



# **PLAN RAZVOJA PRENOSNOG SISTEMA CRNE GORE 2023 - 2032.**

**- NACRT -**

## SADRŽAJ

LISTA TABELA.....	5
LISTA SLIKA .....	6
LISTA SKRAĆENICA .....	7
1 PRAVNI OKVIR ZA DONOŠENJE PLANA RAZVOJA.....	9
2 METODOLOŠKI PRISTUP ZA IZRADU PLANA RAZVOJA .....	10
<b>2.1 Metodologija i kriterijumi za planiranje prenosnog sistema.....</b>	<b>11</b>
<b>2.2 Simulacije tržišta električne energije .....</b>	<b>12</b>
<b>2.3 Tehnički kriterijumi i ograničenja u radu EES-a .....</b>	<b>13</b>
<b>2.4 Procjena kandidata za izgradnju "CBA" metodologijom .....</b>	<b>13</b>
<b>2.5 Maksimalna raspoloživa snaga priključenja (<math>\Delta</math>GTC) .....</b>	<b>14</b>
3 OPIS SCENARIJA.....	15
<b>3.1 Ciljevi razvoja prenosnog sistema .....</b>	<b>16</b>
4 POLAZNA OSNOVA ZA IZRADU PLANA.....	19
<b>4.1 Energetski bilans u prethodnom periodu .....</b>	<b>19</b>
<b>4.2 Udio proizvodnih instalisanih kapaciteta prema kategoriji proizvodnje.....</b>	<b>23</b>
<b>4.3 Udio proizvedene električne energije prema kategoriji proizvodnje.....</b>	<b>24</b>
<b>4.4 Raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu (<math>\Delta</math>GTC) .....</b>	<b>25</b>
<b>4.5 Pregled elektroprenosne infrastrukture .....</b>	<b>27</b>
4.5.1 Dalekovodi.....	27
4.5.2 Transformatori 400, 220 i 110kV.....	31
<b>4.6 Pregled potreba za intervencijama na postojećih elementima u toku planskog perioda.....</b>	<b>34</b>
4.6.1 Dalekovodi.....	34
4.6.2 Transformatori .....	34
5 IDENTIFIKOVANJE POTREBA .....	37
<b>5.1 Prognoza potrošnje .....</b>	<b>37</b>
5.1.1 Potrebe razvoja distributivnog sistema .....	40
<b>5.2 Prognoza proizvodnje .....</b>	<b>41</b>
<b>5.3 Prekogrančni projekti.....</b>	<b>44</b>
5.3.1.1 Projekti u okviru ENTSO-E TYNDP liste.....	44
5.3.1.2 Projekti u okviru PECE/PMI liste .....	44
5.3.1.3 Osvrt na planove razvoja susjednih zemalja .....	45
6 SISTEMSKE ANALIZE.....	48
<b>6.1 Analize za 2021. godinu.....</b>	<b>48</b>
6.1.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema .....	48
6.1.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika .....	48

6.1.3	Analiza struja kratkih spojeva.....	49
6.1.4	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	49
6.1.5	Stanje 2021. godina - Zaključak:.....	50
<b>6.2</b>	<b>Analize za 2025. godinu.....</b>	<b>52</b>
6.2.3	Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema .....	52
6.2.4	Analiza naponsko reaktivnih prilika .....	54
6.2.5	Analiza struja kratkih spojeva.....	54
6.2.6	Analiza dinamičke sigurnosti sistema .....	55
6.2.6.1	<i>Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana .....</i>	<i>56</i>
6.2.6.2	<i>Proračun kritičnog vremena isključenja kvara .....</i>	<i>56</i>
6.2.7	Analiza gubitaka .....	59
6.2.8	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	59
<b>6.3</b>	<b>Analize za 2032. godinu.....</b>	<b>61</b>
6.3.1	Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema .....	62
6.3.2	Analiza naponsko reaktivnih prilika .....	62
6.3.3	Analiza struja kratkih spojeva.....	62
6.3.4	Analiza gubitaka .....	63
6.3.5	Analiza prenosne moći i zagušenja.....	64
<b>7</b>	<b>NEOPHODNE INVESTICIJE U PLANSKOM PERIODU.....</b>	<b>69</b>
<b>7.1</b>	<b>Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim.....</b>	<b>69</b>
<b>7.2</b>	<b>Pregled nepotrebnih intervencija na postojećim elementima u toku planskog perioda.....</b>	<b>71</b>
<b>7.3</b>	<b>Pregled ostalih potreba za ulaganjima u prenosni sistem.....</b>	<b>71</b>
7.3.1	Razvoj upravljačke i telekomunikacione infrastrukture .....	71
7.3.2	Projekti unaprijeđenja IT strukture, aplikativnih rješenja i servisa .....	72
7.3.3	Sistemi za nadzor, analizu, upravljanje elektroenergetskim sistemom i obračunska mjerenja .....	72
<b>8</b>	<b>TEHNO-EKONOMSKE ANALIZE.....</b>	<b>74</b>
<b>8.1</b>	<b>Priključenje TS Bečići.....</b>	<b>74</b>
<b>9</b>	<b>ILUSTRACIJA SVEOBUHVAATNE EVALUACIJE INVESTICIJA .....</b>	<b>77</b>
<b>9.1</b>	<b>110/35 kV TS Bečići .....</b>	<b>77</b>
<b>10</b>	<b>LITERATURA I PODLOGE .....</b>	<b>78</b>
<b>11</b>	<b>PRILOG.....</b>	<b>80</b>
<b>11.1</b>	<b>Prilog – Ulazni podaci korišćeni za analizu tržišnih efekata .....</b>	<b>80</b>
<b>11.2</b>	<b>Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana .....</b>	<b>83</b>
<b>11.3</b>	<b>Proračun vrijednosti struja kratkih spojeva.....</b>	<b>86</b>
<b>11.4</b>	<b>Tokovi snaga i naponskih prilika.....</b>	<b>89</b>

11.4.1 Priklučenje TS Bečići -tehno-ekonomska analiza CEDIS (kao poseban Prilog).....	94
---	----

## Lista tabela

Tabela 4-1: Ostvarene potrošnje u periodu 2017-2021. godina na mjestima preuzimanja električne energije iz prenosnog sistema CGES .....	22
Tabela 4-2: Pregled raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu CGES.....	26
Tabela 4-3: Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES .....	29
Tabela 4-4 (nastavak): Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES.....	30
Tabela 4-5: Podaci o transformatorima prenosnog sistema CGES .....	32
Tabela 4-6: Pregled potrebnih intervencija na postojećim elementima CGES .....	35
Tabela 5-1: Prognoza potrošnje električne energije za čvorišta 110/XkV (mjesto preuzimanja energije CEDIS iz sistema prenosa) i prognozirana vršna aktivna i reaktivna opterećenja za horizontne 2025 i 2032. godinu .....	39
Tabela 5-2 – Nove TS 110/x kV do 2025. godine .....	40
Tabela 5-3: Nove TS 110/x kV u periodu 2026 – 2032. godina.....	40
Tabela 5-4: Spisak proizvodnih objekata do 2025.godine.....	41
Tabela 5-5: Spisak proizvodnih objekata u periodu 2026. – 2032.godina .....	42
Tabela 5-6: Lista ENTSO-E TYNDP projekata .....	44
Tabela 6-1: Analiza "N-1" kriterijuma sigurnosti prenosnog sistema EES Crne Gore.....	50
Tabela 6-2: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima.....	56
Tabela 6-3: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda .....	58
Tabela 6-4: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2025.godina .....	59
Tabela 6-5: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore.....	59
Tabela 6-6: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2032.godina .....	63
Tabela 6-7: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore.....	64
Tabela 7-1: Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim .....	69
Tabela 7-2: Pregled investicija na postojećim elementima koje se odlažu .....	71
Tabela 11-1 Spisak proizvodnih objekata do 2032.godine.....	80
Tabela 11-2: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2021.....	86
Tabela 11-3: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2025.....	87
Tabela 11-4: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2032.....	88

## Lista slika

Slika 2-1 Metodološki pristup izradi Plana .....	10
Slika 2-2 Interakcija između tržišnih i mrežnih analiza .....	12
Slika 4-1: Bilans potrošnje CGES 2019-2021 .....	19
Slika 4-2: Grafički prikaz razmjene električne energije po granicama Crne Gore 2019-2021 ....	20
Slika 4-3: Grafički prikaz utrošene električne energije u Crnoj Gori .....	20
Slika 4-4: Raspodjela godišnje kapaciteta/ proizvodnje u 2021. godini po elektranama .....	24
Slika 4-5: Proizvodnja EES Crne Gore po tipovima elektrana u periodu 2017-2021. ....	24
Slika 4-6: Prenosna mreža CGES .....	27
Slika 4-7 – Dužine dalekovoda u prenosnoj mreži .....	28
Slika 4-8 – Kapaciteti dalekovoda u prenosnoj mreži.....	28
Slika 5-1: Porast vršne snage EES Crne Gore 2023 - 2032. godina.....	37
Slika 5-2: Porast neto konzuma EES Crne Gore 2023 - 2032. godina.....	38
Slika 6-1: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2025. godina.....	52
Slika 6-2: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2032. godina.....	61
Slika 6-3: Geografski prikaz regiona između Crne Gore i Albanije sa kapacitetima OIE .....	66
Slika 11-1: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2025. godine.....	83
Slika 11-2: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2025. godine.....	83
Slika 11-3: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Mojkovac,, režim letnjeg maksimuma 2025. godine .....	84
Slika 11-4: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim letnjeg maksimuma 2025. godine .....	84
Slika 11-5: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Danilovgrad, režim letnjeg maksimuma 2025. godine .....	85
Slika 11-6: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim visokih tranzita 2021.....	90
Slika 11-7: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim niskih opterećenja 2021.....	91
Slika 11-8: Topologija prenosne mreže za 2025. godinu .....	92
Slika 11-9: Topologija prenosne mreže za 2032. godinu .....	93

## Lista skraćenica

Skraćenice država:

skraćenica	Zemlja	ISO skraćenica
A	Austrija	AT
AL, ALB	Albanija	AL
BG, BUL	Bugarska	BG
BiH, B&H	Bosna i Hercegovina	BA
GR	Grčka	GR
CRO	Hrvatska	HR
I, IT, ITA	Italija	IT
MNE	Crna Gora	ME
MK, MKD, FYROM	Sjeverna Makedonija	MK
RO, ROM	Rumunija	RO
SLO, SI	Slovenija	SI
TR, TUR	Turska	TR
UA, UKR	Ukrajina	UA
RS, SRB	Srbija	RS

ostale skraćenice:

ACER	Agencije za saradnju energetske regulatornih tijela (ACER) Evropske unije
AHP	Analitički Hijerarhijski Proces
ATC	Available Transfer Capacity (Rasploživ prenosni kapacitet)
BCE	Osnovni scenario razmjene
B/C	Odnos dobit /cijena
CBA	ENTSO-E Metodologija za analizu dobiti
CEPA	Cambridge Economic Policy Associates
CGES	Operator prenosnog sistema Crne Gore
DV	Dalekovod
EENS	Expected Energy Not Supplied: Očekivana neisporučena električna energija
EES	Elektroenergetski sistem
EMI	Electricity Market Initiative
EMS	Operator prenosnog sistema Srbije (Elektromreža Srbije)
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore
ESO	Operator prenosnog sistema Bugarske
ENTSO-E	Evropska asocijacija operatora prenosnog sistema za struju
GTC	Propusna moć mreže

HE	Hidroelektrana
HVDC	Visokonaponski kabl jednosmjerne struje
IRR	Interna stopa povraćaja
JIE	Jugoistočna Evropa
KOSTT	Operator prenosnog sistema Kosova
MKI	Ministarstvo kapitalnih investicija Crne Gore
MEPSO	Operator prenosnog sistema Makedonije
mHE	Male hidroelektrane
NE	Nuklearna elektrana
NOS (BiH)	Nezavisni operator sistema Bosne i Hercegovine
NPV/NSV	Neto sadašnja vrijednost
NRL, nrl	Nerealan limit
NTC	Neto propusni kapacitet na granici
OPS	Operator Prenosnog Sistema
OST	Operator prenosnog sistema Albanije
PS Transformator	Transformator sa pomjerajem ugla („Phase-shift“ Transformer)
PZ	Programski zadatak
SECI	Inicijativa zemalja Jugoistočne Evrope – (projekat)
SEW	Socijalno-ekonomska dobit
RAE, Agencija	Regulatorna agencija za energetiku Crne Gore
TE	Termoelektrana
TEL	Operator prenosnog sistema Rumunije
TERNA	Operator prenosnog sistema Italije
TR	Transformator
TS	Transformatorska stanica
TSO	Operator prenosnog sistema
WB6	Western Balkan 6 zemlje (Albanija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Kosovo, Sjeverna Makedonija i Srbija)



## 1 Pravni okvir za donošenje Plana razvoja

Prema Zakonu o energetici Crne Gore [1] operator prenosnog sistema električne energije dužan je da vrši prenos električne energije pod uslovima određenim licencom na principima objektivnosti, transparentnosti i nediskriminatornosti. Kako bi ispunio tu, najvažniju ulogu, odnosno da bi ispunio uslove koji se pred njega postavljaju u toku operativnog rada, operator prenosa električne energije je dužan da prema Članu 112 Zakona o energetici Crne Gore („Službeni list Crne Gore“, br. 005/16, 051/17, 082/20), izradi desetogodišnji plan razvoja prenosnog sistema. Taj Plan mora biti, u najvećoj mjeri usklađen sa planskim dokumentima Crne Gore, odnosno sa planom razvoja susjednih prenosnih sistema.

U skladu sa tim, operator prenosnog sistema dostavlja i godišnje investicione planove utvrđene prema potrebama korisnika sistema, a koji su u skladu sa izrađenim desetogodišnjim planom razvoja prenosnog sistema i prostorno-planskim dokumentima.

Operator prenosnog sistema (u daljem tekstu CGES) je nadležan i odgovoran za tehničke kriterijume planiranja i prognozu potrošnje električne energije koji su usklađeni sa tehničkim standardima datim u okviru "Pravila za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije" [3] i Strategijom razvoja energetike [6] u Crnoj Gori, pri čemu se svake tri godine, izrađuje plan razvoja za sljedećih 10 godina i podnosi se Regulatornoj agenciji za energetiku na odobrenje.

Pored toga, Regulatorna Agencija za Energetiku Crne Gore (RAE) je propisala Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije () utvrđuju način i postupak izrade, sadržaj, način i postupak davanja saglasnosti, postupak sprovođenja javne rasprave, kao i način praćenja realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije (u daljem tekstu: plan razvoja).

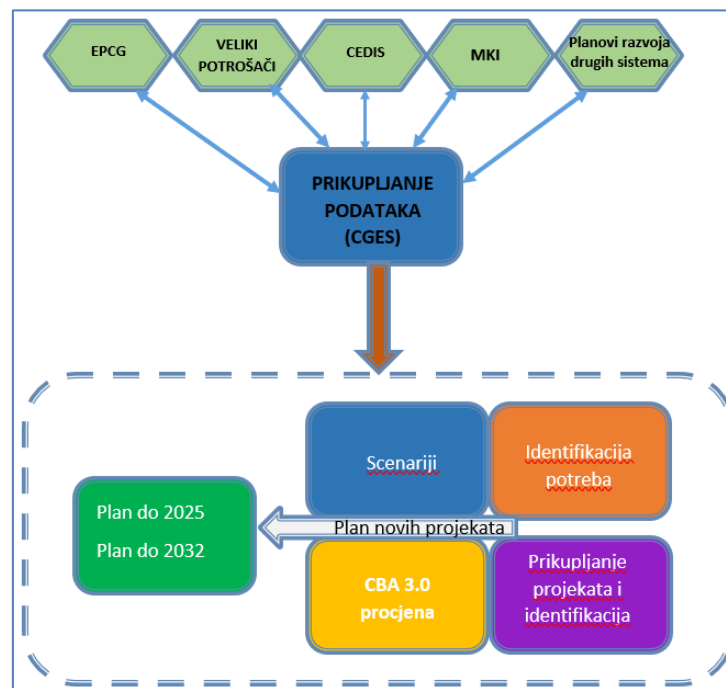
## 2 Metodološki pristup za izradu Plana razvoja

Metodološki pristup izradi plana podrazumijeva niz aktivnosti koje je potrebno sprovesti kako bi plan doveo do svog cilja a to je planiranje sistema koje omogućava pouzdan i siguran rad elektroenergetskog sistema kao i mogućnost priključenja novih izvora i potrošača, u skladu sa potrebama novih korisnika.

Sama procedura izrade Plana započeta je nizom aktivnosti od strane Operatora prenosnog sistema (CGES), prije svega sa ciljem prikupljanja podataka i upoznavanja korisnika prenosnog sistema (CEDIS, EPCG) i nadležnih državnih subjekata (MKI) o dinamici izrade Plana.

Metodološki pristup za izradu Plana sastoji se od sljedećih komponenti:

- Prikupljanje podataka od korisnika prenosnog sistema u koje spadaju:
  - CEDIS
  - EPCG
  - Ministarstvo kapitalnih investicija
  - Direktni potrošači
- Prikupljanje podataka o planovima razvoja susjednih sistema, ili sistema čiji razvojni projekti mogu imati uticaj na prenosnu mrežu CGES-a
- Pravljenje tržišnih i mrežnih scenarija razmjene električne energije u regionu
- Identifikacija uskih grla u prenosnoj mreži
- Geografski prikaz ukupno raspoloživih snaga po tačkama u sistemu slobodnih za priključenje novih korisnika ( $\Delta$ GTC) zasnovan na trenutnom stanju prenosne mreže
- Identifikacija potrebnih projekata
- Analiza isplativosti (ENTSO-E CBA 3.0)
- Plan razvoja novih projekata



Slika 2-1 Metodološki pristup izradi Plana

Tržišne analize podrazumijevaju proračun socio-ekonomske dobiti, od izgradnje novog prenosnog objekta, za društvo u cjelini (uključujući region), pri čemu je ta dobit posljedica spajanja dvije cjenovne oblasti i

izjednačavanje cijena između njih. Ukoliko neki projekat prenosnog sistema doprinosi izjednačavanju cijena između dvije cjenovne oblasti, tržišne analize pokazuju koliko taj projekat ima uticaj na društvo u cjelini.

Na osnovu modela tržišta električne energije, odabrali su se karakteristični sati (obično sa maksimalnom i minimalnom potrošnjom, maksimalnom i minimalnom komercijalnom razmjenom na granici prenosnog sistema CGES, sa maksimalnim i minimalnim tranzitima) na osnovu kojih su se pravili mrežni modeli.

Na mrežnim modelima su se radile dalje analize koje su dale rezultate u vidu potrebe ojačanja prenosnog sistema kako bi se na najsigurniji i najbezbedniji način zadovoljile potrebe postojećih i novih korisnika prenosnog sistema.

Ukupne dobiti proračunate u mrežnim i tržišnim analizama čine ukupnu dobit po društvo (od strane novog objekta). Pomenute analize se rade kako bi se uradila procjena potrebnih investicija i njihova isplativost u periodu eksploatacije.

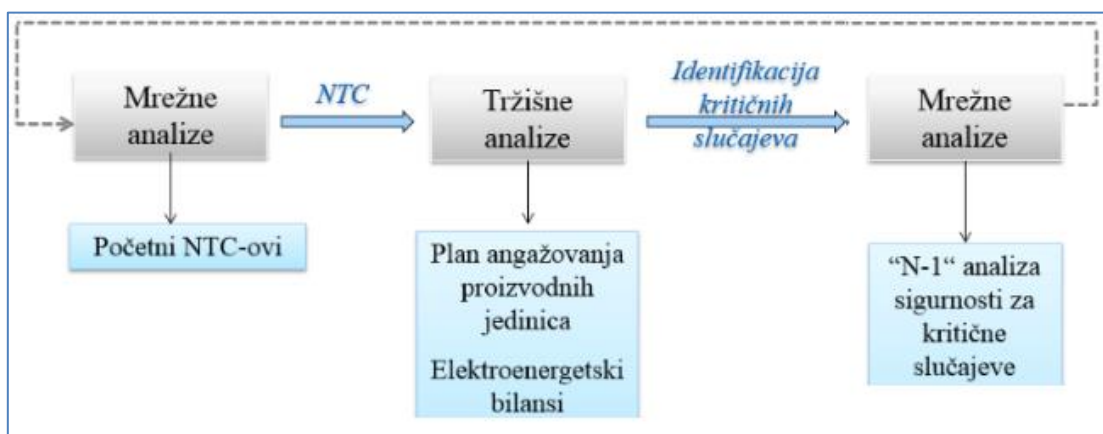
Potom se za svaki novi objekat odredio njegov plan investicija, koji zajedno za ostalim investicijama (rekonstrukcije, zamjene dotrajale opreme, sistemi zaštite, sistemi za nadzor, razmjenu i skladištenje podataka, itd.), čine jedinstven Investicioni plan.

## 2.1 Metodologija i kriterijumi za planiranje prenosnog sistema

Deregulacijom elektroenergetskog sektora i liberalizacijom tržišta električne energije, umjesto centralnog upravljanja i planiranja, pojavljuje se veliki broj kompetitivnih učesnika koji djeluju nezavisno i čiju koordinaciju je potrebno uskladiti sa višeg nivoa, odnosno sa nivoa sistemskih mogućnosti i potreba, pri čemu glavnu ulogu treba da ima operator prenosnog sistema. U ovakvim uslovima, planiranje razvoja prenosnog sistema postaje izuzetno kompleksan zadatak u kom planeri moraju uvažiti veliki broj nepoznanica i neizvjesnosti u vidu tehničkih, ekonomskih i regulatornih ograničenja.

Planovi razvoja prenosnog sistema moraju se pokazati dovoljno robusnim i adekvatnim da zadovolje široku lepezu mogućih budućih stanja sistema. Iz ovih razloga, više nije samo poželjno, već i neophodno da mrežnim prethode tržišne analize, koje će optimizovati rad proizvodnog portfelja, proizvesti plan angažovanja proizvodnih jedinica, ali i identifikovati pojedine specifične (nekarakteristične) sate, za koje je potrebno uraditi analizu stanja sistema. Ovakva praksa korišćenja i tržišnih i mrežnih analiza u izradama planova razvoja se koristi i kod procesa pan-Evropskog planiranja razvoja prenosnog sistema od strane asocijacije ENTSO-E.

Naravno, uzete su se u obzir i specifičnosti sistema, te pronašao optimalan način da se ispune i jedni i drugi uslovi, uz uvažavanje činjenice da su ENTSO-E metodologije napravljene za otvoreno tržište električne energije.



Slika 2-2 Interakcija između tržišnih i mrežnih analiza

Za pojedine projekte nije bilo moguće dati detaljnu analizu benefita koja bi se mogla monetizovati, ali je dato obrazloženje potreba za realizaciju takvih projekata. U takve projekte spadaju nabavke pojedine opreme, popravke dotrajalih elemenata i slično.

U ovoj analizi, uzeta je vrijednost od 10 000 €/MWh za neisporučenu električnu energiju (ENTSO-TYNDP 2020) sagledanu iz ugla prenosnog sistema, dok je kod analiza priključenja distributivnih TS, uzeta cijena od 2,5€/kWh, kako je to dato u Tehno-ekonomskim analizama CEDIS-a (poseban Prilog).

Cijena električne energije u Crnoj Gori iz vjetroelektrana iznosi 96 €/MWh.

Za cijenu gubitaka i neisporučene energije iz ostalih proizvodnih objekata (osim VE Krnovo i Možura), korišćena je cijena dobijena iz tržišnih analiza zasnovana na očekivanim prilikama pri vođenju sistema za datu godinu u budućnosti. Naime, prema članu 9, Stav 6, kao i Članom 28 Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije [14], cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka određuje se na način definisan Zakonom. Obzirom da su analize u okviru predmetnog Plana zasnovane na simulacijama tržišta električne energije, kako je predviđeno smjernicama ENTSO-E [8], tako su i cijene gubitaka i tehno-ekonomske analize preuzete iz rezultata dobijenih tržišnim analizama.

Generalno gledajući, ENTSO-E CBA metodologija se primjenjuje na međudržavne projekte (regionalne projekte), ili na interne projekte koji imaju uticaj na određeni region.

## 2.2 Simulacije tržišta električne energije

U okviru tržišnih simulacija optimizovan je rad mješovitih hidro-termo sistema Evrope sa ciljem maksimizacije dobrobiti pan-Evropskog tržišta električne energije, uz uvažavanje raspoložive energije iz obnovljivih izvora, ograničenja u prenosnoj mreži, kao i tržišne interakcije između modelovanih zemalja. Analize su sprovedene za 2025. i 2032. godinu, kao presječne godine.

Tržišne simulacije će biti izvršene u programskom paketu Antares. Za svih 8760 sati, utvrđuje se angažovanje svih proizvodnih kapaciteta, uz optimizaciju ukupnih troškova rada kompletnog modelovanog sistema i primjenu kratkoročnih marginalnih troškova. Tokom simulacija uvažavaju se komercijalna ograničenja prenosa (NTC) uz pretpostavku idealnog tržišta (bez primjene tržišne moći) i cjenovno neelastične potrošnje.

Sprovedenim simulacijama se za svaki sat u svakoj analiziranoj godini, dobijaju se sljedeći izlazni podaci od interesa za mrežne analize:

- angažovanje proizvodnih jedinica Crne Gore (8760 satnih vrijednosti)
- uvozno/izvozne pozicije zemalja SEE
- komercijalne razmjene Crne Gore po granicama

## 2.3 Tehnički kriterijumi i ograničenja u radu EES-a

Pored kriterijuma i metodologije koja su opisana u okviru „Tržišnih analiza“, u okviru ovog poglavlja je dat kratak pregled ostalih kriterijuma, koji se mogu podvesti pod „Tehničke kriterijume“, koji su obuhvaćeni Pravilima za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije, CGES [3].

Planirana izgradnja, rekonstrukcija i dogradnja prenosnih objekata mora obezbijediti preduslove za razvoj proizvodnih i distributivnih kapaciteta, razvoj tržišta električne energije i pouzdanu i kvalitetnu isporuku električne energije za prognozirani nivo potrošnje.

Za identifikaciju eventualnih problema i planiranje prenosnog sistema, OPS koristi sljedeće kriterijume planiranja:

1. Tehničke kriterijume i ograničenja za normalne pogonske uslove,
2. Tehničke kriterijume i ograničenja za otežane uslove rada,
3. Kriterijum dozvoljenih struja kratkih spojeva, i
4. Kriterijume uvođenja novih elemenata prenosnog sistema i rekonstrukcije postojećih.

## 2.4 Procjena kandidata za izgradnju "CBA" metodologijom

Uticaj potencijalnih budućih prenosnih objekata je analiziran kroz više kriterijuma „cost-benefit“ analize utvrđenih od strane ENTSO-E. Prema ovom pristupu scenariji novih prenosnih objekata se procjenjuju preko različitih benefit kategorija i poredi prema njihovim indikatorima. Indikatori benefit kategorija su rezultat mrežnih i tržišnih analiza.

U skladu sa ENTSO-E CBA 3.0 metodologijom [8], rezultati Studije će pokazati sljedeće indikatore na osnovu kojih će se vrednovati projekti/klasteri (nabrojani u skladu sa numeracijom ENTSO-E CBA metodologije):

1. B1 - Opštedruštvena ekonomska korist (koristi se samo za one interne projekte koji mogu imati značajan prekogranični uticaj kao projekti interkonekcije ili mogu riješiti interna uska grla, što dovodi do velikih internih koristi koje se postižu smanjenjem generisanja troškova redispečinga. Njihov SEW se mora izračunati korištenjem metodologije redispečiranja primjenom dvije simulacije, sa i bez projekta.)
2. B2 – Dodatna socijalna korist zbog smanjenja emisije CO<sub>2</sub>
3. B3 – Integracija obnovljivih izvora energije
4. B4 – Društvena dobit kao rezultat smanjenja emisije ostalih gasova
5. B5 – Promjena gubitaka u prenosnoj mreži
6. B6 – Sigurnost snabdijevanja – Adekvatnost snabdijevanja potrošnje
7. B7 – Sigurnost snabdijevanja – Fleksibilnost sistema
8. B8 – Sigurnost snabdijevanja – Stabilnost sistema
9. B9 – Smanjenje troškova redispečiranja

Pokazatelji koristi od izgradnje pojedinih projekata su dobijeni primjenom proračuna SA i BEZ projekta, čime se dobija njegov uticaj korisnosti na prenosnu mrežu i cjelokupan sistem Crne Gore uopšte. Za slučajeve gdje nije bila moguća monetizacija koristi projekta, njegovi benefiti su dati opisno.

ENTSO-E CBA metodologija se u evropskoj praksi primjenjuje na regionalne projekte, ili interne projekte koji imaju uticaj na region.

Istovremeno, potrebno je napomenuti da su dobiti dobijene iz tržišnih analiza u direktnoj vezi sa povećanjem prekograničnih kapaciteta između tržišnih oblasti, tako da u slučaju da projekat ne povećava kapacitet između zona trgovanja, socijalno-ekonomska dobit je jednaka nuli (kao i ostali tržišni benefiti).

## 2.5 Maksimalna raspoloživa snaga priključenja ( $\Delta GTC$ )

Još jedan važan pokazatelj spremnosti prenosne mreže da primi nove proizvodne i potrošačke objekte je maksimalno raspoloživa snaga priključenja na tačkama priključenja prenosnog sistema, i u okviru ovog Plana je urađena analiza u skladu sa Pravilima za funkcionisanje prenosnog sistema i važećom Metodologijom za proračun raspoloživih kapaciteta za priključenje

Ovom metodologijom utvrđuje se način proračuna maksimalne raspoložive snage priključenja na postojećim tačkama priključenja elektroprenosnog sistema, koje ne zahtijevaju dalji razvoj sistema u cilju trajnog očuvanja garantovanih parametara prenosa.

Maksimalna raspoloživa snaga na tački priključenja (GTC – Grid Transfer Capacity) je najviša dozvoljena snaga razmjene na tački priključenja, koja ne zahtijeva dalji razvoj sistema u cilju trajnog očuvanja parametara prenosa garantovanih Pravilima za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije.

Maksimalna raspoloživa snaga priključenja, za svaku tačku priključenja utvrđuje se na iznos manje od vrijednosti preostalog teorijski slobodnog kapaciteta i ostalih ograničenja:

$$MAC = \min(RTC, OO)^1$$

---

<sup>1</sup> CGES zadržava pravo da u zavisnosti od konkretnog zahtjeva potencijalnih korisnika mreže za priključenje, uradi dodatne analize mogućnosti priključenja u određenoj tački prenosne mreže

### 3 Opis scenarija

U Strategiji za Evropsku energetska uniju koju je objavila Evropska komisija u februaru 2015. godine, naglašeno je da je potrebno integrisano upravljanje kako bi se osiguralo da sve energetske aktivnosti na nivou EU i na nacionalnom, regionalnom i lokalnom nivou doprinose ciljevima Energetske unije. Time će se do 2030. godine proširiti opseg izvan okvira klimatske i energetske politike i uključiti svih pet ključnih dimenzija Energetske unije: 1. Energetska sigurnost, 2. Unutrašnje energetska tržište, 3. Energetska efikasnost, 4. Dekarbonizaciju i 5. Istraživanje, inovativnost i konkurentnost.

NEKP-ovi bi trebali pokrivati period od 2021. do 2030., postavljajući put za postizanje dogovorenih ciljeva za 2030., nadograđivati se na ono što svaka ugovorna strana treba da isporuči u odnosu na svoje politike i uključuju perspektivu do 2050. kako bi se osigurala konzistentnost s dugoročnim relevantnim ciljevima politike na nivou EU i Energetske zajednice.

Crna Gora se, kao članica UN, ratifikacijom Pariskog sporazuma obavezala da će se pridružiti međunarodnoj zajednici sa ciljem smanjenja emisije gasova staklene bašte. Pored toga, kao članica Energetske zajednice i kandidat za članstvo u EU, Crna Gora se obavezala da će ispuniti ciljeve Energetske zajednice i Evropske unije u oblastima obnovljive energije, energetske efikasnosti i smanjenja emisije gasova staklene bašte. Da bi ispunila ove obaveze i ostvarila postavljene ciljeve, Crna Gora mora uskladiti i koordinirati svoju energetska i klimatska politiku. Integracija pitanja životne sredine i klimatskih promjena u ambiciozne razvojne i energetske politike i strategije jedan je od najvećih izazova zemlje u pridruživanju Evropskoj uniji.

Imajući u vidu da Plan naročito mora da sadrži (između ostaloga) razrađene scenarije u skladu sa Nacionalnim energetska i klimatska planom (NEKP), potrebno je napomenuti da je NEKP trenutno u fazi izrade i da nije realno očekivati da u zvaničnoj, nacrtnoj fazi bude prije kraja 2022. godine. Kako je NEKP u početnoj fazi izrade, u okviru ovog Plana nije rađena analiza prema scenarijima koje bi taj plan obuhvatio, pa su stoga u okviru predmetnog Plana korišćeni rezultati i ulazni podaci aktuelnih studija ([15], EMI projekat i druge).

U ranijim planovima razvoja (i u Strategiji) bila je predviđena izgradnja hidroelektrana na rijeci Morači, ali u predmetnom Planu razvoja HE na Morači više nijesu aktuelne (prema dostavljenim podacima od strane MKI-a).

Model EES-a obuhvata Crnu Goru, kao i ostale Evropske države modelovane sa sljedećim nivoom detaljnosti:

- Potrošnja: ukupna potrošnja definisana srednje satnim opterećenjima
- Konvencionalni proizvodni kapaciteti (TE, HE): svaka elektrana posebno ili elektrane grupisane po klasterima sa odgovarajućim tehničkim i ekonomskim parametrima
- Obnovljivi izvori energije (vjetar, sunčeva energija): ukupna raspoloživa satna proizvodnja za svaku tehnologiju, u skladu sa satnim CF faktorima, tretirana kao „must run“ prioritetna proizvodnja.
- Prenosna ograničenja na interkonekcijama definisana NTC vrijednostima.

Izvor podataka za Crnu Goru su upitnici dobijeni od strane korisnika prenosnog sistema Crne Gore (EPCG, Ministarstvo, investitori...), a za ostale evropske države relevantne studije ERRa 2021, TYNDP 2020, kao i klimatske baze podataka.

Samoi scenariji razvoja novih izvora su sadržani kroz tržišnu simulaciju definisanu na osnovu vjerovatnoće sekvencijalne satne simulacije rada elektroenergetskog sistema uz primjenu sljedećih simulacija:

- Primjena Monte Carlo metode koja obuhvata različite kombinacije vjetra, sunca, hidrogneracije kao i različite promjene potražnje u odnosu na vremenske uslove (promjene brzine vjetra,

hidrološki uslovi, temperatura) i različite nivoe nedostupnosti termalnih jedinica zbog kvarova ili održavanja

- Hidro-termo optimizacija („optimalno dispečiranje po satu“) s ciljem minimiziranja troškova rada sistema
- Poštivanje karakteristika i ograničenja u prenosnoj mreži (NTC ili GTC ograničenja sa istosmjernim protokom opterećenja u skladu sa PTFD faktorima)

### 3.1 Ciljevi razvoja prenosnog sistema

Cilj Plana razvoja definisan je Članom 4 „Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije“ (u daljem tekstu Pravila), u kome je jasno naznačeno da Plan treba detaljno da prikaže stanje prenosnog sistema u Crnoj Gori u godini koja prethodi planskom periodu, utvrdi smjernice za njegov razvoj u skladu sa potrebama korisnika sistema, kao i potrebne investicije u skladu sa predloženim razvojem prenosnog sistema.

Okosnica ovog planiranja razvoja prenosne mreže je Zakon o energetici, odnosno oni njegovi članovi koji se odnose na Plan razvoja prenosne mreže. Ukazano je da pri izradi Plana razvoja, Zakon o energetici poseban naglasak stavlja na podršku ostvarivanja niza dugoročnih ciljeva od kojih je najvažniji pouzdano, sigurno i kvalitetno snabdijevanje električnom energijom, što se poklapa i sa misijom koju CGES ima ispred sebe.

#### Cilj 1 – Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu

Na početku analiza, Plan razvoja ima za cilj da detaljno prikaže stanje prenosnog sistema u Crnoj Gori, kako bi se uočila uska grla koja doprinose smanjenoj razmjeni električne energije, kako u okviru iste cjenovne zone, tako i između različitih cjenovnih oblasti, kao bi se omogućilo nesmetano trgovanje električnom energijom. Dakle, naglasak nije samo na razvoju domaćeg veći kompletnog evropskog tržišta električne energije.

Na 110 kV naponskom nivou, osim projekata interne 110 kV mreže i rješavanja radijalno napajanih distributivnih transformatorskih stanica 110/x kV, CGES na transparentan i nediskriminatorni način planira i realizuje takođe i projekte povezivanja prenosnog i distributivnog sistema, kao i projekte priključenja objekata na prenosni sistem Crne Gore Srbije, čime se omogućava plasiranje svih količina proizvedene električne energije i njen pouzdan i efikasan prenos do kupaca, odnosno krajnjih potrošača.

#### Cilj 2 – Sigurnost nacionalnog sistema

Plan razvoja mora biti utemeljen na postojećoj i planiranoj proizvodnji i opterećenju sistema i sadržati mjere koje garantuju sposobnost sistema da zadovolji potrebe za prenosom električne energije i dugoročnu sigurnost snabdijevanja.

Istovremeno, definišu se potrebna pojačanja postojećih i izgradnja novih objekata prenosnog sistema kako bi se pravovremeno pokrenule procedure vezane za njihovo projektovanje, osiguranje sredstava, izgradnju i puštanje u pogon.

#### Cilj 3 - Sigurnost nesmetane trgovine električne energije u regionu

Prenosni sistemi država u regionu JIE su, u poređenju sa ostalim ENTSO-E regionima, međusobno slabije povezani. Posljednjih godina se uočava značajan rast novih instalisanih kapaciteta u obnovljivim izvorima, naročito vjetroelektrana, ali i solarnih jedinica.

Planirani projekti u prenosnoj mreži regiona JIE (novi objekti i rekonstrukcija postojećih objekata) tokom naredne decenije imaju za cilj povećanje sigurnosti snabdijevanja, podršku integraciji obnovljivih izvora, povezivanje tržišta električne energije u regionu, kao i jačanje interkonektivnih veza između prenosnih sistema i povećanje raspoloživih prenosnih kapaciteta.



#### Cilj 4 – Pravilno planiranje u cilju minimizacije kapitalnih investicija u prenosnu mrežu

Potrebno je prije svega voditi računa da se prilikom pripreme i izbora tehničkog rješenja, na način da se između mogućih tehničkih rješenja koja ispunjavaju zahtjeve i ograničenja, izabere:

- rješenje koje za postizanje ciljeva prouzrokuje minimalne troškove investicije, i
- rješenje koje omogućava umanjivanje ukupnih troškova poslovanja operatora ili, ako to nije moguće, prouzrokuje najmanje uvećanje ovih troškova

Zakon jasno definiše da OPS održava, modernizuje, poboljšava i razvija prenosni sistem električne energije sa jasno definisanim ciljevima u okviru planiranja:

- utvrđuje tehničko-tehnološke uslove za povezivanje elektroenergetskih objekata, uređaja i postrojenja u jedinstven sistem;
- razvija prenosnu mrežu na način da u okviru tehničko -tehnoloških mogućnosti prenosnog sistema ne ograničava kupovinu i prodaju električne energije;
- planira rad prenosnog sistema, u saradnji sa operatorom tržišta i operatorima drugih sistema;
- rješava preopterećenja pojedinih elemenata prenosnog sistema, vodeći računa o ravnopravnom položaju svih korisnika prenosnog sistema

#### Cilj 5 – Pravilno planiranje u cilju priključenja obnovljivih izvora električne energije i povećanja socio-ekonomske dobiti

Planirane prenosne mreže mora uvažiti različite tehnologije (vjetroelektrane, solarne elektrane, gasne elektrane, elektrane na uglj, hidroelektrane, itd.) i energiju koju proizvode i koja se, u cilju snabdijevanja određene potrošnje mora prenijeti uz pomoć prenosnog sistema na manje ili veće udaljenosti. Stoga se planiranje prenosne mreže odnosi na predviđanje koliko energije (i snage) će biti potrebno za zadovoljenje potrošnje, dok je za planiranje i izbor prenosnih elemenata bitno i gdje će se generisati i gdje će se trošiti ta energija. Iako su troškovi prenosa znatno manji od troškova proizvodnje, tek dobro izgrađen prenosni sistem omogućava optimalno iskorišćenje proizvodnih kapaciteta i raspoložive energije te povećanje energetske efikasnosti i smanjenje ukupnih troškova na duži rok.

U procesu planiranja razvoja prenosnog sistema ne želi se napraviti tzv. „zlatna mreža“, mreža koja neće imati nikakvih ograničenja, već je cilj da se razvije dinamična, fleksibilna i robusna mreža, prilagodljiva budućim promjenama u proizvodnji i potrošnji.

U okviru tržišnih simulacija optimizovan je rad mješovitih hidro-termo sistema Evrope sa ciljem maksimizacije dobiti pan-Evropskog tržišta električne energije (ne samo nacionalnog tržišta), uz uvažavanje raspoložive energije iz obnovljivih izvora, ograničenja u prenosnoj mreži, kao i tržišne interakcije između modelovanih zemalja.

#### Cilj 6 – Povezivanje evropskog tržišta električne energije

Bitan segment strateškog razvoja prenosnog sistema i u narednom desetogodišnjem periodu ostaje izgradnja interkonektivnih veza ka susjednim sistemima, prije svega sa Bosnom i Hercegovinom, Srbijom, Kosovom i Albanijom, čime se osigurava visok nivo sigurnosti napajanja potrošača na čitavoj teritoriji Crne Gore u posmatranom periodu. Projekat povezivanja sa BiH i Srbijom novim 400 kV interkonekcijama je dio izgradnje tzv. Transbalkanskog koridora, koji za cilj ima povećanje kapaciteta zapadno-balkanske interkonekcije, u pravcu istok - zapad i sjever - jug.

#### Cilj 7 – Strateški pravci unapređenja i razvoja u zaštite životne sredine

U okviru ovog cilja, potrebno je prije svega prilagoditi sopstveno poslovanje u cilju sljedećih aktivnosti:

- Upravljanje opasnim materijama (izolacionim uljima)
- Izgradnja novih „ekoloških“ uljnih jama ili rekonstrukcija postojećih

- Uvođenje novih informacionih tehnologija - GIS u svrhu praćenja parametara sistema
- Aktivno učešće u usklađivanju zakonskih propisa
- Izrada studija, elaborata u oblasti zaštite životne sredine
- Projekti energetske efikasnosti – pilot projekti; Ugradnja DLS uređaja za praćenje opterećenja kritičnih raspona vodova zamjenjuje, ili odlaže njihovu rekonstrukciju, odnosno znatno manje utiče na okolinu (magnetna zračenja i slično)

## 4 Polazna osnova za izradu Plana

### 4.1 Energetski bilans u prethodnom periodu

Na osnovu raspoloživih bilansa utrošene električne energije u Crnoj Gori za pet godina (2017 – 2021.), prikazanih na Slici 4-1, uočava se pad ukupne potrošnje do 2021. godine (kao posljedica pada potrošnje velikih potrošača).

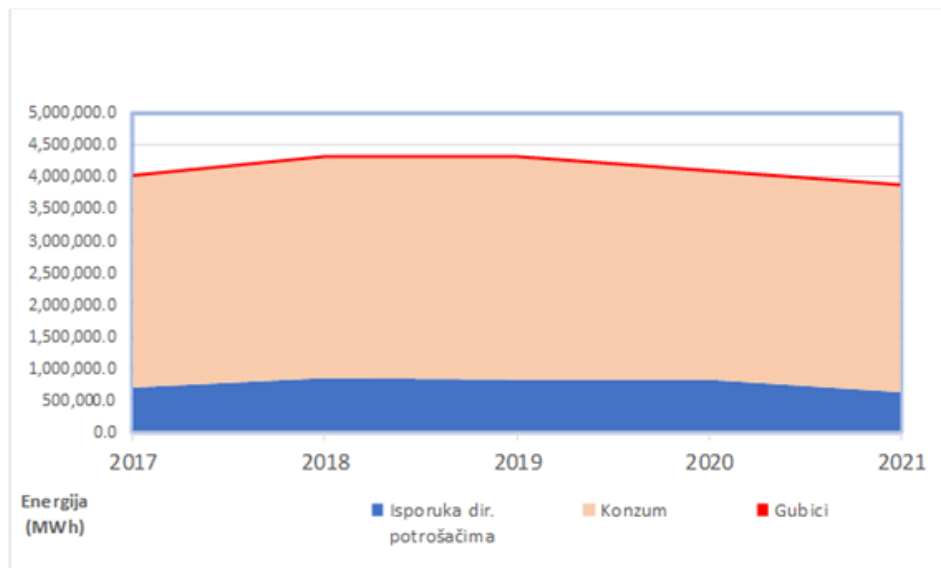
Najveći dio potrošnje električne energije čini distributivna potrošnja, ali je ukupna potrošnja električne energije u značajnoj mjeri određena potrošnjom tri postojeća direktna potrošača: KAP, Željezara i ŽICG. U istom periodu, distributivna potrošnja u Crnoj Gori bilježi rast to 2018. godine, da bi nakon toga, usljed pandemije COVID 19, došlo do značajnog pada od oko 13.5%.

U toku 2021. godine je došlo i do značajnog smanjenja potrošnje KAP-a, što ukupno utiče na energetski bilans Crne Gore u smislu da znatno manje uvozi nego prethodnih godina.

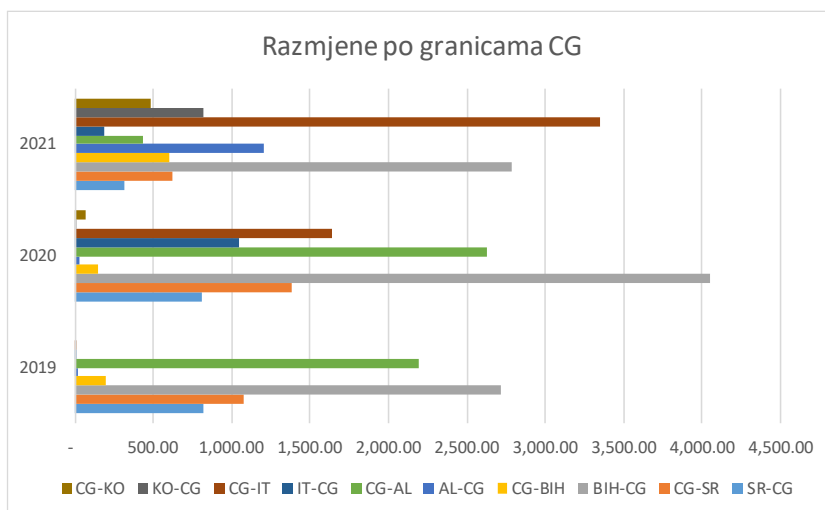
Kada su u pitanju razmjene po granicama, u toku prethodne 3 godine (Slika 4-2), najveći nivo razmjene je ostvaren sa Bosnom i Hercegovinom u toku 2020. godine od oko 4,06 TWh uvoza, kao i sa Albanijom u istoj godini od oko 2,6 TWh izvoza. To dovodi do zaključka da je CGES uglavnom bio tranziter električne energije, što dovodi do jasnog signala da je potrebno razmišljati i novim interkonekcijama na navedenim granicama.

Kada je u pitanju granica ka Italiji (HVDC), električna energija je uglavnom imala smijer ka Italiji, što je za posledicu imalo znatno uvećanje tranzita u odnosu na period prije 2019. godine

CGES u svojim mrežnim simulacijama ne uvažava distributivnu mrežu (nije obrađen model distributivne mreže), što je u skladu sa ustaljenom praksom ostalih ENTSO-E operatora prenosne mreže.



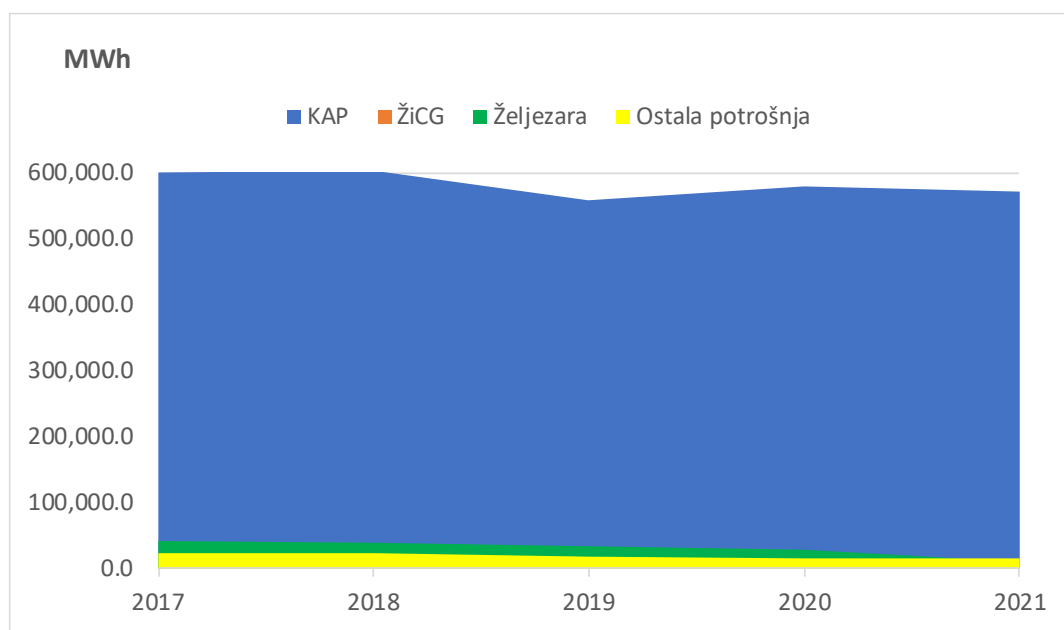
Slika 4-1: Bilans potrošnje CGES 2019-2021



Slika 4-2: Grafički prikaz razmjene električne energije po granicama Crne Gore 2019-2021

Potrošnju električne energije velikih potrošača određuju potrošnja KAP-a, Željezara i potrošnja energije za potrebe željezničke infrastrukture tj. elektrovočnih postrojenja. Na grafiku (Slika 4-3) prikazane su ostvarene vrijednosti potrošnje velikih potrošača od 2017 – 2021. godine, gdje se jasno vidi da u ukupnoj potrošnji velikih potrošača KAP učestvuje sa dominantnih 90% posljednjih godina.

Najveći uticaj ima promjena potrošnje KAP-a, s obzirom na visok udio kako u snazi, tako i u energiji sistema.



Slika 4-3: Grafički prikaz utrošene električne energije u Crnoj Gori

**KAP** - Kombinat Aluminijuma Podgorica koji u periodu od 2017. godine učestvuje u ukupnoj potrošnji u rasponu od 17-33% ukupne utrošene energije (Slika 4-3), sa vršnim godišnjim angažovanjem od 70-75 MW u 2018. godini i prosječnim angažovanjem od oko 70 MW. Za sve analize u okviru predmetnog Plana razvoja vršno angažovanje KAP će iznositi 10 MW.

**Željezara Nikšić** - drugi po značaju direktan potrošač, čiji udio u ukupno utrošenoj električnoj energiji u sistemu na godišnjem nivou značajno opada u posljednje dvije godine. Za predstojeći period, očekuje se vršno satno opterećenje jednako ostvarenom u 2021. godini.

**ŽICG** - elektro vučna postrojenja, u koja spadaju četiri objekta locirana u Baru, Trebješici, Podgorici, Mojkovcu, imaju udio od 0.6% ukupne potrošnje električne energije sistema Crne Gore sa očekivani vršnim opterećenjem od 6 MW, ravnomjerno raspoređeno po postojeća četiri elektrovučna postrojenja.



## 4.2 Udio proizvodnih instalisanih kapaciteta prema kategoriji proizvodnje

U okviru ovog poglavlja napravljen je osvrt na tehničke karakteristike postojećih proizvodnih objekata u EES Crne Gore i udio proizvodnje po pojedinim kategorijama proizvodnje.

**HE Perućica** - najstariji objekat u EES Crne Gore koji je pušten u pogon 1960. godine.

Osnovne tehničke karakteristike HE Perućica su:

- Instalisana snaga 330 MVA (307 MW 5x38MW i 2x58.5MW)
- Sedam agregata sa horizontalno postavljenim sinhronim generatorima

Planirano je da se ugradi i osmi agregat snage 65 MVA za koga su izgrađeni svi dovodni i odvodni organi, pomoćni i zajednički pogoni i određeno mjesto za ugradnju u mašinskoj zgradi.

**HE Piva** - akumulaciono pribransko postrojenje sa jednom od najvećih betonskih lučnih brana u svijetu, u pogonu je od 1976. godine.

Osnovne tehničke karakteristike HE Piva su:

- Instalisana snaga 360 MVA (342 MW - 3x114 MW)

**TE Pljevlja** je kondenzaciona termoelektrana projektovana sa dva bloka od 210 MW. Akumulacija vode kao i svi pomoćni, tehnički i upravno-administrativni objekti (izuzev dekarbonizacije i recirkulacionog rashladnog sistema) izvedeni su za dva bloka, a trenutno je izgrađen samo jedan blok.

Osnovne tehničke karakteristike TE Pljevlja su:

- Instalisana snaga elektrane 225MW
- Nakon obavljene rekonstrukcije (2009. godine), tehnoloških sanacija i poboljšanja čitavog postrojenja, godišnja proizvodnja ide i preko 1400 GWh

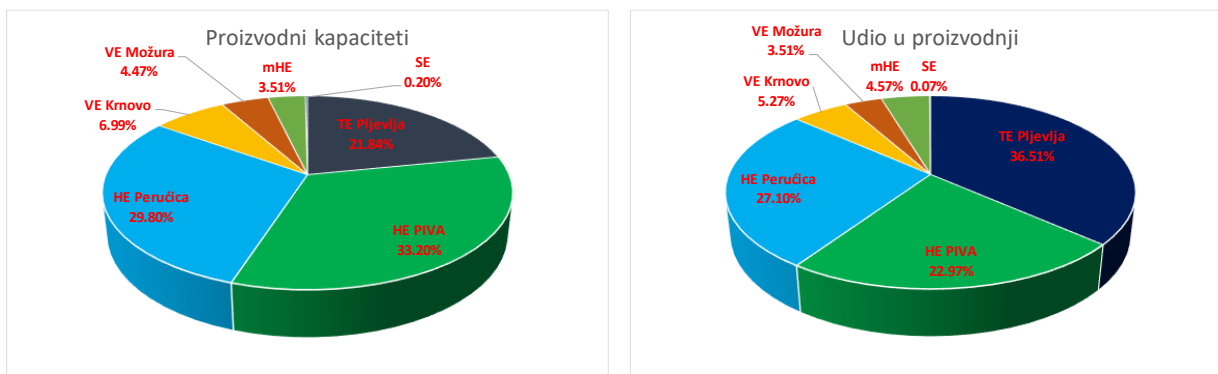
Za elektroenergetski sistem Crne Gore TE "Pljevlja" predstavlja baznu elektranu koja najveći značaj ima u pokrivanju konstantnog dijagrama opterećenja.

**VE Krnovo** - VE Krnovo je u pogonu od 2017. godine, sa ukupnom instalisanom snagom 72MW i godišnjom proizvodnjom od oko 200 GWh.

**VE Možura** - VE Možura je u pogonu od 2018. godine. Ukupna instalisana snaga 23 vjetrogeneratorске jedinice iznosi 46MW, sa planiranom godišnjom proizvodnjom od 100GWh.

**Male HE** - U Crnoj Gori izgrađeno je u prošlom vijeku sedam malih hidroelektrana, koje se danas nalaze u vlasništvu Elektroprivrede Crne Gore sa ukupnom instalisanom snagom 9.025 MW. Pored toga, na mreži je osim navedenih, još 27 mHE koje su izgrađene od 2013. godine do danas, ukupne instalisane snage od oko 36,19 MW na pragu.

Pored navedenih, u elektroenergetskom sistemu rade i tri solarne elektrane, ukupne instalisane snage 2,01 MW.



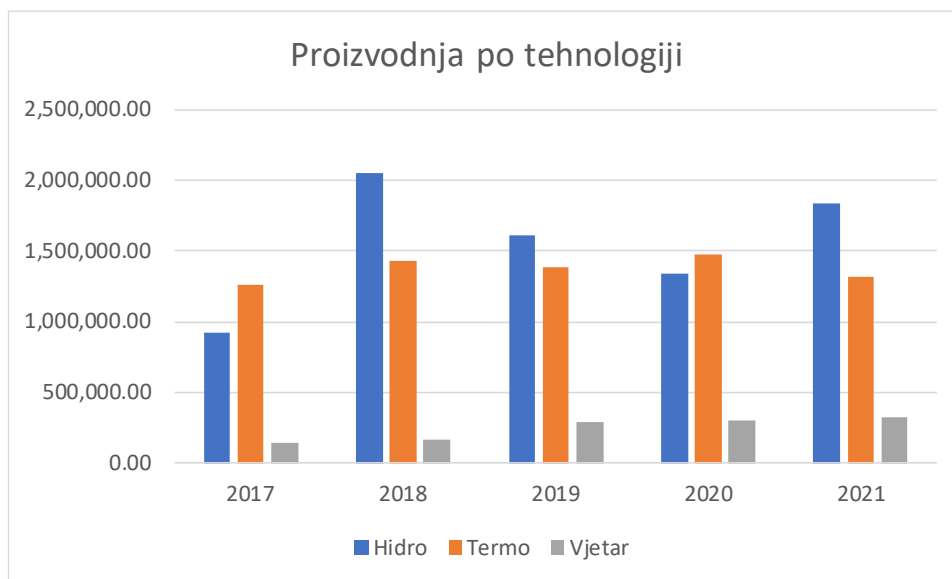
Proizvodni kapaciteti CG 2021

Godišnja proizvodnja CG 2021

Slika 4-4: Raspodjela godišnje kapaciteta/ proizvodnje u 2021. godini po elektranama

### 4.3 Udio proizvedene električne energije prema kategoriji proizvodnje

Na Dijagramu (Slika 4-5) je prikazana godišnja proizvodnja u EES Crne Gore po tipu elektrane od 2017 - 2021. godine. Sa dijagrama se može zaključiti da se u EES Crne Gore prosječno preko 60% godišnje proizvodnje dobija iz hidroelektrana (s tim da je u 2017. godini bilo manje od 50%, zbog loše hidrološke situacije).



Slika 4-5: Proizvodnja EES Crne Gore po tipovima elektrana u periodu 2017-2021.

Imajući u vidu visok procenat godišnje proizvodnje iz hidroelektrana može se zaključiti da je EES Crne Gore uglavnom deficitaran u ljetnim mjesecima sa slabom hidrologijom i visokim nivoom potrošnje naročito u Podgorici i na primorju.

Izuzetak je posljednja godina razmatranog perioda, tokom kog je Crna Gora ostvarila suficit električne energije. Uslijed povoljnih hidroloških prilika, proizvodnja HE Piva i HE Perućica je značajno veća u poređenju sa prethodne dvije godine. Sa druge strane, proizvodnja TE Pljevlja je u posljednjoj godini bila



nešto manja nego u prethodnim godinama. Suficitu električne energije svakako doprinosi i VE Krnovo i VE Možura. Njihovo učešće u ukupnoj proizvodnji je u 2021. godini iznosilo oko 9,2%.

#### 4.4 Raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu ( $\Delta GTC$ )

Na osnovu opisane metodologije za proračun, dobijene su maksimalno raspoložive snage (MAC) na tačkama priključenja prenosnog sistema za 110kV i 400kV sabirnice u objektima u vlasništvu CGES-a. Priključenje na 220kV naponski nivo je eliminisano u procesu sagledavanja ostalih ograničenja, imajući u vidu stav iz Strategije razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine: *“Za period nakon 2020. godine, potrebno je posebno izučiti posljedice eventualnog napuštanja 220 kV naponskog nivoa u prenosnoj mreži.”* Obzirom da se i u ostalim dijelovima regiona jugoistočne Evrope razmišlja o napuštanju 220 kV naponskog nivoa, u okviru ovih analiza nije urađena procjena za ovaj naponski nivo<sup>2</sup>.

Maksimalna raspoloživa snaga na tački priključenja je najviša dozvoljena snaga razmjene na tački priključenja, koja ne zahtijeva dalji razvoj sistema u cilju trajnog očuvanja garantovanih parametara prenosa, te se ova vrijednost smatra da je indikativnog karaktera.

Vrijednosti snaga u tabeli ukazuju na mogućnost priključenja novog korisnika na sistem u aktuelnom momentu u datoj tački. U praksi je očekivano da se priključenje novog korisnika može tehno-ekonomski efikasnije izvesti duž trasa postojećih vodova.

---

<sup>2</sup> Vrijednosti u tabelama su informativnog karaktera i u zavisnosti od potreba i zahtjeva za priključenjem, biće urađene precizne analize za svaku TS pojedinačno

Tabela 4-2: Pregled raspoložive snage priključenja po tačkama u sistemu CGES

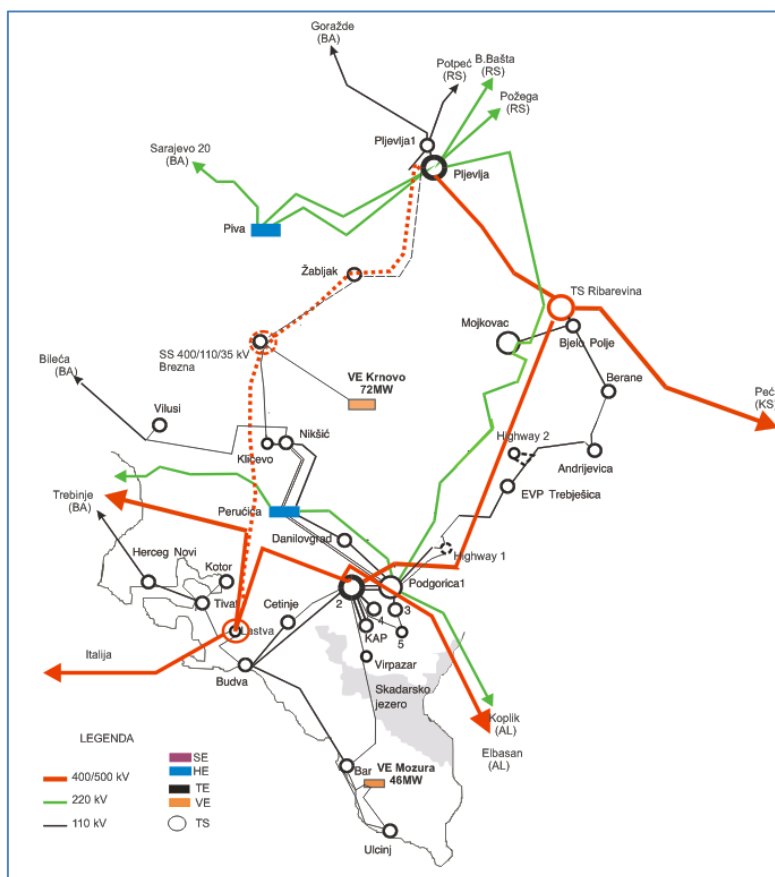
Tačka	Smijer	MAC	MAC	Komentar
		110kV	400kV	
Bar	Potrošnja	30		U toku je sagledavanje zahtjeva za priključenje proizvodnje na ovom području pa ne postoji prostor za indikaciju dodatne snage proizvodnje
	Proizvodnja	0		
Budva	Potrošnja	0		Ne potroje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	Proizvodnja	0		
Cetinje	Potrošnja	60		
	Proizvodnja	80		
Danilovgrad	Potrošnja	70		
	Proizvodnja	80		
Herceg Novi	Potrošnja	0		Nema prostora za priključenje nove potrošnje u ovom trenutku
	Proizvodnja	90		
Tivat	Potrošnja	0		Nema prostora za priključenje nove potrošnje u ovom trenutku
	Proizvodnja	90		
Kotor	Potrošnja	0		Ne postoje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	Proizvodnja	0		
Ulcinj	Potrošnja	0		Čvor ne zadovoljava N-1 kriterijum pouzdanosti u osnovnom slučaju
	Proizvodnja	0		
Lastva	Potrošnja	300+	300+	
	Proizvodnja	300+	300+	
Podgorica 1	Potrošnja	300+		
	Proizvodnja	150		
Podgorica 2	Potrošnja	300+	300+	
	Proizvodnja	300+	300+	
Podgorica 3	Potrošnja	0		Ne postoje rezervna polja i nema mogućnosti proširenja trafostanice
	Proizvodnja	0		
Podgorica 4	Potrošnja	0		Ne preporučuje se uvođenje novih vodova u ovaj objekat
	Proizvodnja	0		
Podgorica 5	Potrošnja	90		
	Proizvodnja	130		
Vilusi	Potrošnja	40		Preduslov svih novih priključenja je eliminacija postojećeg T-spoja i izgradnja 110kV sabirnica u postrojenju
	Proizvodnja	30		
Nikšić 1	Potrošnja	0		Nema mogućnosti daljeg proširenja

## 4.5 Pregled elektroprenosne infrastrukture

U okviru ovog poglavlja je prikazano stanje u prenosnoj mreži Crne Gore, njena starost, mogućnost proširenja, kao i budućnost pojedinih objekata sa stanovišta napuštanja pojedinih rješenja (prevashodno se misli na objekte čija je revitalizacija u toku).

Za svaki element prenosnog sistema su date njegove osnovne karakteristike, neophodne za dalje analize.

Trenutna topologija prenosnog sistema (kraj 2021. godine) je prikazana na Slici 4-6.



Slika 4-6: Prenosna mreža CGES

### 4.5.1 Dalekovodi

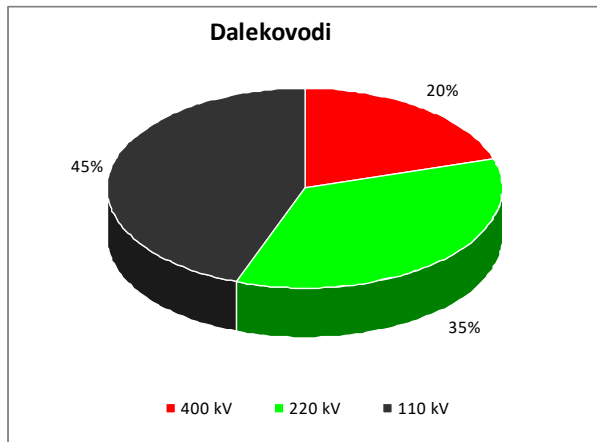
U sklopu prenosnog sistema se nalaze vodovi naponskog nivoa 110, 220 i 400kV. Svi dalekovodi su pravljani od Al/Fe materijala, sa izuzetkom dalekovoda 110kV Vilusi-Nikšić, Vilusi - Bileća i Vilusi-Vilusi KT koji su napravljeni od materijala Cu 120 mm<sup>2</sup>. Najveći dio čine 110kV dalekovodi, koji su ujedno i najopterećeniji, bez obzira na doba dana ili godine.

Oko 50% ukupnih kapaciteta dalekovoda, čine 110kV dalekovodi, od kojih su više od polovine dalekovodi presjeka Al-Fe150/25 mm<sup>2</sup> kapaciteta 470A (89MVA). Najveći dio tih dalekovoda je izgrađen upravo u primorskom dijelu Crne Gore, čime se automatski zbog povećanog opterećenja (naročito u budućnosti) nameću kao prvi kandidati za rekonstrukciju (zamjenu).

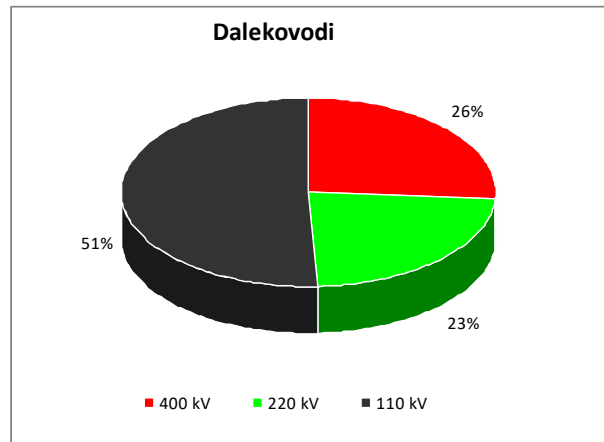
Ovdje je važno napomenuti da će prilikom zamjene dalekovodnih užadi istog tipa, a veće propusne moći, morati da se mijenjaju i stubovi i kompletna ovjesna oprema (kao i oprema u postrojenjima), što praktično

znači izgradnju novog dalekovoda. Prednost ovog pristupa je što će se u najvećoj mjeri koristiti već postojeće trase. Spisak vodova je dat u Tabeli (Tabela 4-3 i Tabela 4-4).

Slika 4-7 – Dužine dalekovoda u prenosnoj mreži



Slika 4-8 – Kapaciteti dalekovoda u prenosnoj mreži



Srednjoročni plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore u periodu do 2029. godine

Tabela 4-3: Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES

Naponski nivo (kV)	Redni broj	Naziv dalekovoda	Strujni krug	Dužina		materijal	Presjek (mm <sup>2</sup> /fazi)	R1		X1		B1		Sn (MVA)	In (A)
				u CG	ukup.			u CG	ukup.	u CG	ukup.	u CG	ukup.		
				(km)				(ohm/fazi)		(ohm/fazi)		(μF/fazi)			
400	1	Lastva - Trebinje	1	67.0	95	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.80516	2.62836	20.9374	30.4854	0.658836	0.959282	1330.2	1920
	2	Lastva - Podgorica 2	1	66.0	66.0	Al-Fe	(2x490/65)-5	2.51958	2.51958	29.2237	29.2237	0.91958	0.91958	1330.2	1920
	2	Ribarevine - Podgorica 2	1	85.1	85.1	Al-Fe	(2x490/65)-5	2.51958	2.51958	29.2237	29.2237	0.91958	0.91958	1330.2	1920
	3	Ribarevine - Pljevlja	1	54.8	54.8	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.61112	1.61112	18.6868	18.6868	0.588016	0.588016	1330.2	1920
	4	Ribarevine - Peć 3	1	53.1	65	Al-Fe	(2x490/65)-5	1.56114	1.911	18.1071	43.6821	0.569775	1.374542	1330.2	1920
	5	Podgorica 2 - Tirana 2	1	29.3	156	Al-Fe	(2x490/65)-5	0.8614	4.586	9.991	53.196	0.317578	1.673915	1330.2	1920
220	1	Pljevlja 2 - HE Piva 264	1	40.4	50.1	Al-Fe	490/65	2.8884	2.8884	21.2646	21.2646	0.423244	0.423244	381.1	1000
	2	Pljevlja 2 - HE Piva 265	2	40.0	49.7	Al-Fe	490/65	2.8768	2.8768	21.1792	21.1792	0.421544	0.421544	381.1	1000
	3	Piva - Lukavica (Buk Bijela)	1	11.0	25	Al-Fe	490/65	1.3572	1.45	9.9918	10.675	0.198874	0.212472	381.1	1000
	4	Pljevlja 2 - Požega	1	14.1	92	Al-Fe	360/57	1.128	7.36	6.1476	40.112	0.116692	0.761397	274.4	720
	5	Podgorica 1 - HE Perućica	1	34.1	34.1	Al-Fe	360/57	2.728	2.728	14.8676	14.8676	0.282214	0.282214	274.4	720
	6	HE Perućica - Trebinje	1	42.5	63.2	Al-Fe	360/57	3.4	5.056	18.53	27.5552	0.351732	0.523047	274.4	720
	7	Podgorica 1 - Mojkovac	1	72.3	72.3	Al-Fe	360/57	5.816	5.816	31.6972	31.6972	0.601669	0.601669	274.4	720
	8	Mojkovac - Pljevlja 2	1	81.6	81.6	Al-Fe	360/57	6.48	6.48	35.316	35.316	0.670361	0.670361	274.4	720
	9	B.Bašta - Pljevlja 2	1	15.7	97.2	Al-Fe	360/57	1.256	7.776	6.8452	42.3792	0.129934	0.804433	274.4	720
		10	Podgorica 1 - Koplík	1	21	65.6	Al-Fe	360/57	1.68	3.0224	9.156	16.427	0.172549	0.322785	274.4
110	1	Podgorica 1 - HE Perućica	1	32.6	32.6	Al-Fe	240/40	3.9446	3.9446	13.0726	13.0726	0.295742	0.295742	122.9	645
	2	Podgorica 1 - HE Perućica	2	32.6	32.6	Al-Fe	240/40	3.9446	3.9446	13.0726	13.0726	0.295742	0.295742	122.9	645
	3	Podgorica 1 - Danilovgrad	1	17.6	17.6	Al-Fe	150/25	3.3792	3.3792	7.3392	7.3392	0.152381	0.152381	89.5	470
	4	Podgorica 1 - Podgorica 2	1	5.8	5.8	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.35148	0.35148	1.8328	1.8328	0.067386	0.067386	245.8	1290
	5	Podgorica 1 - Podgorica 2	2	5.9	5.9	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.35754	0.35754	1.8644	1.8644	0.068548	0.068548	245.8	1290
	6	Podgorica 2 - Podgorica 4	1	3.5	3.5	Al-Fe	240/40	0.4235	0.4235	1.4035	1.4035	0.031751	0.031751	122.9	645
	7	Podgorica 1 - Podgorica 3	1	3.9	3.9	Al-Fe	240/40	0.4719	0.4719	1.5639	1.5639	0.03538	0.03538	122.9	645
	8	Podgorica 1 - Trebješica	1	36.1	36.1	Al-Fe	150/25	6.9312	6.9312	15.0537	15.0537	0.312555	0.312555	89.5	470
	9	Podgorica 2 - Virpazar	1	30.0	30.0	Al-Fe	150/25	5.51	5.51	11.967	11.967	0.248485	0.248485	89.5	470
	10	Virpazar- Bar	1	16.4	16.4	Al-Fe	150/25	3.283	3.283	7.13	7.13	0.148052	0.148052	89.5	470
		11	Podgorica 2 - Budva	1	36	36	Al-Fe	150/25	7.296	7.296	15.846	15.846	0.329005	0.329005	89.5

Tabela 4-4 (nastavak): Podaci o dalekovodima naponskog nivoa 400, 220 i 110kV prenosnog sistema CGES

Naponski nivo (kV)	Redni broj	Naziv dalekovoda	Strujni krug	Dužina		materijal	Presjek (mm <sup>2</sup> /fazi)	R1		X1		B1		Sn (MVA)	In (A)
				u CG	ukup.			u CG	ukup.	u CG	ukup.	u CG	ukup.		
				(km)				(ohm/fazi)		(ohm/fazi)		(μF/fazi)			
110	12	Podgorica 2 - Cetinje	1	31.7	31.7	Al-Fe	240/40	3.835	3.835	12.711	12.711	0.287577	0.287577	122.9	645
	13	Bar – Možura	1	17.0	17.0	Al-Fe	150/25	3.2832	3.2832	7.1307	7.1307	0.148127389	0.148127389	89.5	470
	14	Možura - Ulcinj	1	7.1	7.1	Al-Fe	150/25	1.344	1.344	2.919	2.919	0.060636943	0.060636943	89.5	470
	15	Bar - Budva	1	33.4	33.4	Al-Fe	150/25	6.4128	6.4128	13.9278	13.9278	0.289178	0.289178	89.5	470
	16	Budva - Cetinje	1	11.5	11.5	Al-Fe	150/25	2.400	2.400	5.2125	5.2125	0.108225	0.108225	89.5	470
	17	Budva - Lastva	1	6.0	6.0	Al-Fe	150/25	1.1520	1.1520	2.5022	2.5022	0.051970	0.051970	89.5	470
	18	Lastva - Tivat	1	11.9	11.9	Al-Fe	150/25	2.2848	2.2848	4.9622	4.9622	0.103082	0.103080	89.5	470
	19	Tivat - Herceg Novi	1	20.7	20.7	Al-Fe	150/25	3.9744	3.9744	8.6319	8.6319	0.179221	0.179221	89.5	470
	20	Herceg Novi - Trebinje	1	15.6	30.8	Al-Fe	150/25	2.976	5.9136	6.4635	12.8436	0.134199	0.266667	89.5	470
	21	Danilovgrad - HE Perućica	1	17.1	17.1	Al-Fe	150/25	3.2832	3.2832	7.1307	7.1307	0.148052	0.148052	89.5	470
	22	HE Perućica - Nikšić	1	12.8	12.8	Al-Fe	240/40	1.5488	1.5488	5.1328	5.1328	0.116119	0.116119	122.9	645
	23	HE Perućica - Nikšić	2	12.8	12.8	Al-Fe	240/40	1.5488	1.5488	5.1328	5.1328	0.116119	0.116119	122.9	645
	24	HE Perućica - Nikšić	3	13.5	13.5	Al-Fe	240/40	1.6335	1.6335	5.4135	5.4135	0.12247	0.12247	122.9	645
	25	Nikšić - Vilusi KT	1	37.4	37.4	Cu	120	5.797	5.797	16.3064	16.3064	0.333334	0.333334	89.4	470
	26	Vilusi KT - Bileća	1	13.8	17.7	Cu	120	2.139	2.7435	6.0168	7.7172	0.122995	0.157754	89.4	470
	27	Vilusi KT - Vilusi	1	0.5	0.5	Al-Fe	150/25	0.096	0.096	0.2085	0.2085	0.004329	0.004329	89.5	470
	28	Trebješica - Andrijevica	1	30.8	30.8	Al-Fe	150/25	5.913	5.6064	12.844	12.1764	0.26675	0.26675	89.5	470
	29	Andrijevica - Berane	1	17.1	17.1	Al-Fe	150/25	3.436	3.436	7.464	7.464	0.155233	0.155233	89.5	470
	30	Berane - Ribarevine	1	21.1	21.1	Al-Fe	150/25	4.0512	4.0512	8.7987	8.7987	0.182684	0.182684	89.5	470
	31	Ribarevine - Mojkovac	1	14.0	14.0	Al-Fe	150/25	2.688	2.688	5.838	5.838	0.121212	0.121212	89.5	470
	32	Pljevlja 1 - Pljevlja 2	1	2.8	2.8	Al-Fe	240/40	0.3388	0.3388	1.122	1.122	0.024242	0.024242	122.9	645
	33	Pljevlja 1 - Potpeć	1	8.2	28.3	Al-Fe	150/25	1.5744	5.4336	3.4194	11.8011	0.070996	0.245022	89.5	470
	34	Podgorica 2 - KAP	1	8.1	8.1	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.49086	0.49086	2.5596	2.5596	0.094108	0.094108	245.8	1290
	35	Podgorica 2 - KAP	2	8	8	Al-Fe	(2x240/40)-5	0.4848	0.4848	2.528	2.528	0.092946	0.092946	245.8	1290
	36	Podgorica 2 – Podgorica 5	1	11.7	11.7	Al-Fe	240/40	1.4399	1.4399	4.7719	4.7719	0.1080247	0.1080247	122.9	645
	37	Kličevo - Nikšić	1	3.7	3.7	A2XS(FL)2Y	3x(1x1000) Al	0.09922	0.09922	0.363	0.363	0.73527	0.73527	141	740
	38	Podgorica 3 - Podgorica 5	1	3.0	3.0	A2XS(FL)2Y	3x(1x1000) Al	0.08954	0.08954	0.33033	0.33033	0.668451	0.668451	141	740
	39	Tivat - Kotor	1	5.9	5.9	Al-Fe	240/40	0.907500	0.907500	3.008060	3.008060	0.043669	0.043669	122.9	470
	40	Brezna – Kličevo	1	32.0	32.0	Al-Fe	240/40	3.533200	3.533200	11.709170	11.709170	0.265171	0.265171	122.9	470

#### 4.5.2 Transformatori 400, 220 i 110kV

Trenutno su u EES Crne Gore operativne:

- 1 TS 400/220/110kV (TS Pljevlja 2),
- 1 TS 400/110kV (TS Podgorica 2),
- 2 TS 400/110/35kV (TS Ribarevine i TS Lastva),
- 2 TS 220/110/35kV (TS Podgorica 1 i TS Mojkovac),
- 15 transformatorskih stanica 110/35kV (TS H. Novi, TS Tivat, TS Budva, TS Bar, TS Ulcinj, TS Virpazar, TS Nikšić, TS Vilusi, TS Danilovgrad, TS Pljevlja 1, TS Cetinje, TS Berane, TS Andrijevića, TS Kotor i TS Brezna),
- 4 TS 110/10kV: i TS Kličevo, TS Podgorica 3, TS Podgorica 4 i TS Podgorica 5

Najveća TS je 400/220/110kV TS Pljevlja 2 (2x400 MVA + 1x125 MVA).

Na 400kV naponu je povezana sa TS Ribarevine, a na 220kV naponu s HE Piva i TE Pljevlja, te sa TS 220/110/35kV Mojkovac, kao i EES Srbije (TS Bajina Bašta i TS Požega). Preko transformacije 220/110kV napaja se TS 110/35kV Pljevlja 1.

Sljedeća transformatorska stanica s instalisanom snagom transformacije od 600 MVA (2x300MVA, od čega je jedan zamijenjen 2021. godine) je TS 400/110kV Podgorica 2, kao jedan dio najbitnijeg napojnog čvorišta u EES Crne Gore.

Na 400kV naponu je povezana s TS Ribarevine, TS Lastva i TS Tirana u Albaniji. Takođe je povezana sa TS 220/110kV Podgorica 1 preko dva 110kV dalekovoda, kao i sa TS 110/35kV Virpazar i TS 110/35kV Budva. Putem 110kV veza napaja TS Podgorica 4, TS Podgorica 5, TS Cetinje i KAP.

TS Lastva je puštena u pogon 2019. godine sa instalisanom snagom 1x300MVA predstavlja važno čvorište za snabdijevanje primorskog dijela Crne Gore. Preko 400kV naponskog nivoa je jednom vezom spojena ka TS Podgorica 2, a drugom sa TS Trebinje (BiH). Na 110kV naponskom nivou je spojena sa TS Tivat i TS Budva (DV 110kV Budva – Tivat je uveden u TS Lastva po principu ulaz-izlaz). Sa dvije kratke 400kV veze je spojena na konvertorsko postrojenje (TERNA) i dalje preko HVDC 500kV ka Italiji (jedan pol kabla kapaciteta 600MW).

Preko transformatorskih stanica 110/35kV i 110/10kV napajaju se distributivni potrošači Crne Gore. U najvećem broju postrojenja instalisana su po dva transformatora, a vrlo često različitih instalisanih snaga.

Svi transformatori su tronamotajni, pri čemu je treći namotaj kompenzacioni.

Spisak transformatora je dat u Tabeli 4-5.

Tabela 4-5: Podaci o transformatorima prenosnog sistema CGES

Objekat	Prenosni odnos (kV/kV)	Oznaka	Nominalna snaga (MVA)	Step. regul. (+/-) %	Sprega	Proizvođač	Godina		uk 1-2 (%)	uk 1-3 (%)	uk 2-3 (%)	Pfe (kW)	Pcu (kW)	R (Ω)	X (Ω)	In1 (A)	In2 (A)	In3 (A)
							Proizvodnje	Ugradnje										
Pljevlja 2	400/231/31.5	T1	400	5	YNaOd5	Rade Končar	1982	1991	11.93	13.37	9.72	127.1	594.5	0.59	47.2	577	1000	1833
		T2	400	5	YNaOd5	Rade Končar	1984	1991	11.8	13.27	9.88	131.8	615.5	0.62	47.2	577	1000	1833
Podgorica 2	400/115/31.5	T2	300	17	YNaOd5	CHINT	2020	2021	12.25	14	9.3	129.7	619.1	1.1	65.33	433	1506	1833
		T1	300	17	YNaOd5	CHINT	2015	2016	12.34			71.69	539.29	0.96	65.82	433	1506	1833
Ribarevine	400/115/10.5	T1	150	+10%, -8%	Yy0d5	Siemens	2010	2010	12.22	-	-	49.11	388.5	1.1	130.4	216.5	753.1	2749.3
Lastva	400/115/31.5	T1	300		YNaOd5	CHINT	2017	2017	12.39			71.8	540.4	0.96	65.82	433	1506	1833
Lastva	400/115/31.5	T2	300		YNaOd5	CHINT	2020	2021	12.39			71.8	540.4	0.96	65.82	433	1506	1833
Podgorica 1	220/115/10.5	T1	150	12x1.25	YNaOd5	Končar-Siemens	2012	2012	10.64	11.24	6.36	41	282	0.61		393.6	753	2749.3
	220/115/10.5	T2	150	12x1.25	YNaOd5	Rade Končar	1972	1973	10.22	13.13	8.66	52.46	428.2	0.92	32.9	394	754	2750
Mojkovac	220/115/10.5	T1	150	12x1.25	YNaOd5	Elta	1975	1977	10.53	11.73	7.43	59.4	371.08	0.8	33.97	393.7	753	2749
HE Perucica	220/110/6.3	T1	125	6x2	Yy0d5	SSSR		1981	10.1	15.2	9.55							
Pljevlja 2	220/115/10.5	T1	125	6x2	YNaOd5	SSSR	1979	1984	10.51	19.7	31.6	80.2	295	0.91	40.7	313	595	3333
Podgorica 1	110/36.5/10.5	T4	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2005	2015	10.44			36	178	0.54	20	330.7	989.7	1154.7
		T5	63	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2005	2005	10.32	-	-	37.36	179.97	0.55	19.82	330.7	989.7	1154.7
Podgorica 3	110/10.5/10.5	T2	40	10x1.5	YNynOd5	Končar D&ST	2013	2013	11.04			19.32	114.3	0.86	33.39	210	2199.4	428.6
		T1	31.5	12x1.33	YNynOd5	Minel	2001	2001	10.41	5.77	1.6	25.59	165.61	2.13	39.98	166	1732	578
Podgorica 4	110/10.5/10.5	T1	40	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2005	2008	10.57	-	-	27.04	113.93	0.86	31.97	209.9	2199.4	742.3
		T2	40	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2005	2008	10.6	-	-	27.95	113.66	0.86	32.06	209.9	2199.4	742.3



## Plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore u periodu do 2032. godine

Objekat	Prenosni odnos (kV/kV)	Oznaka	Nominalna snaga (MVA)	Step. regul. (+/-) %	Sprega transformator	Proizvođač	Godina		uk 1-2 (%)	uk 1-3 (%)	uk 2-3 (%)	Pfe (kW)	Pcu (kW)	R (Ω)	X (Ω)	In1 (A)	In2 (A)	In3 (A)
							Proizvodnje	Ugradnje										
							110 / 36.5/(10.5)											
Danilovgrad		T1	20	10x1.5	YNynOd5	Rade Končar	1959	1982	10.63	4.78	1.18	44.2	111	3.36	64.31	105	314.2	333
Nikšić		T2	63	10x1.5	YNynOd5		2009	2009	10.27	-	-	39.01	184.29	0.56	19.72	330.7	989.7	-
		T1	40	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2015	2015	10.48			24.58	113.24	0.86	31.71	209.9	628.4	
		T3	63	10x1.5	YNynOd5	Rade Končar	1979	1979	11.03	11.1	6.74	54.9	302.89	0.92	21.14	330.7	989.7	1924.5
		T4	63	10x1.5	YNynOd5	Rade Končar	1979	1979	11.23	12.13	7.64	52.04	314.39	0.96	21.56	330.7	989.7	1924.5
Herceg Novi		T1	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.14	11.1	9.89	27.38	114.03	0.86	30.67	209.9	628.4	742.3
		T2	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2005	2005	10.12	11,09	9.89	27.64	114.42	0.86	30.61	209.9	628.4	742.3
Tivat		T1	20	10x1.5	YyOd5	Minel	1981	1981	10.43	-	-	21.27	116.63	3.53	63.1	105	314.2	357.8
		T2	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2011	2011	10.3	-	-	32.77	190.81	0.58	19.78	330.7	989.7	-
Budva		T1	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.08	-	-	27.18	114.16	0.86	30.49	209.9	628.4	742.3
		T2	63	10x1.5	YNynOd5	ETRA	2009	2009	10.21	-	-	39.26	184.25	0.56	19.6	330.7	989.7	-
Bar		T1	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.1	11.1	9.89	26.99	114.1	0.86	30.55	209.9	628.4	742.3
		T2	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2005	2005	10.06	11.09	9.88	26.41	113.93	0.86	30.55	209.9	628.4	742.3
Ulcinj		T1	31.5	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1979	2015	10.43	-	-	27.71	125.76	2.13	39.85	165.3	494.9	333.3
		T2	20	10x1.5	YNynO(d5)	Energoinvest	1986	1986	10.7			21.09	101.25	3.06	64.73	104.9	314	367
Cetinje		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Elta	1977	1979	10.76	-	-	20.48	99.08	3.01	65.09	84	251.4	170
		T2	31.5	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	2001	2001	10.3	-	-	24.96	152.07	1.85	62.31	165	495	577
Pljevlja 1		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1981	1987	10.38	-	-	20.19	113.99	3.45	62.79	105	314.2	357.4
		T2	40	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2004	2005	10.12	-	-	26.9	114.29	0.86	30.61	209.9	628.4	742.3
Ribarevine		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Elin-Minel	1977/1990	1983	10.95			15.07	141.97	3.1	66.24	105	314	367
		T2	20	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1997	1999	10.43	-	-	19.92	102.83	3.11	63.1	105	314	357.4
Mojkovac		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Minel	1981/2007	2012	10.4	-	-	20.1	118	3.75	64.37	105	314	357.4
		T3	20	10x1.5	YNynO(d5)	ABB	2015	2015	10.82			14.98	76.04	2.3	65.44	105	314.2	366.6
Berane		T1	20	10x1.5	YNynO(d5)	Rade Končar	1963	1964	10.9	8.9	5.3	43.26	114.33	3.46	65.94	105	314	357.4
		T2	20	10x1.5	YNynO(d5)	Elta-Minel	1964	1964/80	10.58	5.77	1.79	26.08	108.93	3.3	64	105	314.2	366.6
Andrijevica		T1	10	10x1.5	YNynO(d5)	Rade Končar	1961	1988	10.98	4.85	1.18	21.98	63.88	7.73	132.86	52.5	157	275
		T2	20	10x1.5	YNynO(d5)	ETRA	2009	2011	10.58	-	-	12.18	77.06	2.33	64	105	314.2	-
Vilusi		T1	10	12x1.33	YNynO(d5)	Minel	1985	1986	10.62	-	-	11.35	58.69	7.1	128.5	52.5	157	-
Podgorica 5	110/10.5/10.5	T1	31.5	10x1.5	YNynOd5	Energoinv.	1988	88/2010	11.43	-	-	28.03	145.5	1.77	43.9	165	1732	-
	110/10.5/10.5	T2	31.5	10x1.5	YNynOd5	Energoinv.	1988	88//2010	11.5	-	-	28.5	144	1.76	44.17	165	1732	-
Virpazar	110/36.5/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd6	Elta	1977	88/2009	10.93	-	-	19.62	102.8	3.1	66.12	84	251.4	170
	110/36.5/10.5	T2	20	10x1.5	YNynOd7	Elta	1972	88/2009	10.81	-	-	19.72	117.55	3.55	65.4	84.08	251.7	294.5
Kotor	110/36.5/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd8	Rade Končar	1990	2013	11.05			22.1	137.5	4.16	66.85	104.97	314.2	333
	110/36.5/10.5	T2	20	10x1.5	YNynOd9	ABB	2015	2015	10.74			14.96	75.23	2.27	64.96	105	314.2	366.6
Brezna	110/36.5/10.5	T1	20	10x1.5	YNynOd8	Rade Končar	-	2016	11.05			22.1	137.5	4.16	66.85	104.97	314.2	333
Kličevo	110/10.5/10.5	T1	31.5	10x1.5	YNynOd10	ABB	2015	2015		5.77	1.6	25.59	165.61	2.13	39.98	166	1732	578
	110/10.5/10.5	T2	31.5	10x1.5	YNynOd11	ABB	2015	2015		5.77	1.6	25.59	165.61	2.13	39.98	166	1732	578

## 4.6 Pregled potreba za intervencijama na postojećih elementima u toku planskog perioda

### 4.6.1 Dalekovodi

Područje Crne Gore se napaja preko relativno dobro izgrađene mreže prenosnog sistema (posebno 110kV vodova), ali je problem sigurnog i kvalitetnog napajanja električnom energijom pojedinih dijelova značajno izražen u toku ljetnih mjeseci. Osnovni parametar koji karakteriše stanje postojeće mreže prenosnog sistema, posebno dijela mreže preko koje se napaja područje Crnogorskog primorja, je starost objekata prenosnog sistema, odnosno opreme ugrađene u njima, a samim tim i zastarjelost i amortizovanost iste.

Kriterijum (N-1), kada je u pitanju napajanje iz prenosnog sistema, nije zadovoljen na području Crnogorskog primorja u toku ljetne sezone, jer ispadom nekog od dalekovoda 110kV koji napajaju područje primorja, uz vršno opterećenje, dolazi do preopterećenja drugih vodova, pri čemu je najizraženiji problem nedostatka kriterijuma (N-1) se odnosi na područje Ulcinja i Kotora.

Napreznja dalekovodne opreme od prenapona atmosferskog porijekla su veoma izražena zbog kraških karakteristika terena u srednjem i južnom dijelu Crne Gore, pri čemu najčešće stradaju izolatori, zatim nešto rjeđe zaštitna i provodna užad. Ni ovi kvarovi uglavnom ne ostavljaju trajne posljedice na opšte stanje dalekovoda, jer se odmah otklanjaju zamjenom izolatora i spajanjem, ili zamjenom provodnika.

Od značajnijih rekonstrukcija koje je potrebno završiti do 2025. godine, izdvajaju se rekonstrukcije sljedećih elemenata:

- Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica 2 - Virpazar
- Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica1 – EVP Trebješica – Andrijevića
- Rekonstrukcija DV 110kV Bar - Ulcinj
- Rekonstrukcija DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi) .
- Zamjena VN opreme u transformatorskim stanicama
- Rekonstrukcija sabirnica u TS Budva
- Rekonstrukcija DV 110kV Bar - Budva

Rekonstrukcije DV 110kV Podgorica 2-Virpazar, DV 110kV Bar-Ulcinj i DV Bar-Budva su izuzetno kritične sa stanovišta napajanja južnog dijela primorja Crne Gore i potrebno ih je što prije započeti, kako se ne bi došlo u situaciju da se ugrozi napajanje potrošača.

Nikšić – Vilusi – Bileća (dio na teritoriji BiH je već u proceduri rekonstrukcije i povećanja presjeka na 240/40mm<sup>2</sup>, na teritoriji Crne Gore jedan dio se rekonstruiše kako bi se stubovi pripremili za povećanje propusne moći dalekovoda, ali se još uvijek ne povećava presjek provodnika).

### 4.6.2 Transformatori

Kao što je i navedeno u prethodnim poglavljima, distributivni potrošači se napajaju iz 19 transformatorskih stanica 110/35kV i četiri 110/10kV, ukupne instalisane snage transformacije 1421,5 MVA. Transformatorske stanice su izvedene sa po dvije transformatorske jedinice (za distributivne potrošače) izuzev Danilovgrada, Vilusa i Brezana gdje je ugrađena po jedna transformatorska jedinica.

Veoma intenzivan razvoj posljednjih godina pojedinih područja Crne Gore, a posebno područja Crnogorskog primorja, uslovio je porast vršne potrošnje električne energije, pogotovo u ljetnom periodu, u vrijeme turističke sezone.

Uparedno sa zamjenom transformatora vršena je i zamjena dijela VN opreme, opreme za zaštitu i upravljanje za koju se pokazalo da svojim tehničkim i eksploatacionim karakteristikama ne zadovoljava uslove sigurnog pogona.

Imajući u vidu naprijed navedeno stanje transformatorskih stanica, može se konstatovati da je stanje takvo da zadovoljava potrebe potrošača za električnom energijom.

Ipak potrebno je naglasiti da je u cilju pouzdanog i sigurnog napajanja pojedinih područja potrebno izvršiti zamjenu pojedinih postojećih transformatora sa jedinicama veće snage i to u:

- TS Ulcinj,
- TS Budva i
- TS Podgorica 4.

Kao alternativa, nameće se izgradnja novih TS, u skladu sa potrebama i zahtjevima korisnika prenosnog sistema Crne Gore, prije svega CEDIS-a.

Istovremeno, potrebno je istaći da se povećanjem snage transformacije, povećavaju i struje kratkih spojeva na niženaponskoj strani transformatora i odgovarajućim sabirnicama u distributivnoj mreži, pri čemu je potrebno predvidjeti dodatne mjere u cilju zaštite opreme na srednjenaponskoj i niženaponskoj strani EES Crne Gore.

Problem je detaljno obrađen u Studiji [12].

U sljedećoj tabeli je navedena lista potrebnih intervencija na postojećim elementima u toku planskog perioda

*Tabela 4-6: Pregled potrebnih intervencija na postojećim elementima CGES*

<b>Potrebne intervencije na postojećim elementima čiji je početak realizacije planiran u toku prvog regulatornog perioda, ili čija je realizacija započeta prije perioda na koji se Plan odnosi</b>				
R.B.	ID BROJ	Naziv Investicije	Godina početka realizacije	Godina kraja realizacije
1		Rekonstrukcija DV 110kV Lastva - Budva	2013	2024
2		Rekonstrukcija DV 110kV Lastva - Tivat	2013	2022
3		Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica - Danilovgrad - Perućica	2020	2023
4		Rekonstrukcija i proširenje TS 110/35kV Pljevlja 1	2019	2023
5		Rekonstrukcija dijela DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi)	2020	2022
6		Zamjena VN opreme u transformatorskim stanicama	2016	2023
7		Rekonstrukcija sistema zaštita	2016	2023
8		Nova rekonstrukcija DV 110kV Bar - Budva	2017	2022

9		Revitalizacija DV 110kV Herceg Novi - Tivat	2021	2022
10		Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Možura - Ulcinj	2023	2024
<b>Potrebne intervencije na postojećim elementima čiji je početak realizacije planiran nakon prvog regulatornog perioda</b>				
1		Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica1 – EVP Trebješica – Andrijevića	Nakon 2025	
2		Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Možura - Ulcinj – povećanje propusne moći	Nakon 2025	
3		Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Budva – povećanje propusne moći	Nakon 2025	
4		Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica 2 - Virpazar – povećanje propusne moći	Nakon 2025	
5		Rekonstrukcija DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi)	Nakon 2025	

## 5 Identifikovanje potreba

### 5.1 Prognoza potrošnje

Na osnovu usvojenih scenarija porasta vršnog opterećenja po distributivnim područjima iz Ažuriranog plana razvoja 2020-2029 [1], kao i na osnovu plana projektovane snage KAP-a i ostalih velikih potrošača na prenosnu mrežu (podaci dostavljeni od korisnika prenosne mreže), na slici (Slika 5-1) je dat prikaz ukupnog prognoziranog porasta vršnog opterećenja za Crnu Goru po analiziranim godinama, kao i ukupan porast konzuma električne energije u Crnoj Gori (Slika 5-2).

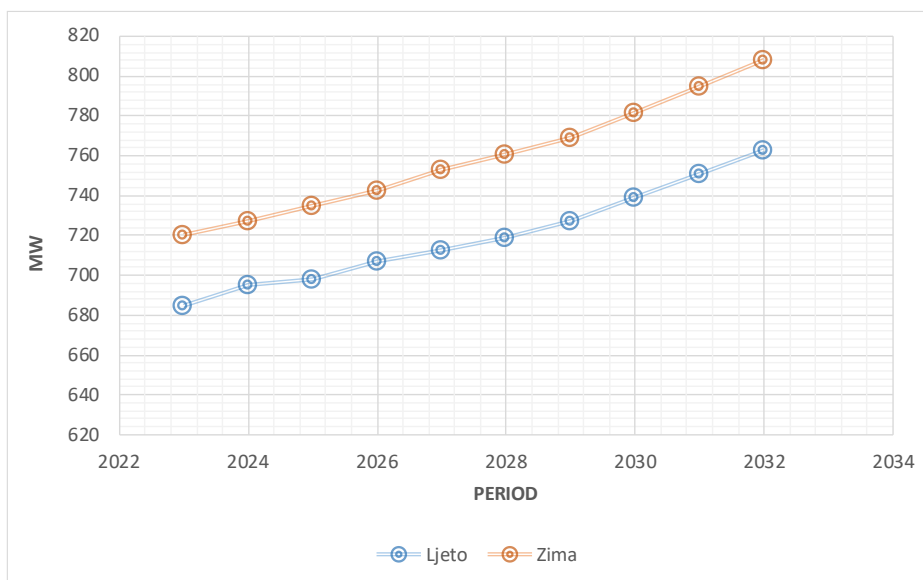
Ovdje je potrebno napomenuti da je ukupna potrošnja, u odnosu na projekcije u prethodnim planovima umanjena za očekivani (i planirani) pada potrošnje KAP-a (sa 85 MW na 10 MW).

**Za karakteristični režim zimskog maksimuma može se zaključiti sljedeće:**

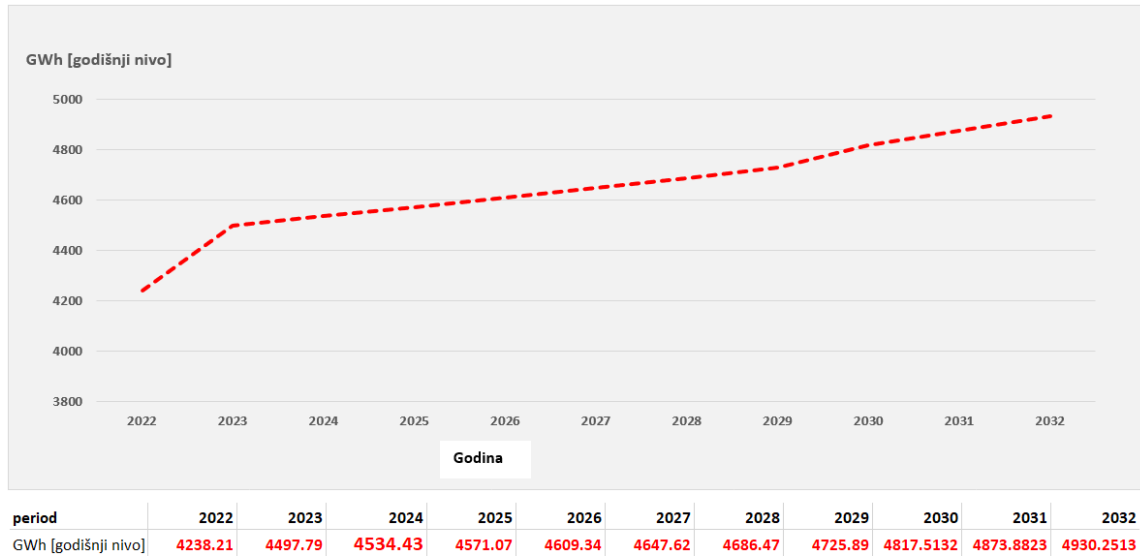
- Prosječan godišnji porast od 2.46% godišnje u periodu od 2022 - 2025. godine, usljed ulaska u pogon trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Smokovac – Mateševo.
- U periodu od 2026 - 2032. godine prosječan godišnji porast vršnog opterećenja je 1.5% usljed ulaska u pogon trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Bar – Podgorica te samim tim dati rast odražava rast potrošnje na ključnim čvorištima 110/xkV.

**Za karakteristični režim ljetnjeg maksimuma može se zaključiti sljedeće:**

- Naglo povećanje vršnog opterećenja sa godišnjim porastom od 2.83% u periodu 2023 - 2025. godina usljed ulaska u pogon hotelskih kompleksa i trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Smokovac - Mateševo,
- U periodu od 2026 - 2032. godine prosječan godišnji porast vršnog opterećenja iznosi 1.54% usljed trafostanica za napajanje infrastrukture autoputa na dionici Bar - Podgorica. Neophodno je u ovom slučaju obratiti pažnju na turističku sezonu koja ima značajan uticaj na ljetne vršno opterećenje.



Slika 5-1: Porast vršne snage EES Crne Gore 2023 - 2032. godina



Slika 5-2: Porast neto konzuma EES Crne Gore 2023 - 2032. godina

Tabela 5-1: Prognoza potrošnje električne energije za čvorišta 110/XkV (mjesto preuzimanja energije CEDIS iz sistema prenosa) i prognozirana vršna aktivna i reaktivna opterećenja za horizontne 2025 i 2032. godinu

Elektroenergetski objekt	2023						2025						2032					
	Zima			Ljeto			Zima			Ljeto			Zima			Ljeto		
	W <sub>a</sub> (MWh)	P <sub>max</sub> (MW)	Q (MVar)	W <sub>a</sub> (MWh)	P <sub>max</sub> (MW)	Q (MVar)	W <sub>a</sub> (MWh)	P <sub>max</sub> (MW)	Q (MVar)	W <sub>a</sub> (MWh)	P <sub>max</sub> (MW)	Q (MVar)	W <sub>a</sub> (MWh)	P <sub>max</sub> (MW)	Q (MVar)	W <sub>a</sub> (MWh)	P <sub>max</sub> (MW)	Q (MVar)
TS Andrijevića	18,495.60	7.14	2.08	15,584.80	6.87	2.25	18,059.57	6.60	1.93	15,412.55	6.36	2.25	18,317.20	7.14	2.08	16,192.00	6.87	2.25
TS Bar	101,662.98	50.22	14.65	103,674.09	53.99	15.75	104,117.53	51.43	15.00	106,177.20	55.29	16.13	110,516.32	54.59	15.92	112,702.57	58.69	17.12
TS Berane	48,499.44	26.38	7.69	35,247.81	16.80	4.90	48,888.21	26.59	7.76	35,530.36	16.93	4.94	49,873.83	27.13	7.91	36,246.67	17.27	5.04
TS Brezna	6,983.24	6.53	1.90	6,043.20	5.37	1.57	6,983.24	6.53	1.90	6,043.20	5.37	1.57	6,983.24	6.53	1.90	6,043.20	5.37	1.57
TS Ribarevine	56,093.19	25.18	7.34	49,082.09	16.76	4.89	56,542.84	25.38	7.40	49,475.53	16.89	4.93	57,682.78	25.89	7.55	50,472.99	17.23	5.03
TS Budva	122,313.59	78.84	22.99	149,901.40	80.81	23.57	125,762.34	81.06	23.64	154,128.02	83.09	24.23	134,815.68	86.89	25.34	165,223.33	89.07	25.98
TS Cetinje	47,586.26	23.38	6.82	41,012.23	21.34	6.22	48,769.76	23.96	6.99	42,032.24	21.87	6.38	51,257.51	25.18	7.34	39,992.23	22.98	6.70
TS Danilovgrad	35,465.21	14.75	4.30	33,583.46	17.86	5.21	36,393.30	15.13	4.41	34,462.31	18.33	5.35	38,821.18	16.14	4.71	36,761.36	19.55	5.70
TS Herceg Novi	95,317.52	43.40	12.66	92,483.43	46.14	13.46	97,426.04	44.36	12.94	94,529.26	47.16	13.76	102,903.66	46.85	13.67	99,844.01	49.82	14.53
TS Mojkovac	23,492.28	8.99	2.62	20,590.96	11.59	3.38	23,028.25	8.81	2.57	20,184.23	11.36	3.31	23,492.28	8.99	2.62	20,590.96	11.59	3.38
TS Nikšić	127,483.84	53.13	15.50	84,935.55	39.44	11.50	129,073.34	53.79	15.69	85,994.55	39.93	11.65	132,332.60	55.15	16.09	88,166.02	40.94	11.94
TS Pljevlja 1	78,763.58	38.73	11.30	70,443.74	27.15	7.92	80,722.48	74.28	21.67	72,195.73	27.83	8.12	84,840.14	77.30	22.55	75,878.43	26.48	7.72
TS Podgorica 1	165,439.61	71.40	20.82	145,577.01	56.74	16.55	172,123.37	74.28	21.67	151,458.32	59.03	17.22	190,038.10	82.01	23.92	167,222.23	65.17	19.01
TS Podgorica 3	118,921.07	54.13	15.79	100,080.16	44.52	12.98	122,033.12	55.54	16.20	102,699.16	45.68	13.32	130,174.20	59.25	17.28	109,550.44	48.73	14.21
TS Podgorica 4	148,969.57	68.14	19.88	118,291.43	51.82	15.12	154,380.74	70.62	20.60	122,588.25	53.71	15.66	168,784.29	77.21	22.52	134,025.59	58.72	17.13
TS Podgorica 5	79,762.11	31.21	9.10	59,153.02	22.80	6.65	85,926.45	33.62	9.81	63,724.60	24.56	7.16	92,567.18	36.22	10.56	68,649.49	26.46	7.72
TS Tivat	60,676.04	26.62	7.76	62,972.08	28.34	8.26	62,263.87	40.92	11.94	64,620.00	36.68	10.70	66,417.63	31.37	9.15	68,930.93	31.68	9.24
TS Kotor	52,168.70	21.66	6.32	48,947.68	23.24	6.78	53,533.90	22.22	6.48	50,228.59	23.85	6.96	57,105.26	23.71	6.91	53,579.45	25.44	7.42
TS Kličevo	13,192.66	7.31	2.13	13,406.98	3.04	0.89	13,404.58	7.43	2.17	13,622.35	3.08	0.90	13,949.42	7.73	2.25	14,176.03	40.94	11.94
TS Ulcinj	49,911.18	29.98	8.74	62,225.47	39.70	11.58	51,927.59	31.19	9.10	64,739.38	41.30	12.05	57,332.25	34.44	10.04	71,477.51	45.60	13.30
TS Vilusi	3,321.98	1.74	0.51	3,147.20	1.18	0.34	3,348.53	1.75	0.51	3,172.35	1.19	0.35	3,402.43	1.78	0.52	3,223.41	1.21	0.35
TS Virpazar	23,149.83	14.85	4.33	26,174.54	12.56	3.66	23,334.84	14.97	4.37	26,383.72	12.66	3.69	23,710.44	15.21	4.44	26,808.40	12.86	3.75

### 5.1.1 Potrebe razvoja distributivnog sistema

U okviru ovog poglavlja, urađena je analiza priključenja novih TS 110/xkV za čijom izgradnjom je upućen zahtjev od strane CEDIS-a. Analiza obuhvata izgradnju sljedećih postrojenja:

Tabela 5-2 – Nove TS 110/x kV do 2025. godine<sup>3</sup>

Nove TS 110/x kV			
Objekat	Instalisana snaga	Prenosni odnos TR	Očekivana godina
110/10 kV Podgorica 7	2x31,5 MVA	110/10	2024
110/35 kV Buljarica	2x40 MVA	110/35	2023
110/35 kV Bečići <sup>4</sup>	2x40 MVA	110/35	2023
110/35 kV Drijenak	2x40 MVA	110/35	2023
110/10 kV Igalo	2x20 MVA	110/10	2024
110/10 kV Žabljak	2x20 MVA	110/35	2024
110/10 kV Podgorica 6	2x40 MVA	110/10	2025
110/10 kV Podgorica 8	2x31,5 MVA	110/10	2025
110/35 kV Bijela	2x20 MVA	110/35	2025

Od prethodno navedenih TS, procjena je da je tehnički izvodljivo da se u narednih pet godina realizuju projekti TS Podgorica 7, Žabljak i Buljarica (izdata saglasnost od strane RAE-a), dok je za TS Bečići izražena obostrana spremnost (CEDIS i CGES) da projekat započne sa realizacijom već u regulatornom okviru.

Izgradnja ostalih TS će se planirati u zavisnosti od porasta potrošnje i geografske raspodjele iste.

Kada je u pitanju period od 2026. – 2032. godine, lista novih transformatorskih stanica za koje je CEDIS izrazio zainteresovanost i potrebu, lista je data u sljedećoj tabeli.

Tabela 5-3: Nove TS 110/x kV u periodu 2026 – 2032. godina

Nove TS 110/x kV			
Objekat	Instalisana snaga transformatora (MVA)	Prenosni odnos TR (kV/kV)	Očekivana godina ulaska u pogon
110/10 kV Tuzi	2x20 MVA	110/10	2026
110/35 kV (20 kV) kV Golubovci	2x20 MVA	110/35(20)	2026
DV 110 kV:TS 110/35 kV Golubovci - Tuzi			2026

<sup>3</sup> Zahtjev za izgradnjom novih TS na zahtjev CEDIS-a

<sup>4</sup> Tehno-ekonomska analiza dostavljena od strane CEDIS-a



## 5.2 Prognoza proizvodnje

Izgradnju novih proizvodnih objekata u EES Crne Gore kao i realnost njihove implementacije treba posmatrati imajući u vidu sljedeće činjenice:

- veliki neiskorišćeni hidroenergetski potencijal
- ekspanziju izgradnje obnovljivih izvora u regionu
- realizaciju projekta povezivanja sistema Crne Gore i Italije preko podmorskog DC kabla, a samim tim i povezivanja tržišta električne energije Jugoistočne Evrope i Italije

Uzimajući u obzir gore navedeno, sasvim je realno očekivati značajan broj novih proizvodnih objekata u Crnoj Gori, naročito nakon ulaska u pogon DC kabla (decembar 2019. godine). U skladu sa tim, jedan od zadataka ovog dokumenta je dati pravce razvoja prenosnog sistema elektroenergetskog sistema u dijelu proizvodnje. Polazište za planiranje izgradnje novih prenosnih kapaciteta je Strategija razvoja energetike Crne Gore, te zvanična dokumenta dobijena iz nadležnog Ministarstva Crne Gore u skladu sa trenutno raspoloživim informacijama o postojećem statusu svakog pojedinačnog projekta, kao i izvjesnosti njegove izgradnje odnosno dodijeljene koncesije.

Priključenje novih elektrana definisan je prema već urađenim i usvojenim studijama i analizama usvajajući rješenja koja su održiva, služe postizanju ciljeva za dalji razvoj elektroenergetskog sistema i prouzrokuju minimalne troškove investicija.

U sljedećoj tabeli (Tabela 5-4), prikazana je lista novih proizvodnih objekata dostavljena od strane relevantnih institucija Crne Gore (EPCG i MKI)

Tabela 5-4: Spisak proizvodnih objekata do 2025. godine

CGES do 2025. godine			
<b>Velike hidroelektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Perućica - Agregat A8	58.5	50	2024
<b>Vjetroelektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
VE Brajići	100.8	250	2025
VE Gvozd	54	150	2023
<b>Solarne elektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
SE Briska Gora	I faza 50	90	2023
SE Velje Brdo	I faza 50	80	2024
SE Vilusi I	30	45	2024
SE Slano	39 (50)	(60)	2023
<b>Male hidroelektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon (2021. - 2023.)

mHE "Kaludra" na vodotoku Kaludarska, Opština Berane	1.8	5.5	2022
mHE "Štitarica 1", na vodotoku Štitarica, Mojkovac	1.193	3.764	2024
mHE "Bjelojevička 1", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	0.75	2.32	2022
mHE "Bjelojevička 2", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	1.78	5.59	2022
mHE "Lještanica", na vodotoku Lještanica, Opština Bijelo Polje	2.35	7.59	2023
mHE "Miolje polje" na dijelu vodovoda "Berane", Opština Berane	0.301	2.2	2021
mHE "Skrbuša" na vodotoku Skrbuša, KO Trunića do, Kolašin	0.9	3.43	2022
mHE Otilovići	3.3	11.4	2024

Tabela 5-5: Spisak proizvodnih objekata u periodu 2026. – 2032. godina

CGES 2023-2032			
Velike hidroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Komarnica	171.9	213	2028
HE Boka	290		2030
HE Kruševo	90-120	235	2030
Vjetroelektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
Solarne elektrane			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
SE Briska Gora	II faza 200	360	2026
SE Velje Brdo	II faza 100	160	2026
SE Dragalj/Vilusi II	80-150	140 -	2026
SE Čevo	100	Nije odlučeno	Nije odlučeno

Male hidroelektrane su modelovane po principu ekvivalentnog rezervoara dok su solarni paneli ekvivalentirani preko negativne potrošnje.

Termoelektrane korišćene u modelovanju su sljedeće<sup>5</sup>:

Rehabilitacija/revitalizacija postojećih				
Objekat	Instalisana snaga (MW)			Godina ulaska u pogon rehabilitovane jedinice
	2018	2021 - 2023	2023 - 2032	
TE Pljevlja - G1	225	225	225	

Izgradnja bloka 2 nije predviđena planom EPCG, te će se u analizama uvažiti da je konstantno u pogonu samo jedan blok.

---

<sup>5</sup> Podaci dobijeni od EPCG

### 5.3 Prekogranični projekti

U okviru ovog poglavlja, dat je kratak presjek novih projekata operatora prenosnog sistema susjednih zemalja (uključujući i HOPS-Operator prenosnog sistema Hrvatske), koji mogu imati uticaj na promjene tokova snaga u regionu i sigurnost prenosnog sistema Crne Gore. Informacije o navedenim podacima su preuzete iz posljednje verzije TYNDP 2020 ENTSO-E, odnosno iz nacionalnih planova razvoja.

U februaru 2020. godine pokrenut je poziv za dostavljanje projekata za treći postupak selekcije Projekti od interesa za Energetsku zajednicu (PECI) i Projekti od zajedničkog interesa (PMI). Promoteri projekata koji rade na realizaciji projekata energetske infrastrukture u kategorijama definisanim usvojenom Uredbom 347/2013 Aneks I/1-2-3 (prenos električne energije, skladištenje, pametna mreža; prenos gasa, skladištenje, LNG/CNG infrastruktura; prenos nafte i skladištenje) mogli podnijeti svoje projekte Sekretarijatu Energetske zajednice najkasnije do 28. februara 2020.

U okviru narednih podpoglavlja, prikazane su liste projekata čiji je nosilac CGES, a koji se nalaze na listi ENTSO- TYNDP i PECI/PMI listi.

#### 5.3.1.1 Projekti u okviru ENTSO-E TYNDP liste

U okviru ENTSO-E liste projekata vezanih za aktivnosti CGES-a se nalaze sljedeći projekti:

- 400 kV DV Pljevlja – Bajina Bašta (RS) – Višegrad (BA) – Transbalkanski koridor
- HVDC Crna Gora – Italija drugi pol kabla (600 MW)
- 400 kV DV Lastva - Pljevlja

**400 kV DV Pljevlja – Bajina Bašta (RS) – Višegrad (BA)** se nalazi u okviru velikog investicionog projekta nazvanog „Transbalkan koridor“ koji se proteže od centralne Srbije (TS Kragujevac 2 i TS Kraljevo 3) i zapadne Srbije (TS Obrenovac i TS Bajina Bašta) pa sve do TS Višegrad u Bosni i Hercegovini i TS Lastva (preko TS Pljevlja) u Crnoj Gori. Projekat ima za cilj povećanje kako prenosnog kapaciteta u okviru prenosnog sistema Crne Gore, tako i prenosnih kapaciteta na granicama između navedenih zemalja. Ovaj projekat je usko povezan sa projektima Italija - Crna Gora i Centralnobalkanski koridor. **Planirani ulazak u pogon je poslije 2025. godine.**

**Drugi pol kabla (600 MW)**, odnosno projekat interkonekcije Italije i Crne Gore uključuje novi HVDC podmorski kabl između Villanove (Italija) i Lastve (Crna Gora) i DC konvertorske stanice. Drugi HVDC modul (600 MW) projekta interkonekcije Italija-Crna Gora je u strogoj korelaciji sa Transbalkanskim koridorom i stoga značajno doprinosi korišćenju prenosnog kapaciteta između Italije i zemalja Jugoistočne Evrope.

**DV 400 kV Pljevlja – Lastva** je u fazi završetka izvođenja radova.

Tabela 5-6: Lista ENTSO-E TYNDP projekata

Ime projekta	God. ulaska u pogon	Status	Progres investicije	Tip elementa	TS1	TS2	Type of HVDC	Dužina (km)	CAPEX (MEUR)	OPEX (MEUR)
HVDC ME-IT (drugi pol)	2026	izgradnja	odložen	HVDC	Villanova (IT)	Lastva (ME)	Bipolar	445	362	0.7
400kV DV in RS-ME	2026	Izdavanje dozvola	odložen	AC	Bajina Basta (RS)	Pljevlja (ME)	None	100	44.4	0.53
400 kV DV Lastva - Pljevlja	2019	izgradnja	odložen	AC	SS Lastva	SS Pljevlja	None	151	67.5	1.35

#### 5.3.1.2 Projekti u okviru PECI/PMI liste

U okviru PECI liste, nominovan je i 400 kV DV Pljevlja – Bajina Bašta (RS) – Višegrad (BA).

### 5.3.1.3 Osvrt na planove razvoja susjednih zemalja

U okviru ovog poglavlja, dat je kratak presjek novih projekata operatora prenosnog sistema susjednih zemalja (uključujući i HOPS-Operator prenosnog sistema Hrvatske), koji mogu imati uticaj na promjene tokova snaga u regionu i sigurnost prenosnog sistema Crne Gore. Informacije o navedenim podacima su preuzete iz posljednje verzije TYNDP 2020 ENTSO-E, odnosno iz nacionalnih planova razvoja.

#### Albanija:

- **TS 400/220 kV Vau Dejes** u blizini postojeće 220/110 kV, očekivan ulazak u pogon do **2030.** godine
- **DV 400 kV Rrashbul – Fier**, očekivana godina ulaska u pogon do **2030.** godine
- **DV 400kV Arachtos (GR) – Fier (AL)**, očekivan ulazak u pogon do **2030.** godine.

Od navedena 3 projekta, izvjesno je da će izgradnja TS 400/220 kV Vau Dejes imati značajan uticaj na povećanje tranzita preko EES Crne Gore.

#### Bosna i Hercegovina:

- **DV 400kV Bajina Bašta (RS) – Višegrad**, prema aktuelnom planu razvoja (Dugoročni plan razvoja prenosnog sistema 2018-2027) iz decembra 2017. godine ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan 2023. godine, međutim prema dostupnim podacima iz TYNDP očekivana godina je pomjerena na **2024.**
- **DV 400kV Višegrad – Bistrica (RS) – Pljevlja (ME)**, prema aktuelnom planu razvoja (Dugoročni plan razvoja prenosnog sistema 2018-2027) iz decembra 2017. godine, ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan nakon **2027.** godine.

Pored navedenih objekata prenosne mreže koji mogu imati uticaj na prenosnu mrežu Crne Gore, potrebno istaknuti da je prema Indikativnom planu razvoja proizvodnih objekata BiH 2022 – 2031 predviđena izgradnja HE Dabar sa priključnim vodovima, koja je smještena u Istočnoj Hercegovini. Elektrana će biti spojena na 220 kV DV Trebinje – Mostar, ali najvjerovatnije neće biti realizovan prije 2025. godine. Zbog njene električne blizine EES Crne Gore, očekivano je da će proizvodnja te elektrane uticati i na tokove snaga na granici Crna Gora – Bosna i Hercegovina

#### Hrvatska period 2019-2028:

- **DV 400kV Banja Luka (BA) – Lika**, nova interkonekcija 400kV između HR i BiH,
- **DV 400kV Brinje – Lika**, 400kV dalekovod koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220kV Brinje – Konjsko,
- **DV 400kV Lika – Velebit**, 400kV dalekovod koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220kV Brinje – Konjsko,

- **Cirkovce (SI) – Heviz (HU), Žerjavinec (HR)** (Nova interkonekcija 400kV između HR i SI, te HR i HU)
- **DV 400kV Velebit – Konjsko**, 400kV dalekovod koji zamjenjuje dionicu postojećeg DV 220kV Brinje – Konjsko,
- **DV 400kV TE Tuzla (BA) – Đakovo**,
- **DV 400kV TE Tuzla (BA) – Gradačac (BA) – Đakovo**,
- **DV 400kV Ernestinovo – Sombor (RS)**, nova 400kV interkonekcija između HR i Srbije, očekivan ulazak u pogon **2035.** godine.

Od navedenih projekata koji su pod nadležnošću HOPS-a, ne postoji ni jedan projekat koji može direktno uticati na EES crne Gore.

#### Italija period 2020-2031:

Prenosna mreža Italijanskog Operatera prenosne mreže (TERNA), nema značajniji uticaj na prenosni sistem CGES-a, iz razloga što su povezani HVDC kablom, koji se praktično može tretirati kao potrošnja, kada je u pitanju EES Crne Gore. Od značajnijih projekata, koji su planirani od strane italijanskog operatera prenosne mreže, izdvajaju se sljedeća pojačanja:

- **HVDC 500 kV Lastva (ME) – Villanova (IT)**, drugi pol HVDC kabla, čija godina završetka još nije tačno definisana
- **HVDC 500 kV Sicilija (IT) – Tunis**, HVDC 600 MW
- **DV 400 kV Codrongianos (IT) – Lucciana (Korzika, FR) – Suvereto (IT)**, trenutno poznata kao **SACOI 3**
- **HVDC Salgareda (IT) – Divača (SI)**, 1000 MW

U zavisnosti od deficita/suficita električne energije u zapadnoj Evropi, očekivati je da se povećana razmjena na granicama Italija – zapadna Evropa, odrazi i na opterećenje HVDC kabla ME – IT.

#### Kosovo:

- **TS 400/220/110kV Prizren 4**, nova TS koja se priključuje po principu ulaz/izlaz na DV 400kV Kosovo B – Tirana (AL)

#### Srbija:

- Interkonektivni dvostruki **DV 400kV Pančevo – Resica (RO)**, predviđeno puštanje u nakon 2022. godine (trenutno, zbog radova na rumunskoj strani, radi pod 110kV naponom).
- Interkonektivni dvostruki **DV 400kV Niš – Sofija 2 (BG)**, predviđeno puštanje nakon 2030. godine
- Interkonektivni dvostruki **DV 400kV Leskovac – Bobov Dol (BG)**, predviđeno puštanje nakon 2030. godine

- **DV 2x400 kV HPP Đerdap 1 – Portile de Fier (RO)**, nakon 2030. godine
- **DV 400kV Kragujevac 2 – Kraljevo 3**, sa podizanjem naponskog nivoa u TS Kraljevo 3 na 400kV. Očekivana godina ulaska u pogon nakon **2021**.
- Dvostruki **DV 400kV Obrenovac – Bajina Bašta**, sa podizanjem naponskog nivoa u TS Bajina Bašta na 400kV. Prema planu razvoja (Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije 2019-2028) iz oktobra 2019. godine očekivana godina ulaska u pogon je 2025. Takođe, prema dostupnim podacima iz TYNDP2018 očekivana godina je **2025**. godinu.
- **DV 400kV Bajina Bašta – Višegrad (BA)**, prema planu razvoja (Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije 2019-2028) iz oktobra 2019. godine ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan nakon 2025. godine. Takođe, prema dostupnim podacima iz TYNDP2018 očekivana godina je **2025**. godine.
- **DV 400kV Bajina Bašta – Bistrica – Pljevlja (ME)**, prema planu razvoja (Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije 2019-2028) iz oktobra 2019. godine ulazak u pogon ovog dalekovoda je očekivan nakon **2025**. godine.

Od navedenih projekata pod nadležnošću EMS-a, potrebno je izdvojiti **DV 400kV Bajina Bašta – Bistrica** (mjesto na kome će se praviti razvodno postrojenje) – **Pljevlja (ME)**, koji podrazumijeva dvosistemski vod iz TS Bajina Bašta, gdje bi jedan krak otišao ka TS Višegrad, a drugi ka TS Bistrica (RS) i dalje ka TS Pljevlja.

Naime, kao nastavak ovog projekta, EMS je uzeo u razmatranje još jedan projekat, a to je DV 110kV Tutin – državna granica (TS Rožaje (ME)).

Svaki od navedenih projekata može potencijalno da izazove povećanje razmjena na HVDC ME – IT, pa bi se njihovo modelovanje i analiza tokova snaga po crnogorskom EES morala obavezno uzeti u obzir kod proračuna NTC-ova na gore pomenutim granicama.

## 6 Sistemske analize

Sistemske analize u okviru predmetnog Plana su urađene prema preporukama iz Pravila o planiranju prenosne mreže [4], sa određenim izmjenama u smislu prilagođenja potreba i mogućnosti CGES-a:

- Analize dinamičke stabilnosti su urađene za 2025. godinu, kao ciljnu godinu realizacije Investicionog plana, ali i kao godinu do koje se sa dovoljnom tačnošću mogu odrediti parametri pojedinih proizvodnih objekata, koji su od presudnog značaja za formiranje dinamičkih modela EES.
- Analiza opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije su analize koje se rade na operativnom nivou do 25. u mjesecu za prethodni mjesec, kao i na godišnjem nivou (član 7 „Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom“ [5]). U okviru predmetnog Plana nisu posebno obrađene.

### 6.1 Analize za 2021. godinu

#### 6.1.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema

U okviru ovog poglavlja, analizirana su dva kritična režima:

- Režim maksimalnog tranzita (u cilju sagledavanja opterećenja sistema) i
- Režim minimalnog opterećenja (u cilju sagledavanja naponsko-reaktivnih problema)

Na slikama Slika 11-6 i Slika 11-7 (Prilog 0) su prikazani tokovi snaga na granici Crne Gore, kao i naponske prilike u EES Crne Gore za analizirani režim.

Za visoke tranzite je karakteristično da su uglavnom vezani za pun kapacitet HVDC-a i visok uvoz Albanskog sistema. Može se uočiti da energija dolazi iz EES Bosne i Hercegovine, kao posljedica jakog proizvodnog čvorišta u Hercegovini (TE Gacko, HE Trebinje, HE Dubrovnik), i uvoza u Albanski sistem, pri čemu je CGES značajan tranziter električne energije. Topološka struktura 400 kV mreže u tom dijelu regiona je praktično takva da postoji 400 kV veza između Trebinja (BA) i Tirane (AL), preko 400 kV mreže Crne Gore.

Analiza je urađena za punu topologiju i rezultati su pokazali da je najopterećeniji element DV 110kV Budva - Lastva koji je opterećen sa 128% svoje termičke granice (470 A, Al/Fe 150/25 mm<sup>2</sup>).

Usljed visoke opterećenosti, 110 kV DV Budva – Lastva mora biti isključen u normalnoj topologiji u režimu uvoza energije iz Italije.

#### 6.1.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja viši naponi se uočavaju uglavnom u blizini proizvodnih objekata i u dijelovima slabo opterećene mreže 220 i 400kV naponskog nivoa, što za posljedicu ima generisanje reaktivne energije i dodatno povećanje napona. Problem se prvenstveno uočava u TS Lastva, kada su naponi iznad dozvoljenih vrijednosti na 400kV naponskom nivou (sa slike se može uočiti da vrijednost napona za minimalnu opterećenost prenosne mreže ide i do 439 kV).

Generalno gledajući naponsko-reaktivnu problematiku, visoki naponi se uočavaju u svim 400 i 220 kV čvorištima prenosne mreže Crne Gore i Bosne i Hercegovine.



### 6.1.3 Analiza struja kratkih spojeva

Proračun struja kratkih spojeva je izvršen za režim zimskog maksimuma. U datom režimu je u sistemu Crne Gore i u okolnim sistemima, u pogonu najveći broj elektrana, čime se dobijaju maksimalne vrijednosti struje kratkih spojeva.

Proračuni struja kratkih spojeva su izvršeni u skladu sa IEC 60909 internacionalnim standardom, pri čemu se za proračun maksimalne vrijednosti struje kratkih spojeva usvaja da koeficijent za uvećanje napona po čvorovima iznosi 1.1.

Detaljan proračun struja kratkih spojeva (na svim naponskim nivoima u prenosnoj mreži, kao i na sabirnicama nižeg napona u objektima koji pripadaju CGES, a na koje su priključeni korisnici) je urađen kroz posebnu studiju koja je dala i mjere za njihovo sniženje [12].

Najveće očekivane vrijednosti u TS 110kV Podgorica 1 i Podgorica 2 iznose:

2021.

**TS Podgorica 1:  $I_{3pks}$  - 24,992 A                       $I_{1pks}$  - 28,775 A**

**TS Podgorica 2:  $I_{3pks}$  - 26,065 A                       $I_{1pks}$  - 29,449 A**

### 6.1.4 Analiza prenosne moći i zagušenja

Pojedinačni ispadi elemenata prenosnog sistema Crne Gore u modelovanom režimu maksimalnih tranzita (uključujući i uvoz iz Italije preko HVDC kabla do 600MW) dovode do preopterećenja unutar sistema Crne Gore, a samim tim i do narušavanja normalnog radnog režima EES-a Crne Gore.

Kod analize "N-1" sigurnosti, uočava se veliki broj preopterećenja elemenata preko 100% prije svega u 220kV mreži. Treba napomenuti da zbog velikog preopterećenja 110 kV DV Budva – Lastva mora biti isključen u normalnoj topologiji.

Analize kaskadnih ispada i simulacija kvarova sa reagovanjem zaštite, pokazale su sljedeće kritične situacije sa stanovišta sigurnosti EES-a Crne Gore:

Nakon ispada DV 400kV **Trebinje (BA) – Lastva** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cijele 220kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL).

Nakon ispada DV 400kV **Lastva – Podgorica 2** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cele 220kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL), svih 110kV dalekovoda između HE Perućica i Podgorica 1, kao i DV 110kV Tivat – Lastva.

Nakon ispada DV 400kV **Podgorica 2 – Tirana (AL)** dolazi do ulaska u režim preopterećenja cijele 220kV dionice Trebinje (BA) – HE Perućica – Podgorica 1 – Vau Dejes (AL). U ovom slučaju usljed preopterećenosti, dolazi do aktiviranja II stepena zaštite od preopterećenja na DV Podgorica 1 – Vau Dejes i njegovog automatskog isključenja nakon 20 sekundi. Nakon ovog isključenja sistem se vraća u normalno stanje.

Interkonektivni dalekovod 220kV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL) se preopterećuje u slučaju više ispada 400kV vodova u regionu (Pljevlja – Ribarevine – Peć – Kosovo B, Tirana – Elbasan, Kragujevac – Obrenovac). U svim slučajevima došlo bi do reagovanja I stepena zaštite od preopterećenja, dispečeri imaju 20 minuta za primjenu korektivnih akcija, kako bi se sistem iz poremećenog stanja vratio u normalno ili prelazno stanje.

Nakon ispada DV 220kV HE Perućica – Podgorica 1 došlo bi do preopterećenja paralelne 110kV dionice između Perućice i Podgorice 1. Takođe, ispad jednog od dva DV 110kV HE Perućica – Podgorica 1 dovodi do preopterećenja DV 110kV HE Perućica – Danilovgrad – Podgorica 1.

Od projekata koji se ističu u smislu rješavanja uočenih problema, potrebno je istaći sljedeće (elaborirani su u nastavku dokumenta):

- Rekonstrukcija TS Budva (ugradnja sabirničkog prekidača)
- Rekonstrukcija DV 110 kV Perućica-Danilovgrad-Podgorica 1.

Tabela 6-1: Analiza "N-1" kriterijuma sigurnosti prenosnog sistema EES Crne Gore

ISPAD ELEMENTA	PREOPTEREĆEN ELEMENT	Termička Granica (MVA)/(A)	Tok po Elementu (MVA)/(A)	Zaštita od preopterećenja (A)		Strujno Opterećenje (%)
				I Stepen	II Stepen	
/	110kV DV Budva - Lastva	89.5 / 470	119.1 / 601.3	450 / 500		128
400kV DV Trebinje (BA) - Lastva	220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	274.4 / 720	322.1 / 833.9	720 / 900		115.8
	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	99.5 / 495.1	- / -		105.4
	220kV DV HE Perućica - Trebinje (BA)	274.4 / 720	344.2 / 874.2	720 / 940		121.4
	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	294.2 / 761.9	720 / 900		105.8
	110kV DV Herceg Novi - Trebinje (BA)	89.5 / 470	101.7 / 527.5	- / -		112.3
400kV DV Lastva - Podgorica 2	220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	274.4 / 720	451.3 / 1188.9	720 / 900		165.1
	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	129 / 663.3	- / -		141.2
	110kV DV Danilovgrad - Podgorica 1	89.5 / 470	114.2 / 602.2	- / -		128.2
	110kV DV HE Perućica - Podgorica 1	122.9 / 645	143.3 / 737.3	- / -		114.3
	110kV DV Lastva - Tivat	89.5 / 470	109.6 / 544.4	- / -		115.9
	220kV DV HE Perućica - Trebinje (BA)	274.4 / 720	495.5 / 1305.6	720 / 940		181.3
	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	348.8 / 934.7	720 / 900		129.8
	110kV DV Bileća (BA) - Nikšić	89.4 / 469	96.2 / 494.1	- / -		105.3
400kV DV Podgorica 2 - Tirana (AL)	220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	274.4 / 720	317.2 / 820.9	720 / 900		114
	220kV DV HE Perućica - Trebinje (BA)	274.4 / 720	295.2 / 748.2	720 / 940		103.9
	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	471.9 / 1221.3	720 / 900		169.6
400kV DV Pljevlja 2 - Ribarevine	220kV DV Podgorica 1 - Vau Dejes (AL)	274.4 / 720	289.6 / 745.3	720 / 900		103.5
400kV DV Ribarevine - Peć		274.4 / 720	318.7 / 808	720 / 900		112.2
400kV DV Kragujevac - Obrenovac		274.4 / 720	282.3 / 725.2	720 / 900		100.7
400kV DV Peć - Kosovo B		274.4 / 720	284.7 / 723	720 / 900		100.4
400kV DV Tirana (AL) - Elbasan (AL)		274.4 / 720	287 / 735.2	720 / 900		102.1
220kV DV HE Perućica - Podgorica 1	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	121.8 / 598.9	- / -		127.5
	110kV DV Danilovgrad - Podgorica 1	89.5 / 470	106.5 / 537.9	- / -		114.5
	110kV DV HE Perućica - Podgorica 1	122.9 / 645	128.9 / 662.5	- / -		102.7
110kV DV HE Perućica - Podgorica 1	110kV DV Danilovgrad - HE Perućica	89.5 / 470	114 / 559.9	- / -		119.2
	110kV DV Danilovgrad - Podgorica 1	89.5 / 470	99.5 / 500.3	- / -		106.5

### 6.1.5 Stanje 2021. godina - Zaključak:

Generalno gledajući nakon analize postojećeg stanja mreže, bez obzira na režim rada, potrebno je riješiti sljedeće probleme:

1. Pouzdanije napajanje primorskog dijela Crne Gore, naročito H. Novog i Ulcinja (spojen samo jednim vodom na prenosnu mrežu), koji su praktično jednostrano napajani iz sistema Crne Gore (Herceg Novi se sa druge strane napaja iz sistema Bosne i Hercegovine).
2. U toku rada HVDC kabla ME-IT, uočeni su problemi u režimu kada Italija izvozi ka jugoistočnoj Evropi. Smjer razmjene na HVDC kabl od Italije dovodi do toga da je 110kV mreža u primorskom dijelu Crne Gore (na potezu od Lastve ka Budvi i Baru) izuzetno opterećena, pa je potrebno izvršiti sekcionisanje sabirnica u TS Budva, te povećanje kapaciteta vodova od Lastve ka Budvi i dalje ka Baru i Ulcinju. Stoga je potrebno planirati rekonstrukciju 110 kV mreže na pomenutom potezu.
3. Nakon gašenja Aluminijskog kombinata Mostar (BiH), loše hidrološke situacije u regionu (često se dešava da je mali broj proizvodnih jedinica u regionu na mreži), kao i ograničene mogućnosti operatora prenosnih mreža u regionu kada je u pitanju upravljanje reaktivnom energijom, došlo je do porasta napona u svim prenosnim mrežama u regionu od interesa za rad CGES-a, naročito na 400kV naponskom nivou. Neophodno je da se u TS Lastva ugradi varijabilni šant reaktor snage 250 MVA<sub>r</sub> u

cilju veće fleksibilnosti i angažovanja uređaja (kod fiksnih šantova, se daje nalog za uključenje, ili isključenje uređaja, dok se kod varijabilnog zadaje željeni stepen u zavisnosti od potreba).

4. TS Kotor je jednostrano napajana iz prenosnog sistema (iz TS Tivat), pa je potrebno predvidjeti još najmanje jednu vezu, kako bi bio ispunjen kriterijum sigurnosti N-1. Druga veza koja je planirana i predložena u Planu je DV 110kV Lastva – Kotor, koja rješava ovaj problem i koja će biti u pogonu do 2025. godine.
5. Konstantno potiskivanje snage proizvodnje iz HE Perućica ka TS Podgorica 1 kroz 110kV dalekovode HE Perućica - Podgorica 1 (dvostruki na istim stubovima) i HE Perućica - Danilovgrad - Podgorica 1 (Al/Fe 470A, presjeka 150/25 mm<sup>2</sup>), koji su pri punoj topologiji mreže i raspoloživosti svih elemenata prenosnog sistema opterećeni sa preko 50% svoje termičke granice. Izgradnja DV 110kV Vilusi – H.Novi i rekonstrukcija DV 110kV Perućica – Danilovgrad – Podgorica rješava ovaj problem preopterećenja.
6. Svi DV 110kV u primorskom dijelu Crne Gore su stari i presjeka 150/25 mm<sup>2</sup> sa termičkom granicom 470 A (89 MVA). S obzirom da su stubovi projektovani tako da nose užad postojećeg presjeka, neće biti moguće zamijeniti samo postojeću užad sa užadima većeg presjeka, već će se praktično morati zamijeniti i postojeći stubovi, stubovima koji mogu da nose užad većeg presjeka. Izgradnja TS Radovići, povećanje kapaciteta postojećih vodova, kao i 110kV DV Vilusi – Herceg Novi i Kotor – Tivat, uz već izgrađenu TS Lastva, potpuno rješavaju ovaj problem.
7. Neophodno je riješiti problem T-spoja u TS Vilusi, uključujući rekonstrukciju trafostanice sa pripadajućim dalekovodima (dalekovodi Cu 120 mm<sup>2</sup> prenosne moći 76 MVA), što je predviđeno kroz projekat izgradnje DV 110kV Vilusi – H.Novi.
8. Kritično mjesto snabdijevanja primorja je TS Budva u kojoj ne postoji mogućnost sekcionisanja 110kV mreže, niti mogućnost, za sada, proširenja ove trafostanice (neophodan bi bio još jedan sistem sabirnica, pošto postrojenje trenutno ima samo jedan). Predlaže se ugradnja prekidača snage.
9. Analiza gubitaka snage na odabranim režimima je pokazala da nivo gubitaka zavisi od tranzita električne energije, a što treba imati u vidu, sada kada je u pogonu HVDC Crna Gora – Italija. Svi gubici koji nastanu usljed tranzita električne energije ka drugim operatorima prenosnog sistema, biće nadoknađeni iz evropskog mehanizma za obračun gubitaka električne energije („ENTSO-E ITC mechanism“), čiji je CGES član. Ne očekuje se da ukupni gubici u odnosu na raspoloživu energiju pređu 1.8-2.1%.
10. Kada su u pitanju vrijednosti struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži, one su posebno obrađena kroz studiju Analiza struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži Crne Gore [12]. Trenutno su najveće uočene vrijednosti struja kratkih spojeva u TS Podgorica 1 (I3pks 25 kA i I1pks 28,8 kA) i TS Podgorica 2 (I3pks 26 kA i I1pks 29,5 kA).

## 6.2 Analize za 2025. godinu

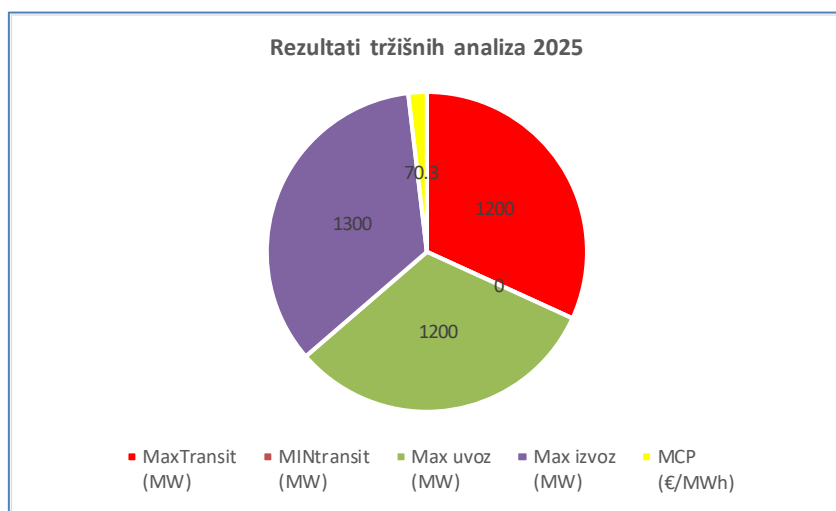
### Analize za 2025. godinu - rezultati tržišnih simulacija

U okviru ovog poglavlja su urađene analize razvoja tržišta električne energije iz ugla spajanja cjenovnih oblasti pojedinih regiona Evrope.

U okviru ove studije, osnovne analize bazirane su na podacima iz:

- ENTSO-e baze podataka
- PEMDDB-a (2020-Expected Progress, 2030-Vision 1)
- Zvaničnih dokumenata prenosnih i proizvodnih kompanija zemalja u regionu
- ERAA 2021

Stope rasta za realistični scenario za većinu zemalja računate su prema ostvarenim godišnjim potrošnjama u 2021. godini i prognoziranim potrošnjama za 2032. godinu. Ovako utvrđene stope rasta primijenjene su na srednjesatna opterećenja iz 2021. godine i tako je određena potrošnja u 2025. i 2032. godini.



Slika 6-1: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2025. godina

Slika 6-1 predstavlja osnovne rezultate tržišnih analiza za 2025. godinu. Prosječna godišnja marginalna cijena je oko 70€/MWh, dok je maksimalni očekivani maksimalni tranzit oko 1200 MW/satu (uvoz i izvoz podrazumijevaju energiju koja je ušla/izašla iz sistema). Tržišni rezultati su korišćeni za pravljenje mrežnih modela regiona jugoistočne Evrope.

### 6.2.3 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema

U toku je realizacija sljedećih razvojnih projekata, čiji se završetak i puštanje u pogon očekuje u narednom regulatornom periodu (eventualno sa određenim kašnjenjem) i koji su uvaženi u modelu prenosne mreže za 2025. godinu<sup>6</sup>:

- DV 400kV Lastva – Pljevlja
- TS 110/35kV Žabljak
- DV 110kV Brezna – Žabljak – Pljevlja
- TS Buljarica

<sup>6</sup> Odobreni od strane Agencije [1], ali ne prejudicira godinu ulaska u pogon

- TS Podgorica 7
- Od projekata koje je nominovao CEDIS, procjena je da je tehnički izvodljivo da se u narednih pet godina realizuje projekat TS Bečići (u prvom regulatornom okviru se predviđa realizacija TS Podgorica 7, TS Žabljak i TS Buljarica). Izgradnja ostalih TS će se planirati u zavisnosti od porasta potrošnje i geografske raspodjele iste. TS Bečići je analizirana kao dio razvoja prenosne mreže (analiza prikazana u Prilogu 11.4.1).

Na osnovu ulaznih podataka dobijenih od strane relevantnih institucija u narednom periodu se očekuju sljedeći proizvodni objekti (analizirani u tržišnim i mrežnim analizama)<sup>7</sup>:

- **VE Gvozd 54,6MW** – priključenje novim 110kV dalekovodima na postojeću TS 110/33kV Krново i TS 110/35kV Nikšić
- **SE Briska Gora 50MW** - u prvoj fazi (50MW) se priključuje preko DV 110kV, dužine oko 12km, presjeka 2x240 mm<sup>2</sup>, na TS Ulcinj.
- **SE Velje brdo** - prva faza, kako je već ranije rečeno, predviđa priključenje kapaciteta 50MW na prenosnu mrežu i analiza je rađena za priključenje po sistemu ulaz/izlaz na 110 kV DV Podgorica 1 – Podgorica 2
- **SE Vilusi I 30 MW** – priključenje na TS Vilusi na 110 kV
- **SE Slano 50 MW** – priključenje po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV Nikšić – Vilusi
- **HE Perućica G8 58.5MW** – u postojeće postrojenje HE Perućica
- **VE Brajići 100.8MW**<sup>8</sup> - priključenje na TS Bečići

Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore su pokazali slijedeće:

- za maksimalan zimski režim
  - 220kV DV Pljevlja (ME) - Bajina Bašta (RS), koji je opterećen sa 97% svoje termičke granice;
  - 110kV DV Kličevo - Brezna, koji je opterećen sa 91% svoje termičke granice (direktno je posljedica instaliranih kapaciteta proizvodnih objekata) kao posljedica angažovanja VE Krново i malih HE, pri čemu se energija iz ovih proizvodnih objekata prirodnim putem plasira u pravcu Kličeva odnosno u pravcu centra potrošnje,
  - 110kV DV Herceg Novi (ME) - TS Trebinje (BA) koji je opterećen sa 81% svoje termičke granice.
- za maksimalan ljetni režim
  - 220kV DV Pljevlja (ME) - Bajina Bašta (RS), koji je opterećen sa 96% svoje termičke granice;
  - 110kV DV Kličevo - Brezna, koji je opterećen sa 91% svoje termičke granice,
  - 110kV DV Herceg Novi (ME) - TS Trebinje (BA) koji je opterećen sa 85% svoje termičke granice.

<sup>7</sup> Osim za VE Gvozd, čiji način priključenja je urađen kroz poseban Elaborat o priključenju, načini priključenja novih proizvodnih objekata su informativnog karaktera i biće obrađeni kroz posebne studije, nakon dobijanja zvaničnih zahtjeva za priključenjem

<sup>8</sup> Nije uzet u obzir u 2025. godini zbog velike neizvjesnosti u vezi dobijanja lokacijskih dozvola u naredne 3 godine i analizirana je u 2032 godini kao kritičniji slučaj opterećenja mreže

#### 6.2.4 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja, kao i za 2021. godinu, i u 2025. godini, viši naponi se uočavaju uglavnom u blizini proizvodnih objekata i u dijelovima slabo opterećene mreže 220 i 400kV naponskog nivoa, što za posljedicu ima generisanje reaktivne energije i dodatno povećanje napona. Problem se prvenstveno uočava u TS Lastva, kada su naponi iznad dozvoljenih vrijednosti na 400kV naponskom nivou. Ukoliko se ugradi kompenzator u TS Lastva, moguće je napone dovesti u dozvoljene granice, ali to zavisi i od susjednih sistema i njihove regulacije napona.

Sinhroni kompenzator je planiran za ugradnju nakon 2025. godine, ali je potreba za njegovom ugradnjom viđena kroz druge analize i studije [22].

Generalno gledajući naponsko-reaktivnu problematiku, visoki naponi se uočavaju u svim 400 i 220 kV čvorištima prenosne mreže Crne Gore i Bosne i Hercegovine.

#### 6.2.5 Analiza struja kratkih spojeva

Evidentan je porast vrijednosti struja kratkog spoja u gotovo svim transformatorskim stanicama. Najugroženije su TS Podgorica 1 i Podgorica 2 sa izuzetno visokim vrijednostima u 2025. i 2032. godini (u 2032. su na granici vrijednosti instalisane rasklopne opreme 110kV, od 31.5 kA, koja se nalazi u većini TS 110kV).

Najveće očekivane vrijednosti u TS 110kV Podgorica 1 i Podgorica 2 iznose:

2025

**TS Podgorica 1:  $I_{3pks}$  - 27,660 A                       $I_{1pks}$  - 30,321 A**

**TS Podgorica 2:  $I_{3pks}$  - 31,725 A                       $I_{1pks}$  - 33,835 A**

## 6.2.6 Analiza dinamičke sigurnosti sistema

Provjera dinamičke stabilnosti izvršena je kroz analizu tranzijentne stabilnosti. Analiza tranzijentne stabilnosti vrši se preko analize ugla rotora generatora na velike poremećaje.

Analize frekventne stabilnosti rade za sisteme koji nisu dobro povezani, pri čemu bi ispad neke od veza mogao dovesti do izolovanog rada sistema i time dovesti do značajnog smanjenja/porasta učestanosti ispod/iznad dozvoljenih vrijednosti. S obzirom na dobru povezanost sistema Crne Gore sa susjedima, ovakve analize nije bilo potrebno raditi u ovoj studiji.

Isto tako, naponska stabilnost se posebno ispituje za sisteme u kojima može doći do naponskog sloma, najčešće kao posljedica velikog tranzite snage. S obzirom da su ovakve analize već rađene u Odbrambenom planu (rezultati posljednjeg Odbrambenog plana su pokazali da se EES Crne Gore ne suočava sa problemima naponske nestabilnosti i pojavama naponskog kolapsa, kao i da se naponski slom može pojaviti isključivo pri velikom uvozu EES-a Crne Gore koji značajno prevazilazi trenutne potrebe sistema i raspoložive prenosne kapacitete na graničnim dalekovodima prema susjedima [13]).

Modeli dinamičkih analiza su formirani na osnovu modela iz pojedinih studija ([13], [19], [20] i [21]), potom su ažurirani prema predloženom planu razvoja CGES do 2025. godine.

Analiza tranzijentne stabilnosti izvršena je u skladu sa zahtjevom CGES-a o uslovima rada sistema u poremećenim radnim režimima iz Pravilnika o funkcionisanju prenosnog sistema ([3]). Simulirani su tropski kratki spojevi (tzv. metalni kratki spojevi) na strani sabirnica (u slučaju vodova, simulirani su kratki spojevi na izlaznom/ulaznom portalu, a u slučaju transformatora simulirani su kratki spojevi na provodnim izolatorima na ulazu u transformatore).

Simulacije kvarova su izvršene na svim značajnijim elementima prenosnog sistema, uključujući i dalekovode koji povezuju elektrane sa ostatkom prenosnog sistema. Vrijeme trajanja kvara iznosilo je 100 ms, nakon čega je kvar otklonjen isključenjem elementa pogođenog kvarom.

U svim slučajevima odzivi su pokazani da sistem stabilan, odnosno da sistem, poslije poremećaja, dostiže novo stacionarno stanje bez bilo kakvih dodatnih ili kaskadnih ispada.

Takođe, u okviru analize tranzijentne stabilnosti izvršen je i proračun kritičnih vremena otklanjanja kvara (CCT – *Critical Clearing Time*). U okviru simulacija potrebnih za određivanje kritičnih vremena isključenja kvarova rađene su analize najkritičnijih slučajeva, jer su posmatrani kvarovi na sabirnicama i to takvi da otklanjanje kvara podrazumijeva isključenje sabirnica i svih grana koje se stiču i njima. Praktično, simulirani su slučajevi djelovanja drugog stepena distantne zaštite u susjednim čvorovima.

### 6.2.6.1 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana

Simuliran je kvar na strani elektrane, u trajanju od 100ms, nakon čega se kvar otklanja reagovanjem distantne zaštite, odnosno isključenjem dalekovoda.

Za režim zimskog maksimuma prikazane su simulacije sljedećih kvarova:

- Kratak spoj na početku 220kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda
- Kratak spoj na početku 220kV dalekovoda Piva - Pljevlja (2) i ispad dalekovoda
- Kratak spoj na početku 110kV dalekovoda Perućica - Podgorica 1 (1) i ispad dalekovoda

Za režim ljetnjeg maksimuma prikazane su simulacije sljedećih kvarova:

- Kratak spoj na početku 220kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac i ispad dalekovoda
- Kratak spoj na početku 220kV dalekovoda Piva - Sarajevo 20 (BiH) i ispad dalekovoda
- Kratak spoj na početku 110kV dalekovoda Perućica - Danilovgrad i ispad dalekovoda

Odzivi generatora za razmatrane kvarove su prikazani na slikama u Poglavlju 11.2.

### 6.2.6.2 Proračun kritičnog vremena isključenja kvara

Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT – *Critical Clearing Time*), u poređenju sa realnim vremenima isključenja kvara, daje dobru procjenu rezerve tranzijentne stabilnosti u sistemu Crne Gore.

Kritično vrijeme isključenja kvara je utvrđeno simulacijom kvarova koji izazivaju ispad čvora i svih njemu incidentnih grana. Na taj način su simulirane najkritičnije situacije u kojima je izostala reakcija distantne zaštite u prvom stepenu (zaglavljani kontakti prekidača, nereagovanje zaštitnih uređaja i sl.), pa je distantna zaštita u susjednim čvorovima pobuđena u drugom ili trećem stepenu i isključila povezne dalekovode.

Takođe, razmatrani su i slučajevi prolaznih kvarova na sabirnicama, odnosno kvarova kod kojih dolazi do nestanka kvara (npr. gašenja luka) prije djelovanja zaštite.

Proračuni su urađeni za 2025. godinu, za koju postoje dinamički modeli susjednih sistema.

Rezultati proračuna su prikazani u narednoj tabeli.

Tabela 6-2: Kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) u neproizvodnim čvorovima

Kvar u čvoru	Un [kV]	Opis simulacije	Zim. maks CCT [ms]	Let. maks CCT [ms]	Usvojen CCT [ms]
TS Podgorica 2	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	570	680	570
		prolazni kvar	560	680	560
TS Lastva	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	560	690	560
		prolazni kvar	540	680	540
TS Pljevlja	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	540	480	480
		prolazni kvar	520	440	440
TS Ribarevine	400	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Mojkovac	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Podgorica 1	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000



TS Perućica	220	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	> 1 000	> 1 000	> 1 000
		prolazni kvar	> 1 000	> 1 000	> 1 000
TS Pljevlja	110	kvar otklonjen isključenjem sabirnica	660	1 000	660
		prolazni kvar	670	1 000	670

Ovakvi kvarovi, sa isključenjem sabirnica nisu simulirani za slučajeve čvorova na koje su priključeni agregati elektrana (sabirnice 220kV u HE Piva i u TS Pljevlja 2, kao i sabirnice 110kV u HE Perućica), jer bi isključenje sabirnica automatski podrazumijevalo i isključenje agregata sa mreže.

Zbog toga su, za potrebe procjene rezerve tranzijentne stabilnosti, simulirani i trolejni kratki spojevi na krajevima svih 400kV i 220kV dalekovoda (za interkonektivne dalekovode su analizirani kvarovi u postrojenjima na teritoriji Crne Gore) i 110kV dalekovoda priključenih na HE Perućica. Kritično vrijeme isključenja kvara je proračunato za oba razmatrana režima, a manje vrijednosti su usvojene za konačnu vrijednost (Tabela 6-3).

Iz rezultata se može vidjeti da se najniže vrijednosti kritičnih vremena isključenja kvara dobijaju za slučajeve kvarova na granama koje se stiču na sabirnicama na koje su priključeni i agregati elektrana, i to za kvarove na strani elektrane. Najkritičnije vrijednosti se dobijaju za kvarove na vodovima 220kV, koji se stiču u TS Pljevlja 2, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 250 ms, kao i za kvarove na vodovima 110kV, koji se stiču u HE Perućica, za koje su kritična vremena otklanjanja kvara oko 220 ms.

Tabela 6-3: kritično vrijeme isključenja kvara (CCT) dalekovoda

Dalekovod	Un [kV]	Kvar u čvoru	Zim. maks CCT [ms]	Ljet. maks CCT [ms]	CCT [ms]
Podgorica 2 - Tirana (AL)	400	Podgorica 2	535	635	<b>535</b>
Podgorica 2- Lastva	400	Podgorica 2	525	645	<b>525</b>
Lastva - Trebinje (BiH)	400	Podgorica 2	525	645	<b>525</b>
Ribarevine - Peć (KS)	400	Ribarevine	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
Pljevlja - Ribarevine	400	Pljevlja	515	440	<b>440</b>
		Ribarevine	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
Podgorica 2 - Ribarevine	400	Podgorica 2	525	635	<b>525</b>
		Ribarevine	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
Pljevlja - Požega (RS)	220	Pljevlja	250	250	<b>250</b>
Podgorica 1 - Kopic (AL)	220	Podgorica 1	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
Piva - Sarajevo 20 (BiH)	220	Piva	330	305	<b>305</b>
Perućica - Trebinje (BiH)	220	Perućica	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
Pljevlja - Bajina Bašta (RS)	220	Pljevlja	250	250	<b>250</b>
Perućica - Podgorica 1	220	Perućica	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
		Podgorica 1	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
Piva - Pljevlja (1)	220	Piva	360	320	<b>320</b>
		Pljevlja	250	250	<b>250</b>
Piva - Pljevlja (2)	220	Piva	360	325	<b>325</b>
		Pljevlja	250	250	<b>250</b>
Mojkovac - Podgorica 1	220	Mojkovac	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
		Podgorica 1	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
Mojkovac - Pljevlja	220	Mojkovac	> 1000	> 1000	<b>&gt; 1000</b>
		Pljevlja	250	250	<b>250</b>
Pljevlja (1) - Pljevlja (2)	110	Pljevlja (1)	660	> 1 000	<b>660</b>
Pljevlja (2) - Zamršten (RS)	110	Pljevlja (2)	600	795	<b>600</b>
Danilovgrad - Perućica (A)	110	Perućica (A)	220	275	<b>220</b>
Perućica (A) - Nikšić (1)	110	Perućica (A)	220	275	<b>220</b>
Perućica (A) - Nikšić (2)	110	Perućica (A)	220	275	<b>220</b>
Perućica (B) - Nikšić (3)	110	Perućica (B)	220	275	<b>220</b>
Perućica (B) - Podgorica 1 (1)	110	Perućica (B)	220	275	<b>220</b>
Perućica (B) - Podgorica 1 (2)	110	Perućica (B)	220	275	<b>220</b>

## 6.2.7 Analiza gubitaka

Analiza gubitaka je obrađena kroz analizu i poređenje snage gubitaka u 2025. godini na analiziranim režimima (zimski i ljetni vrh), u odnosu na proračunate gubitke u 2018. godini. Potrošnja u odnosu na 2018. godinu je uvećana za potrošnju turističkih kompleksa.

U sljedećoj tabeli su prikazani gubici u 2025. godini.

Tabela 6-4: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2025.godina<sup>9</sup>

Ljeto 2025.				Zima 2025.			
Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*		Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*	
MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	%
606	610	16.43	2.69	769	702	22.1	3.14

\* računajući i HVDC (kao potrošnju 600MW) potrošnja je 1370MW ljeti i 1402MW zimi, pa su gubici 1,5% i 2% respektivno

Ukupni gubici u EES Crne Gore iznose oko 25.1MW za zimski i 18.43MW za ljetni režim, što iznosi 2.69%, odnosno 3,14% u odnosu na ukupnu potrošnju Crne Gore, respektivno.

Poredeći sa gubicima iz 2021. godine, za očekivati je povećanje gubitaka u procentima od ukupnog opterećenja kao i u apsolutnoj vrijednosti, što je posljedica prije svega očekivanih povećanja tranzita električne energije.

Gubici uzrokovani povećanjem tranzita će biti kompenzovani preko ITC mehanizma u okviru ENTSO-E obračuna troškova za pokrivanje gubitaka (ENTSO-E „Inter TSOs Compensation Mechanism“), tako da će nivo gubitaka uzrokovan internim tranzitima ostati na približno istom nivou, dok bi se izgradnjom novih elemenata prenosnog sistema i izgradnjom novih proizvodnih kapaciteta, mogla očekivati njihova redukcija.

Proračun gubitaka na osnovu 8760 satnih modela za 2025. godinu je pokazao da se gubici kreću na nivou iz 2017. godine i iznose 122,597.9 MWh<sup>10</sup>, što iznosi oko 3,2% potrošnje Crne Gore.

## 6.2.8 Analiza prenosne moći i zagušenja

Kod uvoza električne energije iz pravca Italije, kritično su opterećeni dalekovodi 110kV iz TS Lastva, koja se na 400kV naponskom nivou ponaša kao generator snage 600 MW (ili manje, u zavisnosti od programa razmjene na kablu) i direktno gura energiju u 110kV mrežu i na taj način opterećujući je do maksimalne granice (ova tema je posebno obrađena kroz novi Odbrambeni plan CGES-a iz 2020. godine).

Kao rješenje uočenih problema, predlažu se sljedeće rekonstrukcije, operativne mjere i izgradnja prenosnih elemenata (Tabela 6-5):

Tabela 6-5: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore

2025. godina				
Ispad elementa/ problem u mreži	Preopterećen element	Opterećenje [%]	Mjera za rasterećenje	Razvojna mjera
Uvoz iz Italije na HVDC 600 MW (Bazni slučaj)	DV 110 kV Budva-Bečići-Buljarica	237	sekcionisanje sabirnica u TS Budva	Rekonstrukcija DV 110 kV Budva-Bečići-Buljarica-Bar-Ulcinj

<sup>9</sup> Troškovi gubitaka nastalih prekograničnim tranzitima se nadoknađuju iz ITC mehanizma

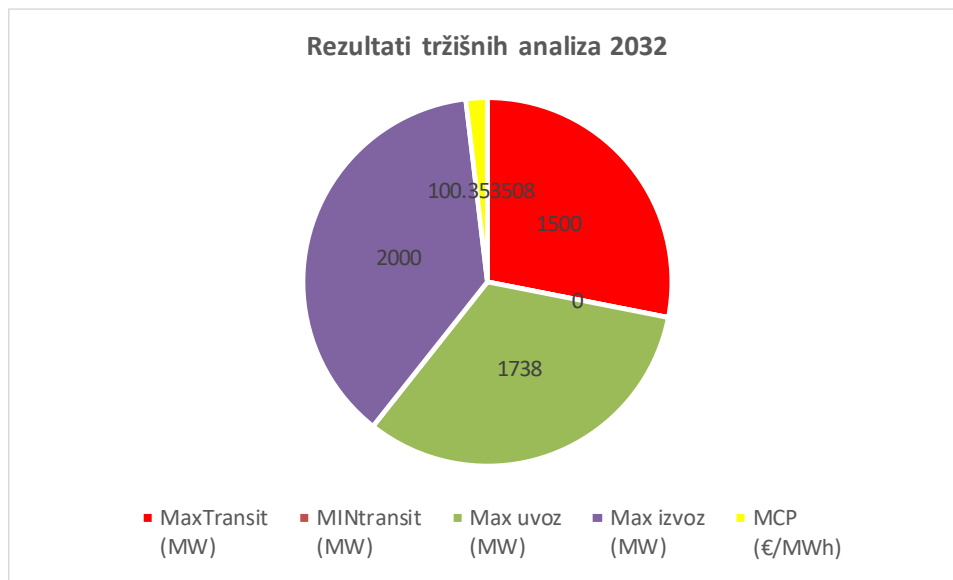
<sup>10</sup> Nisu uračunati gubici na transformatorima 110/x kV

Ispad DV 110 kV Perućica-Podgorica	DV 110 kV Perućica-Danilovgrad	110	sekcionisanje sabirnica u HE Perućica	- Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica – Danilovgrad – HE Perućica - Izgradnja TS 400/110 kV Brezna
DV 110 kV Bar-VE Možura	ispad potrošnje u TS Ulcinj i VE Krnovo/SE Briska gora	-	-	Izgradnja još jedne 110 kV veze od SE Briska gora (TS Ulcinj) ka TS Virpazar
DV 110 kV Kotor-Tivat	Ispad dijela potrošnje u TS Kotor	-	-	Izgradnja DV 110 kV Lastva-Kotor
400kV Trebinje (BA) - Lastva (ME)	Naponi veći od 420 kV	-	-	Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVAR u TS Lastva
40 kV Trebinje (BA) - Lastva (ME)	Herceg Novi (ME) - Trebinje (BA) Herceg Novi – Tivat	130	promjena uklopnog stanja mreže u regionu H.Novog	Rekonstrukcija DV 110 kV Lastva-Tivat Izgradnja DV 110 kV Lastva-Kotor
Visoki naponi u mreži u regionu Lastve	Naponi veći od 420 kV	-	-	Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVAR u TS Lastva

### 6.3 Analize za 2032. godinu

#### Rezultati tržišnih simulacija – 2032. Godina

Slika 6-2 predstavlja osnovne rezultate tržišnih analiza za 2025. godinu. Prosječna godišnja marginalna cijena na tržištu Crne Gore je oko 100,3€/MWh, dok je maksimalni očekivani maksimalni tranzit oko 1500 MW/satu (uvoz i izvoz podrazumijevaju energiju koja je ušla/izašla iz sistema). Tržišni rezultati su korišćeni za pravljenje mrežnih modela regiona jugoistočne Evrope.



Slika 6-2: Rezultati tržišnih analiza za Crnu Goru 2032. godina

Analizom komercijalnih razmjena po granicama Crne Gore, može se zaključiti sljedeće:

- ✓ **Bosna i Hercegovina:** dominantan smjer razmjene iz BiH ka Crnoj Gori, koja u većoj mjeri potiče od izvoza BiH ka kابلu i tržištu Italije, a u manjoj mjeri od sopstvenih uvoznih potreba Crne Gore, zbog porasta kapaciteta kabela u odnosu na 2025. godinu, porastao je i uvoz iz BiH i to za skoro 0.5 TWh.
- ✓ **EMS&KOSTT:** dominantan smjer razmjene je ka Crnoj Gori, koja kao i u slučaju BiH potiče od izvoza preko Crne Gore ka Italiji, a u manjoj mjeri zbog sopstvenih potreba Crne Gore. I pored promjene kapaciteta kabela, očekivani izvoz je na sličnom nivou kao i 2025. godine.
- ✓ **Italija:** dominantan smjer razmjene je ka Italiji, uzrokovan uvoznim potrebama i višim cijenama u Italiji u poređenju sa regionom jugoistočne Evrope. Porast izvoza preko kabela raste za oko 28%, tj. 2,5 TWh u odnosu na 2025. godinu. Ovo je omogućeno višim uvozom iz BiH cjenovne oblasti, manjim izvozom u Albaniju, ali i viškovima u proizvodnji Crne Gore u odnosu na domaće potrebe.
- ✓ **Albanija:** dominantan smjer razmjene je i dalje od Crne Gore ka Albaniji, kao posljedica izvoznog tranzita ka Grčkoj i Albaniji, i ovaj izvoz iznosi oko 360 GWh, jer veći dio električne energije zbog viših cijena odlazi ka Italiji.

### 6.3.1 Analiza tokova snaga i opterećenost elemenata sistema

Na osnovu ulaznih podataka dobijenih od strane relevantnih institucija u narednom periodu se očekuju sljedeći proizvodni objekti (analizirani u tržišnim i mrežnim analizama):

- **SE Briska Gora faza II MW - 200MW** priključenje izgradnjom novog DV 110kV, kapaciteta 245 MVA, ka TS Virpazar, uključujući rekonstrukciju postojećeg DV 110 kV Virpazar – Podgorica 2 na 245 MVA.
- **SE Velje brdo faza II** - 100MW priključena na prenosnu mrežu po sistemu ulaz/izlaz na 110 kV DV Podgorica 1 – Podgorica 2
- **SE Dragalj/Vilusi II 80-150 MW** – priključenje na TS Vilusi na 110 kV
- **SE Čevo 100 MW** – priključenje po principu ulaz/izlaz na 400 kV DV Trebinje - Podgorica
- **VE Brajići 100.8MW<sup>11</sup>** - priključenje na TS Bečići
- **HE Komarnica 171. MW** -priključenje na TS Brezna 400/110 kV
- **HE Boka 290 MW** -priključenje na DV 400 kV Trebinje - Lastva<sup>12</sup>
- **HE Kruševo 120 MW** – priključenje na 400 kV DV Sarajevo 20 (BA)- Brezna<sup>13</sup>

Od distributivnih prenosnih objekata, modelovane su sljedeće TS:

- **110/35 kV Drijenak** - puštanje DV 110kV Mojkovac – Kolašin (koji sada radi pod naponom 35kV) pod napon 110kV
- **110/10 kV TS Igalo** – priključena po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV H.Novi-Trbinje (BA)
- **110/35 kV Podgorica 6** – rasijecanje kabla Podgorica 1 – Podgorica 4 i uvođenje u Podgoricu 6
- **110/35 kV Podgorica 8** – po principu ulaz/izlaz na DV 110kV Podgorica 1 – Podgorica 3
- **110/35 kV TS Bijela** – priključena po principu ulaz/izlaz na 110 kV DV H.Novi-Tivat
- **110/10 kV Tuzi** – priključenje na TS Podgorica 1, potom još jedan vod ka TS Podgorica 5

### 6.3.2 Analiza naponsko reaktivnih prilika

U periodu niskih opterećenja, kao i za 2025. godinu, viši naponi se uočavaju uglavnom u blizini proizvodnih objekata i u dijelovima slabo opterećene mreže 220 i 400kV naponskog nivoa, što za posljedicu ima generisanje reaktivne energije i dodatno povećanje napona. Problem se prvenstveno uočava u TS Lastva, kada su naponi iznad dozvoljenih vrijednosti na 400kV naponskom nivou. Ukoliko se ugradi kompenzator u TS Lastva, moguće je napone dovesti u dozvoljene granice, ali to zavisi i od susjednih sistema i njihove regulacije napona.

Generalno gledajući naponsko-reaktivnu problematiku, visoki naponi se uočavaju u svim 400 i 220 kV čvorištima prenosne mreže Crne Gore i Bosne i Hercegovine.

### 6.3.3 Analiza struja kratkih spojeva

Kao i za prethodna dva vremenska okvira, najveće očekivane vrijednosti u TS 110kV Podgorica 1 i Podgorica 2 iznose:

2032

<sup>11</sup> Nije uzet u obzir u 2025. godini zbog velike neizvjesnosti u vezi dobijanja lokacijskih dozvola u naredne 3 godine

<sup>12</sup> Zbog velikog kapaciteta elektrane, i nedovoljnog kapaciteta prenosne mreže elektrana je priključena kako bi uzrokovala što manje problema u sistemu. Biće obrađena kroz Elaborat o priključku, ukoliko se podnese zahtjev za priključenje

<sup>13</sup> Ukoliko se donese odluka o novoj interkonekciji ME-BA

**TS Podgorica 1:**  $I_{3pks}$  - **31,331 A**                       $I_{1pks}$  - **35,914 A**

**TS Podgorica 2:**  $I_{3pks}$  - **32,244 A**                       $I_{1pks}$  - **36,045 A**

Stoga je preporuka da se u nekoj od detaljnih analiza predloži rješenje koje će ograničiti vrijednosti struja kratkih spojeva u cijeloj prenosnoj mreži.

Kao moguća rješenja, mogu se predložiti:

- sekcionisanje mreže na 110kV naponskom nivou
- ugradnja niskoomskih otpornosti u cilju smanjenja struja KS
- zamjena opreme gdje je to moguće i isplativo
- procjena vjerovatnoće dešavanja kvara u trenutku angažovanja svih (ili velikog broja) proizvodnih jedinica u Crnoj Gori i okruženju

kod izgradnje novih TS 110/x kV, potrebno je ugaditi transformatore sa znatno većim naponom kratkog spoja da bi se ograničile struje kratkih spojeva na distributivnom naponskom nivou<sup>14</sup>.

Detaljne vrijednosti struja kratkih spojeva su prikazane u Prilogu .

#### 6.3.4 Analiza gubitaka

Analiza gubitaka je obrađena kroz analizu i poređenje gubitaka u 2032. godini na analiziranim režimima (zimski i ljetni vrh), u odnosu na proračunate gubitke u 2025. godini. Potrebno je napomenuti da porast potrošnje obuhvata i ulazak u pogon turističkih kompleksa Luštica, Porto Montenegro, Autoput i slično. Prognoza porasta vršnog opterećenja transformatorskih stanica (izuzimajući „direktne potrošače“) se kreće oko 1.5% na godišnjem nivou.

U slijedećoj tabeli su prikazani gubici u 2032. godini izračunati na analiziranim režimima.

*Tabela 6-6: Odnos snage gubitaka i potrošnje za karakteristične sate 2032.godina<sup>15</sup>*

Ljeto 2032.				Zima 2032.			
Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*		Proizvodnja	Potrošnja	Gubici*	
MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	%
487	802	36.5	4.55	992	844	43	5.09

\* računajući i HVDC (kao potrošnju 1000MW) snaga potrošnje je 2002MW ljeti i 2044MW zimi, pa su gubici 1,8% ljeti i 2,1% zimi

Ukupni gubici u EES Crne Gore iznose oko 27.0MW za zimski i 36.5MW za ljetni režim, što iznosi 6.2 i 4.5%, u odnosu na ukupnu potrošnju Crne Gore, respektivno.

Poredeći sa gubicima iz 2025. godine, za očekivati je povećanje gubitaka u apsolutnoj vrijednosti, što je posljedica prije svega povećanja tranzita električne energije, s tim da bi se moglo smatrati da bi nivo gubitaka u odnosu na **raspoloživu energiju (sa HVDC)** u sistemu mogao ostati kao i u periodu 2020-2025. godina (**oko 2%**).

<sup>14</sup> Za TS Bečići, vrijednost napona kratkog spoja kod transformatora 110/35 kV će biti određena kroz posebnu studiju, u cilju ograničenja struja kratkog spoja na vrijednost prihvatljivu za CEDIS

<sup>15</sup> Troškovi gubitaka nastalih prekograničnim tranzitima se nadoknađuju iz ITC mehanizma

Kao i za slučaj tranzita snage na kablu od 600MW, i ovdje će gubici uzrokovani povećanjem tranzita na 1200MW, biti kompenzovani preko ITC mehanizma u okviru ENTSO-E obračuna troškova za pokrivanje gubitaka (Inter TSOs Compensation Mechanism) i neće uticati na povećanje troškova rada CGES-a.

Proračun gubitaka na osnovu 8760 satnih modela za 2032. godinu je pokazao da se može očekivati značajan porast gubitaka u odnosu na 2025. godinu, kao posljedica ulaska druge žile HVDC-a i iznose 230,611 MWh<sup>16</sup>, što iznosi oko 5,7% potrošnje Crne Gore.

### 6.3.5 Analiza prenosne moći i zagušenja

Kod analize "N-1" sigurnosti za zimski i ljetni režim se uočavaju preopterećenja preko 100% dva elementa u prenosnoj mreži EES Crne Gore. U pitanju su DV 110kV Trebinje (BA) - Herceg Novi i Herceg Novi - Tivat, prilikom ispada 400kV dalekovoda Trebinje (BA) - Lastva.

Problem pomenutog preopterećenja posljedica je rada ovih dalekovoda u paraleli, tj. 110kV veze Lastva - Tivat - Herceg Novi - Trebinje (BA) i 400kV veze Lastva - Trebinje (BA) i rješava se promjenom uklopnog stanja u mreži 110kV.

Istovremeno, visok nivo opterećenja DV 400kV iz pravca Trebinja doprinosi tome, da se dobar dio energije, u slučaju njegovog ispada, „prelije“ na 110kV mrežu i dovede do preopterećenja iz pravca Trebinja.

Za ostatak CGES mreže se može konstatovati da zadovoljava sigurnosne kriterijume predviđene Pravilima za funkcionisanje sistema CGES [3], uz uslov da se do 2032 godine realizuju sva predložena rješenja u prethodnom periodu.

Kao rješenje uočenih problema, predlažu se sljedeće rekonstrukcije, operativne mjere i izgradnja prenosnih elemenata (Tabela 6-7).

Tabela 6-7: Analiza pojačanja i otklanjanje uočenih nesigurnosti u prenosnoj mreži Crne Gore

2032. godina				
Ispad elementa/ problem u mreži	Preopterećen element	Opterećenje [%]	Mjera za rasterećenje	Razvojna mjera
Uvoz iz Italije na HVDC 1200 MW (Bazni slučaj) <sup>17</sup>	DV 220 kV Pljevlja – B.Bašta (RS)	267	Spuštanje snage razmjene na HVDC	400 kV DV Pljevlja 2 - Bajina Bašta (RS), ili 400 kV Brezna – Sarajevo 20 (BA)
TR 1 31,5 MVA u TS Ulcinj	TR 2 31,5 MVA u TS Ulcinj	118	Redukcija konzuma	Povećanje snage transformatora u TS Ulcinj
DV 110 kV Virpazar Podgorica 2	DV Virpazar-Bar	110	Potiskivanje proizvodnje SE Briska gora	Izgradnja DV 110kV Podgorica 5 – TS Virpazar
DV 110 kV SE Briska gora-Ulcinj (Virpazar)	DV 110 kV SE Briska gora- Virpazar (Ulcinj)	150	Redukcija proizvodnje SE Briska gora	Izgradnja 110 kV interkonekcije (245 MVA) ka Albaniji
40 kV Trebinje (BA) - Lastva (ME)	Herceg Novi (ME) - Trebinje (BA) Herceg Novi – Tivat	110		Izgradnja DV 110 kV Vilusi – H.Novi

<sup>16</sup> Nisu uračunati gubici na transformatorima 110/x kV

<sup>17</sup> U skladu sa ENTSO-E TYNDP 2020, ulazak u pogon drugog pola HVDC ME-IT jenpomjeren iza 2025. godine



<b>Visoki naponi u mreži u regionu Lastve</b>	<b>Naponi veći od 420 kV</b>	-	-	<b>Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVA<sub>r</sub> u TS Lastva</b>
---	------------------------------	---	---	---

Od navedenih projekata, a u cilju spajanja tržišta električne energije i priključenje obnovljivih izvora, se izdvajaju dvije nove potencijalne interkonektivne veze, ka Bosni i Hercegovini i Albaniji:

- 400 kV Brezna – Sarajevo 20 (BA),

Krajem 2019. godine je u pogon pušten jedan pol HVDC linka između Crne Gore i Italije, sa kapacitetom položenog kabla od 600 MW. Ugovorom između dva operatora prenosne mreže CGES (Crna Gora) i TERNA (Italija), u budućnosti je predviđeno polaganje i drugog pola kabla (druge žile), odnosno stavljanje u pogon oba pola (1200 MW) što će dodatno opteretiti prenosnu mrežu Crne Gore kroz povećanje tranzita i tokova snaga, kako na 400 kV mreži, tako i na 110 kV.

Stepen realizacije novih interkonekcija ka susjednim sistemima zavise od mogućnosti da se realizuju u datom trenutku i time omogućće povećane razmjena električne energije preko elektroenergetskog sistema Crne Gore, prvenstveno za potrebe uvoza/izvoza, ali i u cilju spajanja tržišta električne energije regiona jugoistočne Evrope, omogućavajući povećanje benefita potrošačima i proizvođačima električne energije.

Veza od Crne Gore ka Srbiji zavisi od tempa izgradnje i rekonstrukcije postojeće infrastrukture u zapadnom dijelu Srbije, odnosno da se izgradi više stotina kilometara nove 400 kV mreže u narednih 5 godina, što je predviđeno Planom razvoja EMS-a (operator prenosne mreže Srbije).

Prema posljednjim informacijama, Elektromreža Srbije (EMS) je započeo aktivnosti na realizaciji Sekcije IV Transbalkanskog koridora, ali je za njegovu realizaciju potrebno prije toga završiti Sekciju III 400 kV Obrenovac (RS) – B.Bašta (RS).

Sa druge strane, na teritoriji Crne Gore izgrađena je značajna nova infrastruktura, koja je spremna za eksploataciju u punom obimu i spajanje ka susjednim sistemima, prvenstveno u cilju realizacije Sekcije IV Transbalkanskog koridora, odnosno veze ka Srbiji.

Druga 400 kV interkonekcija iz sistema Crne Gore i Bosne i Hercegovine bi omogućila eliminaciju zagušenja na granici sa BiH (uslovno i ka Srbiji, zbog električne povezanosti ta tri sistema). Ovakav režim rada trebao bi dodatno da podstakne puno iskorišćenje energetske potencijala Crne Gore, Bosne i Hercegovine, ali i ostalih susjednih sistema za koje jaka veza sa italijanskim tržištem električne energije treba da ponudi pouzdan investicioni signal i garanciju isplativosti ulaganja u proizvodnju električne energije.

- 110 kV DV SE Briska gora – Dajc (AL)

Položaj Albanije i Crne Gore u jugoistočnoj Evropi pruža povoljne uslove da djeluje kao region „kanalisanja električne energije“ (od Italije/Crne Gore do Centralne Evrope i obrnuto), što iziskuje nove zahtjeve za izgradnjom stabilne i sigurne prenosne mreže.

Dalji razvoj regionalnog tržišta električne energije Jugoistočne Evrope (SEE) u skladu sa Ugovorom o Energetskoj zajednici i očekivano otvaranje lokalnih tržišta električne energije u obje zemlje, uz neophodnost ispunjenja ciljeva EK u vezi sa implementacijom OIE u regionu Crna Gora (ME) i Albanije (AL), a što dalje implicira potrebu za daljim jačanjem internih i interkonektivnih veza.

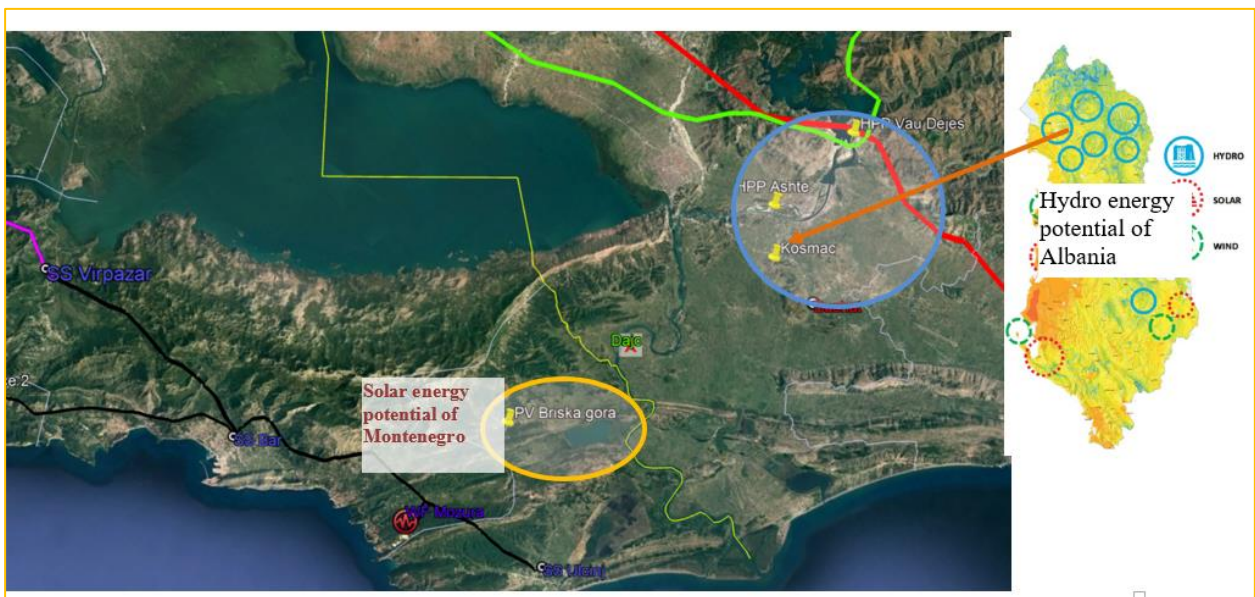
Geografske karakteristike Crne Gore i Albanije, te energetska politika diversifikacije konvencionalnih izvora električne energije i revidirani pravni okviri obje države, otvorili su put izgradnji i priključenju sve većeg broja elektrana na obnovljive izvore energije (vjetar i fotonaponska energija).

Brojni su novi privatni investitori koji su izrazili interes za implementaciju novih projekata OIE u blizini granice između ove dvije zemlje, s namjerom da izvoze proizvodnju prema ostatku jugoistočne Evrope, odnosno italijanskom tržištu električne energije.

Od posebnog značaja za ovaj projekat je planirana solarna proizvodnja u Crnoj Gori (Briska gora), koja će biti izgrađena u blizini granice sa Albanijom (2023-2026) i koja će značajno uticati na razvoj novih OIE u regionu. Efekat i veze sa TS Briska gora stoga će morati da budu uključeni u obim buduće studije sa posebnim uticajem na sigurnost snabdijevanja u regionu južnog dijela Crne Gore i sjevernog dijela Albanije.

Geografski prikaz regiona od interesa je dat na slici ( ).

Projekat podrazumijeva izgradnju novog dvosistemskog 110 kV dalekovoda između Crne Gore i Albanije (kapaciteta 245 MVA), uključujući izgradnju potrebnih trafostanica 110/x kV (Kosmac (AL), TS Briska gora (ME) i Ulcinj (ME)<sup>18</sup>). Shema je prikazana na sljedećoj slici



Slika 6-3: Geografski prikaz regiona između Crne Gore i Albanije sa kapacitetima OIE

Imajući u vidu sljedeće činjenice:

- Prosječna starost 220kV dalekovoda i transformatora 220/110kV će u 2032. godini iznositi 56 godina
- Pouzdanost 220kV prenosnog sistema je već sada značajno smanjena
- Paralelan rad 400 i 220kV mreže koje povezuju praktično iste dijelove sistema i koji predstavljaju ograničenja prilikom tranzita energije preko prenosnog sistema Crne Gore smanjujući prekogranične prenosne kapacitete
- Skoro izvjesno podizanje 220kV mreže u zapadnoj Srbiji na 400kV naponski nivo (očekivani završetak do 2025. godine)

<sup>18</sup> Podrazumijeva rekonstrukciju TS Ulcinj i izgradnju SE Briska gora, ukoliko se u međuvremenu ne realizuje DV 110 kV Ulcinj-Briska gora-Vipazar

Potrebno je dati preporuke i smjernice budućnosti 220kV mreže u Crnoj Gori, odnosno odgovoriti na pitanje da li se i kako može izvršiti eventualno napuštanje 220kV mreže. Čitava problematika eventualnog napuštanja 220kV mreže je veoma složena i zahtijeva detaljne analize različitih karakterističnih stanja mreže kako bi se uočili eventualni problemi koji mogu nastati, te je stoga u ovom poglavlju dat jedan scenario mogućeg napuštanja 220kV mreže po fazama. Postepeno napuštanje 220kV naponskog nivoa obavilo bi se po fazama u skladu sa dinamikom mogućnosti isključenja i prestanka rada 220kV interkonektivnih dalekovoda (dogovor sa susjednim operatorima prenosnog sistema) kao i dinamikom izgradnje pojedinih elemenata prenosnog sistema od presudnog uticaja na realizaciju čitavog projekta.

- **Faza 1** - Izgradnja 400kV dalekovoda Brezna - Buk Bijela po dijelu trase postojećeg 220kV dalekovoda Piva – Sarajevo. U okviru projekta izgradnje više HE na Drini od Buk Bijele do Višegrada predviđena je izgradnja 400/220/110kV TS Buk Bijela. U ovoj transformatorskoj stanici 220kV naponski nivo potreban je isključivo zbog 220kV veze sa HE Piva. Ukoliko dođe do izgradnje 400kV postrojenja u Buk Bijeloj, moguće je iskoristiti dio postojeće trase Piva - Buk Bijela i realizovati 400kV dalekovod TS Brezna - TS Buk Bijela, koji bi značajno popravio sigurnost mreže kod velikih tranzita preko Crne Gore formiranjem tri 400kV prstena oko Crne Gore. HE Piva bi nakon napuštanja 220kV veze prema BIH plasirala svoju snagu preko postojeća dva 220kV dalekovoda prema TS Pljevlja. Na taj način bi transformatori 400/220kV u TS Pljevlja omogućili evakuaciju snage iz HE Piva i TE Pljevlja na 400kV naponski nivo, dok bi za napajanje područja Pljevalja i okoline bio dovoljan 220/110kV transformator (125 MVA). Nakon isključenja 220kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac - Podgorica 1 kao i podizanja 220kV mreže u zapadnoj Srbiji (B. Bašta) na 400kV naponski nivo (uz eventualno isključivanje 220kV dalekovoda Pljevlja - Bistrica) kompletna snaga iz HE Piva i TE Pljevlja umanjena za potrošnju Pljevalja i okoline bi bila evakuisana na 400kV naponski nivo.
- **Faza 2** - Isključenje 220kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac - Podgorica 1 i transformatora 220/110kV u Mojkovcu. Dalekovod 220kV Al/Fe 360/57 mm<sup>2</sup> Podgorica 1-Pljevlja 2 je izgrađen 1961. i rekonstruisan je dijelom 1982. godine. Obzirom na činjenicu da se vod nalazi u jako lošem stanju na pojedinim dionicama, i da su troškovi i vrijeme održavanje sve duži, javlja se potreba za totalnom rekonstrukcijom i revitalizacijom ovog dalekovoda. Na osnovu statističkih pokazatelja o učestanosti i trajanju ispada 220kV dalekovoda u Crnoj Gori uočeno je da je neraspoloživost dalekovoda Pljevlja - Podgorica 1 dvostruko veća u odnosu na prosječni nivo trajanja i učestanosti ispada u 220kV mreži Crne Gore. Izgradnjom TS 400/110kV u Ribarevinama (Bijelo Polje), kao i izgradnjom HE na Morači stekli su se uslovi za napajanje sjevernog dijela Crne Gore (Bijelo Polje, Berane, Andrijevića, Mojkovac) iz 400kV mreže. Analizom tokova snaga za zimski režim 2032. godine uočava se da je u slučaju isključenja 220kV dalekovoda Pljevlja - Mojkovac - Podgorica 1 i transformatora 220/110kV u Mojkovcu uz angažovanost HE na Morači moguće sigurno i pouzdano napojiti sjeverni dio Crne Gore. U ljetnjem režimu sa nultim angažovanjem HE na Morači (što je najkritičniji slučaj) uočavaju se kritična opterećenja 110kV dalekovoda Bijelo Polje - Mojkovac od oko 100% termičke granice prilikom ispada dalekovoda na 400kV pravcu Ribarevine - Podgorica 2. U slučaju donošenja odluke o demontiranju dalekovoda 220kV Pljevlja - Mojkovac - Podgorica 1 potrebno je predvidjeti:
  - Pojačanje 110kV mreže na pravcu Bijelo Polje - Mojkovac ili
  - Izgradnja 400kV dalekovoda Pljevlja - Podgorica 1 po postojećoj trasi 220kV dalekovoda koji bi do trenutka podizanja TS Podgorica 1 na 400kV naponski nivo radio na 220kV naponskom nivou
- **Faza 3** - Podizanje TS Podgorica 1 na 400kV naponski nivo i pretvaranje u TS 400/110kV - TS Podgorica 1 bi se relativno lako mogla povezati na postojeći 400kV dalekovod Podgorica 2 - Tirana po principu ulaz/izlaz jer trasa tog dalekovoda prolazi nedaleko od TS u Zagoriču u slučaju

mogućnosti realizacije ove transformatorske stanice kao 400/110kV. Što se tiče postojećih 220kV veza TS Podgorica 1 bi bila prolazno čvorište te bi se realizovao dalekovod HE Perućica - TS Koplík (AL) sve do faze 4 i eventualnog potpunog napuštanja 220kV mreže.

- **Faza 4** - Podizanje HE Perućica na 400kV naponski nivo - U momentu kada se eventualno steknu uslovi za isključivanje 220kV dalekovoda prema BiH (TS Trebinje (BA) - HE Perućica) i dalekovoda prema Albaniji (HE Perućica - Podgorica 1 - Koplík) za koje je potrebna saglasnost susjednih operatora prenosnog sistema potrebno je razmišljati o završnoj fazi implementacije napuštanja 220kV mreže koja je zapravo i krucijalna sa stanovišta poboljšanja sigurnosti rada prenosnog sistema ali i značajnog smanjenja gubitaka. Instalirani kapacitet HE Perućica bi u 2032. godini iznosio 350 MW (uz ugradnju generatora G8). Veći dio te snage se injektira u 110kV mrežu inicirajući prije svega velike gubitke, ali i zagušenja u mreži. U slučaju mogućnosti realizacije 400/110kV postrojenja umjesto postojećeg 220/110kV stekli bi se uslovi za evakuaciju kompletne proizvodnje HE Perućica na 400kV naponski nivo dok bi se region Nikšića (i veza prema primorju Vilusi - Herceg Novi) i područje Danilovgrada snabdijevali preko posebnih 400/110kV transformatora.

Čitav projekat zahtijeva mnogo širu analizu, ali je potrebno naglasiti da u karakterističnim režimima za 2034. godinu nijesu uočeni veći problemi u mreži u slučaju ovako opisanog napuštanja 220kV mreže osim pomenutih pojačanja u 110kV mreži na pravcu Bijelo Polje - Mojkovac u slučaju da se ne izgradi još jedan 400kV dalekovod na ovom pravcu koji bi povezo TS Pljevlja i TS Podgorica 1.

Perspektiva izgradnje novih interkonektivnih veza ka Bosni i Hercegovini i Albaniji (u svjetlu pojačanja veza ka susjednim sistemima).

- ✓ Nova 400kV interkonekcija Crna Gora – Albanija. Naime, prema planu razvoja prenosnog sistema, nakon 2021. godine, OST planira izgradnju 400/220kV transformacije koja bi se vezala na dalekovod 400kV Podgorica-Tirana, na dionici između Tirane i Vau Dejese (i to u TS Koman, 21 km od Vau Dejese). Na osnovu ograničenih informacija vezanih za aktuelnu inicijativu, može se analizirati sljedeće da se 220kV dalekovod Podgorica-Koplík-Vau Dejes ukloni, a da se umjesto njega izgradi novi 400kV dalekovod, ili neka slična kombinacija.
- ✓ Nova 400kV interkonekcija Crna Gora – Bosna i Hercegovina. Uzimajući u obzir da su studije urađene u prethodnih nekoliko godina pokazale da je očekivani pravac uvoza snage u Crnu Goru iz Bosne i Hercegovine, pošto je taj sistem prvi susjedni sistem sa očekivanim viškovima energije već od 2016. godine, logično je bilo pretpostaviti da će upravo njihov višak snage biti plasiran u Crnu Goru prema HVDC kablju. Jedan od predloga za analizu je novi interkonektivni dalekovod koji bi povezo neko od postojećih 400kV razvodnih postrojenja, ili buduće razvodno postrojenje 400kV Brezna, u Crnoj Gori, sa susjednom priključnom tačkom 400kV (postojećom ili planiranom) u BiH, pri čemu je najlogičnije da to bude TS Sarajevo 20 (BiH). Uklapanje ovog dalekovoda bi zahtijevalo demontažu 220kV dionice dalekovoda Piva – Sarajevo 20 i upotrebu 400kV dionice od lokacije gdje je u BiH ranije bila predviđena izgradnja HE Buk Bijela.

## 7 Neophodne investicije u planskom periodu

### 7.1 Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim

Investicioni plan CGES-a za period 2023-2025.god. sadrži značajne projekte razvoja prenosnog sistema električne energije, usmjerene na obezbjeđenje sigurnije, pouzdanije i kvalitetnije usluge prenosa električne energije, kao i na obezbjeđenje uslova za priključenje novih proizvodnih objekata.

U skladu sa članom 10 Pravila, investicije koje su prikazane u Investicionom planu 2023-2025.god. se mogu podijeliti na investicije koji se odnose na izgradnju nove ili intervencije na postojećoj elektroprenosnoj infrastrukturi, zatim investicije koje se odnose na telekomunikacionu i upravljačku infrastrukturu, investicije koje su posljedica potrebe za zamjenom elemenata čiji je eksploatacioni vijek ugrozio siguran pogon istih, investicije koje spadaju u takozvane „Smart grid“ projekte čiji je cilj optimalan rad prenosnog sistema, kao i investicije koje se realizuju od strane drugih investitora, a za koje je urađen program otkupa infrastrukture. Takođe, predmetni investicioni plan sadrži i planirana sredstva za nepredviđene intervencije (contingency plan), namijenjena za realizaciju investicija koje nije moguće predvidjeti u momentu izrade plana, a za čiju realizaciju se može javiti potreba tokom planskog perioda usljed nepredviđenih okolnosti.

Dio investicija u okviru ovog Plana je već sadržan u prethodnim planovima CGES-a i odlukama Agencije. Investicije su podijeljene na programe i projekte, kako je navedeno u Tabeli 7-1. U skladu sa članom 10 Pravila, Investicioni plan 2023-2025. sadrži sredstva namijenjena za realizaciju investicija koje nije moguće predvidjeti u godini podnošenja zahtjeva za davanje saglasnosti na predmetni investicioni plan (Contingency plan).

U okviru ovog poglavlja je data lista neophodnih investicija u planskom periodu do 2032. godine. pregled projekata je dat u Tabeli 7-1.

*Tabela 7-1: Pregled neophodnih novih elemenata prenosne mreže i intervencije na postojećim*

Investicije čiji je početak realizacije planiran u toku prvog regulatornog perioda, ili čija je realizacija započeta prije perioda na koji se Plan odnosi				
R.B.	ID BROJ	Naziv Investicije	Godina početka realizacije	Godina kraja realizacije
1	IPR009	Rekonstrukcija DV 110kV Lastva - Budva	2013	2024
2	IPR010	Rekonstrukcija DV 110kV Lastva - Tivat	2013	2022
3	IPR089	Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica - Danilovgrad - Perućica	2020	2023
4	IPI018	Rekonstrukcija i proširenje TS 110/35kV Pljevlja 1	2019	2023
5	IPR072	Rekonstrukcija dijela DV 110kV Nikšić – Bileća (Vilusi)	2020	2022
6	IPR034	Zamjena VN opreme u transformatorskim stanicama	2016	2023
7	IPR006a	Rekonstrukcija sistema zaštita	2016	2023

8	IPR077	Nova rekonstrukcija DV 110kV Bar - Budva	2017	2022
9	IPR091	Revitalizacija DV 110kV Herceg Novi - Tivat	2021	2022
10	IPR098	Revitalizacija DV 110kV Bar – Možura - Ulcinj	2023	2024
11	IPI006b	Izgradnja 400 kV DV Čevo - Pljevlja	2013	2023
12	IPI019	TS 400/110/35 kV Brezna	2016	2026
13	IPI009	Izgradnja 400 kV DV Pljevlja2 - B.Bašta - Višegrad	2012	2026
14	IPI015	Izgradnja 110 kV DV Virpazar - Briska Gora - Ulcinj	2018	Nakon 2026
15	IPI058	Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVA u TS Lastva	2020	2023
16	IPI030	Izgradnja TS 110/35 kV Luštica sa priključkom na 110 kV mrežu	2015	2024
17	IPI013	Izgradnja TS 110/35 kV Žabljak	2012	2024
18	IPI055	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 7 i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	2021	2026
19	IPI056	Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	2021	2026
20	IPI017	Izgradnja 110 kV DV Lastva - Kotor	2013	2024
21	IPI016	Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi	2013	Posle 2026
22	IPI060	Izgradnja TS 110/10 kV Bečići	2023	2027
<b>Investicije čiji je početak realizacije planiran nakon prvog regulatornog perioda</b>				
1		Izgradnja DV 400 kV Brezna - Sarajevo		Nakon 2025
2		Izgradnja DV 110 kV Ulcinj – B.Gora – Kosmač		Nakon 2025
3		Izgradnja TS 110/35 kV Kolašin		Nakon 2025
4		Izgradnja TS 110/35 kV V.Plaža sa priključkom na prenosnu mrežu		Nakon 2025
5		Izgradnja 110/10 kV Igalo		Nakon 2025
6		Izgradnja 110/10 kV Podgorica 6		Nakon 2025
7		Izgradnja 110/10 kV Podgorica 8		Nakon 2025
8		Izgradnja 110/35 kV Bijela		Nakon 2025
9		Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica1 – EVP Trebješica – Andrijevića		Nakon 2025
10		Rekonstrukcija DV 110kV Bar -Možura - Ulcinj – povećanje propusne moći		Nakon 2025
11		Rekonstrukcija DV 110kV Bar – Budva – povećanje propusne moći		Nakon 2025
12		Rekonstrukcija DV 110kV Podgorica 2 - Virpazar – povećanje propusne moći		Nakon 2025
13		Ugradnja sinhronog kompenzatora		Nakon 2025

--	--	--	--	--

## 7.2 Pregled nepotrebnih intervencija na postojećim elementima u toku planskog perioda

Predviđenim novim projektom izgradnja TS 110/10 kV Bečići kao i ugradnjom sabirničkog prekidača u TS Budva kao brzog rješenja (u toku), stvoreni su preduslovi za odustajanje od skupe investicije rekonstrukcija sabirnica 110 kV u Budvi (GIS tehnologija) koja je bila viđena prethodnim planom.

Tabela 7-2: Pregled investicija na postojećim elementima koje se odlažu

R.B.	Naziv investicije koja se odnosi na intervencije na postojećim elementima koja se odlaže	Naziv investicije zbog koje se intervencije na postojećim elementima odlažu
1	Rekonstrukcija sabirnica u TS 110/35 kV Budva	Izgradnja TS 110/10 kV Bečići
2		
...		

## 7.3 Pregled ostalih potreba za ulaganjima u prenosni sistem

### 7.3.1 Razvoj upravljačke i telekomunikacione infrastrukture

Raspoloživost sistema za upravljanje zavisi od pouzdanosti telekomunikacione mreže, pa se razvoj iste mora planirati uporedo sa razvojem prenosne infrastrukture.

CGES telekomunikacioni prenosni sistem se trenutno zasniva na SDH i PDH tehnologiji korišćenjem SDH i PDH multipleksera koja je većinom puštena u rad 2010. godine i prilagođena je servisima koji su tada preovladavali u firmi.

Prelazak na nove tehnologije su od velikog značaja za CGES s obzirom da su u planu ili se već realizuju sljedeći projekti:

- Prelazak na novi SCADA sistem i daljinsko upravljanje elektroenergetskim sistemom
- Video nadzor trafostanica i zaštita objekata CGES-a
- Disaster Recovery Data Centar
- Daljinski pristup procesnim mrežama i uključanje novih objekata u SCADA sistem
- Proširenje i unaprijeđenje sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR)
- Implementacija panevropske PCN ENTSO-e IP/MPLS mreže
- Regionalno povezivanje TSO operatora kroz realizaciju projekta Balkans Digital Highway

Uvođenjem novih tehnologija moći će se odgovoriti novim zahtjevima, kako operatora prenosnog sistema, tako i eventualnim zahtjevima od strane spoljnjih korisnika. Obezbijedila bi se veća pouzdanost rada TK sistema, informaciona bezbijednost u skladu sa zahtjevima ENTSO-e, jednostavnije upravljanje i održavanje sistema, a nove tehnologije bi omogućile ostvarivanje višestrukih redundansi po pitanju

prekida prenosnog puta, što je od izuzetnog značaja imajući u vidu buduću daljinsku kontrolu svih postrojenja, kao i pružanje TK usluga.

### 7.3.2 Projekti unaprijeđenja IT strukture, aplikativnih rješenja i servisa

Među projektima u dijelu implementacije savremenih informacionih tehnologija ističu se uvođenje Enterprise Resource Planning (ERP) i Document Management (DMS) sistema, uspostavljanje Disaster Recovery Data Centra.

Implementacija ERP sistema, omogućava između ostalog kompletan i ažuran uvid u sistem poslovanja, stavljanje pod kontrolu svih poslovnih procesa, tako da zajedno omogućava trenutno raspolaganje svim podacima bez obzira na mjesto unosa ili zahtjeva, kvalitetnije planiranje i „pametne“ analize poslovanja, automatizaciju procesa rada u finansijama, povećanje kvaliteta podataka, optimizaciju zaliha, povećanje odgovornosti za urađeni posao i postepenu informatizaciju i digitalnu transformaciju svih procesa.

Implementacija DMS sistema u CGES-u koja je u toku, omogućice obuhvat i evidenciju dokumenata, digitalizaciju papirnih dokumenata, distribuciju elektronskih dokumenata u okviru ili van organizacione strukture CGES-a i praćenje kretanja dokumenata u toku životnog ciklusa obrade, zajednički rad korisnika sistema u smislu izrade i obrade svih vrsta dokumenata u elektronskoj formi, kako bi se ubrzala obrada dokumenata i olakšao rad svih učesnika u procesu obrade dokumenata, elektronsko arhiviranje koje podrazumijeva bezbjedno skladištenje i čuvanje elektronskih dokumenata u odgovarajućim digitalnim strukturama i sl.

Uspostavljanjem Disaster Recovery Data Centra obezbijediće se dostupnost servisa i podataka u cilju očuvanja kontinuiteta poslovanja i u situacijama težih havarija u primarnim Data centrima, u situacijama kada iste zadese elementarne nepogode ili u slučaju bilo koje vrste otkaza IT infrastrukture, kao i fleksibilnija i proširiva arhitektura sa mogućnošću proširenja kapaciteta po zahtjevu.

Od navedenih projekata, uz kontinuirano obnavljanje IT opreme, se očekuje podizanje nivoa bezbjednosti i dovođenje istog na optimalan nivo u svim segmentima (naročito važno uzevši u obzir vrstu podataka i dokumentacije koja se pohranjuje i razmjenjuje u cilju obavljanja poslova iz odgovornosti TSO-a).

Neki od budućih poslovnih sistema kojima bi se, u kasnijim fazama unaprijeđenja IT segmenta, omogućile integracije postojećih i novih ERP i DMS sistema su: BI (Business Intelligence) sistem, PAMS (Performance Asset Management System), PM (Project Management) sistem, BPM (Business Process Management) sistem i sl.

### 7.3.3 Sistemi za nadzor, analizu, upravljanje elektroenergetskim sistemom i obračunska mjerenja

Značajni pomaci u razvoju računarske i telekomunikacione infrastrukture u poslednjih desetak godina, otvorili su prostor za ogroman napredak sistema za nadzor, analizu i upravljanje EES-om, kao i sistema za daljinsko očitavanje brojila i obradu obračunskih podataka. Takođe, brz i siguran prenos velikih paketa podataka u realnom vremenu, njihova brza obrada i skladištenje, omogućio je primjenu modernih „Smart Grid“ tehnologija na ovom polju.

Značaj primjene „Smart Grid“ tehnologija prepoznat je kroz činjenicu da je CGES objedinio sve projekte čija su baze upravo ove tehnologije u jedinstveni Smart Grid program. Planirano je da se kroz ovaj program obezbijedi neophodna koordinacija u planiranju i realizaciji ovih projekata. U ovaj program su uključeni tekući ili već realizovani projekti:

- SCADA za novi dispečerski centar sa EMS sistemom (uključujući i procjenu N-1 faktora sigurnosti u EES u realnom vremenu);
- Proširenje i unaprijeđenje sistema za daljinsko očitavanje brojila-AMR;



- Realizacija sistema za daljinski pristup procesnim mrežama i uključenje novih objekata u NDC scada sistem;
- Primjena softvera za izradu i analizu modela u CGMES formatu;
- Nabavka servera i opreme za EES softver u RDC;
- Nabavka softvera za analizu mreže za potrebe planova razvoja;
- Nabavka invertora za trafostanice

Planom su predviđeni i novi projekti:

- Ugradnja senzora za kontrolu temperature užeta
- Nabavka softvera PLS Pole i PLS Cadd
- Nabavka softvera za praćenje stanja vegetacije u trasama dalekovoda
- Digitalizacija sistema zaštite i upravljanja transformatorskog polja u TS Danilovgrad zasnovana na process bus tehnologiji

Implementacijom projekta SCADA za novi dispečerski centar sa EMS sistemom, CGES je dobio savremen SCADA sistem sa Energy Management funkcijama, uključujući i procjenu N-1 faktora sigurnosti u EES u realnom vremenu. Glavne odlike ovog sistema su moderna IT infrastruktura sa visokim nivoom pouzdanosti i informatičke sigurnosti, potpuna observabilnost elektroenergetskog sistema visokog napona, integracija naprednih funkcija kao što su: Wide Area Monitoring System (WAMS), prognoze porizvodnje obnovljivih izvora energije, dispečerskog dnevnika, Imbalance Netting mehanizma, itd. u SCADA sistem. Takođe, uspostavljanjem rezervnog dispečerskog centra-RDC, realizovan je jedan od najvažnijih zadataka nove SCADA-e, a to je potpuno redundantna konfiguracija sistema na drugoj lokaciji. Kroz projekat Proširenje i unaprijeđenje sistema za daljinsko očitavanje brojila-AMR, u toku je zamjena i preostalih elektromehanička brojila savremenim brojilima za daljinsko očitavanje. U NDC-u je implementiran novi, poboljšani softver za očitavanje brojila sa redundantnom softversko-hardverskom konfiguracijom na rezervnoj lokaciji. Mogućnost redundanse bila je uslovljena uspostavljanjem Ethernet IP komunikacije unutar AMR sistema, osim postojeće serijske. U narednim godinama, osim prelaska na IP komunikaciju, planirana je zamjena kontrolnih brojila na obračunskim mjernim mjestima. Takođe, planira se i implementacija softvera drugog proizvođača, kako bi se osigurao visok nivo pouzdanosti i preciznosti ovog važnog sistema.

Realizacijom sistema za daljinski pristup procesnim mrežama u trafostanici, obezbijediće se standardizovan i siguran pristup upravljačkim i zaštitnim relejima iz NDC-a, odnosno RDC-a u Podgorici. Ovim će stručnom osoblju CGES-a biti data mogućnost za brzu dijagnostiku problema u sistemima zaštite, upravljanja i lokalne SCADA-e, kao i brzo otklanjanje onih kvarova za koje nije neophodan direktan pristup uređajima.

Projektom ugradnje senzora za kontrolu temperature užeta i dodatnog tereta omogućiće se povećanje pogonske pouzdanosti dalekovoda naročito u toku ljetnjih mjeseci, kao i pravovremeno reagovanje na pojavu dodatog tereta u toku zimskih mjeseci.

Nabavkom softvera za praćenje vegetacije izbjeći će se ne tako rijetka situacija ispada važnih interkonektivnih vodova, na način što bi se vršio bi monitoring 300 km trase 400 kV dalekovoda i tako evidentirala sva potencijalno kritična šuma.

Softver PLS Pole je neophodan alat inženjerima u odjeljenju za održavanje dalekovoda u havarijskim situacijama kada je potrebno da se osposobi dalekovod na kome je nastala havarija. Upotrebom PLS Cadd-a povećaće se kvalitet održavanja dalekovoda, a radila bi se brža i kvalitetnija analiza održavanja dalekovoda.

Cilj pilot projekta Digitalizacije sistema zaštita je da se ugradnjom merging unit uređaja zasnovanih na Process bus tehnologiji i prenosu semplovanih vrijednosti, uspostavi redundantni sistem zaštite postojećem sistemu sa konvencionalnim mikroprocesorskim uređajima i da se njegovim praćenjem ti problemi identifikuju bez uticaja na krajnje potrošače.

## 8 Tehno-ekonomske analize

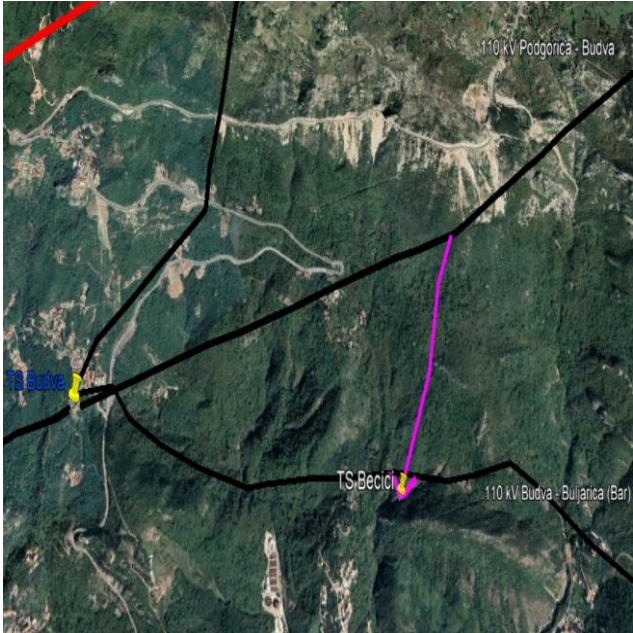
U okviru ovog poglavlja je urađena tehno-ekonomska analiza priključenja TS Bečići na prenosnu mrežu, kao projekta koji je predviđen da započne sa realizacijom u toku regulatornog okvira, a koji je analiziran u okviru sistemskih analiza. Kao podloga za tehno-ekonomsku analizu, poslužila je studija dostavljena od strane CEDIS-a, koji je uputio zahtjev za izgradnjom predmetne transformatorske stanice. Ostali projekti su sa više detalja prikazani u okviru pripadajućeg Investicionog plana 2023-2025.

### 8.1 Priključenje TS Bečići

Glavni benefiti su izračunati iz obezbjeđenja priključenja VE Brajići, kroz koju se smanjuje upotreba klasičnih elektrana na fosilna goriva. Praktično, VE brajići (100.8 MW) zamjenjuje jednu termoelekttranu na lignit. Rađeno je sa cijenom CO<sub>2</sub> od 70€/t. Isti slučaj je kada je urađena procjena emisije koja nije CO<sub>2</sub>. Kada su u pitanju gubici, preuzeti su iz tehno-ekonomskih analiza dostavljenih od strane CEDIS-a (poseban Prilog 11.4.1).

Obzirom na činjenicu da projekat ne utiče na promjenu SEW (ENTSO-E CBA 3.0), ne postoji posebna dobit u smislu ove vrste dobiti (nalazi se u istoj cjenovnoj oblasti kao i ostatak crne Gore), ali je kao poseban dio obrađeno smanjenje CO<sub>2</sub>, kroz priključenje VE Brajići.

Ostali parametri CBA 3.0 ostaju van uticaja predmetnog projekta.

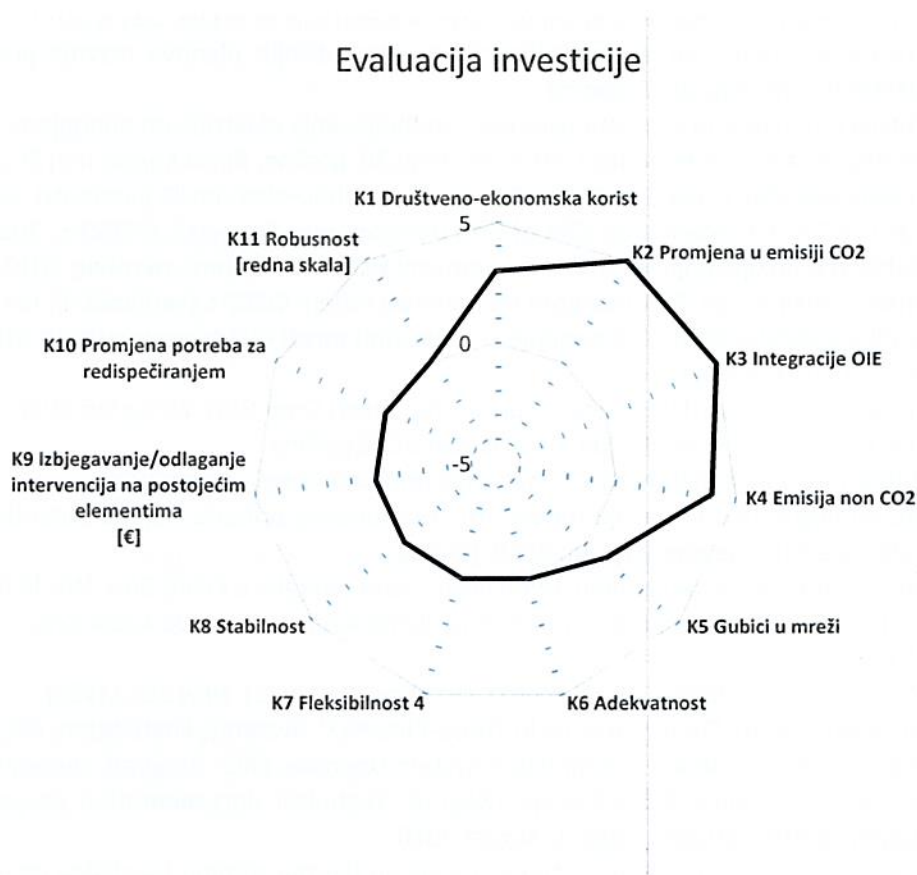
NAZIV INVESTICIJE	GEOGRAFSKI PRIKAZ*
<i>Izgradnja TS 110/35 kV Bečići</i>	
IDENTIFIKACIONI BROJ INVESTICIJE	
IPD060	
OPIS TEHNIČKOG RJEŠENJA	
<p><i>Planom razvoja predviđena je jedna nova investicija za izgradnju nove elektroenergetske infrastrukture čiji početak izgradnje je planiran u prvom trogodišnjem periodu.</i></p> <p><i>Sagledavajući zahtjev CEDIS-a za potrebu izgradnje novih trafostanica 110/x kV, predložena je nova investicija izgradnja TS 110/10 kV Bečići. U skladu sa informacijama dobijenim iz Cedisa, predložena TS 110/10 kV Bečići predstavlja zamjenu za više 35/10 kV trafostanica koje bi morale biti izgrađene. Trafostanica 110/10 kV Bečići preuzela bi i dio potrošnje grada Budve (nekoliko 10 kV kablova bi bilo planirano da se polože prema Budvi). Prema analizi CEDIS-a koja je rađena za mjesec jula i avgusta, nova TS bi preuzela 27,6 % energije.</i></p> <p><i>Imajući na umu da je lokacija relativno blizu dalekovodima 110 kV Podgorica 2 – Budva i Bar – Budva, tehničko rješenje predlaže uvođenje oba dalekovoda u novu trafostanicu.</i></p>	

<p><i>Trafostanica Bečići bi bila sa dva sistema sabirnica. Nova trafostanica daje veću fleksibilnost evakuacije energije u različitim pravcima, mogućnost napajanja TS Budva i TS Bečići iz 3 pravca, mogućnost izdvajanja područja Bara i Ulcinja i njihovog napajanja preko DV Podgorica-Bečići i Podgorica-Virpazar kao i mogućnost priključenja VE Brajići na TS Bečići.a.</i></p>	
<b>POČETAK IZGRADNJE</b>	<b>KRAJ IZGRADNJE</b>
2023	2027
<input checked="" type="checkbox"/> <b>Projekat</b>	<input type="checkbox"/> <b>Program</b>
<b>KATEGORIJA INVESTICIJE</b>	
Izgradnja	
<b>CILJ(EVI) PLANA RAZVOJA ČIJEM OSTVARENJU INVESTICIJA DOPRINOSI</b>	
<p><i>C1 Otklanjanje uočenih nesigurnosti u proteklom periodu na osnovu broja ispada u distributivnom sistemu</i></p> <p><i>C2 Osigurava veću iskorišćenost prenosnih kapaciteta ka distributivnoj mreži</i></p> <p><i>C5 Omogućava priključenje VE Brajići (100.8 MW)</i></p> <p><i>C7 Omogućava izbjegavanje izgradnje distributivne mreže kroz naseljena područja, biće izgrađena kao GIS TS</i></p>	
<b>KORISTI</b>	
<b>K1 Društveno-ekonomska korist (€/god)</b>	
<b>K1.1 Ušteda troškova energenata (€/god)</b>	0
<b>K1.2 Ušteda troškova emisije gasova (€/god)</b>	1,242,500
<b>K2 Promjena u emisiji CO2 (t/god) i (€/god)</b>	177,500 t/god 1,242,500 €
<b>K3 Integracije OIE (MW) ili (MWh/god)</b>	100.3
<b>K4 Emisija non CO2 (t/god)</b>	Nox CO SOx 59 11 148

<b>K5 Gubici u mreži (MWh/god)</b>	1
<b>K6 Adekvatnost [MWh/godina]</b>	Nema uticaja
<b>K7 Fleksibilnost 4</b>	
<b>K7.1 Razmjena balansne energije [redna skala]</b>	Nema uticaja
<b>K7.2 Razmjena balansnih kapaciteta [max 200 riječi]</b>	Nema uticaja
<b>K8 Stabilnost</b>	
<b>K8.1 Kvalitativni indikator [redna skala]</b>	Nema uticaja
<b>K8.2 Stabilnost frekvencije [max 200 riječi]</b>	Nema uticaja
<b>K8.3 Potrebe za uslugama za beznaponsko pokretanje [€/godina] i [max 200 riječi]</b>	Nema uticaja
<b>K8.4 Potrebe za uslugama za upravljanje naponom/reaktivnom snagom [max 200 riječi]</b>	Nema uticaja
<b>K9 Izbjegavanje/odlaganje intervencija na postojećim elementima [€]</b>	Nema uticaja
<b>K10 Promjena potreba za redispečiranjem [€/godina]</b>	Nema uticaja
<b>K11 Robusnost [redna skala]</b>	8
<b>TROŠKOVI</b>	
<b>T1 CAPEX [€]</b>	7,500,000.0
<b>T2 OPEX [€]/god</b>	112,500.0

## 9 Ilustracija sveobuhvatne evaluacije investicija

### 9.1 110/35 kV TS Bečići



Obrađivač:

Direktor Sektora za razvoj i investicije:

Dragan Perunović, dipl.el.ing.

Predlađač:

24 Izvršni direktor:

Ivan Asanović, dipl.el.ing.

## 10 Literatura i podloge

- [1] Ažurirani plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore 2020-2029. godina, april 2021. godina
- [2] Zakon o energetici Crne Gore, januar 2020. godine
- [3] Pravila za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije, CGES, 2017.
- [4] Pravila za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije, 2020.godina
- [5] Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, 2017. godina
- [6] Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine, Bijela knjiga, maj 2014.
- [7] Investicioni Plan CGES-a za 2020-2022. godinu, tehno-ekonomski parametri, januar 2021
- [8] " 3rd ENTSO-E Guideline for CBA of Grid Development Projects", ENTSO-E, 2021,
- [9] Elaborat o priključenju VE Gvozd na prenosni sistem Crne Gore, oktobar, 2019.
- [10] Analiza priključenja SE Briska gora na prenosni sistem CGES-a (varijanta 5), decembar 2019.
- [11] Studija gubitaka električne energije u prenosnoj mreži elektroenergetskog sistema Crne Gore, februar 2019. godina
- [12] Proračun struja kratkih spojeva u prenosnoj mreži Crne Gore za period 2020. – 2029. godina i mjere za njihovo sniženje, jun 2019/januar 2020.godina
- [13] Odbrambeni plan elektroenergetskog sistema Crne Gore, januar 2020
- [14] Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena z akorišćenje prenosnog sistema električne energije, jun 2019. godina
- [15] Analiza integracije varijabilnih obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori, World Bank, april 2020.
- [16] Evaluacija tržišnih benefita za različite varijante kapaciteta HVDC kabla Crna Gora– Italija, april 2018
- [17] PSS/E® Documentation, SIEMENS-PTI, October 2010 (v32), May 2012 (v33)
- [18] IEC 60909 -Short-CircuitCurrents In Three-PhaseA.C. Systems, FirstEdition, IEC, July 2001.
- [19] Western Serbia - 400kV Transmission System Upgrade, EKC - Beograd, septembar 2011.
- [20] 400 kV OHL Bajina Bašta-Pljevlja-Višegrad, Technical documentation preparation and TSO support System Studies Stage 2, Avgust 2020
- [21] „Izveštaj o procesu priprema studija uticaja na životnu sredinu i socijalna pitanja“, Za projekat Vjetroelektrana Gvozd, 11. april 2019.
- [22] Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement WB17-REG-ENE-01, Task 2.4, June 2020
- [23] Montenegro Variable Renewable Energy Integration Analysis, mart 2019
- [24] Indikativni plan razvoja proizvodnje BiH 2022-2031, april 2021.
- [25] European Resource Adequacy Assessment 2021, januar 2022
- [26] Wind farm island operation, XEMC Darwind B.V., oktobar 2010
- [27] Razvojni Načrt Prenosnega Sistema Republike Slovenije od leta 2017 – 2026, ELES, Slovenia
- [28] Hyndman, R. J., & Fan, S. (2015). Monash Electricity Forecasting Model
- [29] Fan, S (2016). Probabilistic Electric Load Forecasting and R Implementation
- [30] Tyrallis, H., Karakatsanis, G., Tzouka, K., & Mamassis, N. (2017). Exploratory data analysis of the electrical energy demand in the time domain in Greece. Energy, 134, 902-918.
- [31] Regner, J., Salvana, M. L., & Vasquez, J. I. (2016). A Dynamic Approach to Forecasting Long-Term Electricity Demand in the Philippines Using Kalman Filtering Algorithm.
- [32] Hong, T., & Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. International Journal of Forecasting, 32(3), 914-938.
- [33] Suzuki, R., & Shimodaira, H. (2006). Pvcust: an R package for assessing the uncertainty in hierarchical clustering. Bioinformatics, 22(12), 1540-1542.
- [34] Murtagh, F. (1983). A survey of recent advances in hierarchical clustering algorithms. The Computer Journal, 26(4), 354-359.

- [35] Zhang, G. P., & Qi, M. (2005). Neural network forecasting for seasonal and trend time series. *European journal of operational research*, 160(2), 501-514.
- [36] Rajaraman, K., & Tan, A. H. (2001, April). Topic detection, tracking, and trend analysis using self-organizing neural networks. In *Pacific-Asia Conference on Knowledge Discovery and Data Mining* (pp. 102-107). Springer, Berlin, Heidelberg.
- [37] Widrow, B., Rumelhart, D. E., & Lehr, M. A. (1994). Neural networks: applications in industry, business and science. *Communications of the ACM*, 37(3), 93-106.
- [38] DePold, H. R., & Gass, F. D. (1998, June). The application of expert systems and neural networks to gas turbine prognostics and diagnostics. In *ASME 1998 International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exhibition* (pp. V005T15A009-V005T15A009). American Society of Mechanical Engineers.
- [39] Infield, D. G., & Hill, D. C. (1998). Optimal smoothing for trend removal in short term electricity demand forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3), 1115-1120.
- [40] Murphy, Edmond A. "One cause? Many causes?: The argument from the bimodal distribution." *Journal of Chronic Diseases* 17, no. 4 (1964): 301-324.
- [41] Cologni, A., & Manera, M. (2008). Oil prices, inflation and interest rates in a structural cointegrated VAR model for the G-7 countries. *Energy economics*, 30(3), 856-888.
- [42] Alexander, G. J., & Baptista, A. M. (2002). Economic implications of using a mean-VaR model for portfolio selection: A comparison with mean-variance analysis. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 26(7-8), 1159-1193.
- [43] Dungey, M., & Pagan, A. (2000). A structural VAR model of the Australian economy. *Economic record*, 76(235), 321-342.
- [44] Sims, C. A. (1986). Are forecasting models usable for policy analysis?. *Quarterly Review*, (Win), 2-16.
- [45] Espinoza, M., Joye, C., Belmans, R., & De Moor, B. (2005). Short-term load forecasting, profile identification, and customer segmentation: a methodology based on periodic time series. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), 1622-1630.
- [46] Handschin, E., & Dornemann, C. (1988). Bus load modelling and forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(2), 627-633.
- [47] Willis, H. L., Engel, M. V., & Buri, M. J. (1995). Spatial load forecasting. *IEEE Computer Applications in Power*, 8(2), 40-43

## 11 Prilog

### 11.1 Prilog – Ulazni podaci korišćeni za analizu tržišnih efekata

Novi objekti koji su planirani do kraja 2032. godine, koji takođe ulaze u sam proces modelovanja su dati u nastavku.

Tabela 11-1 Spisak proizvodnih objekata do 2032.godine

<b>CGES 2023-2032</b>			
<b>Velike hidroelektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
HE Komarnica	171.9	213	2028
HE Perućica - Agregat A8	58.5	50	2024
HE Boka	290		2030
HE Kruševo	90-120	235	2030
<b>Vjetroelektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
VE Brajići	100.8	250	2025
VE Gvozd	54	150	2023
<b>Solarne elektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon
SE Briska Gora	I faza 50	90	2023
	II faza 200	360	2026
SE Velje Brdo	I faza 50	80	2024
	II faza 100	160	2026
SE Vilusi I	30	45	2024
SE Dragalj/Vilusi II	80-150	140 -	2026
SE Čevo	100	Nije odlučeno	Nije odlučeno
SE Slano	39 (50)	(60)	2023
<b>Male hidroelektrane</b>			
Objekat	Instalisana snaga [MW]	Planirana godišnja proizvodnja [GWh]	Godina ulaska u pogon (2021. - 2023.)



mHE "Kaludra" na vodotoku Kaludarska, Opština Berane	1.8	5.5	2022
mHE "Štitarica 1", na vodotoku Štitarička, Mojkovac	1.193	3.764	2024
mHE "Bjelojevička 1", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	0.75	2.32	2022
mHE "Bjelojevička 2", na vodotoku Bjelojevička, Opština Mojkovac	1.78	5.59	2022
mHE "Lještanica", na vodotoku Lještanica, Opština Bijelo Polje	2.35	7.59	2023
mHE "Miolje polje" na dijelu vodovoda "Berane", Opština Berane	0.301	2.2	2021
mHE "Skrbuša" na vodotoku Skrbuša, KO Trunića do, Kolašin	0.9	3.43	2022
mHE Otilovići	3.3	11.4	2024

Male hidroelektrane su modelovane po principu ekvivalentnog rezervoara dok su solarni paneli ekvivalentirani preko negativne potrošnje.

Termoelektrane korišćene u modelovanju su sljedeće<sup>19</sup>:

Rehabilitacija/revitalizacija postojećih				
Objekat	Instalisana snaga (MW)			Godina ulaska u pogon rehabilitovane jedinice
	2018	2021 - 2023	2023 - 2032	
TE Pljevlja - G1	225	225	225	

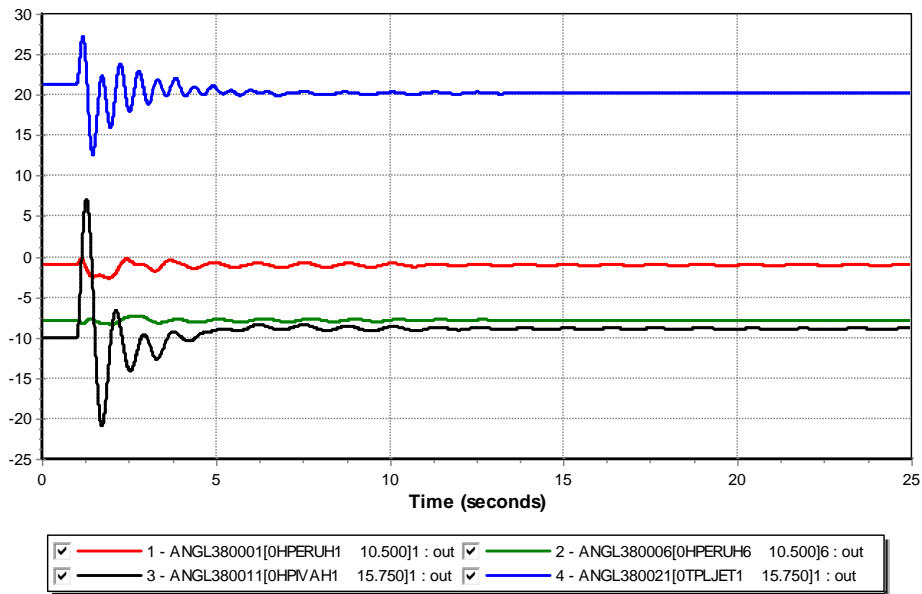
Izgradnja bloka 2 nije predviđena planom EPCG, te će se u analizama uvažiti da je konstantno u pogonu samo jedan blok.

Hidroelektrane su sljedeće:

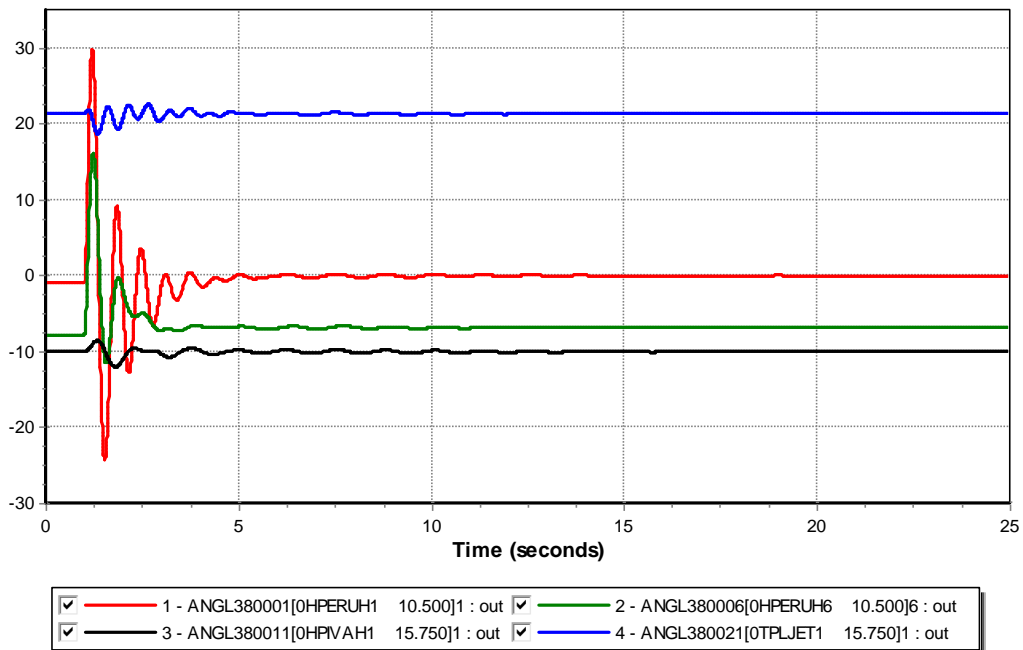
<sup>19</sup> Podaci dobijeni od EPCG

Br	Hidroelektrana	Tip elektrane: sa nedeljnom akumulacijom, sezonskom akumulacijom, protočna itd...	Jedinica	Van pogona	Nominalna snaga [MW]	Tehnički minimum [MW]	Velčina rezervoara[GWh]	
1	HPP Piva	Sezonska akumulacija	3	-	114	70	270	
				-	114	70		
				-	114	70		
2	HPP Perucica	Sezonska akumulacija	1	-	38	7	190	
				2	-	38		7
				3	-	38		7
				4	-	38		7
				5	-	38		7
				6	-	58.5		12
				7	-	58.5		12
				8	-	58.5		12

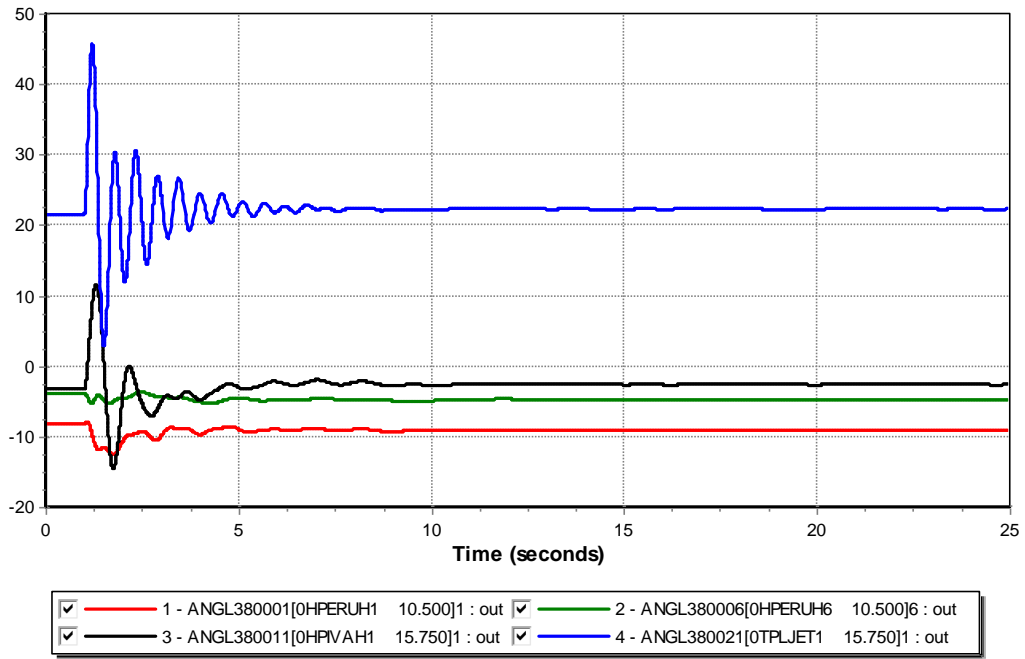
## 11.2 Simulacija kvarova na izabranim poveznim dalekovodima elektrana



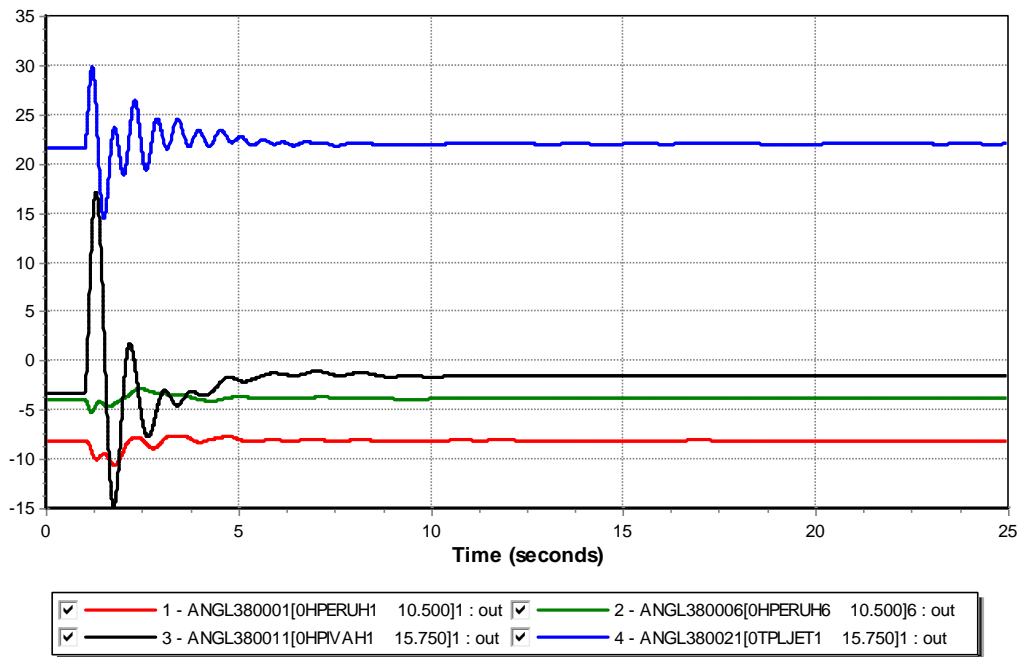
Slika 11-1: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Piva, režim zimskog maksimuma 2025. godine



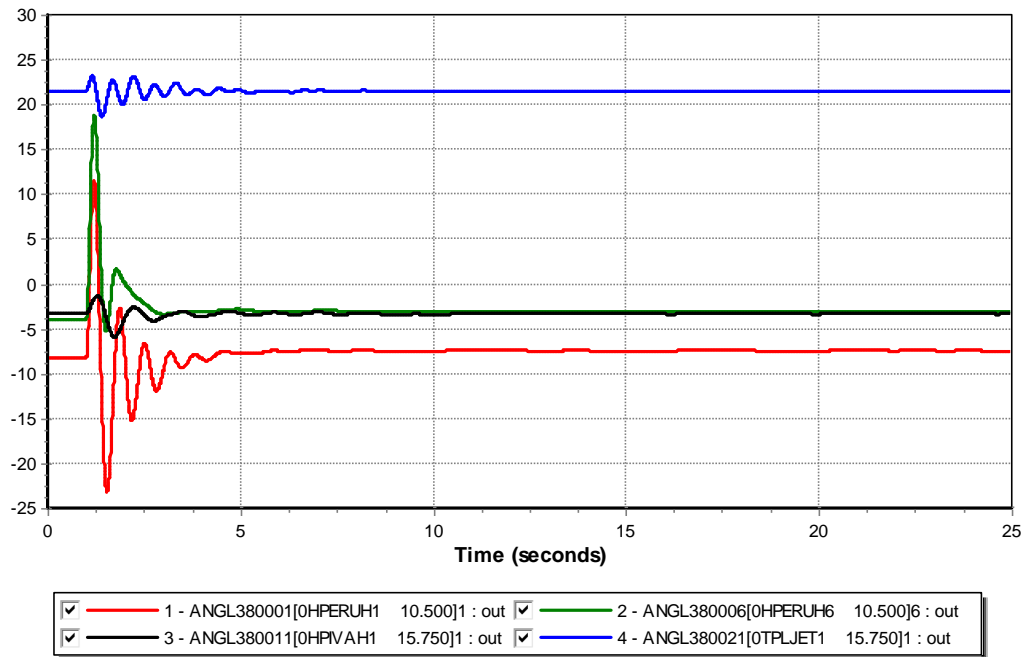
Slika 11-2: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Podgorica 1 (1), režim zimskog maksimuma 2025. godine



Slika 11-3: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Pljevlja - Mojkovac,, režim letnjeg maksimuma 2025. godine



Slika 11-4: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 220kV Piva - Sarajevo 20 (BiH), režim letnjeg maksimuma 2025. godine



Slika 11-5: Uglovi generatora u slučaju kvara i ispada DV 110kV Perućica - Danilovgrad, režim letnjeg maksimuma 2025. godine

## 11.3 Proračun vrijednosti struja kratkih spojeva

Tabela 11-2: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2021.

Čvor	Vn [kV]	Tropolni			Jednopolni		
		I'' <sub>3p</sub> [kA]	I' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>3p</sub> [kA]	I''' <sub>3p</sub> [kA]	I' <sub>3p</sub> [kA]	I <sub>3p</sub> [kA]
Brezna	400						
Lastva	400	9.324	9.177	8.531	9.374	9.324	9.091
Pljevlja 2	400	9.254	8.892	7.478	8.802	8.689	8.185
Podgorica 2	400	12.402	11.895	9.625	11.779	11.623	10.794
Ribarevine	400	11.851	11.372	9.403	10.573	10.442	9.813
HE Perućica	220	9.417	9.158	7.972	8.144	8.078	7.739
HE Piva	220	11.948	10.913	8.909	12.233	11.850	10.958
Mojkovac	220	7.143	7.021	6.450	5.936	5.908	5.765
Pljevlja 2	220	18.996	17.764	13.911	20.589	20.085	18.187
Podgorica 1	220	12.242	11.867	10.163	11.395	11.284	10.715
Andrijevica	110	4.681	4.657	4.530	3.893	3.887	3.857
Bar	110	5.316	5.281	5.092	5.811	5.796	5.718
Bar 2	110						
Bečići	110						
Berane	110	5.514	5.482	5.312	4.912	4.903	4.857
Bijela	110						
Bijelo Polje	110	9.736	9.636	9.134	10.757	10.716	10.502
Brezna	110	3.989	3.936	3.708	3.338	3.326	3.269
Budva	110	8.631	8.536	8.037	9.141	9.105	8.908
Buljarica	110						
Cetinje	110	7.605	7.532	7.145	7.376	7.353	7.225
Danilovgrad	110	10.616	10.369	9.299	8.448	8.396	8.144
Herceg Novi	110	5.862	5.808	5.522	6.088	6.068	5.959
Igalo	110						
KAP	110	17.588	17.200	15.324	15.432	15.330	14.793
Kličevo	110	11.169	10.772	9.246	11.563	11.418	10.789
Kolašin	110						
Kotor	110	5.201	5.165	4.965	5.456	5.442	5.366
Lastva	110	18.982	18.771	17.826	21.887	21.793	21.354
Luštica	110						
Mateševo	110						
Mojkovac	110	8.606	8.526	8.121	9.436	9.403	9.234
Možura	110						
Mrke	110						
Niškić	110	12.666	12.159	10.254	13.888	13.679	12.789
Niškić - Željezara	110	12.666	12.159	10.254	13.888	13.679	12.789
Pljevlja 1	110	7.119	6.984	6.600	7.420	7.370	7.222
Pljevlja 2	110	7.461	7.321	6.907	7.905	7.852	7.687
Podgorica 1	110	24.992	24.117	20.281	28.775	28.380	26.420
Podgorica 2	110	26.065	25.219	21.379	29.449	29.082	27.204
Podgorica 3	110	17.886	17.446	15.388	18.397	18.239	17.427
Podgorica 4	110	18.613	18.219	16.302	17.082	16.970	16.373
Podgorica 5	110	17.212	16.806	14.896	17.334	17.195	16.475
Podgorica 6 (I)	110						
Podgorica 6 (II)	110						
Podgorica 7	110						
Podgorica 8	110						
SE Briska gora	110						
SE Slano	110						
SE Velje brdo	110						
SE Dragalj	110						
SE Čevo	110						
Tivat	110	6.151	6.100	5.823	6.837	6.816	6.696
Trebišnica	110	5.231	5.198	5.025	3.667	3.662	3.633
Tuzi	110						
Ulcinj	110	2.908	2.898	2.840	3.113	3.109	3.087
VE Brajčići	110						
VE Gvozd	110						
VE Krnovo	110	3.630	3.598	3.474	3.923	3.911	3.861
Vilusi	110	6.206	6.125	5.742	4.765	4.749	4.669
Virpazar	110	6.043	5.998	5.757	5.703	5.690	5.615
Žabljak	110						

Tabela 11-3: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2025.

Čvor	Naziv	Vn [kV]	2025			Tropolini			Jednopolni						
			I'' <sub>3p</sub> [kA]	I' <sub>3p</sub> [kA]	I <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>3p</sub> [kA]	I' <sub>3p</sub> [kA]	I <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>3p</sub> [kA]	I' <sub>3p</sub> [kA]	I <sub>3p</sub> [kA]				
Brezna		400													
Lastva		400	9.920	9.763	9.076	9.973	9.973	9.973	9.919	9.671					
Pljevlja 2		400	10.965	10.713	9.645	10.373	10.373	10.373	10.297	9.943					
Podgorica 2		400	10.988	10.704	9.457	11.347	11.347	11.347	11.244	10.748					
Ribarevine		400	12.085	11.806	10.424	11.043	11.043	11.043	10.964	10.531					
HE Perućica		220	9.807	9.638	8.969	7.484	7.484	7.484	7.451	7.311					
HE Piva		220	12.383	11.479	10.084	12.204	11.897	11.897	11.354						
Mojkovac		220	7.226	7.149	6.819	5.975	5.975	5.975	5.958	5.879					
Pljevlja 2		220	21.247	20.431	17.822	22.674	22.674	22.674	22.356	21.224					
Podgorica 1		220	12.675	12.379	11.173	11.661	11.661	11.661	11.576	11.199					
Andrijevica		110	4.695	4.679	4.603	3.898	3.898	3.898	3.895	3.877					
Bar		110	7.335	7.299	7.131	7.580	7.580	7.580	7.567	7.506					
Bar 2		110	14.190	14.051	13.396	16.694	16.694	16.694	16.629	16.315					
Bečići		110	8.912	8.863	8.633	7.887	7.887	7.887	7.874	7.812					
Berane		110	5.525	5.505	5.404	4.917	4.917	4.917	4.911	4.884					
Bijela		110													
Bijelo Polje		110	9.771	9.710	9.410	10.792	10.792	10.792	10.768	10.642					
Brezna		110	8.134	8.005	7.553	7.372	7.372	7.372	7.336	7.204					
Budva		110	16.839	16.726	16.285	16.488	16.488	16.488	16.452	16.309					
Buljarica		110	8.488	8.441	8.222	7.512	7.512	7.512	7.499	7.440					
Cetinje		110	10.175	10.103	9.774	9.028	9.028	9.028	9.009	8.920					
Danilovgrad		110	11.264	11.034	10.215	8.723	8.723	8.723	8.676	8.498					
Herceg Novi		110	7.557	7.523	7.363	7.295	7.295	7.295	7.284	7.233					
Igalo		110													
KAP		110	18.793	18.480	17.170	16.256	16.256	16.256	16.177	15.825					
Kličevo		110	13.428	12.974	11.536	13.436	13.436	13.436	13.282	12.740					
Kolašin		110													
Kotor		110	14.198	14.088	13.582	13.909	13.909	13.909	13.874	13.706					
Lastva		110	20.193	19.970	18.963	23.284	23.284	23.284	23.184	22.717					
Luštica		110	15.073	14.950	14.383	14.864	14.864	14.864	14.824	14.634					
Mateševo		110	4.996	4.976	4.883	3.535	3.535	3.535	3.531	3.516					
Mojkovac		110	8.647	8.597	8.363	9.463	9.463	9.463	9.443	9.348					
Možura		110	3.984	3.974	3.926	4.401	4.401	4.401	4.397	4.377					
Mrke		110	11.495	11.368	10.826	8.512	8.512	8.512	8.489	8.385					
Nikšić		110	15.241	14.651	12.820	16.243	16.243	16.243	16.014	15.223					
Nikšić - Željezara		110	15.241	14.651	12.820	16.243	16.243	16.243	16.014	15.223					
Pljevlja 1		110	8.846	8.803	8.604	8.822	8.822	8.822	8.808	8.741					
Pljevlja 2		110	9.024	8.977	8.767	9.164	9.164	9.164	9.148	9.074					
Podgorica 1		110	27.660	26.889	23.927	31.725	31.725	31.725	31.381	29.939					
Podgorica 2		110	30.321	29.722	29.722	33.835	33.835	33.835	33.584	33.584					
Podgorica 3		110	19.042	18.685	17.238	19.420	19.420	19.420	19.295	18.753					
Podgorica 4		110	22.850	22.359	20.376	22.628	22.628	22.628	22.466	21.757					
Podgorica 5		110	18.258	17.932	16.601	18.283	18.283	18.283	18.173	17.694					
Podgorica 6 (I)		110													
Podgorica 6 (II)		110													
Podgorica 7		110	17.493	17.209	16.026	16.423	16.423	16.423	16.339	15.966					
Podgorica 8		110													
SE Briska gora		110	8.640	8.585	8.322	7.010	7.010	7.010	6.998	6.939					
SE Slano		110	15.241	14.651	12.820	16.243	16.243	16.243	16.014	15.223					
SE Velje brdo		110	28.990	28.305	26.825	32.780	32.780	32.780	32.483	31.762					
SE Dragalj		110													
SE Čevo		110													
Tivat		110	13.486	13.388	12.931	13.503	13.503	13.503	13.470	13.312					
Trebešica		110	5.275	5.252	5.147	3.683	3.683	3.683	3.680	3.662					
Tuzi		110													
Ulcinj		110	3.508	3.500	3.464	3.837	3.837	3.837	3.834	3.819					
VE Brajčići		110	12.130	12.023	11.543	10.870	10.870	10.870	10.841	10.707					
VE Gvozd		110	8.180	8.037	7.544	8.246	8.246	8.246	8.197	8.019					
VE Krnovo		110	7.911	7.783	7.337	8.061	8.061	8.061	8.016	7.852					
Vilusi		110	6.608	6.559	6.370	3.641	3.641	3.641	3.636	3.616					
Virpazar		110	9.047	8.988	8.714	7.947	7.947	7.947	7.932	7.859					
Žabljak		110	7.474	7.400	7.206	6.593	6.593	6.593	6.573	6.521					

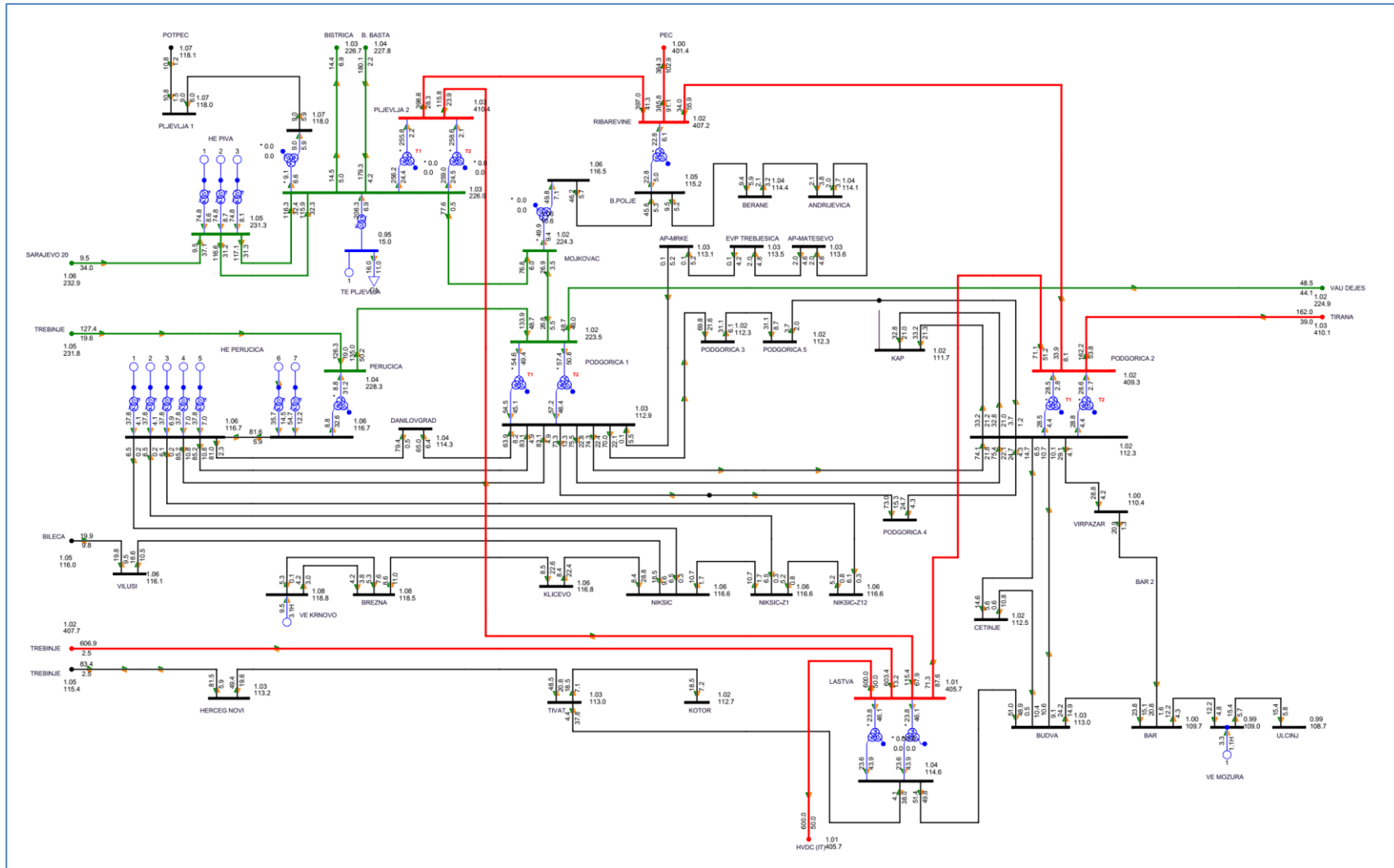
Tabela 11-4: Vrijednosti struja kratkih spojeva 2032

Čvor	2032						
	Tropolni		Jednopolni				
Naziv	$I''_{3p}$ [kA]	$I'_{3p}$ [kA]	$I''_{3p}$ [kA]	$I'_{3p}$ [kA]			
Brezna	400	11.018	10.707	9.762	11.270	11.159	10.796
Lastva	400	11.289	11.064	10.224	11.159	11.085	10.789
Pljevlja 2	400	16.241	15.801	14.112	15.048	14.920	14.378
Podgorica 2	400	14.005	13.491	11.452	14.182	14.002	13.190
Ribarevine	400	14.927	14.521	12.667	13.153	13.046	12.499
HE Perućica	220	10.269	10.096	9.451	7.695	7.662	7.532
HE Piva	220	12.357	11.443	10.039	12.210	11.897	11.347
Mojkovac	220	7.405	7.318	6.978	6.071	6.051	5.971
Pljevlja 2	220	20.605	19.754	17.180	22.650	22.298	21.108
Podgorica 1	220	13.504	13.172	11.910	12.265	12.172	11.787
Andrijevica	110	5.652	5.557	5.339	4.662	4.640	4.588
Bar	110	7.256	7.214	7.042	7.603	7.587	7.522
Bar 2	110	15.262	15.082	14.311	17.741	17.659	17.296
Bečić	110	8.797	8.741	8.515	7.827	7.812	7.750
Berane	110	24.197	23.069	20.785	27.504	27.004	25.894
Bijela	110	8.871	8.827	8.636	8.346	8.333	8.275
Bijelo Polje	110	10.397	10.299	9.936	11.342	11.303	11.153
Brezna	110	24.197	23.069	20.785	27.504	27.004	25.894
Budva	110	16.473	16.277	15.518	15.926	15.864	15.616
Buljarica	110	8.378	8.325	8.109	7.454	7.440	7.381
Cetinje	110	10.238	10.152	9.820	9.031	9.009	8.919
Danilovgrad	110	12.015	11.772	10.972	9.047	9.001	8.837
Herceg Novi	110	7.552	7.518	7.370	7.462	7.451	7.401
Igalo	110	7.417	7.384	7.238	6.844	6.834	6.791
KAP	110	20.191	19.745	18.185	17.062	16.954	16.548
Ključvo	110	19.431	18.710	16.723	18.147	17.932	17.276
Kolašin	110	8.852	8.787	8.534	9.613	9.587	9.485
Kotor	110	14.357	14.235	13.746	14.097	14.057	13.895
Lastva	110	20.801	20.541	19.526	23.890	23.775	23.308
Luštica	110	13.208	13.105	12.689	12.528	12.497	12.369
Mateševo	110	7.166	6.946	6.545	5.555	5.511	5.423
Mojkovac	110	8.942	8.876	8.620	9.710	9.684	9.580
Možura	110	3.818	3.806	3.758	4.350	4.345	4.324
Mirke	110	13.069	12.406	11.236	11.554	11.376	11.029
Niškić	110	21.308	20.422	17.974	21.217	20.916	19.987
Niškić - Željezara	110	21.308	20.422	17.974	21.217	20.916	19.987
Pljevlja 1	110	9.194	9.141	8.936	9.168	9.151	9.081
Pljevlja 2	110	9.311	9.254	9.036	9.445	9.425	9.349
Podgorica 1	110	31.331	30.086	26.276	35.914	35.355	33.455
Podgorica 2	110	32.244	31.118	27.411	36.045	35.566	33.823
Podgorica 3	110	20.653	20.124	18.383	20.955	20.771	20.115
Podgorica 4	110	25.097	24.357	21.919	24.610	24.368	23.498
Podgorica 5	110	19.723	19.244	17.653	19.584	19.424	18.852
Podgorica 6 (I)	110	20.399	23.123	22.494	21.701	21.513	20.832
Podgorica 6 (II)	110	26.720	25.810	22.955	27.166	26.846	25.736
Podgorica 7	110	18.757	18.349	16.950	17.297	17.179	16.748
Podgorica 8	110	24.585	23.826	21.395	25.510	25.232	24.260
SE Briska gora	110	8.998	8.930	8.638	7.181	7.166	7.102
SE Sjano	110	21.308	20.422	17.974	21.217	20.916	19.987
SE Velje brdo	110	31.787	30.602	26.844	35.979	35.460	33.639
SE Dragalj	110	6.755	6.713	6.562	3.631	3.627	3.612
SE Čevo	110	11.153	10.885	9.993	11.215	11.122	10.793
Tivat	110	13.205	13.103	12.689	13.370	13.335	13.189
Trebešica	110	6.269	6.087	5.721	4.608	4.575	4.503
Tuzi	110	8.309	8.221	7.910	6.824	6.804	6.731
Ulcinj	110	3.378	3.369	3.332	3.798	3.794	3.778
VE Brajići	110	12.849	12.744	12.403	11.267	11.240	11.151
VE Gvozđ	110	12.917	12.657	12.050	11.768	11.695	11.517
VE Krnovo	110	13.847	13.496	12.649	12.486	12.390	12.141
Vilusi	110	6.893	6.850	6.696	3.705	3.701	3.686
Virpazar	110	9.250	9.176	8.879	8.092	8.073	7.994
Žabljak	110	7.588	7.512	7.316	6.693	6.674	6.621



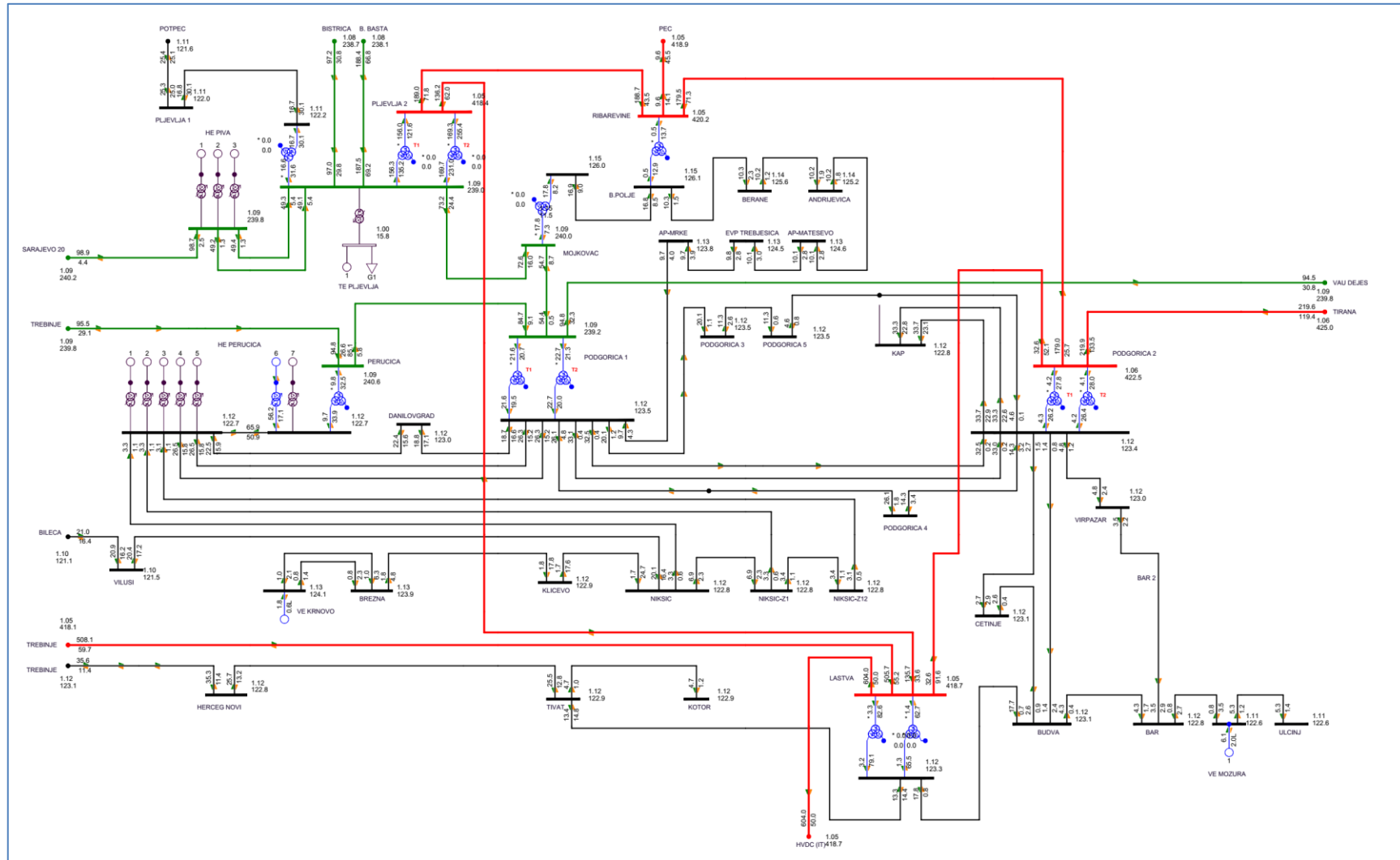
## 11.4 Tokovi snaga i naponskih prilika

Plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore u periodu do 2032. godine



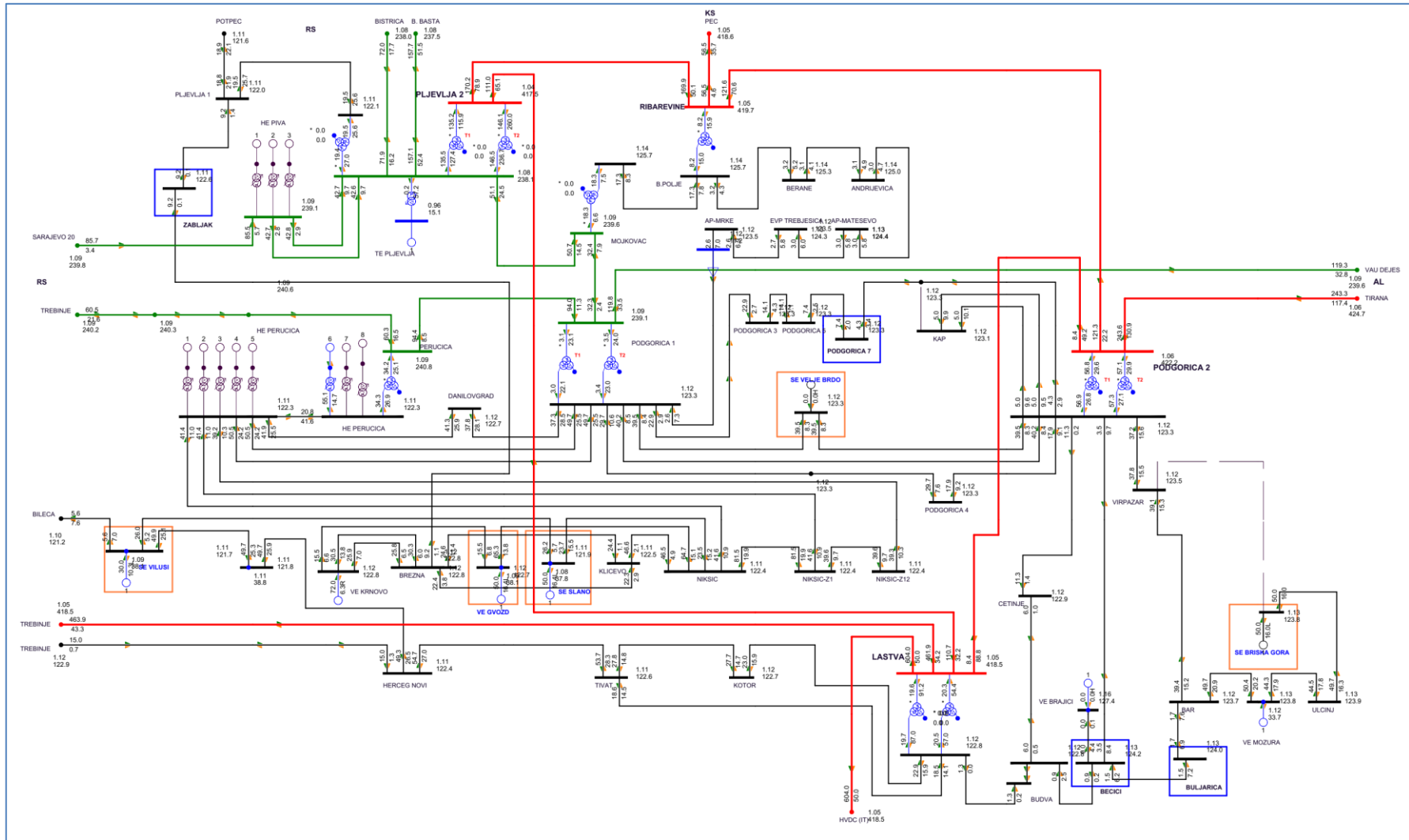
Slika 11-6: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim visokih tranzita 2021.

Plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore u periodu do 2029. godine



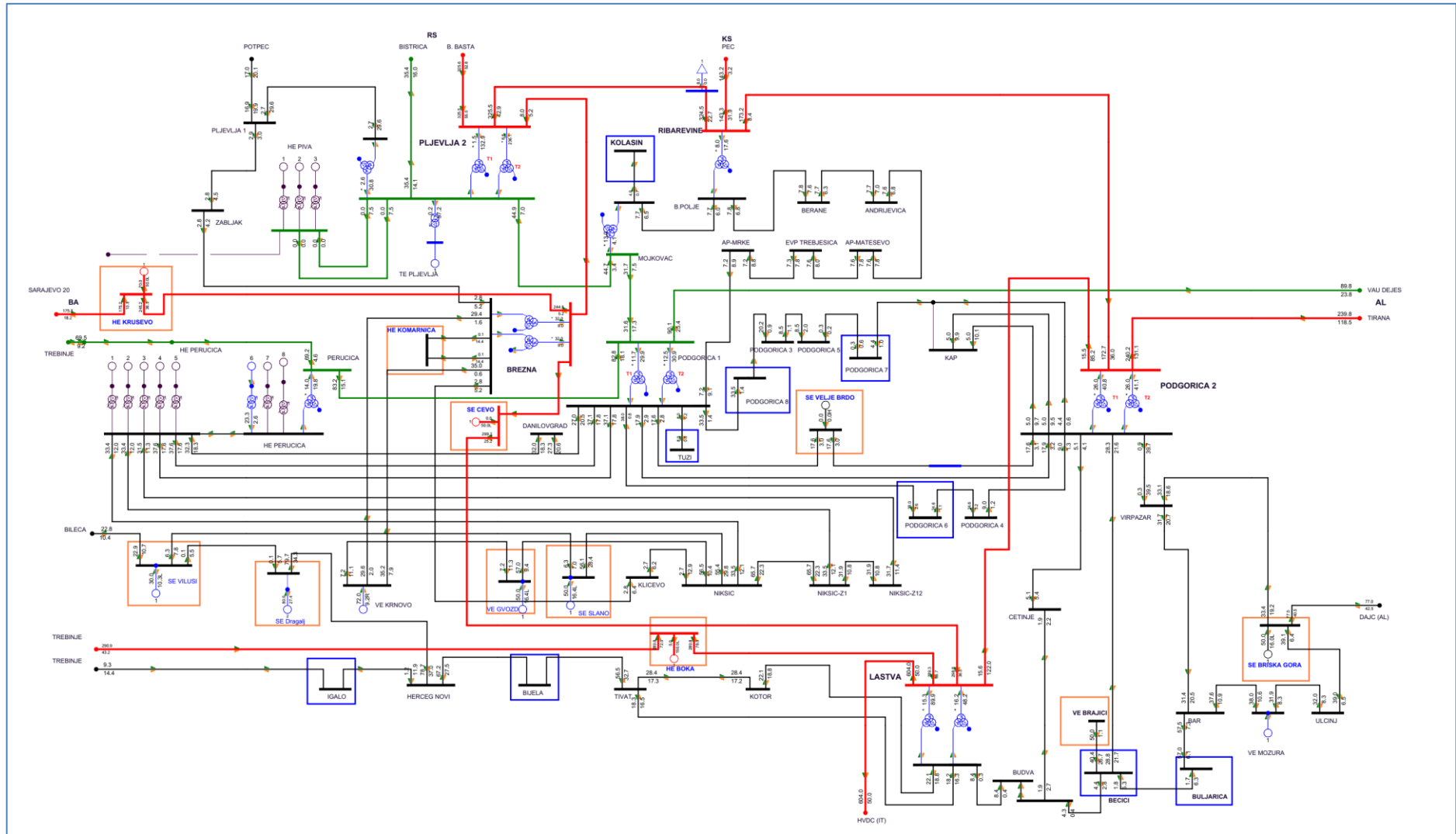
Slika 11-7: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži Crne Gore za režim niskih opterećenja 2021.

Plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore u periodu do 2029. godine



Slika 11-8: Topologija prenosne mreže za 2025. godinu

Plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore u periodu do 2029. godine



Slika 11-9: Topologija prenosne mreže za 2032. godinu

### 11.4.1 Priključenje TS Bečići -tehno-ekonomska analiza CEDIS (kao poseban Prilog)

Odbor direktora

Broj: 10-00- 2824

Podgorica, 31. 3. 2022.godine

Na osnovu člana 112 stav 1 tačka 27 i 28 Zakona o energetici (Službeni list CG br.5/16 51/17) člana 45 stav 1, tačka 8 Statuta Crnogorskog elektroprenosnog sistema AD, i Informacije o aktivnostima na izradi nacrtu Plana razvoja prenosnog sistema za period 2023 – 2032 sa Planom investicija za period 2023 – 2025. godine, br.2623. od 25.03.2022. godine, Odbor direktora Društva je vansjednično dana \_\_\_\_\_.03.2022. godine, donio

#### O D L U K U – br.61

o aktivnostima na izradi nacrtu Plana razvoja prenosnog sistema Crne Gore za period 2023-2032. godine sa Planom investicija CGES-a za period 2023 - 2025. godina

1. Utvrđuje se nacrt Plana razvoja prenosnog sistema Crne Gore za period 2023-2032. godina, sa Planom investicija CGES-a za period 2023 -2025. godina;
2. Ova odluka stupa na snagu danom donošenja.

Dostavljeno:

- 1
- 10
- 1- 1
- 100
- 700
- a/a

  
PREDSJEDNIK ODBORA  
Aleksandar Mijušković, dipl. inž.  
