni regioni. Naime, prosječna vršna snaga po potrošaču primorskih regiona je na nivou ili veća od istog indikatora za centralne regione. Čak se Region 4 izdvaja sa najvećom prosječnom vršnom snagom po potrošaču. Razlog je upravo ranije pomenuta snažna sezonska zavisnost potrošnje energije kod primorskih regiona, pa su i pripadajuće NN mreže pod značajno većim opterećenjem tokom ljetnjih mjeseci što značajno usložnjava pogonske uslove i postavlja dodatne izazove za postizanje sigurnog i kvalitetnog snabdijevanja potrošača. S druge strane, NN mreže sjevernih regiona karakterišu potrošači sa približno istom vrijednošću prosječne vršne snage po potrošaču, a koja je u odnosu na primorske regione manja i do skoro 50 %.

Kada su pomenuti indikatori u pitanju, radi kvalitetnijeg sagledavanja situacije u kojoj se nalazi NN mreža, dobro ih je posmatrati i na nivou ED (Slika 4.14). Na pomenutoj slici su različito obojeni djelovi grafika koji odgovaraju primorskim, centralnim i sjevernim ED. Kada je u pitanju prosječna mjesečna potrošnja po potrošaču, izdvajaju se primorske (Kotor, Ulcinj, Tivat) i centralne ED (Cetinje, Podgorica i Nikšić) sa potrošnjom energije u opsegu 460 - 520 kWh, dok preostale primorske ED (Budva, Bar i Herceg Novi) i sve sjeverne ED, karakteriše potrošnja u opsegu 320-420 kWh.



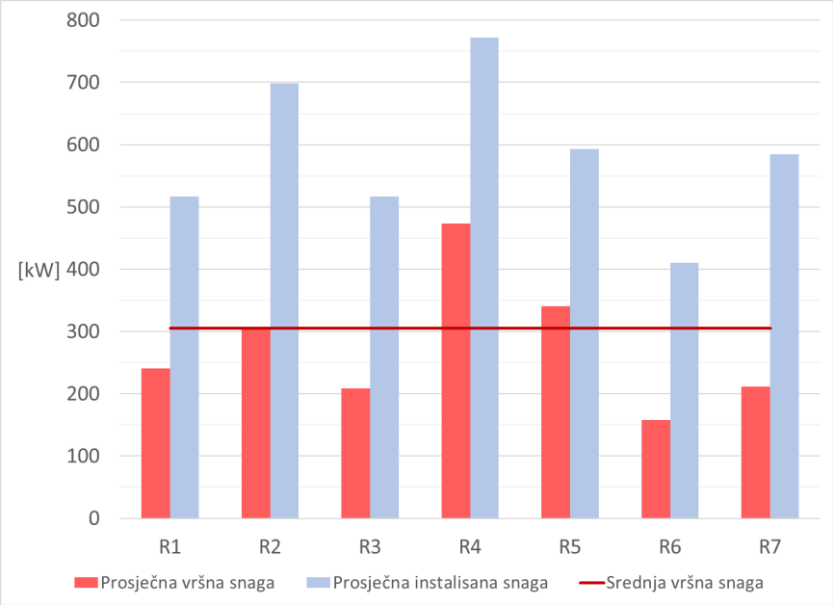
Slika 4.14 Prosječna mjesečna potrošnja el. energije i vršna snaga potrošača po ED

Ako se posmatra prosječna vršna snaga po potrošaču, jasno se uočava da sve primorske i centralne ED imaju približne vrijednosti u upsegu od 1,6 – 2 kW, uz izuzetak ED Ulcinj, kod koju karakteriše maksimalna vrijednost vršne snage po potrošaču u odnosu na sve ED, a iznosi 2,9 kW. Sve primorske ED u većoj ili manjoj mjeri karakteriše izražena sezonska karakteristika opterećenja, što je najevidentnije kod ED Ulcinj, a što za posljedicu ima značajno opterećenu NN mrežu tokom turističke sezona, a ista mreža je tokom najvećeg dijela

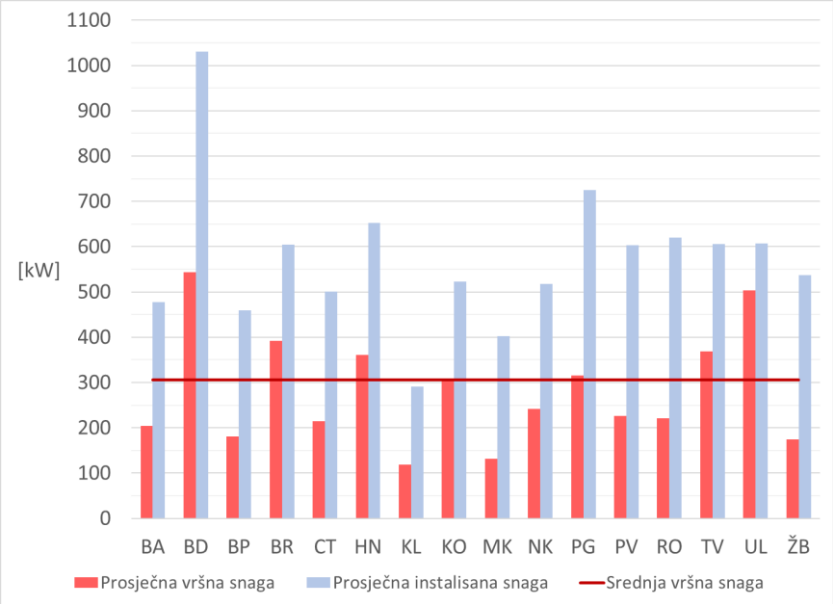
[23] Za očekivati je da, kada bi se posmatrao potpun mjerni uzorak (uključujući i one TS X/0,4 kV koje nijesu uključene u AMM sistem) pomenuti indikatori bi se blago spustili jer su trenutno AMM sistemom obuhvaćene TS sa najvećim brojem aktivnih potrošača, tj. TS sa najvećom zabilježenom potrošnjom električne energije.

godine podopterećena. Sjeverne ED karakterišu vrijednosti vršne snage po potrošaču u opsegu od 1,1 – 1,6 kW, gdje najveća vrijednost odgovara ED Žabljak.

Pored vršnog opterećenja po potrošaču, važan indikator pogona NN mreže je i prosječno vršno opterećenje TS X/0,4 kV (Slika 4.15 i Slika 4.16), a može se posmatrati i u odnosu na prosječnu instalisanu snagu po TS X/0,4 kV. Ako se posmatra pomenuti indikator na nivou regiona, može se uočiti da generalno, postoji dovoljno rezerve u instalisanoj snazi. Region 4 se izdvaja po najvećoj prosječnoj vršnoj snazi po TS X/0,4 kV, a prate ga Region 5 i Region 2. TS X/0,4 kV preostalih regiona su opterećene ispod prosjeka na nivou ED Crne Gore. Sve regione osim primorskih karakteriše prosječna rezerva u instalisanoj snazi TS X/0,4 kV iznad 50 %.



Slika 4.15 Prosječno vršno opterećenje po TS X/0,4 kV po regionima



Slika 4.16 Prosječno vršno opterećenje po TS X/0,4 kV po ED

Ako se analizirani indikator posmatra na nivou ED, može se uočiti da najveće prosječno opterećenje TS X/0,4 kV karakteriše ED Budva, a vrlo bliska vrijednost odgovara i ED Ulcinj. Međutim, dok ED Budva karakteriše ubjedljivo najveća prosječna instalisana snaga po TS X/0,4 kV, a time i značajna rezerva, to ED Ulcinj karakteriše ubjedljivo najmanja rezerva za dodatno opterećivanje TS X/0,4 kV u odnosu na sve ostale ED. Iako

ne u mjeri kao kod ED Ulcinj, mogu se istaći i ED Bar i ED Tivat sa nešto manjom rezervom u prosječnoj instalisanoj snazi po TS X/0,4 kV u odnosu na ostale ED, čiji nedostatak može postati značajan u narednom periodu sa rastom opterećenja.

Posmatrajući kombinaciju predstavljenih opštih indikatora[24] vezanih za tehničke karakteristike same NN mreže i njenog opterećenja, moguće je prepoznati kombinaciju vrijednosti koja za posljedicu ukazuje na prisustvo nepovoljnih pogonskih prilika u dijelu mreže koji treba uzeti u obzir prilikom planiranja mjera za NN mrežu. Naime, nizak ekvivalentni presjek koji odgovara NN mreži u kombinaciji sa velikom dužinom i visokim prosječnim opterećenjem po TS X/0,4 kV, odnosno izvodu ili potrošaču je najnepovoljnija kombinacija i indicira prisustvo loših naponskih prilika i povišenih gubitaka. Iako je prisustvo nepovoljnih vrijednosti sva tri indikatora najgora situacija, takođe dva od tri indikatora uz umjerenu vrijednost trećeg ukazuju na potrebu rješavanja problema oko pogonskog stanja mreže. Takve okolnosti prepoznate su kod sljedećih ED:

- ED Ulcinj karakteriše propusna moć NN mreže na nivou ED Kotor i ED Cetinje, a prosječno opterećenje po izvodu koje je značajno veće (skoro 2 puta veće nego u slučaju ED Kotor, a 2,5 puta veće nego kod ED Cetinje). To za posljedicu ima da je NN mreža Ulcinja dijelom preopterećena, a ako se doda ranije posmatrani indikator koji tretira opterećenost TS X/0,4 kV, uz očekivan dalji rast opterećenja u planskom periodu, neophodno je preduzeti mjere za povećanje propusne moći NN mreže kroz izgradnju novih TS X/0,4 kV i njihovo uklapanje u postojeću NN mrežu gdje god je to moguće. Na taj način se dodaju nove napojne tačke NN mreže uz minimalno povećavanje dužine mreže, što će rezultirati povoljnijim naponskim prilikama. Kandidati za nove lokacije TS X/0,4 kV zavise od prepoznatih lokalnih uslova koji utiču na rast potrošnje, ali i od toga kod kojih reona je prepoznato povišeno opterećenje i nivo gubitaka.
- ED Pljevlja karakteriše najmanja propusna moć mreže u odnosu na ostale ED, a najveća dužina mreže (odnosno prosječnog NN izvoda) što značajno limitira opterećivanje takve mreže uz zadovoljavanje sigurnosti pogona i kvaliteta snabdijevanja. ED Pljevlja karakteriše prosječna vrijednost opterećenja po NN izvodu na nivou ED Crne Gore, ali ako se ta vrijednost indikatora posmatra u odnosu na minimalnu propusnu moć mreže (najniži ekvivalentni presjek) i maksimalnu dužinu mreže na nivou ED Crne Gore, jasno je da pripadajuća NN mreža ima značajnog prostora za unaprjeđenje pogonskih karakteristika. Izgradnjom novih TS X/0,4 kV uz uklapanje u postojeću NN mrežu bi se značajno uticalo na poboljšanje vrijednosti indikatora prosječne dužine NN izvoda, a to bi za posljedicu dalo povoljnije naponske prilike i niže gubitke energije.
- ED Nikšić karakteriše nešto povoljnija kombinacija vrijednosti opštih indikatora nego je to slučaj za ED Pljevlja, ali se takođe mogu istaći slični zaključci posebno ako se ima u vidu veći potencijal za rast opterećenja. Uzimajući u obzir da se radi o velikom konzumu, proječna propusna moć mreže nije na nivou koji bi garantovao povoljne pogonske uslove u cijeloj mreži, pa je potrebno ulagati u povećanje mrežnih kapaciteta kod onih TS X/0,4 kV kod kojih su prepoznate loše naponske prilike i povišeni gubici energije u odnosu na prosjek.
- ED Tivat se izdvaja po prosječnim vrijednostima indikatora koji ukazuju na značajnu opterećenost NN mreže, što uzimajući u obzir očekivani porast opterećenja može nepovoljno uticati na pogonske karakteristike pripadajuće mreže iako joj ne odgovara velika prosječna dužina.
- ED Podgorica, ED Budva i ED Bar karakterišu slične vrijednosti svih indikatora. Radi se o opterećenim mrežama u prosjeku do 70 % u odnosu na propusnu moć (inače ED sa najvećim mrežnim kapacitetom u odnosu na ostale ED kako je i ranije pokazano), sa prosječnom dužinom NN izvoda značajno ispod

[24] Predstavljeni opšti indikatori tretiraju cjelokupnu NN mrežu regiona ili ED i mogu se koristiti da ukažu na neke pravilnosti pogonskih karakteristika mreže koje su uzele većeg obima, odnosno, za prepoznavanje veće zastupljenosti nepovoljnih karakteristika pogona čime bi se potvrdila potreba preduzimanja mjera za njihovo otklanjanje. Mjere bi se primjenjivale na konkretne TS X/0,4 kV i njihovu NN mrežu na osnovu iskustava iz njihove eksploatacije. Za potrebe ovih analiza nijesu bile na raspolaganju NN mreže na nivou pojedinačnih TS X/0,4 kV, već isključivo na nivou ED ukupno.

prosjeka. Dakle, generalno radi se o mrežama sa zadovoljavajućim pogonskim karakteristikama, ali svakako treba obratiti na potencijalne kritične tačke u prigradskim mrežama koje karakteriše visoko opterećenje, velika dužina i niža propusna moć, kada je planiranje mjera za poboljšanje pogonskih karakteristika u pitanju.

- ED Berane, ED Bijelo Polje i ED Žabljak karakterišu vrlo približni odnosi indikatora propusne moći NN mreže, dužine izvoda i prosječnog opterećenja. U odnosu na ranije pomenute ED Nikšić i ED Pljevlja, opterećenost mreže je niža, a i prosječna dužina mreže. Propusna moć mreže je niska, pa i umjerena dužina mreže i opterećenje ukazuju na prisustvo nepovoljnih pogonskih uslova u dijelu mreže, ali ne u mjeri kao što je to slučaj kod ranije pomenutih ED. ED Rožaje se od sjevernih ED izdvaja po nešto nižoj prosječnoj dužini izvoda, dok su ostali parametri na sličnom nivou.
- Preostale ED su na nivou ili ispod 50 % propusne moći pripadajuće NN mreže opterećene, a po prosječnoj dužini NN izvoda se izdvajaju ED Cetinje i ED Mojkovac koja odgovara sjevernim ED, a primorske ED su, kao što je ranije istaknuto, karakterišu najpovoljnije vrijednosti ovog indikatora, tj. najmanje na nivou ED Crne Gore.

S obzirom na nedostupnost tehničkih podataka o NN mreži vezanim za pripadujuću napojnu TS X/0,4 kV, nije moguće predmetne indikatore izvesti za njih i time prepoznati konkretne trafo reone koji zahtijevaju intervencije u cilju poboljšanja pogonskih uslova, ali jasno je da su takvi trafo reoni zastupljeniji kod ED koji imaju nepovoljne vrijednosti predstavljenih opštih indikatora. U zavisnosti od dostupnosti mjernih podataka i tehničkih karakteristika mreže na nivou TS X/0,4 kV moguće je prateći opterećenje, vrijednost napona na sabirnicama TS, nivo gubitaka energije mjerenih u TS, dominantni presjek NN mreže i pripadajuću dužinu, kao i poziciju u odnosu na centre potrošnje i susjedne TS X/0,4 kV, izolovati one TS X/0,4 kV koje bi, sa pripadajućom NN mrežom, bile predmet planskih mjera.

5. DUGOROČNA PROGNOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE I OPTEREĆENJA

5.1. Metodološke mogućnosti i ograničenja prognoze

Svaka komercijalna elektroprivredna kompanija ima nekoliko strateških ciljeva. Jedan od ovih ciljeva je da krajnjim korisnicima izgradnjom elektroenergetske infrastrukture obezbijedi sigurno i stabilno snabdijevanje električnom energijom. U vezi dostizanja tog cilja dugoročne prognoze energije i snage određenog konzuma predstavljaju „kamen temeljac“ planiranja i izgradnje izvora, mreža i postrojenja. Obično se koriste za razvojni period od 5 – 25 godina.

Usljed velikog broja uticajnih faktora teško je precizno predvidjeti elektroenergetske potrebe tokom dužeg perioda. Osnovni uticajni faktori su: demografski trendovi na posmatranom području, rast nacionalnog dohotka, razvoj i struktura privrede, životni standard, dostignuti nivo specifične potrošnje, mogućnost korišćenja drugih energenata (nafta, gas), pariteti cijena raznih vidova energije i dr. Navedeni faktori su predmet procjene posebnih socio-ekonomskih projekcija relativnog nivoa pouzdanosti. Jedno je izvjesno da su svi nabrojani faktori u određenoj mjeri uticali na kretanje potrošnje električne energije u prošlosti, pa se može očekivati da će, po inerciji, nastaviti sličan uticaj na razvoja potreba u bližoj budućnosti.

Dugogodišnja istraživanja i brojne studije slučaja (case study) su, između ostalog, dovele do nekolika ključna zaključka:

1) nezavisno od primijenjene metode, dugoročna prognoza opterećenja je uvijek aproksimativna,
2) maksimalna tražnja je u velikoj mjeri zavisna od temperature
3) neki od potrebnih podataka za dugoročnu prognozu, uključujući ekonomske i demografske projekcije, često nijesu dostupni,
4) realizacija planova traje nekoliko godina i zahtijeva velike investicije koje nijesu uvijek raspoložive.

Sljedeći generalni zaključak dosadašnjeg svjetskog iskustva u ovoj oblasti jeste da nema opšteprihvatljivih prognoznih modela. Svaka zemlja ili regija, u skladu sa osjetljivošću na uticajne socio-ekonomske faktore, koristi prognozne modele, adekvatne raspoloživim podlogama.

Tako su u Crnoj Gori demografske migracije, gašenje privrednih subjekata i ostale duboke ekonomske i socijalne promjene tokom tranzicije uslovile različite trendove elektroenergetskih potreba pojedinih opština i regiona. Izraziti pad potreba tokom posljednjih 7-10 godina zabilježen je kod ED konzuma Kolašina, Mojkovca i Cetinja, stagnacija ili blag pad kod ED Pljevlja, Bijelo Polje, Rožaje, Nikšić, Berane i Herceg Novi, dok je kod ostalih sedam ED konzuma ispoljen rast potreba za električnom energijom. Što je veći prostor, trendovi potreba su u dužem periodu stabilniji. Cjelokupni ED konzum Crne Gore imao je u periodu 2004-2017. (uz oscilacije 2013. i 2014.) pozitivan rast po srednjoj godišnjoj stopi od 1,6%.

5.1.1. Metode dugoročne prognoze

Da bi se smanjila neizvjesnost predviđanja tokom proteklih 50 godina razvijene su brojne metode dugoročne prognoze. Ne ulazeći u teorijske osnove i prikaz ovih metoda, ovdje će se samo istaći njihova osnovna klasifikacija. Generalno, postoje dvije osnovne grupe:

- kvalitativni i
- kvantitativni metodi.

Kvalitativnim metodama se prognozirane vrijednosti energije i opterećenja konzuma ne određuju u formi konačnih matematičkih zavisnosti. Prognoza je zasnovana na ekspertskim procjenama planera, a mogu se koristiti i ankete i procedure Delphi metode strateškog odlučivanja. Drugim riječima, one koriste preimućstvo

ljudske intuicije, pa mogu uključiti i informacije koje se matematički teško mogu kvantifikovati. Bez obzira na izvjesnu subjektivnost planera, ovi metodi su još uvijek u širokoj primjeni, bilo kao samostalni, ili udruženi sa drugim metodama kao eventualni korektiv rezultata tih metoda.

Kvantitativne metode izražavaju rezultate dugoročne prognoze u formi matematičko-statističkih zavisnosti, ili do rezultata dolaze nekih od brojnih metaheurističkih postupaka. U literaturi se najčešće svrstavaju u dvije široke kategorije:

1) parametarske metode i
2) metode vještačke inteligencije.

Takođe, u literaturi se razlikuju tri vrste parametarskih metoda:

1) analiza trendova,
2) modelovanje krajnjih potreba (end-use metodi) i
3) ekonometrijsko modelovanje.

Analiza trendova transponuje trendove potražnje električne energije i opterećenja iz prošlosti na budućnost. U literaturi su poznati i kao atonomni (ekstrapolacioni) metodi. U ovoj grupi se dalje diferenciraju dva osnovna tipa:

a) deterministički modeli (bazirani na analizi vremenskih nizova) i
b) stohastički (probabilistički) modeli.

Prednost analize trendova je to što su to u primjeni relativno jednostavne, brze i jeftine metode. Nedostatak *determinističkih modela* je što se za buduću potražnju dobija jednoznačan rezultat, odnosno vremenska serija. Međutim, *probabilistički autonomni modeli* se baziraju na regresionoj analizi, pa i dobijeni rezultati imaju više statističkih obilježja (srednje vrijednosti trenda, koeficijente determinisanosti, intervale povjerenja regresionih zavisnosti itd.). O probabilističkim modelima će biti više riječi u narednom odjeljku jer su korišćeni kao osnovni alat za dugoročne prognoze u ovom dokumentu.

Modeli krajnjih potreba fokusiraju se na različite načine korišćenja električne energije u stambenom, komercijalnom i industrijskom sektoru i očekivanoj dinamici tog korišćenja. Ovi modeli se zasnivaju na principu da potražnja za električnom energijom potiče od potreba kupca za osvjetljenjem, hlađenjem, grijanjem itd. Ako se kupci geografski pozicioniraju, onda se istovremeno obezbjeđuje i prostorna prognoza. U idealnom slučaju ovaj pristup je vrlo precizan. Međutim, zahtjevan je i osjetljiv na količinu i kvalitet podataka o korisnicima i njihovoj opremi. Nažalost, pri praktičnoj primjeni ovog pristupa veoma je izražen problem insuficijencije kvalitetnih energetskih i prostornih baza podataka. Nedostatak *modela krajnjih potreba* jeste pretpostavka o nepromjenljivoj specifičnoj potrošnji energije po uređaju. Ovo može važiti nekoliko godina, ali poslije 10 ili 20 godina nesumnjivo se unaprjeđuje energetska efikasnost uređaja, a mijenjaju se i cijene koje, takođe, utiču na nivo zastupljenosti i angažovanja samih uređaja.

Ekonometrijski modeli kombinuju ekonomsku teoriju i statističke metode za predviđanje potrošnje električne energije. U literaturi su poznati i kao *zavisni (korelacioni) metodi*. Pristup procjenjuje odnos između potreba za energijom (zavisna promjenljiva) i faktora (egzogenih promjenljivih) koji utiču na potrošnju, poput BNP-a, investicija, priraštaja stanovništva itd. Korelacioni odnosi se procjenjuju po kriteriju najmanjih kvadrata ili metodama regresione analize. Jedna od mogućnosti u tom okviru je objedinjenje ekonometrijskog pristupa, kada se potrošnja u različitim sektorima (stambeni, komercijalni, industrijski, itd.) izračunava kao funkcija vremena, privrednih i drugih varijabli, a zatim se ukupna prognoza izvodi agregiranjem prethodno dobijenih serija sektorskih prognoza.

Modeli vještačke inteligencije su novijeg datuma. Predstavljaju veliku grupu raznovrsnih metodoloških koncepata i generalno se mogu podijeliti na *neuralne mreže, fuzzy i neurofuzzy modele, mašine potpornih vektora, wavelet mreže i genetske algoritme*. Navedeni modeli zahtijevaju velik broj informacija vezanih uz uređaje, potrošače, ekonomiju, prostor itd. Ovi podaci nijesu uvijek dostupni i često se tiču samo "prosječnog" potrošača. Primjena ovih metoda za veće konzume je komplikovana, zahtjeva značajno vrijeme za pripremu. Njihov detaljniji opis izlazi iz okvira ovog prikaza.

Načelno, dakle, važi da, bez obzira na primijenjenu metodologiju i iskustvo prognozera, dugoročnu prognozu ne treba shvatiti kao dogmatsku predstavu budućnosti. Time se ne umanjuje značaj dugoročne prognoze jer, bez obzira na njenu pouzdanost, prognoza doprinosi sagledavanju mogućih pravaca razvoja mreža i sistema do kraja prognoznog perioda. Pri izboru prognoznih modela, pa makar bili iz klase modela vještačke inteligencije, i pri interpretaciji rezultata gotovo redovno su od dominantnog značaja iskustvo, vještina i intuicija prognozera. Od velikog značaja u pogledu pouzdanije optimističke ili pesimističke vizije razvoja konkretnog područja ili šire regije je „insajderska“ empirija, tj. procjena stručnjaka iz elektroenergetskih kompanija, kao i eksterne procjene raznih specijalizovanih timova za strateško planiranje socio-ekonomskog razvoja. Eventualna saznanja i kredibilne procjene o nastupajućim događajima i procesima od uticaja na potrošnju električne energije, treba interpolirati u usvojene prognozne modele. Time se dobijaju izmijenjene razvojne tendencije, tj. korigovane prognozne vrijednosti kao objektivnija slika budućih elektroenergetskih potreba određenog konzumnog područja.

Za prognoziranje vršnih opterećenja, mjerodavnih za planiranje ED mreža određenog područja, po pravilu se koriste iste metode koje se koriste i za prognozu energije. Pritom su moguća dva pristupa:

1) direktni, primjenom na snagu, nezavisno od očekivanog razvoja potrošnje energije,
2) posredni, korišćenjem rezultata prognoze potreba za energijom i faktora preko kojih se uspostavlja veza između snage i energije, kao što je ekvivalentno vrijeme trajanja vršnog opterećenja.

Pošto se smatra da je energija izvjesnija i stabilnija veličina koja manje, bar na nivou godina, varira sa promjenom klimatskih uslova, prognoza vršnih opterećenja posmatranog konzuma dobija se posredno, polazeći od usvojene prognoze potreba za električnom energijom. Obično se, pri prognoziranju, pretpostavlja da će ekvivalentno vrijeme trajanja vršnog opterećenja Tv ostati nepromijenjeno u cijelom prognoznom periodu. S toga se vrijednost Tv izračunava kao prosječna vrijednosti za nekoliko zadnjih godina proteklog perioda. Jasno je da ta vrijednost može u značajnoj mjeri da zavisi, pored ostalog, i od dužine planskog perioda, što prognozera dovodi u poziciju da unaprijed arbitrira, odnosno utiče na vrijednosti prognoziranih vršnih snaga. Ali, to je, u većoj ili manjoj mjeri, slučaj pri korišćenju bilo koje od metode prognoziranja.

Na kraju, u vezi sa dugoročnim prognozama treba istaći i još jednu važnu ocjenu. Kao što je naprijed navedeno, ove prognoze imaju prvenstveno za cilj da ponude viziju razvojnog koncepta distributivnog ili nekog drugog sistema, kao i makrolokacije najvažnijih objekata i koridora njihovog napajanja. Pritom nije od presudnog značaja da li će prognoza biti dovoljno tačna u odnosu na pojedine godine. Značajno je da se sagleda sistem za datu perspektivnu snagu, nezavisno da li će snaga nastupiti u toj godini. Zbog svih mogućih nezvjesnosti i iznenađenja koje neizbježno nosi budućnost, vrši se periodična aktuelizacija razvojnih planova kojom će se uključiti novonastale okolnosti. Stoga se nerijetko distributivni sistem nekog grada ili šireg konzuma koncipira za određenu perspektivnu snagu oko te i te godine.

5.1.2. Probabilistički autonomni modeli prognoze

Tradicionalne metode, kao što su vremenske serije, regresioni modeli i sl. koriste se u većini zemalja, zbog pouzdanih rezultata i njihove jednostavne interpretacije. Probabilistički autonomni modeli zasnovani su na primjena regresione analize. Regresija je, inače, jedna od najšire korištenih statističkih metoda. Probabilistički

autonomni modeli prognoze primijenjeni su za dobijanje dugoročne prognoze u ovom Planu. Zbog toga slijedi sažet osvrt na ovu prognoznu metodu.

Skup od n parova populacije (x_i, y_i), gdje je y_i diskretna, slučajna, zavisno promjenljiva veličina (mjerena vrijednost električne energije ili opterećenja), a x_i diskretna, deterministička nezavisno promjenljiva veličina (vrijeme, brojač godina) može se opisati nekom regresionom funkcionalnom zavisnošću. Matrični oblik regresionog modela populacije glasi:

$$Y = \mu + \varepsilon$$
$$\mu = f(X,\alpha)$$

gdje je: **Y** (nx1) vektor izmjerenih vrijednosti, **μ** (nx1) vektor regresije populacije, **ε** (nx1) vektor greški ε_i dobijenih iz normalne raspodjele sa srednjom vrijednošću 0 i nepoznatom varijansom σ^2, **α** (kx1) vektor parametara regresije populacije koje je potrebno procijeniti iz uzorka veličine n, **X** (nxk) matrica nezavisno promjenljivih diskretnih veličina:

$$\mathbf{X} = \{ x_{ij} \}^T \qquad i = 1,...,n \;\; j = 1,...,k$$

Ne ulazeći u dalju kompleksnu matematičku interpretaciju, naglašavaju se samo načelno neki aspekti određivanja regresionih modela.

Regresioni modeli mogu biti linearni ili nelinearni po jednom ili više parametara. U nelinerne modele spadaju polinomijalni, eksponencijalni i hibridni, tj. polinomijalno-eksponencijalni. Parametri regresije vektora **α** određuju se metodom minimuma kvadrata odstupanja, a nijihova pouzdanost, kao i interval povjerenja elemenata vektora regresije populacije **μ** korišćenjem t - (student) i F – (Fisher) testova značajnosti. Takođe, disperzionom analizom udređuju se suma kvadrata odstupanja Q_{rr}, koeficijenti determinisanosti (kvadrat koeficijenta korelacije) B i ostala statistička obilježja koja doprinose u konkretnom slučaju izboru regresionog prognoznog modela. Nakon određivanja najpogodnijeg regresionog modela za istorijski niz podataka **μ** = **f**(**X**,**α**), vrši se ekstrapolacija unoseći vrijednosti za x_i (i = n+1,..., N), gdje je N krajnja godina prognoznog perioda.

Za potrebe ovog Plana razvijeni su i korišćeni četiri regresiona modela:

LIN (Linearni):	$y_{ri} = a_0 + a_1 x_i$
M2 (Eksponencijalni sa min. kvadrata):	$y_{ri} = a_0 a_1^{xi}$
M4 (Polinomijalni kvadratni):	$y_{ri} = a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2$
M8 (Eksponencijalno – polinomijalni):	$y_{ri} = a_0 + a_1 a_2^{xi}$

Polinomijalni modeli, naročito trećeg i višeg reda, veoma kvalitetno („fotografski“) uklapaju regresiju na izmjerene podatke iz prošlosti. Međutim, često se njihova ekstrapolacija na budućnost kompromituje padajućim ili, čak, negativnim vrijednostima prognoze, što nije karakteristično za eksponencijalne modele sa pozitivnom stopom rasta. Zbog toga su za potrebe prognoze uvedeni kombinovani eksponencijalno-polinomijalni modeli koji, po cijenu manje kvalitetne aproksimacije prošlosti, zbog uticaja eksponencijalnog člana daju realnije ekstrapolacije za budući prognozni period.

U ED konzumima sa naglašenim višegodišnjim negativnim trendovima (npr. Kolašin, Mojkovac, Cetinje, pa u manjoj mjeri i Nikšić) svi navedeni regresioni modeli bi doveli do daljeg pada potreba za električnom energijom. Negativni trendovi u navedenim ED područjima su u korelaciji sa depopulacijom i stagnacijom privrednih aktivnosti pripadajućih opština. Oslanjajući se na deklarisanu državnu politiku o uravnotežavanju regionalnog razvoja, kao i na poznatom fenomenu cikličkih oscilacija u trendovima potrošnje (tj. rast nakon pada ili stagnacije), Obrađivač se, ipak, opredijelio za optimističku varijantu zaustavljanja i blagog preokreta negativnih trendova u pozitivne. Usvojeno je opredjeljenje da se vrijednosti energetski potreba 2029. vrate

na nivo iz 2011., od kada se najčešće registruje negativni trend do 2017. To znači da iz vrijednosti ostvarene 2017. treba povući pravu liniju do vrijednosti 2029. koja je brojčano jednaka vrijednosti iz 2011. Tako dobijeni trend označen je kao LIN-korig.

Iz poznatog obrasca za pravu kroz dvije tačke sa koordinatama (x_1, y_1) i (x_2, y_2) i dobija se izraz za projekciju LIN-korig:

$$y_{ri} = y_1 + (y_2 - y_1)(x_i - x_1) /(x_2 - x_1)$$

Principijelno, navedeni postupak za preokret negativnih trendova pripada klasi *kvalitativnih* metoda. Pod koncept kvalitativnih metoda može se podvesti i intuitivni izbor Obrađivača da u dva slučaja (ED Berane i ED Bijelo Polje) za rezultate prognoze primijeni poluzbir vrijednosti dva *kvantitativna* regresiona modela.

5.2. Rezultati dugoročne prognoze

Ovdje će biti prezentirani osnovni rezultati dugoročne prognoze energije i opterećenja po ED pogonima i regionima, primjenom metoda regresione analize iz odjeljka 5.1.2. Izvedena je i orjentaciona raspodjela opterećenja po urbanim i ruralnim područjima opština[25]. Pri izboru prognoznog modela za konkretnu ED konsultovana je obimna urbanističko-planska i administrativna dokumentacija lokalnih samouprava. Iz tog razloga će u naredne prikaze biće uključeni ključni geografski, demografski i privredni pokazatelji svih lokalnih samouprava.

Veliki problem predstavlja činjenica da neke opštine nemaju PUP-ove[26] kao krovne dugoročne prostorno-planske dokumente (Herceg Novi, Kotor, Budva, Bar i Pljevlja), a i oni koji postoje su (izuzev PUP-a Glavnog grada[27]) oročeni na 2020. godinu. To znači da je cjelokupni razvojni period za Plan CEDIS-a nepokriven urbanističkim planovima koji bi sadržali demografske, privredne, infrastrukturne i slične projekcije po naseljima i drugim namjenskim prostorima (industrija, biznis zone i sl.). A upravo navedeni planovi su preduslov pripreme pouzdanije prostorne prognoze opterećenja na osnovu koje se dimenzionišu i alociraju budući elektrodistributivni kapaciteti. Ovaj problem prostorne prognoze opterećenja će se u izvjesnoj mjeri prevazići saznanjima iz mrežnih analiza tokova snaga u postojećim i pojačanim 35 kV i 10 kV mrežama.

U sledećoj tabeli (Tabela 5.1) date su vrijednosti preuzetih energija po ED u periodu 2004 – 2017. g. Potom su određeni parametri četiri testirane kategorije regresionih zavisnosti, dati u Prilogu (Tabela P.1).

5.2.1. REGION 1

Region 1 čini ED Nikšić koja snabdijeva električnom energijom opštine Nikšić i Plužine. Osnovni geografski i demografski podaci o opštini Nikšić dati su u Prilogu (Tabela P.2). a za opštinu Plužine u Tabela P.3.

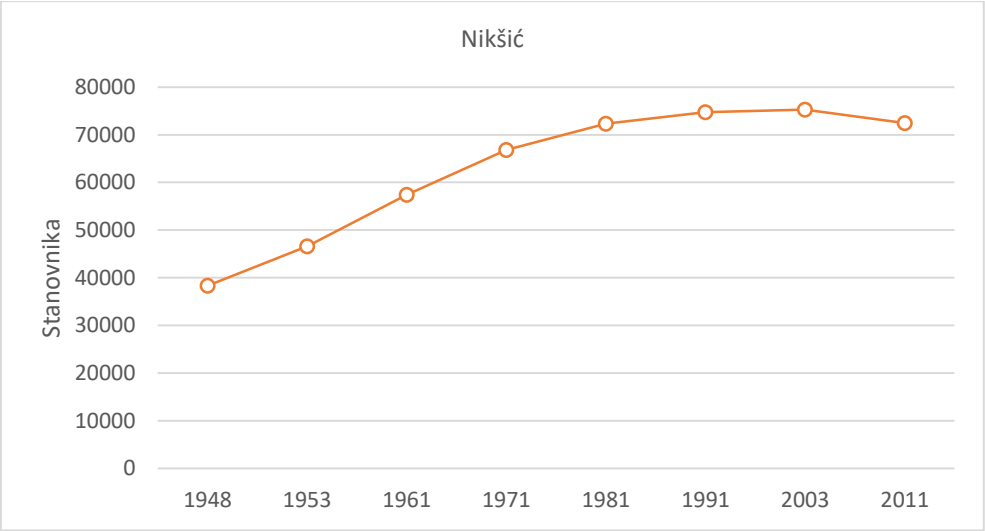
Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 1 pokriva površinu od 2 919 km^2, ili 21,1% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 75 689 stanovnika, odnosno 12,2% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 26 stanovnika/km^2, što je 1,74 puta manje od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 175, ili 13,9% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 1 klimatski pripada umjereno kontinentalnoj, sa prelazom na većim visinama u alpsku klimu.

[25] Raspodjela opterećenja nije eksplicitno primijenjena na novoformirane opštine Petnjica i Gusinje, već su obuhvaćene konzumom opština kojima su prethodno teritorijalno pripadale.
[26] PUP Prostorno-urbanistički plan
[27] PUP Glavnog grada oročen na 2025. g.

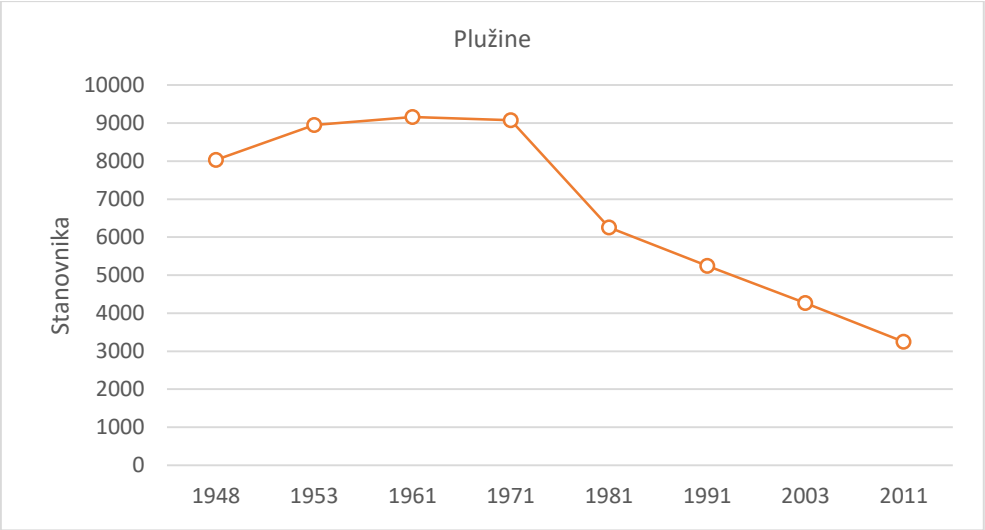
Tabela 5.1. Preuzete energije ED konzuma u periodu 2004-2017. (GWh)

Region	ED/Energi	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	NIKŠIĆ	245.54	255.70	260.66	245.31	261.01	257.94	261.15	258.71	259.60	252.75	239.67	244.31	241.59	248.72
2	PODGORIC	743.89	777.78	798.88	781.64	849.11	884.69	912.51	925.50	937.75	897.29	849.64	924.62	921.34	954.13
	CETINJE	91.76	95.41	98.96	93.72	98.28	94.38	94.15	94.49	88.31	82.37	78.53	83.20	81.85	82.95
3	BERANE	102.55	105.46	107.50	101.41	100.09	100.67	98.70	99.21	96.59	95.38	96.38	102.62	100.88	101.76
	ROŽAJE	35.46	35.52	36.93	34.21	35.13	35.00	34.88	34.93	34.08	34.70	34.78	34.56	34.81	35.53
4	ULCINJ	72.17	78.22	80.83	81.78	85.07	83.67	82.91	88.45	89.81	87.88	85.02	92.58	90.72	97.40
	BAR	164.77	170.86	175.28	173.91	187.11	186.77	189.69	195.76	199.14	195.56	190.56	204.58	201.87	208.10
	BUDVA	123.45	133.98	151.56	167.52	187.04	187.69	190.91	201.21	215.20	214.83	213.71	232.49	231.95	244.33
5	TIVAT	59.84	63.42	64.63	64.37	64.58	64.08	66.32	70.69	75.00	74.60	76.50	85.44	88.02	93.99
	KOTOR	107.52	111.08	118.45	120.32	129.71	130.46	133.29	133.67	137.78	139.35	136.96	146.19	143.58	149.61
	HERCEG N	165.68	171.40	173.66	176.03	182.55	180.33	179.74	179.76	181.94	176.85	170.33	175.78	172.26	175.11
6	BIJELO PO	97.50	102.66	104.74	93.95	97.82	97.10	94.47	96.34	97.28	98.07	96.47	98.57	99.59	104.27
	KOLAŠIN	27.20	28.17	30.63	27.72	28.29	28.15	28.14	27.98	26.51	26.19	26.40	26.41	25.49	25.45
	MOJKOVA	20.15	20.57	20.80	19.04	19.86	20.61	20.83	20.36	19.56	18.94	18.73	18.87	18.36	18.67
7	PLJEVLJA	107.27	108.77	112.56	105.31	100.92	104.16	107.70	115.36	115.31	113.50	112.59	115.85	112.74	106.98
	ŽABLJAK	18.22	18.12	19.19	18.15	19.08	19.92	20.84	21.30	22.39	21.90	21.41	21.52	22.22	23.33

Na sledećoj slici (Slika 5.1) prikazan je broj stanovnika po popisima od 1948 – 2011. g. u opštini Nikšić, a na Slika 5.2 u opštini Plužine.



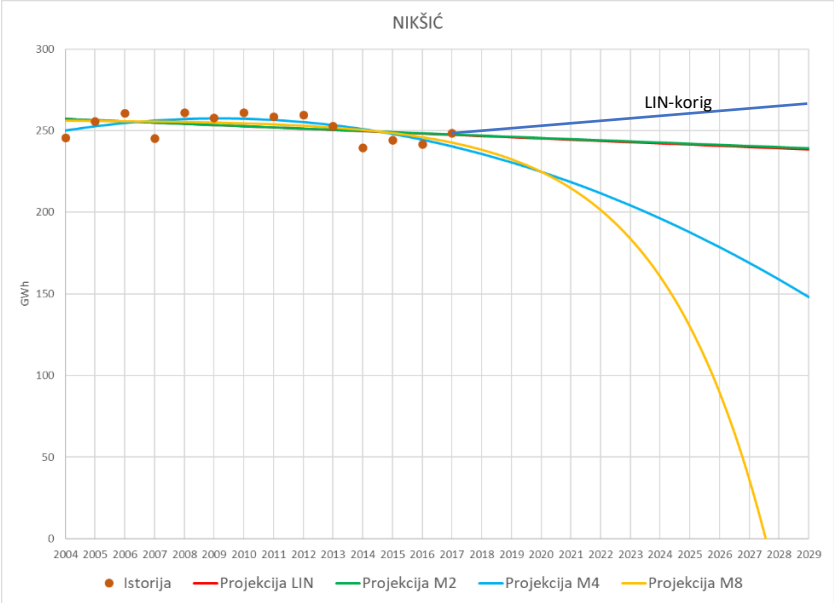
Slika 5.1 Stanovništvo u opštini Nikšić po popisima 1948-2011.



Slika 5.2. Stanovništvo u opštini Plužine po popisima 1948-2011.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.3) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. Iz grafičkog prikaza je očigledno neprihvatljivost projekcija M8 i M4, a da su projekcije LIN i M2 praktično identične i blago padajuće. Iz razloga o kojima je bilo riječi odjeljku 5.1.2 za Region 1 primijenjen je korektivni model LIN-korig, gdje se za 2017. uzima $x_1 = 0$, za 2029. $x_2 = 12$, $y_1 = 248.72$, $y_2 = 259.61$, što za Region 1 rezultira u izraz:

$$y_{ri} = 248.72 + 0.9075\, x_i \quad (0 \le x_i \le 12)$$



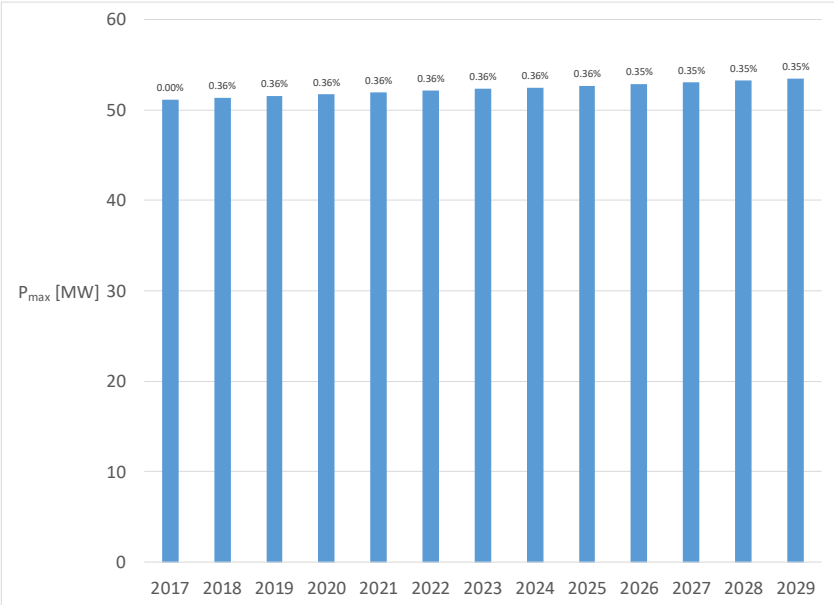
Slika 5.3. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za Region 1

Dalje slijede rezultati algoritma za određivanje snaga preko prosječnog vremena trajanja vršnog opterećenja T_v iz 2017. g. svih TS 35/10 kV koje pripadaju određenom regionu. Time se aproksimira profil opterećenja karakterističan za pojedine ED konzume. Iz mjerenih i prognoziranih vrijednosti za W i P određuju se dopunske energije ΔW i opterećenja ΔP ED konzuma 2029. u odnosu na vrijednosti 2017. Na osnovu podataka o razgraničenim snagama grad – selo iz Studije gubitaka (ETF 2013.) za sve ED aproksimirani su odnosi opterećenja urbanih i ruralnih područja. Najzad, korišćenjem podataka iz prostorno-urbanističke dokumentacije izvršeno je razgraničenje opterećenja na urbana i ruralna područja na pojedine opštine ako više opština čine konzum konkretne ED. To je slučaj sa ED Nikšić, odnosno Regionom 1 u čijoj nadležnosti je snabdijevanje električnom energijom opština Nikšić i Plužine. Tako dobijeni rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na urbani i ruralni dio opština Regiona 1 rekapitulirani su u sledećoj tabeli (Tabela 5.2).

Tabela 5.2. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 1 za 2029. g.

Region	Opština	ED	Model	Wed 17	Wed 29	ΔW 17-29	Tv17	Ped 17	Ped 29	ΔP 17-29	Ped g. 11	Ped s. 11	Ped g. 29	Ped s. 29	Uč. opšt.	Popš g.29	Popš s.29	Uk. opšt.
				GWh	GWh	GWh	h	MW	MW	MW	%	%	MW	MW	%	MW	MW	MW
R1	NK	NK	LIN-korig	248.7	256.0	7.3	4858.2	51.2	52.7	1.5	95.0	5.0	50.1	2.6	97.0	48.6	2.6	51.1
	PŽ	NK													3.0	1.5	0.1	1.6

Prema gornjem regresionom izrazu za prognozu energije i vremenu T_v na sledećoj slici (Slika 5.4) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2017 – 2029. g (sa stopom rasta izraženom u odnosu na prethodnu godinu).



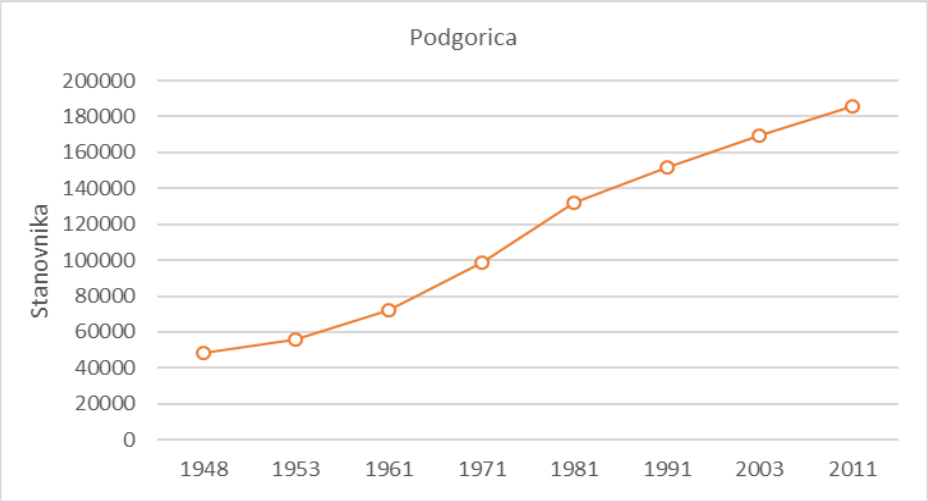
Slika 5.4. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 1 za period 2017 – 2029. g.

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 1 pripada kategoriji ED regiona sa *stagnacijom* potreba za električnom energijom i opterećenjem, što će imati za posljedicu *niske* zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu. Vršna snaga će rasti po prosječnoj stopi 0.25% i sa indeksom 2029/2017 od 1.03.

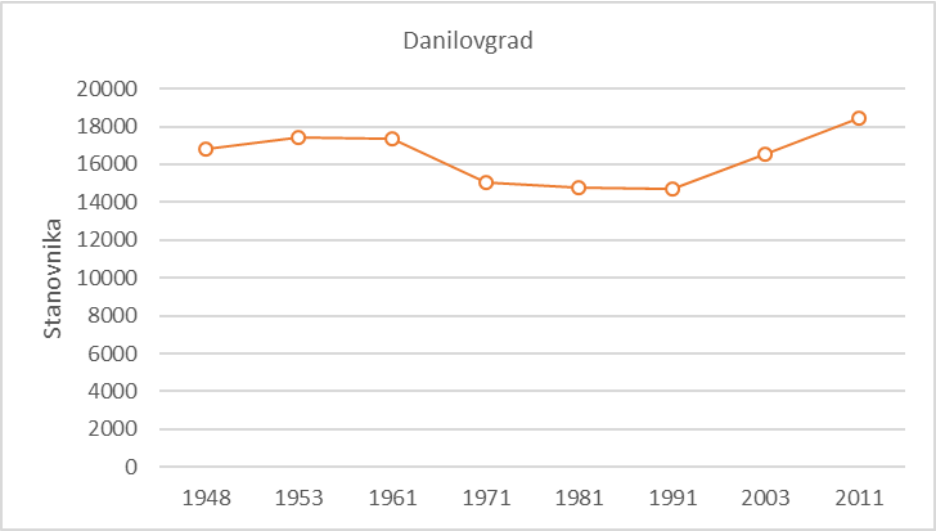
5.2.2. REGION 2

U Region 2 uključene su ED Podgorica i ED Cetinje. ED Podgorica snabdijeva opštine Podgorica (Glavni grad) i Danilovgrad, a ED Cetinje samo opštinu Cetinje (Prijestonicu).

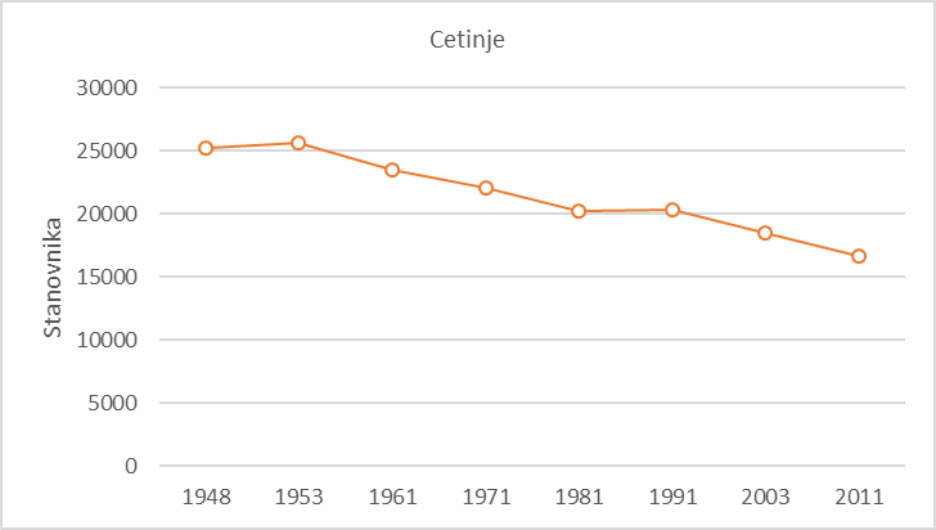
Osnovni geografski i demografski podaci za opštinu Glavni grad, opštinu Danilovgrad i Prijestonicu dati su u tabelama: Tabela P.4, Tabela P.5 i Tabela P.6. Takođe su priloženi i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., kao veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma opština iz Regiona 2.



Slika 5.5. Stanovništvo Glavnog grada po popisima 1948-2011.



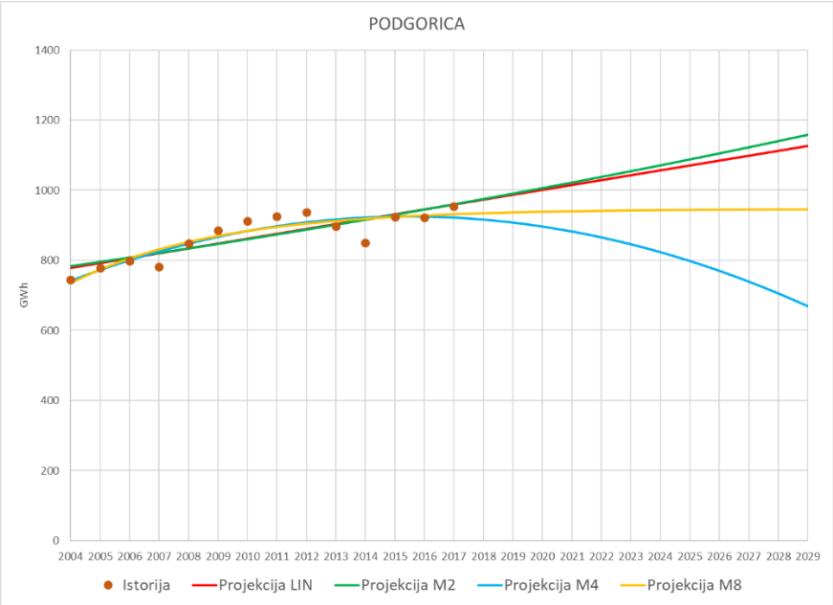
Slika 5.6. Stanovništvo opštine Danilovgrad po popisima 1948-2011.



Slika 5.7. Stanovništvo Prijestonice Cetinje po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 2 pokriva površinu od 2 903 km^2, ili 21% površine Crne Gore, (gotovo jednako kao i Region 1), a 2011. naseljava ga 221 106 stanovnika, odnosno 35,7% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 76 stanovnika/km^2, što je 1,7 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 327, ili 26% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 2 klimatski pripada submediteranskoj sa prelazom na visokoplaninsku na većim visinama.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.8) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Podgorica.

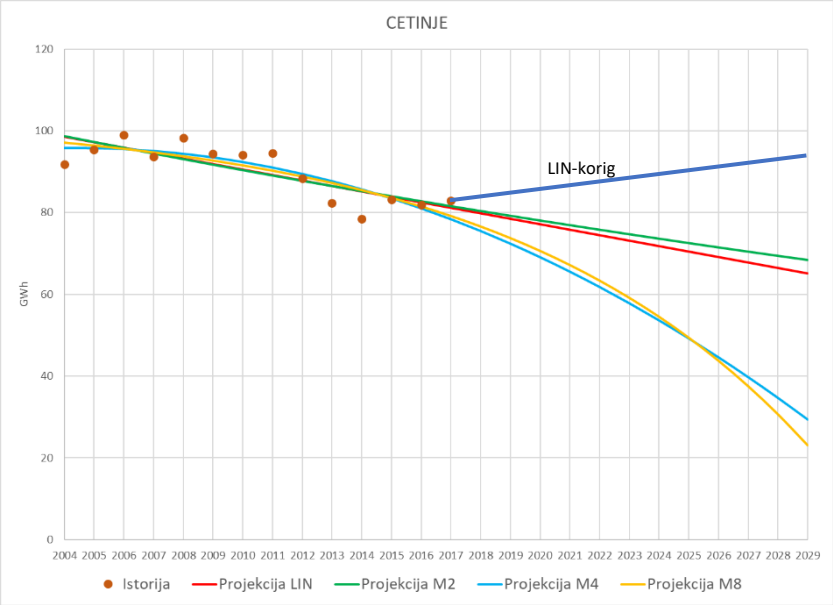


Slika 5.8. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Podgorica

Iz grafičkog prikaza je očigledno neprihvatljivost projekcija polinomijalnog modela M4, a ostala tri regresiona modela su prognozirali rastuće trendove sa različitim stopama rasta. S obzirom na predviđeni privredni razvoj, dalji demografski rast, administrativno-upravne funkcije, uključujući i učešće konzuma opštine Danilovgrad od oko 8%, moguće je do 2029. očekivati dalji rast preuzete električne energije i opterećenja. Zbog toga je za prognozni model za konzum ED Podgorica uzet M2 koji obezbjeđuje umjeren rast po prosječnoj stopi od 1,63%. Prema rezultatima iz Tabela P.1, regresiona zavisnost M2 data je izrazom:

$$y_{ri} = 782.71 \cdot 1.02^{xi}$$

Na sledećoj slici (Slika 5.9) dat je grafički prikaz prognoze za Prijestonicu Cetinje.



Slika 5.9. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Cetinje

Očigledno da je svi prognozni modeli, poput demografskih u ovoj opštini, imaju veoma izražene negativne trendove. Iz tih razloga, kao i u slučaju ED Nikšić (i ostalih ED konzuma sa negativnim stopama), ovdje će se

primijeniti korektivni optimistički model LIN-korig kojim bi se energija i opterećenje do 2029. vratili na nivo iz 2011. g. Funkcija trenda u periodu 2017 – 2029. dat je izrazom:

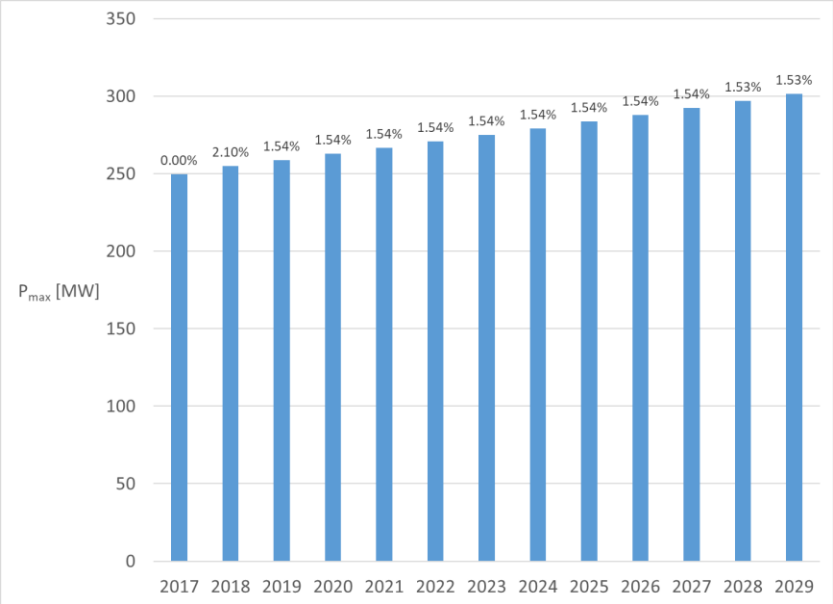
$$y_{ri} = 82.9475 + 0.9620\, x_i \qquad (0 \le x_i \le 12)$$

Prema algoritmu primijenjenom na Regionu 1, u sledećoj tabeli (Tabela 5.3) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na urbani i ruralni dio opština Regiona 2.

Tabela 5.3. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 2 za 2029. g.

Region	Opština	ED	Model	Wed 17	Wed 29	ΔW 17-29	Tv17	Ped 17	Ped 29	ΔP 17-29	Ped g. 11	Ped s. 11	Ped g. 29	Ped s. 29	Uč. opšt.	Popš g.29	Popš s.29	Uk. opšt.
				GWh	GWh	GWh	h	MW	MW	MW	%	%	MW	MW	%	MW	MW	MW
R2	PG	PG	M2	959.0	1158.8	199.9	4210.4	227.8	275.2	47.5	71.3	28.7	196.2	79.0	92	180.5	72.7	253.2
	DG	PG													8	15.7	6.3	22.0
	CT	CT	LIN-korig	82.9	94.5	11.5	3612.3	23.0	26.2	3.2	72	28.0	18.8	7.3	100	18.8	7.3	26.2

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima T_v za ED Podgorica i ED Cetinje na sledećoj slici (Slika 5.10) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 2 za period 2017 – 2029. g.



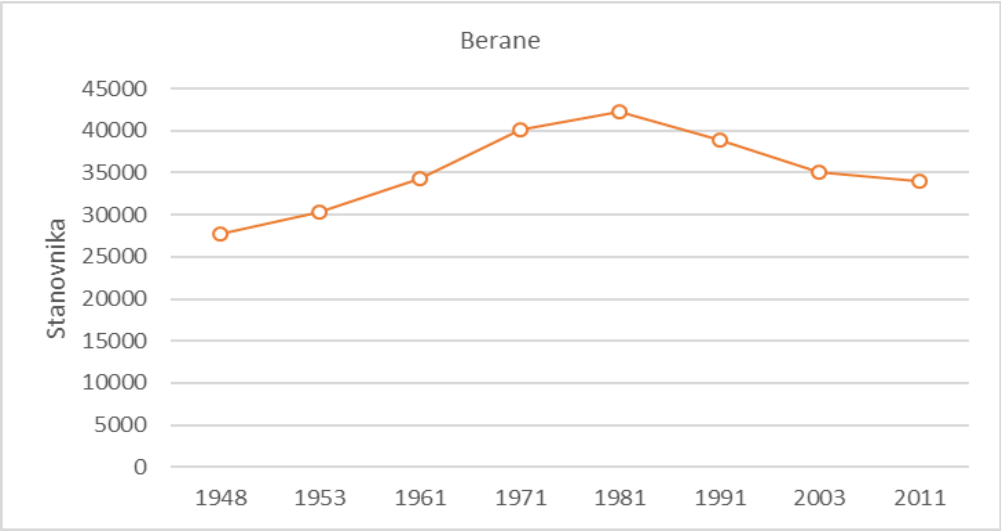
Slika 5.10. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 2 za period 2017 – 2029. g.

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 2 pripada kategoriji ED regiona sa *rastom* potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 1,55% i indeksom rasta 2029/2017 od 1,2. Ovo će imati za posljedicu *povećane* zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu oko 50 MW.

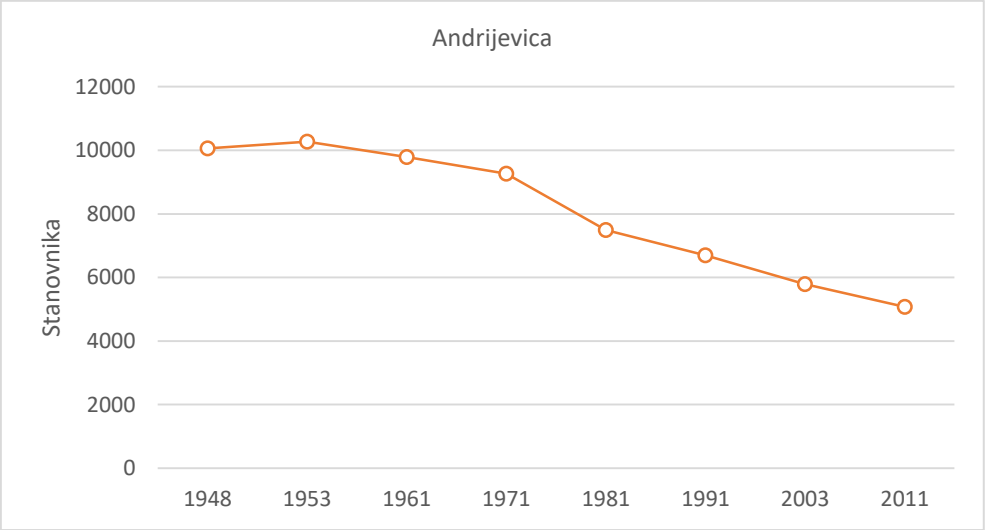
5.2.3. REGION 3

U Region 3 uključene su ED Berane i ED Rožaje. ED Berane snabdijeva opštine Berane, Andrijevicu i Plav, uključujući i konzum novoformiranih opština Petnjica i Gusinje, a ED Rožaje opštinu Rožaje.

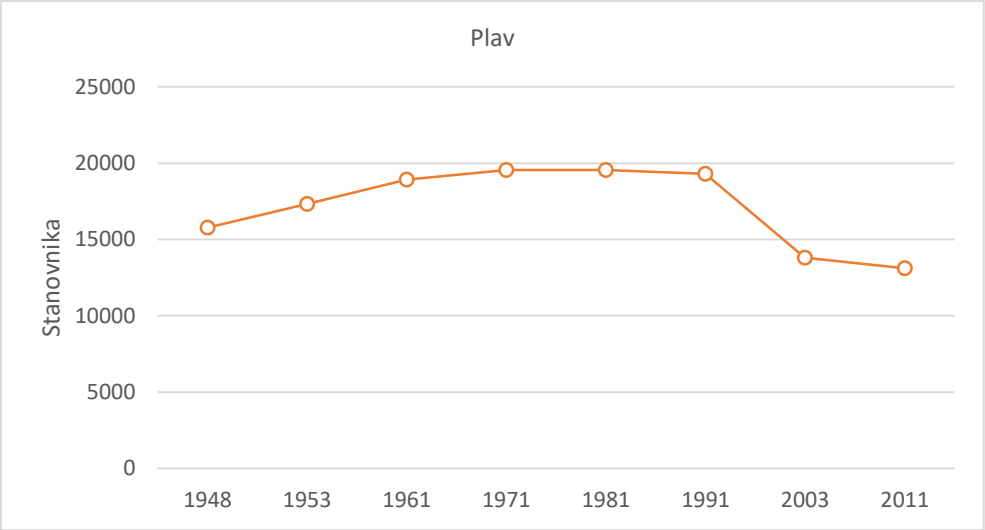
Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 3 dati su tabelama: Tabela P.7, Tabela P.8, Tabela P.9, i Tabela P.10 u Prilogu. Takođe, na narednim slikama priloženi su i grafici demografskih trendova u opštinama Regiona 3 po popisima od 1948. do 2011. g., kao veoma uticajnog faktora na elektroenergetske potrebe konzuma.



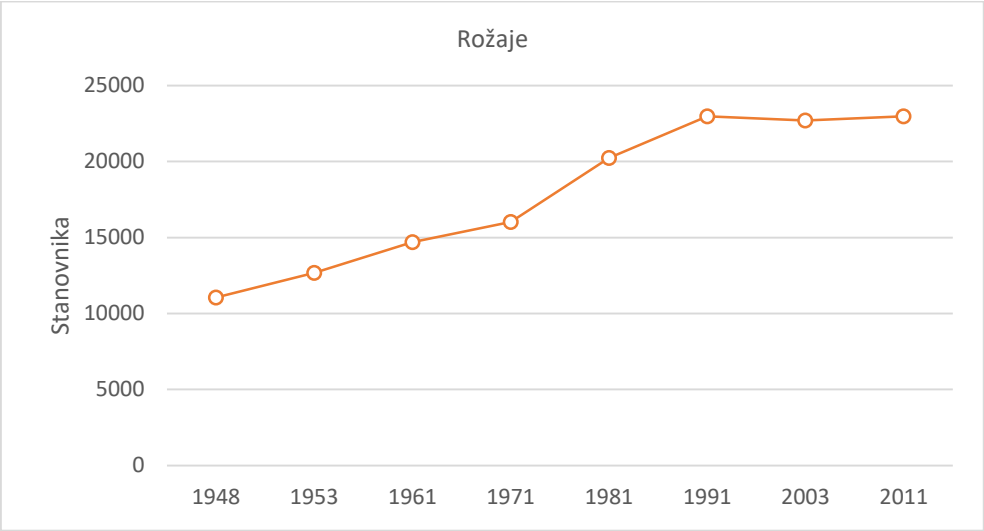
Slika 5.11. Stanovništvo opštine Berane po popisima 1948-2011.



Slika 5.12. Stanovništvo opštine Andrijevica po popisima 1948-2011.



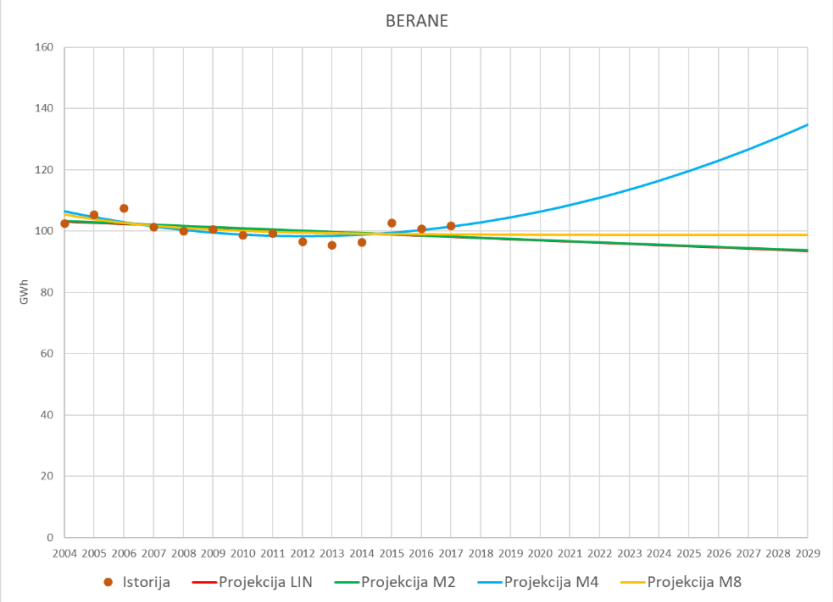
Slika 5.13. Stanovništvo opštine Plav po popisima 1948-2011.



Slika 5.14. Stanovništvo opštine Rožaje po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 3 pokriva površinu od 1 975 km^2, ili 14,3% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 75 113 stanovnika, odnosno 12,1% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 76 stanovnika/km^2, što je 1,2 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 139, ili 11,1% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 3 klimatski pripada umjereno-kontinentalnoj klimi u kotlinama i planinskoj u višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.15) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Berane.

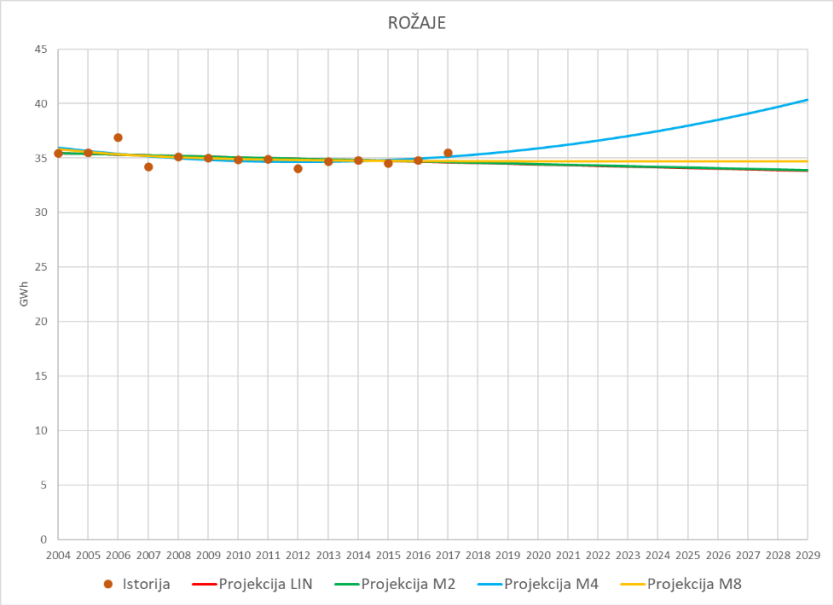


Slika 5.15. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Berane

Iz grafičkog prikaza je očigledno da se samo prema modelu M4 dobija rastući trend sa stopom rasta od 2,4%. Analizom plansko-razvojne dokumentacije i prema demografskim trendovima pripadajućih opština procijenjeno je da je navedena stopa visoka. Zbog toga se za prognozu ED Berane predlaže poluzbir vrijednosti prognoza prema modelima M4 i M8, čemu odgovara umjerena prosječna godišnja stopa rasta od 1,14%. Prema rezultatima iz Tabela P.1 odgovarajuća regresiona zavisnost data je izrazom:

$$y_{ri} = 102.52 - 1{,}01\, x_i + 0.065\, x_i^2 + 3.405 \cdot 0.77^{xi}$$

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.16) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Rožaje.



Slika 5.16. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Rožaje

Iz grafičkog prikaza je očigledno da se samo prema modelu M4 dobija rastući trend sa umjerenom godišnjom stopom rasta od 1,06%. Zbog toga se za prognozu ED Rožaje usvaja M4 model sa regresionim izrazom:

$$y_{ri} = 35.969 - 0.3225\, x_i + 0.0199\, x_i^2$$

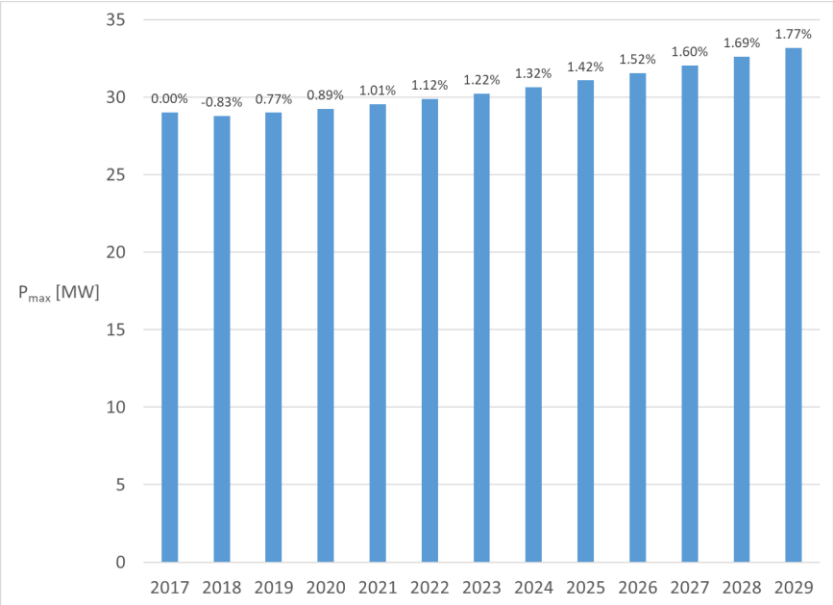
U sledećoj tabeli (Tabela 5.4) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na urbani i ruralni dio opština Regiona 3.

Tabela 5.4. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 3 za 2029. g.

Region	Opština	ED	Model	Wed 17 GWh	Wed 29 GWh	ΔW 17-29 GWh	Tv17 h	Ped 17 MW	Ped 29 MW	ΔP 17-29 MW	Ped g. 11 %	Ped s. 11 %	Ped g. 29 MW	Ped s. 29 MW	Uč. opšt. %	Popš g.29 MW	Popš s.29 MW	Uk. opšt. MW
R3	BE	BE	(M4+M8)/2	101.8	116.7	14.9	4732.4	21.5	24.7	3.2	53.0	47.0	13.1	11.6	71.0	9.3	8.2	17.5
	AN	BE													6	0.8	0.7	1.5
	PL	BE													23	3.0	2.7	5.7
	RO	RO	M4	35.5	40.3	4.8	4732.4	7.5	8.5	1.0	75.0	25.0	6.4	2.1	100.0	6.4	2.1	8.5

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima T_v za ED Berane i ED Rožaje na sledećoj slici (Slika 5.17) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2017 – 2029. g.

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 3 pripada kategoriji ED regiona sa *umjerenim rastom* potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 1,13% i indeksom rasta 2029/2017 od 1,14. Ovo će imati za posljedicu *povećane* zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu oko 4,2 MW.

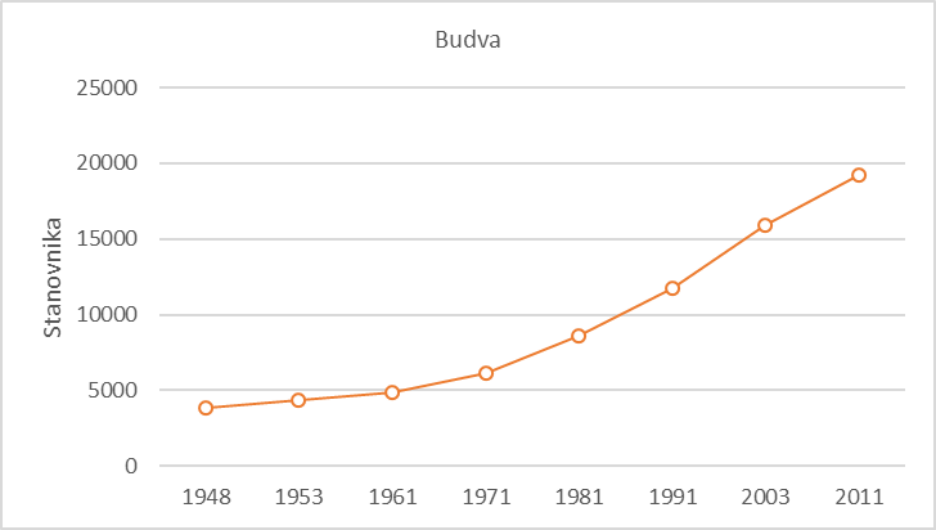


Slika 5.17. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 3 za period 2017 – 2029. g.

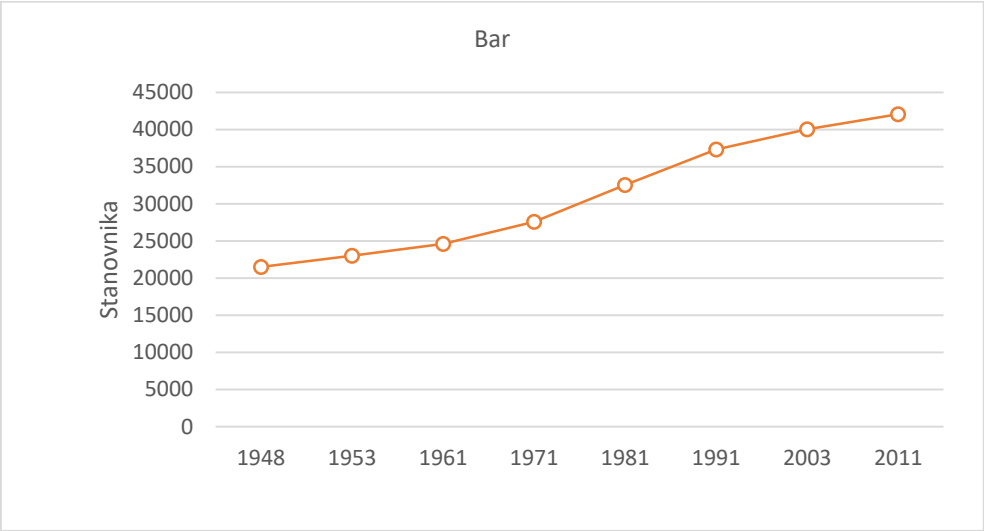
5.2.4. REGION 4

U Region 4 uključene su ED Budva, ED Bar i ED Ulcinj. Ove ED snabdijevaju istoimene primorske opštine.

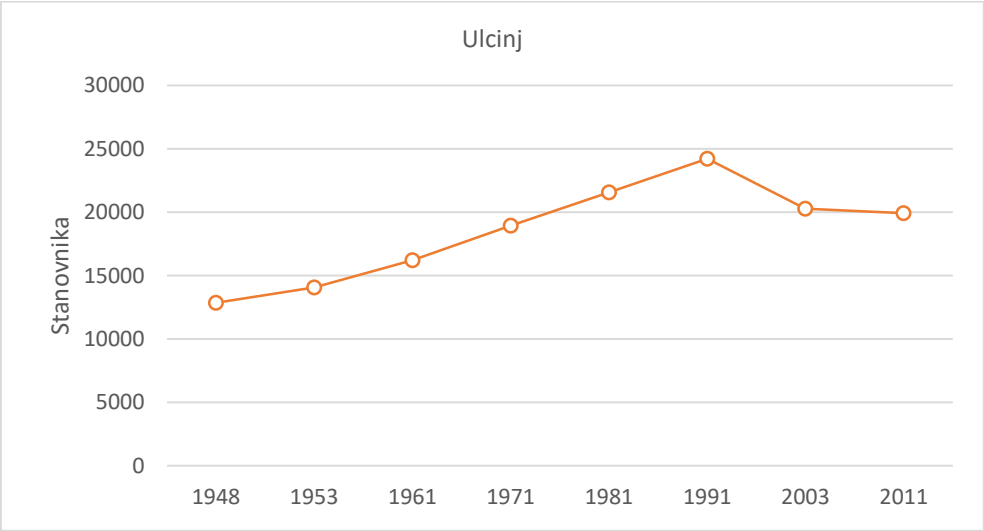
Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 4 dati su u tabelama: Tabela P.11, Tabela P.12 i Tabela P.13 u Prilogu. Takođe su priloženi i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su, pored turizma, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 4.



Slika 5.18. Stanovništvo opštine Budva po popisima 1948-2011.



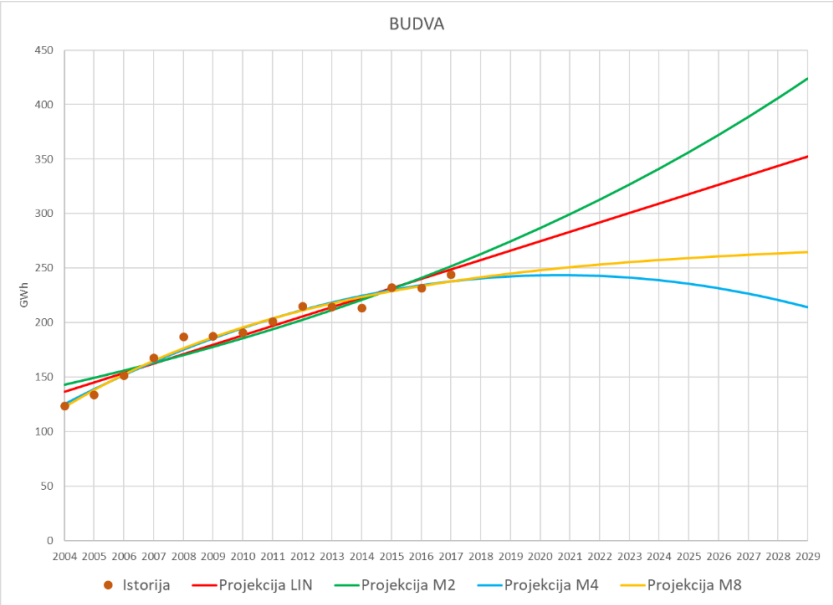
Slika 5.19. Stanovništvo opštine Bar po popisima 1948-2011.



Slika 5.20. Stanovništvo opštine Ulcinj po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 4 pokriva površinu od 883 km^2, ili 6,4% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 81 187 stanovnika, odnosno 13,1% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 92 stanovnika/km^2, što je 2 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 167, ili 13,3% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 4 klimatski pripada mediteranskoj klimi sa prelazom na umjereno-kontinentalnu na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.21) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Budva.



Slika 5.21. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Budva

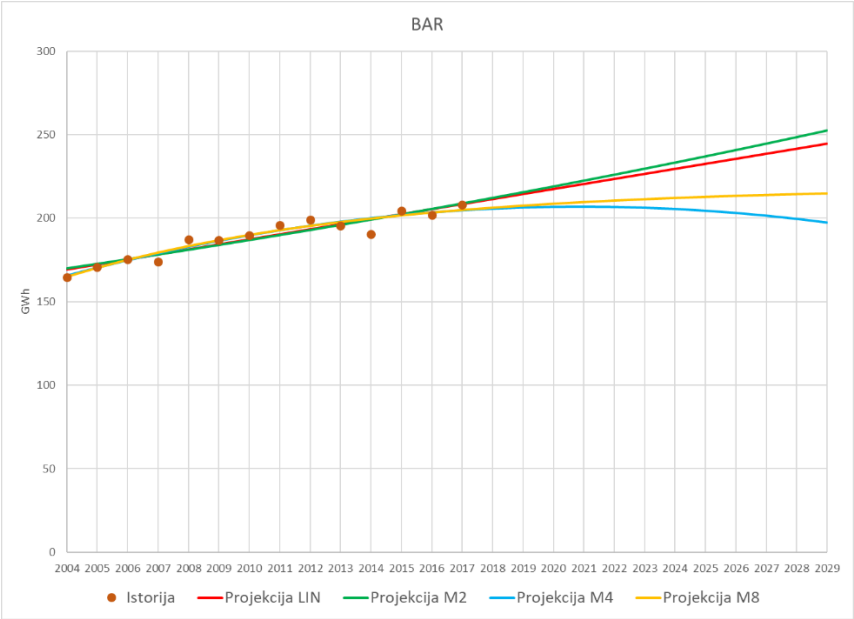
Iz grafičkog prikaza očigledno je rasipanje rezultata prognoznih modela od kojih M4 pokazuje blago opadajući trend. Imajući u vidu projekcije intenzivnog turističkog razvoja opštine Budva, kao i rastući demografski trend, za prognozu ED Budva usvaja se LIN model sa sa godišnjom stopom rasta od 3,1%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom, a prema rezultatima iz Tabela P.1 odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 136.382 + 8.643\ x_i$$

Takođe, na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.22) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Bar.

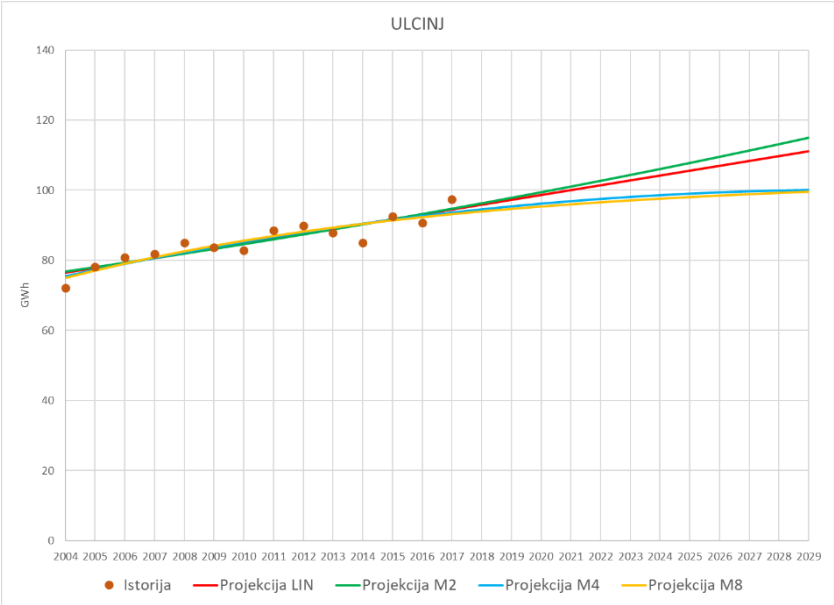
Kao i kod ED Budva, iz grafičkog prikaza očigledno je rasipanje rezultata prognoznih modela. Imajući u vidu rastući demografski trend i projekcije privrednog razvoja za prognozu ED Bar usvaja se LIN model sa godišnjom stopom rasta od 1,35%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom, a prema rezultatima iz Tabela P.1 odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 169.282 + 3.011\ x_i$$



Slika 5.22. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Bar

ED Ulcinj karakterišu regresione zavisnosti prikazane na sledećoj slici (Slika 5.23). Svi prognozni modeli rezultiraju u rastuće trendova, pa je između njih odabran M2 model sa pozitivnom godišnjom stopom od 1,4%.



Slika 5.23. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Ulcinj

Prema rezultatima iz Tabela P.1 modelu M2 odgovara regresioni izraz:

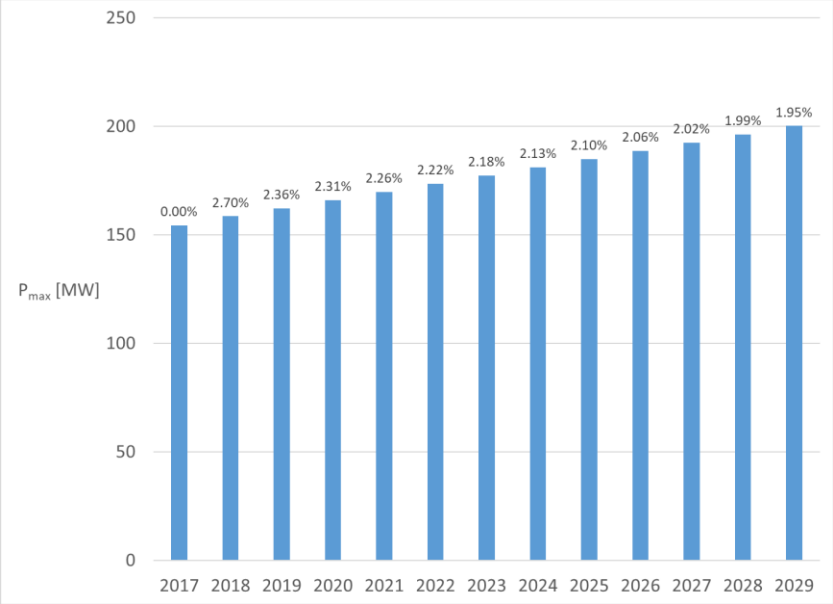
$$y_{ri} = 76.777 \cdot 1.016^{xi}$$

U sledećoj tabeli (Tabela 5.5) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na urbani i ruralni dio opština Regiona 4.

Tabela 5.5. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 4 za 2029. g.

Region	Opština	ED	Model	Wed 17 GWh	Wed 29 GWh	ΔW 17-29 GWh	Tv17 h	Ped 17 MW	Ped 29 MW	ΔP 17-29 MW	Ped g. 11 %	Ped s. 11 %	Ped g. 29 MW	Ped s. 29 MW	Uč. opšt. %	Popš g.29 MW	Popš s.29 MW	Uk. opšt. MW
R4	BD	BD	LIN	244.3	352.5	108.1	3515.7	69.5	100.3	30.8	99.0	1.0	99.3	1.0	100.0	99.3	1.0	100.3
	BR	BR	LIN	208.1	244.6	36.5	3995.3	52.1	61.2	9.1	79.0	21.0	48.4	12.9	100.0	48.4	12.9	61.2
	UL	UL	M2	97.4	115.0	17.6	2977.8	32.7	38.6	5.9	63.0	37.0	24.3	14.3	100.0	24.3	14.3	38.6

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima T_v za ED Budva i ED Bar i ED Ulcinj na sledećoj slici (Slika 5.24) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2017 – 2029. g.

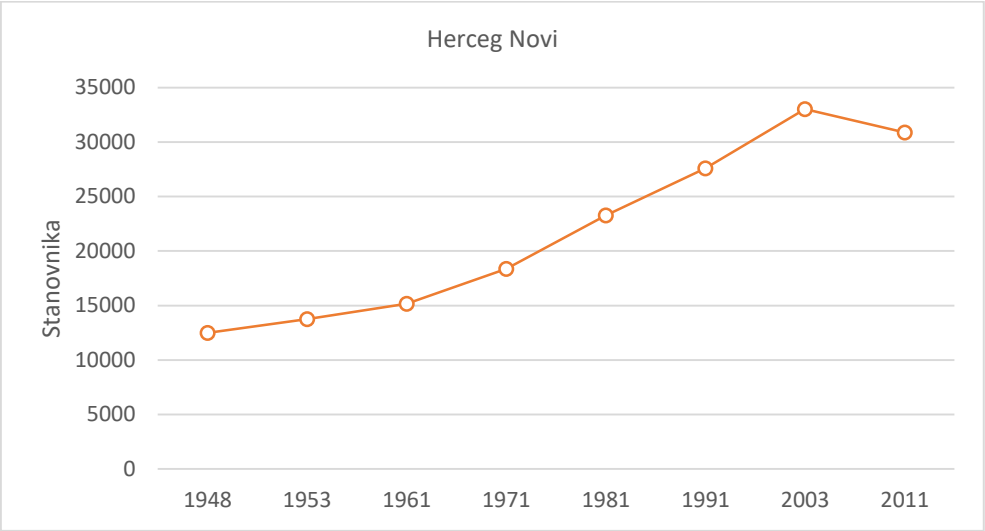


Slika 5.24. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 4 za period 2017 – 2029. g.

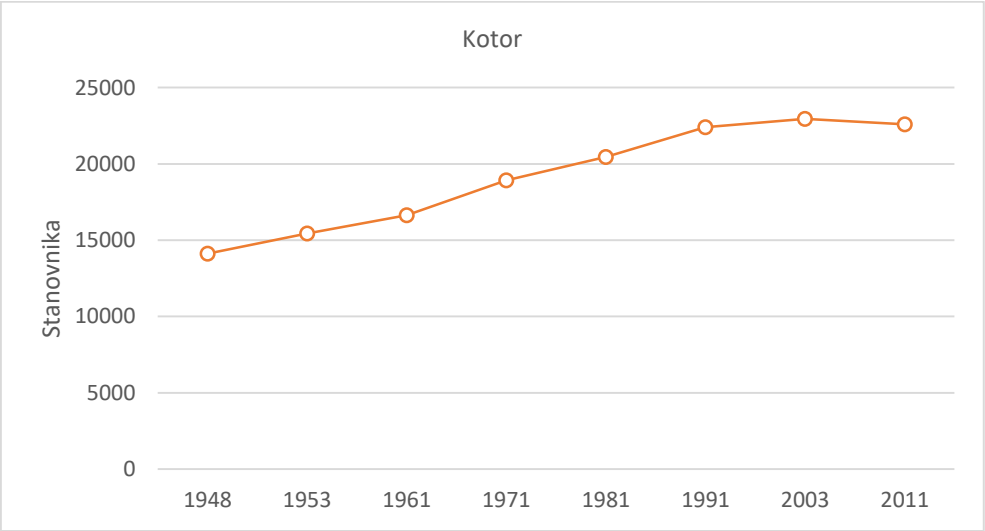
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 4 pripada kategoriji ED regiona sa *povećanim rastom* potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 2,2% i indeksom rasta 2029/2017 od 1,3. Ovo će imati za posljedicu *povećane* zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu oko 45 MW.

5.2.5. REGION 5

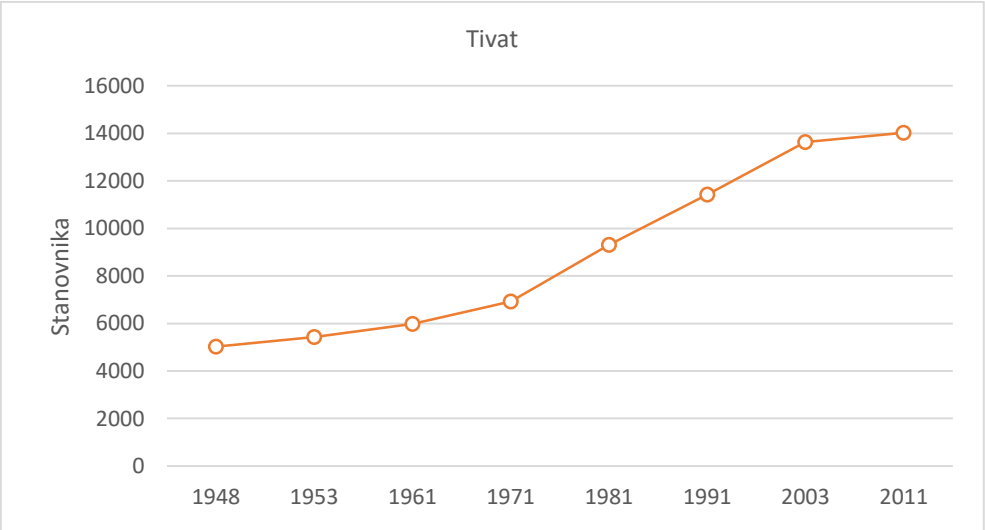
Region 5 obuhvata ED Herceg Novi, ED Kotor i ED Tivat. Ove ED snabdijevaju istoimene primorske opštine. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 5 dati su u tabelama: Tabela P.14, Tabela P.15 i Tabela P.16 u Prilogu. Takođe, na sljedećim slikama dati su grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su, pored turizma, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 5.



Slika 5.25. Stanovništvo opštine Herceg Novi po popisima 1948-2011.



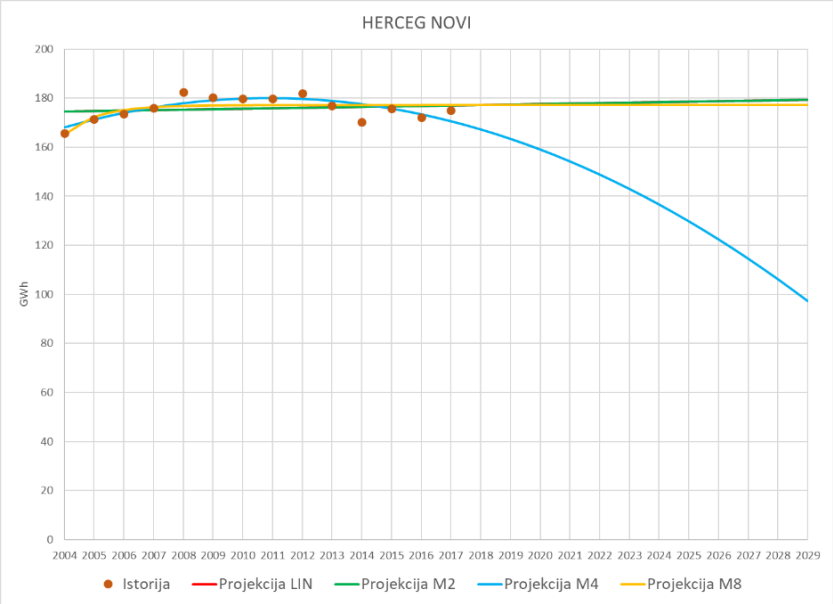
Slika 5.26. Stanovništvo opštine Kotor po popisima 1948-2011.



Slika 5.27. Stanovništvo opštine Tivat po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 5 pokriva površinu od 616 km^2, ili 4,5% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 67 496 stanovnika, odnosno 10,9% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 109,6 stanovnika/km^2, što je 2,4 puta više od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 95, ili 7,6% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 5 klimatski pripada mediteranskoj klimi sa prelazom na umjereno-kontinentalnu i planinsku na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.28) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Herceg Novi.

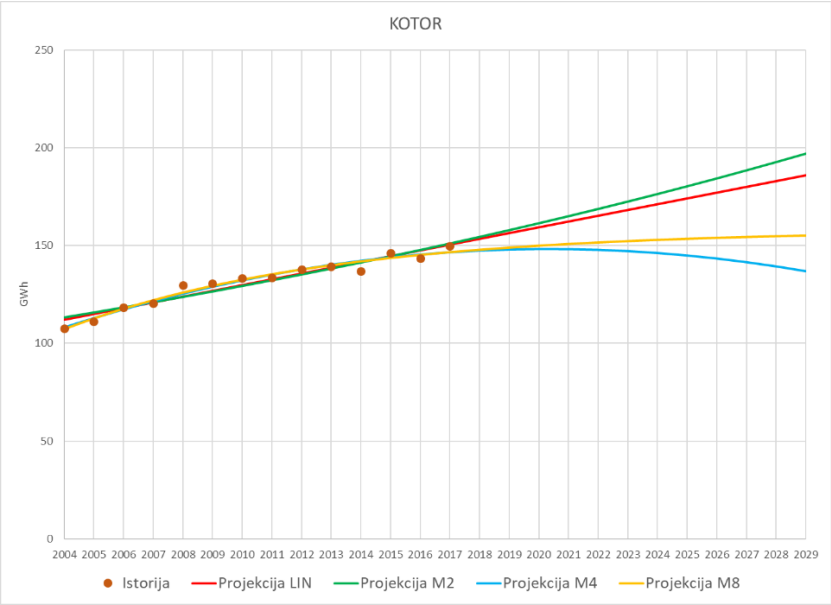


Slika 5.28. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Herceg Novi

Izuzev modela M4 koji se kompromituje opadajućim trendom, ostala tri modela daju gotovo iste vrijednosti sa *stagnacijom* tokom prognoznog perioda. Za prognozu ED Herceg Novi usvojen je model M2 sa regresionim koeficijentima iz Tabela P.1:

$$y_{ri} = 174.586 \cdot 1.0011^{xi}$$

Takođe, na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.29) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Kotor.

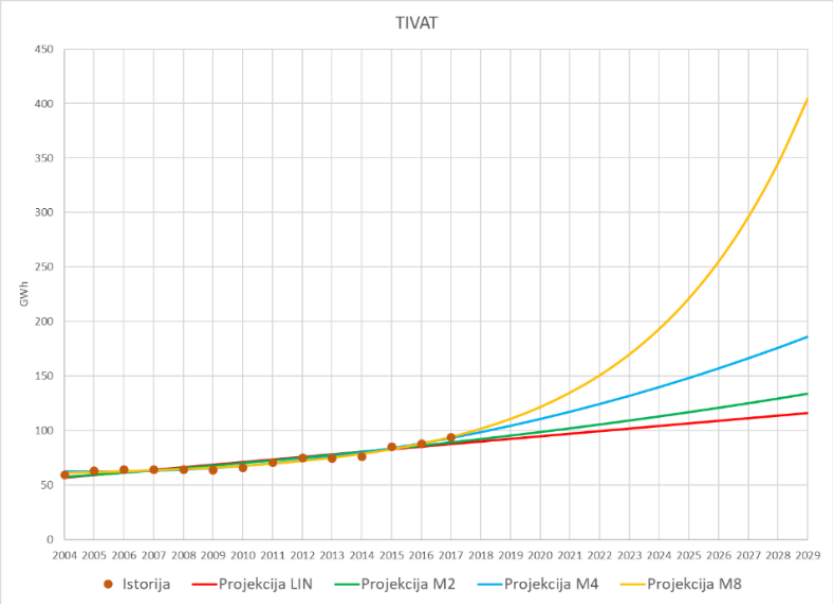


Slika 5.29. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Kotor

Kod ED Kotor evidentan je spektar trendova, od kojih je samo M4 opadajući. Imajući u vidu projekcije turističkog razvoja opštine Kotor, kao i rastući demografski trend, za prognozu ED Kotor (kao i za ED Budva) usvaja se LIN model sa sa godišnjom stopom rasta od 1,8%. Navedenom trendu potreba za električnom energijom, a prema rezultatima iz Tabela P.1 odgovara regresioni izraz:

$$y_{ri} = 112.12 + 2.948\ x_i$$

Najzad, na sledećoj slici (Slika 5.30) prikazani su prognozni regresioni trendovi za opštinu Tivat.



Slika 5.30. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Tivat

Očigledno, svi trendovi prognoze za ED Tivat su rastući, od kojih se zbog ekstremnog gradijenta odbacuje model M8. Između ostala tri modela, na osnovu projekcija o intenzivnom turističkom razvoju usvojen je model M2 sa stopom rasta 3% i regresionim izrazom:

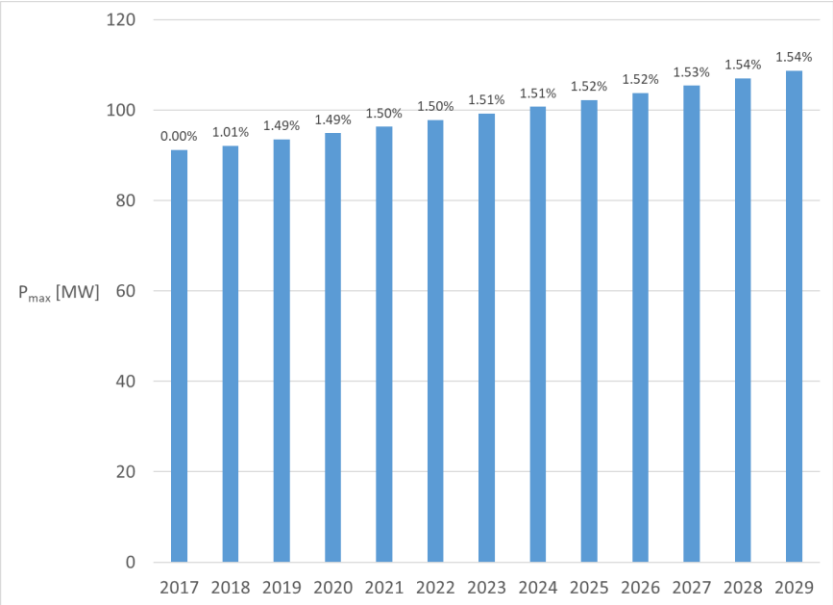
$$y_{ri} = 57.415 \cdot 1.0344^{xi}$$

U sledećoj tabeli (Tabela 5.6) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na urbani i ruralni dio opština Regiona 5.

Tabela 5.6. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 5 za 2029. g.

Region	Opština	ED	Model	Wed 17	Wed 29	ΔW 17-29	Tv17	Ped 17	Ped 29	ΔP 17-29	Ped g. 11	Ped s. 11	Ped g. 29	Ped s. 29	Uč. opšt.	Popš g.29	Popš s.29	Uk. opšt.
				GWh	GWh	GWh	h	MW	MW	MW	%	%	MW	MW	%	MW	MW	MW
R5	HN	HN	M2	175.1	179.4	4.2	4583.3	38.2	39.1	0.9	88.0	12.0	34.4	4.7	100.0	34.4	4.7	39.1
	KO	KO	LIN	149.6	185.8	36.2	4583.3	32.6	40.5	7.9	96.0	4.0	38.9	1.6	100.0	38.9	1.6	40.5
	TV	TV	M2	94.0	133.9	39.9	4621.3	20.3	29.0	8.6	99.0	1.0	28.7	0.3	100.0	28.7	0.3	29.0

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima T_v za ED Herceg Novi, ED Kotor i ED Tivat na sledećoj slici (Slika 5.31) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2017 – 2029. g.

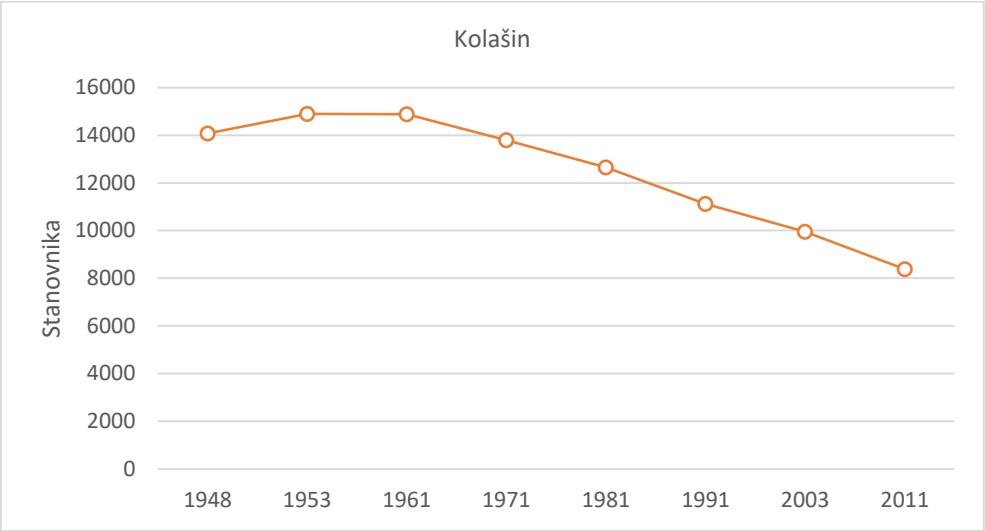


Slika 5.31. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 5 za period 2017 – 2029. g.

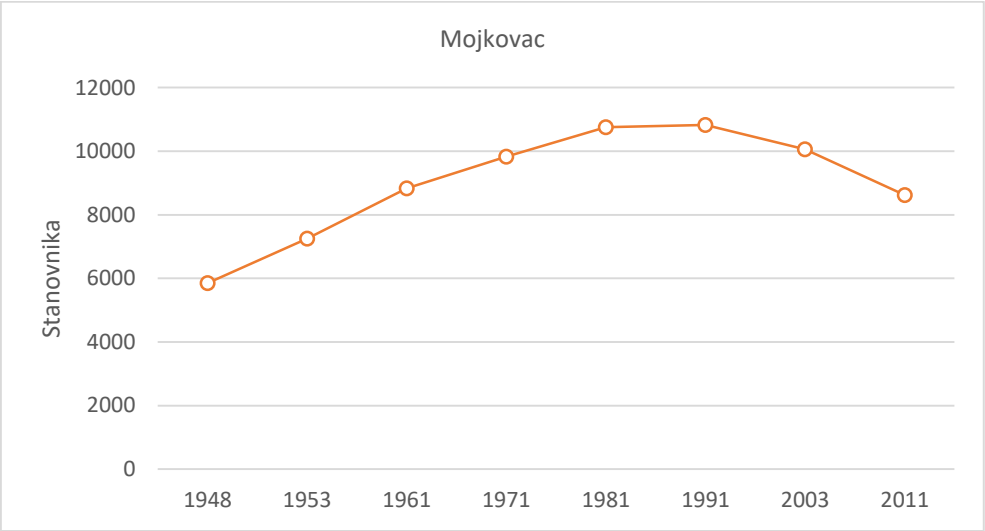
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 5 pripada kategoriji ED regiona sa *povećanim rastom* potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 1,47% i indeksom rasta 2029/2017 od 1,19. Ovo će imati za posljedicu *povećane* zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu oko 18 MW.

5.2.6. REGION 6

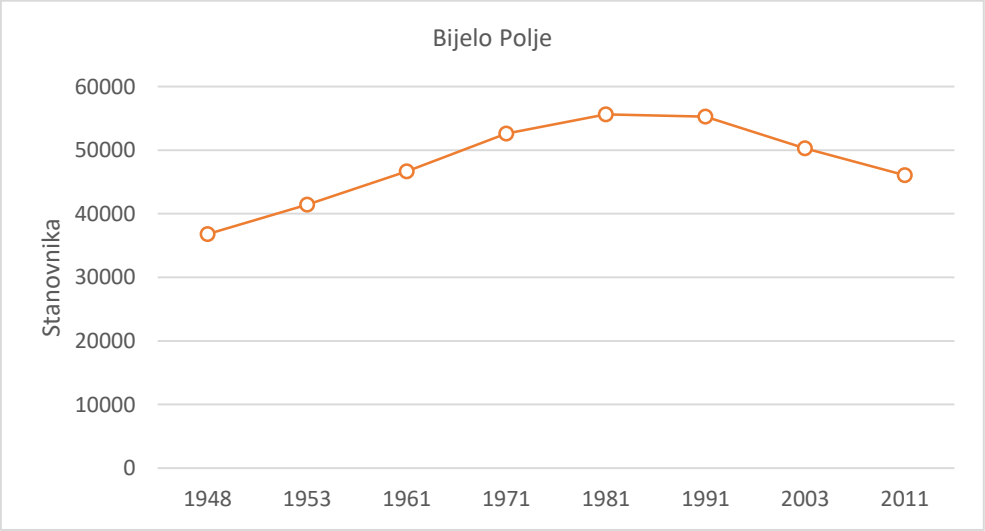
Region 6 obuhvata ED Kolašin, ED Mojkovac i ED Bijelo Polje. Ove ED snabdijevaju istoimene sjeveroistočne opštine. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 6 dati su u tabelama: Tabela P.17, Tabela P.18 i Tabela P.19 u Prilogu. Slijede grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g., koji su veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 6.



Slika 5.32. Stanovništvo opštine Kolašin po popisima 1948-2011.



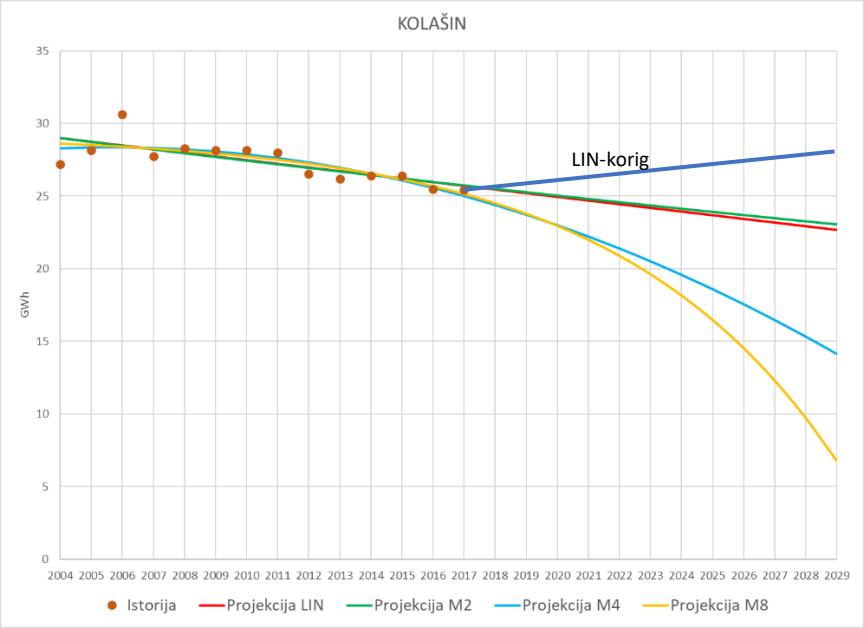
Slika 5.33. Stanovništvo opštine Mojkovac po popisima 1948-2011.



Slika 5.34. Stanovništvo opštine Bijelo Polje po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 6 pokriva površinu od 924 km^2, ili 15,8% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 63 050 stanovnika, odnosno 10,2% stanovništva Crne Gore. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 222, ili 17,7% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 6 klimatski pripada umjereno-kontinentalnoj na nižim i planinskoj klimi na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.35) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Kolašin.

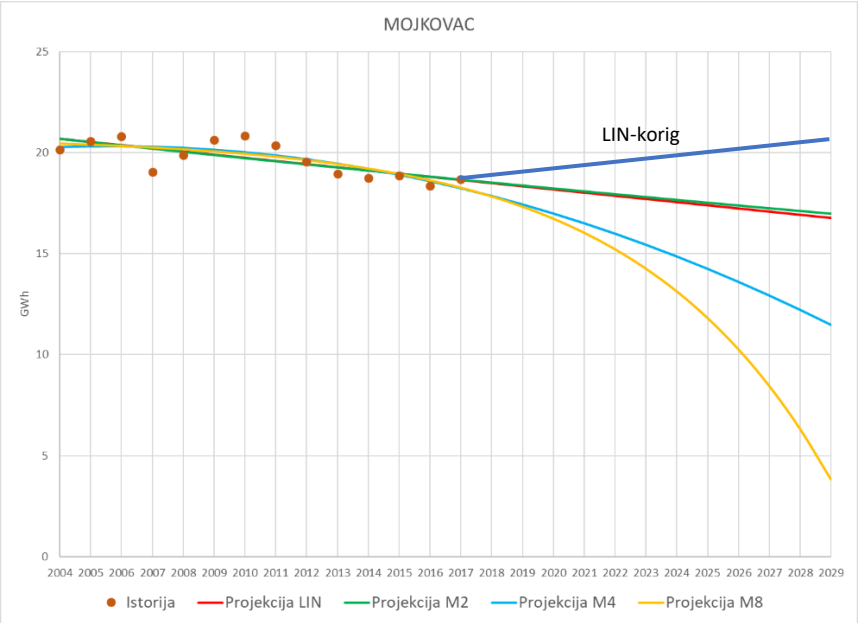


Slika 5.35. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Kolašin

Očigledno da su svi prognozni modeli, poput demografskih u ovoj opštini, imaju veoma izražene negativne trendove. Iz tih razloga, kao i u slučaju ostalih ED konzuma sa negativnim stopama, ovdje će se primijeniti korektivni optimistički model LIN-korig kojim bi se energija i opterećenje do 2029. vratili na nivo iz 2011. g., odnosno rast po stopi 0,8%. Funkcija trenda u periodu 2017 – 2029. data je izrazom:

$$y_{ri} = 25.447 + 0.213\, x_i \quad (0 \le x_i \le 12)$$

Na sledećoj slici (Slika 5.36) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Mojkovac.

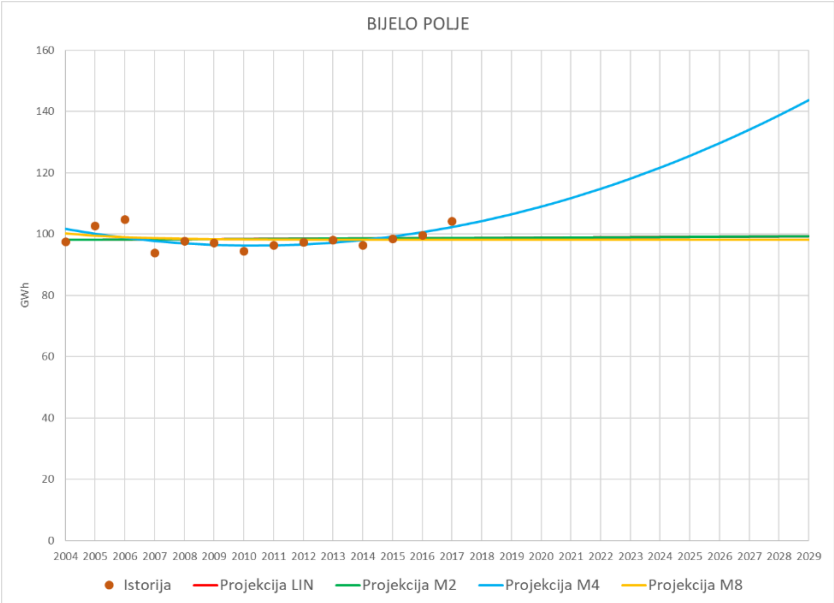


Slika 5.36. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Mojkovac

Kao i kod ED Kolašin, svi ovi trendovi za ED Mojkovac su negativni. Iz istih razloga i ovdje će se primijeniti korektivni optimistički model LIN-korig kojim bi se energija i opterećenje do 2029. vratili na nivo iz 2011. g., odnosno rast po stopi 0,8%. Funkcija trenda u periodu 2017 – 2029. data je izrazom:

$$y_{ri} = 18.665 + 0.141\, x_i \quad (0 \le x_i \le 12)$$

Na sledećoj slici (Slika 5.37) prikazani su dijagrami prognoze preuzete energije do 2029. g. u ED Mojkovac.



Slika 5.37. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Bijelo Polje

Iz grafičkog prikaza je očegledno da se samo prema modelu M4 dobija rastući trend sa stopom rasta od 2,7%. Analizom plansko-razvojne dokumentacije i prema demografskim trendovima pripadajućih opština procijenjeno je da je navedena stopa visoka. Zbog toga se za prognozu ED Bijelo Polje, kao i za ED Berane, predlaže poluzbir vrijednosti prognoza prema modelima M2 i M4, čemu odgovara umjerena prosječna

godišnja stopa rasta od 1,3%. Prema rezultatima iz Tabela P.1 odgovarajuća regresiona zavisnost data je izrazom:

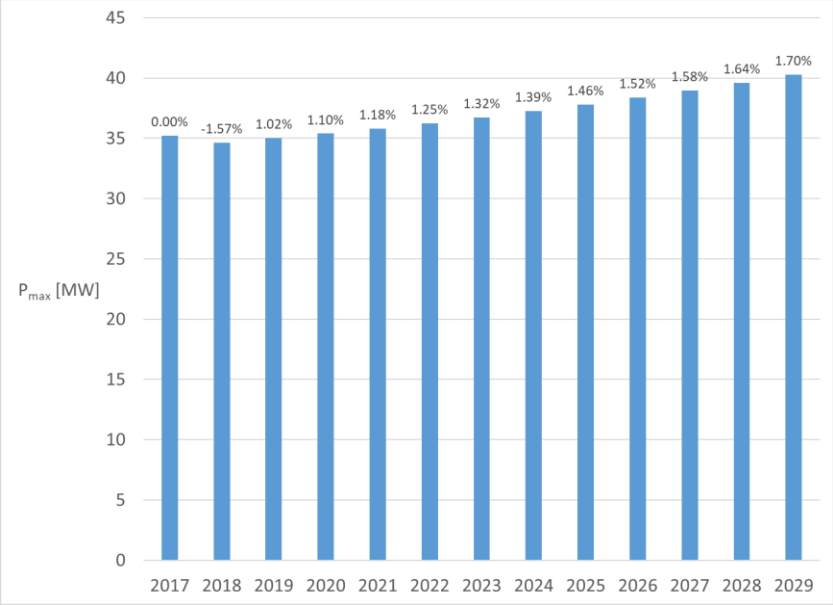
$$y_{ri} = 50.87 - 0.862\, x_i + 0.068\, x_i^2 + 49.098 \cdot 1.00046^{xi}$$

U sledećoj tabeli (Tabela 5.7) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na urbani i ruralni dio opština Regiona 6.

Tabela 5.7. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 6 za 2029. g.

Region	Opština	ED	Model	Wed 17	Wed 29	ΔW 17-29	Tv17	Ped 17	Ped 29	ΔP 17-29	Ped g. 11	Ped s. 11	Ped g. 29	Ped s. 29	Uč. opšt.	Popš g.29	Popš s.29	Uk. opšt.
				GWh	GWh	GWh	h	MW	MW	MW	%	%	MW	MW	%	MW	MW	MW
R6	KL	KL	LIN-korig	25.4	28.0	2.5	3686.9	6.9	7.6	0.7	30.0	70.0	2.3	5.3	100.0	2.3	5.3	7.6
	MK	MK	LIN-korig	18.7	20.4	1.7	4847.3	3.9	4.2	0.4	57.0	43.0	2.4	1.8	100.0	2.4	1.8	4.2
	BP	BP	(M2+M4)/2	104.3	121.5	17.2	4265.5	24.4	28.5	4.0	71.0	29.0	20.2	8.3	100.0	20.2	8.3	28.5

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima T_v za ED Kolašin, ED Mojkovac i ED Bijelo Polje na sledećoj slici (Slika 5.38) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2017 – 2029. g.

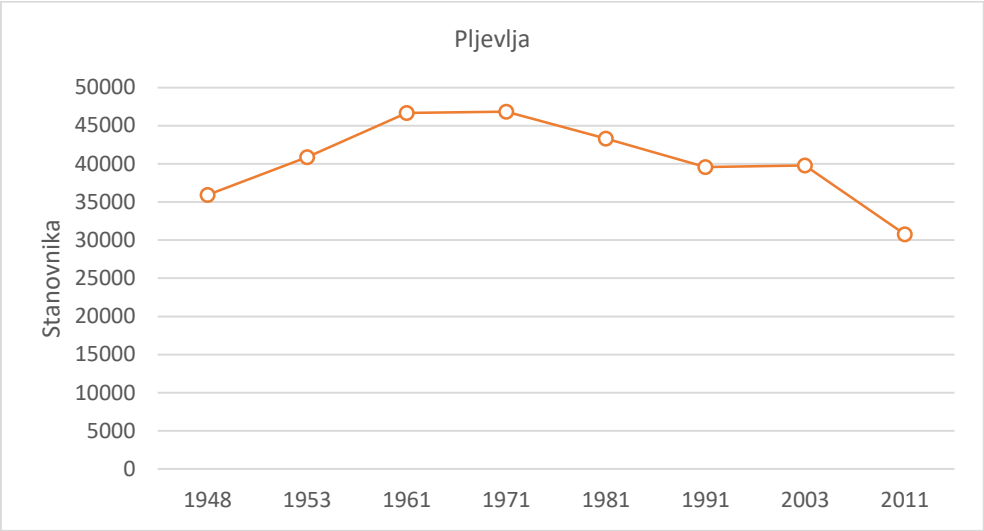


Slika 5.38. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 6 za period 2017 – 2029. g.

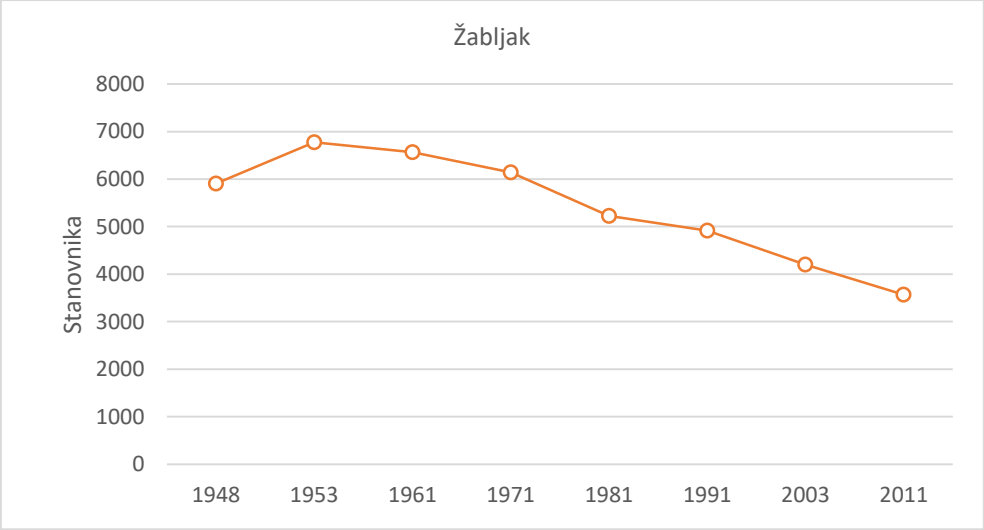
Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 6 pripada kategoriji ED regiona sa *umjerenim rastom* potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 1.13% i indeksom rasta 2029/2017 od 1.15. Ovo će imati za posljedicu *povećane* zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu oko 5 MW.

5.2.7. REGION 7

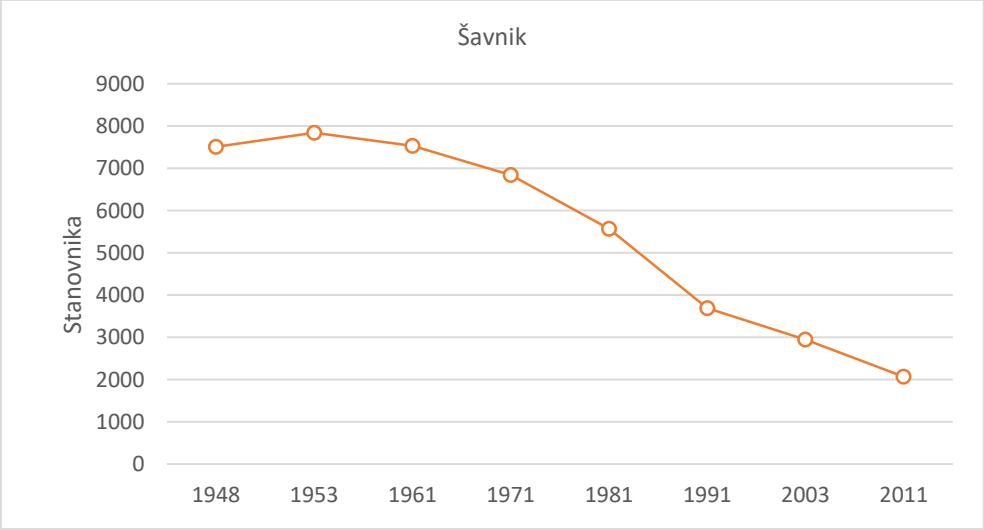
Region 7 obuhvata ED Pljevlja i ED Žabljak. ED Pljevlja snabdijeva opštinu Pljevlja, a ED Žabljak opštine Žabljak i Šavnik. Osnovni geografski i demografski podaci za opštine iz Regiona 7 dati su u tabelama: Tabela P.20, Tabela P.21 i Tabela P.22 u Prilogu. Takođe, priloženi su i grafici demografskih trendova po popisima od 1948. do 2011. g. koji su, pored turizma u opštini Žabljak, veoma uticajni faktor na elektroenergetske potrebe konzuma Regiona 7.



Slika 5.39. Stanovništvo opštine Pljevlja po popisima 1948-2011.



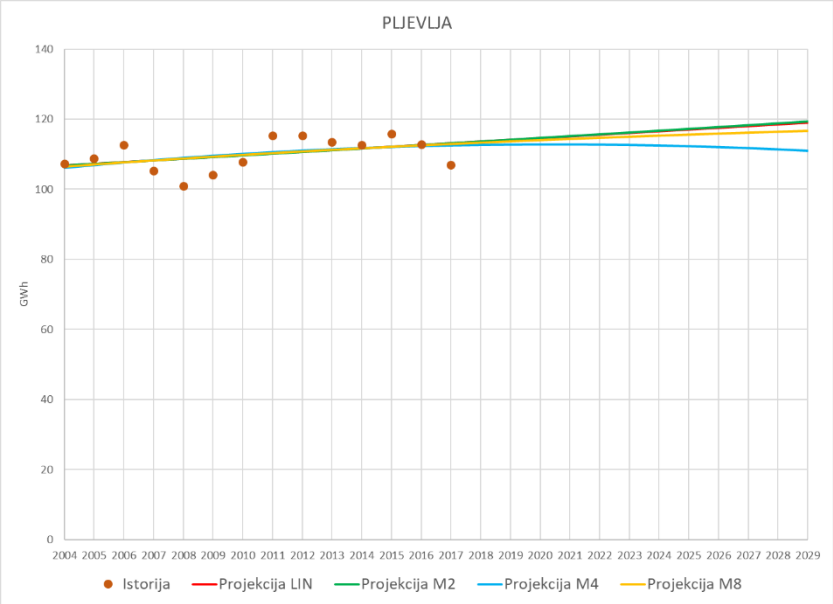
Slika 5.40. Stanovništvo opštine Žabljak po popisima 1948-2011.



Slika 5.41. Stanovništvo opštine Šavnik po popisima 1948-2011.

Iz naprijed navedenih podataka slijedi da Region 7 pokriva površinu od 2346 km^2, ili 17% površine Crne Gore, a 2011. naseljava ga 36 432 stanovnika, odnosno 5,9% stanovništva Crne Gore. Prosječna gustina naseljenosti iznosi 15,5 stanovnika/km^2, što je 2,9 puta manje od prosjeka za Crnu Goru. Ukupan broj naselja iznosio je 2011. g. 211, ili 16,8% od broja naselja u Crnoj Gori. Područje Regiona 7 klimatski pripada umjereno-kontinentalnoj na nižim i planinskoj klimi na višim predjelima.

Na osnovu mjernih podataka i izračunatih regresionih zavisnosti na sledećoj slici (Slika 5.42) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. u ED Pljevlja.

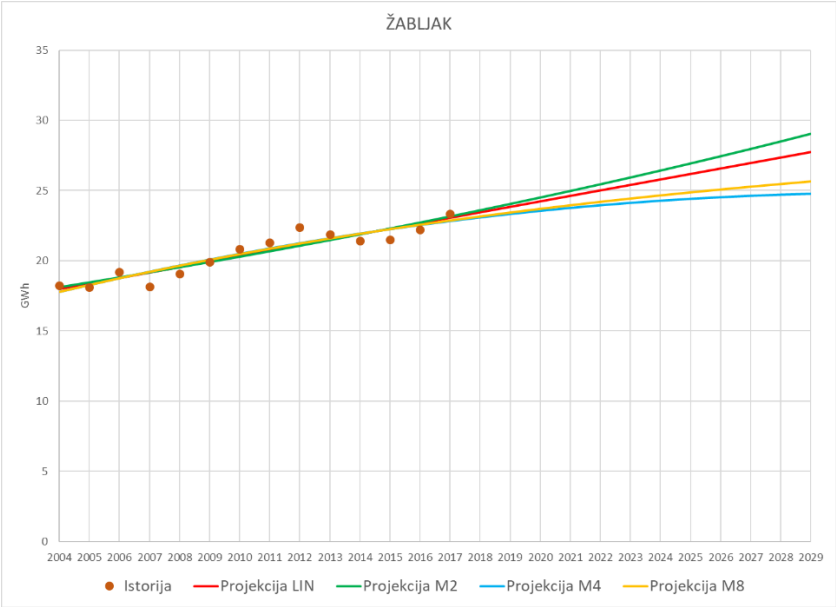


Slika 5.42. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Pljevlja

Sa prikazanih grafika očigledno je malo razilaženje prognoza prema pojedinim modelima, pa se za ED Pljevlja usvaja prognozni model M2 prema kome slijedi godišnja stopa rasta 0,9%. Odgovarajući regresioni izraz na osnovu Tabela P.1 je:

$$y_{ri} = 106.76 \cdot 1.00449^{xi}$$

Na sledećoj slici (Slika 5.43) prikazani su dijagrami prema 4 modela za prognozu preuzete energije do 2029. g. ED Žabljak.



Slika 5.43. Grafički prikaz rezultata prognoznih modela za ED Žabljak

U slučaju ED Žabljak svi prognozni trendovi su rastući. Uprkos padajućeg demografskog trenda u pripadnim opštinama, ali na osnovu projekcija o intenzifikaciji planinskog turizma koji u ovim opštinama ima dominantni uticaj, usvaja za prognozu model M8. Planirana prosječna godišnja stopa iznosi 0,8%, a odgovarajući regresioni izraz je:

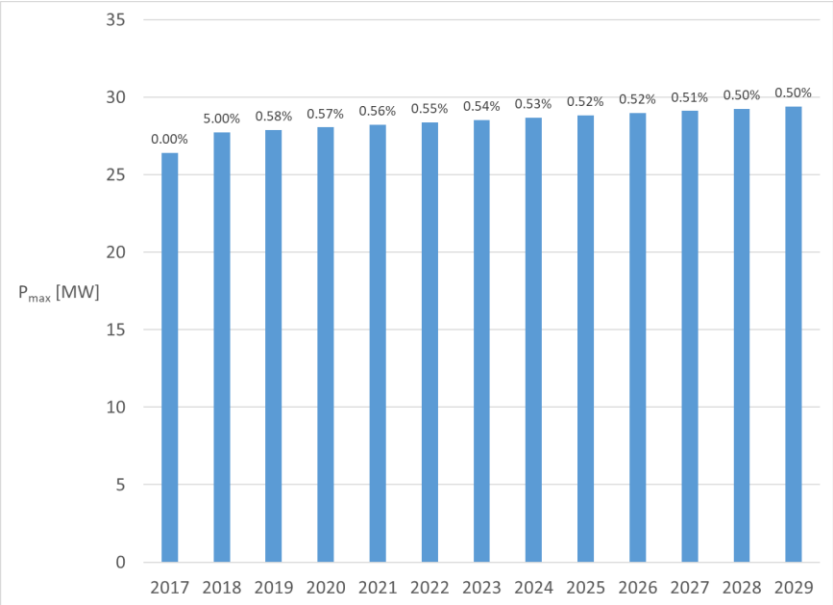
$$y_{ri} = 29.923 - 12.136 \cdot 0.9591^{xi}$$

U sledećoj tabeli (Tabela 5.8) rekapitulirani su rezultati globalne prognoze energije i opterećenja, kao i prostorne raspodjele opterećenja na urbani i ruralni dio opština Regiona 7.

Tabela 5.8. Rezultati prognoze električne energije i opterećenja Regiona 7 za 2029. g.

Region	Opština	ED	Model	Wed 17	Wed 29	ΔW 17-29	Tv17	Ped 17	Ped 29	ΔP 17-29	Ped g. 11	Ped s. 11	Ped g. 29	Ped s. 29	Uč. opšt.	Popš g.29	Popš s.29	Uk. opšt.
				GWh	GWh	GWh	h	MW	MW	MW	%	%	MW	MW	%	MW	MW	MW
R7	PV	PV	M2	107.0	119.4	12.4	4934.3	21.7	24.2	2.5	73.0	27.0	17.7	6.5	100.0	17.7	6.5	24.2
	ŽB	ŽB	M8	23.3	25.7	2.3	4934.3	4.7	5.2	0.5	61.0	39.0	3.2	2.0	88.0	2.8	1.8	4.6
	ŠN	ŽB													12.0	0.4	0.2	0.6

Prema gornjim regresionim izrazima za prognozu energije i vremenima T_v za ED Pljevlja i ED Žabljak na sledećoj slici (Slika 5.44) prikazana je prognoza vršnog opterećenja Regiona 7 za period 2017 – 2029. g.



Slika 5.44. Prognoza vršnog opterećenja Regiona 7 za period 2017 – 2029. g.

Na osnovu naprijed izložene analize i kvantifikativnih indikatora može se zaključiti da Region 7 pripada kategoriji ED regiona sa *umjerenim rastom* potreba za električnom energijom i opterećenjem po stopi 0.90% i indeksom rasta 2029/2017 od 1.11. Ovo će imati za posljedicu *povećane* zahtjeve za novim instalisanim kapacitetima u planskom periodu oko 3 MW.

Zaključno, u sledećoj tabeli (Tabela 5.9) data je prognoza sumarnih potreba preuzete energije i vršnog opterećenja CEDIS-a za 2017. i 2029. g., uključujući i prirast energije i opterećenja u istom periodu.

Tabela 5.9. Rekapitulacija sumarnih potreba CEDIS-a za W i P_v 2017. i 2029. g.

Wcg 17 GWh	**Wcg 29** GWh	**ΔW 17-29** GWh		**Pcg 17** MW	**Pcg 29** MW	**ΔP 17-29** MW
2675.1	3192.4	517.3		638.0	765.7	127.7

U sledećoj tabeli (Tabela 5.10) dat je pregled prognoze prirasta električne energije i vršnog opterećenja po ED regionima i sumarno za CEDIS u periodu od 2017. do 2029. Predviđen je rast preuzete energije od 517,3 GWh i opterećenja (raznovremenog) u napojnim TS 110/35(10) kV od 127.7 MW. Odgovarajuća prosječna godišnja stopa rasta iznosi 1,53%, a indeks rasta 2029/2017 iznosi 1,2. Pritom se stopa rasta vršnog opterećenja po ED regionima kreće u širokom rasponu od 0,25% do 2,2%

Tabela 5.10. Rekapitulacija dodatnih vrijednosti prognoze za W i P_v u periodu 2017-2029.

Region	**ΔW 17-29** GWh		**ΔP 17-29** MW		**p(P)17-29** %		**Indeks P** 29/17
R1	7.3		1.5		0.25		1.03
R2	211.4		50.7		1.55		1.20
R3	19.8		4.2		1.13		1.14
R4	162.2		45.8		2.20		1.3
R5	80.4		17.5		1.47		1.19
R6	21.5		5.1		1.13		1.15
R7	14.7		3.0		0.90		1.11
CG	**517.2961**		**127.7**		**1.53**		**1.2**

Sledeća tabela (Tabela 5.11) prikazuje klasifikaciju ED regiona u pogledu očekivanog rasta vršnog opterećenja. Prilikom klasifikacije, *visokim* rastom rasta smatra se stopa p(%) iznad 2%, *umjerenim* od 1-2%, a *niskim* ispod 1%.

Tabela 5.11. Klasifikacija ED regiona prema visini stope rasta opterećenja

Region	p(P)17-29 %	Indeks P 29/17
R1	0.25	1.03
R7	0.90	1.11
R3	1.13	1.14
R6	1.13	1.15
R5	1.47	1.19
CG	**1.53**	**1.2**
R2	1.55	1.20
R4	2.20	1.3

Niski rast	Srednji rast	Visoki rast

Prema indikatorima iz Tabela 5.11 slijedi da će biti neophodno najviše jačati ED mreže u primorskim i centralnim regionima (R4, R2 i R5), a značajno manje u sjevernim regionima.

6. PLANIRANJE RAZVOJA EDS-A CEDIS-A

6.1. Svrha planiranja razvoja EDS-a

Svrha dugoročnog i srednjoročnog planiranja razvoja EDS-a je njegovo primjereno dimenzionisanje za pouzdan rad i održavanje parametara kvaliteta električne energije u skladu s normama, kao i usklađeno djelovanje ED mreže s prenosnom mrežom i priključenim postrojenjima korisnika ED mreže. Planiranjem razvoja ED mreže potrebno je osigurati zadovoljavajuću nivo kvaliteta usluge korisnika mreže pri poremećajima značajnije vjerovatnoće nastanka.

Takođe, svrha planiranja razvoja ED mreže je i omogućavanje funkcionisanja tržišta električnom energijom kroz obezbjeđenje nepristranog pristupa ED mreži prema utvrđenim uslovima.

Moguće je da tokom perioda za koji se radi Plan, dođe do potrebe priključenja objekata koji nijesu bili predviđeni istim, a koji su posljedica potpisvanja međudržavnog sporazuma ili su prema mišljenju Vlade od značaja za razvoj države, ili su posljedica koncesionog ugovora, pa će se u tim slučajevima primjenjivati član 184 Zakona o energetici. Ovim članom je predviđeno da ukoliko nije moguće priključenje usljed tehničkih ograničenja sistema, a Planom razvoja nije predviđena izgradnja infrsatrukture ili je planirana za kasniji period, Operator distributivnog sistema može dati saglasnost Investitoru odnosno budućem korisniku sistema da o svom trošku izgradi infrastrukturu potrebnu za priključenje na sistem i da je preda nakon izgradnje nadležnom operatoru uz odgovarajući ugovor o otkupu. Na ovaj način će se dodatno razvijati distributivni sistem u skladu sa potrebama budućih korisnika koje je Zakon prepoznao kao posebno značajne.

6.2. Osnovna načela i smjernice razvoja mreža CEDIS-a

U ovom odjeljku definisana su osnovna načela razvoja ED mreže srednjeg i niskog napona kao i kriterijumi za određivanje potrebne dinamike ulaganja, radi održavanja pogona mreže u skladu s važećim tehničkim propisima. Pritom, bez mogućnosti detaljnih analiza mreža sekundarnog srednjeg napona i niskog napona nijesu moguće procjene efekata pojedinih ulaganja na vrijednosti pokazatelja sigurnosti napajanja i kvaliteta električne energije. Umjesto toga je korišćen pristup upoređenja stanja pojedinih dijelova ED mreže CEDIS-a sa stanjem u uređenim EDS, na bazi koje su date smjernice razvoja do 2029. g.

Procjene potrebnih ulaganja u obnovu postojeće ED mreže provedene su na temelju analize njenog stanja i klasifikacije u razrede, za koje je predviđena različita dinamika i opseg obnove.

Na ovaj načine dobijene su procjene potrebnog broja novih odnosno obnovljenih objekata distributivne mreže. Glavni kriterijum određivanja pojedinačnih lokacija treba biti stvarno stanje postrojenja i kvaliteta električne energije priključenih korisnika.

Istorijski razvoj mreže CEDIS-a zasnovan je uglavnom na dva stepena transformacije 35/10 kV i 10/0,4 kV. Zasad, direktna transformacija 110/kV ostvarena je u četiri TS 110/10 kV u Podgorici i jednoj TS 110/10 kV u Nikšiću. U određenim područjima, uglavnom rijetko naseljenim, zastupljena je i transformacija 35/0,4 kV, kao i manji dio transformacija 35/6 kV za potrebe industrije (vodovodna postrojenja i rudnici).

ED mreža CEDIS-a je mreža srednjeg i niskog napona i zahvata sljedeće elemente:

- vodove 35 kV,
- TS 35/10 kV,
- TS 35/0,4 kV,
- postrojenja 10 kV u TS 110/10 kV,
- postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV,
- vodove 10 kV,

- TS 10/0,4 kV,
- vodove niskog napona.

Pri planiranju razvoja ED mreže nužno je analizirati sva moguća rješenja kojima se zadovoljavaju tehnički i ekonomski kriterijumi planiranja. Osnovna rješenja pojačanja ED mreže srednjeg napona su:

- izgradnja novog voda,
- izgradnja nove TS za napajanje mreže srednjeg napona,
- povećavanje prenosne moći postojećih vodova ili transformatora kroz prijevremenu ili nužnu rekonstrukciju,
- prelaz dijela mreže na pogon na višem naponskom nivou,
- korišćenje posebnih uređaja (daljinski upravljive linijske sklopke ili prekidači, linijski regulatori napona i dr.),
- promjena uklopnog stanja mreže u kombinaciji s odlaganjem nekog od gore navedenih rješenja.

Osnovna rješenja pojačanja ED mreže niskog napona su:

- ugradnja nove transformatorske stanice 10/0,4 kV u postojeću mrežu niskog napona,
- povećavanje prenosne moći postojećih vodova kroz prijevremenu ili nužnu rekonstrukciju.

U Strategiji razvoja energetike Crne Gore do 2030. (SRE30) konstatuje se da razvoj ED mreže posljednjih godina nije u dovoljnoj mjeri usaglašen sa prostorno-planskim dokumentima, usljed čega EDS nije u stanju da adekvatno odgovori sve većim zahtjevima potrošnje, odnosno veoma intenzivnoj gradnji, posebno u Podgorici i primorskom dijelu Crne Gore, što nerijetko dovodi do negodovanja investitora. Pritom su i električni gubici u ED mrežama još uvijek značajno iznad prihvatljivih međunarodnih standarda. U nizu slučajeva, naročito prigradskih i ruralnih mreža, evidentiraju se nezadovoljavajući kvalitet napona i duži prekidi napajanja što, takođe, dovodi do negodovanja kupaca električne energije.

U skladu sa SRE30, razvoj ED mreže do 2030. godine, treba planirati tako da se postigne povećanje sigurnosti snabdijevanja (obezbjeđenje dvostranog napajanja, posebno u najznačajnijim tačkama ED mreže) i smanjenja gubitaka (tehničkih i komercijalnih) do nivoa ispod 10%. U tom cilju potrebno je predvidjeti gradnju novih TS 110/35 kV, rekonstrukciju postojećih TS 110/35 kV, proširenje TS 35/10 kV i 110/10 kV i rekonstrukcije usmjerene na povećanje snage postojećih TS 35/10 kV. Sa porastom potreba za električnom energijom koncepcija ED mreže sa dva srednja napona (35 i 10 kV) postala je neadekvatna, naročito u urbanim područjima sa većom gustinom opterećenja. Sprovedene analize i međunarodna iskustva ukazala su na potrebu uvođenja direktne transformacije 110/10 kV, što je u Crnoj Gori započeto 80-tih godina prošlog vijeka izgradnjom prvih TS 110/10 kV u Podgorici.

Sve TS će se kod rekonstrukcija i novogradnji pripremati na daljinsko upravljanje sa ugradnjom numeričkih sistema upravljanja, zaštite i mjerenja. ED mreža će u budućnosti preći na daljinsko upravljanje iz modernog kontrolnog centra koji je predviđen SRE30.

Međutim, u praksi se nerijetko javljaju problemi obezbjeđivanja standardnih uslova za realizaciju investicionih projekata: nekompletna projektna dokumentacija, nedostatak građevinskih dozvola ili kašnjenja po tom pitanju, problem u neadekvatnoj i nedovoljnoj kadrovskoj popunjenosti i obimni planovi (usljed povećane dinamike izgradnje objekata). Brojni problemi se odnose na imovinska prava, što ima negativan uticaj na projekte rekonstrukcije, razvoja i gradnje EDS-a.

Zbog globalnih strukturalnih promjena u privredi, sektoru energetike i zahtjevima kupaca elektrodistribuciju generalno, a time i CEDIS, čekaju sasvim novi izazovi. Od načina i dinamike kojima će CEDIS rješavati nove izazove, bitno će zavisiti i razvoj nacionalne ekonomije. Zbog je potrebno da se, uz dosadašnje ciljeve, u razvoj CEDIS-a uvedu i nove elementi koji će:

- stvoriti uslove za intenzivnije uvođenje distribuiranih postrojenja OIE u ED mrežu,
- podržati razvoj novih proizvoda na tržištu električne energije sa pametnim sistemima mjerenja,
- stvoriti uslove za uvođenje DSM sa modernim sistemima komunikacija i pametnog lokalnog i daljinskog upravljanja,
- podržati izgradnju infrastrukture za uvođenje mjesta za punjenje baterija električnih vozila u drumskom saobraćaju.

6.3. Kriterijumi za zamjenu i obnovu elemenata ED mreže

Planove razvoja i izgradnje, kao i planove zamjena i rekonstrukcija ED mreže treba međusobno usklađivati, kako bi se odredilo najpovoljnije rješenje razvoja mreže. Na primjer, povećanje prenosne moći postojećeg voda kroz zamjene i rekonstrukcije može otkloniti potrebu za izgradnjom novog voda.

Preporučeni uslovi za obnovu elemenata mreže zbog starosti prikazani su u sledećoj tabeli (Tabela 6.1). Navedene vrijednosti odnose se na uobičajene uslove eksploatacije, a ne uključuju izražene nepovoljne faktore poput agresivne sredine na izolaciju opreme, polaganja kablova u more i sl.

Tabela 6.1. Preporučeni uslovi za obnovu elemenata mreže zbog starosti

Element mreže	Starost (godina)	Napomena
Električni dio nadzemnih vodova 35 kV i 10 kV	> 35 (40)	zavisno od izvedbe
Drveni stubovi nadzemnih vodova	> 40	
Ostali stubovi nadzemnih vodova	> 50	zavisno od izvedbe
Kablovi 35 kV i 10 kV	> 40 (50)	zavisno od izvedbe
Razvodna postrojenja u TS 35/10	> 30	
Transformator 110/SN ili 35/10 kV	> 40	

Plan obnove kandidovanih elemenata ED mreže određuje se vrednovanjem:

- stvarnog stanja elementa ili komponente elementa mreže,
- uloge koju posmatrani element ili komponenta elementa ima u EDS-u
- očekivanih troškova koje posmatrani elemenat ili komponenta elementa izaziva u sistemu.

Elementi ED mreže za koje se pojedinačno analiziraju potrebe zamjene i obnove su:

- vodovi 35 kV,
- TS 35/10 kV

Za TS 10/0,4 kV i mrežu niskog napona pretpostavlja se redovna obnova koja ima zanemarivi uticaj na planiranje SN distributivne mreže.

Navedeni elementi mreže se definišu kao kandidati za kratkoročni i srednjoročni plan zamjena i obnova ED mreže ako zadovoljavaju jedan ili više od sljedećih uslova:

- Prosječna neraspoloživost radi planiranih i prisilnih zastoja u posljednjem petogodišnjem razdoblju veća od ukupne prosječne neraspoloživosti istovjetnih elemenata mreže u posmatranom razdoblju,
- Prosječni broj kvarova u posljednjem petogodišnjem razdoblju veći od ukupnog prosječnog broja kvarova istovjetnih elemenata mreže u posmatranom razdoblju,
- starost u posmatranom razdoblju jednaka očekivanom životnom vijeku iz Tabele 4.1,
- ne zadovoljava postavljene tehničke zahtjeve,
- knjigovodstveno otpisan (amortizovan).

Pod tehničkim kriterijumima zamjene i obnove elemenata i komponenti elemenata ED mreže podrazumijevaju se razlozi tehničke prirode radi kojih je bezuslovno potrebna zamjena ili obnova, odnosno demontaža ako element ili komponenta elementa više nijesu bitni za funkcionisanje distribucije električne energije. Tu spadaju:

- tehnička neispravnost elementa ili komponente elementa,
- tehnička greška elementa ili komponente elementa mreže takva da je ekonomski neisplativo tu grešku otkloniti,
- nezadovoljavajuće karakteristike elementa ili komponente elementa mreže s obzirom na očekivane pogonske uslove u planskom razdoblju (opterećenja, kratki spoj),
- nezadovoljavanje postojećih i budućih tehničkih propisa koje element mreže mora zadovoljavati,
- nedostatak osoblja obučenog za održavanje pojedinih vrsta starih komponenata elemenata mreže,
- nedostatak rezervnih djelova nužnih za normalan pogon elementa ili komponente elementa mreže.

Radi terminološke jasnoće, slijedi bliža definicija svojstava mrežnih elemenata koja ih kandiduju za zamjenu.

Pod *tehnički neispravnim* elementima ili komponentama elemenata ED mreže podrazumijevaju se oni koji su trajno u stanju zastoja radi kvara, kao i oni koji su u pogonu, ali predstavljaju opasnost ili rizik za ljude ili imovinu i ispravno funkcionisanje ostalih elemenata i komponenata mreže.

Pod *tehničkom greškom* elementa ili komponente elementa distributivne mreže podrazumijevaju se posljedice događaja koji posmatrani element stavlja u stanje privremene ili trajne neispravnosti.

Pod *nezadovoljavajućim karakteristikama* elementa ili komponente elementa distributivne mreže podrazumijevaju se one koje dovode do narušavanja tehničkih kriterijuma pouzdanosti i stalnosti napajanja korisnika distributivne mreže. Zadovoljenje karakteristika elemenata ili komponenti elemenata mreže ocjenjuje se s obzirom na planiranu konfiguraciju distributivne mreže u posmatranom budućem razdoblju.

Elementi i komponente elemenata ED mreže koji ispunjavaju jedan od gore postavljenih tehničkih kriterijuma automatski, ili ulaze u kratkoročni plan zamjena i rekonstrukcija ED mreže, ili treba planirati njihovu demontažu i odlaganje (skladištenje). Ako je potrebna zamjena ili rekonstrukcija elementa distributivne mreže, treba analizirati mogućnost izgradnje nekog novog elementa, ili drugačijeg tehnološkog rješenja istog problema. Odabira se rješenje koje zadovoljava ekonomski kriterijum, odnosno kod kojeg su manji ukupni aktuelizovani troškovi izgradnje i pogona.

Pritom se ekonomski kriterijumi zamjena i rekonstrukcija ED mreže primjenjuju samo na one elemente i komponente elemenata mreže čiji su investicioni troškovi veći od 100 000 €. Dodatno nužno pojednostavnjenje je da se svi gore navedeni kriterijumi zamjene i obnove ne primjenjuju na sekundarnu mrežu srednjeg i niskog napona, koje se posmatraju globalno, prema smjernicama definisanim u sljedećem odjeljku.

Osim elemenata primarne ED mreže srednjeg napona, koji se posmatraju pojedinačno na upravo opisani način, planirana je i obnova sekundarne ED mreže srednjeg napona i mreže niskog napona. Osnovni pristup je prepoznavanje kategorija elemenata mreže za koje je potrebna obnova, kao i pridružena vremenska dinamika obnove.

6.4. Primijenjeni kriterijumi i smjernice za obnovu i izgradnju ED mreže

U nastavku su dati kriterijumi i vrijednosti pojedinih parametara, kao i smjernice razvoja ED mreže po svim elementima i planskim stavkama. Radi jasnoće, ovdje se daju terminološka značenja izgradnje, rekonstrukcije i obnove elemenata ED mreže.

Pod izgradnjom se podrazumijevaju novi vodovi i TS, a pod rekonstrukcijom postojećih vodova i TS povećanje projektovane snage. Na primjer, kod TS 35/10 kV najčešće povećanje je s 2×4 MVA na 2×8 MVA, pri čemu se troškovi uglavnom svode na kupovinu transformatora veće snage, a nije predviđena zamjena opreme u postrojenjima. Za razliku od rekonstrukcije, obnova obuhvata zamjenu primarne i sekundarne opreme u postrojenjima (odnosno zamjenu čitavih postrojenja savremenim razvodnim blokovima), bez zamjene transformatora.

a) Obnova i izgradnja 35 kV vodova

SRE30 je za razvoj distributivne djelatnosti predvidjela zadržavanje postojeće strukture, tj. uvođenje direktne transformacije 110/10 kV u većim gradskim konzumima i zadržavanje dvostepene transformacije (35 i 10 kV) na srednjem naponu.

Obnova postojećih vodova 35 kV planirana je prema sljedećim smjernicama:

- na područjima na kojima postoji dugoročna perspektiva nadzemne mreže 35 kV; najčešće ne u većim gradovima;
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora na nadzemnim vodovima velikog presjeka (Al/Fe 95 mm2 i većeg), građenih (ili zadnji put obnovljenih) prije 1975. g.;
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora na nadzemnim vodovima malog presjeka (manjeg od Al/Fe 95 mm^2), na područjima gdje je planirano da mreža 35 kV ostane u pogonu;
- za svaki nadzemni vod odrediti petogodište u kojem treba izvršiti obnovu, a ako to nije moguće, planirati linearnu dinamiku korišćenja sredstava do 2029. g.,
- postupna zamjena do 2029. g. 2/3 kablova 35 kV s PVC i PE izolacijom (tipovi EHP, PHP i slični), UPET kablovima (XHE Al 185 mm2, ili većih presjeka).

b) Obnova transformacije 35/10 kV

Osnovni problem ranijih postrojenja 35 kV i 10 kV je tehnološka zastarjelost i problemi s rezervnim djelovima. S obzirom na zastupljenost i starost ugrađene opreme, najveći problem predstavljaju sljedeće komponente: malouljni prekidači, elektromehanička zaštita, sistemi jednosmjernog razvoda, sistemi za kompenzaciju reaktivne snage, kao i nedostatak sistema za uzemljenje neutralne tačke. Predlaže se obnova postrojenja 35 kV i 10 kV s ugrađenom zastarjelom tehnologijom prema sljedećim smjernicama:

- kandidati za obnovu su transformatorske stanice za koje se očekuje da će u pogonu biti barem do 2029. g., a izgrađene su (ili zadnji puta obnovljene) prije 1990. godine,
- kandidati za obnovu su raspoređeni u tri kategorije: gradske, vangradske i pojednostavljene,
- obnovom se ugrađuju sljedeće komponente: savremeni razvodni blokovi s integrisanom numeričkom zaštitom za postrojenje 35 kV i 10 kV, postrojenja za uzemljenje neutralne tačke 10 kV, kondenzatorske baterije, sistem jednosmjernog napajanja i lokalni sistem za priključak na distributivni dispečerski centar,
- za svaki objekt odrediti petogodište u kojem treba izvršiti obnovu, a ako to nije moguće, planirati linearnu dinamiku korišćenja sredstava do 2029. g.

c) Obnova i izgradnja 10 kV vodova

Izgradnja novih vodova 10 kV planirana je za priključak TS 110/10 kV i 35/10 kV, kao i 10/0,4 kV prilikom ugradnje u mrežu niskog napona, uz sljedeće smjernice:

- novi nadzemni ili kablovski vodovi za priključak TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV; dužine se procjenjuju za svaku TS pojedinačno, a mogu biti do 20 km za vangradske stanice do 5 km za gradske stanice;
- novi nadzemni ili kablovski vodovi za priključak TS 10/0,4 kV; pretpostavljena je prosječna dužina priključnog kabla od 600 m po KTS, kao i priključnog nadzemnog voda od 400 m po STS;
- dinamika izgradnje vodova vezana je uz dinamiku izgradnje TS,
- vodove 10 kV treba nastojati graditi na betonskim, a ne na znatno skupljim čelično-rešetkastim stubovima,
- novi magistralni nadzemni vodovi 10 kV trebaju imati presjek provodnika najmanje Al/Fe 3×95 mm^2,
- presjeci jednožilnih aluminijskih kablova ne smiju biti manji od 150 mm^2, a kablovi pomoću kojih se iznosi snaga iz TS 110/10 kV u centre konzuma (rasklopišta 10 kV sa ili bez transformacije) ne manji od 185 mm^2,
- u visoko urbanizovanim područjima, kao i u slučaju nepovoljnih uslova za nadzemne vodove u prostoru, prednost treba dati kablovima.

Detaljni podaci o strukturi presjeka provodnika u nadzemnoj mreži često nijesu dovoljno precizni, ali se u pogledu potrebe, opsega i dinamike obnove mogu podijeliti u dvije grupe: vodovi 10 kV s provodnicima presjeka 35 mm^2 i manjih i vodovi 10 kV velikog presjeka (95 mm^2 i većeg) na čelično-rešetkastim stubovima.

Nadzemni vodovi s provodnicima presjeka 35 mm^2 i manjih su skupina vodova, koju karakteriše izrazita dotrajalost i loše energetske osobine (veliki padovi napona s porastom opterećenja). Planirana je zamjena magistralnih dionica vodovima većeg presjeka. Nije planirana značajnija zamjena otcjepa, jer su na njima prisutna bitno manja opterećenja, već je pretpostavljeno da će se problem njihove dotrajalosti rješavati kroz održavanje. Prilikom planiranja obnove potrebno se pridržavati sljedećih smjernica:

- udio otcjepa u ukupnoj dužini mreže 10 kV je 25%; pretpostavljeno je da su otcjepi izvedeni upravo od provodnika malog presjeka, pa za tu dužinu treba smanjiti plan obnove kako bi se obuhvatile samo magistralne dionice;
- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. g. potrebno obnoviti 2/3 magistralnih dionica malog presjeka (35 mm^2 i manjih), naročito onih koje su građene prije 1970. g.;
- 70% navedenih vodova zamijeniti novim dionicama presjeka Al/Fe 50 mm2 (obično na betonskim stupovima), a od preostalih 30% po 15 % nadzemnim vodovima velikog presjeka (Al/Fe 95 mm^2), odnosno kablovima;
- obnova nadzemnih vodova velikog presjeka (95 mm^2 i većeg) na čelično-rešetkastim stubovima je planirana prema sljedećim smjernicama:
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora, ali ne i stubova;
- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. godine potrebno obnoviti 50% vodova tog tipa;
- u nedostatku tačnijih procjena predvidjeti linearnu dinamiku zamjene tokom cijelog posmatranog razdoblja.

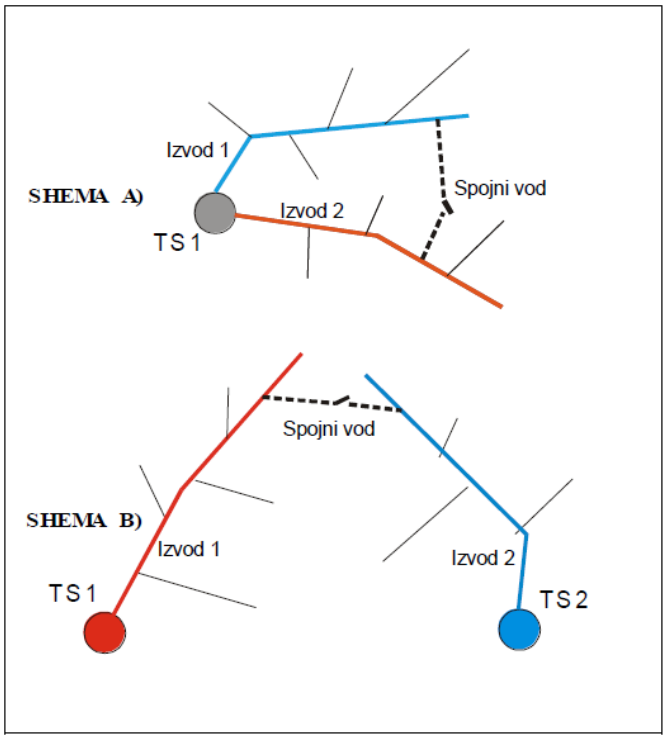
S obzirom na potrebe zamjene, kablovi 10 kV se u načelu mogu podijeliti u dvije grupe. Oni s papirnom izolacijom (IPZO 13, IPO 13) pokazali su se u svjetskoj praksi vrlo pouzdanim, s dugačkim životnim vijekom. Zato za sada nije predviđena njihova masovna zamjena. Kablovi s izolacijom od plastičnih masa (osim

umreženog polietilena) imaju znatno veću učestalost kvarova te je predviđena njihova postupna zamjena (u pogodnim situacijama, npr. prilikom rekonstrukcija ulica) s izolacijom od umreženog polietilena. Dakle, osnovne smjernice obnove kablovske mreže 10 kV su:

- zamjena kablova s izolacijom od plastičnih masa (osim umreženog polietilena),
- koristiti tipske kablove, na primjer XHE Al 185 mm^2,
- u nedostatku tačnijih procjena, planirati linearnu dinamiku do 2009. godine.

Iskustvo u planiranju ED mreže na nivou 10 kV pokazuje da su ponekad nužna dodatna ulaganja, koja nijesu uslovljena odgovarajućim gore navedenim kriterijumima. Tu spadaju sljedeći slučajevi izgradnje gradske kablovske mreže 10 kV (Slika 6.1) u cilju povećanja sigurnosti napajanja u reonu TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV (šema A), ili rezervnog povezivanja međupoveznim vodom dvije TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV (šema B) u cilju boljeg iskorišćenja transformacije. Time se:

- odlaže se potreba izgradnje nove TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV;
- planom razvoja ED mreže na konkretnom prostoru može biti procijenjena potrebna dužina takve povezne 10 kV mreže;
- troškovi se uvrštavaju u plan izgradnje kablovske mreže 10 kV.



Slika 6.1. Dvije šeme spojnih vodova u 10 KV mreži TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV

Temeljne smjernice za strukturiranje mreže 10 kV su:

- Jednostavna struktura posebno je značajna u gradskim 10 kV kablovskim mrežama koje se po pravilu svode na povezne mreže između transformatorskih stanica 110/10 kV ili 35/10 kV, odnosno prstenaste iz pojedinih TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV na rubnim prigradskim područjima (Slika 6.1). Izgradnja kablovskih SN mreža jednostavne strukture značajna je za automatizaciju mreže u narednom razdoblju.

- Povezna kablovska mreža 10 kV omogućava vrlo visoko opterećenje gradskih TS 35/10 kV ili TS 110/10 kV, uz zadržavanje (N-1) kriterijuma za slučaj neraspoloživosti pojedinih transformatora ili, čak, čitavih TS.
- U nadzemnoj mreži često je moguće između bliskih izvoda ili otcjepa 10 kV, izgradnjom relativno kratkih spojnih vodova, značajno povećavati pouzdanost napajanja korisnika mreže.

d) Obnova i izgradnja transformacije 10/0,4 kV

Početna ideja analize mreže niskog napona i s njom povezane transformacije 10/04 je bila usmjerena na stvarno mjerljiv direktni kriterijum vrijednosti napona na priključku korisnika distributivne mreže. No, u nedostatku podataka o naponima, a zatim i podataka o dužinama pojedinih izvoda niskog napona, preostao je relativno grubi kriterij prosječne dužine mreže niskog napona po transformatorskoj stanici SN/NN. Pritom, čak, ni ti podaci nijesu bili u potpunosti dostupni.

Osim toga, bez mogućnosti detaljnih analiza mreža niskog napona nisu moguće procjene efekata pojedinih ulaganja na vrijednosti pokazatelja kvaliteta električne energije. Umjesto toga je korišćen pristup upoređenja stanja u Crnoj Gori sa stanjem u uređenim sistemima distribucije električne energije, na temelju čega su date smjernice i ciljevi razvoja do 2029. godine. Referentni cilj kojem operatori distributivne mreže trebaju težiti u pogledu broja, odnosno izgradnje novih transformatorskih stanica 10/0,4 kV i mreže niskog napona su vrijednosti karakterističnih indikatora EDF-a i HEP-a. Osnovna pretpostavka je da je Francuska mreža dobro izgrađena i prema tome primjer koji treba slijediti, a za upoređenje su radi pouzdanosti i dostupnosti potrebnih podataka odabrana sljedeća dva kriterijuma:

- odnos opterećenja na niskom naponu i ugrađene snage transformacije u transformaciji 10/0,4 kV (iskorišćenje transformacije 10/0,4 kV) i
- dužina mreže niskog napona po TS 10/0,4 kV.
- Prilikom analize potrebno je koristiti sljedeće pretpostavke:
- prosječna nazivna snaga transformatora u novim STS je 70 kVA, a u novim KTS 450 kVA; nove trafostanice u ruralnim područjima će se graditi s transformatorima manje nazivne snage (50 MVA, ili čak manje), a u većim gradovima će se ugrađivati transformatori velike snage;
- dužina mreže niskog napona se skraćuje interpolacijom novih TS 10/0,4 kV, jer se dio mreže može demontirati; pretpostavljeno je skraćenje po novoj STS proporcionalno dužini mreže po TS i broju novih STS

Do 2029. godine potrebno je obnoviti veliki dio transformacije 10/0,4 kV. U slučaju STS je ponekad potrebno obnoviti i građevinski dio (stub), dok je u KTS predviđena samo zamjena klasičnih SN postrojenja sa RMU, jer je pretpostavljeno da je oprema u relativno boljem stanju, budući da se nalazi u zatvorenom prostoru. Obnova TS 10/0,4 kV temelji se na sljedećim smjernicama:

- definisanje kategorija TS u pogledu potrebe, sadržaja i dinamike obnove,
- STS na drvenim stubovima i TS tipa „kula“: na temelju očekivanog životnog vijeka, razdoblja izgradnje ovih tipova objekata i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. g. potrebno sve objekte zamijeniti novim STS (ili obnoviti u visini cijene nove STS), naročito za STS građene prije 1975. g.
- STS na betonskim i čelično rešetkastim stubovima: na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. godine potrebno na 2/3 objekata izvršiti zamjenu opreme, ali ne i stubova,
- KTS bez RMU (u slučaju nedostatka tačnijih podataka uzeti procjenu da se radi o 80% ukupnog broja KTS): na temelju očekivanog životnog vijeka, razdoblja izgradnje ovih tipova objekata i

dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. godine potrebno u svim objektima izvršiti zamjenu klasičnog SN postrojenja savremenim razvodnim blokom.

Kvarovi na transformatorima 10/0,4 kV u nadzemnim mrežama su značajni uzrok prekida napajanja potrošača. Važna činjenica je također i novi napon 400/230 V, koji je standardan u EU i čija primjena, naročito u nadzemnim mrežama, gdje se češće javljaju problemi s padom napona, zahtijeva zamjenu transformatora. Uopšteno gledano, transformatori 10/0,4 kV su stariji i stoga je manje vjerovatno da bi mogli održavati nivo napona 400/230V. U skladu s tim, planirana je njihova zamjena, najprije u vangradskim nadzemnim mrežama, a zatim u gradskim mrežama. Budući da se obnova transformatora planira u toku dužeg perioda, pretpostavlja se da će se provoditi racionalno, vodeći računa o stvarnom stanju pojedinih transformatora, stanju napona duž 10 kV izvoda. Zaključno, vrijede sljedeće smjernice zamjene transformatora 10/0,4 kV:

- preporučuje se ugradnja transformatora sa smanjenim gubicima, nakon određivanja njihovih optimalnih parametara;
- zamjena transformatora 10/0,4 kV male snage (manje od 400 kVA) do 2029. g., pri čemu je pretpostavljeno da su to transformatori većinom u nadzemnim vangradskim mrežama;
- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. godine potrebna zamjena 1/3 transformatora 10/0,4 kV velike snage (400 kVA i veće).

e) Smjernice za obnovu vodova niskog napona

Ulaganja u mrežu niskog napona uslovljena su visokim padovima napona (posebno kod velikih dužina izvoda), linijskom raspodjelom opterećenja duž vodova i dotrajalošću opreme.

Rješenje tog problema je interpolacija novih TS 10/0,4 kV u postojeću mrežu niskog napona. Pretpostavlja se da će se na taj način ukupno gledano mreža niskog napona skratiti zbog demontaže djelova nadzemne mreže. Teško je tačno procijeniti koliko, ali u svakom slučaju predložena koncepcija pretpostavlja značajnije povećanje mreže 10 kV i broja TS 10/0,4 kV upravo s ciljem da se dođe što bliže potrošaču s 10 kV naponskim nivoom. U skladu s tim je pretpostavljeno da nema značajnije izgradnje novih vodova niskog napona, osim priključaka.

U postojećoj nadzemnoj mreži niskog napona prisutni su sljedeći problemi: dotrajalost većeg dijela mreže na drvenim stubovima, dominantni udio provodnika s presjekom Al/Fe 35 mm2 i manjim, kao i veliki padovi napona. Stoga će biti ipak biti neophodno obnoviti dio postojeće niskonaponske mreže. To se u prvom redu odnosi na vodove s provodnicima malih presjeka, koji će većinom biti zamijenjeni vodovima s SKS-om presjeka 70 mm2. No, taj će proces teći postupno i vrlo dugotrajno, jer se radi o velikim troškovima. Nije realno pretpostaviti zamjenu svih dotrajalih vodova novima, jer bi to radi velike dužine mreže rezultiralo neprihvatljivo velikim troškovima. Radi toga bi osnovni kriterij za zamjenu vodova trebali biti podaci o vrijednostima napona i učestalosti i trajanja prekida napajanja, a problem same dotrajalosti vodova treba rješavati kroz redovno održavanje.

Međutim, dostupni podaci o mrežama niskog napona najčešće nijesu dovoljni za odgovarajuće energetske analize. Radi toga su date sljedeće smjernice obnove mreže niskog napona:

- na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. g. potrebna zamjena 2/3 nadzemnih vodova presjeka Al/Fe 25 mm^2 i manjeg, kao i svih s provodnicima od bakra, 80% vodovima s SKS-om presjeka 70 mm^2, a 20% kablovima od aluminija presjeka 150 mm^2,
- zamjena kablova presjeka 70 mm^2 i manjeg novima od aluminija presjeka 150 mm^2,

- u nedostatku tačnijih procjena, pretpostaviti linearnu dinamiku do 2029. g., naročito nadzemnih vodova na drvenim stubovima građenim prije 1975. g.,
- po mogućnosti mrežu niskog napona treba graditi uz što više korišćenje javnih površina, odnosno izvan privatnih posjeda,
- zbog otežanog pristupa, poseban problem predstavljaju niskonaponski vodovi na krovnim i zidnim nosačima zbog čega nove vodove treba planirati i graditi u drugačijoj izvedbi.

Naprijed navedene zahvate treba prvenstveno raditi u mrežama sa nedopustivo visokim padovima napona. U mrežama sa zadovoljavajućim naponskim prilikama, ali se vodovi nalaze u dotrajalom stanju, zamjenska izgradnja je opravdana zbog sigurnosnih razloga, kao i u slučaju previsokih troškova neisporučene energije.

f) Tehnički kriterijumi rekonstrukcije postojećih i planiranja izgradnje novih i objekata

Gornje granice dopuštenog opterećenja transformatora VN/SN:

- u normalnom pogonu:100 % nazivne snage,
- u poremećenom pogonu: 120 % nazivne snage.

Gornje granice dopuštenog opterećenja nadzemnih vodova 35 kV:

- u normalnom pogonu: 100 % nazivne termičke struje
- u poremećenom pogonu: 120 % nazivne termičke struje

Gornje granice dopuštenog opterećenja kablovskih vodova 35 kV:

- u normalnom pogonu: 100 % nazivne termičke struje
- u poremećenom pogonu: 100 % nazivne termičke struje

Gornje granice dopuštenog pada napona u mreži 35 kV, koje uzimaju u obzir mogućnosti regulacije napona :

- u normalnom pogonu: 5 %,
- u poremećenom pogonu: 9 %.

g) Ekonomski kriterijum i smjernice za primjenu (n-1) kriterijuma pouzdanosti

Za potrebe planiranja, (n-1) kriterijum je zadovoljen ako ne postoji element ED mreže: TS 110/35 i 35/10 kV, ili 35 kV ili 10 kV vod čija neraspoloživost dovodi, uz primjenu tehničkih ograničenja poremećenog pogona mreže, do prekida napajanja korisnika mreže (ili grupe korisnika) vršnog opterećenja većeg od 1 MVA tokom vremena u kojem posmatrani element mreže nije raspoloživ.

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

Standardi pouzdanosti napajanja za pojedine skupine korisnika mreže definisani su naprijed u odjeljku (c) o obnovi i izgradnji 10 kV vodova, vodeći računa o sljedećim načelima:

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

U nedostatku stvarnih vrijednosti za posmatrano područje i element mreže, predlaže se da se pri planiranju koriste sljedećim iskustvenim podaci o učestalosti i vremenima potrebnim za restauraciju napajanja i popravku kvarova:

- Učestalost dugih prekida na nadzemnim vodovima: 0,14 dpr/(km·god),
- Učestalost dugih prekida na kablovima: 0,07 dpr/(km·god),
- Prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja daljinski upravljivim sklopnim uređajima u ED mreži: 10 min,
- Prosječno vrijeme potrebno za vraćanje napajanja u slučaju ručnog upravljanja sklopnim uređajima u ED mreži: 60 min,
- Vrijeme potrebno za popravku kvara na nadzemnim vodovima: 300 min i
- Vrijeme potrebno za popravku kvara na kablovima: 960 min.

Kao što je naprijed istaknuto, distributivna mrežna pravila definišu primjenu (n-1) kriterijuma pouzdanosti pogona, samo ako je to ekonomski opravdano. U skladu s tim načelom u literaturi se mogu sresti modeli za analizu ekonomske opravdanosti izgradnje drugog (rezervnog) voda 35 kV za dvostrano napajanje TS 35/10 kV.

Slika 6.2 prikazuje rezultat modela[28] za analizu ekonomske opravdanosti izgradnje drugog (rezervnog) voda 35 kV za dvostrano napajanje TS 35/10 kV. Model se temelji na procjeni neisporučene energije i tri grupe ulaznih podataka: fiksnih parametara (cijena neisporučene energije 2,5 €/kWh i diskontna stopa 8%), promjenjivih parametara (trajanje vršnog opterećenja 4 000 sati, frekvencija ispada 10/100 km-1 god-1 i vrijeme popravka kvara na osnovnom napajanju 5 sati, kao i cijena izgradnje 35 kV rezervnog voda 35 000 €/km) i varijabli (vršno opterećenje i dužina postojećeg voda za osnovno napajanje).

Prema modelu ekonomska opravdanost izgradnje drugog voda 35 kV za rezervno napajanje je direktno zavisna od opterećenju TS 35/10 kV i granica od 5 MVA je na slici označena plavom bojom. Pojednostavnjeno, za uobičajene vrijednosti parametara nije opravdano graditi vod za rezervno napajanje TS 35/10 kV dok opterećenje ne pređe 5 MVA. Budući da se radijalno napajane TS 35/10 kV uglavnom nalaze na prostorno izolovanim područjima, te stoga imaju opterećenje manje od ove vrijednosti, izgradnja rezervnog napajanja za takve TS najčešće nije ekonomski opravdana.

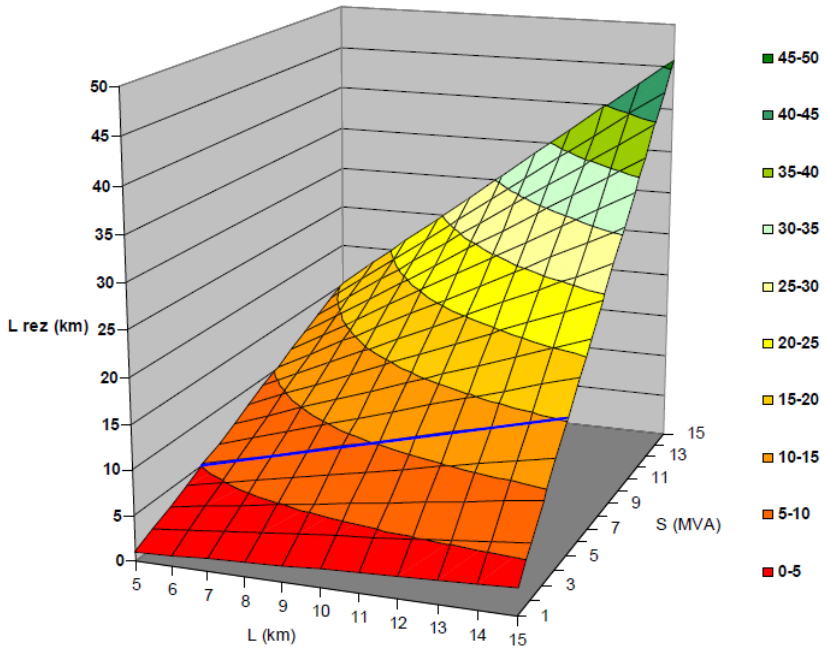
Sličan model za transformaciju 110/10 ili 35/10 bi opravdao rezervu u transformaciji pri cijenama transformatora (grubo procijenjeno) dvostruko manjim od postojećih. No, primjena takvog modela nije u potpunosti primjerena, jer postoji važna razlika između vodova i transformatora: mogućnost preseljenja i korišćenja na drugoj lokaciji, nakon što postanu neodgovarajući na jednoj. Zadnje rješenje može biti prodaja viška ispravnih transformatora drugim operatorima ED mreže. Radi toga je nabavku novih transformatora potrebno posmatrati na nivou svakog operatora ED mreže, na osnovu pretpostavke mogućnosti preseljenja, životnog vijeka 50 godina, dopuštenog preopterećenja i mogućnosti prebacivanja dijela opterećenja na bliske susjedne TS 35/10kV.

Stoga za primjenu (n-1) kriterijuma pouzdanosti u pogledu transformacije vrijede sljedeće dodatne smjernice:

- transformacija 110/35 kV: analiza uticaja mreže 35 kV, uzimajući u obzir vrijednosti parametara koje vrijede u poremećenom pogonu;
- transformacija 110/10 kV i 35/10 kV:
  - rezerva u transformaciji nije nužna ako postoji dvostrano napajanje iz mreže 35 kV;
  - rezerva u transformaciji nije nužna za vangradsko područje vršnog opterećenja manjeg od 4 MVA;

[28] ESS BIH (Modul 5 – Distribucija električne energije), Energetski institut Hrvoje Požar, Hrvatska, 2008.

- dopušteno opterećenje transformatora u TS sa dva ugrađena transformatora, bez povezne mreže 10 kV:
  - 60 % nazivne snage u normalnom pogonu;
  - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu;
- dopušteno opterećenje transformatora u TS s dva ugrađena transformatora, s poveznom mrežom 10 kV:
  - 75 % nazivne snage u normalnom pogonu;
  - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu;
- dopušteno opterećenje transformatora u TS sa tri ugrađena transformatora (netipično rješenje):
  - 80 % nazivne snage u normalnom pogonu;
  - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu.



Slika 6.2. Maksimalna ekonomski opravdana dužina rezervnog napajanja na 35 kV

6.5. Smjernice za obnovu i izgradnju sistema upravljanja, mjerenja i komunikacija

Osim ulaganja u tzv. primarnu opremu, u ED djelatnosti prisutna su i značajna ulaganja u druge segmente. Posebno se ističu ulaganja u dispečerske centre i komunikacijsku opremu, sistem daljinskog upravljanja, kao i brojila električne energije.

Postojanje savremenih distributivnih dispečerskih centara je uslov racionalnog poslovanja ED djelatnosti jer se otklanja potreba za uklopničarima u TS X/10 kV (3 do 4 po TS), smanjuju troškovi neisporučene električne energije i omogućava se optimalno vođenje pogona. Pritom treba računati na životni vijek distributivnog dispečerskog centra od 15 godina.

Generalno se preporučuje primjena savremenih („pametnih“) elektronskih brojila koja omogućavaju daljinsko očitavanje i upravljanje potrošnjom, jer se na taj način praktično rješava i šire pitanje uređenja priključka (mjernog mjesta) u smislu mogućnosti pristupa brojilu i smanjenju komercijalnih gubitaka usljed neovlašćene potrošnje i sl.

Međutim, pritom trebaju biti odlučujući ekonomski kriterijumi planiranja ED mreže kroz vrednovanje dobiti i troškova ugradnje ili zamjene uređaja. To znači da, po pravilu, vrijede sljedeća načela modernizacije EDS-a:

- primjenjivati savremena tehnička rješenja, kao što su optički kablovi u zaštitnim provodnicima, gasom izolovana postrojenja s vakuumskim prekidačima i integrisanom numeričkom zaštitom na srednjem naponu u TS 110/35(10) kV i TS 35/10 kV, gasom izolovana postrojenja (RMU) u KTS 10/0,4 kV, SKS na niskom naponu, kao i sistemi daljinskog upravljanja i nadzora,
- izbor moderne opreme za ugradnju u ED mreži neophodno je vršiti imajući u vidu stvarne potrebe,
- u slučaju zadovoljavajućeg rada i karakteristika postojećih uređaja u distributivnoj mreži nije opravdano vršiti modernizaciju zamjenom uređaja u kratkom roku, osim izuzetno, na primjer kada je otežano održavanje radi prestanka proizvodnje rezervnih djelova,
- nije opravdano ugrađivati nove uređaje čije se sve karakteristike u njihovom životnom vijeku neće moći iskoristiti,
- najsavremenije tehnologije treba koristiti samo onda kada je to tehnički nužno i ekonomski opravdano.

6.6. Pregled projekata

Uzimajući u obzir osnovna načela i smjernice razvoja mreže, kao i primijenjene kriterijume za obnovu i izgradnju elemenata (poglavlja 6.2-6.5) moguće je izdvojiti generalne tipove projekata koji se kandiduju u ovom Planu. Svi projekti se po dijelu elektrodistributivne mreže na koji se odnose mogu podijeliti na 3 grupe:

- <u>Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN)</u>
  - Izgradnja podzemnog voda
  - Izgradnja vazdušnog voda
  - Izmještanje mreže
  - Zamjena kablovskog voda
  - Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika
  - Ugradnja reklozera
  - Ugradnja linijskog rastavljača
- <u>Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica (TS 35/X kV, TS 10/0,4 kV i TS 110/X kV)</u>
  - Izgradnja TS
  - Potpuna rekonstrukcija TS
  - Zamjena SN postrojenja
  - Zamjena NN postrojenja
  - Zamjena SN i NN postrojenja
  - Zamjena transformatora
  - Zamjena transformatora i SN postrojenja
  - Zamjena transformatora i NN postrojenja
  - Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Nabavka industrijskih računara sa softverom
  - Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Opremanje SN ćelije
  - Ugradnja prekidača
  - Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS
- <u>Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline</u>
  - Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta
  - Ugradnja mjerne opreme

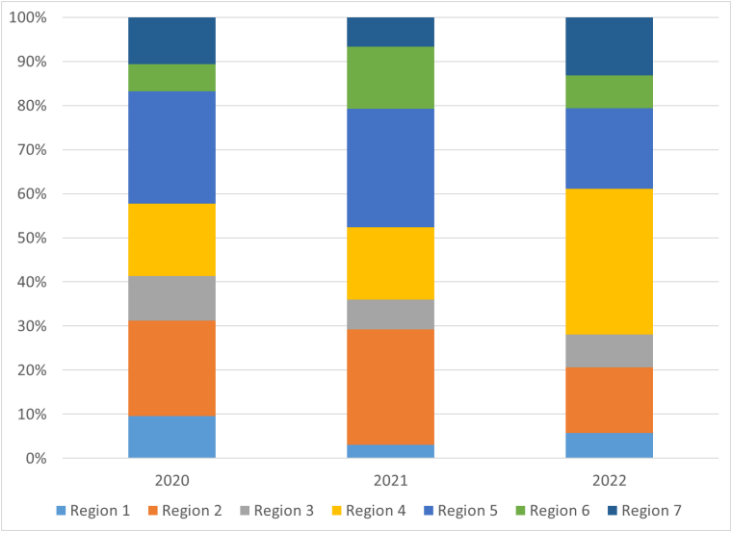
- Nabavka personalnih računara
- Nabavka i ugradnja serverske računarske i komunikacione opreme
- Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera
- Nabavka vozila
- Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija
- Opremanje radnih prostorija
- Zaštita na radu i zaštita životne sredine
- Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom
- Unaprjeđenje poslovnih procesa.

Uzimajući prethodno u obzir, moguće je dati pregled broja projekata po djelovima ED mreže za planski period uzimajući pritom u obzir da su za period 2020-2022 tretirani svi navedeni tipovi projekata pojedinačno, dok su za preostali period plana tretirani kumulativno projekti koji se odnose na sekundarnu mrežu (Tabela 6.2). Takođe, dat je i prikaz raspodjele navedenih projekata po regionima (Slika 6.3).

Tabela 6.2 Pregled broja projekata aktivnih u karakterističnim godinama i periodima plana po dijelu ED mreže

	2020	2021	2022	2023-2024	2025-2029
TS 110/X kV	1	0	0	1	0
35 kV mreža	1	6	5	21	71
TS 35/X kV	14	9	13	36	51
10 kV mreža	7	22	47	20	101
TS 10/0,4 kV	180	114	55	110	550
NN mreža	7	16	3	10	50
Ostalo	26	19	18	0	0
Ukupno	236	186	141	198	823

Iz pomenutih tabele i slike moguće je uočiti da se najveći broj projekata po godini odnosi na 10 kV mrežu i transformaciju 10/0,4 kV, posebno u prvoj polovini planskog perioda. U drugoj polovini plana veći je fokus na 35 kV mreži. Kada je raspodjela projekata po regionima u pitanju, ona prati same karakteristike regiona (veličinu, broj potrošača i očekivani porast konzuma), pa najveći dio projekata prati regione 4 i 5 koje karakteriše izražen trend porasta potrošnje u planskom periodu. Ostale regione, usljed blagog trenda porasta ili stagnacije konzuma karakterišu uglavnom projekti rekonstrukcija i revitalizacije mrežnih kapaciteta sa investicijama usmjerenim ka poboljšanju pouzdanosti i kvaliteta snabdijevanja električnom energijom.



Slika 6.3 Raspodjela projekata po regionima

6.6.1. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN)

U skladu sa usvojenim kriterijumima i smjernicama razvoja mreže, dva su osnovna razloga za izbor konkretnih projekata u dijelu izgradnje podzemnih i nadzemnih vodova: porast potrošnje (izgradnja novih TS koje je potrebno napojiti) i povećanje sigurnosti snabdijevanja (rasterećivanje postojeće mreže i omogućavanje dvostranog napajanja gdje je to opravdano). Upravo na bazi analize postojećeg stanja mreže i prognoze opterećenja po regionima elektrodistributivne mreže izvršena je selekcija projekata uz uvažavanje prioriteta i dinamike realizacije iz praktičnih iskustava operatora (Tabela 6.3). U prvoj polovini planskog perioda veća pažnja je usmjerena na sekundarnu mrežu (10 kV i NN mrežu), dok je u drugoj polovini fokus na unaprjeđenju pogonskih karakteristika primarne mreže. Selekcija projekata između izgradnje podzemnih ili nadzemnih vodova vršena je na osnovu karakteristika mreže kojoj pripadaju odnosno mogućnosti njihove izgradnje. S obzirom na očekivani značajniji rast opterećenja u primorskim regionima koje karakteriše veće prisustvo kablovske mreže, veći broj projekata izgradnje vodova odgovara upravo podzemnim vodovima.

Tabela 6.3 Pregled broja projekata po tipu i naponskom nivou mreže na koji se odnosi

	2020	2021	2022	2023-2024	2025-2029
Izgradnja podzemnog voda	**9**	**20**	**42**	**11**	**35**
10 kV mreža	5	15	37	0	0
35 kV mreža	0	1	4	11	35
NN mreža	4	4	1	0	0
Izgradnja vazdušnog voda	**0**	**11**	**6**	**9**	**34**
10 kV mreža	0	1	6	0	1
35 kV mreža	0	4	0	9	33
NN mreža	0	6	0	0	0
Izmještanje mreže	**1**	**2**	**0**	**0**	**0**
35 kV mreža	1	1	0	0	0
NN mreža	0	1	0	0	0
Zamjena kablovskog voda	**0**	**2**	**0**	**0**	**0**
10 kV mreža	0	2	0	0	0
35 kV mreža	3	6	6	30	153
Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika	**1**	**1**	**3**	**20**	**100**
10 kV mreža	0	0	1	0	3
35 kV mreža	2	5	2	10	50
NN mreža	0	2	0	0	0
Ugradnja reklozera	**0**	**2**	**0**	**0**	**0**
10 kV mreža	0	0	1	0	0
Ugradnja linijskog rastavljača	**0**	**0**	**1**	**0**	**0**
10 kV mreža	9	20	42	11	35

Druga grupa projekata koji se odnose na 35 kV, 10 kV i NN mrežu tiču se rekonstrukcije i revitalizacije postojeće mreže sa osnovnim ciljem unaprjeđenja pouzdanosti mreže. Ovdje se posebno izdvaja projekat revitalizacije 10 kV i NN mreže koji se realizuje u dvije faze do 2024. godine. On dominantno tretira zamjenu stubova, ovjesne opreme, provodnika, dok preostali projekti (zamjena kablovskog voda, ugradnja reklozera i linijskih rastavljača) su manji broj malih projekata odabranih na osnovu prepoznatih tačaka u mreži koje karakterišu nepovoljna pogonska iskustva iz eksploatacije. Projekti koji tretiraju izmještanje mreže su odabrani na osnovu pristiglih zahtjeva i potrebe nametnute izgradnjom objekata u blizini mrežnih trasa.

Nove napojne tačke ED mreže (TS 110/X kV) su u koordinaciji sa CEDIS planirane od strane Operatora prenosnog sistema. Operator prenosnog sistema je usvojio takvu dinamiku da će 4 TS 110/X kV biti u pogonu do 2024. godine (Žabljak, PG 7, Buljarica i Luštica), a nakon toga još 5 (Igalo, Tuzi, PG8, PG6, i Bijela). Upravo dinamika izgradnje ovih napojnih tačaka, diktira razvoj 35 kV i 10 kV mreže u koju se uklapaju. Dakle, u drugoj polovini planskog perioda je planiran značajniji razvoj 35 kV mreže.

6.6.2. Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica

Izgradnju TS dominantno diktira razvoj potrošnje, odnosno izgradnja objekata. Ovo se posebno odnosi na TS 10/0,4 kV čija izgradnja ima značajan udio u ukupnim investicijama po godini. S obzirom na postojeće stanje u pogledu starosti i opterećenosti TS 10/0,4 kV (pogonskog stanja), u prvoj polovini planskog perioda veća pažnja je posvećena upravo izgradnji novih TS nego je to slučaj sa TS 35/10 kV (Tabela 6.4). Slično kao što je ranije navedeno, u drugoj polovini planskog perioda akcenat je na poboljšanju pogonske spremnosti primarne mreže, pa time je i planirana intenzivnija gradnja TS 35/10 kV nego je to slučaj bio u prvim godinama Plana.

Tabela 6.4 Pregled broja projekata po tipu i naponskom nivou mreže na koji se odnosi

	2020	2021	2022	2023-2024	2025-2029
Izgradnja TS	**102**	**75**	**43**	**62**	**291**
TS 10/0,4 kV	101	72	41	50	250
TS 35/X kV	1	3	2	12	41
Potpuna rekonstrukcija TS	**8**	**5**	**1**	**63**	**308**
TS 10/0,4 kV	8	5	0	60	300
TS 35/X kV	0	0	1	3	8
Zamjena SN postrojenja	**38**	**18**	**3**	**0**	**0**
TS 10/0,4 kV	36	18	2	0	0
TS 35/X kV	2	0	1	0	0
Zamjena NN postrojenja	**4**	**4**	**2**	**0**	**0**
TS 10/0,4 kV	4	4	2	0	0
Zamjena SN i NN postrojenja	**4**	**2**	**2**	**0**	**0**
TS 10/0,4 kV	4	2	2	0	0
Zamjena transformatora	**18**	**9**	**5**	**19**	**0**
TS 10/0,4 kV	18	9	5	0	0
TS 35/X kV	0	0	0	19	0
Zamjena transformatora i SN postrojenja	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**
TS 10/0,4 kV	1	0	0	0	0
Zamjena transformatora i NN postrojenja	**5**	**4**	**2**	**0**	**0**
TS 10/0,4 kV	5	4	2	0	0
Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS	**0**	**5**	**5**	**0**	**0**
TS 35/X kV	0	5	5	0	0
Nabavka industrijskih računara sa softverom	**0**	**0**	**1**	**0**	**0**
TS 35/X kV	0	0	1	0	0
Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS	**1**	**1**	**1**	**2**	**0**
10 kV mreža	1	1	0	0	0
35 kV mreža	0	0	0	1	0
TS 35/X kV	0	0	1	1	0

	2020	2021	2022	2023-2024	2025-2029
Opremanje SN ćelije	**1**	**1**	**2**	**2**	**2**
TS 10/0,4 kV	0	0	1	0	0
TS 110/X kV	0	0	0	1	0
TS 35/X kV	1	1	1	1	2
Ugradnja prekidača	**1**	**0**	**1**	**0**	**0**
TS 35/X kV	1	0	1	0	0
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS	**14**	**1**	**1**	**0**	**0**
Ostalo	1	1	1	0	0
TS 10/0,4 kV	3	0	0	0	0
TS 110/X kV	1	0	0	0	0
TS 35/X kV	9	0	0	0	0

Rekonstrukcija TS može biti potpuna ili djelimična kada se vrši zamjena transformatora, SN postrojenja, NN postrojenja, sistema upravljanja i zaštite ili građevinska sanacija objekta. Upravo nakon uvida u stanje opreme u TS, učestalost ispada, kao i zabilježene trendove maksimalnog opterećenja bira se jedan od navedenih načina rekonstrukcije. Zamjena transformatora vrši se zbog porasta opterećenja i dostizanja preporučenog vijeka trajanja (stanja) transformatora u TS. Dok je u TS 10/0,4 kV dominantna rekonstrukcija u pogledu zamjene transformatora i SN ili NN bloka, kod TS 35/10 kV veći broj rekonstrukcija odnosi se na ugradnju savremenih sistema upravljanja i zaštite, sa posebnim naglaskom na pripremu TS za uvođenje u budući SCADA sistem koji će značajno unaprijediti eksploataciju distributivnog sistema. Takođe, u TS 35/10 kV planirane su i manje rekonstrukcije u dijelu SN postrojenja i građevinske sanacije objekata TS.

6.6.3. Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline

Ovoj grupi pripadaju sistemski projekti koji se izvode tokom cijelog trajanja plana sa približno ravnomjernom dinamikom (Tabela 6.5).

Ovdje se posebno izdvajaju projekti koji se tiču:

- Eksploatacije i razvoja sistema mjerenja električne energije
- Informacionog sistema
  - Nadzor i upravljanje distributivnim sistemom
  - Poslovno informacioni sistem
  - Komunikacioni hardver
  - Softverski alati
  - Kancelarijska informatička oprema
- Zaštite na radu i zaštite životne sredine
- Vozila
- Opremanje i uređenje radnih prostorija.

Tabela 6.5 Pregled broja ostalih projekata po tipu

	2020	2021	2022	2023-2024	2025-2029
Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta	**2**	**1**	**1**	**0**	**0**
Ugradnja mjerne opreme	**3**	**3**	**3**	**0**	**0**
Nabavka personalnih računara	**1**	**1**	**1**	**0**	**0**
Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera	**8**	**4**	**4**	**0**	**0**

	2020	2021	2022	2023-2024	2025-2029
Nabavka vozila	**1**	**1**	**1**	**0**	**0**
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija	**1**	**1**	**1**	**0**	**0**
Opremanje radnih prostorija	**1**	**1**	**1**	**0**	**0**
Zaštita na radu i zaštita životne sredine	**2**	**1**	**0**	**0**	**0**
Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom	**3**	**2**	**2**	**0**	**0**
Nepredviđeni projekti (contigency plan)	**1**	**1**	**1**	**0**	**0**
Unaprjeđenje poslovnih procesa	**3**	**2**	**2**	**0**	**0**

Kada je u pitanju Eksploatacija i razvoja sistema mjerenja električne energije, potrebno je istaći da je postojeći sistem mjerenja dominantno baziran na naprednom sistemu za mjerenje i upravljanje potrošnjom električne energije – „Smart metering sistem“ sistem, a jednim dijelom se oslanja i na „tradicionalni“ sistem mjerenja – elektromehanička i elektronska brojila koja nije moguće uključiti u napredni sistem mjerenja.

Postojeći napredni sistem mjerenja se sastoji od:

- napredne mjerne infrastrukture (brojila, komunikacione opreme, prenosnih puteva)
- upravljanja daljinskim očitavanjem (AMM „handend“ sistema)
- upravljanja mjernim podacima i skladištenja istih (jednim dijelom trenutno je podržano sa strane AMM i BILLING sistema). U toku je nabavka odgovarajućeg centralizovanog MDM sistema.

Broju mjernih mjesta u postojećem sistemu mjerenja CEDIS je dat u tabeli koja slijedi (Tabela 6.6).

Tabela 6.6 Broj mjernih mjesta u sistemu mjerenja CEDIS

	AMM	Tradicionala	Ukupno
Broj mjernih mjesta 0.4kV	305500	95200	400700
Broj mjernih mjesta 10kV-35kV	1800		1800
Ukupno	**307300**	**95200**	**402500**

Uzimajući u obzir trenutno stanje sistema mjerenja (Tabela 6.6, Tabela 6.7) i iskustva iz njihove eksploatacije i povoljnog uticaja na efikasnost rada, planirano je dalje ulaganje u razvoj i modernizaciju sistema mjerenja u smislu zamjene preostalih „tradicionalnih“ brojila sa novim naprednim sistemom mjerenja. Priključenje novih korisnika će se, takođe, izvoditi u okviru postojećeg sistema naprednog mjerenja. Jedan od važnih ciljeva daljeg razvoja naprednog sistema mjerenja je da omogući prikupljanje profila opterećenja sa svih mjernih uređaja.

Ključni cilj koji se želi postići planom razvoja sistema za napredno mjerenje električne energije je definisan Zakonom o energetici (član 247), a tiče se obaveze Operatora distributivnog sistema električne energije da do 1. januara 2022. godine uspostavi napredni sistem za mjerenje električne energije (pametna brojila) uz sprovođenje ekonomske procjene svih dugoročnih troškova i benefita za tržište i kupce.

Planirano je da do kraja 2022. godine na preko 90 % od ukupnog broja mjernih mjesta bude implementiran napredni AMM sistem mjerenja. U 2020. godini planira se zamjena 10 000 brojila kod postojećih potrošača i ugradnja 8000 brojila za nove potrošače. U 2021. godini plan je da se zamijeni 15 000 brojila kod postojećih potrošača i ugradnja 8000 brojila za nove potrošače. U 2022. godini zamjena 15 000 brojila kod postojećih potrošača i 8000 brojila za nove potrošače. Planirano je da sva brojila koja se ugrađuju pripadaju savremenom sistemu mjerenja.

Važno je istaći da, prema iskustvima iz razvoja AMM sistema, prilikom uspostavljanja naprednih sistema mjerenja potrebno je paralelno planirati i izmještanje mjernih mjesta. S tim u vezi, Planom je predviđeno izmještanje mjernih mjesta van objekta, a po mogućnosti na granici vlasništva na području koje nije obuhvaćemo AMM Projektom ranije, i to na sljedeći način: 1200 u 2020. godini, a onda po 600 mjernih mjesta godišnje.

Znajući da rok ovjere kod brojila za srednji napon (10kV i 35 kV) iznosi 5 godina, a imajući u vidu činjenicu da su brojila planirana za ugradnju proizvodena 2019. ista će će biti ovjeravana 2024. godine. Za ovaj tip brojila predviđena je jedna ovjera tako da od 2029. godine se planira nabavka i zamjena ovih brojila novim.

Tabela 6.7 Broj AMM brojila po godini proizvodnje

Godina proizvodnje AMM brojila	Broj instaliranih AMM brojila
2011	38780
2012	102466
2013	33395
2014	1250
2015	90459
2016	/
2017	11067
2018	31086

Kako su prva AMM brojila ugrađena 2011. god., a znajući da je rok ovjere 12 god. (sagledaće se mogućnost produženja roka važenja ovjere na dužinu životnog vijeka brojila) ista će biti u većoj mjeri biti mijenjana 2023. godine (2026 godine). Ova brojila će biti mijenjana brojilima kompatibilnim sa savremenim sistemom mjerenja a u okviru PLC i aktuelne radio komunikacije.

Sva mjerna oprema mora imati metrološke karakteristike u skladu sa propisima, a time i ovjere u za to predviđenom zakonskom roku:

- brojila za ugradnju na 0.4 kV naponskom nivou bez obzira na tip i kategoriju potrošnje - 12 god. ovjera (15 god. životni vijek)
- brojila za ugradnju na 10 kV-35 kV naponskom nivou bez obzira na tip i kategoriju potrošnje - 5 god. ovjera (10 god. životni vijek)
- naponski i strujni mjerni transformatori moraju imati prvu ovjeru.

Kako će naprednim sistemom mjerenja na naponskom nivou 0.4 kV, a do kraja 2019. godine, biti pokriveno oko 85% od ukupnog broja mjernih mjesta, a ujedno će biti realizovan i napredni mjerni sistem za približno 1800 obračunskih i kontrolnih mjenih mjesta na 10 kV-35 kV, to će se u cilju daljeg razvoja naprednih sistema mjerenja voditi računa o sljedećem:

- Napredni sitem mjerenja biće zaokružen uvođenjem sopstvenog MDM (meter data management) sistema u cilju upravljanja i skladištenja podataka koji se očitaju putem AMM sistema.
- Napredna mjerna infrastruktura će se i dalje razvijati u pravcu da se upravljanje brojilima i podaci memorisani u njima prikupljaju posredstvom koncentratora podataka/pametnih mrežnih prolaza – gejtvej do AMM upravljačkog centra i dalje do MDM sistema. Daljinsko upravljanje i prikupljanje podataka takođe je moguće realizovati preko direktne komunikacije između brojila (opremljenih odgovarajućim komunikacionim modulima) i AMM upravljačkog centra.

- U naprednom sistemu mjerenja će se koristiti protokoli za komunikaciju sa brojilima zasnovanim na PLC i RF modemima. Takođe će se voditi računa o povezivanju PLC i RF modema (brojila) sa IP mrežom, a u cilju stvaranja „smart grida“ i uvođena optičke infrastrukture u komunikacionu infrastrukturu.

Na osnovu dosadašnjih benefita sistema naprednog mjerenja, a koji se koristi u CEDIS, u narednom periodu pristupiće se daljoj implementaciji, odnosno zamjeni „tradicionalnog“ sistema mjerenja i to do nivoa 95 % od ukupnog broja mjernih mjesta. Ciljevi implementacije do pomenutog nivoa pokrivenosti AMM sistemom su:

- Kontrola pristupa mreži
- Kontrola tehničkih/komercijalnih gubitaka
- Povećanje broja i tačnosti očitanih brojila
- Mogućnost daljinskog isključenja/priključenja
- Mogućnost poboljšanja analitike korisnika
- Korišćenje kompleksnih tarifnih sistema
- Poboljšanje upravljanja mrežom, odnosno opterećenjem
- Povećanje pouzdanosti distributivne mreže
- Skraćivanje vremena trajanja prekida
- Mogućnost kasnije realizacije i uključenja mjernih mjesta u ''smart grid''
- Poboljšanje energetske efikasnosti podsticanjem racionalnijeg korišćenja električne energije
- Brži povraćaj uloženih sredstava.

Drugi važan opšti projekat tiče se informacionog sistema. Cilj je implementacija novih i unapređenje postojećih informacionih sistema, kao i informatičko osamostaljenje CEDIS od EPCG.

Novi sistemi koji u narednom periodu moraju biti implementirani su:

1) SCADA
   - Kvalitetno upravljanje distributivnom mrežom je nezamislivo bez SCADA sistema. U tom smislu, kompanija je raspisala tender za Konsultanta za implementaciju SCADA sistema, koji će učestvovati u raspisivanju i vođenju tenderskog postupka kao i u samoj implementaciji SCADA sistema. Projekat će se realizovati fazno, na način da će se inicijalno implementirati SCADA sistem sa početnim brojem Trafo Stanica (TS), a onda fazno pridruživati nove TS u sistem SCADA. Broj i raspored TS-a koje će ući u sistem će biti utvrđen u toku realizacije projekta.
2) Implementacija IT Sistema za upravljanje podacima sa mjernih mjesta kroz integraciju sa AMM-om
   - Kompanija postojeće software-sko rješenje dijeli sa EPCG, koja je njen pravni vlasnik. Dodatno, postojeće rješenje ne zadovoljava potrebe Cedis-a jer je ono koncipirano kao rješenje za Snabdjevača a ne Distribuciju.
   - Projektni zadatak sadrži sljedeće module budućeg rješenja:
     - Upravljanje ugovorima za pristup mreži
     - Tehnička baza podataka mreže sa GIS-om

- Mjerna mjesta (PoD) i upravljanje podacima sa mjernih mjesta
- Očitavanja brojila i validacija očitanih podataka (
- Razmjena podataka sa snabdjevačem
- Reklamacije potrošača i snabdjevača
- Održavanje mjernih mjesta
- Energetski bilans, fakturisanje snabdjevaču
- Upravljanje utuženjima
- Biling sistem za neovlašćenu potrošnju

3) Sistem digitalne telefonije (TETRA)
   - Digitalna telefonija sa funkcionalnostima snimanja razgovora, formiranje grupa, uzimanje GPS pozicija itd. je važan instrument za bezbjednu komunikaciju u procesu Upravljanja distributivnom mrežom.

4) Korporativna kolaboraciona platforma (CRM, Task and Project management, DMS, Call centre)
   - Kompanija planira implementirati projekat u cilju efikasnijeg poslovanja, kontrole rada zaposlenih, jasnog uvida u procese i njihova „uska grla“,....
   - Osnovne karakteristike software-a:
     - kompletan CRM system: korisnici otpočinju CRM proces slanjem maila, popunjavanjem web forme, telefonskim pozivom, putem chat-a na web-u, na društvenim mrežama itd., CRM mora posjedovati notifikacije svim učesnicima, rokove,s eskalacione mehanizme. CRM mora posjedovati proširiv sistem za izvještavanje kao i jasno definisana i lako upravljiva prava pristupa.
     - Task and Project management: mogućnost vođenja projekata i zadataka sa jasno definisanim i lako upravljivim pravima pristupa. Sistem za notifikacije kao i eskalacije. Sistem za izvještavanje. Modul mora sadržati Business process dizajner – mehanizam za lako kreiranje biznis procesa za potrebe kompanije.
     - Telefonija: Kompletan system IP telefonije koja podrazumijeva interni i externu komunikaciju (korištenjem SIP protokola), IVR system, integracija sa CRM-om. Telefonski uređaj može biti IP telefon, mobilni sa odgovorajućom aplikacijom, računar sa slušalicama. Mogućnost snimanja razgovora. Mogućnost integracije (pomoću SIP-a) sa postojećom kompanijskom telefonskom infrastrukturom.
     - DMS: zaokruženi DMS system integrisan sa CRM-om, Task and Project management-om. Pretraga dokumenta po raznim atributima, pretraga po sadržaju (u slučaju PDF-a do 50 stranica). Privatni i kompanijski drajv.
     - sistem za korporativnu komunikaciju: Chat, Voice/Video poziv.
     - HR modul: Upravljanje odsustvima, upravljanje radnim vremenom, automatizacija komunikacije sa zaposlenim itd.
     - Extranet: neograničen broj extranet naloga (svako brojilo jedan extranet nalog).
     - integracijski moduli: integracija sa kompanijskim kalendarom, kompanijskim Mail Serverom (Exchange), sa Active Directory-em.

- web pristup, Windows aplikacija, IOS i Android verzija
- Integracija sa društvenim mrežama: Facebook i Twitter kao i Viber
- mogućnost slanja SMS-ova

5) Optička WAN mreža

   - CEDIS je po osnovu Ugovora o poslovnoj saradnji između EPCG i kompanije M:tel naslijedio značajnu optičku infrastrukturu. Optika je postavljena po 35 kV stubovima (cca 400 km) kao i po dijelu niskonaponske 0.4 kV mreže. Kako bi ovaj značajni resurs mogli koristiti, neophodno je segmentirane optičke trase međusobno povezati. Cilj je iskoristiti optiku kao prenosni medijum za komunikaciju SCADA sistema sa TS, kao i za stvaranje sopstvene WAN mreže kojom će CEDIS korisnici nezavisno od TK operatera komunicirati sa Server salom i svim njenim serverima. Takođe, kompanija je kao Kablovski operater prepoznata kod Telekomunikacionih kompanija kao vlasnik atraktivne optičke infrastrukture koju žele iznajmiti.

6) Server sala primarne i rezervne lokacije

   - Kompanija u svrhu informatičkog osamostaljivanja planira realizovati svoj Data Centar (DC) na primarnoj i rezervnoj lokaciji i onda migrirati postojeće servise iz DC EPCG u svoj DC. Takođe, planirano je rezervne lokacije realizovati (radi ušteda) na način da EPCG i CEDIS budu jedni drugima rezervna lokacija.

Postojeći sistemi koje valja unaprijediti i održavati su:

7) ERP (Oracle e Business Suite)

   - Kompanija je u prethodnom periodu uradila razdvajanje eBS instance od EPCG, tako da sada posjeduje nezavisan ERP sistem. Dodatno, u sklopu tog projekta urađena je nadogradnja/unapređenje sistema u smislu dodavanja nekih modula kao i unapređenja postojećih modula (projekat je u toku).

8) AMM

   - Kompanija posjeduje AMM software vendora Atos – Italija. Postojeći ugovor o održavanju podrazumijeva održavanje plus određen broj čovjek/dana utrošen za razvoj. Po utrošenoj količini, dodatni razvoj se dodatno naplaćuje.

9) GIS

   - Kompanija posjeduje Geonode/Geoserver opensource GIS rješenje. Navedeno rješenje je implementirano od strane internog ICT presonala. U cilju daljeg unapređenja sistema, planiramo obezbjediti Ugovor o održavanju sa specializovanom kompanijom sa relevantnim Geonode referencama.

10) Kancelarijska informatička oprema (računari, telefoni, laptop-ovi, štampači, MFU-ovi, skeneri,...)

   - CEDIS posjeduje oko 600 računara/laptopova i veliki broj ostale kancelarijske informatičke opreme: MFU, štampači, skeneri, telefoni, fax-ovi,... Obzirom da je znatan dio kancelarijske informatičke opreme dotrajao, kompanija planira uložiti znatna sredstva u zanavljanju iste, kako bi se u narednom periodu primakla standardu da se računar smatra otpisanim po isteku 5-te godine starosti.

Jedno od osnovnih opredjeljenja CEDIS-a, kao društveno odgovorne komapnije, je i sistematsko smanjenje negativnih uticaja na životnu sredinu. U tom cilju planirana je realizacija sljedećih aktivnosti:

1) Implementacija zahtjeva standarda ISO 14001:2015 – sistem menadžmenta životnom sredinom

   - Tokom 2018.godine CEDIS će implementirati zahtjeve standarda ISO 14001:2015 koji će obuhvatiti poslovanje Društva na teritoriji Crne Gore. Implementacijom zahtjeva standarda omogućiće se sveobuhvatno upravljanje zaštitom životne sredine u skladu sa zakonskom regulativom Crne Gore, njeno kontinuirano poboljšavanje, kao i sprečavanje štetnih uticaja na životnu sredinu.
   - Namjera CEDIS-a je da, tokom 2019.godine, izvrši certifikaciju sistema upravljanja životnom sredinom u skladu sa zahtjevima standarda ISO 14001, na nivou svih organizacijskih cjelina u kompaniji.
   - Opšti ciljevi zaštite životne sredine na nivou CEDIS-a su usmjereni na sistemsko upravljanje otpadom na svim organizacijskim nivoima, zbrinjavanje opreme i otpada koji sadrži polihlorovane bifenile (PCB), prepoznavanje rizika po životnu sredinu, smanjenje mogućnosti nastanka incidentnih situacija koje mogu imati negativan uticaj na životnu sredinu, formiranje i uređenje privremenih skladišta otpada.

2) Ispitivanje izolacionog ulja u opremi i otpadu na sadržaj polihlorovanih bifenila (PCB)

   - U Crnoj Gori je u toku realizacija Nacionalnog projekta. "Sveobuhvatno ekološki prihvatljivo upravljanje otpadom koji sadrži poloflorovane bifenile (PCB) u Crnoj Gori" (u daljem teksti PCB Projekat). Cilj projekta je sprovođenje Nacionalnog plana za implementaciju Stokholmske konvencije za period 2014-2021. godine (NIP) u dijelu rješavanja ove vrste otpada kroz izvoz istog. Ovim projektom će se ispuniti određene obaveze proistekle iz Državnog plana upravljanja otpadom, Zakonom o upravljanju otpadom, Pravilnika o postupanju sa opremom koja sadrži PCB, kao i obaveze proistekle iz evropskog zakonodavstva i Stokholmske konvencije. Budžet projekta je 23 mil američkih dolara (USD), od čega Globalni fond za životnu sredinu (GEF) kroz donaciju finansira 3,5 mil USD, a ostatak Vlada Crne Gore i partneri na projektu: Crnogorski elektrodistributivni sistem (CEDIS), Kombinat aluminijuma Podgorica (KAP) i drugi.
   - CEDIS-a posjeduje 4887 trafostanica koje su opremljene transformatorima, kondenzatorima, malouljnim prekidačima i ostalom opremom. Obaveza CEDIS-a je da izvrši uzorkovanje i ispitivanje izolacijskog ulja (screening test i laboratorijsko ispitivanje) iz opreme koja se, eventualno, neće ispitati kroz Projekat. Kroz realizaciju I faze PCB Projekta, UNDP je obezbjedio finansijska sredstva i angažovao ovlašćenog servisera „Rade Končar Servis" iz Skoplja za uzorkovanje izolacionog ulja i screening testove iz 510 stubnih transformatora na sjeveru Crne Gore, a preostala 1664 stubna transformatora su obaveza CEDIS-a.
   - CEDIS planira da u prvoj polovini 2019. godine izvrši uzorkovanje i screening testove izolacijskog ulja iz 1664 stubna transformatora (nastavak projekta iz 2018. godine). Dinamika uzorkovanja iz preostale opreme zavisiće od vremenskih uslova. Sva oprema koja bude kontaminirana PCB-jem, u zavisnosti od koncentracije PCB u izolacionom ulju, biće dekontaminirana ili zbrinuta kroz PCB Projekat. U slučaju da ispitivanja pokažu da opremu nije moguće dekontaminirati, potrebno je planirati nabavku nove opreme. Oprema koju je moguće dekontaminirati, će nakon dekontaminacije biti spremna za ponovnu upotrebu.

3) Izgradnja Skladišta za opremu koja je kontaminirana PCB

   - Kroz PCB Projekat planirana je izgradnja skladišta za potrebe CEDIS-a. Skladište, površine 1000m^2, će biti izgrađeno u skladu sa međunarodnim standardima koji definišu karatkeristike PCB skladišta. CEDIS je opredjelio lokaciju na kojoj će biti izgrađeno Skladište i obezbjedio

urbanističko tehničke uslove za izradu tehničke dokumentacije za Skladište. Skladište će se graditi na parceli u okviru DUP-a "Servisno – skladišna zona" – izmjene i dopune, blok 16, zona 6 na urbanističkoj parceli UP74, katastarska parcela br. 4570/2 (lokacija na kojoj se nalazi trafostanica PG 5).

- Za vrijeme trajanja PCB Projekta u Skladište će se odlagati oprema kontaminirana PCB-jem do njene dekontaminacije ili zbrinjavanja. Nakon završetka PCB Projekta izvršiće se dekontaminacija Skladišta i Skladište će ostati u vlasništvu CEDIS-a.

4) Nejonizijuće zračenje

- Zakonom o zaštiti od nejonizujućih zračenja („Sl.list Crne Gore" broj 035/13) uređuje se zaštita života i zdravlja ljudi, lica koja rade sa izvorima nejonizujućih zračenja ili se u procesu rada nalaze u poljima nejonizujućih zračenja i zaštita životne sredine od štetnog djelovanja nejonizujućih zračenja, uslovi za korišćenje izvora nejonizujućih zračenja i druga pitanja od značaja za zaštitu od nejonizujućih zračenja.
- CEDIS, kao imalac zatečenih izvora elektromagnetnih zračenja je dužan da svoje poslovanje uskladi sa ovim zakonom u roku od dvije godine od stupanja na snagu zakona (01.07.2015.godine). U cilju ispunjavanja zakonskih propisa CEDIS je 2017.godine Agenciji za zaštitu prirode i životne sredine podnio prijavu izvora nejonizujućih zračenja.

  CEDIS je , u skladu sa zakonom, u obavezi da u narednom periodu od Agencije za zaštitu prirode i životne sredine dobije dozvolu za korišćenje izvora elektromagnetnog zračenja za svaki novi ili rekonstruisani stacionarni izvor. Osim navedenog, CEDIS je u obavezi da: odredi lice odgovorno za sprovođenje mjera zaštite od nejonizujućih zračenja, izradi procjenu rizika izloženosti profesionalno izloženih lica i lica odgovornih za sprovođenje mjera zaštite od nejonizujućih zračenja elektromagnetnom polju, kao i da vrši prva ili periodična mjerenja nivoa elektromegnetnih polja u okolini izvora. U skladu sa zakonom CEDIS je u obavezi da izradi Studiju korišćenja zatečenih izvora nejonizujućeg zračenja. Javni poziv za izradu Studije raspisuje Agencija za zaštitu prirode i životne sredine. CEDIS kao imalac zatečenih izvora nejonizujućeg zračenja finansira izradu Studije proporcionalno broju i prirodi izvora.

  Shodno zakonu, za svaki novoizgrađeni ili rekonstruisani dalekovod ili trafo stanicu moraju se raditi prva ispitivanja nivoa nejonizujućeg zračenja. Na osnovu rezultata ispitivanja Agencija za zaštitu prirode i životne sredine će definisati periodičnost ispitivanja.

5) Procjena uticaja na životnu sredinu

- Zakonom o procjeni uticaja na životnu sredinu ("Sl.list RCG" broj 80/05, "Sl.list CG" broj 40/10, 73/10, 40/11, 27/13 i 52/16) utvrđuje se postupak procjene uticaja za projekte koji mogu imati značajan uticaj na životnu sredinu, sadržaj elaborate o procjeni uticaja, učešće zainteresovanih organa i organizacija i javnosti, postupak ocjene elaborata i izdavanja saglasnosti, obavještavanje o projektima koji mogu imati značajan uticaj na životnu sredinu druge države, nadzor i druga pitanja od značaja za procjenu uticaja na životnu sredinu.
- U skladu sa Uredbom o projektima za koje se vrši procjena uticaja na životnu sredinu ("Službeni list Republike Crne Gore", br. 020/07, Službeni list Crne Gore", br. 047/13, 053/14) trafostanice, i rasklopna i konvertorska postrojenja kao i kablovski i vazdušni vodovi su projekti za koje se može tražiti procjena uticaja na životnu sredinu. Kako je planom obuhvaćena izgradnja trafostanica, kablovskih i vazdušnih vodova sprovodiće se postupak procjene uticaja na životnu sredinu. Visina finansijskih sredstva potrebnih za sprovođenje postupka procjene uticaja zavisi od odluke Agencije za zaštitu prirode i životne sredine da li

je za predmetni projekat potrebna izrada Elaborata o procjeni uticaja projekta na životnu sredinu.

6) Upravljanje otpadom

- CEDIS, kao proizvođač otpada, je u obavezi da sa otpadom postupa u skladu sa Zakonom o upravljanju otpadom ("Sl.list Crne Gore" broj 64/11 i 39/16). U CEDIS-u se s otpadom postupa na način koji je definisan u Planu upravljanja otpadom za period 2017 – 2020.godina.

  U CEDIS-u su u toku aktivnosti na uspostavljanju Procedure upravljanja otpadom na nivou društva. Procedurom upravljanja otpadom definisaće su sledeće aktivnosti: vođenje evidencije o stvorenom otpadu, privremeno skladištenje, zbrinjavanje i izvještavanje o stvorenom i odloženom otpadu. U toku su aktivnosti na uređenju magacina demontirane opreme i materijala.

- Zbog nepostojanja adekvatnog Privremenog skladišta za otpad, a u cilju izrade Plana upravljanja otpadom CEDIS-a shodno zakonskim propisima, CEDIS je zakupio dva skladišta za privremeno odlaganje otpada, „PLC Morača" u Podgorici i „Hemosan" u Baru. Nakon završetka nacionalnog projekta „Sveobuhvatno ekološki prihvatljivo upravljanje otpadom koji sadrži polohlorovane bifenile (PCB)", u Skladište, čija je izgradnja planirana Projektom, će se odlagati otpad koji je sakupljen po regionima.

- Poslove zbrinjavanja opasnog otpada CEDIS će, u skladu sa zakonom, povjeravati ovlašćenom sakupljaču/trgovcu.

7) Upravljanje hemikalijama

- Zakonom o hemikalijama ("Sl.list Crne Gore", broj 51/2017) definisane su obaveze uvoznika, distributera i korisnika hemikalija. Kako CEDIS u svojim procesima koristi određene vrste hemikalija to je, u skladu sa Zakonom, u obavezi da vodi evidenciju o hemikalijama, koju, po zahtjevu, dostavlja Agenciji za zaštitu prirode i životne sredine. Obaveza CEDIS-a je da hemikalijama rukuje na način koji je bezbjedan za zdravlje ljudi i životnu sredinu, a koji je naveden u bezbjedonosnom listu.

8) Ispitna i mjerna oprema, zaštitna tehnička sredstva, alati i uređaji

- Prioritet u poslovanju, CEDIS daje zaštiti i zdravlju zaposlenih na radu, što podrazumjeva osposobljenost zaposlenih za bezbjedan rad i korišćenje lične i kolektivne zaštitne opreme shodno normativu. CEDIS je od Ministarstva rada i socijalnog staranja dobio ovlašćenje da može obavljati poslove iz zaštite i zdravlja na radu iz člana 40 i 43 Zakona o zaštiti i zdravlju na radu („Sl.list Crne Gore" broj 34/14) - Rješenje broj: 170-10/16-9 od 03.08.2017.godine.

- Stručne poslove koje, shodno ovlašćenju CEDIS obavlja, odnose se i na periodične preglede i ispitivanje sredstava za rad, električnih i drugih instalacija i sredstava i opreme lične zaštite na radu.

- U CEDIS-u su u toku aktivnosti na implementaciji sistema upravljanja zaštitom zdravlja i bezbjednosti u CEDIS-u u skladu sa zahtjevima standarda OHSAS 18001.

Planom je obuhvaćena i nabavka vozila u cilju zamjene postojećih koja su amortizovana ili havarisana, a u cilju obavljanja licencirane djelatnosti.

Opremanje radnih prostorija u cilju obezbjeđivanje povoljnih uslova za rad gdje je to potrebno je takođe uključeno u Plan.

7. INVESTICIONI PLAN ZA PERIOD OD 2020. DO 2022. GODINE

7.1. Uvod

Investicioni plan za period od 2020. do 2022. godine je sastavni dio Plana razvoja za period od 2020. do 2029.godine. Planirane su aktivnosti na 517 projekata (od kojih je 263 ranije odobreno) i to dominantno u dijelu sekundarne mreže (revitalizacija i rekonstrukcija 10 kV i NN mreže uz izgradnju novih TS 10/0,4 kV).

Potrebno je istaći da se tokom 2019. godine nastavlja sa aktivnostima na već započetim projektima (295), a započeto je ili je u pripremi i 293 nova projekta.

U skladu sa Zakonom o energetici, član 186, Operator distributivnog sistema dužan je da utvrđuje trogodišnje programe otkupa infrastrukture radi obezbjeđenja tehničko-tehnološkog jedinstva i sigurnosti funkcionisanja sistema, obezbjeđenja sigurnosti snabdijevanja, funkcionisanja tržišta i očuvanja prostora u skladu sa prostorno-planskim dokumentima. Program otkupa utvrđuje se po vrstama sredstava i lokacijama, uvažavajući redosljed priključenja na sistem i infrastrukturu uključi u razvojni, odnosno investicioni plan. S tim u vezi, u planskom periodu predviđen je otkup 815 objekata (699 ranije odobrenih i 116 novih) među kojima dominiraju TS 10/0,4 kV i 10 kV vodovi (543 i 249 objekta respektivno).

U narednim poglavljima dat je pregled tekućih i novih investicija, kao i završeni projekti koji se odnose na objekte obuhvaćene Programom otkupa.

7.2. Pregled tekućih investicija

Sve tekuće projekte u 2019. godini moguće je podijeliti na dvije grupe:

- <u>Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN)</u>
  - Izgradnja podzemnog voda
  - Izgradnja vazdušnog voda
  - Zamjena kablovskog voda
  - Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika
  - Ugradnja reklozera
  - Ugradnja linijskog rastavljača
  - Ugradnja reklozera i linijskog rastavljača
- <u>Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica (TS 35/X kV, TS 10/0,4 kV i TS 110/X kV)</u>
  - Izgradnja TS
  - Potpuna rekonstrukcija TS
  - Zamjena SN postrojenja
  - Zamjena NN postrojenja
  - Zamjena SN i NN postrojenja
  - Zamjena transformatora
  - Zamjena transformatora i SN postrojenja
  - Zamjena transformatora i NN postrojenja
  - Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Opremanje SN ćelije
  - Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS
  - Rekonstrukcija sistema upravljanja TS
  - Uklapanje TS u mrežu.

Uzimajući u obzir ovako definisanu namjenu projekata, moguće je dati generalnu strukturu broja projekata po naponskom nivou (Tabela 7.1) i namjeni (Tabela 7.2, Tabela 7.3).

Tabela 7.1 Pregled broja tekućih projekata po naponskim nivoima

	Ranije započeti projekti	Novi projekti	Ukupno
35 kV mreža	5	8	13
TS 35/X kV	37	24	61
10 kV mreža	79	63	142
TS 10/0,4 kV	131	188	319
NN mreža	43	10	53
Ukupno	**295**	**293**	**588**

Posmatrajući raspodjelu tekućih projekata po naponskim nivoima vidi se da će tokom 2019. godine postojati aktivnosti na 588 projekata od kojih su približno pola novi projekti predviđeni prethodnim investicionim planom za 2019. godinu. Nešto iznad 50 % od ukupnog broja projekata predstavljaju ranije započeti projekti. Uvidom u strukturu ranije započetih projekata i poređenjem sa strukturom projekata planiranim za 2019. godinu, može se uočiti da se sporije nego što je planirano realizuju projekti koji obuhvataju TS 35/X kV, 10 kV mrežu i TS 10/0,4 kV u odnosu na ostale projekte koji takođe kasne sa realizacijom. Uvidom u same namjene projekata (Tabela 7.2, Tabela 7.3) sa sporijom realizacijom uočava se da se kod projekata koji obuhvataju TS 35/X kV posebno izdvajaju projekti zamjene transformatora (oko 70 % od ukupnog broja projekata koji tretiraju TS 35/X kV). Takođe, izgradnja TS 10/0,4 kV izdvaja se po učešću u broju ranije započetih projekata koji tretiraju TS 10/0,4 kV. Sa druge strane, može se uočiti da minimalan broj projekata koji su započeti ranije pripada projektima rekonstrukcije TS 10/0,4 kV što ukazuje na efikasnu realizaciju ove grupe projekata.

Tabela 7.2 Pregled broja tekućih projekata koji obuhvataju izgradnju, rekonstrukciju ili revitalizaciju mreže

	Ranije započeti projekti	Novi projekti	Ukupno
Izgradnja podzemnog voda	**51**	**25**	**76**
35 kV mreža	0	7	7
10 kV mreža	36	17	53
NN mreža	15	1	16
Izgradnja vazdušnog voda	**16**	**6**	**22**
35 kV mreža	1	1	2
10 kV mreža	10	3	13
NN mreža	5	2	7
Zamjena kablovskog voda	**1**	**0**	**1**
05 NN mreža	1	0	1
Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika	**49**	**41**	**90**
35 kV mreža	4	0	4
10 kV mreža	23	34	57
NN mreža	22	7	29
Ugradnja reklozera	**4**	**3**	**7**
10 kV mreža	4	3	7
Ugradnja linijskog rastavljača	**2**	**1**	**3**
10 kV mreža	2	1	3
Ugradnja reklozera i linijskog rastavljača	**4**	**5**	**9**
10 kV mreža	4	5	9

Tabela 7.3 Pregled broja tekućih projekata koji podrazumijevaju izgradnju, rekonstrukciju ili revitalizaciju TS

	Ranije započeti projekti	Novi projekti	Ukupno
Izgradnja TS	**118**	**86**	**204**
TS 35/X kV	2	2	4
TS 10/0,4 kV	116	84	200
Potpuna rekonstrukcija TS	**8**	**50**	**58**
TS 10/0,4 kV	8	50	58
Zamjena SN postrojenja	**2**	**20**	**22**
TS 35/X kV	2	2	4
TS 10/0,4 kV	0	18	18
Zamjena NN postrojenja	**0**	**5**	**5**
TS 10/0,4 kV	0	5	5
Zamjena SN i NN postrojenja	**0**	**9**	**9**
TS 10/0,4 kV	0	9	9
Zamjena transformatora	**30**	**21**	**51**
TS 35/X kV	26	9	35
TS 10/0,4 kV	4	12	16
Zamjena transformatora i SN postrojenja	**1**	**2**	**3**
TS 10/0,4 kV	1	2	3
Zamjena transformatora i NN postrojenja	**0**	**6**	**6**
TS 10/0,4 kV	0	6	6
Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS	**1**	**0**	**1**
TS 35/X kV	1	0	1
Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS	**1**	**10**	**11**
TS 35/X kV	1	10	11
Opremanje SN ćelije	**3**	**1**	**4**
TS 35/X kV	3	1	4
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS	**1**	**0**	**1**
TS 10/0,4 kV	1	0	1
Rekonstrukcija sistema upravljanja TS	**2**	**0**	**2**
TS 35/X kV	2	0	2
Uklapanje TS u mrežu	**1**	**2**	**3**
TS 10/0,4 kV	1	2	3

7.3. Nove investicije

Osnovni cilj koji se želi postići ovim planom je primjereno dimenzionisanje za pouzdan rad i održavanje parametara kvaliteta električne energije u skladu s normam. U skladu sa Strategijom razvoja energetike Crne Gore, razvoj ED mreže do 2030. godine, treba planirati tako da se postigne povećanje sigurnosti snabdijevanja (obezbjeđenje dvostranog napajanja, posebno u najznačajnijim tačkama ED mreže) i smanjenja gubitaka (tehničkih i komercijalnih) do nivoa ispod 10 %.

S obzirom na strukturu ED sistema, projekti određenog opšteg tipa su usmjereni na njegove odgovarajuće djelove. S tim u vezi se mogu izdvojiti određene opšte planske smjernice i ciljevi:

- Obnova i izgradnja 35 kV vodova

- na područjima na kojima postoji dugoročna perspektiva nadzemne mreže 35 kV; najčešće ne u većim gradovima;
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora na nadzemnim vodovima velikog presjeka (Al/Fe 95 mm^2 i većeg), građenih (ili zadnji put obnovljenih) prije 1975. g.;
- zamjena provodnika, izolatora i pripadajućeg pribora na nadzemnim vodovima malog presjeka (manjeg od Al/Fe 95 mm^2), na područjima gdje je planirano da mreža 35 kV ostane u pogonu;
- za svaki nadzemni vod, na osnovu informacija o stanju i pogonskoj spremnosti odrediti petogodište u kojem treba izvršiti obnovu i u skladu sa tim uvrstiti u plan vodeći računa o dinamici realizacije iz prakse,
- kako je generalni cilj postupna zamjena do 2029. g. 2/3 kablova 35 kV s PVC i PE izolacijom (tipovi EHP, PHP i slični), UPET kablovima (XHE Al 240 mm^2, ili većih presjeka), to treba odgovarajućim dijelom uključiti u plan.

- Obnova transformacije 35/10 kV
  - kandidati za obnovu su transformatorske stanice za koje se očekuje da će u pogonu biti barem do 2029. g., a izgrađene su (ili zadnji puta obnovljene) prije 1990. godine,
  - kandidati za obnovu su raspoređeni u tri kategorije: gradske, vangradske i pojednostavljene,
  - obnovom se ugrađuju sljedeće komponente: savremeni razvodni blokovi s integrisanom numeričkom zaštitom za postrojenje 35 kV i 10 kV, postrojenja za uzemljenje neutralne tačke 10 kV, kondenzatorske baterije, sistem DC napajanja i lokalni sistem za priključak na distributivni dispečerski centar,
  - za svaki objekt odrediti petogodište u kojem treba izvršiti obnovu, i u skladu sa tim uvrstiti u plan.
- Obnova i izgradnja 10 kV vodova
  - novi nadzemni ili kablovski vodovi za priključak TS 110/10 kV ili TS 35/10 kV; dužine se procjenjuju za svaku TS pojedinačno, a mogu biti do 20 km za vangradske stanice do 5 km za gradske TS;
  - novi nadzemni ili kablovski vodovi za priključak TS 10/0,4 kV; pretpostavljena je prosječna dužina priključnog kabla od 600 m po KTS, kao i priključnog nadzemnog voda od 400 m po STS;
  - dinamika izgradnje vodova vezana je uz dinamiku izgradnje TS,
  - vodove 10 kV treba nastojati graditi na betonskim gdje to prostorni uslovi dozvoljavaju, a ne na znatno skupljim čelično-rešetkastim stubovima,
  - novi magistralni nadzemni vodovi 10 kV trebaju imati presjek provodnika najmanje Al/Fe 3×50 mm^2,
  - presjeci jednožilnih aluminijskih kablova ne smiju biti manji od 150 mm^2, a kablovi pomoću kojih se iznosi snaga iz TS 110/10 kV u centre konzuma (rasklopišta 10 kV sa ili bez transformacije) ne manji od 240 mm^2,
  - u visoko urbanizovanim područjima, kao i u slučaju nepovoljnih uslova za nadzemne vodove u prostoru, prednost treba dati kablovima.
- Obnova i izgradnja transformacije 10/0,4 kV
  - preporučuje se ugradnja transformatora sa smanjenim gubicima, nakon određivanja njihovih optimalnih parametara;
  - kako je dugoročni cilj zamjena transformatora 10/0,4 kV male snage (manje od 400 kVA) do 2029. g., potrebno je odgovarajućim dijelom obuhvatiti i u planskom periodu ovog plana (pri čemu je pretpostavljeno da su to transformatori većinom u nadzemnim vangradskim mrežama);

  - na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. godine potrebna zamjena 1/3 transformatora 10/0,4 kV velike snage (400 kVA i veće) što se u proporcionalnom dijelu obuhvata i ovim planom;
- Obnova i izgradnja vodova niskog napona
  - na temelju očekivanog životnog vijeka i dužine intervala planiranja, procjenjuje se da je do 2029. g. potrebna zamjena 2/3 nadzemnih vodova presjeka Al/Fe 25 mm^2 i manjeg, kao i svih s provodnicima od bakra, 80% vodovima s SKS-om presjeka 70 mm^2, a 20% kablovima od aluminijuma presjeka 150 mm^2,
  - zamjena kablova presjeka 70 mm^2 i manjeg novima od aluminijuma presjeka 150 mm^2,
  - u nedostatku tačnijih procjena, pretpostavljena je linearna dinamika obnove do 2029. g., naročito nadzemnih vodova na drvenim stubovima građenim prije 1975. g.,
  - po mogućnosti mrežu niskog napona treba graditi uz što više korišćenja javnih površina, odnosno izvan privatnih posjeda,
  - zbog otežanog pristupa, poseban problem predstavljaju niskonaponski vodovi na krovnim i zidnim nosačima zbog čega nove vodove treba planirati i graditi u drugačijoj izvedbi.
- Obnova i izgradnja sistema upravljanja, mjerenja i komunikacija
  - primjenjivati savremena tehnička rješenja, kao što su optički kablovi u zaštitnim provodnicima, gasom izolovana postrojenja s vakuumskim prekidačima i integrisanom numeričkom zaštitom na srednjem naponu u TS 110/35(10) kV i TS 35/10 kV, gasom izolovana postrojenja (RMU) u KTS 10/0,4 kV, SKS na niskom naponu, kao i sistemi daljinskog upravljanja i nadzora,
  - izbor moderne opreme za ugradnju u ED mreži neophodno je vršiti imajući u vidu stvarne potrebe,
  - u slučaju zadovoljavajućeg rada i karakteristika postojećih uređaja u distributivnoj mreži nije opravdano vršiti modernizaciju zamjenom uređaja u kratkom roku, osim izuzetno, na primjer kada je otežano održavanje radi prestanka proizvodnje rezervnih djelova,
  - nije opravdano ugrađivati nove uređaje čije se sve karakteristike u njihovom životnom vijeku neće moći iskoristiti,
  - najsavremenije tehnologije treba koristiti samo onda kada je to tehnički nužno i ekonomski opravdano.
- Tehnički kriterijumi rekonstrukcije postojećih i planiranja izgradnje novih i objekata
  - Gornje granice dopuštenog opterećenja transformatora VN/SN:
    - u normalnom pogonu:100 % nazivne snage,
    - u poremećenom pogonu: 120 % nazivne snage.
  - Gornje granice dopuštenog opterećenja nadzemnih vodova 35 kV:
    - u normalnom pogonu: 100 % nazivne termičke struje
    - u poremećenom pogonu: 120 % nazivne termičke struje
  - Gornje granice dopuštenog opterećenja kablovskih vodova 35 kV:
    - u normalnom pogonu: 100 % nazivne termičke struje
    - u poremećenom pogonu: 100 % nazivne termičke struje
  - Gornje granice dopuštenog pada napona u mreži 35 kV, koje uzimaju u obzir mogućnosti regulacije napona :
    - u normalnom pogonu: 5 %,
    - u poremećenom pogonu: 9 %.
- Ekonomski kriterijum i smjernice za primjenu (n-1) kriterijuma pouzdanosti
  - Za potrebe planiranja, (n-1) kriterijum je zadovoljen ako ne postoji element ED mreže: TS 110/35 i 35/10 kV, ili 35 kV ili 10 kV vod čija neraspoloživost dovodi, uz primjenu tehničkih ograničenja poremećenog pogona mreže, do prekida napajanja korisnika mreže (ili grupe

korisnika) vršnog opterećenja većeg od 1 MVA tokom vremena u kojem posmatrani element mreže nije raspoloživ.
    - Nije realno tražiti pouzdanost napajanja veću od postignute u evropskim zemljama sa visokim standardom pouzdanosti napajanja,
    - U budućnosti bi prosječna pouzdanost napajanja na nivou TS 10/0,4 kV trebala rasti
- transformacija 110/10 kV i 35/10 kV:
- rezerva u transformaciji nije nužna ako postoji dvostrano napajanje iz mreže 35 kV;
- rezerva u transformaciji nije nužna za vangradsko područje vršnog opterećenja manjeg od 4 MVA;
- dopušteno opterećenje transformatora u TS sa dva ugrađena transformatora, bez povezne mreže 10 kV:
    - 60 % nazivne snage u normalnom pogonu;
    - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu;
- dopušteno opterećenje transformatora u TS s dva ugrađena transformatora, s poveznom mrežom 10 kV:
    - 75 % nazivne snage u normalnom pogonu;
    - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu;
- dopušteno opterećenje transformatora u TS sa tri ugrađena transformatora (netipično rješenje):
    - 80 % nazivne snage u normalnom pogonu;
    - 120 % nazivne snage u poremećenom pogonu.

Uzimajući u obzir prethodne smjernice izvršena je selekcija projekata i usvojena dinamika njihove realizacije. U nastavku su dati prikazi strukture investicija po namjeni, regionima, dijelu ED mreže i vrsti projekta. S tim u vezi, može se uočiti (Tabela 7.4) da je ukupan broj projekata obuhvaćen planom 517, i da dominiraju projekti u sekundarnoj mreži (442). Njihovo visoko učešće je evidentno i kada je u pitanju nivo investicija (Slika 7.1) i u prvoj godini iznosi 53,2 %, a i u dvije preostale godine praktično je na istom nivou (53,5 % i 52,8 % respektivno). Kada je ulaganje u primarnu mrežu u pitanju, ono se povećava (od približno 6 % do približno 16% učešća u ukupnim investicijama na godišnjem nivou). AMR i mjerna sredstva čine važan dio plana prije svega zbog dokazanih pozitivnih efekata na podizanje efikasnosti eksploatacije mreže i imaju približno konstantan udio u investicionom planu tokom godina ako se posmatra apsolutni iznos. Ostala osnovna sredstva predstavljaju dugoročne investicije koje se tiču cjelokupnog poslovanja kompanije i karakteriše ih opadajući trend apsolutnog iznosa investicija.

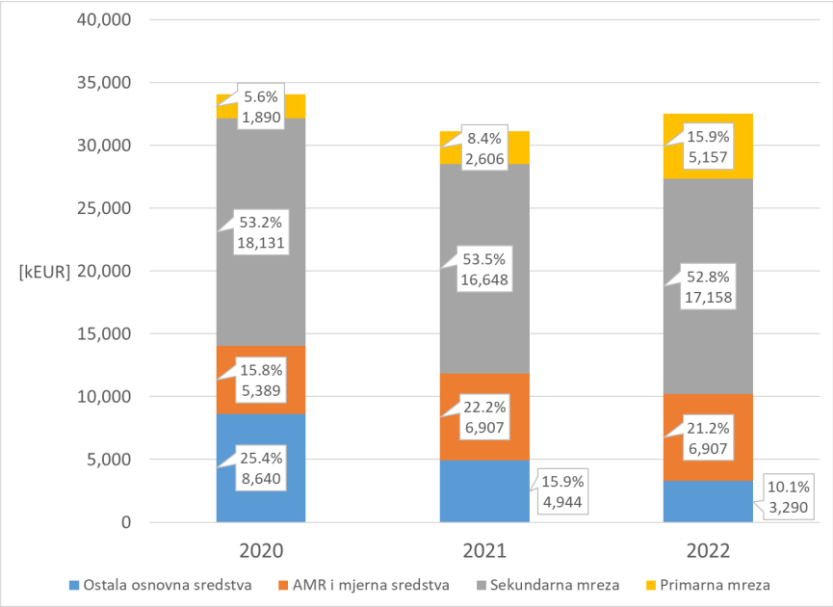
Od ukupnog broja projekata, ranije odobreni čine 263. Važno je istaći da je udio ranije odobrenih investicija u ukupnim investicijama po godini u prve dvije godine na nivou od 50 %, odnosno 47 %, respektivno, dok u posljednjoj godini planskog perioda opada na približno 9 %. Pomenute investicije se skoro isključivo odnose na sekundarnu mrežu (256 projekata) jer investicije u primarnu mrežu i ostale čine ispod 4 % ranije odobrenih u prve dvije godine plana.

Struktura investicija po regionima ukazuje da se najveći dio investicija odnosi na sve regione zajedno (projekat revitalizacije mreže, AMR, SCADA i ostale investicije koje se ne tiču direktno obnove ili izgradnje elemenata mreže – vrsta tabele označena sa CEDIS) sa približno konstantnim učešćem od 74,7 % do 69,4 % u planskom periodu (Tabela 7.6). Međutim, može se uočiti i da su za regione 4 i 5 planirane nešto veće investicije u odnosu na ostale regione. To je direktno uslovljeno iz postojećeg stanja mreže (veliki broj preopterećenih elemenata mreže i veći broj potrošača) i očekivanog porasta opterećenja. Isti zaključak se može izvesti i kada je broj projekata u pitanju, gdje upravo ova dva regiona uz Region 2 čine 2/3 ukupnog broja projekata koji se odnose samo na regione. Može se istaći da takva raspodjela projekata između regiona je karakteristična i za slučaj kada se posmatraju samo ranije odobreni projekti, što ukazuje na nastavak trenda povećavanja mrežnih kapaciteta tamo gdje su kroz iskustva iz pogona prepoznate potrebe, a dominantno usljed izgradnje objekata i zahtjeva novih potrošača.

Tabela 7.4 Ukupni pregled planiranih investicija po namjeni

[EUR]	2020	2021	2022	Broj projekata
Primarna mreža	**1,890,050**	**2,606,150**	**5,156,600**	**49**
Ranije odobren	1,200,000	1,050,600	400,000	5
Novi	690,050	1,555,550	4,756,600	44
Sekundarna mreža	**18,130,560**	**16,647,861**	**17,158,100**	**442**
Ranije odobren	15,802,500	13,861,300	2,639,200	256
Novi	2,328,060	2,786,561	14,518,900	186
AMR i mjerna sredstva	**5,389,000**	**6,907,000**	**6,907,000**	**5**
Ranije odobren	125,000	125,000	125,000	1
Novi	5,264,000	6,782,000	6,782,000	4
Ostala osnovna sredstva	**8,640,418**	**4,944,091**	**3,289,545**	**20**
Ranije odobren	30,000	0	0	1
Novi	8,610,418	4,944,091	3,289,545	19
Nepredviđeni projekti	**900,000**	**900,000**	**900,000**	**1**
Novi	900,000	900,000	900,000	1
Ukupno	**34,950,028**	**32,005,102**	**33,411,245**	**517**
Ranije odobren	17,157,500	15,036,900	3,164,200	263
Novi	17,792,528	16,968,202	30,247,045	254

Usljed različitih spoljašnjih uticajnih faktora koje nije moguće planirati, vremenske neusaglašenosti i različite dinamike izgradnje objekata koja može odstupati od iste definisane prostornim planovima na predmetnim lokacijama, praksa planiranja razvoja distributivnih mreža nameće potrebu za izdvajanjem određenog nivoa sredstava za projekte čija realizacija može biti neophodna, ali koju u ovom trenutku nije moguće planirati precizno (izvršiti procjenu investicije i detalje projekta, tj. njegovu specifikaciju). U cilju obuhvatanja i tog aspekta plana, ovdje je računato sa okvirnom procjenom da se nepredviđeni projekti mogu obuhvatiti sa fiksnim iznosom od 900 kEUr godišnje (Tabela 7.5).



Slika 7.1 Struktura ukupnih godišnjih investicija po namjeni

Ako se projekti podijele po vrsti (Slika 7.2), uočava se da se najveći dio godišnjih investicija opredijeljuje na rekonstrukciju i revitalizaciju (između 31 i 41 %). Izgradnja novih objekata u prosjeku čini približno 1/4 plana,

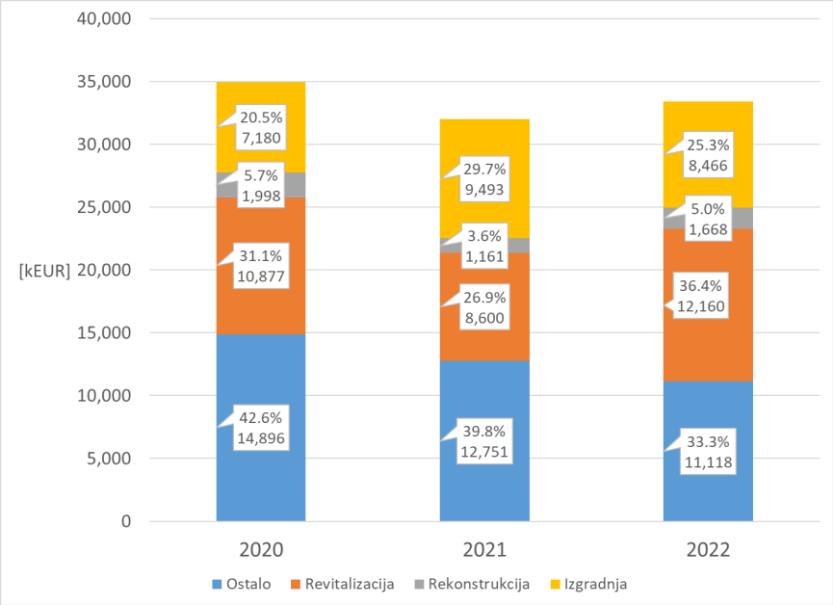
s tim što je nešto manja u prvoj godini, ali onda blago raste njen udio u ukupnim investicijama. Ostale investicije se zadržavaju na približno istoj apsolutnoj vrijednosti za sve tri godine plana.

Tabela 7.5 Ukupne investicije uključujući i procjenu onih koje nije moguće planirati

[EUR]	2020	2021	2022
Planirani projekti	34,050,028	31,105,102	32,511,245
Nepredviđeni projekti (*contigency plan*)	900,000	900,000	900,000
Ukupno	**34,950,028**	**32,005,102**	**33,411,245**

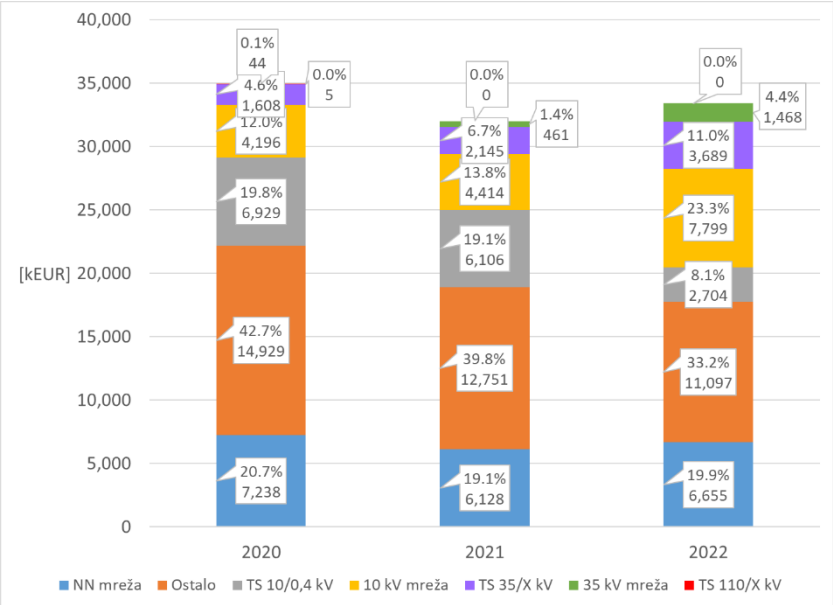
Tabela 7.6 Struktura investicija po regionima i na nivou CEDIS

[EUR]	2020	2021	2022	Broj projekata
CEDIS	26,119,418	21,851,091	23,196,545	30
Region 1	1,578,200	1,151,750	541,350	31
Region 2	1,755,235	2,118,425	1,014,900	105
Region 3	566,800	526,050	653,000	41
Region 4	1,474,900	1,032,838	1,998,000	101
Region 5	2,085,275	3,171,088	4,917,600	115
Region 6	634,700	1,328,110	333,300	45
Region 7	735,500	825,750	756,550	49
Ukupno	**34,950,028**	**32,005,102**	**33,411,245**	**517**



Slika 7.2 Struktura ukupnih investicija po vrsti projekta

Ako se posmatra struktura investicija prema dijelu ED sistema na koji se odnosi onda se može uočiti da je fokus investicija na NN i 10 kV mreži, ali i TS 10/0,4 kV (udio za njih opredijeljenih investicija je u planskom periodu najmanje 50 %, a u prvoj godini je najveći i iznosi približno 53 %). Nivo investicija u 35 kV mrežu postaje značajniji tek u posljednjoj godini plana, dok je udio TS 35/X kV u konstantnom porastu, što je direktno uslovljeno dužim vremenom potrebnim za realizaciju projekata u primarnoj elektrodistributivnoj mreži. Udio ostalih investicija je približno konstantan iako bilježi opadajući trend.



Slika 7.3 Struktura ukupnih investicija po mjestu u ED sistemu

Slično kao i u prethodnom poglavlju, s obzirom na veliki broj i međusobnu sličnost projekata izvršeno je njihovo grupisanje prema namjeni (dijelu ED mreže na koji se odnosi) i osnovnim aktivnostima koje projekat obuhvata, i to na sljedeći način:

Svi projekti se po dijelu elektrodistributivne mreže na koji se odnose mogu podijeliti na 3 grupe:

- <u>Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije mreže (35 kV, 10 kV i NN)</u>
  - Izgradnja podzemnog voda
  - Izgradnja vazdušnog voda
  - Izmještanje mreže
  - Zamjena kablovskog voda
  - Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika
  - Ugradnja reklozera
  - Ugradnja linijskog rastavljača
- <u>Projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije trafostanica (TS 35/X kV, TS 10/0,4 kV i TS 110/X kV)</u>
  - Izgradnja TS
  - Potpuna rekonstrukcija TS
  - Zamjena SN postrojenja
  - Zamjena NN postrojenja
  - Zamjena SN i NN postrojenja
  - Zamjena transformatora
  - Zamjena transformatora i SN postrojenja
  - Zamjena transformatora i NN postrojenja
  - Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Nabavka industrijskih računara sa softverom
  - Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS
  - Opremanje SN ćelije
  - Ugradnja prekidača
  - Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS
- <u>Ostali projekti koji se odnose na unaprjeđenje poslovanja mrežnog operatora kao cjeline</u>
  - Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta
  - Ugradnja mjerne opreme

- Nabavka personalnih računara
- Nabavka i ugradnja serverske računarske i komunikacione opreme
- Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera
- Nabavka vozila
- Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija
- Opremanje radnih prostorija
- Zaštita na radu i zaštita životne sredine
- Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom
- Unaprjeđenje poslovnih procesa.

Pregled ovih projekata po broju i ukupnom nivou investicija dat je u tabelama koje slijede (Tabela 7.7, Tabela 7.8 i Tabela 7.9).

Tabela 7.7 Pregled nivoa investicija po vrsti projekta – izgradnja, rekonstrukcija i revitalizacija mreže

[EUR]	2020	2021	2022	Broj projekata
Izgradnja podzemnog voda	**477,760**	**1,428,410**	**3,251,375**	**69**
10 kV mreža	345,960	1,159,050	1,821,625	56
35 kV mreža	0	200,000	1,400,000	4
NN mreža	131,800	69,360	29,750	9
Izgradnja vazdušnog voda	**0**	**546,800**	**387,800**	**17**
10 kV mreža	0	170,000	387,800	7
35 kV mreža	0	245,450	0	4
NN mreža	0	131,350	0	6
Izmještanje mreže	**5,000**	**41,650**	**0**	**3**
35 kV mreža	5,000	15,300	0	2
NN mreža	0	26,350	0	1
Zamjena kablovskog voda	**0**	**95,063**	**0**	**2**
10 kV mreža	0	95,063	0	2
Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika	**10,876,500**	**8,700,575**	**12,276,625**	**13**
10 kV mreža	3,800,000	2,800,000	5,583,125	4
35 kV mreža	0	0	68,000	1
NN mreža	7,076,500	5,900,575	6,625,500	8
Ugradnja reklozera	**0**	**140,000**	**0**	**2**
10 kV mreža	0	140,000	0	2
Ugradnja linijskog rastavljača	**0**	**0**	**6,800**	**1**
10 kV mreža	0	0	6,800	1
Ukupno	**11,359,260**	**10,952,498**	**15,922,600**	**107**

Kao što je ranije navedeno, fokus plana je rekonstrukcija i revitalizacija mreže, a izgradnja samo gdje je to neophodno. To se vidi iz činjenice da je najdominantniji projekat Zamjena stubova, ovjesne opreme, provodnika čija je prva faza već u toku, a predviđena je i druga faza. Ova vrsta projekta se praktično isključivo odnosi na 10 kV i NN mrežu. Poslije ovog projekta, nešto značajnije učešće u planu imaju projekti izgradnje podzemnih (10 kV kablovi dominiraju) i nadzemnih vodova (10 kV vodovi dominiraju), a među kojima izraženiji udio imaju podzemni vodovi.

Od ostalih projekata koji se tiču mreža (35 kV, 10 kV i NN) nešto važniji su projekti ugradnje reklozera koji postaju značajniji prema u drugoj godini planskog perioda.

Tabela 7.8 Pregled nivoa investicija po vrsti projekta – izgradnja, rekonstrukcija i revitalizacija TS

[EUR]	2020	2021	2022	Broj projekata
Izgradnja TS	**6,540,300**	**7,226,163**	**4,907,150**	**216**
TS 10/0,4 kV	5,840,300	5,526,163	2,507,150	213
TS 35/X kV	700,000	1,700,000	2,400,000	3
Potpuna rekonstrukcija TS	**63,875**	**108,750**	**386,750**	**14**
TS 10/0,4 kV	63,875	108,750	0	13
TS 35/X kV	0	0	386,750	1
Zamjena SN postrojenja	**986,500**	**165,850**	**217,600**	**59**
TS 10/0,4 kV	371,500	165,850	30,600	56
TS 35/X kV	615,000	0	187,000	3
Zamjena NN postrojenja	**33,400**	**30,700**	**13,600**	**10**
TS 10/0,4 kV	33,400	30,700	13,600	10
Zamjena SN i NN postrojenja	**85,000**	**61,000**	**39,950**	**8**
TS 10/0,4 kV	85,000	61,000	39,950	8
Zamjena transformatora	**191,825**	**119,050**	**63,750**	**32**
TS 10/0,4 kV	191,825	119,050	63,750	32
TS 35/X kV	0	0	0	0
Zamjena transformatora i SN postrojenja	**25,500**	**0**	**0**	**1**
TS 10/0,4 kV	25,500	0	0	1
Zamjena transformatora i NN postrojenja	**92,900**	**94,600**	**39,950**	**11**
TS 10/0,4 kV	92,900	94,600	39,950	11
Rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS	**0**	**351,900**	**441,150**	**10**
TS 35/X kV	0	351,900	441,150	10
Nabavka industrijskih računara sa softverom	**0**	**0**	**21,250**	**1**
TS 35/X kV	0	0	21,250	1
Zamjena prekidača i rekonstrukcija relejne zaštite i upravljanja TS	**50,000**	**50,000**	**146,200**	**2**
10 kV mreža	50,000	50,000	0	1
35 kV mreža	0	0	0	0
TS 35/X kV	0	0	146,200	1
Opremanje SN ćelije	**70,000**	**93,500**	**55,250**	**4**
TS 10/0,4 kV	0	0	8,500	1
TS 110/X kV	0	0	0	0
TS 35/X kV	70,000	93,500	46,750	3
Ugradnja prekidača	**7,650**	**0**	**59,500**	**2**
TS 35/X kV	7,650	0	59,500	2
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela TS	**684,400**	**200,000**	**200,000**	**14**
Ostalo	200,000	200,000	200,000	1
TS 10/0,4 kV	225,000	0	0	3
TS 110/X kV	44,200	0	0	1
TS 35/X kV	215,200	0	0	9
Ukupno	**8,831,350**	**8,501,513**	**6,592,100**	**384**

Kada su projekti izgradnje, rekonstrukcije i revitalizacije TS u pitanju (Tabela 7.7), najveći dio investicija opredijeljen je za izgradnju novih TS 10/0,4 kV (216 projekata u planskom periodu), kojima odgovara više od 2/3 ukupnih investicija u TS kada je prva godina plana u pitanju, da bi opala na približno 1/3 u posljednjoj godini perioda. Sa druge strane, važan aspekt investicija čine i rekonstrukcije svih TS (posebno usljed iz prakse dokazane brzine realizacije), a udio im se u planskom periodu kreće između u opsegu od 14-20 %.

Treću grupu projekata, koji se prije svega odnose na ostala osnovna sredstva (Tabela 7.9), po visini investicije predvodi projekat ugradnje mjerne opreme (sa učešćem od 33 do 60 % u ukupnoj vrijednosti ostalih projekata), a tiče se prvenstveno redovne zamjene brojila električne energije koja čine sistem napredne mjerne infrastrukture (AMM sistem), ali i proširenja tog sistema kako na još uvijek prisutna tradicionalna brojila, tako i na sva mjerenja na srednjem naponu. Posebna pažnja je posvećena omogućavanju funkcionalnosti očitavanja profila opterećenja i razvoju MDM sistema u cilju upravljanja i skladištenja podataka koji se očitaju putem AMM sistema. Posebna pažnja je posvećena kompatibilnosti sistema sa savremenom komunikacionom infrastrukturom (usljed dostupnosti optičke komunikacione infrastrukture).

Poslije ugradnje mjerne opreme, značajan udio u investicijama ima projekat nadzora i upravljanja elektrodistributivnom mrežom (između 9 i 26 % kada je ova grupa projekata u pitanju). Ovaj projekat ima za cilj da se omogući nadzor i upravljanje mrežom uvažavajući raspoložive savremene tehnologije, a kako bi se posljedično došlo do unaprjeđenja praćenja svih aspekata rada mreže kroz jasno praćenje mjerljivih indikatora kao i dodatno unaprjeđenje brzine reagovanja i preduzimanja upravljačkih akcija. On obuhvata prije svega razvoj SCADA sistema kao osnovnog alata za upravljanje savremenim distributivnim mrežama, ali i implementaciju IT sistema za upravljanje podacima sa mjernih mjesta kroz integraciju sa AMM-om, sistem digitalne telefonije (TETRA) i razvoj optičke WAN mreže (cilj je iskoristiti raspoloživu optičku infrastrukturu kao prenosni medijum za komunikaciju SCADA sistema sa TS, kao i za stvaranje sopstvene WAN mreža).

Zaštita na radu i zaštita životne sredine je takođe investiciono važan projekat, a prije svega jer je zakonska obaveza. Pripada mu udio u investicijama ostalih projekata od između 6 i 12 %. Traje dvije godine, a obuhvata Izgradnja skladišta za PCB otpad i Nabavku i ugradnja sistema tehničke zaštite.

Tabela 7.9 Pregled nivoa investicija po vrsti projekta – Ostali projekti

[EUR]	2020	2021	2022	Broj projekata
Rekonstrukcija priključaka za potrebe izmještanja mjernih mjesta	**294,000**	**132,000**	**132,000**	**2**
Ugradnja mjerne opreme	**4,825,000**	**6,575,000**	**6,575,000**	**3**
Nabavka personalnih računara	**130,000**	**130,000**	**130,000**	**1**
Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera	**927,000**	**701,000**	**701,000**	**8**
Nabavka vozila	**1,000,000**	**1,000,000**	**1,000,000**	**1**
Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija	**600,000**	**600,000**	**200,000**	**1**
Opremanje radnih prostorija	**130,000**	**130,000**	**130,000**	**1**
Zaštita na radu i zaštita životne sredine	**1,760,327**	**800,000**	**0**	**2**
Nadzor i upravljanje elektrodistributivnom mrežom	**3,909,091**	**1,409,091**	**954,545**	**3**
Nepredviđeni projekti (contigency plan)	**900,000**	**900,000**	**900,000**	**1**
Unaprjeđenje poslovnih procesa	**284,000**	**174,000**	**174,000**	**3**
Ukupno	**14,759,418**	**12,551,091**	**10,896,545**	**26**

Preostali projekti su ponavljajućeg karaktera i neophodni su za obavljanje redovnih zadataka iz oblasti djelovanja mrežnog operatora i to:

- Nabavka instrumenata, pomoćne opreme alata i softvera
    - Redovno servisiranje licenci za specijalizovane softverske alate, nabavka mjernih instrumenata, opreme i alata koji se koriste u svakodnevnom radu, kroz zamjenu dotrajalih-neispravnih ili nabavku savremenih u cilju podizanja efikasnosti posebno u cilju prevencije kvarova i njihove brže lokalizacije.
- Nabavka i ugradnja serverske računarske i komunikacione opreme
    - CEDIS ne posjeduje sopstveni Data Centar, što umnogome uvećava inerciju i reagovanje na servisne zahtjeve (koristi uslugu Data Centra iz EPCG). Cilj je razviti sopstveni Data Centar, a uštede radi, kao rezervni centar koristiti postojeći. Time bi se postigla željena redundansa i pouzdanost rada, bez razvoja dvije posebne server sale.
- Unaprjeđenje poslovnih procesa
    - Kompanija je u prethodnom periodu uradila razdvajanje eBS instance od EPCG, tako da sada posjeduje nezavisan ERP sistem. Dodatno, u sklopu tog projekta urađena je nadogradnja/unapređenje sistema u smislu dodavanja nekih modula kao i unapređenja postojećih modula.
- Nabavka personalnih računara
    - Projekat se odnosi na periodičnu obnovu dotrajalih personalnih računara (starijih od 5 godina).
- Nabavka vozila
    - Projekat se odnosi na obnavljanje voznog parka kada se javi potreba usljed dotrajalosti ili nepouzdanog rada (havarisanosti) nekog od vozila.

Ostali projekti obuhvataju i unaprjeđenje osnovnih uslova za rad gdje je to potrebno:

- Sanacija/rekonstrukcija građevinskog dijela radnih prostorija
    - U planskom periodu planirana je i građevinska sanacija objekata koji nijesu elektroenergetski (trafostanice), a postoji jasna potreba za intervencijama usljed dotrajalosti, loših termoizolacionih karakteristika ili neuslovnosti za svakodnevni rad.
- Opremanje radnih prostorija
    - Cilj je prilagođavanje radnih uslova u radnim prostorijama potrebama i broju zaposlenih u cilju povećanja efikasnosti rada, a u skladu sa najboljom praksom i savremenim standardima srodnih kompanija.

7.4. Program otkupa

Definisanje Programa otkupa mrežne infrastrukture je zakonska obaveza Operatora distributivnog sistema (u skladu sa Zakonom o energetici, član 186). S tim u vezi, ovdje će biti dat pregled broja projekata i visine investicija po dijelu ED mreže na koji se objekat odnosi i po godini planskog perioda (Tabela 7.10, Tabela 7.11), uz razdvajanje ranije odobrenih projekata (u sklopu Ažuriranog investicionog plana 2018-2020. godina) i novih koji se predlažu ovim Planom.

Broj projekata planiranih Programom otkupa je približno na istom nivou u prve dvije godine planskog perioda, a onda je zanačajno veći. Razlog je u porastu broja projekata koji se odnose na 10 kV mrežu i TS 10/0,4 kV. Međutim, kada se posmatraju iznosi (Tabela 7.11), uočljiv je opadajući trend, a osnovni razlog je struktura objekata. Naime, u prvoj godini je za otkup planirano najviše objekata koji se tiču 35 kV mreže, a koji su investiciono najzahtjevniji. Njihov udio (Slika 7.4) je najveći u prvoj godini kada iznosi 37,7 %, dok se u narednim godinama značajno smanjuje (približno 5 %). Sa druge strane, približno konstantan udio imaju objekti TS 10/0,4 kV (između 48,6 % i 42,5 %). Objekti TS 35/X značajniji udio imaju u 2021. godini jer je tada planiran otkup dvije TS 35/10 kV koje su u pogonu. Takođe, moguće je uočiti da će otkup objekata 10 kV mreže biti više zastupljen u kasnijim godinama plana (rastući trend učešća u otkupu).

Kada je u pitanju odnos ranije odobrenih i novih objekata planiranih za Program otkupa, uočljivo je da broj novih objekata u ukupnom broju kreće u opsegu od 7,5 % do 20 %, dok u pogledu udjela u ukupnoj visini otkupa po godini, najveći udio ima u 2020. godini (37,7 %) a onda opada prema kraju planskog perioda, gdje u posljednje dvije godine ima približno isti apsolutni iznos. Razlog većeg udjela u 2020. godini je potreba za otkupom 8 objekata koji se tiču 35 kV mreže koji pripadaju investiciono zahtjevnijim projektima.

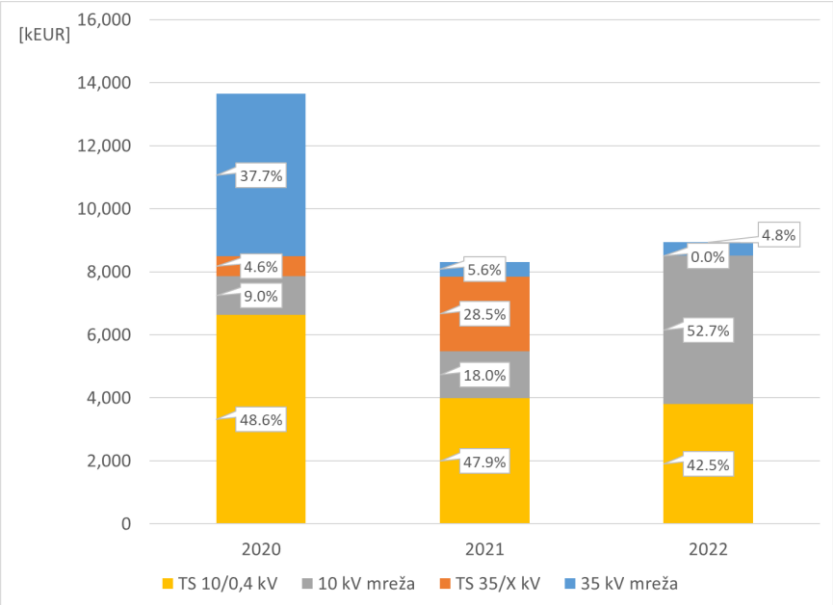
Tabela 7.10 Broj projekata po dijelu mreže koji je planiran za otkup

	2020	2021	2022
35 kV mreža	**11**	**2**	**3**
Ranije odobren[29]	3	2	3
Novi	8	0	0
TS 35/X kV	**5**	**2**	**0**
Ranije odobren	1	2	0
Novi	4	0	0
10 kV mreža	**22**	**81**	**146**
Ranije odobren	19	81	124
Novi	3	0	22
TS 10/0,4 kV	**216**	**140**	**187**
Ranije odobren	212	95	157
Novi	4	45	30
Ukupno	**254**	**225**	**336**
Ranije odobren	**235**	**180**	**284**
Novi	**19**	**45**	**52**

Tabela 7.11 Ukupni iznos otkupa po dijelu ED mreže [EUR]

	2020	2021	2022
35 kV mreža	**5,148,212**	**463,480**	**433,339**
Ranije odobren	668,490	463,480	433,339
Novi	4,479,723	0	0
TS 35/X kV	**627,461**	**2,367,808**	**0**
Ranije odobren	464,813	2,367,808	0
Novi	162,648	0	0
10 kV mreža	**1,233,491**	**1,500,306**	**4,707,488**
Ranije odobren	807,766	1,500,306	3,998,437
Novi	425,725	0	709,052
TS 10/0,4 kV	**6,632,800**	**3,981,753**	**3,796,593**
Ranije odobren	6,554,300	2,465,083	3,052,386
Novi	78,500	1,516,670	744,207
Ukupno	**13,641,964**	**8,313,346**	**8,937,420**
Ranije odobren	**8,495,369**	**6,796,676**	**7,484,162**
Novi	**5,146,596**	**1,516,670**	**1,453,258**

[29] Odobreni projekti u sklopu Ažuriranog investicionog plana 2018-2020. godina.



Slika 7.4 Učešće djelova ED mreže u visini otkupa infrastrukture po godinama

U prilogu je dat detaljni pregled objekata planiranih Programom otkupa.

PRILOG

Tabela P.1. Koeficijenti regresionih modela za sve ED sa statističkim obilježjima

Region	Tip regres	LIN				M2				M4					M8				
	ED/Param	a_0	a_1	Q_{rr}	B	a_0	a_1	Q_{rr}	B	a_0	a_1	a_2	Q_{rr}	B	a_0	a_1	a_2	Q_{rr}	B
1	NIKŠIĆ	257.18	-0.75	680.94	0.09	257.15	1.00	682.71	0.15	249.97	2.86	-0.28	456.72	0.43	256.31	-0.37	1.32	584.21	0.28
2	PODGORI(	778.01	13.92	17154.61	0.70	782.71	1.02	18074.59	0.69	741.57	32.14	-1.40	11434.20	0.81	946.46	-212.39	0.82	11219.68	0.82
	CETINJE	98.59	-1.34	198.50	0.65	98.70	0.99	205.21	0.65	95.74	0.08	-0.11	163.58	0.73	104.07	-6.93	1.10	177.32	0.71
3	BERANE	103.15	-0.38	114.44	0.16	103.22	1.00	113.90	0.23	106.43	-2.02	0.13	68.13	0.54	98.61	6.81	0.77	93.65	0.37
	ROŽAJE	35.45	-0.06	5.42	0.07	35.46	1.00	5.41	0.15	35.97	-0.32	0.02	4.26	0.33	34.71	1.12	0.76	4.86	0.23
4	ULCINJ	76.44	1.39	89.91	0.82	76.78	1.02	92.38	0.82	75.55	1.83	-0.03	86.50	0.84	103.86	-28.89	0.93	84.61	0.84
	BAR	169.28	3.01	245.07	0.88	170.10	1.02	266.57	0.88	165.51	4.90	-0.14	183.90	0.92	218.71	-53.92	0.90	178.44	0.92
	BUDVA	136.38	8.64	934.49	0.94	143.08	1.04	1487.13	0.88	125.34	14.16	-0.42	409.65	0.98	274.57	-151.72	0.90	350.45	0.98
5	TIVAT	56.90	2.36	174.13	0.87	57.42	1.03	128.45	0.94	62.49	-0.43	0.21	39.89	0.97	58.32	3.11	1.21	34.66	0.98
	KOTOR	112.12	2.95	142.23	0.93	113.27	1.02	173.35	0.90	108.22	4.90	-0.15	76.59	0.96	157.95	-50.70	0.89	67.93	0.97
	HERCEG N	174.57	0.19	296.94	-0.05	174.59	1.00	297.09	0.03	168.02	3.47	-0.25	112.16	0.63	177.28	-12.04	0.41	160.53	0.47
6	BIJELO PO	98.20	0.04	141.19	-0.08	98.20	1.00	141.18	0.00	101.74	-1.72	0.14	87.29	0.38	98.08	2.08	0.64	136.66	0.04
	KOLAŠIN	28.98	-0.25	10.50	0.55	28.99	0.99	10.68	0.57	28.30	0.09	-0.03	8.50	0.66	29.27	-0.66	1.15	9.14	0.63
	MOJKOVA	20.69	-0.16	4.64	0.51	20.69	0.99	4.70	0.54	20.26	0.05	-0.02	3.87	0.62	20.74	-0.31	1.17	4.03	0.61
7	PLJEVLJA	106.72	0.49	230.67	0.13	106.76	1.00	230.84	0.19	106.08	0.82	-0.02	228.88	0.20	123.14	-16.69	0.96	230.00	0.20
	ŽABLJAK	18.01	0.39	5.01	0.86	18.12	1.02	5.25	0.86	17.77	0.51	-0.01	4.77	0.88	29.92	-12.14	0.96	4.80	0.88

Tabela P.2. Geografsko - demografski indikatori opštine Nikšić

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		2065	Najveća opština u Crnoj Gori na 670 mnv - prosječno
	Broj naselja	urbanih	1	Nikšić (600 mnv), lokalni centri Grahovo i Velimlje
		ruralnih	128	69 naselja sa manje od 100 stanovnika
Klima	Klimatska zona	prelaz od mediteranske ka planinskoj i kontinentalnoj klimi.	Sred. god. temp. 10,8^o C, (januar 1,3^o C, jul 21,1^o C).	Umjereno topla ljeta, zime sa mnogo kišnih padavina, u sj. ist. regionu alpska klim, sa velikim količinama snijega
Demografija	Stanovnika	2003	75 282	Rast od 1953. – 2003(stopa 1,17%), a od 2003. – 2016. pad po stopi – 0,5%
		2011	72 443	
		2016	70 586	
	Stanovnika 2011	urbanih	56 970	U ruralnim naseljima: Nikšićko polje 5 970; Župa 3 714; sred. dio 2325; j.zap. dio 1 380; s.zap. dio 1 187; sjeverni 902 stanovnika
		ruralnih	15 473	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	78,6	
		ruralnih	21,3	
	Gustina opštine Nikšić (stanovnika/km^2)		35,1	Srednja: 1,29 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovnoštva do 2025.		2020: 72 505 2025: 73 337	Planiran blagi rast od 2016. po stopi 0,14%,

Tabela P.3 Geografsko - demografski indikatori opštine Plužine

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		854	433 mnm - 2300 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Plužine
		ruralnih	45	3 naselja sa više od 100 stan.
Klima	Klimatska zona	umjereno kont., a plan. predjeli preko 2 000 mnv, alpska	Sr. god. temp. 8 ^{o} C, zimi pada ispod -20 ^{o} C	Relat. topla ljeta i hladne zime sa velikim snijega
		2003	4 272	

Demografija	Stanovnika	2011	3 246	Pad od 1971. – 2011. (stopa – 2,5%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 2,9%
		2016	2 800	
	Stanovnika 2011	urbanih	1 353	
		ruralnih	1 893	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	41,7	
		ruralnih	58,3	
	Gustina opštine Plužine (stanovnika/km^2)		3,8	Veoma niska: 11,9 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva za 2028. g		3930	Rast u Plužinama, Goranskom D. Brezni po stopi 2,8% .

Tabela P.4. Geografsko - demografski indikatori Glavnog grada

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		1492	Prosječna nadmorska visina Glavnog grada je 52 m
	Broj naselja	urbanih	3	Podgorica, Tuzi i Golubovci
		ruralnih	140	7 rur. naselja sa više od 1000 tan.
Klima	Klimatska zona	submediteranska i visokoplaninska	Sred.god. temp.. 15.5° C, (januar 5 ° C, jul 26.7° C).	Topla i suva ljeta i umjereno hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	169 132	Pozitivna stopa rasta od 1948. 2,15%, a od 2011. 1%
		2011	185 937	
		2016	195 718	
	Stanovnika 2011	urbanih	156 169	I. Grad Podgorica 82%; II. Ravnič. područje 13,28%; III. Istočna brda 1,71%; IV. Sjeverna brda 1,20%; V. Zapadna brda 1,74%
		ruralnih	30 916	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	84	
		ruralnih	16	
	G.opština Tuzi	ukupno	12 096	Tuzi 4857 grad.stan. (40%)
	G.opština Golubovci	ukupno	16 093	Golubovci 3122 grad. stan. (19,4%)
	Gustina Glavnog grada (stanovnika/km^2)		124,6	Relativno visoka: 2,75 puta veća od prosjeka za Crnu Goru (45,3)
	Prognoza stanovnoštva za 2025.		213 007	Dalji rast po stopi 0,94% u periodu 2017-2025.

Tabela P.5. Geografsko - demografski indikatori opštine Danilovgrad

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		501	Ravnica do 200 mnv – 140,5 km^2, Brd. podr. do 650 mnv – 81 km^2, Planine. < 650 mnv – 279.5 km^2
	Broj naselja	urbanih	2	Danilovgrad i Spuž
		ruralnih	88	6 rural. naselja sa > od 500 stan.
Klima	Klimatska zona	submediteranska i visokoplaninska	Sred. god. temp. 15°C, (jan. 4,3 °C, jul 24.2 ° C)	Duga, suva i topla ljeta i blage, vlažne zime
	Stanovnika	2003	16 523	Pozitivna stopa rasta od 1991. (1,14%), a od 2011. stagnacija
		2011	18 472	
		2016	18 336	

Demografija	Stanovnika 2011	urbanih	6 892	Danilovgrad (g) - 5170 Spuž – 1722
		ruralnih	11 580	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	37,3	
		ruralnih	62,7	
	Gustina Glavnog grada (stanovnika/km^2)		36,9	Niža srednja: 1,23 puta manja od prosjeka za Crnu Goru (45,3)
	Prognoza stanovnoštva za 2020.		21 502	Rast po prosječnoj stopi 4% u periodu 2017-2025. Nerealno!

Tabela P.6. Geografsko - demografski indikatori Prijestonice Cetinje

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		910	Nivo Jezera je 6 do 9 mnv, a vrh Lovćena 1749 mnv
	Broj naselja	urbanih	2	Cetinje (670 mnv) i R. Crnojevića
		ruralnih	92	90 naselja sa < od 100 stanovnika
Klima	Klimatska zona	umjereno-kont., obilnim padav. u jesen i zimu	Sred. god. temp. 11 ° C, (zima 2,1 ° C, ljeto 20 ° C).	Relativno svježa ljeta, zime hladne, sa obilnim snijegom
Demografija	Stanovnika	2003	18 482	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1953. (-0,73%), a od 2011. dalji pad po stopi – 1%
		2011	16 697	
		2016	15 837	
	Stanovnika 2011	urbanih	14 166	Cetinje - 13 991 Rijeka Crnojevića – 175
		ruralnih	2 531	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	84,8	
		ruralnih	15,2	
	Gustina Prijestonice (stanovnika/km^2)		18,3	Umjereno niska: 2,38 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovnoštva za 2025.		2020: 16 243 2025: 16 961	Planiran rast od 2016. po stopi 0,76%, tj. vraćanje na nivo 2011.

Tabela P.7. Geografsko - demografski indikatori opštine Berane

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		717	Prosječ. visina je 703 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Berane (679 mnv)
		ruralnih	65	68 rur. naselja sa > 100 stan.
Klima	Klimatska zona	umjereno-kont. u kotlinama, planinska u višim predjelima	Sr. god. temp. 8,5°C (jan. -1,5 °C, jul 18,7 °C)	Topla leta, blaga proleća, ali oštre i hladne zime.
Demografija	Stanovnika	2003	35 068	Pad od 1981. – 2011. (stopa – 1,1%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,76%
		2011	33 970	
		2016	32697	
	Stanovnika 2011	urbanih	11 073	Više od 16 ruralnih naselja sa više od 500 stanovnika od kojih 5 više od 1 000 stanovnika
		ruralnih	22 897	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	32,6	
		ruralnih	67,40	
	Gustina opštine Berane2011. (stanovnika/km^2)		47,4	Srednja: 1,045 puta manja od gustine CG (45,3)

	Prognoza stanovništva 2021. g	56 166	Predviđen porast sa stopom od 5% od 2016. Nerealno!

Tabela P.8. Geografsko - demografski indikatori opštine Andrijevica

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		340	700 do 2 461 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Andrijevica
		ruralnih	23	14 rur. naselja > od 100 stan.
Klima	Klimatska zona	umjereno – kont., sub-planinska i planinska klima	Sr. god. temp. 9,6°C (jan. -0,4 °C, jul 19,5 °C)	Svježa ljeta i hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	5 785	Pad od 1953. – 2011. (stopa – 1,2%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,5%
		2011	5 071	
		2016	4 942	
	Stanovnika 2011.	urbanih	1 055	
		ruralnih	4 016	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	20,8	
		ruralnih	79,2	
	Gustina opštine Andrijevica2011. (stanovnika/km^2)		14,9	Niska: 3,04 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva 2021. g		5 802	Predviđen porast sa stopom od 3,3% od 2016. Nerealno!

Tabela P.9. Geografsko - demografski indikatori opštine Plav

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		486	945 mnv (u opštini najveći vrh CG- Zla kolata 2534 mnv)
	Broj naselja	urbanih	3	Plav, Gusinje, Murino
		ruralnih	20	14 rur. naselja > od 100 stan.
Klima	Klimatska zona	vlažnija subplaninska, preko 1 000 mnv planinska	Sr. god. temp. 8,6°C (jan. -1 °C, jul 18,2 °C)	Topla vlažna ljeta i veoma hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	13 805	Pad od 1991. – 2011. (stopa – 0,7%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,6%
		2011	13 108	
		2016	8 693+3 985[1]= 12 698	
	Stanovnika 2011	urbanih	5 522	
		ruralnih	7586	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	42,1	
		ruralnih	57,9	
	Gustina opštine Plav2011. (stanovnika/km^2)		27	Umjereno srednja: 1,68 puta manja od gustine na nivou CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2025. (uključujući opštinu Gusinje)		2020: 11 950; 2025: 11 369	Predviđen dalji pad po stopi - 1,2% od 2016.

[1] 2014. izdvojena opština Gusinje

Tabela P.10. Geografsko - demografski indikatori opštine Rožaje

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		432	Tri zone: planinsko područje, područje brda i Ibarska dolina
	Broj naselja	urbanih	1	Rožaje (1 006 mnv)
		ruralnih	25	8 rur. naselja > od 500 stan.
Klima	Klimatska zona	umjereno – kontinentalna	Sr. god. temp. 6,0 °C (jan. -3,8 °C, jul 14,8 °C)	4 mjeseca toplo i suvo i 8 mjeseci hladno i vlažno doba,
Demografija	Stanovnika	2003	22 693	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 1,17%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 0,19%
		2011	22 964	
		2016	23 180	
	Stanovnika 2011	urbanih	9 567	
		ruralnih	13 397	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	41,7	
		ruralnih	58,3	
	Gustina opštine Rožaje2011. (stanovnika/km^2)		55,30	Srednja: 1,22 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2020.		29 212	Predviđen dalji rast po stopi - 5,9% od 2016. Nerealno!

Tabela P.11. Geografsko - demografski indikatori opštine Budva

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		122	3 vis. zone: do 1400 mnv.
	Broj naselja	urbanih	4	Budva, Bečići, Petrovac, Sv.Stefan
		suburbanih i uralnih	41	9 suburb. nas.> od 100 st.
Klima	Klimatska zona	mediteranska	Sred.ljetnja temp.. 23 °C , a zimska 10 °C	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
Demografija	Stanovnika	2003	15 909	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 2,6%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 1,4%
		2011	19 218	
		2016	20 575	
	Stanovnika 2011.	urbanih	15 995	
		Suburb. i ruralnih	3 223	
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	83,2	
		suburbanih i ruralnih	16,8	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km^2)		157,5	Umjereno visoka: 3,48 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2020.		-	-

Tabela P.12. Geografsko - demografski indikatori opštine Bar

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		506	Najviša t. Rumija 1596 mnv
	Broj naselja	urbanih	4	Bar, Sutomore i Virpazar
		suburb. i ruralnih	79	7 suburb. nas. > od 1000 st.
Klima	Klimatska zona	Mediteranska sa prelazom na kont. s druge strane Rumije	Sred. god. temp. 15,5 °C (januar 10 °C, jul 23 °C)	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
Demografija	Stanovnika	2003	40 037	Rast od 1948. – 2011. (stopa 1,07%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 0,7%
		2011	42 048	
		2016	43 522	
	Stanovnika 2011.	urbanih	17 727	
		suburbanih i ruralnih	24 321	
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	42,2	
		suburb. i ruralnih	57,8	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km^2)		83,1	Srednja: 1,83 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2020.		-	-

Tabela P.13. Geografsko - demografski indikatori opštine Ulcinj

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		255	Ravnič. i brd.- plan. tereni .
	Broj naselja	urbanih	1	Ulcinj
		suburb. i ruralnih	38	6 rural. nas. > od 500 stan.
Klima	Klimatska zona	mediteranska	Sred. god. 15,8 °C (januar 6,9 °C, jul 24,3 °C)	Veoma topla i suva ljeta i blage zime sa dosta padavina.
Demografija	Stanovnika	2003	20 290	Kontinualan rast od 1948. – 1991. (stopa 1,5%), a od 1991. – 2016. stagnacija
		2011	19 921	
		2016	20 098	
	Stanovnika 2011.	urbanih	10 707	
		suburb. i ruralnih	9 214	
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	53,7	
		suburb. i ruralnih	46,3	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km^2)		78,1	Srednja: 1,72 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva		2020: 24 816 2030: 30 853	Rast od 2016-2029. po stopi 3,3%. Optimistično!

Tabela P.14. Geografsko - demografski indikatori opštine Herceg Novi

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		235	Tri visinske zone
	Broj naselja	urbanih	4	H. Novi, Bijela, Igalo, Zelenika
		suburbanih i ruralnih	23	9 suburb. naselja sa > od 500 st., od kojih 4 > 1 000 st.
Klima	Klimatska zona	Mediteranska	Sred. god. tem. 15,8°C (jan. 8 - 9°C, avg.25°C)	Topla i duga ljeta i kratke i blage zime
Demografija	Stanovnika	2003	33 034	Kontinualan rast od 1948. – 2003. (stopa 1,8%), a od 2003. – 2016. pad po stopi - 0,56%
		2011	30 864	
		2016	30 690	
	Stanovnika 2011	urbanih	19 617	
		suburbanih i ruralnih	11 247	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	63,6	
		suburbanih i ruralnih	36,4	
	Gustina opštine Herceg Novi2011. (stanovnika/km^2)		131,3	Visoka: 2,9 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2021.		41 950	Rast od 2016. po stopi od 6,45%. Nerealno!

Tabela P.15. Geografsko - demografski indikatori opštine Kotor

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		335	Najviša tačka 1385 mnv
	Broj naselja	urbanih	5	Kotor, Dobrota, Risan, Perast i Prčanj
		suburbanih i ruralnih	51	5 suburb.nas. > od 500 st.
Klima	Klimatska zona	Od mediteranske do planinske	Sred. god. tem. 15,8°C (jan. 8 - 9°C, avg. 25°C)	Topla i duga ljeta i kratke i blage zime
Demografija	Stanovnika	2003	22 947	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 0,75%), a od 2011. – 2016. održava se konstantan broj stanovnika
		2011	22 601	
		2016	22 634	
	Stanovnika 2011	urbanih	12715	
		suburbanih i ruralnih	9 886	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	56,2	
		suburbanih i ruralnih	43,8	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km^2)		67,5	Srednja: 1,5 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2021.		41 950	Porast od 2016. po stopi od 6,45%. Nerealno!

Tabela P.16. Geografsko - demografski indikatori opštine Tivat

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		46	5 km^2 na otvorenom moru
	Broj naselja	urbanih	2	Tivat i Donja Lastva
		suburb. i ruralnih	10	3 suburb nas. > od 500 st.
Klima	Klimatska zona	mediteranska	Sred. god. tem. 15°C	Topla i duga ljeta i blage kišovite zime
Demografija	Stanovnika	2003	13 630	Kontinualan rast od 1948. – 2011. (stopa 1,64%), a od 2011. – 2016. dalji rast po stopi 0,76%
		2011	14 031	
		2016	14 572	
	Stanovnika 2011.	urbanih	12 715	
		suburbanih i ruralnih	1 316	
	Stanovnika 2011. (%)	urbanih	72,3	
		suburbanih i ruralnih	27,7	
	Gustina opštine Kotor2011. (stanovnika/km^2)		305,2	Visoka: 6,73 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2020.		16 460	Rast od 2016. po stopi 3%.

Tabela P.17. Geografsko - demografski indikatori opštine Kolašin

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		897	Grad Kolašin (954 mnv)
	Broj naselja	urbanih	1	Kolašin
		ruralnih	69	13 naselja > od 100 st.
Klima	Klimatska zona	umjereno kont., subplaninska i planinska	Sred. god. t. 7.5 °C, (feb. -1 °C, jul 18,1 °C)	Svježa ljeta i veoma hladne zime sa velikim količinama padavina
Demografija	Stanovnika	2003	9 949	Pad od 1961. – 2011. (stopa – 1,14%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 1,7%
		2011	8 380	
		2016	7 704	
	Stanovnika 2011	urbanih	2 725	Teritorija opštine Kolašin je podijeljena na 7 planskih cjelina i 18 planskih zona
		ruralnih	5 655	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	32,5	
		ruralnih	67,5	
	Gustina opštine Kolašin (stanovnika/km^2)		9,3	Niska: 4,9 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2025. g		2020: 8 550 2025: 9 220	Rast sa stopom od 2% od 2016-2025. Nerealno!

Tabela P.18. Geografsko - demografski indikatori opštine Mojkovac

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		367	Rijeke Tara dijeli opštinu na približno dva jednaka dijela
	Broj naselja	urbanih	1	Mojkovac (800-850 mnm)
		ruralnih	14	12 naselja > od 100 stanov.

Klima	Klimatska zona	umjereno kontinent. i planinska	Sred. god. 5°C, (jan. - 0,1 °C, jul 19,2 °C)	Svježa ljeta i veoma hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	10 066	Pad od 1991. – 2011. (stopa – 1,13%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 1,3%
		2011	8 622	
		2016	8 057	
	Stanovnika 2011	urbanih	3 631	
		ruralnih	4 991	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	42,1	
		ruralnih	57,9	
	Gustina opštine Mojkovac 2011. (stanovnika/km^2)		23,5	Srednja: 1,9 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva 2021. g		10 853	Predviđen porast sa stopom od 6% od 2016. Nerealno!

Tabela P.19. Geografsko - demografski indikatori opštine Bijelo Polje

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		924	Grad Bijelo Polje (560 mnm)
	Broj naselja	urbanih	18	Bijelo Polje + 18 manjih
		ruralnih	119	68 rur. naselja > od 100 st.
Klima	Klimatska zona	Umjereno kont. koja preko 1 000 mnv prelazi u planinsku	Sred.god. t. 9,4°C, (jan.-0,9 °C, jul 19,1 °C)	Topla ljeta i veoma hladne zime
Demografija	Stanovnika	2003	50 284	Pad od 1991. – 2011. (stopa – 0,9%), a od 2011. – 2016. dalji pad po stopi – 0,9%
		2011	46 051	
		2016	44 012	
	Stanovnika 2011	urbanih	23 105	
		ruralnih	22 946	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	50,2	
		ruralnih	49,8	
	Gustina opštine Bijelo Polje 2011. (stanovnika/km^2)		54,4	Srednja: 1,2 puta veća od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva 2021. g		56 166	Predviđen porast sa stopom od 5% od 2016. Nerealno!

Tabela P.20. Geografsko - demografski indikatori opštine Pljevlja

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		1 346	Pljevaljska kotlina na 770 mnv
	Broj naselja	urbanih	1	Pljevlja
		ruralnih	158	Najveći broj naselja - u 5 vis. zona
Klima	Klimatska zona	kontin. do 1200 mnv, a iznad planin.-alpska klima	Sred. god. t. 8,2°C, (jan.–2,6 ° C, jul 17,6 ° C).	Duge i oštre zime, kratka i svježa ljeta. Pljevlja su grad sa najvećom oblačnošću u Crnoj Gori
Demografija	Stanovnika	2003	39 806	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1971. (-1,04%), a od 2011. -1,5%
		2011	30 786	
		2016	28 586	
	Stanovnika 2011	urbanih	19 489	
		ruralnih	11 297	

	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	63,30	159 naselja opštine Pljevlja okupljena su u 27 mjesnih zajednica, 7 gradskih i 20 seoskih.
		ruralnih	36,7	
	Gustina (stanovnika/km^2)		22,9	Niska: 2 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva 2029.		-	-

Tabela P.21. Geografsko - demografski indikatori opštine Žabljak

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		445	Preko 30 % opštine iznad 1.500 m.n.v.
	Broj naselja	urbanih	1	Žabljak (1450 m.n.v)
		ruralnih	27	U 6 naselja živi 60% ruralnog stanovn.
Klima	Klimatska zona	Plan.- kontin. klimat. pojas	Sred. god. t. 8° C, (jan.3 °C, jul 14° C)	Duge i hladne zime sa dosta snijega i kratka svježa ljeta
Demografija	Stanovnika	2003	4 204	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1953. (1,1%), a od 2011. 1,8% Skoro cjelokupno stanovništvo svoja stalna naselja ima od 1000-1500 m.n.v. Izražena migracija ruralnog stanovniš.
		2011	3 569	
		2016	3 264	
	Stanovnika 2011	urbanih	1 737	
		ruralnih	1 832	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	48,7	
		ruralnih	51,3	
	Gustina (stanov/km^2)		8	Niska: 25,7 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva 2029.		-	-

Tabela P.22. Geografsko - demografski indikatori opštine Šavnik

Kategorija	Indikator		Iznos	Napomena
Geografija	Površina (km^2)		555	Brdsko – visokoplaninska regija
	Broj naselja	urbanih	1	Šavnik (840 m.n.v)
		ruralnih	26	Sva ruralna između 1000 i 1500 mnv
Klima	Klimatska zona	Planinsko kontinentalni klim. pojas	Sred. god. 9,3° C, (januar -0,8 °C, jul i avgust 19° C).	Duge i hladne zime sa dosta snijega i Kratka umjereno topla ljeta
Demografija	Stanovnika	2003	2 947	Negativna stopa rasta u kontinuitetu od 1948. (-2%), a od 2011. -2,8% Samo tri naselja opštine Šavnik imaju više od 100 stanovnika (Bare, Duži i Tušina),
		2011	2 077	
		2016	1 798	
	Stanovnika 2011	urbanih	456	
		ruralnih	1 621	
	Stanovnika 2011 (%)	urbanih	21,9	
		ruralnih	78,1	
	Gustina (stanovnika/km^2)		3,7	Niska: 12,2 puta manja od gustine CG (45,3)
	Prognoza stanovništva do 2020 i 2025		2 119 2 285	Blag rast do 2020. po stopi 0,2% i intenzivniji rast do 2025. po stopi 1,5%