

ECA

ECONOMIC
CONSULTING
ASSOCIATES



**Projekt podrške direktnom
finansiranju održivih energetskih
sistema zapadnog Balkana:
Jačanje institucionalnih kapaciteta**

**Projekt br 11:
Bosna i Hercegovina:
Analiza integracije vjetroelektrana u
elektroenergetski sistem i tržišna
pravila**

**Zadatak 2: Tehnički aspekti
prenosne mreže BiH**

**Konačni Izvještaj
Decembar 2011**

**Za NOS BiH i EBRD
Finansijer EBRD**

Economic Consulting Associates Limited
41 Lonsdale Road, London NW6 6RA, UK
tel: +44 20 7604 4545, fax: +44 20 7604 4547
<http://www.eca-uk.com>

Sadržaj

1	Uvod	1
2	Pregled postojećeg elektroenergetskog sistema	3
2.1	Proizvodnja	3
2.2	Potrošnja	8
2.3	Prenosna mreža	9
2.4	Distribucija i snabdijevanje	16
2.5	Rezime postojećeg energetskog sistema	18
3	Pregled budućeg elektroenergetskog sistema	20
3.1	Proizvodnja	20
3.2	Potrošnja	22
3.3	Prenosna mreža	24
4	Analize tokova snaga i naponskih prilika	29
4.1	Ulazni podaci, pretpostavke i scenariji	29
4.2	Modeli	35
4.3	Analize bazirane na postojećem prenosnom sistemu	37
4.3.1	Tokovi snaga, naponske prilike i N-1 analize bez VE	37
4.3.2	Izgradnja VE u scenariju A	41
4.3.3	Izgradnja vjetroelektrana u Scenariju A1	44
4.3.4	Izgradnja vjetroelektrana u Scenariju B	44
4.3.5	Izgradnja vjetroelektrana u scenariju C, D1 i D2	50
4.4	Analize bazirane na budućem prenosnom sistemu	50
4.4.1	Tokovi snaga, naponske prilike i N-1 analize bez vjetroelektrana	50
4.4.2	Izgradnja VE u scenariju A	56
4.4.3	Izgradnja vjetroelektrana u Scenariju A1	58
4.4.4	Izgradnja VE u scenariju B	58
4.4.5	Izgradnja vjetroelektrana u scenariju C	61
4.4.6	Izgradnja VE u scenariju D1 i D2	63
4.5	Sažetak nalaza	66
5	Siguran rad sistema nakon ispada najveće elektrane	70
6	Identifikovana uska grla prenosnog sistema i problemi s naponom zbog integracije vjetroelektrana	73

7	Troškovi integracije VE	79
8	Sažetak, zaključak i ključne preporuke	82
	Bibliografija	86
	Dodatak	87

Tabele

Tabla 1 Podaci o hidroelektranama	4
Tabela 2 Podaci o termoelektranama	5
Tabela 3 Karekteristični angažman HEa	7
Tabela 4 Poredak termo blokova na osnovu najniže marginalne cijene proizvodnje	7
Tabela 5 Maksimalno i minimalno opterećenje u elektroenergetskom sistemu BiH, 2001-2005 (MW)	8
Tabela 6 Maksimalno i minimalno opterećenje u elektroenergetskom sistemu BiH, 2006-2010 (MW)	8
Tabela 7 Dalekovodi u elektroenergetskom sistemu BiH	10
Tabela 8 Trafostanice 400/x kV, 220/x kV i 110/x kV unutar energetskog sistema BiH	13
Tabela 9 Broj transformatora i instalisana snaga transformatora u energetskom sistemu BiH	14
Tabela 10 Nove HE uključene u balans električne energije	21
Tabela 11 Nove TE uključene u balans električne energije	21
Tabela 12 Predviđanja vršnog opterećenja sistema do 2020.	23
Tabela 13 Angažman VE u modelima (MW)	36
Tabela 14 Osnovni rezultati tokova snaga za bazne scenarije bez VE	37
Tabela 15 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez VE (postojeći sistem, normalna hidrologija)	38
Tabela 16 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez VE (postojeći sistem, vlažna hidrologija)	39
Tabela 17 Uska grla tokom minimalnog opterećenja bez VE (postojeći sistem)	40

Tabela 18 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju A (postojeći sistem, normalna hidrologija)	42
Tabela 19 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju A (postojeći sistem, vlažna hidrologija)	42
Tabela 20 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju B (postojeći sistem, normalna hidrologija)	45
Tabela 21 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju B (postojeći sistem, vlažna hidrologija)	46
Tabela 22 Uska grla tokom maksimalnog ljetnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju B (postojeći sistem)	47
Tabela 23 Uska grla tokom minimalnog opterećenja, VE u scenariju B (postojeći sistem)	49
Tabela 24 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2015., normalna hidrologija)	51
Tabela 25 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2015., vlažna hidrologija)	51
Tabela 26 Uska grla tokom maksimalnog ljetnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2015.)	52
Tabela 27 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem, normalna hidrologija) (2020)	53
Tabela 28 Uska grla tokom vrsnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2020., vlažna hidrologija)	54
Tabela 29 Uska grla tokom ljetnog maksimalnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2020.)	55
Tabela 30 Uska grla tokom vršnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju A (sistem 2015., normalna hidrologija)	56
Tabela 31 Uska grla tokom vrsnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju A (sistem 2015., dobra hidrologija)	57
Tabela 32 Uska grla tokom maksimalnog opterećenja ljeti, vjetroelektrane u scenariju A (sistem 2015.)	58
Tabela 33 Uska grla tokom vršnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju B (sistem 2015., normalna hidrologija)	59
Tabela 34 Uska grla tokom vršnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju B (sistem 2015., vlažna hidrologija)	59

Tabela 35 Uska grla tokom maksimalnog opterećenja ljeti, vjetroelektrane u scenariju B (sistem 2015.)	60
Tabela 36 Pregled neto troška za potrošača zbog dodanih VE	80

Slike

Slika 1 Instalisane snage elektrana po naponskim nivoima	3
Slika 2 Proizvodnja električne energije u BiH (2006-2010)	6
Slika 3 Maksimalno i minimalno opterećenje sistema u BiH (2001-2010)	9
Slika 4 Udio dalekovodnih linija u energetskom sistemu BiH po naponskim nivoima	10
Slika 5 Prenosni sistem u BiH	12
Slika 6 Električna energija opslužena od distributera	16
Slika 7 Buduća potrošnja u BiH	23
Slika 8 Očekivano vršno opterećenje u BiH	24
Slika 9 400 kV i 220 kV topologija mreže u 2015. (SECI model BiH)	25
Slika 10 400 kV i 220 kV topologija mreže u 2020. (SECI model BiH)	26
Slika 11 110 kV Postojeća topologija mreže u područjima gdje će glavnina novih VE biti izgrađena	28
Slika 12 Scenariji za analize tokova snaga i naponskih prilika u 2011.	30
Slika 13 Scenariji za analize tokova snaga i naponskih prilika u 2015.	31
Slika 14 Scenariji za analize tokova snaga i naponskih prilika u 2020.	32
Slika 15 Regije s planiranim lokacijama VE u postojećem elektroenergetskom sistemu BiH	34
Slika 16 Kritične grane na postojećoj topologiji 110 kV mreže, u područjima gdje će nove VEE biti izgrađene	68
Slika 17 Kritične grane na budućoj topologiji 110 kV mreže, u područjima gdje će nove VEE biti izgrađene (2015.)	69
Slika 18 Uska grla u mreži za scenarij A priključenja vjetroelektrana	75
Slika 19 Uska grla u mreži za scenarij B priključenja vjetroelektrana	76

Slika 20 Uska grla u mreži za scenarij C priključenja vjetroelektrana	77
Slika 21 Uska grla u mreži za scenarij D (D1 i D2) priključenja vjetroelektrana	78
Slika 22 Utjecaj vjetroenergije na proizvodnju iz konvencionalnih izvora	79
Figure 23 Usporedba rezervi po metodologijama	80
Slika 24 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža, normalna hidrologija)	88
Slika 25 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža, normalna hidrologija)	89
Slika 26 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, normalna hidrologija)	90
Slika 27 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža, vlažna hidrologija)	91
Slika 28 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža, vlažna hidrologija)	92
Slika 29 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, vlažna hidrologija)	93
Slika 30 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža)	94
Slika 31 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža)	95
Slika 32 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)	96
Slika 33 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža)	97
Slika 34 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža)	98
Slika 35 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)	99
Slika 36 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža, normalna hidrologija)	100
Slika 37 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža, normalna hidrologija)	101

Slika 38 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, normalna hidrologija)	102
Slika 39 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža, vlažna hidrologija)	103
Slika 40 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža, vlažna hidrologija)	104
Slika 41 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, vlažna hidrologija)	105
Slika 42 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža)	106
Slika 43 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža)	107
Slika 44 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)	108
Slika 45 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža)	109
Slika 46 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža)	110
Slika 47 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)	111
Slika 48 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža, normalna hidrologija)	112
Slika 49 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža, normalna hidrologija)	113
Slika 50 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, normalna hidrologija)	114
Slika 51 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža, vlažna hidrologija)	115
Slika 52 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža, vlažna hidrologija)	116
Slika 53 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, vlažna hidrologija)	117
Slika 54 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža)	118

Slika 55 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža)	119
Slika 56 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)	120
Slika 57 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža)	121
Slika 58 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža)	122
Slika 59 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)	123

1 Uvod

Ovaj Izvještaj 2 sastavni je dio niza od tri izvještaja iz ovog projekta u kojem je po prvi put sveobuhvatno na oko 350 stranica sistemski analiziran potencijal razvoja vjetroenergetike u Bosni i Hercegovini, uključujući analizu energetskog potencijala vjetra u BiH, kao i različite tehničke, pravne i ekonomski aspekte uklapanja VE u EES, i to uvažavajući različita međunarodna iskustva i specifičnosti BiH. Izvještaji su originalno pisani na engleskom jeziku, pa se u slučaju nekih nejasnoća nastalih u prijevodu čitaoci upućuju na originalnu, englesku verziju.

Pod ovim zadatkom, uzimajući u obzir tehnička ograničenja i zahtjeve za priključenje velikih komercijalnih vjetroelektrana na prenosnu mrežu, obuhvaćeni su sljedeći aspekti:

- ❑ Temeljeno na dogovorenim scenarijima gradnje VE analizirali smo naponske prilike u prenosnoj mreži BiH, s ciljem da se odredi u kojim dijelovima prenosne mreže je potrebna regulacija proizvodnje reaktivne snage iz vjetroelektrana. Nekoliko karakterističnih režima rada elektroenergetskog sistema BiH je analizirano: zimski maksimum, ljetni maksimum i minimalno opterećenje. Modeli tokova snaga u elektroenergetskom sistemu BiH sadrže najvjerojatnije scenarije izgradnje vjetroelektrana u BiH. U sklopu ovih analiza N-1 sigurnosni kriterij za sve prenosne elemente je kontrolisan i Konsultant ispituje da li prenosnu mrežu treba ojačati s ciljem obezbeđenja sigurnog prenosa i isporuke električne energije proizvedene iz vjetroelektrana.
- ❑ Konsultanti su analizirali i siguran rad elektroenergetskog sistema u situacijiispada najvećih blokova TE u BiH za najveće uključenje vjetroelektrana. Ova procjena uključuje utjecaj kvarova najvećih blokova TE na pouzdanost/stabilnost (stacionarnog stanja) nacionalne elektroenergetske mreže kako u BiH, tako i regionalnih elektroenergetskih mreža.
- ❑ Konsultanti su definisali i ocijenili dodatne troškove vezane sa povećanjem nivoa VE, za pokriće troškova dodatne rezerve, smanjenja faktora opterećenja termo i/ili hidro elektrana, modifikacija na mrežnim komponentama i pojačanjima mreže. Definisana su razna ograničenja (regionalna ili nacionalna) uslijed priključenja vjetroelektrana. Konsultant je ispitao kako, i od koga, će ovi troškovi biti plaćeni i dao je prijedloge i preporuke za tretman dodatnih troškova. Osvrt na iskustva u različitim državama također je uključen u zaključke.

U skladu sa projektnim zadatkom dalji dijelovi izvještaja obuhvaćaju sljedeće:

- ❑ Odjeljak 2 daje pregled postojećeg elektroenergetskog sistema BiH.
- ❑ Odjeljak 3 opisuje budući elektroenergetski sistem BiH, kao što je planiran u različitim izvještajima i studijama.

-
- Odjeljak 4 pokriva tokove snaga, N-1 i analizu naponskih prilika za postojeći i budući elektroenergetski sistem, sa i bez novih vjetroelektrana.
 - Odjeljak 5 razmatra situaciju ispada najveće elektrane (jedinice) na bazi analize stacionarnih stanja.
 - Odjeljak 6 opisuje identificirana uska grla prenosnog sistema i moguće napomske probleme uslijed priključenja potencijalnih vjetroelektrana.
 - Odjeljak 7 gleda na dodatne troškove vezane za integraciju VE u prenosnom sistemu BiH.

U odjeljku 8 dajemo sažetak nalaza.

Aneksi prikazuju rezultate tokova snaga za različite scenarije izgradnje vjetroelektrana i režime rada prenosne mreže (bazirane na nivou opterećenja i angažmanu proizvodnih jedinica) koji se odnose na postojeći prenosni sistem.

Na početku je važno napomenuti da se predmetni proračuni provode u cilju detektiranja uskih grla u cijeloj mreži. U tom smislu je korišteni verificirani model elektroenergetske mreže uključujući i mjesta priključka pojedinih VE, sukladno kriterijima navedenim u Tasku 1. Pri tom ni NOS BiH, niti autori ne preferiraju, niti vrednuju nijedan projekt ili lokaciju. Stoga se u ovoj studiji ne razmatraju detaljnije problemi priključka pojedinih VE, nego sveukupni očekivani utjecaj VE na mrežu i detektiranje potencijalnih uskih grla u mreži.

2 Pregled postojećeg elektroenergetskog sistema

Bosansko-hercegovački elektroenergetski sistem je razvijen pod teritorijalnim okvirom bivše Jugoslavije, tako da posjeduje neke slične karakteristike sa ostalim bivšim jugoslovenskim zemljama, proizvodnja energije bazirana je na ugljenim i hidro izvorima, jakim interkonekcijama sa susjednim zemljama sa velikim prenosnim kapacitetima, velikim instalisanim snagama u visoko-naponskim trafostanicama, ali ne u potpunosti razvijenom 110 kV mrežom.

Ovaj odjeljak sumira najvažnije tehničke karakteristike elektroenergetskog sistema BiH, specijalno u pogledu prenosa, iz perspektive budućeg priključenja vjetroelektrana. Daje pregled proizvodnih objekata koji trenutnu rade u sklopu tri domaće elektroprivrede (EP BiH, EP HZHB, ERS), historijske podatke o potrošnji električne energije i opterećenju sistema (maksimum, minimum, zima, ljeto), i opis postojećeg prenosnog sistema.

2.1 Proizvodnja

Osnovni podaci o elektranama unutar elektroenergetskog sistema BiH su prikazani u Tabeli 1 i Tabeli 2. Tu je ukupno 3792 MW instalisanih kapaciteta u energetskom sistemu BiH, od kojih 2005 MW (53%) je hidroelektrana (HE) i 1790 MW (47%) termoelektrana (TE). Od ukupnog instalisanog kapaciteta, 38 MW (1%) je povezan s distributivnom mrežom, 925 MW (24%) je povezano na 110 kV mrežu, 1959 MW (52%) s 220 kV mrežom, dok 870 MW (23%) je povezano na 400 kV mrežu, kao što je prikazano na Slici 1.

Slika 1 Instalisane snage elektrana po naponskim nivoima

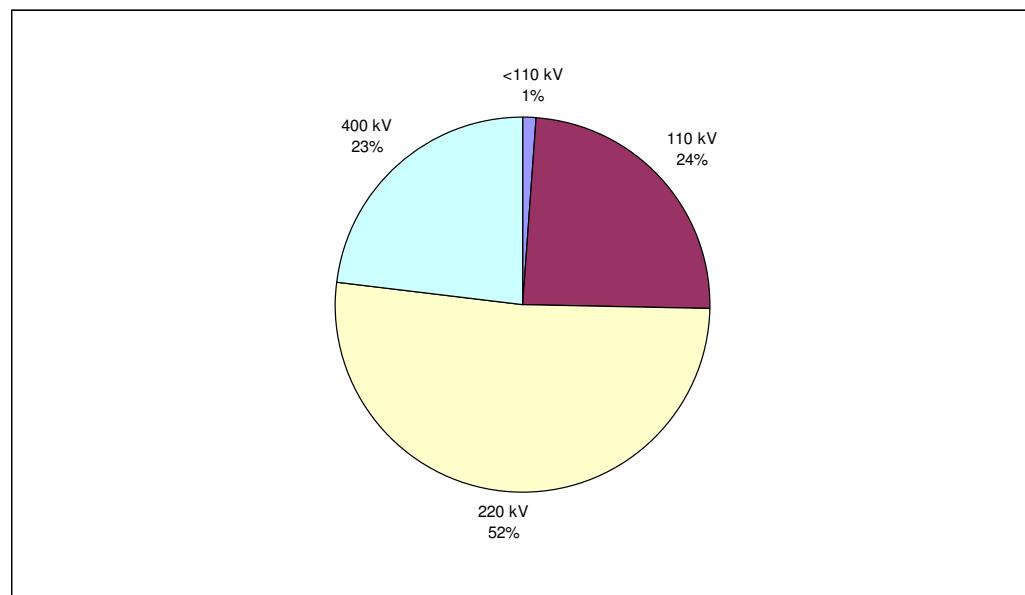


Tabla 1 Podaci o hidroelektranama

Rijeka	Ime HE	Maksimalna snaga na mreži prenosa (MW)			Reaktivna snaga (Mvar)		Priklučni naponski nivo (kV)
		Br. agregata	Snaga agregata	Maksimalna snaga na mreži prenosa (MW)	Q _{max}	Q _{min}	
Trebišnjica	Trebinje I	3	2x54+63	171	93	-60	220
	Trebinje II	1	8	8	-	-	<110
	Dubrovnik	1	108	108	52	-30	220
	Čapljina	2	220	440	252	-252	220
Neretva	Rama	2	80	160	78	-50	220
	Jablanica	6	30	180	126	-72	110
	Grabovica	2	57	114	56	-20	220
	Salakovac	3	70	210	99	-45	220
	Mostar	3	24	72	54	-24	110
	Mostarsko Blato	2	30	60	40	0	110
	Peć-Mlini	2	15,3	30,6	21	0	110
Vrbas	Jajce I	2	30	60	44	0	110
	Jajce II	3	10	30	16	0	<110
	Bočac	2	55	110	50	-20	110
Drina	Višegrad	3	105	315	150	-90	400

Hidroelektrane su smještene duž nekoliko rijeka, Trebišnjice i Neretve u južnom dijelu, rijeke Vrbas u sjevernom dijelu i Drine u istočnom dijelu države.

Veliki akumulacioni bazeni su locirani u blizini HE Jablanice i HE Rama. Korisna akumulacija ovih elektrana je 70 GWh na rijeci Neretvi počevši s HE Jablanica i 303 GWh za HE Rama.

HE Čapljina je pumpno-akumulaciona hidroelektrana sa mogućnošću rada u nekoliko režima: pumpanja vode za vrijeme niskog opterećenja, proizvodnje električne energije za vrijeme visoke tarife, i za kompenzaciju napona u mreži. Korištena je za obezbeđenje terciarne rezerve snage i frekvencije u BiH i na tržištu.

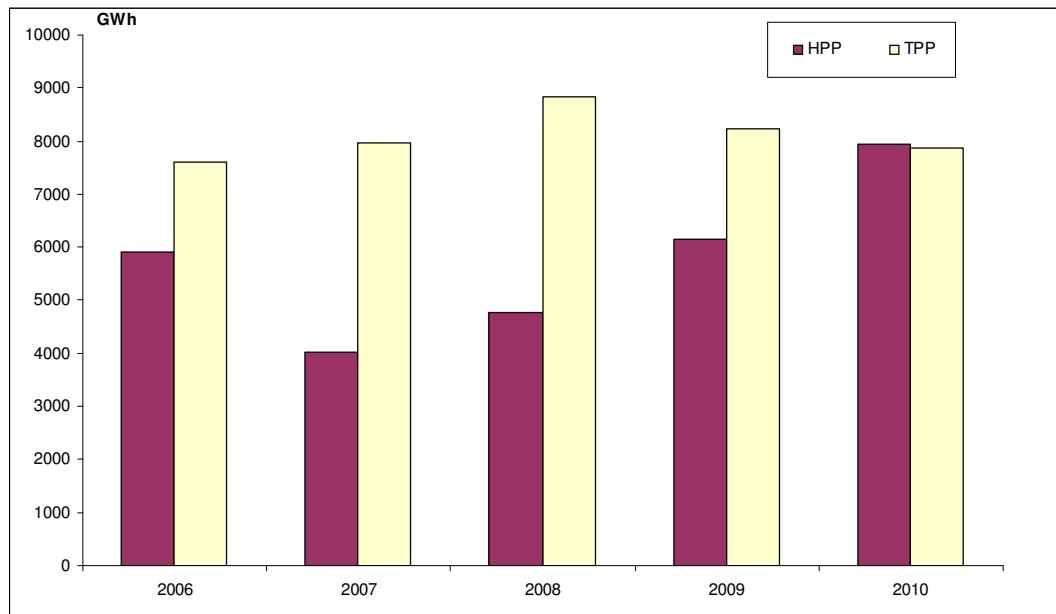
Tabela 2 Podaci o termoelektranama

Ime TE	Maksimalna snaga na mreži prenosa (MW)			Reaktivna snaga (Mvar)		Priključni naponski nivo (kV)
	Blok	Snaga	Ukupno	Q _{max}	Q _{min}	
TE Tuzla	G1	29	630	*	*	110
	G2	29		*	*	110
	G3	85		62	0	110
	G4	175		124	-40	220
	G5	180		124	-40	220
	G6	190		133	-45	220
TE Kakanj	G1	29	385	*	*	110
	G2	29		*	*	110
	G3	29		*	*	110
	G4	29		*	*	110
	G5	95		75	-25	110
	G6	85		83	-30	110
	G7	205		142	-54	220
TE Gacko	G1	255	255	175	-60	400
TE Ugljevik	G1	235,6	235,6	175	0	400

* nisu u pogonu

Termoelektrane u BiH koriste domaći ugalj (mrki ugalj ili lignit). Ugljem pogonjene elektrane su u posjedu EP BiH i ERS, dok EP HZHB nema ni jednu takvu elektranu. U Federaciji BiH (FBiH) cijena uglja za termoelektrane je kontrolisana od strane vlade FBiH. Do 2020. sljedeći blokovi će biti povučeni: Tuzla G3 (u 2013.), Tuzla G4 (u 2019.) i Kakanj G5 (u 2018.). Blok Kakanj G7 je rehabilitovan 2005. Rehabilitacija Tuzla G5 je u toku, Tuzla G6 i Kakanj G6 su predviđeni za rehabilitaciju. Nakon rehabilitacije očekivano je da će spomenuti blokovi biti povučeni nakon 2020. Životni vijek rehabilitovanih blokova je 15 godina. Projektovana neto snaga TE Ugljevik (u vlasništvu ERS) je 279 MW, ali uslijed tehničkih poteškoća može postići samo 250 MW. U cilju da postigne projektovanu snagu kotao treba rekonstruisati. Obje TE Gacko i TE Ugljevik su predviđene da budu revitalizirane što će produžiti njihov vijek i zadovoljiti okolišne standarde u pogledu emisije štetnih tvari (čestice, sumpora, NO_x) Očekivana godina povlačenja revitaliziranih jedinica je nakon 2020.

Slika 2 Proizvodnja električne energije u BiH (2006-2010)



Izvor: DERK

Udjel HE i TE u proizvodnji električne energije u posljednjih pet godina je prikazan na Slici 2. Obično TE proizvode više, ali 2010. je bila ekstremno povoljna za hidro proizvodnju (odlični hidrološki uslovi), pa su HE proizvele više tokom ove godine. Mala količina električne energije (oko 1 %) je obično proizvedena u industrijskim i manjim pogonima.

Hidro proizvodnja, kao i angažman hidro jedinica, je varijabilan tokom godine, što uzrokuje različita opterećenja u prenosnoj mreži. Zbog toga studije planiranja prenosne mreže treba izvesti uključujući nekoliko scenarija hidro proizvodnje u BiH (suva hidrologija, normalna hidrologija, vlažna hidrologija). Tipični angažman hidro jedinica u zavisnosti od hidroloških uslova je dat u Tabeli 3. Tabela 4 prikazuje ekonomski redoslijed angažovanja termo blokova, na osnovu marginalnih cijena proizvodnje. Ovi podaci su korišteni za proračune tokova snaga i druge analize.

Treba naglasiti da stvarni angažman proizvodnih jedinica u BiH nije određen na temelju marginalnih troškova proizvodnje. Svaka elektroprivreda koristi svoje jedinice da pokrije opterećenje tarifnih potrošača (pod cijenom koja je regulisana od strane nadležnih regulatora), dok eventualni viškovi se prodaju na tržištu baziranim na bilateralnim ugovorima (uglavnom koristeći proces javnog tenderisanja). Samo veliki potrošači imaju mogućnost da biraju vlastitog snabdjevača i da kupe električnu energiju na tržištu, ali samo tvornica Aluminijuma u Mostaru djelimično koristi ova prava.

Tabela 3 Karekteristični angažman HEA

Naziv	Maksimalna snaga na prenosnoj mreži (MW)	Tipični angažman (MW)		
		Suha (loša) hidrologija	Normalna hidrologija	Vlažna (dobra) hidrologija
Trebinje I	171	54	108	162
Trebinje II	8	2,4	4,8	7,2
Dubrovnik	108	55	63	94,5
Čapljina	440	0	182	378
Rama	160	55	96	144
Jablanica	180	46,5	93	139,5
Grabovica	114	34,2	68,4	102,6
Salakovac	210	63	126	189
Mostar	72	22,5	45	67,5
Peć-Mlini	30,6	9	18	27
Mostarsko B	60	18	36	54
Jajce I	60	18	36	54
Jajce II	30	9	18	27
Bočac	110	33	66	99
Višegrad	315	94,5	189	283,5
UKUPNO	2068,6	514,1	1131,2	1801,8

Tabela 4 Poredak termo blokova na osnovu najniže marginalne cijene proizvodnje

Poredak	Blok	Snaga (MW)
1	Kakanj - G7	205
2	Kakanj - G5	95
3	Gacko	255
4	Tuzla - G6	190
5	Tuzla - G4*	175
6	Kakanj - G6	85
7	Ugljevik	235,6
8	Tuzla - G5	180
9	Tuzla - G3*	85

* proizvodnja električne energije i toplote (mora se izvoditi tokom zimske sezone)

2.2 Potrošnja

Potrošnja električne energije u BiH je oko 11 TWh s vršnim opterećenjem sistema oko 2100 MW. Podaci o maksimalnim i minimalnim opterećenjima unutar elektroenergetskog sistema BiH, između 2001. i 2010. dati su u Tabeli 5 i Tabeli 6, i prikazani na Slici 3. U ovom posmatranom periodu, vršno opterećenje je bilo u opsegu od 1829 MW (2002.) do 2173 MW (2010.), sa prosječnim godišnjim rastom od 1,83%. U istom periodu minimalno opterećenje sistema je bilo u opsegu 633 MW do 870 MW, sa prosječnim godišnjim rastom od 2,88%. Odnos minimalnog opterećenja i maksimalnog opterećenje je bilo između 0,34 i 0,41, ili 0,38 u prosjeku.

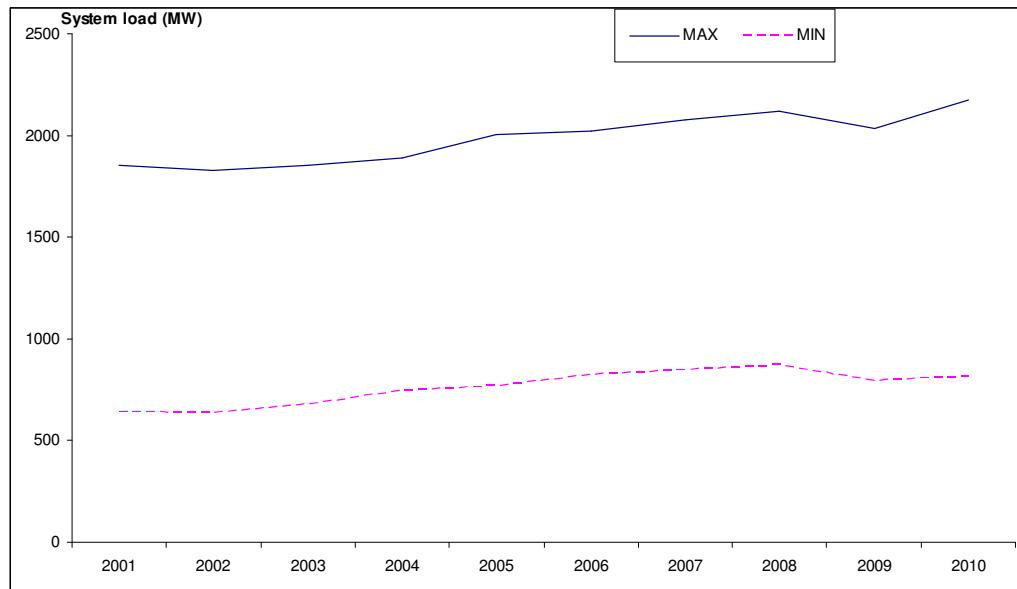
Tabela 5 Maksimalno i minimalno opterećenje u elektroenergetskom sistemu BiH, 2001-2005 (MW)

Mjesec	2001		2002		2003		2004		2005	
	MIN	MAX								
Januar	805	1693	864	1829	878	1854	908	1830	985	1861
Februar	847	1699	827	1605	980	1772	910	1741	1047	1946
Mart	728	1618	719	1555	799	1599	801	1670	874	1833
April	679	1487	694	1446	694	1541	787	1559	837	1589
Maj	656	1287	640	1218	676	1288	748	1368	784	1490
Juni	695	1262	633	1210	684	1288	746	1358	796	1448
Juli	705	1240	658	1201	686	1265	769	1360	796	1450
August	639	1266	663	1259	737	1280	778	1406	824	1492
Septembar	691	1359	691	1449	723	1374	784	1489	768	1530
Octobar	687	1475	737	1512	736	1604	796	1601	832	1657
Novembar	806	1656	748	1593	812	1619	833	1773	931	1840
Decembar	908	1853	838	1747	876	1781	930	1890	983	2005
Min/Max	639	1853	633	1829	676	1854	746	1890	768	2005

Tabela 6 Maksimalno i minimalno opterećenje u elektroenergetskom sistemu BiH, 2006-2010 (MW)

Mjesec	2006		2007		2008		2009		2010	
	MIN	MAX								
Januar	1072	1955	981	1879	1046	2075	959	2033	934	1954
Februar	941	1863	944	1766	1017	1944	933	1892	983	1888
Mart	880	1780	912	1698	989	1860	896	1750	912	1885
April	850	1669	852	1669	870	1689	796	1573	893	1756
Maj	829	1516	856	1514	885	1618	802	1534	816	1631
Juni	827	1470	845	1480	896	1592	811	1485	851	1581
Juli	824	1455	861	1499	886	1569	806	1529	882	1611
August	843	1495	853	1550	939	1623	874	1588	890	1669
Septembar	844	1572	853	1622	928	1816	824	1659	894	1721
Octobar	867	1683	908	1790	963	1767	853	1769	953	1875
Novembar	962	1822	976	1907	955	1927	940	1922	970	1888
Decembar	997	2019	991	2078	1010	2117	945	2017	1021	2173
Min/Max	824	2019	845	2078	870	2117	796	2033	816	2173

Izvor: NOS BiH

Slika 3 Maksimalno i minimalno opterećenje sistema u BiH (2001-2010)

Izvor: NOS BiH

Vršno opterećenje se dostiže u zimskim mjesecima (decembar i januar), vjerovatno kao rezultat upotrebe električne energije za grijanje, što nas dovodi do pretpostavke da opterećenje sistema snažno zavisi od vanjske temperature. Minimalno opterećenje je postignuto u proljetnim i ljetnim mjesecima (maj do septembra). Visoka stopa porasta minimalnog opterećenja sistema i porast odnosa vršne snage prema minimumu snage ukazuje na povećanu ugradnju klima uređaja i veću potrošnju električne energije za hlađenje. Normalizovano (u odnosu na godišnje vršno opterećenje sistema) maksimalno mjesečno opterećenje u elektroenergetskom sistemu BiH može se odrediti iz Tabele 5 i Tabele 6. Maksimalno opterećenje u rasponu od 80 % do 100 % od P_{max} su zabilježeni u Januaru, Februaru, Martu, Aprilu, Novembru i Decembru dok je u ostalim mjesecima u godini maksimalno mjesečno opterećenje ispod 80% od P_{max} .

Raspodjela opterećenja sistema na pojedine trafostanice 110/x kV (i 220/x kV za Tvornicu Aluminijuma u Mostaru) se izvodi na temelju doprinosa pojedinačnih trafostanica u trenutku nastanka maksimalnog opterećenja i trenutku nastanka minimalnog opterećenja sistema u prošlom razdoblju. Najveći centri potrošnje u BiH su Sarajevo, Banja Luka, Tuzla, Zenica i Mostar.

2.3 Prenosna mreža

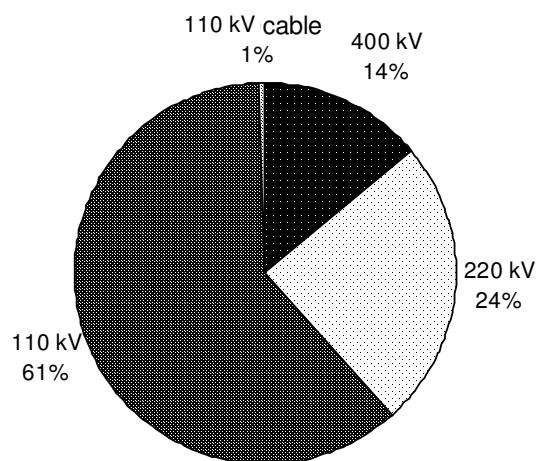
Prenosna mreža BiH sadrži dalekovode 400 kV, 220 kV i 110 kV naponskog nivoa. Energetski sistem sadrži petnaest 400 kV dalekovoda sa ukupnom dužinom od 865 km, 42 dalekovoda 220 kV sa ukupnom dužinom od 1525 km, više od 215 dalekovoda 110 kV sa ukupnom dužinom oko 3888 km, i pet 110 kV kablova sa

ukupnom dužinom od 31 km, kao što je to prikazano u Tabeli 7¹. Ukupna dužina svih dalekovoda unutar energetskog sistema BiH je 6309 km. Dalekovodi 400 kV čine 14% od ukupne dužine, 220 kV dalekovodi 24% i 110 kV dalekovodi 62%, kao što je to prikazano Slikom 4.

Tabela 7 Dalekovodi u elektroenergetskom sistemu BiH

Nazivni napon	Broj linija	Broj interkonekcija	Dužina (km)
400 kV	15	4	867.1
220 kV	42	8	1,526.7
110 kV	215	19	3,836.5
110 kV (cable)	5	-	31.4
TOTAL	277	31	6,261.9

Slika 4 Udio dalekovodnih linija u energetskom sistemu BiH po naponskim nivoima



Dalekovodi najvišeg naponskog nivoa u BiH su izgrađeni u kasnim 1970. i ranim 1980. kada je prenosna mreža bila razvijana u okviru bivšeg jugoslovenskog sistema. Posljednji dalekovod Ugljevik – Sremska Mitrovica izgrađen je 2004. godine. 400 kV dalekovodi su projektovani sa dva Al/Fe 2x490/65 mm² vodiča uz stalno podnosivu struju u normalnim uslovima od 1920 A. 400 kV stubovi su čelični, Y tipa. 400 kV mreža nije upetljana unutar države, ali se proteže od svog sjevera (Ugljevik, Tuzla), preko centra (Sarajevo) do juga (Gacko, Trebinje) i juga-zapada (Mostar). Radikalni 400 kV dalekovodi povezuju potrošačka i proizvodna područja Banja Luke (400 kV vod Tuzla – Banja Luka) i HE Višegrad (400 kV vod Višegrad – Tuzla) sa glavnom mrežom. Vod Sarajevo 20 – Buk Bijela je također izgrađen za 400 kV napon, ali od samog starta radi samo na 220 kV naponu sve do HE Piva u Crnoj Gori. Dalekovodi

¹ <http://www.derk.ba/>, Web site Državne Energetske Regulacione Komisije za električnu energiju

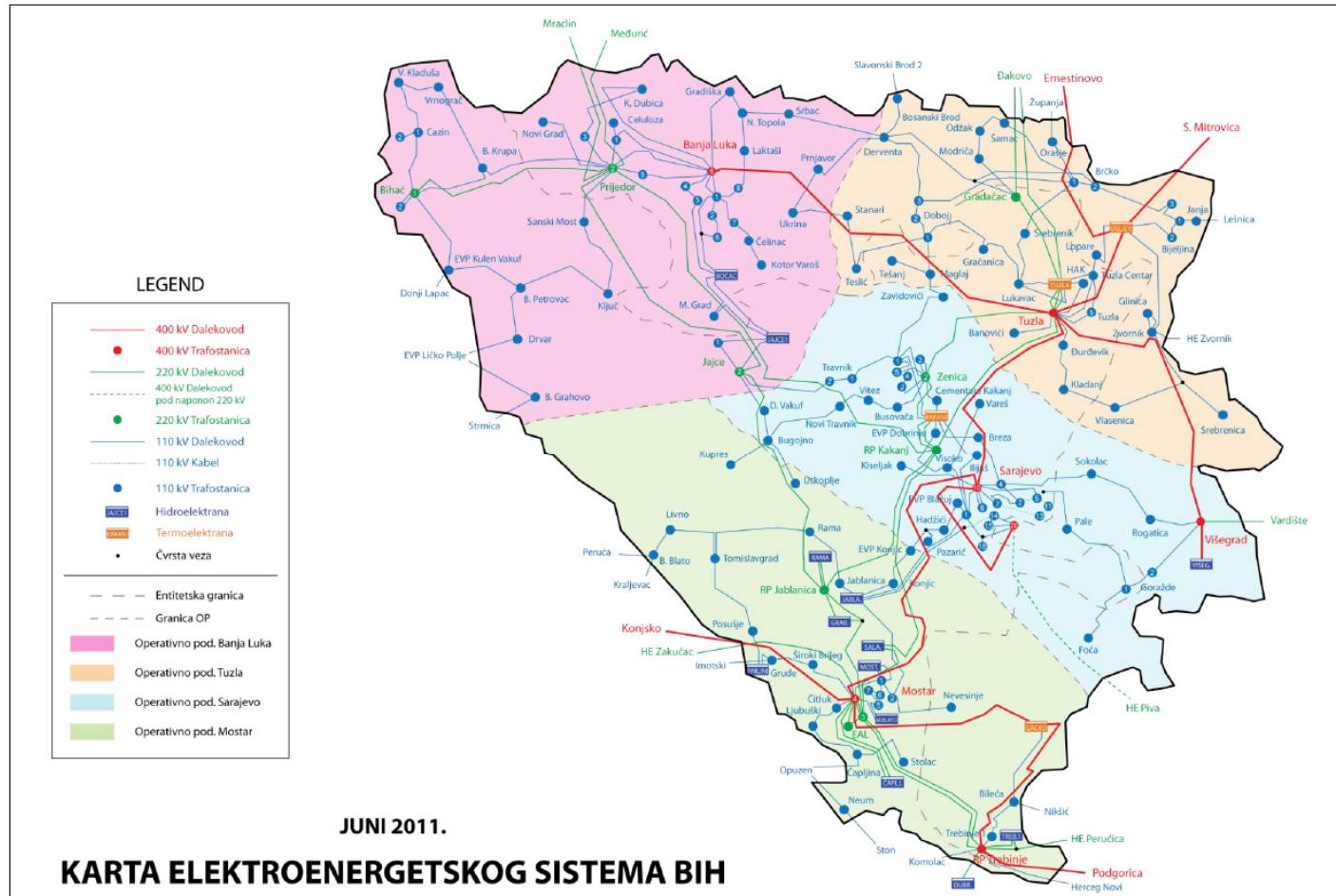
najvišeg naponskog nivoa povezuju elektroenergetski sistem BiH sa susjednim sistemima Hrvatske (400 kV vod Ugljevik – Ernestinovo i 400 kV vod Mostar – Konjsko), Srbije (400 kV vod Ugljevik – Sremska Mitrovica) i Crne Gore (400 kV vod Trebinje – Podgorica). Dobre veze sa susjednim sistemima omogućavaju značajan izvoz energije, uvoz i tranzit preko prenosne mreže, te čine BiH jednom od najznačajnijih tranzitnih regiona jugoistočne Evrope. 400 kV mreža povezuje TE Ugljevik u svojem sjevernom dijelu, TE Gacko u južnom i HE Višegrad u istočnom dijelu. Veza dvije velike termoelektrane i jedne hidroelektrane omogućava značajnu podršku mreži najvišeg napona reaktivnom energijom.

220 kV mreža ima važnu ulogu u elektroenergetskom sistemu BiH. Na nju su priključene velike termoelektrane i hidroelektrane (TE Tuzla, TE Kakanj, HE Salakovac, HE Rama, HE Grabovica, HE Čapljina, HE Trebinje). Izgrađena je 1960. i 1970. te koristi Al/Fe vodiče poprečnog presjeka 360/57 mm², sa maksimalnom dopuštenom strujom u normalnom režimu rada od 790 A. Stubovi 220 kV dalekovoda su napravljeni od čelika. Petlje 220 kV mreže su razvijene na sjeveru, jugu i sjeverno-zapadnom dijelu BiH, te su povezane sa susjednim sistemima: Hrvatske (220 kV vod Tuzla – Đakovo, 220 kV vod Gradačac – Đakovo, 220 kV vod Prijedor – Međurić, 220 kV vod Mraclin – Prijedor, 220 kV vod Mostar – Zakučac), Crne Gore (220 kV vod Sarajevo 20 – HE Piva, 220 kV vod Trebinje – Perućica) i Srbije (220 kV vod Višegrad – Vardište). Jedan generator u HE Dubrovnik je direktno povezan s 220 kV mrežom BiH. Generalno se može zaključiti da je 220 kV mreža dobro razvijena i upetljana s izuzetkom radijalnog napajanja šireg područja Bihaća. Ova mreža napaja električnom energijom najvećeg potrošača u BiH, Aluminij d.d. Mostar.

110 kV mreža pokriva kompletno područje BiH, a razvijana je od 1950. do danas. 110 kV mreža uključuje čelične stubove sa Al/Fe vodičima 150/25 mm² i 240/40 mm² poprečnog presjeka, sa maksimalnom dozvoljenom strujom u normalnim uslovima od 470 A i 645 A redom. 110 kV mreža također uključuje Al/Fe vodiče presjeka 95/15 mm², 120/20 mm², 120/70 mm², 210/35 mm², 360/57 mm², bakarne vodiče presjeka 95 mm², 120 mm² i 150 mm² te Aster vodiče presjeka 228 mm². Mreža je dobro upetljana i povezana u teritoriji BiH osim određenog broja trafostanica sa radijalnim napajanjem pod 110 kV. Hidroelektrane kao što su HE Mostar, HE Peć-Mlini, HE Mostarsko Blato, HE Jablanica, HE Jajce i HE Bočac povezane su u 110 kV mrežu. Neka potrošačka područja su povezana preko 110 kV mreže sa susjednim sistemima Hrvatske (110 kV vod Orašje – Županja, S. Brod – B. Brod, 110 kV vod EVP Kulen Vakuf – Donji Lapac, 110 kV vod B. Grahovo – Strmica, 110 kV vod Livno – Buško Blato, 110 kV vod Imotski – Grude, 110 kV vod Opuzen – Čapljina, 110 kV vod Neum – Opuzen, 110 kV vod Neum – Ston, 110 kV vod Trebinje – Komolac), Crne Gore (110 kV vod Bileća – Nikšić, 110 kV vod Trebinje – Herceg Novi) i Srbije (110 kV vod Zvornik – HE Zvornik, 110 kV vod Bijeljina – Lešnica). 110 kV vodovi prema Srbiji u normalnom režimu rada nisu u funkciji.

Slika 5 prikazuje prenosnu mrežu u BiH.

Slika 5 Prenosni sistem u BIH



Izvor: NOS BiH

Statistički pokazatelji o raspoloživosti prenosne mreže BiH u razdoblju 2002.-2006. pokazuju zadovoljavajući nivo pouzdanosti, u skladu s visoko razvijenim mrežama zapadnoevropskih zemalja. Prosječna neraspoloživost 400 kV vodova u promatranom razdoblju bila je 2,85%, 220 kV vodova 1,33%, te 110 kV vodova 0,64%. Prisilna raspoloživost bila je značajno niža od ukupne raspoloživosti, prosječno oko 0,14% po vodu na svim naponskim nivoima (0,145% u 400 kV mreži, 0,137% u mreži 220 kV, te 0,148% u 110 kV mreži).

Tabela 8 pokazuje da unutar energetskog sistema BiH ima devet 400/x kV trafostanica, osam 220/x kV trafostanica i 127 110/x kV trafostanica². Ukupno ima sedam 400/220kV transformatora sa ukupnom instalisanom snagom od 2800 MVA, sedam 400/220kV transformatora sa instalisanom snagom 2100 MVA, i 216 transformatora 110/x kV sa ukupnom instalisanom snagom od 5204 MVA (Tabela 9). Pojedinačna snaga instalisanih transformatora je 400 MVA (400/220 kV), 300 MVA (400/110 kV), 150 MVA (220/110 kV), 63 MVA, 40 MVA, 31.5 MVA, 20 MVA, 10 MVA (110/x kV). Proizvođači najvećih energetskih transformatora su Končar, Hyundai, Elektroputere, Elin, Italtrafo, Pauwels i Elta. Transformatori su uglavnom dizajnirani kao tronamotajni, gdje se tercijar ne koristi za prenos el. energije.

Tabela 8 Trafostanice 400/x kV, 220/x kV i 110/x kV unutar energetskog sistema BiH

Naponski nivoi	Broj TS
SS 400/x kV	9
SS 220/x kV	8
SS 110/x kV	127
SS 35/x kV *	5
UKUPNO	144+5

* vlasništvo Elektroprivredos BiH

Izvor: DERK

² <http://www.derk.ba/>, Web site Državne Energetske Regulacione Komisije za električnu energiju

Tabela 9 Broj transformatora i instalisana snaga transformatora u energetskom sistemu BiH

Prenosni odnos Transformatora	Br. Transformatora	Instalisana snaga (MVA)
TS 400/220 kV	7	2,800
TS 400/110 kV	7	2,100
TS 220/110 kV	14	2,100
TS 110/x kV	216	5,204
TS MV/MV kV *	24	137
UKUPNO	252	12,341

* vlasništvo Elektroprivredos BiH

Izvor: DERK

Svi 400/x kV i 220/x kV transformatori su projektovani s mogućnošću promene prenosnog omjera pri čemu regulacija na 400/220kV transformatorima može provoditi samo u beznaponskom stanju, dok 220/110kV transformatori mogu biti automatski regulisani pod teretom. Neki 400/110kV transformatori imaju mogućnost regulacije bilo u beznaponskom stanju bilo pod teretom. Pozicija regulacione sklopka je na primarnoj strani, u opsegu $\pm 1 \times 5\%$ (400/220 kV), $\pm 2 \times 2.5\%$ (400/110 kV), i $\pm 12 \times 1.25\%$ (220/110 kV).

Statistika pouzdanosti transformatora pokazuje u periodu 2002-2006 zadovoljavajući nivo pouzdanosti, u opsegu od 1,8% do 4,3% neraspoloživosti u prosjeku. 400/110 kV transformatori imaju nešto veći nivo ispada, primarno zbog visoke neraspoloživosti transformatora u Banja Luci i Sarajevu u 2005.

Energetski sistem BiH sadrži odgovarajuće zaštitne, mjerne i telekomunikacione uređaje i opremu. U većini trafostanica mjeri se aktivna i reaktivna snaga. Sinhronizirano očitanje nije dostupno; samo maksimalne neistodobne vrijednosti se registriraju. Nacionalni dispečerski centar u NOS/BiH je nedavno modernizovan i opremljen sa SCADA/EMS sistemom. Sve trafostanice su uključene u sistem daljinske kontrole. Telekomunikaciona mreža je razvijena duž čitavog elektroenergetskog sistema

Regulacija napona i reaktivne energije u elektroenergetskom sistemu BiH se obavlja generatorima i transformatorima. Priključak većeg broja generatora na sva tri prenosna naponska nivoa uglavnom pruža zadovoljavajući naponski profil. Pumpno-akumulaciona HE Čapljina se ponekad koristi u kompenzacionom režimu rada za fino podešavanje i regulaciju naponskih prilika. U mreži nema modernih kompenzacijskih uređaja (FACTS, statički Var kompenzatori i dr.).

BiH je značajan izvoznik električne energije. U gotovo svim mjesecima posmatranog perioda od 2001. do 2009. ima pozitivan balans. Na godišnjem nivou balans je bio pozitivan na izvoznoj strani od 1 do 2 TWh.

Zbog svoje pozicije i strukture prenosne mreže BiH pruža značajnu potporu svojim susjedima i omogućava tržišne aktivnosti u ovom dijelu Europe. NOS BiH

izračunava NTC vrijednosti na osnovu tehničkih pravila i preporuka ENTSO-E. Prenosni kapaciteti su osigurani na godišnjem, mjesecnom i dnevnom nivou.

Međugranični kapaciteti u Srbija → BiH smjeru i BiH → Hrvatska smjeru su visoko iskorišteni što ukazuje na ograničene mogućnosti širenja razmjene u ovim smjerovima.

Opterećenje 400 kV i 220 kV prenosne mreže u BiH nakon njene integracije i sinhronizacije s ENTSO-E sinhronom zonom (2004. godine) nije limitirajući faktor u realizaciji balansa snage s ciljem udovoljenja vlastitih potreba i zahtijevanim uvozom i izvozom električne energije. U proteklom periodu nisu zabilježena zagušenja u prenosnoj mreži BiH, čak i u slučajevima kad neke linije nisu bile u radu. U normalnoj situaciji opterećenje 220 kV linija je ispod 50% njihove prenosne moći (300 MVA), dok opterećenje 400 kV linija ne prelazi 30% prenosne moći (1300 MVA).

Neke interkonektivne linije su bile zagušene kada je trgovanje u pitanju, bilo da se radi o prodaji viškova ili uvozu električne energije za ispunjenje domaćih zahtjeva ili tranzita. Uzrok tomu su bila zagušenja u susjednim sistemima. Kritične granice su one sa Hrvatskom i Srbijom, tj. smjer Srbija → BiH i BiH → Hrvatska. Treba naglasiti da usko grlo u međugraničnom prenosu se pojavljuje uglavnom zbog metodologije proračuna NTC vrijednosti ili zbog uskih grla u susjednim sistemima.

Što se tiče topologije prenosne mreže slijedeće tačke treba naglasiti³:

- Na sadašnjem nivou razvoja prenosne mreže BiH, pogonska sigurnost nije zadovoljavajuća unutar 110 kV mreže u regionu Hercegovine i 110 kV mreže u područjima Banja Luke, Sarajeva i Tuzle.
- Sa tačke gledišta naponskih prilika, topologija 110 kV mreže nije zadovoljavajuća u regionu Hercegovine (područja: Čitluk, Čapljina, Ljubuški i Stolac).
- U okviru današnje konfiguracije prenosne mreže BiH postoji oko 20 trafostanica 110/x kV sa radikalnim napajanjem na 110 kV strani, pa je dugoročno neophodno osigurati napajanje iz dva smjera za sve 110/x kV trafostanice.
- U okviru današnje konfiguracije prenosne mreže BiH ima nekoliko „T“ spojeva koji reduciraju pouzdanost i sigurnost napajanja potrošača, pa je neophodno eliminisati ove nedostatke.
- U što kraćem periodu neophodno je poduzeti popravak preostalih ratnih šteta (110 kV mreže u Hercegovini, Sarajevu, itd.), finalizirati 110 kV vodove trenutno pod rekonstrukcijom ili pod pripremom za izgradnju (Kotor Varoš – Ukrina, Ugljevik – Brčko 2, Nevesinje – Gacko, itd.) i

³ Studija Energetskog Sektora u BiH, Institute Hrvoje Pozar, Soluziona, Ekonomski Institut Banja Luka, Rudarski Institut Tuzla, 2008

obaviti rehabilitaciju vodova i TS (specijalno u područjima Tuzle, Banja Luke i regiona Hercegovine).

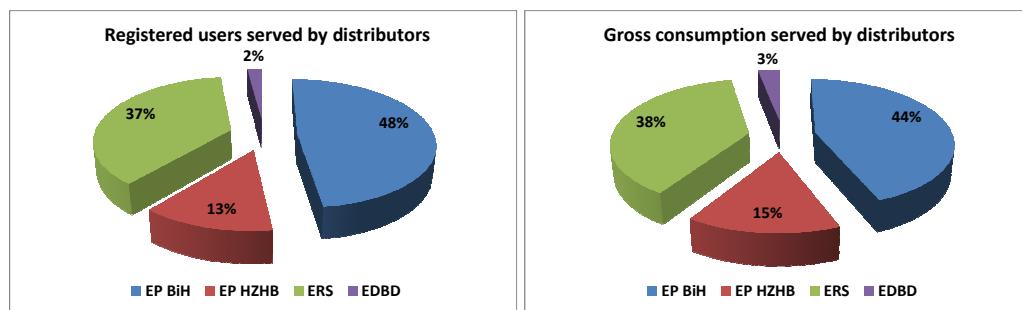
Postojeći način funkciranja Elektroprijenos BiH nije zadovoljavajući, uglavnom zbog organizacijskih i političkih razloga. Obzirom da zbog takvog stanja trpi i prijenosni sustav, funkciranje ove kompanije isključivo po tehničkim kriterijima trebalo bi biti osigurano u najkraće vrijeme. Ovo je od najveće važnosti, ne samo zbog priključaka vjetroelektrana, nego zbog svih kupaca i proizvodjača električne energije u BiH.

2.4 Distribucija i snabdijevanje

Distributivna mreža je dio elektroenergetskog sistema koji distribuira električnu energiju od prenosne mreže ili priključenih generatora do potrošača povezanih na niski i srednji napon. U elektroenergetskom sistemu BiH aktivnosti distribucije električne energije obavlja osam distributivnih operatora sistema: Elektroprivreda Bosne i Hercegovine (EP BiH), Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne (EP HZHB), Elektrodistribucija Distrikta Brčko (EDBD) i pet korisnika licence distributera električne energije koje posjeduje Elektroprivreda Republike Srpske (ERS): Elektrokrajina, Elektro Doboј, Elektro Bijeljina, Elektrodistribucija Pale i Elektrohercegovina.

U BiH ima oko 1 331 000 registrovanih korisnika električne energije. EP BiH opslužuje 48%, EP HZHB 13%, ERS 37% i EDBD 2%. Ukupna bruto potrošnja (uključujući gubitke) električne energije na nivou distribucije BiH iznosi oko 4 GWh, sa sljedećim udjelom pojedinih distributivnih sistema: EP BIH 44%, EP HZHB 15%, ERS 38% i EDBD 3%. Slika 6 pokazuje procente električne energije opsluženih od strane pojedinačnih opskrbljivača.

Slika 6 Električna energija opslužena od distributera



U BiH ima 127 TS 110/SN u vlasništvu Elektroprenosa BiH kroz koje su potrošači na 35 kV, 10(20) kV i nisko naponskoj strani usluženi, te 7 industrijskih TS 110/SN u vlasništvu 110 kV korisnika. Elektroprivrede posjeduju (potpuno ili djelimično) 179 TS 35/SN i preko 2000 km 35 kV dalekovodnih linija. Udio direktnе 110/SN transformacije ili distribucije električne energije bez posredovanja 35 kV mreže i 35/10(20) kV transformacije je najveće u EP HZHB. Međutim, iz lokalne perspektive, direktna transformacija prevladava na području distribucije Elektrokrajina (ERS) i distributivnom području Sarajeva (EP BiH), te je u velikoj mjeri prisutna u

distributivnim područjima Jug i Centar (EP HZHB) i distributivnom području Bihać (EPBiH). 35 kV mreža je vrlo dobro razvijena u distributivnom području Tuzle (EPBiH) i Elektro Doboja (ERS).

Od ukupno 2071 km 35 kV dalekovodnih linja, ima 160 km kablova, od kojih je 33% papirom izolovanih (IPZO 13 i slično), a 36% je XLPE izolovano (XHP 48 i sličnih). U dalekovodnoj mreži $\frac{3}{4}$ linija su izgrađene na čeličnim stubovima, i ovo odgovara činjenici da skoro 80% vodova ima 95 mm^2 ili veći presjek. 35kV mreža u području EP BiH je osobito dobre kvalitete.

U 35/SN trafostanicama preko 70% instalacija su tradicionalno dizajnirane (zrakom izolovane), preko $\frac{3}{4}$ su malouljni prekidači, elektromehaničke zaštite postoje u 50% stanica EP BiH i 70% ERS stanica (u prosjeku 60% na nivou BiH), udio numeričkih zaštita je redom 28%, 12% (24%), udio 20 kV instalacija je 25% u EP BiH, 8% u ERS, ili 16% na nivou BiH. Implementacija sistema daljinske komande je široko rasprostranjena u 110/SN trafostanicama, dok se u 35/SN stanicama koristi samo iznimno osim u Elektro Doboju (ERS), gdje je generalno u upotrebi.

Dalekovodna mreža 10(20) kV je izgrađena na drvenim stubovima, sa udjelom od oko 45%, preko 60% u EP HZHB i 67% u EP BiH i do 75% u ERS, što daje prosjek od 70% u BiH. Udio čeličnih stubova je zanemariv i ne prelazi 5% na nivou pojedinih distributivnih mrežnih operatora. Veliki dio vodiča je presjeka od 25 mm^2 do 50 mm^2 . Ostali vodiči ne prelaze 7%. Udio vodiča s presjekom ispod 50 mm^2 je 70% u ES, 64% u EP BiH, 44% u EP HZHB i 40% u EDBD, što daje prosjek od 63% na nivou BiH. Manje od 20% dalekovodne mreže na nivou BiH radi na 20 kV, ali tu ima velikih razlika: cijela mreža EP HZHB i EDBD radi na 10 kV, dok udio mreže koja radi na 20 kV je oko 5% u EP BiH (dijelovi ED Bihać i ED Zenica) i čak 30% u ERS (veliki dio Elektrokrnjina i veoma mali dio Elektrodistribucije Pale).

Udio 10(20) kV kablova koji se mogu koristiti na 20 kV naponskom nivou iznosi od 35% u ERS i EDBD, preko 70% u EP BiH, ili oko 60% na nivou BiH. 10% kablovske mreže EP BiH (ED Bihać, ED Zenica, ED Sarajevo) i 25% kablovske mreže ERS (Elektrokrnjina, Elektrodistribucija Pale) rade na 20 kV.

Udio kablovski priključenih trafostanica u ukupnom broju SN/NN trafostanica je 37% u EP BiH, 28% u EP HZHB, 18% u ERS, 28% u EDBD, ili oko 27% na nivou BiH. Preostale su napravljene uglavnom od stubnih trafostanica (približno 65%). U strukturi stubnih trafostanica, čelični stubovi i betonski stubovi prevladavaju: 60% i 35% u EPBiH, 75% i 20% u ERS. U EP BiH, 4% transformatora radi na 20 kV naponskom nivou i 24% u ERS, što daje prosjek od približno 12% na nivou BiH. Preostali transformatori rade na 10 kV, a udio instalisanih transformatora s mogućnošću preklapanja 10(20)/0.4kV je 28% u EP BiH i 5% u ERS, ili 12% na nivou BiH.

Niskonaponska mreža se sastoji od podzemne kablovske mreže (5%) i nadzemne mreže. Posljednja se sastoji od dijela izolovane (33%) i ne izolovane (62%) mreže. Relativno visok udio nadzemne mreže dizajnirane sa samonosivim snopovima kabla vodi nas do zaključka da je značajan dio niskonaponske mreže renoviran. Ipak, gotovo 30% mreže je napravljeno od vodova s veoma malim presjekom (Al/Fe 25 mm^2 ili ispod). Preko $\frac{3}{4}$ nadzemne mreže je ostalo na drvenim stubovima, 18% na

betonskim i 7% je još uvijek na krovovima ili drugim nosačima. Jedan od glavnih indikatora za analizu i planiranje mreža je prosječna dužina niskonaponske mreže po SN/NN trafostanici. Prosječna dužina niskonaponske mreže po SN/NN trafostanici je 2,7 km u EP HZHB, 3,0 km u EP BiH, 3,7 km u EDBD i čak 3,9 km u ERS, dok je prosjek za BiH 3,4 km.

2.5 Rezime postojećeg energetskog sistema

Proizvodnja

- Dovoljni proizvodni kapaciteti da zadovolje domaće potrebe u postojećem stanju
- Zadovoljavajuće izvozne mogućnosti
- Proizvodnja HE i TE, sa uobičajeno sličnim udjelom u proizvodnji, zavisi od godišnjih hidroloških uslova
- Veliki planovi na proširenju proizvodnog portofolija od sve tri elektroprivrede, ali veoma spora realizacija njihovih planova
- Potrebna modernizacija termoelektrana u nekoliko narednih godina.

Potrošnja

- Predviđa se porast domaće potrošnje
- Umjeren rast maksimalnog opterećenja sistema u posljednjih deset godina.

Prenosna mreža

- Rasprostranjena prenosna mreža sa dobrim vezama sa susjednim državama
- Zagušenja se javljaju uslijed ograničenja u susjednim državama češće nego u mreže BiH
- Potreba za ojačanjem uglavnom na 110 kV naponskom nivou
- Nedostaju 110 kV vodovi u nekim područjima sa opsežnim planovima za izgradnju VE.

Distribucija i snabdijevanje

- Generalno dobra distributivna mreža
- Potrebe za dodatnim poboljšanjima u budućnosti
- Niska cijena električne energije, utjecaj Vlade.

Tržište

- Razvijeno zakonodavstvo, Mrežni kodeks, Tržišna pravila
- Postoje prepreke u vezi izgradnje i priključka novih proizvodnih objekata (posebno vjetroelektrana)
- Bilateralni ugovori između tri elektroprivrede, svaka kompanija je odgovorna za pokrivanje potrošnje u političkim definisanim područjima.

3 Pregled budućeg elektroenergetskog sistema

Sve tri elektroprivrede u BiH imaju ambiciozne planove revitalizacije postojećih postrojenja za proizvodnju električne energije te gradnje novih. Popis planiranih proizvodnih postrojenja u BiH je dat unutar Indikativnog plana razvoja proizvodnje kojeg izrađuje NOS BiH⁴.

Izgradnjom novih elektrana elektroprivrede planiraju da pokriju povećanje potrošnje električne energije u budućnosti, te da prodaju električnu energiju na tržištu. Regija jugoistočne Evrope je generalno u nedostatku električne energije, a dodatna korist se može napraviti prodajom električne energije velikom talijanskom tržištu kad se jednom HVDC kabel izgradi između Crne Gore i Italije.

Ne postoji zvanični srednjoročni ili dugoročni plan razvoja prenosnog sistema u budućnosti, Pokušaji su napravljeni od strane Elektroprenos BiH te međunarodnog Konzorcijuma 2008⁵. Unutar NOS BiH i Elektroprenos BiH napravljen je dogovor da se koristi SECI model za potrebe planiranja. Isti model će biti korišten i u ovoj studiji, predstavljajući očekivanu situaciju prenosnog sistema u BiH za vremenski okvir 2015. i 2020. godine.

3.1 Proizvodnja

Između 2011. i 2020., prema Indikativnom planu razvoja proizvodnje električne energije, značajni novi proizvodni kapaciteti su planirani od stane kompanija za proizvodnju energije i drugih investitora:

- 1941 MW u novim HE (samo 90 MW je uključeno u balans električne energije koji je napravio NOS BiH, kao što je to pokazano u Tabeli 10, 108 MW nije uključeno u balans, ali ima odgovarajuće Vladino odobrenje, 1761 MW nije uključeno u balans i bez Vladinog odobrenja je)
- 2240 MW u novim TE (1050 MW je uključeno u balans električne energije koji je napravio NOS BiH prošle godine, kao što je to pokazano u Tabeli 11, 240 MW nije uključeno u balans, ali ima odgovarajuće Vladino odobrenje, 950 MW nije uključeno u balans i bez Vladinog odobrenja je)

⁴ Indikativni plan razvoja proizvodnje 2012-2021, NOS BiH, Juni 2011

⁵ Studija energetskog sektora u BiH, Energetski institut Hrvoje Požar, Soluziona, Ekonomski Institut Banja Luka, Rudarski Institut Tuzla, 2008

Tabela 10 Nove HE uključene u balans električne energije

HE	Instalisana snaga (MW)	Očekivana godina puštanja u pogon
Sutjeska	19,15	2013
Ulog	34,4	2015
Dub i Ustiprača	17,1	2014
Vranduk	19,6	2015
Ukupno	90,25	

Izvor: NOS BiH

Tabela 11 Nove TE uključene u balans električne energije

TE	Instalisana snaga (MW)	Očekivana godina puštanja u pogon
Stanari	300	2014
Tuzla, blok 7	450	2017
Kakanj, blok 8	300	2018
Ukupno		1,050

Izvor: NOS BiH

- 3016 MW u novim VE (0 MW je uključeno balans električne energije od strane NOS BiH, 2069 MW nije uključeno u balans ali oni imaju odgovarajuće odobrenje Vlade, 947 MW nisu uključeni u balans i bez Vladinog odobrenja su);
- Planirano je ukupno 7206,5 MW u novim elektranama (1121,9 MW je uključeno u balans električne energije koji je napravljen od strane NOS BiH, 2416,8 MW nije uključeno u balans, ali imaju odgovarajuće odobrenje Vlade, 3667,8 MW nije uključeno u balans i bez Vladinog odobrenja su).

Očigledno je da neće sve planirane nove elektrane biti izgrađene jer njihovi instalisani kapaciteti su nekoliko puta veći nego što trenutni sistem treba. Tržište električne energije u jugoistočnoj Evropi koje može prihvatiti takvu proizvodnju nije razvijeno do dovoljnog naprednog stadija, tako da se investiranje u proizvodna postrojenja i dalje suočava s velikim rizikom.

Proizvodnja koja je uključena u balans električne energije dozvoliti će BiH da drži svoju relativno malu izvoznu ulogu u JIE (jugoistočnom evropskom) tržištu. Ako svi proizvodni pogoni sa Vladinim odurom budu izgrađeni, BiH će postati značajna JIE izvozna država.

Što se tiče novih projekata VE, postoji 47 projekata uključenih u Indikativni plan razvoja proizvodnje električne energije. Među njima 27 projekata ima neke od administrativnih dokumenata već pripremljene, ali samo jedan projekat (VE Mesihovina) je u odmakloj fazi pripreme sa odobrenim sredstvima za izgradnju (KfW banka).

Glavnina planiranih VE su locirane u južnim i zapadnim dijelovima BiH.

3.2 Potrošnja

Predviđanja NOS BiH vršnog opterećenja sistema na prenosnom nivou⁶ je dat u Tabeli 12, na Slici 7 i Slici 8. Očekivano je da vršno opterećenje će rasti sa prosječnom stopom rasta opterećenja od 2,4% u period od 2011. do 2020., rastući od 2130 MW u 2011. do 2637 MW u 2020. (apsolutna razlika je 507 MW).

Svi veliki potrošači na 220 kV ili 110 kV planiraju da održe isti nivo opterećenja kao što je danas, osim tvornice Aluminijuma u Mostaru koja predviđa umjeren porast opterećenja, u baznom scenariju (od 230 MW do 234 MW), te ekstremno veliko povećanje do 468 MW u visokom scenariju.

Potrošnja električne energije na prenosnom nivou trebala bi rasti od 11,4 TWh u 2010. do 15 TWh (prema očekivanom rastu BDP), ili 13,7 TWh (prema Indikativnom planu razvoja proizvodnje za period 2007.-2016.), ili 16,8 TWh (prema Studiji energetskog sektora u BiH, visoki scenario). Predviđanja kažu da će potrošnja električne energije biti između 13 TWh i 17 TWh u 2020.

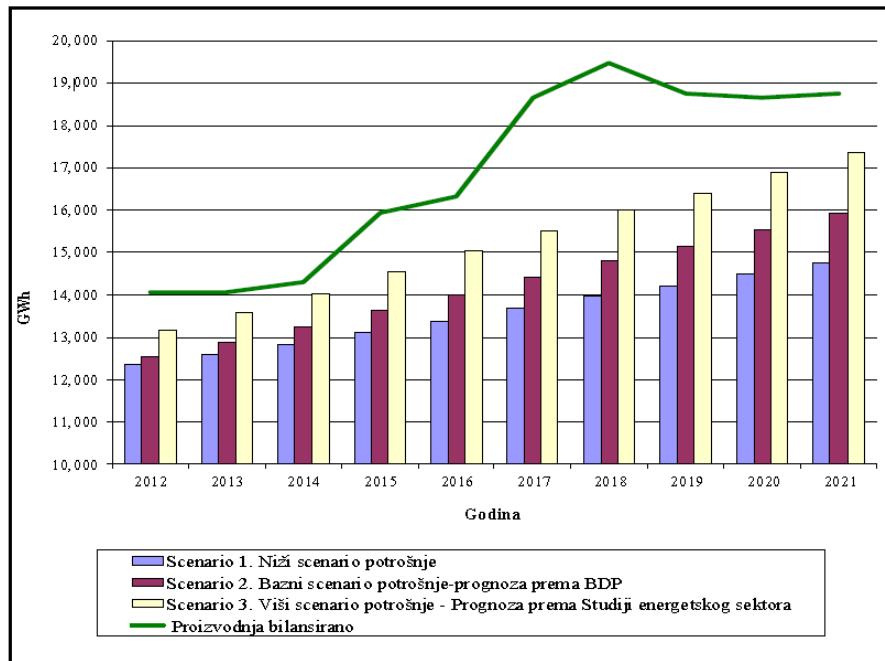
⁶ Indikativni plan razvoja proizvodnje 2011-2020, NOS BiH, Juli 2010

Tabela 12 Predviđanja vršnog opterećenja sistema do 2020.

Godina	P _{max} (MW)
2001	1853
2002	1829
2003	1854
2004	1890
2005	2005
2006	2019
2007	2078
2008	2117
2009	2033
2010	2173
<i>prognoza</i>	
2011	2130 (prema Indikativnom planu 2011-2020)
2012	2260
2013	2305
2014	2351
2015	2398
2016	2446
2017	2495
2018	2545
2019	2596
2020	2648

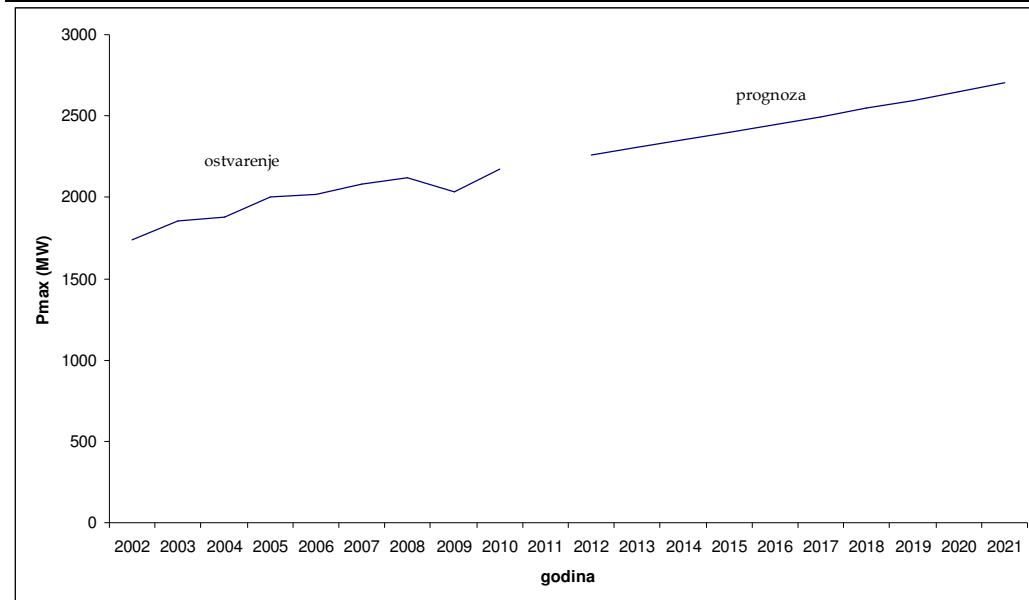
Izvor: NOS BiH

Slika 7 Buduća potrošnja u BiH



Izvor: NOS BiH

Slika 8 Očekivano vršno opterećenje u BiH



Izvor: NOS BiH

3.3 Prenosna mreža

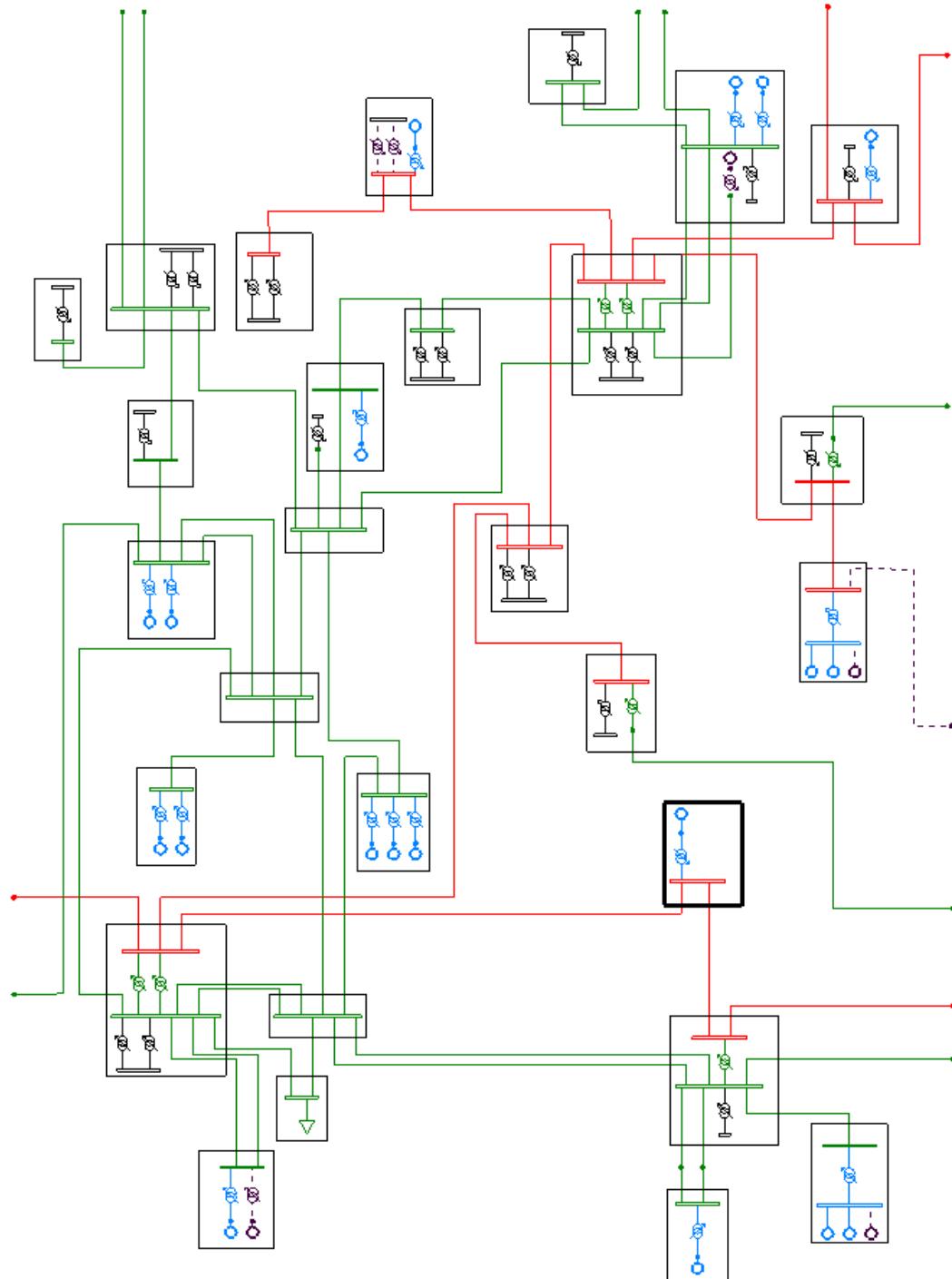
Na početku ovog odjeljka spomenuto je da oficijelni srednjoročni i/ili dugoročni razvojni planovi BiH prenosnog sistema nisu još definisani. Drugi problem vezani za ovo su:

- veliki i nerealni broj novih proizvodnih postrojenja planiranih za izgradnju od različitih investitora,
- veliki i nerealni planovi elektroprivreda za izgradnjom novih trafostanica 110/x kV.

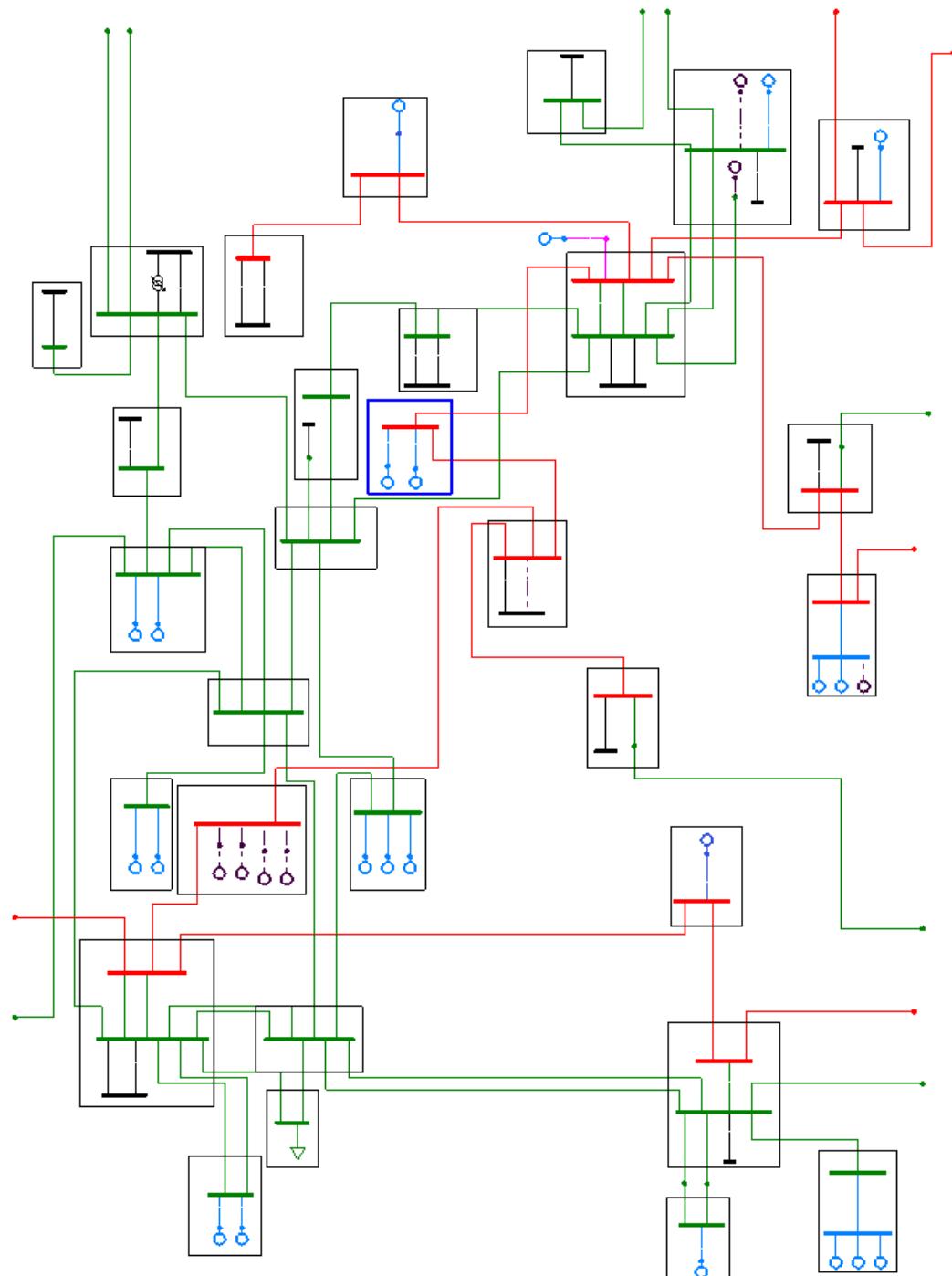
U ovom pododjeljku opisana je planirana topologija mreže BiH uključena u SECI modele. Isti modeli su korišteni poslije za proračune tokova snaga i N-1 sigurnosne analize, uključujući razne scenarije integracije VE.

Prenosna mreža visokog napona BiH u 2015. godini je prikazana na Slici 9. 400 kV mreža ostaje ista kao što je danas, osim novog 400 kV postrojenja za novu TE Stanari, koja će biti priključena na 400 kV vod Tuzla-Banja Luka. U 220 kV mreži novi vod 2x220 kV Posušje – Rama će biti priključen otvaranjem 220kV vodova Mostar-Zakučac i Rama-Jablanica. Postojeći 220 kV vod Jajce-Jablanica će biti uveden u 220 kV postrojenje HE Rama.

Slika 9 400 kV i 220 kV topologija mreže u 2015. (SECI model BiH)



Slika 10 400 kV i 220 kV topologija mreže u 2020. (SECI model BiH)



Novi transformatori 400/220 kV, 400/110 kV ili 220/110 kV nisu uključeni u model za 2015. u usporedbi s trenutnom situacijom.

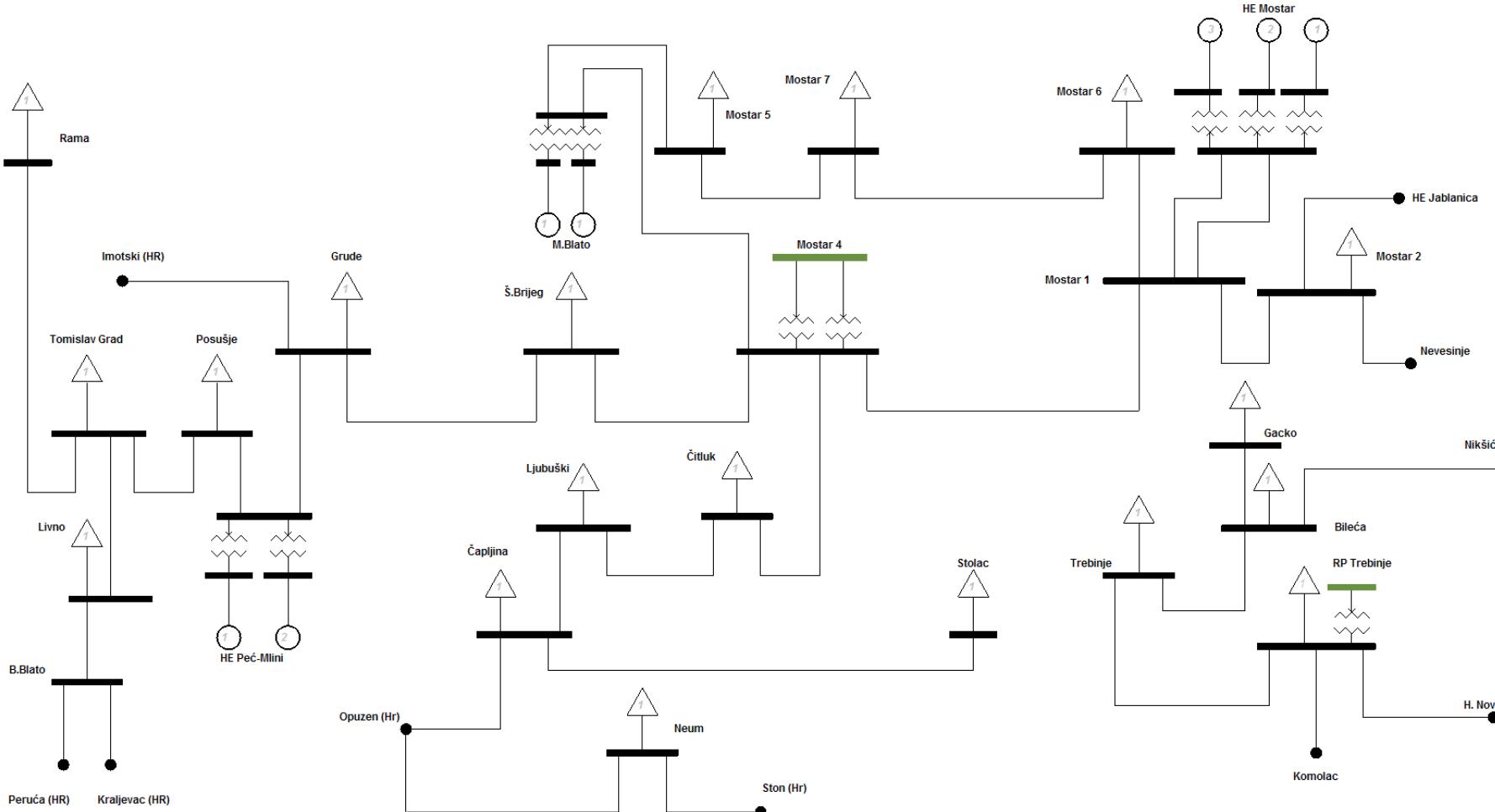
Dvije VE su uključene na modelu 2015. na 110 kV mrežu (VE Kamena i VE Mesihovina). Nema drugih elektrana povezanih na 110 kV mrežu u posmatranom vremenskom okviru. Neki novi 110 kV dalekovodi su uključeni u model kao što su Nevesinje – Gacko, Bileća – Stolac, Ugljevik – Brčko, Kotor Varoš – Ukrina, Bugojno – Kupres, Tomislavgrad – Kupres itd.

Prenosna mreža visokog napona BiH u 2020. je prikazana na Slici 10. Novo 400 kV postrojenje Kakanj će biti uvedeno u 400 kV vod Sarajevo-Tuzla uslijed predviđene izgradnje bloka 8 TE Kakanj. Blok 7 TE Tuzla će biti povezan na 400 kV mrežu (postojeće postrojenje Tuzla). Nova interkonekcija, 400 kV vod od Višegrada do Pljevalja u Crnoj Gori je uključena u model. Nema promjena u topologiji mreže 220 kV u usporedbi s 2015., osim što je novi 220/110 kV transformator u TS Gradačac dodan u model. Jedna nova VE Merdžan Glava je povezana na 110 kV mrežu u 2020.

Za nove VE veoma je važno kako će 110 kV mreža biti razvijena u blizini novih VE.. Glavnina projekata izgradnje VE je locirana u južnim i jugo-zapadnim dijelovima zemlje. Trenutna topologija 110 kV mreže u ovom dijelu zemlje je data na Slici 11. Možemo primjetiti slabu topologiju postojeće 110 kV mreže u ovom području :

- neke trafostanice imaju radijalno napajanje u 110 kV mreži (Rama, Gacko, Stolac).
- 110 kV mreža šireg područja Mostara nije povezana sa 110 kV mrežom područja Trebinja (nedostaje 110 kV vod Nevesinje – Gacko i Bileća – Stolac u pogonu pod 110 kV).
- Slaba povezanost TS Široki Brijeg, Grude, Posušje i Tomislavgrad s Hrvatskom i TS Mostar 4 (dalekovodi sa malim poprečnim presjekom).
- Slaba povezanost TS Čitluk, Čapljina, Ljubuški i Stolac sa Hrvatskom i TS Mostar 4 (neki dalekovodi imaju mali poprečni presjek kao što je Čapljina – Opuzen).
- Slaba konekcija (poprečni presjek voda) DV 110 kV RP Trebinje – TS Trebinje 1 (pred kraj trase DV vodići su Al/Mg 95/55, 346 A), te postojanje jednog transformatora 220/110 kV u RP Trebinje što je nedovoljna podrška za ovu regiju.
- Mali prenosni kapacitet 110 kV dalekovoda korištenih za povezivanje područja Trebinja s Crnom Gorom (Trebinje – Herceg Novi i Bileća – Nikšić) i Hrvatska (Trebinje – Komolac).

Slika 11 110 kV Postojeća topologija mreže u područjima gdje će glavnina novih VE biti izgrađena



4 Analize tokova snaga i naponskih prilika

Ovaj odjeljak sadrži analize tokova snaga i naponskih prilika u prenosnoj mreži BiH za različite scenarije, koji su definisani po vremenskim okvirima, nivou opterećenja, angažmanu hidroelektrana i vjetroelektranama koje bi mogле biti izgrađene.

Analize poduzete u ovom odjeljku pomažu da se odredi potreba učešća vjetroelektrana u regulaciji napona/reakтивne energije i da se odrede uska grla u prenosnoj mreži kao posljedica priključenja vjetroelektrana. Nekoliko tipičnih pogonskih režima energetskog sistema BiH je analizirano: zimsko vršno opterećenje, ljetno maksimalno opterećenje i minimalno opterećenje. Modeli tokova snaga unutar elektroenergetskog sistema BiH su bazirani na više scenarija izgradnje VE, kako je definisani u prethodnom dijelu ovog izvještaja (Task 1). Scenarij od 1300 MW VE nije analiziran iz perspektive tokova snaga, kao što je prethodno dogovoren s NOS BiH. Za svaki scenarij, N-1 sigurnosni kriterij za sve elemente prenosne mreže je provjeren i uska grla prenosne mreže su prepoznati. Siguran rad elektroenergetskog sistema u situaciji ispada najvećih termo blokova (TE Ugljevik danas, TE Stanari u skoroj budućnosti) za najveće uključenje vjetroelektrana je također procijenjen, ali rezultati su prikazani u sljedećem odjeljku.

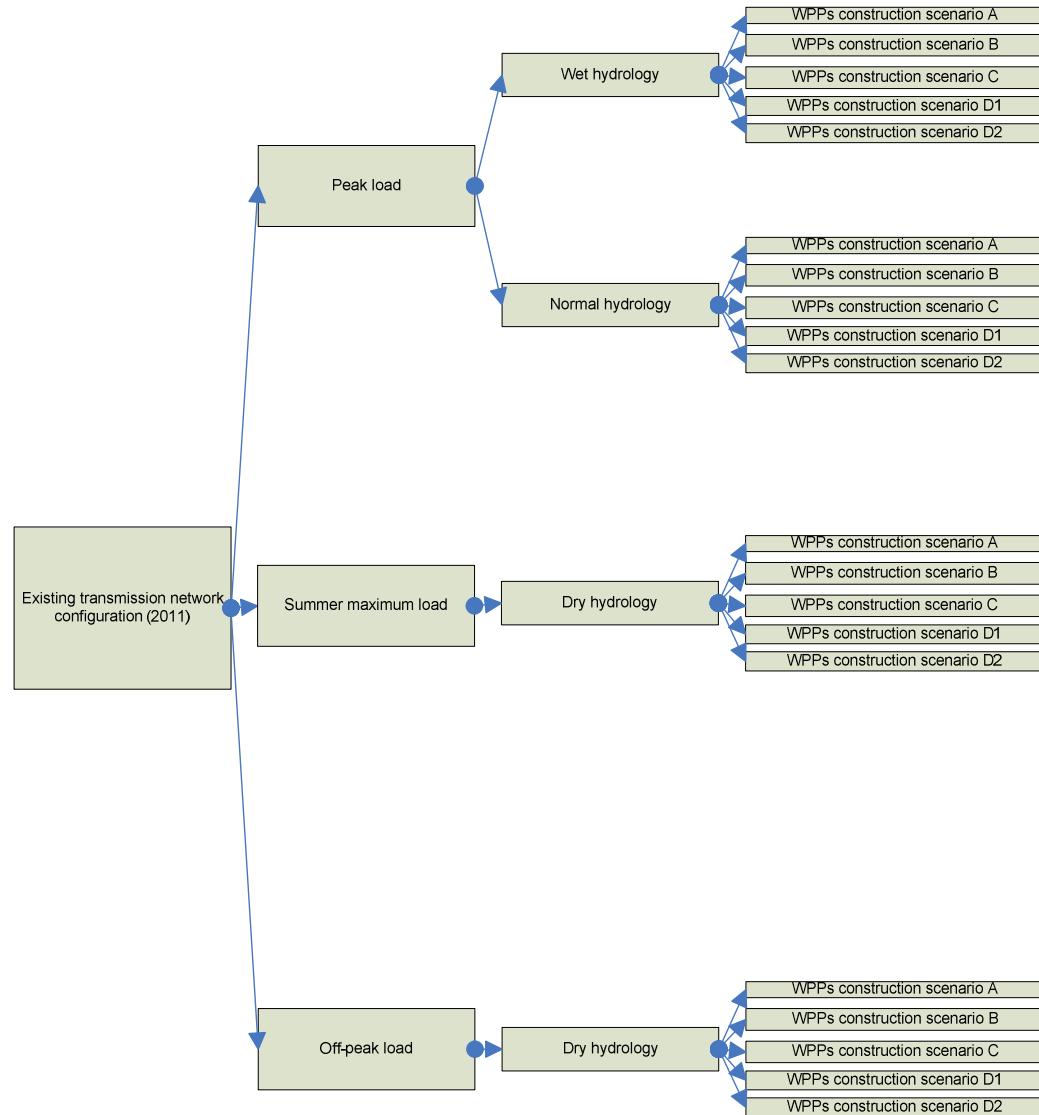
4.1 Ulazni podaci, pretpostavke i scenariji

Analize su urađene za svaki scenarij sa sljedećim pretpostavkama:

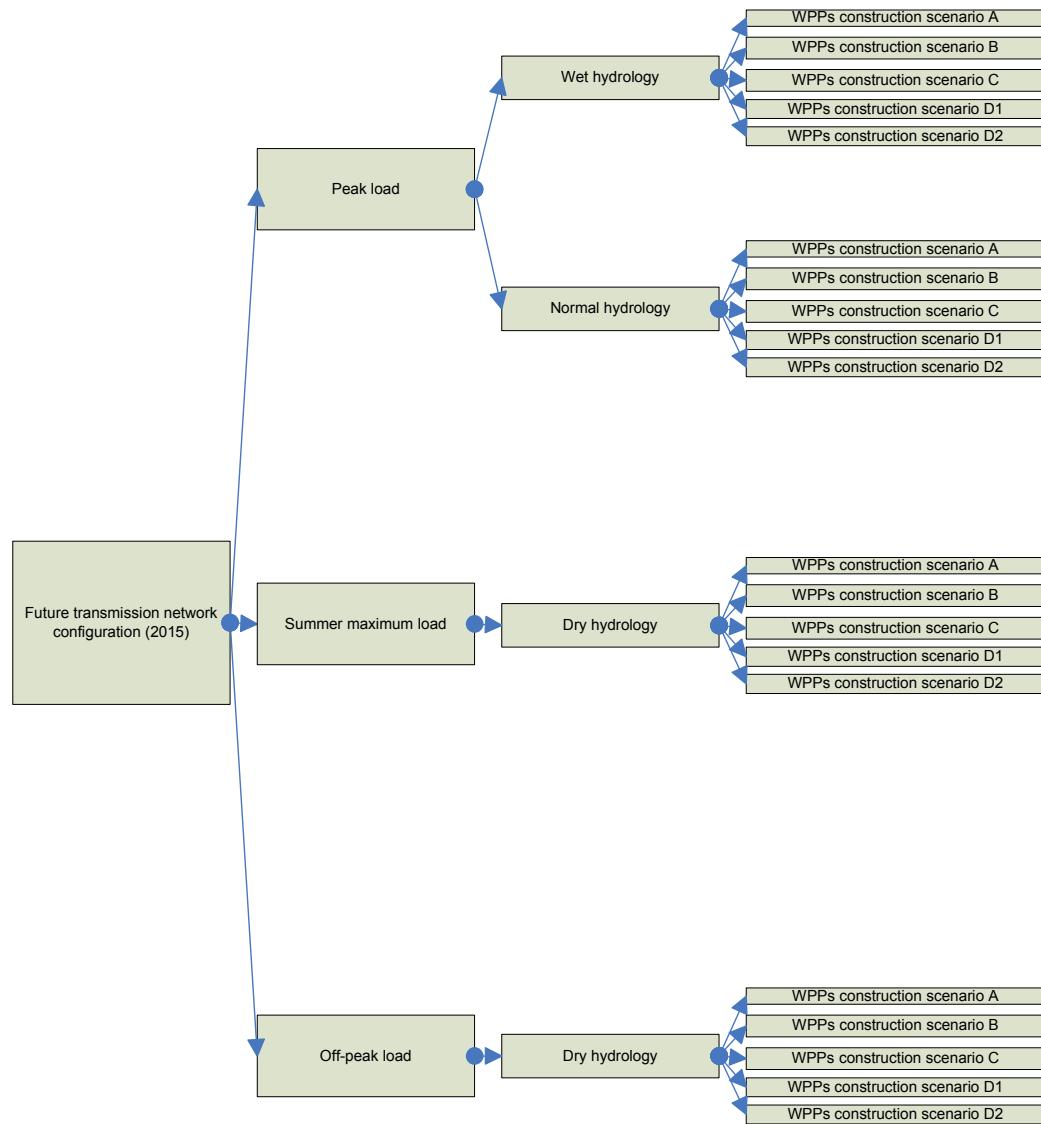
- Vremenski okvir:
 - Postojeća konfiguracija prenosne mreže (iz 2011.);
 - Planirana konfiguracija prenosne mreže (2015. i 2020.).
- Nivo opterećenja i radni režim:
 - Situacija vršnog opterećenja (zimsko maksimalno opterećenje);
 - Ljetno maksimalno opterećenje;
 - Situacija minimalnog opterećenja (ljetno ili proljetno minimalno opterećenje).
- Scenarij izgradnje VE:
 - scenarij A: 150 MW u VE
 - scenarij B: 300 MW u VE
 - scenarij C: 600 MW u VE
 - scenarij D1: 900 MW u VE, koncentrisano
 - scenarij D2: 900 MW u VEE, široko distribuirano.

- Angažman HE:
 - Normalna hidrološka situacija;
 - Vlažna hidrološka situacija;
 - Suva hidrološka situacija.

Slika 12 Scenariji za analize tokova snaga i naponskih prilika u 2011.



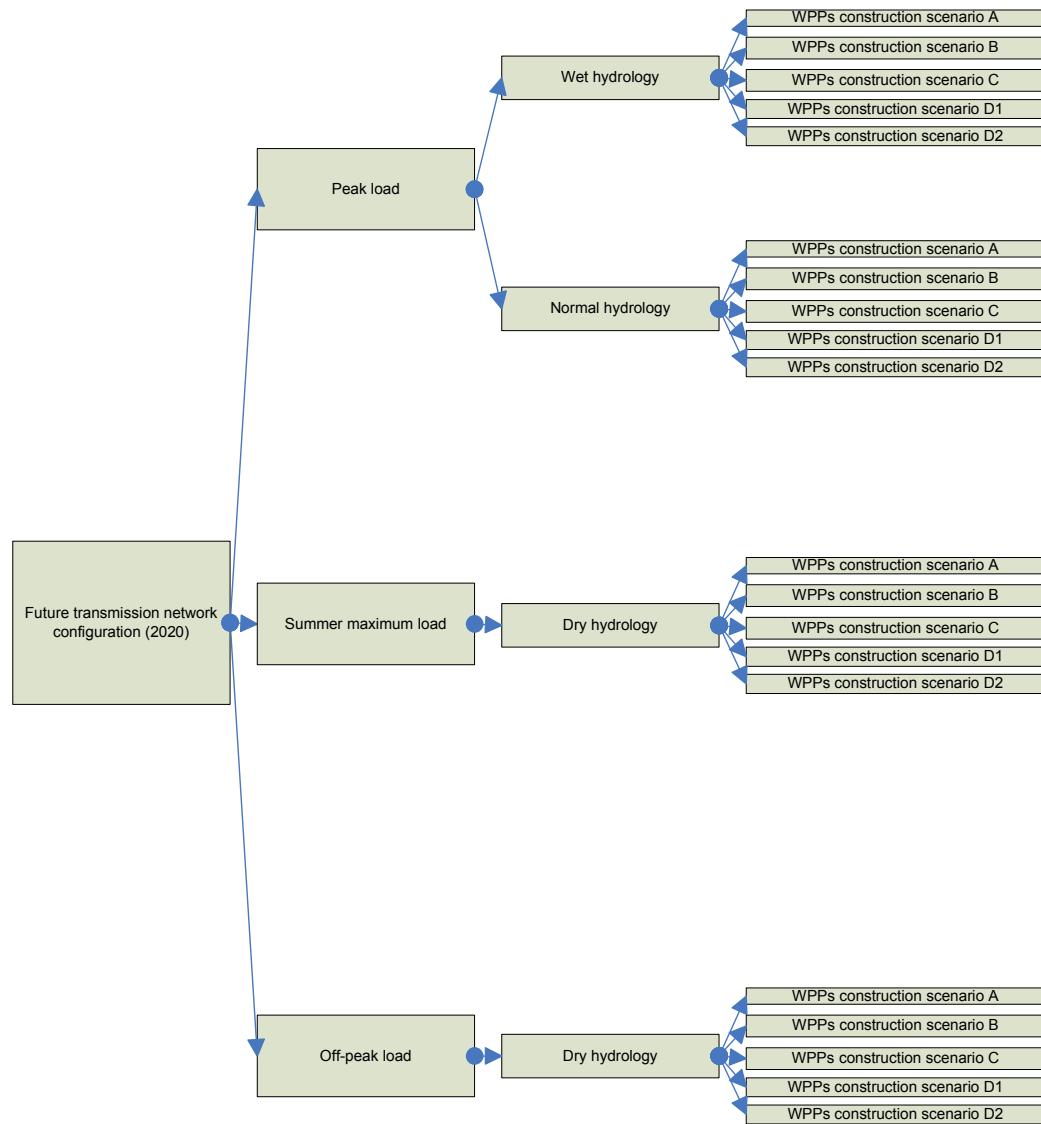
Slika 13 Scenariji za analize tokova snaga i naponskih prilika u 2015.



Prikaz analiziranih scenarija je dan na slikama (Slika 12 – Slika 14). Preko 60 scenarija je bilo simulirano. Oni mogu biti podijeljeni u postojeće scenarije prenosne mreže (2011.) i buduće scenarije prenosne mreže (2015. i 2020.):

- 20 scenarija je bilo analizirano za *postojeću konfiguraciju prenosne mreže*, situaciju u 2011. Scenariji su bazirani na nivou opterećenja i hidrološkoj situaciji te mogućoj izgradnji VE.
- 40 scenarija je bilo analizirano za buduću konfiguraciju prenosne mreže (situacija u 2015. i 2020.). Scenariji su bazirani na nivou opterećenja, hidrologiji te mogućoj izgradnji VE.

Slika 14 Scenariji za analize tokova snaga i naponskih prilika u 2020.



Analizirani scenariji izgradnje VE su:

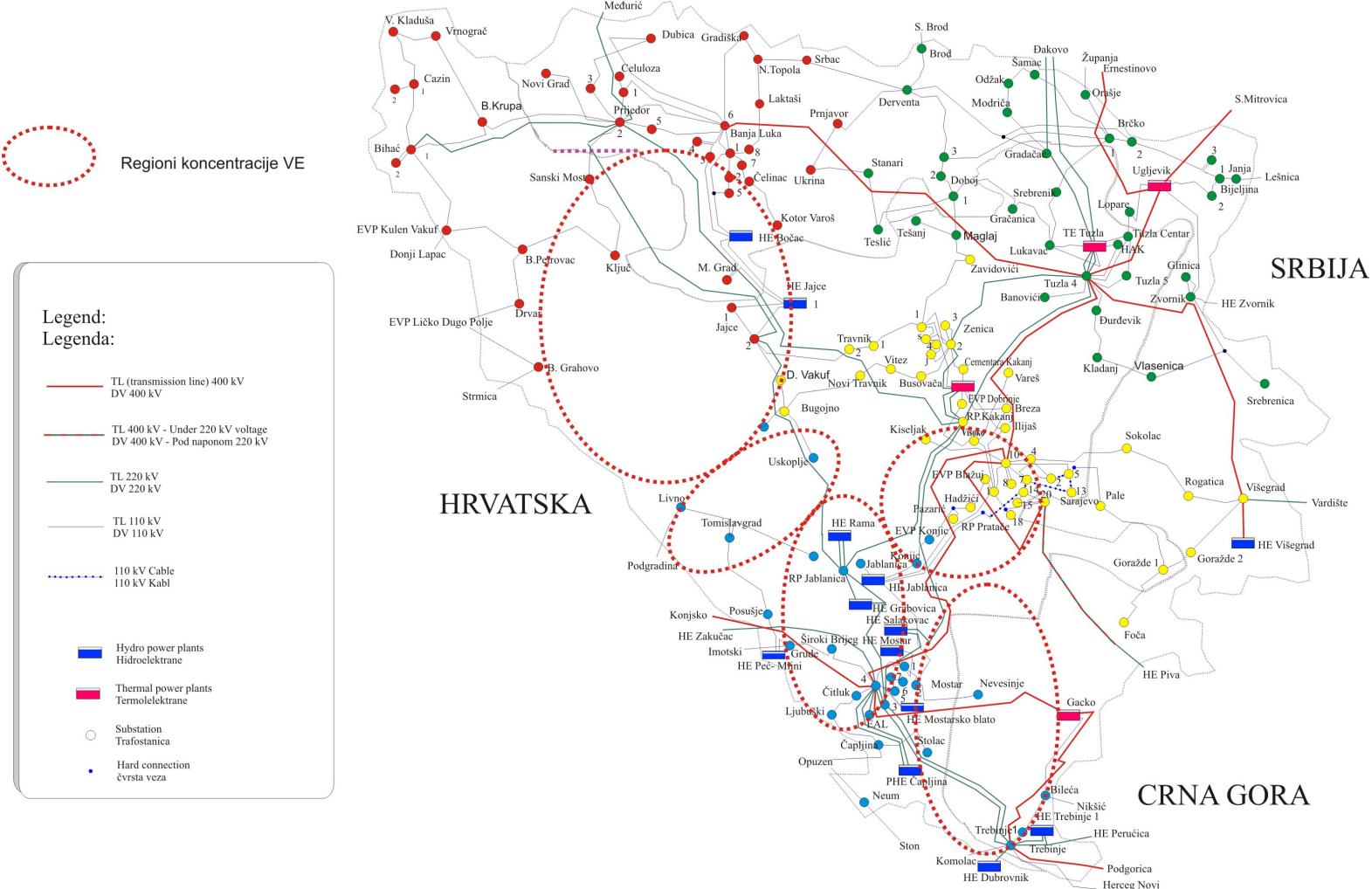
- (i) Scenarij A s ukupno instalisanih 150 MW u vjetroelektranama,
- (ii) Scenarij A1 s ukupno instalisanih 200 MW u vjetroelektranama,
- (iii) Scenarij B s ukupno instalisanih 300 MW u vjetroelektranama,
- (iv) Scenarij C s dodatnih 300 MW vjetroelektrana, u usporedbi s prethodnjim scenarijem (ukupno 600 MW).:
- (iv) Scenarij D1 s ukupno 900MW u VE, ali s koncentrisanim lokacijama.

-
- (v) Scenarij D2 s ukupno 900 MW u VE, ali sa široko distribuiranim lokacijama.

Imajući u vidu raspon instalisanih snaga pojedinačnih VE pretpostavljeno je da će sve VE biti povezane na 110 kV naponski nivo. Općenito vjetroelektrane veće instalisane snage mogu biti priključene na 220 kV ili 400 kV mrežu, no uz visoke troškove priključenja. S obzirom da se unutar BiH razvijaju projekti od 18 MW do najviše 145 MW, nije realno očekivati njihov priključak na 220 kV mrežu, posebno ne na 400 kV mrežu, budući da bi troškovi takvog priključka onemogućili ekonomsku konkurenčnost i opravdanost izvedbe projekta.

Važno je naglasiti da je cilj analiza procijeniti ukupni utjecaj VE na mrežu i sistem u cjelini, a ne utvrđivanje rješenja priključenja pojedinih VE. Rješenja priključka svake pojedinačne vjetroelektrane preuzeti su iz pojedinačnih studija i Elaborata tehničkog rješenja priključka gdje takvi elaborati postoje.

Slika 15 Regije s planiranim lokacijama VE u postojećem elektroenergetskom sistemu BiH



Kako je prenosna mreža BiH karakteristična po privremenim provizornim rješenjima pogona nekih 110 kV vodova radi ratnih oštećenja, slabim 110 kV vezama prema nekim trafostanicama i ograničenim prenosnim kapacitetima nekih 110 kV vodova (kao što su: 110 kV vod Mostar 4 - Š. Brijeg, Š. Brijeg - Grude, Grude - Imotski itd.), mogu se očekivati značajni problem s integracijom VE u sklopu postojeće konfiguracije prenosnog sistema. 110 kV prenosna infrastruktura nije čak bila ni razvijana u nekim dijelovima države gdje će se možda razvijati projekti VE (kao što su područja oko Glamoča, Nevesinja, Poklečana, itd.).

4.2 Modeli

Na temelju ulaznih podataka opisanih u prethodnim poglavljima, elektroenergetski modeli BiH za 2011, 2015 i 2020 izrađeni su u PSS/E formatu (Elektroenergetski Sistem Simulator za Inženjere, Siemens PTI). Model uključuje 400 kV, 220 kV i 110 kV BiH mrežu sa opterećenjima raspoređenim na 110 kV čvorove i elektrane modelirane kao generatorske jedinice i pripadne blok transformatore.

Model također uključuje 400 kV, 220 kV, 150 kV i 110 kV mreže okolnih zemalja: Crne Gore, Srbije, Hrvatske, Albanije, Slovenije, Austrije, Mađarske, Rumunije, Bugarske, Makedonije, Grčke, Italije, kao i preostali dio ENTSO-E.

U početku se pretpostavlja da su sve grane u pogonu i da ne postoji grana koja je isključena zbog prisilnih kvarova ili aktivnosti održavanja. Unutar N-1 analize pojedinačni ispadi svih grana u elektroenergetskom sistemu BiH su promatrani. Rezultati su samo prikazani za kritične događaje koje dovode do nezadovoljavajućih prilika u sistemu (preopterećenja, neprihvatljive naponske prilike). Gubitak radijalnih vodova (TS Stolac, TS Pazarić, TS Cazin 2, TS Nevesinje u 2011. i sl.) nije prikazan u rezultatima budući da ne ovisi o konstrukciji VE. Gubitak TE Ugljevik u 2011. i TE Stanari u 2015. i 2020. je također promatran, pod pretpostavkom da će nedostatak snage biti pokriven dodatnim uvozom iz susjednih elektroenergetskih sistema (Hrvatska, Srbija, Crna Gora), ili povećanjem angažmana hidroelektrana u elektroenergetskom sistemu BiH (vidi sljedeći odjeljak).

VE su modelirane pomoću jednostavnog prikaza ekvivalentnog sinhronog generatora s faktorom snage 1 na prenosnom čvoru tačke spajanja. Ako je situacija s naponom neprihvatljiva tokom analize, mogući doprinos vjetroelektrana u Q/U regulaciji se promatra (faktor snage je onda 0,95 ili 0,90 na strani srednjeg napona interne trafostanice x/110 kV).

VE su angažirane na modelima s 90% svoje instalirane snage, jer je ova vrijednost procijenjena kao najveći mogući istodobni angažman skupine vjetroelektrana. Pogonska stanja koja su analizirana predstavljaju situaciju s iznimno povoljnim vremenskim uslovima za proizvodnju VE. Treba naglasiti da će obično vjetar biti manje povoljan za proizvodnju električne energije i mreža će biti manje izložena i opterećena zbog angažmana vjetroelektrana.

Tabela 13 Angažman VE u modelima (MW)

	Scenario A 150 MW	Scenario B 300 MW	Scenario C 600 MW	Scenario D1 900 MW	Scenario D2 900 MW
UKUPNO	142.2	316.8	573.3	855	810.9

Angažman reaktivne snage postojećih i budućih generatora (osim onih koji predstavljaju vjetroelektrane) utvrđen je tokom proračuna na temelju unaprijed definisanih napona na stezaljkama generatora (obično 1 p.u. po jedinici) i dopustivom rasponu angažmana reaktivne snage ($Q_{\min} - Q_{\max}$) definisanih na temelju pogonskih dijagrama generatora. Ako su postignuti visoki ili niski napomi na modelu, promjena napona generatora je dozvoljena u rasponu unutar $\pm 5\% U_n$. Regulacione sklopke na transformatorima koji su uključeni u modele u početku su u početnom položaju (nazivni U_{n1}/U_{n2} omjer).

Tokovi snaga u Dodatku su prikazani u obliku MW (aktivna snaga) i MVA (reaktivna snaga), sa znakom plus (+) ako je tok snaga iz čvora i znak minus (-) ako je tok snage prema promatranom čvoru. Referentni čvor za proračun toka snage (s unaprijed definisanim naponom od 1 p.u. i uglom napona od 0 stepeni) je izabran da bude daleko od analiziranih mreža (unutar ekvivalentnog ENTSO-E modela).

Proizvodnja reaktivne snage generatora se računa unutar dopuštenih raspona za svaki generator kako bi se, ukoliko je moguće, postigao unapred definisan napon na stezaljkama generatora. Regulacione sklopke transformatora s automatskom regulacijom su u srednjim pozicijama, osim ako drugačije nije navedeno. Opterećenja vodova su prikazana s obzirom na njihove dozvoljene struje u normalnom pogonu (termička struja ili postavke zaštite), a ne u skladu s tokovima snaga (MW ili MVA). U Dodatku su prikazani detalji samo prenosnog sistema BiH. Iako su drugi elektroenergetski sistemi uključeni u analizu oni nisu prikazani u Dodatku.

Osnovni rezultati tokova snaga za scenarij baznih modela u 2011., 2015. i 2020., predstavljajući situaciju bez vjetroelektrana, prikazani su u Tabeli 14.

U situacijama s vjetroelektranama uključenim u modele, angažman termo i hidro elektrana ostaje isti, ali izvoz iz BiH je povećan zbog nove proizvodnje u vjetroelektranama. Na taj način postiže se maksimalno očekivano opterećenje prenosne mreže za analizirane vremenske okvire, koje će biti osnova za predložena mrežna pojačanja i investicije u prenos zbog integracije vjetroelektrana u sljedećim odjelicima.

Tabela 14 Osnovni rezultati tokova snaga za bazne scenarije bez VE

Godina	Bazni scenarij	Domaća proizvodnja (MW)	Opterećenje (MW)	Gubici (MW)	Uvoz/Izvoz (MW)*
2011	Vršno opterećenje	2327	2130	42	155
	Ljetno maksimalno opterećenje	1667	1636	31	0
	Minimalno opterećenje	818	800	18	0
2015	Vršno opterećenje**	2948	2398	50	500
	Ljetno maksimalno opterećenje	2297	1854	43	400
	Minimalno opterećenje	1228	900	28	300
2020	Vršno opterećenje**	3515	2648	117	750
	Ljetno maksimalno opterećenje	2520	2045	75	400
	Minimalno opterećenje	1362	995	67	300

* znak +za izvoz iz BiH, znak - za uvoz u BiH

** Prema novoj verziji Inikativnog plana razvoja proizvodnje 2012 - 2021

4.3 Analize bazirane na postojećem prenosnom sistemu

4.3.1 Tokovi snaga, naponske prilike i N-1 analize bez VE

Tokovi snaga i naponske prilike u visokonaponskoj prenosnoj mreži BiH (400 kV i 220 kV, 110 kV oko Mostara), za postojeću mrežnu topologiju dati su u Dodatku a predstavljaju vršno opterećenje (Slika 24 - Slika 29), ljetno maksimalno opterećenje (Slika 30 - Slika 32) i minimalno opterećenje sistema (Slika 33 - Slika 35). Nove vjetroelektrane nisu uključene u model, ali će biti istražene u sljedećem odjeljku gdje se rezultati mogu usporediti s onima prikazanim u ovom odjeljku.

Scenarij vršnog opterećenja

Pri vršnom opterećenju i angažmanu HE na temelju normalne hidrološke situacije ne postoje grane mreže koje su opterećene s više od 81% svog maksimalno dopuštenog opterećenja. 400 kV vodovi se opterećuju ispod 23% od dopuštene vrijednosti (Ugljevik - S. Mitrovica), dok se 220 kV vodovi opterećuju ispod 38% od dopuštene granice (Tuzla - Gradačac). Najviše opterećeni vod u 110 kV mreži (uspoređujući s dopuštenim granicama) je Mostar 4 - Široki Brijeg (81 % I_{max}).

Naponske prilike su zadovoljavajuće, s naponom između 403 kV i 410 kV u 400 kV mreži, između 226 kV i 237 kV u mreži 220 kV i između 111 kV i 120 kV u 110 kV mreži.

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji radi preopterećenja 110 kV mreže i narušavanja napona u regiji Banja Luke i Hercegovine (Tabela 15). Kritični događaji su ispad jednog 110 kV voda između TS Banja Luka 1 i TS Banja Luka 6, te isпадa voda Mostar 4 - Čitluk ili Čitluk - Ljubuški. Ugroženi su još i 110 kV vodovi Mostar 4 - Široki Brijeg, Čapljina - Opuzen i Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1. vod). Napon može biti neprihvatljivo nizak u 110 kV čvorištu Čitluk, Ljubuški, Čapljina i Stolac.

Tabela 15 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez VE (postojeći sistem, normalna hidrologija)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (% dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 - B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 - B.Luka 6 (1)	104
DV 110 kV Mostar 4 - Čitluk	DV 110 kV Čapljina - Opuzen	113
	DV 110 kV Mostar 4 - Š.Brijeg	108
DV 110 kV Čitluk - Ljubuški	DV 110 kV Mostar 4 - Š.Brijeg	100
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Čapljina	95,7
DV 110 kV Mostar 4 - Čitluk	Ljubuški	93,5
	Čitluk	92,4
	Stolac	95,7

Tokom vršnog opterećenja i dobre hidrološke situacije 220 kV i 110 kV mreže su općenito više opterećene, zbog priključka većine HE na te naponske nivoe. Najviše opterećen vod u 220 kV mreži je Zenica - Kakanj (50% I_{max}), dok je najviše opterećen vod u 110 kV mreži Mostar 4 - Široki Brijeg (85% I_{max}).

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji s obzirom na preopterećenje 110 kV mreže i narušavanje napona u Hercegovini (Tabela 16). Tu je još jedan kritičan događaj, gubitak 400 kV voda između TS Mostar 4 i Konjsko u Hrvatskoj koji može izazvati preopterećenje 110 kV voda Mostar 4 - Široki Brijeg zbog njegove niske prenosne moći.

Kritični 110 kV vod Mostar 4 - Široki Brijeg planiran je za povezivanje VE Velika Vlajina (32 MW), a nalazi se na vrlo važnom putu u 110 kV mreži duž kojeg će većina vjetroelektrana biti smještena. Pojedinosti o ovom vodu nalaze se u sljedećim odjeljcima.

**Tabela 16 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez VE
(postojeći sistem, vlažna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) dozvoljenog opterećenja)
DV 400 kV Mostar 4 - Konjsko	DV 110 kV Mostar 4 - Č.Brijeg	102
DV 110 kV Mostar 4 - Čitluk	DV 110 kV Čapljina - Opuzen	113
	DV 110 kV Mostar 4 - Š.Brijeg	112
DV 110 kV Čitluk - Ljubuški	DV 110 kV Mostar 4 - Š.Brijeg	105
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Čapljina	95,7
DV 110 kV Mostar 4 - Čitluk	Ljubuški	93,5
	Čitluk	92,4
	Stolac	95,7

Scenarij ljetnog maksimalnog opterećenja

Tokom ljetnog maksimalnog opterećenja ne postoje grane čije je opterećenje više od 64% od svog maksimalnog dopuštenog opterećenja. 400 kV vodovi se opterećuju ispod 24% dopuštene vrijednosti (Ugljevik - S. Mitrovica), dok se 220 kV vodovi opterećuju ispod 49% dopuštene granice (TE Tuzla - Tuzla). Najviše opterećen vod u 110 kV mreži (uspoređujući je s dopuštenom granicom) je Mostar 4 - S. Brijeg (64% I_{max}).

Naponske prilike su zadovoljavajuće, sa naponima između 403 kV i 411 kV u 400kV mreži, između 228 kV i 235 kV u 220 kV mreži i između 114kV i 120 kV u 110 kV mreži.

N-1 kriterij je zadovoljen u analiziranoj situaciji. 110 kV vodovi Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1) i Mostar 4 - S. Brijeg su vrlo opterećeni (81% i 84% I_{max} redom) tokom kritičnih događaja (gubitak 110 kV voda Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1) i Mostar 4 - Čitluk).

Scenarij minimalnog opterećenja

Tokom minimalnog opterećenja nema grana koje su opterećene više od 43% u odnosu na maksimalno dopušteno opterećenje. 400 kV vodovi su opterećeni ispod 24% od dopuštene vrijednosti (Ugljevik - S. Mitrovica), dok su 220 kV vodovi opterećeni ispod 43% dopuštenog limita (Kakanj 5 - SS Kakanj). Najviše opterećen vod u 110 kV mreži je Trebinje - Herceg Novi (43% I_{max}).

Naponi su blizu gornje granice, a prelaze je u TS-Banja Luka 6 (421 kV), TS Tuzla 6 (244 kV), TS Zenica 2 (244 kV) i u nekoliko 110 kV rasklopišta u sjeverozapadnom dijelu (područje oko Prijedora). Vrijednosti napona u 110 kV mreži mogu biti

dodatno smanjeni korištenjem automatske regulacije na 220/110 kV transformatorima. Naponi u 220 kV mreži mogu se poboljšati sa hidro i termo generatorima koji su u funkciji tokom niskog opterećenja, i sa pravilno pozicioniranim prijenosnim omjerima na transformatorima 400/220 kV (moguće postići samo u beznaponskom stanju). Naponi u 400 kV mreži su problematični jer se oni mogu samo djelomično kontrolisati od strane generatora spojenih na taj naponski nivo (TE Gacko, Ugljevik i HE Višegrad), koji bi mogli biti izvan rada za vrijeme niskog opterećenja sistema.

NOS BiH nema učinkovita sredstva za kontrolu napona u 400 kV mreži pa se naponi mogu podići iznad dopuštenih 420 kV u nekim mrežnim čvorovima (kao što su Banja Luka, Ugljevik, Mostar 4, itd.). Visoki naponi mogu uzrokovati uništenje ili pogoršanje mrežne opreme spojene na ovaj naponski nivo, posebno izolatora i prekidača. Buduće vjetroelektrane neće biti u mogućnosti izvršiti utjecaj na napone u 400 kV mreži budući da će biti spojene na 110 kV naponski nivo.

N-1 kriterij je gotovo zadovoljen u analiziranoj situaciji. Jedini problem bi mogao biti uzrokovani gubitkom radijalnog 220 kV voda Prijedor 2 - Bihać, kada napon može visoko porasti u Bihaću i području Prijedora.

Tabela 17 Uska grla tokom minimalnog opterećenja bez VE (postojeći sistem)

Kritični ispad	Čvor	Naponsko narušavanje (kV)
DV 220 kV Prijedor 2 - Bihać	Bihać 110 kV	121,7
	Prijedor 2 110 kV	121,6
	ostali čvorovi 110 kV oko Prijedora i Bihaća	121 - 122

Zaključno o postojećoj mreži bez VE

Energetski sistem u BiH je ugrožen uglavnom u njenim sjevernim i jugozapadnim dijelovima zbog niskih prenosnih moći nekih vodova kao što su Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1), Mostar 4 - Široki Brijeg i Čapljina - Opuzen. Naponski problemi su prepoznati u 400 kV mreži tokom stanja minimalnog i niskih opterećenja kada se naponi mogu povisiti iznad gornje dopuštene granice, šireći poremećaj preko 220 kV i 110 kV mreža, te u 110 kV mreži oko Čapljine za vrijeme vršnog opterećenja kao posljedica ispada voda Mostar 4 - Čitluk.

- Vod Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1) koji je dug 12,7 km, s provodnicima presjeka Al/Fe 150 mm², termičke granice 470 A (90 MVA), je ugrožen pri ispadu paralelnog voda tokom stanja vršnog opterećenja;
- Vod Mostar 4 - Široki Brijeg koji je dug 16,8 km, s provodnicima presjeka 240 mm² ACSR i bakra 95 mm², termičke granice 380 A (72 MVA), betonskih stubova, je ugrožen nakon ispada 400 kV voda Mostar 4 - Konjsko ili 110 kV voda Mostar 4 - Čitluk ili 110 kV voda Čitluk - Ljubuški, tokom stanja karakterističnog po vršnom opterećenju;

- Vod Čapljina - Opuzen između BiH i Hrvatske koji je dug 21,9 km (11,9 km u BiH), s provodnicima presjeka Al/Fe 150 mm² i Al/Fe 120 mm², termičke granice 385 A (73 MVA), je ugrožen nakon ispada 110 kV voda Mostar 4 - Čitluk tokom vršnog opterećenj sistema;
- Gubitak 110 kV voda Mostar 4 - Čitluk tokom stanja vršnog opterećenja uzrokuje niske napone (ispod 99 kV) u TS Čitluk, TS Čapljina, TS Ljubuški i TS Stolac. Poboljšanje se očekuje uskoro nakon sto se 110 kV vod Ljubuški - Vrgorac (Hrvatska) stavi u pogon pod nazivnim naponom (danас u funkciji pod 35 kV, izgradnja TS 110/35 kV Vrgorac u toku).
- Visoki naponi se mogu pojaviti u 400 kV mreži tokom situacije minimalnog i niskih opterećenja, pogotovo unutar TS 400/110 kV Banja Luka 6.
- Naponi u 110 kV mreži oko trafostanice 220/110 kV Prijedor i Bihać 2 se mogu povisiti iznad dopuštene gornje vrijednosti nakon ispada 220 kV voda između te dvije trafostanice u uslovima minimalnog opterećenja.

Za budući priključak VE najvažnije usko grlo postojeće konfiguracije mreže je vod Mostar 4 - Široki Brijeg. Nema planirane izgradnje VE oko Banja Luke, dok one koje se nalaze oko Čapljine i Stolca mogu samo poboljšati operativnu sigurnost mreže jer bi se smanjila opterećenja na vodu Mostar 4 - Čitluk.

Prije detaljnije analize prijenosne mreže važno je napomenuti da se predmetni proračuni provode u cilju detektiranja uskih grla u cijeloj mreži. U tom smislu je korišteni verificirani model elektroenergetske mreže uključujući i mjesta priključka pojedinih VE, sukladno kriterijima navedenim u Tasku 1. Pri tom ni NOS BiH, niti autori ne preferiraju, niti vrednuju nijedan projekt ili lokaciju. Stoga se u ovoj studiji ne razmatraju detaljnije problemi priključka pojedinih VE, nego sveukupni očekivani utjecaj VE na mrežu i detektiranje potencijalnih uskih grla u mreži.

4.3.2 Izgradnja VE u scenariju A

U scenariju A, vjetroelektrane u regionima 2, 3 i 4 (VE Mesihovina 44 MW, VE V. Vlajina 32 MW, VE Ivan Sedlo 40 MW i VE Kamena 42 MW) su dodani korištenom modelu opisanom u prethodnom odjeljku. Izvozna snaga BiH povećana je za proizvodnju VE, što znači da angažman TE i HE u elektroenergetskom sistemu BiH ostaje isti.

Tokovi snaga i naponske prilike unutar prenosnog sistema u BiH (400 kV i 220 kV, 110 kV oko Mostara), za postojeću topologiju mreže, s novim VE u skladu sa scenarijem A su dati u Dodatku i predstavljaju vršno opterećenje (Slika 36 - Slika 41), maksimalno ljetno opterećenje (Slika 42 - Slika 44) i minimalno opterećenje sistema (Slika 45 - Slika 47).

Scenarij vršnog opterećenja

VE u scenariju A neće promijeniti tokove snaga i naponsku situaciju u 400 kV i 220 kV mreži značajno. Proizvodnja vjetroelektrane Mesihovina se konzumira uglavnom u Tomislavgradu, VE V. Vlajina u Širokom Brijegu, VE Kamena u Mostaru 2 i VE

Ivan Sedlo u Hadžićima. 110 kV vodovi se opterećuju ispod 64% (normalna hidrologija) i 75% (vlažna hidrologija) u odnosu na svoje prijenosne kapacitete a naponska situacija je prihvatljiva tokom vršnog opterećenja, bez obzira na hidrološku situaciju i angažman HE. Nema potrebe za Q / U doprinosom vjetroelektrana u ovom scenariju.

Rezultati N-1 analize su prikazani u Tabeli 18 i Tabeli 19. Novi kritični događaji su sada označeni crvenom bojom, plava boja predstavlja kritične situacije koje su sada otklonjene.

**Tabela 18 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju A
(postojeći sistem, normalna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (% dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	103
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Čapljinica - Opuzen	113
DV 110 kV Citluk – Ljubuški	DV 110 kV Mostar 4 – Vlajina - Š. Brijeg	63 / 98
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Čapljinica	95.7
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	Ljubuški	93.5
	Čitluk	92.4
	Stolac	95.7

Tabela 19 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju A (postojeći sistem, vlažna hidrologija)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (% dozvoljenog opterećenja)
DV 400 kV Mostar 4 - Konjsko	DV 110 kV Mostar 4 – Vlajina - Š. Brijeg	57 / 93
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Capljina - Opuzen	113
DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	DV 110 kV Mostar 4 – Vlajina - Š. Brijeg	67 / 103
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Čapljinica	95.7
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	Ljubuški	93.5
	Čitluk	92.4
	Stolac	95.7

Postoji samo jedan novi kritični slučaj u mreži, a djelomično se odnosi na priključenje VE. Priključak VE Mesihovina i VE V. Vlajina te njihov visok angažman će rasteretiti kritični odsječak voda Mostar 4 - V. Vlajina tako da se ovaj odsječak voda više ne pojavljuje kao kritičan u razmatranom stanju. Priključak vjetroelektrane V. Vlajina uzrokovat će dodatno opterećenje 110 kV voda V. Vlajina - Š. Brijeg (dio postojećeg voda Mostar 4 - Š. Brijeg). Odjeljak iz vjetroelektrane V. Vlajina na TS Š. Brijeg je vrlo opterećen ili preopterećen (do 98% I_{max} tokom normalne hidrološke situacije i do 103% tokom vlažne hidrološke situacija), kao posljedica ispada 110 kV voda Mostar 4 - Čitluk ili Čitluk - Ljubuški. 110 kV vod Mostar 1 - Mostar 6 bi mogao biti opterećen i do 84% I_{max} (normalna hidrologija) odnosno 95% I_{max} (vlažna hidrologija) kada 110 kV vod Mostar 1 - Mostar 4 ispadne iz pogona. Problemi s naponom su još uvijek prisutni u širem području Čapljine.

Scenarij maksimalnog ljetnog opterećenja

Tokom maksimalnog ljetnog opterećenja novopriključene VE ne uzrokuju nikakve nove probleme u 110 kV mreži, a naponi se čuvaju unutar dopuštenih raspona.

N-1 kriterij je još uvijek zadovoljen, tako da mreža može prihvati svu proizvodnju VE u ovom scenariju uz zadovoljen kriterij sigurnosti.

Scenarij minimalnog opterećenja

Isto vrijedi za situaciju minimalnog opterećenja. Vjetroelektrane neće povećati napone u priključnim čvorovima značajno, dižući ih iznad dopuštene gornje granice. Ipak, automatska regulacija napona transformatora 220/110 kV u Mostar 4 mora biti podešena tako da zadrži željeni nivo napona u 110 kV mreži. U srednjem položaju (omjer 220/115 kV) naponi bi se izdigli iznad 121 kV.

Postojeća mreža i VE u scenariju A, zaključci

Izgradnja i povezivanje na 110 kV mrežu pojedinih VE u regionima 2, 3 i 4 dokazuje se da je izvodljivo ako se 110 kV vod Mostar 4 - Š. Brijeg revitalizira. Dionica voda od VE Velika Vlajina do Š. Brijega može biti preopterećena zbog visokog angažmana vjetroelektrane V. Vlajina, a vod na dijelu Mostara 4 do VE Velika Vlajina bi mogao biti preopterećen tokom niskog angažmana VE V. Vlajina. 110 kV vod iz Mostara 4 do Širokog Brijega treba zamjenu vodiča i stubova (sekcije s bakrenim provodnicima i betonskim stubovima), opremljenu s provodnicima Al/Fe 240/40 mm² i čeličnim stubovima, bez obzira na to jesu li vjetroelektrane izgrađene.

U drugim dijelovima mreže nisu prepoznate kritične grane za integraciju VE ukupne snage 150 MW.

4.3.3 Izgradnja vjetroelektrana u Scenariju A1

U ovom scenariju planira se dodatna izgradnja jedne VE snage 50 MW u širem regionu Trebinja. Planira se njen priključak na mrežu uvodom/izvodom voda 110 kV Nevesinje - Gacko koji tek treba biti izgrađen. Stoga je utjecaj VE u ovom scenariju ispitana na budućoj topologiji mreže 2015. i 2020. godine.

4.3.4 Izgradnja vjetroelektrana u Scenariju B

U scenariju B, VE dodatne snage 150 MW u odnosu na prethodni scenarij smještene u regionima 1, 2 i 3 (ukupno 300 MW), dodane su modelu koji se koristi a opisanom u prethodnom odjeljku. Izvoz energije iz BiH je povećan za proizvodnju vjetroelektrana, što znači da angažman termo i hidro elektrane u elektroenergetskom sistemu BiH ostaje isti. Sve nove vjetroelektrane se nalaze u blizini TS Tomislavgrada, trenutno spojene na TS Livno s jednim vodom, TS Posušje i TS Rama (radijalno povezivanje TS Rama, ovaj vod se planira uvesti na 110 kV rasklopno postrojenja u sklopu VE Poklečani).

Tokovi snage i naponske prilike u prenosnoj mreži BiH (400 kV i 220 kV, 110 kV oko Mostara), za postojeću mrežnu topologiju, s novim vjetroelektranama izgrađenim prema scenariju B, dati su u Dodatku i predstavljaju vršno opterećenje (Slika 48 - Slika 53), maksimalno ljetno opterećenje (Slika 54 - Slika 56) i minimalno opterećenje (Slika 57 - Slika 59).

Scenarij vršnog opterećenja

Opterećenje 400 kV i 220 kV mreže će ostati gotovo nepromijenjeno, ali transformatori 220/110 kV u TS Mostar 4 će biti rasterećeni. Snaga će ići od 220 kV do 400 kV mreže kroz TS Mostar 4, također od 110 kV do 220 kV mreže preko Mostara 4 pri vlažnoj hidrološkim situaciji. Priključak VE Poklečani, VE Gradina i VE Borova Glava će uzrokovati visoko opterećenje nekih 110 kV vodova poput Livno - Buško Blato (do 74% I_{max}), Livno - Borova Glava (do 83% I_{max}) i HE Peć Mlini - Posušje (do 75% I_{max}) pri punoj topologiji mreže.

Proizvodnja vjetroelektrane Poklečani će ići u smjeru Posušja, tako da ce rasteretiti ostale 110 kV vodova (do Rame i Tomislavgrada). Značajan dio proizvodnje vjetroelektrana će ići u smjeru Hrvatske koristeći vodove od Buškog Blata do Peruče i Kraljevca.

Naponska situacija je prihvatljiva, naponske prilike su blizu gornje granice, ali se naponi mogu smanjiti korištenjem regulacione sklopke transformatora 220/110 kV u Mostaru 4.

N-1 kriterij nije zadovoljen zato što postoji mnogo 110 kV vodova na području Š. Brijega, Posušja, Tomislavgrada i Livna koji su u opasnosti da budu ozbiljno preopterećeni (Tabela 20, Tabela 21). Jasno je da postojeća mrežna topologija ne dopušta povezivanje vjetroelektrana u ovom scenariju, bez značajnih mrežnih investicija.

Scenarij maksimalnog ljetnog opterećenja

110 kV mreža u zapadnoj Hercegovini vrlo je opterećena tokom maksimalnog ljetnog opterećenja također. Naponska situacija je prihvatljiva, s naponima unutar dopuštenih granica na sva tri prenosna naponska nivoa (400 kV, 220 kV, 110 kV).

Ispad jednog voda u 110 kV mreži u Hercegovini ugrovit će druge vodove koji će postati preopterećeni, a elektroenergetski sistem u ovom dijelu zemlje će biti ozbiljno ugrožen (Tabela 22).

Scenarij minimalnog opterećenja

Zbog nepovoljnih naponskih prilika automatska regulacija na transformatorima 220/110 kV u trafostanici Mostar mora biti podešena tako da zadrži željeni nivo napona u 110 kV mreži. N-1 kriterij nije ispunjen, pa čak i pri punoj topologiji mreže budući da je 110 kV vod Mostar 4 - V. Vlajina preopterećen (Tabela 23).

**Tabela 20 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju B
(postojeći sistem, normalna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	102
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	113
DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	46
DV 110 kV Grude – Imotski	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	49
DV 110 kV B.Blatu – Livno	DV 110 kV Grude – Imotski	103
DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	125
DV 110 kV Peć Mlini – Grude	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	127
DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	DV 110 kV Grude – Imotski	114
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV B.Blatu – Kraljevac	143
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV B.Blatu – Livno	141
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	105
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	148
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	157
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Grude – Imotski	121
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV B.Blatu – Livno	142
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Livno – B.Glava	151
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	114
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Grude – Imotski	132
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	135
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	122
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	105
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	152
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Grude – Imotski	150
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	103
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	101
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	116
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Grude – Imotski	110

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	Čapljina	95.7
	Ljubuški	93.5
	Čitluk	92.4
	Stolac	95.7

**Tabela 21 Uska grla tokom vršnog opterećenja, VE u scenariju B
(postojeći sistem, vlažna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	113
	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	42
DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	44
DV 110 kV Grude – Imotski	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	106
	DV 110 kV Grude – Imotski	139
	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	127
DV 110 kV B.Blatu – Livno	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	114
	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	151
	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	141
DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	DV 110 kV Grude – Imotski	112
	DV 110 kV B.Blatu – Kraljevac	106
DV 110 kV Peć Mlini – Grude	DV 110 kV B.Blatu – Livno	158
	DV 110 kV Livno – B.Glava	167
	DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	130
	DV 110 kV B.Blatu – Livno	143
DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	DV 110 kV Livno – B.Glava	151
	DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	115
	DV 110 kV Grude – Imotski	146
	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	135
DV 110 kV Livno – B.Glava	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	122
	DV 110 kV Š.Brijeg – V.Vlajina	105
	DV 110 kV Pec Mlini – Grude	160
	DV 110 kV Pec Mlini – Posušje	150
	DV 110 kV Grude – Imotski	117
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	100
	DV 110 kV Pec Mlini – Grude	124
	DV 110 kV Pec Mlini – Posušje	111

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	Čapljina	95.7
	Ljubuški	93.5
	Čitluk	92.4
	Stolac	95.7

Tabela 22 Uska grla tokom maksimalnog ljetnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju B (postojeći sistem)

Kritičan ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV Grude – Imotski	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	115
	DV 110 kV Grude – Imotski	121
	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	145
DV 110 kV B.Blatu – Livno	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	127
	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	147
	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	149
DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	DV 110 kV Grude – Imotski	111
	DV 110 kV B.Blatu – Kraljevac	102
	DV 110 kV B.Blatu – Livno	150
DV 110 kV Peć Mlini – Grude	DV 110 kV Livno – B.Glava	156
	DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	120
	DV 110 kV B.Blatu – Kraljevac	101
DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	DV 110 kV B.Blatu – Livno	148
	DV 110 kV Livno – B.Glava	155
	DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	118
DV 110 kV Livno – B.Glava	DV 110 kV Grude – Imotski	126
	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	151
	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	133
	DV 110 kV Š.Brijeg – V.Vlajina	120
	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	153
	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	156
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	116
	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	115
	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	115

Tabela 23 Uska grla tokom minimalnog opterećenja, VE u scenariju B (postojeći sistem)

Kritičan ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
-	DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	101
DV 110 kV Grude – Imotski	DV 110 kV Š.Brijeg – V. Vlajina	101
	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	107
	DV 110 kV Grude – Imotski	117
	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	145
DV 110 kV B.Blatu – Livno	DV 110 kV Š.Brijeg – V. Vlajina	141
	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	151
	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	158
DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina	DV 110 kV Grude – Imotski	122
	DV 110 kV B.Blatu – Kraljevac	108
DV 110 kV Peć Mlini – Grude	DV 110 kV B.Blatu – Livno	155
	DV 110 kV Livno – B.Glava	158
	DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	122
	DV 110 kV B.Blatu – Kraljevac	108
DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	DV 110 kV B.Blatu – Livno	156
	DV 110 kV Livno – B.Glava	158
	DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	122
	DV 110 kV Grude – Imotski	119
	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	148
DV 110 kV Livno – B.Glava	DV 110 kV Š.Brijeg – V.Vlajina	143
	DV 110 kV Peć Mlini – Grude	153
	DV 110 kV Peć Mlini – Posušje	161
	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	110
DV 110 kV Tomislavgrad – B.Glava	DV 110 kV Š.Brijeg – V.Vlajina	105
	DV 110 kV Pec Mlini – Grude	114
	DV 110 kV Pec Mlini - Posušje	120
Kritičan ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
DV 220 kV Prijedor 2 – Bihać	Bihać 220 kV	268
	Bihać 110 kV	121.7
	Prijedor 2 110 kV	121.6
	ostali čvorovi 110 kV oko Prijedora i Bihaća	121 - 122

Postojeća mreža i VE u scenariju B, zaključci

Izgradnja i povezivanje na 110 kV mrežu VE u regionu 1, 2 i 3 nije moguće bez značajnog ulaganja u 110 kV mrežu. Postoji nekoliko vrlo opterećenih vodova na području Mostara, Š. Brijega, Posušja, Tomislavgrada i Livna koji bi mogli biti preopterećeni u različitim režimima rada.

Profil napona je još uvijek zadovoljavajući bez doprinosa Q/U regulaciji iz VE.

4.3.5 Izgradnja vjetroelektrana u scenariju C, D1 i D2

Zbog velikog preopterećenja mreže u scenariju B, jasno je da postojeći prenosni sistem nije projektovan za priključenje vjetroelektrana u rasponu od 600 MW, odnosno 900 MW, bez obzira kako su distribuirane. Zbog toga, proračun toka snage za ove scenarije nije se izvodio na postojećoj mrežnoj topologiji. Budući prenosni sistem je analiziran u sljedećem odjeljku, uključujući vjetroelektrane iz ova tri scenarija.

4.4 Analize bazirane na budućem prenosnom sistemu

4.4.1 Tokovi snaga, naponske prilike i N-1 analize bez vjetroelektrana

Budući prenosni sistem u BiH uključuje i neke važne investicije u 110 kV mrežu koje su od posebnog interesa za integraciju VE, kao što su:

- DV 110 kV Rama – Uskoplje,
- DV 110 kV Rama – Jablanica,
- DV 110 kV Mostar 4 – V.Vlajina – Š.Brijeg (revitalizacija i povećanje prenosnog kapaciteta),
- DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres.

Nove 110 kV veze su planirane tako da omoguće prenos snage/energije iz vjetroelektrana do Jablanice, Kupresa, Bugojna i drugih potrošačkih centara u središnjoj Bosni i Hercegovini (Jajce, Travnik, Zenica). Neki kritični 110 kV vodovi u postojećoj topologiji mreže će biti rasterećeni nakon toga.

Scenarij vršnog opterećenja 2015.

Tokom vršnog opterećenja u 2015 i angažmana HE kod normalne hidrološke situacije, nema preopterećenih grana u 400 kV, 220 kV i 110 kV mrežama. Naponske prilike su zadovoljavajuće s naponima unutar dopuštenog raspona.

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji zbog 110 kV preopterećenja mreže u Banja Luci, Gradačcu, Kaknju i području Mostara (Tabela 24). Jedini kritičan slučaj na području koncentracije VE je ispad 110 kV voda Mostar 4 - Mostar 5 koji bi

mogao dovesti do preopterećenja 110 kV voda između TS Mostar 1 i TS Mostar 6. Kritične situacije u odnosu na naponske prilike nisu zabilježene.

Tabela 24 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2015., normalna hidrologija)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	122
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	105
DV 110 kV Kakanj 5 – Cementara	DV 110 kV Kakanj 5 – Zenica 1	105
DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	100

Tokom vršnog opterećenja i vlažne hidrološke situacije nema preopterećenih grana u mreži pri punoj topologiji. Naponske prilike su zadovoljavajuće. N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji zbog preopterećenja 110 kV mreže u Banjoj Luci, Kakanju i području Mostara (Tabela 25).

Tabela 25 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2015., vlažna hidrologija)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	115
DV 110 kV Kakanj 5 – Cementara	DV 110 kV Kakanj 5 – Zenica 1	101
DV 110 kV Mostar 4 – Citluk	DV 110 kV Mostar 9 – Čapljina	100

Scenarij maksimalnog ljetnog opterećenja 2015

Tokom maksimalnog ljetnog opterećenja ne postoje grane koje su opterećene više od 100% svog maksimalnog dopuštenog opterećenja.

Naponske prilike su zadovoljavajuće, s naponima između dopuštenih raspona.

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji. 110 kV vodovi Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1) i 220/110 kV transformatori u Gradačcu su u opasnosti da budu preopterećeni. Ispad transformatora 400/110 kV u TE Ugljevik može uzrokovati neprihvatljivu naponsku situaciju u Bijeljini (Tabela 26), ukoliko 110 kV veza Janja - Lešnica nije u pogonu.

**Tabela 26 Uska grla tokom maksimalnog ljetnog opterećenja bez vjetroelektrana
(sistem 2015.)**

Kritičan ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog ograničenja)
DV 110 kV B.Luka 1 - B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 - B.Luka 6 (1)	110
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	105
Kritičan ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Bijeljina 1	99
TR 400/110 kV Ugljevik	Bijeljina 3	99
	Bijeljina 4	98

Scenarij minimalnog opterećenja 2015

Tokom minimalnog opterećenja ne postoje preopterećene grane pri punoj topologiji mreže. Naponi su blizu gornjoj granici, koju prelaze u TS Banja Luka 6 (421 kV), TS Tuzla 6 (425 kV, 244 kV), TS Sarajevo 10 (422 kV), TS Sarajevo 20 (421 kV), TS Višegrad (425 kV), TS Zenica 2 (243 kV) i nekoliko 110 kV rasklopišta u različitim dijelovima zemlje. Naponi u 110 kV mreži mogu se dodatno smanjiti korištenjem automatske regulacije na 220/110 kV transformatorima, ali će onda naponi porasti u 220 kV mreži. Priključak vjetroelektrana u analiziranoj situaciji može uzrokovati dalje povećanje napona u 110 kV mreži.

N-1 kriterij je zadovoljen u analiziranoj situaciji.

Scenarij vršnog opterećenja 2020

Za vrijeme vršnog opterećenja u 2020 i angažmana HE kod normalne hidrološke situacije ne postoje preopterećene grane u 400 kV, 220 kV i 110 kV mrežama. Naponske prilike su zadovoljavajuće s naponima unutar dopuštenog raspona.

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji radi preopterećenja 110 kV vodova u Banjoj Luci, Bijeljini, Brčkom i području Tuzle, pri čemu su sve daleko od lokacija i priključnih čvorova novih vjetroelektrana (Tabela 27) .

110 kV vod Mostar 1 - Mostar 6 nije više ugrožen jer je revitalizacija i povećanje njegovog prenosnog kapaciteta planirano između 2015 i 2020 (prema SECI modelima).

**Tabela 27 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez vjetroelektrana
(2020 sistem, normalna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	112
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	108
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Tuzla	103
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	129
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	101
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	129
TR 400/110 kV Banja Luka 6 (1)	TR 400/110 kV Banja Luka 6 (2)	130
TR 400/110 kV Banja Luka 6 (1)	TR 400/110 kV Banja Luka 6 (2)	131
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	102
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	103
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Bijeljina 1	95.4
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 3	95.9
	Bijeljina 4 (Janja)	95.0
	Bijeljina 1	95.3
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 2	95.3
	Bijeljina 3	95.8
	Bijeljina 4 (Janja)	95.0
DV 110 kV Banja Luka 1 – B.Luka 7	Čelinac	98.5
	Banja Luka 7	98.2
DV 220 kV Prijedor 2 – Bihać	Bihać 220 kV	196
	Gradiška	98.8
	Laktaši	98.5
	Laktaši 2	98.3
DV 400 kV B.Luka – Stanari	Čelinac	99.0
	K.Varoš	98.9
	Topola	98.6
	B.Luka 8	99.0
	B.Luka 6	96.7

Tokom vršnog opterećenja i vlažne hidrološke situacije nema preopterećenih grana u mreži. Naponske prilike su zadovoljavajuće. N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji (Tabela 28).

Tabela 28 Uska grla tokom vršnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2020., vlažna hidrologija)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	110
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	106
TR 400/110 kV Ugljevik	DV 110 kV Zvornik – Bistrica	117
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	136
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	107
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	136
TR 400/110 kV Banja Luka 6 (1)	TR 400/110 kV Banja Luka 6 (2)	123
TR 400/110 kV Banja Luka 6 (1)	TR 400/110 kV Banja Luka 6 (2)	123
DV 400 kV B.Luka 6 – Stanari	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	103
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	107
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	107
Kritičan ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 1	92,7
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 3	93,3
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 4 (Janja)	92,4
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 1	92,6
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 2	92,6
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 3	93,2
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 4 (Janja)	92,3
DV 110 kV Banja Luka 1 – B.Luka 7	Kotor Varoš	96,9
DV 110 kV Banja Luka 1 – B.Luka 7	Čelinac	96,0
DV 110 kV Banja Luka 1 – B.Luka 7	Banja Luka 7	95,8
TR 400/110 kV Ugljevik	Bijeljina 1	98,1
TR 400/110 kV Ugljevik	Bijeljina 3	98,0
TR 400/110 kV Ugljevik	Bijeljina 4 (Janja)	97,9
DV 110 kV Čelinac – B.Luka 7	Orašje	98,9
DV 220 kV Prijedor 2 – Bihać	Čelinac	98,8
DV 400 kV B.Luka – Stanari	Bihać 220 kV	194,9
DV 400 kV B.Luka – Stanari	više čvorova 110 kV	96,8 – 99

Scenarij maksimalnog ljetnog opterećenja 2020

Tokom maksimalnog ljetnog opterećenja ne postoje grane opterećene više od 100% svog maksimalnog dopuštenog opterećenja.

Naponske prilike su zadovoljavajuće, s naponima između dopuštenih granica.

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji (Tabela 29). Ugroženi su 110 kV vodovi u Banja Luci i području Brčkog, s mogućom neprihvatljivom naponskom situacijom u Bijeljini.

Tabela 29 Uska grla tokom ljetnog maksimalnog opterećenja bez vjetroelektrana (sistem 2020.)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	109
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	109
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	101
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2	101
Kritičan ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 4 (Janja)	98.9
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 4 (Janja)	98.8

Scenarij minimalnog opterećenja 2020

Tokom minimalnog opterećenja ne postoje preopterećene grane. Naponi su blizu gornje granice, ali je ne prelaze niti u jednom mrežnom čvoru.

N-1 kriterij je zadovoljen u analiziranoj situaciji.

Buduća mreža bez VE, zaključci

Planirana prenosna mreža BiH u 2015 i 2020 može biti ugrožena uglavnom u sjevernim i sjeveroistočnim dijelovima oko Banja Luke, Bijeljine i Brčkog. Na području gdje je većina vjetroelektrana analizirana nema većih problema s prenosnim kapacitetima u baznom stanju bez VE, osim za 110 kV vod Mostar 1 - Mostar 6, za kojeg je planirana revitalizacija između 2015. i 2020.

- Mostar 1 - Mostar 6 vod koji je 4,3 km dug, s provodnicima presjeka Al/Fe 240 mm² i Al/Fe 150 mm², izgrađenim na betonskim i čeličnim stubovima, termičke granice 470 A (90 MVA), je ugrožen u 2015. nakon gubitka voda Mostar 4 - Mostar 5 tokom vršnog opterećenja i normalnog hidrološkog stanja.

Za buduće konekcije VE i njihovu integraciju u elektroenergetski sistem, moguće kritične situacije u prenosnoj mreži BiH u baznom stanju neće imati uticaja (ugroženi su Banja Luka, Kakanj, Bijeljina i područje Brčkog, koji nisu predviđeni za priključak bilo koje VE).

4.4.2 Izgradnja VE u scenariju A

U ovom scenariju VE ukupne snage 150 MW locirane u regionima 2, 3 i 4 dodane su na modele za 2015. i 2020. Izvoz električne energije u BiH se povećao za proizvodnju vjetroelektrana, što znači da angažman termoelektrana i hidroelektrana u elektroenergetskom sistemu BiH ostaje isti.

Scenarij vršnog opterećenja 2015 i 2020

Pri vršnom opterećenju u 2015. i normalnoj hidrološkoj situaciji ili vlažnoj hidrološkoj situaciji, ne postoje preopterećene grane u prenosnoj mreži. Naponska situacija je prihvatljiva tokom vršnog opterećenja, bez obzira na hidrološku situaciju i angažman hidroelektrana. Nema potrebe za Q/U doprinosom od strane vjetroelektrana u ovom scenariju.

Rezultati N-1 analize su prikazani u Tabeli 30 i Tabeli 31. Novi kritični događaji su sada označeni crvenom bojom.

Postoji samo jedan kritični događaj zbog priključka vjetroelektrana u scenariju A njihove izgradnje. Ispad 110 kV voda Mostar 4 - Mostar 5 može prouzročiti preopterećenja 110 kV voda iz Mostara 1 do Mostar 6 koja je bila kritična za vrijeme vršnog opterećenja i normalne hidrološke situacije, bez ijedne izgrađene VE.

Očito je da će se vod Mostar 1 - Mostar 6 morati revitalizirati prije nego što je planirano (u razdoblju 2015. – 2020.). Najutjecajnija vjetroelektrana po ovaj vod je VE Kamena, a predviđeno je da će se povezati s TS Mostar 2 i TS Nevesinje, tako da će se revitalizacija voda vjerojatno morati izvoditi u skladu s izgradnjom VE Kamena.

**Tabela 30 Uska grla tokom vršnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju A
(sistem 2015., normalna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 - B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 - B.Luka 6 (1)	119
TR 400/110 kV Ugљevik	TR 220/110 kV Gradačac	104
DV 110 kV Kakanj 5 – Cementara	DV 110 kV Kakanj 5 – Zenica 1	106
DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	100

**Tabela 31 Uska grla tokom vrsnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju A
(sistem 2015., dobra hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	113
DV 110 kV Kakanj 5 – Cementara	DV 110 kV Kakanj 5 – Zenica 1	103
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Mostar 9 – Čapljina	104
DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	105

Analizirajući vršno opterećenje u 2020. i normalnu hidrološku situaciju ili vlažnu hidrološku situaciju nema preopterećenih grana u prenosnoj mreži ako su svi vodovi i transformatori u pogonu. Situacija s naponima je unutar dopuštenih granica, tako da još uvijek nema potrebe za Q/U doprinosom od vjetroelektrana.

Rezultati N-1 analize pokazuju da nema novih kritičnih situacija osim onih koji su pronađeni za scenarije gdje nema vjetroelektrana (u sjevernim i sjeveroistočnim dijelovima zemlje).

Scenarij maksimalnog opterećenja ljeti 2015. i 2020.

Tokom maksimalnog ljetnog opterećenja u 2015. nema preopterećenih grana u mreži, a naponske prilike su zadovoljavajuće. Isto vrijedi za ljetni scenarij maksimalnog opterećenje u 2020. s vjetroelektranama u scenariju A.

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji (Tabela 32) i postoji nova kritična nepredviđena situacija, ispad 400 kV voda Trebinje - Podgorica bi mogao preopteretiti 110 kV vod Trebinje - Herceg Novi. U osnovnom scenariju na modelu ovaj vod je bio opterećen nešto ispod dopuštene granice tokom iste situacije. Nove vjetroelektrane spojene na 110 kV mrežu oko Mostara ne doprinose značajno ovom problemu, ali zbog smanjenja tokova snaga iz 400 kV mreže u 220 kV mrežu i od 220 kV do 110 kV mreže dolazi do blagog porasta tokova snaga u 400 kV mreži, čime se ugrožava vod 110 kV Trebinje - Herceg Novi kada dođe do ispada 400 kV voda Trebinje - Podgorica.

U 2020. nema dodatnih problema s priključenjem vjetroelektrana u scenariju A. 110 kV vod Trebinje - Herceg Novi je planiran da se trajno obustavi, nakon što se 110 kV mreža Crne Gore oko Herceg Novog i Tivata razvije u okviru HVDC kabel projekta.

Tabela 32 Uska grla tokom maksimalnog opterećenja ljeti, vjetroelektrane u scenariju A (sistem 2015.)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dopustenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	108
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	104
DV 400 kV Podgorica – Trebinje	DV 110 kV Trebinje – H.Novi	101
Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Bijeljina 1	99
TR 400/110 kV Ugljevik	Bijeljina 3	99
	Bijeljina 4	98

Scenariji minimalnog opterećenja 2015. i 2020.

Tokom minimalnog opterećenja u 2015. i 2020. ne postoje preopterećene grane pri punoj topologiji mreže.

Naponi su blizu gornjih granica, a prelaze ih u 2015. u nekim 400 kV, 220 kV i 110 kV mrežnim čvorovima, no granični iznosi napona ne prelaze se ni u jednom mrežnom čvoru u 2020. godini. Problemi s naponom u 110 kV mreži mogu se riješiti sa regulatorom napona na 220/110 kV transformatorima. Doprinos vjetroelektrana spojenih na 110 kV mrežu u Q/U regulacijskoj rezervi nije potreban jer se time ne može poboljšati situacija s naponima u 220 kV i 400 kV mrežama.

N-1 kriterij je zadovoljen u analiziranim situacijama.

4.4.3 Izgradnja vjetroelektrana u Scenariju A1

Do razmatrane 2015. godine biti će završena izgradnja 110 kV voda Nevesinje – Gacko čime će se omogućiti izgradnja i priključak jedne VE snage 50 MW u širem regionu Trebinja, odnosno ukupno 200 MW u ovom scenariju. Analize tokova snaga i naponskih prilika na modelima za 2015. i 2020. godinu pokazuju da prijenosni sistem neće biti ugrožen priključkom ove vjetroelektrane, pa nisu potrebne dodatne investicije u pojačanja mreže. Slučajevi nezadovoljenja kriterija N-1 ostaju kako je prikazano u prethodnom odjeljku.

4.4.4 Izgradnja VE u scenariju B

U scenariju B nove vjetroelektrane u regionima 1, 2 i 3 su dodane modelima za 2015. i 2020. Izvozna snaga BiH je povećana za proizvodnju vjetroelektrana, što znači da angažman termoelektrana i hidroelektrana u elektroenergetskom sistemu BiH ostaje isti.

Scenariji vršnog opterećenja 2015. i 2020.

Pri vršnom opterećenju u 2015. i normalnom hidrološkom situacijom ili vlažnom hidrološkom situacijom nema preopterećenih grana u prenosnoj mreži, a naponska situacija je prihvatljiva tokom vršnog opterećenja, bez obzira na hidrološke prilike i angažman HE. Nema potrebe za Q/U doprinosom od vjetroelektrana u ovom scenariju.

Rezultati N-1 analize prikazani su u Tabeli 33 i Tabeli 34. Novi kritični događaji su označeni crvenom bojom, dok plava boja predstavlja kritične ispade u baznom scenariju koji nisu više kritični.

110 kV vod iz Mostara 1 do Mostara 6 je na granici preopterećenja nakon ispada voda Mostar 1 - Mostar 4, dok je ugrožen ispadom i voda Mostar 4 - Mostar 5 koji je prethodno opisan.

110 kV vod Kakanj 5 - Zenica 1, koji je bio kritičan u baznom scenariju je sada blago rasterećen, ali još uvijek visoko opterećen i postoji rizik od preopterećenja.

**Tabela 33 Uska grla tokom vršnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju B
(sistem 2015., normalna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	116
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	103
DV 110 kV Kakanj 5 – Cementara	DV 110 kV Kakanj 5 – Zenica 1	100
DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	100

**Tabela 34 Uska grla tokom vršnog opterećenja, vjetroelektrane u scenariju B
(sistem 2015., vlažna hidrologija)**

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	110
DV 110 kV Kakanj 5 – Cementara	DV 110 kV Kakanj 5 – Zenica 1	97
DV 110 kV Mostar 4 – Citluk	DV 110 kV Mostar 9 – Čapljina	102
DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	100
DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	100

Analizirajući vršno opterećenje u 2020. i normalnu hidrološku situaciju ili vlažnu hidrološku situaciju nema preopterećenih grana u prenosnoj mreži ako su svi vodovi i transformatori u pogonu. Naponska situacija je unutar dopuštenih granica, tako da još uvijek nema potrebe za Q/U doprinosom od vjetroelektrana.

Rezultati N-1 analize pokazuju da nema novih kritičnih situacija uz one već otkrivene u baznim scenarijima i koje se nalaze u sjevernim i sjeveroistočnim dijelovima zemlje

Scenariji maksimalnog opterećenja ljeti 2015. i 2020

Tokom maksimalnog opterećenja ljeti u 2015. i 2020. ne postoje preopterećene grane pri punoj topologiji mreže, a naponske prilike su zadovoljavajuće.

N-1 kriterij nije zadovoljen u analiziranoj situaciji (Tabela 35). 110 kV vod Trebinje - Herceg Novi sada je malo više preopterećen nakon ispada 400 kV voda Trebinje - Podgorica u odnosu na istu situaciju u scenariju B. Razlog je povećan tok snage u 400 kV mreži. U 2020. nema dodatnih problema s priključenjem vjetroelektrana u scenariju B.

110 kV vod iz HE Peć Mlini do TS Grude je sada ugrožen u 2015. nakon ispada 110 kV voda Livno - Buško Blato ili VE Livno - Borova Glava. Taj se problem pojavljuje zato što je velika proizvodnja VE Mesihovina, VE Borova Glava, VE Gradina i VE Poklečani usmjerena ka trafostanici Grude i dalje u Imotski u Hrvatskoj. Ovaj problem nije uočljiv u 2020., jer je u pogonu 110 kV vod Rama - Jablanica pod nazivnim naponom (danas ovaj vod je u pogonu pod 35 kV, jedno dodatno vodno polje 110 kV u TS Jablanica mora biti izgrađeno). Ovaj vod stvara još jedan tranzitni put za prenos proizvodnje prethodno spomenutih vjetroelektrana i zbog toga je kritični vod od HE Peć Mlini do TS Grude rasterećen. U 2020. pri istom slučaju (npr. ispad 110 kV voda Livno - VE Borova Glava) 110 kV Peć Mlini - Grude se optereti do 79% svoje maksimalne termičke granice.

Tabela 35 Uska grla tokom maksimalnog opterećenja ljeti, vjetroelektrane u scenariju B (sistem 2015.)

Kritični ispad	Preopterećena grana	Opterećenje (%) od dozvoljenog opterećenja)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	104
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	103
DV 110 kV Livno – B.Blat	DV 110 kV Pec Mlini – Grude	100
DV 110 kV Livno – WPP B.Glava	DV 110 kV Pec Mlini – Grude	105
DV 400 kV Podgorica – Trebinje	DV 110 kV Trebinje – H.Novi	105

Kritični ispad	Čvor	Narušavanje napona (kV)
	Bijeljina 1	99
TR 400/110 kV Ugljevik	Bijeljina 3	99
	Bijeljina 4	98

Scenarij minimalnog opterećenja 2015. i 2020.

Tokom minimalnog opterećenja u 2015. i 2020. ne postoje preopterećene grane pri punoj topologiji mreže.

Naponi su blizu gornjih granica a prelaze ih u 2015. godini u nekim 400 kV, 220 kV i 110 kV mrežnim čvorovima, ali ih ne prelaze u bilo kojem mrežnom čvoru u 2020. Naponi u 2015. su previsoki (između 121 kV i 123 kV) na području Hercegovine zbog priključka vjetroelektrana u ovom dijelu zemlje, ali pomoću regulacije napona na 220/110 kV transformatorima u TS Mostar 4 naponi mogu biti smanjeni na vrijednost ispod maksimalne dopuštene vrijednosti. Ovo je razlog zašto bilo koji Q/U doprinos od vjetroelektrana još nije potreban. N-1 kriterij je zadovoljen u analiziranim situacijama.

4.4.5 Izgradnja vjetroelektrana u scenariju C

U scenariju C nove VE u regionima 2 i 3 su dodane modelima za 2015. i 2020. godinu. Izvoz BiH se povećava za proizvodnju VE, što znači da angažman TE i HE u elektroenergetskom sistemu BiH ostaje isti.

U ovom scenariju dvije najveće VE će biti priključene na 110 kV mrežu. Obje se nalaze u blizini Tomislavgrada, prostoru koji je već ispunjen vjetroelektranama (poput VE Mesihovina u scenariju A, VE Poklečani, VE Gradina i VE Borova Glava u scenariju B). Mrežni priključak VE Pakline je prepostavljen na novo rasklopno postrojenje koje povezuje postojeće 110 kV vodove Tomislavgrad - Rama i Livno - Tomislavgrad. 110 kV vod Livno - Rama je nedavno spojen s TS Tomislavgrad, a u ovom scenariju prepostavljena je izgradnja novog 110 kV rasklopog postrojenja na mjestu gdje je vod otvoren te njegovo povezivanje s vodovima prema Livnu i Rami, te dvostrukim vodom prema TS Tomislavgrad. Ovo je prepostavljeno zbog velikog instaliranog kapaciteta VE Pakline koja treba biti spojena na mrežu s najmanje tri 110 kV voda. Ova prepostavka podrazumijeva mrežni priključak VE Pakline s tri 110 kV voda, jedan dupli vod do TS Tomislavgrad, jedan jednostruki vod do VE Borova Glava i jedan jednostruki vod do VE Poklečani ili VE Ljubuše (TS x/110 kV za VE Ljubuša mrežni priključak će biti povezani s 110 kV vodovima Poklečani - Tomislavgrad i Poklečani - Rama).

Scenariji vršnog opterećenja 2015. i 2020.

Tokom vršnog opterećenja u 2015. i normalnoj hidrološkoj situaciji pri punoj topologiji mreže postoji više preopterećenih vodova u 110 kV mreži. To su:

- Grude - Imotski 124% I_{max}
- Grude - Peć Mlini 149% I_{max}
- Posusje - Peć Mlini 141% I_{max}

U analiziranom scenariju naponske prilike su unutar dopuštenog raspona.

Postoji mnogo različitih ispada koji dovode do neprihvatljive situacije unutar mreže. Ugroženi 110 kV vodovi uglavnom se nalaze oko TS Livno, TS Bugojno i TS Kupres,

osim onih koji su već preopterećeni pri raspoloživosti svih grada. U nekim situacijama kao što su ispad voda Grude - Peć Mlini ili Posušje - Peć Mlini, konvergentno rješenje tokova snaga se ne može naći, što je znak mogućeg kolapsa napona u mreži.

Očito je da bez značajnih investicija u mrežu vjetroelektrane u scenariju C se ne mogu priključiti u elektroenergetski sistem u 2015.

Pogon 110 kV voda Rama - Jablanica pod nazivnim naponom u 2015. nije dovoljan za ispunjenje N-1 kriterija.

Tokom vršnog opterećenja u 2015. i vlažne hidrološke situacije pri punoj topologiji mreže sljedeći vodovi su preopterećeni u 110 kV mreži:

- Grude - Imotski 130% I_{max}
- Grude - Peć Mlini 146% I_{max}
- Posušje - Peć Mlini 131% I_{max}
- Livno - Borova Glava 100% I_{max}

U analiziranom scenariju naponske prilike su unutar dopuštenog raspona.

N-1 kriterij nije ispunjen, s mnogim kritičnim slučajevima koji uzrokuju preopterećenja mnogih 110 kV vodova u širokom području Mostara, Bugojna i Tomislavgrada. Rizik od kolapsa napona je također prisutan.

Kontrola napona od strane VE Ljubuše i VE Pakline, uz prepostavku da obje VE mogu raditi pri faktoru snage 0,95 bi uklonile opasnost od kolapsa napona u mreži, ali mnogi vodovi su još uvijek preopterećeni pri punoj topologiji mreže (Grude - Imotski, Grude - Peć Mlini i Posušje - Peć Mlini), a i ostali vodovi na području zapadne Hercegovine su ugroženi pri ispadu neke grane mreže.

U 2020. za vrijeme vršnog opterećenja i normalne hidrologije tri ključna 110 kV voda, Grude - Imotski, Grude - Peć Mlini i Posušje - Peć Mlini su preopterećeni pri punoj topologiji mreže, a svi ostali 110 kV vodovi na razmatranom području su još uvijek u opasnosti prema N-1 kriteriju. Ovo znači da pojačanja prenosne mreže planirana za 2015.- 2020. nisu prikladna za integraciju VE u scenariju C. Rizik kolapsa napona također postoji ako VE Ljubuša i VE Pakline nisu u mogućnosti sudjelovati u Q/U regulaciji.

U 2020. za vrijeme vršnog opterećenja i dobre hidrologije tri ključna voda su preopterećena pod punom mrežnom topologijom.

Scenarij maksimalnog opterećenja ljeti u 2015. i 2020.

Tokom maksimalnog ljetnog opterećenja u 2015., 110 kV mreža nije u stanju da integriše VE u scenariju C, zbog prethodno objašnjениh preopterećenja kritičnih 110 kV vodova pod punom mrežnom topologijom, te mnogih situacija gdje N-1 kriterij nije zadovoljen. Tu je i opasnost od kolapsa napona u mreži, osobito ako VE Ljubuša

i VE Pakline nemaju sposobnost proizvodnje/potrošnje reaktivne snage (faktor snage jednak 1).

Isto vrijedi za ljetni scenarij maksimalnog opterećenja u 2020. Određeni broj 110 kV vodova je ugrožen pri punoj mrežnoj topologiji (110 kV vodovi oko Livna, HE Peć Mlini, TS Grude i TS Posušje).

Scenarij minimalnog opterećenja u 2015 i 2020

110 kV mreža oko HE Peć Mlini , Bugojno, Grude i Posušje je preopterećena u 2015. pod punom mrežnom topologijom čak i tokom minimalnog opterećenja. Naponske prilike su zadovoljavajuće.

N-1 kriterij nije ispunjen, postoje mnogi kritični slučajevi u mreži a rizik od kolapsa napona je također prisutan.

Situacija se neće poboljšati u 2020 tokom minimalnog opterećenja.

4.4.6 Izgradnja VE u scenariju D1 i D2

U scenariju D1 koji predstavlja koncentrisanu distribuciju novih VE ukupne snage 900 MW lociranih uglavno u regionima 1, 2 i 3, nove VE su dodane modelima za 2015. i 2020. Izvoz BiH je povećan za proizvodnju VE, što znači da angažman termoelektrana i hidroelektrana u elektroenergetskom sistemu BiH ostaje isti.

Bez ikakve analize tokova snaga i sigurnosti može se zaključiti da ovaj scenarij nije moguć iz tačke gledišta kapaciteta prenosne mreže. 110 kV mreža u zapadnoj Hercegovini nije bila u mogućnosti prihvatići 600 MW u VE, zbog preopterećenja 110 kV vodova čak i pri punoj mrežnoj topologiji u 2015. i 2020. U ovom scenariju velike nove VE (Kupres i Glamoč - Slovinj), koje se nalaze u blizini Kupresa i Livna, izazvale bi dodatna mrežna preopterećenja, posebno na kritičnim područjima oko TS Livno i TS Bugojno.

U scenariju D2 koji predstavlja široku distribuciju od 900 MW instalirane snage u VE lociranim u svih 5 analiziranih regiona, nove VE su dodane modelima za 2015. i 2020.

Mreža neće biti u mogućnosti prihvatići ove VE također, jer se neki od njih nalazi u okolini kritičnih 110 kV trafostanica i vodova.

Scenariji vršnog opterećenja u 2015. i 2020.

Za scenarij D1, tokom vršnog opterećenja u 2015. i normalne hidrološke situacije pod punom mrežnom topologijom sljedeći 110 kV vodovi su preopterećeni⁷:

- | | | |
|--------------------------|-----------------|-----------------------|
| <input type="checkbox"/> | Grude – Imotski | 159% I _{max} |
|--------------------------|-----------------|-----------------------|

⁷ Konvergentno rješenje se ne može naći zbog kolapsa napona u mreži pod punom topologijom mreže. VE Glamoč - Slovinj trebaju biti izgrađene sa Q/U mogućnošću kontrole da bi izbjegli niski naponi (faktor snage mora biti najmanje 0,95 u 2015. i 0,90 u 2020.).

- Bugojno - D. Vakuf 158% I_{max}
- Bugojno - Kupres 153% I_{max}
- D. Vakuf - Jajce 2 149% I_{max}
- Buško Blato - Livno 131% I_{max}
- Grude - Peć Mlini 188% I_{max}
- Posušje - Peć Mlini 179% I_{max}

Postoji mnogo različitih ispada koji dovode do neprihvatljive situacije unutar mreže, a još uvjek postoji rizik kolapsa napona. 110 kV mreža u području Hercegovine i u središnjoj Bosni (Bugojno, Travnik, Jajce područje) je u opasnosti, a poremećaj se može proširiti daleko u Zenicu i područje Busovače.

Očito je da bez značajnih investicija u mrežu vjetroelektrane u scenariju D1 ne mogu biti priključene u elektroenergetski sistem u 2015. i 2020.

Ako promatramo hidro angažman tokom vlažnih hidroloških uslova situacija se neće posebno promijeniti.

Za scenarij D1, u 2020. za vrijeme vršnog opterećenja i normalne hidrologije nekoliko 110 kV vodova će biti preopterećeno pod punom mrežnom topologijom:

- Grude - Imotski 130% I_{max}
- Bugojno - D. Vakuf 112% I_{max}
- Bugojno - Kupres 165% I_{max}
- D. Vakuf - Jajce 2 109% I_{max}
- Buško Blato - Livno 135% I_{max}
- Grude - Peć Mlini 122% I_{max}
- Posušje - Peć Mlini 115% I_{max}
- Livno - Borova Glava 110% I_{max}

Svi ostali 110 kV vodovi na području zapadne Hercegovine i srednje Bosne su u opasnosti prema N-1 kriteriju.

Izgradnja široko rasprostranjenih vjetroelektrana sa ukupnim instaliranim kapacitetom od 900 MW (scenarij D2) neće biti koristan s tačke gledišta prenosnih kapaciteta. Sljedeći 110 kV vodovi su preopterećeni pri punoj mrežnoj topologiji tokom vršnog opterećenja i normalne hidrološke situacije u 2015:

- Grude - Imotski 147% I_{max}

- Bugojno – D. Vakuf 111% I_{max}
- D. Vakuf – Jajce 2 105% I_{max}
- Buško Blato – Orlovača 111% I_{max}
- Grude – Peć Mlini 160% I_{max}
- Posušje – Peć Mlini 151% I_{max}
- Mostar 1 – Mostar 6 109% I_{max}

Još uvijek postoje mnoge kritične situacije u 110 kV mreži koje bi kršile N-1 kriterij.

U 2020. situacija se neće poboljšati u za integraciju vjetroelektrana u scenariju D2. Sljedeći 110 kV vodovi su preopterećeni pri punoj mrežnoj topologiji tokom vršnog opterećenja i normalne hidrološke situacije u 2020:

- Grude – Imotski 127% I_{max}
- Buško Blato – Orlovaca 119% I_{max}
- Grude – Peć Mlini 110% I_{max}
- Posušje – Peć Mlini 103% I_{max}
- Livno – Borova Glava 107% I_{max}
- Tomislavgrad – Kupres 104% I_{max}

Scenarij maksimalnog ljetnog opterećenja 2015. i 2020.

VE u scenariju D1 ne mogu biti u pogonu tokom ljetnog maksimalnog opterećenja u 2015. i 2020. zbog teških preopterećenja u 110 kV mreži. Kritični vodovi su isti kao i ranije.

VE u scenariju D2 također ne mogu biti u pogonu ni tokom ljetnog maksimalnog opterećenja u 2015. i 2020., zbog teških preopterećenja u 110 kV mreži.

Scenariji minimalnog opterećenja u 2015. i 2020.

VE u oba scenarija D1 i D2 ne mogu raditi tokom minimalnog opterećenja u 2015. i 2020. zbog teških preopterećenja u 110 kV mreži.

4.5 Sažetak nalaza

Planirano je da se većina VE nalazi na području Hercegovine i u jugozapadnom dijelu zemlje. Postojeću topologiju prenosne mreže u ovom području karakteriše sljedeće:

- jedna glavna tačka napajanja, trafostanica 400/220/110 kV Mostar 4 (2x400 MVA 2x150 MVA),
- priključak iste na 400 kV mrežu prema Sarajevu i području Trebinja u BiH te Dalmaciji u Hrvatskoj,
- dobro razvijena 220 kV mreža, s mnogo hidroelektrana koje se nalaze unutar i oko područja,
- više hidroelektrana srednje veličine izgradnje spojenih na 110 kV mrežu (Peć Mlini, Mostarsko blato, Mostar),
- nerazvijena 110 kV mreža, loše povezana unutar promatranog područja, radikalna veza nekih trafostanica, niski prenosni kapaciteti nekih 110 kV vodova.

Slabo razvijena 110 kV mreža u najvažnijem području za povezivanje VE na mrežu će ograničiti njihovu izgradnju i priključak na mrežu dok se ne provedu značajna mrežna pojačanja.

Sa manjim ulaganjima u revitalizaciju 110 kV voda Mostar 4 - Široki Brijeg i povećanje prenosnog kapaciteta (vod bi trebao biti opremljena s provodnicima Al/Fe 240 mm² u punoj dužini) postojeća mreža će omogućiti priključenje VE u scenariju A, s ukupnim instalisanim kapacitetom od 150 MW. Za integraciju VE u scenariju A1 (200 MW) potrebno je sagraditi vod 110 kV Nevesinje – Gacko.

Drugi scenariji izgradnje VE (300 MW, 600 MW, 900 MW) nisu mogući u okviru postojeće topologije mreže.

Kritične grane s obzirom na integraciju VE u scenariju A (A1) i scenariju B prikazane su na Slici 16. Sve one nalaze se na 110 kV naponskom nivou. Drugi scenariji integracije VE (600 MW i 900 MW) nisu mogući na postojećoj topologiji mreže, uglavnom zbog nedostatka infrastrukture.

Neke važne investicije u prenosnu mrežu su planirane u budućnosti u najvažnijim područjima zapadne Hercegovine (također u područjima istočne Hercegovine i središnje Bosne) a tiču se integracije VE:

- DV 110 kV Mostar 4 – V. Vlajina – Široki Brijeg (revitalizacija i povećanje prenosnog kapaciteta) do 2015.,
- povezivanje TS Rama na TS Uskoplje do 2015.,
- povezivanje TS Tomislavgrad na TS Kupres do 2015.,
- puštanje u rad 110 kV voda Jablanica – Rama pod 110 kV naponskim nivoom do 2020.,
- DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 (revitalizacija i povećanje prenosnog kapaciteta) do 2020.

Planirana mrežna pojačanja koja su uključena u SECI model BiH za 2015. neće dopustiti daljnje povezivanje VE iznad scenarija A1 (200 MW). Nadalje, čak i za ovaj scenarij povezivanja vjetroelektrana još jedan 110 kV vod mora biti revitaliziran do 2015. (Mostar 1 - Mostar 6).

Priklučenje VE u scenariju B, s ukupnim instaliranim kapacitetom od 300 MW, neće biti moguća u 2015. godini zbog uskih grla koja se nalaze na 110 kV vodovima Peć Mlini - Grude i Peć Mlini - Posušje. Rad 110 kV voda Rama - Jablanica planiran u 2020. omogućuje priključenje VE u scenariju B s 300 MW.

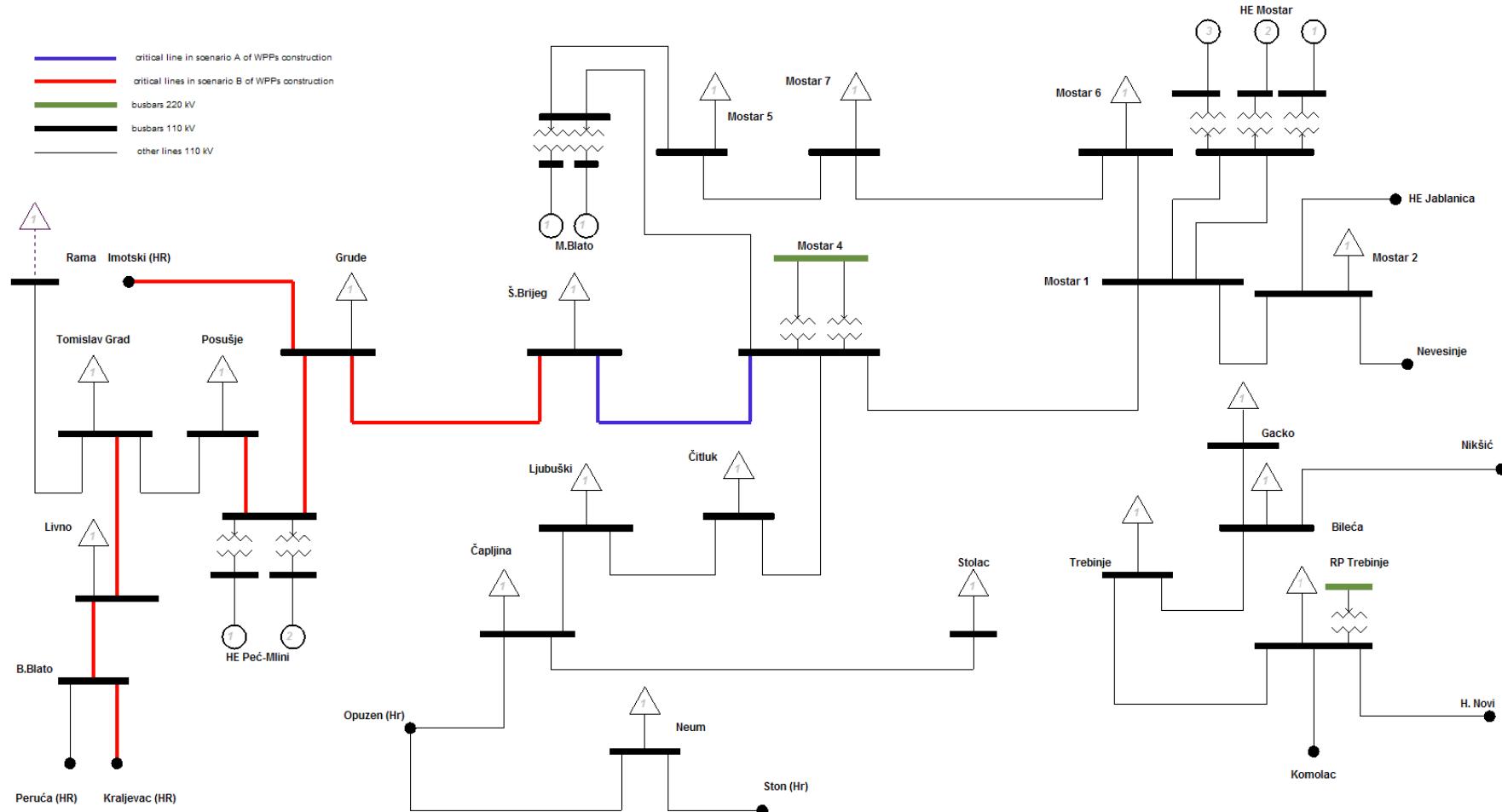
Priklučenje VE u scenariju C, s ukupnim instaliranim kapacitetom od 600 MW, neće biti moguće zbog mrežnih uskih grla pod punom mrežom topologijom i zbog nezadovoljenja kriterija N-1 sigurnosti za mnoge kritične ispade u 110 kV mreži.

Priklučenje VE u scenariju D1 ili D2 bi uzrokovala ozbiljna mrežna preopterećenja čak i pod punim mrežnom topologijom. Područja oko Bugojna, Livna, Kupresa, Tomislavgrada, Posušja i Gruda su posebno ugrožena, ali bi se nestabilnost mogla proširiti sve do Zenice i područja Busovače.

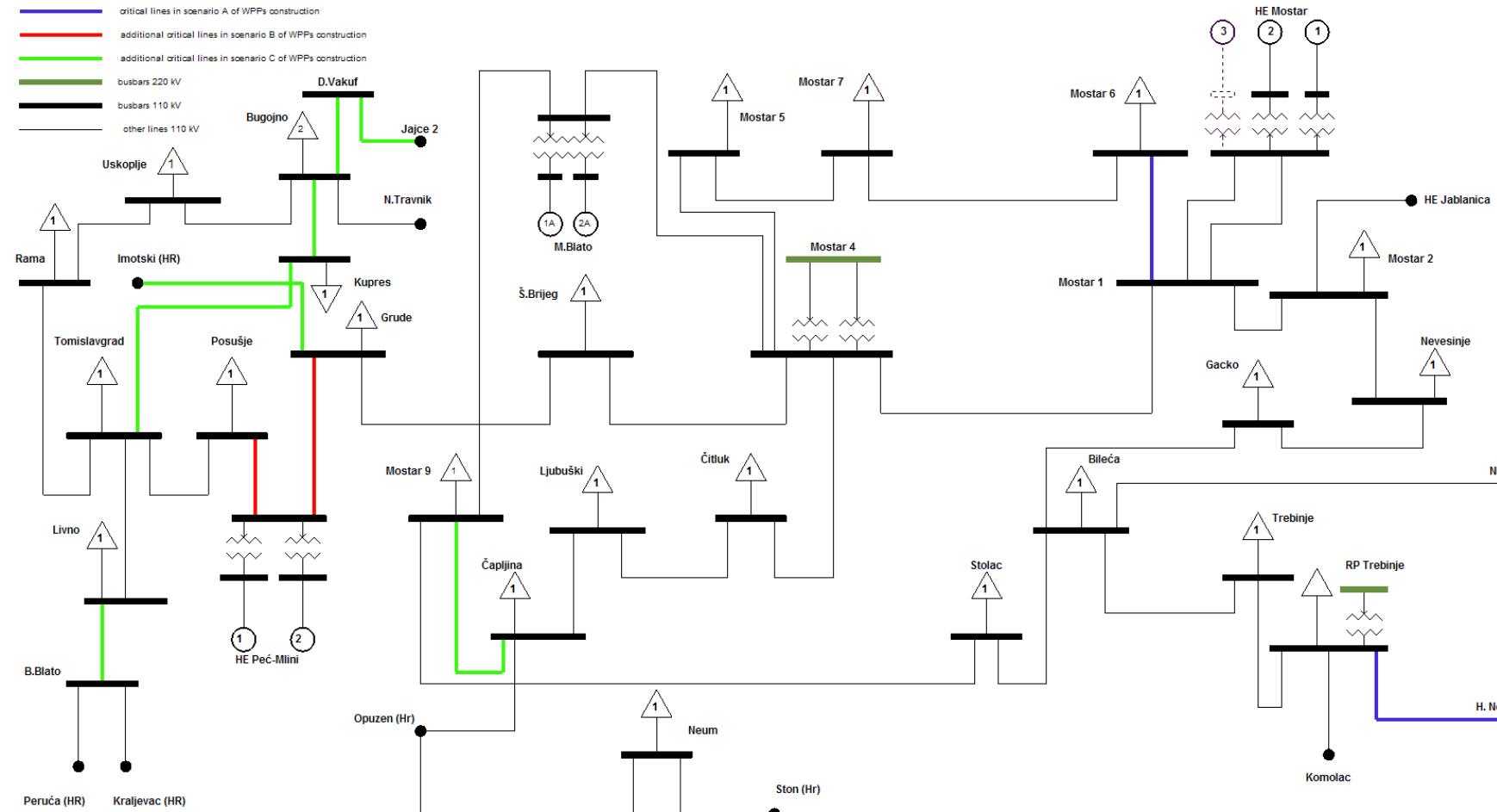
Kritične grane s obzirom na priključenje VE u scenariju A, B i C prikazane su na slici 17. Za scenarije D1 i D2 gotovo sve grane u 110 kV mreži šireg područja između Zenice, Mostara, Livna i Jajce su kritične.

U scenariju A i B za priključenje VE ne postoji rizik od neprihvatljivih naponskih situacija u mreži, ako VE nisu opremljene za pružanje Q/U regulacijske rezerve (faktor snage jednak 1). Rizik od kolapsa napona počinje u scenariju C priključenja VE, pa velike VE kao što su VE Ljubuša i VE Pakline u ovom scenariju, odnosno VE Glamoč - Slovinj i VE Kupres u scenariju D1, trebalo bi projektovati da osiguraju određeni raspon Q/U regulacije (faktor snage mora biti između 0,90 i 0,95).

Slika 16 Kritične grane na postojećoj topologiji 110 kV mreže, u područjima gdje će nove VEE biti izgrađene



Slika 17 Kritične grane na budućoj topologiji 110 kV mreže, u područjima gdje će nove VEE biti izgrađene (2015.)



5 Siguran rad sistema nakon ispadu najveće elektrane

Ovo poglavlje procjenjuje siguran rad sistema za različite scenarije integracije vjetroelektrana za situaciju kada iz pogona ispadne najveća termoelektrana. U elektroenergetskom sistemu BiH najveća snaga proizvodne jedinice danas je TE Ugljevik s 279 MW instalirane snage. U budućnosti, očekuje se da će TE Stanari biti izgrađena s najvećom jedinicom od 330 MW.

Analize stacionarnih stanja su izvedene u odnosu na gubitak TE Ugljevik na modelu 2011., i u vezi su s gubitkom TE Stanari u modelima 2015. i 2020. Obje jedinice su ili će biti, povezane na 400 kV nivou, dok će veze VE biti realizovane na 110 kV mreži. Ovo je važno jer će uglavnom veće proizvodne jedinica, spojene na 400 kV i 220 kV mrežu povećati svoju proizvodnju nakon gubitka najveće jedinice, što uzrokuje dodatno opterećenje 400 kV i 220 kV mreže, a što je povoljno iz tačke gledišta proizvodnje vjetroelektrana.

Unutar nekoliko sekundi nakon gubitka najveće jedinice, primarne rezerve u svim elektranama u BiH i okolnim zemljama će biti aktivirane, povećat će se proizvodnja svih elektrana koje su u mogućnosti pružiti tu uslugu (radeći ispod svoje instalirane snage). Ovo je simulirano u modelima tako što se povećala proizvodnja svih jedinica koje su radile ispod instalirane snage u BiH, Hrvatskoj, Srbiji i Crnoj Gori.

Sekundarna regulacija frekvencije i snage drži kontrolu ravnoteže područja u normalnim radnim uslovima, te pridonosi vraćanju ravnoteže u slučaju naglog debalansa zbog incidenta. U slučaju iznenadnog velikog debalansa ili kontinuiranih varijacija potrošnje tercijarna kontrolna rezerva je dužna vratiti sekundarne kontrole rezerve. Sekundarna kontrola treba osigurati više hidroelektrana (HE) unutar elektroenergetskog sistema BiH⁸. Ove HE su HE Višegrad, HE Jablanica, HE Rama, HE Bočac i HE Trebinje. Sekundarna rezerva u elektroenergetskom sistemu BiH se određuje prema maksimalnom mjesечnom opterećenju i to je u rasponu od 43 MW i 59 MW⁹. Očekivanje u budućnosti je da će neophodne sekundarne kontrolne rezerve rasti do 73 MW u 2020.¹⁰ (bez razmatranja o neophodnom povećanju sekundarne kontrolne rezerve zbog integracije VE). Aktivacija sekundarne kontrolne rezerve je simulirana u modelima povećanjem proizvodnje svih jedinica predviđenih za ovu pomoćnu uslugu i smanjenjem proizvodnje svih jedinica u BiH, Hrvatskoj, Srbiji i Crnoj Gori koje su davale primarnu rezervu.

Gubitak najveće TE jedinice mora na kraju biti pokriveno aktiviranjem tercijarne P/f kontrolne rezerve. Prema ENTSO-E Operativnom Priručniku, tercijarna kontrola je bilo koja automatska ili ručna promjena u radnim tačkama generatora kako bi se vratila odgovarajuća rezerva sekundarne regulacije u pravo vrijeme. Snaga koja se može spojiti (automatski ili) ručno pod tercijarnom kontrolom, kako bi se osigurala

⁸ Uredba o tarifama za pomoćne usluge, DERK, 2010

⁹ U stvarnoj situaciji nominirane hidroelektrane uglavnom ne obezbjeđuju potrebe vrijednosti sekundarne rezerve, tako da je stalni nedostatak kontrolne sposobnosti.

¹⁰ Indikativni Razvojni Plan Proizvodnje Električne Energije 2011-2020, NOS BiH, Juli 2010

odgovarajuća sekundarna kontrolna rezerva, je poznata kao tercijarna kontrolna rezerva. Ova rezerva se mora koristiti na takav način da će pridonijeti obnovi sekundarnog opsega kontrole kada je to potrebno. Obnova odgovarajućeg sekundarnog kontrolnog opsega može trajati na primjer, do 15 minuta, dok tercijarne kontrole za optimizaciju mreže i proizvodnog sistema neće nužno biti upotpunjena nakon tog vremena. Ako gubitak najveće proizvodne jedinice nije već pokriven od potrebne sekundarne kontrolne rezerve, dodatna tercijarna kontrolna rezerva (15-minutna rezerva) je potrebna za izjednačavanje manjka u kratkom vremenu.

Svako kontrolno područje mora imati pristup odgovarajućoj tercijarnoj rezervi da prati sekundarnu kontrolu u kratkom vremenu nakon incidenta. Odgovarajuća kontrolna rezerva mora biti dostupna cijelo vrijeme radi pokrića gubitka proizvodne jedinice. Ako gubitak najveće proizvodne jedinice nije već pokriven od potrebne sekundarne kontrolne rezerve, tercijarne kontrolna rezerva će morati nadoknaditi manjak. Svaki operator sistema mora odmah aktivirati tercijarne rezerve, ako je neodgovarajuća sekundarna kontrolna rezerva dostupna kako bi se ponovo oslobođila sekundarna kontrolna rezerva. Tercijarna rezerva se aktivira ili s ažuriranjem ukupne razmjene kontrolnog područja/bloka (programa kontrole) ili promjenom proizvodnog rasporeda unutar regulacijskog područja/bloka.

Prema regulaciji DERK (SERC)¹¹, tercijarna kontrola mora biti osigurana od strane HE Čapljina, HE Grabovica, HE Salakovac, HE Višegrad, HE Bočac i HE Trebinje. Potrebna tercijarna kontrolna rezerva danas je 250 MW i do 300 MW nakon 2015¹².

U BiH, tercijarne rezerve su ručno kontrolisane i do sada ne postoji program da se automatizuju. Nadalje, može se aktivirati ograničen broj puta mjesečno. Zbog ovih činjenica nije realno uključiti tercijarne rezervne kapacitete u balans VE na trajnoj osnovi. Drugim riječima, fluktuacije VE moraju biti pokrivene samo ili većinom s mehanizmom automatske sekundarne regulacije. U nekim hitnim slučajevima (vrlo suha loša hidrologija, više ispada, prekidi tranzita energije i sl.) ili u slučaju međuregionalnog debalansa, dispečeri trebaju dati podršku sekundarnoj regulaciji s ručnom tercijarnom rezervom.

Aktivacija tercijarne kontrolne rezerve je simulirana u modelima povećanjem proizvodnje uglavnom u HE Čapljina i HE Jablanica, jer su najbliže većini planiranih VE.

Analize su izvedene za scenarije A, A1 i B priključenja vjetroelektrana koje su moguće (scenarij A i A1) ili mogu biti moguće nakon odgovarajućeg mrežnog pojačanja (scenarij B). Ispad najveće proizvodne jedinice za scenarije C, D1 i D2 nije analiziran, jer postoji toliko mrežnih preopterećenja da čak i pod punom mrežnom topologijom utjecaj na aktivaciju primarne, sekundarne i tercijarne rezerve bi samo mogao napraviti stvari čak i manje izvedivim.

¹¹ Uredba o tarifama za pomoćne usluge, DERK, 2010

¹² Indikativni Razvojni Plan Proizvodnje Električne Energije 2011-2020, NOS BiH, Juli 2010. U stvarnosti je nedostatak potrebe za tercijarnom rezervom.

Ispad TE Ugljevik u modelu za 2011. tokom situacije vršnog opterećenja i normalnih hidroloških uslova neće izazvati dodatno preopterećenje za oba scenarija integracije VE (A i B). Štoviše, ako je TE Ugljevik trajno van pogona, N-1 kriterij neće dodatno biti narušen. Isto vrijedi za ispade TE Stanari u modelima za 2015. i 2020.

Na temelju stacionarnih analiza može se zaključiti da ispadi najvećih proizvodnih jedinica u elektroenergetskom sistemu BiH neće prouzrokovati dodatna preopterećenja, sa ili bez VE priključenih u elektroenergetski sistem. Uzrok tomu su najčešće niska opterećenja 400 kV i 220 kV mreže, dobro razvijena 400 kV i 220 kV mreža, veliki kapaciteti u interkonekciji i odgovarajuće izvedbe mrežnih priključka za postojeće elektrane u elektroenergetskom sistemu BiH (omogućen je prenos maksimalne proizvodnju svake elektrane čak i ako je veza vod/transformator izvan pogona).

6 Identifikovana uska grla prenosnog sistema i problemi s naponom zbog integracije vjetroelektrana

Većina lokacija VE u BiH je u jugozapadnom dijelu zemlje. Sadašnja topologija prenosne mreže, a posebno ona 110 kV naponskog nivoa, nije povoljna za priključak tih VE.

Proračuni tokova snaga i N-1 analize sigurnosti, objašnjene u Odjeljku 4, odredile su slabe dijelove mreže i identificirale su kritična uska grla mreže zbog integracije VE.

Eventualni problemi s naponom i zahtjevi da VE sudjeluju u Q/U regulaciji su analizirani i identificirani.

Postojeća mrežna konfiguracija omogućava spajanje VE u scenariju A s ukupnim instaliranim kapacitetom 150 MW. Samo manje pojačanje mreže bit će potrebno za spajanje planiranih VE u ovom scenariju. Ovo pojačanje se odnosi na povezivanje VE Velika Vlajina na mrežu. Postojeći 110 kV vod Mostar 4 - Široki Brijeg, djelomično napravljen od provodnika Bakar 95 mm² na betonskim stubovima, morat će se revitalizirati i napraviti od provodnika Al/Fe 240 mm² na čeličnim stubovima duž kompletne trase.

Bez dodatnih pojačanja mreže (s postojećim 110 kV vodom Mostar 4 - Široki Brijeg) priključak VE Mesihovina, VE Kamena i VE Ivan Sedlo je izvodiv, što znači da je mreža spremna da prihvati oko 126 MW VEa bez dodatnih ulaganja, osim onih za priključak na mrežu pojedinačnih VE (srednjenačinska interna mreža između vjetroturbine i internih trafostanica x/110 kV na lokaciji vjetroelektrane).

Kritični vod za scenarij A priključenja VE prikazan je na Slici 18. Za buduću konfiguraciju mreže još jedan 110 kV vod se čini da je kritičan: 110 kV vod Mostar 1 - Mostar 6.

Za priključak VE u scenariju A1 (200 MW) nužno je izgraditi vod 110 kV Nevesinje - Gacko.

Da bi se priključile VE u scenariju B s ukupnom instaliranom snagom od 300 MW nužan preduslov je razvoj 110 kV mreže oko vjetroelektrane Poklečani (DV 2x110 kV Poklečani - Posušje i DV 2x110 kV Poklečani - Tomislavgrad / Rama). Uska grla u prenosnom sistemu otkrivena su u vezi za 110 kV vodove:

- Mostar 4 - Široki Brijeg,
- Široki Brijeg - Grude,
- Grude - Imotski,
- HPP Peć Mlini - Grude,
- HPP Peć Mlini - Posušje,

- Tomislavgrad – (WPP Borova Glava) – Livno,
- Livno – Buško Blato.

U budućnosti, konfiguracija koja uključuje planirane prenose vodove 110 kV Tomislavgrad - Kupres, Rama - Uskoplje i Jablanica - Rama, za scenarij B priključenja VE samo dva voda su kritična u 2015. kada 110 kV vod Rama - Jablanica još uvijek nije planirana da funkcioniše pod 110 kV naponom:

- HPP Peć Mlini – Grude, i
- HPP Peć Mlini – Posusje.

Kritični vodovi za scenarij B priključenja VE su prikazani na Slici 19. Tanke plave linije predstavljaju planirane dalekovode u 2015. i 2020., koji su neophodne čak i za samo razmatranje priključenja VE na ovom području BiH.

Scenariji C, D1 i D2 su neizvedivi iz tačke gledišta kapaciteta prenose mreže ,čak i ako promatramo planiranu konfiguraciju mreže u 2015. i 2020., jer su neke 110 kV linije preopterećene pod punom mrežnom topologijom. Daljnji problemi se mogu očekivati i odnositi će se na gotovo sve vodove u zapadnoj Hercegovini i oko Bugojna i Kupresa za scenarij C, a problemi bi se mogli proširiti sve do Travnika, Zenice i Busovače za scenarij D1 i D2.

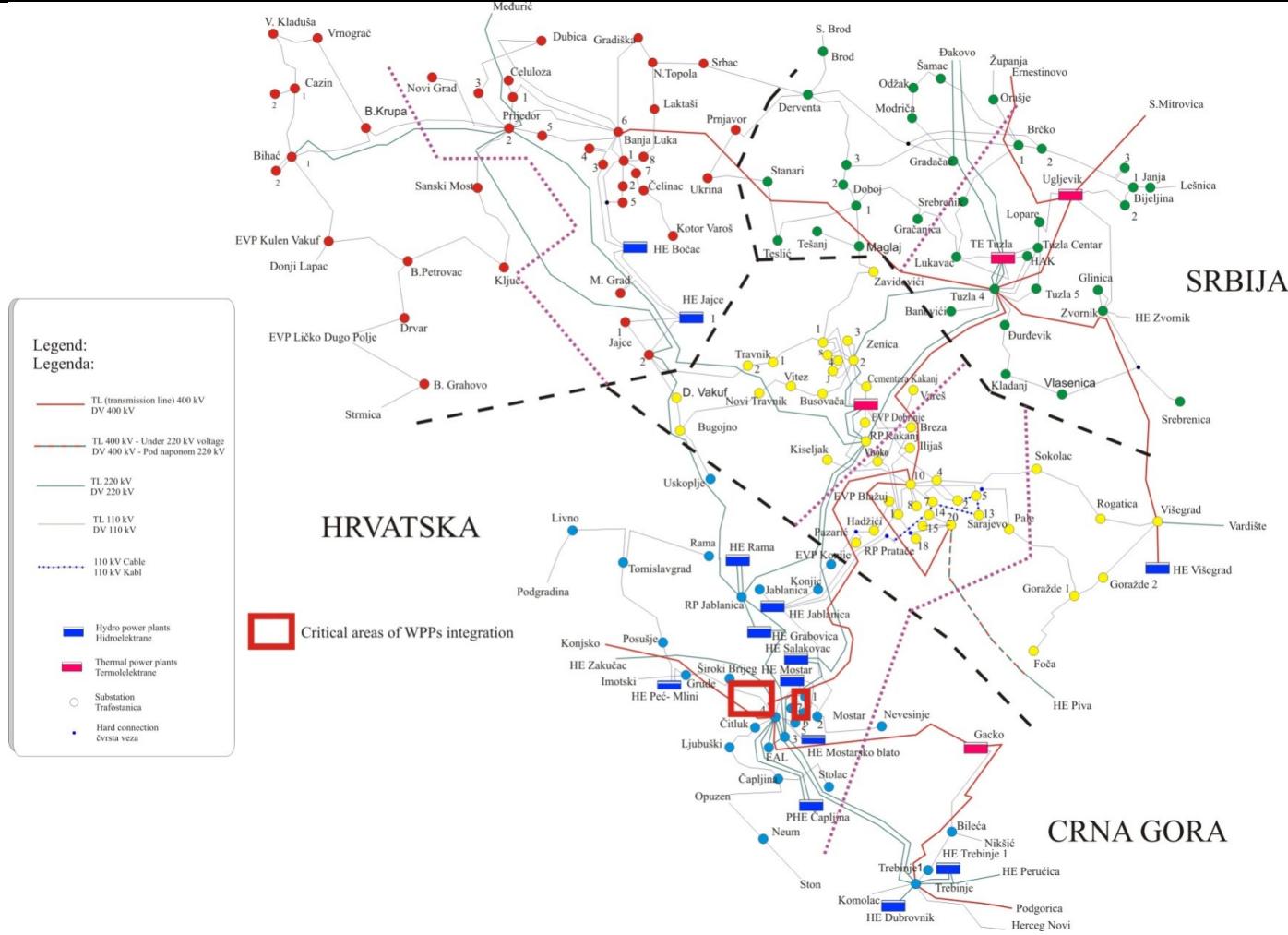
Da bi se eventualno omogućila integracija VE u visokim scenarijima njihove izgradnje bilo bi potrebno na odgovarajućim lokacijama formirati nove TS 220/110 kV i/ili 400/110 kV kako bi se proizvodnja VE prenosila u mreže viših naponskih razina.

Kritični vodovi za scenarij C i D (D1 i D2) priključenja VE prikazani su na Slici 20 i Slici 21.

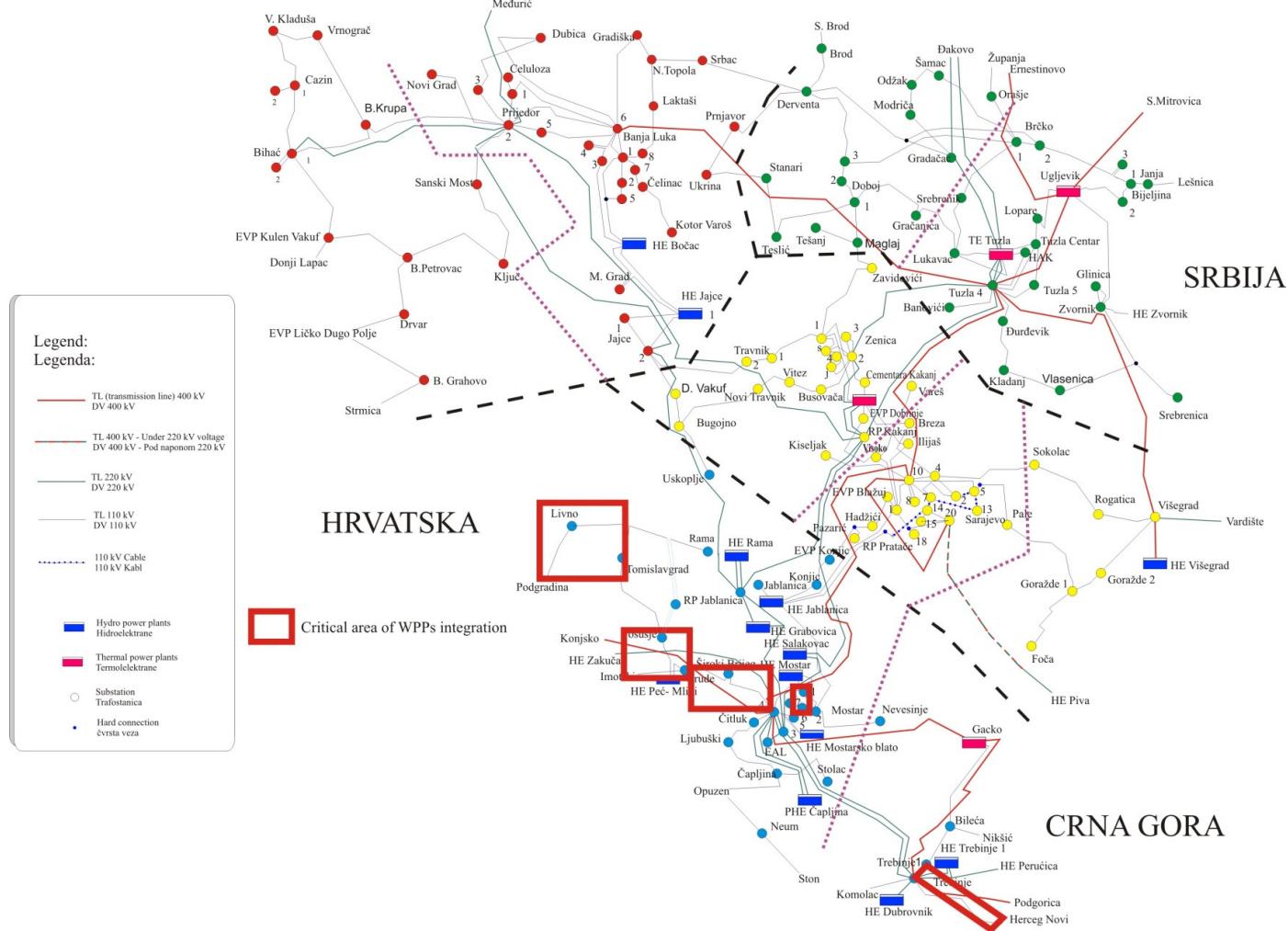
U scenarijima C i D veliki projekti VE se planiraju implementirati, kao što su u VE Ljubuše, VE Pakline, VE Glamoč-Slovinj i VE Kupres. Preporučuje se da te VE moraju biti projektovane tako da osiguraju Q/U kontrolne usluge, u rasponu faktora snage između 0,90 i 0,95. Ovo je neophodno kako bi se izbjegao kolaps napona u sistemu.

Ostale VE, pogotovo manje (otprilike do 50 MW) obično ne moraju biti projektovane tako da osiguraju Q/U kontrolnu usluge, ako se regulacionom sklopkom automatski upravlja na 220/110 kV transformatorima.

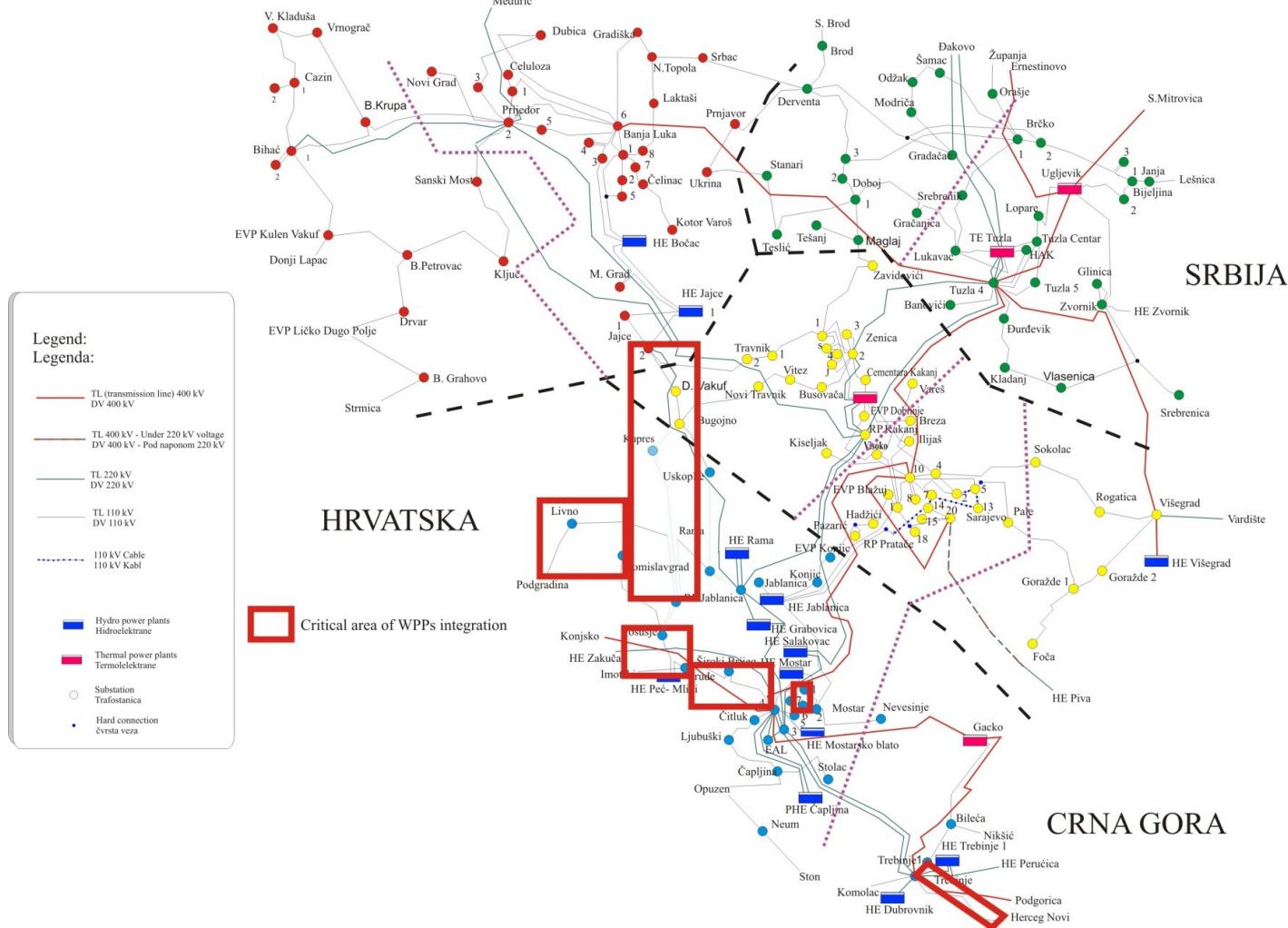
Slika 18 Uska grla u mreži za scenarij A priključenja vjetroelektrana



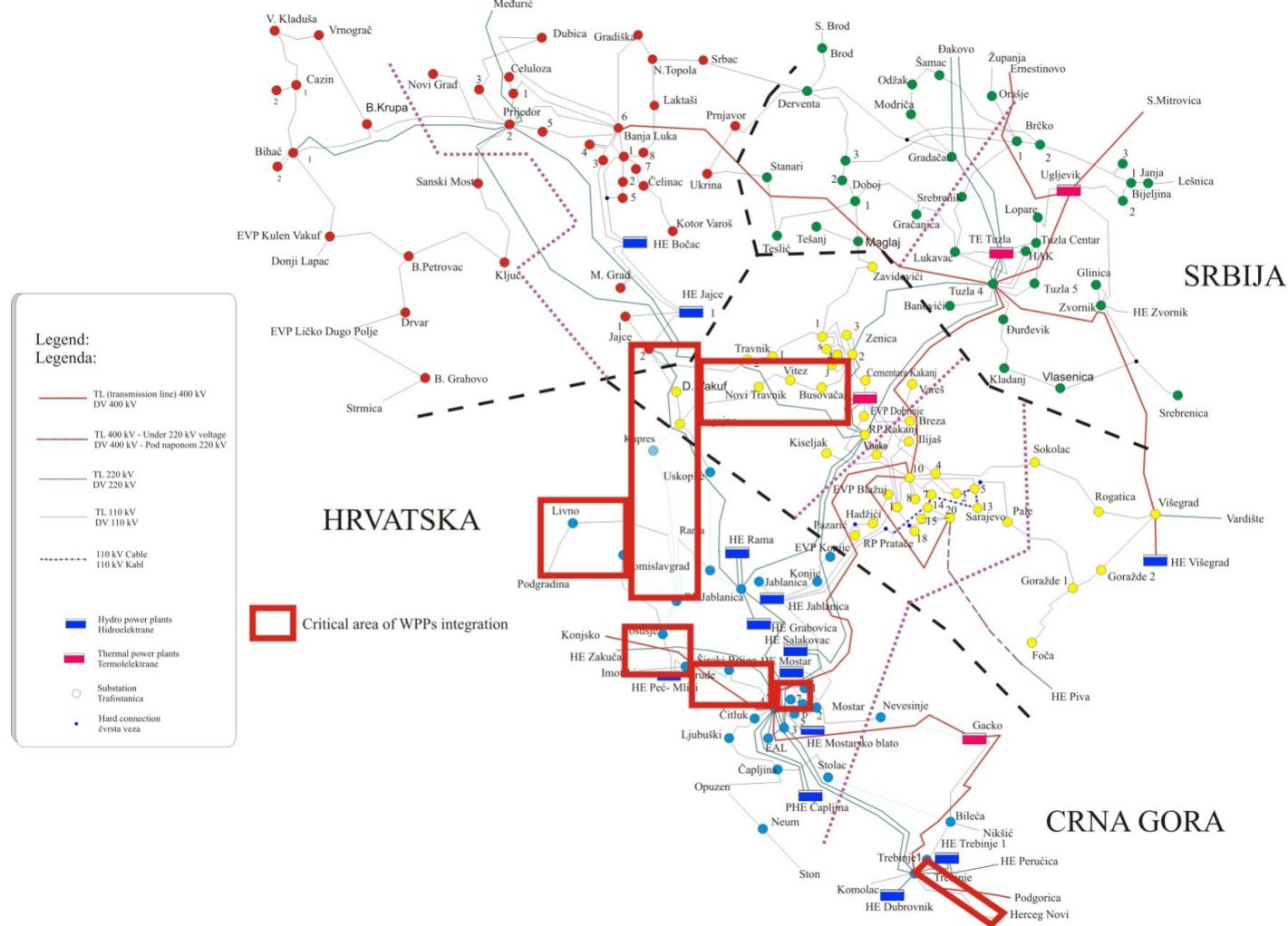
Slika 19 Uska grla u mreži za scenarij B priključenja vjetroelektrana



Slika 20 Uska grla u mreži za scenarij C priključenja vjetroelektrana



Slika 21 Uska grla u mreži za scenarij D (D1 i D2) priključenja vjetroelektrana



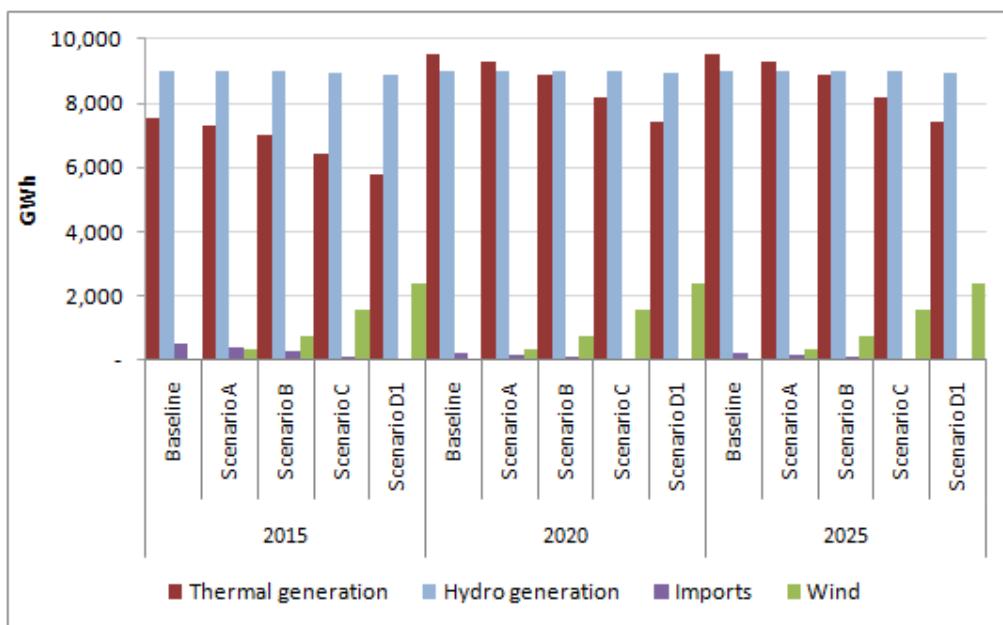
7 Troškovi integracije VE

Utjecaj priključenja vjetroelektrana na konvencionalnu proizvodnju

Kako kapaciteti vjetroelektrana rastu, raste i njihov utjecaj na proizvodnju iz termoelektrana i uvoza, kao što je to prikazano na Slici 22 (pogledaj Izvještaj 3, odjeljak 4.1 za više detalja ove analize). Proizvodnja iz termoelektrana trenutno predstavlja najveći dio proizvodnje u BiH i ima tendenciju da bude marginalan izvor proizvodnje. Ovo znači da uvođenje nove proizvodnje u (vjetroenergije) u bilans ima najveći utjecaj na proizvodnju iz termoelektrana, koja će biti istisnuta iz dispečerskog rasporeda. Time će termo proizvodnja imati smanjenje prihoda u svim scenarijima vjetroenergije.

Hidro proizvodnja, koja je u stanju da proda svaki višak energije u izvozno tržište ostaje stabilna u svim scenarijima VE.

Slika 22 Utjecaj vjetroenergije na proizvodnju iz konvencionalnih izvora



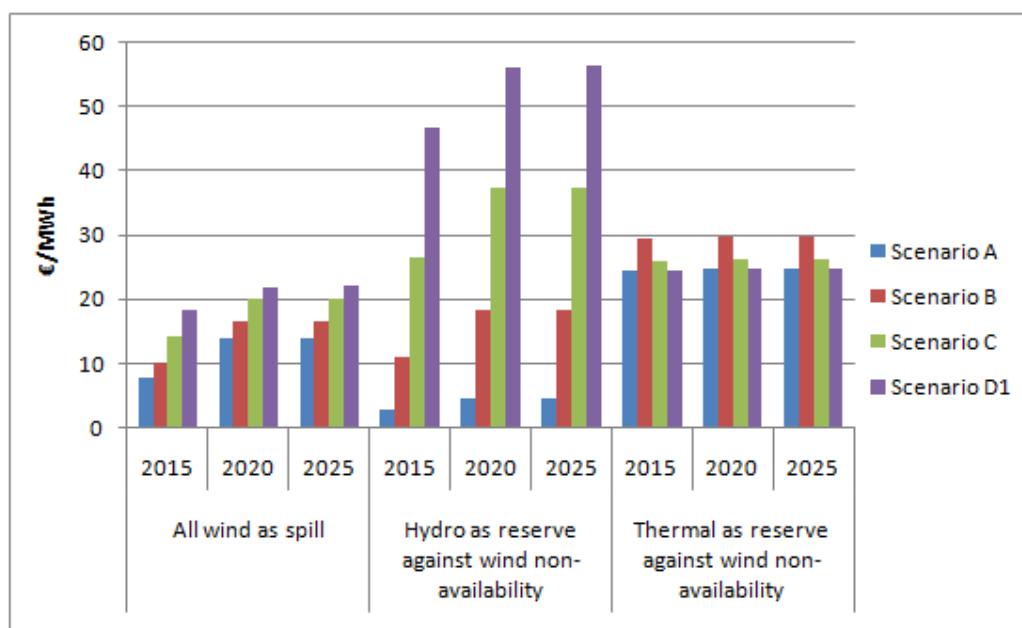
Utjecaj na potrošače, prikazan u Tabeli 36, je povećanje u neto troškovima u svim slučajevima, osim u kasnijim godinama pod Scenarijem A. Dodatni troškovi se reflektuju kroz više troškove zbog poticaja (feed-in tariff) za proizvodnju VE. Međutim, neto trošak VE kao procent ukupnih troškova proizvodnje iznosi od oko 1% u Scenariju A do nešto više od 5% u Scenariju C. Najviše se dobije u Scenariju D1 (900 MW), kada iznosi 8 % troškova proizvodnje.

Tabela 36 Pregled neto troška za potrošača zbog dodanih VE

	2015	2020	2025
	Neto trošak za potrošača, miliona €		
Scenario A	-7.3	+3.5	+4.4
Scenario B	-20.8	-13.8	-11.8
Scenario C	-43.4	-47.0	-44.0
Scenariji D1, D2	-69.6	-78.1	-74.7
	Neto trošak kao % od ukupni troškova za potrošača		
Scenario A	0.9%		
Scenario B	2.5%	1.5%	1.3%
Scenario C	5.2%	4.9%	4.6%
Scenariji D1, D2	8.0%	7.9%	7.5%

Utjecaj integracije VE na troškove rezerve

Sa uvođenjem VE u elektroenergetski sistem dva oblika dodatne rezerve trebaju biti razmatrana: rezerve od nemogućnosti da VE isporuči energiju kako je planirano (VE proizvode manje od plana), i jednako važna potreba za fleksibilnošću na dole ostalih proizvodnih jedinica (kada VE proizvode više od plana). Različiti pristupi mogu biti uzeti kod vrjednovanja rezerve za vjetar. Tri različita pristupa su korištena kod ove analize i u svim slučajevima troškovi za obezbjeđenje rezerve za vjetar su visoki. Slika 23 sažima troškove po MWh po tri metodologije.

Figure 23 Usporedba rezervi po metodologijama

Analiza polazi od pretpostavke da nema kratkoročne prognoze proizvodnje VE i ovaj rezultat je konzervativan pogled na potrebne rezerve. Moguće je, prateći iskustva Zapadne Evrope, značajne uštede napraviti kroz uvođenje tehnika za prognozu dostupnosti vjetra nekoliko sati unaprijed.

8 Sažetak, zaključak i ključne preporuke

Ovaj Izvještaj sastavni je dio niza od tri izvještaja iz ovog projekta u kojem je po prvi put sveobuhvatno na oko 350 stranica sistemski analiziran potencijal razvoja vjetroenergetike u Bosni i Hercegovini, uključujući analizu energetskog potencijala vjetra u BiH, kao i različite tehničke, pravne i ekonomski aspekte uklapanja VE u EES, i to uvažavajući različita međunarodna iskustva i specifičnosti BiH. Izvještaji su originalno pisani na engleskom jeziku, pa se u slučaju nekih nejasnoća nastalih u prijevodu čitaoci upućuju na originalnu, englesku verziju.

Postojeće karakteristike prenosnog sistema BiH u odnosu na integraciju VE

Trenutna situacija prenosnog sistema u područjima gdje će glavnina budućih VE biti locirana nije povoljna za njihovo priključenje. Problem je uzrokovan nedovoljno razvijenom 110 kV mrežom oko Mostara, Gruda, Posušja i Tomislagrada. Neki važni 110 kV vodovi i pravci, kao što su Mostar 4 - Široki Brijeg - Grude - Imotski imaju male prenosne kapacitete, uzrokovane dijelovima vodova opremljenim s bakarnim vodičem 95 mm^2 postavljenim na betonske stubove.

Trenutno postoji samo jedno čvorište koje povezuje 110 kV mrežu sa višim naponskim nivoima (220 kV i 400 kV) unutar najvažnijeg područja za priključenje VE (područje zapadne Hercegovine), TS 400/220/110 kV Mostar 4. Ovo je posebno važno ako će veliki instalisani kapaciteti biti povezani na 110 kV mrežu, jer ova mreža neće biti u stanju da prenese njihovu proizvodnju sa adekvatnom sigurnošću i pouzdanošću.

400 kV i 220 kV mreža u BiH je dobro projektovana, s velikim prenosnim kapacitetima, i ovi naponski nivoi neće uzrokovati prepreku za priključenje VE.

Budući prenosni sistem BiH

U BiH ne postoje zvanični dugoročni razvojni planovi prenosa električne energije.

Važni 110 kV vodovi, koji su bili planirani u nekim studijama ili pokušajima da se definiše prenosni razvojni plan, u odnosu na priključenje VE, su:

- DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres,
- DV 110 kV Rama - Uskoplje, i
- DV 110 kV Rama - Jablanica.

Ovi vodovi obezbeđuju dva nova pravca električne energije od područja Tomislavgrada prema području Bugojna prenoseći proizvodnju VE i rasterećujući postojeće pravce od Tomislavgrada preko Livna prema Hrvatskoj, i od Gruda prema Hrvatskoj

Ova tri voda su neophodna i skoro preduslov ako će se značajniji instalisani kapaciteti VE (150 MW i preko) graditi u BiH (naročito u sklopu područja zapadne Hercegovine, gdje je glavnina vjetropojekata u razvoju).

Uska grla prenosa uslijed priključenja vjetroelektrana – postojeća mreža

Najvažnija uska grla prenosne mreže koja se odnose na priključenje VE su slijedeća (po redu prioriteta i važnosti):

- DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg,
- DV 110 kV Peć Mlini – Grude,
- DV 110 kV Peć Mlini – Posušje,
- DV 110 kV Široki Brijeg – Grude,
- DV 110 kV Imotski – Grude,
- DV 110 kV Tomislavgrad – Livno,
- DV 110 kV Buško Blato – Livno.

Uska grla prenosa uslijed priključenja vjetroelektrana – buduća mreža

Najvažnija uska grla prenosa za buduću konfiguraciju mreže koja se odnose na priključenje VE su slijedeća (po redu prioriteta i važnosti):

- DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6,
- DV 110 kV Peć Mlini – Grude,
- DV 110 kV Peć Mlini – Posušje,
- DV 110 kV Imotski – Grude,
- DV 110 kV Tomislavgrad – Livno,
- DV 110 kV Buško Blato – Livno,
- DV 110 kV Bugojno – D.Vakuf,
- DV 110 kV Bugojno – Kupres,
- DV 110 kV D.Vakuf – Jajce 2,
- DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres,
- DV 110 kV Bugojno – Novi Travnik,
- DV 110 kV Zenica 2 – Busovača,
- DV 110 kV Busovača – Vitez,
- DV 110 kV Novi Travnik – Vitez.

Naponski problemi uslijed integracije vjetroelektrana

Problemi s naponom u 110 kV mreži mogu se očekivati u scenarijima integracije VE sa instalisanim kapacitetima od 600 MW i više.

Velike VE kao VE Glamoč-Slovinj, VE Kupres, VE Pakline i VE Ljubuša trebaju biti projektovane sa sposobnošću Q/U kontrole (faktor snage treba biti 0,95 ili 0,9), s ciljem izbjegavanja rizika od kolapsa napona.

Manje VE (približno do 50 MW) mogu biti projektovane sa faktorom snage jednakom 1, bez automatske regulacije na x/110 kV transformatorima.

Ograničenja instalisanih kapaciteta VE uslijed kapaciteta prenosne mreže (postojeća mreža)

Konfiguracija postojćeće mreže dozvoljava integraciju približno 126 MW iz VE (VE Mesihovina, VE Kamena i VE Ivan Sedlo) bez bilo kakvih ojačanja mreže.

S manjim investicijama u revitalizaciju 110 kV voda Mostar 4 – Široki Brijeg, moguće je priključiti VE sa instalisanim kapacitetima od 150 MW (dodatno VE Velika Vlajina).

Ograničenja instalisanih kapaciteta VE uslijed kapaciteta prenosne mreže (buduća mreža)

Konfiguracija planirane prenosne mreže u budućnosti dozvoljava integraciju 200 MW iz VE u 2015. (VE Mesihovina, VE Kamena, VE Ivan Sedlo, VE Velika Vlajina i VE na širem području Trebinja) bez bilo kakvih dodatnih ojačanja mreže, te drugih VE dodatne snage 150 MW (VE Poklečani, VE Gradina, VE Borova Glava), ili 300 MW ukupno, u 2020. kada je planirano da vod Rama-Jablanica bude puštena u rad na 110 kV nivou.

Dodatni troškovi uslijed integracije vjetroelektrana

Utjecaj priključenja vjetroelektrana na konvencionalnu proizvodnju

Kako kapaciteti vjetroelektrana rastu, njihov glavni utjecaj je zamjena proizvodnje iz termoelektrana i uvoza. Proizvodnja iz termoelektrana trenutno predstavlja najveći dio proizvodnje u BiH i ima tendenciju da bude marginalan izvor proizvodnje. Ovo znači da uvođenje nove proizvodnje iz VE ima najveći utjecaj na proizvodnju iz termoelektrana, koja će biti istisnuta iz dispečerskog voznog reda. Termo proizvodnja će doživjeti smanjenje prihoda u svim scenarijima integracije VE.

Hidro proizvodnja, koja je u stanju da proda svaki višak energije u izvozno tržište, ostaje stabilna u svim scenarijima VE.

Utjecaj na potrošače, prikazan u Tabeli 36, je povećanje u neto troškovima u svim slučajevima, osim u kasnijim godinama pod Scenarijem A. Dodatni troškovi se reflektuju kroz više troškove zbog poticaja (feed-in tariff). Međutim, neto trošak VE kao procent ukupnih troškova proizvodnje iznosi od oko 1% u Scenariju A i raste na

nešto više od 5% u Scenariju C. Najveći iznos od 8% ukupnih troškova proizvodnje dobije se u Scenariju D1 (900 MW).

Utjecaj integracije VE na troškove rezerve

Sa uvođenjem VE u elektroenergetski sistem dva oblika dodatne rezerve trebaju biti razmatrana: rezerve od nemogućnosti da VE isporuče planirane količine (VE proizvode manje od plana), i jednako važna je potreba za fleksibilnošću na dole kod ostalim proizvodnim jedinicama (VE proizvode više od plana). Različiti pristupi mogu biti uzeti kod vrjednovanja potrebne rezerve za VE. U ovoj studiji kortištена su tri različita pristupa i u svim slučajevima troškovi za obezbjeđenje rezerve za VE su visoki.

Analiza polazi od prepostavke da nema kratkoročne prognoze proizvodnje VE i ovaj rezultat je konzervativan pogled na potrebne rezerve. Moguće je, prateći iskustva Zapadne Evrope, značajne uštede napraviti kroz uvođenje tehnika za prognozu vjetra nekoliko sati unaprijed.

Bibliografija

1. *Studija Energetskog Sektora u BiH*, Energetski Institut Hrvoje Požar, Soluziona, Ekonomski Institut Banja Luka, Rudarski Institut Tuzla, 2008
2. <http://www.derk.ba/>, Državna regulatorna komisija za električnu energiju; web site
3. <http://www.nosBiH.ba/>, Nezavisni Operator Sistema BiH; web site
4. Indikativni plan razvoja proizvodnje električne energije 2011-2020, NOS BiH, Juli 2010
5. Indikativni plan razvoja proizvodnje električne energije 2012-2021, NOS BiH, Juni 2011
6. Integralna Studija Razvoja JP "Elektroprivreda" HZHB, Institut za električnu energiju i energetski sektor, 2007
7. Nacrt Strategije Energetskog Razvoja Republike Srpske, 2010
8. Uredba o tarifama za pomoćne usluge, DERK, 2010

Dodatak

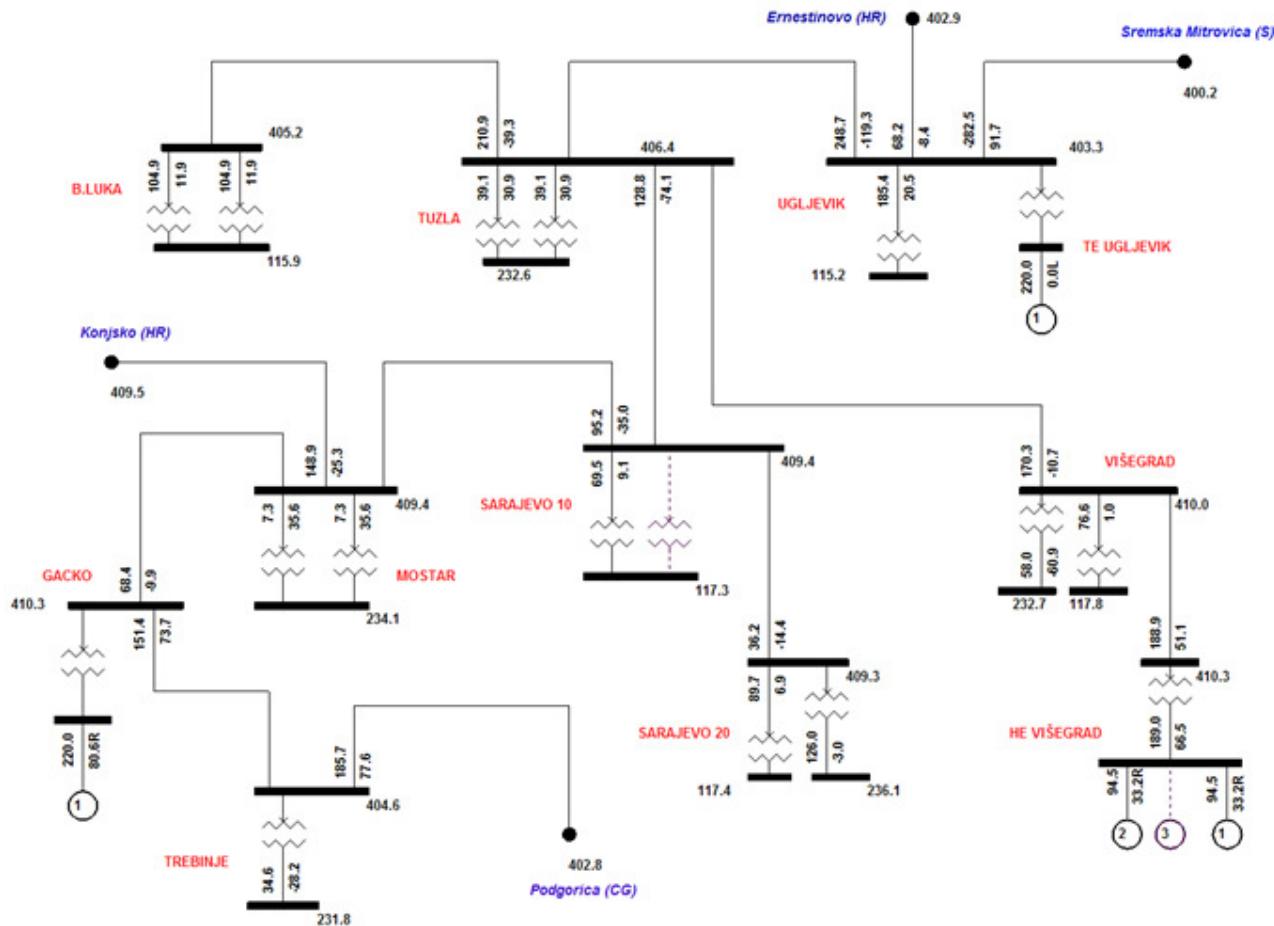
Rezultati tokova snaga

Na slijedećim slikama prikazani su rezultati tokova snaga, koje su navedene u glavnom izvještaju.

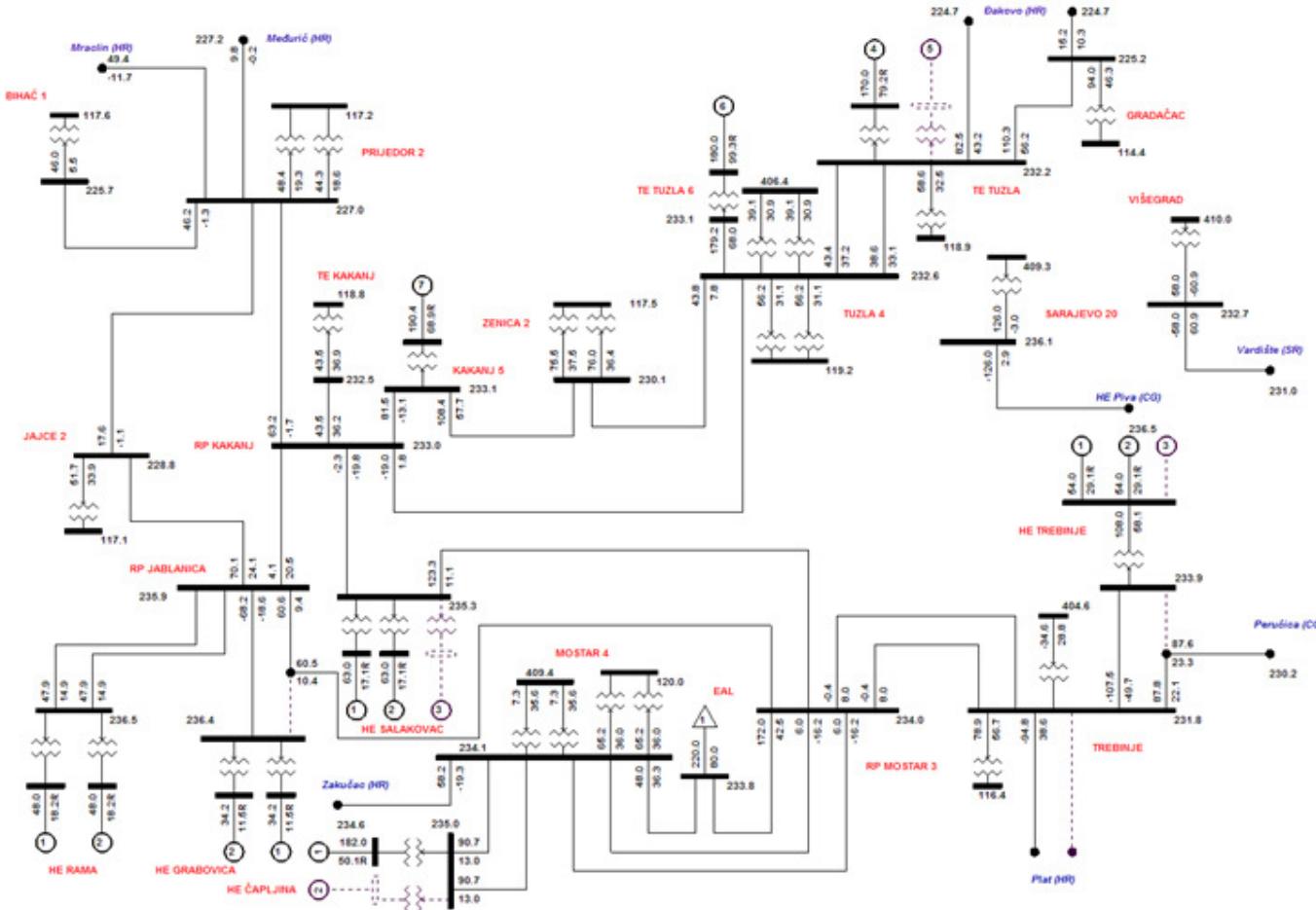
Slike prikazuju 400 kV i 220 kV mrežu, kao i 110 kV mrežu šireg područja Mostara, gdje će većina projekata VE biti izgrađena. Ostatak 110 kV mreže BiH nije prikidan, jer nema novih VE planiranih na tim područjima.

Rezultati su prikazani za postojeću topologiju mreže.

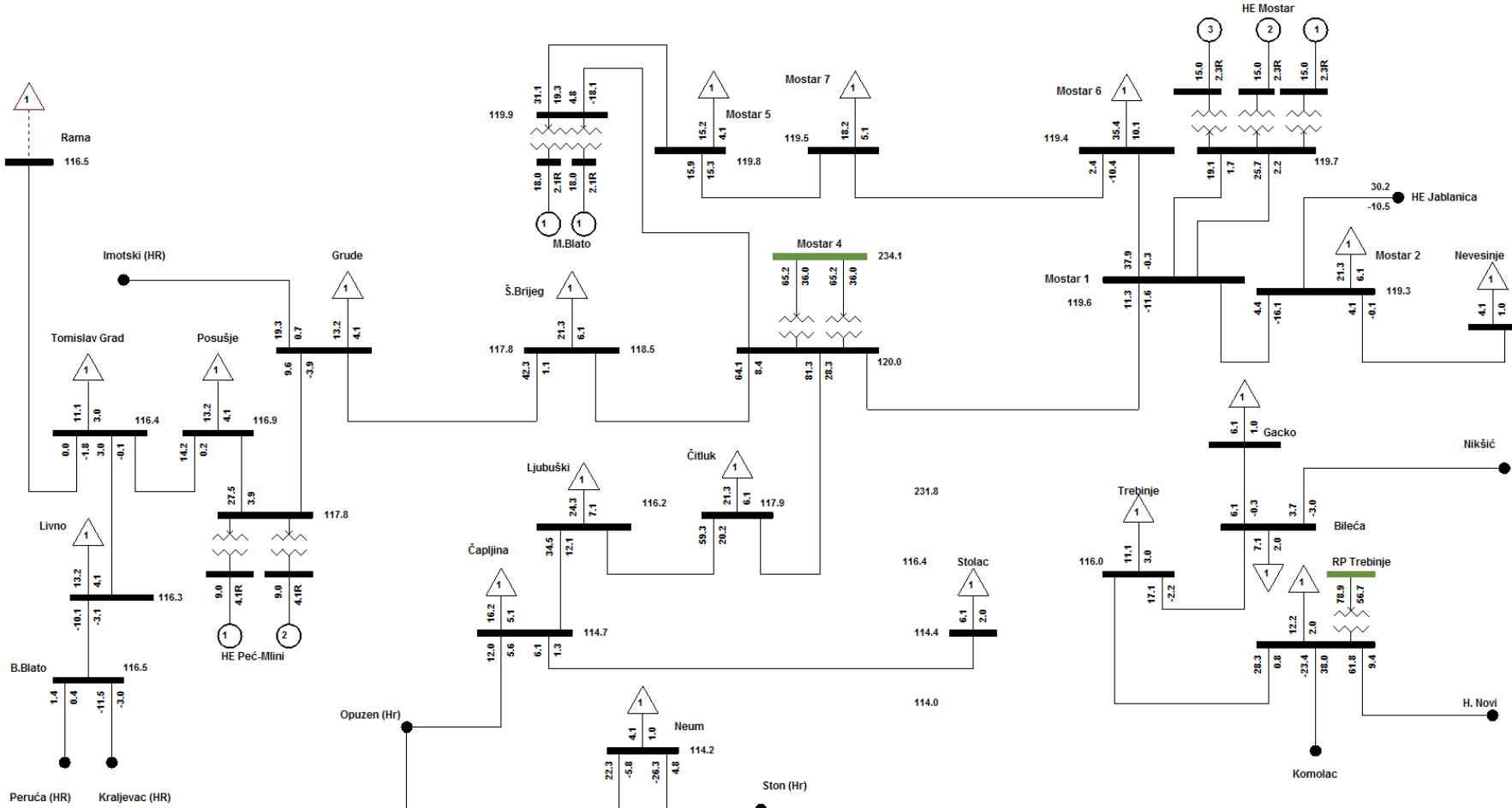
Slika 24 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža, normalna hidrologija)



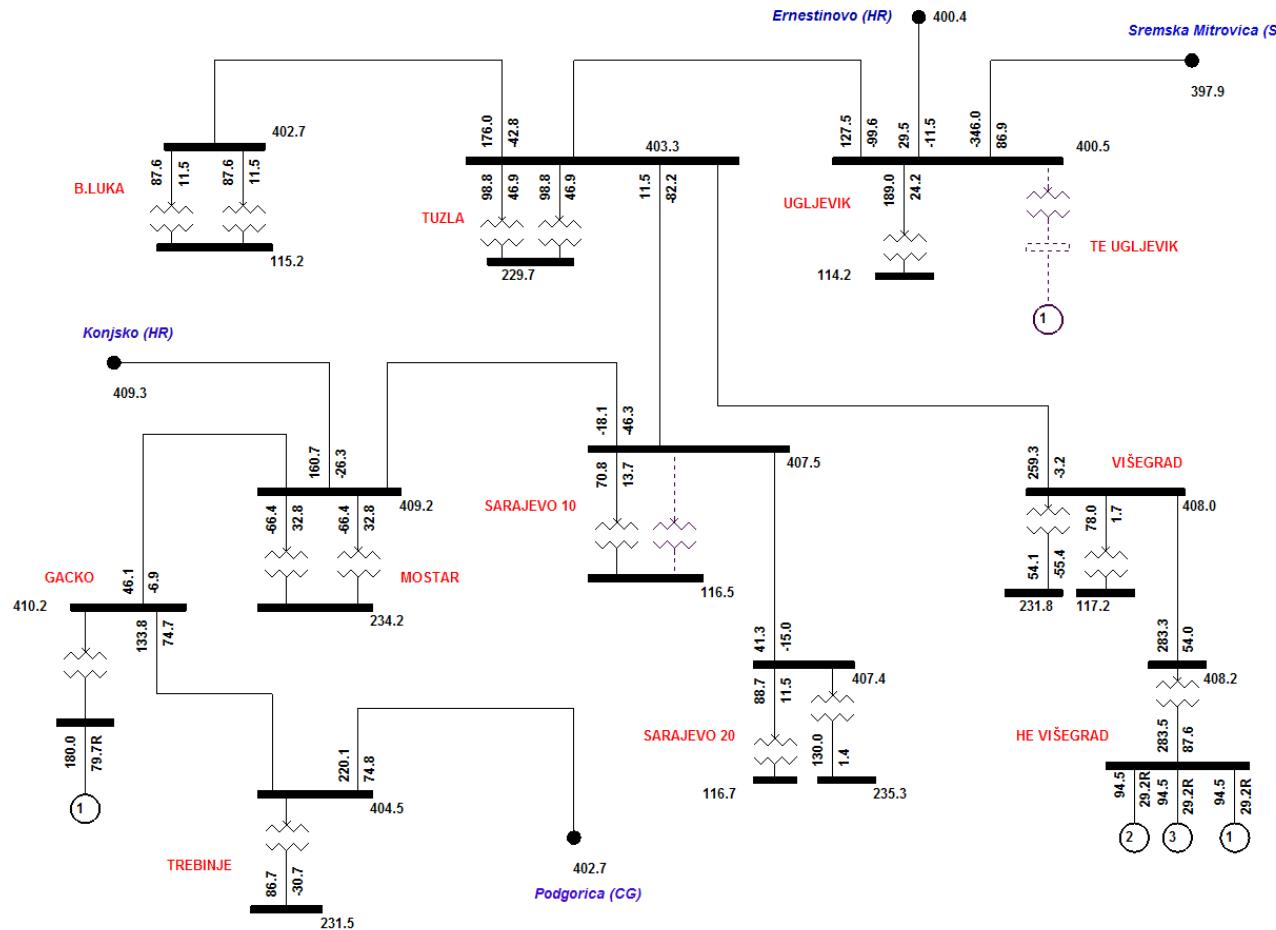
Slika 25 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža, normalna hidrologija)



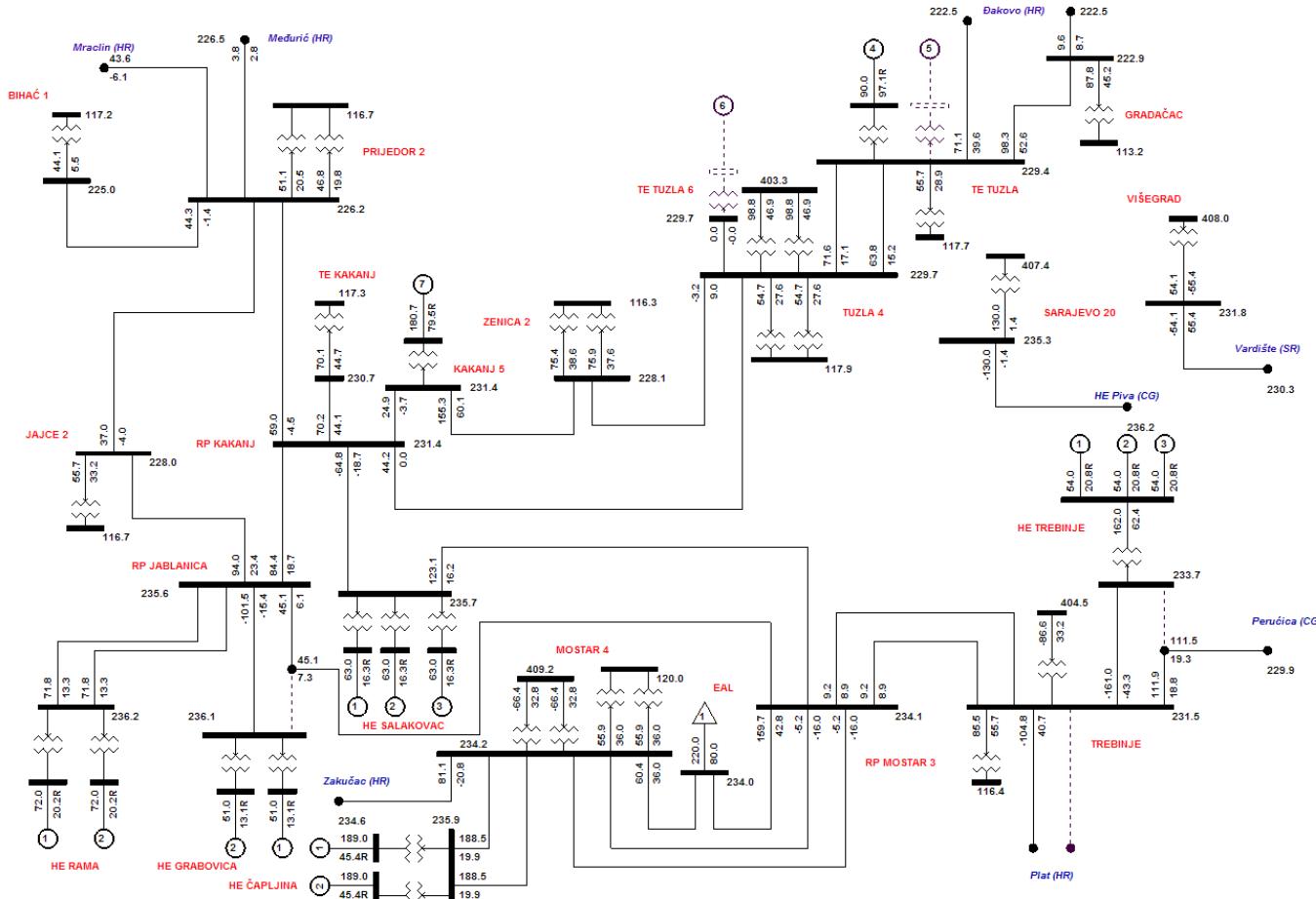
Slika 26 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, normalna hidrologija)



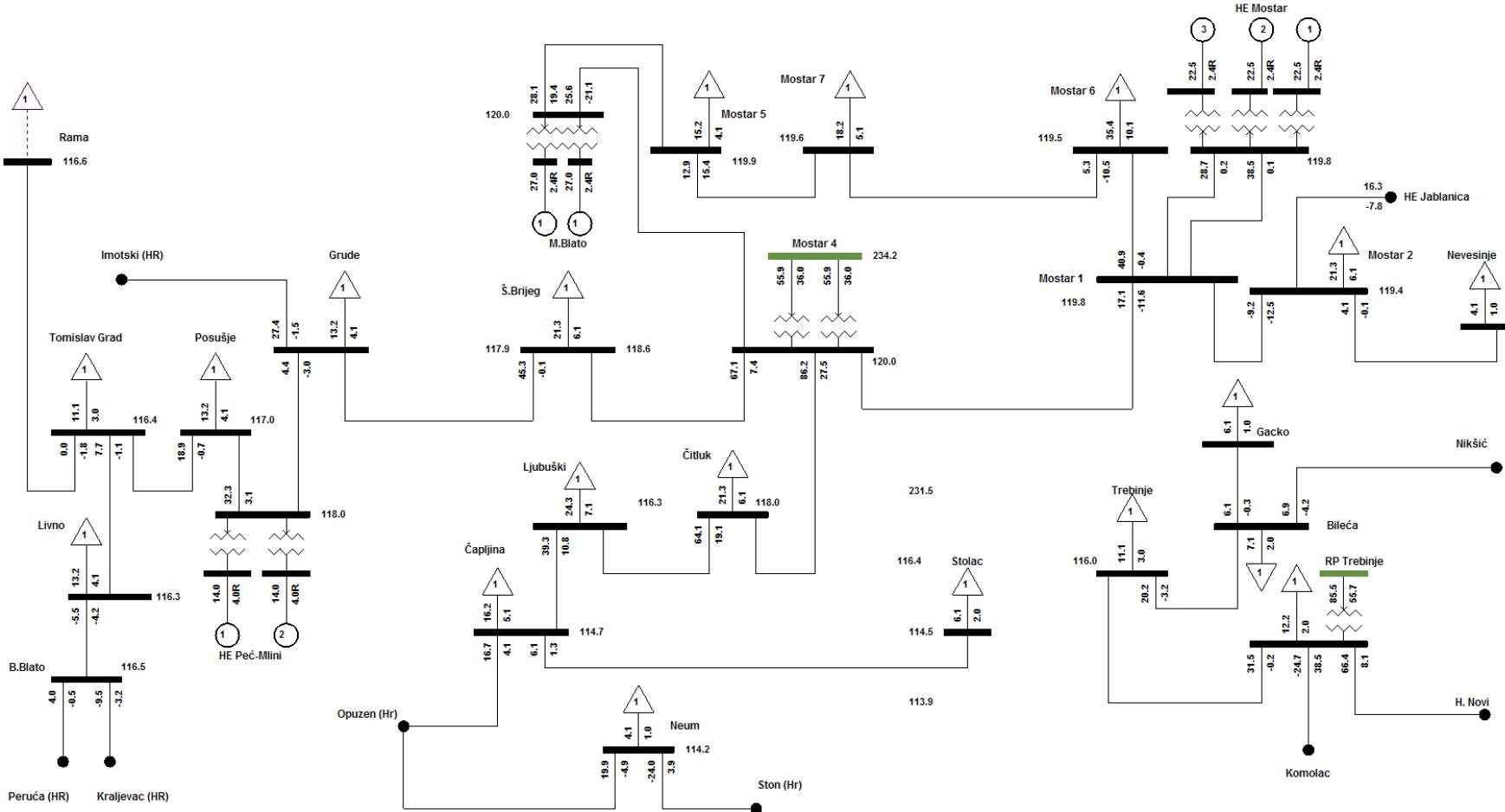
Slika 27 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža, vlažna hidrologija)



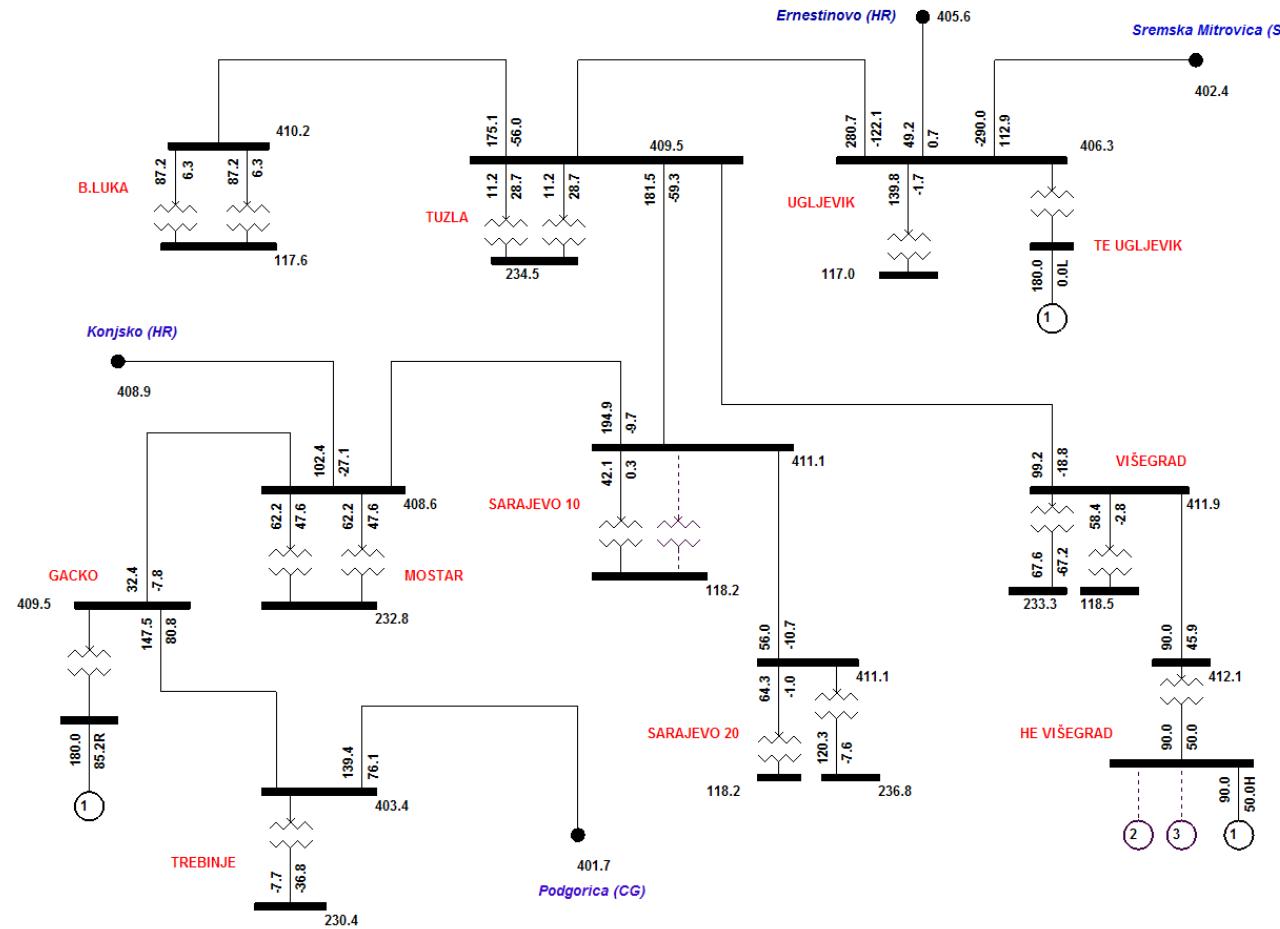
Slika 28 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža, vlažna hidrologija)



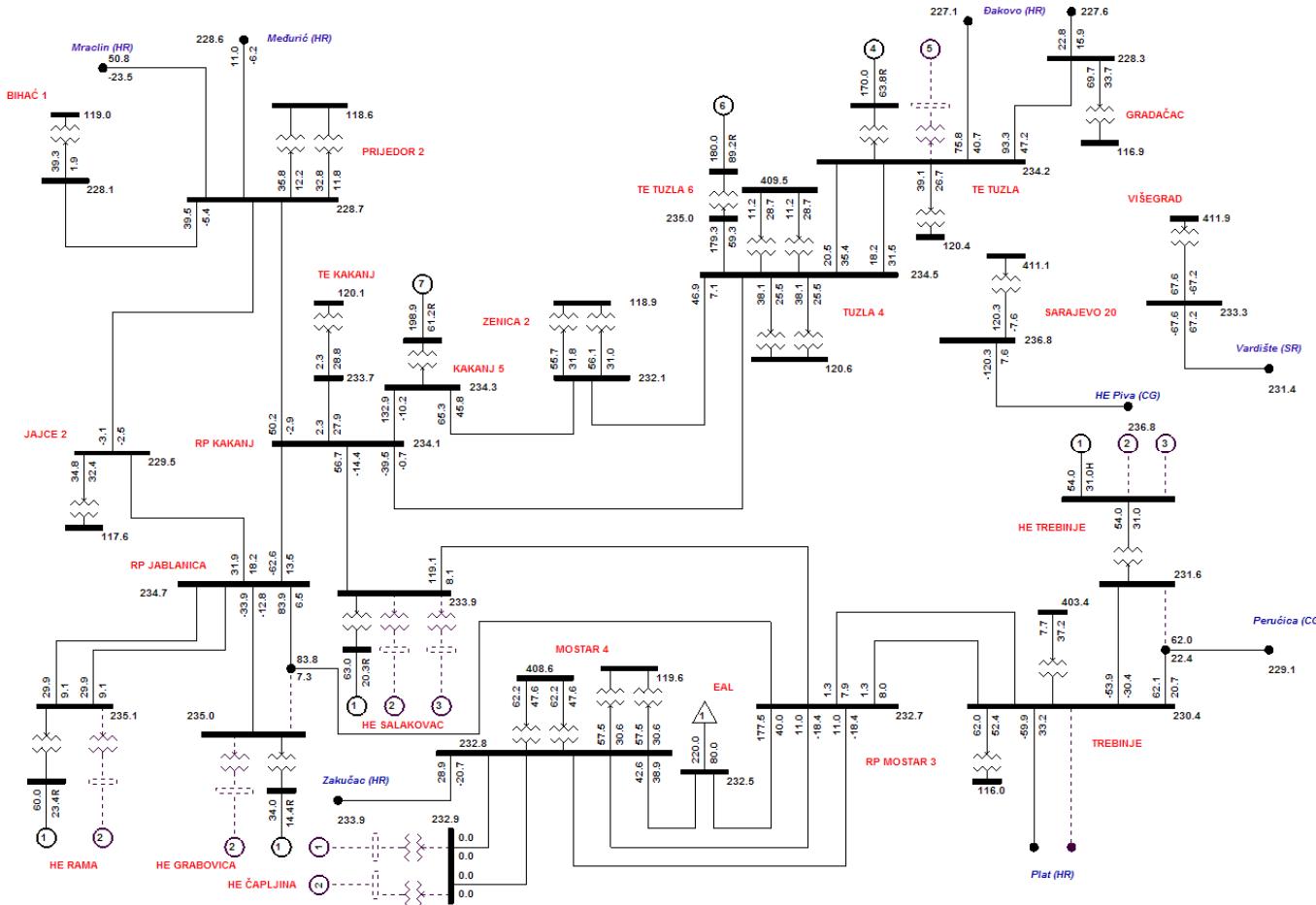
Slika 29 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, vlažna hidrologija)



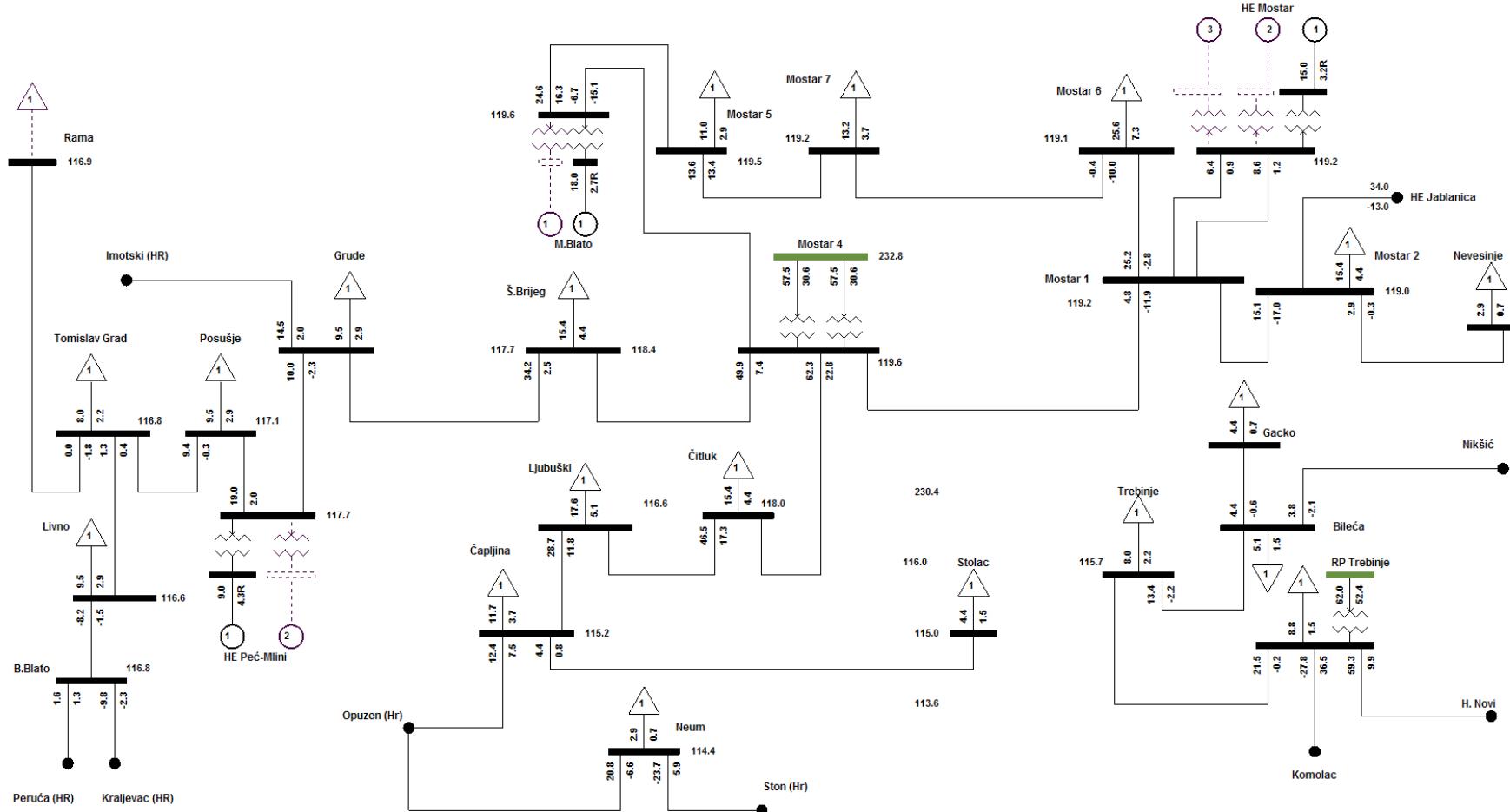
Slika 30 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja bez VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža)



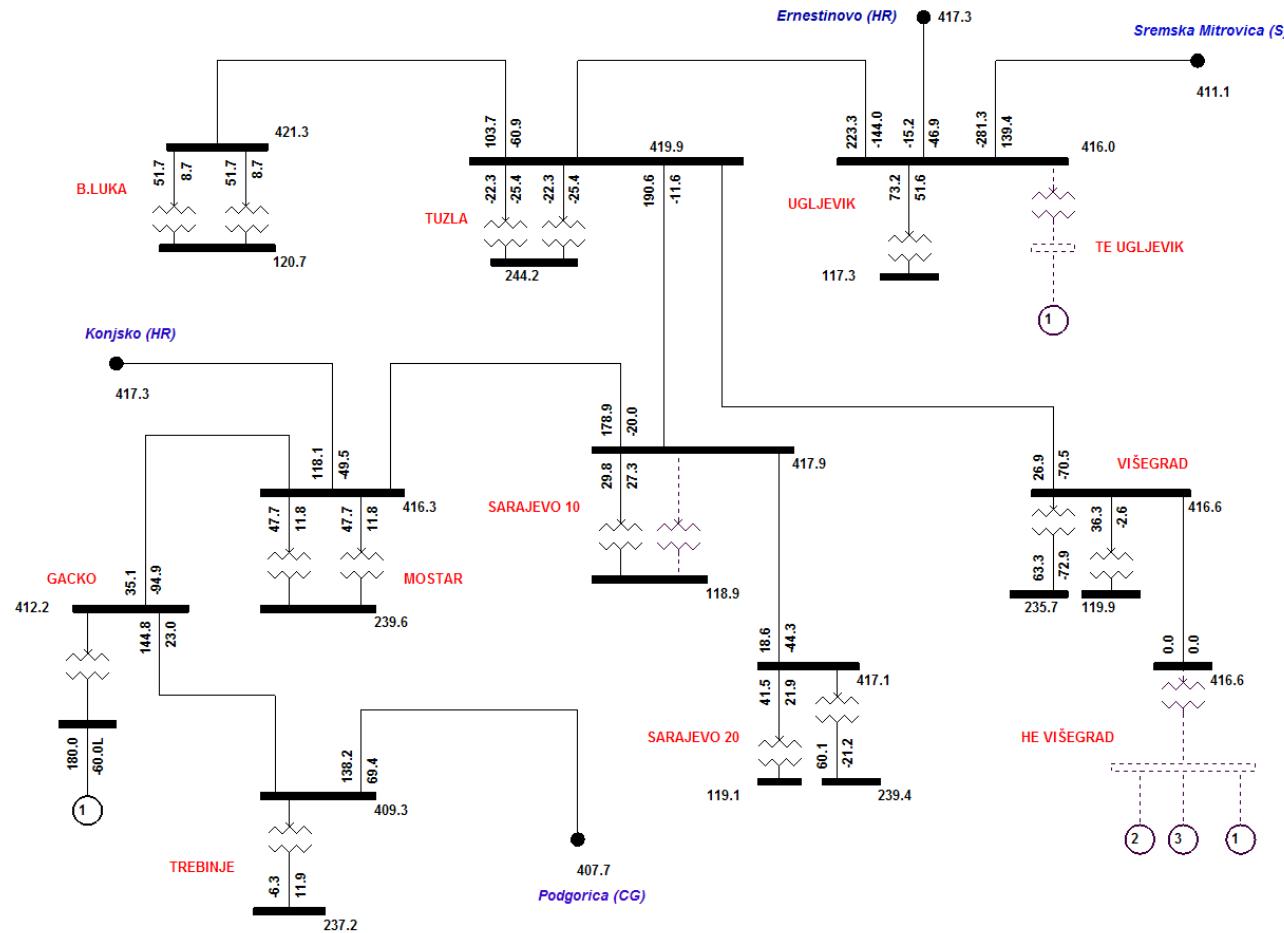
Slika 31 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja bez VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža)



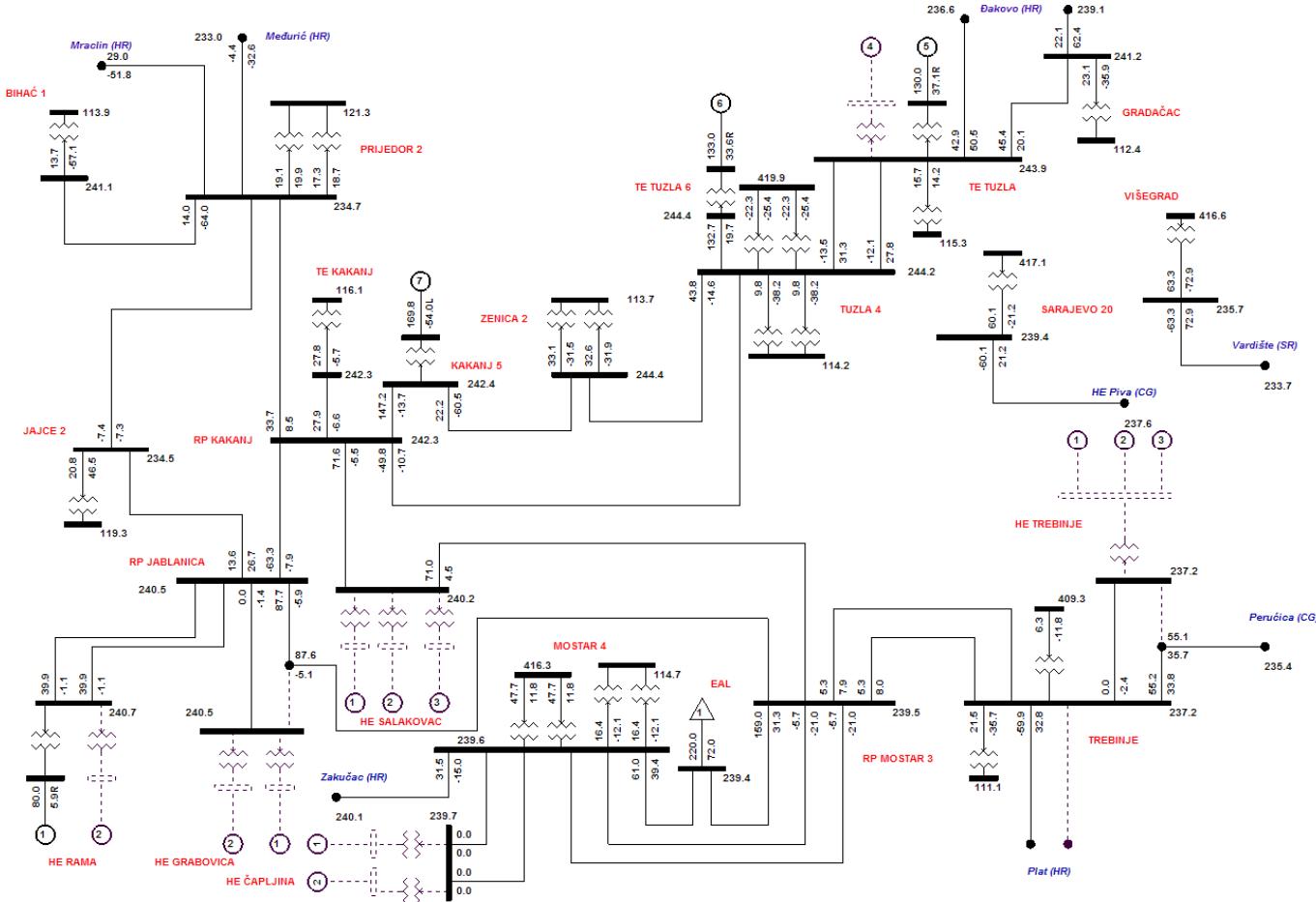
Slika 32 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja bez VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)



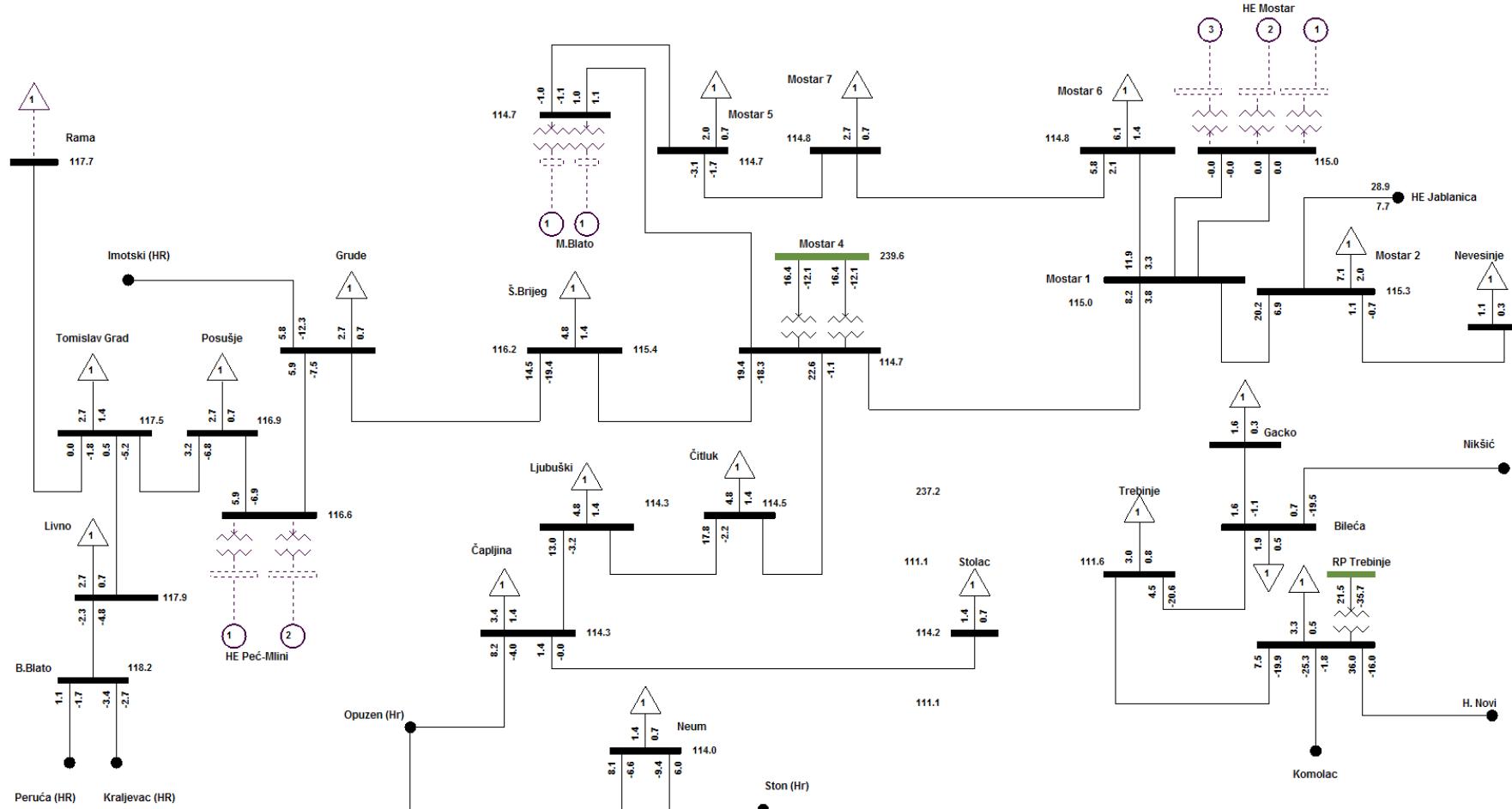
Slika 33 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža)



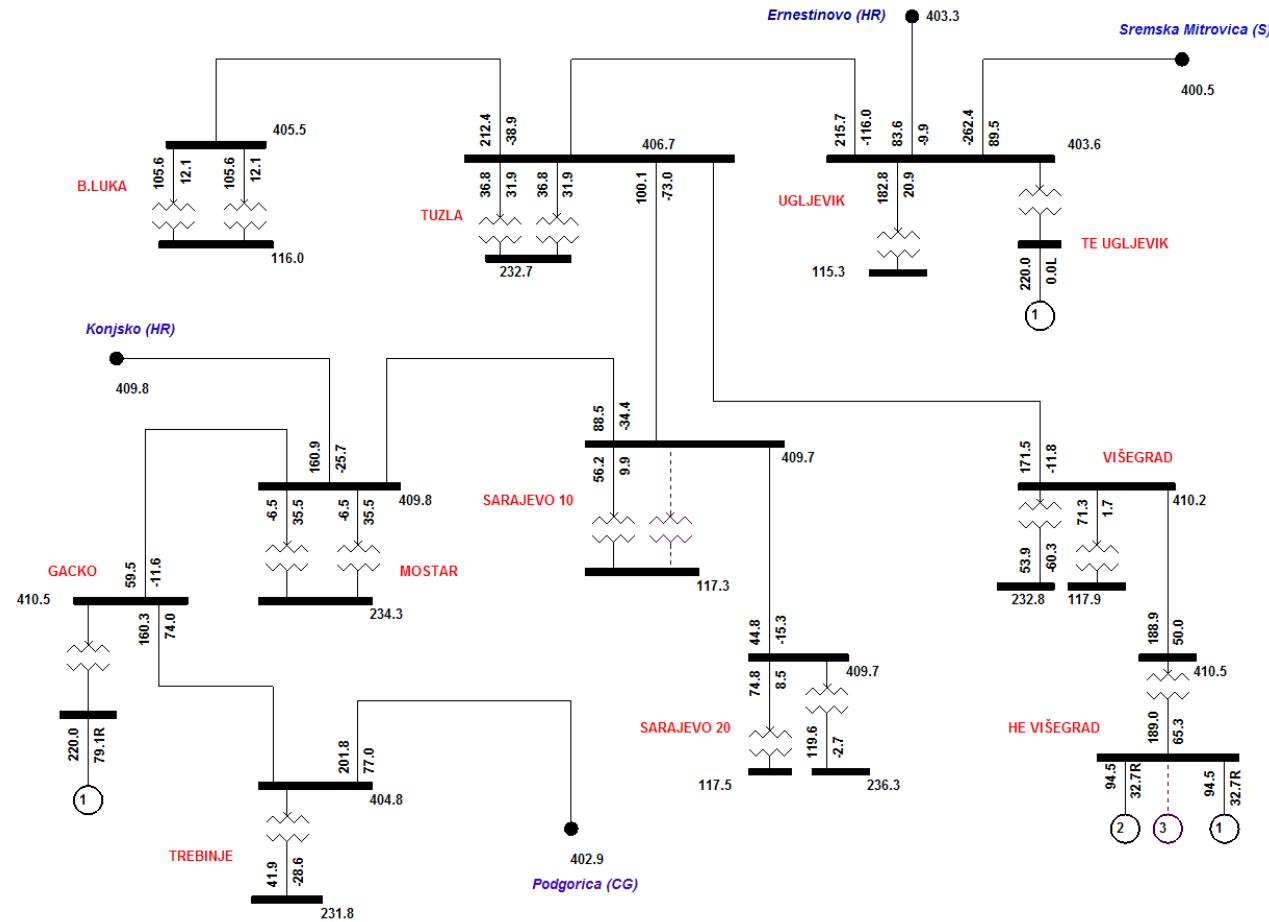
Slika 34 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža)



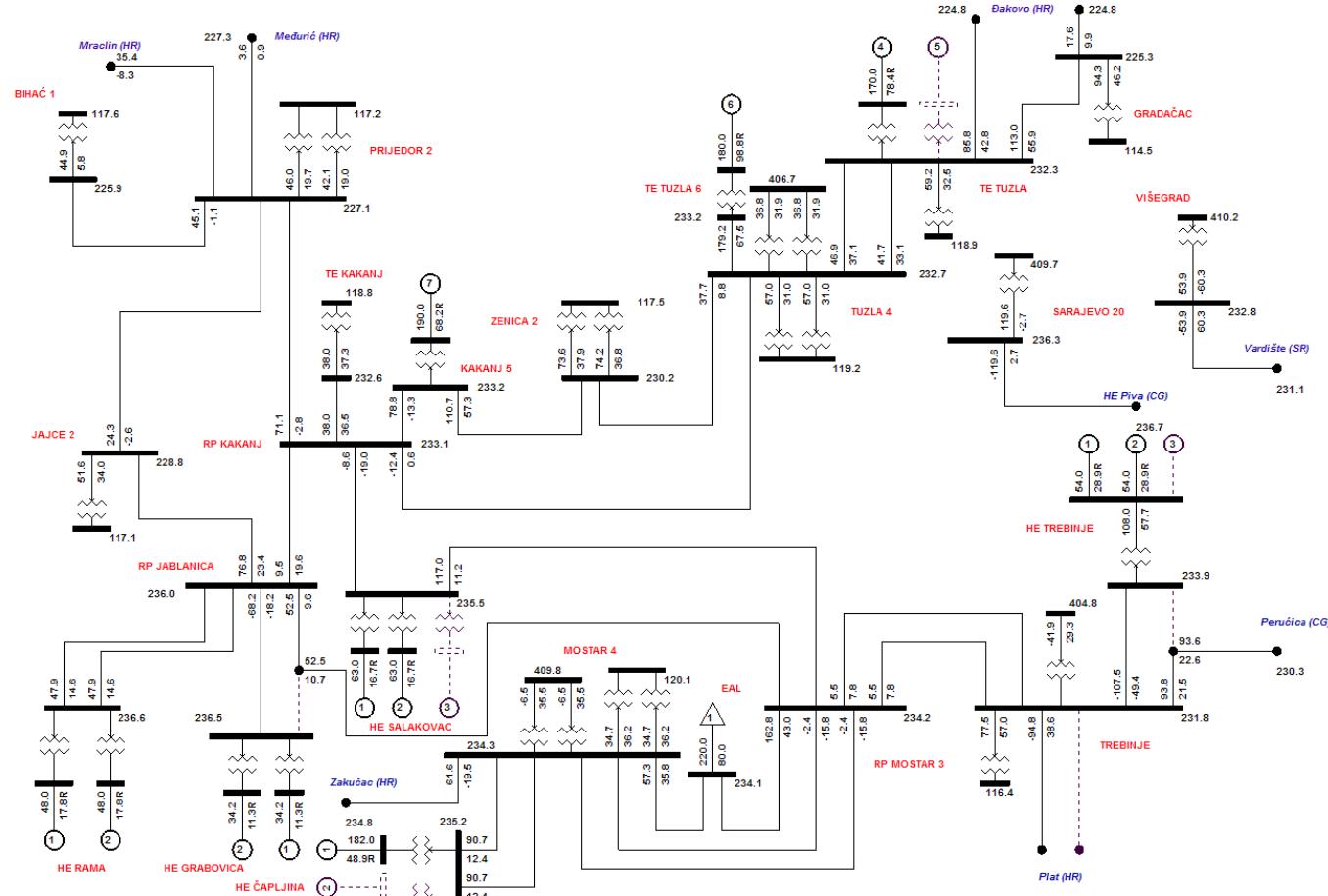
Slika 35 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja bez VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)



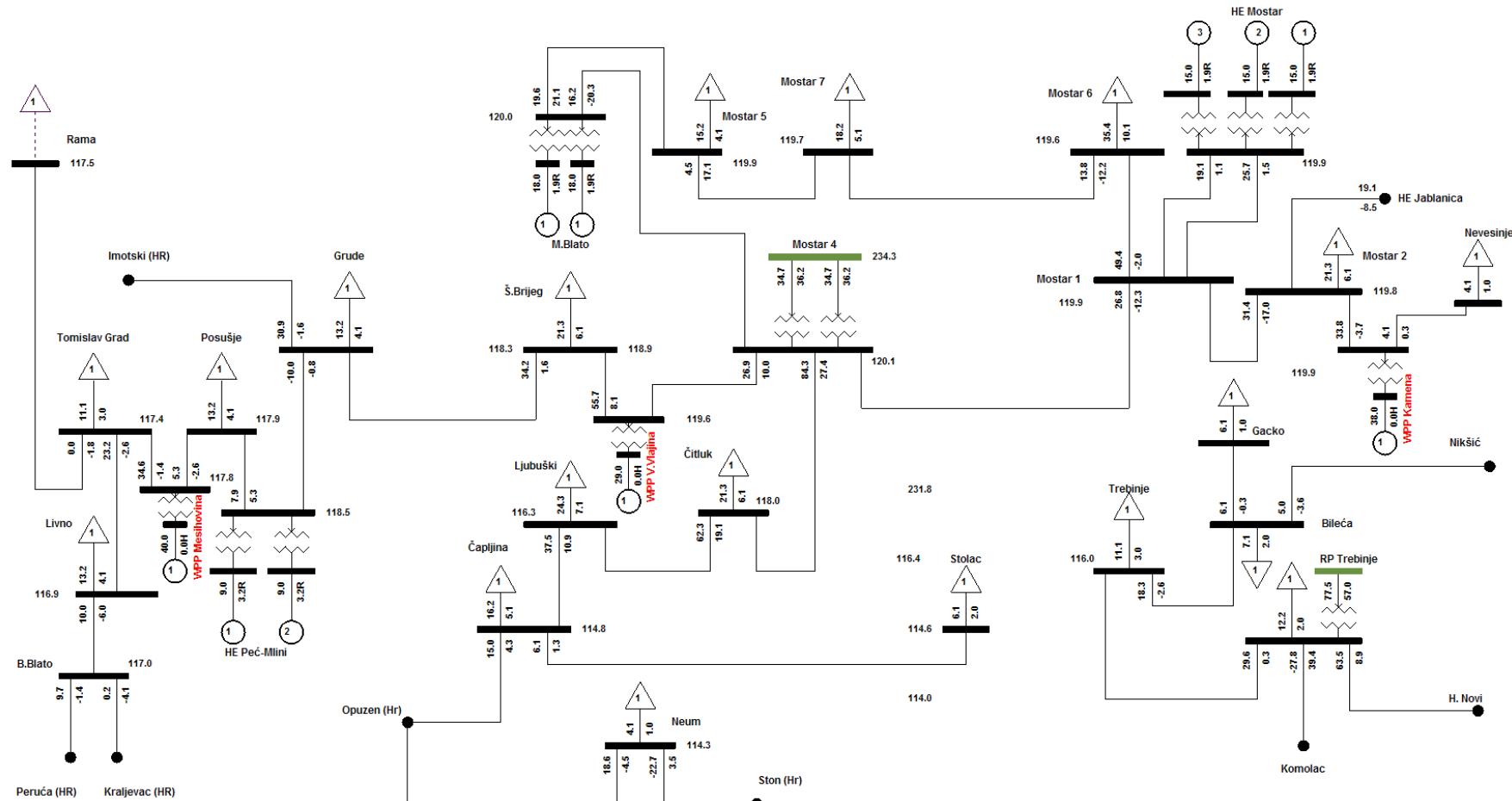
Slika 36 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža, normalna hidrologija)



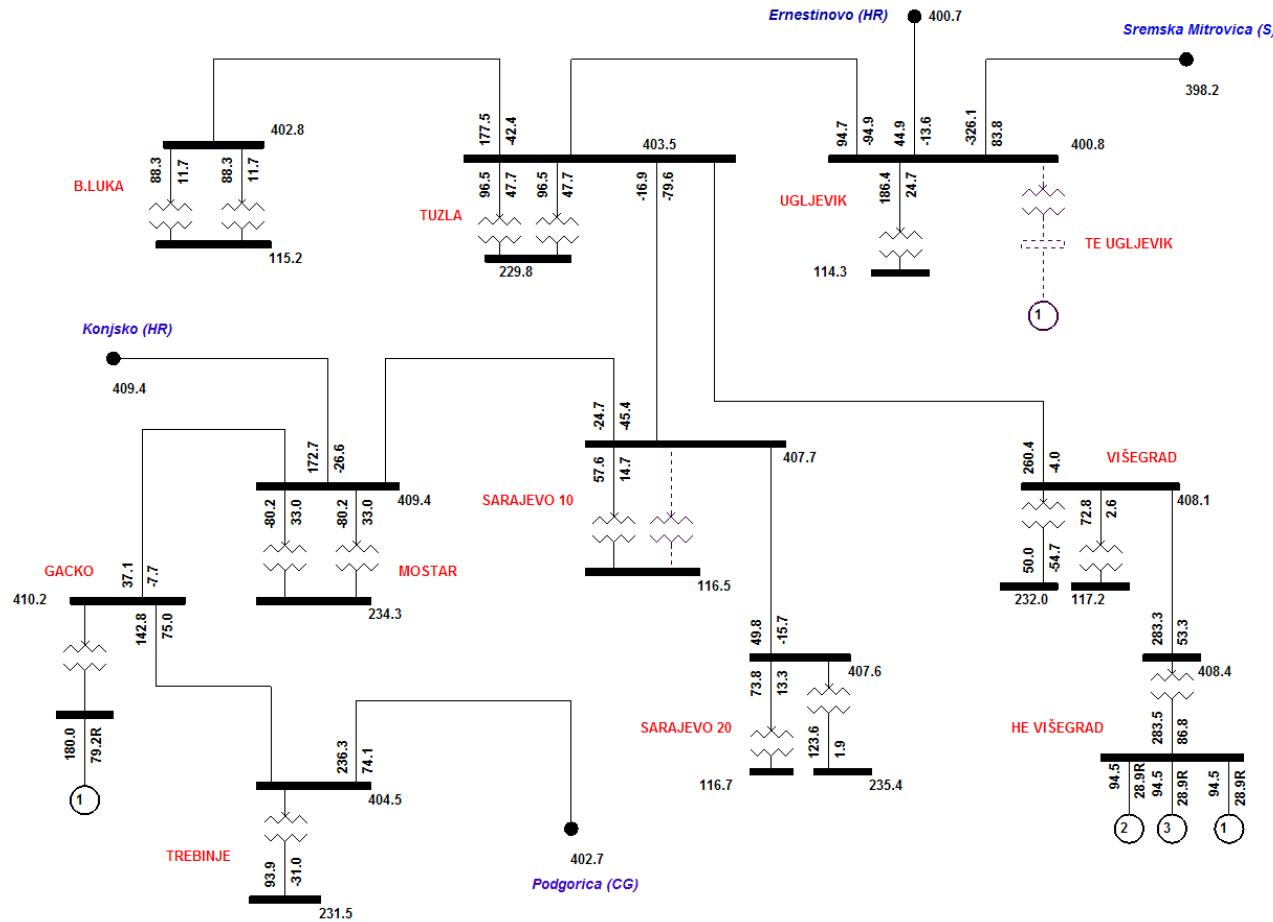
Slika 37 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža, normalna hidrologija)



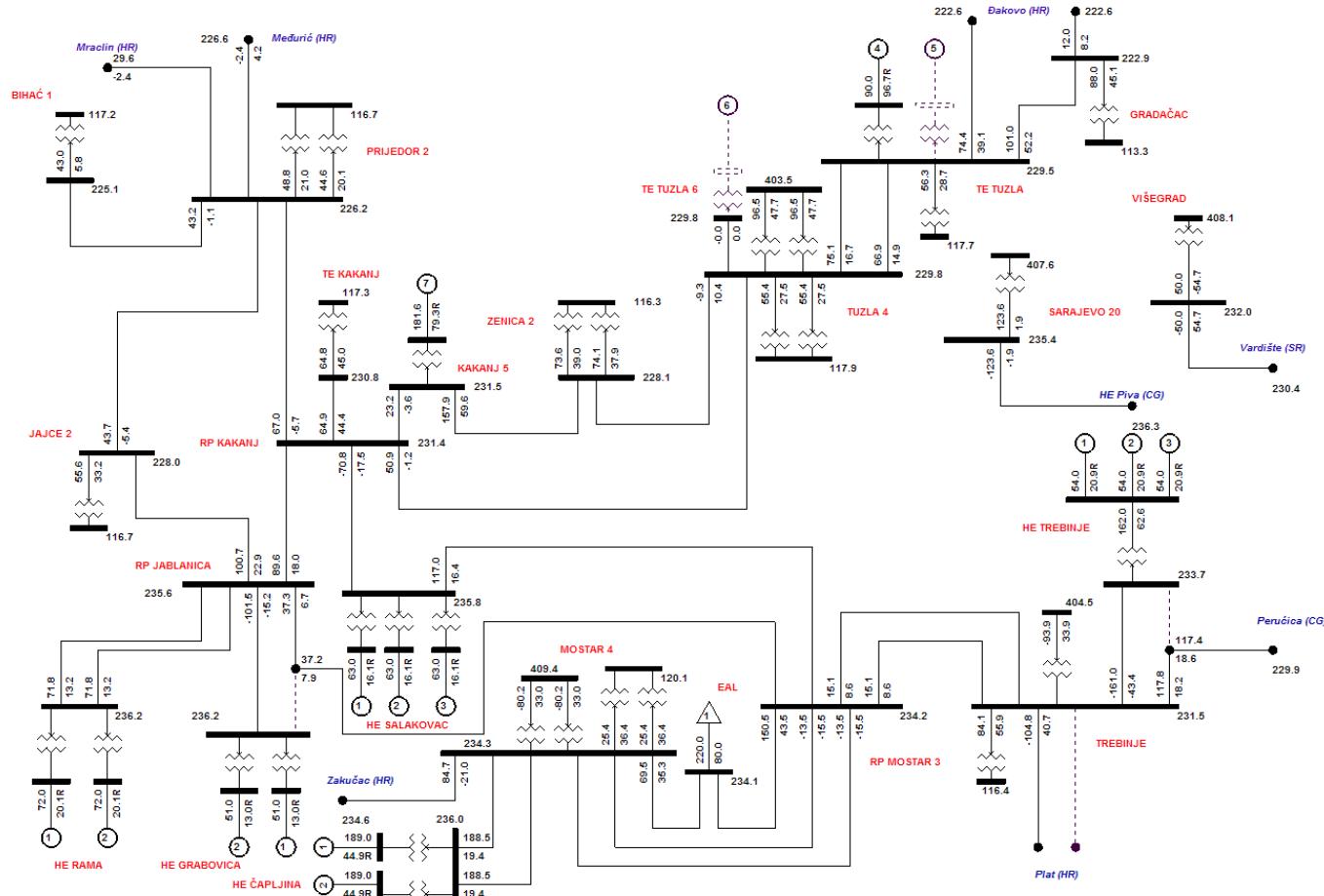
Slika 38 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, normalna hidrologija)



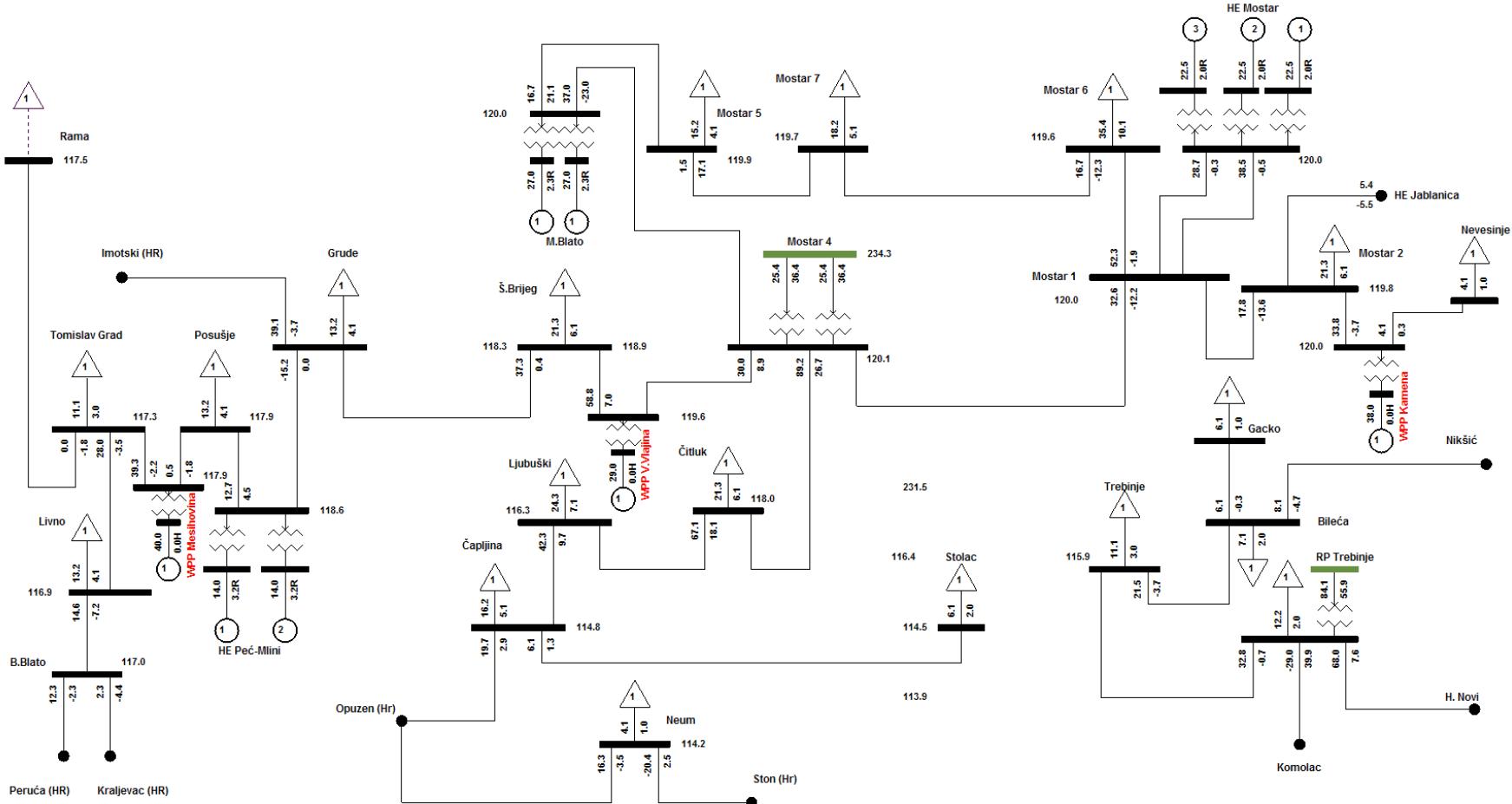
Slika 39 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža, vlažna hidrologija)



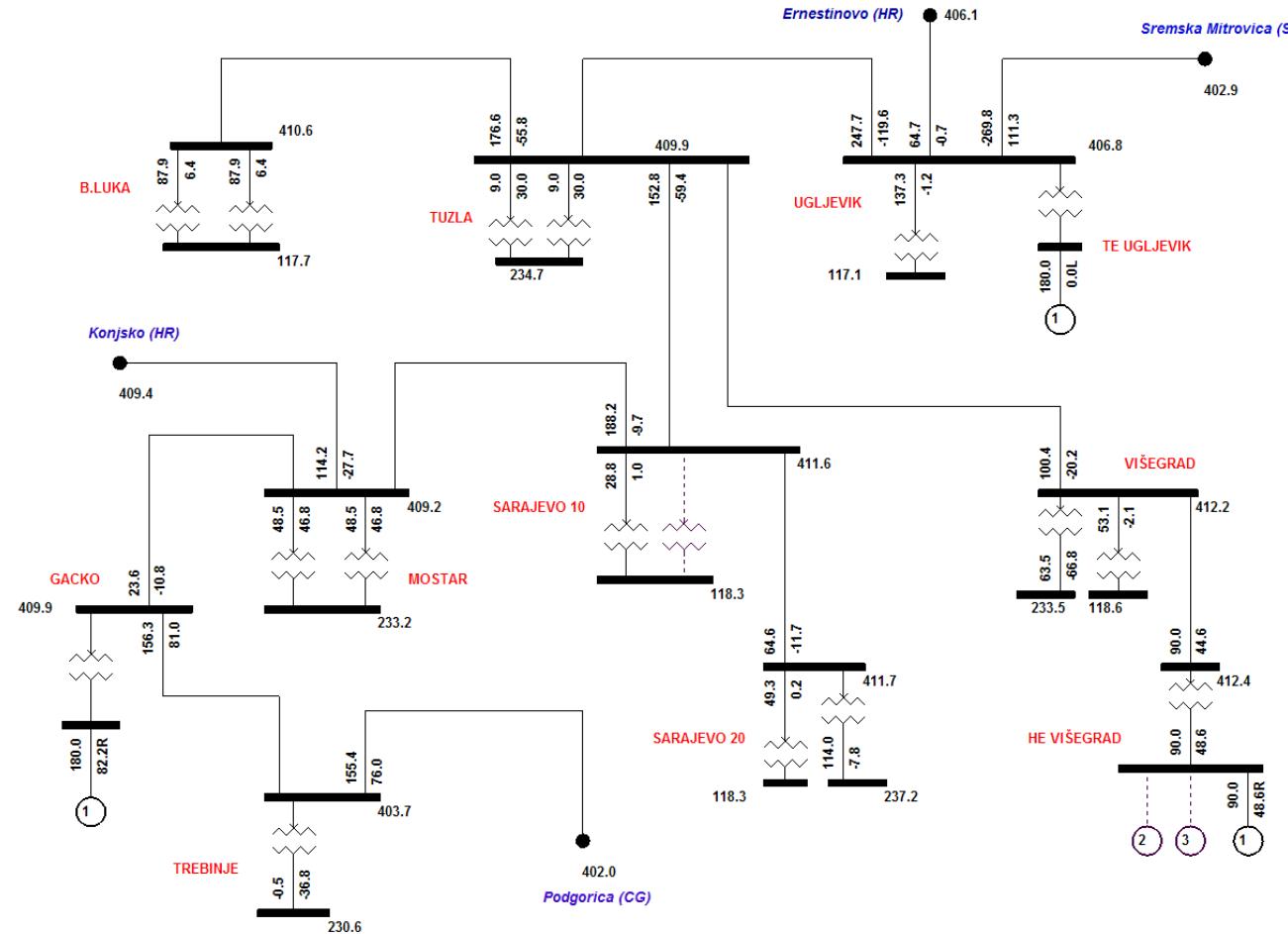
Slika 40 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža, vlažna hidrologija)



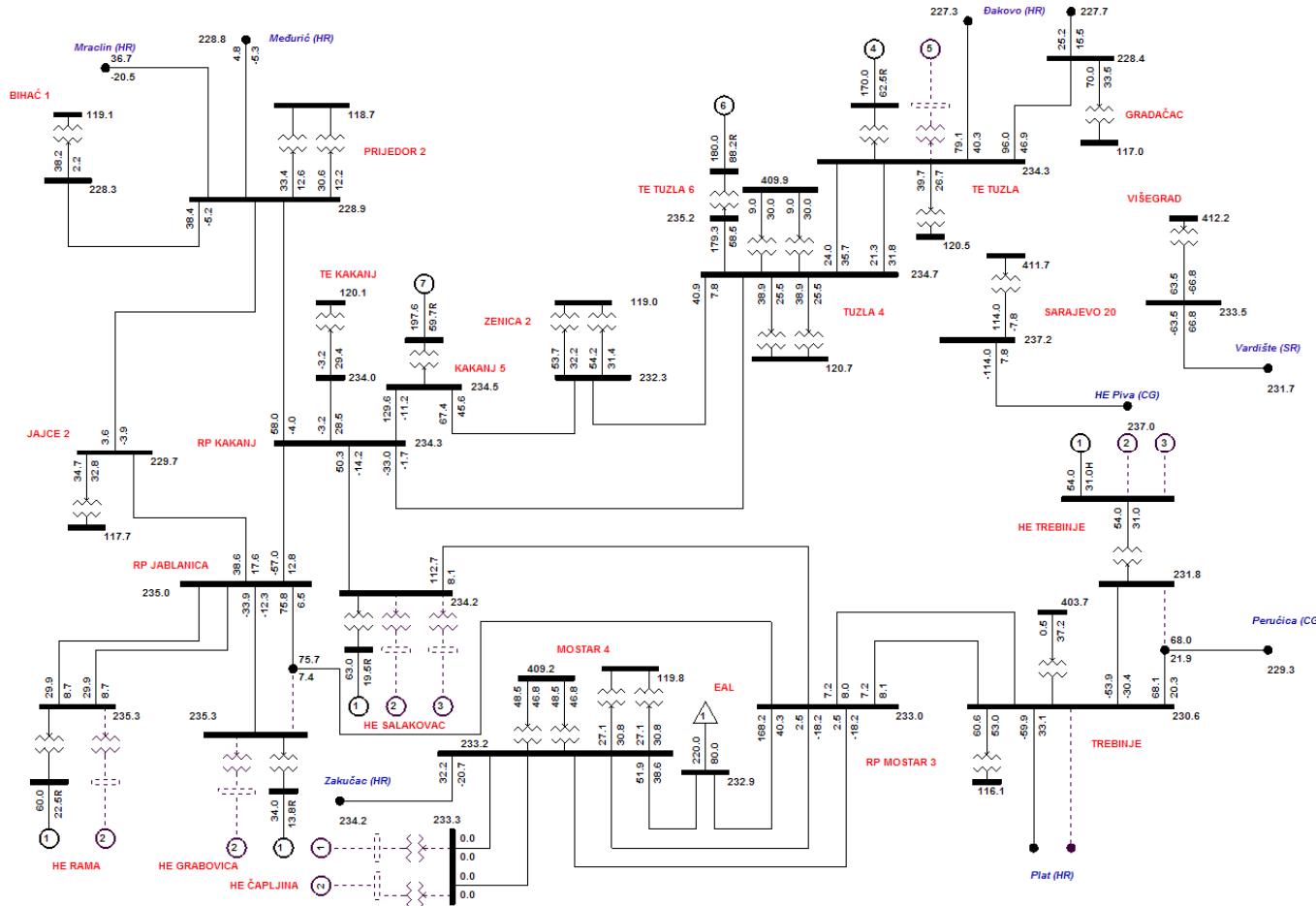
Slika 41 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, vlažna hidrologija)



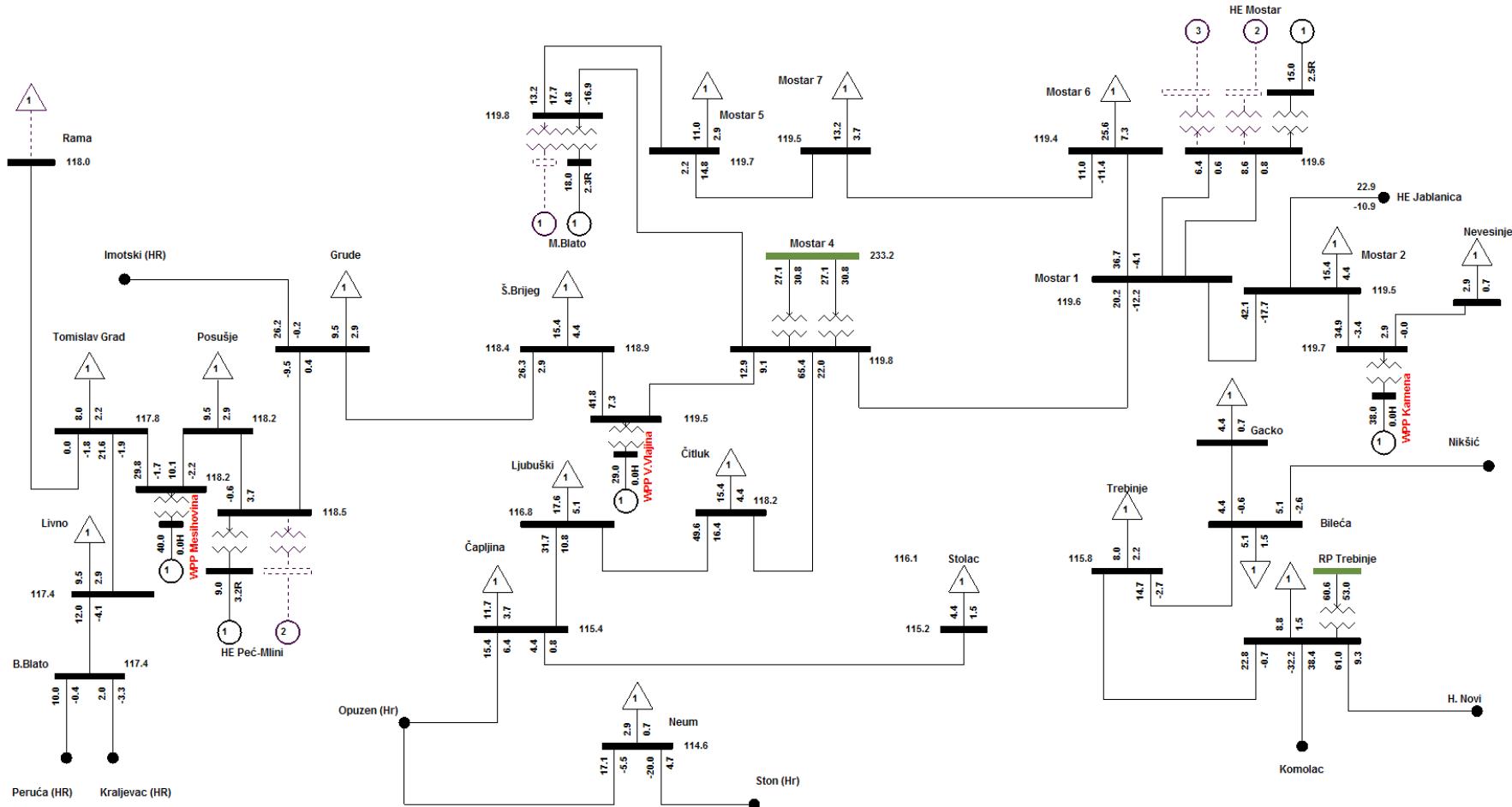
Slika 42 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža)



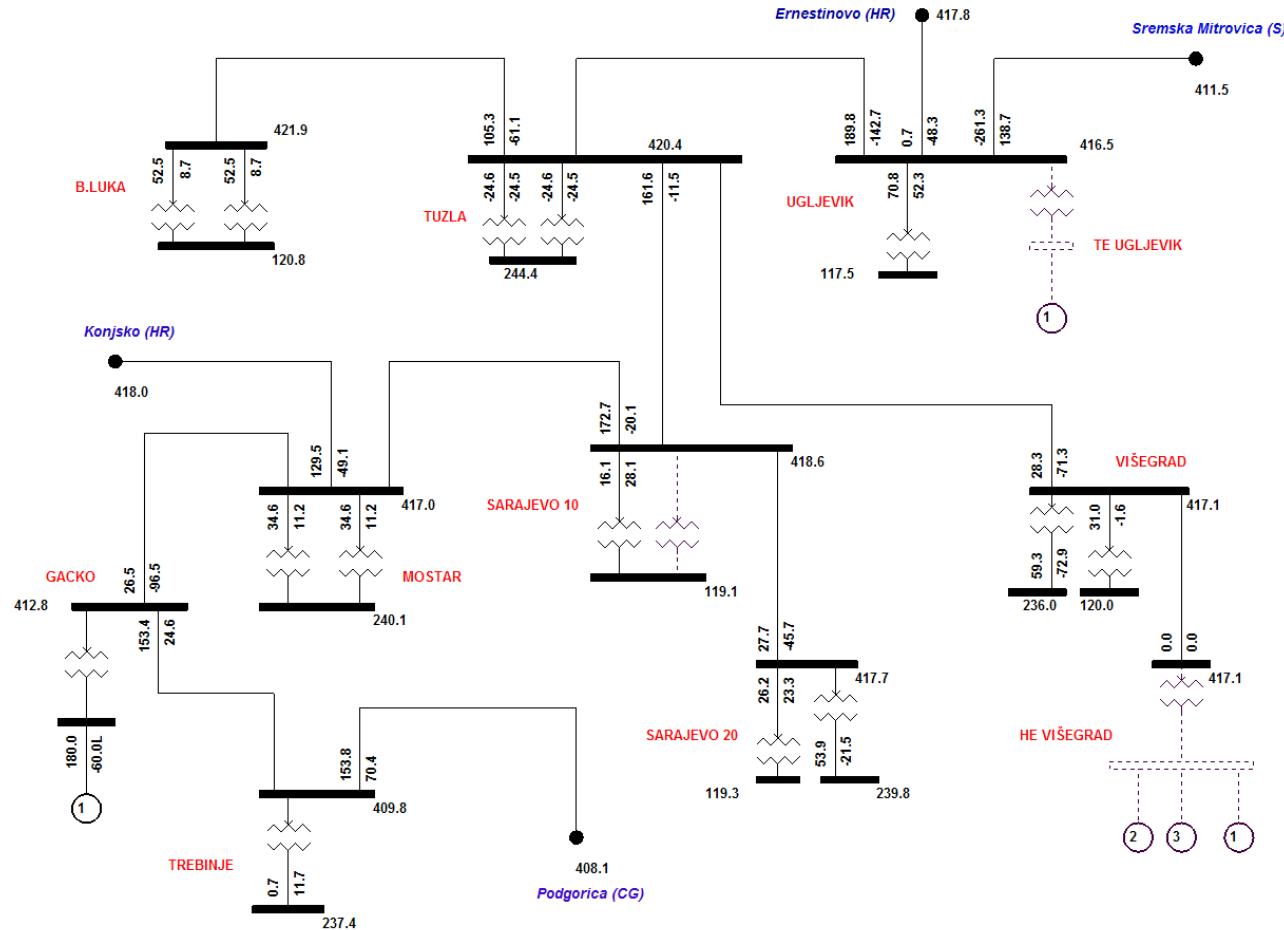
Slika 43 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža)



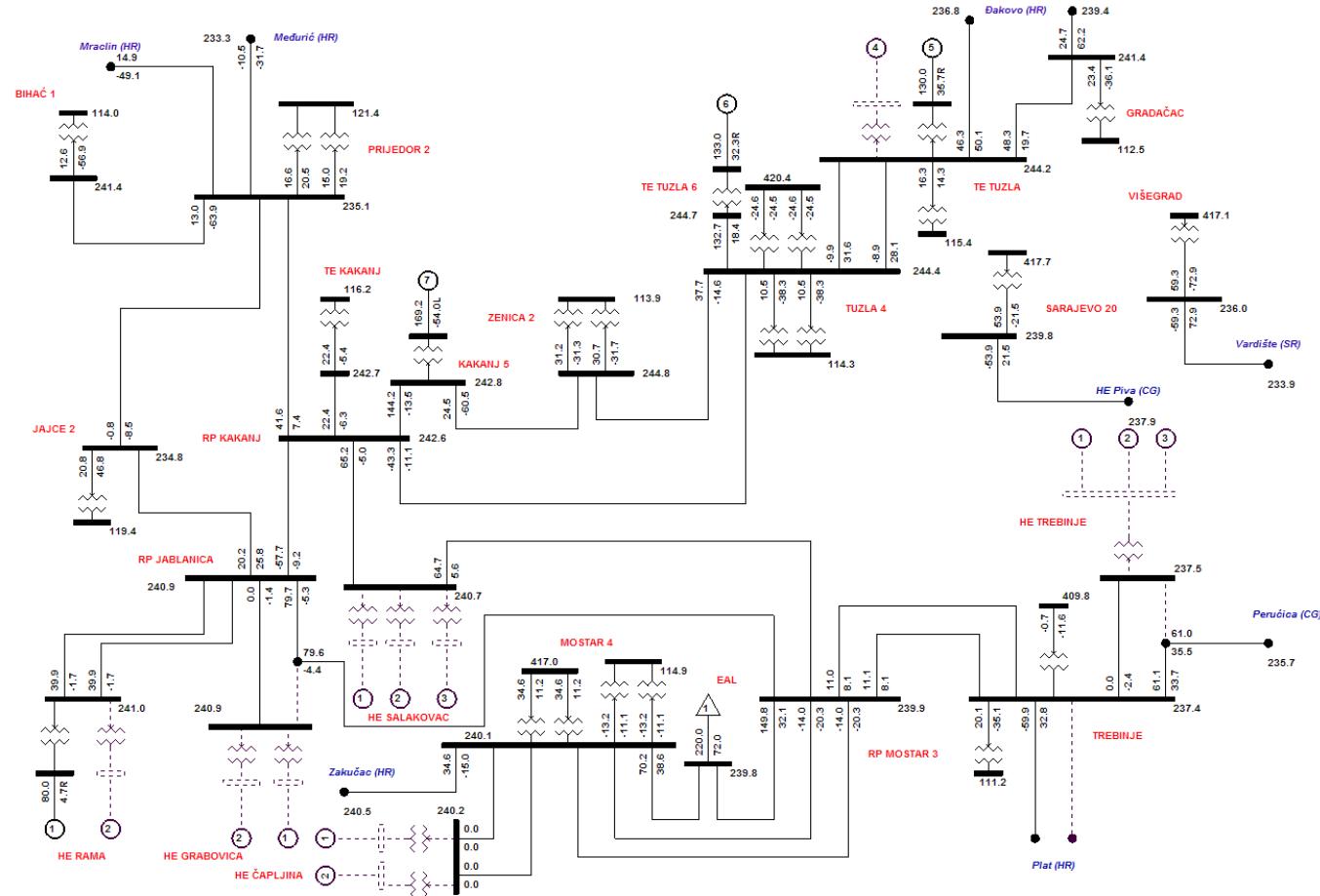
Slika 44 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij A VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)



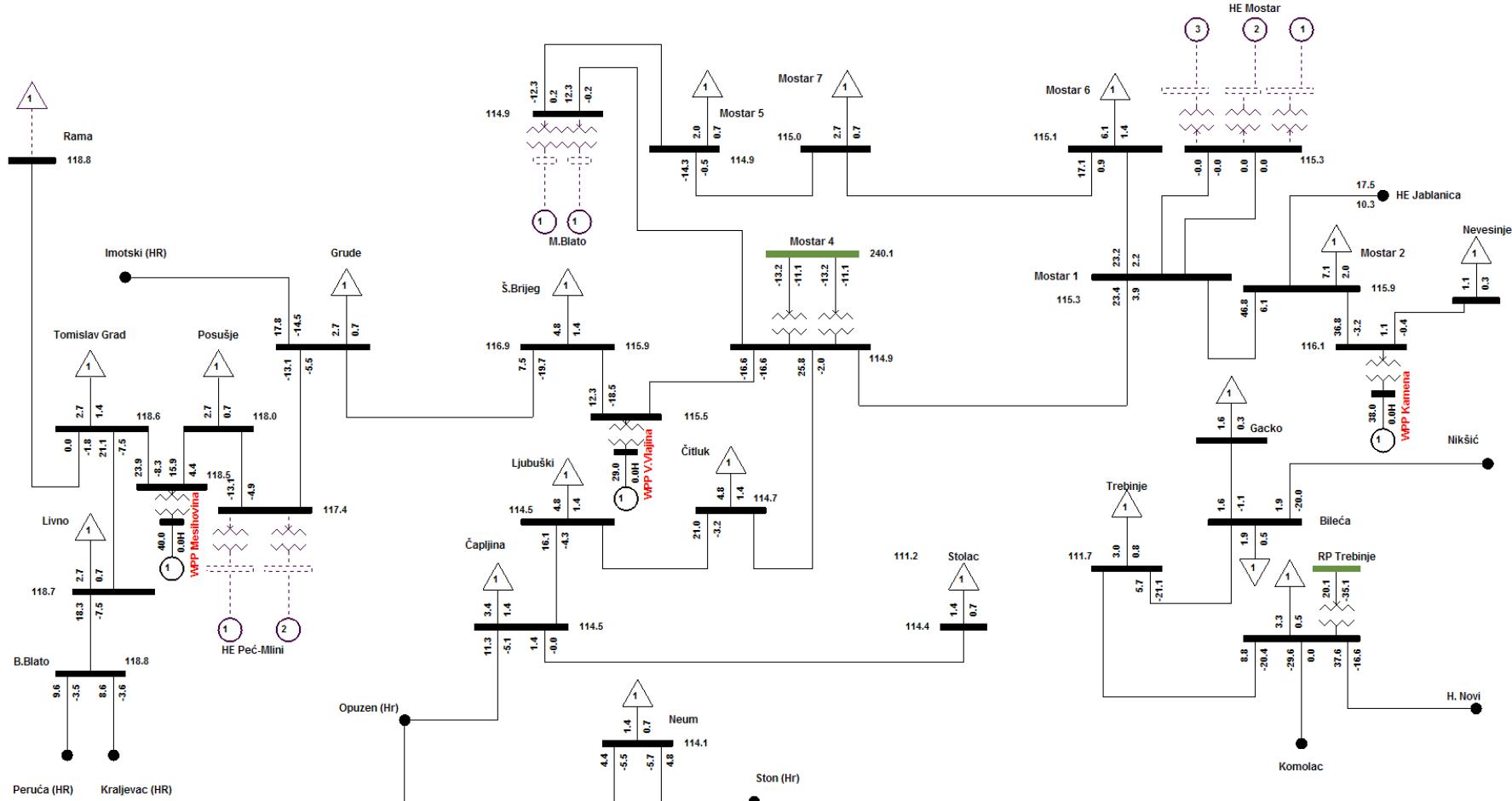
Slika 45 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij A VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža)



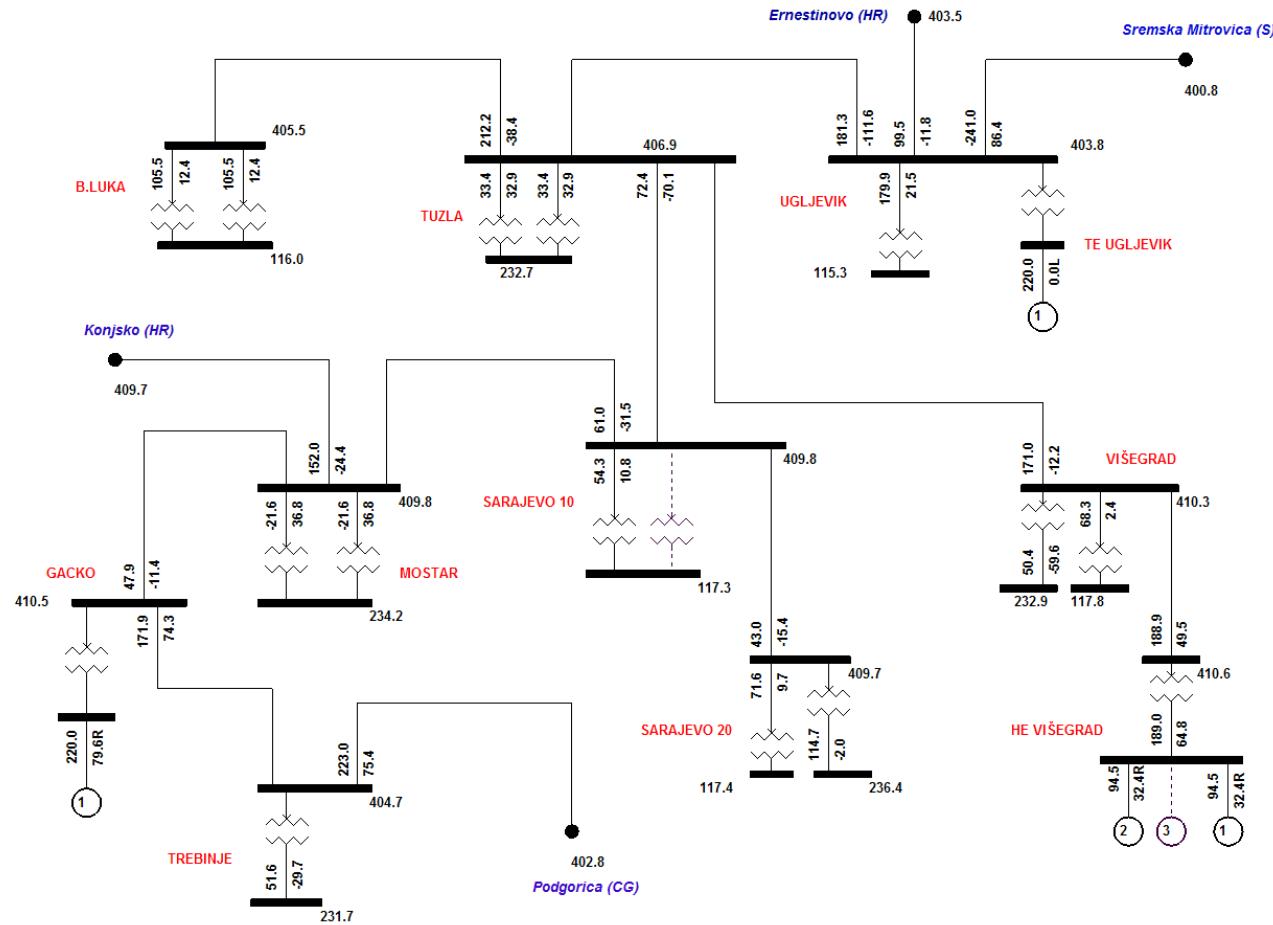
Slika 46 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij A VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža)



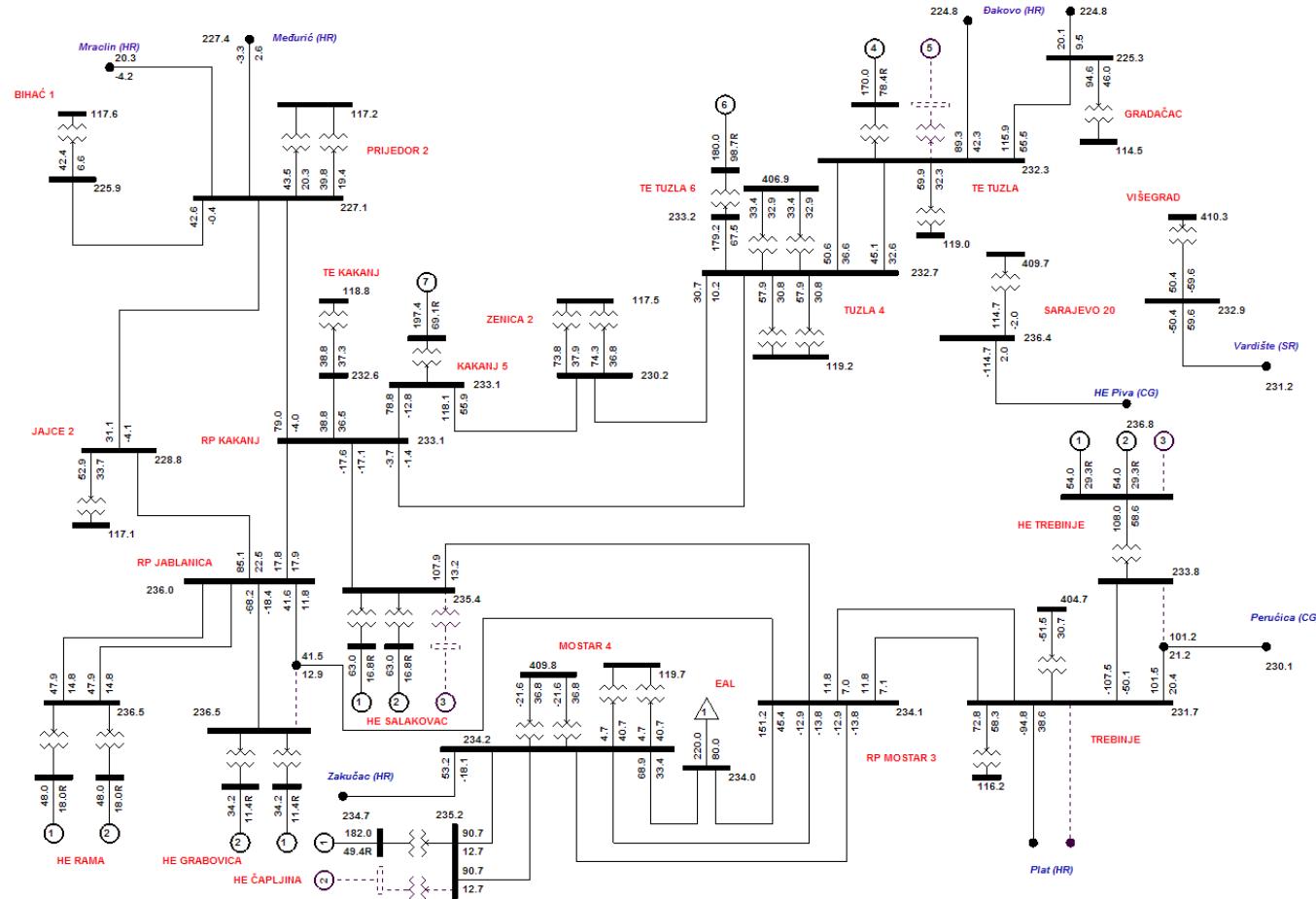
Slika 47 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij A VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)



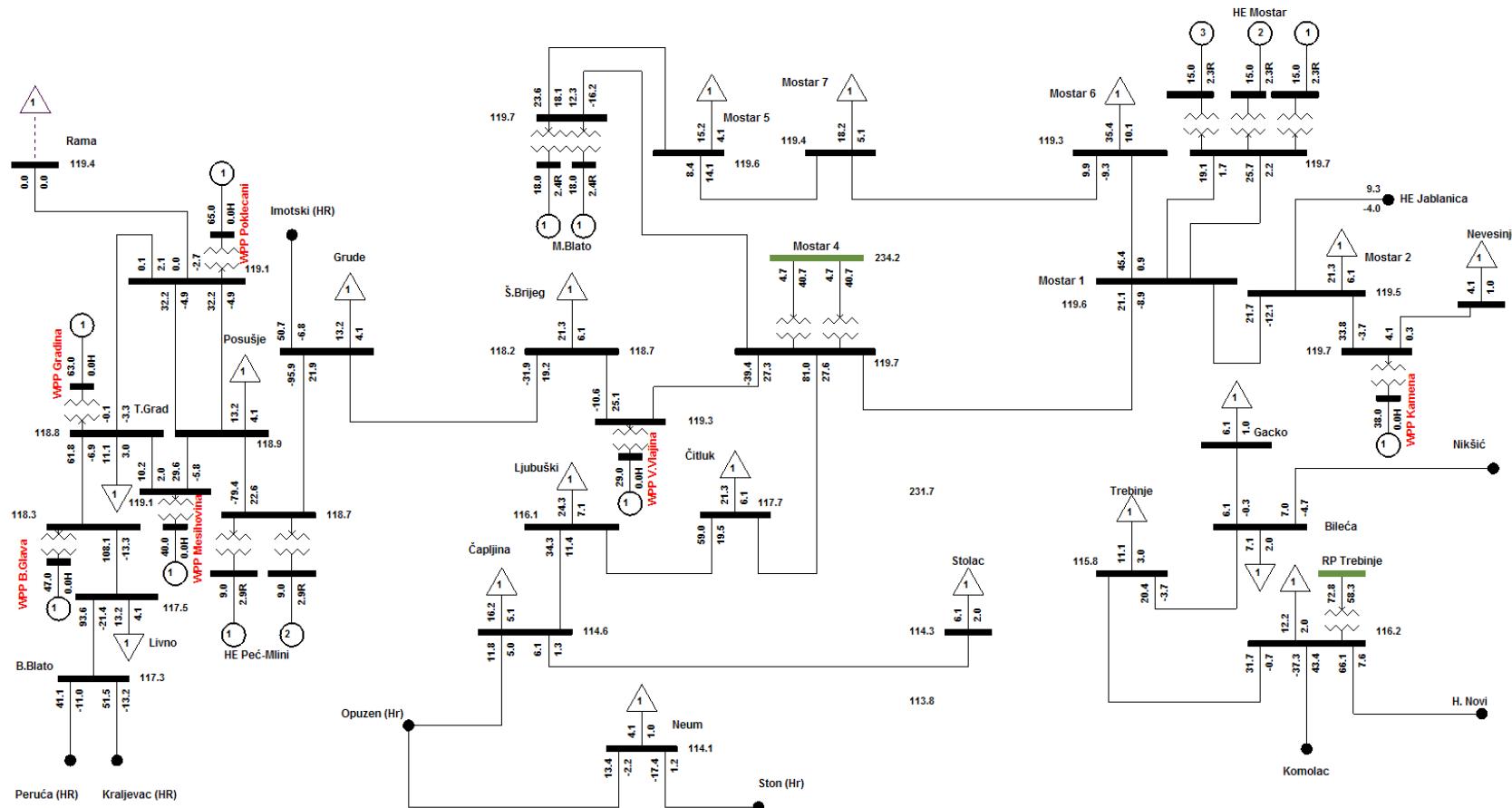
Slika 48 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža, normalna hidrologija)



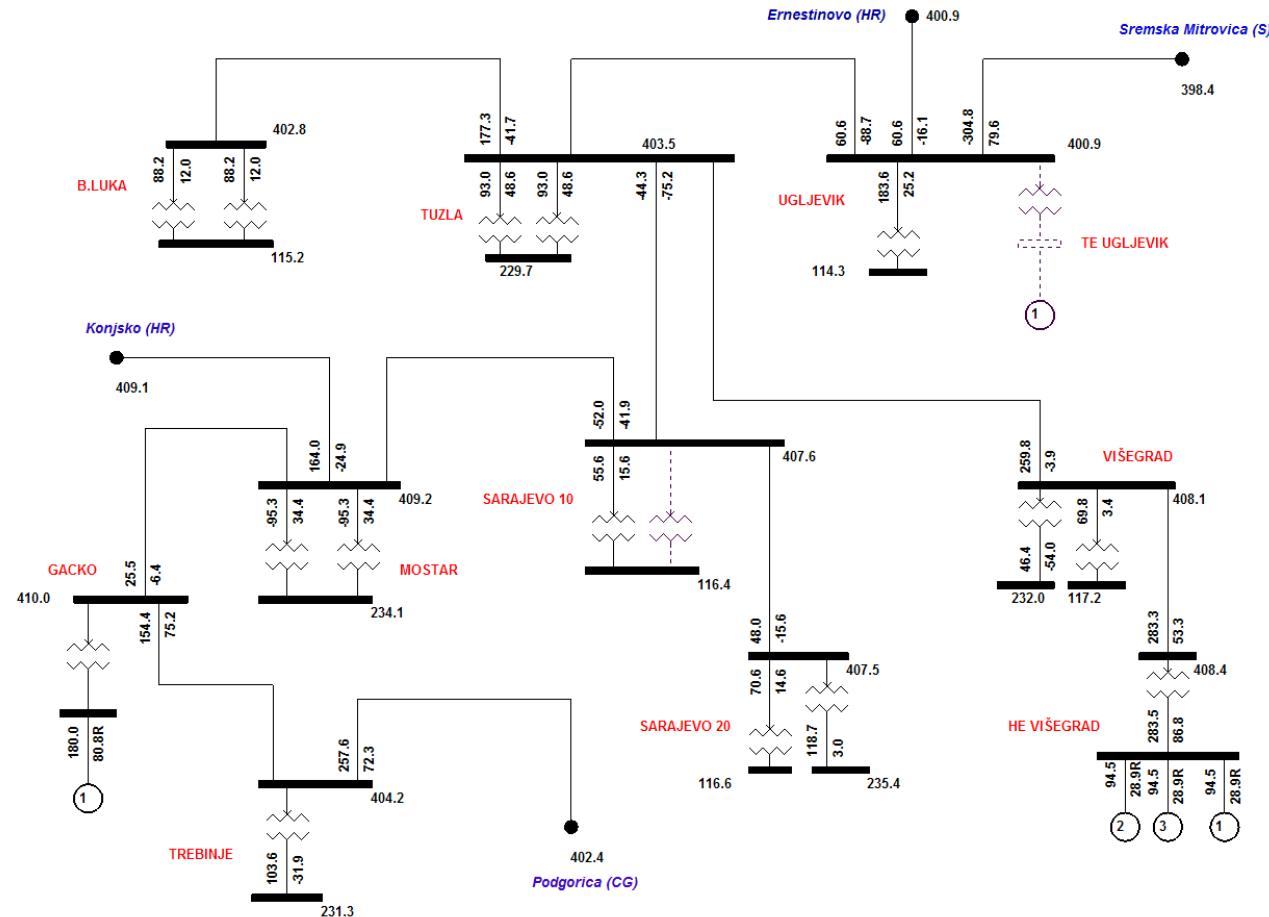
Slika 49 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža, normalna hidrologija)



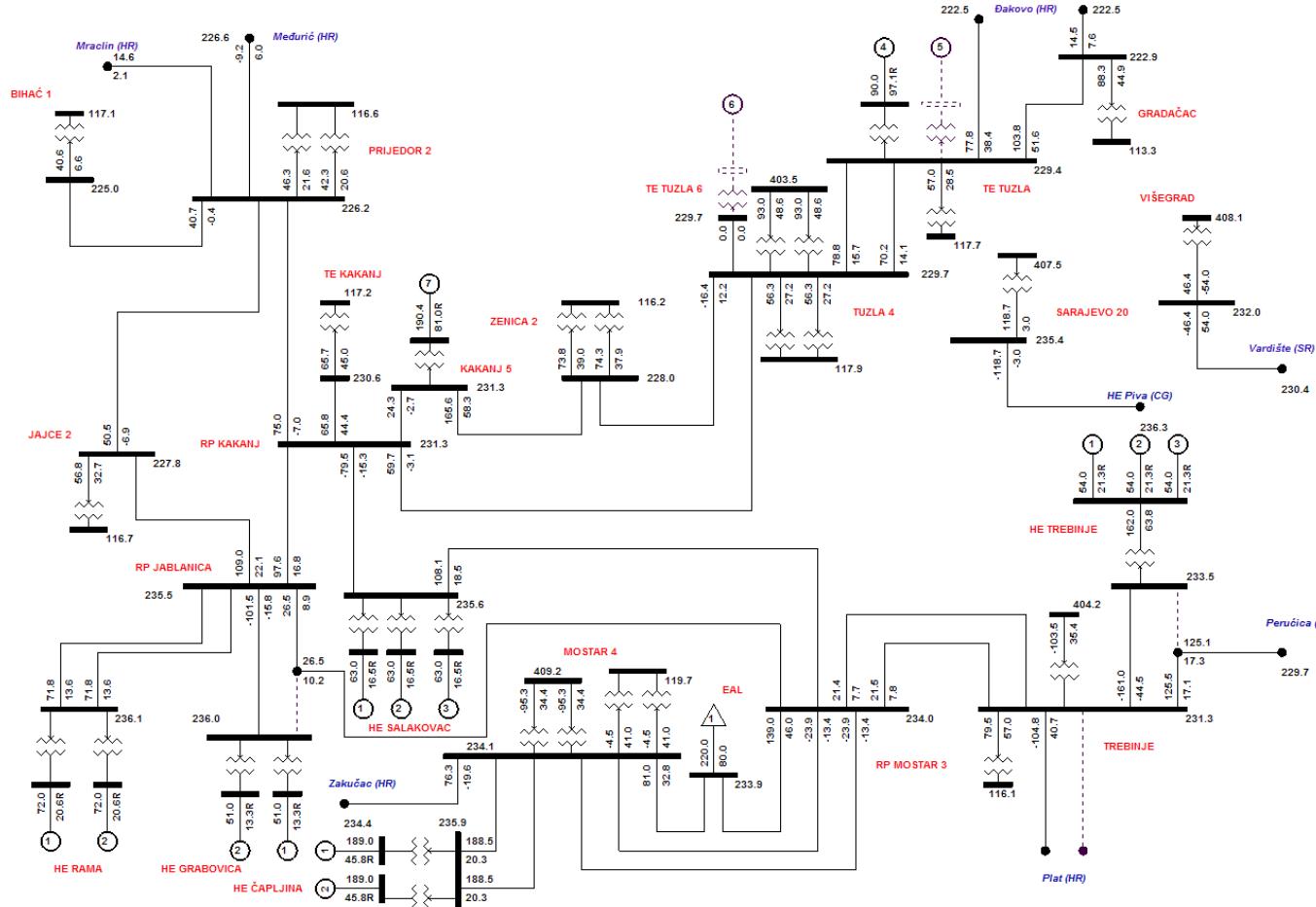
Slika 50 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, normalna hidrologija)



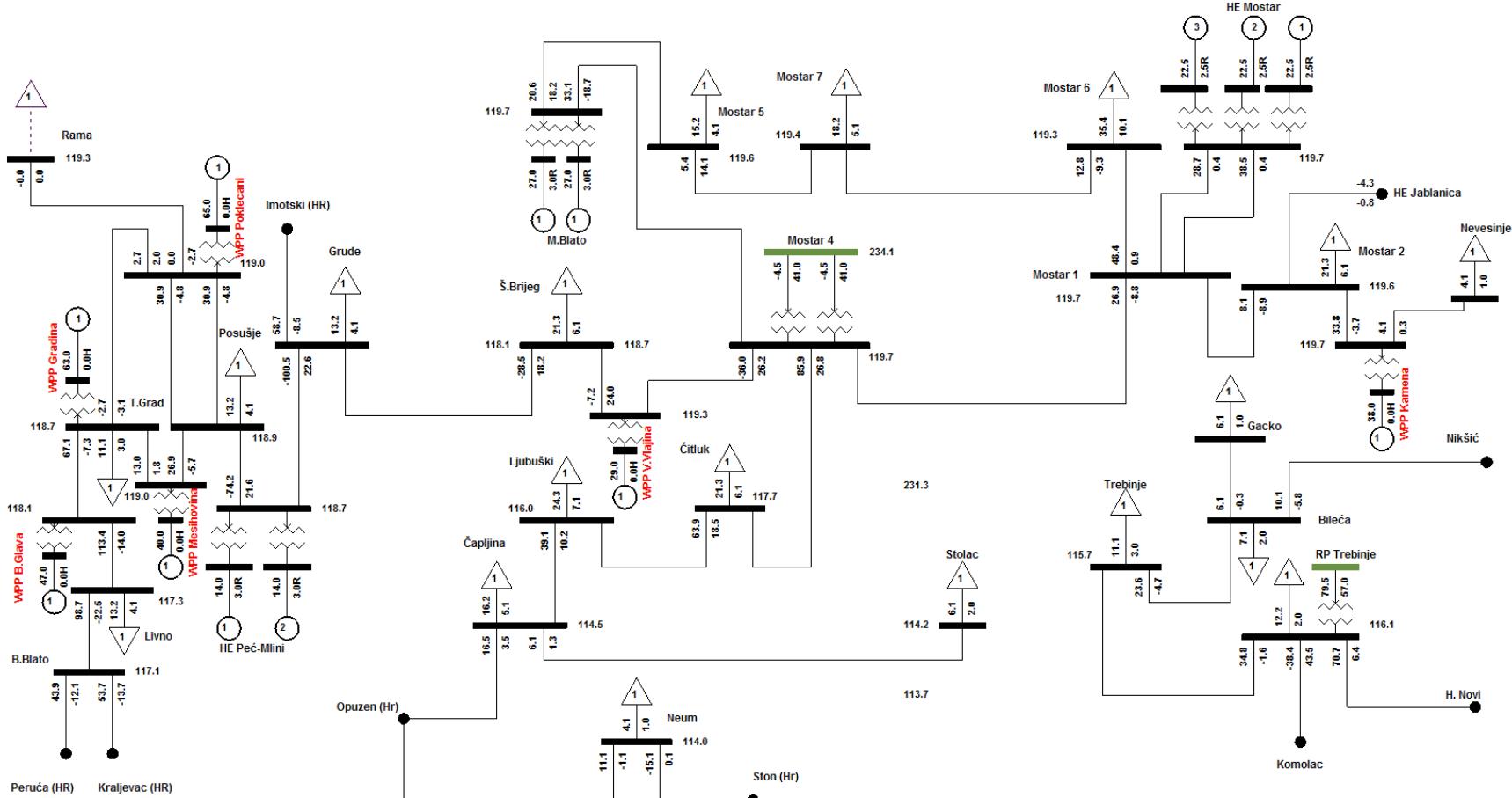
Slika 51 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža, vlažna hidrologija)



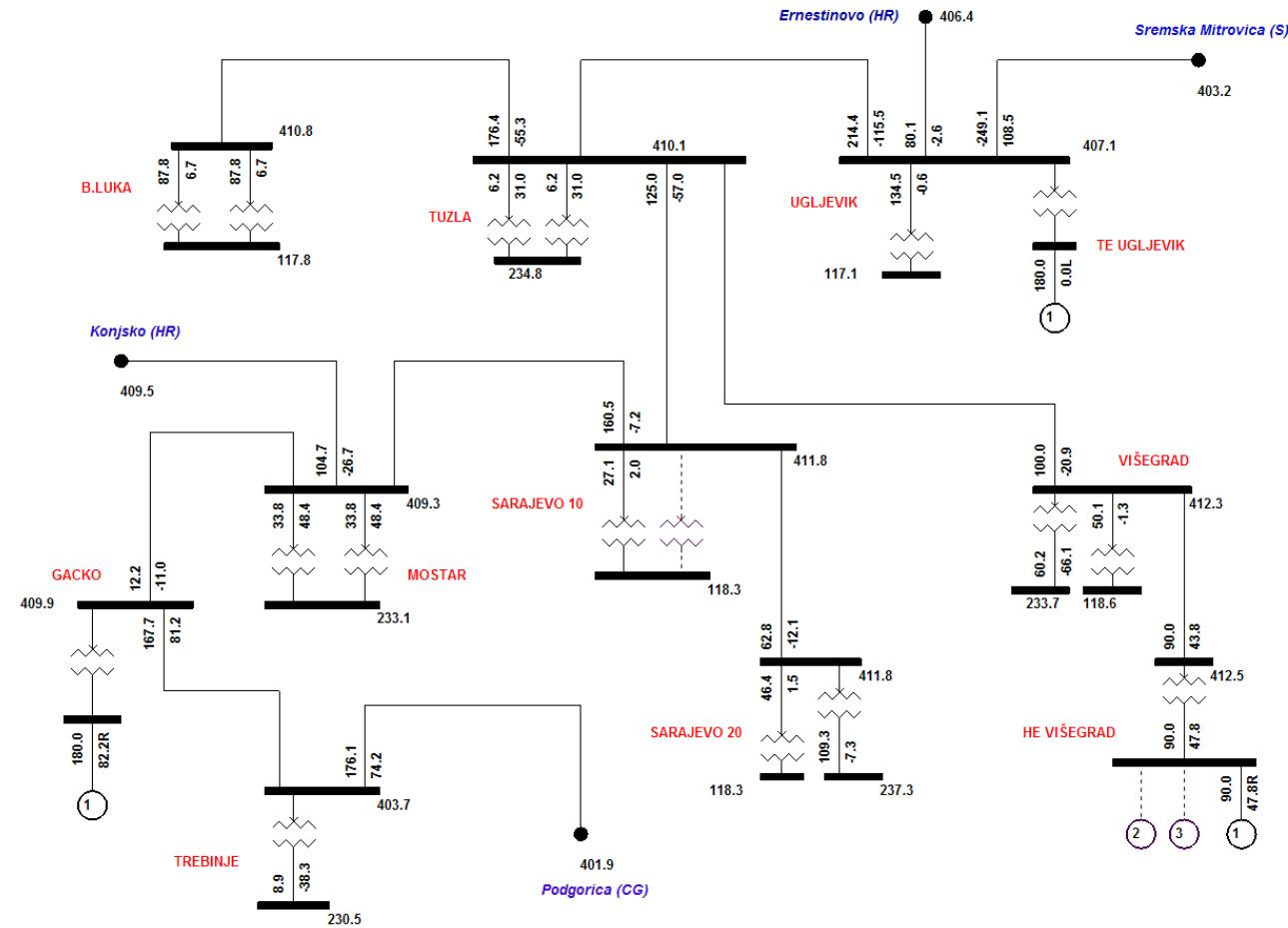
Slika 52 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža, vlažna hidrologija)



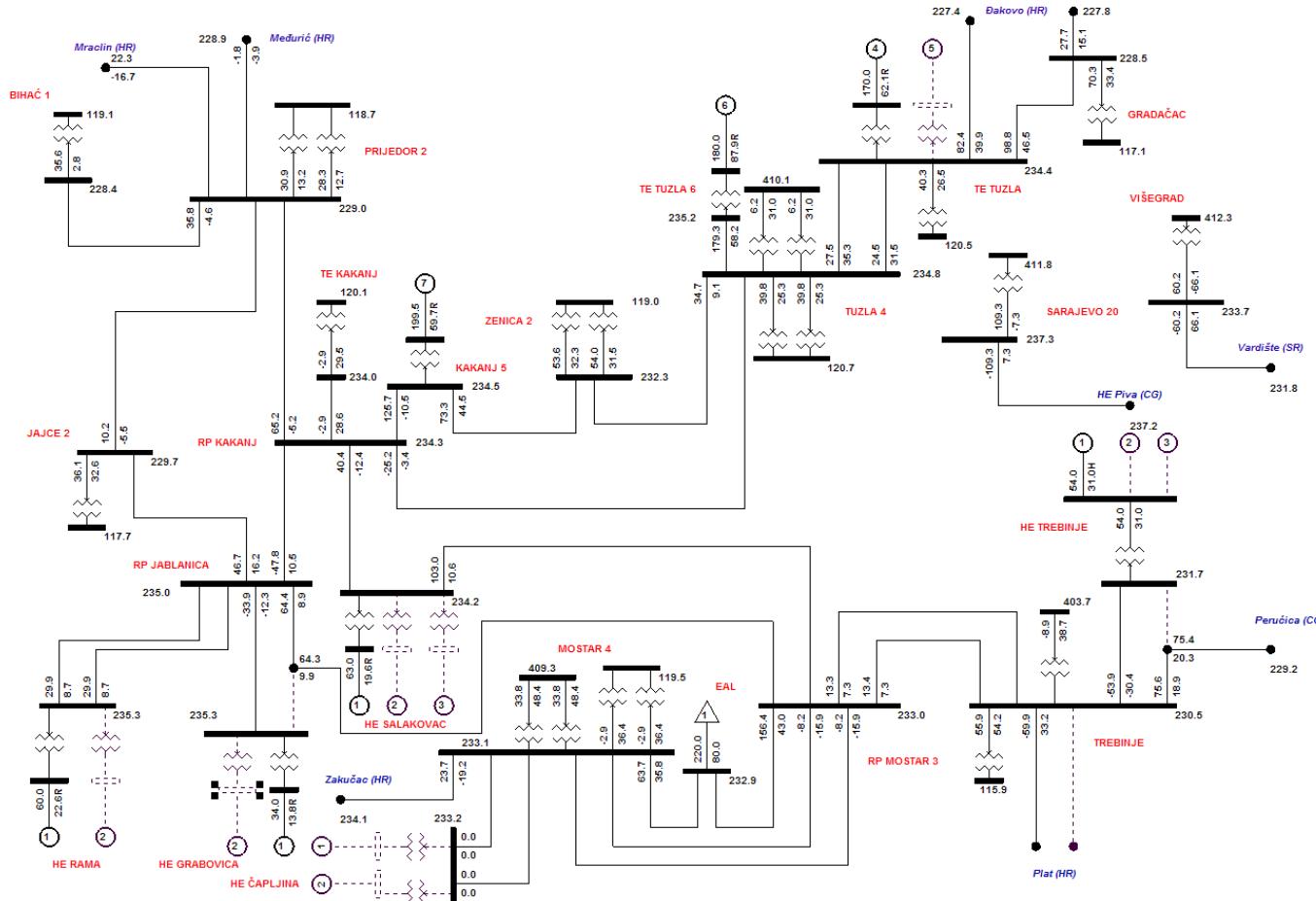
Slika 53 Tokovi snaga za vrijeme vršnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara, vlažna hidrologija)



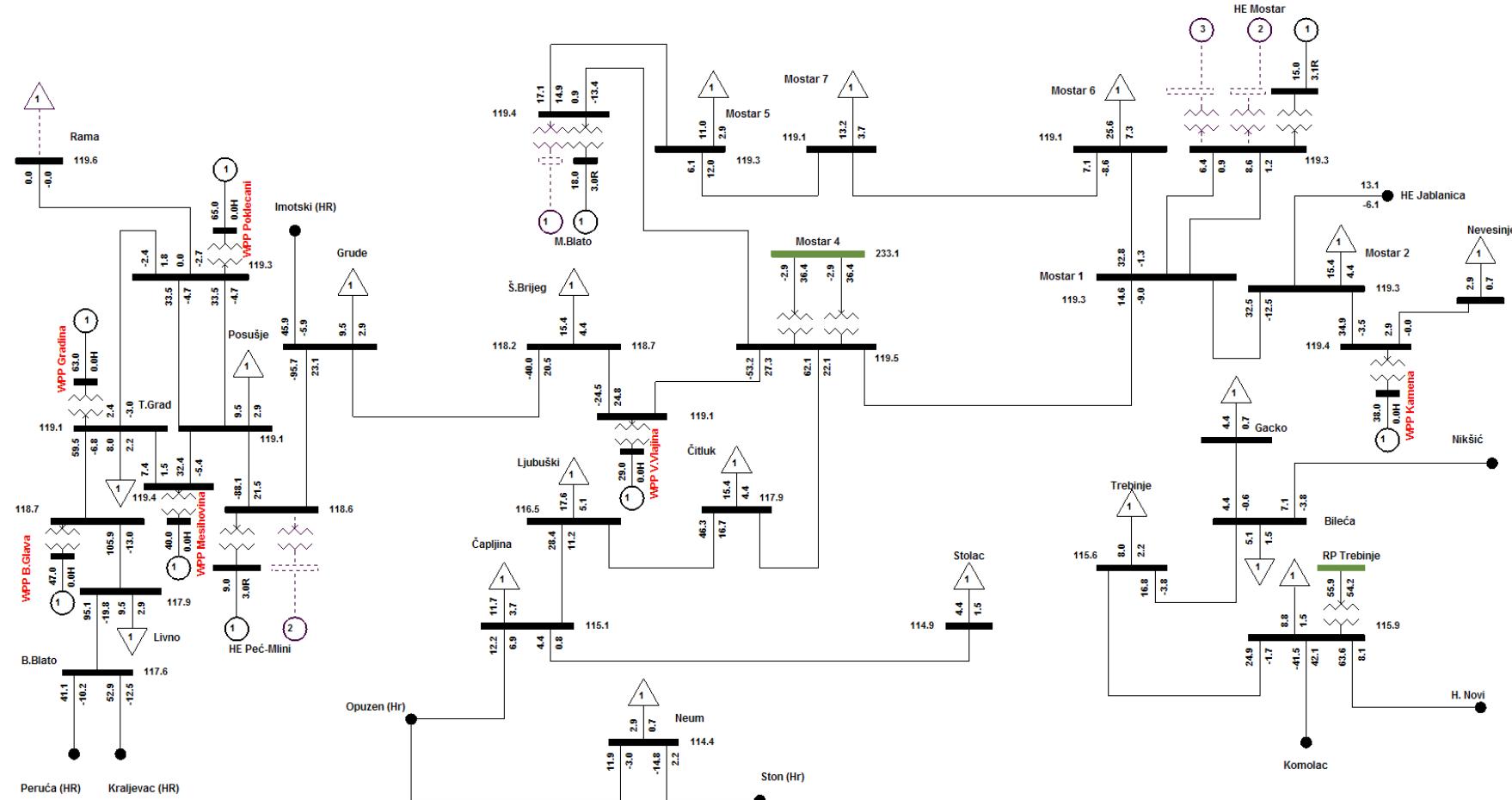
Slika 54 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 400 kV mreža)



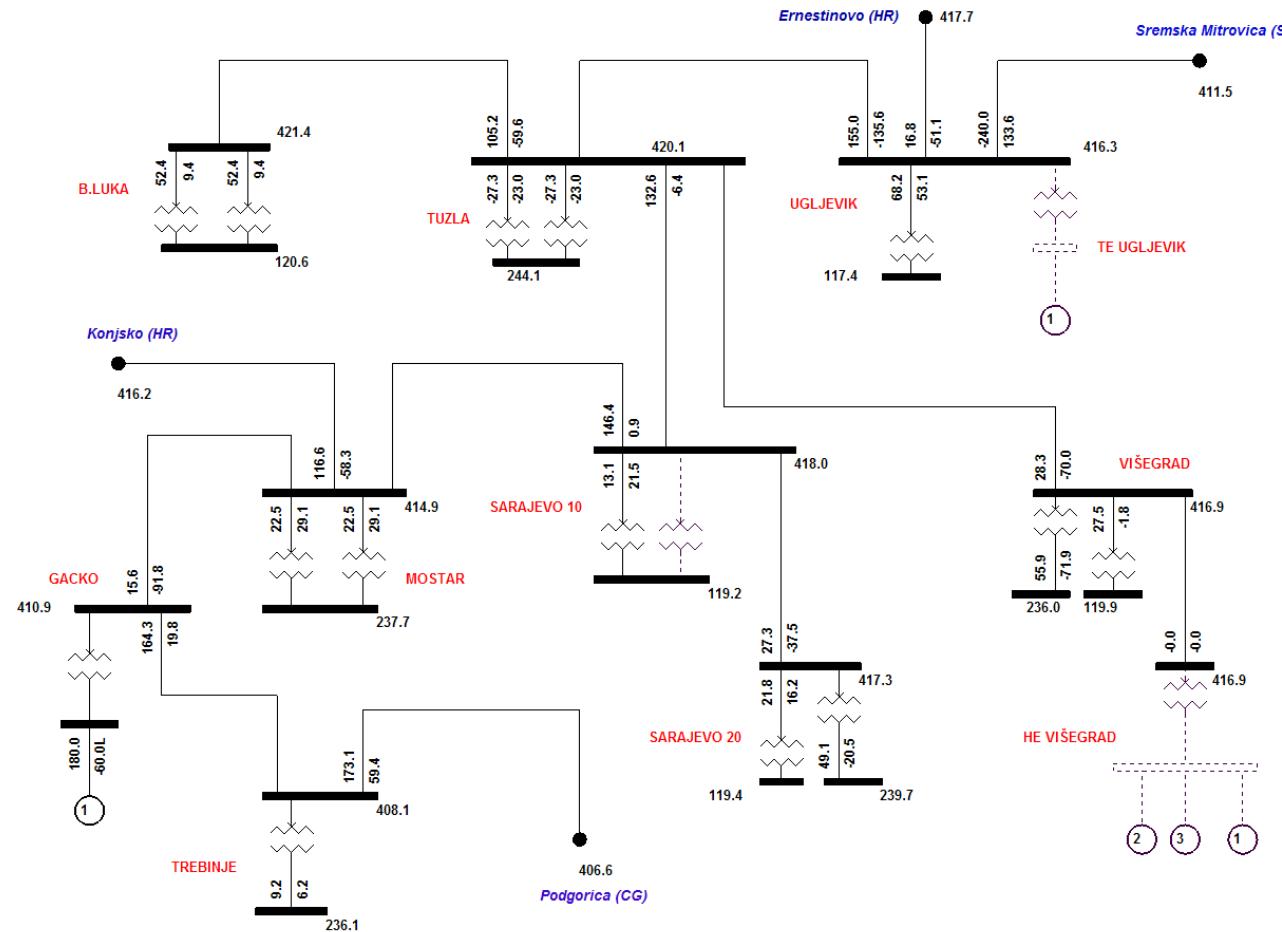
Slika 55 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 220 kV mreža)



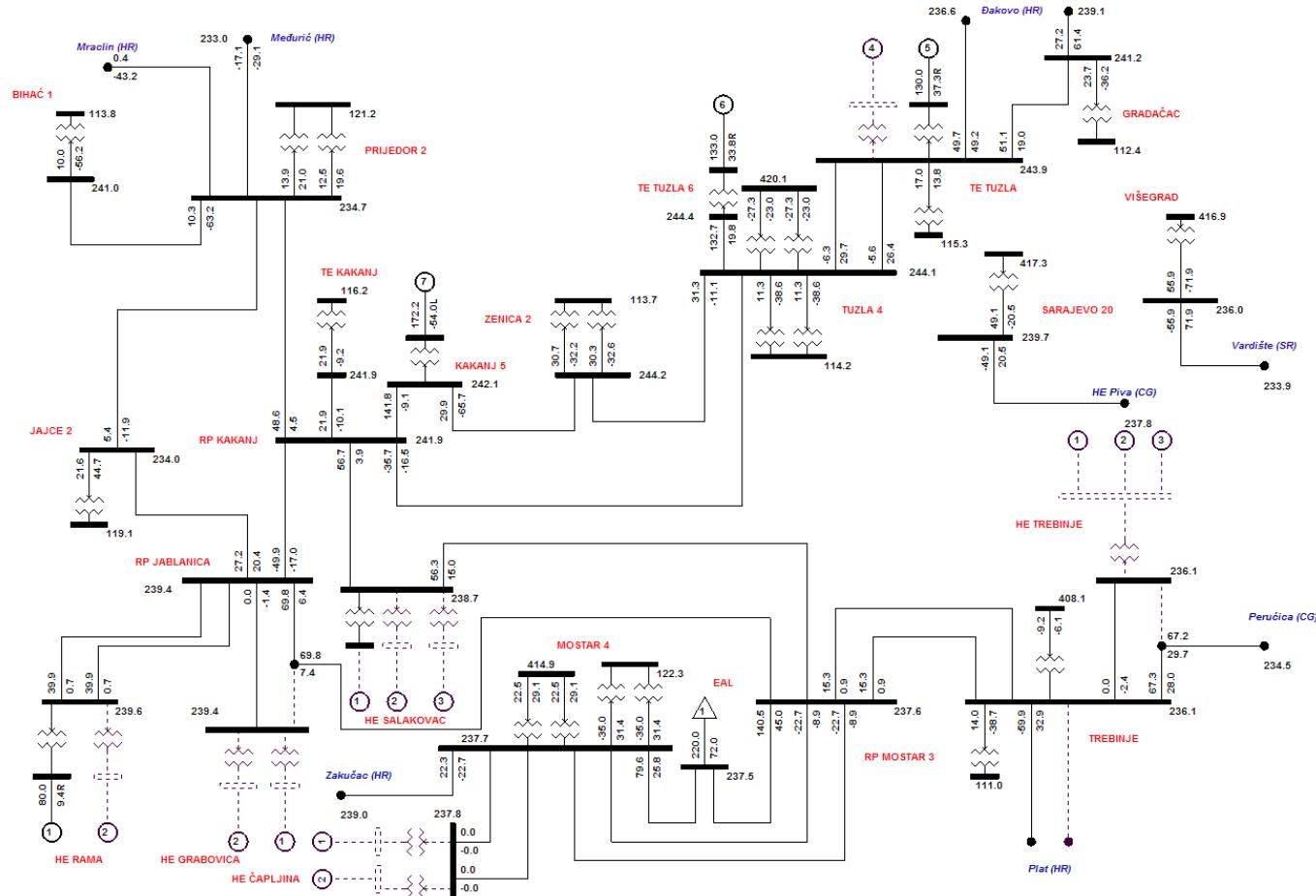
Slika 56 Tokovi snaga za vrijeme ljetnog maksimalnog opterećenja, scenarij B VEa (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)



Slika 57 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij B VEA (postojeći sistem, 400 kV mreža)



Slika 58 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij B VEA (postojeći sistem, 220 kV mreža)



Slika 59 Tokovi snaga za vrijeme van vršnog opterećenja, scenarij B VEA (postojeći sistem, 110 kV mreža šireg područja Mostara)

