

Razvoj područnog elektroenergetskog sustava Istarskog poluotoka

Peruč, Sanjin

Master's thesis / Diplomski rad

2023

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Rijeka, Faculty of Engineering / Sveučilište u Rijeci, Tehnički fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:190:789890>

Rights / Prava: [Attribution 4.0 International](#)/[Imenovanje 4.0 međunarodna](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-20**



Repository / Repozitorij:

[Repository of the University of Rijeka, Faculty of Engineering](#)



SVEUČILIŠTE U RIJECI

TEHNIČKI FAKULTET

Sveučilišni diplomski studij elektrotehnike

Diplomski Rad

**RAZVOJ PODRUČNOG ELEKTROENERGETSKOG
SUSTAVA ISTARSKOG POLUOTOKA**

Rijeka, studeni 2023.

Sanjin Peruč

0069077368

SVEUČILIŠTE U RIJECI

TEHNIČKI FAKULTET

Sveučilišni diplomski studij elektrotehnike

Diplomski Rad

**RAZVOJ PODRUČNOG ELEKTROENERGETSKOG
SUSTAVA ISTARSKOG POLUOTOKA**

Mentor: prof. dr. sc. Dubravko Franković

Rijeka, studeni 2023.

Sanjin Peruč

0069077368

SVEUČILIŠTE U RIJECI
TEHNIČKI FAKULTET
POVJERENSTVO ZA DIPLOMSKE ISPITE

Rijeka, 14. ožujka 2023.

Zavod: **Zavod za elektroenergetiku**
Predmet: **Vođenje elektroenergetskog sustava**
Grana: **2.03.01 elektroenergetika**

ZADATAK ZA DIPLOMSKI RAD

Pristupnik: **Sanjin Peruć (0069077368)**
Studij: **Sveučilišni diplomski studij elektrotehnike**
Modul: **Elektroenergetika**

Zadatak: **Razvoj područnog elektroenergetskog sustava Istarskog poluotoka / Istrian peninsula power system development**

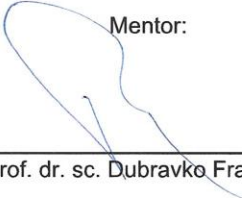
Opis zadatka:

Razvoj prijenosne mreže operatori prijenosnih sustava sagledavaju kroz tzv. kratkoročne i dugoročne planove, a potvrđuje ih, odnosno odobrava nadležno regulatorno tijelo. Prilikom planiranja, operatori polaze od trenutnog stanja mreže, sagledavajući trendove potrošnje električne energije i zahtjeve za priključenjem novih kupaca i proizvođača električne energije. Isto tako sagledavaju stanje, odnosno starost opreme, moguće nezadovoljenje kriterija sigurnost (N-1) na nekom elementu, naponske prilike i sl. Također, nacionalni planovi razvoja moraju sagledavati i uvažavati planove razvoja više razine pa tako hrvatski operator prijenosnog sustava uvažava planove razvoja europskog udruženja operatora prijenosnih sustava. Rad treba, koliko je to moguće, sagledati moguće pravce razvoja područnog elektroenergetskog sustava Istre, primjenjujući kriterije i metodologiju hrvatskog operatora prijenosnog sustava.

Rad mora biti napisan prema Uputama za pisanje diplomskih / završnih radova koje su objavljene na mrežnim stranicama studija.

PERUĆ S.
Zadatak uručen pristupniku: 20. ožujka 2023.

Mentor:



Prof. dr. sc. Dubravko Franković

Predsjednik povjerenstva za
diplomski ispit:



Prof. dr. sc. Dubravko Franković

IZJAVA

Sukladno članku 8. Pravilnika o diplomskom radu, diplomskom ispitu i završetku diplomskih sveučilišnih studija Tehničkog fakulteta Sveučilišta u Rijeci, od siječnja 2020.godine, izjavljujem da sam samostalno izradio diplomski rad pod naslovom "Razvoj područnog elektroenergetskog sustava istarskog poluotoka" uz izvještavanja te pomoću konzultacija s mentorom prof. dr. sc. Dubravkom Franković.

Rijeka, studeni 2023.

Sanjin Peruč



ZAHVALA

Zahvaljujem se profesoru i mentoru prof. dr. sc. Dubravku Frankoviću na stručnom savjetovanju i mentorstvu za vrijeme izrade diplomskog rada.

Zahvaljujem voditeljici studija mr. sc. Marijana Živić Đurović koja me saslušala i pružala podršku kad god je bilo potrebno.

Zahvaljujem se kolegama koji su postali dragi prijatelji (I. Joha, L. Kolmanić, I. Matić, M. Ančić i I. Bubić) te prijateljima (A. Boneta, R. Jančić, V. Sulovsky i B. Sulovsky) koji su bili prisutni kada je bilo najteže, ali i kada su se slavili svi lijepi trenuci.

Zahvalio bih se i kolegama iz HOPS-a koji su me pratili i podržavali kroz cijeli put u akademskom obrazovanju, posebno A. Šuša i V. Valentić.

Posebna zahvala ocu Vojmiru, majci Suzani i bratu Leu koji su bili velika podrška na ovom putu.

Najveće hvala htio bih uputiti Nataši, mojoj dragoj ženi, koja je bila uz mene svaki trenutak akademskog obrazovanja od naših početaka. Veselila se sa mnom u svim dobrim trenucima i pružala utjehu u lošim te me bezuvjetno podržavala cijelim putem. Bez nje ovaj uspjeh ne bi bio moguć.

Sadržaj

1. Uvod.....	1
2. Elektroenergetski sustav Republike Hrvatske	2
2.1. Prikaz elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske.....	3
2.3. Prijenosna područja u RH	4
2.4. Proizvodni objekti RH.....	7
3. Značajke elektroenergetskog podsustava Istre.....	8
3.1. Prijenosna mreža elektroenergetskog podsustava Istre	8
3.1.2. Vodovi	10
3.1.2. Transformatorske stanice i proizvodni objekt	11
3.2. Konzum Istre	13
3.2.1. Trend porasta potrošnje	13
3.3. Analiza sigurnosti.....	17
3.3.1. Analiza sigurnosti po kriteriju N-1	17
3.3.2. Mogućnost ispada dvosistemskog DV 220 kV Plomin – Pehlin – Melina uslijed atmosferskih pražnjenja	19
3.3.3. Naponska stabilnost i mogućnost naponskog sloma	20
4. Mjere za povećanje sigurnosti istarskog elektroenergetskog podsustava.....	21
4.1. Izgradnja novih dalekovoda i transformatorskih stanica.....	21
4.1.1. Planiranje i Studija Izvodljivosti	22
4.1.2. Projektiranje i tehnički detalji.....	22
4.1.3. Ishođenje dozvola	23
4.1.4. Natječaji i ugovaranje	24
4.1.5. Priprema terena i građevinski radovi.....	25
4.1.6. Montaža i instalacija	26
4.1.7. Testiranje i puštanje u rad.....	26
4.1.8. Povezivanje s mrežom	27
4.1.9. Praćenje i održavanje.....	28
4.1.10. Edukacija i osposobljavanje osoblja.....	29
4.2. Povećanje prijenosne moći postojećih dalekovoda zamjenom Al/Če vodiča sa HTLS vodičima	30
2.2.1. Alučelični vodiči.....	31
2.2.2. HTLS (visoko-temperaturni vodiči malog provjesa).....	32
4.3. Ugradnja kondenzatorskih baterija.....	36
4.3.1. Kompenzacija jalove snage	36

4.3.2. Kondenzatorske baterije	40
4.3.3. Načini spajanja na mrežu.....	41
4.3.4. jednopolna shema	41
4.3.5. Dodatna oprema za potrebe sprječavanja rezonancije ili ograničenja visokih uklopnih struja	42
5. Moguća rješenja za povećanje sigurnosti i opskrbe elektoenergetskog podsustava Istre....	44
5.1. Trenutno stanje mreže	46
5.2. Proračun 2: proračun tokova snaga po desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže	49
5.2.1. Povećanje prijenosne moći dalekovoda DV 110 kV Matulji-Lovran-Plomin	50
5.2.2. Povećanje prijenosne moći dalekovoda DV 110 kV Buje-Kopar	52
5.2.3. Ugradnja kondenzatorskih baterija 25 Mvar u TS Poreč i TS Šijana.....	55
5.2.4. Izgradnja TS 220/110 kV Vodnjan.....	58
5.2.5. izgradnja DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj.....	60
5.3. Moguća rješenja nakon desetogodišnjeg plana	62
5.3.1. Izgradnja novog DV 110 kV Matulji-Buzet	62
5.3.2. Dogradnja TS Vodnjan 220/110 kV na 400/220/110 kV	64
6. Zaključak.....	66
7. Literatura.....	67
8. POPIS OZNAKA I KRATICA.....	68
9. SAŽETAK I KLJUČNE RIJEČI	69
10. ABSTRACT AND KEYWORDS	70
11. PRILOZI	71

1. Uvod

U ovom diplomskom radu analiziraju se mogućnosti za unapređenje sigurnosti i efikasnosti elektroenergetskog podsustava Istarskog poluotoka. Detaljan pregled trenutne strukture, kapaciteta mreže te varijacija u potrošnji, od dnevnih do sezonskih promjena, postavlja temelje za razumijevanje izazova s kojima se sustav suočava.

Analiza postojećeg stanja mreže, uključujući potencijalne scenarije ispada ključnih komponenti kao što je Termoelektrana Plomin 2 i dvosistemske dalekovode 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin, detaljno ispituje otpornost mreže i identificira područja koja zahtijevaju unapređenje. Navedene analize provedene su pomoću softvera PSS®E tvrtke Siemens.

Poseban naglasak stavljen je na dugoročnu perspektivu, uključujući mjere za izgradnju nove transformatorske stanice u Vodnjanu te potrebu za nadogradnjom i izgradnjom novih dalekovoda, što je ključno za ojačavanje prijenosnog sustava i podršku energetske razvoju regije. Planirane tehnološke inovacije, kao što su uvođenje HTLS vodiča i kondenzatorskih baterija, ističu pravac razvoja sustava osiguravajući povećanu efikasnost i pouzdanost u skladu s modernim energetske zahtjevima.

Ovaj rad pruža sveobuhvatan okvir za razumijevanje i prepoznavanje izazova u elektroenergetskom podsustavu Istarskog poluotoka, osiguravajući da sustav ostane otporan i prilagodljiv i za buduće energetske potrebe Istarskog poluotoka.

2. Elektroenergetski sustav Republike Hrvatske

Hrvatski elektroenergetski sustav (EES) obuhvaća proizvodna postrojenja, mreže za prijenos i distribuciju električne energije te korisnike električne energije unutar granica Republike Hrvatske. Da bi osigurao stabilnu i kvalitetnu opskrbu te trgovinu električnom energijom, hrvatski elektroenergetski sustav integriran je s energetske sustavima susjednih zemalja i članicama ENTSO-E, formirajući tako dio sinkrone mreže kontinentalne Europe. Potrošači u Hrvatskoj dobivaju električnu energiju iz domaćih elektrana, elektrana postavljenih u susjednim zemljama za potrebe Hrvatske, te kroz uvoz električne energije. U usporedbi s drugim europskim zemljama, hrvatski elektroenergetski sustav je manji po veličini.

Prijenosna mreža u sastavu hrvatskog elektroenergetskog sustava obuhvaća transformatorske stanice, rasklopna postrojenja te mrežu zračnih vodova i kabela.

Električna energija prenosi se putem elektroenergetske mreže koja obuhvaća naponske razine 400, 220 i 110 kV.

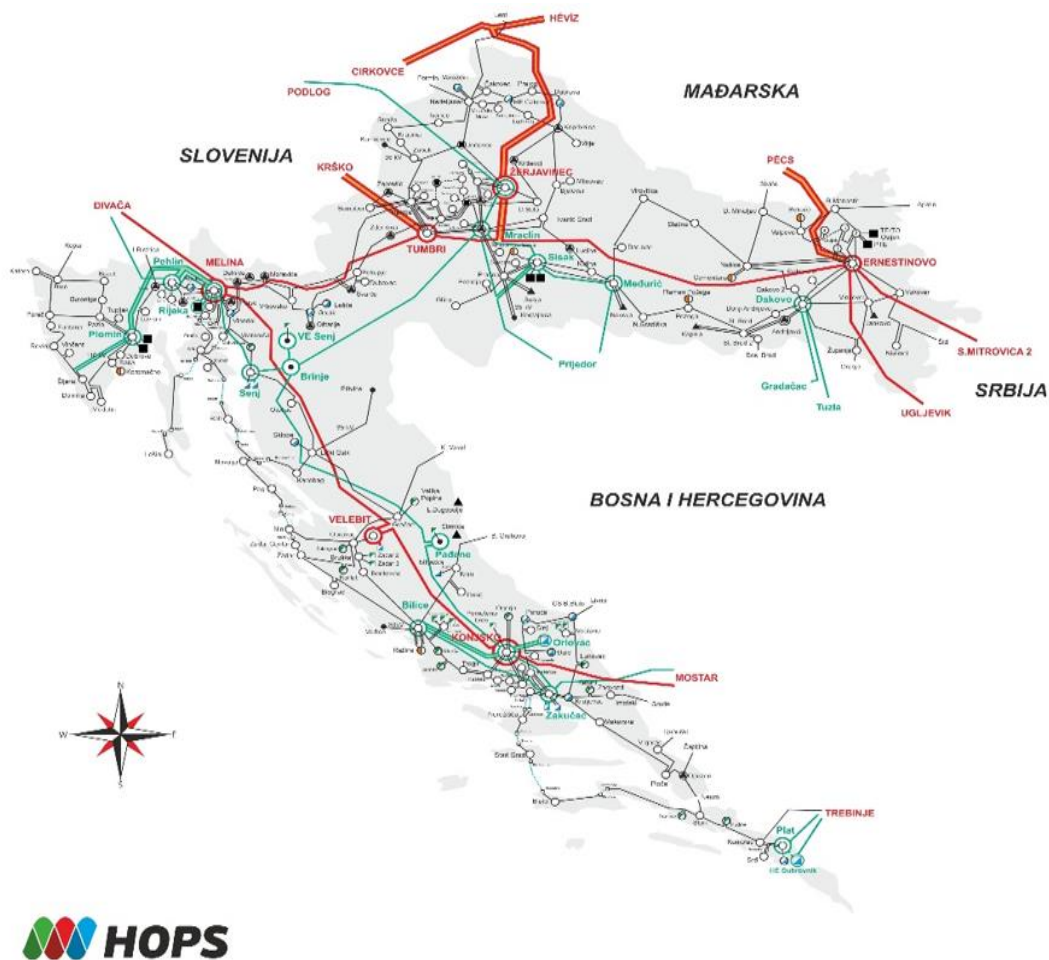
Tablica 1 prikazuje pregled broja transformatorska stanica, ukupnog transformatorskog kapaciteta te dužine vodova unutar hrvatskog elektroenergetskog sustava, razvrstanih po naponskim razinama od 110 kV do 400 kV te ukupne vrijednosti za cijelu zemlju. [1]

Tablica 1. *Hrvatski elektroenergetski sustav*

Naponska razina (kV)	Broj trafostanica (kom.)	MVA	Vodovi[km]
400/x	6	4400	1246
220/x	15	3770	1268
110/x	166	5133	5249
Hrvatska	187	13303	7763

2.1. Prikaz elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske

Na slici 1 je prikazana shema elektroenergetskog prijenosnog sustava Republike Hrvatske s označenim vodovima različitih naponskih razina i lokacijama transformatorskih stanica. Linije različitih boja i debljina predstavljaju vodove od 400 kV, 220 kV i 110 kV, a simboli označavaju transformatorske stanice i elektrane. Legenda u donjem lijevom kutu objašnjava simbole i tipove vodova, a karta pokazuje i granične prijenosne točke s okolnim zemljama: Slovenijom, Mađarskom, Bosnom i Hercegovinom i Srbijom.[2]



HOPS

Legenda:

- 400 kV dvovodni nadzemni vod
- 400 kV nadzemni vod
- 220 kV dvovodni nadzemni vod
- 220 kV nadzemni vod
- 220 kV kablaški vod
- 110 kV nadzemni vod
- 110 kV kablaški vod
- 110 kV podzemni kabel

- TS 400/220/110 kV
- TS 400/220/110 kV
- TS 400/110 kV
- TS 220/110 kV
- TS 220/95 kV
- TS 110/5 kV
- TS 110/5 kV + EVP
- TS 110/5 kV u IZGRADNJI
- TS 35/5 kV

- TS (RP) 220 kV + TE
- TS (RP) 220 kV + HE
- TB (RP) 110 kV + VE
- TS (RP) 110 kV + HE
- TS (RP) 110 kV + TE
- TS (RP) 110 kV kupače
- 110 kV kablaški postrojenja

- ▲ EVP
- TE
- HE
- VE

Rujan, 2022.

Slika 1. Elektroenergetski sustav RH

2.3. Prijenosna područja u RH

U Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava (HOPS) postoje četiri ključna prijenosna područja, a to su: Zagreb, Rijeka, Osijek i Split. Kada se analizira prostorna distribucija vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava na transformatorske stanice 110/x kV, koriste se prosječni udjeli svakog od ovih prijenosnih područja u ukupnom vršnom opterećenju. U ovom dijelu tekst se fokusira na maksimalna opterećenja svakog od tih prijenosnih područja te uzima u obzir kako se ta opterećenja odnose prema ukupnom opterećenju elektroenergetskog sustava. Iako se za detaljnu analizu opterećenja svakog područja može koristiti niz mjesečnih izvještaja i specijaliziranih studija, ovdje se osvrćemo samo na ključne rezultate i zaključke tih analiza. Kada se razmatraju maksimalna neistodobna opterećenja svih prijenosnih područja tijekom posljednjeg desetljeća i kako se zbroj tih neistodobnih opterećenja odnosi prema vršnom opterećenju cijelog sustava, primjećuje se da je ta suma vrlo slična ukupnom vršnom opterećenju. Tijekom zadnjeg desetljeća, omjer između sume neistodobnih maksimalnih opterećenja prijenosnih područja i ukupnog vršnog opterećenja varirao je između 0,98 i 1,03, s prosječnom vrijednošću od 1,00.

Tablica 2 detaljno prikazuje dužine dalekovoda Republike Hrvatske razvrstane po naponskim razinama (400 kV, 220 kV, 110 kV, i S.N.) i po prijenosnim područjima (Osijek, Rijeka, Split, Zagreb). Ova tablica pruža uvid u ukupnu dužinu dalekovoda po svakom području, kao i ukupnu dužinu na nacionalnoj razini. Tablica 3 pruža informacije o broju transformatorskih stanica i broju polja s prekidačima, također organizirano po naponskim razinama i prijenosnim područjima. Ovi podaci omogućuju razumijevanje infrastrukturne raspodjele transformatorskih stanica unutar zemlje. Tablica 4 se fokusira na podjelu transformatora po prijenosnim područjima, prikazujući broj transformatora i ukupnu instaliranu snagu po naponskim razinama, što je ključno za procjenu kapaciteta elektroenergetskog sustava.

Ove tri tablice zajedno pružaju sveobuhvatan pregled elektroenergetske infrastrukture Hrvatske, a prikazuju razmještaj i kapacitet dalekovoda, transformatorskih stanica i transformatora, što je temelj za planiranje i upravljanje energetske resursima zemlje.[3], [4]

Tablica 2. Duljine dalekovoda po prijenosnim područjima

Prijenosno područje		Duljina (km)				Ukupno (km)
		400 kV	220 kV	110 kV	s.n.	
Osijek	Izgrađeno	289,76	53,65	917,8	10,8	1272,01
Rijeka	Izgrađeno	259,29	371,06	1207,85	0	1838,2
Split	Izgrađeno	169,4	427,71	1293,06	0	1890,17
Zagreb	Izgrađeno	527,83	415,6	1830,52	0	2773,95
Ukupno:	Izgrađeno	1246,28	1268,02	5249,23	10,8	7774,33

Tablica 3. Podjela transformatorskih stanica i broj polja s prekidačima po prijenosnim područjima

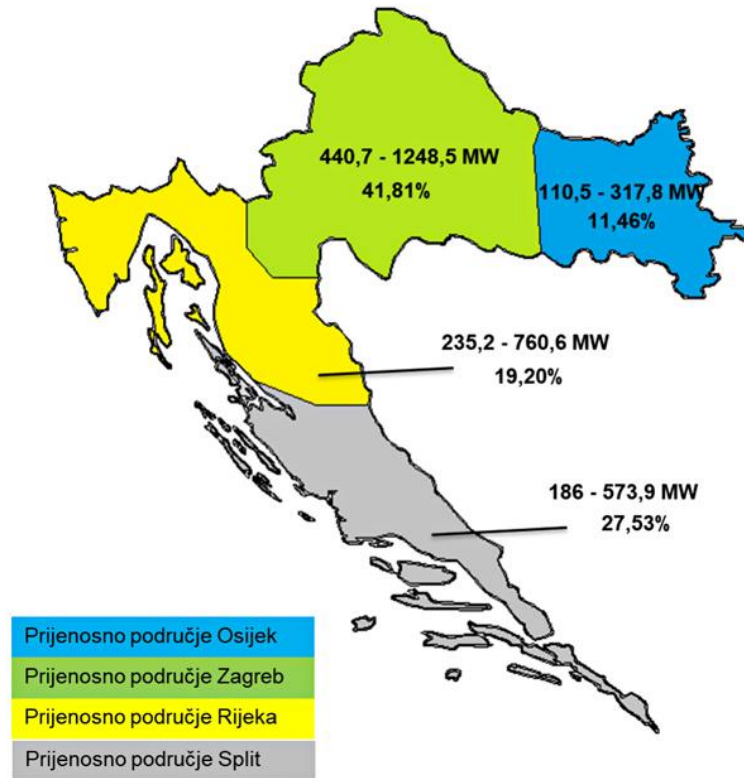
Prijenosno područje	Broj trafostanica (kom.)				Broj polja s prekidačima (kom.)			
	400/x	220/x	110/x	Ukupno	400	220	110	Ukupno
Osijek	1	1	21	23	9	5	150	164
Rijeka	1	5	42	48	7	42	233	282
Split	2	6	49	57	11	45	287	343
Zagreb	2	3	54	59	18	27	381	426
Hrvatska	6	15	166	187	45	119	1051	1215

Tablica 4. Podjela transformatorskih stanica i instalirana snaga po prijenosnim područjima

Prijenosno područje	Broj transformatora (kom.)				Instalirana snaga (MVA)			
	400/x	220/x	110/x	Ukupno	400/	220/	110/	Ukupno
Osijek	2	2	32	36	600	300	1082	1982
Rijeka	2	9	29	40	800	1270	820	2890
Split	3	9	40	52	1100	1450	1648	4198
Zagreb	6	5	45	56	1900	750	1583,5	4233,5
Hrvatska	13	25	146	184	4400	3770	5133,5	13303,5

Na sljedećoj slici (slika 2.) prikazana je karta Republike Hrvatske s obilježenim prijenosnim područjima elektroenergetskog sustava. Područja su obojana u različite boje kako bi se

istaknula četiri glavna prijenosna područja: Osijek (plava), Zagreb (zeleno), Rijeka (žuta) i Split (siva). Svako područje označeno je brojevima koji ukazuju na konzum u megavatima (MW), zajedno s postotkom koji ta snaga predstavlja u odnosu na ukupnu instaliranu snagu u zemlji. Ovo pruža jasnu vizualnu reprezentaciju geografske distribucije i energetske kapaciteta unutar Hrvatske.



Slika 2. Prikaz minimalnog i maksimalnog konzuma u 2020. godini

U prijenosnim područjima Splita i Rijeke najveća opterećenja nastaju tijekom ljetnih mjeseci te se zbog toga ova informacija uzima u obzir prilikom distribucije opterećenja na pojedinim TS 110/x tijekom analize ljetnog perioda, a posebno za vrijeme ljetnih vršnih opterećenja sustava.

2.4. Proizvodni objekti RH

Električna energija koja se koristi unutar elektroenergetskog sustava dobiva se iz različitih izvora energije poput elektrana, industrijskih postrojenja i malih distribuiranih izvora ili se kupuje s tržišta. U Hrvatskoj se veći dio ove energije dobiva iz tradicionalnih elektrana, poput termo i hidroelektrana. U novije doba, primjetan je porast u izgradnji vjetroelektrana. Do rujna 2021. godine, ukupno je 26 takvih elektrana spojeno na mrežu s ukupnom snagom od približno 795 MW. Za adekvatno planiranje budućeg razvoja prijenosne mreže bitno je razumjeti ili predviđati buduće izgradnje elektrana, njihove pozicije i kapacitete kao i strategiju upravljanja svim jedinicama u sustavu, uzimajući u obzir različite faktore poput vodostaja i energetske bilance (bilo da je to ravnoteža, uvoz ili izvoz). Prilikom planiranja budućnosti prijenosne mreže bitno je razmotriti mogućnosti izgradnje novih elektrana, njihovih lokacija i snaga. Međutim, zbog neizvjesnosti oko planova izgradnje i mogućeg zatvaranja postojećih elektrana, često se uzimaju u obzir različiti scenariji. Fluktuacija u izgradnji vjetroelektrana i ostalih obnovljivih izvora stvara dodatne izazove u predviđanju budućeg razvoja. U Hrvatskoj je glavni proizvođač električne energije tvrtka HEP Proizvodnja d.o.o., koja se oslanja na hidroelektrane, termoelektrane, termoelektrane-toplane te hrvatski udio u proizvodnji iz nuklearne elektrane Krško. Više od polovine ukupnih kapaciteta čine hidroelektrane, što ukazuje na to da je proizvodnja energije snažno povezana s hidrološkim uvjetima godine. HE Dubrovnik je specifična hidroelektrana koja je rezultat suradnje između Hrvatske i Bosne i Hercegovine. Dok jedna njezina jedinica isporučuje energiju Hrvatskoj, druga opskrbljuje Bosnu i Hercegovinu. Tablica 5 prikazuje pregled vrsta elektrana koje su dio HEP d.d. i odobrenu priključnu snagu za svaku vrstu. [5]

Tablica 5. *Ukupna priključna snaga elektrana HEP d.d.*

Vrsta elektrane	Odobrena priključna snaga (MW)
Akumulacijske HE	1446,2
Protočne HE	337
Reverzibilne HE	283,5 /-264,2
Kondenzacijske TE	743
Termoelektrane-toplane	880
NE Krško (50% vlasništva HEP d.d., 50% vlasništva GEN energije Slovenija)	696

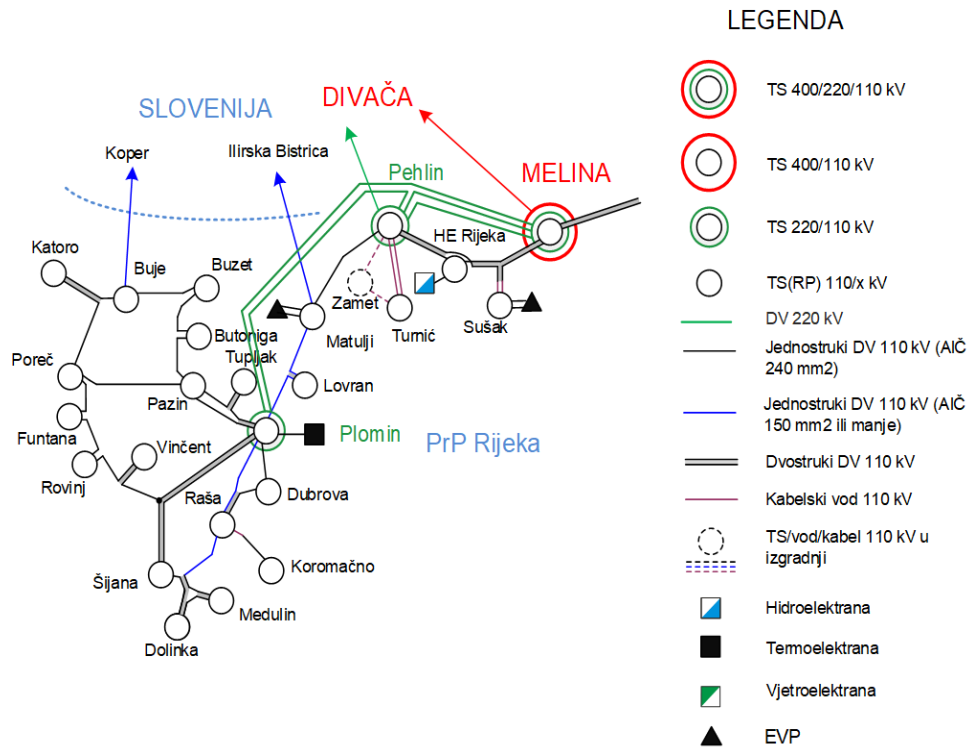
3. Značajke elektroenergetskog podsustava Istre

Elektroenergetski podsustav Istre središnji je element opskrbe električnom energijom istarske regije, odgovarajući za nesmetano snabdijevanje stanovnika i poduzeća. Ovaj podsustav obuhvaća mrežu koja uključuje konvencionalne izvore energije i obnovljive izvore, kao što su vjetar i sunce, te dalekovode visokog napona koji omogućuju prijenos energije od mjesta proizvodnje do potrošača.

Unatoč složenosti i razvijenoj strukturi ovog sustava, sigurnost njegova rada može biti ugrožena iz više razloga. Ključni čimbenik u tome je raspoloživost proizvodnog objekta TE Plomin 2, čiji rad može biti pogođen vanjskim čimbenicima kao što su cijene goriva, emisijske dozvole, temperatura rashlade, remont i kvaliteta goriva. Osim toga, raspoloživost 220 kV dvosustavnog poteza Plomin – Pehlin – Melina, vitalne dionice dalekovodne mreže, može biti narušena zbog požara, pada dalekovodnog stupa ili atmosferskog pražnjenja, iako su mjere zaštite poput linijskih odvodnika prenapona postavljene. U slučaju pada dalekovoda, otklanjanje kvara može trajati danima, što može imati ozbiljne posljedice, posebno tijekom turističke sezone kada je potrošnja energije povećana. [6]

3.1. Prijenosna mreža elektroenergetskog podsustava Istre

Elektroenergetski podsustav Istre povezan je sa ostatkom elektroenergetskog sustava (EES-a) Republike Hrvatske dvosustavnim vodom 220 kV Plomin – Pehlin – Melina, 110 kV vodom Plomin - Lovran – Matulji, te 110 kV vezama prema EES-u Slovenije, DV 110 kV Buje – Kopar i DV 110 kV Matulji – Ilirska Bistrica. (slika 3.)



Slika 3. Konfiguracija elektroenergetskog podsustava Istre

Obzirom na izgrađenost 110 kV mreže na susjednom području Slovenije, vod 110 kV Buje – Koper ima veći značaj za EES RH budući je područje Kopra vrlo snažno povezano s TS 400/220/110 kV Divača u Sloveniji, dok vod DV 110 kV Matulji – Ilirska Bistrica ima veći značaj za EES Slovenije budući pri postojećoj topologiji mreže osigurava dvostrano napajanje šireg područja Ilirske Bistrice, Postojne i Pivke električnom energijom. Prijenosna moć oba 110 kV interkonekcijska dalekovoda je 89 MVA. [6]

3.1.2. Vodovi

U elektroenergetskom podsustavu Istre trenutno je izgrađeno 64,16 km 220 kV i 481,386 km 110 kV vodova. Osnovni podaci dalekovoda navedeni su u sljedećoj tablici: [6]

Tablica 6. Osnovni podaci dalekovoda na širem području Istre

R.br.	Naziv dalekovoda	DOZ. OPT.		DULJINA (km)	VODIČ	
		<i>It</i> (A)	<i>St</i> (MVA)		MAT.	PRESJEK (mm ²)
DV 220 kV						
1.	<i>Melina - Plomin</i>	960	366	64,163	<i>Al/Fe</i>	<i>3x490/65</i>
2.	<i>Pehlin - Plomin **</i>	960	366	46,22	<i>Al/Fe</i>	<i>3x490/65</i>
DV 110 kV						
3.	<i>Medulin - Dolinka</i>	645	123	8,117	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
4.	<i>Raša - Medulin</i>	470	89	39,366	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
5.	<i>Plomin-Šijana</i>	645	123	42,934	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
6.	<i>Rovinj - Vinčent</i>	645	123	19,297	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
7.	<i>Plomin- Šijana+Vinčent</i>	645	123	66,361	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
8.	<i>Plomin - T spoj (Šij.+Vin.)</i>	645	123	32,77	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
9.	<i>Šijana - T spoj (Plo.+Vin.)</i>	645	123	10,164	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
10.	<i>Vinčent - T spoj (Plo+Šij.)</i>	645	123	23,427	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
11.	<i>Plomin - Raša 2</i>	470	89	13,806	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
12.	<i>Plomin-Dubrova- Raša 1</i>	645	123	13,476	<i>Al/Fe</i>	<i>3x150/25</i>
13.	<i>Lovran - Plomin</i>	470	89	23,498	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
14.	<i>Šijana - Dolinka</i>	645	123	6,667	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
15.	<i>Funtana - Rovinj</i>	645	123	18,531	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
16.	<i>Poreč - Katoro</i>	645	123	29,924	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
17.	<i>Plomin - Pazin</i>	645	123	24,94	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
18.	<i>Plomin - Tupljak</i>	645	123	13,955	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
19.	<i>Pazin - Poreč</i>	645	123	20,685	<i>Al/Fe</i>	<i>3X240/40</i>

20.	<i>Pazin - Butoniga</i>	645	123	12,061	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
21.	<i>Buje - Kopar</i>	470	89	16,285	<i>Al/Fe</i>	<i>3x150/25</i>
22.	<i>Butoniga - Buzet</i>	645	123	9	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
23.	<i>Buje - Katoro</i>	645	123	12,484	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
24.	<i>Buje - Buzet</i>	645	123	26,664	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
25.	<i>Tupljak - Pazin</i>	645	123	18,753	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
26.	<i>Raša - Koromačno</i>	410	78	13,939	<i>Al/Fe</i>	<i>3x120/20</i>
27.	<i>Poreč - Funtana</i>	645	123	10,023	<i>Al/Fe</i>	<i>3x240/40</i>
28.	<i>Matulji - Il.Bistrica</i>	470	89	24,16	<i>Al/Fe</i>	<i>3x150/25</i>
29.	<i>Matulji - Lovran</i>	470	89	8,684	<i>Al/Fe</i>	<i>3x150/25</i>

3.1.2. Transformatorske stanice i proizvodni objekt

U tablici 7 nalazi se popis transformatorskih stanica te njihove instalirane snage na području Istre. Tablica obuhvaća ukupno 19 stanica, od kojih je većina 110/20 kV. Instalirane snage transformatora za svaku stanicu izražene su u megavoltamperima (MVA) i variraju ovisno o kapacitetima pojedinih transformatora unutar svake stanice. U tablici je prikazana i ukupna instalirana snaga svih transformatorskih stanica zajedno, što pruža uvid u ukupne energetske kapacitete regije Istre unutar elektroenergetskog sustava. [6]

Tablica 7. *Popis transformatorskih stanica i instaliranih snaga na području Istre*

br.	Naziv transformatorske stanice:	Naponski nivo [kV]	Snaga i broj transformatora [MVA]	Ukupa snaga [MVA]
1	TS Buje	110/35	2x20	40
2	TS Butoniga	110/20	2x20	40
3	TS Buzet	110/20	2x20	40
4	TS Dolinka	110/20	2x40	80
5	TS Dubrova	110/35	1x20	20
6	TS Funtana	110/20	2x20	40
7	TS Katoro	110/35/10	2x20	40
8	TS Lovran	110/20	2x20	40
9	TS Matulji	110/20	2x40	80

			2x7,5	15
11	TS Medulin	110/20	2x20	40
12	TS Pazin	110/20	2x20	40
13	TS Poreč	110/20	2x40	80
14	TS Raša	110/35/20	3x20	60
15	TS Rovinj	110/20	2x40	80
16	TS Šijana	110/35/10	2x40	80
17	TS Tupljak	110/20	2x20	40
18	TS Vincent	110/20	2x20	40
19	TS Plomin	220/110	2x150	300
		13,8/220	245*	245
		220/6,3	25	25
		13,8/110	150**	150
		110/6,3	15**	15

Napomena:

* - *Proizvodnja elektrane*

** - *Izvan funkcije*

TE Plomin 2 jedini je proizvodni objekt priključen na mrežu visokog napona u elektroenergetskom podsustavu Istre te o njemu trenutno ovisi pogonska sigurnosti tijekom ljetnih mjeseci, tj. za sve slučajeve kada je konzum veći od 160 MW. Tablica 8 sadrži tehničke podatke o elektrani, uključujući napon te maksimalnu (PMax) i minimalnu (PMin) snagu u megavatima (MW). U tablici su također navedene maksimalna (QMax) i minimalna (QMin) reaktivna snaga u megavarima (Mvar). [6]

Tablica 8. Proizvodni objekti na području Istre

Naziv	Nazivni Napon (Kv)	PMax (MW)	PMin (MW)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Mbase (MVA)
TE PLOMIN	220	210	126	48,3	48,3	245

3.2. Konzum Istre

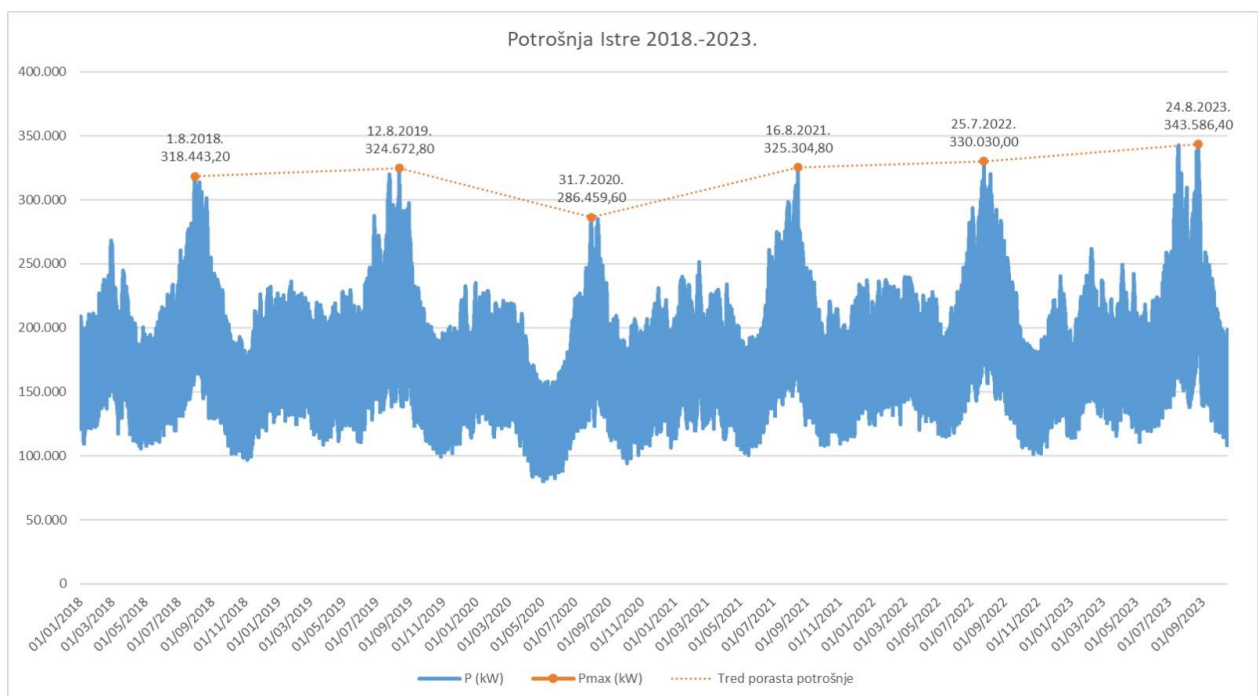
Aktualno stanje potrošnje električne energije u istarskom elektroenergetskom podsustavu otkriva izraženu varijabilnost koja se odražava kroz dnevne i sezonske oscilacije. Postoji vidljiva razlika u potrošnji između dnevnih i noćnih sati; dnevna potrošnja se povećava uslijed pojačane aktivnosti u komercijalnim aktivnostima i turizmu, dok noćni sati donose opće smanjenje potrošnje, uslijed prirodnog pada aktivnosti i potreba.

Sezonske varijacije dalje kompliciraju profil potrošnje s ljetnim periodima koji donose veće opterećenje zbog turističke sezone. Nasuprot tome, zimski periodi su obično obilježeni nižom potrošnjom iako lokalni porast potrebe za električnom energijom za grijanje može povećati ukupnu potrošnju. Ovi obrasci potrošnje zahtijevaju temeljito planiranje i adaptivno upravljanje kapacitetima kako bi se osigurala neprekidna opskrba električnom energijom i izbjegli potencijalni rizici od preopterećenja mreže. [6]

3.2.1. Trend porasta potrošnje

U Istri, obzirom na produljivanje turističke sezone i porast turizma općenito, očekuje se i postupni rast potrošnje električne energije, posebno tijekom turističke sezone. Uz to, obzirom na širenje elektrifikacije prometa i sve veći broj punionica, predviđa se značajan porast potrošnje električne energije za punjenje električnih vozila. Ovaj trend će biti dodatno izražen dolaskom turista s električnim automobilima. Dodatni faktori, kao što su potencijalni rast stanovništva, urbanizacija i moguća proširenja industrijskih aktivnosti, mogu dalje doprinijeti povećanju potrošnje. S druge strane, mjere energetske efikasnosti i ulaganje u obnovljive izvore energije (npr. solarnih panela), mogu smanjiti neto potrošnju s mreže. Uzimajući u obzir sve navedeno, anticipira se postupan rast potrošnje električne energije u Istri, gdje će povećana potrošnja za punjenje električnih automobila i turističke aktivnosti igrati ključnu ulogu u ovom trendu. Analizirajući podatke o potrošnji u Istri od 2018. do 2023. godine, mogu se uočiti različiti trendovi u potrošnji električne energije. U 2019. godini zabilježen je porast potrošnje za otprilike 1,95% u usporedbi s 2018. godinom. No, 2020. godina, koja je bila obilježena vrhuncem epidemije, dovela je do smanjenja potrošnje za čak 11,8% u odnosu na prethodnu godinu. Međutim, 2021. godina pokazala je znakove oporavka s povećanjem potrošnje za 13,56% u odnosu na 2020., iako je ta brojka bila samo neznatno veća od potrošnje u 2019.

godini. Potrošnja je nastavila rasti i u 2022. godini s porastom od 1,45% u odnosu na prethodnu godinu, dok je 2023. godina zabilježila veći porast od 4,11% u odnosu na 2022. godinu. Uzimajući u obzir sve navedene godine, prosječna godišnja stopa rasta iznosi oko 1.86%. Treba napomenuti da su ove vrijednosti približne i mogu varirati ovisno o različitim faktorima koji utječu na potrošnju električne energije. Slika 4 grafički prikazuje potrošnju električne energije u Istri tijekom razdoblja od 2018. do 2023. godine. Na grafu su istaknuti godišnji maksimumi, označeni narančastim linijama koje spajaju najviše točke potrošnje unutar svake godine, što omogućuje uvid u sezonske oscilacije i trendove u korištenju električne energije u regiji.

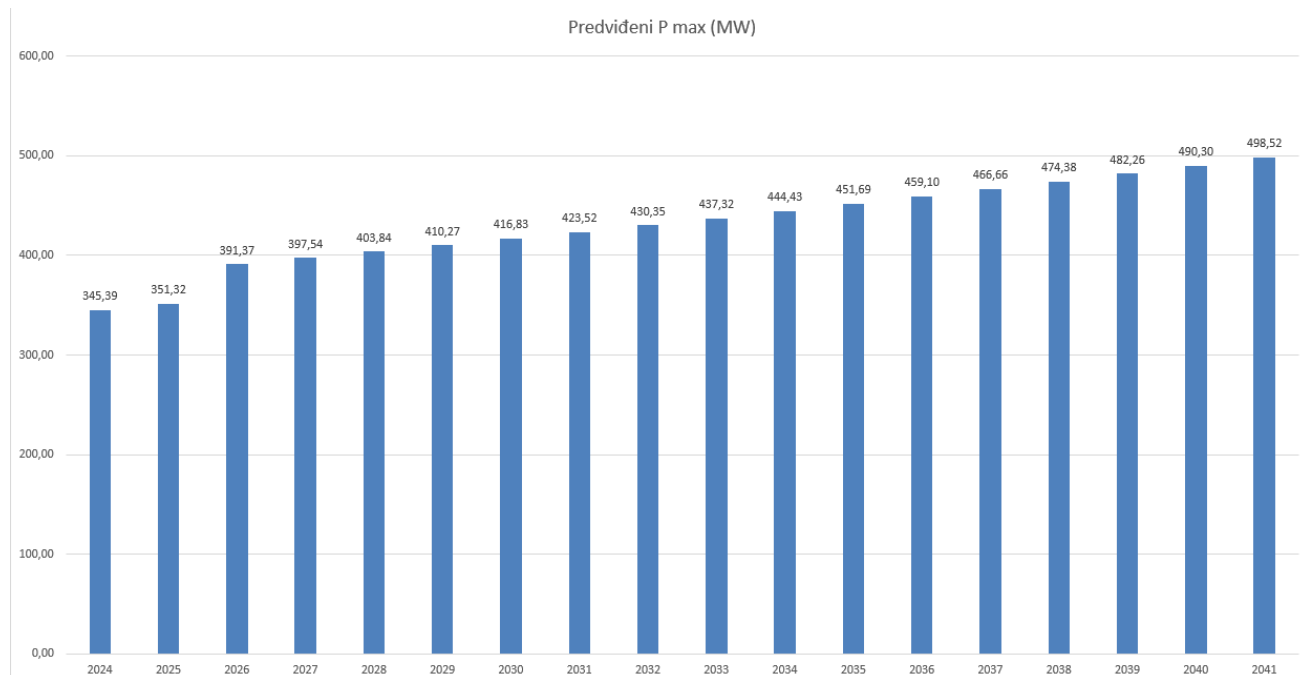


Slika 4. Konzum istre od 1.1.2018 do 17.10.2023

Nakon analize potrošnje električne energije u Istri od 2018. do 2023. godine, uz očekivanu godišnju stopu rasta od 1.86%, može se anticipirati buduće kretanje potrošnje. Iako je 2020. godina donijela izazove zbog pandemije, oporavak je postao vidljiv već u 2021. godini, s tendencijom uzlaznog trenda. Ukoliko se ovakva dinamika nastavi, Istra će svake godine bilježiti potrošnju veću za oko 1.86% u odnosu na prethodnu, što ukazuje na konstantnu potražnju za električnom energijom.

Slika 5 grafički prikazuje predviđanje trenda porasta potrošnje električne energije u razdoblju od 2023. do 2041. godine. Stupčasti graf ukazuje na postupno povećanje maksimalne

godišnje potrošnje izražene u megavatima (MW), ilustrirajući očekivani kontinuirani rast energetskega zahtjeva u navedenom periodu. [6]



Slika 5. Trend porasta potrošnje za razdoblje 2023.-2041

Za predviđanje potrošnje korištena je metoda logističke krivulje. Logistička krivulja je matematički model koji se često koristi za opis rasta koji se inicijalno ubrzava, a zatim usporava dok se približava granici kapaciteta ili nosivosti. Prilikom predviđanja potrošnje, logistička funkcija može poslužiti za modeliranje trendova koji imaju ograničenje, poput maksimalne potrošnje energije (1.):

$$P(TG) = \frac{KG}{1 + MG \cdot e^{-AG \cdot TG}} \quad (1.)$$

gdje je:

P(TG) predviđena logaritamska vrijednost maksimalne potrošnje u godini TG

KG maksimum kapaciteta, najveća moguća vrijednost koju P(TG) može dostići (u logaritamskom obliku),

MG faktor skale koji utječe na brzinu rasta prema maksimumu kapaciteta,

AG konstanta rasta koja određuje brzinu kojom se približava zasićenju,

TG vremenska varijabla, koja je u ovom slučaju centrirana godina.

U sklopu analize energetske trendova u Istri primijenjen je logistički model za predviđanje maksimalne potrošnje električne energije u razdoblju od 2024. do 2041. godine. Modeliranje je započelo transformacijom izvornih vrijednosti potrošnje u njihove logaritamske ekvivalente kako bi se olakšala prilagodba modela koji bolje opisuje ograničeni rast unutar zasićenja tržišta ili kapaciteta. Logistička funkcija, prepoznata po svojoj karakterističnoj S-oblikovanoj krivulji, omogućila je simulaciju prirodnog procesa rasta koji nakon početne eksplozivne faze usporava kada se približi kapacitetnom limitu.

Upotrebom metode najmanjih kvadrata, parametri modela kalibrirani su tako da što preciznije reproduciraju postojeće podatke, uzimajući u obzir i potencijalne buduće promjene u potrošačkim običajima i energetske efikasnosti. Optimizacija modela provedena je kroz iterativni postupak, gdje su početne procjene parametara ažurirane kako bi se umanjila razlika između predviđenih i stvarnih logaritamskih vrijednosti potrošnje. Rezultat ovog procesa bio je skup parametara koji točno opisuje trenutne trendove i omogućuje pouzdanu ekstrapolaciju budućih vrijednosti.

Nakon utvrđivanja konačnih parametara modela, izračunate su predviđene vrijednosti potrošnje koje su potom pretvorene natrag u izvorne mjerne jedinice energije. Ove procjene poslužile su kao osnova za izradu detaljnih prognoza koje će biti korištene u planiranju energetske potrebe regije. Pohranjivanje rezultata u tablični format omogućilo je njihovu laku analizu, dok je vizualno prikazivanje modela uspoređeno sa stvarnim podacima pružilo vizualnu potvrdu usklađenosti modela s promatranim podacima, ističući njegovu važnost za strateško planiranje u energetske sektoru, s tim da je 2020. godina zanemarena kako je epidemija uzrokovala anomaliju (znatni pad potrošnje). U sklopu nadogradnje proizvodnog procesa tvrtke Rockwool Adriatic, planira se povećanje priključne snage s postojećih 8 MW na ukupno 42 MW kako bi se omogućilo supstituiranje trenutno korištenog energenta električnom energijom. Ovaj značajan porast kapaciteta zahtijeva nadogradnju postojeće transformatorske stanice 110/20 kV Tupljak i postrojenja za zagrijavanje sirovina, s ciljanom dovršetkom radova krajem 2025. godine. Slika 5 grafikon je koji ilustrira predviđeni porast potrošnje električne energije u Istri za razdoblje od 2023. do 2041. godine, uključujući značajno povećanje potrošnje koje je posljedica nadogradnje postrojenja Rockwool Adriatic. [7,8]

3.3. Analiza sigurnosti

Pogonska sigurnost Istre ovisna je o mnogobrojnim čimbenicima, a vrijedi izdvojiti tri najvažnija:

- raspoloživost proizvodnog objekta (TE Plomin 2) na čiju aktivnost utječu mnogobrojni čimbenici (cijene goriva, cijene emisijskih dozvola, temperatura rashlade koja definira radnu točku elektrane, remont, kvaliteta goriva, kvarovi mlinova, i dr.),
- raspoloživost dvosistenskog 220 kV voda Plomin – Pehlin – Melina uslijed požara ili pada dalekovodnog stupa. [6]

3.3.1. Analiza sigurnosti po kriteriju N-1

Analiza sigurnosti prema N-1 kriteriju predstavlja strategiju upravljanja rizikom planiranja i upravljanja složenim elektroenergetskim sustavom Istre. Kriterij N-1 zahtijeva otpornost elektroenergetskog sustava na ispade pojedinačnih komponenti bez ozbiljnih posljedica za stabilnost ili pouzdanost cjelokupnog sustava. To uključuje sposobnost prijenosne mreže da upravlja tokovima snage i održava napon unutar sigurnih granica čak i u slučaju kvara na jednoj od svojih ključnih komponenti poput voda, transformatora ili generatora. Za provođenje ove analize koriste se napredne analitičke metode i alati za modeliranje mreže kako bi se simulirali različiti scenariji kvarova i procijenio njihov utjecaj na mrežu. Detaljni modeli mreže uzimaju u obzir različita pogonska stanja kao što su promjene u potrošnji električne energije, dostupnost proizvodnih kapaciteta i stanje mrežnih komponenti, omogućujući točno predviđanje interakcija unutar mreže i ponašanje sustava. Implementacija N-1 analize obuhvaća razmatranje svih mogućih pojedinačnih ispada i njihovih kombinacija koje bi mogle dovesti do prekoračenja kapaciteta ostalih dalekovoda. Mjere zaštite uključuju, smanjenje tranzita (regulacija autotransformatorima s kosom regulacijom), sekcioniranjem mreže (otvaranjem petljastih mreža ili isključenjem spojnih polja unutar rasklopnih postrojenja) i redispečingom (smanjenje proizvodnje u blizini ugroženog dijela mreže). Primjenom N-1 analize, operatori sustava osiguravaju visoku razinu sigurnosti i pouzdanosti elektroenergetskog sustava, ključnu za održavanje kontinuirane i stabilne opskrbe električnom energijom u redovnim i izvanrednim uvjetima.

Analiza sigurnosti po N-2 kriteriju predstavlja nadogradnju standardne analize sigurnosti po N-1 kriteriju i koristi se za procjenu otpornosti elektroenergetskog sustava na istovremeni ispad

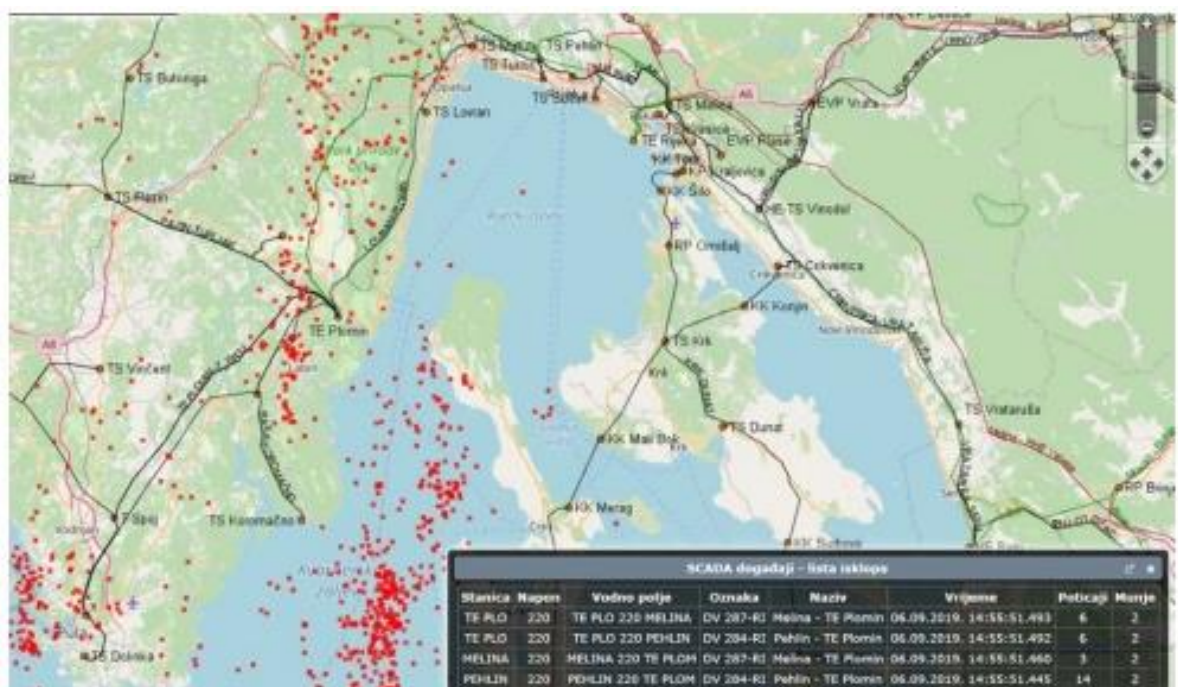
dva elementa mreže, što je posebno značajno u situacijama gdje su infrastrukturni elementi izloženi zajedničkim rizicima. U okviru elektroenergetskog podsustava Istre, dvosistovski 220 kV vod Melina-Plomin i Pehlin-Plomin su kritične komponente čiji bi istovremeni ispad imao ozbiljne posljedice. Analiza N-2 uzima u obzir mogućnost istovremenih incidenata uzrokovanih ekstremnim meteorološkim uvjetima, ljudskim pogreškama, tehničkim kvarovima ili drugim vanjskim utjecajima. Takav pristup zahtijeva povećanu razinu redundancije i robusnosti sustava, kako bi se osiguralo da elektroenergetski sustav zadrži stabilnost i funkcionalnost čak i u izvanrednim okolnostima. U praksi je potrebno razmotriti dodatne mjere zaštite i strategije upravljanja rizikom koje uključuju alternativne pravce za prijenos energije, instalaciju dodatne opreme za automatsku izolaciju i preusmjeravanje opterećenja te izgradnju novih proizvodnih kapaciteta koji bi preuzeli teret u slučaju ispada važnih vodova. Nadalje, N-2 analiza može potaknuti na bolje razumijevanje tehničkih i pogonskih poboljšanja potrebnih sustavu, kao i na investiranje u naprednu tehnologiju nadzora i dijagnostike koja može pridonijeti ranom otkrivanju i prevenciji kvarova. Ove mjere su ključne za pojačanje otpornosti i pouzdanosti sustava, minimizirajući rizik od opsežnih prekida i osiguravajući kontinuiranu isporuku električne energije svim korisnicima.

N-3 analiza uzima u obzir ekstremnu situaciju u kojoj elektroenergetski sustav mora izdržati istovremeni ispad tri elementa mreže. Za elektroenergetski sustav Istre, takav scenarij bi uključivao gubitak dvosistovskog 220kV voda Melina - Plomin i Pehlin - Plomin, kao i ispad Termoelektrane Plomin 2. Ovo bi predstavljalo značajan izazov za održavanje stabilnosti i pouzdanosti mreže zbog gubitka ključne prijenosne trase i jedinog izvora proizvodnje na visokom naponu. Za upravljanje takvim ekstremnim rizicima, mreža mora imati pouzdane planove za nepredviđene situacije koji uključuju interkonekcije s drugim regionalnim i međunarodnim mrežama, sposobnost brzog preusmjeravanja snage i upotrebu decentraliziranih izvora energije. Automatizirani sustavi upravljanja mrežom igraju ključnu ulogu u detektiranju i odvajanju oštećenih dijelova, čime se ograničava šteta i zadržava pouzdanost preostalog dijela mreže.

Analiza N-3 detaljno procjenjuje kako bi istovremeni ispad više elemenata utjecao na pogonske parametre mreže i uključuje pripreme za ozbiljne društveno-ekonomske implikacije koje bi proizašle iz opsežnih prekida u opskrbi. Uključuje i razvoj protokola za hitne situacije te izradu detaljnih planova obnove kako bi se osigurao brz povratak na optimalne pogonske uvjete. Premda je N-3 scenarij rijedak, priprema za takve situacije ključna je za izgradnju otpornog sustava koji može osigurati neprekidan rad i pouzdanost u najtežim uvjetima. [6]

3.3.2. Mogućnost ispada dvosistemskog DV 220 kV Plomin – Pehlin – Melina uslijed atmosferskih pražnjenja

Dvosistemski dalekovod DV 220 kV Plomin – Pehlin – Melina ključna je komponenta elektroenergetskog sustava Istre. Postoje različiti faktori koji mogu uzrokovati ispad ovog dalekovoda. Jedan od glavnih uzročnika su atmosferska pražnjenja koja, bilo direktno u fazne vodiče ili posredno preko zaštitnih užadi i stupova, mogu izazvati prenapone ili kratke spojeve. Osim toga, orkanska bura, sa svojom razornom snagom može prouzročiti brojna fizička oštećenja, primjerice pad faznog vodiča ili linijskog odvodnika prenapona. Posljedice ispada dalekovoda mogu biti značajne, ispad može uzrokovati ozbiljno narušavanje pogonskih ograničenja u elektroenergetskom sustavu te potencijalne prekide u opskrbi električnom energijom. Za regiju kao što je Istra, koja ovisi o stabilnoj opskrbi električne energije, pogotovo u sektorima poput industrije i turizma, takvi prekidi mogu dovesti do značajnih ekonomskih gubitaka, stoga je od presudne važnosti kontinuirano pratiti i održavati ovaj dalekovod kako bi se osigurala njegova pouzdanost i učinkovitost. [6]



Slika 3. Primjer atmosferskog pražnjenja i istodobnog ispada dvosistemskog dalekovoda Plomin - Pehlin – Melina (06.09.2019. u 14:55 h)

3.3.3. Naponska stabilnost i mogućnost naponskog sloma

Naponska stabilnost je ključna komponenta održivosti elektroenergetskog sustava, osiguravajući da mreža u svim trenucima može opskrbljivati korisnike električnom energijom unutar predviđenih naponskih granica. U Istri, posebno u scenarijima visokog ljetnog konzuma, postoji izražena osjetljivost na ispade ključnih dijelova prijenosne mreže. Kada Termoelektrana Plomin 2 nije sinkronizirana s mrežom, svaki ispad dvosistemske dalekovoda Plomin – Pehlin – Melina, uzrokovan eksternim faktorima poput nevremena, požara ili rušenja stupova, može ugroziti opskrbu električnom energijom cijeloj Istri. U takvim uvjetima, dolazi do rizika od naponskog sloma, fenomena gdje napon u mreži padne ispod prihvatljivih granica, što može prouzrokovati prekide u napajanju i potencijalna oštećenja opreme. Posebno kritične točke gdje bi se naponski slom mogao najprije manifestirati su područja s najvećim konzumom električne energije, primjerice zapadne obale i juga Istre. Stoga, u očuvanju naponske stabilnosti i sprječavanju naponskih slomova leži ključna odgovornost operatora i upravitelja mreže, kako bi se osigurala kontinuirana i sigurna opskrba korisnika.

Tablica 9 prikazuje granice naponskih razina za visokonaponsku prijenosnu mrežu, podijeljene prema normalnim i poremećenim pogonskim uvjetima. U tablici su navedene dopuštene granice unutar kojih se naponi mogu kretati za različite razine nazivnog napona. Granice su strogo definirane mrežnim pravilima prijenosnog sustava (HOPS, 2017.) kako bi se osiguralo da pogonski parametri mreže ostanu unutar sigurnih i funkcionalnih razina koje su potrebne za očuvanje integriteta mreže i opreme koja je s njom povezana. Postotne vrijednosti ukazuju na dopuštenu toleranciju varijacije napona iznad ili ispod nazivnog napona, definirajući tako parametre za pouzdano napajanje u standardnim i izvanrednim situacijama. [9]

Tablica 9. Naponske granice VN prijenosne mreže

Nazivni napon	Normalni pogonski uvjeti		Poremećeni pogonski uvjeti	
	Postotne granice	Granice napona	Postotne granice	Granice napona
400 kV	- 10% +5%	360-420 kV	±15%	340-460 kV
220 kV	- 10%+11,8%	198-246 kV	±15%	187-253 kV
110 kV	- 10%+11,8%	99-123 kV	±15%	94-127 kV

4. Mjere za povećanje sigurnosti istarskog elektroenergetskog podsustava

Četvrto poglavlje ovog diplomskog rada posvećeno je detaljnoj analizi mjera koje će povećati sigurnost elektroenergetskog podsustava Istre. Fokus je stavljen na izgradnju novih dalekovoda i transformatorskih stanica, identificiranih kao ključnih za odgovor na postojeće i predviđene potrebe sustava. Analizirajući sadašnje kapacitete i buduće zahtjeve za prijenosom energije, ovo poglavlje istražuje optimalne načine za poboljšanje infrastrukture s ciljem povećanja pouzdanosti i efikasnosti prijenosa električne energije.

Razmatrana je implementacija tehnoloških inovacija poput zamjene konvencionalnih Al/Če vodiča s HTLS vodičima, čija primjena je prikazana na relevantnim dijelovima mreže. Također se ispituje uvođenje kondenzatorskih baterija u strateškim točkama mreže, kao što su transformatorske stanice 110 kV u Poreču i Šijani, zbog poboljšanja stabilnosti napona i smanjenja rizika od naponskog sloma.

Posebno se razmatra izgradnja transformatorske stanice Vodnjan 220/110 kV, koja će imati važnu ulogu u budućoj infrastrukturi elektroenergetskog sustava regije. Nadalje, predstavljeni su planovi za dugotrajno razdoblje koje slijedi nakon desetogodišnjeg plana, uključujući nadogradnje i razmatranja novih dalekovoda, ključnih za jačanje prijenosnog sustava.

U konačnici, četvrto poglavlje nudi pregled predloženih mjera i inicijativa koje će doprinijeti sigurnijoj i stabilnijoj elektroenergetskoj mreži Istre, osiguravajući sposobnost sustava da se, osim što se već „bori“ s trenutnim, postojećim izazovima, učinkovito planira i za buduće energetske zahtjeve.

4.1. Izgradnja novih dalekovoda i transformatorskih stanica

Izgradnja novih dalekovoda i visokonaponskih transformatorskih stanica u Hrvatskoj, kao što je planirano za povećanje kapaciteta u Istri, zahtijeva složen niz koraka koji se usklađuju s nacionalnim i europskim regulativama, tehničkim standardima i okolišnim smjernicama. Detaljan opis potrebnih koraka uključuje:

4.1.1. Planiranje i Studija Izvodljivosti

U preliminarnoj fazi projekta izgradnje nove transformatorske stanice i dalekovoda ključan korak predstavlja izrada idejnog projekta i studije izvodljivosti, koja će osigurati temeljito razumijevanje trenutnih i budućih potreba elektroenergetskog sustava. Razrada idejnog projekta koji određuje lokaciju transformatorske stanice pri čemu se uzimaju u obzir ključni faktori poput geografskih uvjeta, pristupa elektroenergetskoj mreži, zemljišnih karakteristika te ekoloških i sigurnosnih standarda. Ovaj korak postavlja temelje za sve nadolazeće aktivnosti, usklađujući ih s urbanističkim i razvojnim planovima zajednice. Studija izvodljivosti započinje detaljnom analizom postojećeg stanja infrastrukture i projekcijama očekivanog rasta potrošnje, uzimajući u obzir demografske promjene i industrijski razvoj. Tehničke simulacije tokova snage, ostvarene pomoću specijaliziranih softverskih alata (npr. PSS®E kompanije Siemens), ključne su za predviđanje utjecaja dodatnog opterećenja na mrežu i identificiranje potrebnih kapaciteta nove stanice.

Ekonomski aspekti poput predviđanja troškova i razmatranja potencijalnih financijskih modela, igraju značajnu ulogu u evaluaciji projekta. Procjena utjecaja na okoliš je neophodna za usklađivanje planova s principima održivog razvoja i zaštitom okoliša, uz pridržavanje strogih zakonskih i regulatornih zahtjeva. Razvoj detaljnog plana projekta, koji obuhvaća fazno planiranje, procjenu resursa i upravljanje projektom, postavlja temelje za njegovu uspješnu realizaciju.

U procesu su ključne i analize te uključivanje svih zainteresiranih strana što podrazumijeva otvorenu komunikaciju s lokalnom zajednicom, suradnju s vladinim agencijama i koordinaciju s energetske kompanijama. Sve prikupljene podatke, analize i smjernice integriramo u izvještaj o izvodljivosti, koji predstavlja nezaobilazan dokument za odlučivanje o pokretanju i financiranju projekta. Izvještaj o izvodljivosti mora biti strukturiran, jasan i sveobuhvatan, kako bi poslužio kao relevantan alat za donošenje obrazloženih odluka koje će pridonijeti efikasnosti i održivosti elektroenergetskog sustava regije.

4.1.2. Projektiranje i tehnički detalji

U drugoj fazi izrađuju se glavni i izvedbeni projekt za transformatorsku stanicu i dalekovod što predstavlja složenu multidisciplinarnu zadaću. Nakon prihvatanja idejnog projekta, slijedi dakle izrada glavnog projekta koji specifično opisuje tehnička rješenja, uključujući precizne elektrotehničke specifikacije, te odabir odgovarajuće primarne i sekundarne opreme. Glavni

projekt detaljno definira i tehničke karakteristike dalekovoda, uključujući vrstu i kapacitet stupova, izbor vodiča te metode izolacije i zaštite. Također obuhvaća plan integracije nove infrastrukture u postojeći elektroenergetski sustav, uz pažljivu koordinaciju s operatorom prijenosnog sustava.

Završna faza je izrada izvedbenog projekta koji koristi tehnička rješenja glavnog projekta u konkretnu izvođačku dokumentaciju. Izvedbeni projekt sadrži detaljne inženjerske nacрте i proračune nužne za stjecanje građevinskih dozvola i realizaciju građevinskih radova. Ovaj dokument jasno definira sve postupke montaže, instalacije i povezivanja opreme te jamči da su svi tehnički detalji projektiranja usklađeni s domaćim i međunarodnim standardima.

Svaka od ovih projektnih faza zahtijeva visok stupanj stručnosti i preciznosti, kako bi se osiguralo da se svaki dio projekta adekvatno planira i izvodi u skladu s najvišim standardima kvalitete i sigurnost.

4.1.3. Ishođenje dozvola

U sklopu procesa izgradnje nove transformatorske stanice i dalekovoda, treća faza koja obuhvaća ishođenje svih potrebnih dozvola predstavlja jedan od ključnih pravnih preduvjeta za realizaciju projekta. Ovaj proces započinje prikupljanjem sveobuhvatnog paketa dokumentacije, uključujući idejni, glavni i izvedbeni projekt te studiju utjecaja na okoliš. Provedena studija utjecaja na okoliš mora biti usklađena s važećim nacionalnim i EU zakonodavstvom, detaljno opisujući sve potencijalne ekološke utjecaje projekta i predlagati mjere za njihovo ublažavanje. Javna rasprava i uključivanje javnosti neizostavni su dijelovi ovog procesa, doprinoseći transparentnosti projekta.

Nakon izrade i javne prezentacije studije utjecaja na okoliš, slijedi podnošenje zahtjeva za građevinsku dozvolu nadležnim tijelima. Ovaj korak uključuje temeljitu reviziju svih priloženih dokumenata i može zahtijevati izradu dodatnih studija ili izmjenu planova ako se to pokaže potrebnim. U tom kontekstu, projekt se detaljno usklađuje s nacionalnim zakonima, tehničkim normama i međunarodnim ugovorima, osiguravajući pritom usklađenost s cjelokupnim pravnim okvirom.

Proces pregovaranja s regulatornim tijelima često uključuje brojne sastanke i prilagodbe projektnih planova kako bi se zadovoljile sve zakonske i tehničke potrebe. Pored građevinskih dozvola, neophodno je i odobrenje nacionalnih energetskeg tijela ili operatora prijenosa, koji će potvrditi da je projekt usklađen sa standardima elektroenergetskog sustava. Paralelno s tim,

potrebno je osigurati usklađenost planova projekta s planovima lokalnog razvoja i potporu lokalnih vlasti.

U situacijama gdje je potrebno korištenje zemljišta koje nije u vlasništvu investitora, postupak stjecanja prava na zemljište ili kupnje istog provodi se u skladu s pravnim procedurama. Ova kompleksna faza od iznimne je važnosti jer osigurava da je projekt zakonit, čime se izbjegavaju buduće pravne komplikacije i osigurava nesmetan napredak ka realizaciji projekta.

4.1.4. Natječaji i ugovaranje

Kada su idejni, glavni i izvedbeni projekt potvrđeni i sve potrebne dozvole dobivene, započinje proces natječaja i ugovaranja. Ova faza je iznimno važna jer određuje koji će izvođači biti odgovorni za realizaciju projekta. Natječaj se priprema na način da detaljno opisuje sve tehničke zahtjeve i standarde koje izvođači moraju ispunjavati. Javni poziv za natječaj objavljuje se kako bi se kvalificirani ponuditelji pozvali da dostave svoje ponude. Svaka ponuda se temeljito analizira i ocjenjuje prema unaprijed definiranim kriterijima, koji uključuju financijsku ponudu, tehničku sposobnost, iskustvo i reference.

Nakon pažljive evaluacije svih pristiglih ponuda, odabire se izvođač radova koji najbolje odgovara postavljenim kriterijima kvalitete i cijene. Proces ugovaranja je faza u kojoj se pravno formaliziraju uvjeti pod kojima će se radovi izvoditi. Ugovori moraju biti sklopljeni u skladu s važećim pravnim normama i moraju jasno definirati opseg radova, rokove, cijene, uvjete plaćanja, garancije, penale za kašnjenje i druge važne aspekte.

Također, proces ugovaranja obuhvaća i nabavku opreme, pri čemu je ključno osigurati da svaki komad opreme koji se nabavlja odgovara tehničkim specifikacijama i industrijskim standardima. Nabava mora biti provedena transparentno, uz poštivanje postupaka koji osiguravaju najbolju vrijednost za uložena sredstva.

Sve ugovorene aktivnosti moraju biti u skladu s projektom i pravilima struke, a njihovo praćenje i kontrola su od ključne važnosti kako bi se osiguralo pravovremeno i kvalitetno izvođenje radova. Mora se naglasiti da se točno definiranim ugovorima i odgovornostima postavlja čvrsta platforma za učinkovitu realizaciju i upravljanje gradilištem.

Dobro strukturirani ugovori su temelj uspješne izgradnje i predstavljaju pravnu zaštitu i za investitora i za izvođača radova, osiguravajući da su svi aspekti radova detaljno razrađeni i dogovoreni prije početka bilo kakvih građevinskih aktivnosti.

4.1.5. Priprema terena i građevinski radovi

Nakon uspješno provedenih natječajnih postupaka i sklapanja ugovora s odabranim izvođačima slijedi faza pripreme terena za izgradnju. Ova faza započinje detaljnim geodetskim istraživanjem i pripremom zemljišta, koja može uključivati krčenje vegetacije, izjednačavanje terena te uklanjanje svih postojećih objekata ili prepreka. Razmatra se i osiguranje pristupnih putova za učinkovit transport materijala i opreme na gradilište.

Paralelno s pripremom terena započinju građevinski radovi koji obuhvaćaju iskop temelja, postavljanje osnovne infrastrukture i izgradnju potpornih struktura. U kontekstu izgradnje transformatorske stanice ova faza uključuje lijevanje temelja za transformatore, podizanje sabirničkih sustava i postavljanje zaštitnih uređaja. Kod izgradnje dalekovoda, ključni poslovi su postavljanje stupova i razvlačenje vodiča, a svi se radovi moraju obavljati s osobitom pažnjom na sigurnost i tehničke specifikacije.

Faze građevinskih radova moraju biti pomno planirane i koordinirane kako bi se osiguralo poštivanje rokova i proračuna. Tijekom ovog procesa ključno je kontinuirano praćenje kvalitete izvedbe, koje uključuje redovne inspekcije i testiranja radi potvrđivanja sukladnosti s projektom i tehničkim normama.

Pored fizičkih aspekata izgradnje, ovaj dio uključuje koordinaciju s lokalnim službama, poput hitnih službi, komunalnih poduzeća i drugih zainteresiranih strana, kako bi se osiguralo da izgradnja ne ometa lokalnu zajednicu i da svi potrebni resursi budu dostupni bez smetnji.

Zaključno, faza pripreme terena i građevinskih radova obuhvaća angažman različitih stručnjaka, od građevinskih inženjera do koordinatora sigurnosti, od kojih svaki pojedinac ima jasno definirane zadatke i odgovornosti. Ova faza je ključna jer postavlja temelje za daljnji razvoj elektroenergetske infrastrukture te zahtijeva visoku razinu preciznosti i profesionalizma kako bi se osiguralo pravilno integriranje i funkcionalnost svih komponenata sustava.

4.1.6. Montaža i instalacija

Nakon što je teren pripremljen i građevinski radovi su napredovali do faze koja omogućava započinjanje s instalacijama, kreće se s montažom specijalizirane opreme. U ovoj fazi montiraju se transformatori, postavljaju se prekidači, sabirnice, zaštitni uređaji i sustavi za upravljanje i nadzor. Svaki od ovih koraka mora se provesti s posebnom preciznošću i u skladu s tehničkim specifikacijama kako bi se osiguralo da transformatorska stanica funkcionira u skladu s očekivanjima i sigurnosnim standardima.

Kod dalekovoda, instalacijski radovi obuhvaćaju postavljanje stupova, napinjanje vodiča te priključivanje izolatora i ostale prateće opreme. Ovi radovi zahtijevaju koordinirane napore timova na terenu i strogo pridržavanje sigurnosnih procedura kako bi se izbjegle nesreće i osigurala visoka kvaliteta rada.

Tijekom montaže i instalacije, redovite inspekcije osiguravaju da je sve postavljeno ispravno i da ne postoje tehničke poteškoće koje bi mogle utjecati na rad ili sigurnost sustava. Faza često uključuje testiranje pojedinačnih komponenti prije njihova povezivanja u funkcionalni sustav, kako bi se potvrdilo da svaka komponenta udovoljava pogonske zahtjeve.

Koordinacija s proizvođačima opreme i nadzornim tijelima je neizbježna kako bi se osigurala usklađenost s projektom i standardima industrije. To može uključivati obuku radne snage za specifične tehnologije ili procedure koje se koriste tijekom instalacije.

Završetkom ove faze, sve ključne komponente su fizički postavljene i spremne za daljnje testiranje te integraciju u elektroenergetski sustav, što predstavlja preduvjet za nadolazeću fazu koja uključuje opsežno testiranje cijelog sistema i njegovo puštanje u rad.

4.1.7. Testiranje i puštanje u rad

Prije službenog puštanja transformatorske stanice i dalekovoda u pogon, neophodno je provesti seriju ispitivanja kako bi se potvrdila funkcionalnost i sigurnost sistema. To uključuje ispitivanje pod radnim naponom, ispitivanje sustava zaštite, provjeru izolacijskih svojstava i otpornosti na kratke spojeve, kao i ispitivanje sinkronizacije s elektroenergetskom mrežom kako bi se osigurala savršena integracija novih dijelova bez rizika od poremećaja u prijenosnom sustavu.

Sve faze testiranja moraju biti dokumentirane detaljnim izvještajima. Inspekcije i testiranja provode se u suradnji s proizvođačima opreme i pod nadzorom kvalificiranih inženjera i tehničara. Provedene su i provjere koje uključuju obuku osoblja za upravljanje stanicom i održavanje dalekovoda, čime se osigurava razumijevanje protokola i adekvatna razina stručnosti za upravljanje novom infrastrukturom.

Nakon uspješnih testiranja, započinje postupno opterećivanje transformatorske stanice, praćenje performansi pod stvarnim pogonskim uvjetima i, ako je sve u skladu s očekivanjima, službeno spajanje na elektroenergetsku mrežu. U slučaju anomalija ili odstupanja, poduzimaju se korektivne mjere prije nego što sustav postane potpuno operativan.

Puštanje u pogon je završna potvrda ispravnosti izvedbe projekta i pouzdanosti nove infrastrukture. Ovaj trenutak predstavlja vrhunac mjeseci ili godina planiranja i rada te je ključan za projektne timove, investitore i buduće korisnike koji sada mogu biti uvjereni u kvalitetu i pouzdanost novih instalacija.

4.1.8. Povezivanje s mrežom

Nakon što je oprema uspješno testirana i kada su transformatorska stanica i dalekovod spremni za uporabu, slijedi proces njihova povezivanja s nacionalnom elektroenergetskom mrežom. Ovaj korak iziskuje koordinirane aktivnosti s operatorom prijenosnog sustava kako bi se osiguralo da uključivanje novih kapaciteta ne ugrozi stabilnost i pouzdanost postojeće mreže. U ovoj fazi pažljivo se planira kako i kada će novi dijelovi biti integrirani u sustav, uzimajući u obzir trenutne tokove snage i potrebe mreže.

Integracija podrazumijeva tehničke postupke poput podešavanja zaštite, kalibracije mjernih uređaja i usklađivanja sustava upravljanja. Također, bitno je osigurati da su svi komunikacijski protokoli između novih i postojećih dijelova mreže uspostavljeni i funkcionalni, što uključuje primjenu naprednih tehnologija za daljinski nadzor i upravljanje, omogućavajući time operatorima prijenosa da u realnom vremenu prate i optimiziraju rad mreže.

Prije finalnog povezivanja provodi se serija kontrolnih testova za potvrdu usklađenosti svih sustava spremnih za puni pogonski režim. Povezivanje s mrežom obično se odvija postupno, počevši s fazama djelomičnog opterećenja, omogućujući tako praćenje i analizu rada novih

kapaciteta pod kontroliranim uvjetima. Ovaj pristup je ključan za izbjegavanje bilo kakvih „šokova“ ili preopterećenja u sustavu.

Po uspješnom završetku ovih koraka, transformatorska stanica i dalekovod se službeno uključuju u elektroenergetski sustav i započinju s radom. Ovaj trenutak označava značajan uspjeh projekta i početak njegova doprinosa nacionalnoj mreži, čime se osigurava pouzdana opskrba električnom energijom te podržava daljnji razvoj i rast regije.

Tijekom i nakon povezivanja, neophodno je kontinuirano praćenje i analiza rada novih elemenata kako bi se osigurala njihova optimalna integracija te održavanje visokih standarda sigurnosti i efikasnosti.

4.1.9. Praćenje i održavanje

Nakon što su nova transformatorska stanica i dalekovod uspješno integrirani u elektroenergetski sustav i pušteni u pogon, fokus se prebacuje na njihovo praćenje i održavanje. Kontinuirano praćenje obuhvaća stalni nadzor rada opreme uz pomoć daljinskih nadzornih sustava koji omogućuju praćenje ključnih parametara poput napona, struje i temperature u stvarnom vremenu, što omogućava brzo identificiranje i reagiranje na bilo kakva odstupanja.

Program održavanja uspostavlja se prema preporukama proizvođača i međunarodnim normama i uključuje redovite inspekcije, preventivna ispitivanja i zamjenu dijelova koji pokazuju znakove habanja ili oštećenja. Preventivno održavanje je ključno za smanjenje iznenadnih prekida u radu i produžavanje životnog vijeka opreme.

Za situacije kada se otkriju tehnički problemi, implementira se korektivno održavanje koje podrazumijeva dijagnosticiranje problema, hitne intervencije na terenu te popravak ili zamjenu komponenata kako bi se osigurao nesmetan rad sustava.

Važan dio ove faze je i osiguranje kontinuirane edukacije i stručnog usavršavanja osoblja zaduženog za održavanje, što uključuje upoznavanje s najnovijim tehnološkim dostignućima, sigurnosnim protokolima i procedurama koje pridonose efikasnosti i sigurnosti sustava.

Osim toga, uspostavljanje protokola za upravljanje incidentima je važno za brzo reagiranje u slučaju kvarova ili drugih problema, čime se minimizira utjecaj na korisnike usluge.

Sveobuhvatna strategija praćenja i održavanja ključna je za pouzdanost i trajnost elektroenergetskih objekata te igra važnu ulogu u održavanju visokog standarda opskrbe električnom energijom. Osim toga, pruža temelj za planiranje budućih nadogradnji i poboljšanja u skladu s rastućim potrebama i tehnološkim inovacijama.

4.1.10. Edukacija i osposobljavanje osoblja

Nakon uspješnog puštanja u pogon i integracije u elektroenergetski sustav, transformatorska stanica i dalekovod prelaze u fazu pune pogonske spremnosti. Ovo razdoblje obilježava prijelaz s početnog testiranja i podešavanja na dugotrajno i održivo funkcioniranje. U ovoj fazi se uspostavlja dugoročni plan održavanja koji obuhvaća redovite preglede, remonte i nadogradnje infrastrukture s ciljem osiguranja pouzdanosti i optimizacije performansi sustava, kao i odgovaranja na promjene u potražnji i tehnološkom razvoju.

Važan aspekt ove faze je stvaranje protokola za stalno praćenje učinkovitosti i pronalaženje područja za poboljšanja. To podrazumijeva analizu podataka sakupljenih tijekom rada te povratnih informacija od korisnika i održavatelja, na temelju kojih se mogu planirati i provesti potrebne optimizacije ili nadogradnje.

Ključni element faze je razvoj programa obuke za osoblje zaduženo za upravljanje i održavanje objekata čime se osigurava njihova kontinuirana edukacija o najnovijim pogonskim postupcima, sigurnosnim standardima i tehnološkim novostima. Također, potrebno je uspostaviti mehanizme za kontinuirano stručno usavršavanje i napredovanje zaposlenika.

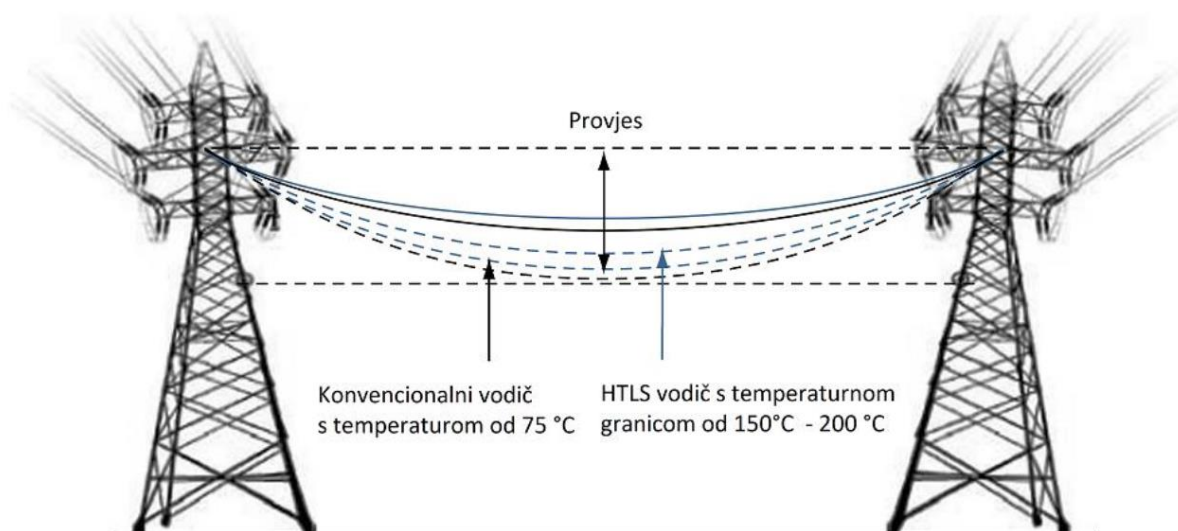
Pored toga, ova faza uključuje reviziju i ažuriranje planova za izvanredne situacije i obnovu nakon prekida kako bi se osigurala brza i učinkovita reakcija u slučaju izvanrednih događaja, s redovitim testiranjem i prilagodbom planova sukladno trenutnim sposobnostima i najboljim praksama u upravljanju krizama.

Završna faza također podrazumijeva uspostavu kanala za povratne informacije i komunikaciju sa svim zainteresiranim stranama, uključujući lokalnu zajednicu, regulatorna tijela i korisnike usluga, omogućavajući ne samo praćenje zadovoljstva korisnika, već i prilagodbu usluga prema njihovim potrebama i očekivanjima.

Konačno, deseta faza predstavlja kontinuirani proces praćenja, održavanja i unaprjeđivanja, čime se osigurava da elektroenergetska infrastruktura ostane pouzdana, efikasna i sposobna odgovoriti na buduće izazove. [6,10, 11]

4.2. Povećanje prijenosne moći postojećih dalekovoda zamjenom Al/Če vodiča sa HTLS vodičima

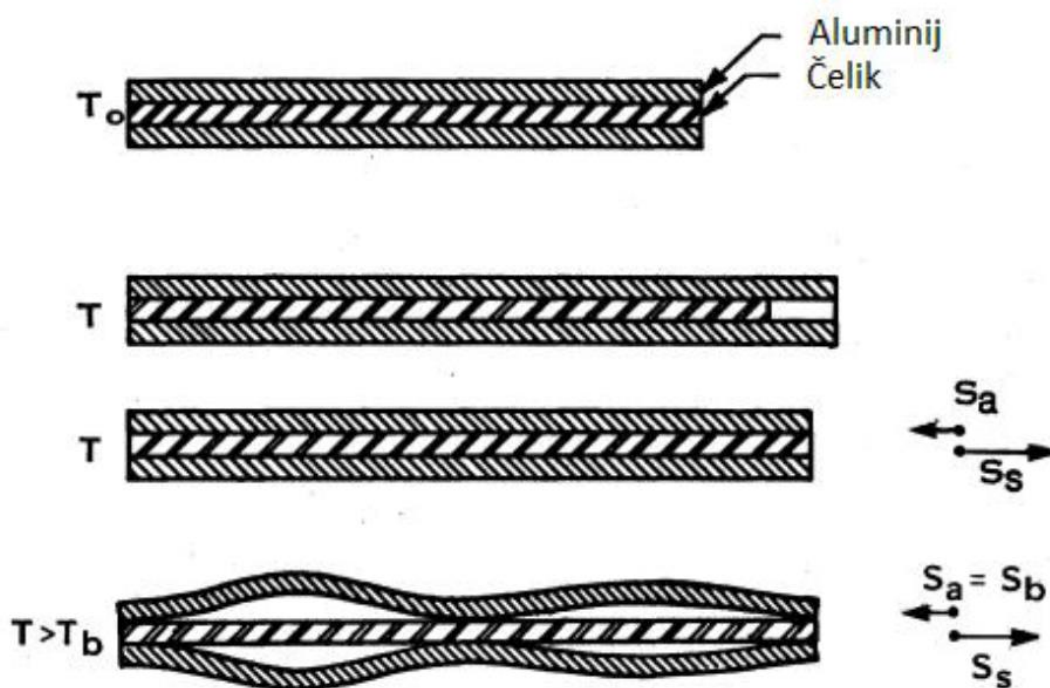
Operatori prijenosnog sustava suočavaju se s potrebom za povećanjem kapaciteta postojećih dalekovoda zbog konstantnog povećanja potrošnje električne energije. Da bi se omogućio veći prijenos snage postojećim vodom, postoje dva osnovna parametra koja se mogu prilagođavati: napon i struja. U slučaju prelaska na viši naponski nivo, nužno je povećati i razmak između vodiča, što znači postavljanje većih prijenosnih stupova, a pritom širi razmak između stupova može rezultirati većim provjesom vodiča, što je također faktor koji treba uzeti u obzir. Alternativno se može povećati struja koja teče kroz vodič te da se u tom procesu ne povećaju gubici, što u naravi zahtijeva zamjenu vodiča. U suvremenom prijenosu električne energije, standardno se koriste Al/Če vodiči. Zbog lakšeg rukovanja i montaže, Al/Če vodiči imaju čeličnu jezgru s visokom mehaničkom čvrstoćom, dok se vanjski slojevi sastoje od aluminijskih žica koje su spiralno namotane oko jezgre. Takvi vodiči obično mogu izdržati temperature do 85°C. Zbog njihove čvrstoće u odnosu na težinu i pouzdanosti, Al/Če vodiči su izbor za postavljanje na čeličnim i drugim vrstama stupova. Zorna usporedba provjesa između tradicionalnog Al/Če vodiča i vodiča koji može raditi na višim temperaturama s manjim provjesom može se vidjeti na slici 6.



Slika 6. Usporedba provjesa temeljena na temperaturnim ograničenjima između klasičnog Al/Če vodiča i HTLS vodiča.

2.2.1. Alučelični vodiči

Model prikazan na slici 7. demonstrira toplinske efekte Al/Če vodiča kada se koristi na povišenim radnim temperaturama.



Slika 7. Ilustracija toplinskih učinka na Al/Če vodič

Gornji prikaz prikazuje vodič na temperaturi prostorije gdje su aluminijski i čelični segmenti nenapregnuti i imaju identičnu dužinu. Na drugom prikazu vidi se kako se nenapregnuti vodič termički širi, rezultirajući s različitim dužinama dviju komponenti, dok su na trećem prikazu oba segmenta primorana zadržati istu dužinu, uzrokujući veće istežanje čelične jezgre u usporedbi s njenim slobodnim termičkim širenjem. Ovaj fenomen rezultat je pritiska na aluminijskim nitima koji je neutraliziran jednakim vlačnim opterećenjem na čeličnoj jezgri. Ako aluminijske niti ne mogu izdržati ovaj pritisak, ukupna dužina vodiča bila bi slična dužini čelične jezgre, kao što je prikazano na drugom prikazu. Donja ilustracija prikazuje "birdcage" efekt, gdje aluminijske niti doživljavaju konstantan pritisak (s_b) kada je temperatura iznad one na kojoj ovaj efekt nastaje. Ova deformacija u pletenici čini da se niti, u nezaštićenom segmentu između izolacijskog omotača i lemljenog spoja, odmaknu od uobičajenog rasporeda, stvarajući oblik koji podsjeća na ptičji kavez. Ispitivanja vezana uz temperaturu provjesa, termičko

istežanje i deformacijska naprezanja sugeriraju da pritisak dostiže svoj maksimum na temperaturi gdje se javlja tzv. "birdcage" efekt.

2.2.2. HTLS (visoko-temperaturni vodiči malog provjesa)

Razvoj turizma i elektromobilnosti doveo je do veće potrošnje energije, što je rezultiralo povećanim opterećenjem prijenosnih i distribucijskih mreža. Da bi se udovoljilo rastućim potrebama za električnom energijom, nužno je unaprijediti kapacitet dalekovoda. Ovo je potaknulo razvoj naprednih tehnologija za prijenos energije, uključujući i izum tzv. visoko-temperaturnih vodiča s niskim provjesom (HTLS), koji mogu podnijeti veća opterećenja u odnosu na tradicionalne Al/Če vodiče. Postoje dvije glavne strategije za povećanje kapaciteta prijenosa: upotreba HTLS vodiča i izgradnja novih dalekovoda. Međutim, izgradnja novih vodova donosi niz izazova; jedan od njih je složenost terena, što otežava postavljanje novih vodova, a osim toga, trajanje između planiranja i realizacije izgradnje novih vodova može potrajati desetljećima. Također, novi dalekovodi mogu negativno utjecati na okoliš i vizualni identitet kraja te obzirom na ove izazove, prioritet uvijek treba biti nadogradnja postojećih vodova. Najperspektivnija opcija je zamjena standardnih vodiča onima koji mogu raditi na višim temperaturama s manjim provjesom. Implementacija HTLS vodiča manje je komplicirana jer se smatra održavanjem, a vizualno su slični konvencionalnim vodičima. Osim toga, izgradnja novog dalekovoda može biti skupa, što čini zamjenu tradicionalnih vodiča s HTLS vodičima ekonomičnijom i efikasnijom opcijom za povećanje kapaciteta prijenosa i zadovoljavanje rastuće potražnje za električnom energijom.

Konstrukcija i sloj aluminijske žice HTLS vodiča slična je onom kod Al/Če vodiča, no ključna razlika je u kvaliteti aluminija koji se koristi: ovaj aluminij ima visoku toplinsku izdržljivost, što omogućuje da zadrži svoje električne i mehaničke karakteristike čak i pri visokim temperaturama kroz duže vremenske periode. Materijal iz kojeg je napravljena jezgra vodiča ima izuzetno mali koeficijent termičkog širenja, što sprječava povećanje provjesa čak i kada je izložen povišenim temperaturama tijekom dužeg perioda. Elektromehanička, toplinska i mehanička svojstva ovog vodiča ostaju konzistentna, čak i nakon produžene eksploatacije na visokim temperaturama, pružajući dvostruko veću prijenosnu moć u odnosu na konvencionalne Al/Če vodiče.

Postoji nekoliko glavnih tipova HTLS vodiča, uključujući TACSR, GTASCR, ZTACIR, ACSS i ACCC . Ovi vodiči su dizajnirani da funkcioniraju na temperaturama od 150°C do 250°C bez gubitka svojih mehaničkih i kemijskih karakteristika.

Vodič je dizajniran s kaljenom aluminijskom žicom, bilo okruglog ili trapezoidnog oblika, koja je spiralno omotana oko jezgre napravljene od kombinacije staklenih i ugljičnih vlakana formirane tehnikom pultruzije (slika 8.). Centralna jezgra, napravljena od mnogobrojnih karbonskih vlakana visoke izdržljivosti i elastičnosti, okružena je slojem staklenih vlakana koji dodatno poboljšava izdržljivost i fleksibilnost, dok istovremeno pruža zaštitu od korozije kroz izolaciju od aluminijskih niti. Žica se može oblikovati ne samo u trapezoidnom obliku, već i u drugim oblicima koji optimiziraju upotrebu aluminija s minimalnom debljinom vodiča. Ovakva konstrukcija ima smanjeni električni otpor, što omogućava veći protok struje kroz dalekovod. Zahvaljujući kaljenju, aluminijski dio vodiča održava svoju strukturu čak i pri visokim temperaturama, bez promjene oblika. Jezgra ACCC vodiča ima niski koeficijent toplinskog širenja, što znači da može podnijeti velika opterećenja bez degradacije karakteristika, čak i nakon produženog izlaganja visokim temperaturama, s minimalnim provjesom.

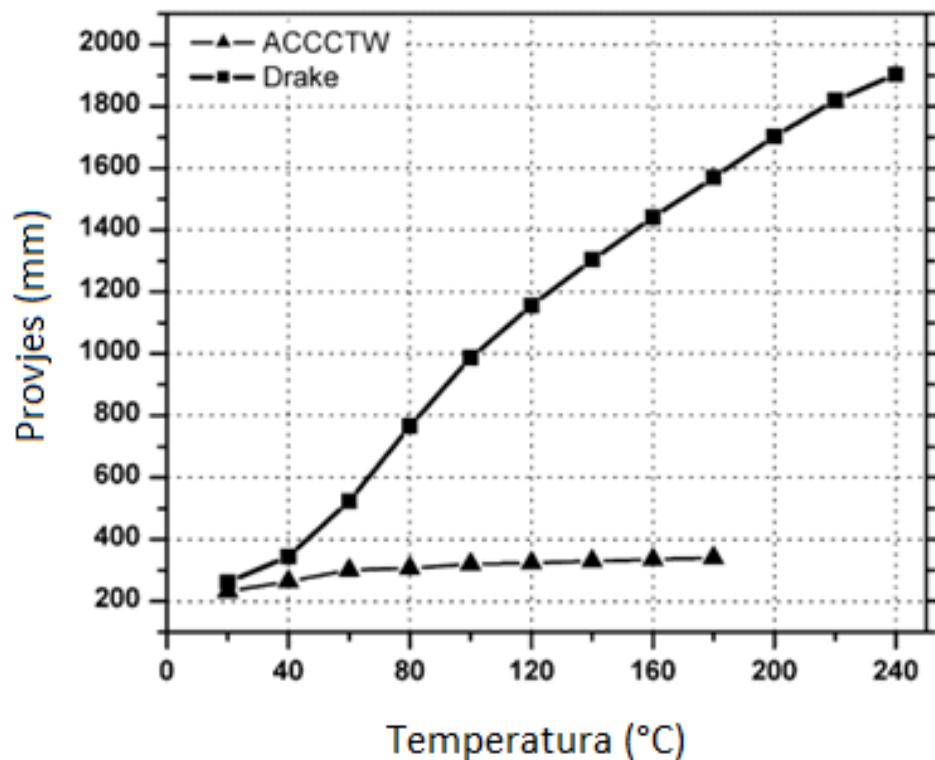


Slika 8. Visokotemperaturni ACCC vodiči s kompozitnim jezgrama: okrugla struktura (lijevo), trapezoidna struktura (desno)

ACCC vodič je lakši u odnosu na Al/Če vodič, što mu omogućuje da sadrži do 28% više aluminija bez povećanja težine ili promjera. Njegove trapezoidne niti i kompozitna jezgra s glatkim završetkom efikasno smanjuju vibracije uzrokovane vjetrom. Aluminijske niti ovog vodiča podvrgnute su postupku žarenja, što im daje iznimnu vodljivost, bolju od većine danas

dostupnih aluminija. Njegova kompozitna jezgra ima koeficijent toplinskog širenja koji je deset puta manji od čelika.

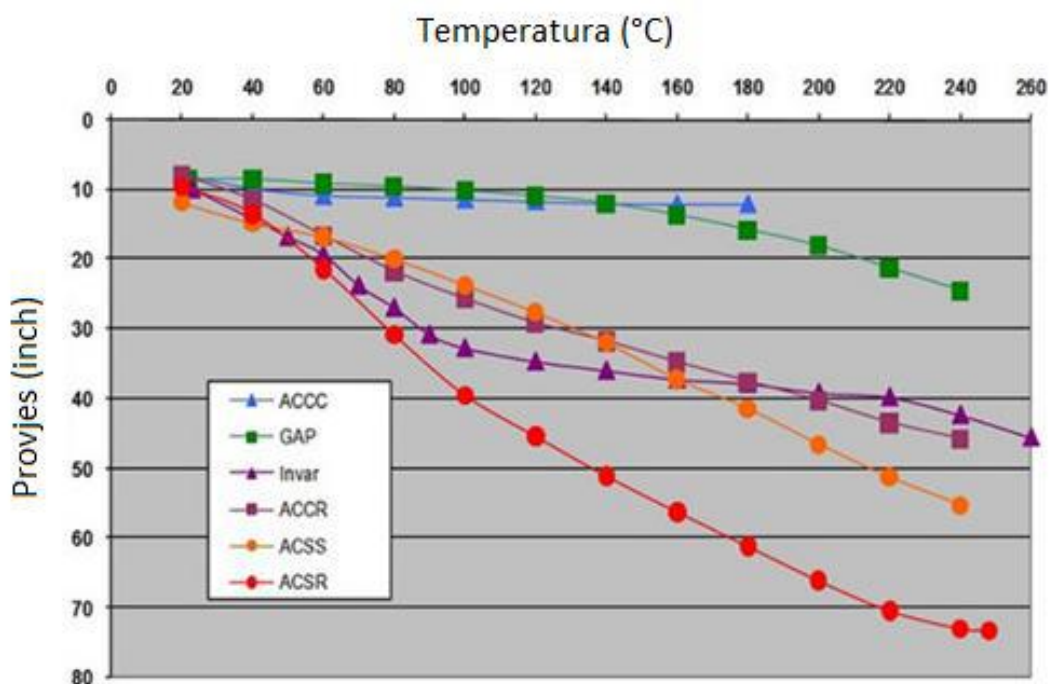
U usporedbi s drugim vodičima iste veličine i težine, ACCC je znatno efikasniji. Koristeći ovaj vodič, energetske gubitke su manje u svim pogonskim uvjetima, što oslobađa prijenosni kapacitet za udovoljavanje povećanoj potražnji za energijom i pridonosi smanjenju emisija. Jezgra vodiča, napravljena od karbonskih vlakana, dvostruko je čvršća i znatno lakša od tradicionalnih čelično-ojačanih vodiča. Zahvaljujući lakšoj kompozitnoj jezgri i nižem koeficijentu toplinskog širenja, ACCC može prenositi do dvostruko veću struju od standardnih vodiča. Osim toga, ACCC vodiči imaju 25-40% manje gubitaka u svim pogonskim stanjima, a posebno su učinkoviti pri nižim pogonskim temperaturama između 60°C i 80°C, što je ilustrirano na slici 9. [12]



Slika 9. Usporedba provjesa kod Al/Če i ACCC vodiča

Na slici 10. uspoređuju se provjesi različitih HTLS vodiča s tradicionalnim Al/Če vodičem. Iz slike je očigledna superiornost ACCC vodiča i vodiča s prazninama („gap-type“) koji, čak i pri radnim temperaturama do 100°C, pokazuju znatno manje povećanje provjesa u usporedbi s ostalim tipovima vodiča. Vodiči pojačani invarom, kao što su ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) i ACSS vodiči, iskazuju veći rast provjesa koji se umanjuje nakon

dosegnutih 100°C. S druge strane, Al/Če vodiči i nakon te točke pokazuju stalni porast provjesa.



Slika 10. Usporedba provjesa različitih vrsta HTLS vodiča ovisno o temperaturi rada

Detalji o tipičnim izvedbama ACCC vodiča predstavljani su u tablici 10.

Tablica 10. Specifikacije karakterističnih ACCC vodiča

Naziv vodiča	Površina presjeka			Promjer vodiča		Težina			Čvrstoća		Otpor pri 20°C (za DC) (Ω/km)	Nazivna struja		
	Aluminij (mm ²)	Ježgra (mm ²)	Ukupno (mm ²)	Ukupno (mm)	Ježgra (mm)	Aluminij (kg/Km)	Ježgra (kg/Km)	Ukupno (kg/Km)	Ježgra (kN)	Vodič (kN)		Pri 85°C (A)	Pri 120°C (A)	Pri 180°C (A)
SILVASS A	122.70	28.00	150.70	14.35	5.97	338.00	54.00	392.00	59.60	66.50	0.2286	335	479	632
ZADAR	177.40	39.70	217.10	17.09	7.11	488.00	76.00	564.00	85.00	95.00	0.1576	419	604	802
ROVINJ	187.80	28.00	215.80	17.09	5.97	521.00	54.00	575.00	59.60	70.20	0.1487	431	622	825
GLASGOW	236.70	47.10	283.80	19.53	7.75	657.00	86.00	743.00	101.00	114.30	0.1184	497	722	962
OSLO	313.80	60.30	374.10	22.40	8.76	868.00	113.00	981.00	129.00	146.70	0.0893	588	861	1154
LEIPZIG	406.40	71.30	477.70	25.15	9.53	1126.00	132.00	1258.00	151.70	174.60	0.0690	684	1010	1358

4.3. Ugradnja kondenzatorskih baterija

4.3.1. Kompenzacija jalove snage

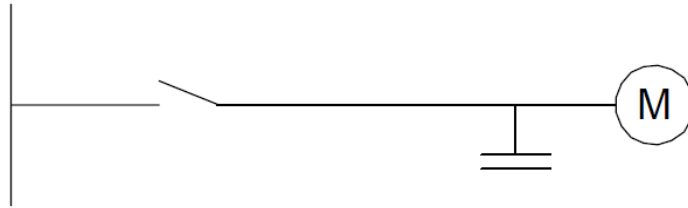
Suvremeni električni sustavi sve više naglašavaju važnost kvalitete električne energije, a ključni parametri za osiguranje stabilnosti i pouzdanosti u sustavu su napon i jalova snaga. Cilj je maksimizirati prijenos električne energije s minimalnim gubicima, što se postiže smanjenjem jalove energije koja prilikom prijenosa može stvarati dodatna opterećenja na vodovima. Potrošnja jalove snage može uzrokovati smanjenje napona u određenim dijelovima mreže, dok njena proizvodnja može dovesti do povećanja napona. Regulacijom tokova jalove snage može se utjecati na razine napona u različitim dijelovima mreže.

Uređaji koji kompenziraju jalovu snagu, posebno ako su postavljeni blizu induktivnih tereta, pomažu u smanjenju prijenosa jalove snage kroz mrežu zato što induktivni potrošači preuzimaju jalovu snagu direktno iz tih uređaja, a ne iz glavne mreže. Jedan od razloga za kompenzaciju je i regulacija napona - tereti koji su nelinearni ili čija potražnja može drastično varirati, poput elektrolučnih peći i velikih motora, često trebaju kompenzaciju zbog regulacije napona. Najveći potrošači jalove snage u mreži obično su asinkroni motori, frekvencijski pretvarači i transformatori. S druge strane, glavni izvori jalove snage su generatori i kondenzatorske baterije.

Kompenzacijske baterije su alati koji proizvode ili troše jalovu snagu kako bi prilagodili napon na mjestu priključka, ovisno o potrebama sustava. Ovi uređaji se, temeljem njihovog načina djelovanja, mogu kategorizirati kao:

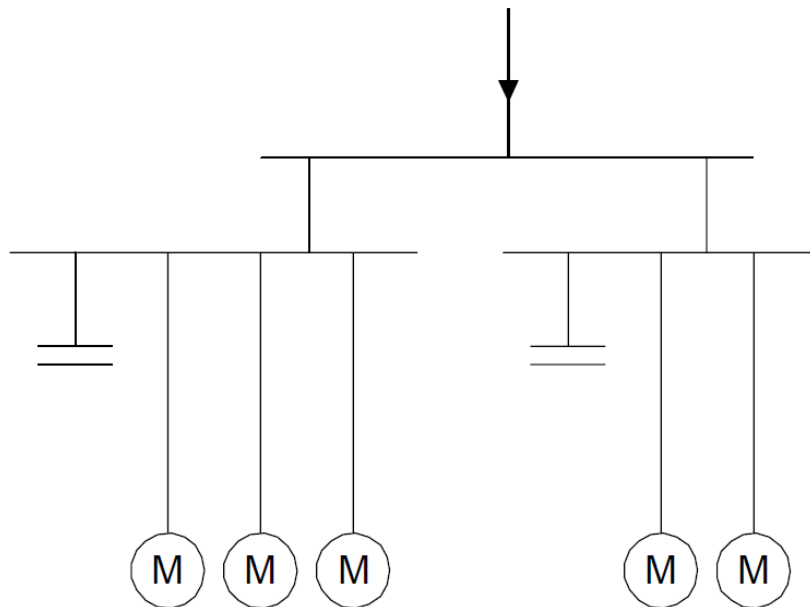
- direktna ili pojedinačna kompenzacija,
- kompenzacija po skupinama,
- kompenzacija na središnjoj razini,
- kombinirana kompenzacija.

U kontekstu direktnog ili pojedinačnog načina kompenzacije (prikazano na slici 11.), svaki potrošač induktivne jalove snage se kompenzira odvojeno, povezivanjem kompenzacijskog uređaja direktno s potrošačem. Primjerice, kada se kondenzatorska baterija aktivira zajedno s potrošačem, može se izbjeći potreba za dodatnim prekidačem. Ova metoda također smanjuje opterećenje dovodnih vodova jalovom strujom, te nije potrebno koristiti otpornike za pražnjenje kondenzatora.



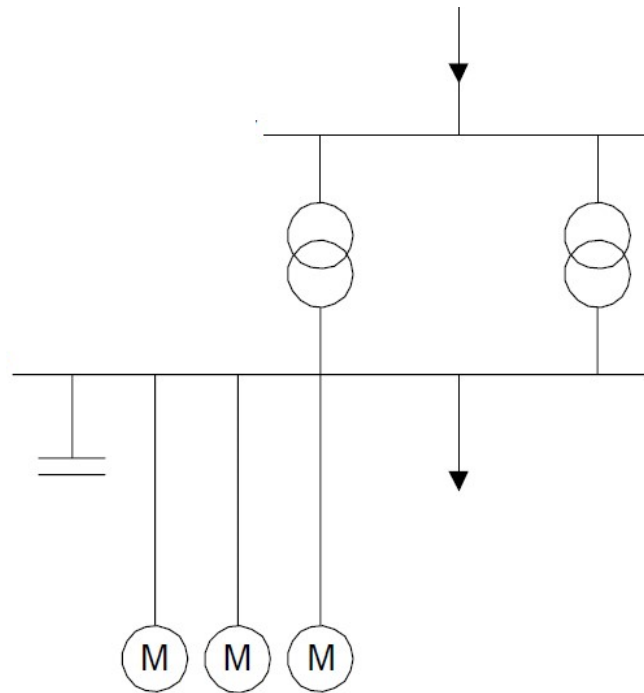
Slika 11. Pojedinačna/direktna kompenzacija

Prilikom grupne kompenzacije, kao što je prikazano na slici 12, kompenzacija se provodi za više potrošača istodobno. Iako je za ovu metodu potrebna manja ukupna snaga kompenzacijskog uređaja u usporedbi s pojedinačnom kompenzacijom, neophodni su dodatni mehanizmi za kontrolu procesa sklapanja. Glavna mana ove vrste kompenzacije je u tome što vodovi od točke kompenzacije do potrošača nisu oslobođeni jalovih snaga, odnosno jalova snaga prolazi samo kroz određeni dio mreže.



Slika 12. Grupna kompenzacija

Koristeći centralnu kompenzaciju, prikazanoj na slici 13, sva potrebna kompenzacijska snaga koncentrirana je na jednoj centralnoj lokaciji, obično na sekundarnoj strani transformatora koji isporučuje energiju. Ovo je često optimalno rješenje u industrijskim objektima s mnogo potrošača napajanih iz iste transformatorske stanice, kao i u pogonskim postrojenjima s varijabilnim potrebama za jalovom snagom. Međutim, mana ovog pristupa je što su svi potrošači unutar kompenziranog sustava izloženi visokim jalovim strujama..



Slika 13. Centralna kompenzacija

Kombinirana kompenzacija predstavlja spoj prethodno navedenih metoda i često se primjenjuje u industrijskim objektima. Uzimajući u obzir mogućnost kontrole izlazne snage, kompenzacijske uređaje možemo kategorizirati na:

- Statički kompenzacijski uređaji (kao što su visokonaponske prigušnice, kondenzatorske baterije itd.) te
- Dinamički kompenzacijski uređaji (poput sinkronih generatora, sinkronih kompenzatora i FACTS uređaja).

Statički izvori ne omogućuju regulaciju izlazne jalove snage u situacijama kada dođe do fluktuacije napona na mjestima priključka u mreži. Izlazna snaga tih uređaja proporcionalna je naponu na mjestu priključka. Među najčešće korištenim statičkim uređajima nalaze se visokonaponske prigušnice i kondenzatori. Visokonaponske prigušnice primjenjuju se za neutralizaciju jalove snage u elektroenergetskom sustavu, čime doprinose regulaciji napona na mjestima priključka. Za razliku od statičkih, dinamički kompenzacijski uređaji fleksibilno prilagođavaju svoju izlaznu jalovu snagu ovisno o promjenama napona. Sinkroni generatori i uređaji iz skupine FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) čine osnovu dinamičkih izvora jalove snage. FACTS tehnologija, koja je zasnovana na energetskejoj elektronici, sve je zastupljenija jer povećava kapacitet prijenosnog sustava, omogućava kontrolu prijenosa energije i rješava niz problema vezanih uz stabilnost napona.

Projekt Sincro.grid je inicijativa koja ima za cilj poboljšati pouzdanost i učinkovitost hrvatskog elektroenergetskog sustava kroz implementaciju naprednih tehnologija i rješenja za regulaciju napona i jalove snage. U okviru ovog projekta razvijena je mreža s nizom sofisticiranih kompenzacijskih uređaja koji su raspoređeni po ključnim točkama u mreži radi optimizacije njenog funkcioniranja.

Kao dio tih poboljšanja, u nekoliko transformatorskih stanica instalirane su različite prigušnice i Statički VAR kompenzatori (SVC). Prigušnice služe kao pasivni elementi za apsorpciju viška jalove snage, smanjujući time mogućnost rezonancije unutar sustava, što je od izuzetne važnosti za prevenciju oštećenja opreme uzrokovanih višim harmonikama i za poboljšanje kvalitete napona.

SVC uređaji, kao dio FACTS tehnologija, omogućuju brzu i preciznu regulaciju jalove snage i napona, doprinoseći stabilnosti mreže, smanjenju gubitaka i povećanju prijenosnih kapaciteta. Oni su posebno korisni u elektroenergetskim sustavima s velikim udjelom obnovljivih izvora energije, gdje se napon i opterećenje mogu brzo mijenjati.

Projekt također uključuje instalaciju naprednih sustava za nadzor i upravljanje koji omogućuju daljinsko praćenje i optimizaciju rada mreže, pružajući operaterima mreže podatke potrebne za optimalno korištenje kompenzacijskih uređaja, što pridonosi učinkovitosti i ekonomičnosti sustava.

Implementacija ovih tehnologija pridonosi smanjenju troškova održavanja, produžetku vijeka trajanja opreme i boljoj integraciji obnovljivih izvora energije, usklađujući se s ciljevima energetske tranzicije i smanjenja ugljičnog dioksida.

Projekt Sincro.grid nije samo tehnološki pothvat, već i strateški korak prema razvoju pametne mreže koja je otpornija, fleksibilnija i bolje prilagođena budućim izazovima energetske industrije. [11]

4.3.2. Kondenzatorske baterije

Uređaji koji se najčešće koriste za kompenzaciju jalove snage su kondenzatorske baterije, poznate i kao mehanički preklapani kondenzatori (MSC). Njihova glavna funkcija je proizvoditi jalovu snagu na mjestu gdje su spojeni, čime pomažu u regulaciji napona.

Visokonaponske kondenzatorske baterije variraju u snazi, krećući se od nekoliko desetaka Var-a do nekoliko stotina Mvar-a. Primjenjuju se u različitim mrežama, bilo da se radi o niskom, srednjem ili visokom naponu. Iako nisu najbrže u odzivu na dinamičke promjene u sustavu, imaju mnoge druge prednosti. VN baterije uključuje niske troškove ulaganja i održavanja, pouzdanost, brzu instalaciju i fleksibilnost zahvaljujući modularnom dizajnu.

Kondenzatorske baterije imaju ključnu ulogu u elektroenergetskim sustavima. Većina opterećenja u takvom sustavu, kao što su transformatori, razni motori i električna rasvjeta, su induktivne naravi. Slijedom toga, struja često zaostaje za naponom, što u konačnici smanjuje faktor snage ($\cos \varphi$). Kako faktor snage opada, sustav povlači više struje, što rezultira većim gubicima te u tom slučaju kondenzatori pomažu u poboljšanju faktora snage poništavajući induktivnu reaktanciju.

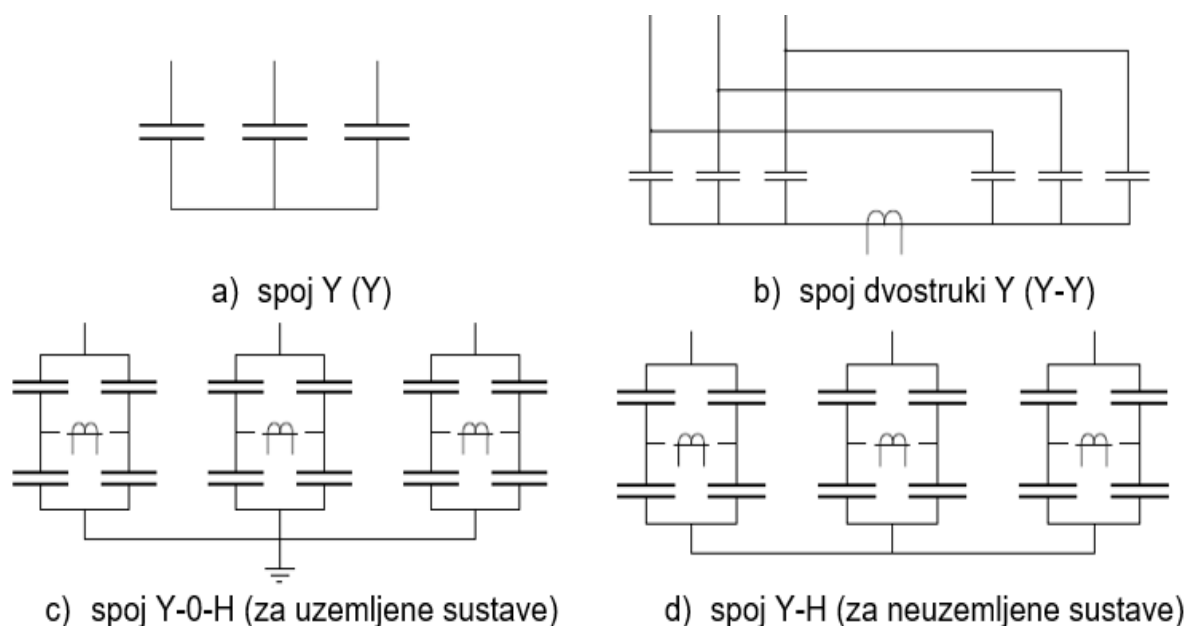
U praksi, umjesto korištenja pojedinačnog kondenzatora po fazi, efikasnije je koristiti skupine kondenzatorskih jedinica, koje se zbog jednostavnosti održavanja i instalacije nazivaju kondenzatorske baterije.

Kondenzatorske baterije pomažu u stabiliziranju mreže, smanjujući gubitke i povećavajući prijenosne kapacitete. Također igraju važnu ulogu u filtriranju, smanjujući prisustvo harmonika. Održavanje čistog sinusoidnog napona smanjuje potencijalne probleme s opremom i produžuje njen vijek trajanja.

Da bi se zaštitili od potencijalnih kvarova, kondenzatori često dolaze s različitim tipovima osigurača. Iako su ranije verzije imale vanjske osigurače, moderni dizajni često ih integriraju unutar kondenzatora. Ove kondenzatorske jedinice montiraju se horizontalno ili vertikalno na metalne konstrukcije, ovisno o njihovoj snazi i naponskom nivou, a između redova se postavljaju izolatori. Za veće naponske razine, kondenzatorske jedinice često su postavljene horizontalno.

4.3.3. Načini spajanja na mrežu

Kondenzatorske baterije dolaze u dvije osnovne konfiguracije: jednofazne i trofazne. Obično se trofazne baterije instaliraju za sustave s nižim naponom, dok se za sustave s višim naponom koriste tri zasebne jednofazne jedinice, pri čemu svaka jedinica priključuje na jednu fazu. Postoje razne metode kako se ove baterije mogu povezati s električnom mrežom, što je prikazano na Slici 14.



Slika 14. Mogući načini spajanja kondenzatorskih baterija na mrežu

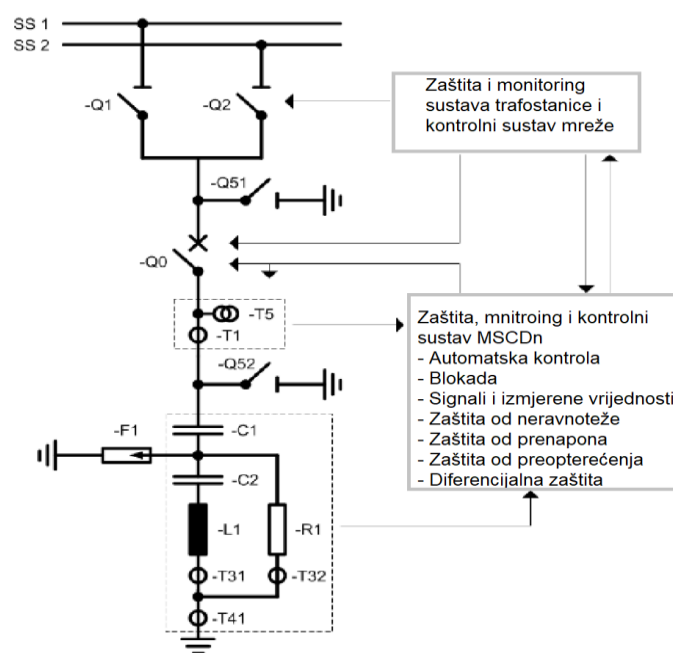
4.3.4. jednopolna shema

Na Slici 15. predstavljena je tipična jednopolna shema visokonaponskog polja kondenzatorske baterije. Demonstriran je način spajanja baterije na sustav s dvostrukim sabirnicama. Elementi ovog visokonaponskog polja obuhvaćaju:

- rastavljače,
- prekidač,
- zemljospojnike,
- sustav za nadzor i upravljanje,

- mjerni transformator,
- kondenzatorsku bateriju,

U skladu s potrebama i svojstvima mreže na mjestu priključenja kondenzatorskih baterija, visokonaponsko polje može se opremiti i dodatnim komponentama poput prigušnica ili filtera za harmonike, što je detaljnije objašnjeno u nadolazećem odjeljku.



Slika 15. Jednopolna shema ugradnje kondenzatorske baterije u VN polje

4.3.5. Dodatna oprema za potrebe sprječavanja rezonancije ili ograničenja visokih uklopnih struja

Prilikom projektiranja kondenzatorskih baterija, ključno je uzeti u obzir specifične karakteristike baterija i mjesta na kojem će biti spojene na električnu mrežu, posebno u pogledu prisutnosti viših harmonika ili visokih uklopnih struja. S obzirom na to, visokonaponska polja za kondenzatorske baterije mogu biti dodatno opremljena.

Nelinearni potrošači u mreži mogu izobličiti sinusoidalni oblik napona. Viši harmonici, proizašli iz ovog izobličenja, mogu uzrokovati ozbiljne probleme za određene uređaje, uključujući i kondenzatorske baterije. Ako dođe do rezonancije između mreže (koja je obično

induktivna) i kondenzatorskih baterija, mogu nastati visoki harmonički naponi s potencijalno katastrofalnim posljedicama za opremu. Kako bi se riješio ovaj problem, u mrežu se mogu integrirati specijalizirani filteri ili antirezonantne prigušnice (poznate kao MSCDn). Takvi krugovi osiguravaju da kombinacija prigušnice i kondenzatora ima induktivna svojstva na frekvencijama viših harmonika, sprječavajući moguću rezonanciju i njezine negativne posljedice.

Paralelna rezonancija nastaje kada električni krug, sastavljen od paralelno spojenih prigušnica i kondenzatora, ima maksimalnu impedanciju. S druge strane, serijska rezonancija nastaje kada se prigušnica i kondenzator nalaze u seriji i imaju minimalnu impedanciju.

Još jedna izazovna karakteristika povezana s instalacijom kondenzatorskih baterija jest prisutnost velikih uklopnih struja, jer tranzijentne struje mogu biti znatno veće od nominalnih struja. Da bi se ove struje održale unutar sigurnih granica, mogu se koristiti otpornici za ograničavanje uklopnih struja, čime se sprječava stvaranje visokih napona.

Prije nego što se odluči o integraciji kondenzatorskih baterija u mrežu, važno je provesti tehničke analize kako bi se utvrdila potreba za dodatnim filterima ili mehanizmima za regulaciju struje. Na temelju tih rezultata, proizvođači mogu optimizirati dizajn kondenzatorskih baterija. Primjer baterija s prigušnicama (MSCDn) snage 70 Mvar, spojen na naponsku razinu od 115 kV, može se vidjeti na Slici 16. [6]



Slika 16. Primjer MSCDn (kondenzatorska baterija i prigušnice) nazivne snage 70 Mvar ugrađene na 115 kV

5. Moguća rješenja za povećanje sigurnosti i opskrbe elektroenergetskog podsustava Istre

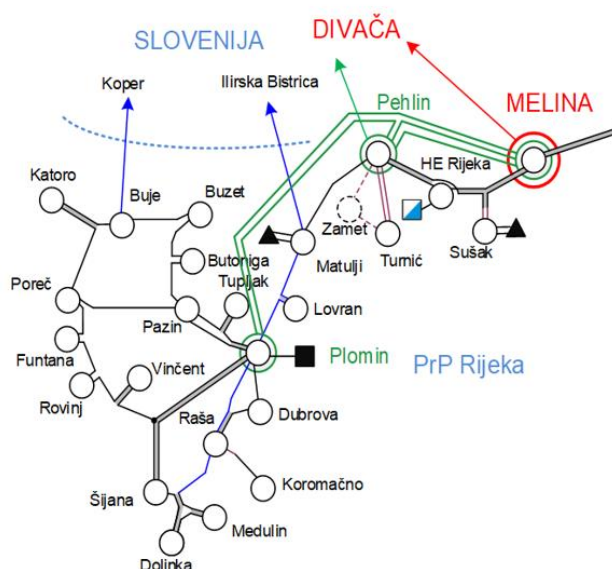
U ovome poglavlju diplomskog rada razmatraju se strategije za unapređenje sigurnosti i efikasnosti elektroenergetskog podsustava Istre, s naglaskom na desetogodišnje razdoblje od 2022. do 2031. godine te dugoročne planove sve do 2041. godine. Korištenjem sofisticiranog softvera PSS®E kompanije Siemens, provedene su analize i simulacije za optimizaciju tokova snage. Analiza scenarija usmjerena na poboljšanje pouzdanosti i sigurnosti elektroenergetskog podsustava Istre provodi se kroz precizne izračune bazirane na aktualnim podacima o potrošnji. Za proračune trenutnog stanja, koriste se podaci o maksimalnom konzumu 2023. godine, koji postavlja osnov za pouzdanu procjenu budućih potreba. Na temelju tih podataka izvršen je izračun očekivanog rasta potrošnje koristeći metodu logističke krivulje. Za period od 2023. do 2031. godine korištena je projicirana vrijednost od 423.52 MW, koja uzima u obzir i predviđeni porast potrošnje od 34 MW, rezultat nadogradnje postrojenja Rockwool Adriatic. Ovaj porast integriran je u ukupnu procjenu budućih energetske potreba, omogućujući razmotranje neophodnih kapaciteta i infrastrukturnih promjena. Projekcije za razdoblje nakon desetogodišnjeg plana zasnivaju se na predviđenoj potrošnji od 498.52 MW. Ove napredne projekcije ključne su za razumijevanje kako će se prijenosni sustav razvijati i koje infrastrukturne nadogradnje će biti potrebne da bi se zadovoljile rastuće energetske potrebe Istre u nadolazećim desetljećima. Slijedom navedenog, ovaj rad pruža dubinski uvid u potrebne mjere i planove koji će osigurati održiv i stabilan elektroenergetski sustav, spreman za buduće izazove.

Desetogodišnji plan HOPS-a obuhvaća ugradnju naprednih HTLS (ACCC Rovinj) vodiča na 110 kV vodove Matulji-Lovran - Plomin, te Buje - Kopar, kao i kondenzatorskih baterija u transformatorskim stanicama Poreč i Šijana, koje se predviđa kao sredstvo za povećanje prijenosne moći i unapređenje kvalitete opskrbe električnom energijom. Također uključuje izgradnju infrastrukturno ključne transformatorske stanice Vodnjan 220/110 kV, koja će zadovoljiti trenutne i neposredne buduće energetske potrebe regije te izgradnju DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj koji uz povećanje stabilnosti i efikasnosti elektroenergetskog podsustava Istre, dodatno pruža N-1 kriterij sjevernojadranskih otoka Lošinj i Cres (radijalno napajanje TS Lošinj iz TS Krk). U sklopu ovog plana, za razdoblje nakon 2031. godine, razmatra se nadogradnja TS Vodnjan na 400/220/110 kV kako bi se odgovorilo na očekivane dugoročne energetske potrebe. Također, razmatra se mogućnost izgradnje novog dalekovoda 110 kV

između Buzeta i Matulja. Ovo poglavlje pruža detaljan pregled tehnoloških i pogonskih aspekata planiranih projekata i inicijativa, nudeći smjernice za integraciju predstojećih promjena u postojeći sustav. S navedenim mjerama i infrastrukturnim razvojem, Istra se ističe kao primjer regije koja aktivno radi na stvaranju održive energetske budućnosti, spremna za izazove i rast koji dolaze s novim desetljećima. Analiza scenarija za jačanje pouzdanosti i sigurnosti elektroenergetskog podsustava Istre provedena je putem preciznih izračuna koji se temelje na stvarnoj potrošnji. Izračuni obuhvaćaju scenarije nerasploživosti termoelektrane Plomin 2 (N-1 analiza), ispad dvosistemskog 220 kV dalekovoda Pehlin -Plomin i Melina - Plomin (N-2 analiza), te istovremene nerasploživosti TE Plomin 2 i ispada dvosistemskog 220 kV dalekovoda Pehlin - Plomin i Melina - Plomin (N-3 analiza). Time se osigurava otpornost mreže i u slučajevima istovremenog ispada više elemenata. [13]

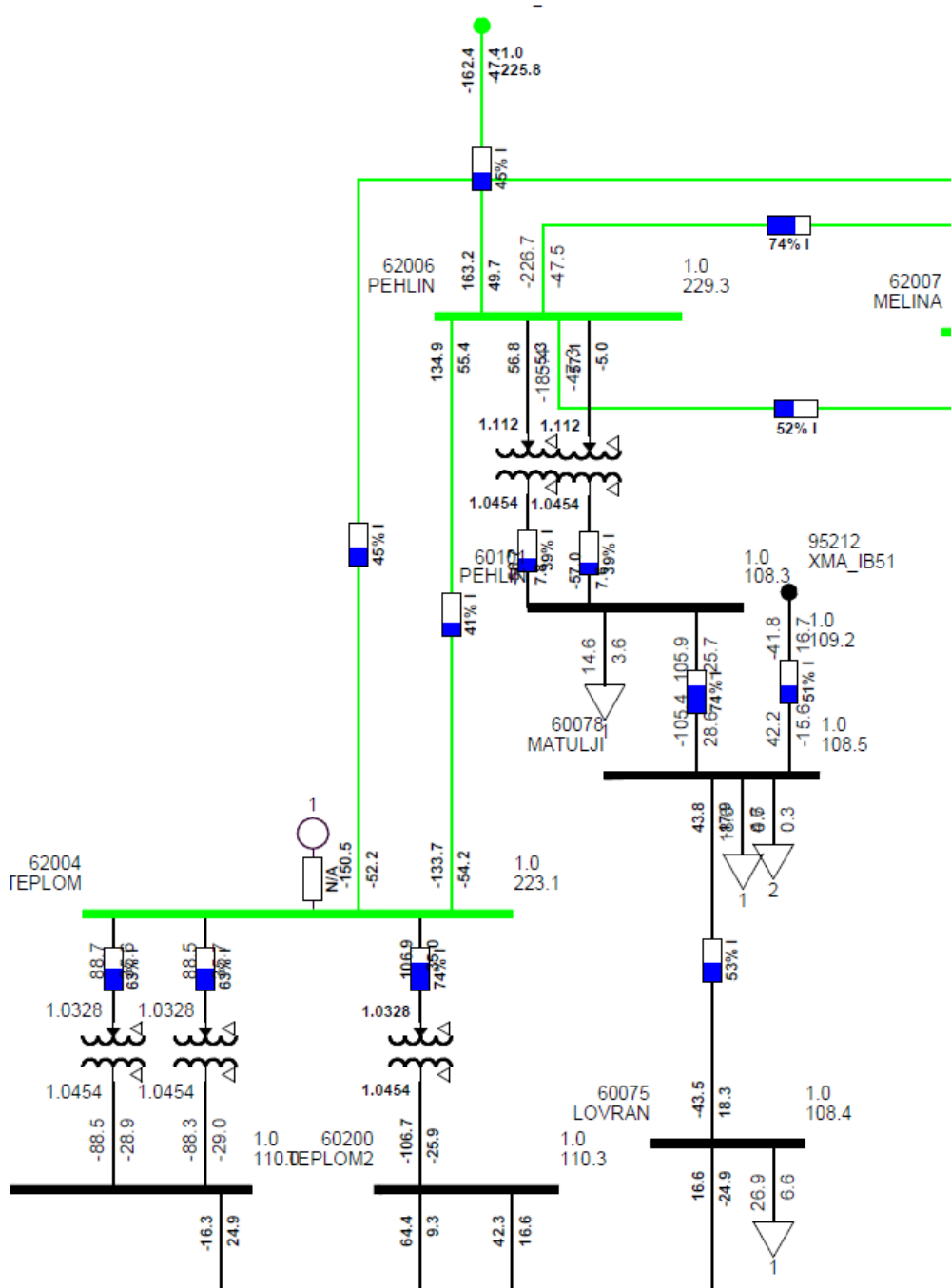
5.1. Trenutno stanje mreže

Slika 17 prikazuje trenutni izgleda istarskog elektroenergetskog podsustava. Glavno čvorište kao i jedini proizvodni objekt spojeni su na transformatorsku stanicu 220/110 kV Plomin, koja je trenutno jedina 220 kV transformatorska stanica na području Istre.

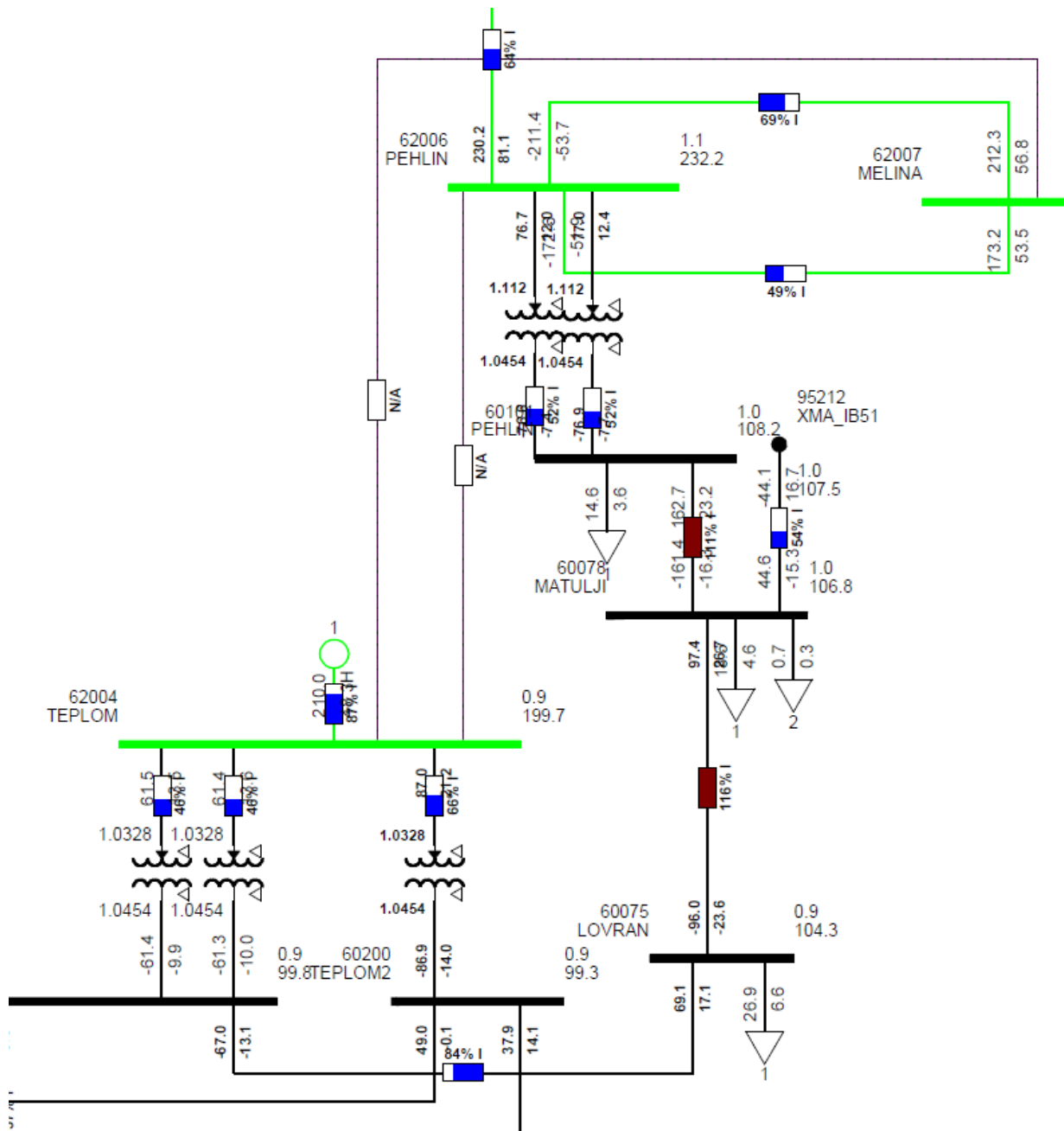


Slika 17. Prikaz trenutnog izgleda Istre

Slika 18. prikazuje isječak simulacije na kojem se vidi kako neraspoloživost TE Plomin 2 nema utjecaja na sigurnost elektroenergetskog podsustava Istre čak ni za vrijeme maksimalnog konzuma 343.39 MW, dok se na slici 19. vidi kako za slučaj N-2 kada je TE Plomin 2 u punom pogonu, a dvosistemski dalekovod 220 kV Melina-Plomin i Pehlin Plomin neraspoloživ dolazi do preopterećenja DV 110 kV Matulji-Lovran koji bi bio na 116 % svoje prijenosne moći. U ekstremnom slučaju N-3 kada bi se istovremeno dogodio ispad dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin te neraspoloživost TE Plomn 2, došlo bi do preopterećenja vodova Matulji-Lovran koji bi bio na 557% svog prijenosnog kapaciteta, kao i DV 110 kV Buje-Kopar koji bi bio na 234% svoje prijenosne moći. Izravna posljedica navedenih preopterećenja bi bilo isključenje istih, a rezultat bi bio prekid napajanja električnom energijom za cijeli Istarski poluotok. Sagledavajući trenutno stanje vidljivo je da je potrebna nadogradnja istarskog elektroenergetskog podsustava kako bi se osigurala sigurna i neprekidna opskrba električnom energijom u svim uvjetia. Simulacije N-1, N-2 i N-3 za trenutno stanje nalaze se u prilogu (Prilog 1., Prilog 2., Prilog 3.).



Slika 18. isječak simulacije N-1 (Neraspoloživ TE Plomin 2)



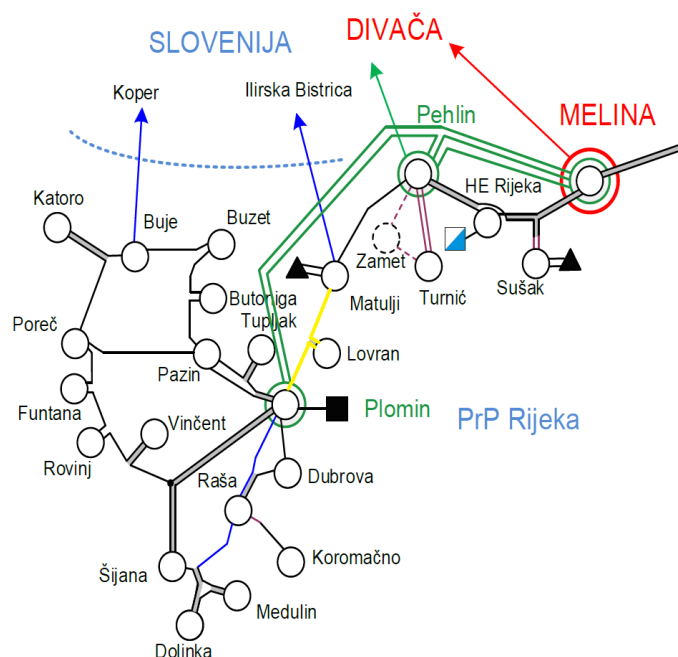
Slika 19. Simulacija trenutnog stana mreže u slučaju neraspoloživosti DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin

5.2. Proračun 2: proračun tokova snaga po desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže

Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže u Hrvatskoj za razdoblje 2022.-2031. temelji se na strategiji optimizacije i unapređenja tehničkih karakteristika mreže, s posebnim naglaskom na ekonomske čimbenike, prostorne izazove i ekološka pitanja. Ključna inovacija uključuje primjenu naprednih tehnologija, kao što su HTLS vodiči, ugradnja kondenzatorskih baterija, koji su dizajnirani da povećaju prijenosnu moć mreže i lokalno stabiliziraju napone. Da bi se postigla veća fleksibilnost, plan predviđa investicije koje su prilagodljive promjenjivim uvjetima, bilo da je riječ o neočekivanim izgradnjama elektrana ili dramatičnim promjenama na tržištu električne energije. U skladu s politikama EU, plan također podržava rast obnovljivih izvora energije kroz integraciju novih vjetroelektrana, solarnih elektrana, elektrana na biomasu ili bioplin i kogeneracijskih elektrana u mrežu. Kako bi se nadopunile ove inicijative, plan također promovira mjere energetske učinkovitosti s ciljem smanjenja opterećenja mreže. To će potaknuti smanjenje potrošnje kroz pojedina čvorišta 110 kV mreže. Pored toga, plan predviđa potrebna pojačanja u prijenosnom sustavu kako bi se odgovorilo na potencijalni rast broja distribuiranih izvora i obnovljivih izvora priključenih na mrežu. Uz stalnu kooperaciju HOPS-a i HEP ODS-a, plan određuje zajedničke projekte i odgovornosti za izgradnju i održavanje mreže. Kontinuirano praćenje i analiza integracije obnovljivih izvora u prijenosnu i distribucijsku mrežu osiguravaju da se rezultati svih analiza učinkovito integriraju u buduće planove razvoja, čime se jamči da mreža može efikasno i pouzdano podržavati energetske potrebe Hrvatske u slijedećem desetljeću. Sve simulacije ovog poglavlja koristit će izračunati konzum od 423.52 MW. [6, 13]

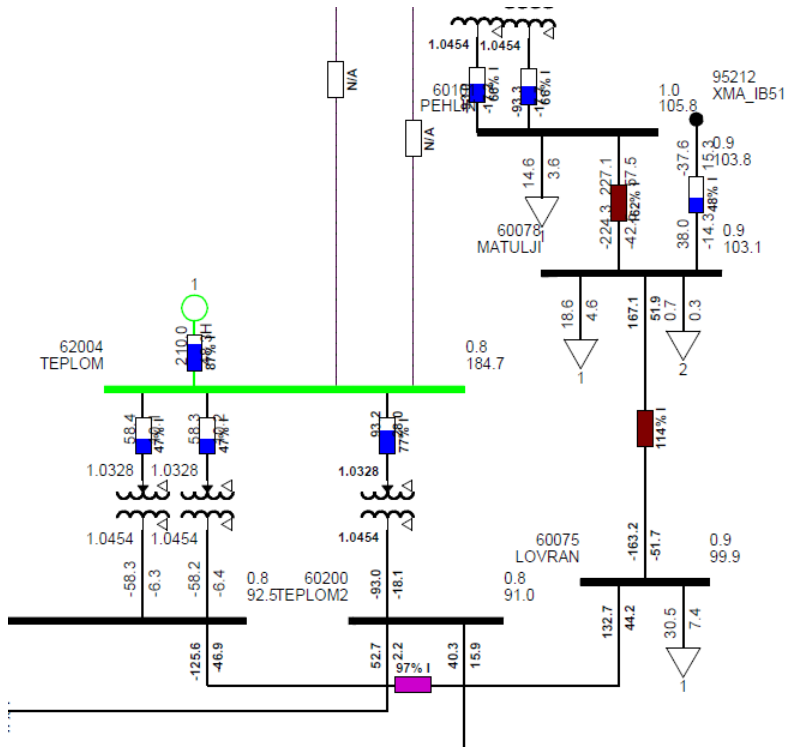
5.2.1. Povećanje prijenosne moći dalekovoda DV 110 kV Matulji-Lovran-Plomin

Da bi se poboljšala kvaliteta opskrbe električnom energijom u Istri tijekom perioda s visokim opterećenjem, planirano je postavljanje HTLS vodiča na dalekovodima 110 kV Matulji-Lovran i 110 kV Lovran-Plomin. Njegova prijenosna moć iznosi 89 MVA. Zamjenom postojećeg Al/Če vodiča sa HTLS vodičem ACCC Rovinj, moglo bi se značajno povećati prijenosnu moć, čak do 160 MVA. Na slici 20. jasno se vidi dionica koja je označena žutom bojom, gdje će se izvršiti zamjena klasičnog Al/če vodiča s naprednijim HTLS vodičem.

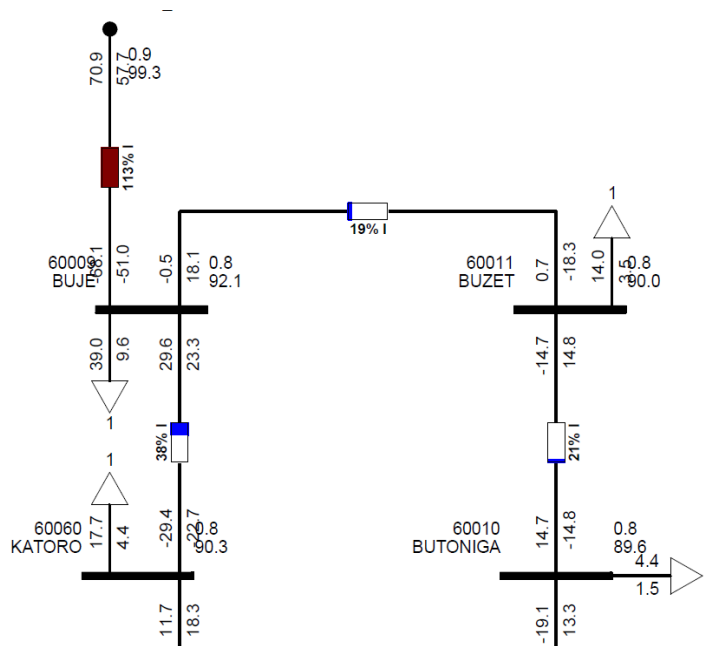


Slika 20. Povećanje prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran i Lovran-Plomin

U slučaju nerasploživost TE Plomin 2 (N-1 analiza) nema preopterećenja u mreži. Slika 21. prikazuje isječak N-2 analize na kojoj se vidi da prilikom ispada dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin, unatoč povećanju prijenosne moći 110 kV Matulji-Lovran je na 114% prijenosnog kapaciteta, a također je i DV 110 kV Buje-Kopar na 113% svojeg prijenosnog kapaciteta. Iako se radi o poremećenom pogonskom stanju, preopterećeni dalekovodi mogu i dalje ostati u pogonu, međutim problem nastaje s naponima, koji padaju ispod dozvoljenih granica i dolazi do naponskog sloma (prikazano na slici 22.). Kako bi se spriječilo taj događaj dispečeri operatora prijenosnog sustava moraju poduzeti pravovremeno protumjere. U ekstremnom slučaju N-3 kada bi se istovremeno dogodio ispad dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin te nerasploživost TE Plomin 2, došlo bi do preopterećenja vodova Matulji-Lovran koji bi bio na 443% svog prijenosnog kapaciteta, kao i DV 110 kV Buje-Kopar koji bi bio na 359% svojeg prijenosnog kapaciteta. Posljedica navedenih preopterećenja bila bi isključenje istih, a rezultat bi bio prekid napajanja električnom energijom za cijeli Istarski poluotok. Simulacije N-1, N-2 i N-3 nalaze se u prilogu (Prilog 4., Prilog 5., Prilog 6.)



Slika 21. isječak simulacije nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran-Plomin (Neraspoloživost dvosistemskog DV 220 kV)



Slika 22. isječak simulacije nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran-Plomin (Neraspoloživost dvosistemskog DV 220 kV)

Tablica 11. prikazuje ekonomsku analizu investicije koja je potrebna za povećanje prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran i Lovran-Plomin.

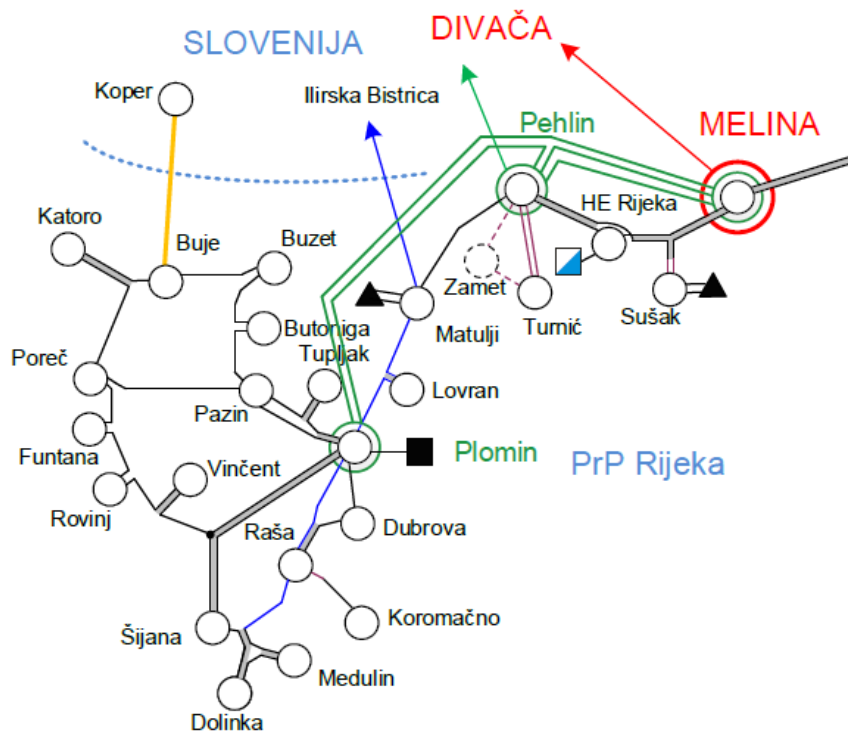
Tablica 11. Ekonomska analiza investicije povećanja prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran i Lovran-Plomin

Povećanje prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran-Plomin				
	jed. cijena	količina	cijena	cijena
Povećanje prijenosne moći dionice jednosistemskog DV 110 kV Matulji – Lovran na 160 MVA ugradnjom HTLS vodiča (u cijenu uključena nabava vodiča, ugradnja vodiča i projektantske usluge)	640.050 kn	8,684	5.558.194 kn	737.699,14 EUR
Povećanje prijenosne moći dionice jednosistemskog DV 110 kV Lovran – Plomin na 160 MVA ugradnjom HTLS vodiča (u cijenu uključena nabava vodiča, ugradnja vodiča i projektantske usluge)	640.050 kn	23,498	15.039.895 kn	1.996.137,09 EUR
	Ukupno:		20.598.089 kn	2.733.836,23 EUR

Zamjenom postojećih alučeličnih vodiča s vodičima HTLS tipa na dalekovodu 110 kV Matulji – Lovran - Plomin, ostvaruje se značajno povećanje prijenosne moći, ali samo po sebi nije dovoljno za održavanje sigurnosti i kvalitete opskrbe u narednom desetljeću. Prednost ovog rješenja je brzina implementacije i prihvatljivi troškovi investicije.

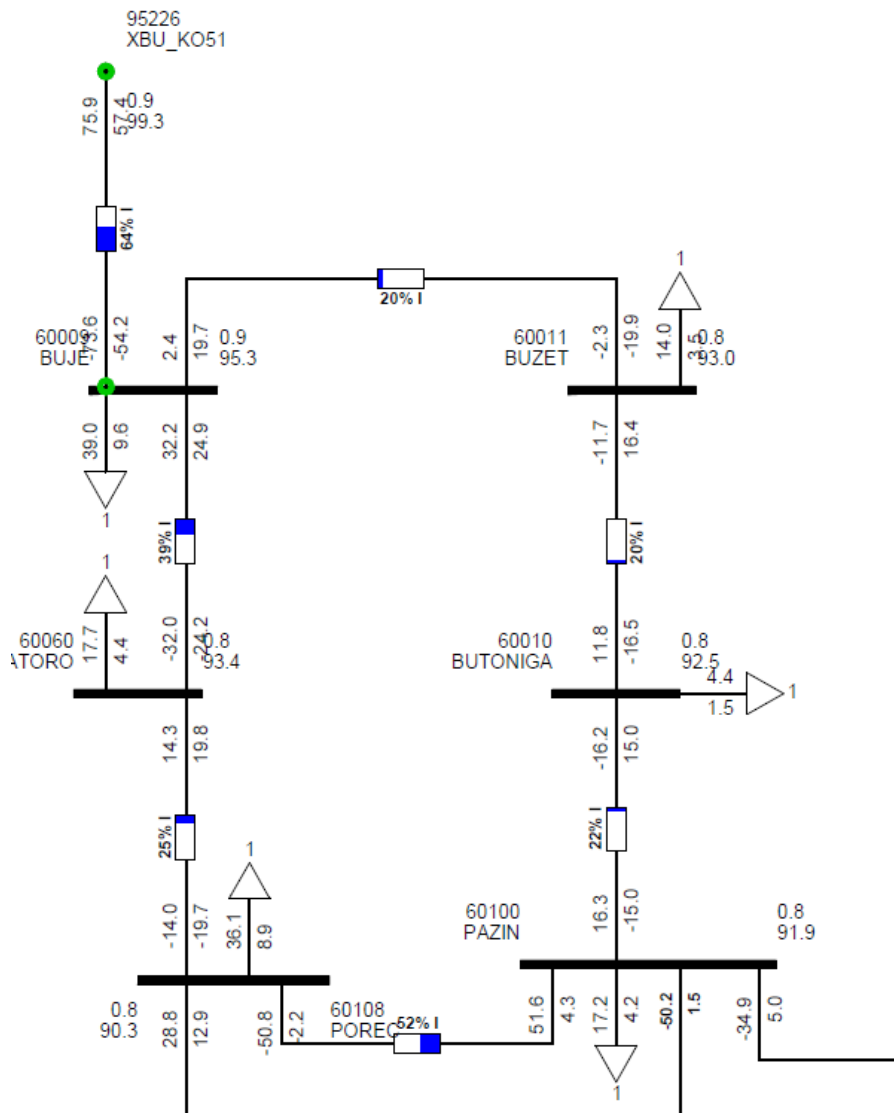
5.2.2. Povećanje prijenosne moći dalekovoda DV 110 kV Buje-Kopar

Uvidom u desetogodišnji plan HOPS-a, vidljivo je da se planira zamjena vodiča dalekovoda 110 kV Buje – Kopar koji se proteže na 16,32 km, pri čemu se 4,1 km nalazi na teritoriju Republike Hrvatske. Njegova prijenosna moć iznosi 89 MVA. Zamjenom postojećeg Al/Če vodiča sa HTLS vodičem ACCC Rovinj, moglo bi se značajno povećati prijenosnu moć, čak do 160 MVA. Na slici 23. žutom bojom označen je DV 110 kV Buje-Kopar.



Slika 23. Povećanje prijenosne moći DV 110 kV Buje-Kopar

Povećanjem prijenosne moći DV 110 kV Buje-Kopar neraspoloživost TE Plomin 2 (N-1) ne predstavlja ugrozu za elektroenergetski podsustav Istre. Neraspoloživost dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin (N-2) ne uzrokuju preopterećenja dalekovoda podsustava, naponi su dalje ispod dozvoljenih granica te je potrebno poduzeti protumjere od strane dispečera operatora prijenosnog sustava. U ekstremnom slučaju N-3 kada bi se istovremeno dogodio ispad dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin te neraspoloživost TE Plomin 2, došlo bi do preopterećenja vodova Matulji-Lovran koji bi bio na 271% svog prijenosnog kapaciteta, kao i DV 110 kV Buje-Kopar koji bi bio na 151% svojeg prijenosnog kapaciteta. Navedena preopterećenja, iako manja nakon dogradnje DV 110 kV Buje-Kopar, imala bi i dalje posljedicu ispad istih, a rezultat bi bio prekid napajanja električnom energijom za cijeli Istarski poluotok. Simulacije N-1, N-2 i N-3 nalaze se u prilogu (Prilog 7., Prilog 8., Prilog 9.)



Slika 24. isječak simulacije nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Buje- Koper (Neraspoloživost dvosistemsog DV 220 kV)

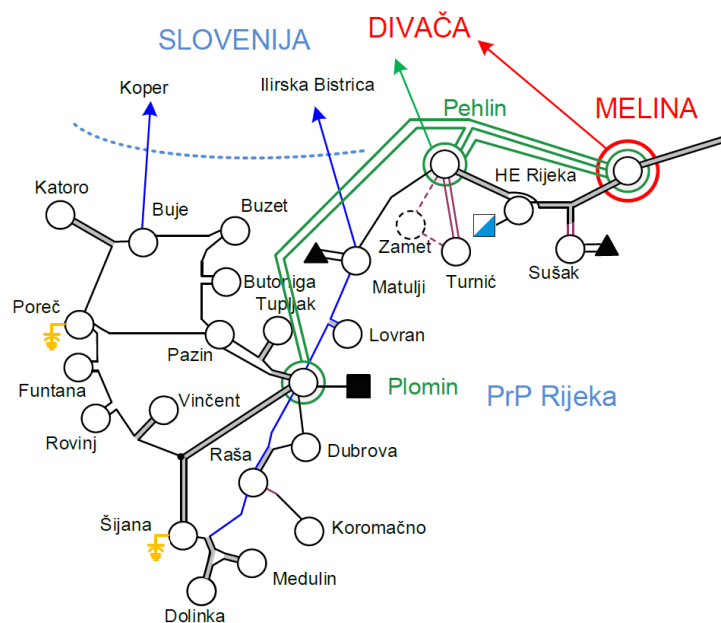
Tablica 12. Ekonomska analiza investicije povećanja prijenosne moći DV 110 kV Buje-Koper

Povećanje prijenosne moći DV 110 kV Buje-Koper				
	jed. cijena	količina	cijena	cijena
HR dio Povećanje prijenosne moći dionice jednosistemskog DV 110 kV Buje – Koper na 160 MVA ugradnjom HTLS vodiča (u cijenu uključena nabava vodiča, ugradnja vodiča i projektantske usluge)	640.050 kn	4,06	2.598.603 kn	344.893,89 EUR
SI dio (samo za info) Povećanje prijenosne moći dionice jednosistemskog DV 110 kV Buje – Koper na 160 MVA ugradnjom HTLS vodiča (u cijenu uključena nabava vodiča, ugradnja vodiča i projektantske usluge)	2.936.700 kn	12,24	35.945.208 kn	4.770.748,95 EUR
	Ukupno:		38.543.811 kn	5.115.642,84 EUR

Zamjenom Al/Če vodiča sa HTLS vodičem na dalekovodu 110 kV Buje - Koper, postiže se značajno povećanje prijenosne moći, što umanjuje opasnost od preopterećenja. Međutim, ovakvo tehničko rješenje ne eliminira problem niskih napona koji se pojavljuju tijekom perioda visoke ljetne potrošnje, kada lokalna mreža 220 kV nije raspoloživa. Prednost ovog rješenja je brzina implementacije i prihvatljivi troškovi investicije.

5.2.3. Ugradnja kondenzatorskih baterija 25 Mvar u TS Poreč i TS Šijana

Da bi se riješile poteškoće s niskim naponima u Istri, koje se mogu javiti tijekom perioda s visokom potrošnjom ljeti (preko 300 MW) i koje dovode do pada napona na trasi Poreč-Funtana-Rovinj-Vincent-Šijana-Dolinka-Medulin-Raša, neophodno je postaviti kondenzatorske baterije. Time će se osigurati da napon ostane unutar dopuštenih granica prema mrežnim pravilima prijenosnog sustava. Na slici 25. žutim simbolima su prikazane transformatorske stanice u kojima se ugrađuju kondenzatorske baterije 25 Mvar.



Slika 25. Prikaz lokacija ugradnje kondenzatorskih baterija

Ugradnjom kondenzatorskih baterija u transformatorske stanice 110/x kV Poreč i Šijana vidljiv je pozitivan utjecaj na napone podsustava. N-1 i N-2 analize sigurnosti pokazale su kako ugradnja kondenzatorskih baterija uz povećanje prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran, Lovran-Plomin i Buje-Koper omogućuju podsustavu da nesmetano funkcionira u N-2 scenariju. U slučaju N-3 scenarija dispečeri operatora prijenosnog sustava moraju poduzimati protumjere kako ne bi došlo do prestanka opskrbe električnom energijom. Simulacije N-1, N-2 i N-3 nalaze se u prilogu diplomskog rada (Prilog 10., Prilog 11., Prilog 12.).

Tablica 13. prikazuje ekonomsku analizu investicije ugradnje kondenzatorskih baterija u TS 110/x kV Šijana i Poreč.

Tablica 13. Ekonomska analiza investicije ugradnje kondenzatorskih baterija u TS 110/x kV Šijana i Poreč.

<i>Ugradnja kondenzatorskih baterija u TS Šijana i TS Poreč 110/x kV</i>				
	<i>jed. cijena</i>	<i>količina</i>	<i>cijena</i>	<i>cijena</i>
<i>Dogradnja vodnog polja u TS 110/x kV Šijana</i>	<i>2.936.700 kn</i>	<i>1</i>	<i>2.936.700 kn</i>	<i>389.767,07 EUR</i>
<i>Dogradnja vodnog polja u TS 110/x kV Poreč</i>	<i>2.936.700 kn</i>	<i>1</i>	<i>2.936.700 kn</i>	<i>389.767,07 EUR</i>

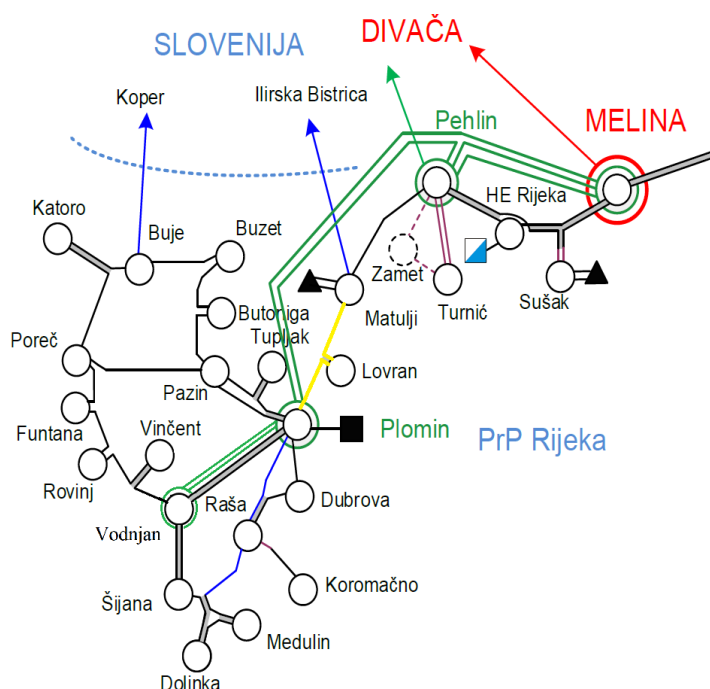
<i>Nabava i ugradnja kondenzatorskih baterija 2x25 Mvar</i>	<i>5.647.500 kn</i>	<i>1</i>	<i>5.647.500 kn</i>	<i>749.552,06 EUR</i>
	<i>Ukupno:</i>		<i>11.520.900 kn</i>	<i>1.529.086,20 EUR</i>

Ugradnja kondenzatorskih baterija ukupne snage od 50 Mvar (2x25 Mvar) u transformatorske stanice 110/x kV TS Šijana i TS Poreč rješava problematiku niskih napona u uvjetima visokog ljetnog konzuma i kada je lokalna mreža 220 kV van funkcije no nema gotovo nikakav utjecaj na preopterećenje dalekovoda 110 kV Buje-Koper. Prednosti ovog tehničkog rješenja uključuju brzo vrijeme potrebno za realizaciju te prihvatljive troškove investicije.

Povećanjem prijenosne moći dalekovoda 110 kV Buje-Koper ugradnjom HTLS vodiča te postavljanjem kondenzatorskih baterija ukupne snage 50 Mvar (2x25 Mvar) u transformatorskim stanicama 110/x kV TS Šijana i TS Poreč, značajno se smanjuje rizik od preopterećenja dalekovoda Buje-Koper i rješava problematika niskih napona u uvjetima visokog ljetnog konzuma i nedostupnosti lokalne mreže 220 kV. Ugradnjom kondenzatorskih baterija u dva visokonaponska polja omogućila bi se kontinuirana uključenost jedne baterije od 25 Mvar tijekom ljetnih mjeseci, dok bi se dodatnih 25 Mvar uključivalo po potrebi.

5.2.4. Izgradnja TS 220/110 kV Vodnjan

Zbog predviđenog povećanja potrebe za energijom u Istri planira se izgradnja transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan kapaciteta transformacije 2x150 MVA. Također, planirano je nadograditi povećanje izolacijske razine na 110 kV dalekovodu Plomin – Vodnjan na 220 kV razinu. Za vrijeme vršnih ljetnih opterećenja, moguće su manje preopterećenosti transformatora 220/110 kV u Plominu kada drugi paralelni transformator nije u funkciji, što ukazuje na potrebu za dodatnim transformatorom u TS 220/110 kV Vodnjan. Ekonomičnost izgradnje TS 220/110 kV Vodnjan je potvrđena analizom i očekuje se do 2034. godine. Na slici 26. vidljiva je lokacija nove transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan.



Slika 26. Izgradnja transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan

Izgradnja transformatorske stanice 220/110 kV u N-1 i N-2 slučajevima dodatno podiže napone istarskog podsustava. U N-3 scenariju dispečeri operatora prijenosnog sustava i dalje moraju poduzimati protumjere kako ne bi došlo do prestanka opskrbe električnom energijom u istarskom elektroenergetskom podsustavu. Simulacije N-1, N-2 i N-3 nalaze se u prilogu diplomskog rada (Prilog 13., Prilog 14., Prilog 15.).

Tablica 14. prikazuje ekonomsku analizu troškova izgradnje TS 220/110 kV Vodnjan.

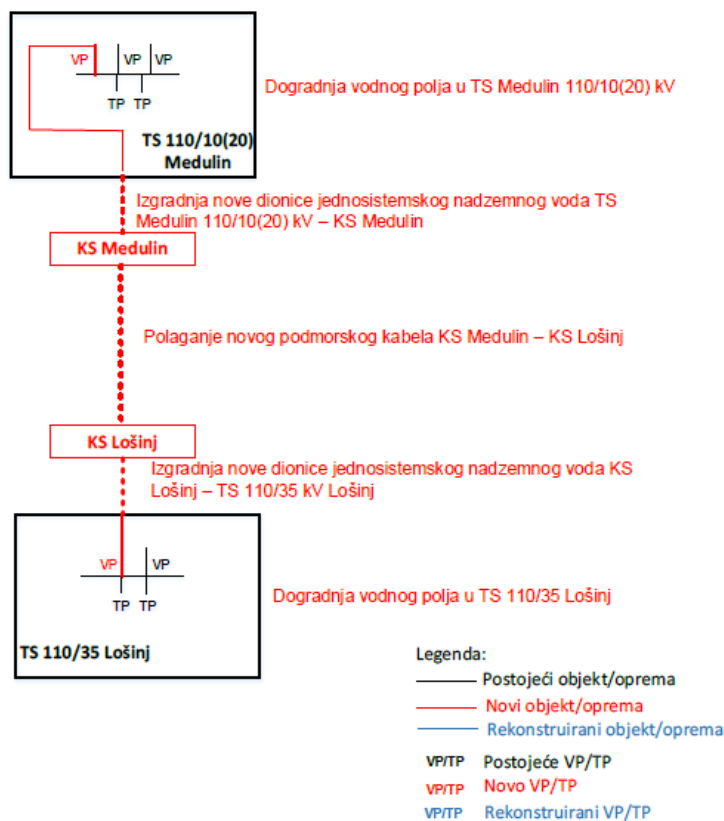
Tablica 14. Ekonomska analiza investicije izgradnje nove transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan

Izgradnja TS Vodnjan 220/110 kV				
	jed. cijena	količina	cijena	cijena
Izgradnja 220 kV postrojenja (Ukupno 6 novih VP/TP/SP)	4.518.000 kn	6	27.108.000 kn	3.597.849,89 EUR
Izgradnja 110 kV postrojenja (Ukupno 9 novih VP/TP/SP)	2.936.700 kn	9	26.430.300 kn	3.507.903,64 EUR
Ostali troškovi ugradnje sekundarne opreme (cca 25% cijene VN opreme)	53.538.300 kn	0,25	13.384.575 kn	1.776.438,38 EUR
Nabava i ugradnja dva komada energetskih transformatora 220/110 kV (150 MVA)	12.424.500 kn	2	24.849.000 kn	3.298.029,07 EUR
Izgradnja nove dionice dvosistemskog DV 110 kV	1.694.250 kn	1,2	2.033.100 kn	269.838,74 EUR
Rješavanje imovinsko pravnih odnosa	200.000 kn	1,2	240.000 kn	31.853,47 EUR
	Ukupno:		94.044.975 kn	12.481.913,20 EUR

Izgradnjom transformatorske stanice 220/110 kV povećava se kvaliteta isporučene energije regije. U slučaju neraspoloživosti lokalne 220 kV mreže TS 220/110 kV Vodnjan nema utjecaj na poboljšanje isporuke električne energije, međutim ostavlja mogućnost nadogradnje u budućnosti u TS 400/220/110 kV Vodnjan s čime TS Plomin 220/110 kV više ne bi bilo glavno čvorište i znatno bi se povećala sigurnosti podsustava i povećala kvaliteta opskrbe električne energije.

5.2.5. izgradnja DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj

U okviru analize razvoja Istarske mreže pri nedostupnosti lokalne 220 kV mreže, istražen je utjecaj i odgovarajućeg tehničkog rješenja izgradnje novog DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj na tokove snaga i naponske uvjete.



Slika 27. shematski prikaz izgradnje novog DV/KB Medulin-Lošinj

Tehničko rješenje uključuje sljedeće investicijske aktivnosti:

- Dogradnja vodnog polja u TS Medulin 110/10(20) kV,
- Izgradnja nove dionice jednosistemskog nadzemnog vodiča između TS Medulin 110/10(20) kV i KS Medulin,
- Postavljanje novog podmorskog kabela između KS Medulin i KS Lošinj,
- Izgradnja nove dionice jednosistemskog nadzemnog voda između KS Lošinj i TS Lošinj,
- Proširenje vodnog polja u transformatorskoj stanici 110/35 kV Lošinj.

Analize N-1 i N-2 pokazale su kako bi povezivanje TS 110 kV Medulin- Lošinj imalo pozitivan utjecaj na rasterećenje DV 110 kV Matulji-Lovran-Plomin i DV 110 kV Buje-Kopar. N-3 analiza pokazala je poboljšanje tokova snaga i naponskih prilika istarskog podsustava, međutim i dalje su potrebne protumjere kako ne bi došlo do prekida napajanja podsustava. Simulacije N-1, N-2 i N-3 nalaze se u prilogu rada (Prilog 16., Prilog 17., Prilog 18.).

Tablica 15. prikazuje ekonomsku analizu troškova izgradnje novog DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj.

Tablica 15. Ekonomska analiza investicije izgradnje novog DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj.

Izgradnja novog DV/KB 110 kV Medulin - Lošinj				
	jed. cijena	količina	cijena	cijena
Dogradnja vodnog polja u TS 110/35 kV Lošinj	2.936.700 kn	1	2.936.700 kn	389.767,07 EUR
Dogradnja vodnog polja u TS Medulin 110/10(20) kV	2.936.700 kn	1	2.936.700 kn	389.767,07 EUR
Izgradnja nove dionice jednosistemskog nadzemnog voda TS Medulin 110/10(20) kV – KS Medulin	1.317.750 kn	5,2	6.852.300 kn	909.456,50 EUR
Polaganje novog podmorskog kabela KS Medulin – KS Lošinj	8.495.538 kn	38	322.830.444 kn	42.846.963,17 EUR
Izgradnja nove dionice jednosistemskog nadzemnog voda KS Lošinj – TS 110/35 kV Lošinj	1.317.750 kn	2,4	3.162.600 kn	419.749,15 EUR
Rješavanje imovinsko pravnih odnosa	200.000 kn	7,6	1.520.000 kn	201.738,67 EUR
	Ukupno:		340.238.744 kn	45.157.441,64 EUR

Projekt izgradnje DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj zahtijeva velika financijska sredstva za realizaciju. Utrošak tolikih sredstava opravdala bi očekivana korist dobivena od povezivanja Medulina s Lošinjem. Izgradnja veze Medulin-Lošinj osim dodatnog smjera napajanja juga

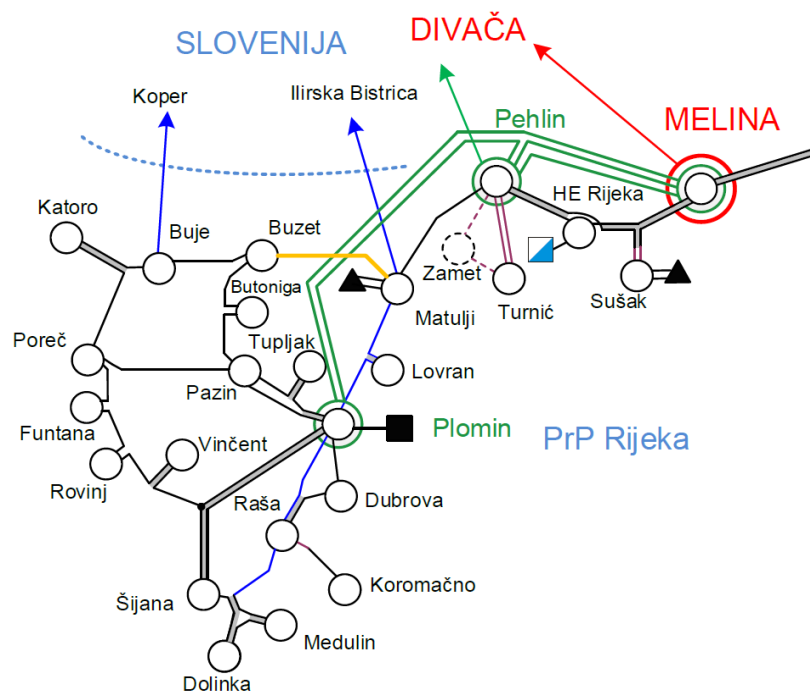
Istarskog poluotoka te rasterećenje DV 110 kV Matulji-Lovran-Plomin, donosi dodatnu korist kao alternativni pravac napajanja Lošinja i Cresa u slučaju ispada DV/KB 110 kV Krk-Lošinj.

5.3. Moguća rješenja nakon desetogodišnjeg plana

Analize u ovom poglavlju odrađene su sa vrijednostima konzuma za 2041. godinu, izračunatog uz primjenu logističkog modela rasta opterećenja, odnosno uz vrijednost konzuma od 498.52 MW.

5.3.1. Izgradnja novog DV 110 kV Matulji-Buzet

Koncept izgradnje novog DV 110 kV između TS Matulji i TS Buzet ima za cilj osigurati dodatni pravac napajanja za središnju Istru iz 110 kV mreže, zaobilazeći vodove s ograničenom prijenosnom moći (Matulji – Lovran – Plomin) te 110 kV postrojenje unutar TE Plomin. Procijenjena dužina ovog voda bila bi oko 30 km. U ovom scenariju uzeto je u obzir da bi vod bio opremljen vodičima s većom prijenosnom moći nego što je uobičajeno, dakle HTLS vodičima (npr. ACCC Rovinj).



Slika 28. Izgradnja novog DV 110 kV Matulji-Buzet

Tehničko rješenje uključuje sljedeće investicijske aktivnosti:

- Proširenje vodnog polja u transformatorskoj stanici 110/20(25) kV Matulji,
- Postavljanje nove dionice jednosistemskog DV 110 kV Matulji i Buzet,
- Proširenje vodnog polja u transformatorskoj stanici 110/20 kV Buzet.

Analize N-1 i N-2 pokazale su kako izgradnja DV 110 kV Matulji-Buzet rasterećuje DV 110 kV Matulji-Lovran i Lovran-Plomin preuzimajući dio tereta. N-3 analiza pokazuje da se uz ostale i novi DV 110 kV Matulji-Buzet preopterećuje te dolazi na 184% svojeg prijenosnog kapaciteta pa dispečeri operatora prijenosnog sustava moraju poduzimati protumjere kako bi spriječili prekid napajanja Istarskog poluotoka. Simulacije N-1, N-2 i N-3 nalaze se u prilogu rada (Prilog 19., Prilog 20., Prilog 21.).

Tablica 16. prikazuje ekonomsku analizu troškova izgradnje novog DV 110 kV Matulji-Buzet.

Tablica 16. Ekonomska analiza investicije izgradnje novog DV 110 kV Matulji-Buzet

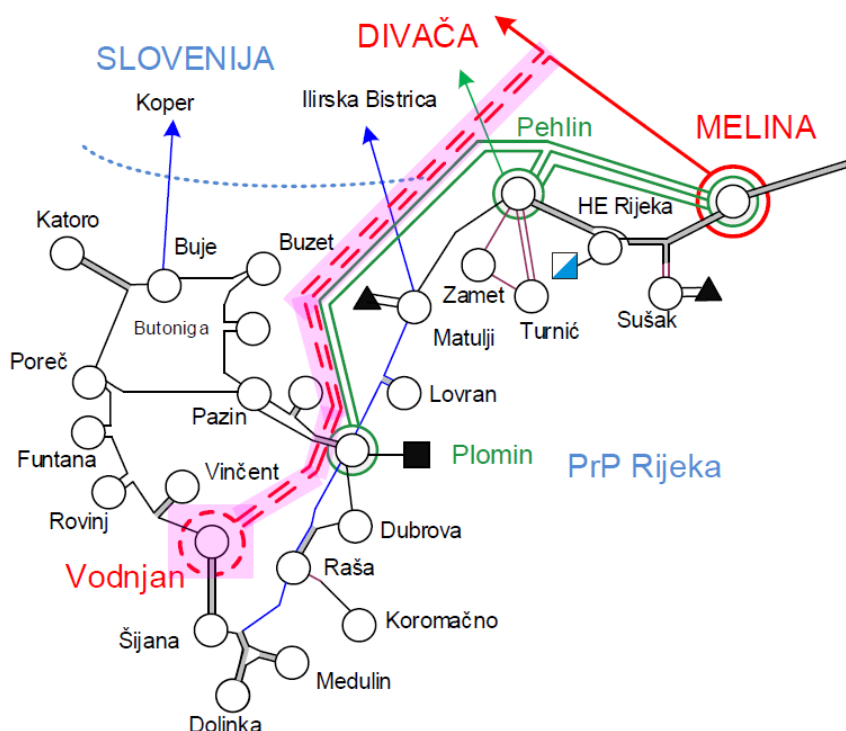
Izgradnja novog DV 110 kV Matulji-Buzet				
	jed. cijena	količina	cijena	cijena
Dogradnja vodnog polja u TS 110/20(25) kV Matulji	2.936.700 kn	1	2.936.700 kn	389.767,07 EUR
Izgradnja nove dionice jednosistemskog DV 110 kV Matulji-Buzet (uz pretpostavku ugradnje Al/Č 360/57 mm ²)	1.317.750 kn	35	46.121.250 kn	6.121.341,83 EUR
Dogradnja vodnog polja u TS 110/20 kV Buzet	2.936.700 kn	1	2.936.700 kn	389.767,07 EUR
Rješavanje imovinsko pravnih odnosa	200.000 kn	35	7.000.000 kn	929.059,66 EUR
	Ukupno:		58.994.650 kn	7.829.935,63 EUR

Izgradnjom novog jednostrukog dalekovoda DV 110 kV Matulji-Buzet, dolazi do značajnog poboljšanja naponskih uvjeta u periodima visoke ljetne potrošnje i kada lokalna 220 kV mreža nije dostupna. Nedostaci ovog pristupa uključuju visoke investicijske troškove te produljeno

vrijeme koje je potrebno za njegovu realizaciju, prvenstveno zbog montaže stupova na teškom terenu.

5.3.2. Dogradnja TS Vodnjan 220/110 kV na 400/220/110 kV

U okviru proučavanja razvitka istarske mreže kada lokalna 220 kV mreža nije dostupna, dodatno je istražena mogućnost postavljanja novog dalekovoda po principu "uvod-izvod" na DV 400 kV Melina-Divača te izgradnja/dogradnja TS Vodnjan 400/220/110 kV.



Slika 29. prikaz izgradnje novog dalekovoda po principu „uvod-izvod“ na postojeći DV 400 kV Melina-Divača i izgradnja TS Vodnjan 400/220/110 kV

Tehničko rješenje uključuje sljedeće investicijske aktivnosti:

- Proširenje i unapređenje transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan na TS 400/220/110 kV Vodnjan, što uključuje izgradnju dva nova 400 kV vodna polja (VP Melina i VP Divača), izgradnju dva nova transformatorska polja 400/220 kV, izgradnju dva nova sistema glavnih i jedan novi sistem pomoćnih sabirnica 400 kV te izgradnju dva spojna polja 400 kV (SP GS-PS, SP GS1-GS2) ,
- Dobava i ugradnja dvaju energetskih transformatora 400/220 kV(2x400 MVA),

- Postavljanje nove dionice dvosistemskog nadzemnog DV 400 kV do točke interpolacije u DV 400 kV Melina-Divača.

Dogradnjom TS 220/110 kV Vodnjan u TS 400/220/110 Vodnjan, postiže se sigurna i efikasna opskrba električnom energijom u slučajevima N-1, N-2 i N-3. Simulacije N-1, N-2 i N-3 nalaze se u prilogu rada (Prilog 22., Prilog 23., Prilog 24.).

Tablica 17. prikazuje ekonomsku analizu troškova nadogradnje transformatorske stanice 220/110 Vodnjan

Tablica 17. Ekonomska analiza investicije nadogradnje transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan

Izgradnja dalekovoda po principu „uvod-izvod“ na DV 400 kV Melina-Divača i nadogradnja TS Vodnjan na 400/220/110 kV				
	jed. cijena	količina	cijena	cijena
Dogradnja i podizanje TS 110/20 kV Pazin na TS 400/220/110 kV Vodnjan (ukupno 5 novih VP/TP/SP)	5.835.750 kn	5	29.178.750 kn	3.872.685,65 EUR
Ostali troškovi dogadnje postojeće TS Vodnjan 220/110 kV (sekundarna oprema, cca 25% cijene VN opreme)	29.178.750 kn	0,25	7.294.688 kn	968.171,41 EUR
Nabava i ugradnja dva komada energetskih transformatora 400/220 kV	45.207.000 kn	2	90.414.000 kn	12.000.000,00 EUR
Izgradnja nove dionice dvosistemskog nadzemnog DV 400 kV do mjesta uvoda/izvoda na DV 400 kV Melina-Divača	4.518.000 kn	73	329.814.000 kn	43.773.840,33 EUR
Rješavanje imovinsko pravnih odnosa	200.000 kn	73	14.600.000 kn	1.937.753,00 EUR
	Ukupno:		471.301.438 kn	62.552.450,39 EUR

Investicija nadogradnje TS 400/220/110 kV Vodnjan, iako skupa, nužna je investicija u narednim desetljećima za Istarski elektroenergetski podsustav. Nadogradnjom bi se postiglo veliko povećanje sigurnosti sustava kao i visoka kvaliteta električne energije. Mana ovog zahvata je potrebno vrijeme realizacije, koje može trajati godinama.

6. Zaključak

U ovom diplomskom radu detaljno je analiziran elektroenergetski podsustav Istarskog poluotoka, odnosno istražena je trenutna struktura, kapaciteti i izazovi s kojima se isti suočava. Ova analiza, koja uključuje scenarije ispada ključnih komponenti poput termoelektrane Plomin 2 i dvosistemskog dalekovoda 220 kV Melina-Plomin i Melina-Pehlin, omogućila je duboko razumijevanje potreba i mogućnosti za unapređenje sigurnosti i efikasnosti sustava. Uvid u postojeće stanje mreže i potencijalne rizike jasno ukazuje na potrebu za uvođenjem tehnoloških inovacija poput HTLS vodiča i kondenzatorskih baterija. Izgradnja transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan dodatno će poboljšati efikasnost i pouzdanost sustava. Povezivanje istarskog elektroenergetskog sustava s novim DV/KB 110 Medulin-Lošinj i DV 110 kV Matulji-Buzet donosi prednosti u obliku dodatnog napajanja Istre u slučaju ispada ključnih komponenti kao što su TE Plomin 2 i dvosistemski DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin, kao i resterećenje postojećeg DV 110 kV Matulji-Lovran. Nadogradnja TS 400/220/110 kV TS Vodnjan može u ekstremnom slučaju, a to je neraspoloživost TE Plomin 2 i ispad dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin, osigurati sigurnu i kvalitetnu opskrbu električnom energijom cijelog Istarskog poluotoka.

7. Literatura

- [1] HOPS Prijenosna mreža. Preuzeto 18.listopada 2023. s <https://www.hops.hr/prijenosna-mreza>
- [2] HOPS. Shema EES-a. Preuzeto 18. listopada 2023. s <https://www.hops.hr/shema-ees-a>
- [3] HOPS. Dalekovodi. Preuzeto 18. listopada 2023. s <https://www.hops.hr/dalekovodi>
- [4] HOPS. Transformatorske stanice. Preuzeto 18. listopada 2023. s <https://www.hops.hr/transformatorske-stanice>
- [5] HEP Proizvodnja d.o.o., "Proizvodi i usluge," preuzeto 20.listopada 2023
<http://www.hep.hr/proizvodnja/proizvodi-i-usluge>
- [6] Arhiva PrP-a Rijeka, HOPS d.d.
- [7] Hrvoje Požar, Snaga i energija u elektroenergetskim sistemima, prvi svezak, drugo, prošireno i potpuno prerađeno izdanje, 1983.
- [8] Franković, D. (2023). Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja postrojenja za proizvodnju kamene vune Rockwool Adriatic na prijenosnu mrežu.
- [9] HOPS: „Mrežna pravila prijenosnog sustava“, Narodne novine, 67/2017, 105, Zagreb, 2017.
- [10] Vučković, A.(2016) Faze upravljanja projektom na primjeru projekta rekonstrukcije HE Zakučac, Sveučilište u Splitu, Ekonomski fakultet u Splitu,
<https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:124:095129>
- [11] Energetski institut Hrvoje Požar. "Studija utjecaja na okoliš: Izgradnja trafostanice (TS) i rasklopnog postrojenja (RP) 220/110 kV Guran (Vodnjan), rekonstrukcija i rasplet priključnih dalekovoda (DV) snage 220 kV i 110 kV", Zagreb, rujan 2021.
- [12] Priselac, F. (2023). Razvoj područnog elektroenergetskog sustava istarskog poluotoka [Diplomski rad]. Tehnički fakultet Sveučilišta u Rijeci.
<https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:190:380073>
- [13] „Desetogodišnji plan razvoja hrvatske prijenosne mreže 2022.-2031. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje“, HOPS, 2021.

8. POPIS OZNAKA I KRATICA

EES	Elektroenergetski sustav
ENTSO	eng. (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
Al/Če	Aluminijski vodič ojačan čelikom
HTLS vodič	Visokotemperaturni vodič malog provjesa (eng. High Temperature Low Sag)
ACCC/TW vodič	Visokotemperaturni aluminijski vodič s kompozitnom jezgrom (eng. <i>Aluminum Conductor Composite Core/Trapezoidal wire</i>)
FACTS	eng. (Flexible Alternating Current Transmission Systems)
SVC	Statički VAR kompenzatori
MSC	Mehanički preklapani kondenzatori
MSCDn	Antirezonantna prigušnica

9. SAŽETAK I KLJUČNE RIJEČI

Istarski elektroenergetski podsustav narednih godina suočavat će se izazovima održavanja sigurnosti i kvalitete opskrbe električnom energijom tijekom ljetnih mjeseci kada potrošnja električne energije značajno poraste radi turističke sezone. Nužno je konstantno ulaganje u razvoj elektroenergetskog podsustava povećanjem prijenosne moći postojećih dalekovoda zamjenom klasičnih Al/Če vodiča sa HTLS vodičima, ugradnjom kondenzatorskih baterija te izgradnjom novih transformatorskih stanica i dalekovoda. Simulacijama provedenim pomoću softvera PSS®E analizirana su moguća tehnička rješenja unapređenja elektroenergetskog podsustava kako bi se povećala sigurnost i pouzdanost opskrbe električnom energijom. Analize uključuju simulacije za slučaj neraspoloživosti termoelektrane Plomin 2, koji je jedini proizvodni objekt na području Istarskog podsustava, kao i ispad dvosistemskog dalekovoda 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin. Simulacije također uključuju ekstreman slučaj istovremene neraspoloživosti termoelektrane Plomin 2 i ispada dvosistemskog dalekovoda 220 kV Melina-Plomin i Pehlin-Plomin. Povećanje prijenosne moći dalekovoda 110 kV Matulji-Lovran, Lovran-Plomin i Buje- Koper te ugradnja kondenzatorskih baterija u transformatorske stanice 110 kV Šijana i Poreč povećava se sigurnost elektroenergetskog podsustava i kvaliteta opskrbe električnom energijom tijekom turističke sezone. Izgradnja nove transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan dodatno povećava kvalitetu opskrbe električnom energijom, dok izgradnja dalekovoda/kabela 110 kV Medulin-Lošinj i dalekovoda Matulji-Buzet pružaju alternativne pravce napajanja Istarskog podsustava. Nadogradnja transformatorske stanice Vodnjan na 400/220/110 kV te interpoliranjem u DV 400 kV Melina-Divača, osigurava se sigurnost i kvaliteta opskrbe u slučaju istovremene neraspoloživosti termoelektrane Plomin 2 i dvosistemskog dalekovoda 220 kV Melina-Plomin i Pehlin Plomin.

Ključne riječi: Visokotemperaturni vodič malog provjesa, kondenzatorske baterije, izgradnja dalekovoda, izgradnja transformatorske stanice, elektroenergetski podsustav istre, analiza sigurnosti po N-1 kriteriju, dvosistemski dalekovod, termoelektrana Plomin.

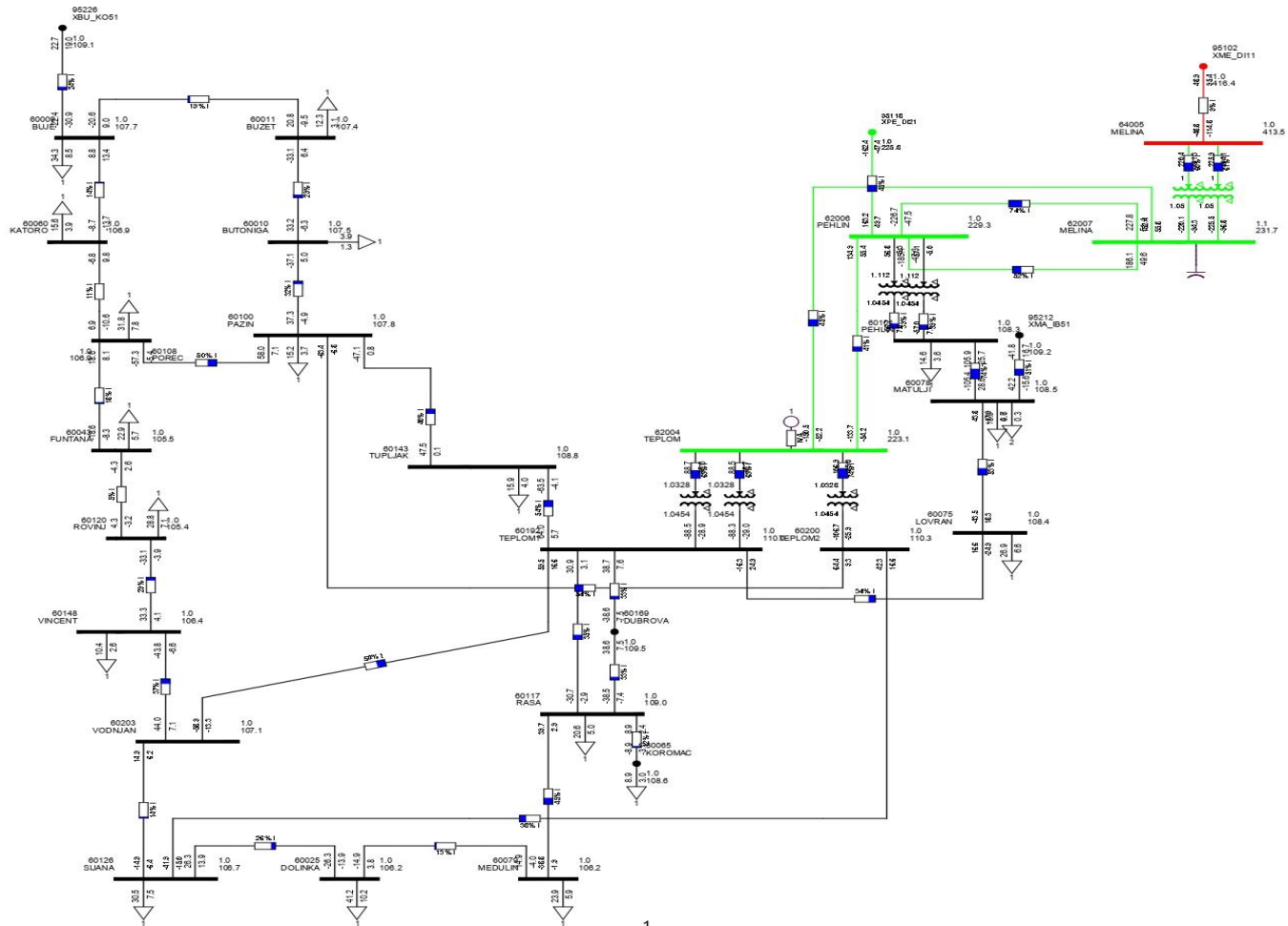
10. ABSTRACT AND KEYWORDS

In the coming years, the Istrian electric power subsystem will face challenges in maintaining the safety and quality of electric power supply during the summer months, when electricity consumption significantly increases due to the tourist season. It is necessary to constantly invest in the development of the electric power subsystem by increasing the transmission capacity of existing power lines, replacing traditional aluminum/steel conductors with High-Temperature Low-Sag (HTLS) conductors, installing capacitor banks, and constructing new transformer stations and power lines. Simulations conducted using PSS®E software have analyzed potential technical solutions to improve the electric power subsystem to enhance the safety and reliability of electricity supply. These analyses include simulations for the scenario of the unavailability of the Plomin 2 thermal power plant, the only production facility in the Istrian subsystem, as well as the failure of the dual-system 220 kV Melina-Plomin and Pehlin-Plomin power lines. The simulations also cover the extreme scenario of simultaneous unavailability of the Plomin 2 thermal power plant and the failure of the dual-system 220 kV Melina-Plomin and Pehlin-Plomin power lines. Increasing the transmission capacity of the 110 kV Matulji-Lovran, Lovran-Plomin, and Buje-Koper power lines, and installing capacitor banks in the 110 kV Šijana and Poreč transformer stations will enhance the safety of the electric power subsystem and the quality of electricity supply during the tourist season. The construction of the new 220/110 kV Vodnjan transformer station further improves the quality of electricity supply, while the construction of the 110 kV Medulin-Lošinj power line/cable and the Matulji-Buzet power line provides alternative supply routes for the Istrian subsystem. Upgrading the Vodnjan transformer station to 400/220/110 kV and integrating it into the 400 kV Melina-Divača power line ensures safety and quality of supply in the event of simultaneous unavailability of the Plomin 2 thermal power plant and the dual-system 220 kV Melina-Plomin and Pehlin-Plomin power lines.

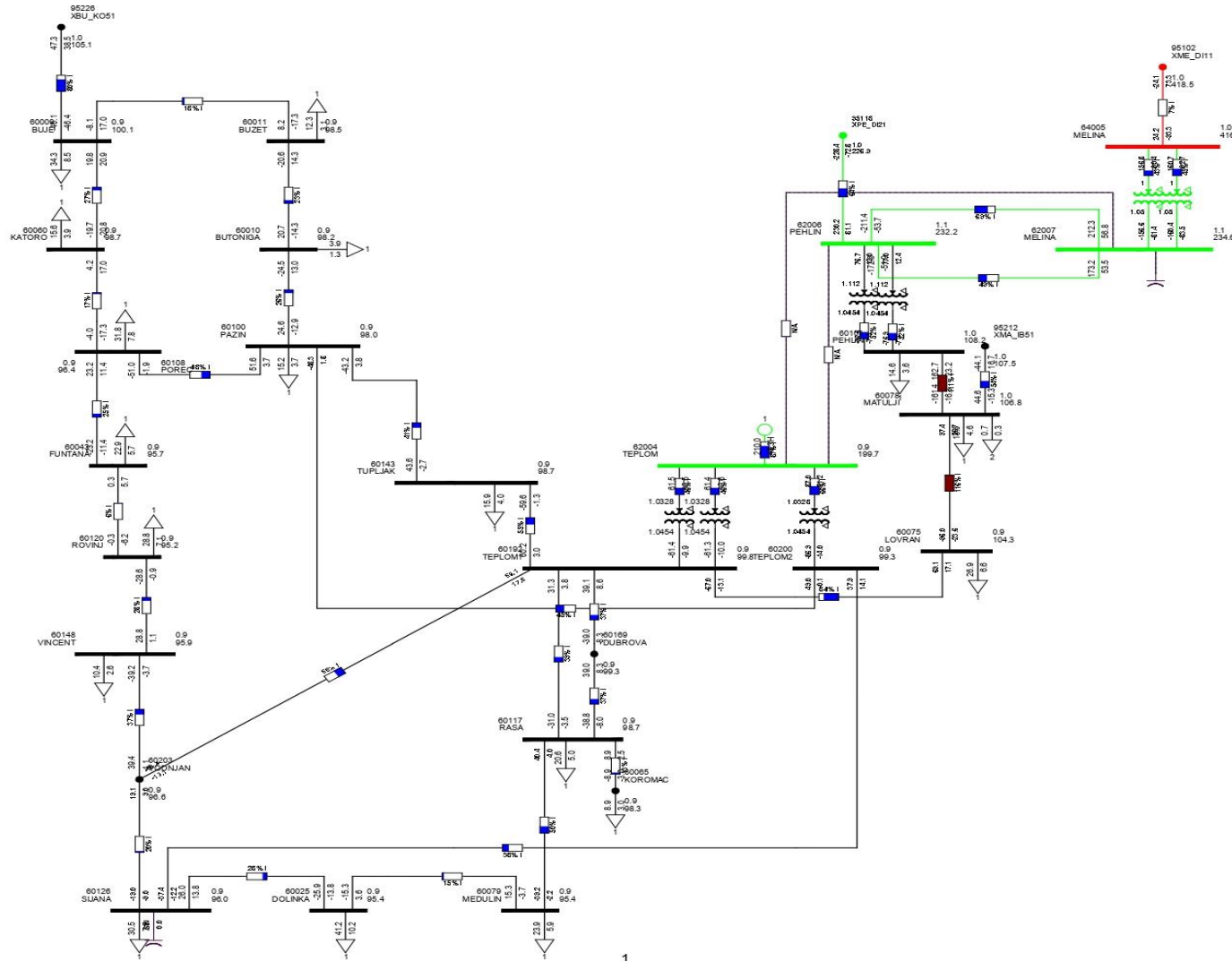
Key Words: High-Temperature Low-Sag Conductor, Capacitor Banks, Power Line Construction, Transformer Station Construction, Istrian Electrical Power Subsystem, Security Analysis based on N-1 Criteria , Dual-System Power Line, thermal power plant Plomin 2.

11. PRILOZI

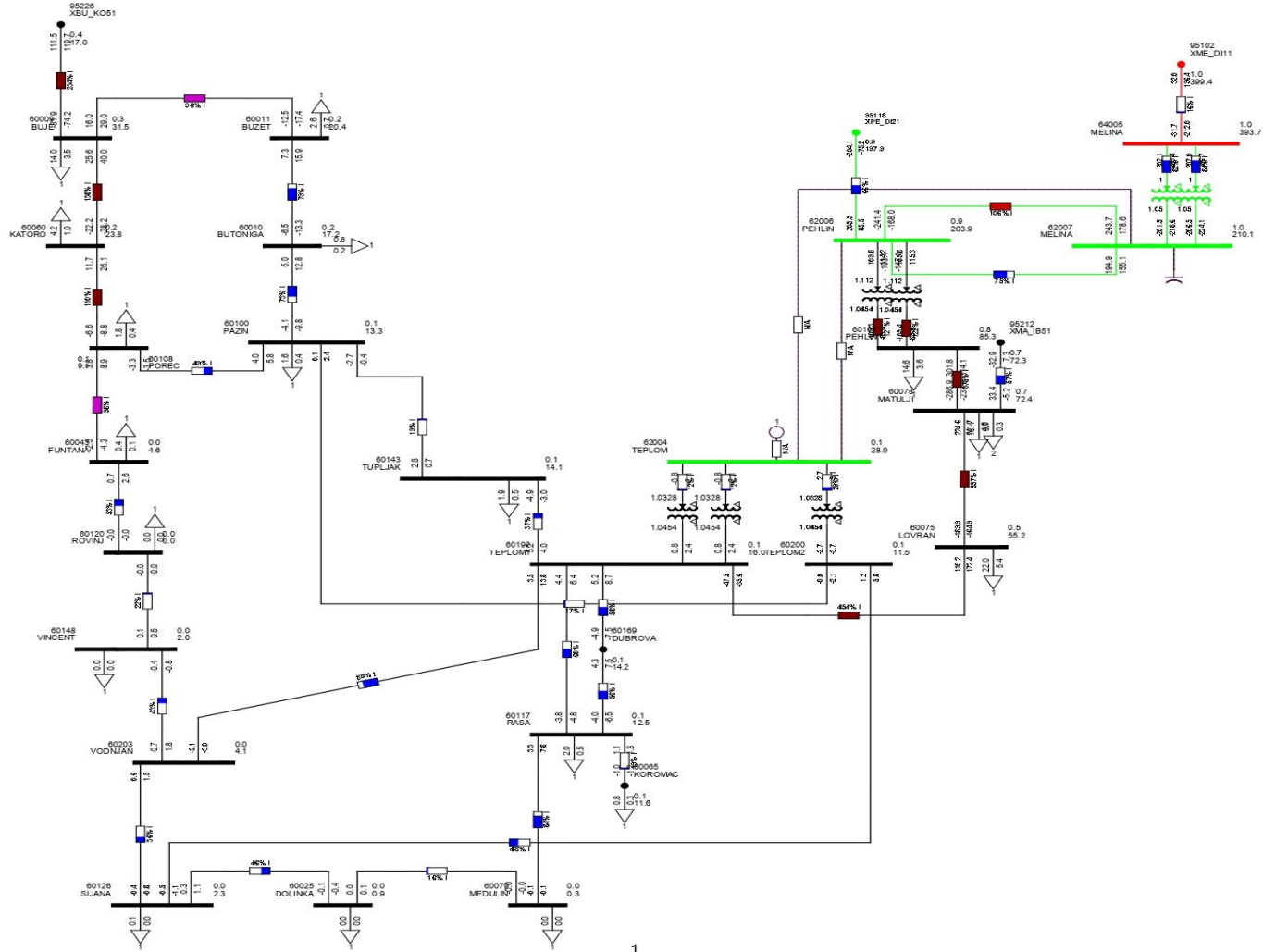
Prilog 1. simulacija trenutnog stanja Istarskog elektroenergetskog podsustava za vrijeme neraspodživosti TE Plomin 2 (N-1).



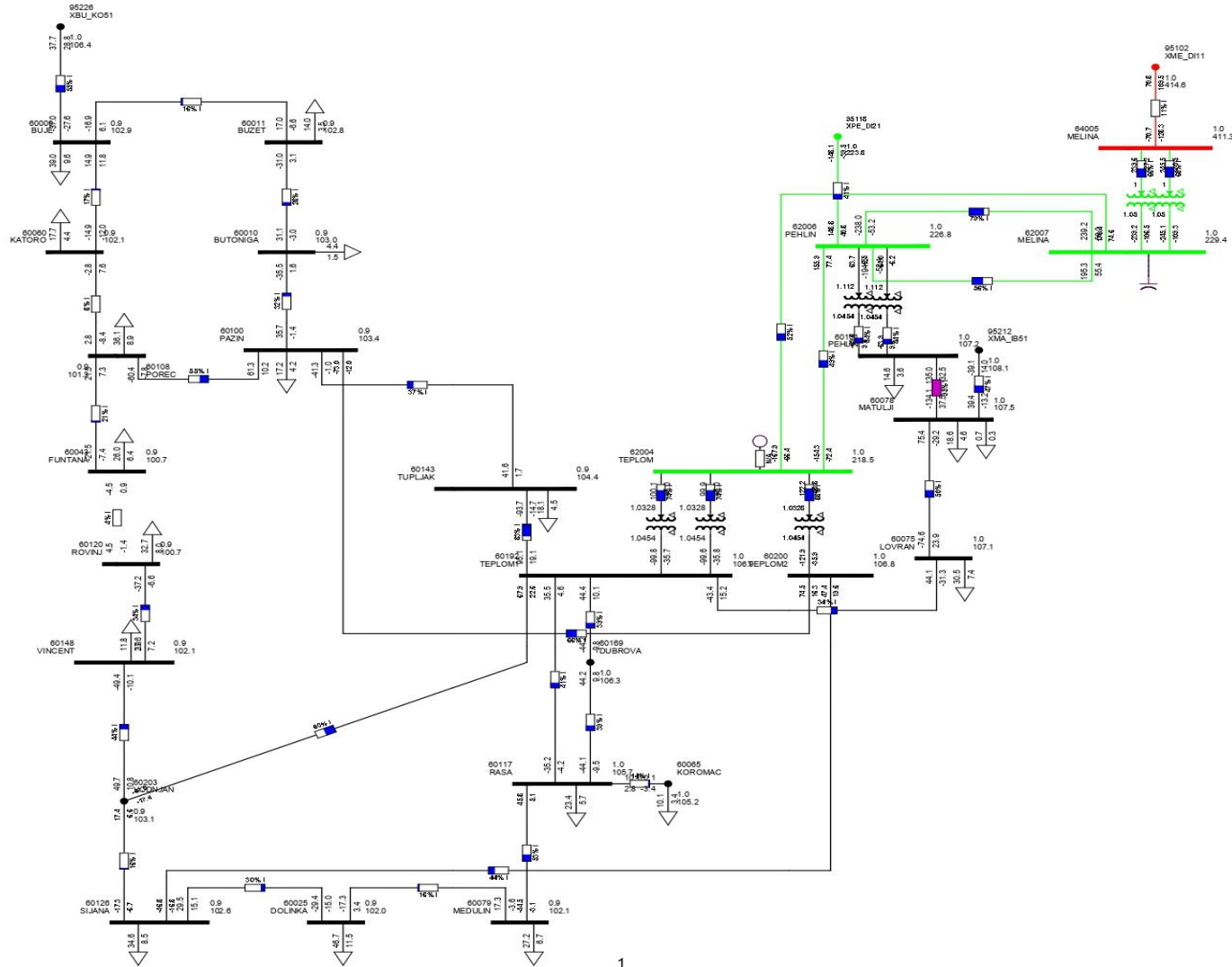
Prilog 2. simulacija trenutnog stanja Istarskog elektroenergetskog podsustava za vrijeme neraspodjivosti dvosistemske DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin Plomin (N-2).



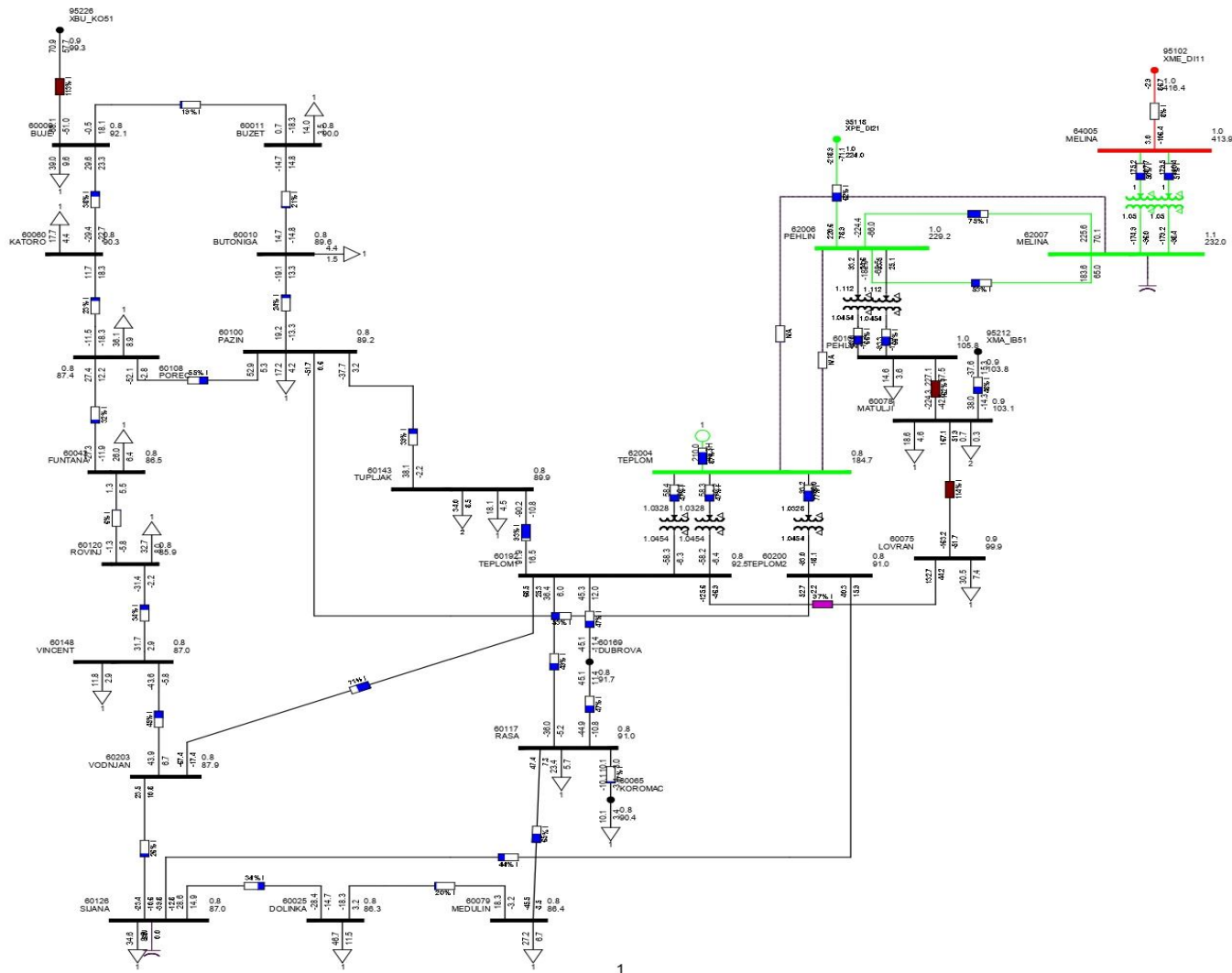
Prilog 3. simulacija trenutnog stanja Istarskog elektroenergetskog podsustava za vrijeme neraspodivnosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin Plomin (N-3).



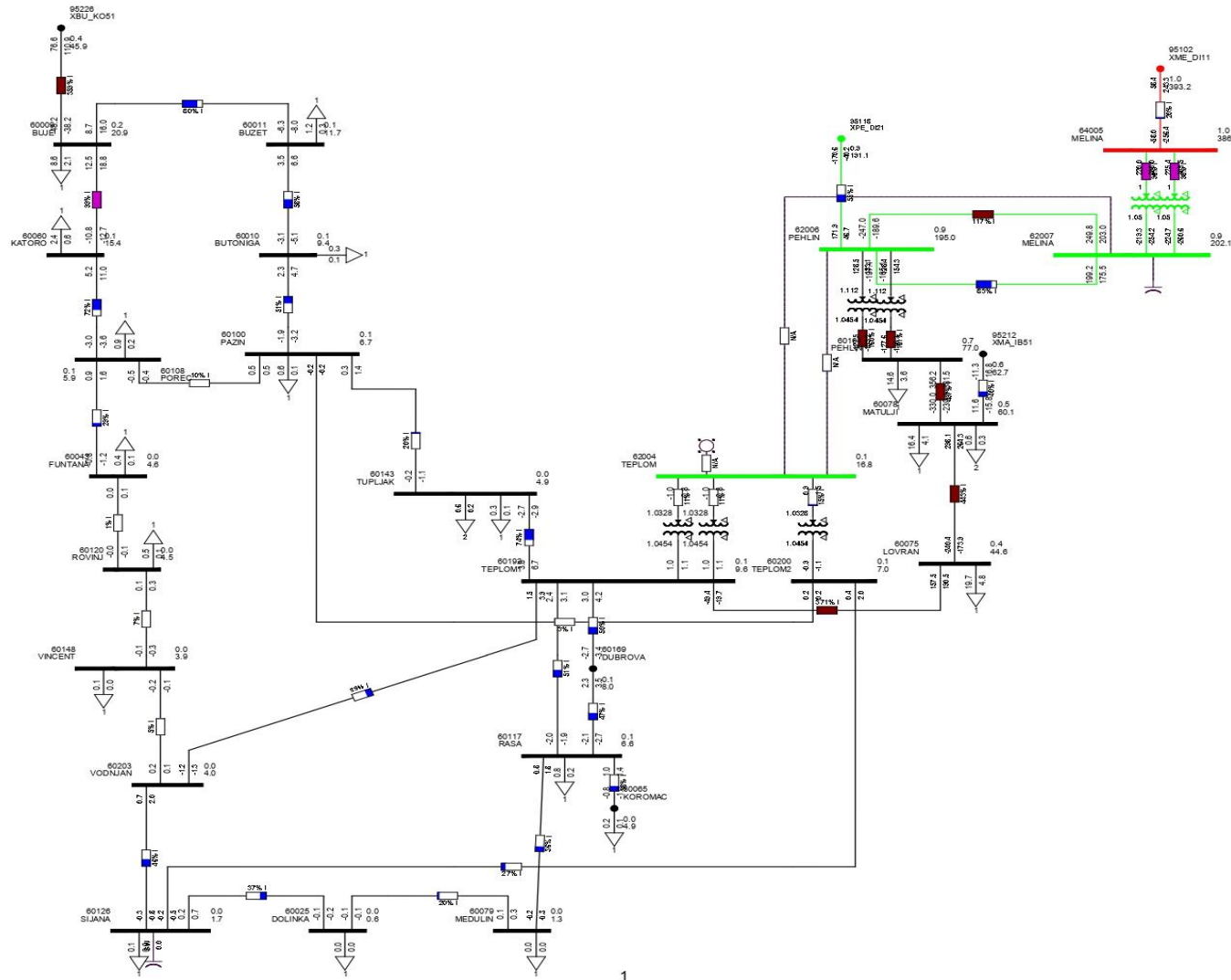
Prilog 4. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran i Lovran-Plomin za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 (N-1).



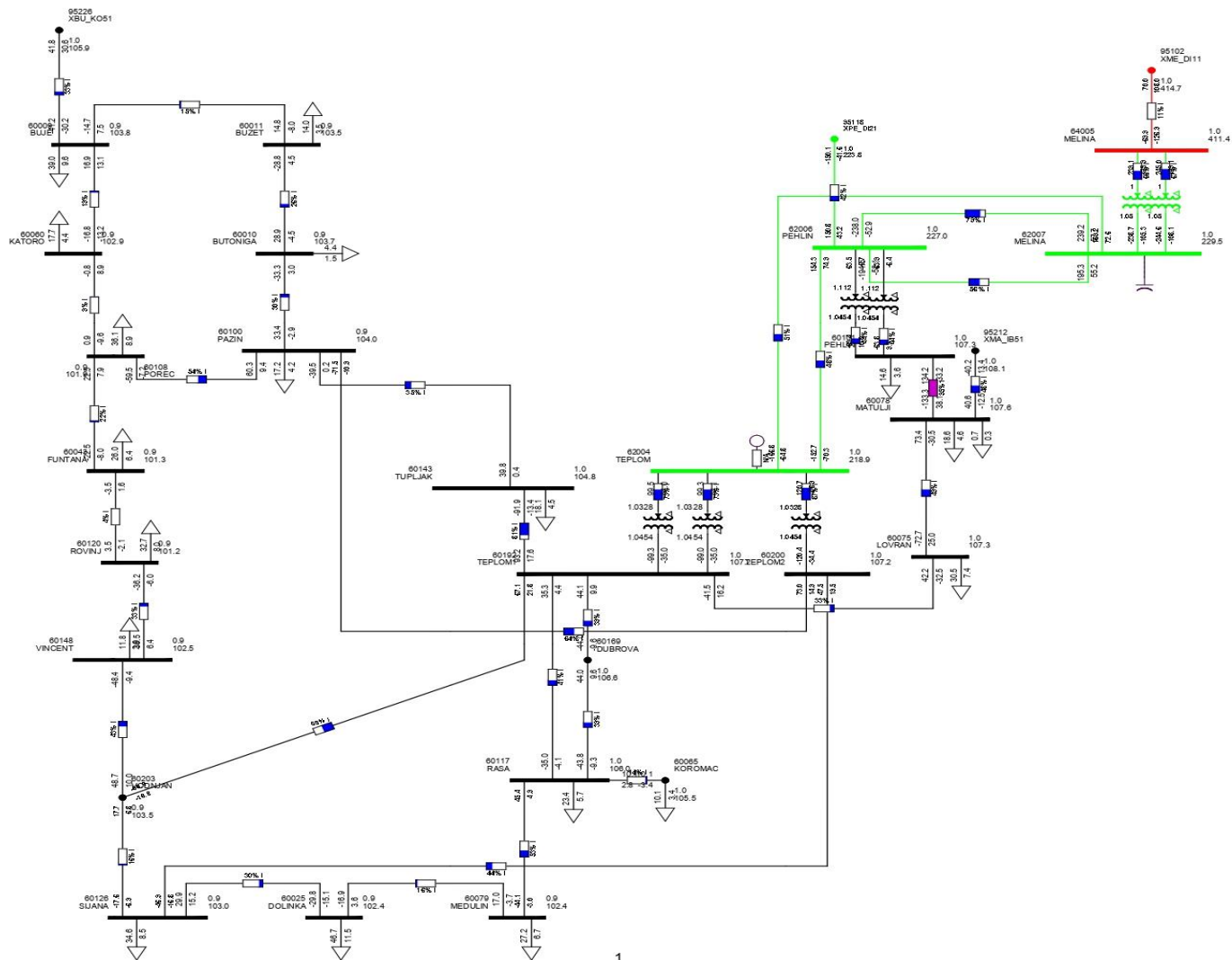
Prilog 5. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran i Lovran-Plomin za vrijeme neraspoloživosti dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin Plomin (N-2).



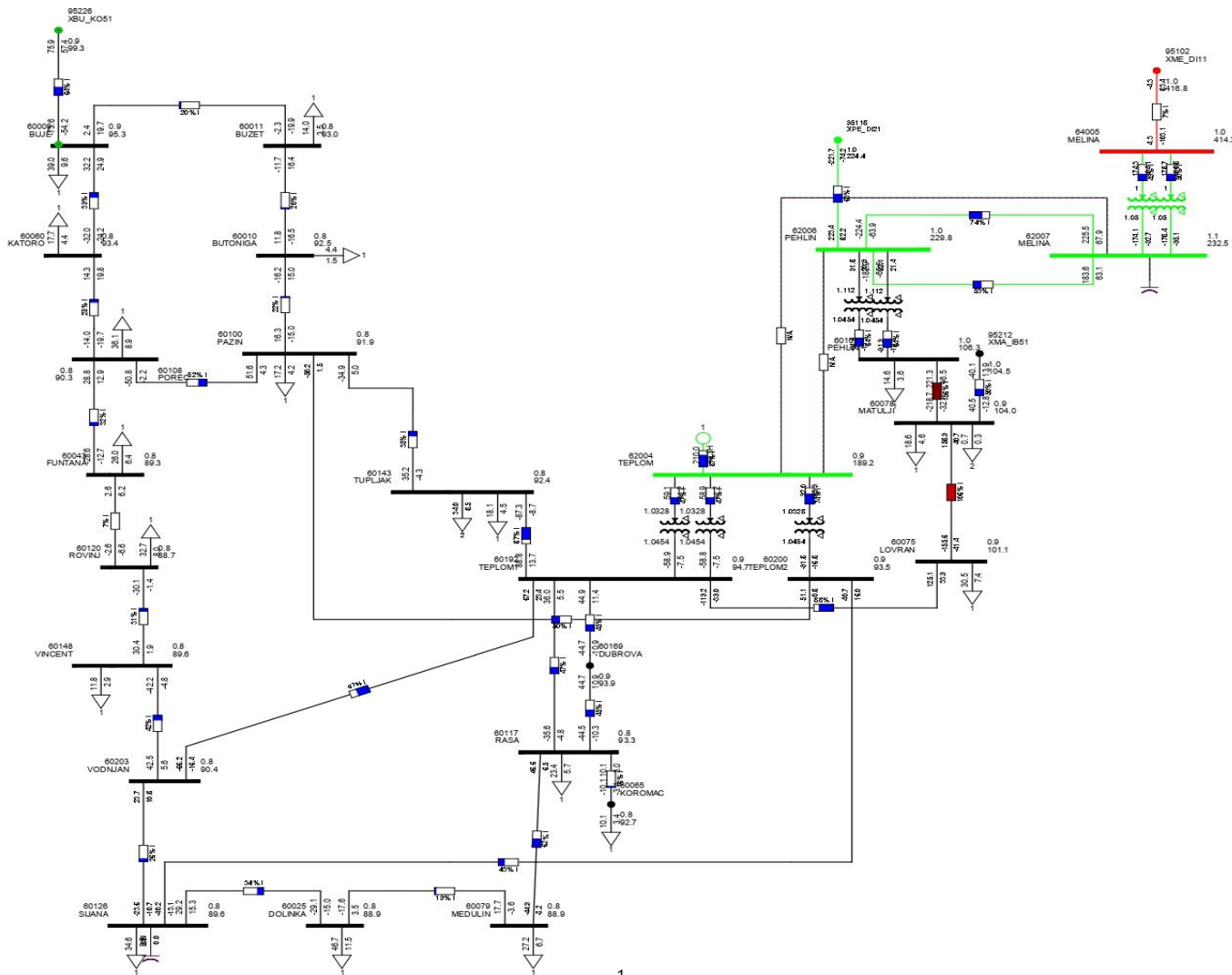
Prilog 6. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Matulji-Lovran i Lovran-Plomin za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin Plomin (N-3).



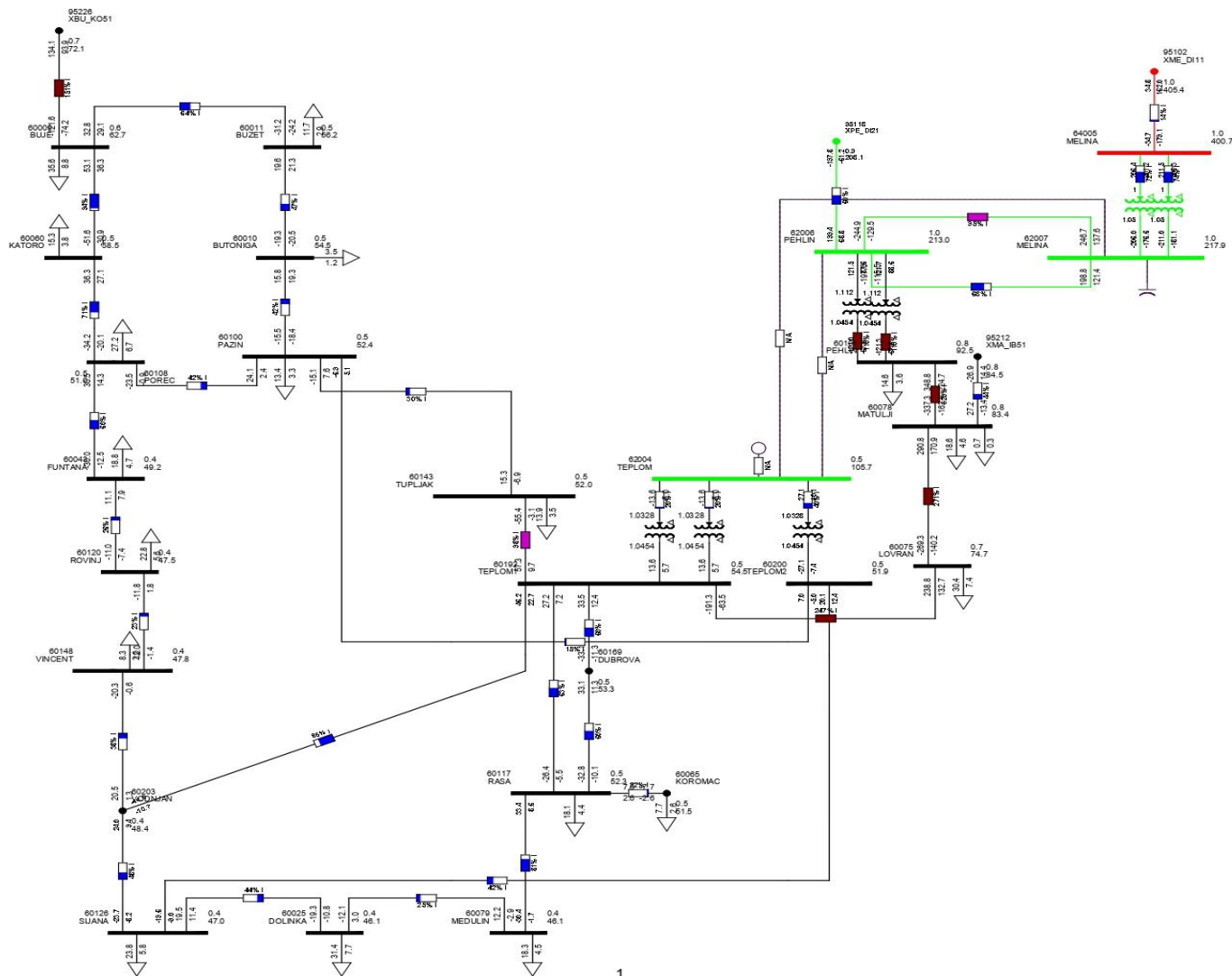
Prilog 7. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Buje-Kopar za vrijeme neraspodivnosti TE Plomin 2 (N-1).



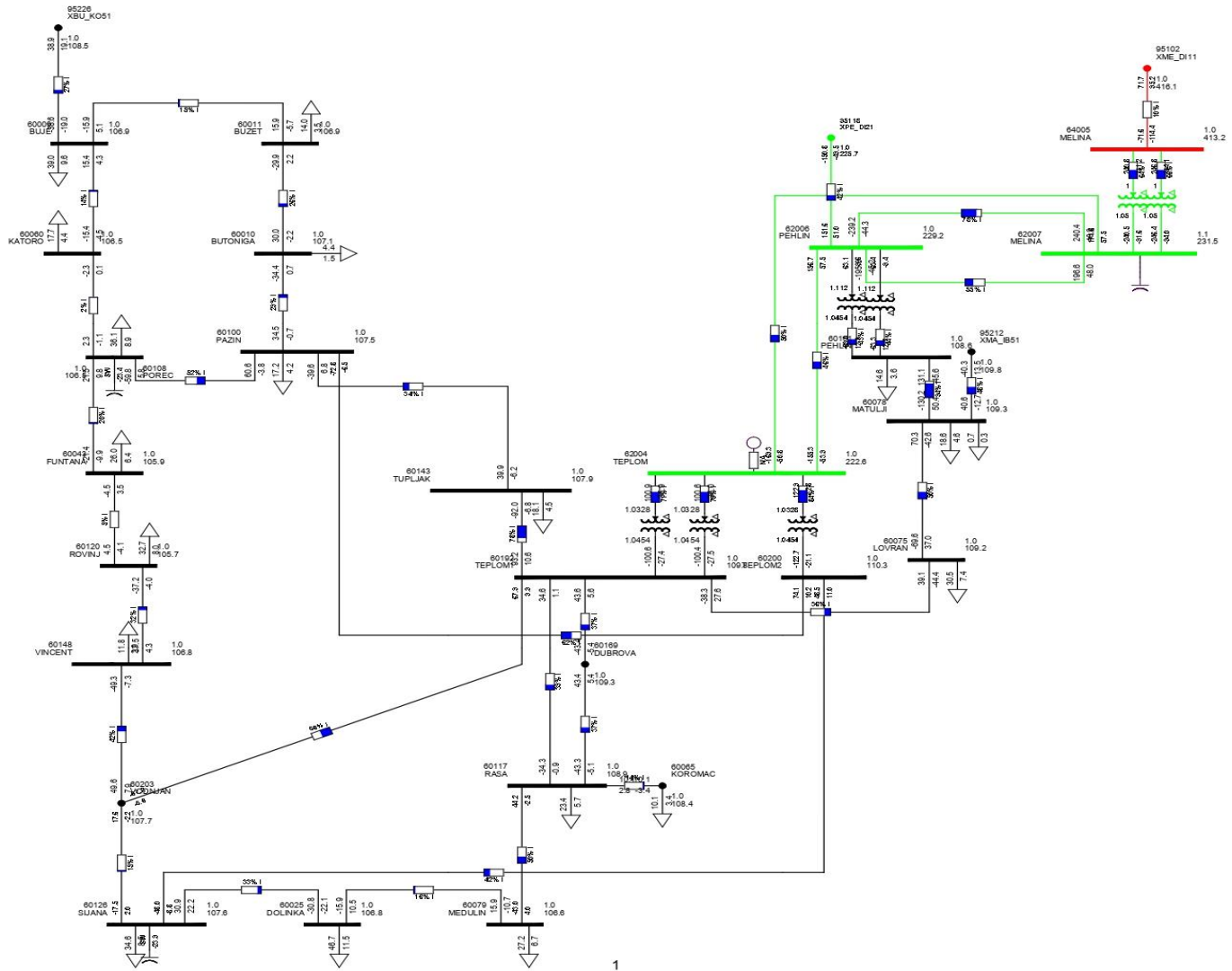
Prilog 8. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Buje-Kopar za vrijeme neraspodivnosti dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-2).



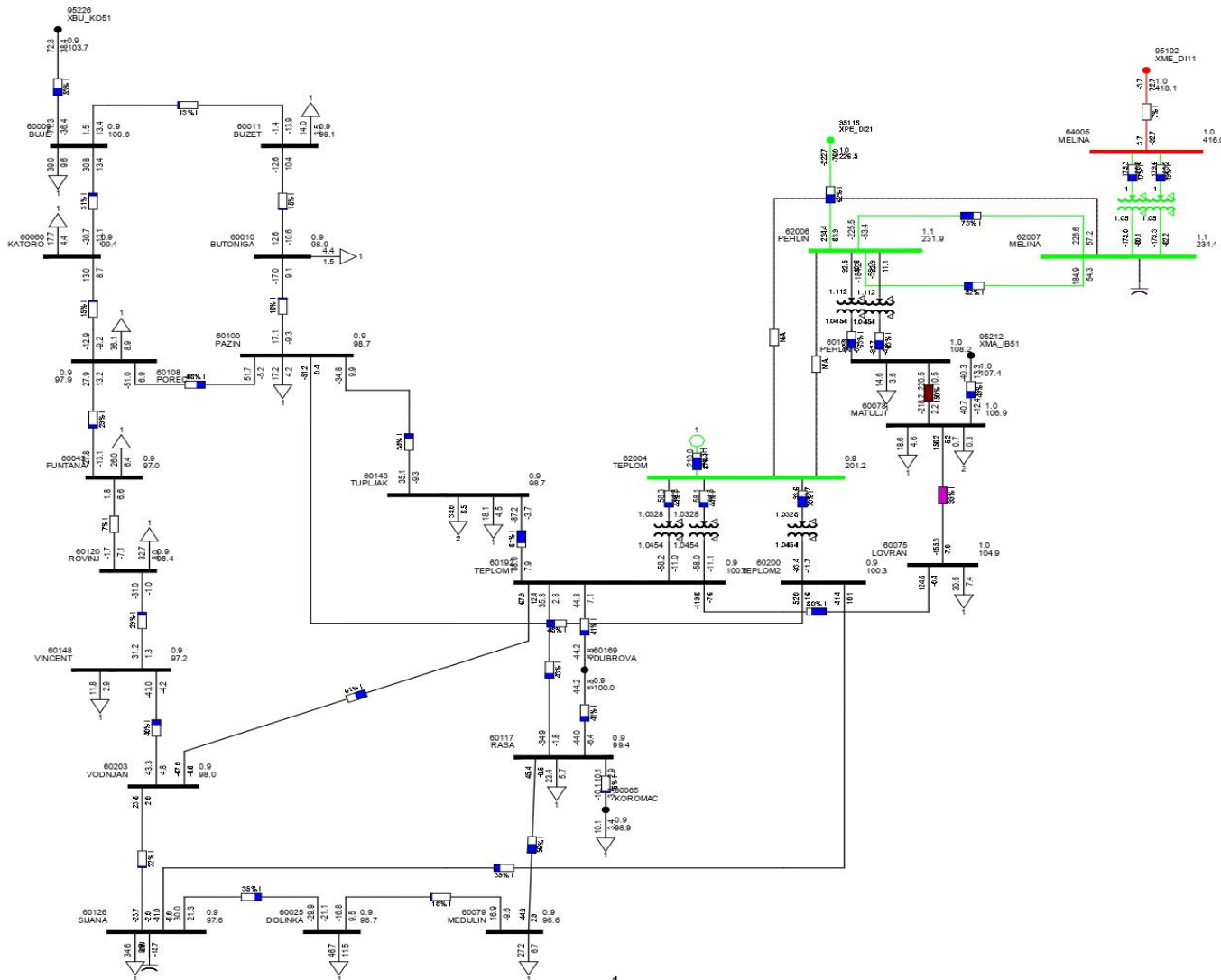
Prilog 9. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon povećanja prijenosne moći DV 110 kV Buje-Kopar za vrijeme neraspodivnosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-3).



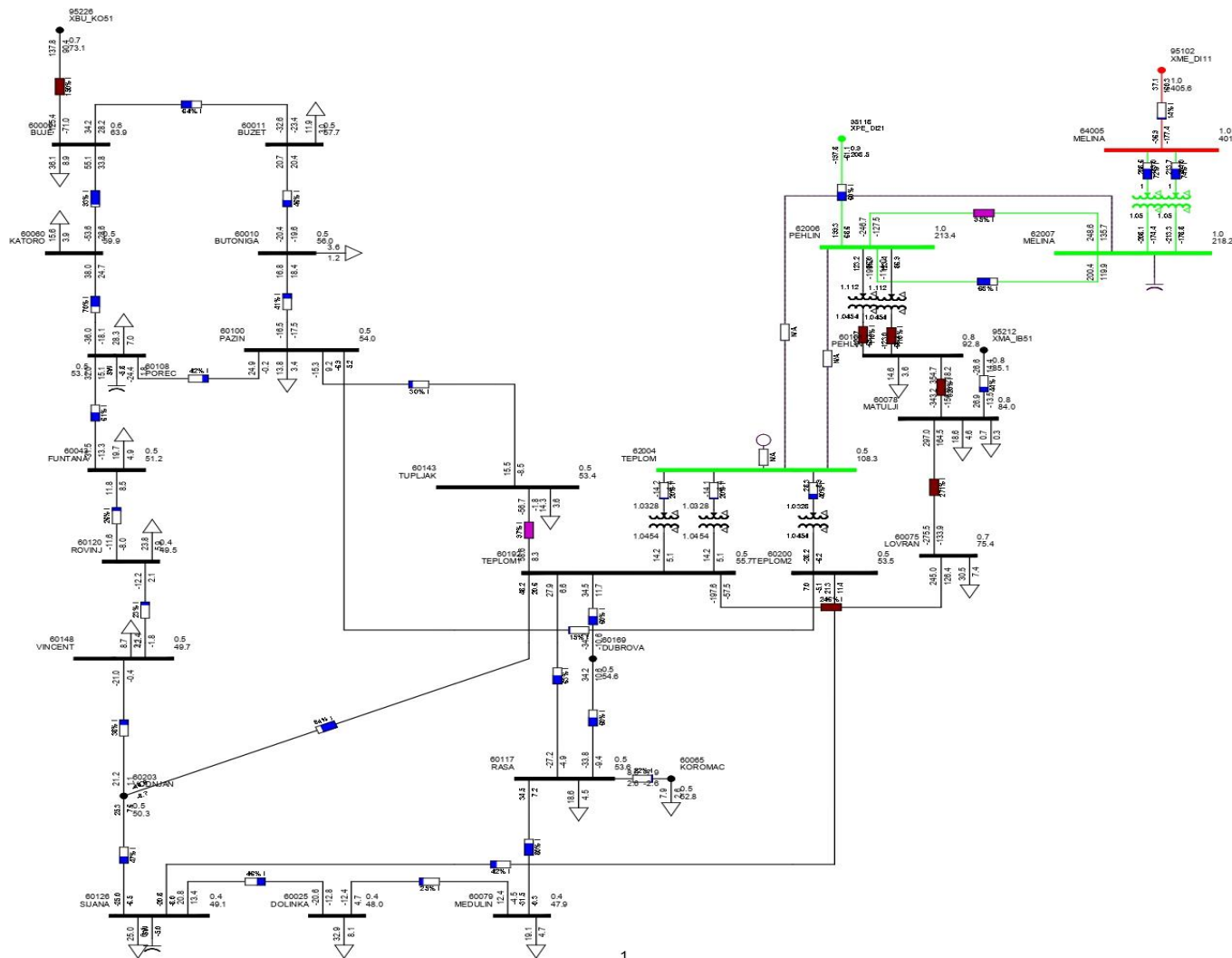
Prilog 10. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon ugradnje kondenzatorskih baterija u Transformatorske stanice 110 kV Šijana i Poreč za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 (N-1).



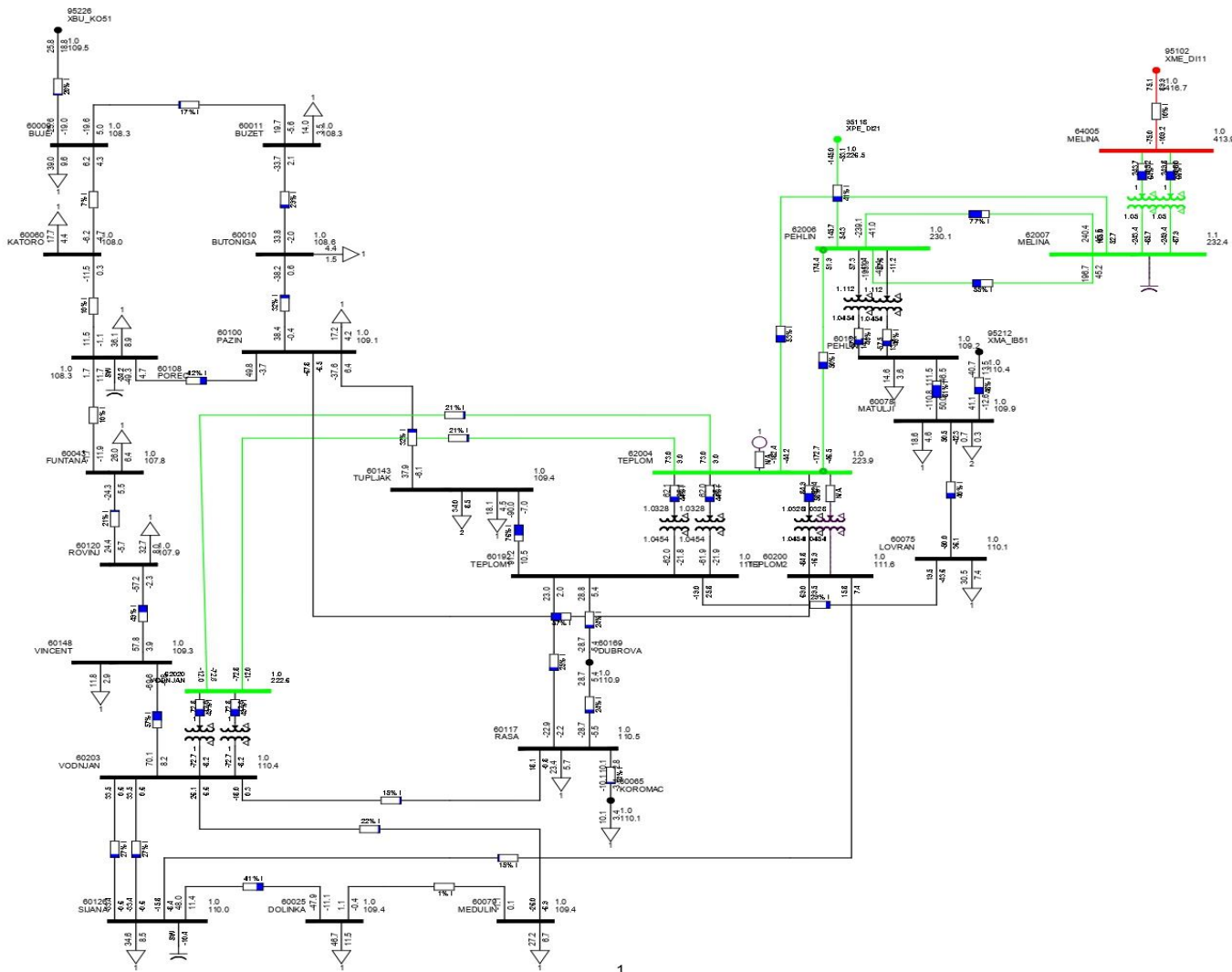
Prilog 11. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon ugradnje kondenzatorskih baterija u Transformatorske stanice 110 kV Šijana i Poreč za vrijeme neraspoloživosti dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-2).



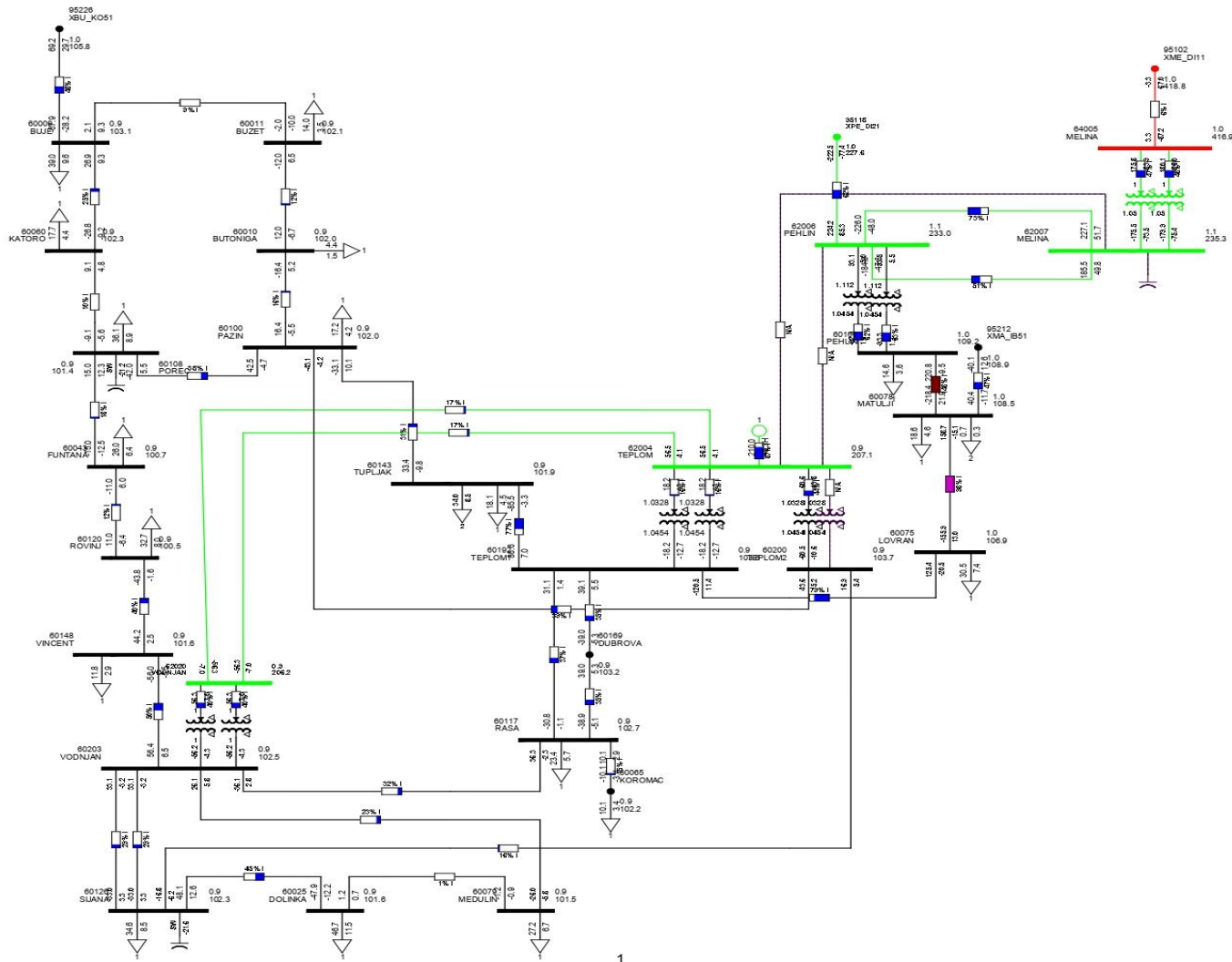
Prilog 12. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon ugradnje kondenzatorskih baterija u Transformatorske stanice 110 kV Šijana i Poreč za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-3).



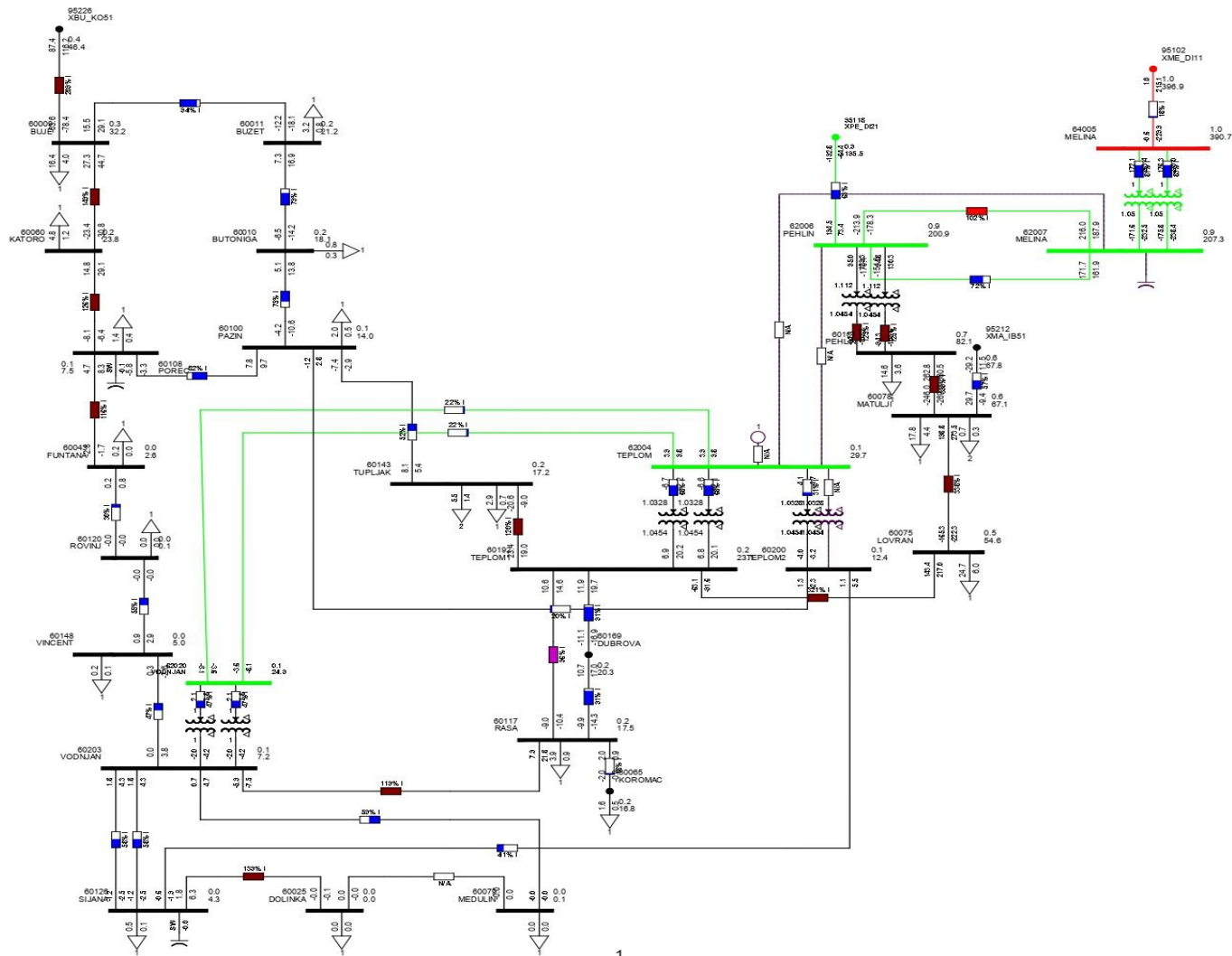
Prilog 13. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje Transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 (N-1).



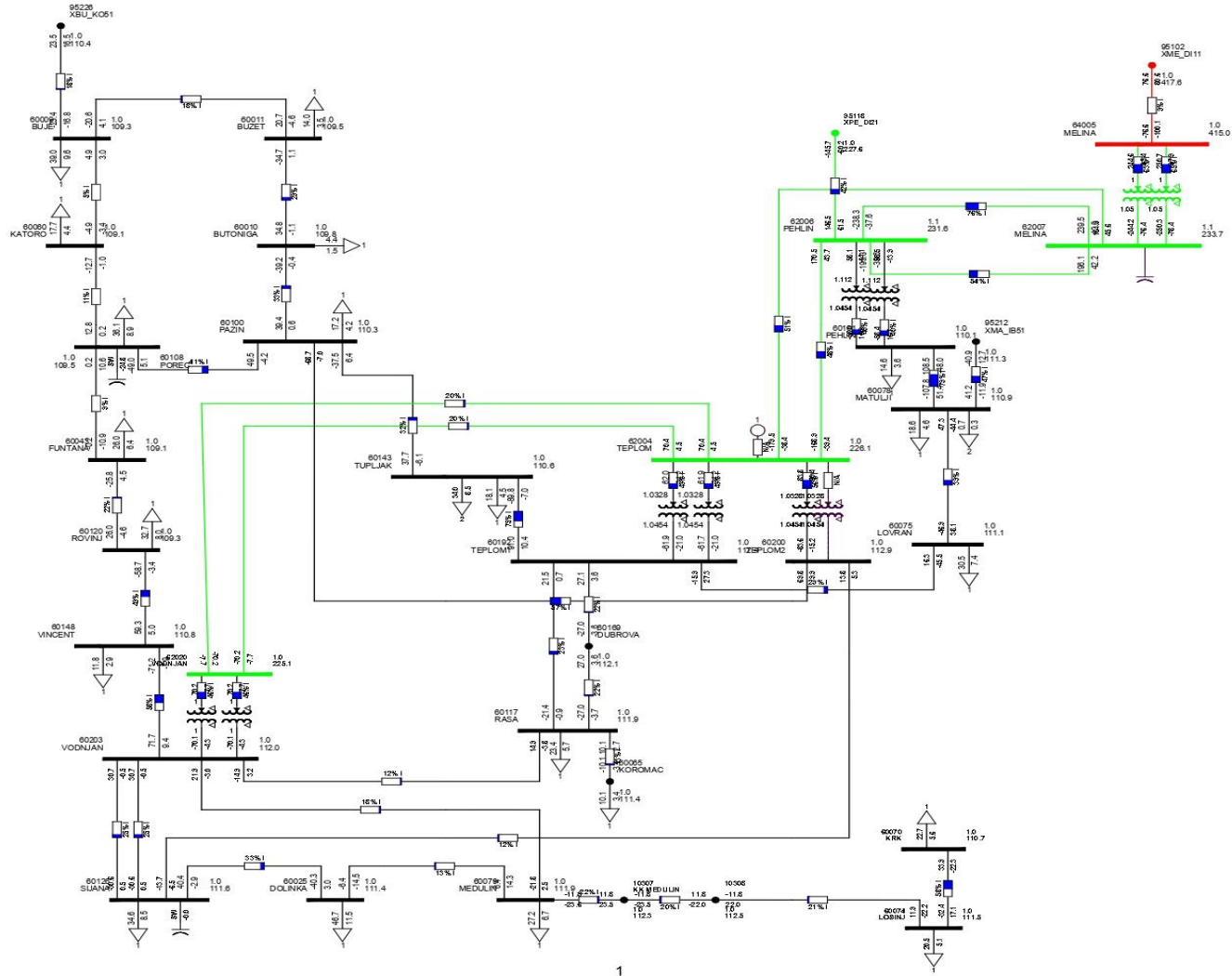
Prilog 14. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje Transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan za vrijeme neraspoloživosti dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-2).



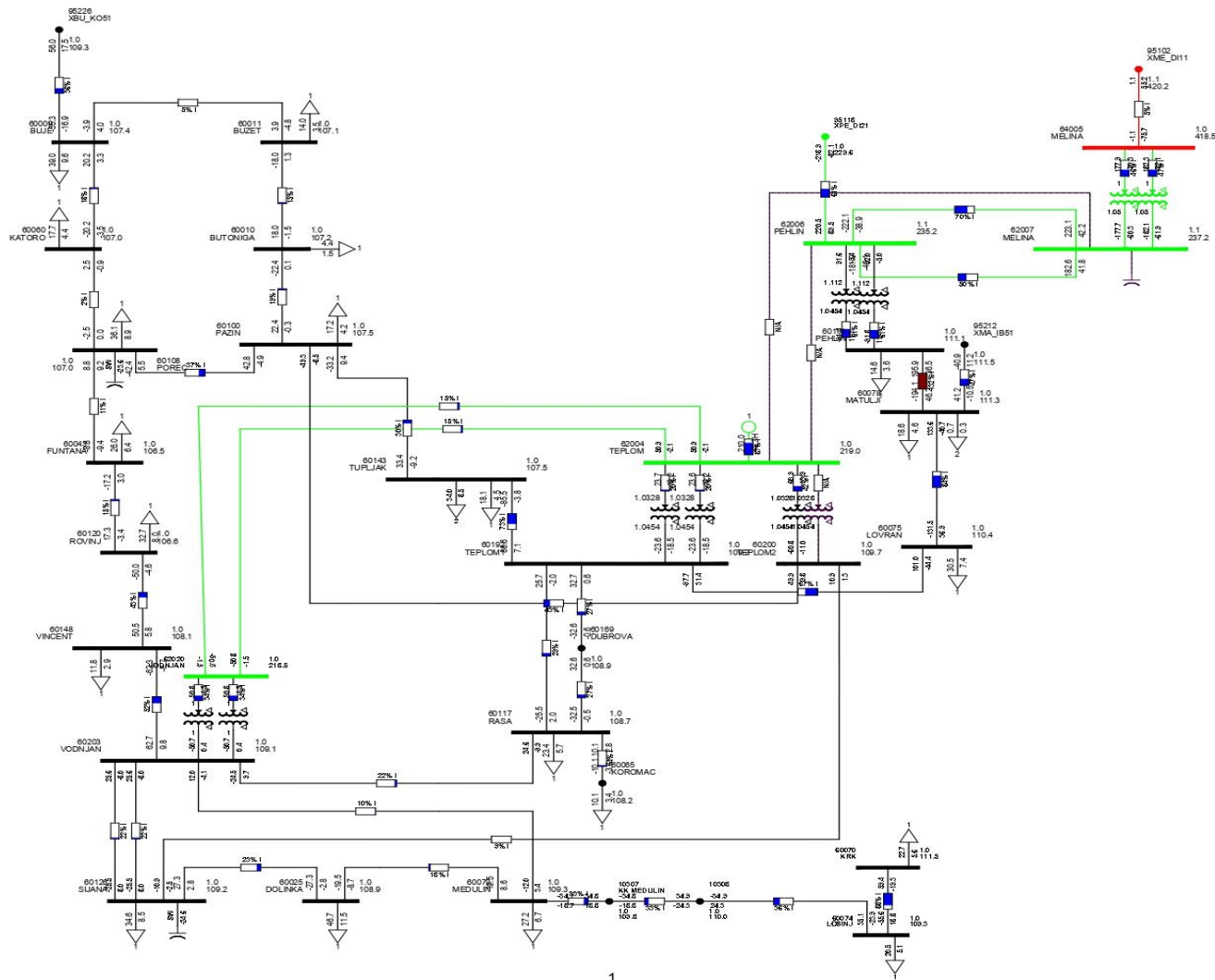
Prilog 15. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje Transformatorske stanice 220/110 kV Vodnjan za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-3).



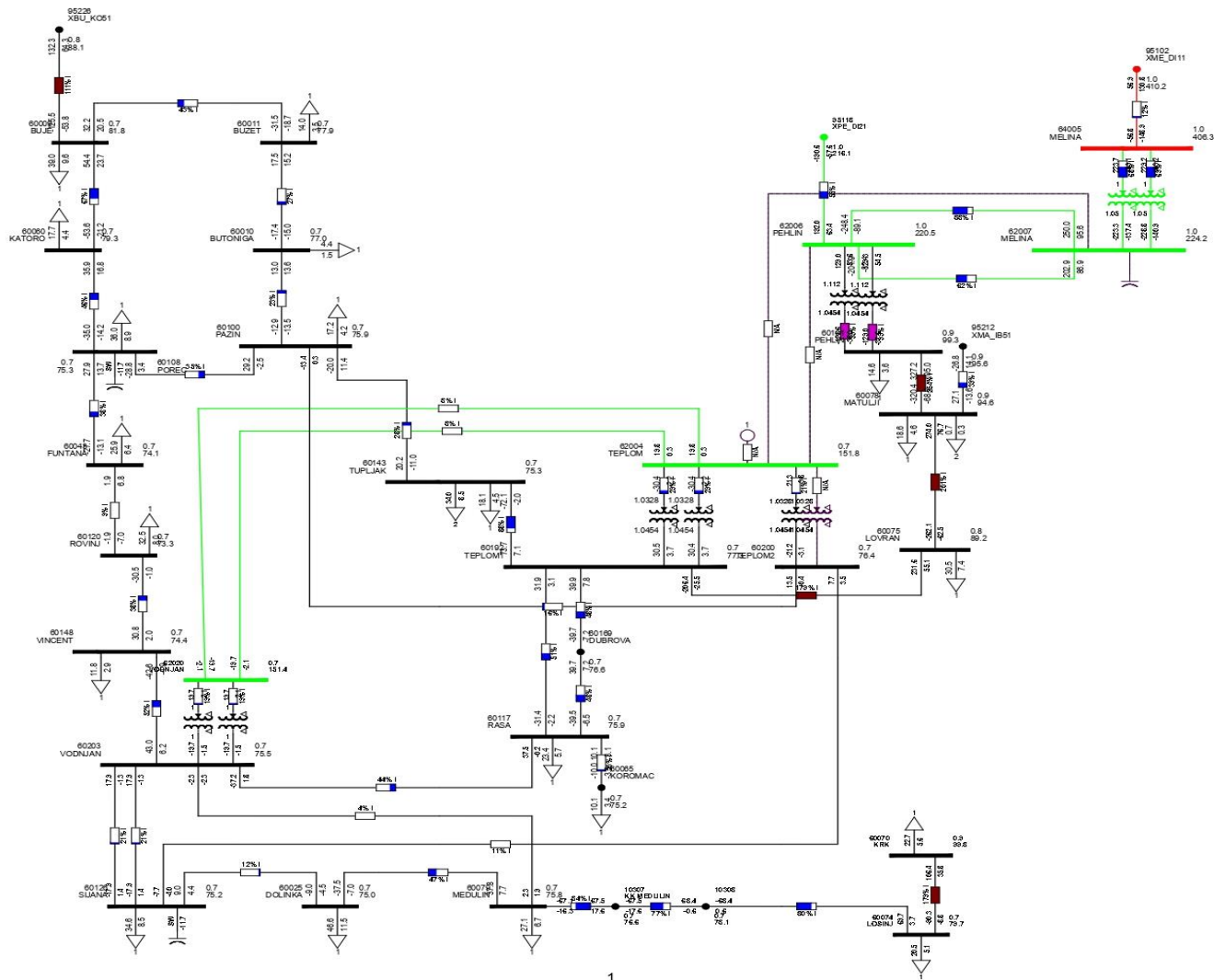
Prilog 16. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 (N-1).



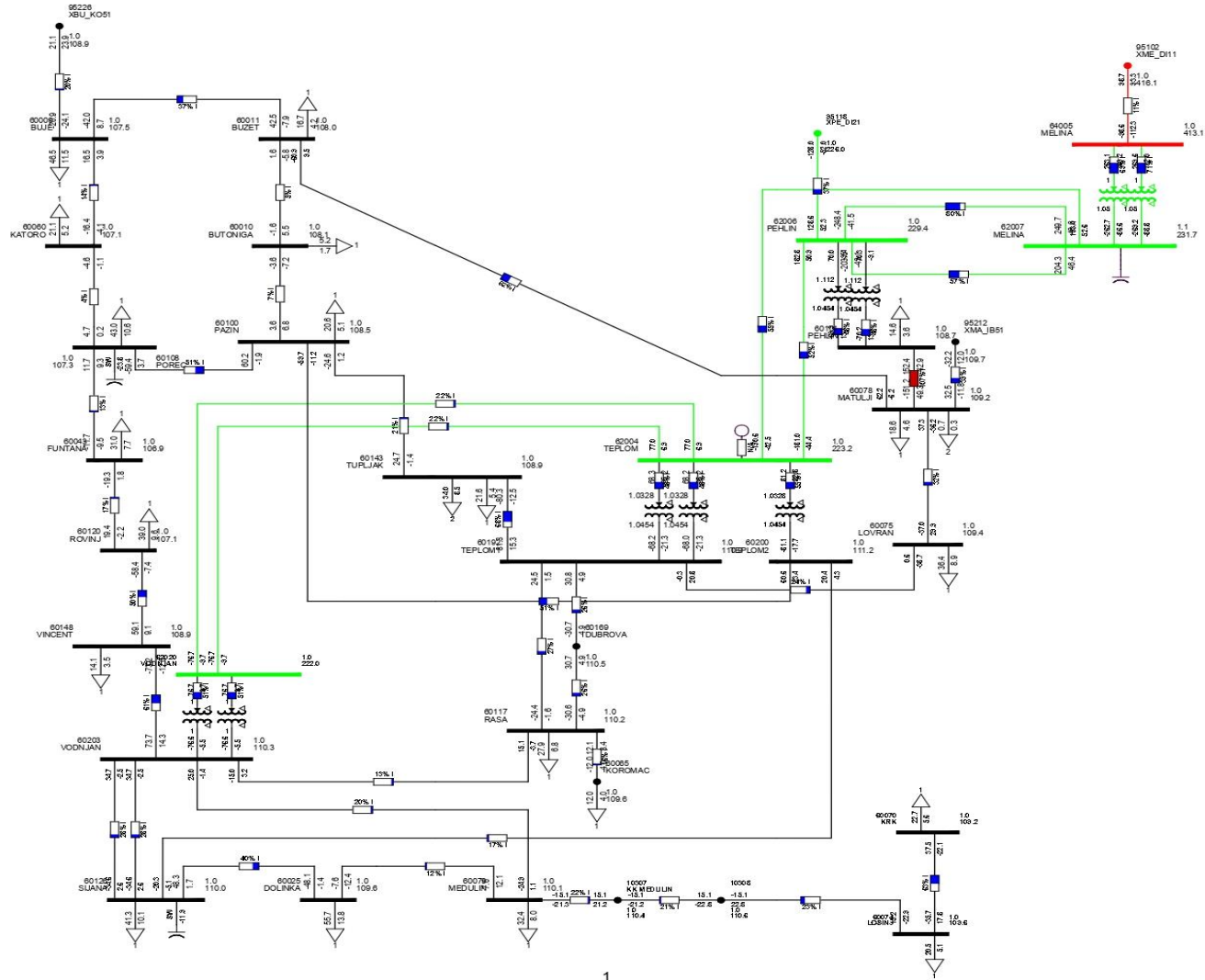
Prilog 17. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj za vrijeme neraspoloživosti dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-2).



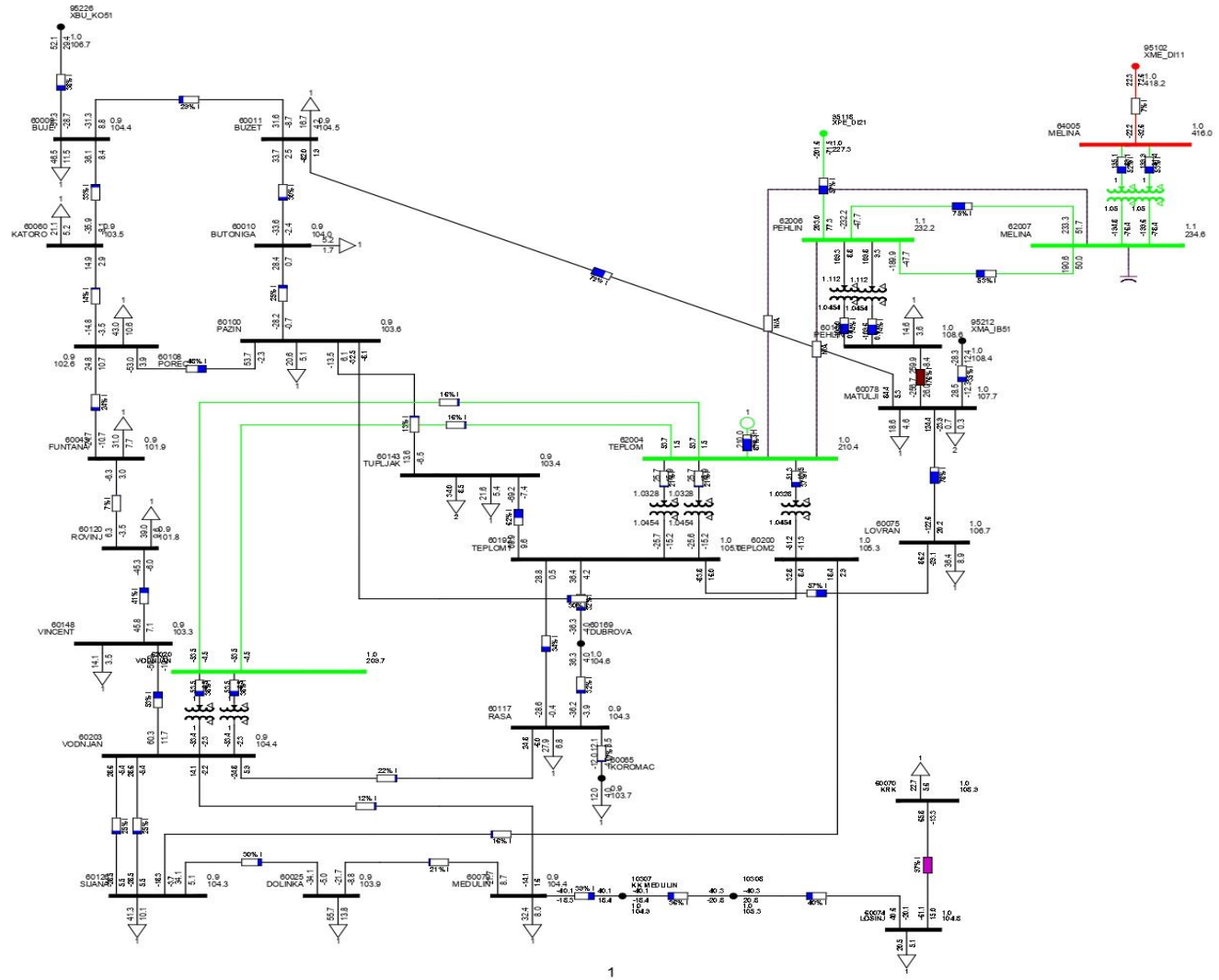
Prilog 18. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje DV/KB 110 kV Medulin-Lošinj za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-3).



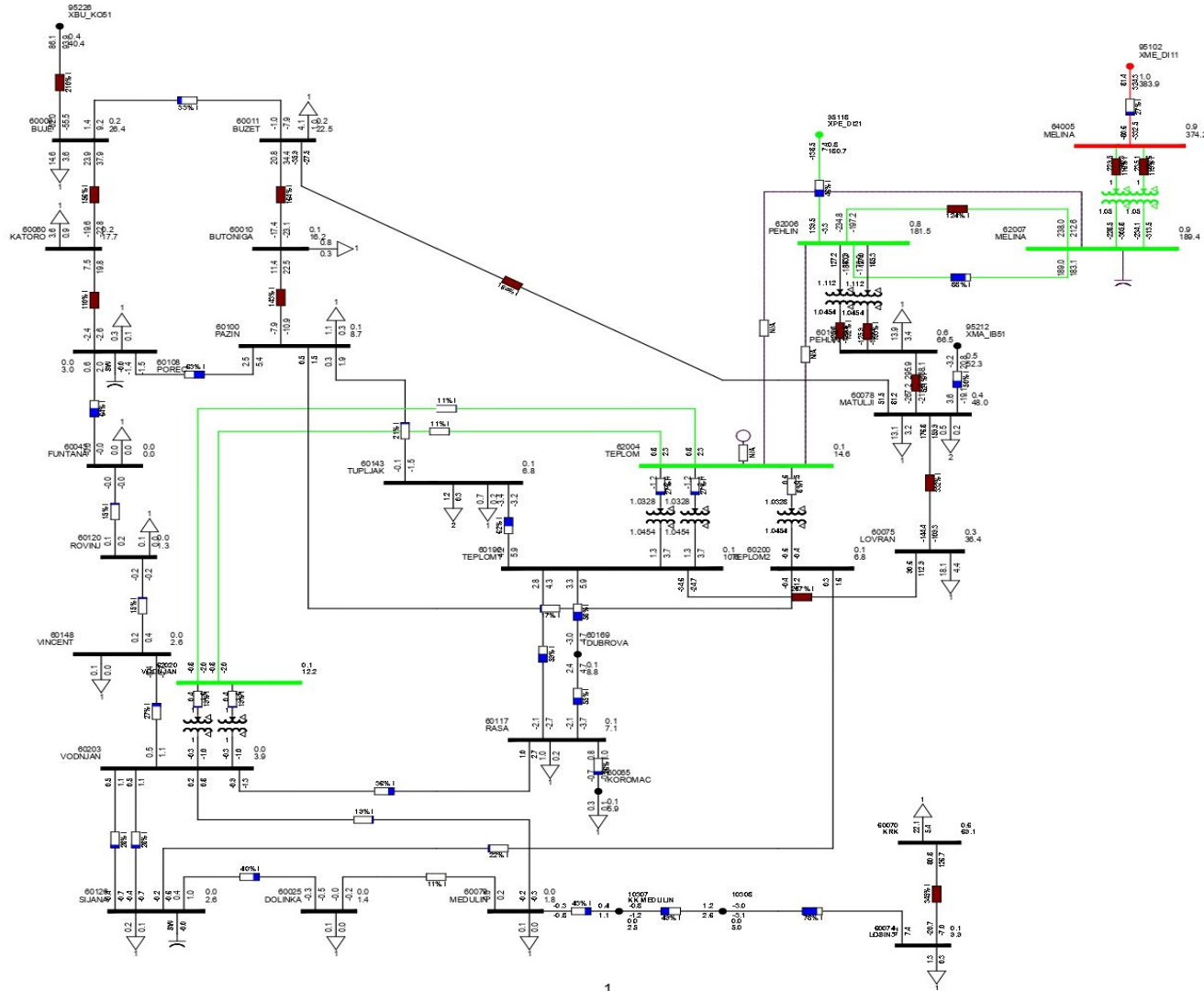
Prilog 19. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje DV 110 kV Matulji-Buzet za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 (N-1).



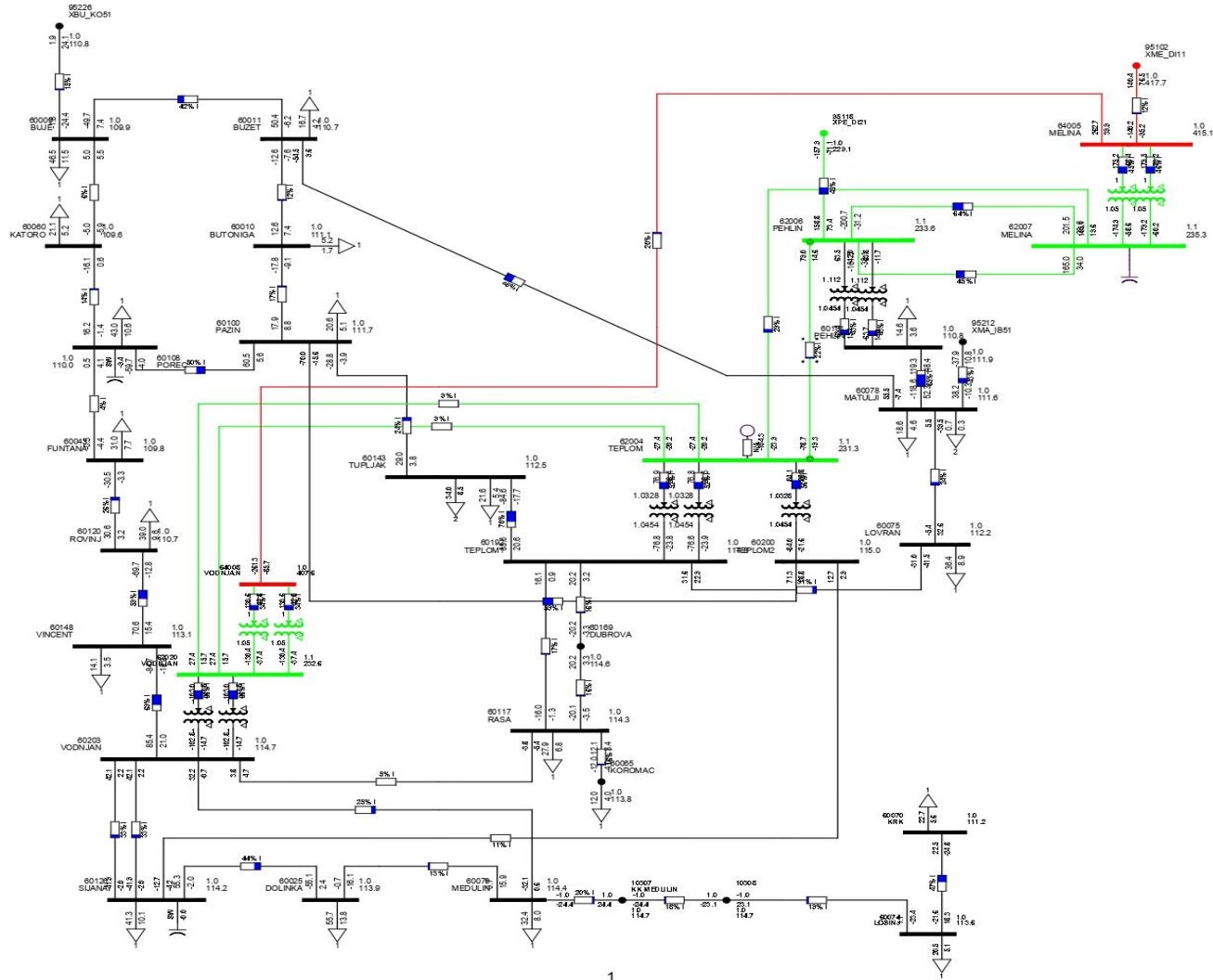
Prilog 20. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje DV 110 kV Matulji-Buzet za vrijeme neraspodivnosti dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-2).



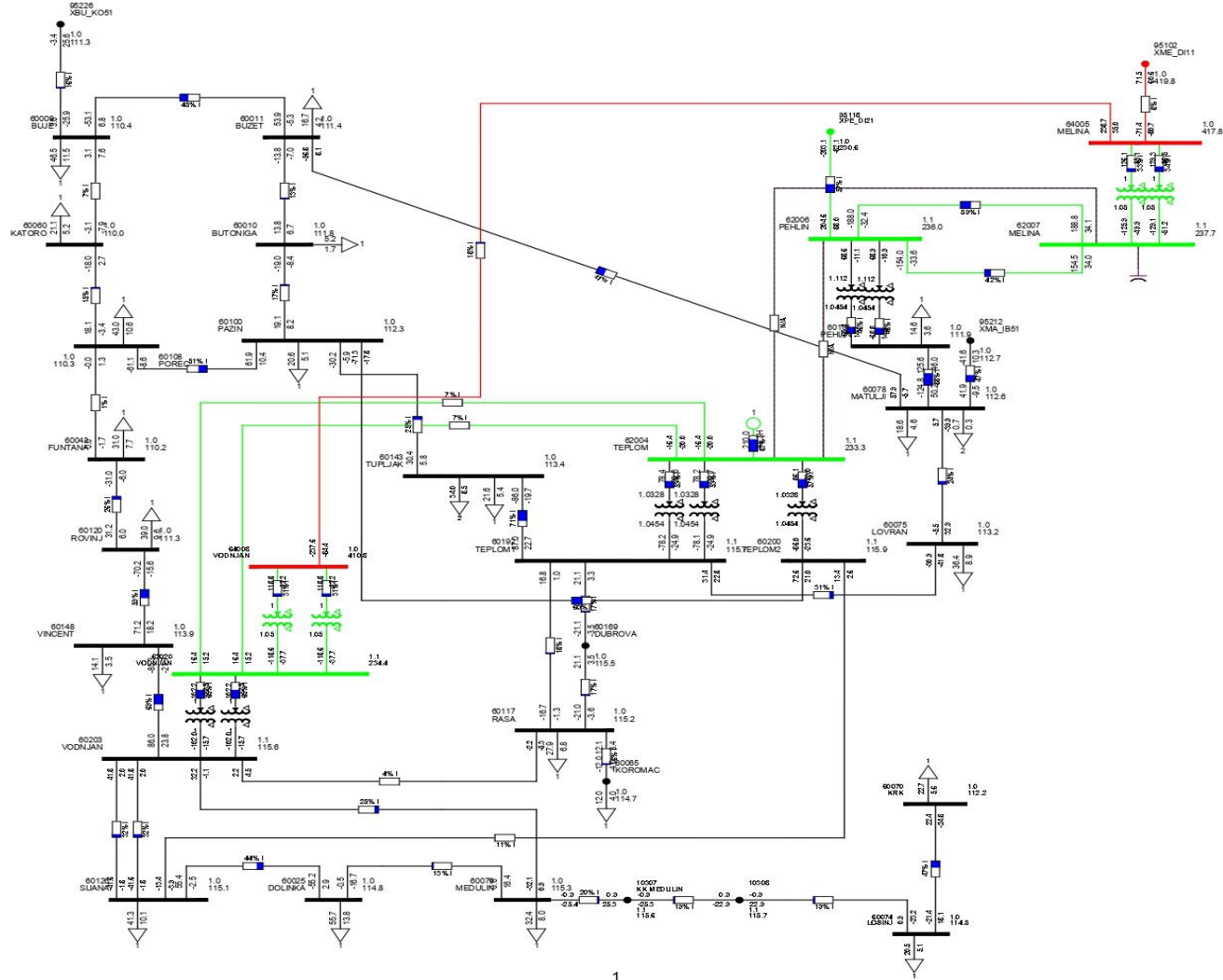
Prilog 21. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon izgradnje DV 110 kV Matulji-Buzet za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-3).



Prilog 22. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon nadogradnje transformatorske stanice 400/220/110 kV Vodnjan za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 (N-1).



Prilog 23. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon nadogradnje transformatorske stanice 400/220/110 kV Vodnjan za vrijeme neraspoloživosti dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-2).



Prilog 24. simulacija Istarskog elektroenergetskog podsustava nakon nadogradnje transformatorske stanice 400/220/110 kV Vodnjan za vrijeme neraspoloživosti TE Plomin 2 i dvosistemskog DV 220 kV Melina-Plomin i Pehlin (N-3).

