



Treći projekt obnove EES
(BHP3-ESS-TEPRP-Q-04/05 WB)

STUDIJA ENERGETSKOG SEKTORA U BiH

KONAČNI IZVJEŠTAJ

Modul 4 – Prijenos električne energije i vođenje sistema

PROJEKT IZVODI KONZORCIJ KOJEG ČINE:

Energetski institut Hrvoje Požar, Hrvatska
Soluziona, Španjolska
Ekonomski institut Banjaluka, BiH
Rudarski institut Tuzla, BiH

PROJEKT FINANCIRA:

Svjetska Banka

KONAČNI IZVJEŠTAJ

Naziv projekta:	Studija energetskeg sektora u BiH	
Šifra projekta:	BHP3-EES-TEPRP-Q-04/05 WB	
Zemlja:	Bosna i Hercegovina	
Konzultant:	Konzorcij: Energetski institut Hrvoje Požar, Hrvatska Soluziona, Španjolska Ekonomski institut Banjaluka, BiH Rudarski institut Tuzla, BiH	
Kontakt osobe:	Haris Boko	Davor Bajs
Telefon:	++ 385 1 6326 165	++385 1 6326 102
Fax:	++ 385 1 6040 599	++ 385 1 6040 599
e-mail:	hboko@eihp.hr	dbajs@eihp.hr

Datum izvještaja: 31. 03. 2008.

Autori izvještaja: Goran Granić (vođa tima), Mladen Zeljko (ekspert za električnu energiju), Idriz Moranjkić (ekspert za ugljen), Jose Andres Martinez (ekspert za plin i naftu), Marisa Olano (ekspert za obnovljive izvore), Željko Jurić (ekspert za zaštitu okoliša)

Voditelj modula

dr. sc. Davor Bajš, dipl. ing.

Autor

dr. sc. Davor Bajš, dipl. ing.

PROJEKTNII ZADATAK

Prema projektnom zadatku potrebno je definirati plan razvoja i izgradnje, te modernizacije prijenosne mreže Bosne i Hercegovine (BiH). Plan razvoja prijenosne mreže obuhvaća razdoblje do 2020. godine. Kao konačan rezultat ovog modula predložit će se lista novih i revitaliziranih prijenosnih postrojenja, zajedno s listom komponenata, uređaja i materijala uz pripadne troškove.

U sklopu modula konzultanti će pripremiti plan ulaganja u prijenosnu mrežu za 13-godišnje razdoblje (2007. – 2020.) i sagledati dodatne investicije potrebne za vođenje sistema.

Detaljnije, ciljevi ovog modula su:

1. Identifikacija potreba i priprema plana investicija za pojačanje prijenosne mreže.
2. Identifikacija potreba i priprema plana investicija vezanih za modernizaciju prijenosne mreže, uključujući revitalizaciju ili rekonstrukciju starijih objekata mreže.
3. Priprema liste komponenata, uređaja i materijala za razvoj prijenosne mreže i revitalizaciju, te procjena troškova.
4. Identifikacija dodatnih potreba i investicija u vođenje sistema.
5. Identifikacija nužne opreme za pružanje pomoćnih usluga sistemu.

SAŽETAK

U sklopu ovog modula pripremljen je plan ulaganja u prijenosnu mrežu za 13-godišnje razdoblje (2007. – 2020.), te su sagledane dodatne investicije potrebne za vođenje sistema. Plan razvoja prijenosne mreže temelji se na kriterijima definiranim unutar Mrežnog kodeksa, a izrađen je u skladu s optimalnim planom izgradnje novih elektrana na području BiH (rezultat Modula 3), referentnim scenarijem potrošnje električne energije i opterećenja elektroenergetskog sistema (rezultat Modula 2), te planom razvoja distribucijske mreže (rezultat Modula 5). Planirana konfiguracija prijenosne mreže provjerena je s obzirom na nesigurnosti koje predstavljaju izrazito utjecajan faktor u dimenzioniranju prijenosne mreže i izazivaju značajan rizik za pojedine investicije.

Finalni izvještaj koncipiran je na slijedeći način. Nakon uvodnog dijela opisuje se stanje prijenosne mreže, te se definiraju svi ulazni podaci koji su bitni za proračune koji slijede. Na temelju tih podataka postavljen je model EES BiH na računalu koji je služio za daljnje proračune. U poglavlju 4 daje se detaljan opis kriterija i metodologije planiranja razvoja i revitalizacije prijenosne mreže. Poglavlje 5 daje ulazne elektroenergetske podloge bitne za razvoj prijenosne mreže, a nastale kao rezultat izrade ostalih modula. Poglavlje 6 opisuje rezultate proračuna i definira potrebnu izgradnju novih prijenosnih objekata u razdoblju 2007. – 2020. godine. U poglavlju 7 određuje se plan revitalizacije objekata mreže. Poglavlje 8 određuje potrebne pomoćne usluge sistemu. Unutar poglavlja 9 razmatraju se dodatne investicije u sistem vođenja. Poglavlje 10 sadrži analizu utjecaja različitih nesigurnosti na plan razvoja prijenosne mreže BiH, dok poglavlje 11 sumarno prikazuje troškove razvoja i izgradnje, revitalizacije i modernizacije mreže, te dodatna ulaganja u sistem vođenja. Poglavlje 12 prikazuje najvažnije zaključke i preporuke vezane za razvoj prijenosne mreže Bosne i Hercegovine. Nakon toga slijede popisi literature, tablica i slika, te prilozi relevantni za razumijevanje prikazanog plana razvoja prijenosne mreže.

Prema optimalnom scenariju ulaska u pogon novih elektrana unutar BiH, u razmatranom razdoblju do 2020. godine planirana je gradnja HE Mostarsko Blato, TE Stanari i TE Gacko 2. Prognozirana vršna opterećenja EES za razmatrane vremenske presjeke u referentnom scenariju iznose 2196 MW u 2010. godini, 2537 MW u 2015. godini, te 2958 MW u 2020. godini. Prostorna raspodjela vršnog opterećenja temelji se na prosječnim udjelima neistodobnih vršnih opterećenja pojedinačnih TS 110/x kV u sumi neistodobnih vršnih opterećenja svih TS 110/x kV u prošlosti. Na temelju zabilježenog stanja karakterističnog po vršnom opterećenju BiH 2006. godine postavljen je model sistema u PSS/E formatu koji je poslužio za daljnje proračune. Model je verificiran usporedbom izračunatih veličina s mjerenim vrijednostima za pripadno pogonsko stanje.

Na temelju polaznog modela koji predstavlja stanje sistema za 2006. godinu, postavljeni su modeli za razmatrane vremenske presjeke 2010., 2015. i 2020. godine. Modeli uključuju niz prethodno definiranih scenarija ovisnih o planovima izgradnje elektrana, promatranim hidrološkim stanjima i bilancama sistema. Na temelju proračuna tokova snaga i (n-1) sigurnosti određene su planirane konfiguracije prijenosne mreže u razmatranim vremenskim presjecima. Plan izgradnje usklađen je s planom dugoročne revitalizacije prijenosne mreže. Na temelju izvršenih proračuna sagledane su i potrebe za pomoćnim uslugama sistemu. Tako izrađen plan razvoja prijenosne mreže odnosi se prvenstveno na zadovoljenje potreba Bosne i Hercegovine za napajanjem električnom energijom, uključujući značajniji uvoz ili izvoz električne energije izvan BiH. Planirana konfiguracija prijenosne mreže provjerena je i s obzirom na eventualnu orijentaciju proizvođača prema značajnijim izvozima električne energije unutar tržišta električnom energijom jugoistočne Europe i šire, te su naznačene dodatne investicije koje je tada potrebno poduzeti.

Za izgradnju i revitalizaciju prijenosne mreže Bosne i Hercegovine, te u sistem vođenja, trebat će u razmatranom razdoblju do 2020. godine uložiti oko 279 mil. €, od čega oko 59 % u razvoj i izgradnju (164 mil. €), oko 38 % u revitalizaciju (107 mil. €), te 3 % u sistem

vođenja (8 mil. €). Najveći dio sredstava namijenjenih za razvoj i revitalizaciju odnosi se na 110 kV mrežu. U razdoblju do 2020. godine trebati će izgraditi oko 550 km novih vodova 110 kV, te revitalizirati oko 1282 km vodova 110 kV, te 95 km vodova 220 kV. Investicije u 400 kV mrežu bit će zanemarive, a odnose se samo na priključak novih proizvodnih postrojenja (uvod/izvod postojećih vodova, nova polja 400 kV, nove TS 400/110 kV, pojačanja postojećih TS 400/110 kV). Razvoj 220 kV mreže će stagnirati, a eventualno će trebati formirati nove ili pojačavati pojedine transformacije 220/110 kV (CHE Čapljina, Zenica 2). U slučaju izgradnje novih elektrana namijenjenih prvenstveno tržištu električne energije i izvoza velikih količina električne energije ocjenjuje se da planirana konfiguracija mreže može podržati takve velike razmjene. Ocjenjuje se da postojeće interkonekcijske veze prema susjednim sistemima Srbije i Crne Gore neće trebati pojačavati u razmatranom razdoblju, dok će u pravcu Hrvatske potreba pojačanja interkonektivnih 400 kV veza ovisiti o eventualnom projektu HVDC veze s Italijom. Vezano za pomoćne usluge ocjenjuje se da su izvori istih unutar BiH dostatni, no potrebno je uvesti odgovarajuće naknade za pružanje pomoćnih usluga kako bi se stimuliralo proizvođače da iskažu mogućnosti pružanja tih usluga u stvarnoj mjeri. Dodatne investicije u sistem vođenja procijenjene su na oko 8 mil. €, a odnose se na izgradnju back-up dispečerskog centra, projekt očitavanja brojila i nabavu hardware-ske i software-ske opreme za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima.

Najvažniji zaključci i preporuke temeljene na izvršenim analizama prikazane su sumarno u tablicama 1. i 2. Popis investicija sadržan je u tablicama 3. – 5., a plan revitalizacije u tablicama 6. – 8.

Tablica 1. Zaključci

Rb	Zaključak
1.	Na sadašnjoj razini izgrađenosti prijenosne mreže BiH sigurnost pogona je nezadovoljavajuća unutar 110 kV mreže Hercegovine, 110 kV mreže banjalučkog područja, te 110 kV mreža Sarajeva i Tuzle.
2.	S aspekta naponskih prilika izgrađenost mreže 110 kV je nezadovoljavajuća u Hercegovini, a naponski problemi mogu se očekivati i na području Goražda, Foče i Pala radi trenutne neraspoloživosti transformatora 400/110 kV u Višegradu.
3.	Radi isključenosti voda 110 kV Bijeljina – Lešnica između BiH i Srbije smanjena je sigurnost napajanja područja Bijeljine i Brčkog pa je poželjno postići dogovor s EMS o trajnom pogonu tog voda.
4.	U situaciji pune raspoloživosti svih vodova i transformatora isti su relativno slabo opterećeni, te postoji dovoljno rezerve za daljnji porast opterećenja i prijenos električne energije.
5.	Unutar današnje konfiguracije prijenosne mreže BiH postoji dvadesetak radijalno napajanih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže. U budućnosti je potrebno osigurati dvostrano napajanje svih TS 110/x kV.
6.	Unutar današnje konfiguracije prijenosne mreže BiH postoji nekoliko krutih točaka koje smanjuju pouzdanost i sigurnost napajanja potrošača. U budućnosti je iste potrebno otklanjati.
7.	U razdoblju do 2010. godine potrebno je provoditi aktivnosti na sanaciji ratnih šteta (110 kV mreža Hercegovine, Sarajeva i dr.), priključiti HE Mostarsko Blato na EES, dovršiti izgradnju DV 110 kV trenutno u fazi gradnje ili pripreme gradnje (uvod DV 110 kV Tomislavgrad – Livno i Tomislavgrad – Rama u TS Tomislavgrad, Kotor Varoš – Ukrina, Ugljevik – Brčko 2, Nevesinje – Gacko i dr.), izgraditi i priključiti na 110 kV mrežu nove TS 110/x kV, priključiti po principu ulaz/izlaz eventualno nove vjetroelektrane u Hercegovini, te provoditi aktivnosti na revitalizaciji vodova i transformatorskih stanica.
8.	Radi priključka razmatranih VE na području Hercegovine po principu ulaz/izlaz na postojeće 110 kV vodove (VE Mesihovina, VE Borova Glava, VE Velika Vlačina, VE Kamena) nije potrebno dodatno pojačavati mrežu, a iste povoljno djeluju na rasterećenja kritičnih vodova 110 kV i transformacije 220/110 kV u Mostar 4.

Rb	Zaključak
9.	U razdoblju između 2010. i 2015. godine potrebno je formirati TS 400/110 kV Stanari1-Doboj, te je priključiti na DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla neovisno o dinamici izgradnje TE Stanari.
10.	Radi manjih investicija u pojačanja i revitalizaciju mreže u razmatranom je razdoblju između 2010. i 2015. godine povoljno uložiti novčana sredstva za osiguravanje dvostranog napajanja svih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže, te rješavanje problematike krutih spojeva u mreži.
11.	U razdoblju između 2015. i 2020. godine potrebno je mrežu pojačati 110 kV vodovima TE Tuzla – Lukavac (3) i Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (3), formirati TS 220/110 kV CHE Čapljina (1x150 MVA), te ugraditi treći transformator 220/110 kV u TS Zenica 2.
12.	Ukoliko se s EMS ne postigne sporazum o trajnom pogonu voda Bijeljina 4 – Lešnica u razdoblju 2015. – 2020. godine potrebno je ugraditi drugi transformator 400/110 kV u TE Ugljevik i sagraditi drugi vod 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2).
13.	Na temelju izvršenih proračuna ocjenjujemo da 400 kV mrežu neće trebati posebno pojačavati u odnosu na današnje stanje. Značaj novih interkonektivnih dalekovoda DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri i Višegrad – Pljevlja nije prepoznat u studiji razvoja regionalne prijenosne mreže u sklopu GIS projekta, a isto vrijedi i za proračune izvršene unutar ove studije. Takav zaključak ne treba spriječiti mjerodavne institucije da i dalje rade na projektima izgradnje novih 400 kV vodova, no za svaki projekt potrebno je studijom izvodljivosti dokazati njegovu tehno-ekonomsku opravdanost.
14.	Ovisno o izgradnji novih elektrana u BiH, planirana konfiguracija prijenosne mreže omogućava značajan izvoz električne energije bez dodatnih pojačanja 400 kV mreže.
15.	Planirana konfiguracija prijenosne mreže, predviđena ovom studijom, omogućava priključak većih elektrana unutar BiH i njihovo sudjelovanje na regionalnom tržištu električne energije.
16.	U slučaju izgradnje velikih termoelektričnih objekata izuzev onih uključenih u optimalan plan izgradnje elektrana (TE Stanari, TE Gacko 2) poput TE Ugljevik 2, TE Kongora, TE Bugojno, TE Tuzla 7, TE Kakanj 8, biti će potrebno formirati nove veze 400 kV unutar BiH prvenstveno radi priključka tih elektrana (odnosi se na TE Bugojno i TE Kongoru), te dodatno pojačati instalirane snage transformacije TS 400/(220)/110 kV i dijelove 110 kV mreže.
17.	U razmatranom razdoblju između 2007. i 2020. godine biti će potrebno osigurati rezervu primarne P/f regulacije u rasponu od 15 MW do 21 MW, sekundarne P/f regulacije u rasponu od 61 MW do 78 MW, te tercijarne P/f regulacije u rasponu od 280 MW do 390 MW.
18.	Unutar EES BiH postoje dovoljne mogućnosti Q/U regulacije koristeći sinkrone generatore i mrežne transformatore pa neće biti potrebno ugrađivati dodatne kompenzacijske uređaje.
19.	Radi osiguravanja dovoljnih rezervi P/f i Q/U regulacije potrebno je uvesti naknadu proizvođačima za pružanje takvih pomoćnih usluga koja će ih stimulirati da iskazuju stvarne mogućnosti svojih generatora za sudjelovanje u pomoćnim uslugama, a isto vrijedi i za ostale pomoćne usluge (npr. crni start).
20.	U razdoblju do 2020. godine biti će potrebno uložiti oko 8 mil. € u sistem vođenja, prvenstveno u izgradnju back-up dispečerskog centra, projekt očitavanja brojila te hardware-sku i software-sku opremu za potrebe vođenja sistema u uvjetima tržišta električnom energijom.
21.	Ukupne investicije potrebne za razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže do 2020. godine te sistem vođenja procjenjuju se na oko 279 mil. €, od čega će za razvoj trebati uložiti oko 59 % tog iznosa (164 mil. €), u revitalizaciju 38 % tog iznosa (107 mil. €), te 3 % u sistem vođenja (8 mil. €).
22.	Ukoliko se investicije u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže te sistem vođenja ravnomjerno rasporede po petogodišnjima, u razdoblju do 2010. godine trebati će ulagati oko 31 mil. €/godišnje, u razdoblju između 2010. i 2015. godine oko 21 mil. €/godišnje, dok će u razdoblju između 2015. i 2020. godine trebati ulagati oko 16 mil. €/godišnje.
23.	Novčana sredstva potrebna za razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže potrebno je osigurati iz naknada za prijenos električne energije, a dijelom i iz sredstava prikupljenih od alokacije prekograničnih kapaciteta i tranzita za potrebe trećih strana, te eventualno kreditnim zaduživanjem.

Tablica 2. Preporuke

Preporuka	Nadležna institucija	Rok provedbe
Provesti aktivnosti na sanaciji preostalih ratnih šteta.	Elektroprijenos BiH	2008.
Uvesti naknade za pružanje pomoćnih usluga sistemu.	DERK	2008.
Provesti projekt očitavanja brojila.	NOS BiH	2008.
Formirati back-up dispečerski centar.	NOS BiH	2009. – 2010.
Nabaviti hardware i software za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima.	NOS BiH	2009. – 2012.
Obnoviti 110 kV mrežu u Hercegovini i Sarajevu.	Elektroprijenos BiH	2008.
Povećati prijenosne moći DV 110 kV u Hercegovini i Banja Luci (tablica 6).	Elektroprijenos BiH	2008.
Zamijeniti strujne mjerne transformatore na vodu TE Tuzla – Lukavac i sanirati DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare.	Elektroprijenos BiH	2008.
Izgraditi nove vodove prema tablici 3.	Elektroprijenos BiH	do 2010.
Formirati nove TS prema tablici 4.	Elektroprijenos BiH	do 2010.
Proširiti postojeće TS prema tablici 5.	Elektroprijenos BiH	do 2010.
Revitalizirati vodove prema tablici 6.	Elektroprijenos BiH	do 2010.
Revitalizirati TS prema tablici 7.	Elektroprijenos BiH	do 2010.
Revitalizirati polja prema tablici 8.	Elektroprijenos BiH	do 2010.
Osigurati dovoljnu rezervu P/f regulacije (15 MW/61 MW/280 MW)*	NOS BiH	do 2010.
Formirati TS 400/110 kV Stanari 1 ili Doboj 4.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Rješavati dvostrano napajanje TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Rješavati krute spojeve u mreži.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Izgraditi nove vodove prema tablici 3.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Formirati nove TS prema tablici 4.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Proširiti postojeće TS prema tablici 5.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Revitalizirati vodove prema tablici 6.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Revitalizirati TS prema tablici 7.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Revitalizirati polja prema tablici 8.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Osigurati dovoljnu rezervu P/f regulacije (18 MW/69 MW/390 MW)*	NOS BiH	2010. – 2015.
Formirati TS 220/110 kV CHE Čapljina (1x150 MVA)	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Pojačati 110 kV mrežu Tuzle i Banja Luke.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Ugraditi treći transformator 220/110 kV u TS 220/110 kV Zenica 2.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
U slučaju isklopljenog DV 110 kV Bijeljina 4 – Lešnica u normalnom pogonu, ugraditi drugi transformator 400/110 kV u Ugljeviku i sagraditi drugi vod 110 kV od Ugljevika prema Brčkom ili Bijeljini.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Izgraditi nove vodove prema tablici 3.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Formirati nove TS prema tablici 4.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Proširiti postojeće TS prema tablici 5.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Revitalizirati vodove prema tablici 6.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Revitalizirati TS prema tablici 7.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Revitalizirati polja prema tablici 8.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Izvršiti update i nadogradnju opreme za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima.	NOS BiH	2013. – 2020.
Osigurati dovoljnu rezervu P/f regulacije (21 MW/78 MW/390 MW)*	NOS BiH	2015. – 2020.

* primarna/sekundarna/tercijarna rezerva (moguće varijacije u sekundarnoj i tercijarnoj rezervi ovisno o izgradnji vjetroelektrana)

Tablica 3. Vodovi za izgradnju do 2020. godine

Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Materijal i presjek vodiča	Investicija (€)
do 2010. godine				
DV 220 kV Posušje - Rama	220	48	Al/Fe 260/57 mm ²	0
DV 110 kV Livno – Tomislav Grad	110	27	Al/Fe 240/40 mm ²	0
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4	110	4	Al/Fe 240/40 mm ²	280.000
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5	110	10.5	Al/Fe 240/40 mm ²	735.000
DV 110 kV Tomislav Grad – Rama	110	47	Al/Fe 240/40 mm ²	0
uvod/izvod DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina u TS Mostar 9	110	2	Al/Fe 240/40 mm ²	224.000
uvod/izvod DV 110 kV B. Luka 6 – B. Luka 3 u TS B.Luka 4 (završen)	110	1.4	Al/Fe 240/40 mm ²	0
DV 110 kV Vrgorac - Ljubuški (puštanje u pogon pod 110 kV)	110	11.5	Al/Fe 150/25 mm ²	0
uvod/izvod DV 110 kV Tuzla Centar - Lopare u TS Tuzla 3	110	0.9	Al/Fe 240/40 mm ²	100.800
DV 110 kV Kotor Varoš - Ukrina	110	24	Al/Fe 240/40 mm ²	1.680.000
DV 110 kV Visoko - Fojnica	110	22	Al/Fe 240/40 mm ²	1.540.000
DV 110 kV Kiseljak - Fojnica	110	16	Al/Fe 240/40 mm ²	1.120.000
DV 110 kV Ugljevik - Blagojevića Han	110	27	Al/Fe 240/40 mm ²	1.890.000
DV 110 kV Nevesinje - Gacko	110	40	Al/Fe 240/40 mm ²	2.800.000
DV 110 kV Rama - Jablanica (puštanje u pogon pod nazivnim naponom)	110	0	Al/Fe 240/40 mm ²	0
DV 110 kV Bugojno - Kupres (puštanje u pogon pod nazivnim naponom)	110	0	Al/Fe 240/40 mm ²	0
DV 110 kV Mostar 1 - HE Mostar	110	1.2	Al/Fe 240/40 mm ²	84.000
ulaz/izlaz DV 110 kV Pale - Goražde u TS Prača	110	0.1	Al/Fe 240/40 mm ²	11.200
ulaz/izlaz DV 110 kV B.Luka 1 - Čelinac u TS B.Luka 7	110	0.5	Al/Fe 240/40 mm ²	56.000
ulaz/izlaz DV 110 kV B.Luka 2 - B.Luka 5 u TS B.Luka 9	110	0.5	Al/Fe 240/40 mm ²	56.000
puštanje u pogon pod nazivnim naponom 110 kV DV Mrkonjić Grad - Šipovo	110	20.5	-	287.000
ulaz/izlaz DV 110 kV B.Krupa - Vrnograč u TS Bužim	110	0	Al/Fe 240/40 mm ²	0
ulaz/izlaz DV 110 kV Laktaši - Topola u TS Laktaši 2	110	0.5	Al/Fe 240/40 mm ²	56.000
ulaz/izlaz DV 110 kV HE Jablanica - Konjic u TS Buturović Polje	110	4.5	Al/Fe 240/40 mm ²	504.000
DV 2x110 kV Mostar 9 - Mostar4/Mostar5*	110	-	Al/Fe 240/40 mm ²	-
2010. – 2015. godine				
DV 110 kV B.Luka 5 - HE Bočac	110	20	Al/Fe 240/40 mm ²	1.400.000

Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Materijal i presjek vodiča	Investicija (€)
uvod/izvod DV 110 kV Derventa – Brčko 2 u TS Gradačac	110	4.5	Al/Fe 240/40 mm ²	504.000
uvod/izvod DV 110 kV Vlasenica – Žvornik u TS Srebrenica	110	15.1	Al/Fe 240/40 mm ²	1.691.200
DV 110 kV Prijedor 1 - Novi Grad	110	31	Al/Fe 240/40 mm ²	2.170.000
DV 110 kV Bileća - Stolac (puštanje u pogon pod 110 kV)	110	62	Al/Fe 150/25 mm ²	1.500.000*
DV 110 kV Rama - Uskoplje	110	25	Al/Fe 240/40 mm ²	1.750.000
DV 110 kV Sarajevo 20 (Dobro Polje) - Foča	110	25	Al/Fe 240/40 mm ²	2.800.000
DV 110 kV Jelah - Tešanj	110	5	Al/Fe 240/40 mm ²	350.000
DV 110 kV Brod - S.Brod (HR) (puštanje u pogon pod 110 kV) - vod pripremljen u BiH	110	6.7	Al/Fe 240/40 mm ²	0
DV Cazin 1 - Cazin 2	110	9.7	Al/Fe 240/40 mm ²	679.000
DV 110 kV Tomislav Grad - Kupres (preostalo za izgradnju)	110	20	Al/Fe 240/40 mm ²	1.400.000
DV 110 kV Lukavac - Banovići	110	25	Al/Fe 240/40 mm ²	1.750.000
DV 110 kV Vareš - Breza	110	15	Al/Fe 240/40 mm ²	1.050.000
uvod/izvod DV 110 kV Zenica 1 - Zavidovići u TS Žepče	110	1	Al/Fe 240/40 mm ²	112.000
DV 110 kV Ljubuški - Ljubuški 2 - Grude	110	28	Al/Fe 240/40 mm ²	1.960.000
uvod/izvod DV 400 kV Tuzla - Banja Luka 6 u TS Stanari 1	400	0.8	Al/Fe 490/65 mm ²	304.000
uvod/izvod DV 110 kV Stanari-Ukrina u TS Stanari 1	110	0.5	Al/Fe 240/40 mm ²	56.000
DV 110 kV Stanari 1 - Doboj 3	110	25	Al/Fe 240/40 mm ²	1.750.000
DV 110 kV Stanari 1 – Prnjavor 2	110	20	Al/Fe 240/40 mm ²	1.400.000
KB 110 kV HAK - Rudnik soli Tušanj**	110	7	kabel	3.500.000
KB 110 kV Tuzla 3 - Rudnik soli Tušanj**	110	6	kabel	3.000.000
uvod/izvod DV 110 kV Lukavac - Srebrenik u TS Tinja	110	5	Al/Fe 240/40 mm ²	560.000
uvod/izvod DV 110 kV HE Jablanica - Mostar 2 u TS Željuša	110	1	Al/Fe 240/40 mm ²	112.000
uvod/izvod DV 110 kV Doboj 1 - Teslić u TS Jelah	110	0.7	Al/Fe 240/40 mm ²	78.400
DV 110 kV Kladanj - Olovo	110	16.5	Al/Fe 240/40 mm ²	1.155.000
DV 110 kV Vareš - Olovo	110	23	Al/Fe 240/40 mm ²	1.610.000
uvod/izvod DV 110 kV Foča - Goražde u TS Ustikolina	110	0.1	Al/Fe 240/40 mm ²	11.200
uvod/izvod DV 110 kV Čitluk - Ljubuški u TS Čitluk 2	110	0.1	Al/Fe 240/40 mm ²	11.200

Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Materijal i presjek vodiča	Investicija (€)
uvod/izvod DV 110 kV Derventa - Prnjavor u TS Prnjavor 2	110	2	Al/Fe 240/40 mm ²	224.000
uvod/izvod DV 110 kV RP Trebinje - Trebinje 1 u TS Trebinje 3	110	0.5	Al/Fe 240/40 mm ²	56.000
2015. – 2020. godine				
TE Tuzla - Lukavac (3)	110	15	Al/Fe 240/40 mm ²	1.050.000
B.Luka 1 - B.Luka 6 (3)	110	13	Al/Fe 240/40 mm ²	910.000
Ugljevik - Brčko 2 (2)***	110	30	Al/Fe 240/40 mm ²	2.100.000
DV 110 kV CHE Čapljina - TS Čapljina	110	15	Al/Fe 240/40 mm ²	1.050.000
uvod/izvod DV 110 kV Gračanica - Doboj 1 u TS Doboj istok	110	0.5	Al/Fe 240/40 mm ²	56.000
uvod/izvod DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 4 u TS Mostar 11	110	0.5	Al/Fe 240/40 mm ²	56.000
uvod/izvod DV 110 kV Sarajevo 10 - Sarajevo 5 u TS Sarajevo 6	110	1.1	Al/Fe 240/40 mm ²	123.200

.. u slučaju kašnjenja sanacije DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina i Mostar 2 – Stolac

... u slučaju nemogućnosti izvedbe nadzemnog voda

*** u slučaju isključenja voda Bijeljina – Lešnica u normalnom pogonu i ugradnje drugog transf. 300 MVA u TS Ugljevik

Tablica 4. Transformatorske stanice za izgradnju do 2020. godine

Transformatorska stanica	Opseg izgradnje	Investicija (€)
do 2010. godine		
RP 110 kV HE Mostarsko Blato	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV	0
TS 110/x kV Mostar 9	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Tuzla 3	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 40 MVA, sn postrojenje	2.926.873
TS 110/x kV Bijeljina 4	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje - završeno	0
TS 110/x kV Sarajevo 11	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 31.5 MVA, sn postrojenje	2.772.873
TS 110/x kV Banja Luka 7	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 40 MVA, sn postrojenje	2.926.873
TS 110/x kV Fojnica	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV B.Luka 7	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje	2.464.873
TS 110/x kV Šipovo	1 vodno polje 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.495.392
TS 110/x kV Laktaši 2	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje	2.464.873
TS 110/x kV B.Luka 9	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje	2.464.873

Transformatorska stanica	Opseg izgradnje	Investicija (€)
TS 110/x kV Sarajevo 12	MOP izvedba, 2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 31,5 MVA, sn postrojenje	3.549.912
TS 110/x kV Prača	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 8 MVA, sn postrojenje	1.515.396
TS 110/x kV Buturović Polje	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 31.5 MVA, sn postrojenje	1.907.396
TS 110/x kV Bužim	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
2010. – 2015. godine		
TS 400/110 kV Stanari1-Doboj	2 vodna polja 400 kV, 2 trafo polja 400 kV, 1 spojno polje 400 kV, 1 mjerno polje 400 kV, transformator 400/110 kV, 5 polja 110	8.844.924
TS 110/x kV Ljubuški 2	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje	2.464.873
TS 110/x kV Sarajevo 10	1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, sn postrojenje, tranformator 31.5 MVA iz TS Sarajevo 5	775.389
TS 110/x kV Žepče	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Rudnik soli Tušanj	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 40 MVA, sn postrojenje	1.984.396
TS 110/x kV Tinja	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Željuša	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Jelah	3 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 31.5 MVA, sn postrojenje	2.165.399
TS 110/x kV Olovo	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Ustikolina	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 10 MVA, sn postrojenje	1.529.396
TS 110/x kV Čitluk 2	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Prnjavor 2	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Trebinje 3	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.753.396
TS 110/x kV Ilijaš	1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje	1.237.389
2015. – 2020. godine		
TS 220/110 kV CHE Čapljina	1 transformator 150 MVA, 1 trafo polje 220 kV, 1 spojno polje 220 kV, 1 mjerno polje 220 kV, 1 trafo polje 110 kV, 2 vodna polja 110 kV	3.795.047
TS 110/x kV Doboj istok	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje	2.464.873
TS 110/x kV Mostar 11	2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje	2.464.873
TS 110/x kV Sarajevo 6	2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 31.5 MVA, sn postrojenje	2.523.396

Tablica 5. Proširenje postojećih transformatorskih stanica do 2020. godine

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
do 2010. godine		
HE Rama (2 vodna polja 220 kV)	853.406	svođenje DV 220 kV Jablanica - Jajce u HE Rama
TS 110/x kV Tomislav Grad (2 vodna polja 110 kV)	405.434	polja DV Livno i Rama
TS 110/x kV Sarajevo 1 (1 vodno polje 110 kV, zamjena transformatora novim 31.5 MVA)	686.717	polje DV Sarajevo 20, ugradnja transformatora
TS 110/x kV Sarajevo 18 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Sarajevo 20
TS 110/x kV Mostar 2 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Mostar 1
TS 110/x kV Sarajevo 15 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Sarajevo 20
TS 110/x kV Bugojno (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Kupres
TS 110/x kV Jablanica (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Prozor
TS 110/x kV Ljubuški (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Vrgorac
TS 110/x kV Kotor Varoš (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Ukrina
TS 110/x kV Ukrina (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Kotor Varoš
TS 110/x kV Visoko (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Fojnica
TS 110/x kV Kiseljak (1 vodno polje 110 kV, transformator 20 MVA)	783.262	polje DV Fojnica, ugradnja transformatora, trafo polje 110 kV
TS 400/110 kV Ugljevik (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Brčko 2
TS 110/x kV Nevesinje (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Gacko
TS 110/x kV Gacko (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Nevesinje
TS 220/110 kV RP Trebinje (trafo 220/110 kV, 1 trafo polje 220 kV, 1 trafo polje 110 kV)	2.163.598	ugradnja transformatora 220/110 kV (u tijeku)
TS 110/x kV Kupres (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Bugojno
TS 110/x kV Mrkonjić Grad (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 vodno polje 110 kV)	761.735	ugradnja transformatora, polje DV Šipovo, trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Kladanj (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV)	701.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Zavidovići (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Travnik 2 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Maglaj (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Kulen Vakuf (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Ključ (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Cazin 1 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Neum (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
TS 110/x kV Kupres (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Drvar (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Jajce 1 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Busovača (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Uskoplje (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Prnjavor (transformator 20 MVA iz TS Banja Luka 4, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	217.545	preseljenje transformatora
TS 110/x kV Kotor Varoš (transformator 20 MVA iz TS Banja Luka 4, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	217.545	preseljenje transformatora
TS 110/x kV Prijedor 3 (transformator 20 MVA iz TS B.Luka 3, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	217.545	preseljenje transformatora
TS 110/x kV Srbac (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Teslić (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Modriča (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	preseljenje transformatora
TS 110/x kV Nevesinje (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
2010. – 2015. godine		
TS Vareš (2 vodna polja 110 kV)	405.434	polje DV Breza i polje DV Olovo
TS Breza (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Vareš
TS 110 kV HE Bočac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV B.Luka 5
TS 110 kV Gradačac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Brčko 2 ili Derventa
TS 110 kV Srebrenica (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Zvornik ili Vlasenica
TS 110/x kV Prijedor 1 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Novi Grad
TS 110/x kV Novi Grad (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Prijedor 1
TS 110/x kV Rama (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Uskoplje
TS 110/x kV Uskoplje (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Rama
TS 110/x kV Foča (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Sarajevo 20
TS 400/220/110 kV Sarajevo 20 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Foča
TS 110/x kV Tešanj (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Jelah
TS 110/x kV Lukavac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Banovići
TS 110/x kV Cazin 1 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Cazin 2
TS 110/x kV Cazin 2 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Cazin 1
TS 110/x kV Tomislav Grad (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Kupres

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
TS 110/x kV Kupres (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Tomislav Grad
TS 110/x kV Banovići (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Lukavac
TS 110/x kV Prnjavor (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Stanari 1
TS 110/x kV HAK (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Tušanj
TS 110/x kV Tuzla 3 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Tušanj
TS 110/x kV Kladanj	202.717	polje DV Olovo
TS 110/x kV Doboj 3 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, 1 vodno polje 110)	783.262	ugradnja transformatora i polje DV Stanari 1
TS 110/x kV Sarajevo 10 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)	701.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Hadžići (transformator 31.5 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	701.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Sarajevo 1 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)	701.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Zenica 3 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 40 MVA)	756.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Bihać 2 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Stolac (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Kiseljak (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora (novi trafo)
TS 110/x kV Banja Luka 5 (transformator 40 MVA iz TS B.Luka 3, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	217.545	preseljenje transformatora
TS 110/x kV Novi Grad (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Stanari (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Vlasenica (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Zvornik (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
2015. – 2020. godine		
TS 400/110 kV Ugljevik (trafo 400/110 kV, 1 trafo polje 400 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 vodno polje 110)	3.700.615	ugradnja transformatora 400/110 kV, polje DV Brčko 2
TS Brčko 2 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Ugljevik
TS 110/x kV TE Tuzla (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Lukavac
TS 110/x kV Lukavac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV TE Tuzla
TS 220/110 kV Zenica 2 (transformator 220/110 kV, 1 trafo polje 220 kV, 1 trafo polje 110 kV)	2.163.598	ugradnja transformatora
TS 110/x kV B.Luka 1 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV B.Luka 6
TS 400/110 kV B.Luka 6 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV B.Luka 1

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
RP 400 kV TE Gacko (1 trafo polje 400 kV)	0	priključak TE Gacko 2 (1 blok)
TS 110/x kV Čapljina (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV CHE Čapljina
TS 110/x kV Sarajevo 1 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)	701.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Sarajevo 2 (2 trafo polja 110 kV, 2 sn trafo polje, 2 transformatora 31.5 MVA)	1.403.090	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Sarajevo 18 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	217.545	preseljenje transformatora 31.5 MVA iz Sarajevo 2
TS 110/x kV Sarajevo 10 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)	701.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Lopare (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	580.545	ugradnja transformatora
TS 110/x kV Sokolac (transformator 20 MVA iz TS Pale, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)	217.545	preseljenje transformatora

Tablica 6. Revitalizacija vodova do 2020. godine

Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Materijal i presjek vodiča	Investicija (€)
do 2010. godine				
Mostar 4 - Široki Brijeg	110	16.8	Al/Fe 240/40 mm ²	924.000
Grude - Široki Brijeg	110	15.5	Al/Fe 240/40 mm ²	1.043.000
Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1)	110	13.9	Al/Fe 240/40 mm ²	973.000
Tuzla Centar - Lopare	110	12.3	Al/Fe 240/40 mm ²	861.000
Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (2)	110	12.7	Al/Fe 240/40 mm ²	355.600
HE Jablanica - Mostar 1 (1)	110	41	Al/Fe 240/40 mm ²	2.870.000
Sarajevo 13 - Sarajevo 20 (1)	110	5.3	Al/Fe 240/40 mm ²	270.200
TE Kakanj - Zenica 1	110	28.6	Al/Fe 240/40 mm ²	926.800
Trebinje - Herceg Novi (CG)	110	18.1	Al/Fe 240/40 mm ²	1.267.000
Čapljina - RP Mostar 1	110	37	Al/Fe 240/40 mm ²	2.590.000
Mostar 2 - RP Mostar 1	110	7	Al/Fe 240/40 mm ²	196.000
Mostar 2 - Stolac	110	33.4	Al/Fe 240/40 mm ²	935.200
Grude - Imotski (HR)	110	14.1	Al/Fe 240/40 mm ²	987.000
2010. – 2015. godine				
EVP Blažuj - Hadžići	110	5.8	Al/Fe 240/40 mm ²	162.400
EVP Blažuj - Sarajevo 1	110	1.3	Al/Fe 240/40 mm ²	36.400
EVP Dobrinja - TE Kakanj	110	5.3	Al/Fe 240/40 mm ²	148.400
EVP Dobrinja - Visoko	110	7.7	Al/Fe 240/40 mm ²	215.600
EVP Konjic - (Hadžići-Pazarić)	110	26.9	Al/Fe 240/40 mm ²	753.200

Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Materijal i presjek vodiča	Investicija (€)
EVP Konjic - Konjic	110	5.2	Al/Fe 240/40 mm ²	145.600
HE Jablanica - Konjic	110	17.5	Al/Fe 240/40 mm ²	490.000
Pale - Sarajevo 5	110	19.6	Al/Fe 240/40 mm ²	1.372.000
Sarajevo 1 - Sarajevo 10	110	8.7	Al/Fe 240/40 mm ²	243.600
Sarajevo 1 - Visoko	110	23.7	Al/Fe 240/40 mm ²	663.600
Sarajevo 2 - Sarajevo 10	110	8.5	Al/Fe 240/40 mm ²	595.000
Donji Vakuf - Jajce 2	110	28.1	Al/Fe 240/40 mm ²	1.736.000
Lukavac - Srebrenik	110	18.5	Al/Fe 240/40 mm ²	1.295.000
Bileća - Stolac	110	61.9	Al/Fe 240/40 mm ²	4.333.000
Goražde 1 - Pljevlja	110	20.9	Al/Fe 240/40 mm ²	1.463.000
Mostar 1 - Mostar 6	110	4.3	Al/Fe 240/40 mm ²	301.000
2015. – 2020. godine				
Mostar 4 - Posušje - Zakućac (HR)	220	94.7	Al/Fe 360/57 mm ²	4.545.600
Banja Luka 1 - HE Bočac	110	37.3	Al/Fe 240/40 mm ²	1.044.400
Banja Luka 3 - Banja Luka 6	110	15.1	Al/Fe 240/40 mm ²	422.800
Banja Luka 5 - (B.Luka 1 - He Bočac)	110	1.8	Al/Fe 240/40 mm ²	50.400
Banja Luka 6 - KT Dubica	110	51.0	Al/Fe 240/40 mm ²	1.428.000
Banja Luka 6 - KT Prijedor 1	110	37.9	Al/Fe 240/40 mm ²	1.061.200
Bileća - Nikšić (CG)	110	4.6	Al/Fe 240/40 mm ²	322.000
Brod - Derventa	110	26.9	Al/Fe 240/40 mm ²	753.200
Cementara Kakanj - TE Kakanj	110	4.3	Al/Fe 240/40 mm ²	120.400
Cementara Kakanj - Zenica 2	110	16.0	Al/Fe 240/40 mm ²	448.000
Derventa - Doboj 3	110	28.0	Al/Fe 240/40 mm ²	784.000
Doboj 1 - Doboj 2	110	5.4	Al/Fe 240/40 mm ²	151.200
Doboj 1 - Gračanica	110	15.3	Al/Fe 240/40 mm ²	428.400
Doboj 1 - Maglaj	110	20.5	Al/Fe 240/40 mm ²	574.000
Doboj 2 - Doboj 3	110	12.7	Al/Fe 240/40 mm ²	355.600
Gračanica - Lukavac	110	25.0	Al/Fe 240/40 mm ²	700.000
HE Bočac - HE Jajce 1	110	23.1	Al/Fe 240/40 mm ²	646.800
HE Bočac - Mrkonjić Grad	110	15.4	Al/Fe 240/40 mm ²	431.200
HE Jablanica - Sarajevo 1 (2)	110	55.8	Al/Fe 240/40 mm ²	1.562.400
HE Jablanica - Sarajevo 1 (3) / Pratače	110	42.0	Al/Fe 240/40 mm ²	1.176.000
HE Jajce 1 - Mrkonjić Grad	110	19.3	Al/Fe 240/40 mm ²	540.400
Ilijaš - Sarajevo 1	110	14.2	Al/Fe 240/40 mm ²	397.600
Ilijaš - TE Kakanj	110	19.5	Al/Fe 240/40 mm ²	546.000

Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Materijal i presjek vodiča	Investicija (€)
Jajce 2 - Travnik 2	110	35.5	Al/Fe 240/40 mm ²	994.000
Laktaši - Nova Topola	110	18.2	Al/Fe 240/40 mm ²	1.274.000
Lukavac - TE Tuzla (1)	110	16.2	Al/Fe 240/40 mm ²	453.600
Maglaj - Zavidovići	110	15.3	Al/Fe 240/40 mm ²	428.400
Sarajevo 2 - Sarajevo 4	110	4.7	Al/Fe 240/40 mm ²	131.600
TE Tuzla - Tuzla Centar	110	12.7	Al/Fe 240/40 mm ²	355.600
Travnik 1 - Travnik 2	110	4.8	Al/Fe 240/40 mm ²	319.200
Travnik 1 - Zenica 1	110	18.1	Al/Fe 240/40 mm ²	506.800
Tuzla 5 - Tuzla Centar	110	7.5	Al/Fe 240/40 mm ²	210.000
Zavidovići - Zenica 1	110	39.9	Al/Fe 240/40 mm ²	1.117.200
Zenica 1 - Zenica 2	110	9.7	Al/Fe 240/40 mm ²	271.600
Zenica 1 - Zenica Sjever	110	3.5	Al/Fe 240/40 mm ²	98.000
Zenica 4 - Zenica Jug	110	0.8	Al/Fe 240/40 mm ²	22.400
Zenica 4 - Zenica Sjever	110	3.5	Al/Fe 240/40 mm ²	98.000
Zvornik - HE Zvornik (SR)	110	6.3	Al/Fe 240/40 mm ²	176.400
Bugojno - D.Vakuf	110	5.7	Al/Fe 240/40 mm ²	399.000
Brčko 2 - Bijeljina 3	110	37.1	Al/Fe 240/40 mm ²	1.038.800
Mostar 5 - Mostar 7	110	3.4	Al/Fe 240/40 mm ²	238.000

Tablica 7. Zamjena transformatora do 2020. godine

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
do 2010. godine		
TS 110/x kV Gračanica	440.000	zamjena transformatora 20 MVA s 31.5 MVA
TS 110/x kV Lukavac	330.000	istek životne dobi, zamjena transf. 20 MVA
TS 110/x kV N.Travnik	330.000	zamjena transformatora 10 MVA s 20 MVA
TS 110/x kV Prijedor 1	330.000	zamjena transformatora 20 MVA
TS 110/x kV Zenica 1	770.000	zamjena transformatora 20 MVA i 31.5 MVA
TS 400/220/110 kV Višegrad	2.420.000	popravak transformatora 400/110
TS 110/x kV Vitez	330.000	zamjena transformatora 10 MVA s 20 MVA
TS 110/x kV Banja Luka 4	990.000	zamjena 2 transformatora 20 MVA s transformatorima 40 MVA
TS 110/x kV Banja Luka 3	495.000	zamjena transformatora 20 MVA s 40 MVA
TS 110/x kV Tuzla Centar	495.000	zamjena transformatora 40 MVA
TS 110/x kV Bileća	330.000	zamjena transformatora 20 MVA
2010. – 2015. godine		
TS 110/x kV Lukavac	440.000	zamjena transformatora 31.5 MVA
TS 110/x kV Travnik 1	330.000	zamjena transformatora 20 MVA
TS 110/x kV Visoko	880.000	zamjena 2 transformatora 20 MVA s 31.5 MVA
TS 110/x kV Konjic	330.000	zamjena transformatora 10 MVA s 20 MVA
TS 110/x kV Banja Luka 2	495.000	zamjena transformatora 20 MVA s 40 MVA
TS 110/x kV Banja Luka 3	495.000	zamjena transformatora 40 MVA
TS 110/x kV Brčko 2	495.000	zamjena transformatora 20 MVA s 40 MVA
TS 110/x kV Mostar 6	990.000	zamjena 2 transformatora 20 MVA s 40 MVA
TS 110/x kV Kiseljak	330.000	zamjena transformatora 20 MVA
2015. – 2020. godine		
TS 110/x kV Jajce 2	990.000	zamjena 2 transformatora 40 MVA
TS 110/x kV Sanski Most	330.000	zamjena transformatora 20 MVA
TS 400/220/110/x kV Trebinje	1.430.000	zamjena transformatora 150 MVA
TS 110/x kV Bihać 1	49.500	zamjena transformatora 35/10 kV, 4 MVA
TS 220/110/x kV Zenica 2	1.430.000	zamjena transformatora 150 MVA
TS 110/x kV Lukavac	330.000	zamjena transformatora 20 MVA
TS 110/x kV Rama	89.500	zamjena transformatora 35/10 kV, 8 MVA
TS 110/x kV Glamoč	49.500	zamjena transformatora 35/10 kV, 2.5 MVA
TS 110/x kV Banovići	880.000	zamjena 2 transformatora 31.5 MVA
TS 110/x kV Pale	990.000	zamjena 2 transformatora 40 MVA

Tablica 8. Zamjena polja do 2020. godine

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
do 2010. godine		
TS 110/x kV TE Tuzla	8.000	zamjena 2 strujna mjerna transformatora u vodnim poljima Lukavac
TS 110/x kV Lukavac	8.000	zamjena 2 strujna mjerna transformatora u vodnim poljima TE Tuzla
TS 110/x kV Lukavac	178.198	trafo polje 110 kV
TS 110/x kV N.Travnik	178.198	trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Prijedor 1	178.198	trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Vitez	178.198	trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Zenica 1	540.684	2 trafo polja 110 kV + 1 vodno polje 110 kV (TE Kakanj)
TS 110/x kV Gračanica	178.198	trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Banja Luka 4	356.396	2 trafo polja 110 kV
TS 110/x kV Banja Luka 3	178.198	1 trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Mostar 4	184.288	polje DV Široki Brijeg
TS 110/x kV Široki Brijeg	368.576	polje DV Mostar 4
TS 110/x kV Grude	368.576	polja DV Imotski i Š.Brijeg
TS 110/x kV Banja Luka 1	368.576	2 polja DV B.Luka 6
TS 110/x kV Banja Luka 6	368.576	2 polja DV B.Luka 1
TS 110/x kV HE Jablanica	184.288	polje DV Mostar 1
TS 110/x kV Mostar 1	552.864	polje DV HE Jablanica, polje DV Čapljina, polje DV Mostar 2
TS 110/x kV Sarajevo 20	184.288	polje DV Sarajevo 13
TS 110/x kV TE Kakanj	184.288	polje DV Zenica 1
TS 110/x kV Trebinje	184.288	polje DV Herceg Novi
TS 110/x kV Čapljina	184.288	polje DV Mostar 1
TS 110/x kV RP Mostar 2	368.576	polje DV Mostar 1 i DV Stolac
TS 110/x kV Stolac	184.288	polje DV Mostar 2
2010. – 2015. godine		
TS 110/x kV Lukavac	362.486	polje DV Srebrenik, trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Sarajevo 5 (MOP izvedba)	640.000	trafo polje 110 kV i polje DV Pale
TS 110/x kV Banja Luka 2	178.198	trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Brčko 2	178.198	trafo polje 110 kV
EVP Blažuj	368.576	polje DV Hadžići i Sarajevo 1
EVP Dobrinja	368.576	polje DV TE Kakanj i Visoko
EVP Konjic	368.576	polje DV Hadžići i Konjic
TS 110/x kV Hadžići	184.288	polje DV EVP Blažuj
TS 110/x kV Sarajevo 1	552.864	polje DV Sarajevo 10, Visoko i EVP Blažuj

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
TS 110/x kV TE Kakanj	184.288	polje DV EVP Dobrinja
TS 110/x kV Visoko	724.972	polje DV EVP Dobrinja i Sarajevo 1 te 2 trafo polja 110 kV
TS 110/x kV Konjic	546.774	trafo polje 110 kV i polja DV EVP Konjic i HE Jablanica
TS 110/x kV Goražde 1	184.288	polje DV Pljevlja
TS 110/x kV Pale	184.288	polje DV Sarajevo 5
TS 110/x kV HE Jablanica	184.288	polje DV Konjic
TS 110/x kV Sarajevo 10	368.576	polje DV Sarajevo 1 i Sarajevo 2
TS 110/x kV Sarajevo 2	184.288	polje DV Sarajevo 10
TS 110/x kV D.Vakuf	184.288	polje DV Jajce 2
TS 110/x kV Jajce 2	184.288	polje DV D.Vakuf
TS 110/x kV Srebrenik	184.288	polje DV Lukavac
TS 110/x kV Bileća	184.288	polje DV Stolac
TS 110/x kV Stolac	184.288	polje DV Bileća
TS 110/x Mostar 6	540.684	2 trafo polja 110 kV, polje DV Mostar 1
TS 110/x Mostar 1	184.288	polje DV Mostar 6
TS 110/x kV Kiseljak	178.198	trafo polje 110
TS 110/x kV Banja Luka 3	178.198	trafo polje 110 kV
2015. – 2020. godine		
TS 110/x kV Jajce 2	540.684	polje DV Travnik 2 i 2 trafo polja 110 kV
TS 110/x kV Sanski Most	178.198	trafo polje 110 kV
TS 400/220/110/x kV Trebinje	536.907	trafo polje 110 kV, trafo polje 220 kV
TS 220/110/x kV Zenica 2	721.195	trafo polje 110 kV, trafo polje 220 kV polje DV Zenica 1
TS 110/x kV Lukavac	546.774	polja DV TE Tuzla i Gračanica, trafo polje 110 kV
TS 110/x kV Sarajevo 1	368.576	polja DV Ilijaš, HE Jablanica
TS 110/x kV Banovići	356.396	2 trafo polja 110 kV
TS 110/x kV Pale	356.396	2 trafo polja 110 kV
TS 400/220/110 kV Mostar 4	389.912	polje DV Zakućac (HE Jablanica)
TS 110/x kV B.Luka 1	184.288	polje DV Bočac
TS 110/x kV HE Bočac	552.864	polje DV B:Luka 1, HE Jajce 1, Mrkonjić Grad
TS 110/x kV B.Luka 3	184.288	polje DV B.Luka 6
TS 110/x kV B.Luka 6	552.864	polje DV B.Luka 3, KT Dubica, KT Prijedor
TS 110/x kV B.Luka 5	184.288	polje DV B.Luka 1
TS 110/x kV Bileća	184.288	polje DV Nikšić
TS 110/x kV Brod	184.288	polje DV Derventa
TS 110/x kV Derventa	368.576	polje DV Brod, Doboj 3
TS 110/x kV Cementara Kakanj	368.576	polja DV TE Kakanj, Zenica 2
TS 110/x kV TE Kakanj	368.576	polja DV C.Kakanj, Ilijaš
TS 110/x kV Zenica 1	737.152	polja DV Zavidovići, Zenica Sjever, Zenica 2, Travnik 1
TS 110/x kV Doboj 1	552.864	polja DV Doboj 2, Gračanica, Maglaj
TS 110/x kV Doboj 2	368.576	polja DV Doboj 1, Doboj 3

Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
TS 110/x kV Gračanica	368.576	polja DV Lukavac, Doboj 1
TS 110/x kV Maglaj	368.576	polja DV Doboj 1, Zavidovići
TS 110/x kV HE Jajce 1	368.576	polja HE Bočac, Mrkonjić Grad
TS 110/x kV Mrkonjić Grad	368.576	polja HE Jajce 1, HE Bočac
TS 110/x kV HE Jablanica	368.576	polja DV Sarajevo 1 (2), Sarajevo 1 (3)
TS 110/x kV Ilijaš	368.576	polja DV Sarajevo 1, TE Kakanj
TS 110/x kV Travnik 2	368.576	polja DV Travnik 1, Jajce 2
TS 110/x kV Laktaši	184.288	polje DV Nova Topola
TS 110/x kV N.Topola	184.288	polja DV Laktaši
TS 110/x kV TE Tuzla	368.576	polja DV Tuzla Centar, Lukavac
TS 110/x kV Zavidovići	368.576	polja DV Zenica 1, Maglaj
TS 110/x kV Sarajevo 2	184.288	polje DV Sarajevo 4
TS 110/x kV Sarajevo 4	184.288	polje DV Sarajevo 2
TS 110/x kV Tuzla Centar	368.576	polja DV TE Tuzla, Tuzla 5
TS 110/x kV Travnik 1	368.576	polja DV Travnik 2, Zenica 1
TS 110/x kV Tuzla 5	184.288	polja DV Tuzla Centar
TS 110/x kV Zvornik	184.288	polje DV HE Zvornik
TS 110/x kV Zenica 4	368.576	polja DV Zenica Jug, Zenica Sjever
TS 110/x kV Bugojno	184.288	polje DV D.Vakuf
TS 110/x kV D.Vakuf	184.288	polje DV Bugojno
TS 110/x kV Mostar 5	184.288	polje DV Mostar 7
TS 110/x kV Mostar 7	184.288	polje DV Mostar 5

PRAZNA STRANICA

SADRŽAJ

PROJEKTNI ZADATAK.....	I
SAŽETAK.....	III
SADRŽAJ.....	1
1. UVOD.....	1
2. POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE.....	5
2.1. Tehničke karakteristike prijenosne mreže.....	6
2.1.1. Dalekovodi.....	6
2.1.2. Transformatorske stanice i transformatori.....	10
2.1.3. Ostala oprema u prijenosnoj mreži.....	13
2.2. Elektroenergetski pokazatelji.....	14
2.2.1. Potrošnja električne energije i vršna opterećenja EES BiH.....	14
2.2.2. Elektrane.....	20
2.2.3. Razmjene i tranziti prijenosnom mrežom.....	24
2.3. Organizacija prijenosne djelatnosti i zakonodavni okvir.....	25
2.4. Detektirani problemi u prijenosnoj mreži.....	27
2.5. Razvoj susjednih elektroenergetskih sistema i predviđena pojačanja prijenosnih mreža.....	27
2.5.1. EES Hrvatske.....	28
2.5.2. EES Crne Gore.....	30
2.5.3. EES Srbije.....	32
3. MODEL EES BiH i VERIFIKACIJA MODELA.....	33
3.1. Opis modela.....	34
3.2. Rezultati i verifikacija modela.....	35
4. KRITERIJI I METODOLOGIJA PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE.....	71
4.1. Kriteriji planiranja razvoja prijenosne mreže.....	72
4.2. Kriteriji za dugoročno planiranje revitalizacije prijenosne mreže.....	74
4.3. Metodologija planiranja.....	75
5. ULAZNE PRETPOSTAVKE I ELEKTROENERGETSKE PODLOGE.....	77
5.1. Scenariji ispitivanja.....	78
5.2. Prognozirana vršna opterećenja EES BiH i raspodjela opterećenja na čvorišta 110 kV.....	81
5.3. Izgradnja novih elektrana u EES BiH.....	84
5.4. Jedinične cijene visokonaponske opreme te troškovi izgradnje novih objekata i revitalizacije postojećih jedinica mreže.....	87
6. PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE PRIJENOSNE MREŽE U RAZDOBLJU 2007. – 2020..	93
6.1. Potrebna izgradnja do 2010. godine.....	94
6.1.1. Polazna konfiguracija prijenosne mreže 2010. godine.....	94
6.1.2. Tokovi snaga pri (n) raspoloživosti grana.....	97
6.1.3. Analiza (n-1) sigurnosti.....	103
6.1.4. Kandidati za pojačanja mreže.....	111
6.1.5. Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2010. godine.....	111

6.2. Potrebna izgradnja u razdoblju 2010. – 2015. godine	118
6.2.1. Polazna konfiguracija prijenosne mreže 2015. godine	118
6.2.2. Tokovi snaga pri (n) raspoloživosti grana	118
6.2.3. Analiza (n-1) sigurnosti	124
6.2.4. Kandidati za pojačanja mreže	127
6.2.5. Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2015. godine	138
6.3. Potrebna izgradnja u razdoblju 2015. – 2020. godine	144
6.3.1. Polazna konfiguracija prijenosne mreže 2020. godine	144
6.3.2. Tokovi snaga pri (n) raspoloživosti grana	144
6.3.3. Analiza (n-1) sigurnosti	148
6.3.4. Kandidati za pojačanja mreže	153
6.3.5. Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2020. godine	154
7. PLAN REVITALIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE	159
7.1. Dalekovodi	160
7.1.1. Starost dalekovoda u prijenosnoj mreži	160
7.1.2. Kandidati za revitalizaciju u razdoblju do 2020. godine	161
7.1.3. Revitalizacija dalekovoda u razdoblju do 2010. godine	163
7.1.4. Revitalizacija dalekovoda u razdoblju do 2010. – 2015. godine	164
7.1.5. Revitalizacija dalekovoda u razdoblju do 2015. – 2020. godine	166
7.1.6. Procjena troškova revitalizacije dalekovoda do 2020. godine	168
7.2. Transformatori	168
7.2.1. Starost transformatora u prijenosnoj mreži	168
7.2.2. Kandidati za revitalizaciju u razdoblju do 2020. godine	169
7.2.3. Zamjena transformatora u razdoblju do 2010. godine	169
7.2.4. Zamjena transformatora u razdoblju do 2010. – 2015. godine	169
7.2.5. Zamjena transformatora u razdoblju do 2015. – 2020. godine	170
7.2.6. Procjena troškova zamjene transformatora do 2020. godine	170
7.3. Polja i ostala oprema u TS	171
7.4. Ukupni trošak revitalizacije prijenosne mreže	173
8. IDENTIFIKACIJA POMOĆNIH USLUGA SISTEMA	175
8.1. P/f regulacija	176
8.2. Q/U regulacija	180
9. DODATNE INVESTICIJE U SUSTAV VOĐENJA	183
10. UTJECAJ NESIGURNOSTI NA RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE BiH	187
10.1. Nesigurnosti u lokacijama i snagama novih elektrana	188
10.2. Nesigurnosti u troškovima goriva i angažmanu elektrana	191
10.3. Nesigurnosti u hidrološkim okolnostima	192
10.4. Nesigurnosti u izlascima iz pogona postojećih elektrana	192
10.5. Nesigurnosti u bilanci EES, odnosno uvozu/izvozu električne energije, te tranzitima mrežom	195
10.5.1. Izvoz 1000 MW iz BiH u Italiju preko istosmjernog kabela Konjsko (HR) – Candia (I)	198
10.5.2. Izvoz 1000 MW iz BiH u Italiju preko istosmjernog kabela Mostar 4 (BiH) – Italija	198
10.5.3. Tranzit 1000 MW iz Bugarske i Rumunjske za Italiju preko istosmjernog kabela Konjsko (HR) – Candia (I)	199
10.5.4. Izvoz 1200 MW iz BiH u Hrvatsku, Srbiju i Crnu Goru	200
10.6. Nesigurnosti u porastu potrošnje/opterećenja EES	202
10.7. Razvoj 400 kV mreže i izgradnja novih interkonekcija	203
10.7.1. Opterećenja 400 kV vodova unutar konačne konfiguracije 2020. g.	206
10.7.2. Priključak novih elektrana na 400 kV mrežu i troškovi priključka	207

10.7.3.	Sigurnost napajanja sjeverozapadne BiH i potreba izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri	209
10.7.4.	Plasman proizvodnje HE Višegrad i potreba izgradnje DV 400 kV Višegrad – Pljevlja	217
10.7.5.	Plasman proizvodnje TE Gacko 2 i potreba izgradnje DV 400 kV Gacko – Buk Bijela	219
10.7.6.	Razvoj regionalnog tržišta električne energije i uloga novih vodova 400 kV	219
10.7.7.	Zaključno o razvoju 400 kV mreže BiH	219
10.8.	Zaključno o nesigurnostima i rizicima za pojedinačne investicije u pojačanje prijenosne mreže	220
11.	PROCJENA TROŠKOVA RAZVOJA, IZGRADNJE, REVITALIZACIJE I MODERNIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE, TE SISTEMA VOĐENJA	225
12.	ZAKLJUČAK	229
13.	LITERATURA	237
14.	POPIS TABLICA	239
15.	POPIS SLIKA	245
16.	POPIS KRATICA	251
17.	PRILOZI	253
1.	Tokovi snaga 400 kV i 220 kV mrežom BiH u polaznim konfiguracijama mreže 2010., 2015. i 2020. godine	
2.	Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH u konačnoj konfiguraciji 2020. godine u scenarijima s značajnim izvozom električne energije	
3.	Opterećenja grana 400 kV u konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine u scenarijima s značajnim izvozom električne energije	
4.	Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2010. godine	
5.	Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2015. godine	
6.	Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2020. godine	
7.	Plan povećanja instalirane snage TS 110/x kV i zamjene transformatora 110/x kV radi potreba distribucije (preuzeto iz Modula 5)	

PRAZNA STRANICA

1. UVOD

U sklopu ovog modula pripremljen je plan ulaganja u prijenosnu mrežu za 13-godišnje razdoblje (2007. – 2020.) i sagledane su dodatne investicije potrebne za vođenje sistema. Ciljevi ovog modula bili su:

- Identifikacija potreba i priprema plana investicija za pojačanje prijenosne mreže.
- Identifikacija potreba i priprema plana investicija vezanih za modernizaciju prijenosne mreže, uključujući revitalizaciju ili rekonstrukciju starijih objekata mreže.
- Priprema liste komponenata, uređaja i materijala za razvoj prijenosne mreže i revitalizaciju, te procjena troškova.
- Identifikacija dodatnih potreba i investicija u vođenje sistema.
- Identifikacija nužne opreme za pružanje pomoćnih usluga sistemu.

Plan razvoja prijenosne mreže mora biti u skladu s planom izgradnje novih elektrana (modul 3), prognozi potrošnje električne energije i opterećenja elektroenergetskog sistema (modul 2), te planom razvoja distribucijske mreže (modul 5). Plan mora uključiti potrebne vodove za priključak novih elektrana na sistem na temelju rezultata modula 3, mora uzeti u obzir planiranu razinu porasta opterećenja unutar razmatranog vremenskog razdoblja kao rezultat modula 2, te mora uzeti u obzir priključak novih transformatorskih stanica 110/x kV za napajanje distributivnih i direktnih potrošača kao rezultat modula 5. Budući razvoj prijenosne mreže Bosne i Hercegovine također mora biti u skladu s razvojem tržišta Energetske zajednice.

Tijekom izrade plana razvoja prijenosne mreže bilo je nužno uzeti u obzir i revitalizaciju postojećih prijenosnih postrojenja. Veliki broj prijenosnih postrojenja izgrađen je prije 40 ili 50 godina, pa njihovo sadašnje stanje, kao i stanje u bližoj budućnosti, eventualno može ugroziti sigurnost i pouzdanost sistema. Pri tom valja napomenuti da je velik broj prijenosnih objekata (vodovi, transformatorske stanice i dr.) u proteklom razdoblju već obnovljen u sklopu sanacije ratnih šteta na elektroenergetskom sistemu.

Dobro opremljen i moderan dispečerski centar, zajedno s obučenim osobljem i razvijenom telekomunikacijskom mrežom, nužan je preduvjet sigurnog pogona sistema. Dodatne investicije u vođenje sistema također su sagledane i predložene.

Plan razvoja prijenosne mreže obuhvaća razdoblje do 2020. godine. Kao konačan rezultat ovog modula predlaže se lista novih i revitaliziranih prijenosnih postrojenja, zajedno s listom komponenata, uređaja i materijala uz pripadne troškove.

Unutar modula izvršene su slijedeće aktivnosti:

- 1) Pregled relevantnih studija i projekata vezanih za prijenosnu mrežu.
- 2) Prikupljanje ulaznih podataka vezanih za tehničke i financijske aspekte prijenosne mreže.
- 3) Definicija najvažnijih nesigurnosti u budućnosti, utjecajnih za planiranje prijenosne mreže.
- 4) Definicija kriterija i metodologije planiranja prijenosne mreže.
- 5) Definicija kriterija i metodologije određivanja potreba za revitalizacijom prijenosne mreže.
- 6) Tehnička analiza i opravdanost predloženih pojačanja mreže na temelju determinističkih simulacija (tokovi snaga, n-1 sigurnost).
- 7) Izrada plana revitalizacije.

- 8) Određivanje ukupnih investicija i troškova razvoja prijenosne mreže (izgradnja i revitalizacija).
- 9) Identifikacija dodatnih investicija u vođenje sistema.
- 10) Identifikacija nužne opreme za pružanje pomoćnih usluga sistemu (na temelju simulacija pogona sistema).
- 11) Izrada izvještaja o planu razvoja prijenosne mreže i pripadnim troškovima za razdoblje 2007 – 2020.

Priprema detaljnog dugoročnog plana razvoja i investicija bila bi nemoguća bez uske suradnje između konzultanata i relevantnih institucija iz BiH. Tijekom izrade projekta uspostavljena je suradnja između konzultanata i predstavnika slijedećih institucija:

- nezavisni operator sistema NOS BiH,
- prijenosna kompanija “Elektroprenos-Elektroprijenos BiH”,
- Državna regulatorna komisija za električnu energiju Bosne i Hercegovine – DERK (eng. *SERC*).

Dodatna podrška na izradi ovog modula pružena je od tri elektroprivredna poduzeća (Elektroprivreda BiH, Elektroprivreda HZ HB and Elektroprivreda RS) i regulatornih komisija na razini entiteta (Regulatorna komisija za električnu energiju Republike Srpske i Regulatorna komisija za električnu energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine).

Prema entitetskim zakonima o električnoj energiji i Zakonu o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u BiH [1], planiranje razvoja prijenosne mreže je odgovornost prijenosne kompanije (Elektroprenos-Elektroprijenos BiH), Nezavisnog operatora sistema (NOS) i Državne regulatorne komisije za električnu energiju Bosne i Hercegovine (DERK). Plan razvoja prijenosne mreže izrađuje prijenosna kompanija, dok ga Nezavisni operator sistema pregledava i odobrava. Konačno odobrenje daje DERK. Djelokrug DERK-ove nadležnosti među ostalim uključuje i koordinaciju i odobrenje planova investicija prijenosne kompanije, uključujući planove razvoja prijenosne mreže i kvalitete prijenosa električne energije. Funkcije NOS BiH među ostalim uključuju i održavanje pouzdanosti sistema i upravljanje ograničenjima u prijenosnoj mreži. NOS BiH također priprema mrežni kodeks koji sadrži standarde planiranja mreže. Prijenosna kompanija (Elektroprenos-Elektroprijenos BiH) posjeduje prijenosna postrojenja (400 kV, 220 kV and 110 kV), a njene aktivnosti uključuju prijenos, održavanje, izgradnju i pojačanja prijenosne mreže Bosne i Hercegovine.

Preduvjet za uspješnu izradu modula bilo je prikupljanje svih ulaznih podataka i informacija vezanih za postojeće stanje prijenosne mreže, te sagledavanje potrebnih investicija sa strane relevantnih institucija u Bosni i Hercegovini. Tijekom projekta konzultanti su pregledali dostupne studije i izvještaje, te istražili razinu dovršenosti 3. projekta obnove elektroenergetskog sistema (POWER 3). Konzultanti su također pregledali dostupne studije vezane za tržište električne energije jugoistočne Europe poput REBIS-a i GIS-a [2].

Svi dostupni i raspoloživi podaci o prijenosnoj mreži prikupljeni su od NOS BiH, Elektroprenos-Elektroprijenos BiH i elektroprivreda. Plan investicija koji je rezultat ovog modula temelji se na tim ulaznim podacima. Tijekom početne faze projekta ustanovljeno je da dio podataka nije raspoloživ, ili je raspoloživ u ograničenom opsegu. Podaci postoje uglavnom za vremenski horizont iza 2000. godine, što je prihvatljivo za korištenu metodologiju i nije negativno utjecalo na rezultate projekta.

Finalni izvještaj koncipiran je na slijedeći način. Nakon uvodnog dijela opisuje se stanje prijenosne mreže te se definiraju svi ulazni podaci koji su bitni za proračune koji slijede. Na

temelju tih podataka postavljen je model EES BiH na računalu koji je služio za daljnje proračune. Model je testiran i verificiran s obzirom na stvarno pogonsko stanje karakteristično po vršnom opterećenju EES BiH 2006. godine (29. 12. u 18 sati). U poglavlju 4 daje se detaljan opis kriterija i metodologije planiranja razvoja i revitalizacije prijenosne mreže. Dobiveni rezultati u sklopu ovog modula temelje se na opisanim kriterijima i metodologiji planiranja. Poglavlje 5 daje ulazne elektroenergetske podloge bitne za razvoj prijenosne mreže, a nastale kao rezultat izrade ostalih modula:

- scenarije ispitivanja definirane s obzirom na najvažnije nesigurnosti u budućem razdoblju,
- plan izgradnje novih elektrana u EES BiH, te
- prognozirani porast opterećenja i njegova raspodjela na čvorišta prijenosne mreže.

Poglavlje 6 opisuje rezultate proračuna i definira potrebnu izgradnju novih prijenosnih objekata u razdoblju 2007. – 2020. godine. U poglavlju 7 određuje se plan revitalizacije objekata mreže. Poglavlje 8 određuje potrebne pomoćne usluge sistemu. Unutar poglavlja 9 razmatraju se dodatne investicije u sistem vođenja. Poglavlje 10 sadrži analizu utjecaja različitih nesigurnosti na plan razvoja prijenosne mreže BiH, dok poglavlje 11 sumarno prikazuje troškove razvoja i izgradnje, revitalizacije i modernizacije mreže, te dodatna ulaganja u sistem vođenja. Poglavlje 12 prikazuje najvažnije zaključke i preporuke vezane za razvoj prijenosne mreže Bosne i Hercegovine. Nakon toga slijede popisi literature, tablica i slika, te prilozi relevantni za razumijevanje prikazanog plana razvoja prijenosne mreže.

2. POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE

U ovom poglavlju iznosi se pregled tehničkih karakteristika prijenosne mreže BiH, ostvarenih opterećenja sistema, elektrana priključenih na sistem, tranzita i razmjena mrežom, te se prikazuje institucionalni i zakonodavni okvir unutar kojega je organiziran prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini.

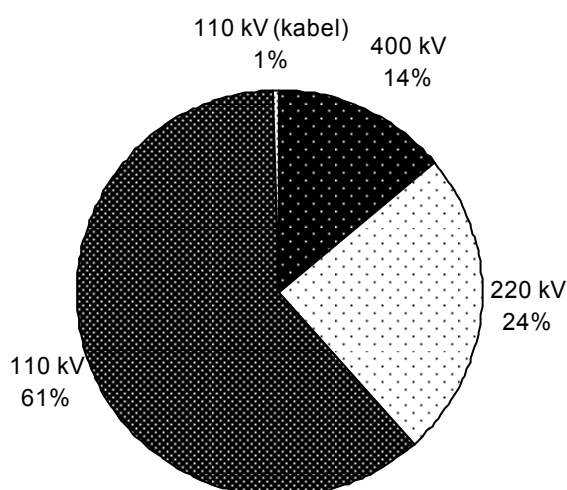
2.1. Tehničke karakteristike prijenosne mreže

2.1.1. Dalekovodi

Prijenosna mreža BiH sastoji se od nadzemnih vodova i kabela 400 kV, 220 kV i 110 kV naponske razine. Ukupno u elektroenergetskom sistemu [3] postoji 15 dalekovoda 400 kV ukupne duljine 867 km, 42 dalekovoda 220 kV ukupne duljine 1526 km, 215 dalekovoda 110 kV ukupne duljine oko 3836 km, te 5 kabela 110 kV ukupne duljine 31 km (tablica 2.1). Ukupna duljina svih prijenosnih vodova unutar EES BiH iznosi 6262 km. U ukupnoj duljini 400 kV dalekovodi su zastupljeni s 14 %, 220 kV dalekovodi s 24 %, a 110 kV sa 62 % (slika 2.1.)

Tablica 2.1. Prijenosni dalekovodi unutar EES BiH

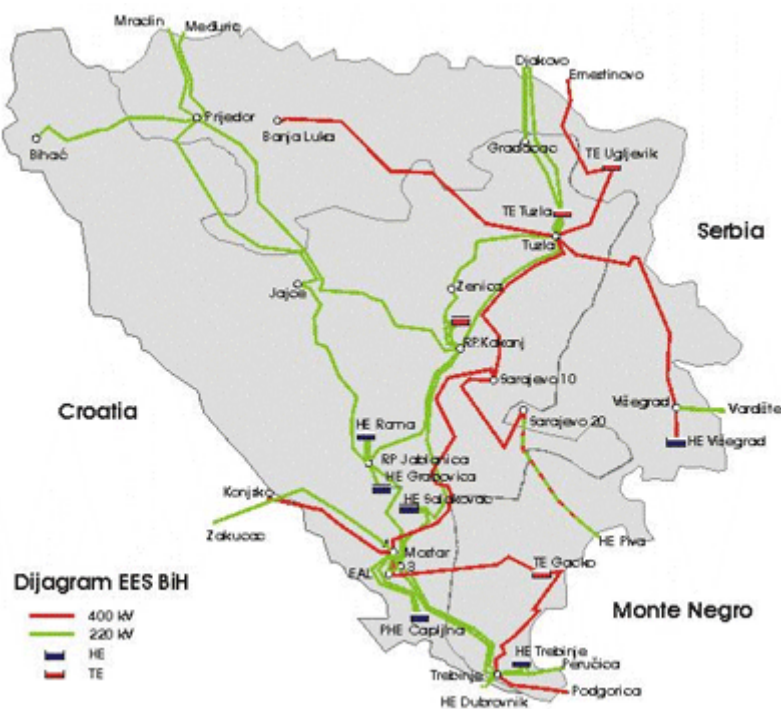
Nazivni napon dalekovoda	Broj dalekovoda	Broj interkonekcija	Duljina (km)
400 kV	15	4	867,1
220 kV	42	8	1.526,7
110 kV	215	19	3.836,5
110 kV (kabel)	5	-	31,4
UKUPNO	277	31	6.261,9



Slika 2.1. Udjeli prijenosnih dalekovoda unutar EES BiH po naponskim razinama

Dalekovodi najviše naponske razine u BiH gradili su se u razdoblju krajem 70-tih i početkom 80-tih godina prošlog stoljeća, kada se je prijenosna mreža razvijala u sklopu tadašnje

Jugoslavije. Posljednji je izgrađen dalekovod Ugljevik – Sremska Mitrovica 2004. godine. Dalekovodi 400 kV građeni su s dva vodiča po fazi, materijala i presjeka vodiča Al/Fe 490/65 mm², s trajno dozvoljenom strujom u normalnom pogonu od 1920 A. Stupovi 400 kV dalekovoda su čelično-rešetkasti, tipa Y. 400 kV mreža BiH nije upetljana na teritoriju države, već se prostire od njenog sjevernog dijela (Ugljevik, Tuzla), preko središnjeg (Sarajevo) do južnog (Gacko, Trebinje) i jugozapadnog (Mostar) dijela (slika 2.2., [4]). Radijalni 400 kV krakovi povezuju konzumna i proizvodna područja Banja Luke (DV 400 kV Tuzla – Banja Luka) i HE Višegrad (DV 400 kV Višegrad – Tuzla) s glavnom mrežom. Dalekovod Sarajevo 20 – Buk Bijela građen je također za 400 kV napon ali je od početka u pogonu pod 220 kV do HE Piva u Crnoj Gori. Dalekovodima najviše naponske razine povezan je elektroenergetski sistem BiH sa susjednim sistemima Hrvatske (DV 400 kV Ugljevik – Ernestinovo i DV 400 kV Mostar – Konjsko), Srbije (DV 400 kV Ugljevik – Sremska Mitrovica) i Crne Gore (DV 400 kV Trebinje – Podgorica). Dobra povezanost sa susjednim sistemima omogućava značajnije izvoze, uvoze i tranzite električne energije preko prijenosne mreže, te svrstava BiH u vrlo važno tranzitno i elektroenergetsko područje jugoistočne Europe (slika 2.3.). Na 400 kV mrežu priključene su TE Ugljevik u njenom sjevernom dijelu, TE Gacko u južnom dijelu, te HE Višegrad u istočnom dijelu sistema. Priključak dvije velike termoelektrane i jedne hidroelektrane osigurava značajnu podršku jalovom snagom na mreži najviše naponske razine.



Slika 2.2. 400 kV i 220 kV mreža BiH

Izvor: NOS BiH

Važnu ulogu u elektroenergetskom sistemu BiH ima 220 kV mreža na koju su priključene veće termoelektrane i hidroelektrane (TE Tuzla, TE Kakanj, HE Salakovac, HE Rama, HE Grabovica, PHE Čapljina, HE Trebinje). Ista je građena 60-tih i 70-tih godina prošlog stoljeća, a koristili su se vodiči Al/Fe presjeka 360/57 mm², najveće dozvoljene struje u normalnom pogonu u iznosu od 790 A. Stupovi 220 kV dalekovoda su čelično-rešetkasti. Upetljana 220 kV mreža razvijena je u sjevernom, središnjem, južnom i sjeverozapadnom dijelu BiH, te povezana sa susjednim sistemima Hrvatske (DV 220 kV Tuzla – Đakovo, DV 220 kV Gradačac – Đakovo, DV 220 kV Prijedor – Međurić, DV 220 kV Mostar – Zakućac),

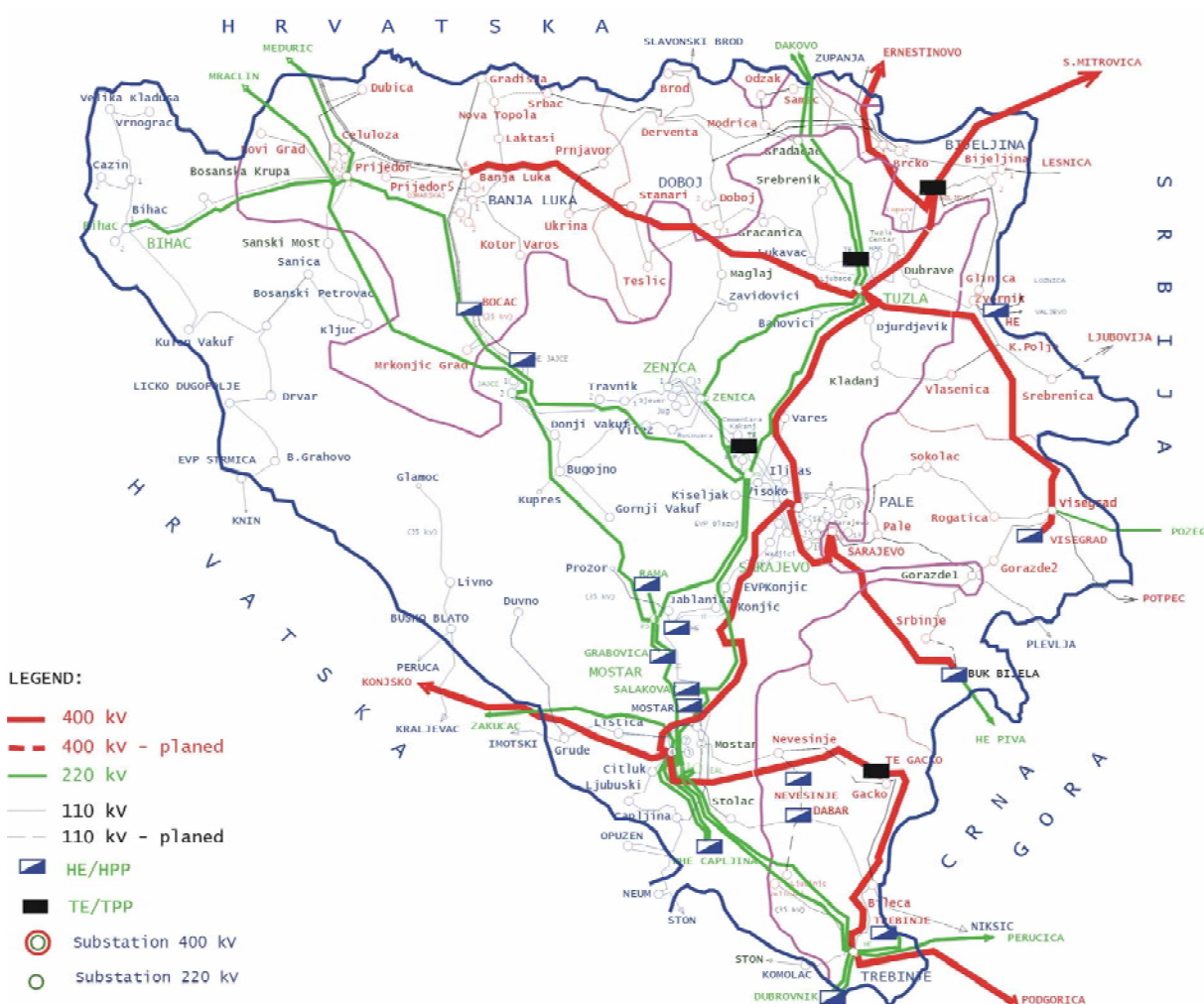
Crne Gore (DV 200 kV Sarajevo 20 – HE Piva, DV 200 kV Trebinje – Peručica) i Srbije (DV 220 kV Višegrad – Vardište). Na 220 kV mrežu BiH izravno je spojen i jedan generator HE Dubrovnik. Dalekovod 220 kV Prijedor – Mraclin trenutno nije u pogonu radi napajanja područja Hrvatske Kostajnice u Hrvatskoj pod naponom 35 kV koristeći dio tog dalekovoda. Generalno se može zaključiti da je 220 kV mreža BiH dobro razvijena i međusobno upetljana, s izuzetkom radijalnog napajanja šireg područja Bihaća. Mrežom te naponske razine napaja se i najveći industrijski potrošač električne energije u BiH, Aluminij d.d. Mostar (EAL).



Slika 2.3. Prijenosna mreža jugoistočne Europe

110 kV mreža razvijena je na području čitave BiH (slika 2.4.), a građena je od 50-tih godina prošlog stoljeća do danas. U 110 kV mreži gradili su se dalekovodi čelično-rešetkastih stupova, s vodičima od Al/Fe presjeka 150/25 mm² i 240/40 mm², najvećih dopuštenih struja u normalnom pogonu u iznosima od 470 A, odnosno 645 A. U mreži 110 kV susreću se još i vodiči od Al/Fe 95/15 mm², 120/20 mm², 120/70 mm², 210/35 mm², 360/57 mm², Cu 95 mm², Cu 120 mm², Cu 150 mm² i Aster 228 mm². 110 kV mreža zadovoljavajuće je upetljana i povezana na teritoriju BiH s izuzetkom pojedinih TS koje se napajaju iz susjednih sistema (Livno, Neum). Na 110 kV mrežu priključene su pojedine hidroelektrane poput HE Mostar, HE Peć-Mlini, HE Jablanica, HE Jajce i HE Bočac. Pojedina konzumna područja povezana su mrežom 110 kV na susjedne sisteme Hrvatske (DV 110 kV Orašje – Županja, DV 110 kV EVP Kulen Vakuf – Donji Lapac, DV 110 kV B. Grahovo – Strmica, DV 110 kV Livno – Buško Blato, DV 110 kV Imotski – Grude, DV 110 kV Opuzen – Čapljina, DV 110 kV Neum – Opuzen, DV 110 kV Neum – Ston, DV 110 kV Trebinje – Komolac), Crne Gore (DV 110 kV Bileća – Nikšić, DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi) i Srbije (DV 110 kV Zvornik – HE Zvornik, DV 110 kV Bijeljina – Lešnica). Zbog najvećeg broja dalekovoda i nužnosti

napajanja čitavog teritorija BiH, te očekivanog porasta konzuma, realno je očekivati potrebu značajnijih investicija upravo u promatranoj 110 kV mreži.



Slika 2.4. Prijenosna mreža BiH

Statistički pokazatelji o raspoloživosti prijenosne mreže BiH u razdoblju 2002. – 2006. godine pokazuju zadovoljavajuću pouzdanost iste, u skladu s razvijenim mrežama zapadnoeuropskih zemalja – tablice 2.2. i 2.3.

Tablica 2.2. Zastoji prijenosnih vodova u razdoblju 2002. – 2006. (%)

Vodovi	2002		2003		2004		2005		2006	
	prisilni	planirani	prisilni	planirani	prisilni	planirani	prisilni	planirani	prisilni	planirani
400 kV	0.046	0.493	0.043	0.695	0.087	0.990	0.442	8.448	0.105	2.902
220 kV	0.181	0.406	0.147	0.496	0.154	1.649	0.154	2.019	0.047	1.389
110 kV	0.037	0.381	0.113	0.260	0.149	0.375	0.108	0.887	0.334	0.577

Tablica 2.3. Neraspoloživost prijenosnih vodova u EES BiH (%)

Vodovi	2002	2003	2004	2005	2006	Prosječno
400 kV	0.538	0.738	1.077	8.890	3.007	2.850
220 kV	0.588	0.643	1.803	2.173	1.436	1.328
110 kV	0.417	0.373	0.524	0.996	0.911	0.644
Prosječno	0.515	0.585	1.135	4.020	1.785	1.608

Prosječna neraspoloživost 400 kV vodova u promatranom razdoblju iznosila je 2.85 %, 220 kV vodova 1.33 %, a 110 kV vodova 0.64 %. Neraspoloživosti radi prisilnih zastoja bile su znatno manje od ukupne neraspoloživosti i iznosile su prosječno oko 0.14 % po vodu za mreže sve tri naponske razine (0.145 % za 400 kV, 0.137 % za 220 kV, te 0.148 % za 110 kV).

Prikupljeni podaci o vodovima [5] sadrže popis svih vodova na teritoriju BiH (2006. godina) zajedno sa slijedećim:

- naziv dalekovoda (kabela),
- naponski nivo,
- godina izgradnje/rekonstrukcije,
- materijal i poprečni presjek faznog vodiča,
- materijal i poprečni presjek zaštitnog užeta,
- materijal i tip stubova,
- dužina u BiH,
- ukupna dužina,
- rezistansa,
- reaktansa,
- susceptanca,
- trajno dozvoljena struja,
- kratkotrajno dozvoljena struja,
- napomena.

Također su dostavljeni podaci o neraspoloživosti vodova u posljednjih pet godina [5], koji sadrže slijedeće:

- naziv dalekovoda (kabela),
- naponski nivo,
- dužina,
- broj neplaniranih zastoja,
- trajanje neplaniranih zastoja,
- broj planiranih zastoja,
- trajanje planiranih zastoja,
- ukupan broj zastoja,
- ukupno trajanje zastoja,
- napomena.

2.1.2. Transformatorske stanice i transformatori

Unutar elektroenergetskog sistema BiH nalazi se 9 TS 400/x kV, 8 TS 220/x kV, te 122 TS 110/x kV [3] – tablica 2.4. U mreži je instalirano 7 transformatora 400/220 kV ukupne instalirane snage 2800 MVA, 7 transformatora 400/110 kV ukupne instalirane snage 2100 MVA, 14 transformatora 220/110 kV ukupne instalirane snage 2100 MVA, te 202 transformatora 110/x kV ukupne instalirane snage 4682 MVA – tablica 2.5.

Pojedinačne snage instaliranih transformatora iznose 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 izvedeni kao tronamotni, pri čemu se tercijar ne koristi za prijenos električne energije.

Tablica 2.4. Transformatorske stanice 400/x kV, 220/x kV i 110/x kV unutar EES BiH

Vrsta TS	Broj TS
TS 400/x kV	9
TS 220/x kV	8
TS 110/x kV	122
TS 35/x kV *	5
UKUPNO	139+5

* u vlasništvu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH

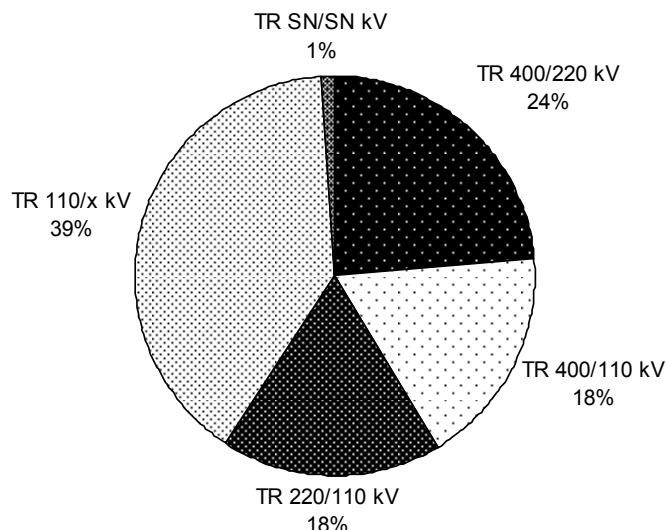
Tablica 2.5. Broj transformatora i instalirana snaga transformacije unutar EES BiH

Prijenosni odnos transformatora	Broj transformatora	Instalisana snaga (MVA)
TR 400/220 kV	7	2800
TR 400/110 kV	7	2100
TR 220/110 kV	14	2100
TR 110/x kV	202	4681,5
TR SN/SN kV *	24	137
UKUPNO	252	11818,5

* u vlasništvu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH

Svi energetski transformatori 400/x kV i 220/x kV izvedeni su kao regulacijski, pri čemu se na transformatorima 400/220 kV regulacija može vršiti samo u beznaponskom stanju, kod transformatora 220/110 kV pod teretom, a pojedini transformatori 400/110 kV imaju mogućnost vršenja regulacije ili u beznaponskom stanju ili pod teretom. Regulira se napon primarne strane, u opsegu od $\pm 1 \times 5$ % (400/220 kV), $\pm 2 \times 2.5$ % (400/110 kV), te $\pm 12 \times 1.25$ % (220/110 kV).

Statistički podaci o raspoloživosti transformatora u razdoblju 2002. – 2006. godine [5] pokazuju zadovoljavajuću pouzdanost istih, koja se kreće od 1.8 % do 4.3 % prosječno. Nešto veću prosječnu neraspoloživost imaju transformatori 400/110 kV, prvenstveno radi visoke neraspoloživosti transformatora u Banja Luci i Sarajevu 20 tijekom 2005. godine.



Slika 2.5. Udjeli pojedinih transformacija u ukupnoj instaliranoj snazi transformacije u EES BiH

Tablica 2.6. Zastoji transformatora 400/x kV i 220/x kV u razdoblju 2002. – 2006. (%)

Transformatori	2002		2003		2004		2005		2006	
	prisilni	planirani	prisilni	planirani	prisilni	planirani	prisilni	planirani	prisilni	planirani
400/220 kV	0.001	0.067	0.007	0.360	0.000	0.062	0.203	8.343	0.002	0.419
400/110 kV	0.013	0.920	0.010	0.153	0.056	0.594	0.060	19.309	0.006	0.435
220/110 kV	0.007	0.048	0.016	0.016	0.014	0.064	5.067	0.779	3.084	0.045

Tablica 2.7. Neraspoloživost transformatora 400/x kV i 220/x kV u EES BiH (%)

Transformatori	2002	2003	2004	2005	2006	Prosječno
400/220 kV	0.068	0.368	0.062	8.546	0.421	1.893
400/110 kV	0.933	0.163	0.650	19.369	0.441	4.311
220/110 kV	0.056	0.032	0.078	5.846	3.129	1.828
Prosječno	0.352	0.188	0.263	11.254	1.331	2.677

Prikupljeni podaci o transformatorima i transformatorskim stanicama 400/x, 220/x kV [5] sadrže popis svih transformatorskih stanica i transformatora na teritoriju BiH (2006. godina) zajedno sa slijedećim:

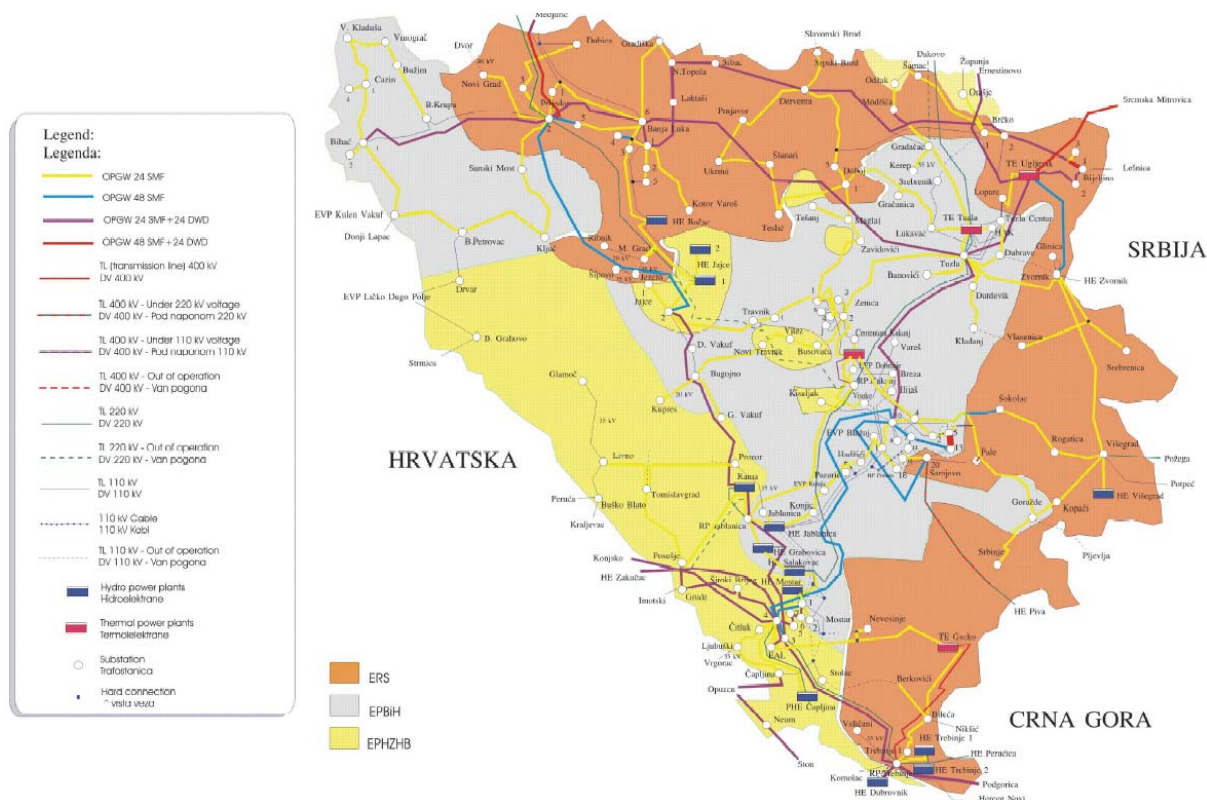
- naziv TS,
- oznaka transformatora,
- nazivni napon,
- nazivna snaga,
- impedansa kratkog spoja pri nominalnom položaju preklopke i nominalnom opterećenju,
- gubici u željezu,
- gubici u bakru,
- nominalna struja,
- vektorska grupa spoja,
- godina puštanja u pogon,
- količina ulja,
- proizvođač,
- tip,
- kratak opis stanja transformatora.

Radi potrebe planiranja razvoja distribucijske mreže također su zatraženi i dostavljeni podaci o transformatorskim stanicama i transformatorima 110/x kV [5].

2.1.3. Ostala oprema u prijenosnoj mreži

Unutar EES BiH nalazi se instalirana odgovarajuća zaštitna, mjerna i telekomunikacijska oprema. Točan broj strujnih i naponskih mjernih transformatora konzultantima nije poznat. U većini transformatorskih stanica mjeri se radna i jalova energija, ali nisu poznata njihova istodobna očitavanja već se registriraju samo maksimalne neistodobne vrijednosti. Nacionalni dispečerski centar u NOS BiH je u fazi modernizacije i opremanja suvremenim SCADA/EMS sustavom. Sve transformatorske stanice uključene su u sistem daljinskog vođenja. Telekomunikacijska mreža je razvijena duž čitavog elektroenergetskog sistema (slika 2.6.).

Regulacija napona i jalove snage u EES BiH vrši se generatorima i transformatorima. Priključak generatora na sve tri prijenosne naponske razine je povoljan za osiguravanje zadovoljavajućeg naponskog profila. U cilju finije regulacije naponskih prilika koristi se PHE Čapljina u kompenzacijskom režimu rada. U mreži ne postoje suvremeni kompenzacijski uređaji.



Slika 2.6. Mreža optičkih kabela (OPGW) unutar EES BiH [3]

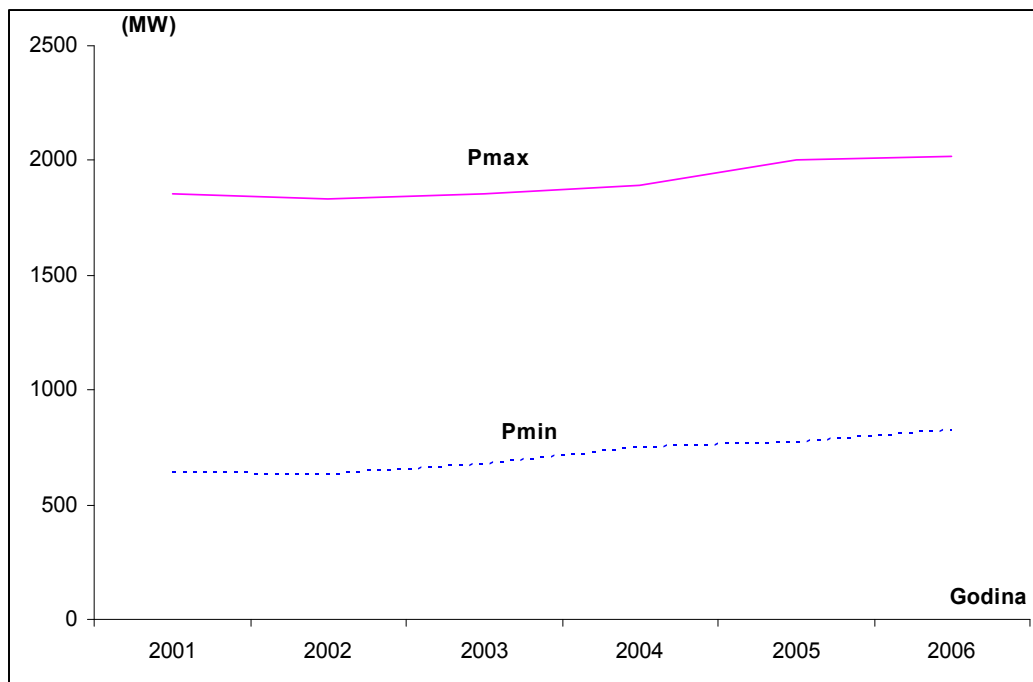
2.2. Elektroenergetski pokazatelji

2.2.1. Potrošnja električne energije i vršna opterećenja EES BiH

Podaci o maksimalnom i minimalnom opterećenju EES BiH prikazani su tablicom 2.8. i slikama 2.7. – 2.9. U promatranom se razdoblju vršno opterećenje sistema kretalo u rasponu od 1829 MW do 2019 MW, s prosječnom godišnjom stopom porasta od 1.8 %. U istom razdoblju minimalno opterećenje sistema kretalo se između 633 MW i 824 MW, s prosječnom godišnjom stopom porasta od 5.3 %. Omjer između minimalnog i maksimalnog opterećenja iznosio je od 0.34 do 0.41, odnosno prosječno 0.37.

Tablica 2.8. Maksimalna i minimalna opterećenja EES BiH u razdoblju 2001. – 2006. (MW)

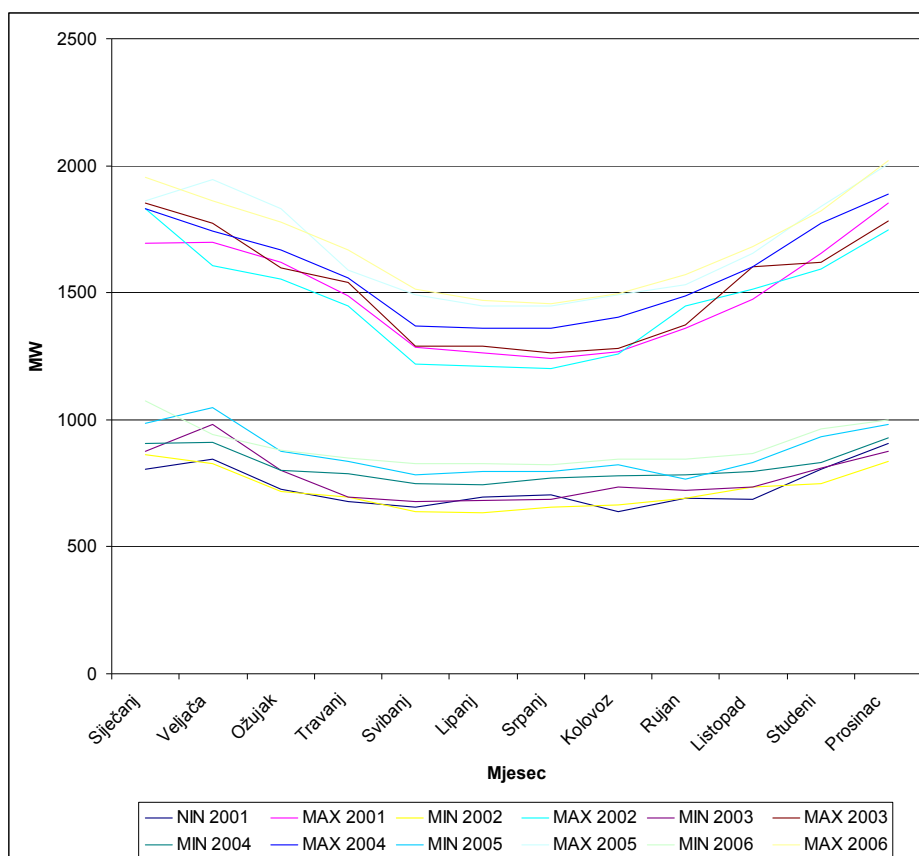
Mjesec	2001		2002		2003		2004		2005		2006	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Siječanj	805	1693	864	1829	878	1854	908	1830	985	1861	1072	1955
Veljača	847	1699	827	1605	980	1772	910	1741	1047	1946	941	1863
Ožujak	728	1618	719	1555	799	1599	801	1670	874	1833	880	1780
Travanj	679	1487	694	1446	694	1541	787	1559	837	1589	850	1669
Svibanj	656	1287	640	1218	676	1288	748	1368	784	1490	829	1516
Lipanj	695	1262	633	1210	684	1288	746	1358	796	1448	827	1470
Srpanj	705	1240	658	1201	686	1265	769	1360	796	1450	824	1455
Kolovoz	639	1266	663	1259	737	1280	778	1406	824	1492	843	1495
Rujan	691	1359	691	1449	723	1374	784	1489	768	1530	844	1572
Listopad	687	1475	737	1512	736	1604	796	1601	832	1657	867	1683
Studeni	806	1656	748	1593	812	1619	833	1773	931	1840	962	1822
Prosinac	908	1853	838	1747	876	1781	930	1890	983	2005	997	2019
Ukupno	639	1853	633	1829	676	1854	746	1890	768	2005	824	2019



Slika 2.7. Godišnji minimum i maksimum konzuma u razdoblju 2001. – 2006.

Izvor: NOS BiH

Vršno opterećenje postiže se u zimskim mjesecima (prosinac ili siječanj), vjerojatno kao rezultat korištenja električne energije za grijanje prostora. Iz toga slijedi pretpostavka o značajnoj ovisnosti opterećenja sistema o vanjskoj temperaturi. Minimalno opterećenje se postiže u kasnijim proljetnim ili ljetnim mjesecima (u razdoblju između svibnja i rujna). Visoka stopa porasta minimalnog opterećenja sistema i porast omjera između vršnog i minimalnog opterećenja ukazuje na povećanu ugradnju klima uređaja i veću potrošnju električne energije za hlađenje prostora. Normalizirana (u odnosu na vršno godišnje opterećenje sistema) maksimalna mjesečna opterećenja EES BiH prikazana su tablicom 2.9. Maksimalna opterećenja u rasponu od 80 % do 100 % P_{max} bilježe se u siječnju, veljači, ožujku, travnju, listopadu, studenom i prosincu, dok su u ostatku godine maksimalna opterećenja manja od 80 % od P_{max} .



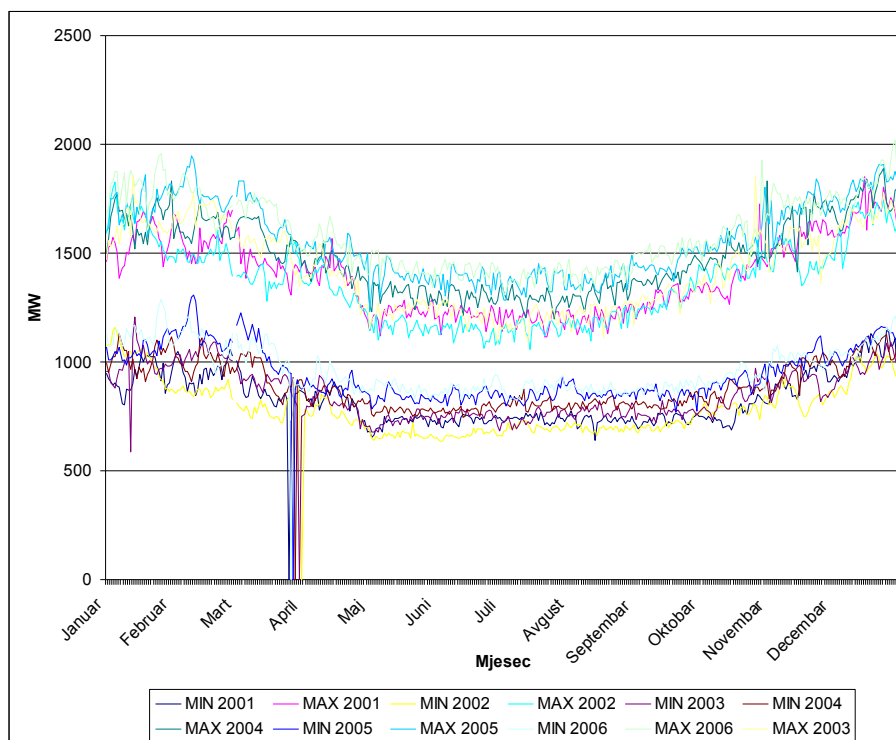
Slika 2.8. Mjesečni minimum i maksimum konzuma u razdoblju 2001. – 2006.

Izvor: NOS BiH

Tijekom projekta prikupljeni su podaci o satnim opterećenjima EES BiH, te satnim opterećenjima po elektroprivredama. Isti su detaljno obrađeni i opisani unutar modula 2.

Izuzev vršnih, minimalnih i satnih opterećenja za razdoblje 2001. – 2006. na razini EES BiH prikupljeni su i podaci o maksimalnim i minimalnim opterećenjima čvorišta 220 kV i 110 kV u razdoblju 2002. – 2006. [5].

Podatke o opterećenjima čvorišta 110 kV u trenutku nastupa vršnog opterećenja, kao ni faktore snage po čvorištima 110 kV, nije bilo moguće dobiti, pa su isti procijenjeni na temelju dostupnih podataka.



Slika 2.9. Dnevni minimum i maksimum konzuma u razdoblju 2001. – 2006.

Izvor: NOS BiH

Tablica 2.9. Kretanja mjesečnih maksimalnih opterećenja EES BiH (2001. – 2006.)

Mjesec	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Siječanj	0,91	1,00	1,00	0,97	0,93	0,97
Veljača	0,92	0,88	0,96	0,92	0,97	0,92
Ožujak	0,87	0,85	0,86	0,88	0,91	0,88
Travanj	0,80	0,79	0,83	0,82	0,79	0,83
Svibanj	0,69	0,67	0,69	0,72	0,74	0,75
Lipanj	0,68	0,66	0,69	0,72	0,72	0,73
Srpanj	0,67	0,66	0,68	0,72	0,72	0,72
Kolovoz	0,68	0,69	0,69	0,74	0,74	0,74
Rujan	0,73	0,79	0,74	0,79	0,76	0,78
Listopad	0,80	0,83	0,87	0,85	0,83	0,83
Studeni	0,89	0,87	0,87	0,94	0,92	0,90
Prosinac	1,00	0,96	0,96	1,00	1,00	1,00

Opterećenja čvorišta 110 kV procijenjena su na temelju prosječnog udjela maksimuma opterećenja promatranog čvorišta ($P_{\max,i}$) u sumi neistodobnih maksimalnih opterećenja svih 110 kV čvorišta mreže ($\Sigma P_{\max,i}$), u razdoblju 2002. – 2006.

$$P_i(\%) = \frac{\sum_j \frac{P_{\max,i}(j)}{\sum_i P_{\max,i}(j)}}{N_j} \quad (2.1)$$

gdje su:

- P_i (%) - prosječni udio opterećenja 110 kV čvorišta i u ukupnom opterećenju sistema,
 $P_{max,i}(j)$ - maksimalno opterećenje čvorišta i u godini j ($j=1\dots 5$, odnosno 2002. – 2006.)
 N_j - promatrani broj godina ($N_j = 5$)

Za promatrano vršno opterećenje sistema P_{max} , istodobna opterećenja čvorišta 110 kV izračunavaju se na slijedeći način.

Ukupno opterećenje 110 kV čvorišta izračunava se tako da se od vršnog opterećenja odbiju pretpostavljeni gubici snage u prijenosnoj mreži (pretpostavljeno $P_g=0,025 P_{max}$) i opterećenje direktnih potrošača (P_{DP}) za koje se pretpostavlja da će ostati stalno unutar razdoblja planiranja. Ti potrošači su: EAL-a ($P_{EAL} = 220$ MW), B.S.I. Jajce ($P_{BSI} = 21$ MW), Elektrobosna (50 MW) i Mital stil Zenica (110 MW) – tablica 2.10.

$$P_{max}(110kV) = P_{max} - P_g - P_{DP} \quad (2.2)$$

Tada je opterećenje čvorišta i (P_i) jednako umnošku njegovog izračunatog udjela (2.1) i ukupnog opterećenja čvorišta 110 kV ($P_{max}(110 kV)$) u promatranoj godini:

$$P_i = P_i(\%) \cdot P_{max}(110kV) \quad (2.3)$$

Faktor snage čvorišta 110 kV ($\cos \varphi_i$) izračunava se na temelju omjera između maksimalnog djelatnog i jalovog opterećenja promatranog čvorišta u razdoblju 2002. – 2006.

$$\cos \bar{\varphi}_i = \frac{\sum_j \cos \left(\arctan \frac{Q_{max,i}(j)}{P_{max,i}(j)} \right)}{N_j} \quad (2.4)$$

gdje su:

- $P_{max,i}(j)$ - maksimalno djelatno opterećenje čvorišta i u godini j
 $Q_{max,i}(j)$ - maksimalno jalovo opterećenje čvorišta i u godini j
 N_j - promatrani broj godina ($N_j = 5$)

Rezultati opisanog postupka prikazani su tablicama 2.10. i 2.11.

Tablica 2.10. Razdioba vršnog opterećenja sustava na gubitke, direktne potrošače i 110 kV čvorišta

godina	P_{max} (MW)	P_{DP} (MW)	P_g (MW) *	P_{max} (distr) (MW)
2006	2019	352	50	1617

pretpostavljeno

Tablica 2.11. Prosječni udio opterećenja čvorišta u vršnom opterećenju sustava

Naziv čvorišta	P _i (%)	cos fi
EAL	-	0.94
Zenica Sjever (Mittal Steel)	-	0.95
Zenica Jug (Mittal Steel)	-	0.95
Jajce 1 (B.S.I.)	-	0.95
Jajce 2 (Elektrobosna)	-	0.89
Banovići	1.00	0.96
Banja Luka 1	3.36	0.96
Banja Luka 2	2.26	0.96
Banja Luka 3	2.50	0.96
Banja Luka 4	1.29	0.96
Banja Luka 5	0.56	0.96
Bihać 1	0.64	0.96
Bihać 2	0.42	0.96
Bijeljina 1	2.02	0.96
Bijeljina 2	0.01	0.98
Bijeljina 3	1.53	0.96
Bileća	0.42	0.96
Bosanska Krupa	0.39	0.96
Bosanski Brod	0.26	0.96
Bosanski Petrovac	0.24	0.96
Bosansko Grahovo	0.04	0.96
Brčko 1	1.97	0.96
Brčko 2	2.37	0.96
Breza	0.61	0.96
Bugojno	0.66	0.96
Busovača	0.37	0.96
Cazin 1	0.83	0.96
Cazin 2	0.24	0.96
Celpak Prijedor	0.00	-
Cementara Kakanj	0.51	0.96
Čapljina	0.95	0.96
Čitluk	1.20	0.96
Derventa	1.16	0.96
Doboj 1	0.77	0.96
Doboj 2	1.15	0.96
Doboj 3	0.08	0.95
Donji Vakuf	0.14	0.96
Drvar	0.21	0.96
Dubica	0.93	0.96
Đurđevik	0.75	0.96
EVP Blažuj	0.06	0.93
EVP Dobrinje	0.05	0.88
EVP Konjic	0.04	0.90
EVP Kulen Vakuf	0.05	0.92
Foča	0.52	0.96
Gacko	0.34	0.98
Glinica	1.40	0.97
Goražde 1	0.52	0.96
Goražde 2	0.01	0.95

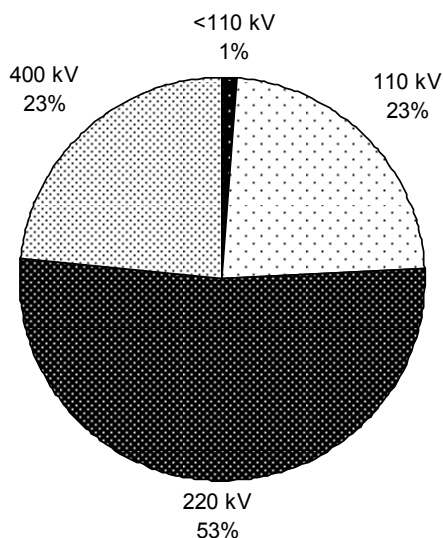
Naziv čvorišta	P _i (%)	cos fi
Gračanica	1.06	0.96
Gradačac	1.90	0.95
Gradiška	1.00	0.96
Grude	0.76	0.96
Hadžići	0.23	4
HAK	0.10	2
HE Bočac		-
HE Jajce 1		-
HE Mostar 1		-
HE Peć-Mlini		-
Ilijaš	0.03	0.96
Jablanica	0.30	0.96
Jajce 1	0.48	0.96
Kiseljak	0.77	0.96
Kladanj	0.27	0.96
Ključ	0.24	0.96
Konjic	0.60	0.96
Kotor Varoš	0.59	0.96
Laktaši	1.14	0.96
Livno	0.73	0.96
Lopare	0.19	0.96
Lukavac	1.09	0.96
Ljubuški	1.39	0.96
Maglaj	0.72	0.96
Modriča	0.75	0.96
Mostar 1		-
Mostar 2	1.19	0.96
Mostar 4	0.07	0.95
Mostar 5	0.86	0.96
Mostar 6	2.00	0.96
Mostar 7	1.03	0.96
Mrkonjić Grad	0.86	0.96
Neum	0.24	0.96
Nevesinje	0.24	0.96
Nova Topola	0.70	0.96
Novi Grad	0.63	0.96
Novi Travnik	0.49	0.96
Odžak	0.48	0.96
Orašje	0.85	0.96
Pale	1.13	0.96
Pazarić	0.22	0.96
Posušje	0.73	0.96
Prijedor 1	1.78	0.96
Prijedor 2		-
Prijedor 3	0.89	0.96
Prijedor 5	0.48	0.96
Prnjavor	1.06	0.96
Rogatica	0.30	0.96
Sanski Most	0.55	0.96
Sarajevo 1	1.22	0.96

Naziv čvorišta	P _i (%)	cos fi
Sarajevo 2	1.28	0.96
Sarajevo 4	0.55	0.96
Sarajevo 5	1.78	0.96
Sarajevo 7	1.42	0.95
Sarajevo 8	1.04	0.96
Sarajevo 10		-
Sarajevo 13	1.55	0.96
Sarajevo 14	1.68	0.96
Sarajevo 15	0.87	0.96
Sarajevo 18	0.46	0.96
Sarajevo 20	0.75	0.96
Sokolac	0.45	0.96
Srbac	0.59	0.96
Srebrenica	0.60	0.96
Srebrenik	0.62	0.96
Stanari	0.24	0.95
Stolac	0.36	0.96
Šamac	0.70	0.96
Široki Brijeg	1.20	0.96
Teslić	0.84	0.96
Tešanj	0.86	0.96
Tomislavgrad	0.65	0.96
Travnik 1	1.07	0.96
Travnik 2	0.48	0.96
Trebinje	0.70	0.99
Trebinje 1	0.63	0.96
Tuzla 4		-
Tuzla 5	0.19	0.96
Tuzla Centar	2.41	0.96
Ugljevik	0.67	0.96
Ukrina	0.10	0.95
Uskoplje	0.32	0.96
Vareš	0.21	0.96
Velika Kladuša	0.54	0.96
Visoko	1.01	0.96
Višegrad	0.40	0.96
Vitez	0.95	0.96
Vlesenica	0.61	0.96
Vrnograč	0.38	0.96
Zavidovići	1.02	0.96
Zenica 1	0.12	0.96
Zenica 2		-
Zenica 3	1.31	0.96
Zenica 4	0.66	0.96
Zvornik	0.56	0.96

2.2.2. Elektrane

Osnovni podaci o elektranama unutar EES BiH prikazani su tablicama 2.12. i 2.13. U EES BiH instalirano je ukupno 3732 MW snage, od čega 1942 MW (52 %) u hidroelektranama i

1790 MW (48 %) u termoelektranama. Od ukupne instalirane snage na distribucijsku mrežu priključeno je 38 MW (1 %), na 110 kV mrežu priključeno je 865 MW (23 %), na 220 kV mrežu 1959 MW (53 %), dok je 870 MW (23 %) priključeno na mrežu 400 kV naponske razine. – slika 2.10.



Slika 2.10. Instalirana snaga elektrana po naponskoj razini

Tablica 2.12. Podaci o hidroelektranama

Sliv	Naziv objekta	Snaga (MW)			Jalova snaga (MVar)		Priključni napon (kV)
		Br. agr.	Snaga agr.	Ukupno	Qmax	Qmin	
Trebišnjica	Trebinje I	3	60	180	93	-60	220
	Trebinje II	1	8	8	-	-	<110
	Dubrovnik	1	105	105	52	-30	220
	Čapljina	2	210	420	252	-252	220
Neretva	Rama	2	80	160	78	-50	220
	Jablanica	6	5x25;1x30	155	126	-72	110
	Grabovica	2	57	114	56	-20	220
	Salakovac	3	70	210	99	-45	220
	Mostar	3	25	75	54	-24	110
	HE Peć-Mlini	2	15	30	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

Tablica 2.13. Podaci o termoelektranama

Naziv objekta	Snaga na pragu (MW)			Jalova snaga (MVar)		Priključni napon (kV)
	Oznaka agr.	Snaga	Ukupno	Qmax	Qmin	
TE Tuzla	G1	29	711	*	*	110
	G2	29		*	*	110
	G3	91		62	0	110
	G4	182		124	-40	220
	G5	182		124	-40	220
	G6	198		133	-45	220
TE Kakanj	G1	29	524	*	*	110
	G2	29		*	*	110
	G3	29		*	*	110
	G4	29		*	*	110
	G5	100		75	-25	110
	G6	100		83	-30	110
	G7	208		142	-54	220
TE Gacko	G1	276	276	175	-60	400
TE Ugljevik	G1	279	279	175	0	400

trajno van pogona

Podaci o elektranama i generatorima prikupljeni su unutar modula 3, te dijelom od NOS BiH [5]. Prikupljeni su slijedeći podaci o generatorima i elektranama u cjelini:

- instalirana snaga (MW),
- snaga na pragu elektrane (MW),
- minimalna snaga (MW),
- faktor snage ($\cos \varphi$),
- generatorski napon (kV),
- podaci o blok transformatorima,
- raspon angažmana jalove snage (Q_{min} , Q_{max}),
- varijabilni troškovi (eura/MWh ili euro centa/kWh),
- satna proizvodnja HE i TE u razdoblju 2001. – 2006.,
- godišnja proizvodnja po pojedinim elektroprivredama i ostvarenje elektroenergetske bilance,
- godišnja proizvodnja pojedinačnih elektrana u razdoblju 2000. – 2005.,
- mjesečna proizvodnja pojedinačnih elektrana u razdoblju 2001. – 2006.,
- podaci o remontima pojedinačnih elektrana u razdoblju 2001. – 2006.,

Udjelje hidroelektrana i termoelektrana u ukupnoj godišnjoj proizvodnji elektrana unutar EES BiH u razdoblju 2000. – 2005. prikazuje slika 2.11. Udjeli pojedinih tipova elektrana kreću se od 50 % do 60 % za termoelektrane, odnosno 40 % do 50 % za hidroelektrane. Iz slike je vidljivo da su godine 2001. i 2002. bile lošijih hidroloških okolnosti dok su ostale godine bile karakteristične po normalnoj hidrologiji.

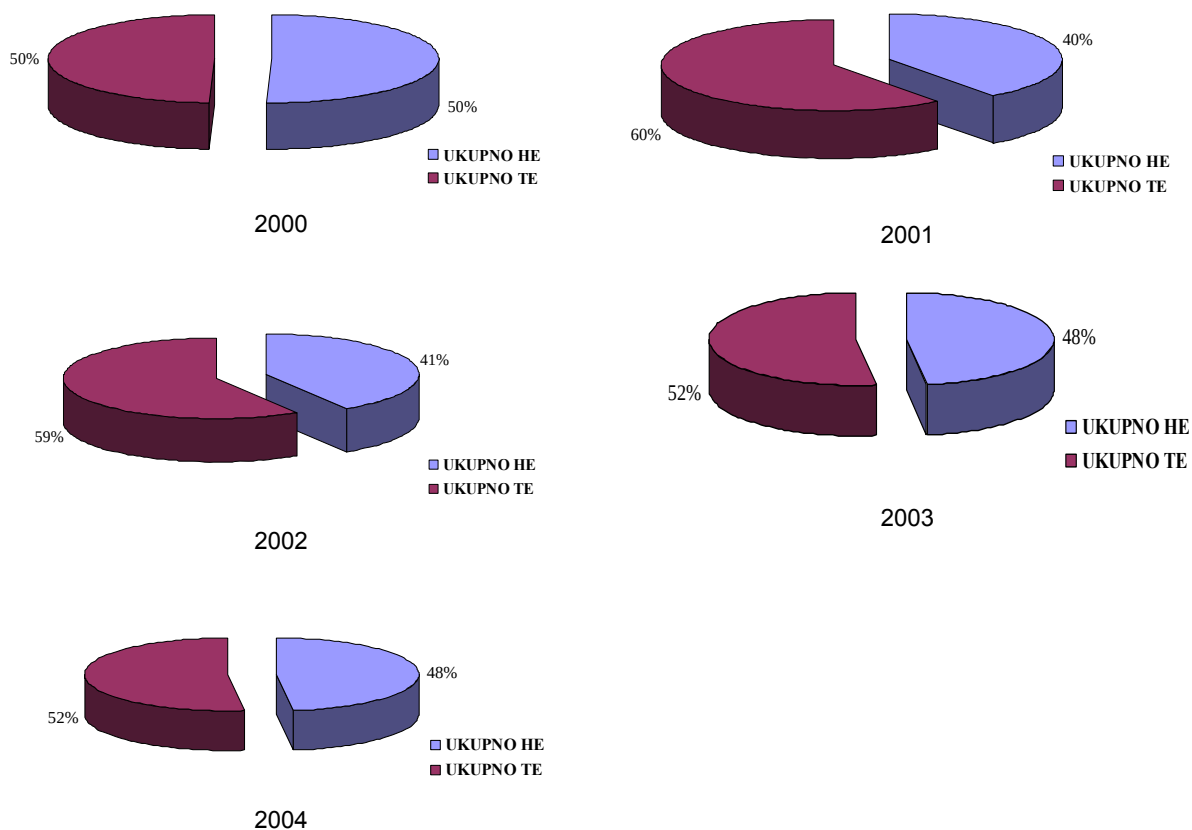
Karakteristični angažmani hidroelektrana u vremenu suhe, normalne i vlažne hidrologije definirani su kako slijedi:

Suha hidrologija 30% $P_{HE\ inst}$ ($P_{HE} = 466$ MW)

Normalna hidrologija 60% $P_{HE\ inst}$ ($P_{HE} = 1165$ MW)

Vlažna hidrologija 90% $P_{HE\ inst}$ ($P_{HE} = 1748$ MW)

Karakteristični angažmani pojedinih hidrogeneratorsa ovisno o hidrološkim okolnostima prikazani su tablicom 2.14. Angažman PHE Čapljina postavljen je kod suhe hidrologije na 0 MW odnosno ista je tada isključena što je uobičajena praksa.



Slika 2.11. Udio HE i TE u ukupnoj godišnjoj proizvodnji u razdoblju 2000. - 2005.

Tablica 2.14. Karakteristični angažmani HE

Naziv elektrane	Instalirana snaga	Karakteristični angažmani (MW)		
	(MW)	suha hidrologija	normalna hidrologija	vlažna hidrologija
Trebinje I	180	54	108	162
Trebinje II	8	2.4	4.8	7.2
Dubrovnik	105	31.5	63	94.5
Čapljina	420	0	182	378
Rama	160	48	96	144
Jablanica	155	46.5	93	139.5
Grabovica	114	34.2	68.4	102.6
Salakovac	210	63	126	189
Mostar	75	22.5	45	67.5
Peć-Mlini	30	9	18	27
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	1942	465.6	1095.2	1747.8

Marginalni troškovi termoelektrana izračunavaju se na temelju specifičnog utroška topline na pragu i cijene odgovarajućeg goriva – tablica 2.15.

Tablica 2.15. Marginalni troškovi TE

TE	Oznaka agr.	Snaga agr. (MW)	Marginalni trošak (€/MWh)
TE Tuzla	G1	29	nije u pogonu
	G2	29	nije u pogonu
	G3	91	36.07
	G4	182	30.69
	G5	182	35.02
	G6	198	29.47
TE Kakanj	G1	29	nije u pogonu
	G2	29	nije u pogonu
	G3	29	nije u pogonu
	G4	29	nije u pogonu
	G5	100	26.34
	G6	100	31.01
	G7	208	26.23
TE Gacko	G1	276	28.51
TE Ugljevik	G1	279	31.45

Elektrane se na modelu angažiraju na način da se analizirano opterećenje sistema, odnosno bilanca istoga, pokriva prvo hidroelektranama u visini njihova karakteristična angažmana prikazana tablicom 2.14., a zatim se termoelektrane angažiraju prema rastućim marginalnim troškovima proizvodnje (tablica 2.16.). Pri tom treba imati u vidu da G3 i G4 TE Tuzla te TE Kakanj dijelom opskrbljuju toplinski konzum što uvjetuje njihov režim rada.

Tablica 2.16. Redoslijed angažiranja termoagregata

Poredak	Agregat	Snaga (MW)
1	TE Kakanj - G7	208
2	TE Kakanj - G5	100
3	TE Gacko	276
4	TE Tuzla - G6	198
5	TE Tuzla - G4*	182
6	TE Kakanj - G6	100
7	Ugljevik	279
8	TE Tuzla - G5	182
9	TE Tuzla - G3*	91

* opskrba i toplinskog konzuma

2.2.3. Razmjene i tranziti prijenosnom mrežom

Bosna i Hercegovina je značajan izvoznik električne energije. Gotovo u svim mjesecima u promatranom razdoblju od 2001. do 2006. godine BiH je ostvarivala pozitivan saldo, a na godišnjoj razini taj je saldo iznosio od 1 do 2 TWh u korist izvoza.

Podaci o izvorima i ponorima energije koji uzrokuju tranzite električne energije kroz BiH nisu poznati, no zbog svog položaja i strukture prijenosne mreže BiH pruža značajnu podršku

susjednim sistemima i omogućava tržišne aktivnosti u ovom dijelu Europe. NTC vrijednosti izračunava NOS BiH na temelju tehničkih pravila i preporuka ETSO i UCTE. Prijenosni kapaciteti se dodjeljuju na godišnjoj, mjesečnoj i dnevnoj razini. Vrijednosti NTC i njihova iskorištenost u 2006. godini prikazani su tablicom 2.17. [6].

Prekogranični kapaciteti su u smjeru Srbija → BiH, te BiH → Hrvatska prilično iskorišteni što upućuje na ograničene mogućnosti povećavanja razmjena u tim smjerovima.

Tablica 2.17. Vrijednosti NTC i iskorištenost prekograničnih kapaciteta [6]

Granica	NTC (MW)	Iskorištenost (%)
BiH – SR	300 – 400	40 – 60
SR – BiH	200 – 300	100
BiH – CG	500 – 600	40 – 50
CG – BiH	400 – 500	do 50
BiH – HR	500 – 700	80 – 100
HR – BiH	400 – 500	do 50

SR – Srbija, HR – Hrvatska, CG – Crna Gora

2.3. Organizacija prijenosne djelatnosti i zakonodavni okvir

Prijenosnom se djelatnošću u Bosni i Hercegovini bave slijedeće organizacije:

NOS BiH – Nezavisni operator sistema

Elektroprenos-Elektroprijenos BiH – prijenosna kompanija

DERK – Državna regulatorna komisija za električnu energiju Bosne i Hercegovine.

Zakonom o utemeljenju neovisnog operatora sustava za prijenosni sustav u BiH osniva se neprofitni, neovisni operator sustava BiH (NOS BiH) te određuju njegove funkcije, ovlasti, upravljanje i vlasništvo. Svoju djelatnost NOS BiH obavlja na teritoriju BiH. NOS BiH je isključivo ovlašten za obavljanje djelatnosti koje se odnose na rad sustava za prijenos električne energije i djelatnosti u svezi s prijenosom. Svoje djelatnosti NOS BiH ne obavlja radi stjecanja dobiti. Vlasnici NOS-a BiH su Federacija BiH te RS, s time da je vlasništvo neprenosivo. Poslovanje NOS-a BiH pod nadzorom je DERK-a. NOS BiH donosi Tržišna pravila koje odobrava DERK.

Zakonom o utemeljenju kompanije za prijenos BiH električne energije u BiH osniva se dioničko društvo za prijenos BiH električne energije naziva "Elektroprijenos BiH Bosne i Hercegovine" (Kompanija) te utvrđuju njegove funkcije, ovlasti, upravljanje i vlasništvo. Svoju djelatnost Kompanija obavlja na teritoriju BiH. Kompanija za prijenos obavlja djelatnosti koje se odnose na prijenos i djelatnosti u svezi s prijenosom. Djelatnost kompanije za prijenos regulira DERK. Vlasnici kompanije su Federacija BiH i RS. Prihode za financiranje Kompanija ostvaruje iz tarifa i drugih izvora kao npr. iz naknada za priključak.

Državna regulatorna komisija za električnu energiju Bosne i Hercegovine (DERK) je nezavisna i neprofitna institucija Bosne i Hercegovine, koja djeluje u skladu s principima

objektivnosti, transparentnosti i ravnopravnosti. DERK je osnovala Parlamentarna skupština Bosne i Hercegovine donošenjem Zakona o prijenosu, regulatoru i operatoru sustava električne energije u BiH i imenovanjem članova Komisije. DERK se sastoji od 3 člana komisije i to dva iz Federacije BiH i jedan iz RS. Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK) vrši regulaciju elektroprijenosnog sistema u Bosni i Hercegovini te ima nadležnosti i odgovornosti nad prijenosom električne energije, operacijama prijenosnog sustava i međunarodnom trgovinom električnom energijom, u skladu s međunarodnim normama i standardima Europske unije.

Prema entitetskim zakonima o električnoj energiji i Zakonu o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u BiH, planiranje razvoja prijenosne mreže je odgovornost prijenosne kompanije (Elektroprenos-Elektroprijenos BiH), Nezavisnog operatora sistema (NOS) i Državne regulatorne komisije za električnu energiju Bosne i Hercegovine (DERK). Plan razvoja prijenosne mreže izrađuje prijenosna kompanija, dok ga Nezavisni operator sistema pregledava i odobrava. Konačno odobrenje daje DERK. Djelokrug DERK-ove nadležnosti među ostalim uključuje i koordinaciju i odobrenje planova investicija prijenosne kompanije, uključujući planove razvoja prijenosne mreže i kvalitete prijenosa električne energije. Funkcije NOS-a među ostalim uključuju i održavanje pouzdanosti sistema i upravljanje ograničenjima u prijenosnoj mreži. NOS također priprema mrežni kodeks koja sadrže standarde planiranja mreže. Prijenosna kompanija posjeduje prijenosna postrojenja (400 kV, 220 kV and 110 kV), a njene aktivnosti uključuju prienos, održavanje, izgradnju i pojačanja prijenosne mreže Bosne i Hercegovine.

Zakoni kojima se regulira elektroenergetski sektor BiH su slijedeći:

- Zakon o prijenosu, regulatoru i operatoru sustava električne energije u BiH (Službeni list broj BiH 07/02 i 13/03),
- Zakon o utemeljenju kompanije za prienos električne energije u BiH (Službeni list broj BiH 35/04),
- Zakon o utemeljenju neovisnog operatora sustava za prijenosni sustav u BiH (Službeni list BiH broj 35/04),
- Zakon o električnoj energiji u FBiH (Službeni list FBiH broj 41/02, 24/05 i 38/05),
- Zakon o električnoj energiji u RS (Službeni list RS broj 61/02, 66/02, 29/03, 86/03 i 111/04).

Intencija Zakona o prijenosu, regulatoru i operatoru sustava električne energije u BiH je omogućavanje i ubrzanje izgradnje elektroenergetskog tržišta BiH kao i međunarodnog elektroenergetskog tržišta. Zakon određuje da je Državna regulatorna komisija za električnu energiju Bosne i Hercegovine (DERK) odgovorna za regulaciju tržišta, Neovisni operator sustava (NOS) za vođenje sustava, Elektroprijenosna kompanija za upravljanje prijenosne mrežom i sredstvima (Elektroprijenos Bosne i Hercegovine) i Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa za kreiranje politike u skladu s navedenim zakonom.

Zakon o električnoj energiji Federacije BiH uređuje, između ostalog, elektroenergetski sustav Federacije, elektroprivredne djelatnosti, razvoj tržišta električne energije i institucije te reguliranje tržišta, opće uvjete za opskrbu kao i razvoj, izgradnju, rekonstrukciju i održavanje elektroenergetskih objekata.

Zakonom o električnoj energiji RS predviđeno je da Vlada RS utvrđuje elektroenergetsku politiku. Zakon o električnoj energiji RS utvrđuje pravila za proizvodnju i distribuciju električne energije na prostoru RS i domaće trgovine u ime RS. Zakon uređuje uspostavljanje i rad elektroenergetskog sistema RS.

U slučaju sukoba odredbi Zakona o električnoj energiji u RS odnosno Zakona o električnoj energiji u FBiH i odredbi Zakona o prijenosu, regulatoru i operatoru sustava električne energije u BiH u vezi s prijenosom, pogonom prijenosnog sistema i međunarodnom trgovinom, primjenjivat će se odredbe Zakona o prijenosu, regulatoru i operatoru sustava električne energije u BiH.

Sudjelovanje na regionalnom elektroenergetskom tržištu Bosna i Hercegovina započela je angažmanom u Atenskom procesu o regionalnome energetskeom tržištu u jugoistočnoj Europi odnosno potpisivanjem Memoranduma o razumijevanju o regionalnom tržištu energije u jugoistočnoj Evropi i njegovoj integraciji u unutarnje tržište 2003. godine. Bosna i Hercegovina je potpisnica Ugovora o uspostavi energetske zajednice koji je stupio na snagu 1. srpnja 2006. godine. Zadatak Zajednice je organiziranje odnosa između ugovornih strana te utvrđivanje pravila i ekonomskog okvira mrežne energije što uključuje aktivnosti implementacije zakonodavstva Europske zajednice o energiji, okolišu, konkurenciji i obnovljivoj energiji, uspostavu specifičnog regulatornog okvira koji dopušta učinkovito djelovanje tržišta mrežne energije te stvaranje tržišta mrežne energije bez unutarnjih granica.

Ugovorom je određeno da tržište za kupce koji nisu domaćinstva treba biti otvoreno do 2008. godine, a najkasnije do 2015. godine za sve kupce.

Potpisivanjem Ugovora, BiH potvrđuje svoje određenje da surađuje u elektroenergetskom i plinskom sektoru te razvija konkurenciju na energetskeom tržištu kroz provođenje zajedničkih pravila Direktiva 2003/54/EZ i 2003/55/EZ i primjenom Propisa 1228/2003/EZ o prekograničnoj trgovini energijom.

2.4. Detektirani problemi u prijenosnoj mreži

U [6] navodi se da opterećenost 400 kV i 220 kV prijenosne mreže BiH, nakon njene integracije i sinkronizacije I i II UCTE sinkrone zone, nije bila limitirajući faktor u realizaciji planirane bilance snaga u cilju zadovoljenja vlastitih potreba kao i željenih uvoza i izvoza električne energije. Zagušenja u prijenosnoj mreži BiH nisu evidentirana u proteklom razdoblju, čak i slučajevima isključenja pojedinih vodova. Vodovi 220 kV su u normalnim okolnostima opterećeni ispod 50 % njihove prijenosne moći (300 MVA), dok se opterećenja 400 kV vodova kreću do 30 % prijenosne moći (1300 MVA). Također se napominje da su pojedini interkonektivni vodovi predstavljali ograničenja u željenom plasmanu viškova, ili uvoza električne energije za pokrivanje domaće potrošnje, odnosno tranzite, zbog pojave zagušenja u susjednim sistemima. Kao što je spomenuto u poglavlju 2.2.3. kritične su granice prema Hrvatskoj i Srbiji, odnosno smjerovi Srbija → BiH i BiH → Hrvatska. Potrebno je napomenuti da se ograničenja u prekograničnim prijenosima javljaju prvenstveno zbog metodologije određivanja NTC vrijednosti, ili zbog ograničenja u susjednim sistemima.

2.5. Razvoj susjednih elektroenergetskih sistema i predviđena pojačanja prijenosnih mreža

Budući da je EES BiH čvrsto povezan sa susjednim EES Hrvatske, Srbije i Crne Gore u ovom poglavlju daju se spoznaje o predviđenom razvoju tih sistema i prijenosnih mreža, te se naglašavaju planirane investicije koje bi mogle imati utjecaj na rad prijenosne mreže Bosne i Hercegovine.

2.5.1. EES Hrvatske

Elektroenergetski sustav Hrvatske (slika 2.12.) karakterizira vršno opterećenje od oko 3000 MW i značajan uvoz električne energije. Hrvatska oko 30 % potreba za električnom energijom uvozi iz ekonomskih razloga, odnosno zbog visokih troškova angažiranja vlastitih izvora. Plan izgradnje novih elektrana nije službeno publiciran, a veliku poteškoću predstavlja saborski moratorij na istraživanje i izgradnju termoelektrana na ugljen i nuklearnih elektrana. Stoga se Hrvatska elektroprivreda (HEP) okrenula mogućoj izgradnji novih plinskih kombi elektrana i hidroelektrana. Vezano za proizvodna postrojenja trenutno je unutar EES Hrvatske u izgradnji slijedeće:

- HE Lešće (snaga 40 MW, priključak na 110 kV mrežu)
- TE-TO Zagreb blok K (snaga 105 MW, zamjena bloka 25 MW, priključak na 110 kV mrežu)

Osim navedenih elektrana (blokova) priprema se izgradnja kombi bloka snage 235 MW u Sisku (priključak na 220 kV mrežu u postojećoj TS 220/110 kV TE Sisak), te istog takvog bloka u Osijeku (priključak na 110 kV mrežu u TS 110/x kV Osijek 2).

Osim navedenih elektrana nije službeno potvrđena izgradnja niti jednog novog bloka u budućnosti. Neslužbeno se još razmatra izgradnja novog bloka na ugljen unutar TE Plomin (TE Plomin 3, snaga 500 MW, priključak na 400 kV mrežu preko TS 400/220/110 kV Melina), te izgradnja kombi elektrane na području Dalmacije (lokacija Obrovac, vezano za izgradnju plinovoda prema Dalmaciji). Izgradnja novih hidroelektrana nije izvjesna iako postoje određene ideje o izgradnji manjih hidroelektrana (HE Ombla, HE Podsused, HE Kosinj), ali je izvjesna revitalizacija i povećanje snage postojećih hidroelektrana Zakučac (486 MW sada, 530 MW nakon revitalizacije) i HE Senj (216 MW sada, 240 MW nakon revitalizacije). Probleme u opskrbi potrošača električnom energijom iz domaćih izvora dodatno potencira činjenica da bi u razdoblju 2010. – 2020. godine iz pogona trebali izaći gotovo svi termoblokovi osim NE Krško, TE Plomin 2, i novih blokova u TE-TO Zagreb (tako je predviđen i izlazak iz pogona velikih TE Sisak i TE Rijeka, ukupno oko 700 MW). Sve prethodno navedeno čini vrlo izglednom tvrdnju da će u budućnosti Hrvatska ostati značajan uvoznik električne energije.

Osim „klasičnih“ proizvodnih postrojenja u Hrvatskoj je aktualna izgradnja vjetroelektrana, potencirana donošenjem podzakonskih akata vezanih za obnovljive izvore, a koji definiraju iznos subvencija za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora. Budući da se radi o vrlo stimulativnom iznosu subvencija velik je interes investitora u izgradnju vjetroelektrana, pa se u ovom trenutku priprema izgradnja istih u iznosu od ukupno oko 2000 MW. Istovremeno je HEP – OPS publicirao svoju spremnost da omogući priključak vjetroelektrana ukupne snage 360 MW radi regulacijskih mogućnosti EES-a. Trenutno su u pogonu samo dvije VE, snaga 6 MW i 12 MW, priključene na distribucijsku mrežu. Velika većina projekata vjetroelektrana razvija se na području Dalmacije. Snage novih VE kreću se od 20 MW do 150 MW, a razmatraju se uglavnom priključci na 110 kV mrežu. Problematika priključka vjetroelektrana vrlo je aktualna, a HEP – OPS priprema kriterije za priključak istih na mrežu.

Kratkoročni i dugoročni razvoj prijenosne mreže Hrvatske nije službeno definiran. HEP – OPS je krajem 2007. godine pripremio „Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2008. – 2010.“, te ga uputio na usvajanje regulatornoj agenciji (HERA), no ista se do trenutka pisanja ove studije - veljača 2008. godine) još nije očitovala o tom Planu. Izvjesna je jedino investicija u DV 2x400 kV Ernestinovo (HR) – Pecs (Mađarska), budući je krajem 2007. godine potpisan ugovor o izgradnji tog voda između HEP – OPS i MVM.



Slika 2.12. Hrvatski EES s okruženjem

Imajući u vidu sve prethodno izneseno, očito je da srednjoročni i dugoročni plan razvoja prijenosne mreže u ovom trenutku nije jasno definiran. Na temelju dosadašnjih studija moguće je odrediti buduće investicije koje bi mogle imati određeni utjecaj na EES BiH:

- DV 2x400 kV Ernestinovo – Pecs (trenutno u izgradnji, očekivan ulazak u pogon do 2010. godine),
- TS 220/110 kV Plat (izgradnja nije započela no pripreme izvršene. Planira se priključak agregata 1 HE Dubrovnik na 110 kV sabirnice, a agregata 2 na 220 kV sabirnice),

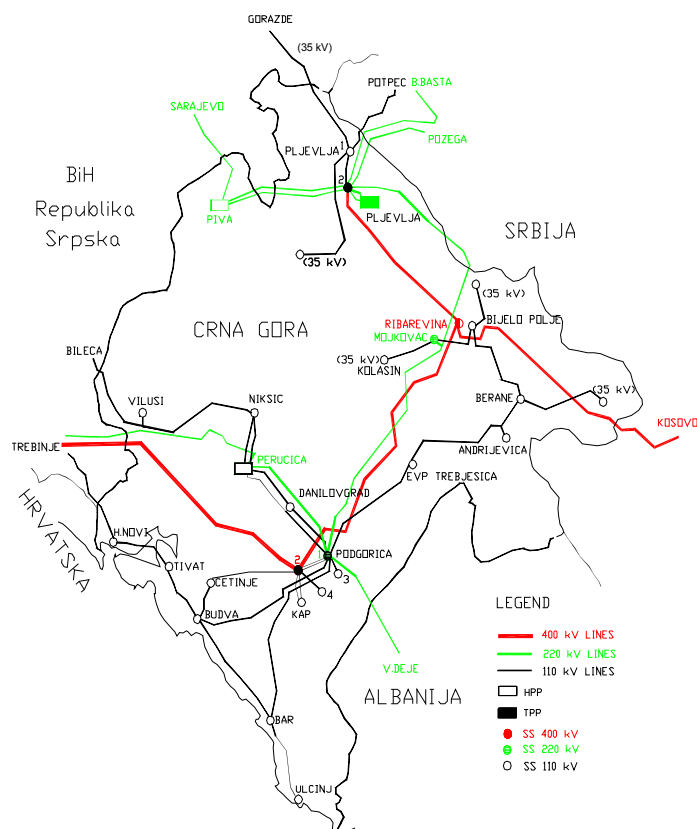
Utjecaj na EES BiH bi mogao imati i najavljeni priključak sva 4 revitalizirana agregata HE Zakućac na 220 kV mrežu, te izgradnja novog DV 2x220 kV Zakućac – Konjsko koji prati to

rješenje. U ovom trenutku još nije postignut dogovor između HEP – Proizvodnje i HEP – OPS o priključku HE Zakućac, a nije poštovana ni zakonska procedura o odobrenju priključka, pa je nemoguće znati hoće li se takvo rješenje provesti. Izgradnja nove TS 220/110 kV Imotski ili Zagvozd u koju se planira uvesti DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac, te izgradnja DV 2x220 kV Imotski(Zagvozd) – Plat u ovom trenutku još uvijek nije službeno potvrđena, čak ni ozbiljno proučavana, pa nije moguće sa sigurnošću reći hoće li HEP – OPS kranuti u ovu investiciju. Ukoliko je realizira, moguć je određen utjecaj na rad EES BiH.

Trenutno se također razmatra (na razini studije izvodljivosti) moguća izgradnja HVDC veze između Hrvatske (Konjsko) i Italije (Candia), snage 500 MW ili 1000 MW. Talijanski operator prijenosnog sustava Terna razmatra još dvije moguće HVDC veze prema Crnoj Gori i Albaniji. U ovom trenutku teško je nagađati hoće li se bilo koji od ova tri projekta ostvariti imajući u vidu tehničke, ekonomske i pravne razloge.

2.5.2. EES Crne Gore

EES Crne Gore (slika 2.13.) karakterizira vršno opterećenje od oko 720 MW, te instalirana snaga proizvodnih postrojenja u iznosu od 859 MW (HE Perućica, HE Piva i TE Pljevlja). Crna Gora također uvozi jedan dio svojih potreba za električnom energijom.



Slika 2.13. EES Crne Gore

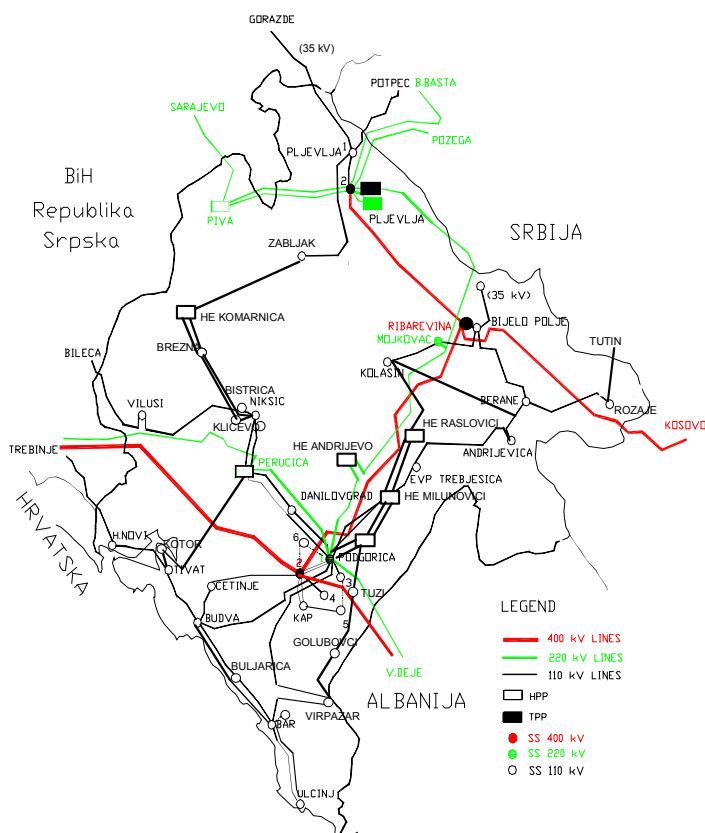
Unutar Crne Gore razmatra se izgradnja slijedećih novih proizvodnih postrojenja:

- TE Pljevlja 2 (snage 210 MW, priključak na 220 kV mrežu unutar TS 400/220/110 kV TE Pljevlja),
- HE Andrijevo (snage 191 MW, priključak na 220 kV mrežu),
- HE Zlatica (snage 56 MW, priključak na 110 kV mrežu),

- HE Raslovići (snage 56 MW, priključak na 110 kV mrežu),
- HE Milunovići (snage 56 MW, priključak na 110 kV mrežu),
- HE Komarnica (snage 168 MW, priključak na 110 kV mrežu),
- HE Koštanica (snage 532 MW, priključak na 400 kV mrežu),
- HE Ljutica (snage 250 MW, priključak na 220 kV mrežu),
- HE Buk Bijela (snage 169 MW za potrebe Crne Gore odnosno 1/3 ukupne snage, priključak na 400 kV mrežu).

Očita je orijentacija ka izgradnji novih hidroelektrana unutar Crne Gore, no zbog visokih investicijskih troškova njihova izgradnja je vrlo nesigurna pa je opravdano pretpostaviti da će Crna Gora i u budućnosti ostati uvoznik električne energije. Prijenosna mreža unutar EES Crne Gore radijalne je strukture (400 kV, 220 kV i 110 kV), s vezama prema susjednim sistemima. Trenutno je u izgradnji 400 kV veza Podgorica – Elbassan čime će se Crna Gora povezati s Albanijom na najvišem naponu.

Razvoj prijenosne mreže Crne Gore studiran je u sklopu priprema stručnih osnova za strategiju razvoja energetike Crne Gore do 2025. godine [15]. Prema rezultatima te studije ne očekuje se pojačanje interkonektivnih veza (osim izgradnje spomenutog DV 400 kV prema Albaniji), izuzev u slučaju izgradnje HE Buk Bijela gdje se ista treba spojiti na novi DV 400 kV Buk Bijela – (Gacko, Višegrad ili Pljevlja). Predviđeni plan razvoja mreže uključio je ugradnju transformacije 400/110 kV u Ribarevinama, pojačanja 110 kV mreže, rješavanje krutih točaka u mreži 220 kV i 110 kV, priključak novih elektrana i TS 110/x kV, kao i nužnu revitalizaciju mreže. Utjecaj razvoja EES Crne Gore na sistem Bosne i Hercegovine u budućnosti neće biti značajan, izuzev eventualno dijelom u mogućoj izgradnji HE Buk Bijela i formiranju veze 400 kV Buk Bijela – Pljevlja.



Slika 2.14. Predviđeni razvoj EES Crne Gore prema [15]

2.5.3. EES Srbije

Unutar EES Srbije nalaze se elektrane ukupne instalirane snage oko 8800 MW, dok godišnja potrošnja el. energije iznosi preko 35 TWh, a vršna snaga oko 7200 MW. Pokazatelj upotrebnog vremena elektrana u prošlosti je ukazivao da EPS u svom proizvodnom parku ima određenih problema, koji su se kompenzirali uvozom električne energije. Prijenosna mreža unutar EES Srbije snažno je povezana sa susjednim sistemima preko 400 kV i 220 kV naponske razine. Veza s BiH ostvarena je na 400 kV naponu (Ugljevik – S.Mitrovica), 220 kV (Višegrad – Vardište), te 110 kV naponu (Bijeljina – Lešnica, Zvornik – HE Zvornik). Vodovi 110 kV prema BiH u normalnom režimu su van pogona, a 220 kV veza Višegrad – Vardište (Požega) ograničene je prijenosne moći radi unutarnjih problema u 220 kV mreži Srbije čime je ograničen plasman proizvodnje HE Višegrad u slučaju neraspoloživosti DV 400 kV HE Višegrad – Tuzla.



Slika 2.15. EES Srbije

Od novih proizvodnih postrojenja u Srbiji se razmatra izgradnja TE Kolubara (snage 600 MW, priključak na 400 kV mrežu). Prijenosna mreža se pojačava izgradnjom TS 400/110 kV Sombor i DV 400 kV Subotica – Sombor, DV 400 kV Niš – Leskovac – Vranje – Skopje, a razmatra se još izgradnja DV 400 kV Novi Sad – Timisoara (Rumunjska), te uvođ izvod jedne trojke DV 2x400 kV Ernestinovo – Pecs u TS Sombor. Također je planirana izgradnja TS 220/110 kV Bistrica koja treba riješiti problem plasmata proizvodnje RHE Bajina Bašta, a time olakšati i problem plasmata proizvodnje HE Višegrad kod neraspoloživosti DV 400 kV Višegrad – Tuzla.

3. MODEL EES BiH I VERIFIKACIJA MODELA

U ovom poglavlju opisuje se model EES BiH koji je korišten u analizama određivanja planova razvoja i revitalizacije prijenosne mreže. Model je postavljen s obzirom na stvarno stanje sistema te je verificiran uspoređujući mjerene i računске veličine.

3.1. Opis modela

Na temelju ulaznih podataka opisanih u prethodnim poglavljima kreiran je model elektroenergetskog sistema BiH za 2006. godinu u PSS/E formatu (Power System Simulator for Engineers, Siemens PTI). Model uključuje 400 kV, 220 kV i 110 kV mrežu BiH, s opterećenjima modeliranim u 110 kV čvorištima mreže, te elektranama prikazanim kao grupama generatora i pripadnih blok transformatora. Model EES BiH sadrži 253 čvorišta, 38 elektrana, 42 generatora, 139 tereta, 314 grana i 66 transformatora.

Model također uključuje 400 kV, 220 kV i 110 kV mreže zemalja u okruženju (Hrvatska, Srbija, Crna Gora, Slovenija, Austrija, Mađarska, Rumunjska, Bugarska, Makedonija, Albanija, Grčka) te ekvivalent preostalog dijela UCTE.

Verifikacija modela izvršena je na temelju vršnog opterećenja sistema 2006. godine u iznosu od 2019 MW, koje je zabilježeno 29. 12. u 18 sati. Poznati su bili slijedeći podaci o promatranom stanju:

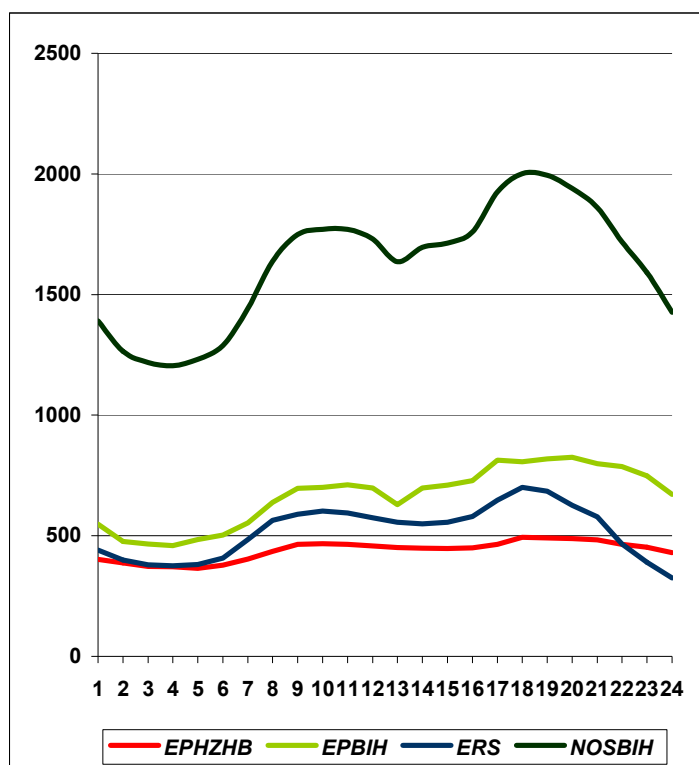
- opterećenje sistema (slika 3.1., tablica 3.2.),
- angažman elektrana, samo djelatna snaga (tablica 3.1.),
- razmjene interkonektivnim vodovima (tablica 3.3.),
- tokovi snaga internim vodovima između pojedinih elektroprivreda (tablica 3.4.),
- naponi u pojedinim čvorištima mreže (tablica 3.5.).

Veličine bitne za točno modeliranje EES BiH u promatranom pogonskom stanju, a koje su bile nepoznate, su slijedeće:

- uklopno stanje vodova i transformatora (trenutna topologija mreže),
- angažman jalove snage generatora,
- tokovi djelatnih snaga za većinu vodova i sve transformatore u mreži,
- tokovi jalovih snaga u mreži,
- naponske prilike u svim čvorištima mreže,
- trenutna opterećenja čvorišta (pretpostavljena na temelju poglavlja 2.2.1),
- pogonska stanja (uklopna stanja, angažman generatora, opterećenja, tokovi snaga, naponske prilike) u susjednim sustavima.

Radi nepotpunih podataka na temelju kojih je postavljen model, isti odstupa od mjerenih veličina, no ocijenjena je zadovoljavajuća podudarnost radi čega se model može smatrati dovoljno točnim za daljnje proračune.

Model razmatranog stanja pripremljen je na računalu, sa stvarnim angažmanom elektrana i pretpostavljenim opterećenjima čvorišta na temelju njihovog prosječnog udjela u vršnom opterećenju EES (tablica 2.11). Na modelu su uključene sve grane u sistemu BiH usprkos nepoznatog uklopnog stanja. Izuzetak od tog pravila su 110 kV vodovi između BiH i Srbije koji su u normalnom pogonu isklopljeni, te paralelni transformatori 400/220 kV i 400/110 kV gdje je u pogonu samo po jedan transformator, što je normalno pogonsko stanje prema informacijama iz NOS BiH. Van pogona je i DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare radi oštećenja stupova (klizište na trasi).



Slika 3.1. Dnevni dijagram opterećenja 29. 12. 2006.

Izvor: NOS BiH

3.2. Rezultati i verifikacija modela

Rezultati proračuna i mjerene veličine prikazane su slikovno. Radi bolje preglednosti slika, odvojeno su prikazane 400 kV mreža i 220 kV mreža, dok je 110 kV mreža prikazana po slijedećim područjima: šire područje Sarajeva, Banja Luke, Zenice, Tuzle i Mostara. Rezultate tokova snaga na modelu prikazuju slike 3.2. – 3.8. Usporedba rezultata na modelu s mjenim vrijednostima prikazana je slikama 3.9. – 3.15. Mjerene veličine na slikama su prikazane crnom bojom, a izračunate veličine na modelu crvenom bojom. Rezultati tokova snaga prikazani su s pozitivnim predznakom ukoliko snaga izlazi iz čvorišta, odnosno negativnim predznakom ukoliko snaga ulazi u čvorište.

U ispitanoj pogonskoj stanju na modelu se registrira 7 %-no preopterećenje DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg ($I_t = 380$ A, ograničeno radi dionice od Cu 95 mm²). Najopterećeniji vodovi po pojedinim naponskim razinama su:

400 kV: Ugljevik – Sremska Mitrovica (27 % I_t)
 220 kV: Mostar 3 – HE Salakovac (49 % I_t)
 110 kV: Mostar 4 – Široki Brijeg (107 % I_t), Š.Brijeg – Grude (81 % I_t)

Najopterećeniji 400/220 kV transformator u promatranom stanju bio je onaj u TS Sarajevo 20 (32 % S_n), najopterećeniji 400/110 kV transformator je u TS Banja Luka (58 % S_n), dok je najopterećeniji 220/110 kV transformator onaj u TS Gradačac (69 % S_n).

Naponske prilike u mreži bile su unutar dozvoljenih granica s naponima između 397 kV i 402 kV u 400 kV mreži, 224 kV i 234 kV u 220 kV mreži, te 109 kV i 118 kV u 110 kV mreži.

Tablica 3.1. Pregled ostvarenih proizvodnji po elektranama za 29. 12. 2006.

ELEKTROPRIVREDA	ELEKTRANA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	SUMA
EPHZHB	HE RAMA	54	6	0	0	0	18	62	71	71	70	72	71	70	67	63	59	63	62	55	55	68	62	55	55	1229
EPHZHB	HE CAPLJINA	0	0	0	0	0	0	1	145	146	146	145	143	148	151	152	151	142	9	0	0	0	0	0	0	1479
EPHZHB	HE MOSTAR	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	15	15	15	22	47	54	57	53	50	34	33	20	547
EPHZHB	HE JAJCE1	0	0	0	0	0	0	0	1	17	17	17	17	2	0	0	0	0	17	19	21	30	30	26	13	227
EPHZHB	HE JAJCE2	5	5	5	5	5	5	5	5	12	15	15	13	6	6	6	6	6	12	12	12	18	18	16	12	225
EPHZHB	PU CAPLJINA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EPHZHB	HE PEC-MLINI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EPHZHB	UKUPNO	70	22	16	16	16	34	79	233	257	259	260	255	241	239	236	238	258	154	143	141	166	144	130	100	3707
EPBIH	HE JABLANICA	31	31	0	0	0	0	16	71	98	103	100	79	59	100	92	113	135	135	139	138	138	138	114	69	1899
EPBIH	HE GRABOVICA	12	6	0	0	0	0	11	32	33	33	35	32	15	0	41	56	72	101	82	55	52	32	32	32	764
EPBIH	HE SALAKOVAC	0	0	0	0	0	0	0	0	29	38	39	35	35	35	45	84	131	105	97	84	71	65	49	34	976
EPBIH	TE TUZLA 1-3	78	78	77	78	78	77	73	74	74	77	78	75	74	72	72	74	73	73	75	73	74	78	81	76	1812
EPBIH	TE TUZLA 4	185	178	182	179	181	164	177	182	182	169	178	189	171	186	178	184	184	180	175	181	182	182	180	181	4310
EPBIH	TE TUZLA 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EPBIH	TE TUZLA 6	174	174	180	180	150	158	172	174	174	177	177	177	180	185	177	177	174	177	177	182	180	177	180	174	4207
EPBIH	TE KAKANJ 5	57	0	0	3	70	98	96	96	97	95	94	96	96	96	96	21	0	14	79	89	93	92	95	97	1670
EPBIH	TE KAKANJ 6	73	81	86	84	83	82	81	79	75	76	74	79	78	77	76	77	80	79	79	81	81	82	81	76	1900
EPBIH	TE KAKANJ 7	202	202	202	199	171	174	199	201	199	201	201	202	199	201	201	202	202	202	201	202	201	202	201	201	4768
EPBIH	UKUPNO	812	750	727	723	733	753	825	909	961	969	976	964	907	952	978	988	1051	1066	1104	1085	1072	1048	1013	940	22306
ERS	HE TREBINJE1	59	29	0	0	0	0	29	31	59	59	34	29	29	9	0	7	29	59	67	42	24	24	24	25	668
ERS	HE DUBROVNIK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ERS	HE VISEGRAD	80	70	74	74	70	84	100	70	70	70	70	70	70	70	70	82	140	228	240	230	196	116	70	16	2430
ERS	HE BOCAC	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49	50	34	0	0	0	0	139
ERS	TE GACKO	234	235	240	242	243	243	233	234	228	235	235	236	238	239	235	240	250	244	253	251	242	241	234	224	5729
ERS	TE UGLJEVIK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ERS	UKUPNO	379	334	314	316	313	327	362	335	357	364	339	335	337	318	305	329	419	580	610	557	462	381	328	265	8966
NOSBIH	UKUPNO	1261	1106	1057	1055	1062	1114	1266	1477	1575	1592	1575	1554	1485	1509	1519	1555	1728	1800	1857	1783	1700	1573	1471	1305	34979

Tablica 3.2. Pregled konzuma za 29. 12. 2006.

ELEKTROPRIVREDA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	SUMA
EPHZHB	402	388	373	371	365	378	404	435	464	467	465	458	451	449	447	450	465	494	491	488	483	465	452	430	10535
EPBIH	548	476	466	459	485	503	554	638	696	701	711	698	629	698	710	729	813	807	819	826	799	787	749	672	15973
ERS	441	400	379	375	381	407	485	564	589	602	594	574	556	549	556	580	648	700	685	626	578	466	390	325	12450
NOSBIH	1391	1264	1218	1205	1231	1288	1443	1637	1749	1770	1770	1730	1636	1696	1713	1759	1926	2001	1995	1940	1860	1718	1591	1427	38958

Izvor: NOS BiH

Tablica 3.3. Pregled ostvarenih razmjena sa mjernih tačaka za 29. 12. 2006.

EP1	EP2		DV		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	SUMA
EPHZHB	HEP	R	CAP-OPUZ	D	-11	-16	-14	-17	-17	-17	-16	-18	-15	-14	-15	-13	-16	-17	-17	-15	-9	-11	-15	-16	-17	-15	-19	-21	-371
EPHZHB	HEP	R	CAP-OPUZ	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	GRAH-KNIN	D	-14	-18	-18	-18	-17	-17	-16	-15	-15	-14	-13	-14	-15	-12	-10	-10	-7	-13	-15	-14	-15	-15	-17	-18	-350
EPHZHB	HEP	R	GRAH-KNIN	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	GRUD-IMOT	D	-18	-29	-24	-24	-24	-24	-29	-29	-22	-21	-22	-20	-22	-11	-10	-12	-9	-13	-18	-14	-16	-12	-19	-24	-466
EPHZHB	HEP	R	GRUD-IMOT	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	LIVNO-BB	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	LIVNO-BB	P	9	8	7	7	7	7	9	10	12	12	12	12	12	11	11	12	12	14	14	13	13	12	11	259	
EPHZHB	HEP	R	MO4-KONJS	D	-135	-117	-96	-96	-94	-73	-71	-71	-76	-71	-67	-63	-68	-60	-62	-91	-106	-41	-50	-48	-72	-97	-62	-13	-1800
EPHZHB	HEP	R	MO4-KONJS	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	MO4-ZAKU	D	-79	-101	-82	-79	-79	-79	-103	-116	-114	-101	-101	-101	-110	-81	-76	-85	-87	-95	-107	-95	-102	-94	-99	-103	-2269
EPHZHB	HEP	R	MO4-ZAKU	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	NEUM-OPUZ	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	NEUM-OPUZ	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	NEUM-STON	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	NEUM-STON	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	ORASJ-ZUPA	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPHZHB	HEP	R	ORASJ-ZUPA	P	14	16	17	18	18	19	17	20	21	21	20	20	20	22	22	22	23	23	22	24	23	22	19	17	480
EPBIH	HEP	R	GRAD-DJAKO	D	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	
EPBIH	HEP	R	GRAD-DJAKO	P	0	4	7	8	10	10	6	6	6	7	5	6	5	7	8	8	7	8	7	8	7	7	6	6	159
EPBIH	HEP	R	K.VAK-D.LA	D	-9	-9	-9	-11	-10	-9	-5	-1	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-66
EPBIH	HEP	R	K.VAK-D.LA	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	4	8	7	4	1	0	0	0	28
EPBIH	HEP	R	TUZ-DJAK	D	-31	-23	-19	-17	-16	-17	-27	-31	-35	-36	-36	-35	-35	-34	-33	-35	-42	-47	-46	-43	-42	-39	-35	-30	-784
EPBIH	HEP	R	TUZ-DJAK	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPS	R	BIJE-LES	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPS	R	BIJE-LES	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPS	R	UGLJ-SMITR	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPS	R	UGLJ-SMITR	P	385	406	416	446	451	434	423	396	402	414	382	380	377	385	375	356	337	336	334	338	345	351	349	340	9158
ERS	EPS	I	WISE-POTPE	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPS	I	WISE-POTPE	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPS	R	WISE-POZE	D	0	-3	-10	-22	-26	-21	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-84	
ERS	EPS	R	WISE-POZE	P	28	2	0	0	0	0	3	9	20	18	30	16	15	9	28	77	100	66	55	39	57	55	42	27	696
ERS	EPS	R	ZVO-HE ZVO	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPS	R	ZVO-HE ZVO	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPCG	R	BIL-NIKS	D	-2	-6	-12	-7	-7	-7	-5	-7	-6	-7	-7	-11	-9	-2	-1	-2	-7	-4	-3	0	0	0	-1	-5	-118
ERS	EPCG	R	BIL-NIKS	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	4	0	0	8
ERS	EPCG	R	SA20-PIVA	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPCG	R	SA20-PIVA	P	101	92	32	4	4	2	49	82	85	71	89	84	87	83	87	103	117	114	106	102	107	104	90	77	1872
ERS	EPCG	R	TRE-H.NOVI	D	-44	-39	-38	-32	-32	-33	-39	-46	-49	-52	-49	-49	-47	-40	-41	-45	-55	-56	-56	-52	-50	-49	-49	-1089	
ERS	EPCG	R	TRE-H.NOVI	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPCG	R	TRE-PER	D	-59	-60	-71	-69	-66	-71	-65	-72	-77	-79	-75	-82	-79	-73	-75	-71	-80	-75	-75	-68	-55	-48	-58	-70	-1673
ERS	EPCG	R	TRE-PER	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	EPCG	R	TRE-POD	D	-72	-70	-91	-90	-87	-103	-81	-104	-110	-115	-103	-112	-107	-106	-110	-100	-103	-101	-109	-99	-80	-72	-92	-113	-2330
ERS	EPCG	R	TRE-POD	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	HEP	R	PR-MEDJ	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	HEP	R	PR-MEDJ	P	27	49	65	67	67	84	65	79	82	83	84	87	85	87	85	77	68	70	73	82	75	67	75	78	1761
ERS	HEP	R	TRE-KOMOL	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ERS	HEP	R	TRE-KOMOL	P	26	26	34	6	6	5	19	23	19	17	18	22	15	0	0	26	19	13	2	0	0	0	0	296	
ERS	HEP	R	UGLJ-ERN	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-1	-8	-20	-8	0	-41	
ERS	HEP	R	UGLJ-ERN	P	15	46	67	76	81	84	45	45	47	45	42	49	48	54	52	35	9	3	3	7	3	0	1	22	879

Izvor: NOS BiH

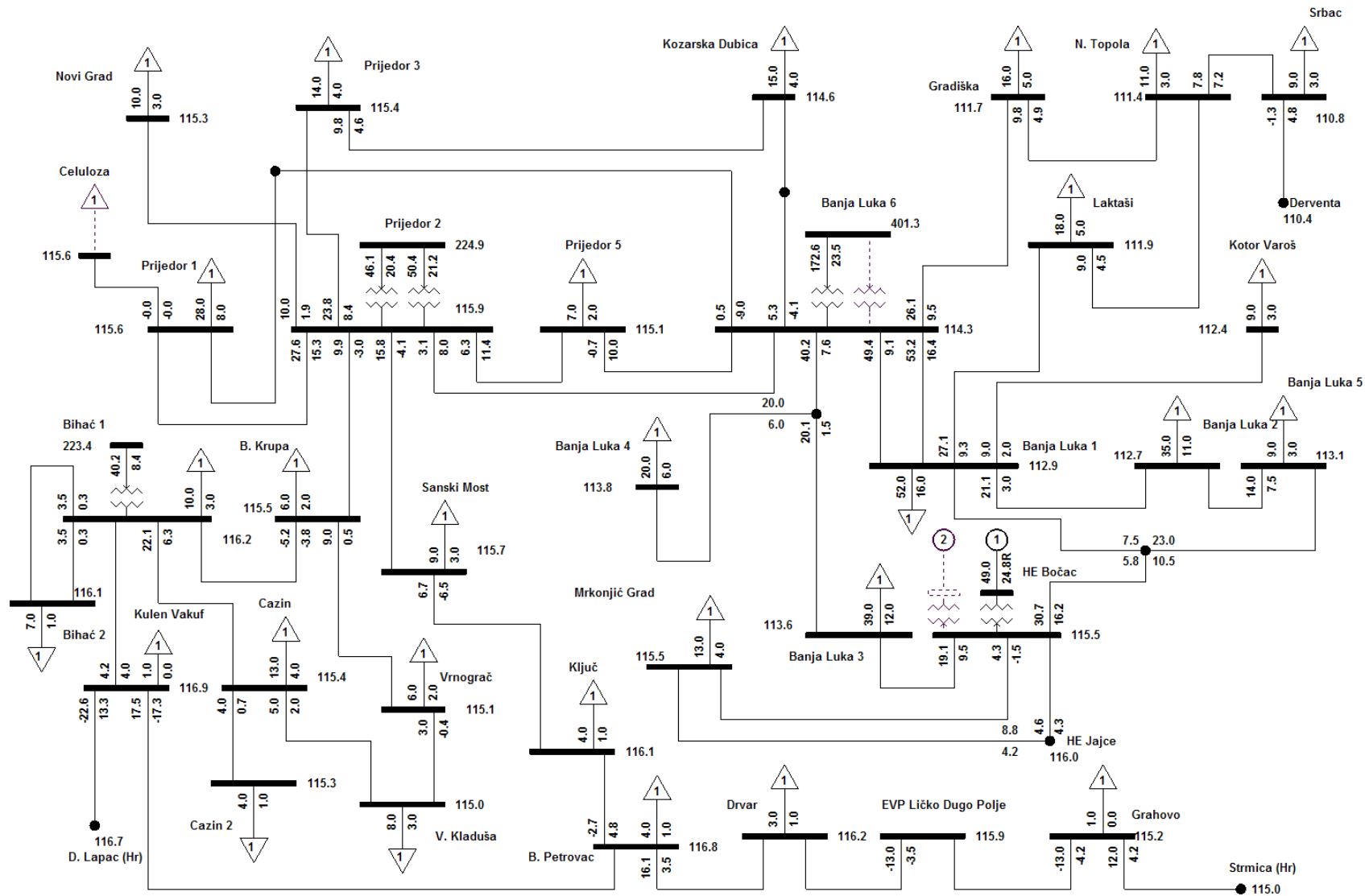
Tablica 3.4. Pregled tokova snaga internim vodovima između elektroprivreda za 29. 12. 2006.

EP1	EP2		DV	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	SUMA	
EPHZHB	EPBIH	R	MO3-JAB	129	121	127	131	125	138	150	133	128	126	127	132	127	116	132	121	99	145	146	138	149	137	148	160	3185	
EPHZHB	EPBIH	R	MO3-SAL	93	103	110	111	107	110	104	83	100	105	105	107	110	109	116	133	148	149	151	147	142	138	135	133	2849	
EPHZHB	EPBIH	R	MO4-SA10	197	220	216	217	213	208	186	150	145	135	132	138	144	147	145	134	106	119	139	160	182	192	199	195	4019	
EPHZHB	ERS	R	JAJC1-M.GR	-7	-5	-4	-3	-4	-6	-10	-15	-17	-18	-17	-17	-14	-13	-13	-13	-15	-11	-11	-13	-20	-18	-16	-11	-291	
EPHZHB	ERS	R	JAJC2-PRIJ	3	18	26	27	26	29	15	8	4	3	4	7	9	13	10	5	-3	-8	-6	2	-2	-2	5	11	204	
EPBIH	EPHZHB	R	B.PETR-DRV	-13	-17	-17	-17	-16	-16	-16	-15	-15	-14	-13	-14	-14	-12	-11	-10	-8	-13	-15	-15	-16	-15	-17	-18	-347	
EPBIH	EPHZHB	R	DVAK-JAJC2	0	-1	0	0	-1	-1	-2	1	6	6	6	6	2	2	3	5	8	14	13	12	9	9	8	6	111	
EPBIH	EPHZHB	R	JAB-HERAMA	54	1	0	0	0	18	62	71	71	71	71	71	70	67	63	60	63	62	55	55	68	62	55	55	1225	
EPBIH	EPHZHB	R	JABL-JAJC2	-17	4	13	14	14	13	-9	-29	-29	-30	-30	-26	-25	-21	-27	-37	-55	-42	-34	-27	-30	-26	-17	-10	-463	
EPBIH	EPHZHB	R	MO2-MO1	-23	-29	-21	-21	-22	-22	-24	-29	-31	-30	-30	-26	-22	-27	-23	-22	-16	-22	-28	-31	-35	-37	-35	-31	-637	
EPBIH	EPHZHB	R	SR.BOSNA	-30	-27	-26	-26	-26	-29	-34	-40	-44	-43	-43	-42	-40	-41	-39	-40	-39	-49	-49	-48	-46	-42	-40	-36	-919	
EPBIH	EPHZHB	R	TRAV-JAJC2	-12	-11	-9	-9	-10	-10	-13	-12	-7	-7	-6	-7	-15	-14	-12	-10	-6	0	-2	-3	-6	-6	-7	-8	-202	
EPBIH	ERS	R	B.KR-PR2	13	11	10	10	9	9	10	12	14	14	13	13	13	12	12	13	13	17	18	18	19	19	18	328		
EPBIH	ERS	R	GRAC-DOB1	-39	-37	-37	-37	-36	-37	-42	-45	-45	-45	-44	-42	-41	-41	-43	-47	-47	-46	-47	-46	-47	-46	-43	-1025		
EPBIH	ERS	R	GRAD-DERV	-30	-28	-28	-27	-27	-28	-32	-36	-40	-42	-42	-41	-40	-40	-40	-41	-47	-51	-50	-49	-48	-45	-41	-36	-929	
EPBIH	ERS	R	GRAD-MODR	-20	-18	-17	-16	-16	-17	-21	-24	-28	-28	-28	-27	-26	-26	-27	-28	-32	-36	-35	-34	-32	-30	-27	-23	-616	
EPBIH	ERS	R	KAK-PRJ	-51	-37	-28	-27	-25	-22	-38	-44	-44	-44	-45	-43	-40	-42	-39	-39	-43	-51	-49	-49	-46	-51	-54	-47	-39	-993
EPBIH	ERS	R	KLAD-VLAS	-9	-8	-8	-7	-6	-7	-9	-11	-11	-11	-11	-12	-11	-10	-10	-10	-11	-11	-11	-10	-10	-8	-8	-7	-227	
EPBIH	ERS	R	MAGL-DOB1	8	11	14	14	12	10	5	2	3	3	4	4	1	4	4	5	6	2	2	4	4	7	9	10	148	
EPBIH	ERS	R	MO 2-NEV	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-48		
EPBIH	ERS	R	POTR.GORAZ	3	3	3	3	3	3	4	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	120	
EPBIH	ERS	R	S.MOS-PRJ	23	23	22	22	22	22	23	23	24	24	23	23	24	21	21	22	21	25	28	28	29	29	29	28	579	
EPBIH	ERS	R	SA 5-PALE	-19	-17	-16	-15	-15	-17	-20	-24	-26	-27	-26	-25	-25	-25	-26	-27	-29	-30	-29	-29	-28	-27	-26	-23	-571	
EPBIH	ERS	R	SA10-SA20	19	13	-41	-63	-57	-63	-27	2	2	-13	3	-2	1	-1	-3	6	13	7	10	7	15	15	0	-11	-168	
EPBIH	ERS	R	SA14-SA20	40	37	34	31	30	32	39	41	43	44	45	45	45	47	50	51	52	53	50	50	49	47	48	46	1049	
EPBIH	ERS	R	SA4-SOKOL	-12	-11	-10	-10	-10	-11	-13	-16	-17	-17	-17	-16	-16	-16	-17	-17	-18	-19	-19	-18	-17	-17	-16	-14	-364	
EPBIH	ERS	R	SRBNK-BRCK	-24	-21	-20	-19	-18	-19	-24	-26	-26	-25	-25	-24	-24	-23	-23	-24	-25	-25	-24	-24	-24	-24	-25	-23	-558	
EPBIH	ERS	R	TZ CEN-LOP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EPBIH	ERS	R	TZ-BL	-155	-147	-139	-137	-138	-140	-161	-172	-173	-174	-170	-166	-166	-163	-161	-169	-188	-185	-183	-190	-199	-197	-185	-167	-4025	
EPBIH	ERS	R	TZ-VISE	107	69	65	50	43	63	98	79	88	87	99	85	85	78	96	158	238	295	292	268	251	170	112	42	3018	
ERS	EPHZHB	R	BOC-JAJC 1	6	3	1	1	2	4	10	15	18	19	18	15	13	13	14	7	7	10	21	19	16	10	274			
ERS	EPHZHB	R	BOC-JAJC 2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	-1	2	2	2	2	-1	0	0	0	0	-1	1	1	3	3	3	1	11	
ERS	EPHZHB	R	BRC-ORASJE	4	7	8	9	10	10	7	9	9	9	8	9	8	10	10	10	10	9	9	10	10	9	7	6	207	
ERS	EPHZHB	R	GAC-MO4	-87	-71	-48	-47	-50	-35	-58	-50	-50	-50	-52	-42	-46	-29	-22	-49	-74	-61	-61	-48	-52	-62	-33	-2	-1179	
ERS	EPHZHB	R	TB-MO3 1	-16	-12	4	8	6	10	-6	9	7	11	14	18	17	33	41	34	24	6	3	11	11	7	12	17	269	
ERS	EPHZHB	R	TB-MO3 2	-16	-12	4	8	6	10	-6	9	7	11	14	18	18	34	41	34	24	6	3	11	11	7	12	17	271	
ERS	EPBIH	R	PRJJE-BIH1	-41	-39	-38	-38	-38	-42	-47	-50	-51	-51	-49	-49	-48	-47	-47	-49	-51	-55	-55	-55	-56	-55	-53	-46	-1150	
ERS	EPBIH	R	SA20-SA1	-3	-5	-5	-4	-1	0	0	1	2	3	2	2	1	4	4	1	-1	-1	2	2	2	2	2	1	11	
ERS	EPBIH	R	SA20-SA15	-28	-25	-23	-21	-20	-22	-27	-28	-30	-31	-31	-31	-31	-34	-36	-36	-36	-37	-36	-35	-35	-34	-35	-33	-735	
ERS	EPBIH	R	UGLJE-TZ	-313	-368	-405	-441	-446	-429	-367	-333	-340	-346	-312	-323	-319	-331	-316	-267	-211	-192	-197	-254	-286	-366	-415	-447	-8024	

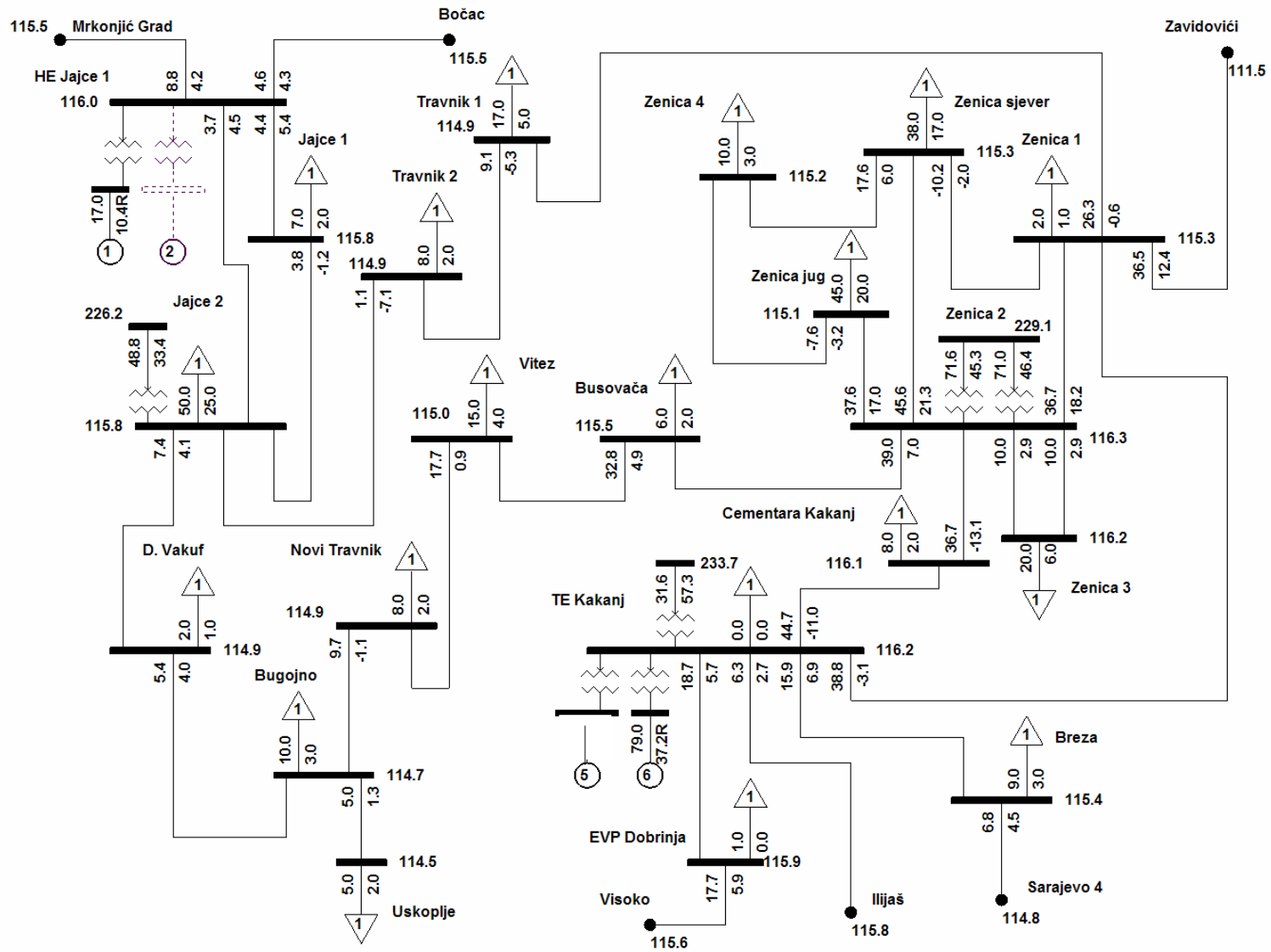
Tablica 3.5. Naponi u pojedinim čvorištima EES BiH za 29. 12. 2006. u 18 sati

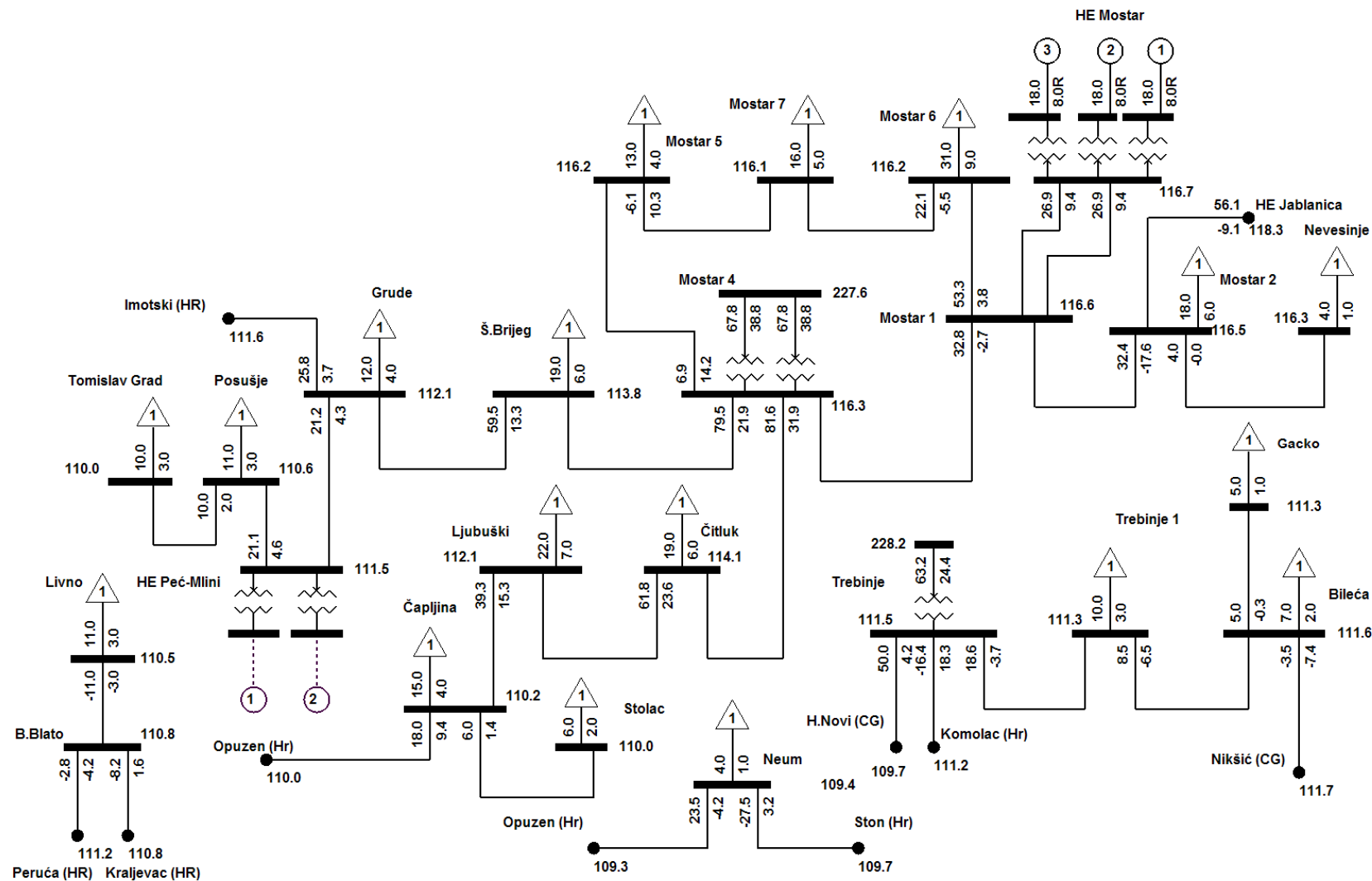
Čvorište	Napon (kV)
Mostar 4	400.5
Ugljevik	396.8
B.Luka 6	397.3
Višegrad	398.9
TS Tuzla	234.1
Prijedor 2	229
Trebinje	221.7
RP Kakanj	234.1

Izvor: NOS BiH

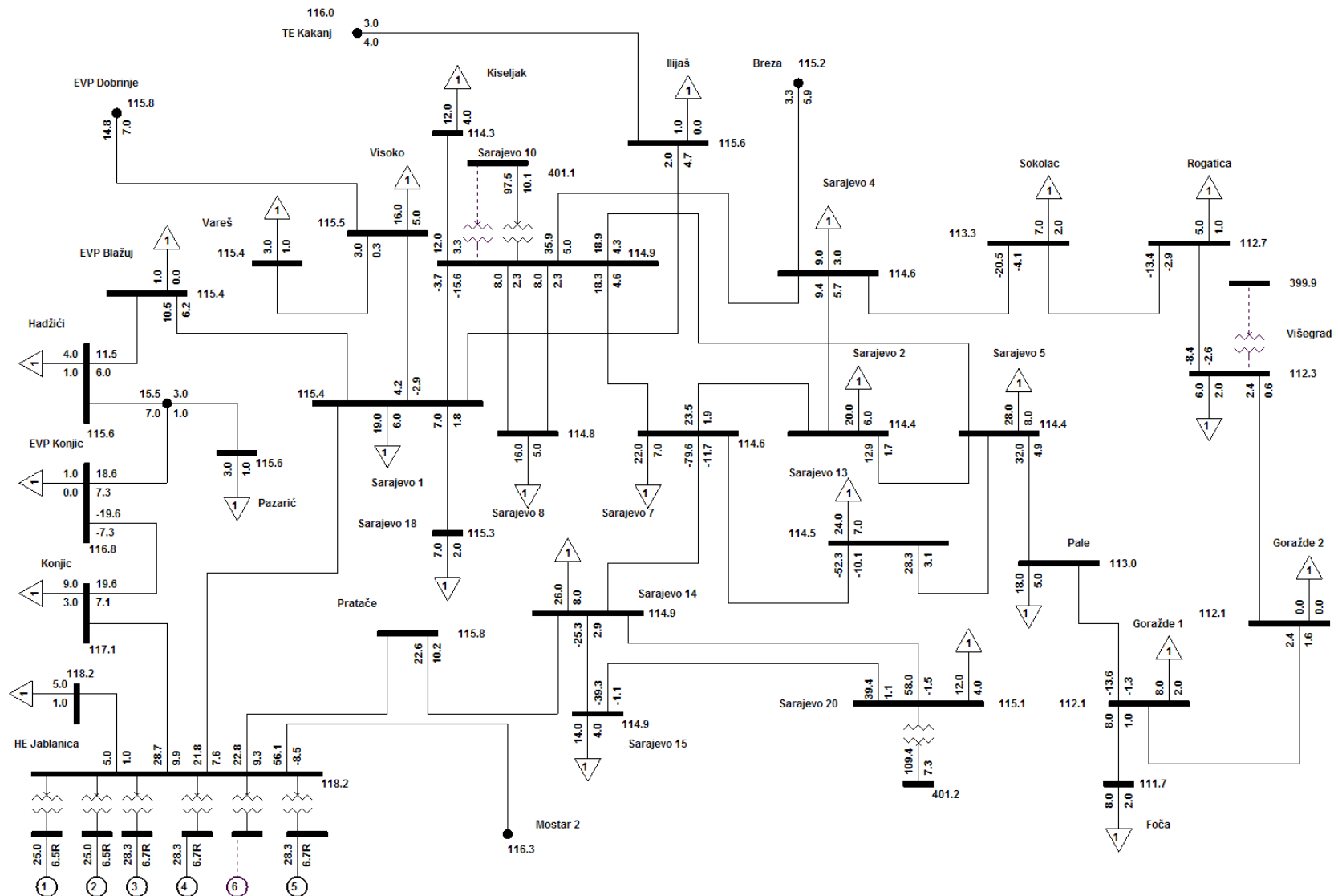


Slika 3.4. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Banja Luka)

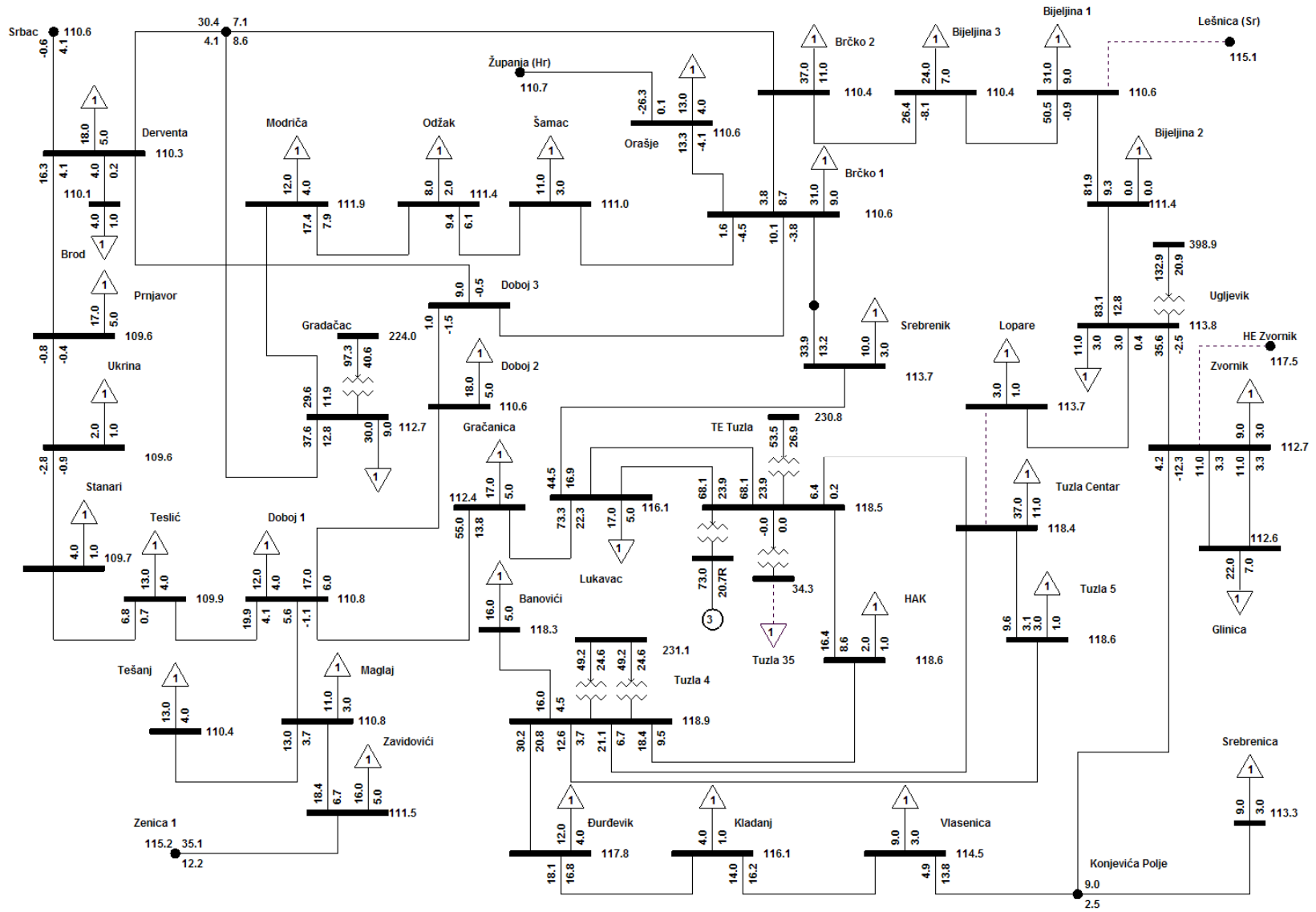




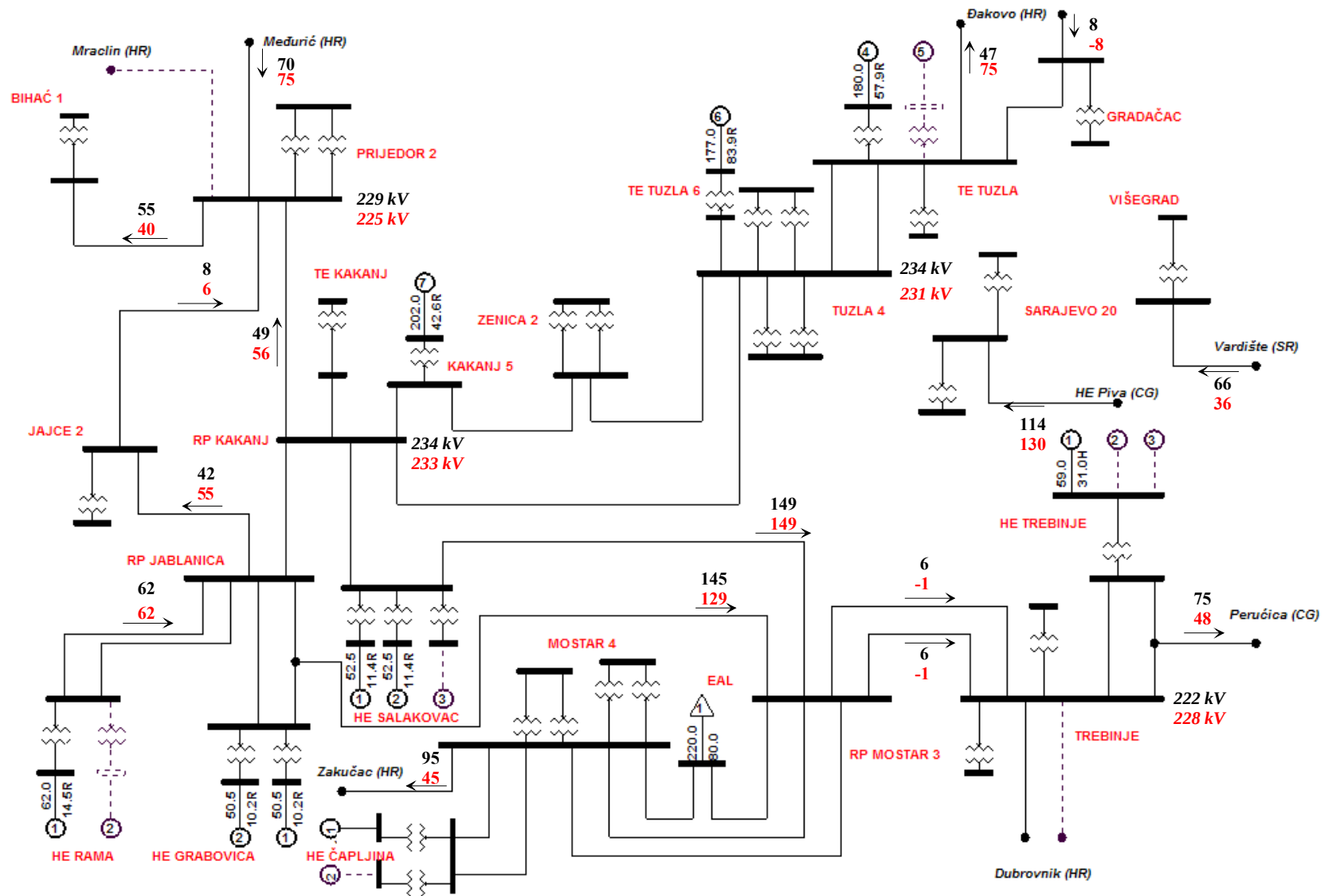
Slika 3.6. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Mostar)



Slika 3.7. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Sarajevo)

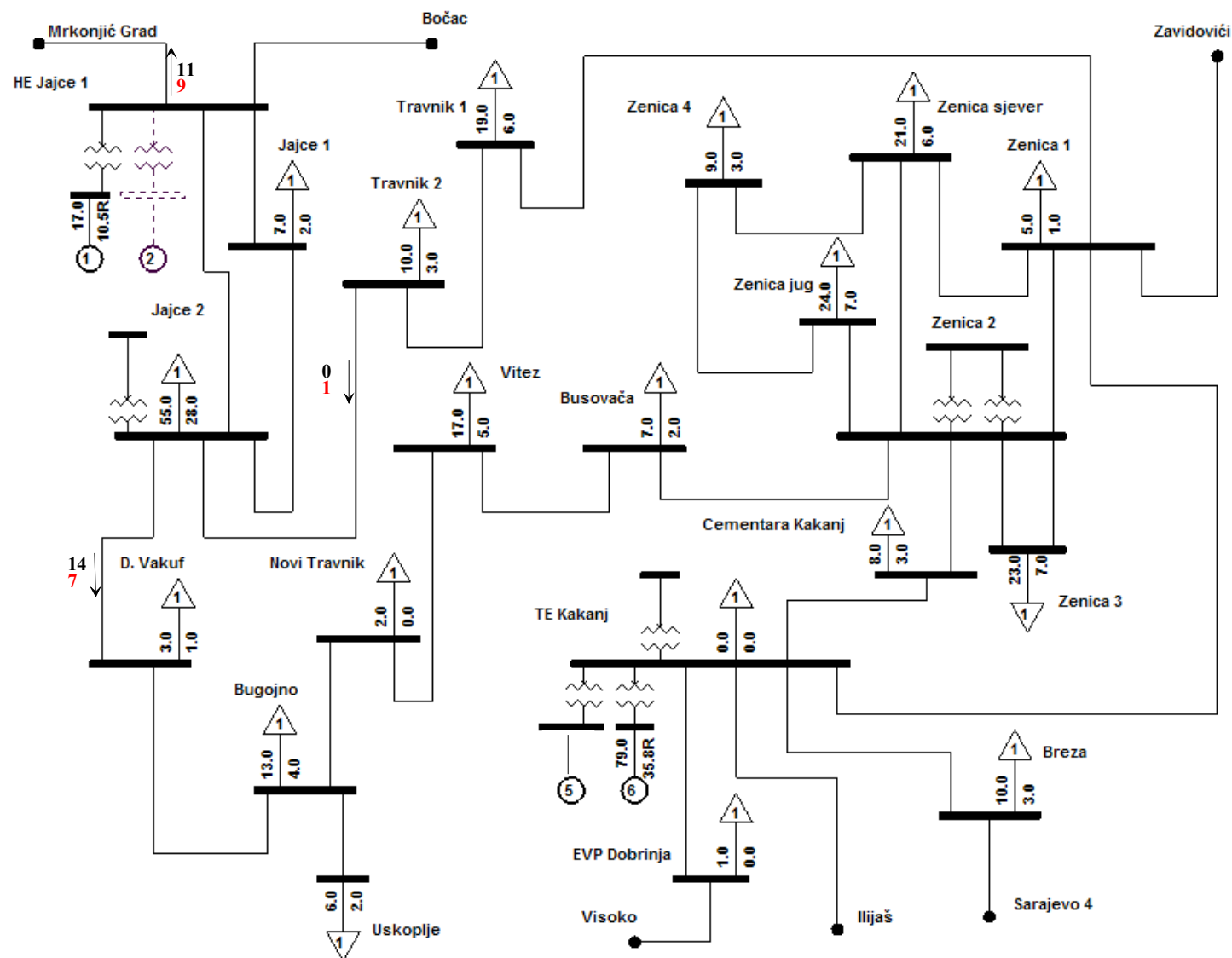


Slika 3.8. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Tuzla)

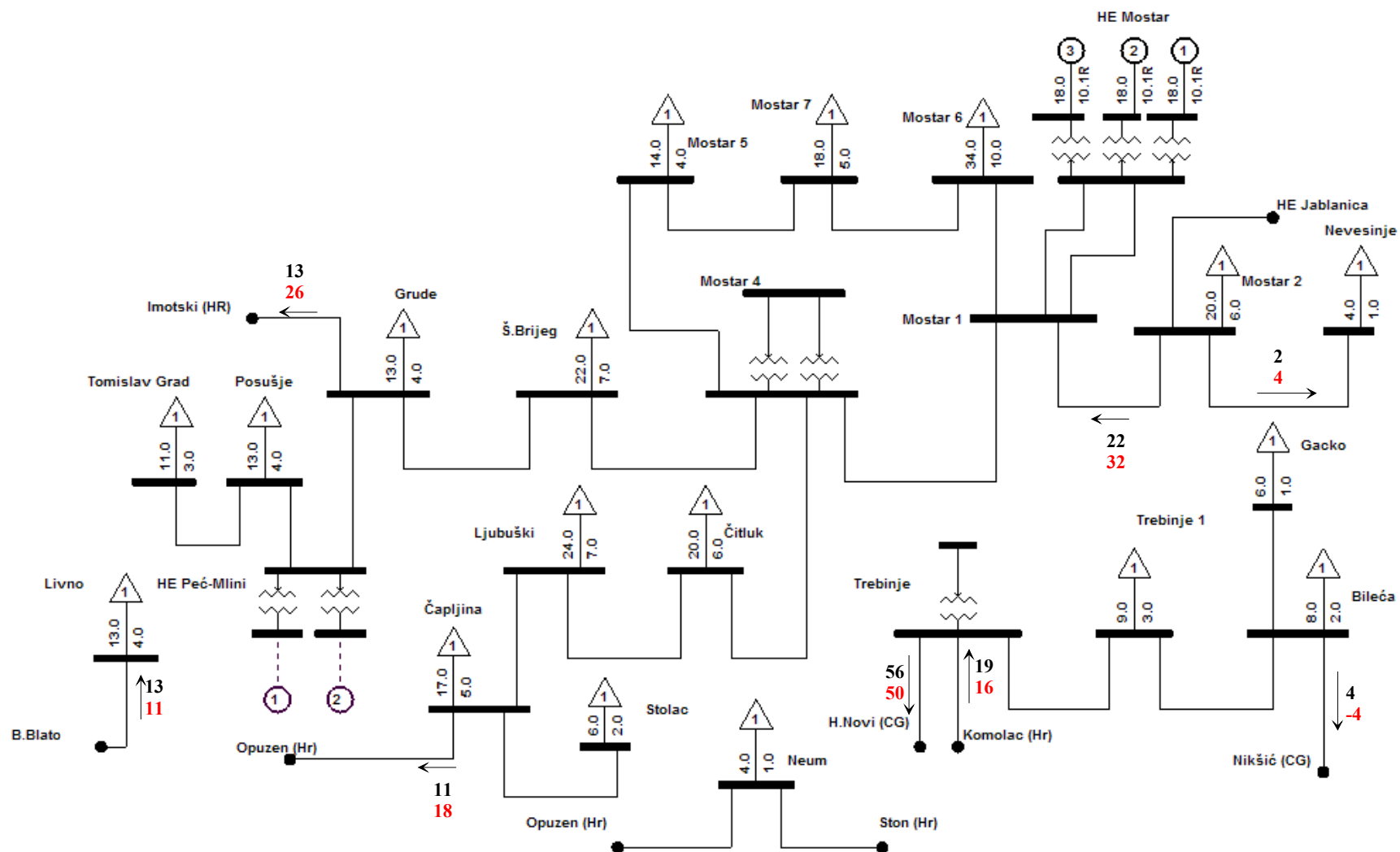


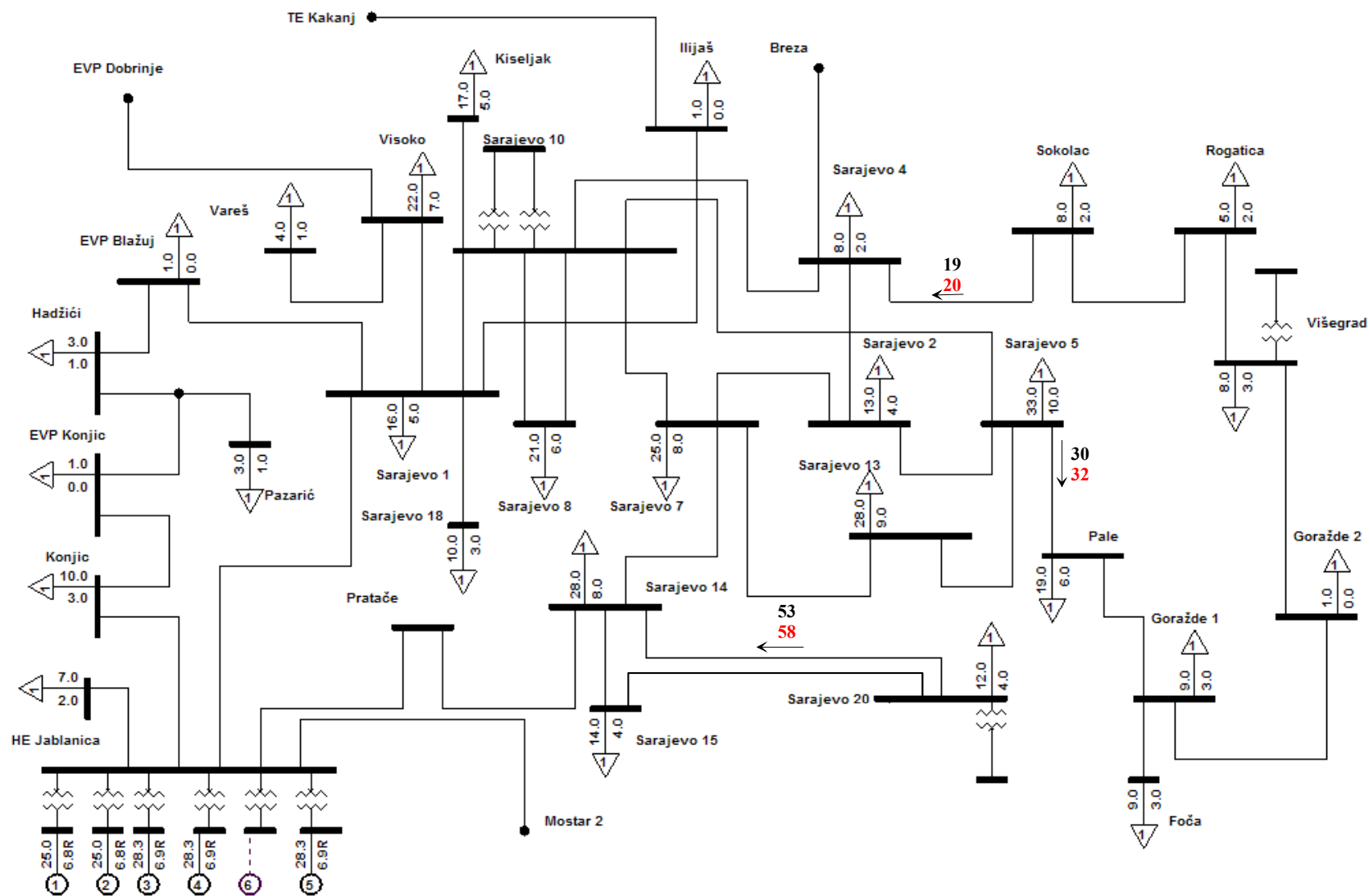
Slika 3.10. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (220 kV mreža)



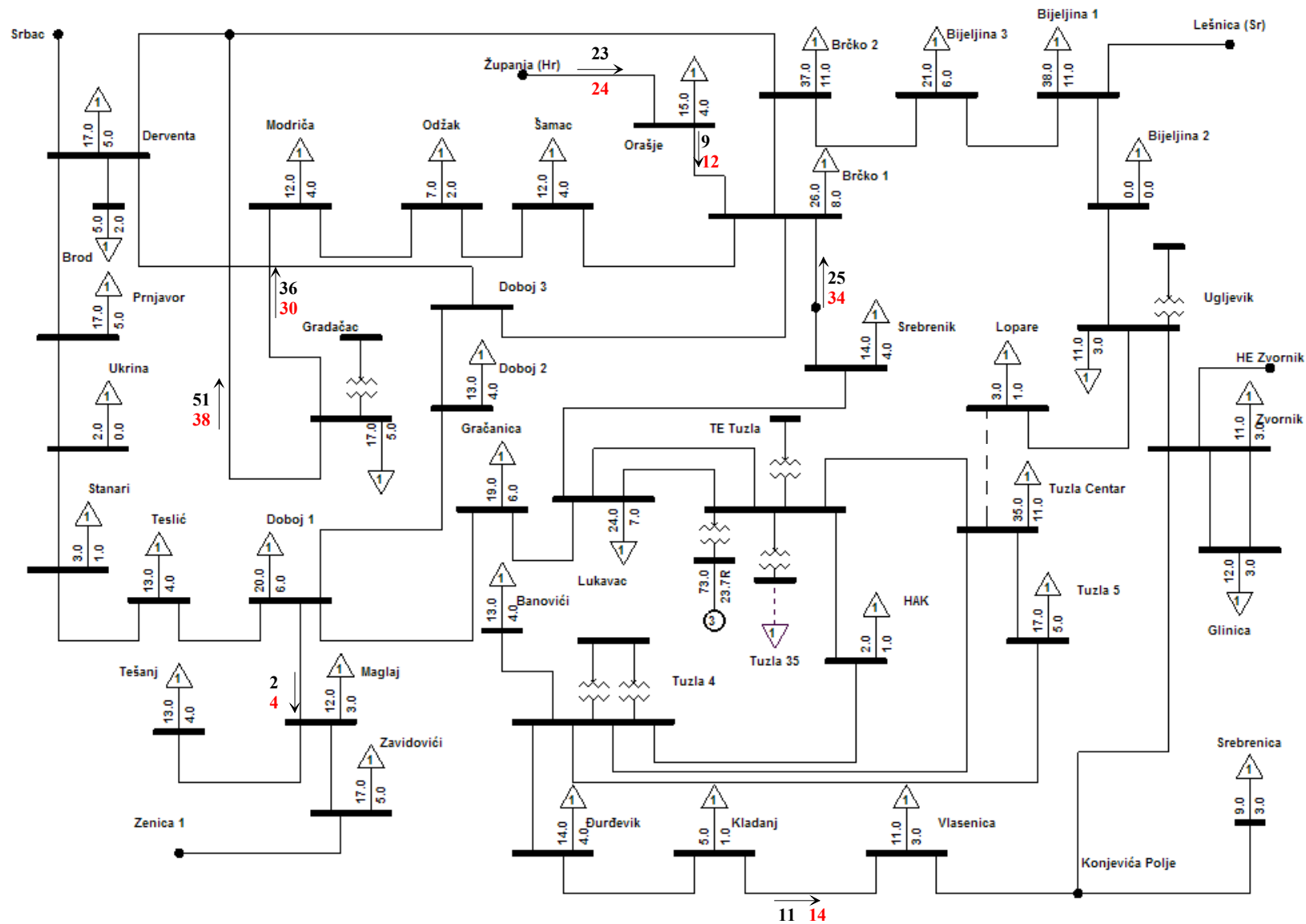


Slika 3.12. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Zenica)



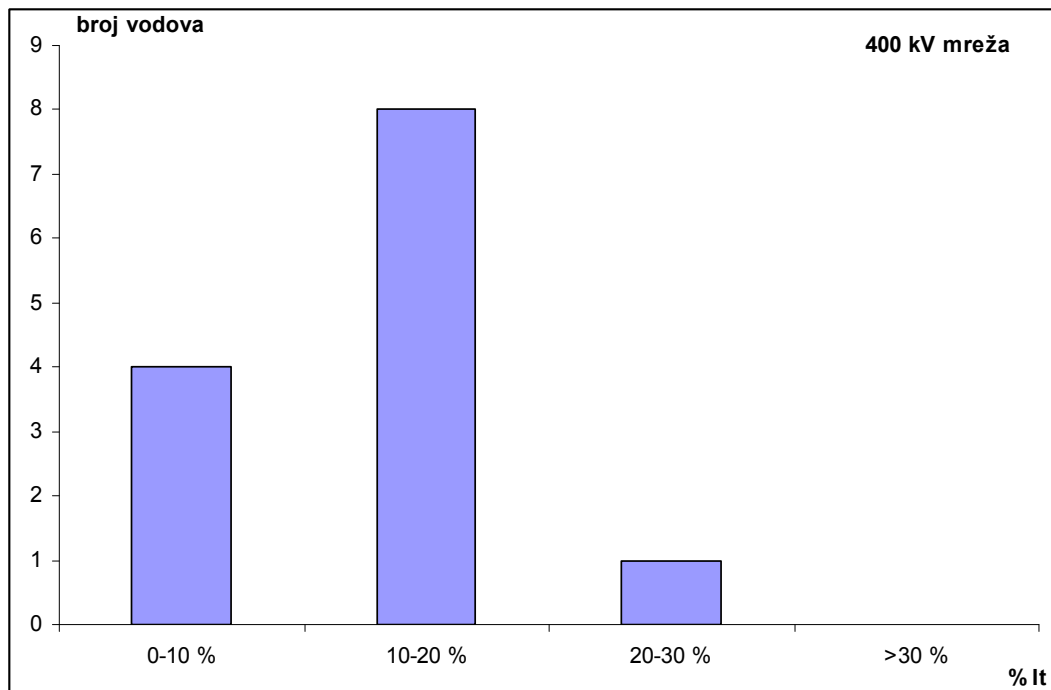


Slika 3.14. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Sarajevo)

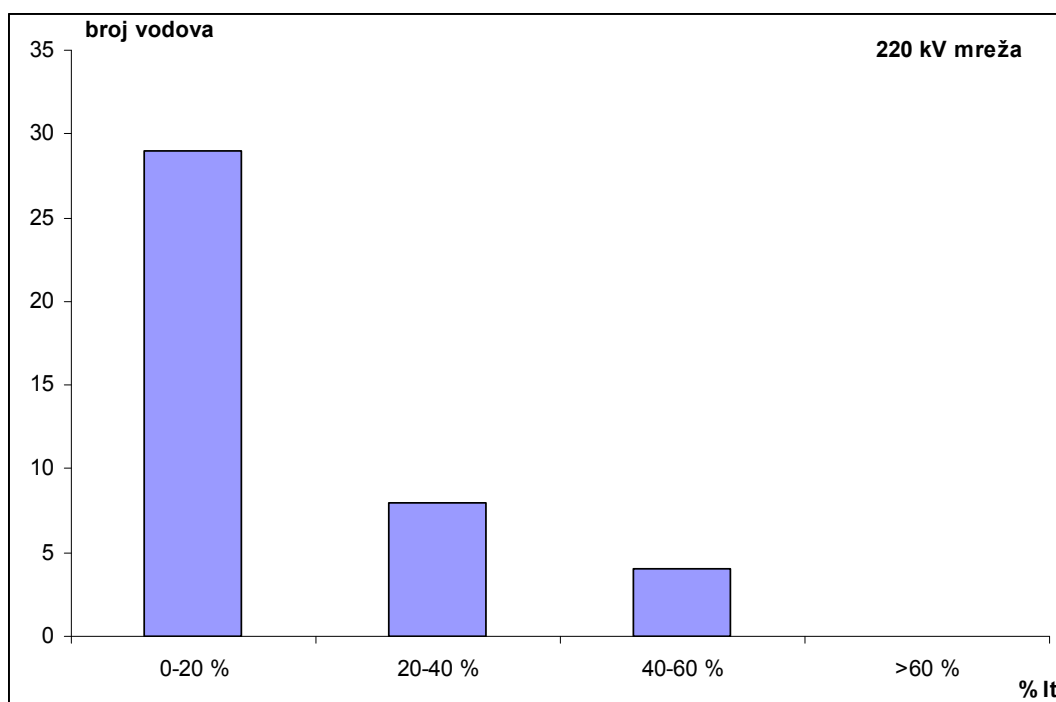


Slika 3.15. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Tuzla)

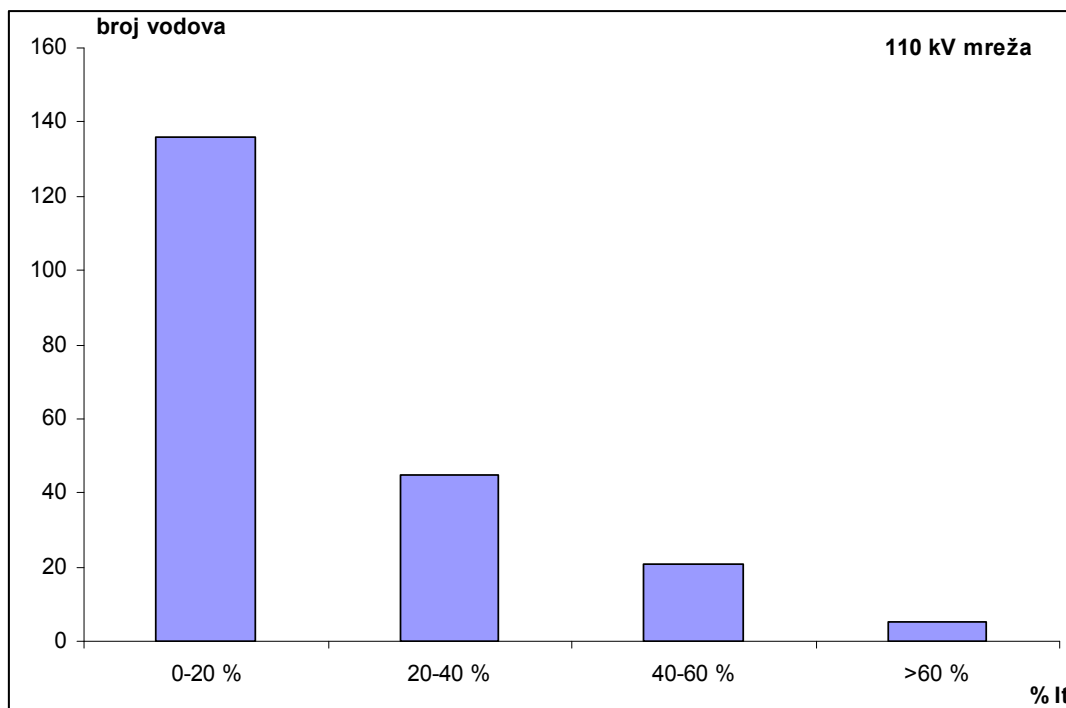
Dijagrami opterećenosti 400 kV, 220 kV i 110 kV mreže u promatranom pogonskom stanju prikazani su slikama 3.16. – 3.18. Većina 400 kV vodova opterećena je između 10 % i 20 % od njihove termičke granice (prijenosne moći), dok je većina 220 kV i 110 kV vodova opterećena do 20 % od termičkih granica.



Slika 3.16. Opterećenost 400 kV mreže za 29. 12. 2006. u 18 sati



Slika 3.17. Opterećenost 220 kV mreže za 29. 12. 2006. u 18 sati



Slika 3.18. Opterećenost 110 kV mreže za 29. 12. 2006. u 18 sati

Slike 3.19 – 3.25 prikazuju opterećenja grana u mreži, u postocima od termičke granice vodova ili prividne snage transformatora, u trenutku nastanka vršnog opterećenja sistema 2006. godine.

400 kV mreža

Opterećenja 400 kV vodova kreću se od 1 % (Ugljevik – Ernestinovo) do 27 % (Ugljevik – S. Mitrovica) od njihove termičke granice. Najopterećenija transformacija 400/x kV je u Banja Luci (58 % S_n). Očito u mreži promatrane naponske razine postoji dovoljno rezervne prijenosne moći za značajnija povećanja prijenosa električne energije bilo za potrebe uvoza i izvoza, ili tranzita.

Radijalno napajana čvorišta u 400 kV mreži su slijedeća:

TS 400/110 kV Banja Luka
TS 400/220/110 kV Višegrad

220 kV mreža

Najopterećeniji vod u 220 kV mreži je DV 220 kV HE Salakovac – Mostar 3, opterećen 49 % od termičke granice. Značajnije su opterećeni još DV 220 kV Jablanica – Mostar 3 (40 % I_t), Mostar 3 – EAL (33 % I_t), Kakanj 5 – Zenica 2 (36 % I_t), RP Kakanj – Kakanj 5 (36 % I_t) i Tuzla – Gradačac (37 % I_t). Najopterećeniji transformator 220/110 kV je onaj u TS Gradačac (69 % S_n).

Radijalno napajano čvorište u 220 kV mreži je TS 220/110 kV Bihać.

110 kV mreža – šire područje Banja Luke

110 kV mreža na promatranom području napaja se preko:

1. TS 400/110 kV Banja Luka (transformator opterećen 58 % S_n)
2. TS 220/110 kV Prijedor (transformatori opterećeni 33 % S_n , odnosno 36 % S_n)
3. TS 220/110 kV Bihać (transformator opterećen 27 % S_n)
4. HE Bočac (angažirana na modelu 49 MW od mogućih 110 MW)

Značajnije opterećeni vodovi su B.Luka 1 – B.Luka 6 (55 % I_t , odnosno 42 % I_t) i B.Luka 4 – (B.Luka 6 – B.Luka 3) – 31 % I_t . Ostali vodovi opterećeni su ispod 30 % od njihovih termičkih granica. Vodovi 110 kV koji napajaju konzumno područje Bihaća vrlo su malo opterećeni (najopterećeniji DV 110 kV Bihać – Cazin – 17 % I_t). Vodovi 110 kV koji napajaju konzumno područje Prijedora također su slabo opterećeni (najopterećeniji DV 110 kV Prijedor 2 – Sanski Most – 18 % I_t). Kritični dio 110 kV mreže razmatranog područja je Banja Luka, odnosno dvostruki vod od TS Banja Luka 6 do TS Banja Luka 1, posebno vod manjeg presjeka vodiča (Al/Fe 150/25 mm²).

Radijalno napajana čvorišta u 110 kV mreži promatranog područja su slijedeća:

TS 110/x kV Novi Grad
 TS 110/x kV Celuloza
 TS 110/x kV Kotor Varoš
 TS 110/x kV Banja Luka 4

110 kV mreža – šire područje Zenice

110 kV mreža na promatranom području napaja se preko:

1. TS 220/110 kV Zenica 2 (transformatori opterećeni 54 % S_n)
2. TS 220/110 kV TE Kakanj (transformator opterećen 43 % S_n)
3. TS 220/110 kV Jajce 2 (transformator opterećen 38 % S_n)
4. TE Kakanj gen 5. i 6. (angažirani na modelu 93 MW od mogućih 200 MW)
5. HE Jajce 1 (angažirana na modelu 17 MW od mogućih 60 MW)

Značajnije opterećeni vodovi na razmatranom području su Zenica 2 – Busovača (51 % I_t), Zenica 1 – Zavidovići (29 % I_t), TE Kakanj – Cementara Kakanj (34 % I_t) i TE Kakanj – Zenica 1 (38 % I_t). Vodovi 110 kV koji napajaju konzumno područje Jajca slabo su opterećeni. Vodovi 110 kV koji napajaju područje Travnika, Viteza i Busovače opterećeni su ispod trećine njihove termičke granice izuzev voda Zenica 2 – Busovača. Nešto jače se opterećuju vodovi 110 kV između Kakanja i Zenice.

Jedino radijalno napajano čvorište u 110 kV mreži promatranog područja je TS 110/x kV Uskoplje.

110 kV mreža – šire područje Mostara

110 kV mreža na promatranom području napaja se preko:

1. TS 400/220/110 kV Mostar 4 (transformatori opterećeni 50 % S_n)
2. TS 400/220/110 kV Trebinje (transformator opterećen 44 % S_n)
3. HE Mostar (angažirana na modelu 54 MW od mogućih 75 MW)
4. HE Peć-Mlini (angažirana na modelu 0 MW od mogućih 30 MW)

U razmatranom dijelu mreže preopterećen je vod 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg. Taj vod je opremljen vodičima Al/Fe 240/40 mm² i Cu 95 mm², pri čemu dionica od Cu 95 mm² ograničava prijenosnu moć na 380 A (~73 MVA).

Osim spomenutog voda najopterećeniji 110 kV vodovi u promatranom dijelu sistema su Š.Brijeg – Grude (81 % I_t), Grude – Imotski (35 % I_t), Mostar 4 – Čitluk (65 % I_t), Čitluk – Ljubuški (50 % I_t), Ljubuški – Čapljina (33 % I_t), Mostar 1 – Mostar 6 (57 % I_t) i Mostar 2 – HE Jablanica (61 % I_t). Visoko su opterećeni vodovi koji iz TS Mostar 4 napajaju područja Š.Brijega, Gruda, Posušja i Tomislav Grada, zatim Čitluka, Ljubuškog i Čapljine, te vodovi unutar Mostara, te između Mostara i Jablanice.

Radijalno napajana čvorišta u 110 kV mreži promatranog područja su slijedeća:

TS 110/x kV Nevesinje
TS 110/x kV Gacko
TS 110/x kV Stolac
TS 110/x kV Livno
TS 110/x kV Posušje
TS 110/x kV Tomislav Grad

110 kV mreža – šire područje Sarajeva

110 kV mreža na promatranom području napaja se preko:

1. TS 400/110 kV Sarajevo 10 (transformator opterećen 32 % S_n , paralelno trafo van pogona)
2. TS 400/220/110 kV Sarajevo 20 (transformator 400/110 kV opterećen 34 % S_n)
3. TS 400/110 kV Višegrad (transformator 400/110 kV trenutno u kvaru)
4. HE Jablanica (angažirana na modelu 135 MW od mogućih 170 MW)

Najopterećeniji 110 kV vodovi u promatranom dijelu sistema su Sarajevo 7 – Sarajevo 14 (59 % I_t), Sarajevo 7 – Sarajevo 13 (41 % I_t) i Sarajevo 20 – Sarajevo 14 (71 % I_t).

Radijalno napajana čvorišta u 110 kV mreži promatranog područja su slijedeća:

TS 110/x kV Foča
TS 110/x kV Sarajevo 15
TS 110/x kV Sarajevo 18
TS 110/x kV Pazarić
TS 110/x kV Vareš
TS 110/x kV Kiseljak
TS 110/x kV Jablanica

110 kV mreža – šire područje Tuzle

110 kV mreža na promatranom području napaja se preko:

1. TS 400/110 kV Ugljevik (transformator opterećen 46 % S_n)
2. TS 220/110 kV TE Tuzla (transformator opterećen 38 % S_n)
3. TS 220/110 kV Gradačac (transformator opterećen 69 % S_n)
4. TE Tuzla gen. 3 (angažiran na modelu 73 MW od mogućih 91 MW)

Najopterećeniji 110 kV vodovi u promatranom dijelu sistema su Gradačac – (Derventa – Brčko 2) – 30 % I_t , Gračanica – Lukavac (57 % I_t), TE Tuzla – Lukavac 1 i 2 (52 % I_t), Lukavac – Srebrenik (51 % I_t), Srebrenik – Brčko 1 (40 % I_t), Brčko 2 – Bijeljina 3 (29 % I_t), Bijeljina 1 – Bijeljina 3 (40 % I_t), Bijeljina 1 – Bijeljina 2 (63 % I_t), Ugljevik – Bijeljina 2 (63 % I_t) i Tuzla Centar – Lopare (27 % I_t).

Radijalno napajana čvorišta u 110 kV mreži promatranog područja su slijedeća:

TS 110/x kV Srebrenica
TS 110/x kV Tešanj
TS 110/x kV Brod
TS 110/x kV Banovići

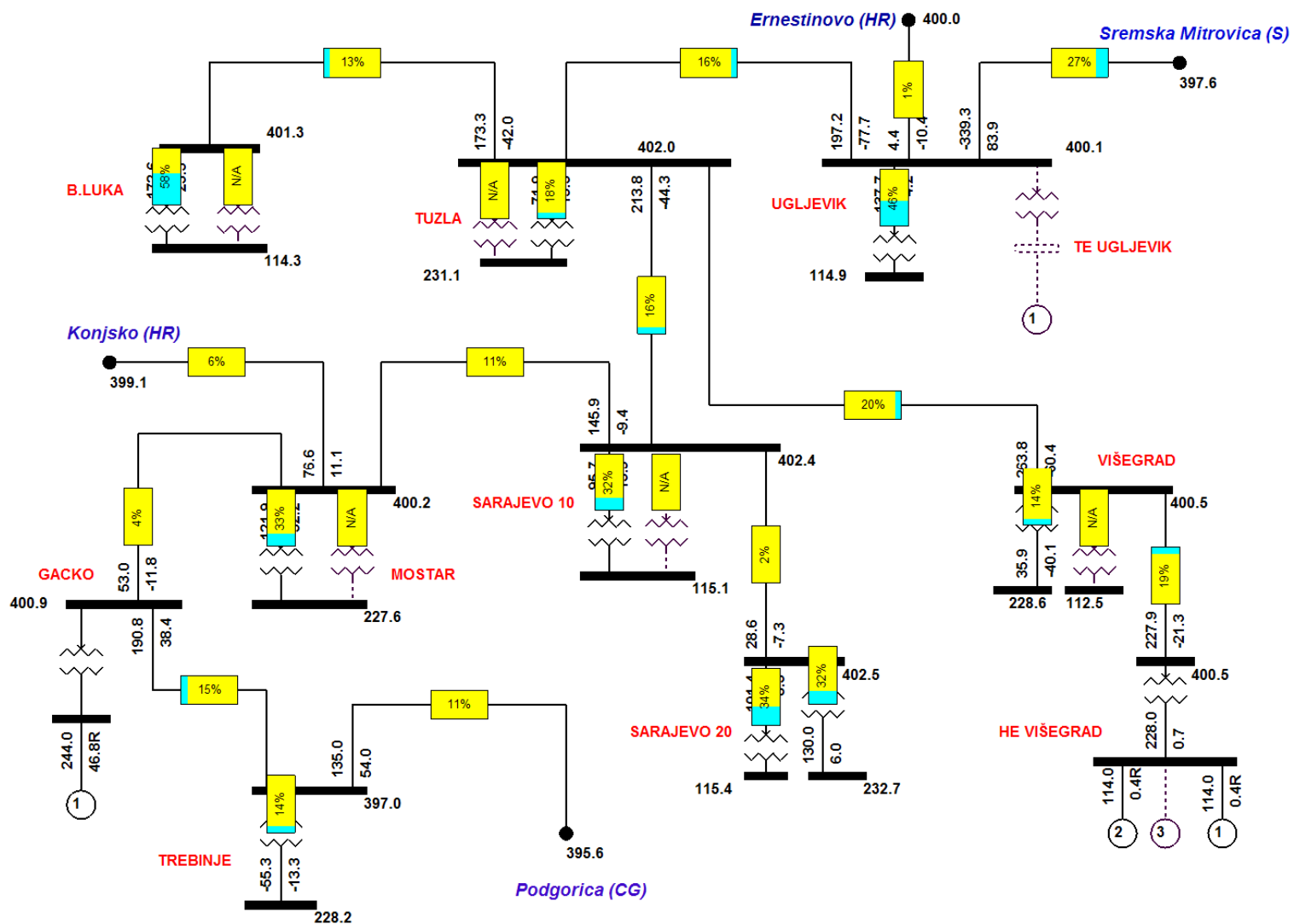
Rezultati n-1 analize sigurnosti na modelu za promatrano pogonsko stanje prikazani su tablicom 3.6.

Tablica 3.6. Rezultati n-1 analize za 29. 12. 2006. u 18 sati

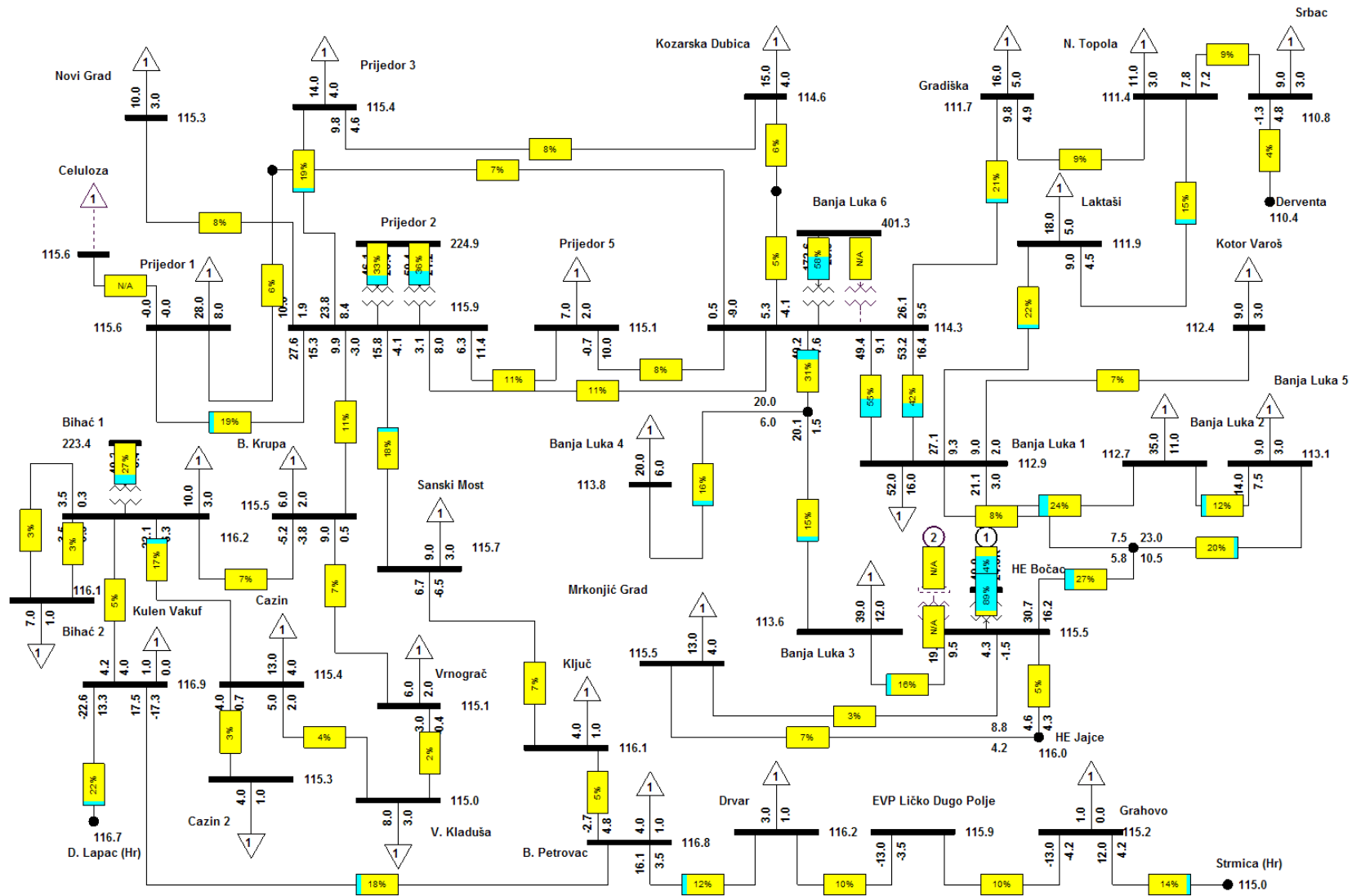
Ispad	Preopterećenje	% It ili % Sn
-	DV 110 kV Mostar 4 - Š.Brijeg	107
TR 400/110 kV Sarajevo 10	DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14	115
DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	134
	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	108
DV 110 kV Čitluk – Ljubuški	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	101
	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	127
DV 110 kV Čapljina – Ljubuški	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	119
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	130
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	128

Ispad	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Mostar 4 - Čitluk	Čapljina	85.8
	Ljubuški	83.6
	Čitluk	82.5
	Stolac	85.8
DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg	Široki Brijeg	93.5
	Posušje	92.4
	Tomislavgrad	91.3
	Grude	94.6
	HE Peć-Mlini	93.5
DV 110 kV Čitluk - Ljubuški	Čapljina	94.6
	Ljubuški	93.5
	Stolac	93.5

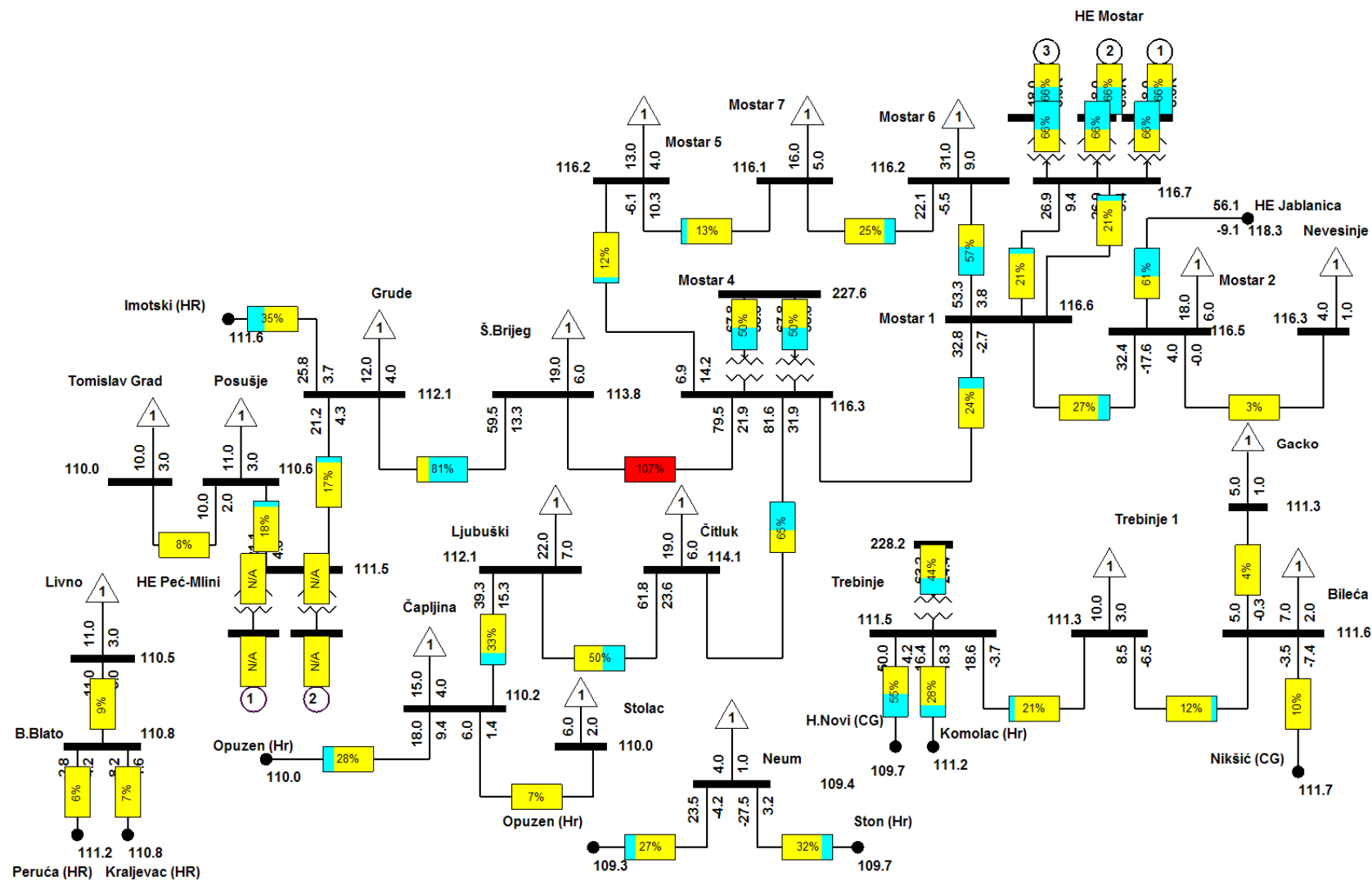
Iz tablica je vidljivo da u promatranom pogonskom stanju n-1 kriterij nije bio zadovoljen. U slučaju ispada transformatora 400/110 kV Sarajevo 10 (paralelni transformator je normalno van pogona) preopterećuje se DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14, slika 3.26. Također se preopterećuju DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg – Grude pri ispadu DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk ili Čitluk – Ljubuški (slika 3.27). Vod 110 kV TE Tuzla – Lukavac preopterećuje se u slučaju ispada paralelnog voda radi neadekvatnih strujnih mjernih transformatora u vodnim poljima (prijenosni odnos 400/1 A, vodiči Al/Fe 240/40 mm²) – slika 3.28. Naponske prilike u Hercegovini (TS Neum, Čapljina, Ljubuški, Čitluk, Stolac, Široki Brijeg, Posušje, Tomislavgrad, Grude) bile bi nepovoljne u slučajevima ispada 110 kV dalekovoda Mostar 4 – Čitluk, Mostar 4 – Široki Brijeg, ili Čitluk – Ljubuški (slike 3.29. – 3.30.). Naponi su blizu dozvoljenih minimuma u Palama, Foči i Goraždu 1 ukoliko ispadne iz pogona vod 110 kV od Sarajeva 5 do Pala. Posljedica je to neraspoloživosti transformatora 400/110 kV u Višegradu.



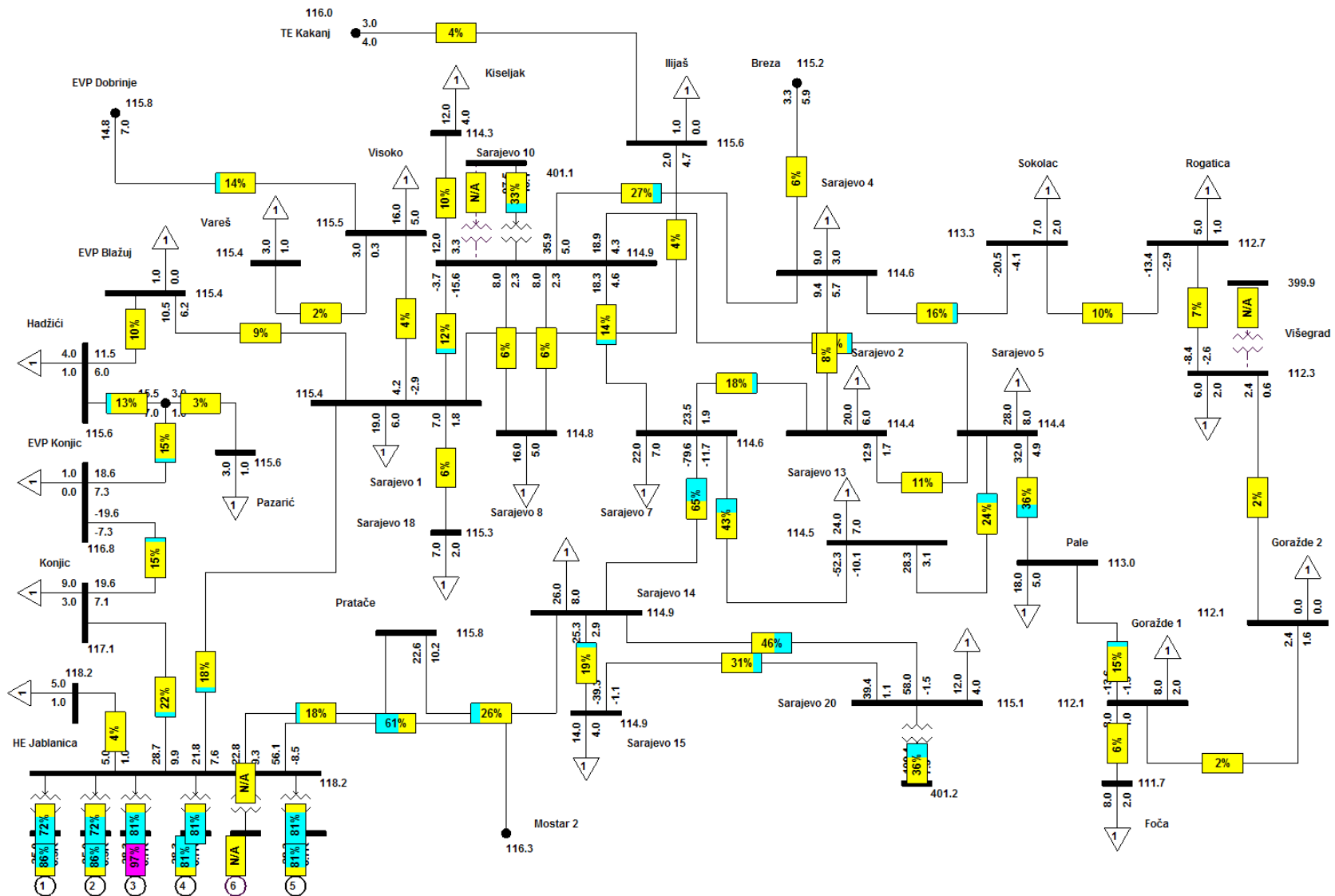
Slika 3.19. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (400 kV mreža)



Slika 3.21. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Banja Luka)



Slika 3.23. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Mostar)



Slika 3.24. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Sarajevo)

Ukoliko promatramo slučajeve nezadovoljenja (n-1) kriterija uz 80%-no dozvoljeno opterećenje vodova i transformatora, popis ugroženih grana mnogo je veći – tablica 3.7. Kritični su transformator 220/110 kV u Gradačcu, vod B.Luka 1 – B. Luka 6, 110 kV mreža oko Mostara, veza 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg – Grude, te transformacija 220/110 kV u TS Mostar 4.

Tablica 3.7. Rezultati n-1 analize za 29. 12. 2006. u 18 sati uz 80% dozvoljeno opterećenje grana

Ispad	Visoko opterećenje	% It ili % Sn
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	98
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	TR 220/110 kV Gradačac	83
DV 110 kV Bijeljina 2 – Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	83
DV 400 kV Sarajevo 10 - Sarajevo 20	DV 110 kV Sarajevo 20 - Sarajevo 14	84
TR 220/110 kV Zenica 2 (1)	TR 220/110 kV Zenica 2 (2)	80
TR 220/110 kV Zenica 2 (2)	TR 220/110 kV Zenica 2 (1)	80
DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 4	DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 6	86
DV 110 kV Mostar 4 - Š.Brijeg	DV 110 kV Mostar 4 - Čitluk	82
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	84
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	84
DV 110 kV Čapljina – Ljubuški	DV 110 kV Š.Brijeg – Grude	99

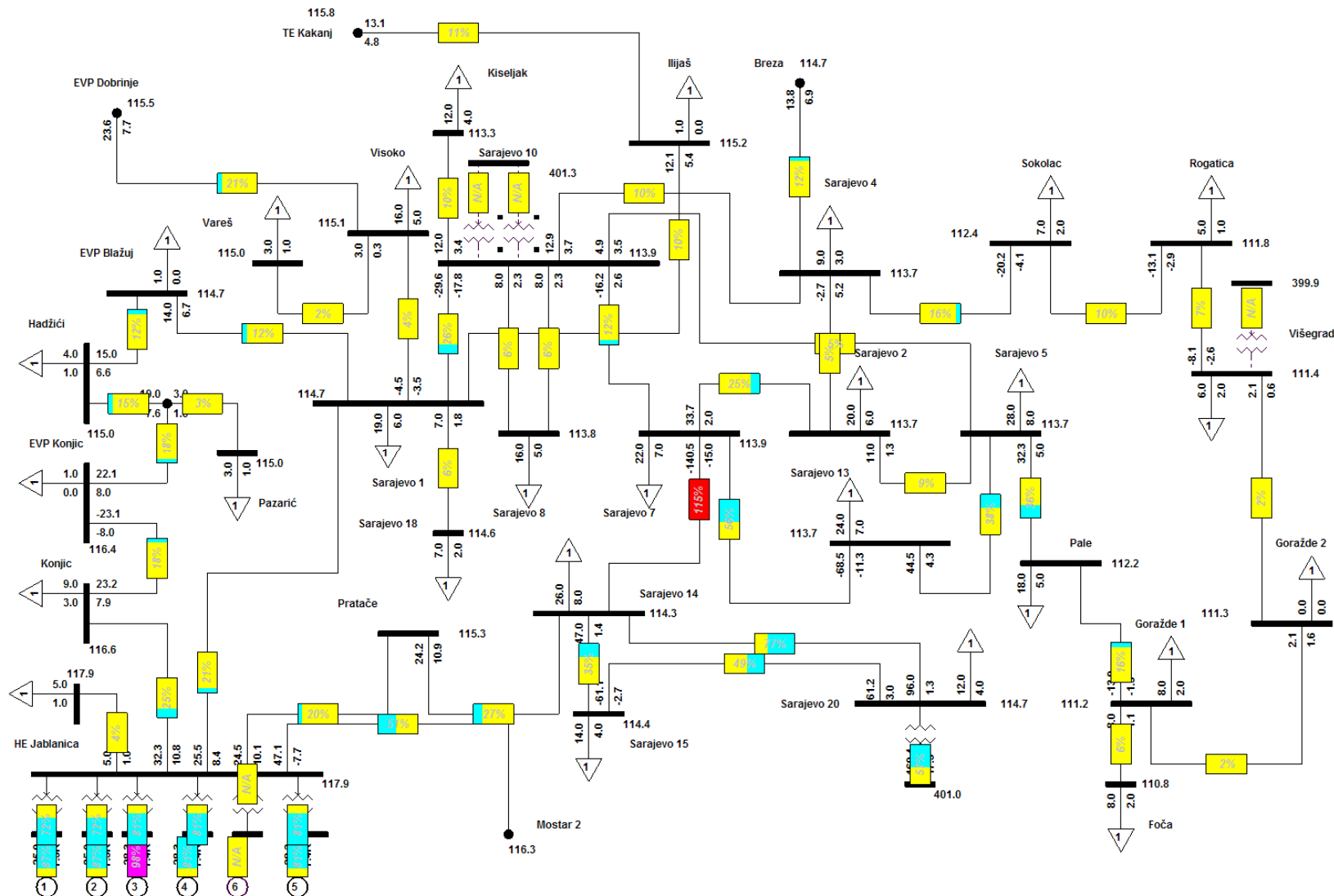
Promatrani kriterij (n-1) nije zadovoljen niti za radijalno napajana čvorišta 110 kV mreže (nije uzeta u obzir 35 kV mreža). Tablica 3.8. prikazuje ta čvorišta, duljine pojmih vodova, te postignuta maksimalna opterećenja 2006. godine.

Tablica 3.8. Radijalno napajana čvorišta 110 kV mreže

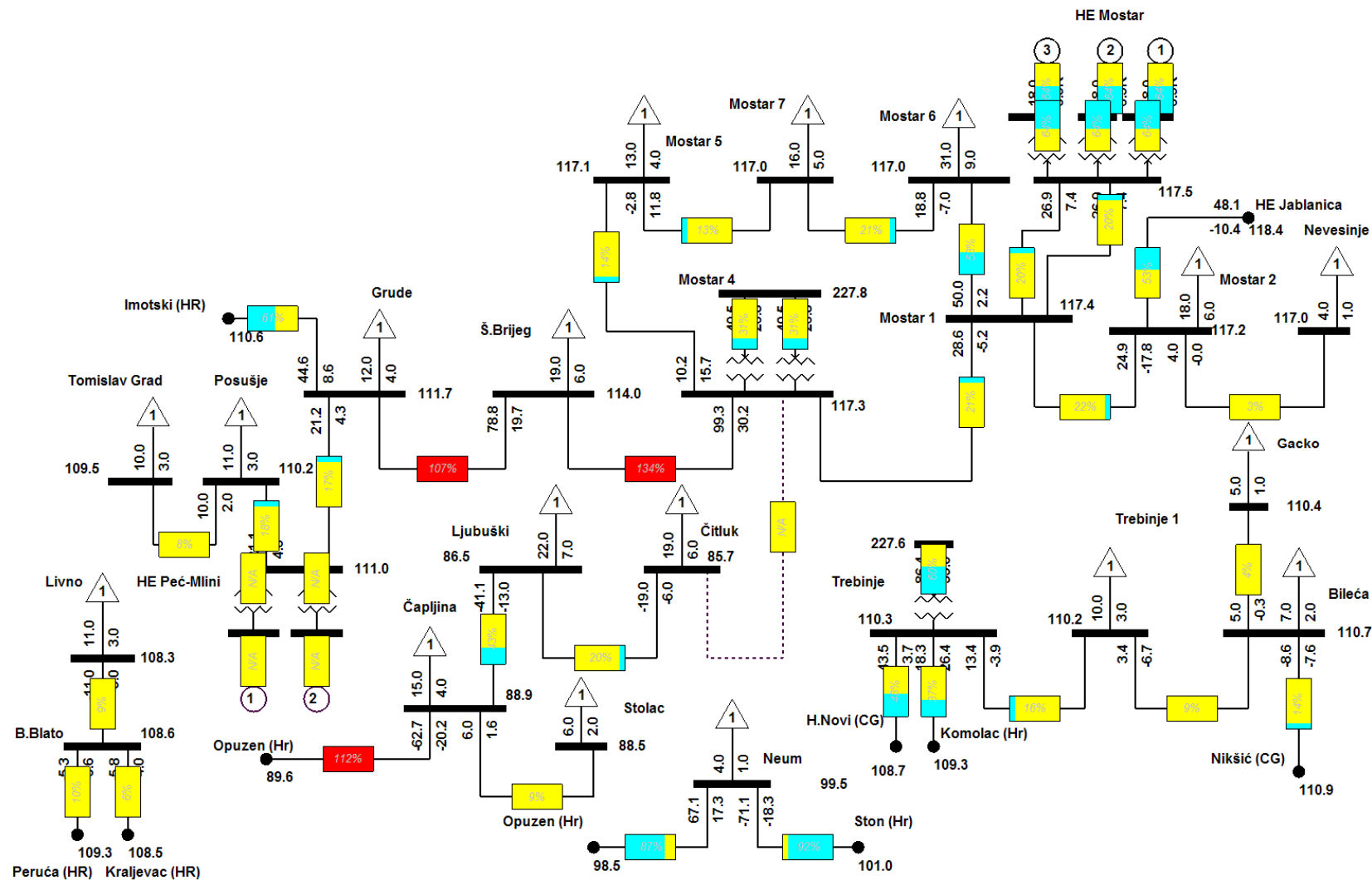
Radijalno napajane TS	Pojni DV 110 kV	I (km)	P (MW) - 2006
TS 110/x kV Novi Grad	Prijedor 2 - Novi Grad	32.3	9.8
TS 110/x kV Celuloza	Prijedor 1 - Celuloza	1.2	0
TS 110/x kV Kotor Varoš	Banja Luka 1 - Kotor Varoš	27.7	9.2
TS 110/x kV Banja Luka 4	Banja Luka 4 - (B.Luka 6 - B.Luka 3)	1.4	20
TS 110/x kV Uskoplje	Bugojno - Uskoplje	19.2	4.9
TS 110/x kV Nevesinje	Mostar 2 - Nevesinje	26.6	3.8
TS 110/x kV Gacko	Bileća - Gacko	4.6	5.2
TS 110/x kV Stolac*	Čapljina - Stolac	37	5.6
TS 110/x kV Livno**	Podgradina - Livno	12.4 (BiH)	11.4
TS 110/x kV Posušje	HE Peć Mlini - Posušje	21	11.3
TS 110/x kV Tomislav Grad**	Posušje - Tomislav Grad	32.5	10.1
TS 110/x kV Foča	Goražde 1 - Foča	17.6	8
TS 110/x kV Sarajevo 15	Sarajevo 14 - Sarajevo 15	2.7	13.5
TS 110/x kV Sarajevo 18	Sarajevo 1 - Sarajevo 18	8.7	7.1
TS 110/x kV Pazarić	(EVP Konjic - Hadžići) - Pazarić	0.8	3.4
TS 110/x kV Vareš	Vareš - Visoko	19.8	3.2
TS 110/x kV Kiseljak	Kiseljak - Sarajevo 10	21	12
TS 110/x kV Jablanica	HE Jablanica - Jablanica	0.4	4.6
TS 110/x kV Srebrenica	Srebrenica - Zvornik (Vlasenica)	37.3	9.3
TS 110/x kV Tešanj	Maglaj - Tešanj	11.8	13.4
TS 110/x kV Brod	Brod - Derventa	26.9	4
TS 110/x kV Banovići	Banovići - Tuzla	16.9	15.5

* Bileća - Stolac (pod naponom 35 kV), 62 km

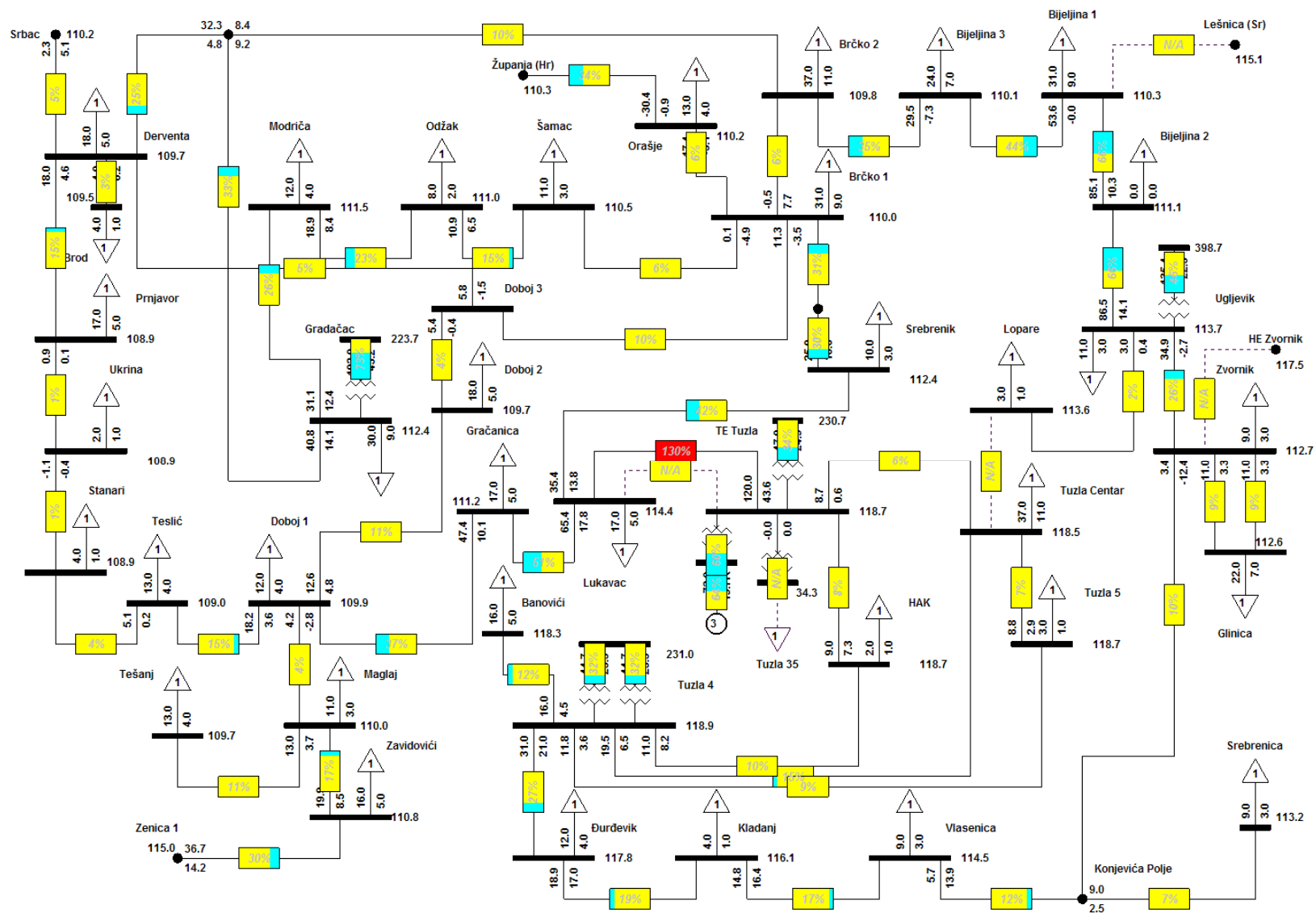
** Livno - Tomislav Grad izgrađen



Slika 3.26. Preopterećenje DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14 kod ispada transformatora 400/110 kV u Sarajevo 10 (paralelni trafo van pogona u normalnom stanju)



Slika 3.27. Preopterećenja vodova i nepovoljne naponske prilike u 110 kV mreži pri ispadu DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk



Slika 3.28. Preopterećenje DV TE Tuzla – Lukavac pri ispadu paralelnog voda

4. KRITERIJI I METODOLOGIJA PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE

U ovom poglavlju opisuju se kriteriji i metodologija planiranja razvoja i revitalizacije prijenosne mreže, na temelju koje su poslije određena potrebna pojačanja mreže, te je izrađen plan revitalizacija objekata prijenosne mreže.

4.1. Kriteriji planiranja razvoja prijenosne mreže

Plan razvoja prijenosne mreže mora biti u skladu s Mrežnim kodeksom BiH [7] i tržišnim pravilima [8] za korištenje mreže elektroprijenosa. Planom razvoja i investicija mora se osigurati buduća sigurnost opskrbe potrošača na području BiH i omogućiti tržišne aktivnosti. Imajući u vidu položaj Bosne i Hercegovine unutar prostora jugoistočne Europe, odgovarajući razvoj mreže BiH pomaže razvoju tržišta električne energije unutar regije.

Mrežni kodeks je pripremio NOS BiH, a odobrio DERK u junu 2006. godine. On uključuje standarde planiranja, kao i ostala poglavlja vezana za planiranje mreže.

Slijedeći kriteriji planiranja definirani su mrežnim kodeksom:

- planirana prijenosna mreža mora biti dizajnirana tako da omogući ugovorene i planirane prijenose električne energije, pouzdano vođenje i upravljanje EES-om, te ekonomičnu opskrbu električnom energijom, na temelju pravila 3 UCTE,
- planirana konfiguracija mora se zasnivati na ekonomskim kriterijima,
- prijenosna mreža mora biti dimenzionirana u skladu s (n-1) kriterijem,
- prijenosna mreža mora biti planirana tako da statička i prijelazna stabilnost nisu ugroženi, kao ni naponski profil u mreži.

Slični kriteriji planiranja koriste se širom Europe, no odnos između ekonomskih i (n-1) kriterija (te ostalih tehničkih kriterija poput kriterija stabilnosti i kriterija napona) nije razjašnjen. Otvoreno pitanje ostaje što raditi s investicijama koje su nužne s tehničkog aspekta (npr. investicije potrebne za zadovoljenje n-1 kriterija), ali neopravdane s ekonomskog gledišta (troškovi veći od dobiti).

Najvažniji utjecaj otvaranja tržišta električne energije je pojava mnogo nesigurnosti u procesu planiranja. Najvažnije nesigurnosti uzimaju se u obzir prilikom planiranja multi-scenarijskom analizom, na način da se ovisno o nesigurnostima postavljaju određeni scenariji (hipoteze).

Nesigurnosti u planiranju prijenosne mreže posebno su značajne pri dugoročnom planiranju (>10 godina), iako one postoje i u srednjoročnom (>3 godine) i kratkoročnom razdoblju planiranja (<3 godine). Najvažnije nesigurnosti koje utječu na proces planiranja prijenosne mreže u BiH identificirane su kako slijedi:

- lokacije novih elektrana i njihov raspored angažiranja uzimajući u obzir i hidrološke okolnosti,
- porast opterećenja, oblik godišnje krivulje trajanja opterećenja, te utjecaj cijena na tržištu na potrošnju,
- organizacija tržišta unutar Energetske zajednice, nepoznate tržišne transakcije, i iskorištenje interkonektivnih vodova,
- dugoročna raspoloživost vodova i transformatora.

Nesigurnosti vezane za lokacije i instaliranu snagu novih elektrana modelirane su definiranjem više scenarija ovisno o rezultatima modula 3, što također uključuje njihov raspored angažmana (dispečing), ovisno i o hidrološkim prilikama, te bilanci sistema.

Nesigurnosti vezane za opterećenja modelirane su također postavljanjem više scenarija s obzirom na očekivana opterećenja sistema (3 scenarija).

Tehnički kriteriji planiranja prijenosne mreže definirani su u BiH Mrežnom kodeksu. Osnovni kriterij je (n-1). Najčešća interpretacija tog kriterija kaže da u slučaju neraspoloživosti jedne grane mreže (nadzemnog voda, kabela, ili transformatora), ili jednog generatora priključenog na prijenosnu mrežu, slijedeći događaji moraju biti isključeni:

- Trajno narušavanje pogonskih graničnih veličina (napona, frekvencije) i terećenja opreme (maksimalno dozvoljena struja), a koji mogu ugroziti siguran pogon sistema, ili uzrokovati oštećenja opreme i skraćenje očekivanog životnog vijeka,
- gubitak stabilnosti neke elektrane ili sistema u cjelini,
- promjenu ili prekid dugoročno ugovorenih razmjena električne energije,
- prekid napajanja potrošača.

(n-1) kriterij se obično primjenjuje na gubitak jednog sistema vodiča kod dvosistemskih vodova, te ne uključuje sabirničke kvarove, no uključuje kaskadni gubitak nekoliko grana ukoliko je to predviđeno dobro udešenom zaštitom u sistemu. Analiza (n-1) sigurnosti mora se provesti u situaciji vršnog opterećenja s maksimalnim angažmanom elektrana. Kada se promatra neraspoloživost jednog generatora odabire se najveća jedinica u elektrani. Tehničke su analize izvršene koristeći PSS/E software. Proračuni izmjeničnih tokova snaga i (n-1) sigurnosti izvršene su za svaki scenarij ovisan o angažmanu elektrana i mogućim razmjenama.

U analizi (n-1) pretpostavlja se da je svaki vod u mreži dozvoljeno teretiti do njegove termičke granice (I_t), a svaki transformator do njegove prividne snage (S_n). Pri tom se ne uzima eventualno potrebna rezerva do termičke granice, te se ista ne spušta na nižu vrijednost (na primjer 80% I_t ili 80% S_n). Također se pretpostavlja da su vrijednosti termičkih granica dozvoljenog opterećenja nekog voda konstantne neovisno o promatranom razdoblju u godini (zima, ljeto).

Lista potencijalnih investicija nužnih za zadovoljavanje (n-1) kriterija unutar razdoblja planiranja osnova je za analize koje slijede iza toga, a predstavlja popis kandidata za pojačanje mreže. Između različitih kandidata za pojačanje mreže, a koji doprinose zadovoljavanju (n-1) kriterija, odabire se ono s minimalnim investicijskim troškovima izgradnje.

Pri analizi naponskih prilika provjerava se naponski profil u mreži za dva ekstremna opterećenja: vršno opterećenje EES i minimalno opterećenje EES. Na temelju proračuna izmjeničnih tokova snaga ispituje se da li je korištenjem postojećih uređaja u mreži (sinkroni generatori, regulacijski transformatori, eventualni kompenzacijski uređaji) moguće održati zadovoljavajući naponski profil. Dozvoljeni naponski profil u mreži je:

- 110 kV mreža ($U_{min} = 99$ kV , $U_{max} = 121$ kV)
- 220 kV mreža ($U_{min} = 198$ kV , $U_{max} = 242$ kV)
- 400 kV mreža ($U_{min} = 380$ kV , $U_{max} = 420$ kV)

Kriteriji za određivanje potrebne instalirane snage transformacije u TS 110/x kV sadržani su u Modulu 5.

4.2. Kriteriji za dugoročno planiranje revitalizacije prijenosne mreže

Planovi revitalizacije nadzemnih vodova, kabela, transformatora i transformatorskih stanica u cjelini ovise o stvarnom stanju promatrane opreme i ulozi koju promatrani objekt ima unutar elektroenergetskog sustava. Podaci s kojima se raspolagalo za potrebe ove studije su godine izgradnje odnosno puštanja u pogon, te godine rekonstrukcija vodova i transformatora bez detaljnog opisa aktivnosti na rekonstrukcijama.

Plan revitalizacije objekata prijenosne mreže određen je na slijedeći način.

Dalekovodi

Kao kandidati za revitalizaciju odabiru se svi oni dalekovodi kojima u promatranom vremenskom razdoblju istječe očekivana životna dob, koja se za električne dijelove nadzemnih vodova (vodiči, zaštitna užad, izolatori) i kabela (u cjelini) procjenjuje na 40 godina, a za građevinske dijelove (stupovi i temelji nadzemnih vodova) na 70 godina.

Između kandidata za revitalizaciju unutar promatranih vremenskih razdoblja (do 2010. godine, 2010. – 2015. godina, 2015. – 2020. godina) izrađuje se plan revitalizacije tako da se uvrštavaju oni vodovi:

1. stariji od 60 godina unutar promatranog razdoblja, kada se procjenjuje da je električne dijelove potrebno bezuvjetno zamijeniti,
2. čija je prijenosna moć nedovoljna s obzirom na očekivana opterećenja u promatranom razdoblju (prema proračunima tokova snaga),
3. vodovi stariji od 40 godina, a koji se opterećuju preko 80 % od termičke granice pri (n) ili (n-1) raspoloživosti grana,

Financijska vrijednost revitalizacije električnih komponenti izračunava se umnoškom duljine dalekovoda i 40% jedinične cijene voda promatrane naponske razine. Financijska vrijednost revitalizacije građevinskih komponenti izračunava se umnoškom duljine dalekovoda i 60% jedinične cijene voda promatrane naponske razine.

Izuzetno, u plan revitalizacije do 2010. godine uvršteni su i vodovi koji ne zadovoljavaju gornje kriterije ali je nužna sanacija radi otklanjanja ratnih šteta.

Transformatori

Plan dugoročne revitalizacije (zamjene) transformatora temelji se na njihovoj očekivanoj životnoj dobi od 50 godina. Pretpostavlja se zamjena svih transformatora u vremenskom razdoblju unutar kojeg navršavaju 50 godina starosti. Tako je za razdoblje do 2010. godine predviđena zamjena svih transformatora puštenih u pogon prije 1960. godine, za razdoblje 2010. – 2015. godine predviđena je zamjena svih transformatora puštenih u pogon između 1960. i 1965. godine, dok je za razdoblje 2015. – 2020. godine predviđena zamjena svih transformatora puštenih u pogon poslije 1965. godine ali prije 1970. godine.

Polja

Plan revitalizacije (zamjene) polja određen je na temelju plana revitalizacije vodova i transformatora, na način da se usporedno s revitalizacijom odnosno zamjenom električkih komponenata vodova i transformatora izvrši i zamjena odgovarajućih polja. Financijska

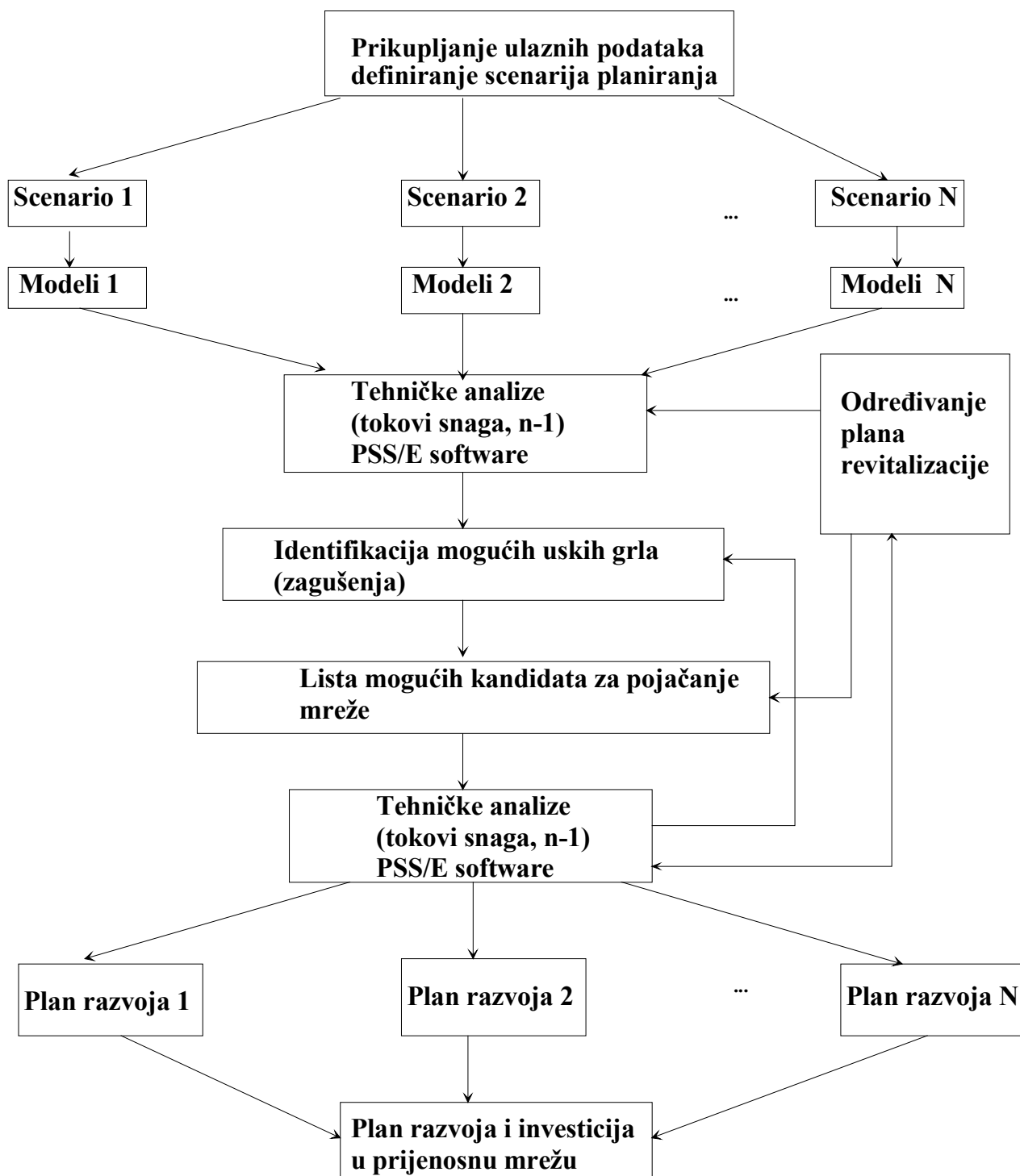
vrijednost zamjene transformatora i polja uvećana je za 10 % na račun revitalizacije sekundarnih dijelova transformatorskih stanica.

Pri izradi operativnih planova revitalizacije prijenosne mreže (zadatak Elektroprijenosa) iste je potrebno sagledati u puno većem broju detalja. Pri tom nisu mjerodavne samo starosti pojedinih jedinica, već i njihova raspoloživost, stvarno stanje i uloga unutar sistema.

4.3. Metodologija planiranja

Pristup planiranju prijenosne mreže sastoji se od slijedećih koraka, a prikazan je slikom 4.1.:

1. Prikupljanje ulaznih podataka (izrada baze podataka za planiranje prijenosne mreže),
2. Definiranje scenarija ovisno o planu proizvodnje, prognozama porasta potrošnje, bilanci sistema i mogućim razmjenama.
3. Modeliranje prijenosne mreže (PSS/E format).
4. Izrada početnog plana revitalizacije postojećih postrojenja i opreme na temelju očekivane životne dobi.
5. Identifikacija mogućih ograničenja u mreži, (n-1) analiza.
6. Izrada liste mogućih kandidata za pojačanje mreže na temelju (n-1) analiza.
7. Procjena investicijskih troškova izgradnje kandidata za pojačanje mreže.
8. Analiza naponskih prilika.
9. Definiranje konačnih konfiguracija mreže za pojedine scenarije, konačnog plana revitalizacije, te planova investicija u prijenosnu mrežu.
10. Izrada konačnog plana investicija u prijenosnu mrežu koja uključuje opravdane kandidate u svim scenarijima, s napomenama vezanim za investicije koje su opravdane samo u određenim scenarijima.



Slika 4.1. Metodologija planiranja razvoja prienosne mreže

5. ULAZNE PRETPOSTAVKE I ELEKTROENERGETSKE PODLOGE

U ovom poglavlju opisuju se osnovne pretpostavke i elektroenergetske podloge na temelju kojih je izrađen plan razvoja prijenosne mreže Bosne i Hercegovine. Razmatraju se scenariji ispitivanja, prognoza vršnog opterećenja EES kao rezultat modula 2, plan(ovi) izgradnje novih elektrana kao rezultat modula 3, te se daje prikaz jediničnih cijena visokonaponske opreme korištene u daljnjim analizama.

5.1. Scenariji ispitivanja

Kako je spomenuto u prethodnom poglavlju, budućnost nosi veće ili manje nesigurnosti relevantne za planiranje razvoja prijenosne mreže. Ovisno o tretiranju nesigurnosti u procesu planiranja, plan razvoja prijenosne mreže mora biti dovoljno robustan i fleksibilan kako bi se rizik od pojedinih investicija sveo na najmanju moguću mjeru. Najvažnije nesigurnosti s obzirom na razvoj prijenosne mreže u BiH su slijedeće:

- nesigurnosti u lokacijama i snagama novih elektrana,
- nesigurnosti u troškovima goriva i angažmanu elektrana,
- nesigurnosti u hidrološkim okolnostima,
- nesigurnosti u izlascima iz pogona postojećih elektrana,
- nesigurnosti u bilanci EES, odnosno uvozu/izvozu električne energije, te tranzitima mrežom.

Gore nabrojane nesigurnosti uvažene su formiranjem više scenarija za koje se vrše analize i proračuni. Glavni scenariji vezani su za vremenske presjeke planiranja (2010., 2015. 2020.) i planove izgradnje novih elektrana unutar EES BiH kao rezultat modula 3. Daljnji scenariji formirani su s obzirom na nesigurnosti u angažmanu generatora i hidrološkim okolnostima. Dodatni pod-scenariji definirani su s obzirom na različite bilance EES BiH, odnosno saldo uvoza i izvoza.

Principijelni prikaz formiranih scenarija nalazi se na slici 5.1. Scenariji koji se analiziraju su slijedeći:

Promatrani vremenski presjek:

- 2010. godina,
- 2015. godina,
- 2020. godina.

Potrošnja električne energije i opterećenje EES:

- plan 1,
- plan 2,
- plan 3.

Plan izgradnje elektrana:

- plan 1,
- plan 2,
- plan 3.

Hidrologija:

- suha,
- normalna,
- vlažna.

Bilanca EES:

- uravnotežen sistem,
- uvoz snage,
- izvoz snage.

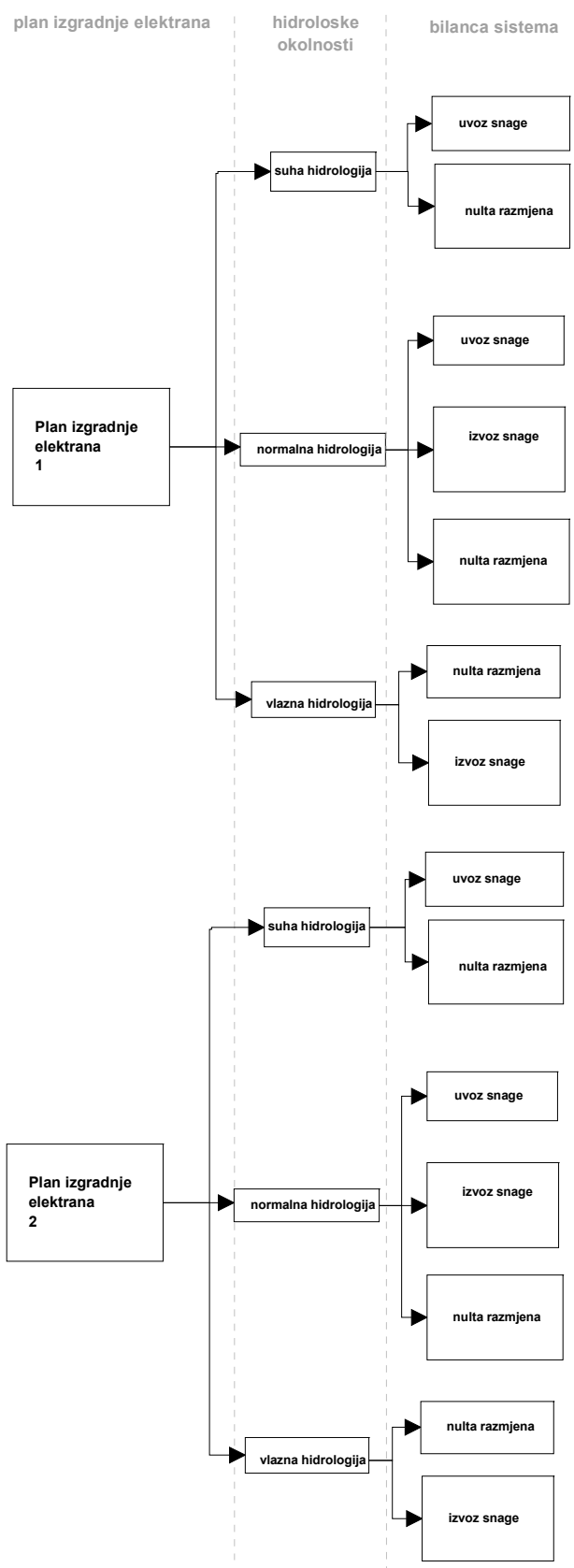
Za svaki promatrani vremenski presjek i definirani plan izgradnje novih elektrana, te prognozirano razinu vršnog opterećenja EES, promatra se tri razine angažmana generatora s obzirom na hidrološke okolnosti. Angažmani hidroelektrana ovisno o promatranim hidrološkim okolnostima definirani su tablicom 2.14., dok se termoelektrane angažiraju prema rastućim troškovima proizvodnje (tablica 2.16.) do iznosa opterećenja definiranog bilancom sustava. Za scenarije karakteristične po suhoj hidrologiji promatra se negativna bilanca EES (uvoz snage) i uravnotežen EES. Za scenarije karakteristične po normalnoj hidrologiji promatraju se negativna i pozitivna bilanca EES (uvoz, odnosno izvoz snage) te uravnotežen EES, dok se za vlažnu hidrologiju analizira stanje uravnoteženog sistema i izvoza snage.

Pojedini scenariji označeni su na slijedeći način:

Vremenski presjek-oznaka plana izgradnje elektrana-hidrologija-bilanca

(primjer: 2010-A-suha-uvoz, znači da se promatra vremenski presjek 2010. godine, plan izgradnje elektrana označen slovom A – poglavlje 5.3., stanje suhe hidrologije i negativne bilance EES BiH).

Svi ispitivani scenariji prikazani su u poglavlju 6. Ukupno je ispitivano 14 scenarija za vremenski presjek 2010. godine, 13 scenarija za vremenski presjek 2015. godine, te 7 scenarija za vremenski presjek 2020. godine. Dodatni scenariji formirani su unutar poglavlja 10 gdje je analiziran utjecaj važnijih nesigurnosti na plan razvoja mreže.



Slika 5.1. Prikaz dijela scenarija za analizu razvoja prijenosne mreže za pojedini vremenski presjek

5.2. Prognozirana vršna opterećenja EES BiH i raspodjela opterećenja na čvorišta 110 kV

Prognoza potrošnje električne energije i karakteristika potrošnje izvršena je unutar modula 2. U referentnom scenariju (S2) potrošnje električne energije, vršna opterećenja EES BiH prognozirana su kako slijedi:

2196 MW – 2010. godine (2201 MW prema [6])

2537 MW – 2015. godine (2432 MW prema [6])

2958 MW – 2020. godine

U nižem scenariju porasta potrošnje energije (S1) vršna opterećenja su kako slijedi:

2171 MW – 2010. godine

2406 MW – 2015. godine

2663 MW – 2020. godine

U scenariju potrošnje energije s mjerama smanjenja potrošnje (S3), vršna opterećenja su kako slijedi:

2166 MW – 2010. godine

2465 MW – 2015. godine

2818 MW – 2020. godine

Planiranje razvoja prijenosne mreže izvršeno je za referentni scenarij porasta potrošnje i opterećenja (S2), dok je utjecaj različite stope porasta potrošnje analiziran u poglavlju 10.

Raspodjela vršnog opterećenja na pojedina postojeća čvorišta 110 kV mreže u referentnom scenariju porasta potrošnje i opterećenja, izvršena je prema metodologiji opisanoj u poglavlju 2.2.1., te je prikazana tablicom 5.1. Prikazana podjela vršnog opterećenja ne uključuje nove TS 110/x kV koje će rasteretiti neke postojeće transformatorske stanice. Plan izgradnje novih TS 110/x kV definirat će se u sklopu modula 5.

Tablica 5.1. Prognozirana raspodjela vršnog opterećenja na čvorišta 110/x kV u razdoblju 2010. – 2020. (bez novih TS 110/x kV)

Naziv čvorišta	2010		2015		2020	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
EAL	220	80	220	80	220	80
Zenica Sjever (Mittal Steel)	80	26	80	26	80	26
Zenica Jug (Mittal Steel)	30	10	30	10	30	10
Jajce 1 (B.S.I.)	21	7	21	7	21	7
Jajce 2 (Elektrobosna)	50	25	50	25	50	25
<i>Ukupno direktni potrošači</i>	<i>401</i>	<i>148</i>	<i>401</i>	<i>148</i>	<i>401</i>	<i>148</i>
Banovići	17	5	21	6	25	7
Banja Luka 1	44	9	60	15	63	13
Čelinac	10	3	10	3	20	6
Banja Luka 2	39	12	47	14	56	17
Banja Luka 3	43	13	52	16	62	19
Banja Luka 4	22	7	22	5	22	4
Banja Luka 5	10	3	12	3	14	4
Banja Luka 8	9	3	9	3	20	6

Naziv čvorišta	2010		2015		2020	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Bihać 1	14	4	17	5	20	6
Bihać 2	8	2	10	3	12	3
Bijeljina 1	42	12	49	15	58	17
Bijeljina 2	0	0	0	0	0	0
Bijeljina 3	27	8	32	9	38	11
Bileća	7	2	9	3	10	3
Bosanska Krupa	7	2	8	2	10	3
Bosanski Brod	4	1	5	2	6	2
Bosanski Petrovac	4	1	5	1	6	2
Bosansko Grahovo	1	0	1	0	1	0
Brčko 1	34	10	41	12	49	15
Brčko 2	41	12	49	15	59	18
Breza	11	3	13	4	15	4
Bugojno	11	3	14	4	16	5
Busovača	7	2	8	2	9	3
Cazin 1	14	4	17	5	21	6
Cazin 2	4	1	5	2	6	2
Celpak Prijedor	0	0	0	0	0	0
Cementara Kakanj	9	3	11	3	13	4
Čapljina	16	5	20	6	24	7
Čitluk	21	6	25	7	30	9
Derventa	20	6	24	7	29	9
Doboj 1	13	4	16	5	19	6
Doboj 2	20	6	24	7	29	9
Doboj 3	1	0	2	1	2	1
Donji Vakuf	2	1	3	1	4	1
Drvar	4	1	4	1	5	2
Dubica	16	5	19	6	23	7
Đurđevik	13	4	16	5	19	6
EVP Blažuj	1	0	1	0	1	1
EVP Dobrinje	1	0	1	1	1	1
EVP Konjic	1	0	1	0	1	0
EVP Kulen Vakuf	1	0	1	0	1	1
Foča	9	3	11	3	13	4
Gacko	6	1	7	1	8	2
Glinica	24	7	29	8	35	9
Goražde 1	9	3	11	3	13	4
Goražde 2	0	0	0	0	0	0
Gračanica	18	6	22	7	26	8
Gradačac	33	11	39	13	47	15
Gradiška	17	5	21	6	25	7
Grude	13	4	16	5	19	6
Hadžići	4	1	5	1	6	2
HAK	2	1	2	1	2	2
HE Bočac						
HE Jajce 1						
HE Mostar 1						
HE Peć-Mlini						
Ilijaš	0	0	1	0	1	0
Jablanica	5	2	6	2	7	2

Naziv čvorišta	2010		2015		2020	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Jajce 1	8	2	10	3	12	3
Kiseljak	13	4	16	5	19	6
Kladanj	5	1	6	2	7	2
Ključ	4	1	5	1	6	2
Konjic	10	3	12	4	15	4
Kotor Varoš	10	3	12	4	15	4
Laktaši	15	3	19	4	18	2
Livno	13	4	15	5	18	5
Lopare	3	1	4	1	5	1
Lukavac	19	6	23	7	27	8
Ljubuški	24	7	29	9	35	10
Maglaj	12	4	15	4	18	5
Modriča	13	4	15	5	19	6
Mostar 1						
Mostar 2	21	6	25	7	29	9
Mostar 4	1	0	1	0	2	1
Mostar 5	15	4	18	5	21	6
Mostar 6	35	10	42	12	50	15
Mostar 7	18	5	21	6	26	8
Mrkonjić Grad	15	4	18	5	21	6
Neum	4	1	5	1	6	2
Nevesinje	4	1	5	2	6	2
Nova Topola	12	4	15	4	17	5
Novi Grad	11	3	13	4	16	5
Novi Travnik	9	3	10	3	12	4
Odžak	8	2	10	3	12	4
Orašje	15	4	18	5	21	6
Pale	20	6	24	7	28	8
Pazarić	4	1	5	1	5	2
Posušje	13	4	15	5	18	5
Prijedor 1	31	9	37	11	44	13
Prijedor 2						
Prijedor 3	15	5	18	6	22	7
Prijedor 5	8	3	10	3	12	4
Prnjavor	18	6	22	7	26	8
Rogatica	5	2	6	2	7	2
Sanski Most	10	3	11	3	14	4
Sarajevo 1	21	6	25	8	30	9
Sarajevo 2	22	7	26	8	32	10
Sarajevo 4	10	3	11	3	14	4
Sarajevo 5	31	9	37	11	44	13
Sarajevo 7	25	8	30	9	35	11
Sarajevo 8	18	5	22	6	26	8
Sarajevo 10						
Sarajevo 13	27	8	32	10	38	12
Sarajevo 14	29	9	35	10	42	12
Sarajevo 15	15	5	18	5	22	6
Sarajevo 18	8	2	9	3	11	3
Sarajevo 20	13	4	16	5	19	6

Naziv čvorišta	2010		2015		2020	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Sokolac	8	2	9	3	11	3
Srbac	10	3	12	4	15	4
Srebrenica	10	3	12	4	15	4
Srebrenik	11	3	13	4	16	5
Stanari	4	1	5	2	6	2
Stolac	6	2	7	2	9	3
Šamac	12	4	15	4	17	5
Široki Brijeg	21	6	25	7	30	9
Teslić	15	4	17	5	21	6
Tešanj	15	4	18	5	21	6
Tomislavgrad	11	3	13	4	16	5
Travnik 1	19	6	22	7	27	8
Travnik 2	8	3	10	3	12	4
Trebinje	12	2	14	2	17	3
Trebinje 1	11	3	13	4	16	5
Tuzla 4						
Tuzla 5	3	1	4	1	5	1
Tuzla Centar	42	13	50	15	60	18
Ugljevik	12	3	14	4	17	5
Ukrina	2	1	2	1	3	1
Uskoplje	5	2	7	2	8	2
Vareš	4	1	4	1	5	2
Velika Kladuša	9	3	11	3	13	4
Visoko	17	5	21	6	25	7
Višegrad	7	2	8	2	10	3
Vitez	17	5	20	6	24	7
Vlesenica	11	3	13	4	15	5
Vrnograč	7	2	8	2	9	3
Zavidovići	18	5	21	6	25	8
Zenica 1	2	1	3	1	3	1
Zenica 2						
Zenica 3	23	7	27	8	32	10
Zenica 4	11	3	14	4	16	5
Zvornik	10	3	12	3	14	4
<i>Ukupno distributivni potr.</i>	<i>1740</i>	<i>516</i>	<i>2073</i>	<i>616</i>	<i>2483</i>	<i>732</i>
<i>Direktni + Distributivni p.</i>	<i>2141</i>	<i>917</i>	<i>2474</i>	<i>1017</i>	<i>2884</i>	<i>1133</i>
<i>Gubici (pretpostav. 2.5 %)</i>	<i>55</i>	<i>-</i>	<i>63</i>	<i>-</i>	<i>74</i>	<i>-</i>
UKUPNO	2196	1433	2537	1632	2958	1866

5.3. Izgradnja novih elektrana u EES BiH

Potrebna izgradnja novih proizvodnih postrojenja i revitalizacija postojećih za različite scenarije porasta potrošnje električne energije analizirani su detaljno unutar modula 3. Za određivanje potreba izgradnje i razvoja prijenosne mreže odabrani su reprezentativni scenariji izgradnje novih elektrana, te je u skladu s njima definirano nekoliko scenarija koji se ispituju za analizu razvoja prijenosne mreže. Ista je dimenzionirana kasnije samo za optimalne scenarije izgradnje novih elektrana na razini cjelokupne BiH, a mreža je dodatno provjerena i za slučaj izgradnje elektrana za potrebe izvoza el. energije.

Prema vremenskoj dinamici formirani su slijedeći scenariji izgradnje novih proizvodnih postrojenja:

do 2010. godine

Do razmatranog vremenskog presjeka, bez obzira na razmatrani scenarij porasta potrošnje električne energije, moguća je izgradnja samo HE Mostarsko Blato, te eventualno izgradnja vjetroelektrana na području Hercegovine (VE Borova Glava, VE Mesihovina 1 i 2, VE Velika Vljajna 1, VE Kamena).

Razvoj prijenosne mreže određen je za dva osnovna scenarija moguće izgradnje elektrana unutar EES BiH do razmatranog vremenskog presjeka:

Scenarij A1: izgrađena HE Mostarsko Blato

Scenarij A2: izgrađena HE Mostarsko Blato, VE Borova Glava, VE Mesihovina, VE Velika Vljajna 1 i VE Kamena

Osnovne podatke o HE Mostarsko Blato prikazuje tablica 5.2.

Tablica 5.2. Podaci HE Mostarsko Blato

Podatak	Iznos
Raspoloživa snaga na pragu (MW)	2× 29.960
Nazivni faktor snage generatora	0.85
Nazivni napon generatora (V)	10 500 V ± 10%
Nazivna snaga blok transformatora (MVA); prijenosni odnos (kV/kV); opseg i korak regulacije	35.3 10.5/110 ; ± 2×2.5%
Naponska razina priključka na mrežu (kV)	110

HE Mostarsko Blato priključuje se na DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5¹. Takvo rješenje investitor (JP EP HZHB) smatra privremenim i želi u konačnici ostvariti priključak na novi DV 110 kV Mostar 9 – Mostar 5, koji je zamišljen kao dvosistemski DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar 5 potreban radi priključka buduće TS 110/x kV Mostar 9 ukoliko se ne ostvari sanacija prijeratnih DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina i Mostar 2 – Stolac (na dijelovima trase u međuvremenu je došlo do bespravne gradnje pa Elektroprijenos – Elektroprenos BiH, Operativno područje Mostar smatra da do obnove navedenih dalekovoda neće doći prije izgradnje TS Mostar 9).

Osnovne podatke o vjetroelektranama koje bi se mogle izgraditi do 2010. godine prikazuje tablica 5.3.

¹ Na osnovu Rješenja broj: UPI/02-5-23-2-90/04 izdatog od strane Federalnog ministarstva prostornog uređenja i okoliša kojim se izdaje Urbanistička saglasnost za izgradnju HE „Mostarsko Blato“ priključenje ove HE je planirano na postojeći DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5.

Tablica 5.3. Podaci mogućim vjetroelektranama do 2010. godine

Podatak	Iznos
VE Borova Glava - snaga (MW) - naponska razina priključka (kV)	26 110
VE Mesihovina 1 - snaga (MW) - naponska razina priključka (kV)	24 110
VE Mesihovina 2 - snaga (MW) - naponska razina priključka (kV)	20 110
VE Velika Vlačina 1 - snaga (MW) - naponska razina priključka (kV)	32 110
VE Kamena - snaga (MW) - naponska razina priključka (kV)	42 110

VE Borova Glava priključuje se na mrežu uvodom/izvodom DV 110 kV Tomislavgrad - Livno.

VE Mesihovina priključuje se na mrežu uvodom/izvodom DV 110 kV Tomislavgrad - Posušje.

VE Velika Vlačina priključuje se na mrežu uvodom/izvodom DV 110 kV Mostar 4(Čule) - Široki Brijeg.

VE Kamena priključuje se na mrežu uvodom/izvodom DV 110 kV Mostar 2 – Nevesinje.

2010. – 2015. godine

Prema planovima izgradnje novih proizvodnih postrojenja do razmatranog vremenskog presjeka moguća je izgradnja nove TE Stanari, snage oko 431 MW na generatoru. Ista se priključuje na 400 kV naponsku razinu uvodom/izvodom voda 400 kV Tuzla – Banja Luka 6, uz izgradnju nove TS 400/110 kV Stanari 1 s transformacijom 400/110 kV (1x300 MVA) [9]. U TS 400/110 kV Stanari 1 uvodi se DV 400 kV Tuzla – Banja Luka 6, te 110 kV dalekovodi Stanari – Ukrina, Stanari 1 – Rudanka – Doboj 3 i DV 110 kV Stanari 1 – Prnjavor 2 (koristi se trasa starog 35 kV dalekovoda, uz izgradnju TS Prnjavor 2).

Alternativna predloženom rješenju uklapanja TE Stanari, a posebno imajući u vidu izgledan status te termoelektrane koja će biti izgrađena za plasman proizvodnje na šire tržište električne energije (nema obaveze napajanja potrošača u BiH), je formiranje TS 400/110 kV Doboj 4 koja se nalazi bliže većem konzumnom području Doboja. Konačno rješenje ovisi o odluci Elektroprijenosa i eventualnim dogovorima s investitorima u TE Stanari vezanim za financijske aspekte projekta.

Osnovni podaci TE Stanari (pretpostavljene vrijednosti) prikazani su tablicom 5.4.

Razvoj prijenosne mreže određen je za dva osnovna scenarija moguće izgradnje elektrana unutar EES BiH između analiziranih vremenskih presjeka 2010. i 2015. godine:

Scenarij A1: niti jedna nova elektrana nije izgrađena

Scenarij A2: izgrađena TE Stanari

Tablica 5.4. Podaci TE Stanari (pretpostavljene vrijednosti)

Podatak	Iznos
Raspoloživa snaga na pragu (MW)	389
Nazivni faktor snage generatora	0.85
Nazivni napon generatora (V)	22 000 V $\pm$ 10%
Nazivna snaga blok transformatora (MVA); prijenosni odnos (kV/kV); opseg i korak regulacije	550 22/400 ; $\pm$ 5 $\times$ 2%
Naponska razina priključka na mrežu (kV)	400

2015. – 2020. godine

Prema planovima izgradnje novih proizvodnih postrojenja do razmatranog vremenskog presjeka moguća je izgradnja nove TE Stanari, ukoliko ista nije izgrađena u prethodnom vremenskom razdoblju, te TE Gacko 2, 1 blok. TE Gacko 2 se priključuje na 400 kV sabirnice postojeće TE Gacko, a njene osnovne podatke prikazuje tablica 5.5.

Razvoj prijenosne mreže određen je za jedan scenarij moguće izgradnje elektrana unutar EES BiH između analiziranih vremenskih presjeka 2015. i 2020. godine, u kojemu su na kraju razmatranog razdoblja u pogonu TE Stanari i TE Gacko 2.

Tablica 5.5. Podaci TE Gacko 2 (pretpostavljene vrijednosti)

Podatak	Iznos
Raspoloživa snaga na pragu (MW)	313.5
Nazivni faktor snage generatora	0.85
Nazivni napon generatora (V)	22 000 V $\pm$ 10%
Nazivna snaga blok transformatora (MVA); prijenosni odnos (kV/kV); opseg i korak regulacije	350 22/420 ; $\pm$ 5 $\times$ 2%
Naponska razina priključka na mrežu (kV)	400

5.4. Jedinične cijene visokonaponske opreme te troškovi izgradnje novih objekata i revitalizacije postojećih jedinica mreže

Jedinične cijene visokonaponske opreme na temelju kojih su izračunati troškovi izgradnje novih i revitalizacije postojećih prijenosnih objekata u BiH prikazane su slijedećim tablicama.

Tablica 5.6. Procjena troškova izgradnje dalekovoda po kilometru

Tip voda	Naponski nivo/ cijena EUR/km)							
	400 kV		220 kV		110 kV		35 kV	
	jednosistemski	dvosistemski	jednosistemski	dvosistemski	jednosistemski	dvosistemski	jednosistemski	dvosistemski
Dalekovod	240.000,00	380.000,00	120.000,00	190.000,00	70.000,00	112.000,00		

Tablica 5.7. Procjena troškova za transformatorske stanice

Red. br.	DALEKOVODNA POLJA	35 kV (EUR)	110 kV (EUR)	220 kV-2 sistema sabirnica (EUR)	400 kV-2 sistema sabirnica (EUR)
1.	Prekidač tropolni	7.000,00	33.100,00	45.580,00	96.010,00
2.	Sabirnički rastavljač tropolni	3.200,00	5.760,00	19.000,00	45.360,00
3.	Izlazni rastavljač tropolni	2.000,00	8.000,00	12.780,00	21.680,00
4.	Strujni transformator	1.800,00	12.000,00	22.500,00	45.300,00
5.	Naponski transformator	2.400,00	4.000,00	15.000,00	24.870,00
6.	Ormar zaštite i upravljanja	3.600,00	26.700,00	53.580,00	53.580,00
7.	Elektromontažni radovi (sa pripadajućim djelom sabirnica, spojne opreme i kablova)	3.400,00	45.000,00	101.000,00	150.000,00
8.	Građevinski radovi (sa pripadajućim djelom sabirnica)	1.066,00	40.000,00	100.000,00	150.000,00
9.	Izrada projektne dokumentacije	1.223,00	9.728,00	18.472,00	29.340,00
	UKUPNO	25.669,00	184.288,00	387.912,00	616.140,00

Red. br.	SPOJNO POLJE	220 kV (EUR)	400 kV (EUR)
1.	Prekidač tropolni	45.580,00	96.010,00
2.	Sabirnički rastavljači tropolni	19.000,00	45.360,00
3.	Ormar zaštite i upravljanja	56.816,00	56.816,00
4.	Elektromontažni radovi (sa pripadajućim djelom sab.)	101.000,00	150.000,00
5.	Građevinski radovi (sa pripadajućim djelom sabirnica)	100.000,00	150.000,00
6.	Izrada projektne dokumentacije	16.119,00	24.909,00
	UKUPNO	338.515,00	523.095,00

Red. br.	MJERNO POLJE	110 kV (EUR)	220 kV (EUR)	400 kV (EUR)
1.	Naponski transformator	12.000,00	15.000,00	24.870,00
2.	Elektromontažni radovi (sa pripadajućim djelom sab.)	7.000,00	10.000,00	15.000,00
3.	Građevinski radovi (sa pripadajućim djelom sabirnica)	6.000,00	10.000,00	15.000,00
4.	Izrada projektne dokumentacije	1.250,00	1.750,00	2.700,00
	UKUPNO	26.250,00	36.750,00	57.570,00

Red. br.	TRANSFORMATORSKA POLJA	10 kV (EUR)	35 kV (EUR)	110/x kV (EUR)	220 kV/x -2 sistema sabirnica (EUR)	400/x kV-2 sistema sabirnica (EUR)
1.	Prekidač tropolni	5.000,00	7.000,00	33.100,00	45.580,00	96.010,00
2.	Sabirnički rastavljač	1.600,00	3.200,00	5.760,00	19.000,00	45.360,00
3.	Strujni transformator	940,00	1.800,00	12.000,00	22.500,00	45.300,00
4.	Ormar zaštite i upravljanja	5.000,00	3.200,00	28.088,00	44.539,00	44.539,00
5.	Odvodnik prenapona	700,00	700,00	4.800,00	9.000,00	22.800,00
6.	Elektromontažni radovi (sa pripadajućim djelom sabirnica, spojne opreme i kablova)	3.400,00	3.400,00	45.000,00	101.000,00	150.000,00
7.	Građevinski radovi (sa pripadajućim djelom sabirnica)	2.000,00	2.000,00	40.000,00	100.000,00	150.000,00
8.	Izrada projektne dokumentacije	930,00	1.060,00	9.450,00	17.090,00	27.700,00
	UKUPNO	19.570,00	22.360,00	178.198,00	358.709,00	581.709,00

Red. br.	ENERGETSKI TRANSFORMATORI	Cijena (EUR)	Građevinski radovi (temelji, uljna jama) Cijena (EUR)
1.	110/x kV, 20 MVA	300.000,00	30.000,00
	110/x kV, 31,5 MVA	400.000,00	40.000,00
2.	110/x kV, 40 MVA	450.000,00	45.000,00
5.	Energetski trafo 220/110 kV; 150 MVA	1.300.000,00	130.000,00
7.	Energetski trafo 400/110 kV; 300 MVA	2.200.000,00	220.000,00
8.	Energetski trafo 400/220 kV; 400 MVA	2.500.000,00	250.000,00

Komandno pogonska zgrada – 500 EUR/m²

Tablica 5.8. Procjena troškova za transformatorske stanice – nastavak 1

Redni broj	Oprema	Jedinica mjere kom/set	Unit price EURO
	SF 6 Prekidač		
	Prekidač 400 kV	pcs	96.010,00
	Prekidač 220 kV	pcs	45.580,00
	Prekidač 110 kV	pcs	33.100,00
	Rastavljači		
	Sabimički rastavljači 400 kV	pcs	22.680,00
	Sabimički rastavljači 220 kV	pcs	9.500,00
	Sabimički rastavljači 110 kV	pcs	5.760,00
	Linijski rastavljači 400 kV	pcs	21.680,00
	Linijski rastavljači 220 kV	pcs	12.780,00
	Linijski rastavljači 110 kV	pcs	8.000,00
	Potporni izolatori		
	Potporni izolatori 400 kV	pcs	
	Potporni izolatori 220 kV		
	Potporni izolatori 110 kV		
	Mjerni transformatori (NMT&SMT)		
	SMT 400 kV - 2 x 800 /1/1/1/1 A/A	pcs	15.100,00
	SMT 220 kV - 2 x 750 /1/1/1/1 A/A	pcs	7.500,00
	SMT 110 kV - 2 x 150 /1/1/1/1 A/A	pcs	4.000,00
	SMT 110 kV - 2 x 300 /1/1/1/1 A/A		4.000,00
	SMT 110 kV - 2 x 750 /1/1/1/1 A/A	pcs	5.500,00
	NMT 400 kV	pcs	8.290,00
	NMT 220 kV	pcs	5.000,00
	NMT 110 kV	pcs	4.000,00
	Odvodnici prenapona		
	Odvodnici prenapona 400 kV	pcs	7.600,00
	Odvodnici prenapona 220 kV	pcs	3.000,00
	Odvodnici prenapona 110 kV	pcs	1.200,00

Tablica 5.9. Procjena troškova za transformatorske stanice – nastavak 2

Redni broj	Oprema	Jedinica mjere kom/set	Unit price EURO
	Sekundarna oprema (oprema zaštite i upravljanja, SCS)		
	400 kV strana		
	Dalekovodno polje, zaštita i upravljanje	set	53.580,00
	Spojno polje, zaštita i upravljanje i Sabimička zaštita		56.816,00
	Transformatorsko polje, zaštita i upravljanje	set	44.539,00
	Mjerno polje		
	Mjerni panel sa dva mjerna mjesta	set	13.000,00
	220 kV side		
	Dalekovodno polje, zaštita i upravljanje	set	53.580,00
	Spojno polje, zaštita i upravljanje i Sabimička zaštita		56.816,00
	Transformatorsko polje, zaštita i upravljanje	set	44.539,00
	Mjerno polje	pcs	
	Mjerni panel sa dva mjerna mjesta	set	13.000,00
	110 kV side		
	Dalekovodno polje, zaštita i upravljanje	set	26.700,00
	Transformatorsko polje, zaštita i upravljanje	set	28.088,00
	Mjerno polje	pcs	
	Mjerni panel sa dva mjerna mjesta	set	13.000,00
	MV side		
	35 kV čelije (jedan sistem sabimica, izvlačivi vakumski prekidač) sa zaštitnim terminalom	pcs	30.000,00
	24 kV čelije (jedan sistem sabimica, izvlačivi vakumski prekidač) sa zaštitnim terminalom		19.000,00
	TS 400/x i 220/x kV		99.000,00
	Stanični skada sistem upravljanja i nadzora sa funkcijom gejtveja za tri centra, komunikacionom opremom na staničnom nivou, programiranjem, ugradnjom i testiranjem (tri procesne slike, alarmna lista, lista pogonskih događaja), sat tačnog mjerenja		
	TS 110/x/y kV (2 DV polja, dva trafo polja i 20 čelija SN)		75.000,00
	Stanični skada sistem upravljanja i nadzora, funkcija gejtveja za tri centra, komunikaciona oprema na staničnom nivou, programiranje, ugradnja i testiranje (tri procesne slike, alarmna lista, lista pogonskih događaja, 20 trendova, mjerni izvještaji za 6 mjerenja), sat tačnog mjerenja,		

Tablica 5.10. Procjena troškova za transformatorske stanice – nastavak 4

Redni broj	Oprema	Jedinica mjere kom/set	Unit price EURO
	Telekomunikaciona oprema za TS 400 i 220 kV		96.000,00
	SDH, PDH, napajanje, SDH i PDH instalacija, napajanje instalacije		
	Telekomunikaciona oprema za TS 110 kV		56.000,00
	SDH, PDH, napajanje, SDH i PDH instalacija, napajanje instalacije		
	AC/DC Postrojenje vlastite potrošnje za TS 400 i 220 kV		320.000,00
	Baterija	pcs	
	Ispravljač	pcs	
	Invertor	pcs	
	Ormar AC razvoda	pcs	
	Ormar DC razvoda	pcs	
	UPS za napajanje sistema staničnog upravljanja		14.000,00
	Mjerni panel (jedno brojilo, jedan registrator podataka)		10.000,00
	Agregat 180kVA, 220V		21.000,00
	Kućni transformator 20/0,4 kV		8.900,00
	AC/DC Postrojenje vlastite potrošnje za TS 110 kV	set	35.000,00
	Baterija		
	Ispravljač i Invertor		
	Ormar AC/DC razvoda		
	Hardware		
	Spojna oprema	paušalno	
	Kablovi i sitni materijal		

Troškovi revitalizacije postojećih dalekovoda izračunavaju se na temelju jediničnih cijena uz pretpostavku sljedeće podjele na električne i građevinske dijelove:

40 % troškova – električni dijelovi (vodiči, izolatori, zaštitno uže)

60 % troškova – građevinski dijelovi (stupovi, temelji i ostalo)

Troškovi revitalizacije kabela izračunavaju se punom cijenom novog kabela.

Troškovi revitalizacije postojećih transformatorskih stanica izračunavaju se preko cijena novih transformatora i odgovarajućih polja, uvećanih za 10 % na račun troškova obnove sekundarne opreme.

Troškovi proširenja postojećih transformatorskih stanica izraženi su preko cijene primarne opreme (polja, transformatori) uvećanih također za 10 %.

Troškovi sekundarnih dijelova i građevinskih radova za nove transformatorske stanice procjenjuju se na 40 % vrijednosti primarne opreme (polja i transformatori).

PRAZNA STRANICA

6. PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE PRIJENOSNE MREŽE U RAZDOBLJU 2007. – 2020.

U ovom poglavlju prikazuju se rezultati tokova snaga i analiza (n-1) sigurnosti na temelju kojih je izrađen plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže u razdoblju 2007. – 2020. godine.

6.1. Potrebna izgradnja do 2010. godine

6.1.1. Polazna konfiguracija prijenosne mreže 2010. godine

U odnosu na konfiguraciju prijenosne mreže u proteklom vremenskom razdoblju (2006. godina), polazna konfiguracija prijenosne mreže razmatranog vremenskog presjeka (2010. godina) obuhvaća slijedeće nove objekte prikazane tablicama 6.1. i 6.2. Novi objekti uključeni u polaznu konfiguraciju mreže su u trenutku pisanja ove studije (2007. godina) u izgradnji ili je započela priprema za izgradnju istih.

Tablica 6.1. Nove TS u razdoblju 2007. – 2010.

Redni broj	Ime TS kV	Instalirana snaga (MVA)	Napomena
1.	TS 400/220/110 kV Višegrad	400+300	popravak transformatora 400/110 kV
2.	TS 110/x kV Čelinac	2x20	izgrađena 2007.
3.	TS 110/x kV Banja Luka 8	2x20	izgrađena 2007.
4.	TS 110/x kV Mostar 9 (Buna)	1x20	u pripremi gradnje
5.	TS 110/x kV Bijeljina 4	20	Izgrađena
6.	TS 110/x kV Tuzla 3	2x40	u izgradnji
7.	TS 110/x kV Sarajevo 11	2x31.5	u izgradnji
8.	TS 110/x kV Banja Luka 7	2x40	u pripremi gradnje
9.	TS 110/x kV Fojnica	20	u pripremi gradnje – priključenje malih HE
10.	TS 110/x kV Banja Luka 7	2x20	u pripremi gradnje
11.	TS 110/x kV Šipovo	20	u pripremi gradnje
12.	TS 110/x kV Laktaši 2	2x20	u pripremi gradnje
13.	TS 110/x kV Banja Luka 9	2x20	u pripremi gradnje
14.	TS 110/35 kV Bužim	20	u pripremi gradnje
15.	TS 110/10(20) kV Sarajevo 12	2x31.5	-
16.	TS 110/10(20) kV Prača	8	-
17.	TS 110/35/10(20) kV Buturović Polje	31.5	-

Tablica 6.2. Novi DV u razdoblju 2007. – 2010.

Rb	Ime DV	L (km)	Napomena
1.	DV 220 kV Posušje – Rama	48	uklapanje DV u EES
2.	DV 110 kV Livno – Tomislav Grad	27	izgrađen (preostao uvod u TS Tomislavgrad)
3.	DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4	4	radi priključka HE Mostarsko Blato
4.	DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5	10.5	
5.	DV 110 kV Tomislav Grad – Rama	47	izgrađen (preostao uvod u TS Tomislavgrad)
6.	uvod/izvod DV 110 kV B.Luka 1 – K.Varoš	*	priključni vod 110 kV za TS Čelinac
7.	uvod/izvod DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	2	radi priključka TS Mostar 9
8.	uvod/izvod DV 110 kV B.Luka 1 – Laktaši	*	priključni vod 110 kV za TS Banja Luka 8
9.	uvod/izvod DV 110 kV B. Luka 6 – B. Luka 3	1.4	priključni vod 2x110 kV za TS Banja Luka 4
10.	uvod/izvod DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare	0.9	priključni vod 2x110 kV za TS Tuzla 3
11.	uvod/izvod DV 110 kV Bijeljina 1 – Lešnica	*	priključni vod 2x110 kV za TS Bijeljina 4
12.	uvod/izvod KB 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 5	*	priključak TS Sarajevo 11
13.	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	24	prema planu investicija za 2007. godinu **
Rb	Ime DV	L (km)	Napomena
14.	DV 110 kV Visoko – Fojnica	22	prema planu investicija za 2007. godinu **

15.	DV 110 kV Fojnica – Kiseljak	16	prema planu investicija za 2007. godinu **
16.	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	40	prema planu investicija za 2007. godinu **
17.	DV 110 kV Ugljevik – Blagojevića Han	27	prema planu investicija za 2007. godinu **
18.	DV 110 kV Mostar 1 – HE Mostar	1.2	radi rekonstrukcije voda Mostar 1 – Mostar 2
19.	DV 110 kV Mostar 9 – Mostar4/Mostar 5	*	u slučaju kašnjenja rekonstrukcije DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina i Mostar 2 – Stolac
20.	uklapanje TS B.Luka 7 u 110 kV mrežu	0.5	prema planu investicija za 2007. godinu **
21.	uklapanje TS B.Luka 9 u 110 kV mrežu	0.5	prema planu investicija za 2007. godinu **
22.	uklapanje TS Šipovo u 110 kV mrežu	20.5	prema planu investicija za 2007. godinu **
23.	uklapanje TS Bužim u 110 kV mrežu	-	ulaz/izlaz voda 110 kV napravljen
24.	uklapanje TS Laktaši 2 u 110 kV mrežu	0.5	prema planu investicija za 2007. godinu **
25.	uklapanje TS Sarajevo 12 u 110 kV mrežu	-	ulaz/izlaz voda 110 kV napravljen
26.	uklapanje TS Prača u 110 kV mrežu	0.1	-
27.	uklapanje TS Buturović Polje u 110 kV mrežu	4.5	-

* autorima nepoznato

** Plan investicija za 2007. godinu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH usvojen od DERK-a u maju 2007.

Osim objekata navedenih u prethodnim tablicama pretpostavljene su aktivnosti na sanacijama, rekonstrukcijama i proširenjima postojećih objekata prijenosne mreže poput:

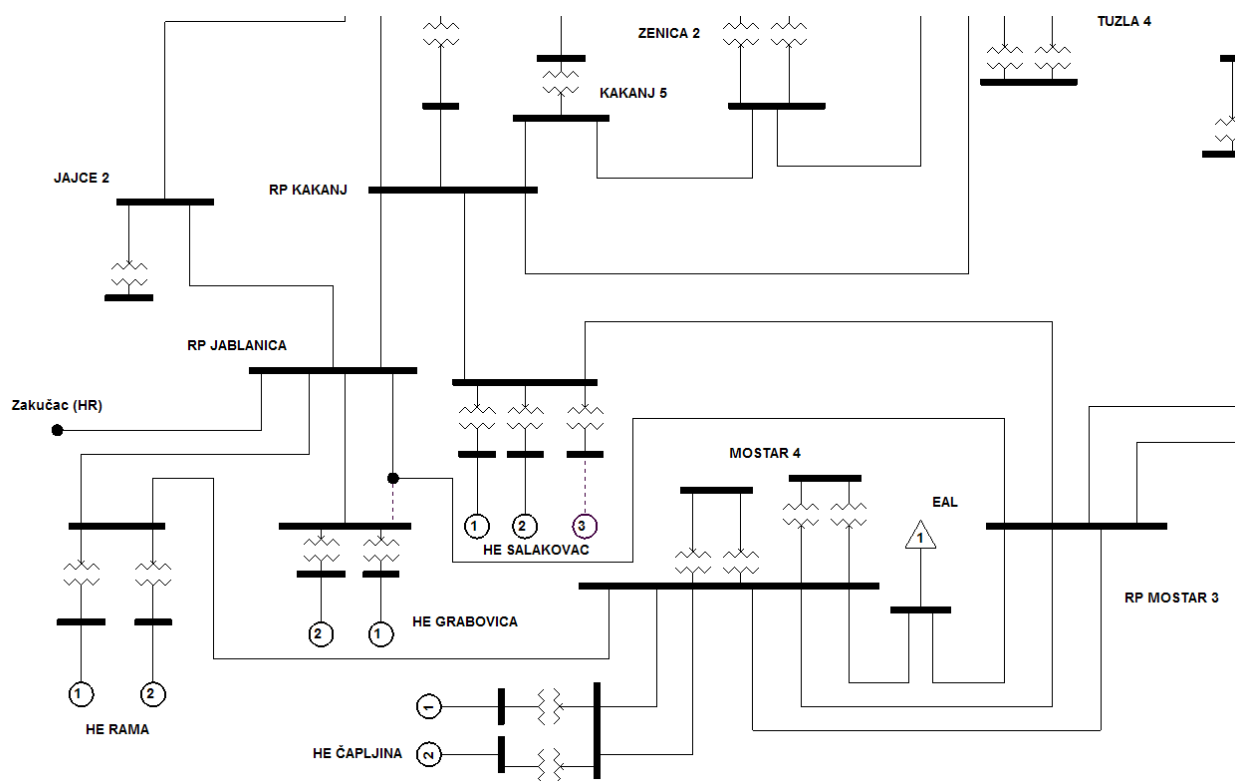
DV 110 kV Mostar 2 – RP Mostar 1	- rekonstrukcija
DV 110 kV Mostar 2 – Stolac	- rekonstrukcija
DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina	- rekonstrukcija i povećanje prijenosne moći
DV 110 kV Bugojno – Kupres	- puštanje u pogon postojećeg DV pod 110 kV
DV 110 kV Jablanica – Prozor/Rama	- puštanje u pogon pod 110 kV
DV 110 kV Sarajevo 1 – Sarajevo 20	- stavljen u funkciju
DV 110 kV Sarajevo 18 – Sarajevo 20	- stavljen u funkciju
DV 110 kV Sarajevo 15 – Sarajevo 20	- stavljen u funkciju
DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1 (1)	- sanacija i stavljanje u funkciju te povećanje prijenosne moći
DV 110 kV TE Kakanj – Zenica 1	- ugrađeni vodiči Al/Fe 240/40 mm ² (revitalizacija u toku 2008.)
DV 110 kV Sarajevo 13 – Sarajevo 20	- povećana prijenosna moć
DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 2	- ugrađeni vodiči BTAL/ACS 150/25 mm ²
TS 220/110 kV RP Trebinje	- ugradnja drugog transformatora 150 MVA
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	- zamjena strujnih mjernih transformatora u odgovarajućim
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	vodnim poljima (povećanje prijenosne moći na 128 MVA)
DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare	- sanacija DV (klizišta)

Gotovo svi navedeni objekti u određenoj su fazi izgradnje u trenutku pisanja ove studije, te su uključeni u Plan investicija Elektroprenos-Elektroprijenos BiH za 2007. godinu.

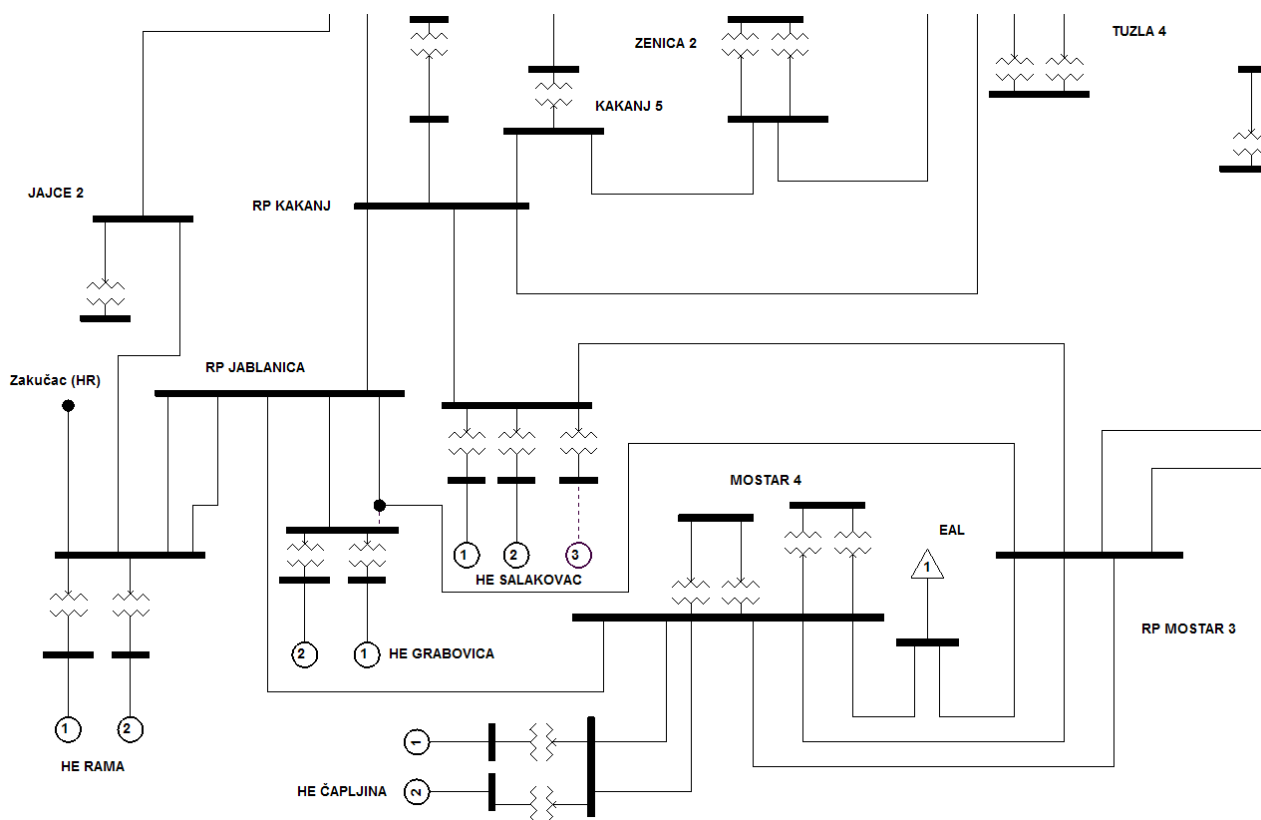
Dalekovod 2x220 kV Posušje – Rama izgrađen je 2001. godine ali do danas nije uklopljen u elektroenergetski sustav. Predviđeno je njegovo uklapanje na način da se s jedne strane presjeca veza 220 kV Mostar 4 – HE Zakućac, a s druge strane veza 220 kV HE Rama – RP Jablanica. Teoretski je moguće promatrati vod uklopiti na dva osnovna načina:

1. formiranjem veza 220 kV HE Rama – Mostar 4 i RP Jablanica – HE Zakućac (slika 6.1.),
2. formiranjem veza 220 kV HE Rama – HE Zakućac i RP Jablanica - Mostar 4 (slika 6.2.).

U prvom slučaju nije potrebno uvoditi DV 220 kV RP Jablanica – Jajce 2 u HE Rama, dok je u drugom slučaju to potrebno kako u slučaju ispada DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica HE Rama ne bi ostala vezana samo na EES Hrvatske. U ovoj studiji DV 2x220 kV Posušje – Rama uključen je u EES prema varijanti 2, budući da je to rješenje koje se preferira u [16], a posebno imajući u vidu činjenicu da je uvod/izvod DV 220 kV Jablanica – Jajce 2 do HE Rama već izgrađen, te da se u HE Rama opremaju dva nova vodna polja 220 kV za prihvata tog voda. Konačno rješenje potrebno je usuglasiti unutar Elektroprijenosa BiH.



Slika 6.1. Uklapanje DV 2x220 kV Posušje – Rama (varijanta 1)



Slika 6.2. Uklapanje DV 2x220 kV Posušje – Rama (varijanta 2)

Također je unutar Elektroprijenosa potrebno usaglasiti način sanacije 110 kV mreže na širem području Mostara. Prema informacijama iz Elektroprijenos – Elektroprenos BiH, Operativno

područje Mostar, dinamika sanacije DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina i Mostar 2 – Stolac upitna je radi bespravne gradnje na trasama starih vodova, te se kao rješenje predlaže izgradnja DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar5, radi priključka nove TS Mostar 9, pojačanja napajanja TS 110/x kV Mostar 5 kao važnog distributivnog čvorišta i priključka HE Mostarsko Blato kako je to zamišljeno u konačnoj varijanti.

6.1.2. Tokovi snaga pri (n) raspoloživosti grana

Razmatrani su scenariji opisani u poglavlju 5.1., ovisni o planu izgradnje novih elektrana, promatranom hidrološkom stanju i bilanci sistema. Za referentni scenarij potrošnje električne energije/opterećenja EES u iznosu od 2196 MW (poglavlje 5.2.), razmatraju se dva scenarija izgradnje elektrana (poglavlje 5.3.), tri pod-scenarija hidroloških stanja i za svaki pod-scenarij dodatna 2 ili 3 scenarija ovisna o bilanci sistema. Ukupno je analizirano 14 različitih scenarija, opisanih u nastavku.

Tablica 6.3. Analizirani scenariji za vremenski presjek 2010. godine

Vremenski presjek	Plan izgradnje elektrana	Hidrologija	Bilanca sistema	Oznaka scenarija
2010. $P_{max} = 2196$ MW	A1 (HE Mostarsko Blato)	Suha	Uvoz	1. 2010-A1-suha-uvoz
			Nulta razmjena	2. 2010-A1-suha-uravnotežen
		Normalna	Uvoz	3. 2010-A1-normalna-uvoz
			Nulta razmjena	4. 2010-A1-normalna-uravnotežen
			Izvoz	5. 2010-A1-normalna-izvoz
		Vlažna	Nulta razmjena	6. 2010-A1-vlažna-uravnotežen
			Izvoz	7. 2010-A1-vlažna-izvoz
	A2 (HE Mostarsko Blato, VE u Hercegovini)	Suha	Uvoz	8. 2010-A2-suha-uvoz
			Nulta razmjena	9. 2010-A2-suha-uravnotežen
		Normalna	Uvoz	10. 2010-A2-normalna-uvoz
			Nulta razmjena	11. 2010-A2-normalna-uravnotežen
			Izvoz	12. 2010-A2-normalna-izvoz
		Vlažna	Nulta razmjena	13. 2010-A2-vlažna-uravnotežen
			Izvoz	14. 2010-A2-vlažna-izvoz

Scenarij 1

Scenarij 2010-A1-suha-uvoz odnosi se na referentno opterećenje u iznosu od 2196 MW (uključeni gubici), izgrađenu novu HE Mostarsko Blato ali bez VE priključenih na mrežu, suhe hidrološke okolnosti i uvoz 365 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 300 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2196 MW
 Opterećenje 2151 MW
 Gubici 45 MW

Angažman elektrana 1831 MW
 HE 456 MW
 TE 1375 MW (marginalna elektrana TE Ugljevik)

Saldo uvoza/izvoza -365 MW

Scenarij 2

Scenarij 2010-A1-suha-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato ali bez VE priključenih na mrežu, suhe hidrološke okolnosti i približno nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2 uvozi se dodatnih 63 MW da bi se zatvorila bilanca). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2200 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	49 MW

Angažman elektrana	2135 MW
HE	456 MW
TE	1616 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G3)

Saldo uvoza/izvoza -128 MW

Scenarij 3

Scenarij 2010-A1-normalna-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato ali bez VE priključenih na mrežu, normalne hidrološke okolnosti i uvoz 365 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 300 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2196 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	45 MW

Angažman elektrana	1831 MW
HE	1082 MW
TE	749 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G6)

Saldo uvoza/izvoza -365 MW

Scenarij 4

Scenarij 2010-A1-normalna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato ali bez VE priključenih na mrežu, normalne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2196 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	45 MW

Angažman elektrana	2131 MW
HE	1082 MW
TE	1049 MW (marginalna elektrana TE Kakanj – G6)

Saldo uvoza/izvoza -65 MW

Scenarij 5

Scenarij 2010-A1-normalna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato ali bez VE priključenih na mrežu, normalne hidrološke okolnosti i izvoz 500 MW u Hrvatsku. Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2201 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	50 MW

Angažman elektrana	2636 MW
HE	1082 MW
TE	1554 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G3)

Saldo uvoza/izvoza 435 MW (HE Dubrovnik 2 -65 MW, izvoz Hrvatska 500 MW)

Scenarij 6

Scenarij 2010-A1-vlazna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato ali bez VE priključenih na mrežu, vlažne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (izuzev uvoza 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2204 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	53 MW

Angažman elektrana	2099 MW
HE	1719 MW
TE	380 MW (marginalna elektrana TE Gacko)

Saldo uvoza/izvoza -105 MW

Scenarij 7

Scenarij 2010-A1-vlazna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato ali bez VE priključenih na mrežu, vlažne hidrološke okolnosti i izvoz 700 MW u Hrvatsku (500 MW) i Crnu Goru (200 MW) (uz uvoz 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2207 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	56 MW

Angažman elektrana	2802 MW
HE	1719 MW
TE	1083 MW (marginalna elektrana TE Ugljevik)

Saldo uvoza/izvoza 595 MW (-105 MW HE Dubrovnik 2, izvoz 500 MW Hrvatska i 200 MW C.Gora)

Scenarij 8

Scenarij 2010-A2-suha-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato s VE priključenim na mrežu i angažiranim 80% P_{ins} , normalne hidrološke okolnosti i uvoz 365 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 300 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2195 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	44 MW

Angažman elektrana	1830 MW
HE	456 MW
TE	1258 MW (marginalna elektrana TE Ugljevik)
VE	116 MW

Saldo uvoza/izvoza -365 MW

Scenarij 9

Scenarij 2010-A2-suha-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato s VE priključenim na mrežu i angažiranim 80% P_{ins} , normalne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2197 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	46 MW

Angažman elektrana	2132 MW
HE	456 MW
TE	1560 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G5)
VE	116 MW

Saldo uvoza/izvoza -65 MW

Scenarij 10

Scenarij 2010-A2-normalna-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato s VE priključenim na mrežu i angažiranim 80% P_{ins} , normalne hidrološke okolnosti i uvoz 365 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 300 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2194 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	43 MW

Angažman elektrana	1829 MW
HE	1082 MW
TE	631 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G6)
VE	116 MW

Saldo uvoza/izvoza -365 MW

Scenarij 11

Scenarij 2010-A2-normalna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato s VE priključenim na mrežu i angažiranim 80% P_{ins} , normalne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2194 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	43 MW

Angažman elektrana	2129 MW
HE	1082 MW
TE	931 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G4)
VE	116 MW

Saldo uvoza/izvoza -65 MW

Scenarij 12

Scenarij 2010-A2-normalna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato s VE priključenim na mrežu i angažiranim 80% P_{ins} , normalne hidrološke okolnosti i izvoz 500 MW u Hrvatsku (uz uvoz 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2199 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	48 MW

Angažman elektrana	2634 MW
HE	1082 MW
TE	1436 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G5)
VE	116 MW

Saldo uvoza/izvoza 435 MW (HE Dubrovnik 2 -65 MW, izvoz Hrvatska 500 MW)

Scenarij 13

Scenarij 2010-A2-vlazna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato s VE priključenim na mrežu i angažiranim 80% P_{ins} , vlažne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (izuzev uvoza 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2204 MW
Opterećenje	2151 MW
Gubici	53 MW

Angažman elektrana	2099 MW
HE	1719 MW
TE	264 MW (marginalna elektrana TE Gacko)
VE	116 MW

Saldo uvoza/izvoza -105 MW

Scenarij 14

Scenarij 2010-A2-vlazna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu HE Mostarsko Blato s VE priključenim na mrežu i angažiranim 80% P_{ins} , vlažne hidrološke okolnosti i izvoz 700 MW u Hrvatsku (500 MW) i Crnu Goru (200 MW) (uz uvoz 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2207 MW
 Opterećenje 2151 MW
 Gubici 56 MW

Angažman elektrana 2802 MW
 HE 1719 MW
 TE 967 MW (marginalna elektrana TE Ugljevik)
 VE 116 MW

Saldo uvoza/izvoza 595 MW (-105 MW HE Dubrovnik 2, 500 MW Hrvatska, 200 MW C.Gora)

Tablica 6.4. prikazuje bilance EES za sve prethodno opisane scenarije.

Tablica 6.4. Bilance EES BiH za analizirane scenarije 2010. godine

Scenarij	Opterećenje (MW)	Gubici (MW)	Angažman elektrana (MW)			Saldo razmjena (MW)*
			HE	TE	VE	
1. 2010-A1-suha-uvoz	2151	45	456	1375	0	-365
2. 2010-A1-suha-uravnotežen	2151	49	456	1616	0	-128
3. 2010-A1-normalna-uvoz	2151	45	1082	749	0	-365
4. 2010-A1-normalna-uravnotežen	2151	45	1082	1049	0	-65
5. 2010-A1-normalna-izvoz	2151	50	1082	1554	0	435
6. 2010-A1-vlazna-uravnotežen	2151	53	1719	380	0	-105
7. 2010-A1-vlazna-izvoz	2151	56	1719	1083	0	595
8. 2010-A2-suha-uvoz	2151	44	456	1258	116	-365
9. 2010-A2-suha-uravnotežen	2151	46	456	1560	116	-65
10. 2010-A2-normalna-uvoz	2151	43	1082	631	116	-365
11. 2010-A2-normalna-uravnotežen	2151	43	1082	931	116	-65
12. 2010-A2-normalna-izvoz	2151	48	1082	1436	116	435
13. 2010-A2-vlazna-uravnotežen	2151	53	1719	264	116	-105
14. 2010-A2-vlazna-izvoz	2151	56	1719	967	116	595

*izvoz, - uvoz

Iz prethodne tablice vidljivo je da je analiziranim scenarijima obuhvaćen raspon ukupnog angažmana hidroelektrana u BiH u iznosu od 456 MW do 1719 MW, raspon angažmana termoelektrana od 264 MW do 1616 MW, te raspon razmjena od najvećeg uvoza u iznosu od 365 MW, do najvećeg izvoza u iznosu od 595 MW računajući angažman HE Dubrovnik 2 kao uvoz u BiH. Uz tako definirane scenarije gubici u trenutku nastupa vršnog opterećenja u BiH kreću se u rasponu od 43 MW do 56 MW.

Proračuni tokova snaga uz potpunu raspoloživost svih grana mreže, izuzev jednog transformatora 400/110 kV u TS Sarajevo 10 koji je u normalnom pogonu isključen te 110 kV vodova između BiH i Srbije koji su u normalnom pogonu također isključeni, izvršeni su za sve prethodno definirane scenarije. Detaljni rezultati prikazani su slikovno u prilogu 1.

U svim analiziranim scenarijima pri punoj raspoloživosti grana nema preopterećenja u mreži, a naponske prilike su unutar dozvoljenih granica.

U svim analiziranim scenarijima 400 kV vodovi se ne opterećuju više od 32 % od njihove termičke granice. Najopterećeniji vodovi mreže te naponske razine su Ugljevik – Tuzla (6 scenarija), Ugljevik – S.Mitrovica (6 scenarija), te HE Višegrad – Višegrad (2 scenarija).

Najveće zabilježeno opterećenje 220 kV vodova iznosi 55 % od termičke granice. Najopterećeniji 220 kV vodovi su TS Tuzla – Tuzla 6 (10 scenarija) i Kakanj 5 – Zenica (4 scenarija).

Vodovi 110 kV mreže se pri punoj raspoloživosti grana većinom opterećuju do 70 % od njihovih dozvoljenih granica. Izuzetak su pojedini 110 kV vodovi na području Hercegovine.

U skoro svim analiziranim scenarijima najopterećeniji 400/220 kV transformator u mreži je Sarajevo 20 (opterećuje se do 26 % S_n), a u dva scenarija najopterećeniji je transformator u TS Tuzla (opterećenje do 36 % S_n). Najopterećeniji transformatori 400/110 kV su oni u TS Banja Luka 6 (8 scenarija, opterećenja do 40 % S_n) i TS Ugljevik (6 scenarija, opterećenja do 38 % S_n). U svim analiziranim scenarijima najopterećeniji transformator 220/110 kV je onaj u Gradačcu, a opterećuje se do 72 % od prividne snage.

6.1.3. Analiza (n-1) sigurnosti

Za sve prethodno definirane scenarije izvedeni su proračuni (n-1) sigurnosti, pri čemu se promatra dozvoljeno opterećenje grana do 100 % od termičke granice ili prividne snage, a informativno su promatrani i slučajevi kad su opterećenja grana preko 80 % termičkih granica ili prividnih snaga. Rezultati proračuna prikazani su detaljno u prilogu 4. Ispod su prikazane sumarne tablice slučajeva nezadovoljenja (n-1) kriterija. Kritični događaji i kritične grane su slijedeće:

DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg, s vodičima Al/Fe 240/40 mm² (6 km) i Cu 95 mm² (10.8 km), ukupne duljine 16.8 km, dozvoljene trajne struje u normalnom pogonu od 380 A, izgrađen 1955. godine, a rekonstruiran 1988. i 1999. godine, visoko se opterećuje već pri punoj raspoloživosti grana, a preopterećuje se pri pojedinačnim ispadima DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica, Jablanica – Rama ili Rama – Tomislavgrad (slika 6.3) pri suhoj hidrologiji. Ispadom razmatranog voda postoji opasnost od preopterećenja DV 110 kV Čapljina – Opuzen, a zatim i daljnjih preopterećenja u mreži. Izgradnjom VE na području Hercegovine opasnost od preopterećenja razmatranog voda se otklanja ukoliko su iste visoko angažirane, no u stanjima bez vjetra razmatrani vod postaje ugrožen. U slučaju zamjene dionice Cu 95 mm² s Al/Fe 240/40 mm² i povećanja njegove prijenosne moći na $I_t=645$ A mogući problemi se otklanjaju.

DV 110 kV Široki Brijeg – Grude, s vodičima Al/Fe 240/40 mm² i Cu 95 mm², duljine 15.5 km, dozvoljene trajne struje u normalnom pogonu od 380 A, izgrađen 1955. godine, na granici je preopterećenja pri vlažnoj hidrologiji i izvozu snage, kada iz pogona ispadne DV 110 kV HE Jablanica – Jablanica. Moguća izgradnja VE i njihov značajan angažman rasterećuju razmatrani vod. U slučaju zamjene dionice Cu 95 mm² s Al/Fe 240/40 mm² i povećanja njegove prijenosne moći na $I_t=645$ A mogući problemi se otklanjaju.

DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1), s vodičima Al/Fe 150/25 mm² dozvoljene trajne opteretivosti 470 A (kratkotrajno 700 A), izgrađen 1962. godine, a rekonstruiran 1980. godine, preopterećuje se u većini scenarija, s rasponom preopterećenja do 116 % od dozvoljene granice (slika 6.4). Kritičan događaj za preopterećenje ovog voda je ispad njemu paralelnog voda DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2). Preopterećenja razmatranog voda je moguće ublažiti ukoliko bi bile izgrađene male HE na području RS. Ispadom DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) i isključenjem DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6

(1) djelovanjem nadstrujne zaštite neće doći do daljnjih preopterećenja u mreži, ali je ista značajno oslabljena pa je potrebno razmatrane vodove što prije ponovo pustiti u pogon. Izgradnja DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina (predviđen za izgradnju prema planu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH) dodatno opterećuje razmatrani kritični DV kad snaga teče iz K.Varoša prema Ukrini.

Tablica 6.5. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2010. godine (bez novih VE)

Scenarij	Ispad grane	Preopterećena grana	% I _t ili % S _n
HE Mostarsko Blato Suha hidrologija Uvoz	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	116
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	102
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	102
	DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	103
	DV 110 kV TS Jablanica – Rama	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	100
	DV 110 kV Rama – Tomislavgrad	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	101
HE Mostarsko Blato Suha hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	114
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
	DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	103
	DV 110 kV TS Jablanica – Rama	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	100
	DV 110 kV Rama – Tomislavgrad	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	100
HE Mostarsko Blato Normalna hidrologija Uvoz	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	109
HE Mostarsko Blato Normalna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	106
HE Mostarsko Blato Normalna hidrologija Izvoz	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	106
HE Mostarsko Blato Vlažna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	101
HE Mostarsko Blato Vlažna hidrologija Izvoz	-	-	-

Tablica 6.6. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2010. godine (s novim VE snage 144 MW)

Scenarij	Ispad grane	Preopterećena grana	% I _t ili % S _n
HE Mostarsko Blato, VE Suha hidrologija Uvoz	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	119
HE Mostarsko Blato, VE Suha hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	113
HE Mostarsko Blato, VE Normalna hidrologija Uvoz	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	110
HE Mostarsko Blato, VE Normalna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	107
HE Mostarsko Blato, VE Normalna hidrologija Izvoz	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	102
HE Mostarsko Blato, VE Vlažna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	102
HE Mostarsko Blato, VE Vlažna hidrologija, izvoz	-	-	-

Transformatori 220/110 kV Mostar 4 blago se preopterećuju pri neraspoloživosti jednog od njih u stanjima suhe hidrologije (slika 6.5). Preopterećenja je moguće otkloniti većim angažmanom HE Peć-Mlini i HE Mostarsko Blato. Izgradnja VE u Hercegovini ublažava ili otklanja preopterećenja transformatora u Mostaru 4 ukoliko su iste značajnije angažirane u promatranim pogonskim stanjima (povoljan vjetar). Gubitkom oba transformatora 220/110 kV

Mostar 4 neće doći do lančanih preopterećenja u mreži, ali će ista biti značajno oslabljena s opasnošću od raspada u slučaju prvog slijedećeg ispada. Tada su ugroženi vodovi 110 kV HE Jablanica – Mostar 2 (preopterećenje pri ispadu HE Jablanica – Mostar 1) i DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 (moguće preopterećenje pri ispadu DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4), a i naponske prilike u 110 kV mreži Hercegovine su znatno nepovoljnije pri pojedinim ispadima (DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2, DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1, DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk).

DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1) i DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2), s vodičima Al/Fe 240/40 mm², izgrađeni 1955. i 1972. godine, a rekonstruirani 1967. odnosno 2002. godine, visoko se opterećuju pri ispadu jednog od njih u većini razmatranih stanja iako je do 2010. predviđena zamjena strujnih mjernih transformatora i povećanje prijenosne moći do termičke granice (slika 6.6). Eventualna preopterećenja ili visoka opterećenja ovih vodova nije moguće ublažiti smanjivanjem angažmana agregata 3 TE Tuzla jer isti snabdjeva i toplinski konzum. Ispadom jednog voda i isključenjem drugog voda djelovanjem nadstrujne zaštite moguća su daljnja preopterećenja transformatora 220/110 kV Gradačac.

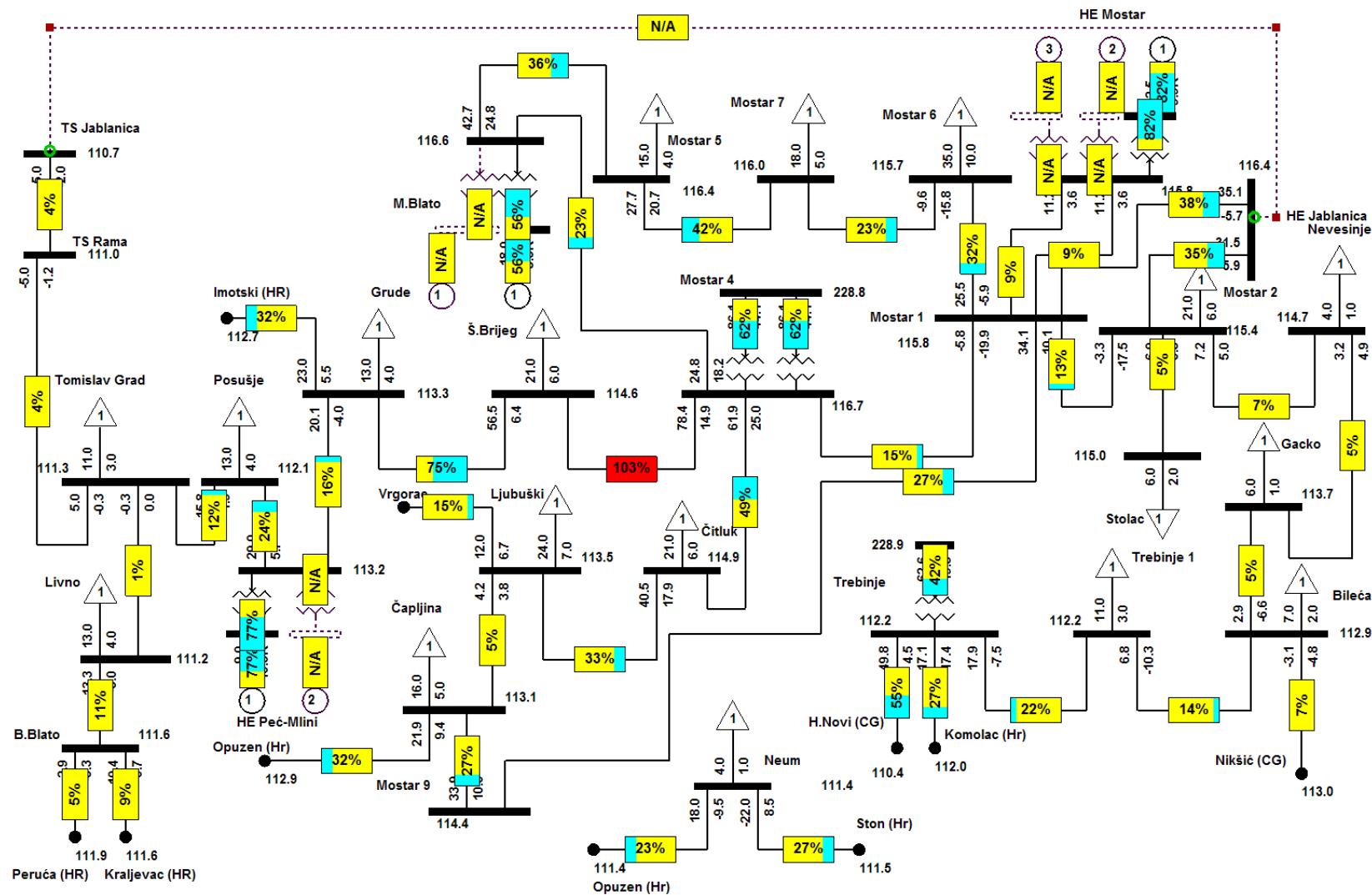
Transformatori 220/110 kV Zenica 2 visoko se opterećuju pri nerazpoloživosti jednog od njih u scenarijima kad su agregati TE Kakanj priključeni na 110 kV mrežu (G5 i G6) van pogona (slika 6.7). Posljedica je to visokog opterećenja Mittal Steela (110 MW) napajanog preko TS 220/110 kV Zenica 2. Angažmanom TE Kakanj blokova 5 i 6 transformator 220/110 kV u TS Zenica 2 više nije ugrožen pri ispadu paralelnog trafoa. Ugroženost transformacije 220/110 kV Zenica 2, a ne transformacije 220/110 kV u Kaknju (prema dosadašnjim iskustvima) posljedica je visokog konzuma napajanog iz Zenice 2, te niskog konzuma u okolini Kaknja (nisko opterećenje Cementare Kakanj).

U svim analiziranim scenarijima nije zabilježen niti jedan slučaj nezadovoljenja (n-1) kriterija s aspekta naponskih prilika. Osim prethodno navedenih kritičnih događaja i kritičnih grana, pri ispadima pojedinih grana u pojedinim analiziranim scenarijima doći će do visokih opterećenja slijedećih grana u mreži ($> 80 \% I_t$ ili S_n): transformatora 220/110 kV Gradačac, transformatora 220/110 kV Sarajevo 20, transformatora 220/110 kV TE Tuzla, DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare, DV 110 kV Zenica – Zavidovići, DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica, DV 110 kV Gračanica – Lukavac, DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6, DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (CG).

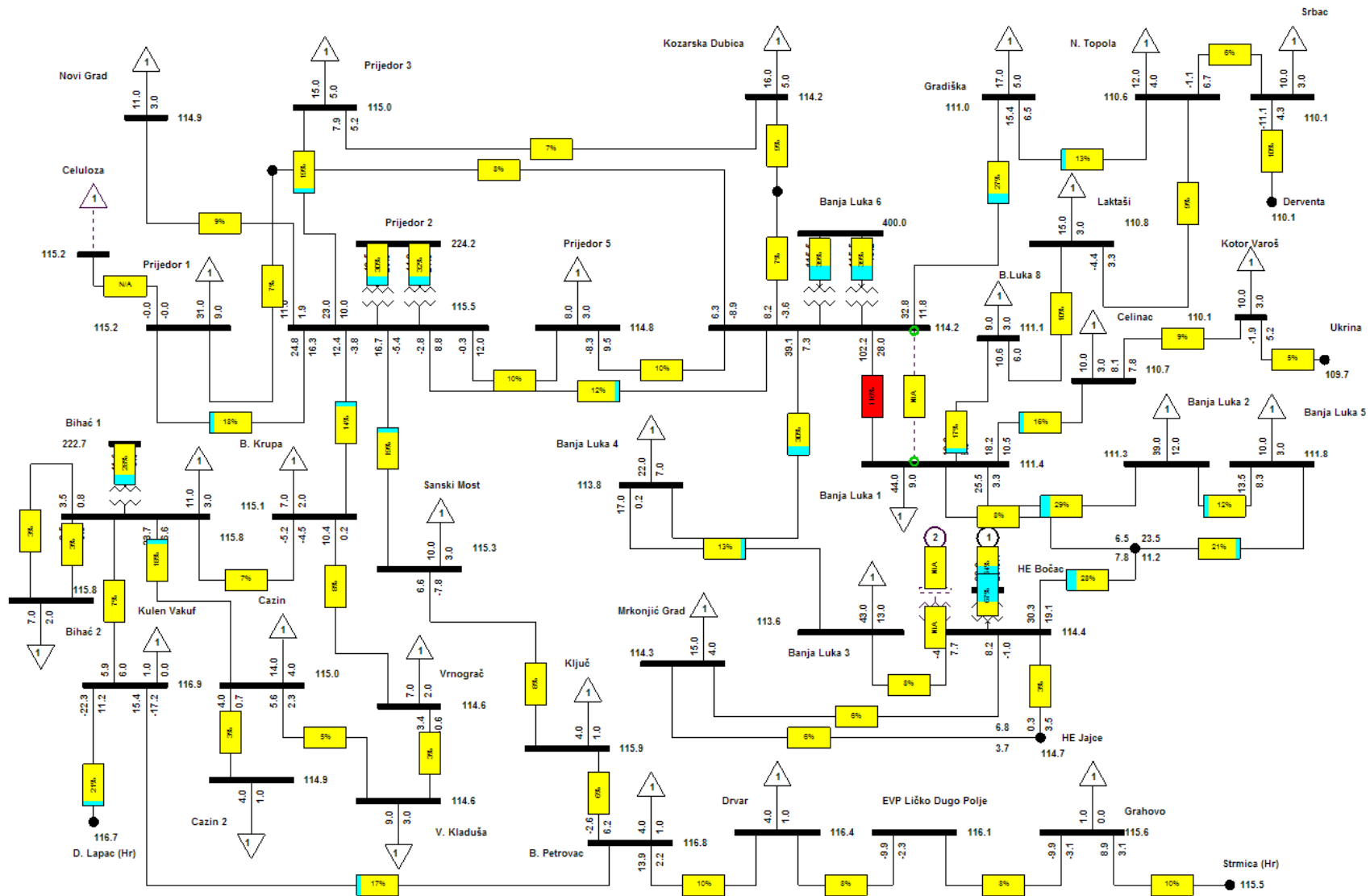
Dodatni mogući problemi vezani su za šire područje Bijeljine ukoliko je trajno van pogona DV 110 kV Bijeljina 1 – Lešnica (Srbija). Trenutno se taj dalekovod koristi samo interventno za radijalno napajanje Bijeljine ili Lešnice, a s EMS (Elektromreža Srbije) nije postignut dogovor o trajnom pogonu tog voda (isti slučaj je s DV 110 kV Zvornik – HE Zvornik). U slučaju kada je isti van pogona moguće je očekivati slijedeće kritične događaje:

- nedozvoljeno niske napone u TS Bijeljina 1 i TS Bijeljina 3 pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2,
- nedozvoljeno niske napone u TS Bijeljina 1, TS Bijeljina 2 i TS Bijeljina 3 pri ispadu DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2.

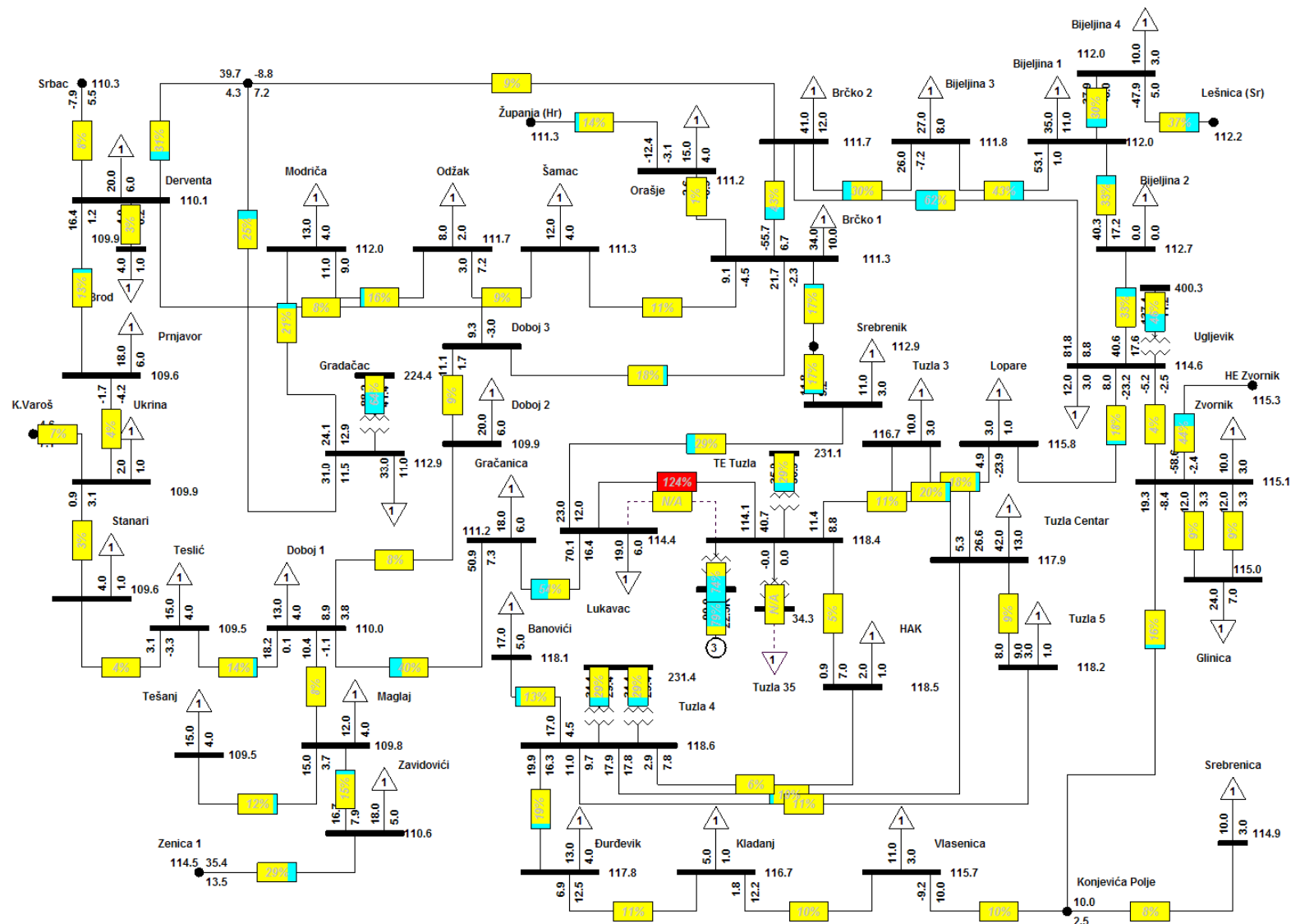
U cilju rješavanja navedenih kritičnih događaja Elektroprenos-Elektroprijenos BiH namjerava izgraditi DV 110 kV Ugljevik – Blagojevića Han u duljini od 27 km (DV 110 kV Brčko 2 – Blagojevića Han je izgrađen) i time povećati sigurnost napajanja Bijeljine i Brčkog novom 110 kV vezom Ugljevik – Brčko 2.



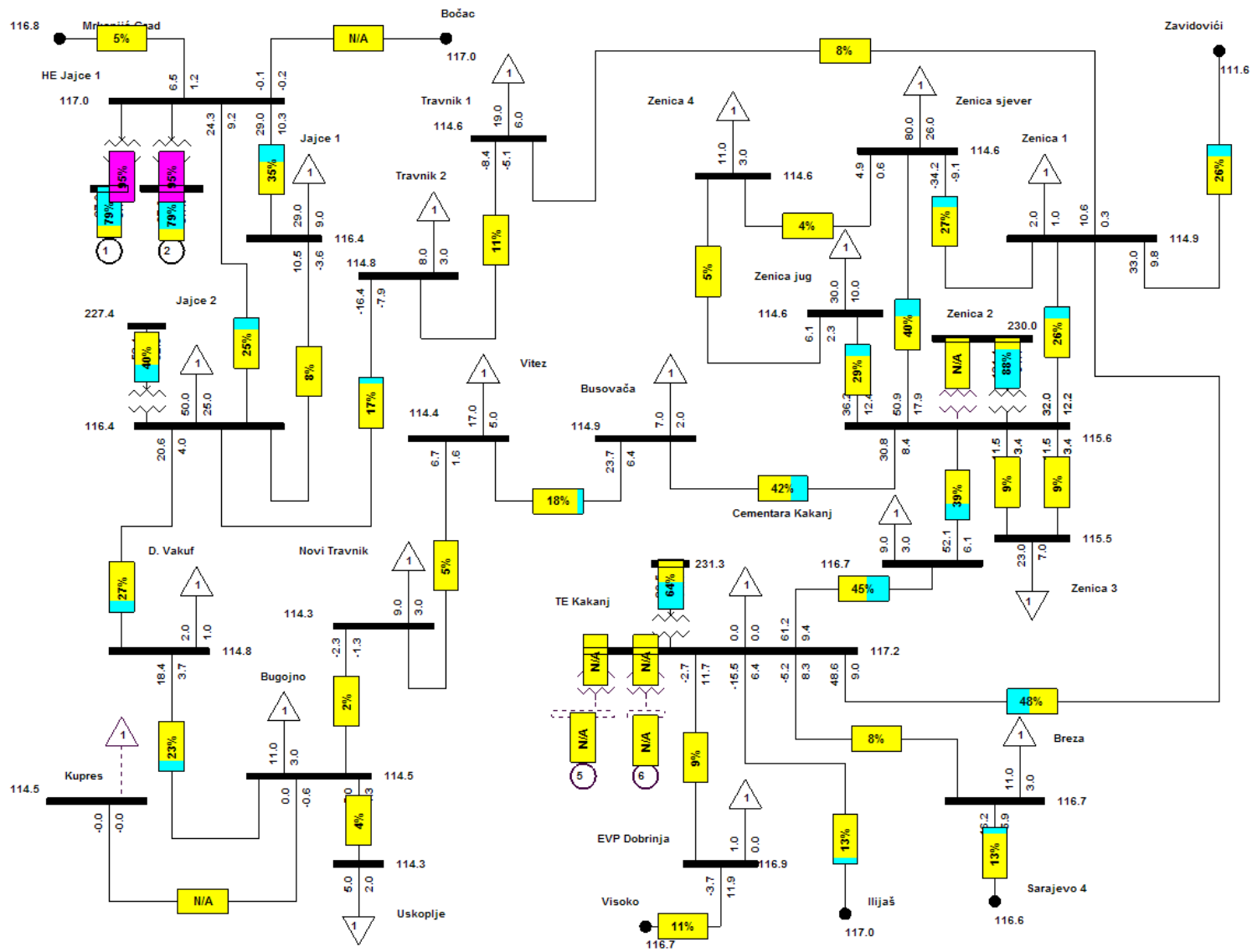
Slika 6.3. Preopterećenje DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg pri ispadu DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica (suha hidrologija, uvoz, bez VE)



Slika 6.4. Preopterećenje DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1) pri ispadu DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1) (suha hidrologija, uvoz, bez VE)



Slika 6.6. Preopterećenje DV 110 kV TE Tuzla - Lukavac pri ispadu paralelnog voda (suha hidrologija, uvoz, bez VE) – na slici prikazan slučaj ako se do 2010. godine ne zamjene strujni mjerni transformatori u odgovarajućim vodnim poljima čime se povećava prijenosna moć voda



Slika 6.7. Visoko opterećenje transformatora 220/110 kV u Zenica 2 pri ispadu paralelnog transformatora (vlažna hidrologija, izvoz, bez VE)

6.1.4. Kandidati za pojačanja mreže

Izuzev pojačanja mreže opisanih u poglavlju 6.1.1., u razdoblju do 2010. godine predlaže se revitalizacija i zamjena vodiča na vodu 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1) – poglavlje 7, čime se otklanjaju mogućnosti preopterećenja tog voda, zamjene dionica od Cu 95 mm² s vodičima Al/Fe 240/40 mm² na vodovima Mostar 4 – Š.Brijeg (dionica 10.8 km) i Š.Brijeg – Grude (dionica 14.5 km), te povećanje prijenosne moći DV 110 kV Imotski – Grude kroz njegovu rekonstrukciju (na dionici Cu 95 mm² izgradnja novog voda s vodičima Al/Fe 240/40 mm² po trasi starog voda) ovisno o izgradnji VE B.Glava i VE Mesihovina.

Ocjenjuje se da u TS 400/220/110 kV Mostar 4 nije potrebno ugraditi i treći transformator 220/110 kV ili formirati novu TS 220/110 kV na širem području Mostara, Čapljine ili Posušja do razmatranog vremenskog presjeka budući da gubitak oba transformatora ne dovodi do daljnjih preopterećenja, a moguća izgradnja vjetroelektrana na tom području ublažava mogućnost preopterećenja razmatranih transformatora.

Također do razmatranog vremenskog presjeka nije potrebno pojačavati transformaciju 220/110 kV u TS Zenica 2 budući da se opasnost od preopterećenja iste rješava angažmanom agregata TE Kakanj 5 i/ili 6 (zamjena agregata TE Kakanj 5 predviđa se tek 2018. godine).

Vezano za moguća preopterećenja DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1) i DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2) ocjenjuje se da mrežu oko Tuzle nije potrebno pojačavati do razmatranog vremenskog presjeka, već samo promijeniti strujne mjerne transformatore u TE Tuzla (vodno polje Lukavac) i TS Lukavac (vodno polje TE Tuzla) i povećati prijenosnu moć voda, budući da izgradnja novog voda Ugljevik – Brčko 2 rasterećuje ugrožene vodove.

Radi povećanja sigurnosti napajanja Bijeljine poželjno je postići dogovor s EMS o trajnom pogonu DV 110 kV Bijeljina 1 (Bijeljina 4) – Lešnica. Ukoliko to nije moguće, treba sagraditi DV 110 kV Ugljevik – Blagojevića Han radi održavanja povoljnih naponskih prilika u Bijeljini pri kritičnim ispadima DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2 ili DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2.

6.1.5. Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2010. godine

Uz predviđene investicije na izgradnji i revitalizaciji dalekovoda i TS, proširenju TS, te sanaciji i obnovi mreže dijelom uključene u Plan investicija Elektroprenos-Elektroprijenos BiH za 2007. godinu, prijenosna mreža u potpunosti zadovoljava za planiranu razinu vršnog opterećenja EES BiH u iznosu od 2196 MW, bez obzira na bilancu sistema i hidrološka stanja. Prijenosna mreža omogućava značajnije uvoze i izvoze snage prema susjednim elektroenergetskim sistemima i sudjelovanje domaćih proizvođača i opskrbljivača na regionalnom tržištu električne energije.

Od novih proizvodnih postrojenja do razmatranog razdoblja očekuje se završetak izgradnje HE Mostarsko Blato, čiji priključak na 110 kV mrežu se ostvaruje privremeno uvodom/izvodom DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5 u HE Mostarsko Blato. Do razmatranog vremenskog presjeka realno je moguća izgradnja novih vjetroelektrana snage do oko 144 MW na području Hercegovine, te malih HE na području Elektroprivrede BiH i Elektroprivrede RS. Moguća izgradnja vjetroelektrana povoljno utječe na opterećenja 110 kV mreže Hercegovine, te ne traži dodatna pojačanja mreže osim priključka VE na postojeće vodove po principu ulaz/izlaz. Moguća izgradnja malih HE neće značajno utjecati na predviđeni

razvoj prijenosne mreže BiH, osim u potrebi formiranja nekih TS 110/x radi plasmana proizvodnje istih u 110 kV mrežu (primjer TS Fojnica).

Konačna konfiguracija prijenosne mreže BiH zadovoljava (n-1) kriterij za analiziranu razinu vršnog opterećenja s aspekta opterećenja grana i naponskih prilika. Radi zadovoljenja tog kriterija potrebno je zamijeniti vodiče na DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) od Al/Fe 150/25 mm² vodičima presjeka Al/Fe 240/40 mm². Isto vrijedi i za vodove 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg i Š.Brijeg – Grude na kojima treba zamijeniti dionice Cu 95 mm² s Al/Fe 240/40 mm², te DV 110 kV Grude – Imotski. U stanjima visokih opterećenja, a malog angažmana hercegovačkih HE priključenih na 110 kV mrežu (HE Mostarsko Blato, HE Peć Mlini, HE Mostar), moguća su blaga preopterećenja transformatora 220/110 kV u TS Mostar 4 pri neraspoloživosti jednog od dva paralelna transformatora, no gubitak oba transformatora neće dovesti do daljnjih preopterećenja u mreži iako je ista tada znatno oslabljena. Izgradnja VE povoljno djeluje na opisani problem. Visoka opterećenja moguća su i u 110 kV mreži oko Tuzle (DV 110 kV Tuzla – Lukavac (1) i (2)) u slučaju visokog angažmana TE Tuzla G3 i ispada jednog od dva razmatrana voda. Pojedini transformatori 220/110 kV (Gradačac, Sarajevo 20, Zenica 2, TE Tuzla) i vodovi 110 kV (Tuzla Centar – Lopare, Zenica 2 – Zavidovići, Doboj 1 – Gračanica, Gračanica – Lukavac, Mostar 1 – Mostar 6, Trebinje – Herceg Novi) biti će visoko opterećeni pri pojedinim ispadima u mreži, ali bez opasnosti od preopterećenja. Određeni broj TS 110/x kV i dalje će se radijalno napajati iz 110 kV mreže (Novi Grad, Celuloza, Uskoplje, Stolac, Foča, Pazarić, Vareš, Kiseljak, Srebrenica, Tešanj, Brod, Banovići).

Konačna konfiguracija prijenosne mreže BiH uključuje pojačanja mreže prikazana tablicama 6.7. – 6.9., uz potrebne zahvate na zamjenama i rekonstrukcijama opisane u poglavlju 7. Konačnu konfiguraciju prijenosne mreže prikazuju slike 6.8. i 6.9.

Tablica 6.7. Dalekovodi za izgradnju do 2010. godine

Redni broj	Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Investicija (€)
1.	DV 220 kV Posušje – Rama	220	48	0
2.	DV 110 kV Livno – Tomislav Grad	110	27	0
3.	DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4	110	4	280.000
4.	DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5	110	10.5	735.000
5.	DV 110 kV Tomislav Grad – Rama	110	47	0
6.	uvod/izvod DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina u TS Mostar 9	2x110	2	224.000
7.	uvod/izvod DV 110 kV B. Luka 6 – B. Luka 3 u TS B.Luka 4 (završen)	2x110	1.4	0
8.	DV 110 kV Vrgorac – Ljubuški (puštanje u pogon pod 110 kV)	110	11.5	0
9.	uvod/izvod DV 110 kV Tuzla Centar – Lopare u TS Tuzla 3	2x110	0.9	100.800
10.	DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina	110	24	1.680.000
11.	DV 110 kV Visoko – Fojnica	110	22	1.540.000
12.	DV 110 kV Kiseljak – Fojnica	110	16	1.120.000
13.	DV 110 kV Ugljevik – Blagojevića Han	110	27	1.890.000
14.	DV 110 kV Nevesinje – Gacko	110	40	2.800.000

Redni broj	Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Investicija (€)
15.	DV 110 kV Rama – Jablanica (puštanje u pogon pod nazivnim naponom)	110	0	0
16.	DV 110 kV Bugojno – Kupres (puštanje u pogon pod nazivnim naponom)	110	0	0
17.	DV 110 kV Mostar 1 – HE Mostar	110	1.2	84.000
18.	ulaz/izlaz DV 110 kV Pale – Goražde u TS Prača	2x110	0.1	11.200
19.	ulaz/izlaz DV 110 kV B.Luka 1 – Čelinac u TS B.Luka 7	2x110	0.5	56.000
20.	ulaz/izlaz DV 110 kV B.Luka 2 – B.Luka 5 u TS B.Luka 9	2x110	0.5	56.000
21.	puštanje u pogon pod nazivnim naponom 110 kV DV Mrkonjić Grad – Šipovo*	110	20.5	287.000
22.	ulaz/izlaz DV 110 kV B.Krupa – Vrnograč u TS Bužim	2x110	0	0
23.	ulaz/izlaz DV 110 kV Laktaši – Topola u TS Laktaši 2	2x110	0.5	56.000
24.	ulaz/izlaz DV 110 kV HE Jablanica – Konjic u TS Buturović Polje	2x110	4.5	504.000
25.	DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar4/Mostar5**	2x110	-	-
UKUPNO (€)				11.424.000

* troškovi zamjene izolacije i spojne opreme

** nepoznato Autorima (ovisno o dinamici sanacije DV 110 kV Mostar 1 – Čapljina i Mostar 2 – Stolac, **prednost se daje sanaciji**)

Tablica 6.8. Transformatorske stanice za izgradnju do 2010. godine

Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)
1.	RP 110 kV HE Mostarsko Blato (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV)*	0
2.	TS 110/x kV Mostar 9 (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
3.	TS 110/x kV Tuzla 3 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 40 MVA, sn postrojenje)	2.926.873
4.	TS 110/x kV Bijeljina 4 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje) – završeno	0
5.	TS 110/x kV Sarajevo 11 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 31.5 MVA, sn postrojenje)	2.772.873
6.	TS 110/x kV Banja Luka 7 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 40 MVA, sn postrojenje)	2.926.873
7.	TS 110/x kV Fojnica (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
8.	TS 110/x kV B.Luka 7 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje)	2.464.873
9.	TS 110/x kV Šipovo (1 vodno polje 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.495.392
10.	TS 110/x kV Laktaši 2 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje)	2.464.873
11.	TS 110/x kV B.Luka 9 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje)	2.464.873

Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)
12.	TS 110/x kV Sarajevo 12 (MOP izvedba, 2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 31,5 MVA, sn postrojenje)	3.549.912
13.	TS 110/x kV Prača (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 8 MVA, sn postrojenje)	1.515.396
14.	TS 110/x kV Buturović Polje (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 31.5 MVA, sn postrojenje)	1.907.396
15.	TS 110/x kV Bužim (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
UKUPNO (€)		29.749.519

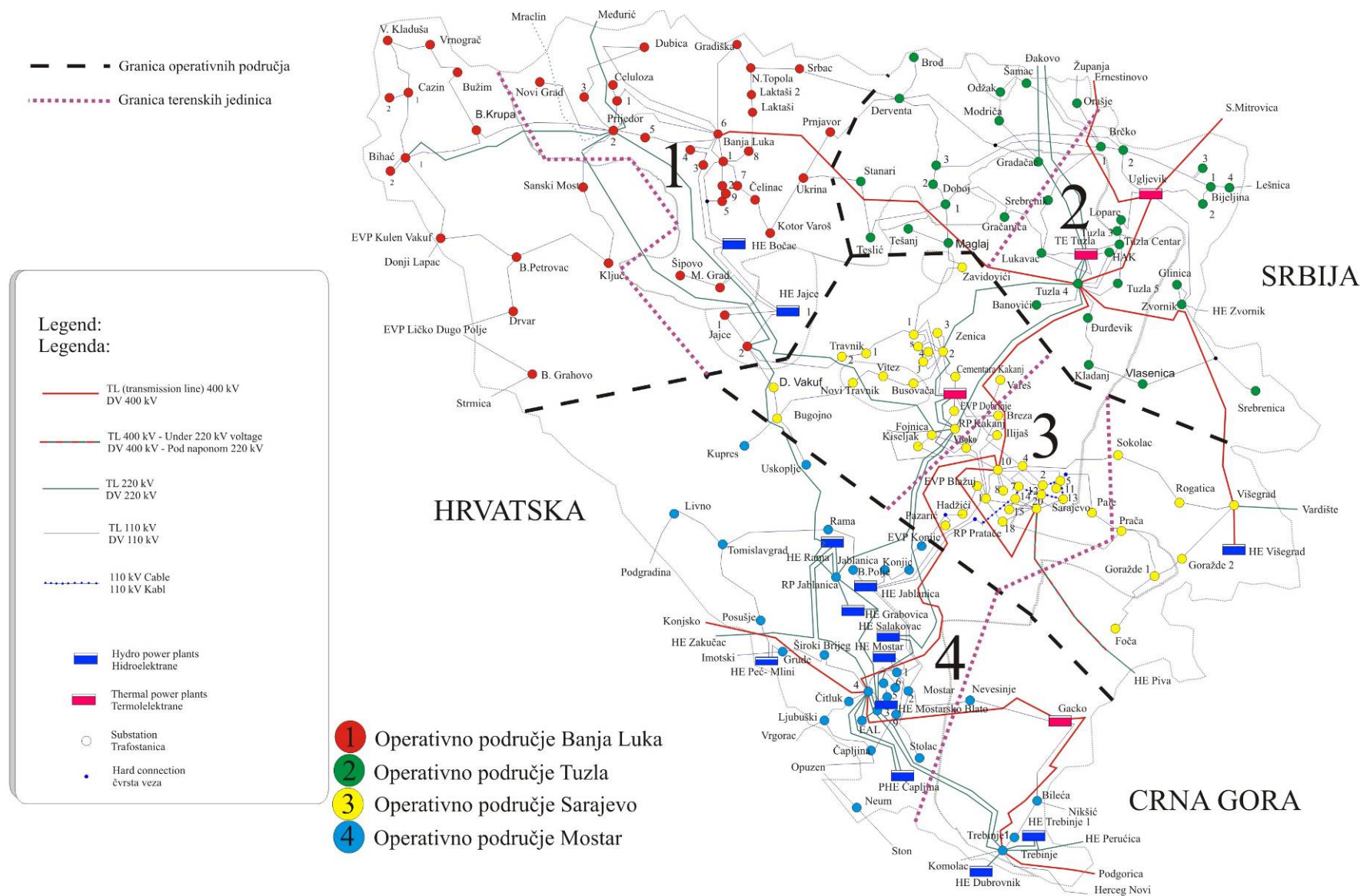
* investicija nije na teretu Elektroprijenosa BiH

Tablica 6.9. Proširenja transformatorskih stanica do 2010. godine

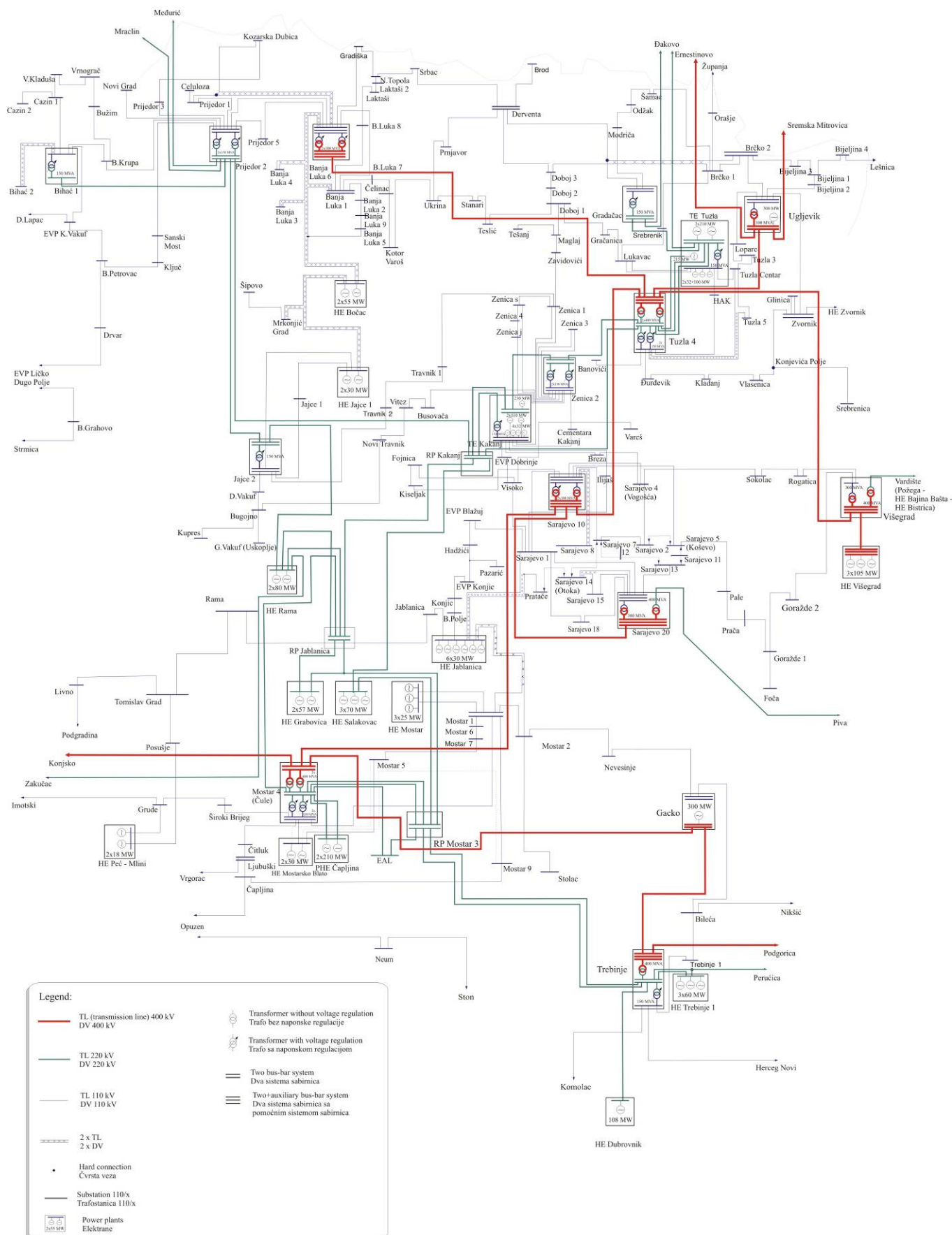
Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
1.	HE Rama (2 vodna polja 220 kV)	853.406	svođenje DV 220 kV Jablanica – Jajce u HE Rama
2.	TS 110/x kV Tomislav Grad (2 vodna polja 110 kV)	405.434	polja DV Livno i Rama
3.	TS 110/x kV Sarajevo 1 (1 vodno polje 110 kV, zamjena transformatora novim 31.5 MVA)	686.717	polje DV Sarajevo 20, ugradnja transformatora
4.	TS 110/x kV Sarajevo 18 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Sarajevo 20
5.	TS 110/x kV Mostar 2 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Mostar 1
6.	TS 110/x kV Sarajevo 15 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Sarajevo 20
7.	TS 110/x kV Bugojno (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Kupres
8.	TS 110/x kV Jablanica (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Prozor
9.	TS 110/x kV Ljubuški (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Vrgorac
10.	TS 110/x kV Kotor Varoš (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Ukrina
11.	TS 110/x kV Ukrina (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Kotor Varoš
12.	TS 110/x kV Visoko (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Fojnica
13.	TS 110/x kV Kiseljak (1 vodno polje 110 kV, transformator 20 MVA)	783.262	polje DV Fojnica, ugradnja transformatora, trafo polje 110 kV
14.	TS 400/110 kV Ugljevik (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Brčko 2
15.	TS 110/x kV Nevesinje (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Gacko
16.	TS 110/x kV Gacko (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Nevesinje
17.	TS 220/110 kV RP Trebinje (trafo 220/110 kV, 1 trafo polje 220 kV, 1 trafo polje 110 kV)	2.163.598	ugradnja transformatora 220/110 kV
18.	TS 110/x kV Kupres (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Bugojno
19.	TS 110/x kV Mrkonjić Grad (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 vodno polje 110 kV)	761.735	ugradnja transformatora i polje DV Šipovo, trafo polje 110 kV
20.	TS 110/x kV Kladanj (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV)	701.545	ugradnja transformatora
21.	TS 110/x kV Zavidovići (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora

Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
22.	TS 110/x kV Travnik 2 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
23.	TS 110/x kV Maglaj (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
24.	TS 110/x kV Kulen Vakuf (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
25.	TS 110/x kV Ključ (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
26.	TS 110/x kV Cazin 1 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
27.	TS 110/x kV Neum (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
28.	TS 110/x kV Kupres (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
29.	TS 110/x kV Drvar (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
30.	TS 110/x kV Jajce 1 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
31.	TS 110/x kV Busovača (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
32.	TS 110/x kV Uskoplje (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
33.	TS 110/x kV Prnjavor (transformator 20 MVA iz TS Banja Luka 4, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	217.545	preseljenje transformatora
34.	TS 110/x kV Kotor Varoš (transformator 20 MVA iz TS Banja Luka 4, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	217.545	preseljenje transformatora
35.	TS 110/x kV Prijedor 3 (transformator 20 MVA iz TS B.Luka 3, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	217.545	preseljenje transformatora
36.	TS 110/x kV Srbac (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
37.	TS 110/x kV Teslić (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV)*	580.545	ugradnja transformatora
38.	TS 110/x kV Modriča (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	preseljenje transformatora
39.	TS 110/x kV Nevesinje (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
UKUPNO (€)		18.932.365	

radi potreba distribucije



Slika 6.8. Prijenosna mreža BiH 2010. godine – prostorna shema



Slika 6.9. Prijenosna mreža BiH 2010. godine – jednopolna shema

6.2. Potrebna izgradnja u razdoblju 2010. – 2015. godine

6.2.1. Polazna konfiguracija prijenosne mreže 2015. godine

U referentnom scenariju porasta potrošnje električne energije prognozirano je vršno opterećenje EES BiH za analizirani vremenski presjek u iznosu od 2537 MW.

Prema planovima izgradnje novih proizvodnih postrojenja do razmatranog vremenskog presjeka moguća je izgradnja nove TE Stanari, snage 431 MW na generatoru. Ista se priključuje na 400 kV naponsku razinu uvodom/izvodom voda 400 kV Tuzla – Banja Luka 6, uz izgradnju TS 110/x kV Stanari 1-Doboj s transformacijom 400/110 kV (1x300 MVA) [9]. Ovisno o scenarijima izgradnje novih proizvodnih postrojenja, TE Stanari ulazi u pogon ili 2013. ili 2016. godine, pa su analizirana dva osnovna scenarija razvoja prijenosne mreže unutar razmatranog razdoblja:

1. bez TE Stanari u pogonu do 2015. godine,
2. s TE Stanari u pogonu do 2015. godine.

Od ostalih proizvodnih objekata moguća je još izgradnja malih HE te vjetroelektrana nedefiniranih lokacija (prema tome nisu uzete u obzir pri planiranju razvoja prijenosne mreže).

U odnosu na konačnu konfiguraciju prijenosne mreže u proteklom vremenskom razdoblju (2010. godina), polazna konfiguracija prijenosne mreže razmatranog vremenskog presjeka (2015. godina) obuhvaća samo pojačanja mreže vezana za priključak TE Stanari (TS 400/110 kV Stanari 1-Doboj² i uvod/izvod DV 400 kV Tuzla – Banja Luka 6 u TS Stanari 1-Doboj), a koji se odnose na scenarije s TE Stanari u pogonu. U scenarijima u kojim TE Stanari nije izgrađena unutar razmatranog vremenskog razdoblja polazna konfiguracija mreže 2015. godine odgovara konačnoj konfiguraciji prijenosne mreže 2010. godine. Do razmatranog vremenskog presjeka u pogon ulaze nove TS 110/x kV Ljubuški 2, Sarajevo 10, Žepče, Rudnik soli Tušanj, Tinja, Jelah, Željuša, Ustikolina, Olovo, Prnjavor 2 i Trebinje 3. Priključak TS 110/x kV Ljubuški 2 ostvaruje se izgradnjom voda 110 kV Grude – Ljubuški te uvodom u TS Ljubuški 2. Priključak TS Žepče predviđa se uvodom/izvodom DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići. Priključak TS Rudnik soli Tušanj ostvaruje se polaganjem kabela prema TS Tuzla 3 i HAK. Priključak TS Tinja izvodi se ulazom/izlazom voda Lukavac – Srebrenik. Priključak TS Jelah izvodi se uvodom/izvodom voda Doboj 1 – Teslić. TS Željuša se priključuje na DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2. TS Olovo se priključuje novim vodovima 110 kV na Vareš i Kladanj, a TS Ustikolina se povezuje na sistem ulazom/izlazom voda 110 kV Foča – Goražde 2. TS Prnjavor 2 se veže na vod Prnjavor – Derventa, a TS Trebinje 3 na DV 110 kV RP Trebinje – Trebinje 1. U svim scenarijima pretpostavljeno je da je vod 220 kV Prijedor 2 – Mraclin u pogonu budući da se do razmatranog vremenskog presjeka očekuje izgradnja TS 110/35 kV Hrvatska Kostajnica u Hrvatskoj, te oslobađanje dijela dionice voda 220 kV Prijedor 2 – Mraclin za korištenje pod nazivnim naponom (danas se dio koristi pod 35 kV naponom za napajanje područja Hrvatske Kostajnice).

6.2.2. Tokovi snaga pri (n) raspoloživosti grana

Razmatrani su scenariji opisani u poglavlju 5.1., ovisni o planu izgradnje novih elektrana, promatranom hidrološkom stanju i bilanci sistema. Za referentnu potrošnju električne

² Nova TS 400/110 kV ne mora nužno biti smještena na lokaciji TE Stanari, već može biti pomaknuta prema većem konzumnom području Doboja. Problematiku lokacije TS 400/110 kV trebati će detaljno analizirati prilikom pripreme gradnje TE Stanari.

energije/opterećenja EES u iznosu od 2537 MW (poglavlje 5.2.), razmatraju se dva scenarija izgradnje elektrana (poglavlje 5.3.), tri pod-scenarija hidroloških stanja i za svaki pod-scenarij dodatna 2 ili 3 scenarija ovisna o bilanci sistema. Ukupno je analizirano 13 različitih scenarija, opisanih u nastavku. U varijanti bez TE Stanari u pogonu i suhoj hidrologiji nije bilo moguće promatrati scenarij s uravnoteženim EES zbog manjka proizvodnih postrojenja za pokrivanje vršnog opterećenja (izostaje scenarij 2015-A1-suha-uravnotežen). Analizirani scenariji opisani su tablicom 6.10.

Tablica 6.10. Analizirani scenariji za vremenski presjek 2015. godine

Vremenski presjek	Plan izgradnje elektrana	Hidrologija	Bilanca sistema	Oznaka scenarija
2015. $P_{\max} = 2537$ MW	A1 (bez novih elektrana)	Suha	Uvoz	1. 2015-A1-suha-uvoz
		Normalna	Uvoz	2. 2015-A1-normalna-uvoz
			Nulta razmjena	3. 2015-A1-normalna-uravnotežen
			Izvoz	4. 2015-A1-normalna-izvoz
		Vlažna	Nulta razmjena	5. 2015-A1-vlažna-uravnotežen
			Izvoz	6. 2015-A1-vlažna-izvoz
	A2 (s TE Stanari)	Suha	Uvoz	7. 2015-A2-suha-uvoz
			Nulta razmjena	8. 2015-A2-suha-uravnotežen
		Normalna	Uvoz	9. 2015-A2-normalna-uvoz
			Nulta razmjena	10. 2015-A2-normalna-uravnotežen
			Izvoz	11. 2015-A2-normalna-izvoz
		Vlažna	Nulta razmjena	12. 2015-A2-vlažna-uravnotežen
			Izvoz	13. 2015-A2-vlažna-izvoz

Scenarij 1

Scenarij 2015-A1-suha-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, bez novih elektrana izgrađenih u razmatranom razdoblju, suhe hidrološke okolnosti i uvoz 475 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 410 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2547 MW
 Opterećenje 2488 MW
 Gubici 59 MW

Angažman elektrana 2072 MW
 HE 456 MW
 TE 1616 MW (marginalna elektrana TE Tuzla G3)

Saldo uvoza/izvoza -475 MW

Unutar stanja suhe hidrologije analiziran je samo jedan, prethodno opisani scenarij s uvozom el. energije, budući da bez izgrađene TE Stanari ili neke druge nove elektrane u promatranom stanju nema dovoljno energije za uravnoteženje sistema ili izvoz.

Scenarij 2

Scenarij 2015-A1-normalna-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, bez novih elektrana izgrađenih u razmatranom razdoblju, normalne hidrološke okolnosti i uvoz 475 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 410 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2543 MW
Opterećenje 2488 MW
Gubici 55 MW

Angažman elektrana 2068 MW
HE 1082 MW
TE 986 MW (marginalna elektrana TE Kakanj – G6)

Saldo uvoza/izvoza -475 MW

Scenarij 3

Scenarij 2015-A1-normalna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, bez novih elektrana izgrađenih u razmatranom razdoblju, normalne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2544 MW
Opterećenje 2488 MW
Gubici 56 MW

Angažman elektrana 2479 MW
HE 1082 MW
TE 1397 MW (marginalna elektrana TE Ugljevik)

Saldo uvoza/izvoza -65 MW

Scenarij 4

Scenarij 2015-A1-normalna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, bez novih elektrana izgrađenih u razmatranom razdoblju, normalne hidrološke okolnosti i izvoz 230 MW u Hrvatsku (ne računajući uvoz 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2547 MW
Opterećenje 2488 MW
Gubici 59 MW

Angažman elektrana 2782 MW
HE 1082 MW
TE 1630 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G3)

Saldo uvoza/izvoza 165 MW (HE Dubrovnik 2 -65 MW, izvoz Hrvatska 230 MW)

Scenarij 5

Scenarij 2015-A1-vlazna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, bez novih elektrana izgrađenih u razmatranom razdoblju, vlažne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (izuzev uvoza 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2551 MW
Opterećenje 2488 MW
Gubici 63 MW

Angažman elektrana 2446 MW
HE 1719 MW

TE 727 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G6)

Saldo uvoza/izvoza -105 MW

Scenarij 6

Scenarij 2015-A1-vlazna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, bez novih elektrana izgrađenih u razmatranom razdoblju, vlažne hidrološke okolnosti i maksimalan izvoz od 780 MW u Hrvatsku (580 MW) i Crnu Goru (200 MW) (uz uvoz 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2555 MW
 Opterećenje 2488 MW
 Gubici 67 MW

Angažman elektrana 3335 MW
 HE 1719 MW
 TE 1616 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G3)

Saldo uvoza/izvoza 780 MW (-105 MW HE Dubrovnik 2, 580 MW Hrvatska, 200 MW C.Gora)

Scenarij 7

Scenarij 2015-A2-suha-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu TE Stanari i uvoz 475 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 410 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2538 MW
 Opterećenje 2488 MW
 Gubici 50 MW

Angažman elektrana 2063 MW
 HE 456 MW
 TE 1607 MW (marginalna elektrana TE Ugljevik)

Saldo uvoza/izvoza -475 MW

Scenarij 8

Scenarij 2015-A2-suha-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu TE Stanari i nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2542 MW
 Opterećenje 2488 MW
 Gubici 54 MW

Angažman elektrana 2477 MW
 HE 456 MW
 TE 2021 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G5)

Saldo uvoza/izvoza -65 MW

Scenarij 9

Scenarij 2015-A2-normalna-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu TE Stanari, normalne hidrološke okolnosti i uvoz 475 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 410 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2536 MW
Opterećenje	2488 MW
Gubici	48 MW

Angažman elektrana	2061 MW
HE	1082 MW
TE	979 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G6)

Saldo uvoza/izvoza -475 MW

Scenarij 10

Scenarij 2015-A2-normalna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu TE Stanari, normalne hidrološke okolnosti uz nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2536 MW
Opterećenje	2488 MW
Gubici	48 MW

Angažman elektrana	2471 MW
HE	1082 MW
TE	1389 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G4)

Saldo uvoza/izvoza -65 MW

Scenarij 11

Scenarij 2015-A2-normalna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu TE Stanari, normalne hidrološke okolnosti i maksimalan izvoz 620 MW u Hrvatsku (uz uvoz 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2542 MW
Opterećenje	2488 MW
Gubici	54 MW

Angažman elektrana	3167 MW
HE	1082 MW
TE	2015 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G5)

Saldo uvoza/izvoza 555 MW (uvoz HE Dubrovnik 2 65 MW, izvoz Hrvatska 620 MW)

Scenarij 12

Scenarij 2015-A2-vlažna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu TE Stanari, vlažnu hidrologiju i nultu razmjenu (izuzev uvoza 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2543 MW
Opterećenje	2488 MW
Gubici	55 MW

Angažman elektrana 2438 MW
 HE 1719 MW
 TE 719 MW (marginalna elektrana TE Kakanj – G5)

Saldo uvoza/izvoza -105 MW

Scenarij 13

Scenarij 2015-A2-vlazna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađenu novu TE Stanari, vlažne hidrološke okolnosti i maksimalan izvoz od 1280 MW u Hrvatsku (1080 MW) i Crnu Goru (200 MW) (uz uvoz 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2548 MW
 Opterećenje 2488 MW
 Gubici 60 MW

Angažman elektrana 3724 MW
 HE 1719 MW
 TE 2005 MW (marginalna elektrana TE Ugljevik)

Saldo uvoza/izvoza 1175 MW (-105 MW HE Dubrovnik 2, 1080 MW Hrvatska, 200 MW C.Gora)

Tablica 6.11. prikazuje bilance EES za sve analizirane scenarije prethodno opisane.

Tablica 6.11. Bilance EES BiH za analizirane scenarije 2015. godine

Scenarij	Opterećenje (MW)	Gubici (MW)	Angažman elektrana (MW)		Saldo razmjena (MW)
			HE	TE	
1. 2015-A1-suha-uvoz	2488	59	456	1616	-475
2. 2015-A1-normalna-uvoz	2488	55	1082	986	-475
3. 2015-A1-normalna-uravnotežen	2488	56	1082	1397	-65
4. 2015-A1-normalna-izvoz	2488	59	1082	1630	165
5. 2015-A1-vlazna-uravnotežen	2488	63	1719	727	-105
6. 2015-A1-vlazna-izvoz	2488	67	1719	1616	780
7. 2015-A2-suha-uvoz	2488	50	456	1607	-475
8. 2015-A2-suha-uravnotežen	2488	54	456	2021	-65
9. 2015-A2-normalna-uvoz	2488	48	1082	979	-475
10. 2015-A2-normalna-uravnotežen	2488	48	1082	1389	-65
11. 2015-A2-normalna-izvoz	2488	54	1082	2015	555
12. 2015-A2-vlazna-uravnotežen	2488	55	1719	719	-105
13. 2015-A2-vlazna-izvoz	2488	60	1719	2005	1175

+izvoz, - uvoz

Iz prethodne tablice vidljivo je da je analiziranim scenarijima obuhvaćen raspon ukupnog angažmana hidroelektrana u BiH u iznosu od 456 MW do 1719 MW, raspon angažmana termoelektrana od 719 MW do 2005 MW, te raspon razmjena od najvećeg uvoza u iznosu od 475 MW, do najvećeg izvoza u iznosu od 1175 MW računajući angažman HE Dubrovnik 2 kao uvoz u BiH. Uz tako definirane scenarije gubici u trenutku nastupa vršnog opterećenja u BiH kreću se u rasponu od 48 MW do 67 MW, a moguće je primijetiti da su gubici snage općenito manji u scenarijima s izgrađenom TE Stanari za 5 MW do 9 MW.

Proračuni tokova snaga uz potpunu raspoloživost svih grana mreže (izuzev TR 400/110 kV Sarajevo 10 i DV 110 kV između BiH i Srbije) izvršeni su za sve prethodno definirane scenarije. Detaljni rezultati za 400 kV i 220 kV mreže prikazani su slikovno u prilogu 1.

U svim analiziranim scenarijima pri punoj raspoloživosti grana nema preopterećenja u mreži, a naponske prilike su unutar dozvoljenih granica.

U svim analiziranim scenarijima 400 kV vodovi se ne opterećuju više od 31 % od njihove termičke granice. Najopterećeniji vodovi mreže te naponske razine su Ugljevik – Tuzla (4 scenarija), Ugljevik – S.Mitrovica (4 scenarija), HE Višegrad – Višegrad (3 scenarija), te Tuzla – Sarajevo 10 (1 scenarij) i Banja Luka 6 – Stanari (1 scenarij).

Najveće zabilježeno opterećenje 220 kV vodova iznosi 57 % od termičke granice. Najopterećeniji 220 kV vodovi su TS Tuzla – Tuzla 6 (10 scenarija) i Kakanj 5 – Zenica 2 (3 scenarija).

Vodovi 110 kV mreže se pri punoj raspoloživosti grana opterećuju do 83 % od njihovih dozvoljenih granica. Najopterećeniji vodovi su Čapljina – Opuzen (10 scenarija), Zenica 2 – Busovača (2 scenarija), Lukavac – Gračanica (1 scenarij).

U skoro svim analiziranim scenarijima najopterećeniji 400/220 kV transformator u mreži je Sarajevo 20 (opterećuje se do 27 % S_n), a u jednom scenariju najopterećeniji je transformator u TS Tuzla (opterećenje do 35 % S_n).

Najopterećeniji transformatori 400/110 kV su oni u TS Banja Luka 6 (8 scenarija, opterećenja do 50 % S_n), TS Ugljevik (4 scenarija, opterećenja do 45 % S_n) i TS Stanari (1 scenarij, opterećenja do 43 % S_n).

U većini analiziranih scenarija bez nove TE Stanari najopterećeniji transformator 220/110 kV je onaj u Gradačcu (5 scenarija), a opterećuje se do 83 % od prividne snage, dok su u svim scenarijima s TE Stanari (nova TS 400/110 kV rasterećuje transformator u Gradačcu) najopterećenije transformacije 220/110 kV u TS Mostar 4 i TS Zenica 2.

6.2.3. Analiza (n-1) sigurnosti

Za sve prethodno definirane scenarije izvedeni su proračuni (n-1) sigurnosti, pri čemu se promatra dozvoljeno opterećenje grana do 100 % od termičke granice ili prividne snage, a informativno su promatrane i visoko opterećene grane pri pojedinačnim ispadima s opterećenjima preko 80 % termičkih granica ili prividnih snaga. Rezultati proračuna su prikazani detaljno u prilogu 5. Ispod su prikazane sumarne tablice slučajeva nezadovoljenja (n-1) kriterija. Kritični događaji i kritične grane su slijedeće:

Transformatori 220/110 kV Mostar 4 preopterećuju se pri neraspoloživosti jednog od njih u scenarijima karakterističnim po suhoj i normalnoj hidrologiji (slika 6.10). Preopterećenja iznose do maksimalnih 119 % S_n , a najveća su u stanjima suhe hidrologije. Preopterećenja je moguće otkloniti većim angažmanom HE Peć-Mlini i HE Mostarsko Blato, odnosno angažmanom potencijalnih vjetroelektrana na području Hercegovine (ovisno o brzini vjetra). Gubitkom oba transformatora 220/110 kV Mostar 4 postoji opasnost od preopterećenja DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 1 i Mostar 1 – Mostar 6, a zatim i ostalih lančanih preopterećenja u mreži. Iznos preopterećenja transformatora u Mostaru ovisi i o angažmanu hidroelektrana na području Dalmacije u Hrvatskoj, a budući da se radi o sličnim hidrološkim prilikama ne može se očekivati značajniji angažman agregata priključenih na 110 kV mrežu i time rasterećenje transformacije u Mostaru 4.

Tablica 6.12. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2015. godine (bez nove TE Stanari)

Scenarij	Ispad grane	Preopterećena grana	% I _t ili % S _n
Bez novih TE Suha hidrologija Uvoz	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	105
	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	101
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	118
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	118
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	106
Bez novih TE Normalna hidrologija Uvoz	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	103
	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	107
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
Bez novih TE Normalna hidrologija Uravnotežen EES	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	100
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	100
	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	100
	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	104
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
Bez novih TE Normalna hidrologija Izvoz	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	104
	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	100
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	101
	TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	102
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
Bez novih TE Vlažna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
	TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	102
Bez novih TE Vlažna hidrologija Izvoz	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	106
	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	103
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Tablica 6.13. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2015. godine (s novom TE Stanari)

Scenarij	Ispad grane	Preopterećena grana	% I _t ili % S _n
S TE Stanari Suha hidrologija Uvoz	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	119
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	119
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	105
S TE Stanari Suha hidrologija Uravnotežen EES	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	119
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	119
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	105
S TE Stanari Normalna hidrologija Uvoz	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
S TE Stanari Normalna hidrologija Uravnotežen EES	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
S TE Stanari Normalna hidrologija Izvoz	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
S TE Stanari Vlažna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102
S TE Stanari Vlažna hidrologija Izvoz	DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1) i DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2), s vodičima Al/Fe 240/40 mm², izgrađeni 1955. i 1972. godine, a rekonstruirani 1967. odnosno 2002. godine, preopterećuju se ili visoko opterećuju pri ispadu jednog od njih u scenarijima bez TE Stanari (slika 6.11). Preopterećenja iznose do 6 % iznad dozvoljene termičke opteretivosti. Izgradnja TS 400/110 kV Stanari1-Doboj rasterećuje razmatrane vodove i otklanja mogućnost njihova preopterećenja. Ispadom jednog voda i isključenjem drugog voda djelovanjem nadstrujne zaštite u scenarijima bez TE Stanari moguća su daljnja preopterećenja transformatora 220/110 kV Gradačac, a zatim i ostala lančana preopterećenja u mreži.

DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2), s vodičima Al/Fe 240/40 mm² dozvoljene trajne opteretivosti 645 A (kratkotrajno 950 A), izgrađen 1957. godine, a rekonstruiran 1980. godine, visoko se opterećuje u scenarijima karakterističnim po suhoj hidrologiji ukoliko ispadne iz pogona njemu paralelan vod. Ispadom DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) i eventualnim preopterećenjem i isključenjem DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) postoji opasnost od preopterećenja DV 110 kV Bočac – spoj B.Luka 5, a zatim i ostalih lančanih preopterećenja u mreži. Izgradnja TE Stanari, odnosno transformacije 400/110 kV u Stanarima ili Doboju značajno utječe na opterećenja tog voda ukoliko je sagrađen DV 110 kV Kotor Varoš – Ukrina (rasterećuju se oba dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6).

Transformatori 220/110 kV Zenica 2 visoko se opterećuju pri neraspoloživosti jednog od njih u scenarijima kad su agregati TE Kakanj priključeni na 110 kV mrežu (G5 i G6) van pogona ili su smanjeno angažirani (slika 6.12). Isto je detektirano već kod ispitivanja za 2010. godinu. Preopterećenje transformatora 220/110 kV u TS Zenica 2 pri ispadu paralelnog transformatora iznositi će maksimalno 107 % S_n . Posljedica je to visokog opterećenja Mittal Steela (110 MW) napajanog preko TS 220/110 kV Zenica 2. Angažmanom TE Kakanj blokova 5 i 6 transformator 220/110 kV u TS Zenica 2 više nije ugrožen pri ispadu paralelnog trafoa.

Transformator 220/110 kV Gradačac visoko se opterećuje ili blago preopterećuje pri neraspoloživosti transformatora 400/110 kV u Ugljeviku (slika 6.13), u scenarijima bez TE Stanari i TS 400/110 kV Stanari 1-Doboj. Preopterećenje transformatora 220/110 kV u TS Gradačac pri ispadu transformatora 400/110 kV u Ugljeviku iznositi će maksimalno 102 % S_n .

DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6, s vodičima Al/Fe 240/40 mm², 150/25 mm² i 120/70 mm², izgrađen je 1995. godine, a u stvari predstavlja rekonstruirani 35 kV vod za korištenje pod 110 kV naponom na željeznim i betonskim stupovima (isto kao i DV Mostar 6 – Mostar 7 i Mostar 5 – Mostar 7). Razmatrani vod blago se preopterećuje (do 106 % I_t) u svim razmatranim scenarijima kod ispada DV 110 kV Mostarsko Blato – Mostar 5 (slika 6.14).

Kriterij sigurnosti (n-1) u većini scenarija nije zadovoljen niti s aspekta naponskih prilika. Ugroženi su naponi u Đurđeviku, Kladnju, Vlesenicima i Srebrenicima pri ispadu DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla u većini razmatranih scenarija, te naponi u Bijeljini 1 – 4 pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2, Ugljevik – Bijeljina 2 i/ili transformatora 400/110 kV u Ugljeviku pri scenarijima s vlažnom hidrologijom i uravnoteženim EES (većina domaćih TE tad je van pogona). Korištenjem pojedinih generatora i transformatora s automatskom regulacijom napona moguće je popraviti naponsko stanje u ugroženim TS, a posebno je korisno imati u trajnom pogonu DV 110 kV Bijeljina 4 – Lešnica.

Osim prethodno navedenih kritičnih događaja i kritičnih grana, pri ispadima pojedinih grana u analiziranim scenarijima doći će do visokih opterećenja slijedećih grana u mreži (> 80 % I_t ili S_n):

TR 220/110 kV TS Tuzla
TR 220/110 kV TE Tuzla
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)

DV 110 kV Doboj 1 – Gračanica
 DV 110 kV Gračanica – Lukavac
 DV 110 kV Lukavac – Srebrenik
 DV 110 kV Zenica 1 – Zavidovići
 DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg
 DV 110 kV Bugojno – D.Vakuf
 DV 110 kV D.Vakuf – TS Jajce 2
 DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk

6.2.4. Kandidati za pojačanja mreže

S obzirom na detektirana ograničenja u mreži ispitani su slijedeći kandidati za pojačanja iste:

1. rekonstrukcija i povećanje prijenosne moći DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6,
2. formiranje TS 400/110 kV Stanari1 – Doboj prije izgradnje TE Stanari u scenarijima gdje ista ulazi u pogon 2016. godine, radi otklanjanja mogućnosti preopterećenja DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1) i (2), transformatora 220/110 kV u Gradačcu i DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2).

Rekonstrukcijom DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 i ugradnjom vodiča Al/Fe 240/40 mm² duž čitave trase otklanja se opasnost od mogućih preopterećenja tog voda.

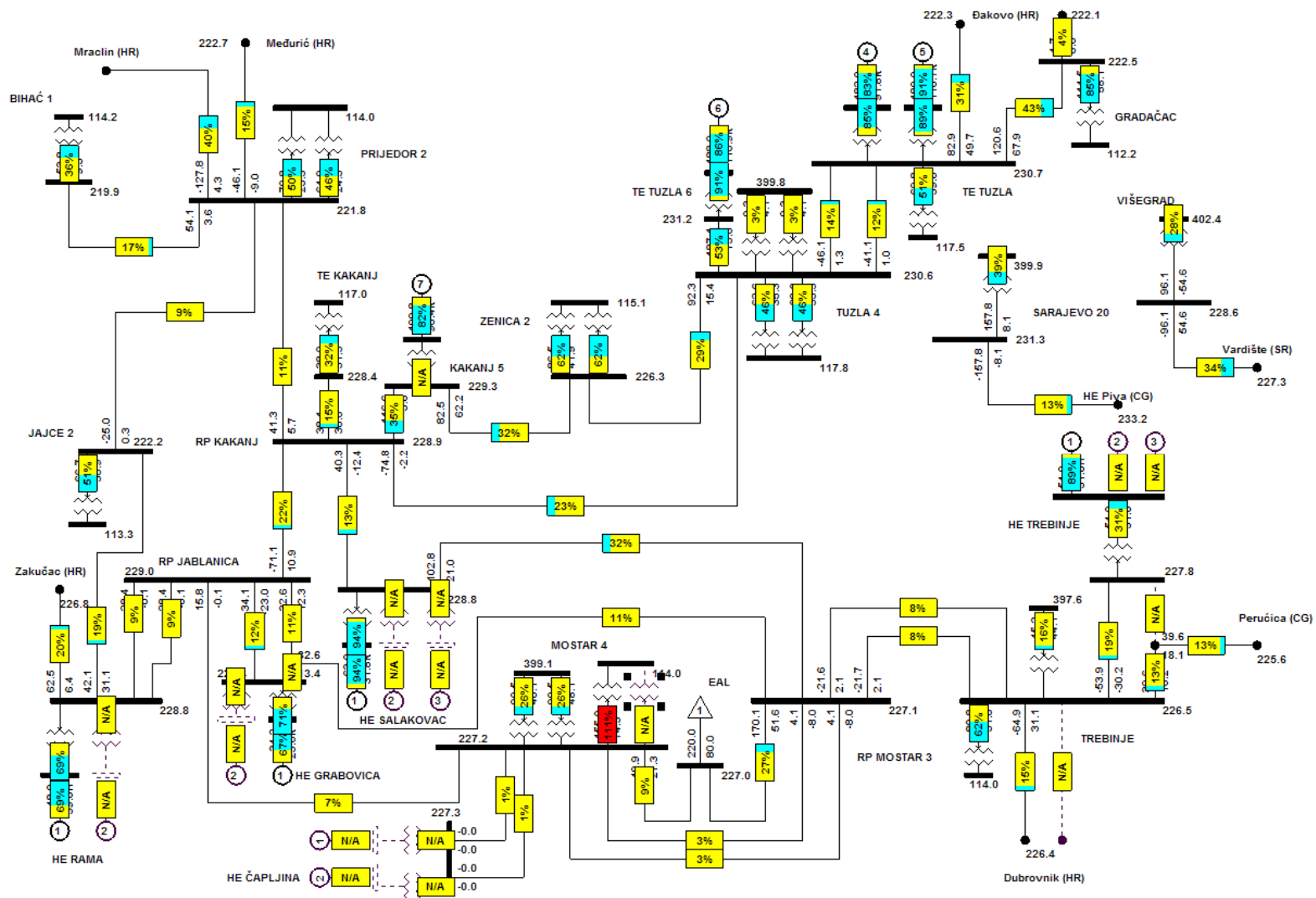
Analize pokazuju da prijevremeno formiranje TS 400/110 kV na širem području Stanara ili Doboja (u odnosu na izgradnju TE Stanari) ima slijedeće povoljne učinke:

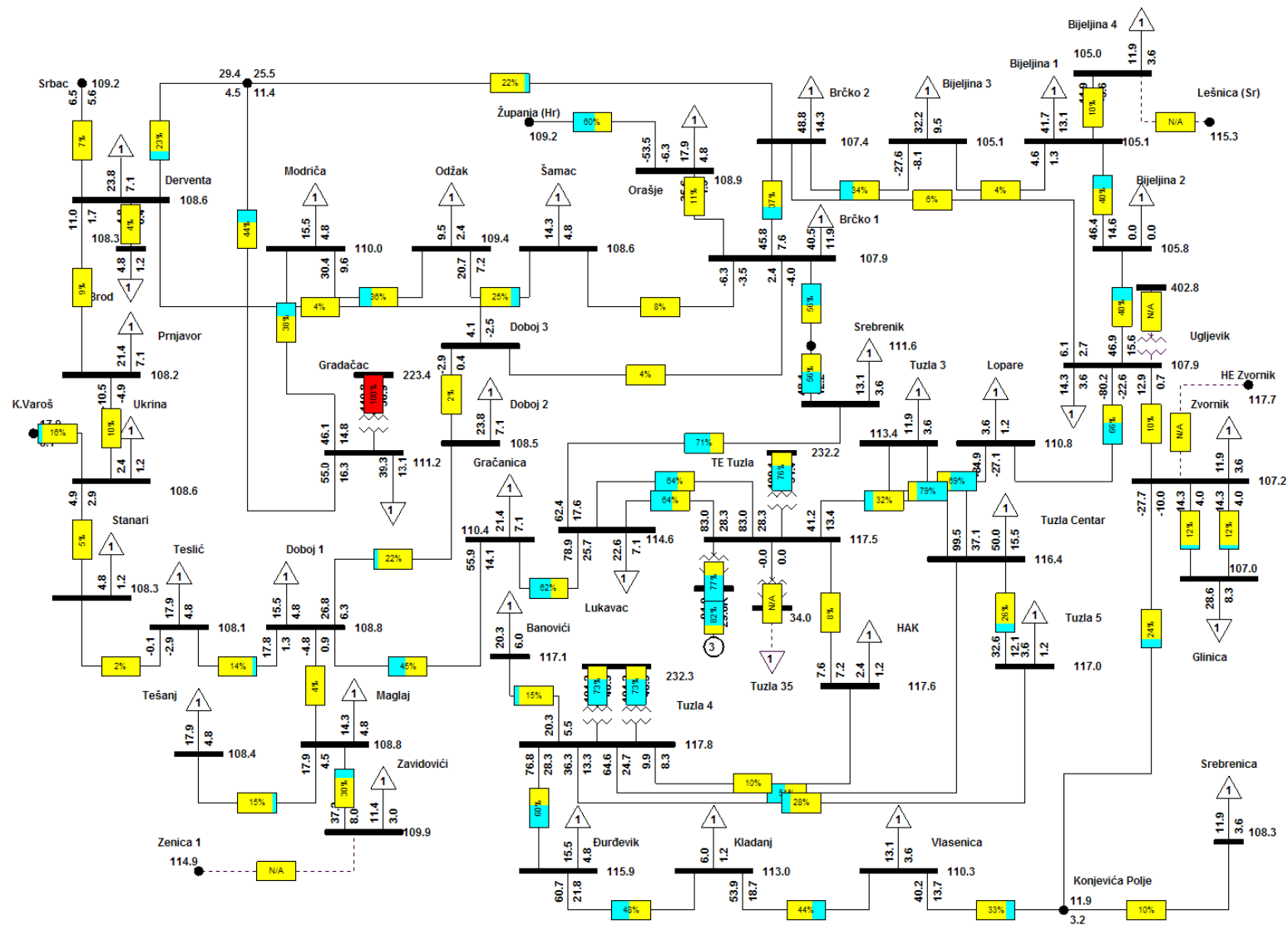
1. rasterećenje ugroženih vodova između TE Tuzla i TS Lukavac – slika 6.15,
2. rasterećenje transformatora 220/110 kV u Gradačcu – slika 6.16,
3. rasterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (1) i (2) – slika 6.17.

Budući da je izgradnja TE Stanari sasvim izvjesna (potpisan ugovor), ocjenjuje se da je prijevremeno formiranje TS 400/110 kV Stanari1-Doboj u odnosu na moguću izgradnju TE Stanari između 2013. i 2016. opravdano radi izbjegavanja investiranja u drugi transformator 220/110 kV u Gradačcu, te u treće vodove između TE Tuzla i TS Lukavac, te TS Banja Luka 1 i TS Banja Luka 6. Alternativa prijevremenom formiranju TS Stanari 1-Doboj je ugradnja drugog transformatora 220/110 kV u Gradačcu i pojačanje 110 kv mreže između TE Tuzla i Lukavca, te Banja Luka 6 i Banja Luke 1 (predviđeno za izgradnju do 2020. godine na temelju proračuna iz slijedećeg poglavlja).

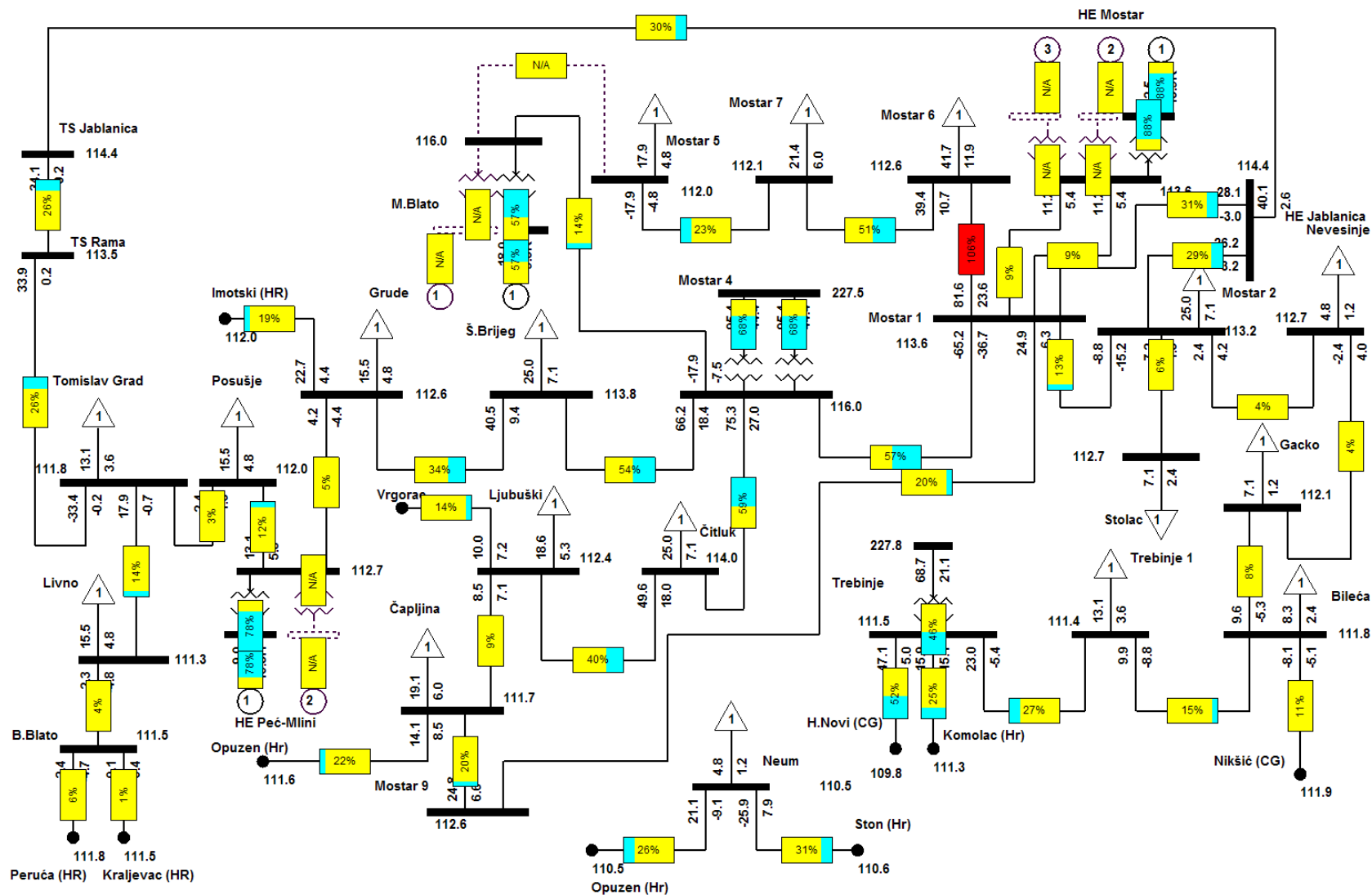
Ukoliko se unutar Elektroprijenos – Elektroprenos BiH postigne dogovor o smještanju nove TS 400/110 kV na lokaciju Doboja (TS 400/110 kV Doboj 4) priključak iste potrebno je ostvariti uvodom/izvodom DV 400 kV Tuzla 4 – Banja Luka 6, te uvodom/izvodom DV 110 kV Doboj 1 – Teslić, i izgradnjom Doboj 4 – Tešanj. Ovim rješenjem ostvaruje se dvostrano napajanje Tešnja, a TS 400/110 kV se smješta unutar većeg konzumnog područja.

Zaključno, lokaciju nove TS 400/110 kV na širem području Stanara i Doboja potrebno je odrediti uvažavajući sve ekonomsko-tehničke parametre, što izlazi izvan okvira ove studije.

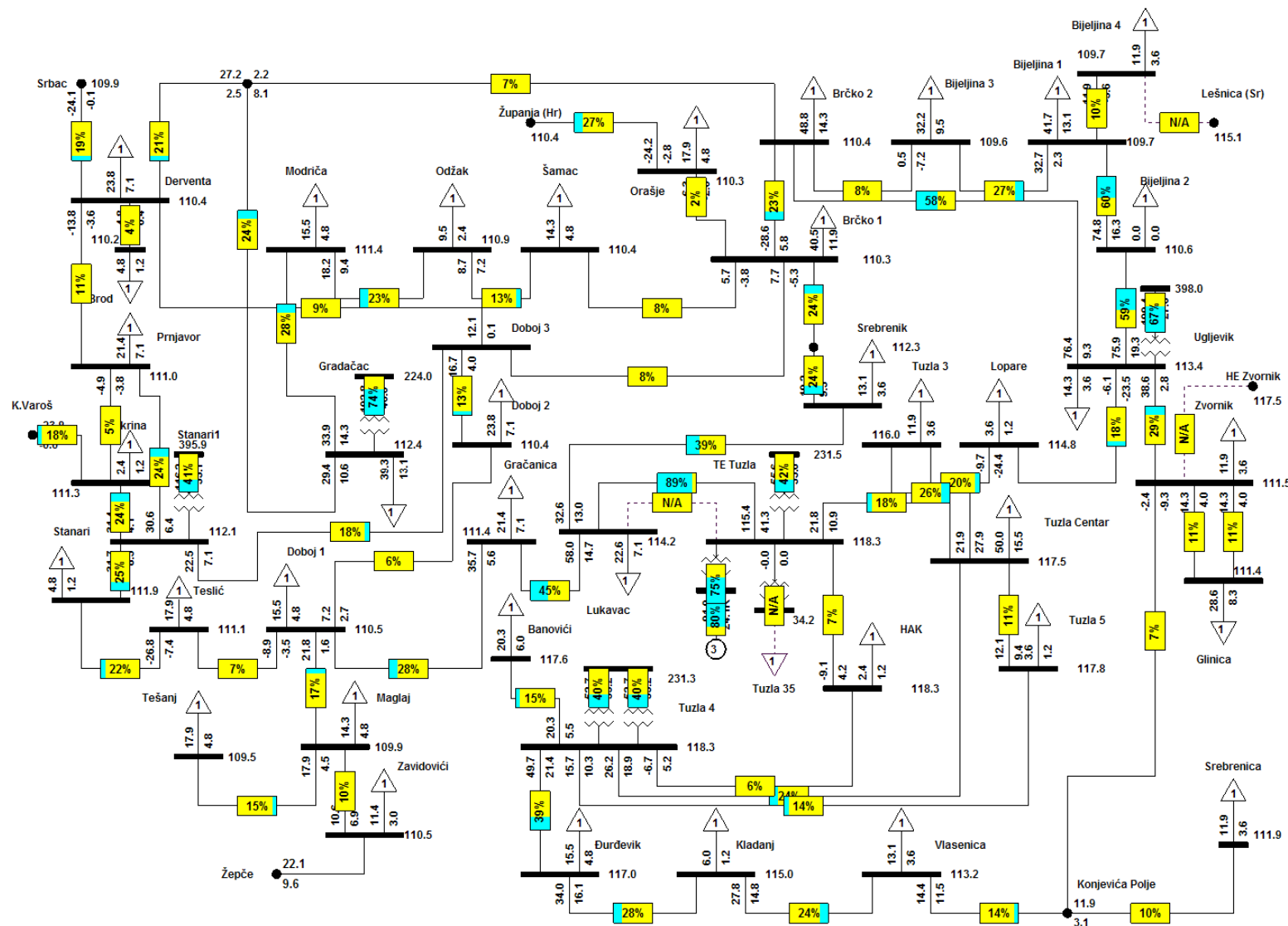




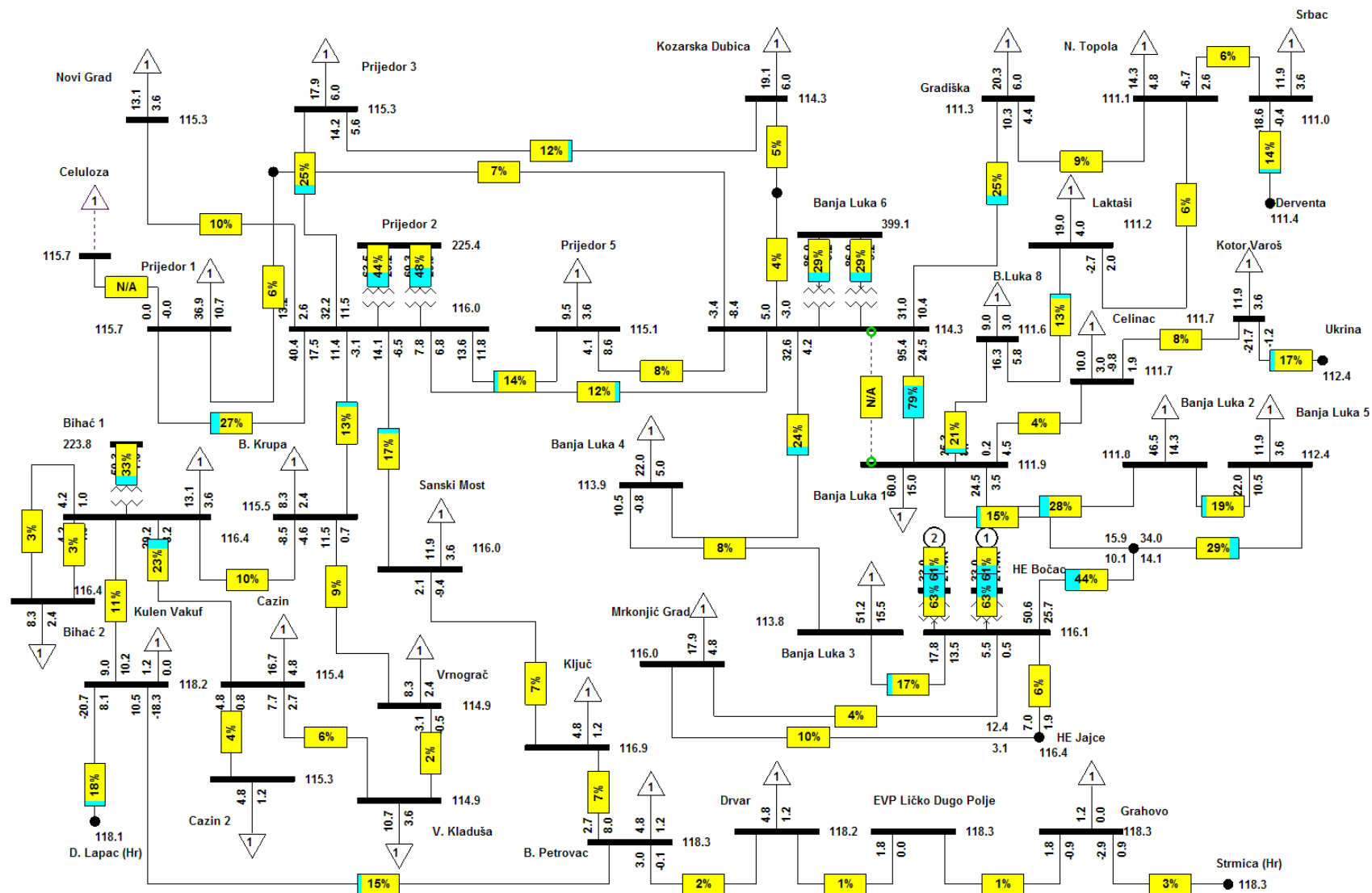
Slika 6.13. Preopterećenje transformatora 220/110 kV Gradačac pri ispadu transformatora 400/110 kV Ugljevik (normalna hidrologija, izvoz, bez TE Stanari)



Slika 6.14. Preopterećenje DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 pri ispadu DV 110 kV M.Blato – Mostar 5 (suha hidrologija, uvoz, bez VE i TE Stanari)



Slika 6.15. Rasterećenje DV 110 kV Tuzla – Lukavac pri ispadu paralelnog voda izgradnjom TS 400/110 kV Stanari 1 (suha hidrologija, uvoz, bez TE Stanari)



Slika 6.17. Rasterećenje DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 pri ispadu paralelnog DV izgradnjom TS 400/110 kV Stanari 1 (normalna hidrologija, uvoz, bez TE Stanari)

S obzirom na moguća preopterećenja transformatora 220/110 kV u Mostar 4, ukazuje se potreba formiranja druge TS 220/110 kV na području Hercegovine (moguće lokacije Posušje ili CHE Čapljina), no ista se ostavlja za iduće analizirano petogodište (2015. – 2020.) jer se procjenjuje da će izgradnja vjetroelektrana rasteretiti transformaciju u Mostaru 4 i otkloniti mogućnost njena preopterećenja. Taj pristup je opravdan imajući u vidu vrlo malu vjerojatnost događaja koji mogu dovesti do preopterećenja transformacije 220/110 kV u Mostaru 4 (vršno opterećenje, loša hidrologija, ispad paralelnog transformatora), te iznose preopterećenja koji ne prelaze 20 % instalirane snage transformacije (u krakom razdoblju moguće je takva preopterećenja otkloniti određenim dispečerskim mjerama (povećanje angažmana HE priključenih na 110 kV ili manjom redukcijom konzuma).

Sličan zaključak vrijedi i za transformaciju 220/110 kV u TS Zenica 2. U slučaju njena preopterećenja pri neraspoloživosti jednog transformatora 220/110 kV biti će nužno interventno pokrenuti agregate G5 i/ili G6 u TE Kakanj (ukoliko su inicijalno van pogona) kako bi se transformacija u Zenici 2 rasteretila.

Zbog manjih investicija u pojačanja mreže unutar razmatranog razdoblja između 2010. i 2015. godine povoljno je iskoristiti razmatrano petogodište za rješavanje problematike krutih točaka (spojeva) u mreži po principu demontaže postojećih vodova i uvida/izvoda vodova 110 kV u pojedine TS napajane preko krutih točaka. Radi se o slijedećim krutim točkama:

(B.Luka 1 - HE Bočac) – B.Luka 5, duljine 1.8 km (u TS B.Luka 5 ne postoji mogućnost proširenja postrojenja 110 kV, infomacija Elektroprijenos BiH, Operativno područje B.Luka),
(Derventa - Gradačac) – Brčko 2, duljine 43 km,
(Srebrenica - Zvornik) – Vlasenica, duljine 15.1 km,
(EVP Konjic - Hadžići) – Pazarić, duljine 0.8 km (u TS Pazarić ne postoji mogućnost proširenja postrojenja 110 kV, infomacija Elektroprijenos BiH).

Za rješavanje krutih točaka potrebno je učiniti slijedeće:

1. Izgraditi DV 110 kV od krute točke KT Grbići do HE Bočac (duljine oko 20 km) i formirati vezu B.Luka 5 – HE Bočac (~22 km) – prema Prostornom planu RS.
2. Izgraditi DV 2x110 kV od krute točke do Gradačca (duljine ~4.5 km) i formirati veze Gradačac – Derventa (43.3 km) i Gradačac – Brčko 2 (47.5 km).
3. Izgraditi DV 2x110 kV od krute točke do Srebrenice (procijenjene duljine oko 15 km) i formirati veze Vlasenica – Srebrenica (~30 km) i Srebrenica – Zvornik (37.3 km), čime se rješava kruta točka, a ujedno osigurava dvostrano napajanje Srebrenice.

Ukupna financijska sredstva potrebna za rješavanje navedenih krutih točaka procjenjuju se na oko 3.5 mil. €.

Razmatrano razdoblje također je povoljno iskoristiti za rješavanje dvostrukog napajanja svih radijalno napajanih TS 110/x kV. Na polaznoj konfiguraciji mreže 2015. godine to su slijedeće TS 110/x kV:

1. TS 110/x kV Novi Grad (vršno opterećenje 2015 god. oko 13 MW)

Napajana DV 110 kV Prijedor 2 – Novi Grad, dvostrano napajanje osigurava se izgradnjom DV 110 kV Prijedor 1 – Novi Grad grubo procijenjene duljine oko 35 km od čega je oko 20 km preostalo za izgradnju.

2. TS 110/x kV Stolac (vršno opterećenje 2015 god. oko 8 MW)

Napajana DV 110 kV Mostar 2 – Stolac (danas DV 110 kV Čapljina – Stolac), dvostrano napajanje osigurava se puštanjem u pogon DV 110 kV Bileća – Stolac pod nazivnim naponom (danas u dijelu trase u pogonu pod 35 kV),

3. TS 110/x kV Uskoplje (vršno opterećenje 2015 god. oko 8 MW)

Napajana DV 110 kV Bugojno – Uskoplje, dvostrano napajanje osigurava se izgradnjom DV 110 kV Rama – Uskoplje grubo procijenjene duljine oko 25 km.

4. TS 110/x kV Foča (vršno opterećenje 2015 god. oko 12 MW)

Napajana DV 110 kV Goraždje 1 – Foča, dvostrano napajanje osigurava se izgradnjom DV 110 kV Sarajevo 20 – Foča duljine oko 45 km (prije rata je izgrađena dionica Sarajevo 20 – Dobro Polje (20 km) koja se trenutno koristi pod 35 kV naponom).

5. TS 110/x kV Vareš (vršno opterećenje 2015 god. oko 5 MW)

Napajana DV 110 kV Visoko – Vareš, dvostrano napajanje osigurava se izgradnjom DV 110 kV Breza – Vareš ili DV 110 kV Cemenara Kakanj – Vareš, procijenjene duljine oko 15 km.

6. TS 110/x kV Tešanj (vršno opterećenje 2015 god. oko 18 MW)

Napajana DV 110 kV Maglaj – Tešanj, dvostrano napajanje moguće je osigurati izgradnjom DV 110 kV Jelah – Tešanj procijenjene duljine oko 5 km ili DV 110 kV Doboj 4 – Tešanj (5 km) u slučaju formiranja TS 400/110/x kV Doboj 4 umjesto lokacije Stanari.

7. TS 110/x kV Brod (vršno opterećenje 2015 god. oko 7 MW)

Napajana DV 110 kV Derventa – Brod, dvostrano napajanje osigurava se sanacijom (s hrvatske strane) i puštanjem u pogon DV 110 kV Brod – S.Brod (HR).

8. TS 110/x kV Banovići (vršno opterećenje 2015 god. oko 17 MW)

Napajana DV 110 kV Tuzla 4 – Banovići, dvostrano napajanje osigurava se DV 110 kV Lukavac – Banovići procijenjene duljine oko 25 km.

9. TS 110/x kV Kupres (vršno opterećenje 2015 god. oko 4 MW)

Napajana DV 110 kV Bugojno – Kupres, te DV 110 kV Tomislav Grad – Kupres (trenutno u izgradnji – preostalo oko 20 km voda za izgradnju).

10. TS 110/x kV Cazin 2 (vršno opterećenje 2015 god. oko 13 MW)

Napajana DV 110 kV Cazin 1 – Cazin 2. Potrebno izgraditi paralelan vod s obzirom na udaljenost ostalih čvorišta u mreži.

Ukupna financijska sredstva potrebna za osiguravanje dvostranog napajanja svih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže procjenjuju se na oko 15 mil. €. Potrebno je napomenuti da nije nužno sve TS 110/x kV napajati dvostrano sa strane 110 kV mreže, budući da ponegdje postoje mogućnosti napajanja konzuma 35 kV mrežom (nije sagledana ovom prilikom). Radi toga je konačan plan i prioritete za izgradnju novih DV 110 kV za dvostrano napajanje TS 110/x kV potrebno odrediti uzimajući u obzir raspoloživosti postojećih vodova 110 kV, visinu

konzuma koji se napaja preko TS 110/x kV, kao i mogućnosti napajanja tog konzuma 35 kV mrežom.

6.2.5. Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2015. godine

Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2015. godine uključuje slijedeća pojačanja:

1. TS 400/110 kV (1x300 MVA) Stanari1-Doboj zajedno s priključnim DV 110 kV,
2. povećanje prijenosne moći DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6,
3. rješavanje krutih spojeva u mreži,
4. dvostrano napajanje svih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže.

Izgradnja prijenosne mreže između 2010. i 2015. godine ne ovisi o ulasku u pogon TE Stanari (2013. ili 2016. godine). Pokazuje se da je TS 400/110 kV Stanari 1 ili Doboj povoljno izgraditi unutar razmatranog razdoblja i u slučaju izgradnje TE Stanari tek 2016. godine, radi rasterećenja DV 110 kV između TE Tuzla i TS Lukavac te DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6, te transformacije 220/110 kV u Gradačcu.

Predviđene investicije u prijenosnu mrežu u razmatranom razdoblju između 2010. i 2015. godine prikazuju tablice 6.14. – 6.16.

Konačne konfiguracije prijenosne mreže 2015. godine prikazane su slikama 6.18. (prostorna shema) i 6.19. (jednopolna shema).

Tablica 6.14. Dalekovodi za izgradnju u razdoblju 2010. – 2015. godine

Redni broj	Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Investicija (€)
1.	DV 110 kV B.Luka 5 - HE Bočac	110	20	1.400.000
2.	uvod/izvod DV 110 kV Derventa – Brčko 2 u TS Gradačac*	2x110	4,5	504.000
3.	uvod/izvod DV 110 kV Vlasenica – Žvornik u TS Srebrenica*	2x110	15,1	1.691.200
4.	DV 110 kV Prijedor 1 - Novi Grad	110	31	2.170.000
5.	DV 110 kV Bileća - Stolac (puštanje u pogon pod 110 kV)	110	62	1.500.000*
6.	DV 110 kV Rama - Uskoplje	110	25	1.750.000
7.	DV 110 kV Sarajevo 20 (Dobro Polje) - Foča	110	25	2.800.000
8.	DV 110 kV Jelah - Tešanj	110	5	350.000
9.	DV 110 kV Brod - S.Brod (HR) (puštanje u pogon pod 110 kV) - vod pripremljen s BiH strane	110	6,7	0
10.	DV Cazin 1 - Cazin 2	110	9,7	679.000
11.	DV 110 kV Tomislav Grad - Kupres (preostalo za izgradnju)	110	20	1.400.000
12.	DV 110 kV Lukavac - Banovići*	110	25	1.750.000
Redni broj	Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Investicija (€)

13.	DV 110 kV Vareš - Breza	110	15	1.050.000
14.	uvod/izvod DV 110 kV Zenica 1 - Zavidovići u TS Žepče	2x110	1	112.000
15.	DV 110 kV Ljubuški - Ljubuški 2 - Grude	110	28	1.960.000
16.	uvod/izvod DV 400 kV Tuzla - Banja Luka 6 u TS Stanari 1**	2x400	0,8	304.000
17.	uvod/izvod DV 110 kV Stanari-Ukrina u TS Stanari 1**	2x110	0,5	56.000
18.	DV 110 kV Stanari 1 - Doboj 3**	110	25	1.750.000
19.	DV 110 kV Stanari 1 – Prnjavor 2**	110	20	1.400.000
20.	KB 110 kV HAK - Rudnik soli Tušanj	110	7	3.500.000
21.	KB 110 kV Tuzla 3 - Rudnik soli Tušanj	110	6	3.000.000
22.	uvod/izvod DV 110 kV Lukavac - Srebrenik u TS Tinja	2x110	5	560.000
23.	uvod/izvod DV 110 kV HE Jablanica - Mostar 2 u TS Željuša	2x110	1	112.000
24.	uvod/izvod DV 110 kV Doboj 1 - Teslić u TS Jelah	2x110	0,7	78.400
25.	DV 110 kV Kladanj - Olovo	110	16,5	1.155.000
26.	DV 110 kV Vareš - Olovo	110	23	1.610.000
27.	uvod/izvod DV 110 kV Foča - Goražde u TS Ustikolina	2x110	0,1	11.200
28.	uvod/izvod DV 110 kV Čitluk - Ljubuški u TS Čitluk 2	2x110	0,1	11.200
29.	uvod/izvod DV 110 kV Derventa - Prnjavor u TS Prnjavor 2	2x110	2	224.000
30.	uvod/izvod DV 110 kV RP Trebinje - Trebinje 1 u TS Trebinje 3	2x110	0,5	56.000
UKUPNO (€)				32.944.000

* pretpostavljena duljina voda (ili sredstva za sanaciju)

** radi priključka TE Stanari (moguća investicija na teret investitora u elektranu)

Tablica 6.15. Transformatorske stanice za izgradnju u razdoblju 2010. – 2015. godine

Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)
1.	TS 400/110 kV Stanari1-Doboj (2 vodna polja 400 kV, 2 trafo polja 400 kV, 1 spojno polje 400 kV, 1 mjerno polje 400 kV, transformator 400/110 kV, 5 polja 110)*	8.844.924
2.	TS 110/x kV Ljubuški 2 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje)	2.464.873
3.	TS 110/x kV Sarajevo 10 (1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, sn postrojenje, transformator 31.5 MVA iz TS Sarajevo 5)	775.389
Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)

4.	TS 110/x kV Žepče (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
5.	TS 110/x kV Rudnik soli Tušanj (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 40 MVA, sn postrojenje)	1.984.396
6.	TS 110/x kV Tinja (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
7.	TS 110/x kV Željuša (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
8.	TS 110/x kV Jelah (3 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 31.5 MVA, sn postrojenje)	2.165.399
9.	TS 110/x kV Olovo (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
10.	TS 110/x kV Ustikolina (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 10 MVA, sn postrojenje)	1.529.396
11.	TS 110/x kV Čitluk 2 (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
12.	TS 110/x kV Prnjavor 2 (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
13.	TS 110/x kV Trebinje 3 (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.753.396
14.	TS 110/x kV Ilijaš (1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 20 MVA, sn postrojenje)	1.237.389
UKUPNO (€)		31.275.535

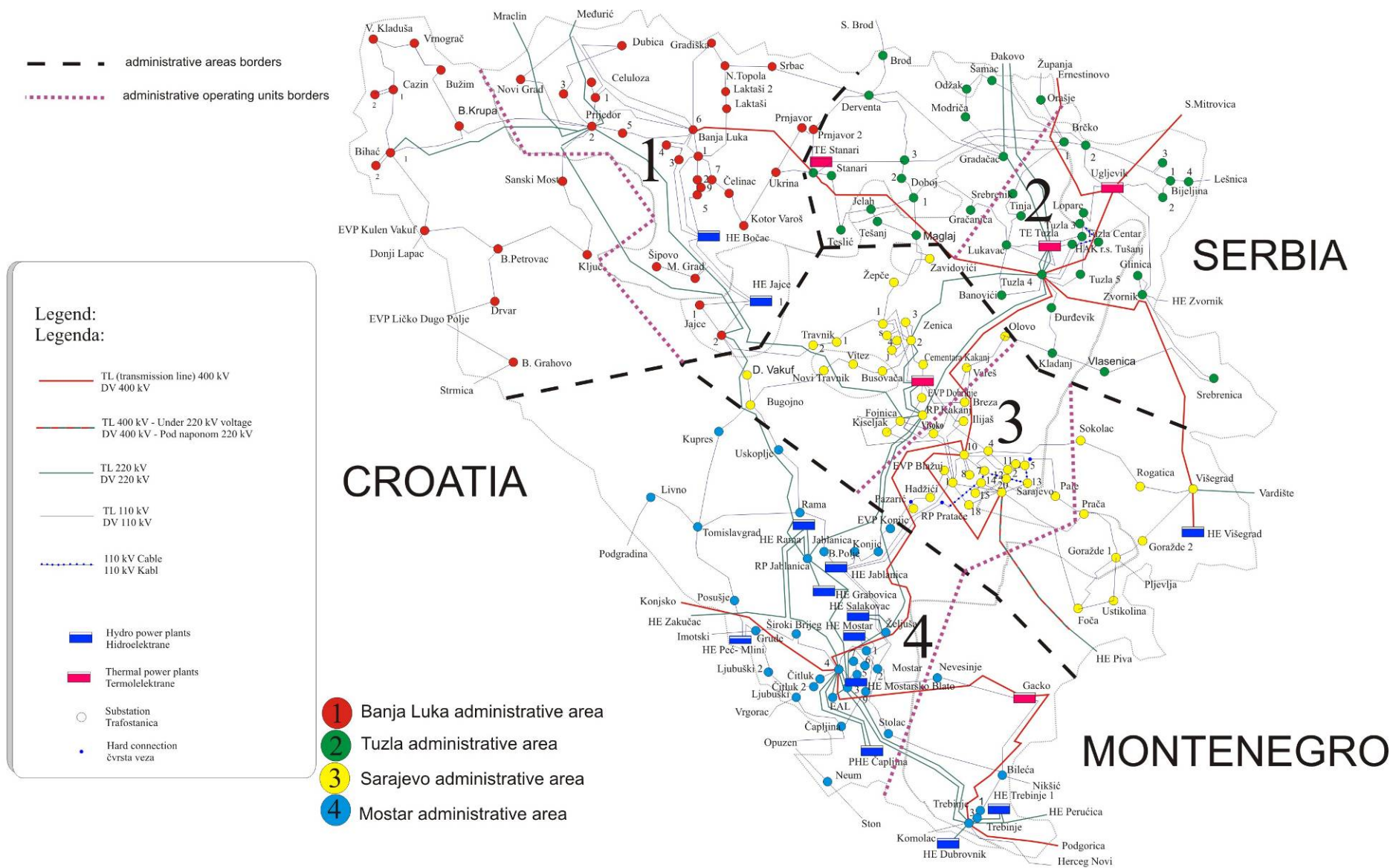
* radi priključka TE Stanari (moguća investicija na teret investitora u elektranu)

Tablica 6.16. Proširenja transformatorskih stanica u razdoblju 2010. – 2015. godine

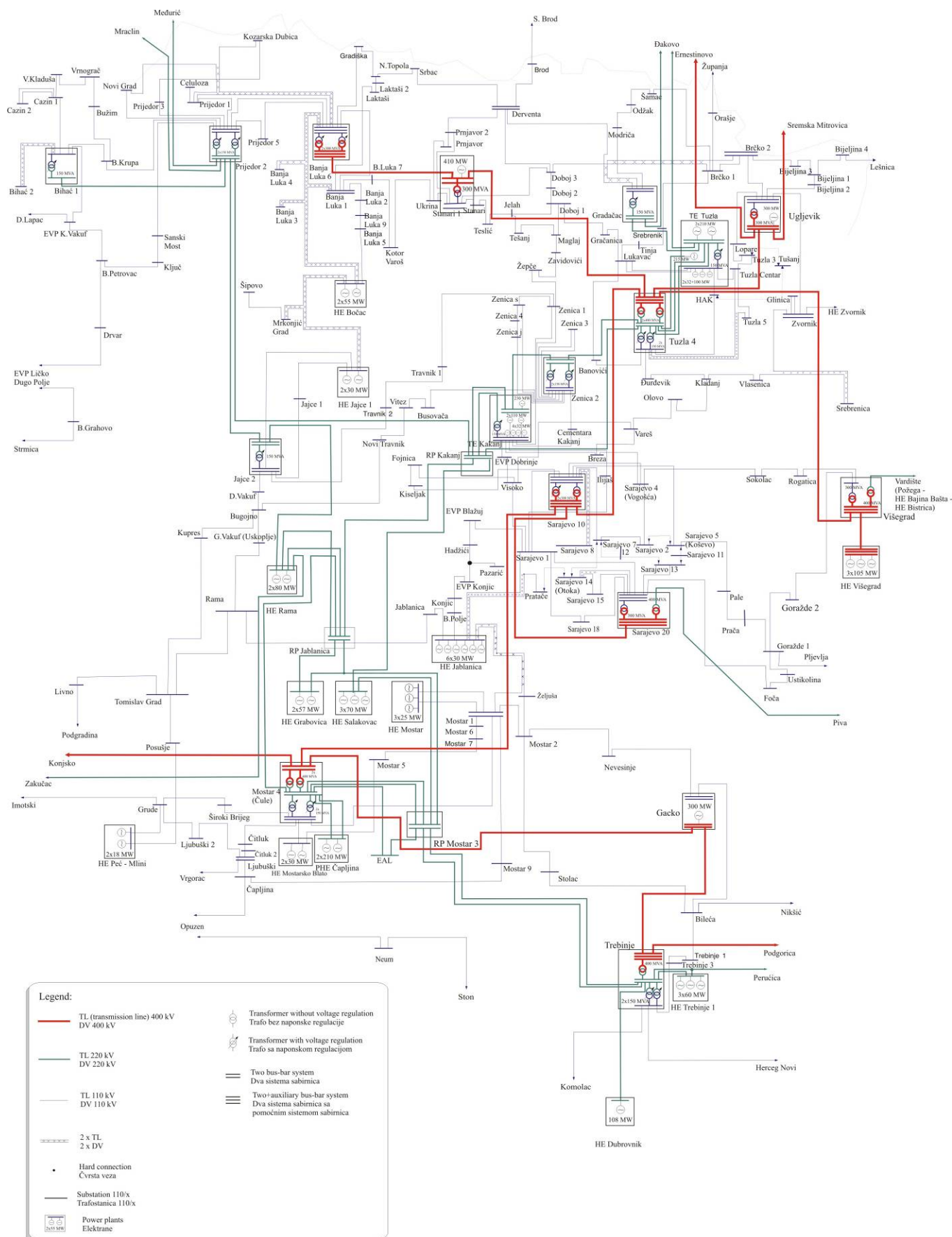
Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
1.	TS Vareš (2 vodna polja 110 kV)	405.434	polje DV Breza i polje DV Olovo
2.	TS Breza (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Vareš
3.	TS 110 kV HE Bočac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV B.Luka 5
4.	TS 110 kV Gradačac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Brčko 2 ili Derventa
5.	TS 110 kV Srebrenica (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Zvornik ili Vlasenica
6.	TS 110/x kV Prijedor 1 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Novi Grad
7.	TS 110/x kV Novi Grad (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Prijedor 1
8.	TS 110/x kV Rama (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Uskoplje
9.	TS 110/x kV Uskoplje (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Rama
10.	TS 110/x kV Foča (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Sarajevo 20
11.	TS 400/220/110 kV Sarajevo 20 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Foča
12.	TS 110/x kV Tešanj (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Jelah
13.	TS 110/x kV Lukavac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Banovići
14.	TS 110/x kV Cazin 1 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Cazin 2

Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
15.	TS 110/x kV Cazin 2 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Cazin 1
16.	TS 110/x kV Tomislav Grad (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Kupres
17.	TS 110/x kV Kupres (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Tomislav Grad
18.	TS 110/x kV Banovići (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Lukavac
19.	TS 110/x kV Prnjavor 2 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Stanari 1
20.	TS 110/x kV HAK (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Tušanj
21.	TS 110/x kV Tuzla 3 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Tušanj
22.	TS 110/x kV Kladanj	202.717	polje DV Olovo
23.	TS 110/x kV Dobož 3 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, 1 vodno polje 110)*	783.262	ugradnja transformatora i polje DV Stanari 1
24.	TS 110/x kV Sarajevo 10 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)*	701.545	ugradnja transformatora
25.	TS 110/x kV Hadžići (transformator 31.5 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	701.545	ugradnja transformatora
26.	TS 110/x kV Sarajevo 1 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)*	701.545	ugradnja transformatora
27.	TS 110/x kV Zenica 3 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 40 MVA)*	756.545	ugradnja transformatora
28.	TS 110/x kV Bihać 2 (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
29.	TS 110/x kV Stolac (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
30.	TS 110/x kV Kiseljak (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora (novi trafo)
31.	TS 110/x kV Banja Luka 5 (transformator 40 MVA iz TS B.Luka 3, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	217.545	preseljenje transformatora
32.	TS 110/x kV Novi Grad (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
33.	TS 110/x kV Stanari (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
34.	TS 110/x kV Vlasenica (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
35.	TS 110/x kV Zvornik (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)*	580.545	ugradnja transformatora
UKUPNO (€)		12.588.286	

* radi potreba distribucije



Slika 6.18. Prijenosna mreža BiH 2015. godine – prostorna shema



Slika 6.19. Prijenosna mreža BiH 2015. godine – jednopolna shema

6.3. Potrebna izgradnja u razdoblju 2015. – 2020. godine

6.3.1. Polazna konfiguracija prijenosne mreže 2020. godine

U referentnom scenariju porasta potrošnje električne energije prognozirano je vršno opterećenje EES BiH za analizirani vremenski presjek u iznosu od 2958 MW.

Prema planovima izgradnje novih proizvodnih postrojenja do razmatranog vremenskog presjeka moguća je izgradnja nove TE Stanari ukoliko se ista ne izgradi u razdoblju do 2015. godine, te TE Gacko 2, snage 313.5 MW na pragu. TE Gacko 2 se priključuje na 400 kV sabirnice postojeće TE Gacko. U ovom poglavlju analiziran je jedan scenarij razvoja prijenosne mreže unutar razmatranog razdoblja u kojemu su na kraju razmatranog razdoblja od novih elektrana izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, te HE Mostarsko Blato.

Od ostalih proizvodnih objekata moguća je još izgradnja malih HE na području EP RS i EP HZHB uglavnom nepoznatih lokacija za koje se ocjenjuje da neće bitno utjecati na investicije u prijenosnu mrežu.

Polazna konfiguracija prijenosne mreže razmatranog vremenskog presjeka (2020. godina) odgovara konačnoj konfiguraciji prijenosne mreže u proteklom vremenskom razdoblju (2015. godina), a na modelu su povećana opterećenja čvorišta 110 kV i priključeni novi generatori TE Stanari i TE Gacko 2. Od novih TS 110/x kV predviđena je izgradnja TS Doboj istok čiji se priključak ostvaruje uvođenjem/izvođenjem voda 110 kV Gračanica – Doboj 1, TS Mostar 11 u koju se uvodi vod Mostar 4 – Mostar 1, i TS Sarajevo 6 u koju se uvodi vod Sarajevo 5 – Sarajevo 10.

6.3.2. Tokovi snaga pri (n) raspoloživosti grana

Razmatrani su scenariji opisani u poglavlju 5.1., ovisni o planu izgradnje novih elektrana, promatranom hidrološkom stanju i bilanci sistema. Za referentnu potrošnju električne energije/opterećenja EES u iznosu od 2958 MW (poglavljje 5.2.), razmatra se jedan scenarij izgradnje elektrana (poglavljje 5.3.), tri pod-scenarija hidroloških stanja i za svaki pod-scenarij dodatna 2 ili 3 scenarija ovisna o bilanci sistema. Ukupno je analizirano 7 različitih scenarija, opisanih u nastavku.

Tablica 6.17. Analizirani scenariji za vremenski presjek 2020. godine

Vremenski presjek	Plan izgradnje elektrana	Hidrologija	Bilanca sistema	Oznaka scenarija
2020. $P_{\max} = 2958$ MW	(TE Stanari i TE Gacko 2)	Suha	Uvoz	1. 2020-suha-uvóz
			Nulta razmjena	2. 2020-suha-uravnotežen
		Normalna	Uvoz	3. 2020-normalna-uvóz
			Nulta razmjena	4. 2020-normalna-uravnotežen
			Izvoz	5. 2020-normalna-izvoz
		Vlažna	Nulta razmjena	6. 2020-vlažna-uravnotežen
			Izvoz	7. 2020-vlažna-izvoz

Scenarij 1

Scenarij 2020-suha-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, suhe hidrološke okolnosti i uvoz 365 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 300 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2962 MW
Opterećenje	2900 MW
Gubici	62 MW

Angažman elektrana	2597 MW
HE	456 MW
TE	2141 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G5)

Saldo uvoza/izvoza -365 MW

Scenarij 2

Scenarij 2020-suha-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, suhe hidrološke okolnosti uz maksimalan angažman svih TE unutar BiH te približno nultu razmjenu (izuzev uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2, uvozi se dodatnih 115 MW iz Bugarske da bi se zatvorila bilanca). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2966 MW
Opterećenje	2900 MW
Gubici	66 MW

Angažman elektrana	2786 MW
HE	456 MW
TE	2330 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G3)

Saldo uvoza/izvoza -180 MW

Scenarij 3

Scenarij 2020-normalna-uvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, normalne hidrološke okolnosti i uvoz 365 MW (65 MW uvoz iz HE Dubrovnik 2 + 300 MW uvoz iz Bugarske). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici	2961 MW
Opterećenje	2900 MW
Gubici	61 MW

Angažman elektrana	2596 MW
HE	1082 MW
TE	1514 MW (marginalna elektrana TE Tuzla – G6)

Saldo uvoza/izvoza -365 MW

Scenarij 4

Scenarij 2020-normalna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, normalne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (osim uvoza 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2962 MW
Opterećenje 2900 MW
Gubici 62 MW

Angažman elektrana 2897 MW
HE 1082 MW
TE 1815 MW (*marginalna elektrana TE Kakanj – G6*)

Saldo uvoza/izvoza -65 MW

Scenarij 5

Scenarij 2020-normalna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, normalne hidrološke okolnosti i maksimalan izvoz od 520 MW u Hrvatsku (ne računajući uvoz 65 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2965 MW
Opterećenje 2900 MW
Gubici 65 MW

Angažman elektrana 3490 MW
HE 1082 MW
TE 2408 MW (*marginalna elektrana TE Tuzla – G3*)

Saldo uvoza/izvoza 455 MW (HE Dubrovnik 2 -65 MW, izvoz Hrvatska 520 MW)

Scenarij 6

Scenarij 2020-vlazna-uravnotežen odnosi se na referentno opterećenje, izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, vlažne hidrološke okolnosti i nultu razmjenu (izuzev uvoza 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2968 MW
Opterećenje 2900 MW
Gubici 68 MW

Angažman elektrana 2863 MW
HE 1719 MW
TE 1144 MW (*marginalna elektrana TE Gacko*)

Saldo uvoza/izvoza -105 MW

Scenarij 7

Scenarij 2020-vlazna-izvoz odnosi se na referentno opterećenje, izgrađene TE Stanari i TE Gacko 2, vlažne hidrološke okolnosti i maksimalan izvoz u iznosu od 1200 MW u Hrvatsku (1000 MW) i Crnu Goru (200 MW) (uz uvoz 105 MW iz HE Dubrovnik 2). Bilanca sustava u razmatranom scenariju je:

Opterećenje+gubici 2972 MW
Opterećenje 2900 MW
Gubici 72 MW

Angažman elektrana 4067 MW
HE 1719 MW
TE 2348 MW (*marginalna elektrana TE Ugljevik*)

Saldo uvoza/izvoza 1095 MW (-105 MW HE Dubrovnik 2, 1000 MW Hrvatska, 200 MW C.Gora)

Tablica 6.18. prikazuje bilance EES za sve analizirane scenarije prethodno opisane.

Tablica 6.18. Bilance EES BiH za analizirane scenarije 2020. godine

Scenarij	Opterećenje (MW)	Gubici (MW)	Angažman elektrana (MW)		Saldo razmjena (MW)*
			HE	TE	
1. 2020-A1-suha-uvoz	2900	62	456	2141	-365
2. 2020-A1-suha-uravnotežen**	2900	66	456	2330	-180
3. 2020-A1-normalna-uvoz	2900	61	1082	1514	-365
4. 2020-A1-normalna-uravnotežen	2900	62	1082	1815	-65
5. 2020-A1-normalna-izvoz	2900	65	1082	2338	455
6. 2020-A1-vlazna-uravnotežen	2900	68	1719	1144	-105
7. 2020-A1-vlazna-izvoz	2900	72	1719	2348	1095

*izvoz, - uvoz

** za uravnoteženje sistema unutar BiH potrebno je uvoziti 115 MW (uz maksimalan angažman TE unutar BiH)

Iz prethodne tablice vidljivo je da je analiziranim scenarijima obuhvaćen raspon ukupnog angažmana hidroelektrana u BiH u iznosu od 456 MW do 1719 MW, raspon angažmana termoelektrana od 1144 MW do 2348 MW, te raspon razmjena od najvećeg uvoza u iznosu od 365 MW, do najvećeg izvoza u iznosu od 1095 MW računajući angažman HE Dubrovnik 2 kao uvoz u BiH. Uz tako definirane scenarije gubici u trenutku nastupa vršnog opterećenja u BiH kreću se u rasponu od 61 MW do 72 MW.

Proračuni tokova snaga uz potpunu raspoloživost svih grana mreže izvršeni su za sve prethodno definirane scenarije. Detaljni rezultati za 400 kV i 220 kV mreže prikazani su slikovno u prilogu 1.

U svim analiziranim scenarijima pri punoj raspoloživosti grana nema preopterećenja u mreži, a naponske prilike su unutar dozvoljenih granica.

U svim analiziranim scenarijima 400 kV vodovi se ne opterećuju više od 30 % od njihove termičke granice. Najopterećeniji vodovi mreže te naponske razine su TE Gacko – Mostar (6 scenarija) i Ugljevik – Tuzla (1 scenarij).

Najveće zabilježeno opterećenje 220 kV vodova iznosi 63 % od termičke granice. Najopterećeniji 220 kV vodovi su TS Tuzla – Tuzla 6 (4 scenarija) i Kakanj 5 – Zenica 2 (3 scenarija).

Vodovi 110 kV mreže se pri punoj raspoloživosti grana opterećuju do 86 % od njihovih dozvoljenih granica. Najopterećeniji vodovi su Čapljina – Opuzen (3 scenarija) i Mostar 4 – Široki Brijeg (4 scenarija).

U većini analiziranih scenarija najopterećeniji 400/220 kV transformator u mreži je Sarajevo 20 (opterećuje se do 23 % S_n), a u po dva scenarija najopterećeniji su transformatori u TS Tuzla (opterećenje do 42 % S_n) i TS Mostar 4 (opterećenje do 31 % S_n)

Najopterećeniji transformator 400/110 kV je onaj u TS Ugljevik 6 (7 scenarija, opterećenja do 79 % S_n).

U svim analiziranim scenarijima najopterećeniji transformator 220/110 kV je onaj u Gradačcu, a opterećuje se do 83 % od prividne snage.

6.3.3. Analiza (n-1) sigurnosti

Za sve prethodno definirane scenarije izvedeni su proračuni (n-1) sigurnosti, pri čemu se promatra dozvoljeno opterećenje grana do 100 % od termičke granice ili prividne snage, a informativno su promatrane i visoko opterećene grane pri pojedinačnim ispadima s opterećenjima preko 80 % termičkih granica ili prividnih snaga. Rezultati proračuna prikazani su detaljno u prilogu 6. Ispod je prikazana sumarna tablice slučajeva nezadovoljenja (n-1) kriterija.

Tablica 6.19. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2020. godine

Scenarij	Ispad grane	Preopterećena grana	% I _t ili % S _n
TE Stanari, TE Gacko 2 Suha hidrologija Uvoz	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	115
	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	115
	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	104
	DV 400 kV Ugljevik – Tuzla	TR 400/110 kV Ugljevik	110
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	138
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	138
TE Stanari, TE Gacko 2 Suha hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	101
	TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	102
	DV 400 kV Ugljevik – Tuzla	TR 400/110 kV Ugljevik	103
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	139
TE Stanari, TE Gacko 2 Normalna hidrologija Uvoz	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	139
	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	116
	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	116
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	126
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	126
	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7	101
TE Stanari, TE Gacko 2 Normalna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	128
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	128
	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7	102
	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	112
TE Stanari, TE Gacko 2 Normalna hidrologija Izvoz	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	112
	TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	101
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	128
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	128
	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7	102
	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	119
TE Stanari, TE Gacko 2 Vlažna hidrologija Uravnotežen EES	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	119
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	119
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	119
	DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	113
TE Stanari, TE Gacko 2 Vlažna hidrologija Izvoz	DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	113
	TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	103
	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	123
	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	123

Kritični događaji i kritične grane su slijedeće:

DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3, izgrađen je 1972. godine, a rekonstruiran 1988. i 2000. godine. Ima vodiče Al/Fe 240/40 mm² i Al/Fe 150/25 mm² u duljini 37.1 km. Preopterećuje se u svim analiziranim scenarijima pri ispadima DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2 ili Ugljevik – Bijeljina 2 (slika 6.20). Preopterećenja iznose do maksimalnih 116 % od termičke granice (470 A). Uključenjem voda 110 kV Bijeljina 4 – Lešnica u normalnom pogonu preopterećenja ugroženog voda se otklanjaju u svim analiziranim slučajevima.

DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (2) preopterećuje se u scenarijima karakterističnim po suhoj hidrologiji ukoliko ispadne iz pogona njemu paralelan vod, dok je u ostalim scenarijima visoko opterećen pri razmatranom ispadi. Preopterećenja iznose maksimalno 4 % iznad dozvoljene termičke granice (slika 6.21).

Transformator 400/110 kV Ugljevik preopterećuje se pri ispadu DV 400 kV Tuzla – Ugljevik u scenarijima karakterističnim po suhoj hidrologiji, a preopterećenja iznose do maksimalno 10 % iznad prividne snage transformatora (slika 6.22). Preopterećenja je moguće otkloniti trajnim pogonom voda 110 kV Zvornik – HE Zvornik i/ili Bijeljina 4 – Lešnica, radijalnim napajanjem Zvornika, Glinice i Srebrenice iz Zvornika, ili preraspodjelom proizvodnje (smanjenje angažmana TE Ugljevik, povećanje angažmana TE Tuzla).

Transformator 220/110 kV Gradačac preopterećuje se pri ispadu transformatora 220/110 kV u Ugljeviku u scenarijima u kojima su TE unutar BiH maksimalno angažirane (bez obzira na hidrologiju) – slika 6.23. Preopterećenja iznose do maksimalnih 3 % iznad prividne snage transformatora. I u ovom slučaju preopterećenja je moguće izbjeći trajnim pogonom DV 110 kV Bijeljina 4 – Lešnica i/ili Zvornik – HE Zvornik. Transformator u Gradačcu je također moguće rasteretiti (i otkloniti preopterećenja) smanjenjem angažmana agregata TE Tuzla priključenih na 220 kV mrežu.

Transformatori 220/110 kV Mostar 4 značajno se preopterećuju pri neraspoloživosti jednog od njih u svim analiziranim scenarijima (slika 6.24). Preopterećenja iznose do maksimalnih 139 % S_n . Preopterećenja je moguće ublažiti, ali ne i otkloniti, većim angažmanom HE Peć-Mlini i HE Mostarsko Blato ukoliko je hidrologija povoljna (vlažna), odnosno angažmanom potencijalnih vjetroelektrana na području Hercegovine.

Transformatori 220/110 kV Zenica 2 (2x150 MVA), preopterećuju se, ili su vrlo visoko opterećeni, pri neraspoloživosti jednog od njih neovisno o hidrološkom stanju (slika 6.25). Preopterećenja iznose maksimalno 115 % od prividne snage ukoliko su agregati 5 i 6 TE Kakanj izvan pogona, a angažmanom blokova TE Kakanj priključenih na 110 kV mrežu preopterećenja transformatora u TS Zenica 2 moguće je smanjiti na dozvoljenu granicu koja odgovara prividnoj snazi transformatora. Problem s preopterećenjem transformatora u TS 220/110 kV Zenica 2 i visokim opterećenjem 220/110 kV transformacije u Kaknju intenzivira se izlaskom iz pogona TE Kakanj 5 i izgradnjom TE Kakanj 8 koja se priključuje na 220 kV mrežu (poglavlje 10.4.).

DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7, izgrađen je 1979. godine, s vodičima Al/Fe 150/25 mm² i 120/70 mm², izgrađen je 1995. godine, a u stvari predstavlja rekonstruirani 35 kV vod za korištenje pod 110 kV naponom na željeznim stupovima, visoko se opterećuje ili preopterećuje u slučajevima ispada DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4.

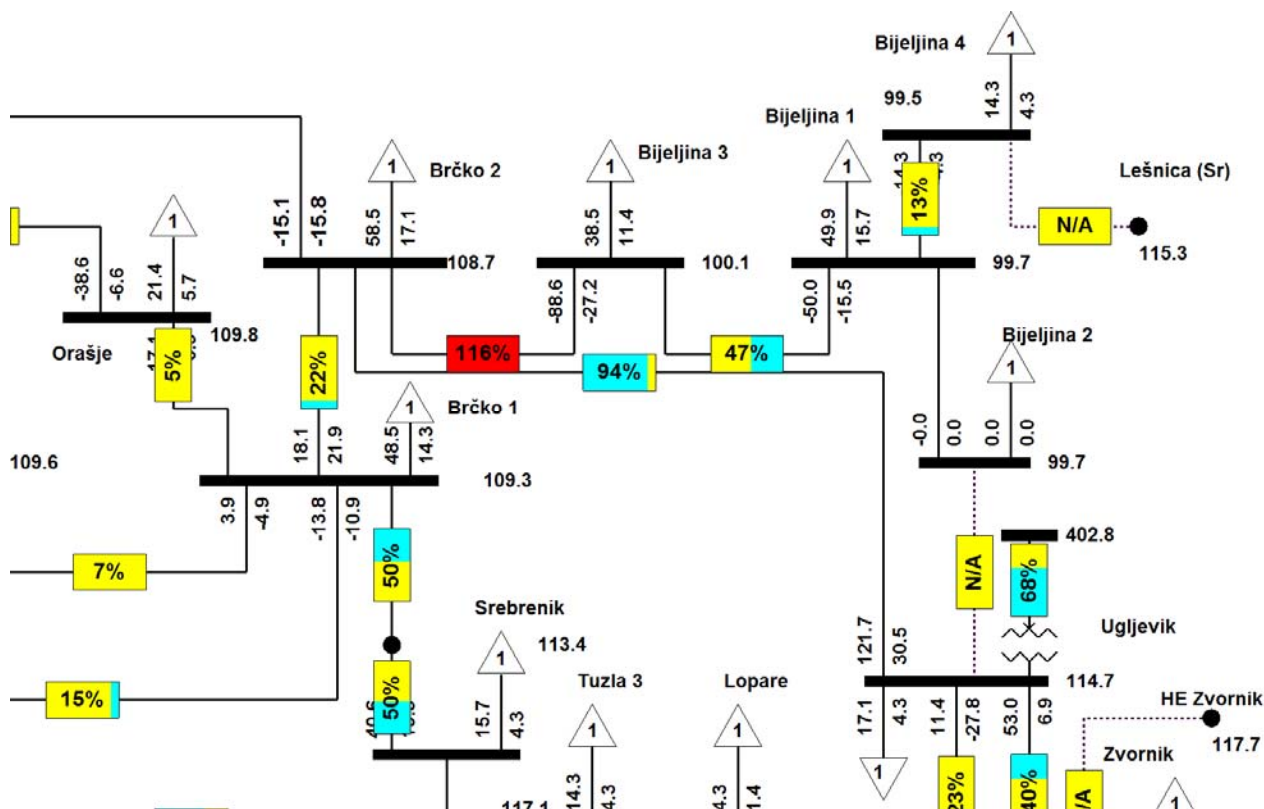
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1) i DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2) visoko se opterećuju ili preopterećuju pri ispadu jednog od njih, u scenarijima karakterističnim po suhoj hidrologiji i uravnoteženom ESE te scenariju normalne hidrologije i izvoza snage, odnosno onda kada je visoko ili maksimalno angažiran blok TE Tuzla 3. Ispadom jednog voda i isključenjem drugog voda djelovanjem nadstrujne zaštite moguća su daljnja preopterećenja transformatora 220/110 kV Gradačac.

DV 110 kV Bugojno – D.Vakuf, izgrađen je 1965. godine, a rekonstruiran 1985. i 1996. godine. Ima dvije dionice od Al/Fe 240/40 mm² (2.9 km) i Al/Fe 120/20 mm² (5.7 km) od kojih potonja smanjuje prienosnu moć razmatranog voda na 385 A. Visoko se opterećuje u stanjima suhe hidrologije pri ispadu DV 110 kV Zenica 2 – Busovača.

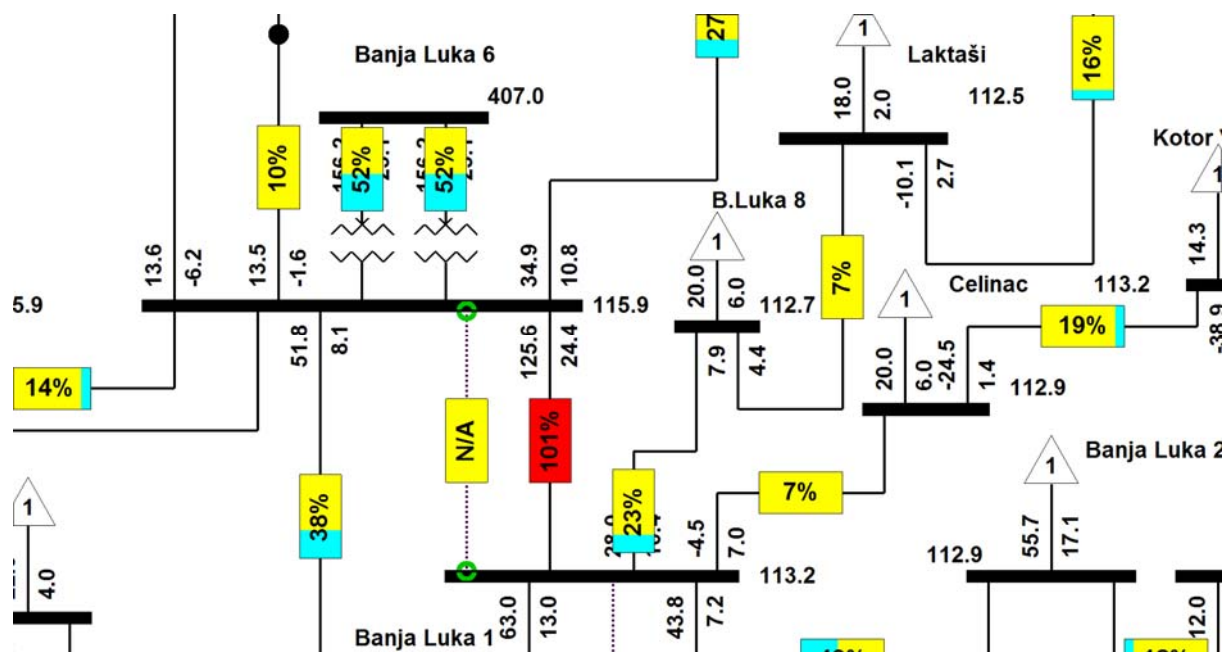
Kriterij sigurnosti nije zadovoljen niti s aspekta naponskih prilika ukoliko je angažman jalove snage generatora podešen tako da održava nazivni napon na generatorskim sabirnicama, budući da zbog predviđenog porasta konzuma rastu opterećenja i 110 kV vodova čime se povećavaju padovi napona na njima i gubici. S aspekta naponskih prilika kritična su slijedeća područja:

Područje Bijeljine, naponske prilike na 110 kV sabirnicama TS Bijeljina 1, TS Bijeljina 2, TS Bijeljina 3 i TS Bijeljina 4 nezadovoljavajuće su pri neraspoloživosti DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2 ili Ugljevik – Bijeljina 2. Problem se javlja kada je vlažna hidrologija a sistem uravnotežen što znači da manjka podrška jalovom snagom obližnjih termoagregata.

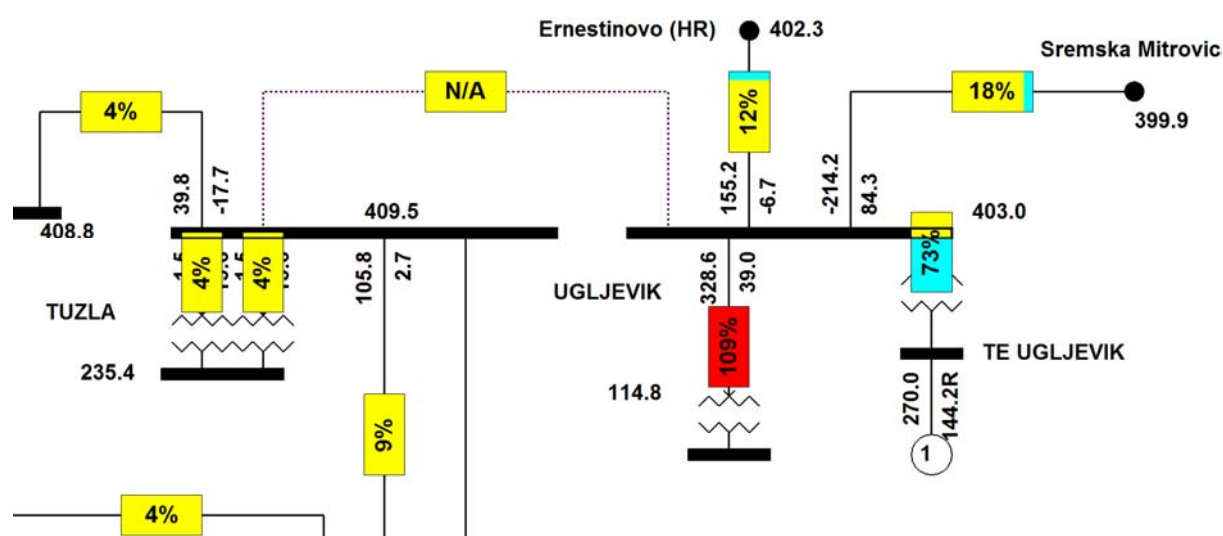
Angažmanom jalove snage generatora, ili automatskom regulacijom napona pomoću transformatora 220/110 kV (poglavlje 8.2), moguće je povisiti napone u mrežama sve tri naponske razine i tako osigurati povoljan naponski profil i pri određenim kritičnim ispadima.



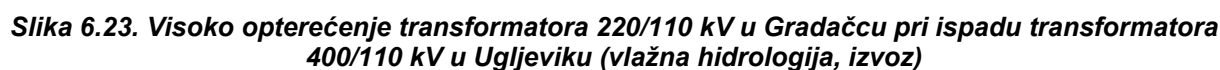
Slika 6.20. Preopterećenje DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3 pri ispadu DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2 (normalna hidrologija, uvoz)

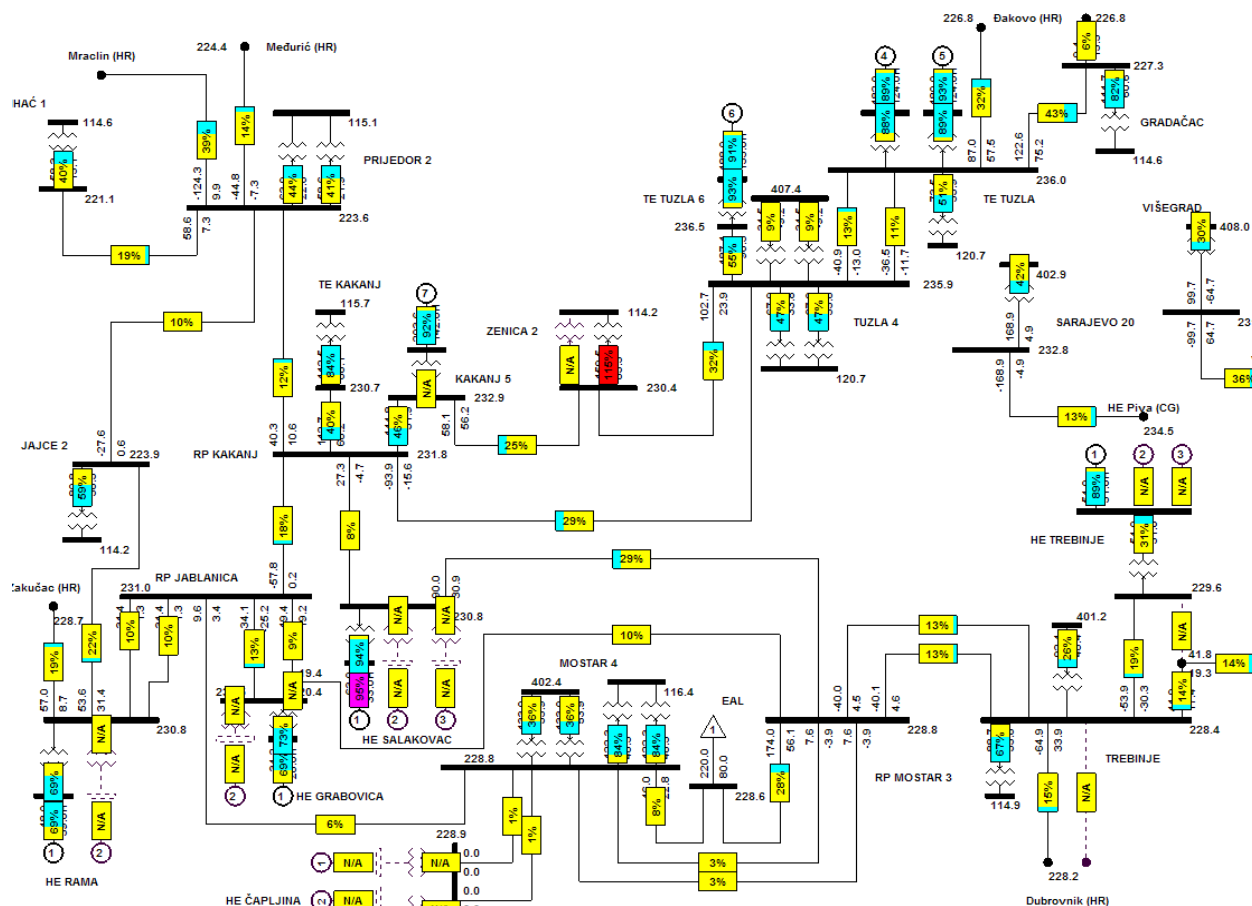


Slika 6.21. Preopterećenje DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2) pri ispadu paralelnog voda (suha hidrologija, uvoz)



Slika 6.22. Preopterećenje transformatora 400/110 kV u Ugljeviku pri ispadu DV 400 kV Tuzla - Ugljevik (suha hidrologija, uvoz)





Slika 6.25. Preopterećenje transformatora 220/110 kV u Zenici 2 pri ispadu paralelnog transformatora (suha hidroglogija, uvoz, TE Kakanj 5 i 6 van pogona)

6.3.4. Kandidati za pojačanja mreže

S obzirom na detektirana ograničenja u mreži ispitani su slijedeći kandidati za pojačanja iste:

1. formiranje TS 220/110 kV (1x150 MVA) CHE Čapljina radi otklanjanja opasnosti od preopterećenja transformatora 220/110 kV u TS Mostar 4,
2. izgradnja trećeg DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (3), radi rasterećenja postojećih vodova,
3. izgradnja trećeg DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (3), radi rasterećenja postojećih vodova,
4. ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV Zenica 2,
5. povećanje prijenosne moći DV 110 kV Bugojno – D.Vakuf zamjenom vodiča Al/Fe 120/20 mm² s vodičima Al/Fe 240/40 mm²,
6. povećanje prijenosne moći DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7 zamjenom vodiča Al/Fe 150/25 mm² s vodičima Al/Fe 240/40 mm²,
7. povećanje prijenosne moći DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3 zamjenom vodiča Al/Fe 150/25 mm² s vodičima Al/Fe 240/40 mm²,
8. ugradnja drugog transformatora 400/110 kV u TS Ugljevik.

Važno je napomenuti da dogovor o trajnom pogonu DV 110 kV Bijeljina 4 – Lešnica i Zvornik – HE Zvornik s EMS može otkloniti potrebu ili promijeniti dinamiku zadnje dvije gore nabrojane investicije.

Povećanje prijenosne moći DV 110 kV Zenica 2 – Busovača, Bugojno – D.Vakuf, Mostar 5 – Mostar 7 i Brčko 2 – Bijeljina 3 otklanja sva preopterećenja tih vodova.

Ugradnja drugog transformatora 400/110 kV u TS Ugljevik otklanja opasnost od preopterećenja postojećeg transformatora u Ugljevik u te transformatora 220/110 kV u Gradačcu, no ugrožava vod 110 kV Ugljevik – Brčko 2 koji se preopterećuje pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2 ili Ugljevik – Bijeljina 2 ukoliko je van pogona vod 110 kV Bijeljina 4 – Lešnica. U tom je slučaju potrebno dodatno pojačati 110 kV vezu između Ugljevika, Bijeljine i Brčkog, izgradnjom DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2) (ili nekog drugog voda između Ugljevika i Brčkog ili Bijeljine).

Treći transformator 220/110 kV u TS Zenica 2 otklanja opasnost od preopterećenja postojećih transformatora. Pojačanju transformacije 220/110 kV u Zenici 2 se daje prednost u odnosu na pojačanje iste transformacije u Kaknju zbog veličine konzuma napajanog iz Zenice 2.

Povišenje napona za 5 % na generatorskim sabirnicama pojedinih elektrana otklanja sve nepovoljne naponske okolnosti u mreži.

Izgradnja DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (3) otklanja visoka opterećenja na postojećim vodovima između Tuzle i Lukavca, a isto vrijedi i za DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (3).

Utjecaj formiranja TS 220/110 kV CHE Čapljina (1x150 MVA) na zadovoljenje (n-1) kriterija s obzirom na moguća preopterećenja transformatora 220/110 kV u Mostar 3 je povoljan budući da formiranje TS 220/110 kV CHE Čapljina značajno rasterećuje transformaciju 220/110 kV u Mostaru 4. Priključak TS 220/110 kV CHE Čapljina na 110 kV mrežu moguće je ostvariti rekonstrukcijom DV 35 kV CHE Čapljina – TS Čapljina u DV 110 kV. Uz formiranu TS 220/110 kV CHE Čapljina transformator u TS 220/110 kV Mostar 4 pri ispadu njemu paralelnog transformatora biti će visoko opterećen ukoliko je situacija izrazito nepovoljna (vršno opterećenje, suha hidrologija, bez izgrađenih vjetroelektrana). U slučaju izgradnje TE Kongora i TS 400/110 kV Kongora potreba izgradnje TS 220/110 kV CHE Čapljina se odgađa.

6.3.5. Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2020. godine

Konačna konfiguracija prijenosne mreže 2020. godine uključuje pojačanja mreže prikazana tablicama 6.20. – 6.22. U situaciji vršnog i visokih opterećenja potrebno će biti povišiti naponski profil u mreži djelovanjem sinkronih generatora kako pri određenim ispadima ne bi dolazilo do narušavanja napona u 110 kV mreži. Uz predviđena pojačanja mreže (n-1) kriterij je u potpunosti zadovoljen, ali pojedini vodovi i transformatori biti će visoko opterećeni pri pojedinim ispadima.

Transformator 400/110 kV Stanari-Doboj opterećuje se 91 % S_n pri ispadu DV 400 kV B.Luka 6 – Stanari u situaciji suhe hidrologije.

Transformatori 220/110 kV Mostar 4 opterećuju se do 99 % S_n pri ispadu jednog od njih u stanju suhe hidrologije, ukoliko nisu sagrađene VE na području Hercegovine. Za njihovo daljnje rasterećenje u razdoblju iza 2020. godine trebati će eventualno formirati još jednu TS 220/110 kV na širem području Mostara (npr. TS 220/110 kV Posušje). Transformator 220/110 kV u CHE Čapljina opterećuje se do 90 % S_n u slučaju ispada DV 110 kV Mostar 4 –

Čitluk, te do 96 % S_n u slučaju ispada DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko ili transformatora 200/110 kV u Mostar 4 ili DV 220 kV Mostar 4 – CHE Čapljina, što upućuje na ugradnju i drugog transformatora u razdoblju nakon 2020. godine, zajedno s pojačanjem okolne 110 kV mreže.

Konačne konfiguracije prijenosne mreže 2020. godine prikazane su slikama 6.26. (prostorna shema) i 6.27. (jednopolna shema).

Tablica 6.20. Dalekovodi za izgradnju u razdoblju 2015. – 2020. godine

Redni broj	Dalekovod	Naponska razina (kV)	Duljina (km)	Investicija (€)
1.	TE Tuzla - Lukavac (3)	110	15	1.050.000
2.	B.Luka 1 - B.Luka 6 (3)	110	13	910.000
3.	Ugljevik - Brčko 2 (2)*, **	110	30	2.100.000
4.	DV 110 kV CHE Čapljina - TS Čapljina	110	15	1.050.000
5.	uvod/izvod DV 110 kV Gračanica - Doboj 1 u TS Doboj istok	2x110	0.5	56.000
6.	uvod/izvod DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 4 u TS Mostar 11	2x110	0.5	56.000
7.	uvod/izvod DV 110 kV Sarajevo 10 - Sarajevo 5 u TS Sarajevo 6	2x110	1.1	123.200
UKUPNO (€)				5.345.200

* pretpostavljena duljina

** u slučaju isključenja DV Bijeljina 4 - Lešnica u normalnom pogonu i ugradnje drugog transf. 300 MVA u TE Ugljevik

Tablica 6.21. Transformatorske stanice za izgradnju u razdoblju 2015. – 2020. godine

Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)
1.	TS 220/110 kV CHE Čapljina (1 transformator 150 MVA, 1 trafo polje 220 kV, 1 spojno polje 220 kV, 1 mjerno polje 220 kV, 1 trafo polje 110 kV, 2 vodna polja 110 kV)	3.795.047
2.	TS 110/x kV Doboj istok (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje)	2.464.873
3.	TS 110/x kV Mostar 11 (2 vodna polja 110 kV, 2 trafo polja 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 2 transformatora 20 MVA, sn postrojenje)	2.464.873
4.	TS 110/x kV Sarajevo 6 (2 vodna polja 110 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 mjerno polje 110 kV, 1 transformator 31.5 MVA, sn postrojenje)	2.523.396
UKUPNO (€)		11.248.188

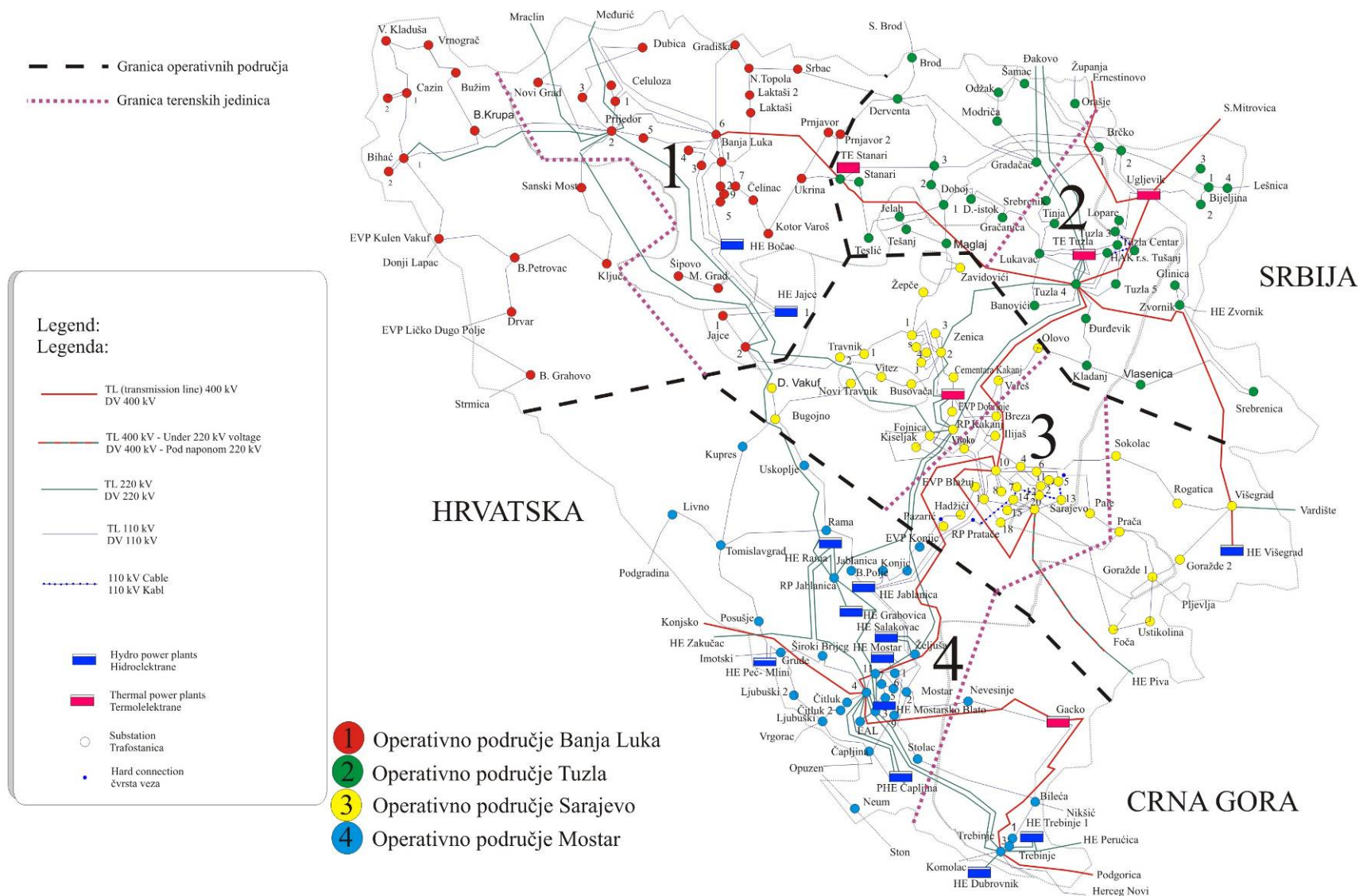
Tablica 6.22. Proširenja transformatorskih stanica u razdoblju 2015. – 2020. godine

Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
1.	TS 400/110 kV Ugljevik (trafo 400/110 kV, 1 trafo polje 400 kV, 1 trafo polje 110 kV, 1 vodno polje 110)*	3.700.615	ugradnja transformatora 400/110 kV, polje DV Brčko 2 (2)
2.	TS Brčko 2 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Ugljevik
3.	TS 110/x kV TE Tuzla (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV Lukavac

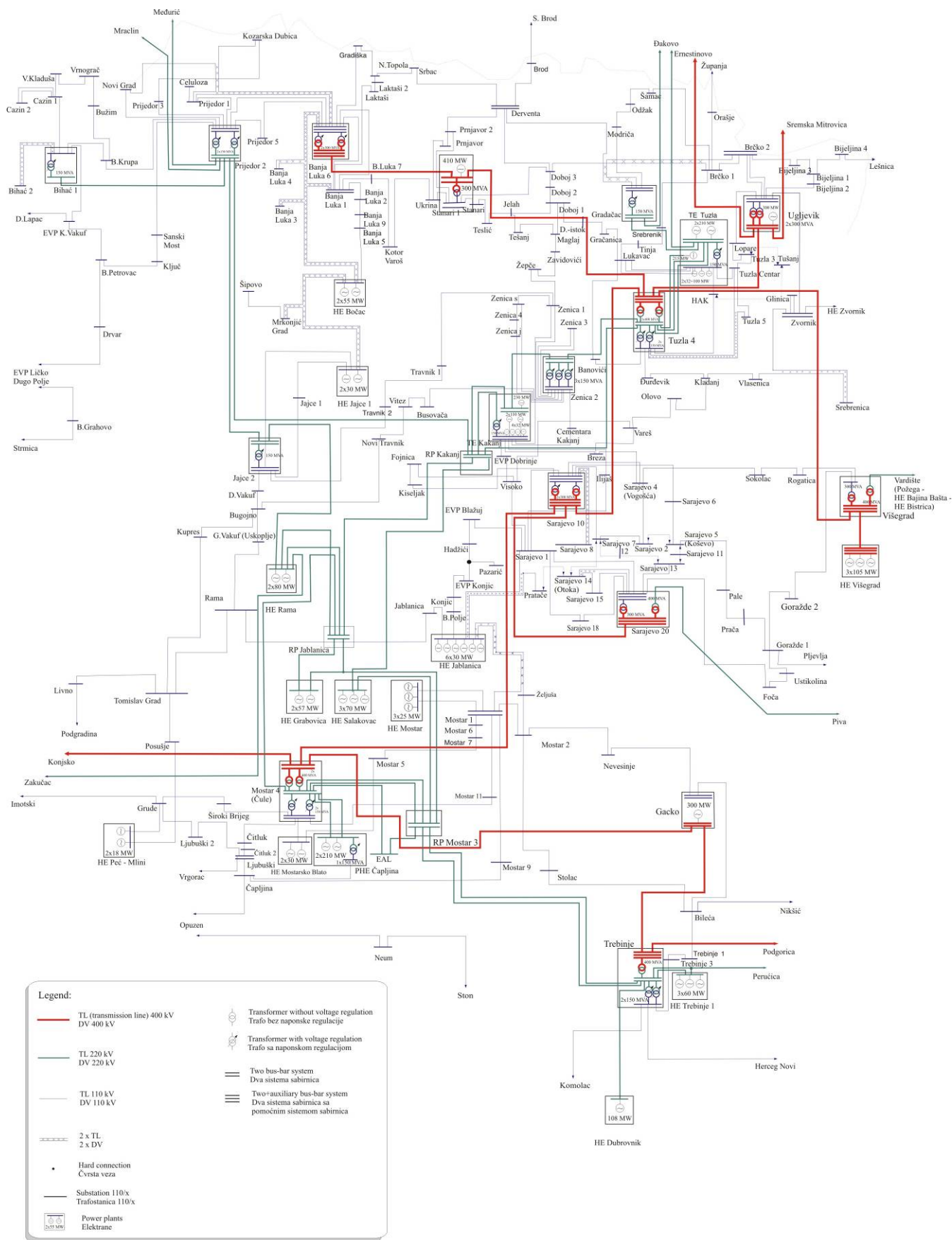
Redni broj	Transformatorska stanica	Investicija (€)	Napomena
4.	TS 110/x kV Lukavac (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV TE Tuzla
5.	TS 220/110 kV Zenica 2 (transformator 220/110 kV, 1 trafo polje 220 kV, 1 trafo polje 110 kV)	2.163.598	ugradnja transformatora
6.	TS 110/x kV B.Luka 1 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV B.Luka 6
7.	TS 400/110 kV B.Luka 6 (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV B.Luka 1
8.	RP 400 kV TE Gacko (1 trafo polje 400 kV)	0	priključak TE Gacko 2 (1 blok)
9.	TS 110/x kV Čapljina (1 vodno polje 110 kV)	202.717	polje DV CHE Čapljina
10.	TS 110/x kV Sarajevo 1 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)**	701.545	ugradnja transformatora
11.	TS 110/x kV Sarajevo 2 (2 trafo polja 110 kV, 2 sn trafo polje, 2 transformatora 31.5 MVA)**	1.403.090	ugradnja transformatora
12.	TS 110/x kV Sarajevo 18 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)**	217.545	preseljenje transformatora 31.5 MVA iz Sarajevo 2
13.	TS 110/x kV Sarajevo 10 (1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje, transformator 31.5 MVA)**	701.545	ugradnja transformatora
14.	TS 110/x kV Lopare (transformator 20 MVA, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)**	580.545	ugradnja transformatora
15.	TS 110/x kV Sokolac (transformator 20 MVA iz TS Pale, 1 trafo polje 110 kV, 1 sn trafo polje)**	217.545	preseljenje transformatora
UKUPNO (€)		10.902.327	

* u slučaju isključenja DV Bijeljina 4 - Lešnica u normalnom pogonu

** radi potreba distribucije



Slika 6.26. Prijenosna mreža BiH 2020. godine – prostorna shema



Slika 6.27. Prijenosna mreža BiH 2020. godine – jednopolna shema

7. PLAN REVITALIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE

U ovom poglavlju prikazuje se plan dugoročne revitalizacije postojećih objekata prijenosne mreže na temelju kriterija opisanih u poglavlju 4.2.

7.1. Dalekovodi

7.1.1. Starost dalekovoda u prijenosnoj mreži

Prijenosna mreža BiH izgrađivana je nakon drugog svjetskog rata, u okvirima tadašnjeg jugoslavenskog elektroenergetskog sistema. Prvi su u pogon ulazili vodovi 110 kV naponske razine, a zatim je u najvećem dijelu 60-tih godina prošlog stoljeća slijedila izgradnja 220 kV mreže na koju su se priključivali veći proizvodni kapaciteti. 400 kV prsten tadašnje Jugoslavije izgrađen je 70-tih godina prošlog stoljeća.

S obzirom na vremena izgradnje mreže pojedini vodovi 110 kV i 220 kV naponske razine stariji su danas od 50 godina. Prosječna starost 110 kV vodova u BiH (u odnosu na njihov ukupan broj) iznosi 33 godine, dok je prosječna starost 220 kV vodova 37 godina. Prosječna starost 400 kV vodova iznosi 25 godina.

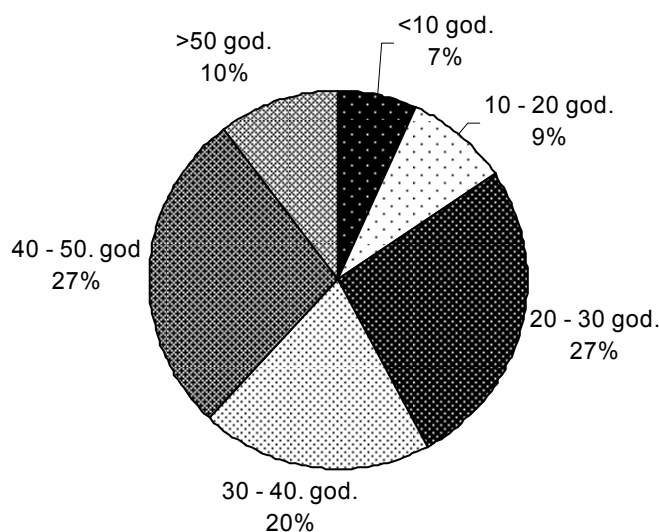
Ukoliko promatramo duljine dalekovoda pojedinih naponskih razina, 1382 km odnosno 38 % ukupne duljine 110 kV vodova, te 993 km odnosno 63 % ukupne duljine 220 kV vodova starije je od 40 godina (tablice 7.1. i 7.2.). Promatrajući mrežu u cjelini (400 kV, 220 kV i 110 kV), oko 37 % duljine svih dalekovoda starije je od 40 godina (slika 7.1.), koliko procijenjeno iznosi očekivana životna dob električkih dijelova nadzemnih vodova.

Tablica 7.1. Starost dalekovoda u BiH u odnosu na njihovu duljinu

Starost	Naponska razina			Ukupno (km)
	400 kV	220 kV	110 kV	
<10 god.	39.6	46	323.5	409.1
10 - 20 god.	127.5	18.1	424.3	569.9
20 - 30 god.	476.1	160.9	1033.9	1670.9
30 - 40 god.	340.1	359.3	539.1	1238.5
40 - 50 god.	0	992.9	731.8	1724.7
>50 god.	0	0	650.4	650.4
Ukupno (km)	983.3	1577.2	3703	6263.5

Tablica 7.2. Starost dalekovoda u BiH po naponskim razinama u postocima od njihove duljine

Starost	Naponska razina			Ukupno (%)
	400 kV	220 kV	110 kV	
<10 god.	4	3	9	7
10 - 20 god.	13	1	11	9
20 - 30 god.	48	10	28	27
30 - 40. god.	35	23	15	20
40 - 50. god	0	63	20	28
>50 god.	0	0	18	10
Ukupno (%)	100	100	100	100



Slika 7.1. Starost dalekovoda u BiH u postocima od njihove duljine

Prijenosna mreža BiH pretrpjela je u ratu velika razaranja, pa je u drugoj polovici 90-tih godina započeta ponovna izgradnja, odnosno obnova i rekonstrukcija dalekovoda i transformatorskih stanica. Do danas, najveći broj dalekovoda i transformatorskih stanica je obnovljeno i pušteno u pogon.

Usprkos aktivnostima na obnovi, starost dalekovoda u prijenosnoj mreži ukazuje na potrebna veća sredstva za revitalizaciju istih u budućnosti. Ukoliko bi izostala adekvatna ulaganja u revitalizaciju došlo bi do povećanja vremena zastoja vodova i povećanja njihove neraspoloživosti, što bi ugrozilo pouzdanost i sigurnost elektroenergetskog sistema u cjelini.

7.1.2. Kandidati za revitalizaciju u razdoblju do 2020. godine

Kandidati za revitalizaciju električnih dijelova (vodiči, izolatori, zaštitna užad) su svi dalekovodi stariji od 40 godina, dok su kandidati za revitalizaciju građevinskih dijelova (stupovi, temelji) svi dalekovodi stariji od 70 godina. U promatranom razdoblju do 2020. godine niti jedan dalekovod neće biti stariji od 70 godina što znači da neće trebati ulagati sredstva u revitalizaciju građevinskih dijelova, odnosno zamjenu stupova i temelja stupova (uz redovite aktivnosti na održavanju, npr. premazom antikorozivne zaštite čelično-rešetkastih stupova), ukoliko se zadržava isti presjek vodiča. Izuzetak su DV gdje se povećava presjek vodiča, pa će trebati zamijeniti i stupove, odnosno građevinske dijelove dalekovoda.

Kandidate za revitalizaciju u promatranim vremenskim razdobljima do 2010. godine, između 2010. i 2015. godine, te između 2015. i 2020. godine, prikazuje tablica 7.3. Prilikom izrade tablice uzete su u obzir godine dosadašnjih rekonstrukcija (uz nepoznat opseg istih) pa su kandidati za revitalizaciju određeni ili istekom očekivane životne dobi od 40 godina ili 20-godišnjim periodom iza posljednje rekonstrukcije.

U razmatranim razdobljima kandidata je za revitalizaciju, izraženo u duljinama vodova, kako slijedi:

- do 2010. godine: 627.6 km DV 220 kV i 958.8 km DV 110 kV,
- 2010. – 2015.: 4.9 km DV 220 kV i 177.2 km DV 110 kV,
- 2015. – 2020.: 189.4 km DV 400 kV, 249.4 km DV 220 kV i 585.5 km DV 110 kV.

Tablica 7.3. Kandidati za revitalizaciju električkih dijelova dalekovoda prema očekivanoj životnoj dobi od 40 godina

Vremensko razdoblje		
do 2010. godine	2010. - 2015.	2015. - 2020.
DV 220 kV HE Rama - RP Jablanica (1) HE Rama - RP Jablanica (2) HE Trebinje 1 - KT Mostar 4 - RP Mostar 3 (1) Mostar 4 - Zakučac (HR) Prijedor 2 - Međurić (HR)* Prijedor 2 - RP Kakanj RP Jablanica - RP Kakanj RP Jablanica - RP Mostar 3 RP Kakanj - TE Kakanj (G5) RP Kakanj - TE Kakanj (trafo) RP Kakanj - Tuzla RP Mostar 3 - Trebinje (1) Trebinje - Perućica (CG) DV 110 kV B.Grahovo - Strmica (HR) B.Krupa - Bihać 1 Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1)* Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (2)* Banja Luka 1 - HE Bočac Banja Luka 3 - Banja Luka 6 Banja Luka 6 - KT Dubica Banja Luka 6 - KT Prijedor 1* KT Prijedor 1 - Prijedor 1 Banja Luka 6 - Prijedor 2 Bileća - Nikšić (CG) Čapljina - Opuzen (HR) Čapljina - RP Mostar 1 Celuloza Prijedor - Prijedor 1 Cementara Kakanj - Zenica 2 Doboj 1 - Doboj 2 Doboj 1 - Gračanica Doboj 1 - Maglaj Donji Vakuf - Jajce 2 EVP Dobrinja - TE Kakanj Jajce 2 - Travnik 2 EVP Konjic - (Hadžići-Pazarić) EVP Konjic - Konjic Goražde 1 - Pljevlja (CG) Grude - Imotski (HR) Grude - Široki Brijeg HE Bočac - HE Jajce 1 HE Bočac - Mrkonjić Grad HE Jajce 1 - Mrkonjić Grad Ilijaš - Sarajevo 1 HE Jablanica - Mostar 1 (1) HE Jablanica - Mostar 1 (2) Livno - Podgradina (HR)	DV 220 kV TE Tuzla - Tuzla (2) DV 110 kV Banja Luka 3 - HE Bočac KT Dubica - Dubica Brod - Derventa Doboj 1 - Teslić Foča - Goražde 1 Prijedor 1 - Prijedor 2 Sarajevo 1 - Sarajevo 20 Sarajevo 13 - Sarajevo 20 (2) Srebrenica - Zvornik	DV 400 kV Buk Bijela - Sarajevo 20 Sarajevo 10 - Tuzla Tuzla - Ugljevik DV 220 kV Bihać 1 - Prijedor 2 Buk Bijela - HE Piva (CG) Mostar 4 - PHE Čapljina (1) Mostar 4 - PHE Čapljina (2) Mostar 4 - RP Mostar 3 (2) TE Kakanj (G5) - Zenica 2 TE Tuzla (G6) - Tuzla (3) Tuzla - Zenica 2 DV 110 kV B.Krupa - Prijedor 2 B.Petrovac - Drvar Banja Luka 1 - Kotor Varoš Bijeljina 1 - Lešnica (SR) Breza - Sarajevo 4 Breza - TE Kakanj Bugojno - Donji Vakuf Busovača - Zenica 2 Čapljina - Ljubuški Čitluk - Ljubuški EVP Dobrinja - Visoko Glinica - Zvornik (1) Glinica - Zvornik (2) Gračanica - Lukavac HE Jablanica - Sarajevo 1 (2) HE Jablanica - Sarajevo 1 (3) / Pratače HE Mostar - RP Mostar 1 (1) Ljubuški - Vrgorac (HR) Mostar 4 - Mostar 5 Mostar 4 - RP Mostar 1 Mostar 5 - Mostar 7 Mostar 6 - Mostar 7 Neum - Opuzen (HR) Neum - Ston (HR) Novi Grad - Prijedor 2 Sarajevo 1 - Sarajevo 18 Sarajevo 1 - Visoko Sarajevo 2 - Sarajevo 4 Sarajevo 4 - Sokolac Sarajevo 5 - Sarajevo 10 Sarajevo 14 - Sarajevo 15 Sarajevo 14 - Sarajevo 20 Sarajevo 15 - Sarajevo 20 Sarajevo 18 - Sarajevo 20 Stanari - Teslić

Vremensko razdoblje		
do 2010. godine	2010. - 2015.	2015. - 2020.
Lukavac - Srebrenik Lukavac - TE Tuzla (1) Maglaj - Zavidovići Mostar 2 - RP Mostar 1 Mostar 2 - Stolac Prijedor 2 - Prijedor 3 Sarajevo 2 - Sarajevo 10 TE Tuzla - Tuzla Centar Trebinje - Herceg Novi (CG) Tuzla 5 - Tuzla Centar Tuzla 5 - Zvornik Zavidovići - Zenica 1 Zenica 1 - Zenica 2 Zvornik - HE Zvornik (SR) TE Kakanj - Zenica 1** Sarajevo 13 - Sarajevo 20 (1)** Mostar 4 - Široki Brijeg***		Stanari - Ukrina Vareš - Visoko Zenica 2 - Zenica Jug Zenica 2 - Zenica Sjever

* sanacija djelomično ili kompletno izvršena

** prema Planu investicija za 2007 Elektroprenos-Elektroprijenos BiH

*** zamjena dionice Cu 95 mm²

Prilikom izrade plana revitalizacije pretpostavlja se ugradnja novih vodiča Al/Fe 240/40 mm² u 110 kV mreži. To znači da se svi vodiči manjeg presjeka revitalizacijom mijenjaju u vodiče Al/Fe 240/40 mm², što na dionicama s vodičima manjeg presjeka znači i zamjenu odgovarajućih stupova.

7.1.3. Revitalizacija dalekovoda u razdoblju do 2010. godine

S obzirom na godine izgradnje dalekovoda i njihovih rekonstrukcija, a koristeći metodologiju opisanu u poglavlju 4.2., procijenjena su ukupna financijska sredstva potrebna za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju do 2010. godine, te su ista prikazana tablicom 7.5. Tablica 7.4. prikazuje popis dalekovoda predviđenih za revitalizaciju do razmatranog vremenskog presjeka.

Unutar razmatranog razdoblja bit će potrebno izvršiti zamjenu oko 88 km vodiča bez zamjene stupova, te oko 167.6 km vodiča uključujući i pripadne građevinske dijelove vodova (zamjena vodiča većim presjekom).

Na revitalizaciju dalekovoda unutar EES BiH do 2010. godine biti će potrebno uložiti oko 14.2 milijuna eura. Određivanjem i procjenom stvarnog stanja dalekovoda moguće je uštediti dio predviđenih sredstava ukoliko se ocjeni da pojedini dalekovodi ne trebaju biti revitalizirani prema planu prikazanom u tablici.

Tablica 7.4. Dalekovodi za revitalizaciju do 2010. godine

Redni broj	Naziv dalekovoda	Naponski nivo (kV)	Duljina (km)	Napomena
1.	Mostar 4 - Široki Brijeg	110	16.8	povećanje prijenosne moći (zamjena dionice Cu95 mm ² s Al/Fe 240/40 mm ² , 10.8 km)
2.	Grude - Široki Brijeg	110	15.5	povećanje prijenosne moći (zamjena dionice Cu95 mm ² s Al/Fe 240/40 mm ² , 14.5 km)
3.	Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (1)	110	13.9	povećanje prijenosne moći (zamjena vodiča Al/Fe 150/25 mm ² s Al/Fe 240/40 mm ²)
4.	Tuzla Centar – Lopare	110	12.3	povećanje prijenosne moći (zamjena dionice Al/Fe 150/25 mm ² s Al/Fe 240/40 mm ²)
5.	Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (2)	110	12.7	istek očekivane životne dobi, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)
6.	HE Jablanica - Mostar 1 (1)	110	41	sanacija i povećanje prijenosne moći
7.	Sarajevo 13 – Sarajevo 20 (1)	110	5.3	sanacija i povećanje prijenosne moći
8.	TE Kakanj - Zenica 1	110	9.7	rekonstrukcija u planu 2007. godine
9.	Trebinje - Herceg Novi (CG)	110	18.1	istek očekivane životne dobi, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)
10.	Čapljina - RP Mostar 1	110	37	istek očekivane životne dobi, povećanje prijenosne moći, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)
11.	Mostar 2 - RP Mostar 1	110	7	istek očekivane životne dobi, sanacija i rekonstrukcija
12.	Mostar 2 – Stolac	110	33.4	istek očekivane životne dobi, sanacija i rekonstrukcija
13.	Grude - Imotski (HR)	110	14.1	istek očekivane životne dobi, povećanje prijenosne moći, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)

Tablica 7.5. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda do 2010. godine

Naponska razina	km	Trošak (€)
400 kV	0	0
220 kV	0	0
110 kV	255.7	14.198.800
SVEUKUPNO	255.7	14.198.800

7.1.4. Revitalizacija dalekovoda u razdoblju do 2010. – 2015. godine

Ukupna financijska sredstva potrebna za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju 2010. – 2015. godine prikazana su tablicom 7.7. Tablica 7.6. prikazuje popis dalekovoda predviđenih za revitalizaciju do razmatranog vremenskog presjeka. Unutar razmatranog razdoblja bit će potrebno izvršiti zamjenu oko 108 km vodiča bez zamjene stupova, te oko 156 km vodiča uključujući i pripadne građevinske dijelove vodova. Na revitalizaciju dalekovoda unutar EES BiH u razdoblju od 2010. do 2015. godine biti će potrebno uložiti oko 14 milijuna eura. Određivanjem i procjenom stvarnog stanja dalekovoda moguće je uštediti dio predviđenih sredstava ukoliko se ocjeni da pojedini dalekovodi ne trebaju biti revitalizirani prema planu prikazanom u tablici.

Tablica 7.6. Dalekovodi za revitalizaciju 2010. – 2015. godine (električki dijelovi)

Redni broj	Naziv dalekovoda	Naponski nivo (kV)	Duljina (km)	Napomena
1.	EVP Blažuj - Hadžići	110	5.8	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
2.	EVP Blažuj - Sarajevo 1	110	1.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
3.	EVP Dobrinja - TE Kakanj	110	5.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
4.	EVP Dobrinja - Visoko	110	7.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
5.	EVP Konjic - (Hadžići-Pazarić)	110	26.9	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
6.	EVP Konjic - Konjic	110	5.2	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
7.	HE Jablanica - Konjic	110	17.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
8.	Pale - Sarajevo 5	110	24.6	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
9.	Sarajevo 1 - Sarajevo 10	110	8.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
10.	Sarajevo 1 - Visoko	110	23.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
11.	Sarajevo 2 - Sarajevo 10	110	8.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
12.	Donji Vakuf - Jajce 2	110	28.1	istek očekivane životne dobi, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)
13.	Lukavac - Srebrenik	110	18.5	istek očekivane životne dobi, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)
14.	Bileća - Stolac	110	62.0	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina), puštanje u pogon pod nazivnim naponom
15.	Goražde 1 - Pljevlja	110	20.9	sanacija i puštanje u pogon pod nazivnim naponom
16.	Mostar 1 - Mostar 6	110	4,3	istek očekivane životne dobi, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)

Tablica 7.7. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju 2010. – 2015. godine

Naponska razina	km	Trošak (€)
400 kV	0	0
220 kV	0	0
110 kV	263.9	13.953.800
SVEUKUPNO	263.9	13.953.800

7.1.5. Revitalizacija dalekovoda u razdoblju do 2015. – 2020. godine

Ukupna financijska sredstva potrebna za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju 2015. – 2020. godine prikazana su tablicom 7.9. Tablica 7.8. prikazuje popis dalekovoda predviđenih za revitalizaciju do razmatranog vremenskog presjeka. Unutar razmatranog razdoblja bit će potrebno izvršiti zamjenu oko 792 km vodiča bez zamjene stupova, te oko 43 km vodiča uključujući i pripadne građevinske dijelove vodova. Na revitalizaciju dalekovoda unutar EES BiH u razdoblju od 2015. do 2020. godine biti će potrebno uložiti oko 26.6 milijun eura. Određivanjem i procjenom stvarnog stanja dalekovoda moguće je uštediti dio predviđenih sredstava ukoliko se ocjeni da pojedini dalekovodi ne trebaju biti revitalizirani prema planu prikazanom u tablici.

Tablica 7.8. Dalekovodi za revitalizaciju 2015. – 2020. godine (električki dijelovi)

Redni broj	Naziv dalekovoda	Naponski nivo (kV)	Duljina (km)	Napomena
1	Mostar 4 - Zakučac (HR)	220	94.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
2	Banja Luka 1 - HE Bočac	110	37.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
3	Banja Luka 3 - Banja Luka 6	110	15.1	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
4	Banja Luka 5 - (B.Luka 1 - He Bočac)	110	1.8	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
5	Banja Luka 6 - KT Dubica	110	51.0	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
6	Banja Luka 6 - KT Prijedor 1	110	37.9	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
7	Bileća - Nikšić (CG)	110	4.6	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
8	Brod - Derventa	110	26.9	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
9	Cementara Kakanj - TE Kakanj	110	4.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
10	Cementara Kakanj - Zenica 2	110	16.0	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
11	Derventa - Doboj 3	110	28.0	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
12	Doboj 1 - Doboj 2	110	5.4	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
13	Doboj 1 - Gračanica	110	15.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
14	Doboj 1 - Maglaj	110	20.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
15	Doboj 2 - Doboj 3	110	12.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
16	Gračanica - Lukavac	110	25.0	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina), moguća visoka opterećenja (> 80 % It)
17	HE Bočac - HE Jajce 1	110	23.1	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
18	HE Bočac - Mrkonjić Grad	110	15.4	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
19	Mostar 5 - Mostar 7	110	3.4	istek očekivane životne dobi, moguća visoka opterećenja (> 80 % It)

Redni broj	Naziv dalekovoda	Naponski nivo (kV)	Duljina (km)	Napomena
20	HE Jablanica - Sarajevo 1 (2)	110	55.8	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
21	HE Jablanica - Sarajevo 1 (3) / Pratače	110	42.0	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
22	HE Jajce 1 - Mrkonjić Grad	110	19.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
23	Ilijaš - Sarajevo 1	110	14.2	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
24	Ilijaš - TE Kakanj	110	19.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
25	Jajce 2 - Travnik 2	110	35.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
26	Laktaši - Nova Topola	110	18.2	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
27	Lukavac - TE Tuzla (1)	110	16.2	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
28	Maglaj - Zavidovići	110	15.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
29	Sarajevo 2 - Sarajevo 4	110	4.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
30	TE Tuzla - Tuzla Centar	110	12.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
31	Travnik 1 - Travnik 2	110	4.8	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
32	Travnik 1 - Zenica 1	110	18.1	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
33	Tuzla 5 - Tuzla Centar	110	7.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
34	Zavidovići - Zenica 1	110	39.9	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
35	Zenica 1 - Zenica 2	110	9.7	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
36	Zenica 1 - Zenica Sjever	110	3.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
37	Zenica 4 - Zenica Jug	110	0.8	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
38	Zenica 4 - Zenica Sjever	110	3.5	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
39	Zvornik - HE Zvornik (SR)	110	6.3	obavezna zamjena vodiča (vod stariji od 60 godina)
40	Bugojno - D.Vakuf	110	5.7	povećanje prijenosne moći (zamjena vodiča Al/Č 120/20 mm ² s Al/Č 240/40 mm ²)
41	Brčko 2 - Bijeljina 3	110	37,1	povećanje prijenosne moći (zamjena vodiča Al/Č 150/25 mm ² s Al/Č 240/40 mm ²)

Tablica 7.9. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju 2015. – 2020. godine

Naponska razina	km	Trošak (€)
400 kV	0	0
220 kV	94.7	4.545.600
110 kV	740.7	22.545.600
SVEUKUPNO	835,4	27.091.200

7.1.6. Procjena troškova revitalizacije dalekovoda do 2020. godine

Ukupni troškovi revitalizacije dalekovoda u razdoblju do 2020. godine iznose oko 55 milijuna eura, a prikazani su tablicom 7.10. Ulaganja u revitalizaciju dalekovoda bila bi vrlo nejednolika, u početnom razdoblju od 3 godine trebalo bi uložiti 14 mil. €, a zatim bi u idućim petogodištima trebalo ulagati 14 mil. €, te 27 mil. €. Ekonomski povoljnije, a procjenjuje se i tehnički zadovoljavajuće, bio bi pristup gdje bi se financijska sredstva ravnomjernije raspodijelila, a dalekovodi se revitalizirali prema definiranoj listi prioriteta. Listu prioriteta trebalo bi sačiniti prema stvarnim stanjima i ulogama dalekovoda unutar EES. Ukoliko bi se godišnje izdvajala ista sredstva za revitalizaciju dalekovoda, u promatranom razdoblju trebalo bi ulagati oko 4.2 milijuna € godišnje u tu svrhu.

Tablica 7.10. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju do 2020. godine

Naponska razina	Revitalizacija			UKUPNO (€)
	<2010.	2010. - 2015.	2015. - 2020.	
400 kV	0	0	0	0
220 kV	0	0	4.545.600	4.545.600
110 kV	14.198.800	13.953.800	22.545.600	50.698.200
UKUPNO (€)	14.198.800	13.953.800	27.091.200	55.243.800

7.2. Transformatori

7.2.1. Starost transformatora u prijenosnoj mreži

U prijenosnoj mreži BiH, odnosno u vlasništvu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH nalazi se 118 transformatora 400/220 kV, 400/110 kV, 110/35 kV, 110/20 kV, 110/10 kV i 35/10 kV koji će na isteku razdoblja planiranja (2020. godina) biti stariji od 40 godina (pušteni u pogon prije 1980. godine). Od 27 transformatora 400/x kV i 220/x kV, trenutno je njih 11 starije od 30 godina, a najstariji je T2 220/110 kV u TS Trebinje (1968. godine – starost 39 godina). Od transformatora 110/x kV, 10 njih je starije od 40 godina. Transformator 400/115 MVA u TS Višegrad trenutno je trajno van pogona pa ga treba popraviti ili zamijeniti.

7.2.2. Kandidati za revitalizaciju u razdoblju do 2020. godine

Kao kandidati za revitalizaciju određeni su svi transformatori stariji od 50 godina. Pretpostavljeno je da će se po isteku 50 godina starosti transformatori automatski zamjenjivati. U plan zamjena uzete su u obzir potrebe distribucije prema prilogu 7.

7.2.3. Zamjena transformatora u razdoblju do 2010. godine

Tablica 7.11. prikazuje popis transformatora predviđenih za zamjenu do razmatranog vremenskog presjeka. Do razmatranog vremenskog presjeka biti će potrebno zamijeniti jedan transformator 400/110 kV (HE Višegrad), odnosno popraviti postojeći što je financijski izraženo troškom novog transformatora budući da nisu poznati troškovi popravka postojećeg transformatora, te 10 transformatora 110/x kV, te za to uložiti oko 7.3 milijuna eura.

Tablica 7.11. Transformatori za zamjenu do 2010. godine

Red. br.	Naziv TS	Oznaka transf.	Prenosni odnos (kV/kV/kV)	Snaga (MVA)	Godina puštanja u pogon
1	Lukavac	T2	110/35	20	1958
2	N.Travnik	T2	110/35	10 (novi 20)	1956
3	Prijedor 1		110/21	20	1953
4	Višegrad	T2	400/115	300	1988
5	Vitez*		110/20	10 (novi 20)	-
6	Zenica 1	T1	110/35	31.5	1958
7		T2	110/35	20	1958
8	Gračanica*		110/20	31.5	-
9	Banja Luka 4*		110/20	40+40	-
10	Banja Luka 3*		110/20	40	-
11	Tuzla Centar		110/35/10	40	-
12	Bileća		110/10	20	-

* radi potreba distribucije

7.2.4. Zamjena transformatora u razdoblju do 2010. – 2015. godine

Tablica 7.12. prikazuje popis transformatora predviđenih za zamjenu do razmatranog vremenskog presjeka. Do razmatranog vremenskog presjeka biti će potrebno zamijeniti jedaneast transformatora 110/35 kV, te za to uložiti oko 4.8 milijuna eura.

Tablica 7.12. Transformatori za zamjenu u razdoblju 2010. – 2015. godine

Red. br.	Naziv TS	Oznaka transf.	Prenosni odnos (kV/kV/kV)	Snaga (MVA)	Godina puštanja u pogon
1	Konjic	T1	110/35	10 (novi 20)	1956
2	Lukavac	T3	110/35	31.5	1963
3	Travnik 1	T1	110/35	20	1963
4	Visoko*		110/10	31.5+31.5	-
5	Kiseljak*	T1	110/20/10	20	-
6	Banja Luka 2*		110/10	20 (novi 40)	1998
7	Banja Luka 3*	T1	110/20	40	1976
8	Brčko 2*	T2	110/35	20 (novi 40)	-
9	Mostar 6*	T1 i T2	110/35/10	2x20 (novi 2x40)	-

* radi potreba distribucije

7.2.5. Zamjena transformatora u razdoblju do 2015. – 2020. godine

Tablica 7.13. prikazuje popis transformatora predviđenih za zamjenu do razmatranog vremenskog presjeka.

Do razmatranog vremenskog presjeka biti će potrebno zamijeniti dva transformatora 220/110 kV, osam transformatora 110/x kV, te tri transformatora 35/10 kV, te za to uložiti oko 6.6 milijuna eura.

Tablica 7.13. Transformatori za zamjenu u razdoblju 2015. – 2020. godine

Red. br.	Naziv TS	Oznaka transf.	Prenosni odnos (kV/kV/kV)	Snaga (MVA)	Godina puštanja u pogon
1	Jajce 2	T2	110/35	40	1970
2		T3	110/35	40	1970
3	Sanski Most	T1	110/20	20	1970
4	Trebinje	T2	220/115	150	1968
5	Bihać 1	T3	35/10.5	4	1968
6	Zenica 2	T1	220/115	150	1968
7	Lukavac	T1	110/35	20	1966
8	Rama	T2	35/10	8	1967
9	Glamoč	T2	35/10	2.5 (novi 4)	1967
10	Banovići*		110/10	31.5+31.5	-
11	Pale*	T1	110/10	20 (novi 40)	1978
12		T2	110/10	20 (novi 40)	1978

* radi potreba distribucije

7.2.6. Procjena troškova zamjene transformatora do 2020. godine

Ukupni troškovi zamjene transformatora u razdoblju do 2020. godine iznose oko 18.6 milijun eura, a prikazani su tablicom 7.15. Broj transformatora za zamjenu prikazuje tablica 7.14.

Ulaganja u zamjenu transformatora bila bi vrlo nejednolika, u početnom razdoblju od 3 godine trebalo bi uložiti 7.3 mil. €, a zatim u idućim petogodištima 4.8 mil. € te 6.6 mil. €. Ekonomski povoljnije, a procjenjuje se i tehnički zadovoljavajuće, bio bi pristup gdje bi se finansijska sredstva ravnomjernije raspodijelila, a transformatori se zamjenjivali prema definiranoj listi prioriteta, određenoj na temelju stvarnog stanja i uloge transformatora unutar sistema. Ukoliko bi se godišnje izdvajala ista sredstva za zamjenu transformatora, u promatranom razdoblju trebalo bi ulagati oko 1.4 milijuna €/godišnje u tu svrhu.

Tablica 7.14. Ukupan broj transformatora za zamjenu u razdoblju do 2020. godine

Prijenosni omjer / snaga (MVA)	Zamjena			UKUPNO
	<2010.	2010.-2015.	2015.-2020.	
400/220 kV, 400 MVA	0	0	0	0
400/110 kV, 300 MVA	1	0	0	1
220/110 kV, 150 MVA	0	0	2	2
110/x kV, 63 MVA	0	0	0	0
110/x kV, 40 MVA	4	5	4	12
110/x kV, 31.5 MVA	2	3	2	7
110/x kV, 20 MVA	6	3	2	10
110/x kV, 10 MVA	0	0	0	0
35/10 kV, 8 MVA	0	0	1	1
35/10 kV, 4 MVA	0	0	2	2
UKUPNO (komada)	13	11	13	35

Tablica 7.15. Finansijska sredstva za zamjenu transformatora u razdoblju do 2020. godine

Prijenosni omjer / snaga (MVA)	Zamjena			UKUPNO (€)
	<2010	2010-2015	2015-2020	
400/220 kV, 400 MVA	0	0	0	0
400/110 kV, 300 MVA	2.420.000	0	0	2.420.000
220/110 kV, 150 MVA	0	0	2.860.000	2.860.000
110/x kV, 63 MVA	0	0	0	0
110/x kV, 40 MVA	1.980.000	2.475.000	1.980.000	6.435.000
110/x kV, 31.5 MVA	880.000	1.320.000	880.000	3.080.000
110/x kV, 20 MVA	1.980.000	990.000	660.000	3.630.000
110/x kV, 10 MVA	0	0	0	0
35/10 kV, 8 MVA	0	0	89.500	89.500
35/10 kV, 4 MVA	0	0	99.000	99.000
UKUPNO (€)	7.260.000	4.785.000	6.568.500	18.613.500

7.3. Polja i ostala oprema u TS

Broj polja i potrebna finansijska sredstva za revitalizaciju istih određeni su na temelju prethodnih planova revitalizacije dalekovoda i zamjene transformatora, uz pretpostavku da se usporedno s revitalizacijom dalekovoda i transformatora vrši revitalizacija i pripadnih polja. Pri tom su promatrana samo vodna i trafo polja u transformatorskim stanicama, dok se trošak revitalizacije ostale opreme u transformatorskim stanicama izražava kroz 10-postotno

povećanje troškova zamjene primarne opreme (polja + transformatori). Tablica 7.16. prikazuje predviđeni broj polja za zamjenu po pojedinim naponskim razinama i promatranim vremenskim presjecima, dok tablica 7.17. prikazuje procjenu potrebnih financijskih sredstava za revitalizaciju polja. Tablica 7.18. prikazuje troškove revitalizacije ostale opreme u transformatorskim stanicama.

Tablica 7.16. Broj polja za revitalizaciju u razdoblju do 2020. godine

Naponska razina	Vrsta polja	Vremensko razdoblje (god.)		
		<2010	2010. - 2015.	2015. - 2020.
400 kV	vodna polja	0	0	0
	trafo polja	0	0	0
220 kV	vodna polja	0	0	1
	trafo polja	0	0	2
110 kV	vodna polja	21	30	66
	trafo polja	10	11	10
ostalo	strujni transformatori	4	0	0

Tablica 7.17. Financijska sredstva za revitalizaciju polja u razdoblju do 2020. godine

Naponska razina	Vrsta polja	Vremensko razdoblje (god.)			UKUPNO (€)
		<2010	2010. - 2015.	2015. - 2020.	
400 kV	vodna polja	0	0	0	0
	trafo polja	0	0	0	0
220 kV	vodna polja	0	0	389.912	389.912
	trafo polja	0	0	717.418	717.418
110 kV	vodna polja	3.870.048	5.664.352	12.163.008	21.697.408
	trafo polja	1.781.980	2.101.980	1.781.980	5.665.940
ostalo	strujni transformatori	16.000	0	0	16.000
UKUPNO (€)		5.668.028	7.766.332	15.052.318	28.486.678

Tablica 7.18. Financijska sredstva za revitalizaciju ostale opreme u TS u razdoblju do 2020. godine

Ostala oprema u TS	Vremensko razdoblje (god.)			UKUPNO
	<2010	2010. - 2015.	2015. - 2020.	
UKUPNO (€)	1.292.003	1.255.133	2.162.082	4.709.218

7.4. Ukupni trošak revitalizacije prijenosne mreže

Slijedeća tablica prikazuje ukupno procijenjene troškove revitalizacije prijenosne mreže BiH u razdoblju do 2020. godine. Za revitalizaciju prijenosne mreže ukupno će trebati uložiti oko 107 milijuna €, od čega 55 milijuna € za revitalizaciju dalekovoda (52 % ukupnih ulaganja u revitalizaciju), 19 milijun € za zamjenu transformatora (17 % ukupnih ulaganja u revitalizaciju), 28 milijuna € u revitalizaciju polja (27 %), te 5 milijuna € u revitalizaciju ostale opreme u TS (4 % ukupnih ulaganja u revitalizaciju) – slika 7.2. Ulaganja u revitalizaciju po razmatranim vremenskim razdobljima iznosila bi:

28 mil. € do 2010.

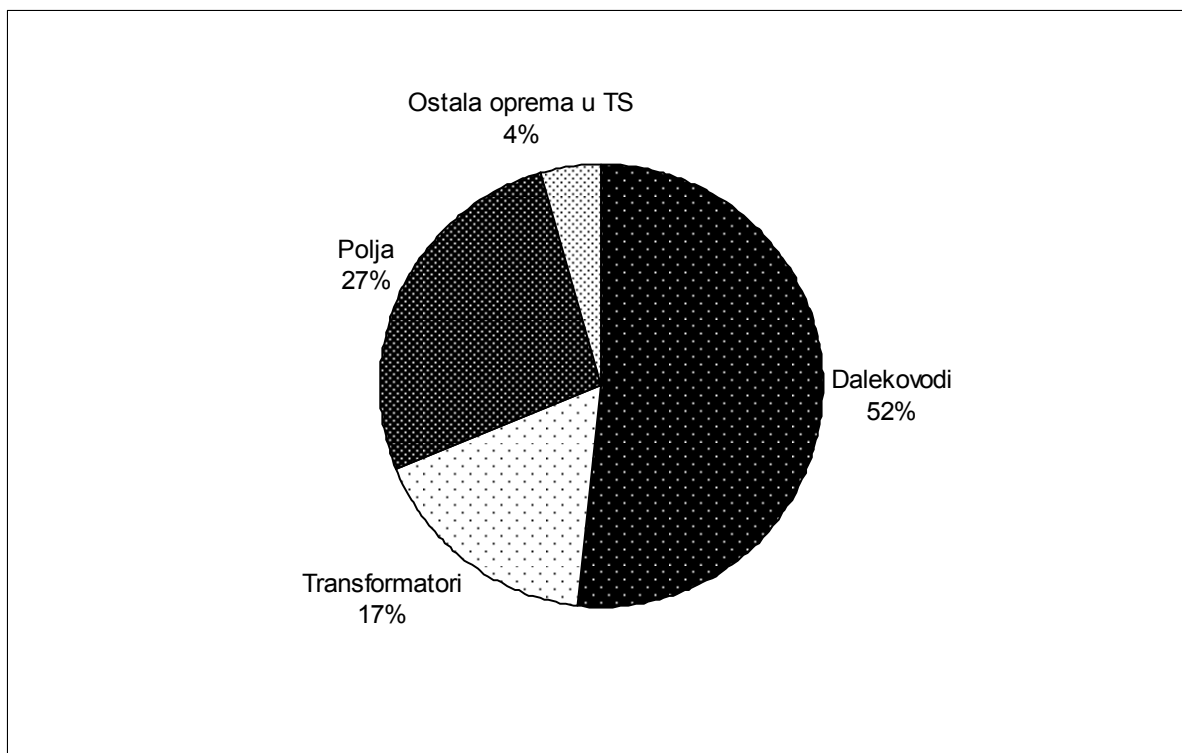
28 mil. € između 2010. i 2015.

51 mil. € između 2015. i 2020. godine

Ukoliko bi se naknadno definirala lista prioriteta za ulaganja u revitalizaciju dalekovoda i transformatorskih stanica u BiH, te u tu svrhu koristila jednaka financijska sredstva svake godine u idućem trinaestogodišnjem razdoblju (2008. – 2020.), godišnje bi za revitalizaciju prijenosne mreže trebalo ulagati oko 8.2 milijuna €.

Tablica 7.19. Financijska sredstva za revitalizaciju prijenosne mreže BiH u razdoblju do 2020.

Vrsta opreme	Vremensko razdoblje (god.)			UKUPNO (€)
	<2010	2010. - 2015.	2015. - 2020.	
Dalekovodi	14.198.800	13.953.800	27.091.200	55.243.800
Transformatori	7.260.000	4.785.000	6.568.500	18.613.500
Polja	5.668.028	7.766.332	15.052.318	28.486.678
Ostala oprema u TS	1.292.003	1.255.133	2.162.082	4.709.218
UKUPNO (€)	28.418.831	27.760.265	50.874.100	107.053.196



Slika 7.2. Ulaganja u revitalizaciju do 2020. godine po vrsti opreme

8. IDENTIFIKACIJA POMOĆNIH USLUGA SISTEMA

U ovom poglavlju sagledavaju se potrebe za pomoćnim uslugama sistemu. Prema „Zakonu o prijenosu, regulatoru i operatoru sustava električne energije u Bosni i Hercegovini“ pomoćne usluge definirane su kao „sve usluge neophodne za rad prijenosnog sustava“. Tarife i tarifne metodologije za regulaciju pomoćnih usluga u nadležnosti su DERK-a, kao i uspostava, praćenje i provedbe standarda kvalitete pomoćnih usluga. NOS BiH je institucija zadužena za vođenje sistema, a time i za pružanje pomoćnih usluga. NOS BiH će pružati pomoćne mrežne usluge čiji je cilj osiguranje da se električna energija isporučuje i prenosi na stabilnoj frekvenciji i naponu. Ove pomoćne usluge uključuju regulaciju frekvencije, operativne rezerve, regulaciju napona i usluge pokretanja elektrana. Ovo poglavlje odnosi se na procjenu mogućnosti pružanja pomoćnih usluga sistemu prvenstveno s aspekta:

1. regulacije djelatne snage i frekvencije – P/f regulacija
2. regulaciju jalove snage i napona – Q/U regulacija

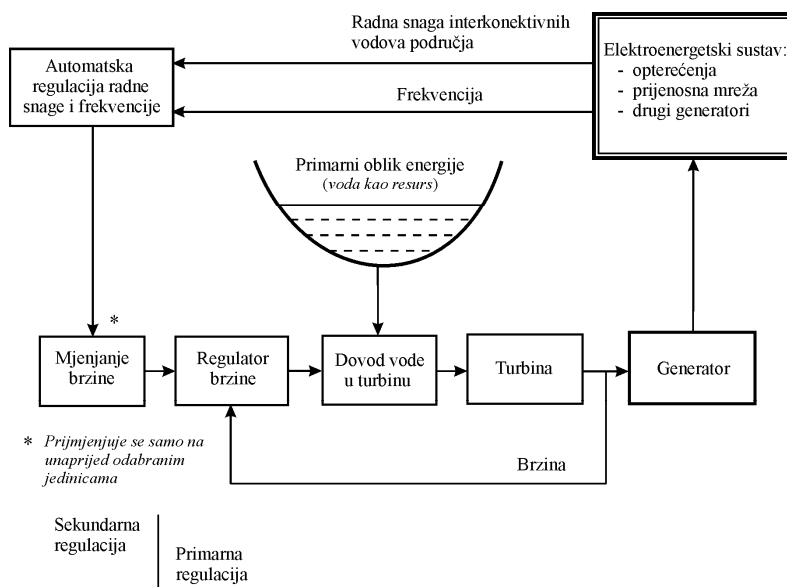
Ostale pomoćne usluge navedene u Tržišnim pravilima [8] ne analiziraju se u ovom poglavlju. To se odnosi na slijedeće:

- „crni start“ (pokretanje elektrane bez vanjskog napajanja),
- prekomjerno preuzimanje jalove energije,
- balansiranje nenamjernih odstupanja,
- pokrivanje tehničkih gubitaka električne energije u prijenosnoj mreži.

8.1. P/f regulacija

Prema Mrežnom kodeksu nominalna frekvencija iznosi 50 Hz, pri čemu se u normalnim pogonskim uvjetima i radu u interkonekciji frekvencija održava u granicama od 49.95 do 50.05 Hz, dok se u poremećenim uvjetima pogona frekvencija može kretati od 47.5 do 51.5 Hz. Radna i reaktivna opterećenja čvorova, pojedinih područja i sustava u cjelini su u vremenskoj domeni promjenjive varijable. U svakom trenutku proizvodnja mora zadovoljiti opterećenje potrošača uvećano za gubitke na elementima elektroenergetskog sistema. Ako ovaj uvjet nije ispunjen doći će do poremećaja frekvencije i naponskih prilika u sustavu. Ubrzavanje (povećanje frekvencije) ili usporavanje (smanjenje frekvencije) sustava ovisno je o predznaku debalansa ($P_{gu} - (P_{pu} + \Delta P_u)$); gdje je: P_{gu} – ukupna radna snaga svih generatora EES-a, P_{pu} – ukupna radna snaga svih potrošača EES-a, ΔP_u – ukupni gubici radne snage u EES-u). Budući da je promjena opterećenja stohastička pojava svaki elektroenergetski sistem ima mogućnost regulacije proizvodnje radne snage agregata da bi se održala frekvencija unutar propisanih granica i unaprijed dogovorena radna snaga razmjene među područjima. Ova regulacija se naziva P/f regulacija (*eng. Load-Frequency Control (LFC)*) ili automatska regulacija radne snage i frekvencije (*eng. Automatic Generation Control (AGC)*). Funkcionalni blok dijagram P/f regulacije u jednoj hidroelektrani prikazan je na slici 8.1.

Prema „Zakonu o prijenosu, regulatoru i sustava električne energije u Bosni i Hercegovini“ operator sustava (NOS BiH) zadužen je za održavanje frekvencije i radne snage razmjene na interkonektivnim vodovima. Budući da elektroenergetski sustav BiH radi u interkonekciji s UCTE-om potrebno je održavati rezervu primarne regulacije, rezervu sekundarne regulacije i minutnu rezervu u skladu s pravilima pogona UCTE-a, a u slučaju izoliranog pogona potrebno je održavati dovoljnu rezervu snage za primarnu regulaciju, sekundarnu regulaciju i minutnu rezervu, ovisno o veličini najveće proizvodne jedinice u pogonu, te o ukupnoj angažiranoj snazi i o dopuštenim odstupanjima frekvencije.



Slika 8.1. Funkcionalni blok dijagram P/f regulacije

Primarna regulacija:

U jednom cjelovitom elektroenergetskom sistemu ukupna proizvedena električna radna snaga mora biti u skladu s ukupnim radnim opterećenjem sustava (ukupna radna snaga trošila plus ukupni radni gubici snage na elementima sustava). Različiti slučajni događaji (ispadi agregata, dalekovoda, transformatora, promjena opterećenja itd.) izazivaju narušavanje prije spomenute ravnoteže i dovodi do odstupanja frekvencije. To dovodi do reagiranja regulatora agregata zaduženih za primarnu regulaciju. Primarna regulacija frekvencije obuhvaća djelovanje turbinskih regulatora brzine vrtnje nakon odstupanja frekvencije od nazivne ili zadane vrijednosti, zbog neravnoteže između proizvodnje i potrošnje (opterećenja) u sinkrono povezanoj mreži. Regulacija osigurava svojim "proporcionalnim" karakterom i "solidarnim" učešćem svih agregata brzo uspostavljanje novog ravnotežnog stanja s frekvencijom u dozvoljenim granicama. Jedan od važnijih parametara koji se podešava kod regulatora primarne regulacije je statizam agregata. Pri tom treba voditi računa o opsegu primarne regulacije svakog agregata tj. o području unutar kojeg primarni regulator može djelovati kao odgovor na promjenu frekvencije. Kod pogona u interkonekciji, regulacijsko područje BiH obavezano je doprinositi zadanoj rezervi primarne regulacije interkonekcije u skladu s udjelom svoje proizvodnje u ukupnoj proizvodnji UCTE-a. U slučaju poremećaja u jednom regulacijskom području ostala područja mu solidarno pomažu u skladu sa svojim kapacitetima primarne regulacije.

Sekundarna regulacija:

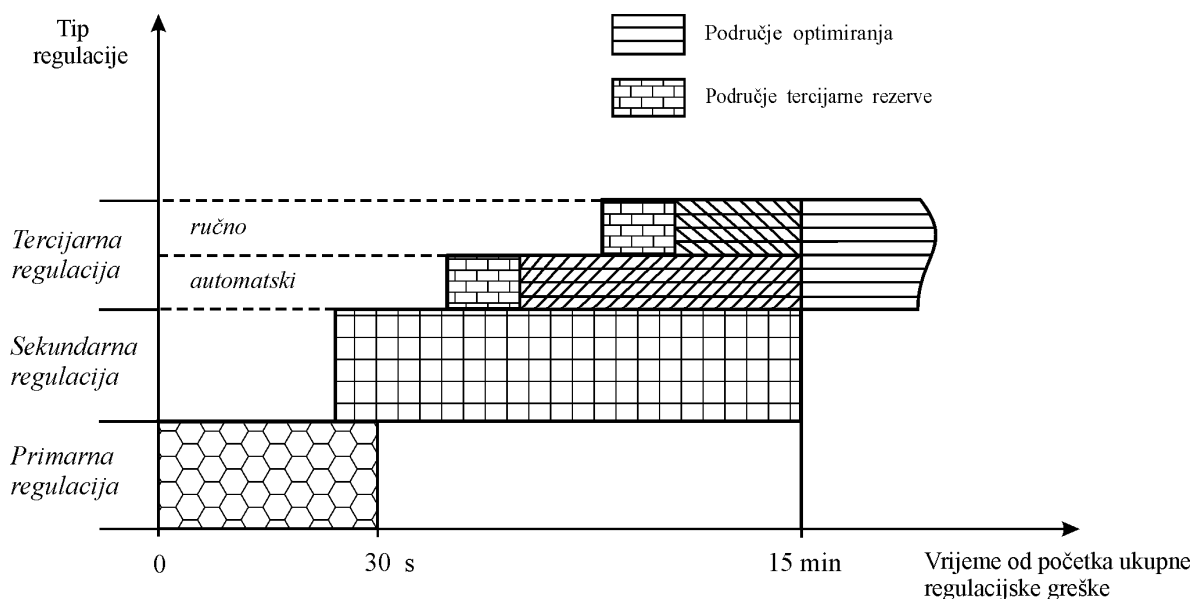
Nakon korektivnih akcija regulatora primarne regulacije i dalje postaje, u odnosu na željene vrijednosti, odstupanja frekvencije u kvazistacionarnom režimu i eventualno odstupanja snage razmjene između različitih regulacijskih područja. U elektranama koje su uključene u regulaciju u svakom trenutku treba postojati dovoljno snage za potrebe regulacije tako da se omogući promjena proizvedene snage agregata na osnovu zahtjeva sekundarnog regulatora. Pri tom treba voditi računa o opsegu sekundarne regulacije svakog agregata polazeći od toga da regulator sekundarne regulacije može automatski reagirati u određenom trenutku u oba smjera polazeći od radne točke agregata određene u sekundarnoj regulaciji. Kod pogona elektroenergetskog sustava u interkonekciji s UCTE-om primjenjuju se pravila UCTE-a. Snagu sekundarne regulacije / minutne rezerve isporučuju elektrane koje imaju ugovor s operatorom sustava za osiguravanje snage sekundarne regulacije / minutne rezerve, temeljem zahtjeva operatora sustava za aktiviranje te snage. U međusobnom

ugovoru o dobavi snage sekundarne regulacije / minutne rezerve, moraju se odrediti regulacijski parametri, brzina regulacije i drugo, koje elektrana mora poštivati. Operator sustava, temeljem plana proizvodnje i obostrano ugovorenih uvjeta, odlučuje o tomu koje će elektrane uključiti u sekundarnu regulaciju i održavanje minutne rezerve te u kojem vremenskom intervalu, vodeći se načelom minimalnih troškova i osiguranjem raspoloživosti rezerve snage u pojedinim dijelovima EES-a.

Tercijarna regulacija:

Pod pojmom tercijarne regulacije podrazumijeva se svako postavljanje, ručno ili automatsko, radnih točaka agregata koji sudjeluju u određenom trenutku u sekundarnoj regulaciji u svrhu osiguravanja dovoljne rezerve kod sekundarne regulacije. Pri tom pod pojmom rezerve kod sekundarne regulacije podrazumijeva pozitivni dio opsega sekundarne regulacije. Postavljanje se može izvesti: preraspodjelom snage na agregate koji sudjeluju u sekundarnoj regulaciji, u nekim slučajevima se u ovaj tip regulacije svrstavaju i upravljanje potrošnjom (opterećenjem), promjena snaga razmijene između pojedinih područja itd. Snaga koja se može ručno ili automatski angažirati u okviru tercijarne regulacije (za osiguravanje dostatne rezerve sekundarne regulacijske snage) naziva se tercijarna regulacijska rezerva.

Na slici 8.2 prikazan je shematski prikaz vremenskog redoslijeda djelovanja prije spomenutih tipova regulacije.



Slika 8.2. Shematski prikaz vremenskog redoslijeda djelokruga tipova regulacije

U Mrežnom kodeksu definirano je slijedeće:

- Kada proizvodna jedinica, priključena na prienosnu mrežu u izoliranom pogonu, ali još uvijek snadbjeva Potrošače, regulator brzine mora biti u mogućnosti da održava frekvenciju izoliranog sustava između 47.5 i 51.5 Hz osim ako ovo ne uzrokuje rad generatora ispod dozvoljenih tehničkih ograničenja i prekoračenje dozvoljenog vremena rada pri pojedinim vrijednostima frekvencije.
- Sve proizvodne jedinice moraju imati sposobnost pružanja primarne regulacije frekvencije. "Sve nove hidroelektrane priključene na prienosnu mrežu trebaju osigurati sposobnost „Black starta“ (ponovnog pokretanja). Proizvodne jedinice sa odobrenom sposobnošću ponovnog pokretanja će biti na raspolaganju NOS-u prema odredbama Sporazuma o pomoćnim uslugama.

- Svaki novi hidroagregat snage veće od 20 MW, priključen na prijenosnu mrežu biti će opremljen sa regulatorima za pružanje usluge automatske sekundarne regulacije frekvencije i snage razmjene.

Procjena potrebne snage primarne, sekundarne i tercijarne P/f regulacije za EES BiH po pojedinim planskim godinama prikazana je tablicom 8.1.

Tablica 8.1. Procjena potrebne snage primarne, sekundarne i tercijarne P/f regulacije unutar EES BiH

P/f regulacija	2010.	2015.	2020.
Primarna rezerva	15	18	21
Sekundarna rezerva	61	69	78
Tercijarna rezerva	280	390	390

Pružanje usluge primarne P/f regulacije očekuje se od svih agregata unutar EES BiH opremljenim automatskim regulatorima brzine vrtnje. Usluge sekundarne i tercijarne regulacije očekuju se prvenstveno od hidroelektrana budući da iste imaju mogućnost brzih promjena izlaznih snaga u vremenu (za razliku od termoelektrana na ugljen).

Na temelju podataka iz [10], u postojećem stanju uslugu sekundarne regulacije nudi samo HE Jablanica (do 25 MW) dok uslugu tercijarne regulacije nude HE Grabovica (do 65 MW), HE Salakovac (do 120 MW), HE Višegrad (do 30 MW), HE Bočac (do 20 MW), HE Trebinje 1 (do 30 MW), TE Tuzla G4 (do 10 MW), TE Tuzla G5 (do 40 MW) i TE Tuzla G6 (do 20 MW). Ponuđene veličine tercijarne regulacije po elektranama/agregatima variraju po pojedinim mjesecima unutar godine, pa se ukupno ponuđena tercijarna regulacija na godišnjem nivou kreće između 115 MW i 285 MW.

Dodatne potrebe za pomoćnom uslugom P/f regulacije pojaviti će se u slučaju veće izgradnje vjetroelektrana unutar EES BiH. Dok rezerva primarne regulacije ne bi trebala znatno rasti u tom slučaju, moguć je porast potrebe za sekundarnom i tercijarnom regulacijom i do 50 % od ukupno instalirane snage vjetroelektrana (na temelju mjerenja brzina vjetra provedenih u RH, točne veličine za BiH tek treba procijeniti). Povećane potrebe sekundarne i tercijarne regulacije zbog izgradnje vjetroelektrana u ovom trenutku nije moguće bolje procijeniti zbog nepoznatih podataka o brzinama vjetra na području BiH i nepoznate prostorne disperzije budućih VE unutar EES BiH (što je veća prostorna disperzija VE to su manje varijacije ukupne proizvodnje VE, a time i potreba za sekundarnom i tercijarnom rezervom P/f regulacije).

Najbolji način osiguravanja dovoljne rezerve primarne, sekundarne i tercijarne regulacije je uspostava tarifnog sustava za naknadu proizvođačima koji pružaju navedene pomoćne usluge. To će stimulirati proizvođače da izraze veće mogućnosti sudjelovanja u svim vrstama P/f regulacije i budu adekvatno financijski kompenzirani u tu svrhu. U Tržišnim pravilima definiraju se pomoćne usluge, način njihovog angažmana, način odabira pružatelja pomoćne usluge, način određivanja naknada za pomoćne usluge i učešće subjekata u pokrivanju troškova. U nadležnosti DERK-a je tarifna metodologija za pomoćne usluge. Elektroprivredne kompanije dosad nisu pokazale interes za pružanje pomoćnih usluga prvenstveno zato što im je isplativije tu proizvodnju plasirati na regionalnom tržištu. Na taj način već godinu i pol postoji zakonski okvir za reguliranje pomoćnih usluga, ali je problem u njegovoj provedbi. Budući da su postojeće rezerve sekundarne i tercijarne P/f regulacije u EES BiH već sada nedostatne, predlaže se što brža provedba uspostave naknada za pružanje pomoćnih usluga.

8.2. Q/U regulacija

Regulacija napona i jalove snage unutar EES BiH obavlja se koristeći sinkrone generatore i mrežne transformatore s automatskom regulacijom prijenosnog omjera. Unutar prijenosne mreže BiH nema priključenih kondenzatorskih baterija, prigušnica ili ostalih kompenzacijskih uređaja.

Regulaciju napona i jalovih snaga moguće je podijeliti na primarnu, sekundarnu i tercijarnu regulaciju. Kod primarne regulacije radi se o djelovanju automatskih regulatora uzbude sinkronih generatora i regulacijskih transformatora koji prate manje i brze promjene napona (sinkroni generatori), odnosno trajne i spore promjene napona (regulacijski transformatori).

Kod sekundarne regulacije napona najčešće se definiraju referentni čvorovi (pilot čvorovi) u pojedinim dijelovima mreže u kojima se napon održava na željenom iznosu. Željena vrijednost napona postiže se dovođenjem regulacijskog odstupanja na ulaze:

- grupnih elektranih regulatora napona, a njihov izlaz uvodi se u ARU sinkronih generatora, i
- primarnih regulatora koji se nalaze u razmatranim dijelovima mreže.

Regulacijsko odstupanje napona u pilot čvorovima mreže je razlika referentnog napona - željenog napona u pilot čvorovima i izmjereno napona u pilot čvorovima.

Tercijarna regulacija predstavlja koordinirano djelovanje sekundarnih regulatora na razini EES.

Unutar EES BiH provodi se samo primarna regulacija napona i jalove snage.

U Mrežnom kodeksu definiran je dozvoljeni raspon napona u normalnom i poremećenom pogonu:

- za 400 kV mrežu između 380 kV i 420 kV (360 - 420 kV za poremećeni pogon),
- za 220 kV mrežu između 198 kV i 242 kV (187 - 245 kV za poremećeni pogon),
- za 110 kV mrežu između 99 kV i 121 kV (94 - 123 kV za poremećeni pogon).

Vezano za proizvodne jedinice Mrežni kodeks postavlja slijedeće zahtjeve:

- proizvodna jedinica ne smije imati proizvodnju aktivne energije u normalnim pogonskim uvjetima podložnu utjecajima promjena napona,
- svaka proizvodna jedinica mora biti u mogućnosti da isporuči snagu (MW) prijenosnoj mreži u svakoj točki pogonskog dijagrama,
- uzbudni sustav i regulatori napona proizvodnih jedinica moraju održavati napon u granicama $\pm 10\%$ nominalnog napona,
- uzbudni sustav sa automatskim regulatorom napona kontinuiranog djelovanja moraju imati sve proizvodne jedinice, uključujući i stabilizatore energetske sustava ako su po mišljenju NOS-a neophodni iz sustavnih razloga.

Sinkroni generatori priključeni su unutar EES BiH na mreže sve tri naponske razine što znači da mogu izravno utjecati na naponske prilike. Tablica 8.2. prikazuje dozvoljeni raspon angažmana jalove snage agregata unutar EES BiH (za nazivno radno opterećenje agregata). Postojeći agregati mogu osigurati oko 2141 Mvar induktivne jalove snage i oko 927 Mvar kapacitivne jalove snage. Taj raspon varira ovisno o pogonskoj točki agregata unutar pogonskih dijagrama i naponu na generatorskim sabirnicama. Agregati PHE Čapljina konstruirani su tako da mogu raditi u kompenzatorskom režimu rada i time bitno utjecati na napone u mreži.

Mrežni transformatori unutar EES BiH izvedeni su isključivo kao regulacioni pri čemu je regulacija transformatora 400/x kV najčešće moguća u beznaponskom stanju (izuzev transformatora 400/115 kV Banja Luka 6) s koracima regulacije 1x5% (400/220 kV) ili 2x2.5% (400/110 kV), dok je regulacija transformatora 220/110 kV i 110/x kV automatska (pod teretom), s najčešćim koracima regulacije 12x1.25%.

Proračuni tokova snaga iz poglavlja 6 pokazuju da za vršno opterećenja sistema naponske prilike ostaju unutar dozvoljenih granica uz raspoložive sve grane sistema čak i ako se ne koristi automatska regulacija napona na transformatorima 220/110 kV i ako se ne podešava prijenosni omjer transformatora 400/220 kV i 400/110 kV, a dok istovremeno generatori nastoje održavati nazivni napon na generatorskim sabirnicama. U nabrojanim slučajevima ispada naponi se remete na 400 kV sabirnicama TS 400/110 kV Banja Luka 6, te u pojedinim čvorištima 110 kV mreže, no moguće ih je održavati unutar dozvoljenih granica povećavajući angažman jalove snage generatora (odnosno podižući napone na generatorskim sabirnicama).

U situacijama niskih opterećenja unutar sistema naponi u mreži rastu pa je potrebno angažirati pojedine generatore u poduzbudi. S aspekta visokih napona posebno su osjetljive situacije noću kada je većina hidroelektrana izvan pogona dok su termoelektrane angažirane smanjenom snagom. Pri tom je potrebno spomenuti da je EES BiH snažno interkonekcijski vezan sa susjednim sistemima, a u EES Hrvatske javljaju se previsoki naponi na južnom kraku 400 kV mreže u noćnim proljetnim i jesenskim situacijama kada naponi na 400 kV sabirnicama TS 400/220/110 kV Konjsko rastu i do 440 kV, što se može odraziti i na obližnje 400 kV čvorište Mostar.

Priključak mogućih vjetroelektrana na 110 kV mrežu ne bi smjeo nepovoljno utjecati na naponske prilike u istoj, no potrebno je postaviti zahtjev da vjetroelektrane imaju mogućnost proizvodnje jalove snage i automatske regulacije napona na priključnim 110 kV sabirnicama vjetroelektrane ili generatorskim sabirnicama u određenom opsegu od kapacitivnog do induktivnog područja (barem od 0.95 kap. do 0.95 ind), kako bi se izbjeglo nekontrolirano uzimanje jalove snage iz mreže ili podizanje napona u priključnom čvorištu radi injekcija radne snage.

Prema tome procjenjujemo da unutar EES BiH postoji dovoljno izvora jalove snage i da su mogućnosti automatske regulacije napona, prvenstveno sinkronim generatorima i mrežnim transformatorima, dovoljne da dugoročno osiguraju povoljan naponski profil u mrežama sve tri naponske razine, te da nije potrebno ugrađivati dodatne kompenzacijske uređaje. Napredak u pogledu Q/U regulacije je moguće (i poželjno) postići na slijedeće načine:

1. uvesti naknadu proizvođačima za pružanje usluge automatske regulacije napona i proizvodnje jalove snage,
2. podešavati prijenosni omjer transformatora s mogućnošću regulacije u beznaponskom stanju barem dvaput godišnje (zimski, ljetni režim),
3. uvesti sekundarnu i tercijarnu Q/U regulaciju unutar EES BiH upravljanu i nadgledanu iz NOS BiH, pri čemu pilot čvorišta mogu biti TS 400/220/110 kV Tuzla, Sarajevo i Mostar, te po potrebi TS 220/110 kV Prijedor 2 ili Bihać 1, TS 220/110 kV Zenica 2 i TS 400/220/110 kV Trebinje.

Tablica 8.2. Procjena raspona angažmana jalove snage agregata unutar EES BiH

Elektrana/agregat	Q_{max} (Mvar)	Q_{min} (Mvar)
HE Višegrad	150	-90
G1	50	-30
G2	50	-30
G3	50	-30
HE Trebinje	93	-60
G1	31	-20
G2	31	-20
G3	31	-20
HE Bočac	50	-20
G1	25	-10
G2	25	-10
HE Grabovica	56	-20
G1	28	-10
G2	28	-10
HE Salakovac	99	-45
G1	33	-15
G2	33	-15
G3	33	-15
HE Jablanica	126	-72
G1	21	-12
G2	21	-12
G3	21	-12
G4	21	-12
G5	21	-12
G6	21	-12
HE Rama	78	-50
G1	39	-25
G2	39	-25
HE Mostar	54	-24
G1	18	-8
G2	18	-8
G3	18	-8
HE Čapljina	252	-252
G1	126	-126
G2	126	-126
HE Jajce 1	44	0
G1	22	0
G2	22	0
HE Jajce 2	24	0
G1	8	0
G2	8	0
G3	8	0
HE Peć-Mlini	21.6	0
G1	10.8	0
G2	10.8	0
TE Ugljevik	175	0
TE Gacko	175	-60
TE Tuzla G3	62	0
TE Tuzla G4	124	-40
TE Tuzla G5	124	-40
TE Tuzla G6	133	-45
TE Kakanj G5	75	-25
TE Kakanj G6	83	-30
TE Kakanj G7	142	-54
UKUPNO	2141	-927

+ jalova induktivna snaga, - jalova kapacitivna snaga

9. DODATNE INVESTICIJE U SUSTAV VOĐENJA

U ovom poglavlju razmatra se potreba za dodatnim investicijama u sustav vođenja. Vođenje elektroenergetskog sistema BiH u nadležnosti je Neovisnog operatora sustava u Bosni i Hercegovini (NOS BiH). NOS BiH prema zakonu mora upravljanjem sistema osigurati pouzdanost istoga. NOS BiH također upravlja sredstvima i uređajima u središnjem kontrolnom centru.

Hijerarhijski je sustav vođenja organiziran preko središnjeg dispečerskog centra u NOS BiH, te 4 regionalna dispečerska centra u Sarajevu, Banja Luci, Trebinju i Mostaru. Trenutno se iz NOS BiH upravlja 400 kV, 220 kV i 110 kV postrojenjima, no sporazumom između NOS BiH i Elektroprenos-Elektroprijenos BiH određeno je da NOS BiH daje izravne naloge operativnom osoblju TS i RP 400 kV i 220 kV, dok se nadležnost upravljanja 110 kV mrežom prenijelo na Elektroprenos-Elektroprijenos BiH. U godišnjem izvještaju o radu NOS BiH [11] navodi se da infrastrukturna povezanost između središnjeg dispečerskog centra i dispečerskih centara upravljanja proizvodnjom i operativnim područjima Elektroprijenosa nije na najvišoj razini no da će se taj problem riješiti implementacijom SCADA/EMS sustava i novim telekomunikacijskim sustavom. NOS BiH također surađuje u upravljanju sistemom s tri susjedna operatora prijenosnih sustava, HEP OPS, EMS i EPCG, prvenstveno kroz određivanje NTC vrijednosti na interkonektivnim vodovima i izradama planova održavanja.

Središnje upravljanje elektroenergetskim sistemom BiH nakon rata započelo je unutar tadašnjeg ZEK-a instalacijom privremenog SCADA sustava koji je još uvijek u funkciji. U sklopu projekta POWER 3 trenutno se oprema novi dispečerski centar NOS BiH suvremenim SCADA/EMS sustavom (proizvođač Siemens) čija se potpuna funkcionalnost očekuje sredinom 2008. godine. Projekt novog dispečerskog centra unutar EMS sustava uključuje aplikacije LFC (*eng. Load Frequency Control*), RM (*eng. Reserve Monitor*), ITS (*eng. Interchange Transaction Scheduler*), STLF (*eng. Short Term Load Forecast*), NA (*eng. Network Analysis*) i DTS (*eng. Dispatching Training Simulator*). Ulaganje u novi dispečerski centar iznosi oko 3.5 mil. €, a ta su sredstva osigurana međunarodnim kreditom (nisu uključena u ovaj plan).

Nova SCADA omogućava upravljanje prijenosnom mrežom BiH sve do srednjenaponskih polja TS 110/x kV. Sve TS 110/x kV uključene su u sustav daljinskog upravljanja. Telekomunikacijska je mreža dobro razvijena i omogućava brzu razmjenu podataka između svih postrojenja upravljanih iz središnjeg dispečerskog centra, uključujući sve TS 110/x kV. U sklopu novog SCADA sustava ugrađuje se DTS koji bi služio za obuku i trening dispečera. Preporuča se uspostava redovite obuke dispečera od barem jedanput godišnje. Softverska podrška unutar EMS omogućava on-line analizu tokova snaga i (n-1) sigurnosti, a očekuje se i osposobljavanje sustava on-line analize stabilnosti EES. Programski alat korišten za detaljnije analize rada sustava je PSS/E (Siemens PTI) koji će podatke za analizu uzimati direktno iz SCADA sustava.

NOS BiH je odnedavno povezan na UCTE Electronic Highway preko HEP OPS, ELES-a i EMS. Također je završen i projekt ETSO Scheduling System (ESS) koji omogućava planiranje i obračun razmjena sa susjednim EES.

U izvještaju o radu NOS BiH za 2006. godinu [11] napominju se kratkoročne aktivnosti koje je potrebno provesti u cilju unaprjeđenja sistema vođenja:

- ažuriranje i održavanje privremene HW/SW platforme u Centru NOS BiH-a,
- poboljšanje postojećeg real-time monitoringa dovođenjem dodatnih informacija iz proizvodnih i prijenosnih objekata,
- poboljšanje razmjene podataka s centrima operatora sustava susjednih zemalja,
- implementacija LFC funkcije kroz dodavanja DAS sustava, mogućnost slanja zahtjeva/komandi izravno na grupne regulatore elektrana koje su u regulaciji,

- unapređenje i poboljšanje funkcije SE u smislu omogućavanja istodobnog cikličnog izvršavanja i za PSS/E i za UCTE format,
- unapređenje interneta/maila i komunikacijskih resursa,
- unapređenje baze podataka za obračun u centru NOS BiH,
- implementacije projekta SCADA/EMS u skladu s ugovorom i planovima aktivnosti,
- početak aktivnosti na implementaciji sustava SCADA/EMS za rezervni centar NOS BiH kao i sustava za funkcioniranje balansnog tržišta električom energijom, te
- u slučaju kupovine poslovne zgrade kao stalne lokacije NOS BiH, početak renoviranja i njene prilagodbe potrebama NOS BiH.

Realizacijom predviđenih ulaganja ostvarit će se tehnička poboljšanja sustava NOS BiH potrebnom opremom i aplikacijama te unaprijediti obavljanje dispečerskih, plansko-analitičkih i svih drugih funkcija vezanih za planiranje, pogon i vođenje EES-a u BiH kao i funkcije upravljanja balansnim tržištem BiH. Realizacijom planskih elemenata ostvarit će se:

- prevencija raspada sustava i smanjenje opsega eventualne obnove sustava u slučaju potencijalnih raspada,
- poboljšanje performansi i uloge NOS BiH,
- lakše i egzaktnije provođenje analiza i ukazivanje na mjere za prevladavanje i prevenciju havarijskih situacija,
- veće mogućnosti planiranja rada i vođenja EES-a BiH,
- implementacija projekta SCADA/EMS u skladu s ugovorom i planovima aktivnosti,
- početak rada balansnog tržišta u BiH i njegova poboljšanja u skladu s europskim i regionalnim trendovima.

Projekti koje treba ostvariti u predstojećem kratkoročnom i srednjoročnom razdoblju su:

1. Projekt očitavanja brojila (AMR sistem). Investicija iznosi do 0.5 mil. €. Realno je očekivati završetak projekta do kraja 2008. godine.
2. Oprema i sistem za NOS BiH Back-Up centar. Izvori financiranja su već određeni. Potrebno je pristupiti izradi tendera i cjelokupnoj proceduri implementacije (rezervni centar plus pripadajuće telekomunikacije). Procijenjeno vrijeme za implementaciju je oko 2 godine, a procjena ulaganja je oko 3.5 mil. €.
3. Oprema i sistem za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima, u cilju vođenja unutar tržišta električne energije, a koje se odnosi na dodjelu prekograničnih prijenosnih kapaciteta, nabavu energije za pokrivanje gubitaka i energije uravnoteženja te nabavu ostalih pomoćnih usluga sustava. Potrebno je pristupiti izradi tendera i cjelokupnoj proceduri implementacije. Troškovi ove stavke grubo su procijenjeni na oko 2 mil. €.

Procijenjena dodatna ulaganja u sistem vođenja prikazana su tablicom 9.1.

Osim navedenih ulaganja potrebno je izvršiti slijedeće aktivnosti čija se financijska vrijednost u ovom trenutku ne može procijeniti:

- Software-ska podrška za odabir ponuđača pomoćnih usluga sistemu i obračun naknada (P/f, Q/U regulacija, crni start), koje bi prikupljao NOS BiH i vršio plaćanje prema proizvođačima koji pružaju pomoćne usluge,
- uvođenje sekundarne i tercijarne Q/U regulacije, te
- uključivanje i sudjelovanje u koordiniranim aukcijama prekograničnih kapaciteta u regiji jugoistočne Europe.

NOS BiH bi u budućnosti trebao objavljivati preko svojih web stranica i izvještaja sve podatke bitne za funkcioniranje tržišta električnom energijom Bosne i Hercegovine i jugoistočne Europe koji se ne ocjenjuju komercijalnim i ne dovode u pitanje odavanje pojedinih poslovnih tajni. Javno i transparentno objavljivanje podataka bitnih za razumijevanje tržišta električnom energijom i elektroenergetskog sistema BiH omogućava tržišnim sudionicima nediskriminirajući pristup relevantnim informacijama i onemogućava nepravednu tržišnu prednost za neke tržišne sudionike.

Tablica 9.1. Procjena dodatnih ulaganja u sistem vođenja

Aktivnost	Ulaganje (€)	Rok
AMR sistem	500.000	2008.
NOS BiH back-up centar	3.500.000	2009. – 2010.
HW-SW za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima	2.000.000	2009. – 2012.
Zamjene i nadogradnje postojeće HW-SW opreme, unaprjeđenje HW-SW za potrebe vođenja u tržišnim uvjetima	2.000.000	2013. – 2020.
UKUPNO	8.000.000	2008. – 2020.

10. UTJECAJ NESIGURNOSTI NA RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE BIH

Najvažnije nesigurnosti u planiranju razvoja prijenosne mreže BiH nabrojane su u poglavlju 5.1. Zbog navedenih nesigurnosti, kao i zbog ostalih manje izraženih nesigurnosti koje donosi budućnost, svaka investicija u razvoj povezana je s određenim rizikom. Svrha ovog poglavlja je analiza pojedinih važnijih nesigurnosti i procjena njihova utjecaja, odnosno rizika, na svaku pojedinačnu investiciju određenu u poglavlju 6.

10.1. Nesigurnosti u lokacijama i snagama novih elektrana

Nesigurnosti u lokacijama i snagama novih elektrana iznimno su značajan izvor rizika po investicije u prijenosnu mrežu koja treba biti dimenzionirana tako da osigurava nesmetano odvijanje tržišnih aktivnosti uz zadovoljavajuću sigurnost pogona (n-1 sigurnost) pri svim mogućim i očekivanim pogonskim stanjima. Zagušenja u prijenosnoj mreži koja se javljaju zbog različitih tržišnih transakcija mogu određenim elektranama (proizvođačima) davati tržišnu moć i time ih stavljati u nadređen položaj u odnosu na ostale elektrane (proizvođače) u sistemu. Stoga je od osobita značaja da prijenosna mreža bude dovoljno razvijena da omogućiti plasman maksimalne proizvodnje svake elektrane bez da im daje određenu tržišnu moć.

Plan razvoja prijenosne mreže BiH određen je za referentni scenarij porasta potrošnje/opterećenja EES BiH i optimalan plan izgradnje novih proizvodnih postrojenja u promatranom vremenskom razdoblju do 2020. godine. U takvom planu očekuje se izgradnja HE Mostarsko Blato, TE Stanari i TE Gacko 2, uz određeni broj novih malih HE i vjetroelektrana. Planovi elektroprivreda u BiH uključuju i velik broj ostalih proizvodnih objekata, prvenstveno termoelektrana i hidroelektrana, namijenjenih za pokrivanje potrošnje na teritoriju BiH ali i za izvoz električne energije izvan BiH, odnosno aktivnosti na tržištu električne energije jugoistočne Europe i šire (npr. Italija). Sažeti popis važnijih elektrana, kandidata za izgradnju, prikazan je tablicom 10.1. (sastavljena na temelju [6]).

Očito je da povećana izgradnja elektrana unutar BiH te ostvarenje značajnih izvoza električne energije na regionalno tržište električne energije i šire zahtjeva pojačanja prijenosne mreže sve tri naponske razine. Velika izgradnja novih elektrana priključenih na 400 kV naponsku razinu (TE Stanari, TE Gacko 2, TE Ugljevik 2, TE Bugojno, TE Kongora) može zahtijevati daljnji razvoj 400 kV mreže i izgradnju novih interkonekcija sa susjednim EES (npr. DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri, Kongora – Konjsko, Višegrad – Pljevlja), ali istovremeno i izgradnju internih 400 kV dalekovoda (npr. Bugojno – Sarajevo 10 ili Mostar 4, Bugojno – B.Luka 6), te pojačanja transformacija 400/(220)/110 kV, te odgovarajuća pojačanja 110 kV mreže.

Tablice 10.2. – 10.4. prikazuju različite scenarije izgradnje elektrana unutar EES BiH kao rezultat Modula 3. Plan izgradnje elektrana prikazan tablicom 10.2. dobiven je simuliranjem konkurencije između termoelektrana u BiH, pri čemu nije dozvoljen ulazak u pogon HE, mHE, VE. Plan izgradnje elektrana iz tablice 10.3. također je dobiven simuliranjem konkurencije između TE ali uz fiksni ulazak u pogon mHE na području EP BiH i TE Stanari (izgledni projekti u nekoj fazi realizacije - potpisani ugovor ili završen natječaj za pretkvalifikaciju dobavljača opreme). Tablica 10.4. prikazuje plan izgradnje elektrana prema fiksnim ulascima u pogon pojedinih hidroelektrana prema planovima elektroprivrednih poduzeća u BiH, dok se simulira konkurencija između TE.

Tablica 10.1. Nove elektrane, kandidati za izgradnju, unutar EES BiH (sažeto)

Elektrana	Snaga (MW)	Priključak na mrežu (procjena)
Termoelektrane		
TE Stanari	410	TS 400/110 kV Stanari. Uvod/izvod DV 400 kV Tuzla-B.Luka 6 u TS Stanari. Trošak priključka ~12 mil. €.
TE Gacko 2	330	RP 400 kV Gacko. Trošak priključka ~0.6 mil. € u slučaju izgradnje 1 bloka, minimalno 1.2 mil. € u slučaju priključka 2 bloka.
TE Ugljevik 2	300	400 kV sabirnice TS 400/110 kV TE Ugljevik. Trošak priključka ~0.6 mil. €.
TE Kongora	550 (2x275)	Priključak na 400 kV sabirnice TS 400/110 kV Kongora. Uvod/izvod DV 400 kV Mostar-Konjsko u TE Kongora. Uvod/izvod DV 110 kV Tomislavgrad – Rama, DV 2x110 kV Kongora – Posušje, DV 2x110 kV Kongora – Tomislavgrad/Rama. Trošak priključka >15 mil. €.
TE Bugojno	600 (2x300)	Priključak na 400 kV sabirnice TS 400/110 kV Bugojno. DV 400 kV Bugojno – Sarajevo 10, DV 400 kV Bugojno – Banja Luka 6. Trošak priključka >40 mil. €.
TE Tuzla G7	370	Priključak na 400 kV sabirnice TS 400/220/110 kV Tuzla 4. Trošak priključka ~1.8 mil. €.
TE Kakanj VI	230	Priključak na 220 kV sabirnice RP 220 kV Kakanj ili TE Kakanj. Trošak priključka ~3.6 mil. €. (Moguć priključak i na 400 kV u slučaju veće snage bloka, npr. 350 MW – pogl. 10.4.)
Hidroelektrane		
HE Mostarsko Blato	60	Preliminarni priključak na DV 110 kV Mostar 4 – Mostar 5. Konačan priključak na DV 110 kV Mostar 9 – Mostar 5 nakon izgradnje istoga.
HE Buk Bijela*	450 (3x150)	Priključak na 400 kV sabirnice TS 400/220 kV B.Bijela. DV 400 kV B.Bijela-Gacko. DV 400 kV B.Bijela-Sarajevo 20 pod nazivnim naponom.
RHE Vrilo	52	DV 110 kV Vrilo – Tomislavgrad. DV 110 kV Vrilo-B.Blato.
HE Unac	72	Nepoznato.
HE Foča	55	Priključak na TS 110/x kV Foča (TS 110/x kV Goražde 1).
RHE Kablić	55 (2x27.5)	DV 110 kV RHE Kablić-Livno. DV 110 kV RHE Kablić-Glamoč.
HE Ustikolina	96 (3x32)	Nepoznato.
HE Glavatičevo	171.8	Nepoznato.

*podjela: 2 agregata za EPRS, jedan agregat za EPCG

Tablica 10.2. Optimalan scenarij izgradnje elektrana u EES BiH do 2020. godine

Elektrana	Snaga (MW)	Godina ulaska u pogon
HE Mostarsko Blato	60	2010.
TE Stanari	410	2013.
TE Gacko 2	330	2018.
UKUPNO (MW)	800	

Tablica 10.3. Scenarij izgradnje elektrana u EES BiH do 2020. godine s fiksiranim malim HE u EP BiH i TE Stanari

Elektrana	Snaga (MW)	Godina ulaska u pogon
Male HE u EP BiH	34	
HE Mostarsko Blato	60	2010.
TE Stanari	410	2013.
TE Gacko 2	330	2018.
UKUPNO (MW)	834	

Tablica 10.4. Scenarij izgradnje elektrana u EES BiH do 2020. godine s fiksiranim HE

Elektrana	Snaga (MW)	Godina ulaska u pogon
HE Mostarsko Blato	60	2010.
RHE Vrilo	52	2012.
HE Unac	72	2012.
HE Foča	55	2012.
RHE Kablić	55	2013.
HE Ustikolina	96	2013.
HE Buk Bijela	450	2013.
HE Glavatičevo	171.8	2014.
TE Ugljevik 2	300	2016.
TE Stanari	410	2018.
UKUPNO (MW)	1261	

Vidljivo je da su scenariji prikazani tablicama 10.2. i 10.3. vrlo slični, dok je scenarij izgradnje elektrana prikazan tablicom 10.4. bitno drugačiji od referentnog scenarija plana izgradnje elektrana po kojem je određen razvoj prijenosne mreže. Osim ulaska u pogon većeg broja hidroelektrana, iz plana ispada drugi blok TE Gacko, a u plan ulazi drugi blok TE Ugljevik. Stoga se u nastavku provjerava utjecaj ovog scenarija izgradnje elektrana na definirani plan razvoja prijenosne mreže. Proračuni su izvršeni na konfiguracijama mreže 2020. godine za sve ispitivane scenarije pogona ovisne o hidrologiji i bilanci EES, te je provjeren utjecaj ovog scenarija izgradnje elektrana na sva definirana pojačanja mreže u razdoblju 2008. – 2020. godine. Pri tom u proračun nisu uključene HE Unac, HE Ustikolina i HE Glavatičevo zbog nepoznatog rješenja priključka na mrežu.

Tablica 10.5. prikazuje slučajeve nezadovoljenja (n-1) kriterija na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine određenoj prema optimalnom planu izgradnje novih elektrana. Vidljivo je da se javlja samo jedan slučaj nezadovoljenja (n-1) kriterija povezan s izgradnjom HE Buk Bijela kada se pri ispadu DV 400 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 20 preopterećuje transformacija u TS 400/110 kV Sarajevo 20. Rješenje je ugradnja drugog transformatora 400/110 kV.

Tablica 10.5. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz povećanu izgradnju HE u EES BiH (Mostarsko Blato, Buk Bijela, Vrilo, Foča, Kablić) i izgradnju TE Stanari i TE Ugljevik 2

Scenarij	Ispad grane	Preopterećena grana	% I _t ili % S _n
Suha hidrologija Uvoz	-	-	-
Suha hidrologija Uravnotežen EES	-	-	-
Normalna hidrologija Uvoz	-	-	-
Normalna hidrologija Uravnotežen EES	-	-	-
Normalna hidrologija Izvoz	-	-	-
Vlažna hidrologija Uravnotežen EES	DV 400 kV Sarajevo 10 – Sarajevo 20	TR 400/110 kV Sarajevo 20	104
Vlažna hidrologija Izvoz	-	-	-

Tablica 10.6. prikazuje utjecaj drugačijeg plana izgradnje elektrana na pojedinačne investicije uključene u konačnu konfiguraciju mreže na kraju razdoblja planiranja. Procjenjuje se da jedini utjecaj može imati eventualno izgradnja HE u Hercegovini (kao i TE Kongora) koja može odgoditi potrebu formiranja TS 220/110 kV CHE Čapljina i još jedne potrebne TS 220/110 kV na tom području iza 2020. godine. Ostale investicije opravdano je poduzeti bez obzira na promijenjeni plan izgradnje elektrana.

Kako je prethodno rečeno plan izgradnje elektrana može imati značajan utjecaj prvenstveno na razvoj 400 kV mreže i interkonekcija sa susjednim EES ukoliko se Bosna i Hercegovina orijentira na izvoz električne energije, što je provjereno u poglavlju 10.5.

Tablica 10.6. Procjena utjecaja nesigurnosti lokacija i snaga elektrana na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH

Investicija	Utjecaj drugačijeg plana izgradnje elektrana (DA/NE)	Napomena
DV 220 kV Posušje – Rama	NE	-
DV 110 kV Livno – Tomislav Grad	NE	-
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4	NE	-
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5	NE	-
DV 110 kV Tomislav Grad – Rama	NE	-
nove TS 110/x kV	NE	-
priključni vodovi 110 kV za nove TS 110/x kV	NE	-
vodovi za rješavanje radijalnog napajanja TS 110/x kV i krutih spojeva u mreži	NE	-
TS 400/110 kV Stanari 1 - Dobo	DA	Ovisno o izgradnji TE Stanari
DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (3)	DA	Promjena dinamike izgradnje ovisno o izgradnji malih HE na širem području B.Luke
TS 220/110 kV CHE Čapljina	DA	Eventualna odgoda ovisno o izgradnji HE i VE u Hercegovini
TE Tuzla - Lukavac (3)	DA	Ubrzanje ili odgoda izgradnje ovisno o dogradnji TE Tuzla
TS 400/110 kV Ugljevik (ugradnja dugog transf. 400/110 kV)	DA	Moguće ubrzanje izgradnje ovisno o izgradnji TE Ugljevik 2
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2)	DA	Moguće ubrzanje izgradnje ovisno o izgradnji TE Ugljevik 2
TS 220/110 kV Zenica 2 (ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV)	NE	-

plan izgradnje elektrana prema tablici 9.4. bez HE Unac, HE Ustikolina i HE Glavatičevo

10.2. Nesigurnosti u troškovima goriva i angažmanu elektrana

Troškovi goriva u termoelektanama (ugljen, plin, mazut) imaju značajan utjecaj na proizvodnu cijenu električne energije, a time i na raspored njihova angažiranja (dispečiranja). Budući da se proizvodni kapaciteti BiH sastoje do hidroelektrana i termoelektrana koje koriste vlastiti ugljen, ne očekuju se značajne varijacije u troškovima proizvodnje pojedinih agregata koji bi mijenjali njihov raspored angažiranja (prikazan tablicom 2.16.). Bitan utjecaj na angažiranje agregata ima predviđena bilanca EES, odnosno uvoz ili izvoz električne energije ovisno o tržišnim aktivnostima i kretanju tržišne cijene električne energije. U uvjetima visoke tržišne cijene električne energije svi termoagregati unutar BiH mogli bi biti izrazito konkurentni čime bi se povećala njihova proizvodnja i vrijeme iskorištenja maksimalne snage.

Na konačnoj konfiguraciji prijenosne mreže 2020. godine provjereno je da li ista zadovoljava kriterij sigurnosti (n-1) za različita hidrološka stanja (suha, normalna i vlažna hidrologija) pri maksimalnom angažmanu svih termoagregata u optimalnom scenariju izgradnje elektrana, te u tu svrhu prilagođenim bilancama EES (uravnotežen EES kod suhe hidrologije, te

maksimalno mogući izvoz kod normalne i vlažne hidrologije). Analiza pokazuje da je (n-1) kriterij zadovoljen za maksimalan angažman svih termoagregata u optimalnom scenariju izgradnje elektrana i bilancu EES od uravnotežene do maksimalnog izvoza ovisno o promatranom hidrološkom stanju.

10.3. Nesigurnosti u hidrološkim okolnostima

Zbog velike instalirane snage u hidroelektranama i značajnog udjela hidroproizvodnje u proizvodnji električne energije opterećenost prijenosne mreže pod izrazitim je utjecajem hidroloških okolnosti i takva situacija će se nastaviti i u budućnosti. Proračuni tokova snaga i (n-1) sigurnosti u poglavlju 6 provedeni su za tri krajnja hidrološka stanja (suha, normalna i vlažna hidrologija) varirajući angažman hidroelektrana u BiH u rasponu od 30 % do 90 % maksimalne snage hidroelektrana. Konačna konfiguracija prijenosne mreže određena je uzimajući u obzir sva krajnja hidrološka stanja pa samim time uključuje i hidrološke nesigurnosti.

10.4. Nesigurnosti u izlascima iz pogona postojećih elektrana

Na temelju rezultata Modula 3 u planskom razdoblju do 2020. godine iz pogona bi trebali izaći termoagregati TE Tuzla G3 (2013. godine), TE Tuzla G4 (2018. godine) i TE Kakanj G5 (2018. godine), stoga je na konačnim konfiguracijama prijenosne mreže provjereno da li predviđeni izlazak iz pogona ovih agregata utječe na planirane investicije u prijenosnu mrežu. Na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine ne pojavljuje se niti jedan slučaj nezadovoljenja (n-1) kriterija u slučaju dekomisije navedenih termoagregata. Dekomisija agregata G3 TE Tuzla ima utjecaj na izgradnju DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (3) tako da odgađa njegovu izgradnju iza 2020. godine, ukoliko se ne izgradi zamjenski blok.

Tablica 10.7. Procjena utjecaja nesigurnosti dekomisije elektrana na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH

Investicija	Utjecaj dekomisije elektrana* (DA/NE)	Napomena
DV 220 kV Posušje – Rama	NE	-
DV 110 kV Livno – Tomislav Grad	NE	-
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4	NE	-
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5	NE	-
DV 110 kV Tomislav Grad – Rama	NE	-
nove TS 110/x kV	NE	-
priključni vodovi 110 kV za nove TS 110/x kV	NE	-
vodovi za rješavanje radijalnog napajanja TS 110/x kV i krutih spojeva u mreži	NE	-
TS 400/110 kV Stanari 1 – Dobož	NE	-
DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (3)	NE	-
TS 220/110 kV CHE Čapljina	NE	-
TE Tuzla - Lukavac (3)	DA	Moguća odgoda iza 2020. zbog dekomisije TE Tuzla G3
TS 400/110 kV Ugljevik (ugradnja dugog transf. 400/110 kV)	NE	-
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2)	NE	-
TS 220/110 kV Zenica 2 (ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV)	DA	Ubrzana gradnja u slučaju zamjene TE Kakanj 5 s TE Kakanj 8

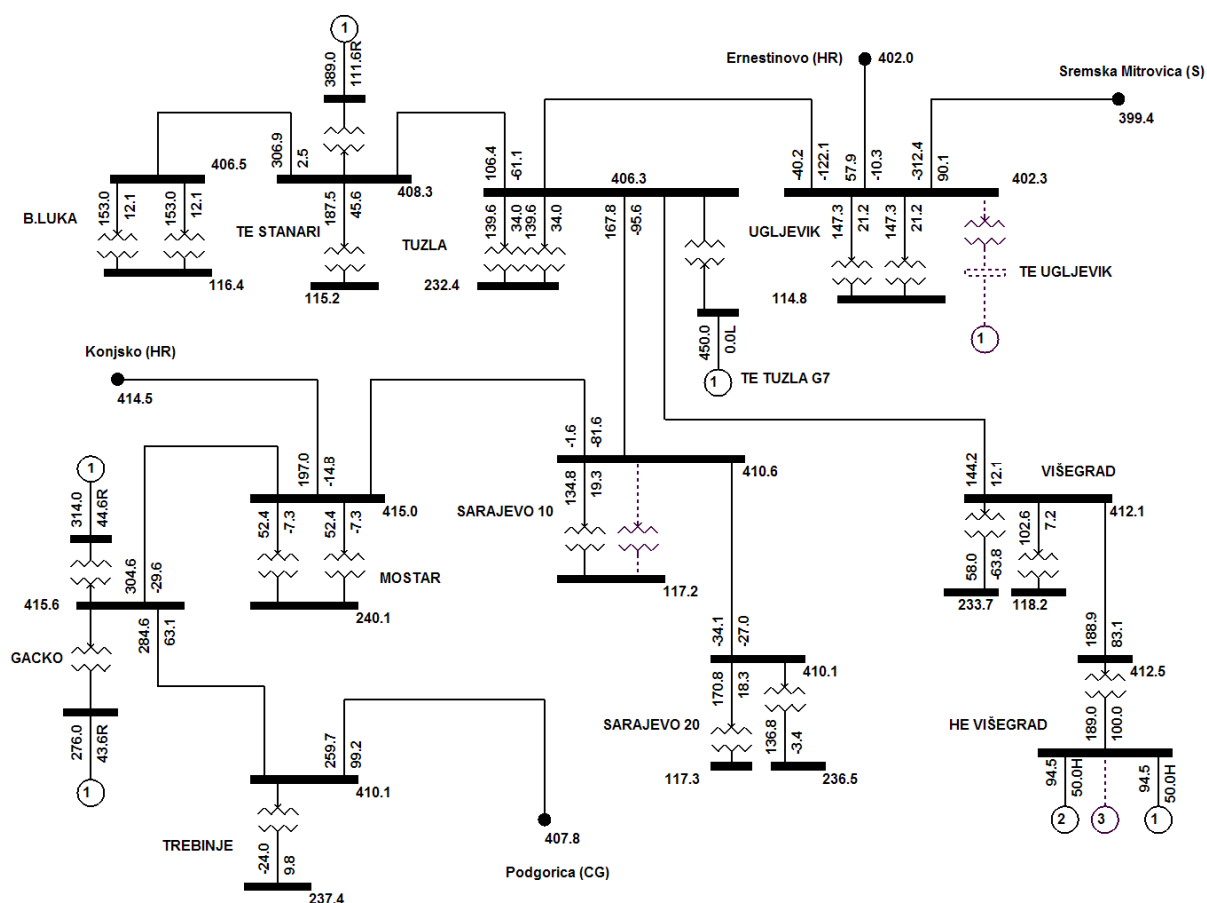
* dekomisija TE Tuzla G3 2013., TE Tuzla G4 2018. i TE Kakanj G5 2018. godine

Realan scenarij pri dekomisiji agregata u TE Kakanj i TE Tuzla je njihova zamjena blokovima većih snaga. Prema informacijama iz Elektroprivrede BiH razmatra se zamjena agregata G3 i G4 u TE Tuzla novim blokom TE Tuzla G7 snage 450 MW (moguća opcija i 350 MW), dok se u TE Kakanj razmatra izgradnja bloka TE Kakanj G8 snage 230 MW (opcije još i 270 MW i 350 MW). Stoga su na konačnoj konfiguraciji prijenosne mreže 2020. godine provjerene prilike u slučaju dekomisije blokova 3 i 4 u TE Tuzla uz odgovarajuću zamjenu blokom TE Tuzla 7, te u slučaju dekomisije TE Kakanj 5 i zamjene blokom TE Kakanj 8. Prikazani proračuni su preliminarni budući da za određivanje rješenja priključka svakog bloka treba učiniti detaljne analize koji osim širokog spektra statičkih pogonskih događaja trebaju obuhvatiti i detaljnu analizu dinamičkih prilika u sistemu.

Dekomisija TE Tuzla G3 i G4 te izgradnja TE Tuzla G7 (snage 450 MW ili 350 MW)

Priključak novog bloka TE Tuzla 7 snage 450 MW ili 350 MW moguće je ostvariti na 220 kV mrežu, pri čemu će (n-1) kriterij na konačnoj konfiguraciji mreže biti zadovoljen, no uz tokove snaga iz 220 kV u 400 kV mrežu preko TS 400/220/110 kV Tuzla 4, te visoko opterećenje transformatora 220/110 kV TE Tuzla pri ispadu transformatora 220/110 kV u TS Tuzla. Dalekovodi 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1) i (2) biti će rasterećeni što će odgoditi potrebu formiranja treće veze.

Realnije je rješenje priključka TE Tuzla 7 na 400 kV mrežu, pri čemu se u istoj postiže situacija prikazana slikom 10.1.

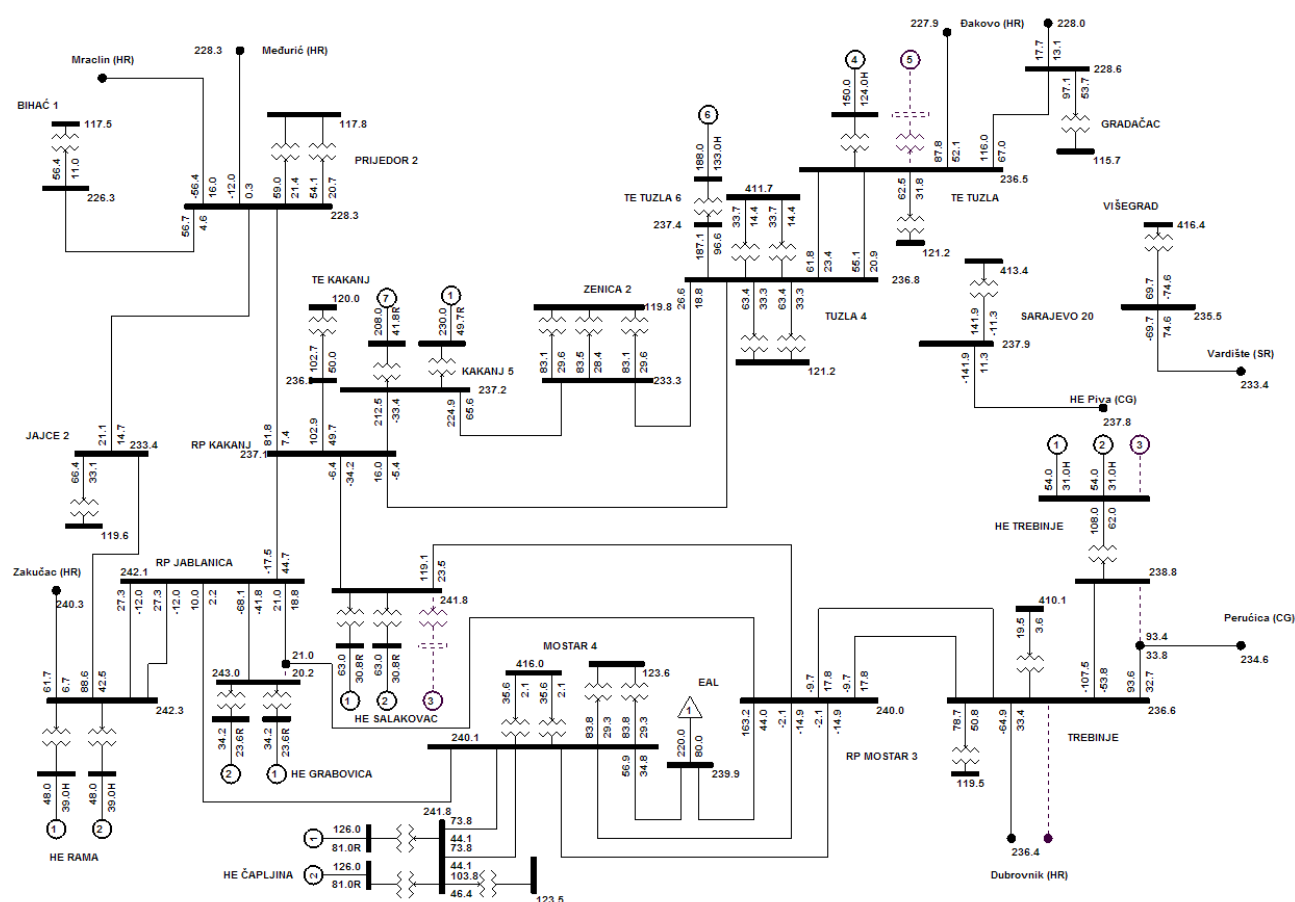


Slika 10.1. Priključak TE Tuzla 7 na 400 kV mrežu (konačna konfiguracija 2020. godine, normalna hidrologija, izvoz 200 MW u Hrvatsku)

Na konačnoj konfiguraciji mreže uz priključenu TE Tuzla 7 na 400 kV mrežu (n-1) kriterij je zadovoljen, no pri ispadu DV 400 kV TE Stanari – B.Luka 6 visoko se opterećuje transformacija 400/110 kV Stanari1 – Doboj (96 % S_n pri normalnoj hidrologiji). Vodovi 110 kV između TE Tuzla i TS Lukavac su rasterećeni pa nije potrebna izgradnja trećeg voda. Opterećenje transformacije 220/110 kV u TS Tuzla unutar je dozvoljenih granica pri ispadu transformatora 220/110 kV u TS Tuzla.

Dekomisija TE Kakanj G5 te izgradnja TE Kakanj G8 (snage 230 MW ili 270 MW ili 350 MW)

U okolini postojeće TE Kakanj postoji razvijena 220 kV i 110 kV mreža, pa je s obzirom na snagu novog bloka 8 realan priključak istog samo na 220 kV mrežu. Blok 5 koji treba biti stavljen van pogona priključen je na 110 kV mrežu, što apriori znači povećanje snage kroz transformator 220/110 kV u Kakanju i obližnjoj TS 220/110 kV Zenica 2 u kojoj se do razmatranog vremenskog presjeka predviđa ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV, 150 MVA. Tokovi snaga u 220 kV mreži nakon priključka TE Kakanj 8 snage 230 MW prikazani su slikom 10.2.



Slika 10.2. Priklijučak TE Kakanj 8 snage 230 MW na 220 kV mrežu (konačna konfiguracija 2020. godine, normalna hidrologija, izvoz 70 MW u Hrvatsku)

Kriterij sigurnosti nije zadovoljen za predviđeno rješenje priključka TE Kakanj 8 na 220 kV mrežu. Ispad DV 220 kV Kakanj 5 – RP Kakanj dovodi do preopterećenja DV 220 kV Kakanj 5 – Zenica (131 % I_t), dok neraspoloživost DV 220 kV Kakanj 5 – Zenica 2 preopterećuje DV 220 kV Kakanj 5 – RP Kakanj (127 % I_t). Preopterećenja ostaju i ukoliko u TS Zenica 2 nije instaliran treći transformator 220/110 kV. Za siguran plasman proizvodnje TE Kakanj 8 snage 230 MW potrebno je sagraditi novi DV 220 kV Kakanj 5 – Zenica 2 ili Kakanj 5 – RP Kakanj.

Isti zaključak vrijedi i za izgradnju bloka TE Kakanj 8 snage 270 MW, te granično i za snagu 350 MW uz potrebu izgradnje novog voda 220 kV prema Zenici 2 (uz novi vod 220 kV Kakanj 5 – RP Kakanj preopterećuje se transformacija 220/110 kV u Kaknju, dok je za novi DV 220 kV Kakanj 5 – Zenica 2 transformacija 220/110 kV u Zenica 2 visoko opterećena pri ispadu trećeg transformatora). Granična opterećenja u 220 kV mreži oko Kaknja i Zenice navode na potrebu razmatranja priključka TE Kakanj 8 u slučaju snage 350 MW na 400 kV mrežu (izgradnja rasklopišta 400 kV u Kaknju te uvod/izvod DV 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4 u RP 400 kV Kakanj, te eventualna transformacija 400/110 kV u Kaknju).

10.5. Nesigurnosti u bilanci EES, odnosno uvozu/izvozu električne energije, te tranzitima mrežom

Nesigurnosti u bilanci EES Bosne i Hercegovine u budućnosti, ovisne o mnoštvu različitih faktora poput opterećenja sustava, izgradnje novih elektrana, proizvodne cijene elektrana, tržišne cijene električne energije, manjkovima ili viškovima električne energije u okruženju i ostalom, unose jedan od najvećih rizika vezan za razvoj prijenosne mreže i buduće investicije u mrežu. Već danas Bosna i Hercegovina je izvoznik električne energije u regiji, a zahvaljujući domaćim ležištima ugljena izgledno je da taj status zadrži i u budućnosti posebno imajući u vidu da je regija jugoistočne Europe ovisna o uvozu električne energije, te imajući u vidu blizinu velikog uvoznika električne energije Italiju s visokom veleprodajnom cijenom električne energije.

Trenutno u jugoistočnoj Europi pojedine zemlje raspolažu viškovima električne energije (Bugarska, Rumunjska, BiH) dok su ostale zemlje pretežito uvoznici električne energije (Hrvatska, Srbija + UNMIK, Makedonija, Albanija, Crna Gora, Grčka) – slika 10.3 U širem okruženju viškovi električne energije postoje u Njemačkoj, Češkoj, Ukrajini (samo dio vezan za UCTE) i Poljskoj, dok su zemlje poput Italije, Austrije, Mađarske i Turske (trenutno nije u sinkronom radu s UCTE) veći ovisnici o uvozu električne energije, posebno Italija koja skoro konstantno uvozi i nekoliko tisuća MW.

Vezano za izgradnju novih proizvodnih postrojenja u regiji, najrelevantnije studije koje su analizirale tu temu [12, 13] uzimajući u obzir buduće tržišne okolnosti u regiji, upućuju na izgradnju novih nuklearnih elektrana u Bugarskoj i Rumunjskoj (NE Belene 2x1000 MW, NE Černavoda 3 i 4 2x 660 MW), termoelektrana na ugljen u Srbiji i na Kosovu (TE Kosovo 2000 MW, TE Kolubara 600 MW), kombi elektrana u Rumunjskoj i Hrvatskoj, te u različitim scenarijima i hidroelektrana u BiH i Crnoj Gori. Usprkos vrlo ambicioznom planu izgradnje novih proizvodnih postrojenja u regiji nije sigurno ostvarenje tog plana pa je realno očekivati da Bosna i Hercegovina s postojećim izvorima kao i novim, predviđenim za gradnju, zadrži svoj status izvoznika električne energije, pa čak i poveća izvoz na mnogo veću razinu od današnje.



Slika 10.3 Zemlje uvoznici (žuto) i izvoznici (crveno) el. energije u Europi

Uz pretpostavku da će Bosna i Hercegovina u budućnosti zadržati status izvozne zemlje dodatne nesigurnosti uzrokuju slijedeći faktori:

- visine izvoza (ovisne o izgradnji novih proizvodnih postrojenja u BiH),
- smjer izvoza (ovisno o cijeni el. energije na različitim tržištima, odn. bilancama pojedinačnih zemalja),
- NTC vrijednosti na pojedinačnim granicama (mrežna infrastruktura može ograničiti buduće tržišne transakcije u utjecati na smjerove izvoza el. energije),
- razvoj regionalne prijenosne mreže (gradnja novih interkonekcija, npr. HVDC veze s Italijom),
- tranziti prijenosnom mrežom BiH ovisni o širim tržišnim aktivnostima, i dr.

Da bi se provjerile nesigurnosti vezane za bilancu EES BiH te utjecaje tranzita mrežom formirano je nekoliko dodatnih scenarija, te je provjereno da li planirana konfiguracija prijenosne mreže BiH 2020. godine zadovoljava kriterij sigurnosti (n-1) uz te scenarije i normalno hidrološko stanje. Formirani dodatni scenariji su slijedeći:

1. Izgradnja HVDC veze 1000 MW Hrvatska – Italija (Konjsko – Candia) i izvoz iz BiH u Italiju do punog iskorištenja kapaciteta te veze (slika 10.4).
2. Izgradnja HVDC veze 1000 MW BiH – Italija (iz TS Mostar 4 prema nepoznatoj lokaciji s talijanske strane) i izvoz iz BiH u Italiju do punog iskorištenja kapaciteta te veze (slika 10.4).
3. Izgradnja HVDC veze 1000 MW Hrvatska – Italija (Konjsko – Candia) te tranzit mrežom BiH na smjeru tržišne transakcije Bugarska, Rumunjska 1000 MW → Italija (slika 10.5).
4. Izgradnja novih TE i HE u BiH i izvoz snage u zemlje u okruženju (Hrvatska, Srbija, Crna Gora) – slika 10.6.



Slika 10.4 Scenarij izvoza 1000 MW iz BiH u Italiju (HVDC Konjsko/HR – Candia/I ili HVDC Mostar 4 - Italija)



Slika 10.5 Scenarij tranzita 1000 MW iz Rumunjske i Bugarske u Italiju (HVDC Konjsko/HR – Candia/I)



Slika 10.6 Scenarij izvoza iz BiH u zemlje u okruženju (Hrvatska; Srbija, Crna Gora)

10.5.1. Izvoz 1000 MW iz BiH u Italiju preko istosmjernog kabela Konjsko (HR) – Candia (I)

U normalnom hidrološkom stanju te uz optimalan plan izgradnje elektrana do 2020. godine BiH je u stanju izvoziti maksimalno 125 MW (ukoliko su maksimalno angažirani svi termoagregati u BiH). Da bi se iskoristio kapacitet istosmjerne veze prema Italiji bilo bi nužno izgraditi još barem 875 MW u termoelektranama u BiH pa je pretpostavljena gradnja slijedećih elektrana (osim TE Stanari i jednog bloka TE Gacko 2 koji su uključeni u optimalan plan izgradnje elektrana):

TE Ugljevik 2	300 MW
TE Gacko 2 (drugi blok)	330 MW
TE Tuzla G7	450 MW

TE Ugljevik 2 priključena je na 400 kV sabirnice TE Ugljevik, drugi blok TE Gacko 2 priključen je na 400 kV sabirnice TE Gacko, dok je TE Tuzla 7 priključena na 400 kV sabirnice TS 400/220/110 kV Tuzla 4.

Na konačnoj konfiguraciji prijenosne mreže pri raspoloživosti svih grana mreže u čvorište Konjsko dolazi iz Mostara 723 MW, dok se ostatak prenosi iz Obrovca (prilog 2, slika P2.1., prilog 3, slika P3.1.). Kriterij sigurnosti (n-1) nije zadovoljen jer se ispadom DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko preopterećuju DV 220 kV Rama – Zakućac 109 % I_t (danas Mostar – Zakućac), te DV 110 kV Čapljina – Opuzen (111 % I_t) i transformator 220/110 kV u CHE Čapljina (112 % S_n), a u EES Hrvatske preopterećuju se i DV 220 kV Zakućac – Konjsko i DV 110 kV Imotski – Kraljevac. Zbog izgradnje novog bloka TE Ugljevik 2 preopterećuje se DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 pri ispadu DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3 (ukoliko se ne pojača veza između Ugljevika i Brčkog izgradnjom novog voda 110 kV – predviđeno na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine), a zbog izgradnje TE Tuzla 7 blago se preopterećuje (2 % iznad dozvoljenog) transformacija 400/110 kV Stanari 1 – Doboje pri ispadu DV 400 kV Stanari – B.Luka 6.

Da bi prijenosna mreža BiH u potpunosti podržala prijenos 1000 MW za Italiju u razmatranom scenariju potrebno je dodatno (u odnosu na konačnu konfiguraciju mreže 2020. godine):

1. izgraditi DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko (2),
2. povećati prijenosnu moć (zamijeniti vodiče) DV 110 kV Čapljina – Opuzen (Al/Fe 240/40 mm²).

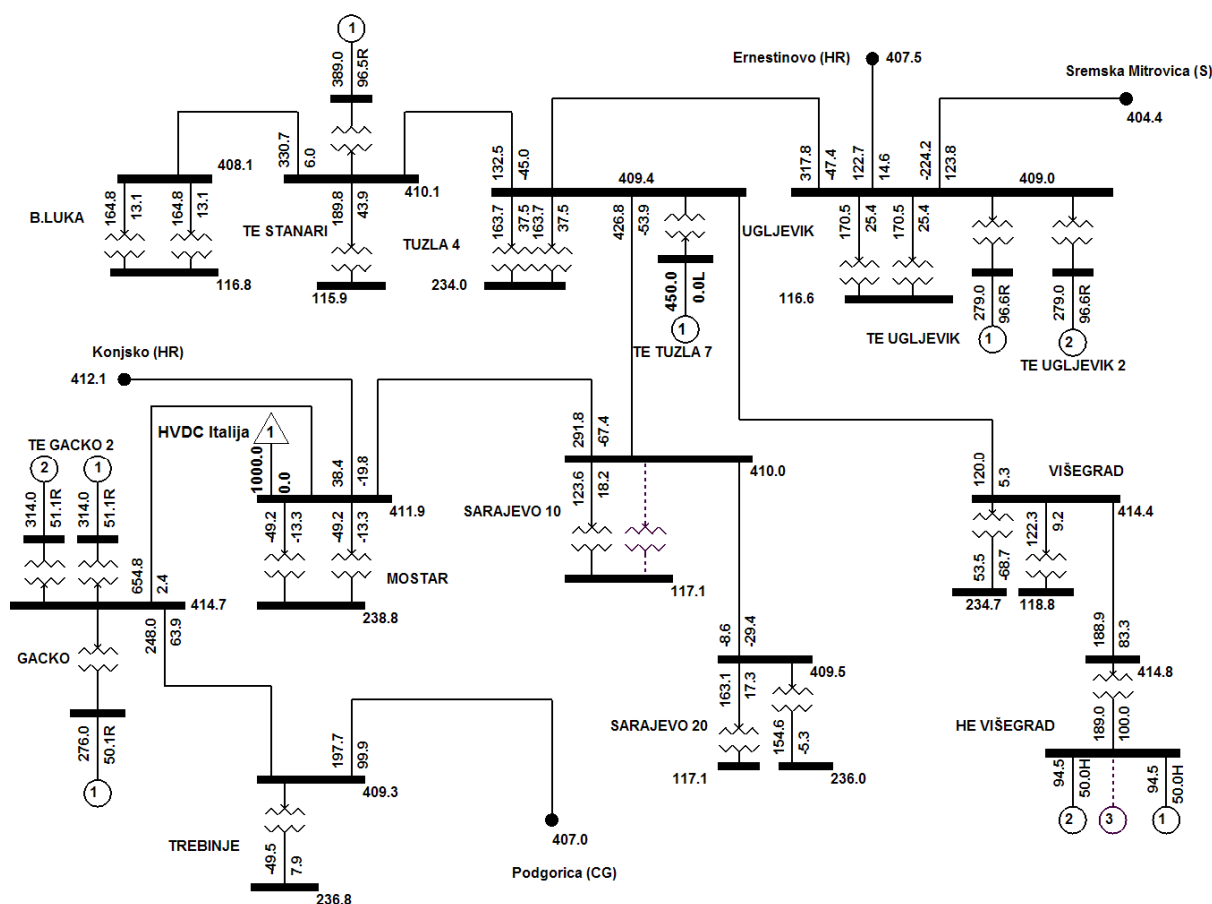
Izgradnja novog DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri (Hr) ne rasterećuje značajno ugrožene dalekovode pri razmatranim ispadima zbog velike duljine tog voda (~200 km), pa je za održavanje tranzita 1000 MW za Italiju nužno pojačati vezu između Mostara 4 i TS Konjsko u Hrvatskoj.

10.5.2. Izvoz 1000 MW iz BiH u Italiju preko istosmjernog kabela Mostar 4 (BiH) – Italija

Na temelju primjedbi iz BiH da je potrebno razmotriti izravnu HVDC vezu BiH i Italije učinjene su dodatne analize s pretpostavkom TS Mostar 4 kao početnog čvorišta kabela veze prema Italiji (na modelu simuliran teret 1000 MW na 400 kV sabirnicama TS Mostar 4). Nije jasno kako bi se ista u stvarnosti izvela, tj. kako bi se mimošla Hrvatska, no neke ideje govore o izgradnji DV 400 kV od Mostara do Čapljine ili Neuma, te polaganja kabela preko Jadrana iz najbližih lokacija blizu mora. Pri tom valja istaknuti da je cijena istosmjernog HVDC kabela snage 1000 MW oko 1 milijun €/km pa se lokacija za izgradnju konvertorskih

stanica među ostalim odabire po kriteriju minimiziranja troška istosmjerne veze, što je bio razlog zašto se u prethodnom poglavlju analizirala TS Konjsko kao inicijalna točka za vezu prema Italiji. Osim toga jedan od bitnih kriterija za odabir lokacija konvertorskih stanica su i karakteristike podmorske trase, odnosno njena dubina, ekološke karakteristike, zagađenost eksplozivnim sredstvima i drugo.

Tokove snaga u 400 kV mreži BiH u slučaju ostvarenja direktne veze BiH – Italija prikazuje slika 10.7. HVDC veza za Italiju napaja se iz smjera TS Gacko (655 MW), Sarajeva 10 (292 MW), te iz 220 kV mreže (~100 MW), pri čemu 38 MW odlazi dalje prema TS Konjsko. Kriterij sigurnosti (n-1) je u potpunosti zadovoljen bez ikakvih dodatnih pojačanja mreže, što znači da predviđena konfiguracija mreže BiH 2020. godine u potpunosti omogućava tranzit 1000 MW iz smjera BiH u Italiju.



Slika 10.7 Tokovi snaga 400 kV mrežom pri izvozu 1000 MW iz BiH izravno u Italiju

10.5.3. Tranzit 1000 MW iz Bugarske i Rumunjske za Italiju preko istosmjernog kabela Konjsko (HR) – Candia (I)

U situaciji normalne hidrologije i izvoza snage iz BiH promatra se dodatna opterećenost mreže u konačnoj konfiguraciji 2020. godine radi prijenosa snage 1000 MW iz Rumunjske i Bugarske za Italiju koristeći HVDC 1000 MW Konjsko – Candia.

U razmatranoj situaciji istosmjerni kabel za Italiju napaja se iz Mostara 4 (657 MW) i ostatak iz Obrovca i 220 kV mreže u TS Konjsko (prilozi 2 i 3, slike P2.2. i P3.2.). To znači da većina razmatranog tranzita prolazi prijenosnom mrežom BiH (uglavnom 400 kV). Najopterećeniji 400 kV dalekovod je Mostar 4 – Konjsko (49 % I_t), dok su ostali 400 kV dalekovodi opterećeni kako slijedi:

DV 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4	12 % I_t (151 MW iz Sarajeva 10)
DV 400 kV Mostar 4 – Gacko	38 % I_t (518 MW iz TE Gacko)
DV 400 kV Gacko – Trebinje	9 % I_t (71 MW iz TE Gacko)
DV 400 kV Tuzla – Sarajevo 10	19 % I_t (249 MW iz TS Tuzla)
DV 400 kV Tuzla – Ugljevik	33 % I_t (434 MW iz TE Ugljevik)
DV 400 kV Ugljevik – Ernestinovo	3 % I_t (12 MW iz TE Ugljevik)
DV 400 kV Ugljevik – S. Mitrovica	40 % I_t (505 MW iz Sremske Mitrovice)

Ispadom DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko preopterećuju se DV 220 kV Rama – Zakućac (101 % I_t) i DV 110 kV Čapljina – Opuzen (103 % I_t). DV 110 kV Čapljina – Opuzen ugrožen je i pri nizu drugih ispada u mreži zbog male prijenosne moći (predviđen za revitalizaciju neposredno nakon 2020. godine).

Izgradnjom DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko (2) i povećanjem prijenosne moći DV 110 kV Čapljina – Opuzen (n-1) kriterij je zadovoljen što znači da prijenosna mreža BiH može podržati razmatrani tranzit snage.

To znači da će u slučaju izgradnje istosmjernog kabela snage 1000 MW na pravcu Konjsko – Candia prijenosnu mrežu BiH trebati pojačati drugim DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko te revitalizirati vod 110 kV Čapljina – Opuzen (zamjena vodiča i ugradnja vodiča Al/Fe 240/40 mm²) bez obzira da li će se razmatrani kabel napajati proizvodnjom iz BiH ili izvan nje.

Analogno zaključcima iz poglavlja 10.5.2. u slučaju ostvarenja direktne HVDC veze Mostar 4 – Italija, mrežu BiH neće trebati dodatno pojačavati radi tranzita iz Bugarske i Rumunjske u BiH.

10.5.4. Izvoz 1200 MW iz BiH u Hrvatsku, Srbiju i Crnu Goru

Razmatra se situacija normalne hidrologije, konačna konfiguracija mreže 2020. godine u situaciji vršnog opterećenja BiH, dodatna izgradnja TE Ugljevik 2, TE Gacko 2 (drugog bloka) i TE Tuzla 7 (uz TE Stanari i prvi blok TE Gacko 2 uključenih u optimalan plan izgradnje elektrana), te maksimalan angažman svih turboagregata pri čemu BiH izvozi 1200 MW u zemlje u okruženju (pretpostavljeno 600 MW u Hrvatsku, te po 300 MW u Srbiju i Crnu Goru). Provjeren je i drugačiji raspored izvoza (po 400 MW u sve tri zemlje, te 600 MW u Srbiju i po 300 MW u Hrvatsku i Crnu Goru).

Tokove snaga u razmatranim scenarijima prikazuju slijedeće slike u prilogu 2:

Slika P2.3. – izvoz 1200 MW (u Hrvatsku 600 MW, Srbiju 300 MW i Crnu Goru 300 MW),
 Slika P2.4. – izvoz 1200 MW (u Hrvatsku 400 MW, Srbiju 400 MW i Crnu Goru 400 MW),
 Slika P2.5. – izvoz 1200 MW (u Hrvatsku 300 MW, Srbiju 600 MW i Crnu Goru 300 MW).

Opterećenja grana 400 kV mreže pri ispitivanim scenarijima prikazani su prilogom 3, na slikama P3.3., P3.4. i P3.5.

U situaciji izvoza 600 MW u Hrvatsku, 300 MW u Srbiju i 300 MW u Crnu Goru (n-1) kriterij nije zadovoljen kako je prikazano tablicom 10.8. Ugroženi su DV 110 kV Čapljina – Opuzen kojeg bi trebalo prijevremeno revitalizirati, isto kao i DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi.

Transformacija 220/110 kV u RP Trebinje treba biti pojačana ugradnjom još jednog transformatora 220/110 kV, 150 MVA (ugradnja tijekom 2008. godine po informacijama Elektroprijenosa).

U situaciji izvoza po 400 MW u sve susjedne zemlje (n-1) kriterij nije zadovoljen kako je prikazano tablicom 10.9. Javlja se isti kritični događaji i iste kritične grane, pa bi i u ovom slučaju DV 110 kV Čapljina – Opuzen trebalo prijevremeno revitalizirati, isto kao i DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi.

Isti zaključak vrijedi i u slučaju razmatranja izvoza 600 MW u Srbiju, te po 300 MW u Hrvatsku i Crnu Goru.

Očito je da će pri velikom izvozu snage 400 kV mreža biti spodobna s (n-1) sigurnošću podržati razmatrane razmjene, no pojedini 110 kV međudržavni vodovi manjeg presjeka mogli bi se blago propterećivati pri pojedinim ispadima 400 kV vodova.

Tablica 10.8. Analiza (n-1) sigurnosti na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz uključene TE Ugljevik 2, TE Gacko 2 (drugi blok) i TE Tuzla 7 pri izvozu 1200 MW iz BiH (600 MW Hrvatska, 300 MW Srbija i 300 MW Crna Gora)

Scenarij	Ispad grane	Čvorište	% I_t ili S_n
TE Stanari, TE Gacko 2 (660 MW), TE Ugljevik 2, TE Tuzla 7	DV 400 kV Mostar – Konjsko	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	106
Normalna hidrologija Izvoz 1200 MW (600 MW Hrv, 300 MW Sr, 300 MW CG)	DV 400 kV Trebinje – Podgorica	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	111

Tablica 10.9. Analiza (n-1) sigurnosti na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz uključene TE Ugljevik 2, TE Gacko 2 (drugi blok) i TE Tuzla 7 pri izvozu 1200 MW iz BiH (400 MW Hrvatska, 400 MW Srbija i 400 MW Crna Gora)

Scenarij	Ispad grane	Čvorište	% I_t ili S_n
TE Stanari, TE Gacko 2 (660 MW), TE Ugljevik 2, TE Tuzla 7	DV 400 kV Mostar – Konjsko	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	103
Normalna hidrologija Izvoz 1200 MW (400 MW Hrv, 400 MW Sr, 400 MW CG)	DV 400 kV Trebinje – Podgorica	DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi	104
		TR 220/110 kV RP Trebinje	109

Tablica 10.10. Analiza (n-1) sigurnosti na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz uključene TE Ugljevik 2, TE Gacko 2 (drugi blok) i TE Tuzla 7 pri izvozu 1200 MW iz BiH (300 MW Hrvatska, 600 MW Srbija i 300 MW Crna Gora)

Scenarij	Ispad grane	Čvorište	% I_t ili S_n
TE Stanari, TE Gacko 2 (660 MW), TE Ugljevik 2, TE Tuzla 7	DV 400 kV Mostar – Konjsko	DV 110 kV Čapljina – Opuzen	103
Normalna hidrologija Izvoz 1200 MW (300 MW Hrv, 600 MW Sr, 300 MW CG)	DV 400 kV Trebinje – Podgorica	TR 220/110 kV RP Trebinje	107

Konačna konfiguracija prijenosne mreže BiH 2020. godine biti će dovoljno izgrađena za prijenos značajnih viškova električne energije u zemlje u okruženju pri čemu će eventualno biti potrebno poduzeti slijedeće:

1. povećati prijenosnu moć DV 110 kV Čapljina – Opuzen ugradnjom vodiča Al/Fe 240/40 mm² (u slučaju izvoza na zapad – Hrvatska i dalje),
2. povećati prijenosnu moć DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi ugradnjom vodiča Al/Fe 240/40 mm² (u slučaju izvoza na jug – Crna Gora i dalje),
3. ugraditi drugi transformator 220/110 kV, 150 MVA, u TS 400/220/110 kV Trebinje (u slučaju izvoza na jug – Crna Gora i dalje) – predviđeno do 2010. godine, odnosno ugradnja u tijeku (2008. godine).

10.6. Nesigurnosti u porastu potrošnje/opterećenja EES

Porast potrošnje električne energije i karakteristika potrošnje (prvenstveno vršnog opterećenja EES na temelju kojeg se planira razvoj prijenosne mreže) predstavlja tradicionalnu nesigurnost u planiranju razvoja elektroenergetskih sistema u cjelini te prijenosnih mreža kao dijela tih sistema. Dodatna nesigurnost vezana za potrošnju električne energije koja nastaje u otvorenim tržištima električne energije odnosi se na elastičnost potrošnje, odnosno nepoznate reakcije potrošača na trenutnu tržišnu cijenu električne energije. U slučaju pojave zagušenja u mreži, ukoliko je tržište dizajnirano na način da se zagušenja odražavaju na cijenu električne energije u pojedinim čvorištima ili zonama (što nije slučaj prema važećem zakonodavstvu i praksi u BiH), potrošači na visoku cijenu električne energije mogu reagirati smanjenjem potrošnje i time doprinijeti ublažavanju ili otklanjanju zagušenja u mreži.

Nesigurnost u porastu potrošnje električne energije odnosno opterećenja EES neće utjecati na potrebne investicije u mreži, ali mogu utjecati na dinamiku njihova izvođenja. Radi toga je za sve prethodno analizirane scenarije opisane u poglavlju 6, te za svaki analizirani vremenski presjek (2010., 2015., 2020.) provjerena opravdanost pojedinih investicija u slučaju nižeg scenarija potrošnje (S1) i scenarija s mjerama za smanjenje potrošnje (S3) prema poglavlju 5.2.

Za analizirani vremenski presjek 2010. godine razlika opterećenja u referentnom i nižim scenarijima porasta potrošnje električne energije iznosi 25 MW. Zbog male razlike u scenarijima neće se ispitivati opravdanost pojedinih investicija za razmatrano vremensko razdoblje.

Za analizirani vremenski presjek 2015. godine razlika opterećenja u referentnom i nižem scenariju porasta potrošnje električne energije iznosi 131 MW pa je ispitana opravdanost pojedinih investicija za razmatrano vremensko razdoblje.

Za analizirani vremenski presjek 2020. godine razlika opterećenja u referentnom i nižem scenariju porasta potrošnje električne energije iznosi 295 MW pa je također ispitana opravdanost pojedinih investicija za razmatrano vremensko razdoblje.

Rezultati utjecaja porasta potrošnje električne energije i opterećenja EES na planirane investicije u pojačanje prijenosne mreže prikazani su tablicom 10.11.

Vidljivo je da manja stopa porasta potrošnje električne energije i opterećenja EES utječe na određene investicije predviđene za vremenske presjeke 2010. – 2015. i 2015. – 2020., na način da niža stopa porasta odgađa njihovu izgradnju za nekoliko godina.

Tablica 10.11. Procjena utjecaja nesigurnosti porasta potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES (referentni S2 i niži scenariji porasta potrošnje – S1 i S3) na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH

Investicija	Utjecaj niže stope porasta opterećenja (DA/NE)	Napomena
DV 220 kV Posušje – Rama	NE	-
DV 110 kV Livno – Tomislav Grad	NE	-
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4	NE	-
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5	NE	-
DV 110 kV Tomislav Grad – Rama	NE	-
nove TS 110/x kV	NE (DA)	Pojedine TS 110/x kV neće trebati formirati u slučaju niže stope porasta opterećenja
priključni vodovi 110 kV za nove TS 110/x kV	NE (DA)	-
vodovi za rješavanje radijalnog napajanja TS 110/x kV i krutih spojeva u mreži	NE	-
TS 400/110 kV Stanari 1 - Doboj	NE	-
DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (3)	DA	Odgoda izgradnje u slučaju niže stope porasta opterećenja (iza 2020.)
TS 220/110 kV CHE Čapljina	NE	-
TE Tuzla - Lukavac (3)	DA	Odgoda izgradnje u slučaju niže stope porasta opterećenja (iza 2020.)
TS 400/110 kV Ugljevik (ugradnja dugog transf. 400/110 kV)	DA	Odgoda izgradnje u slučaju niže stope porasta opterećenja (iza 2020.)
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2)	DA	Odgoda izgradnje u slučaju niže stope porasta opterećenja (iza 2020.)
TS 220/110 kV Zenica 2 (ugradnja trećeg transformatora 220/110 kV)	DA	Odgoda izgradnje u slučaju niže stope porasta opterećenja (iza 2020.)

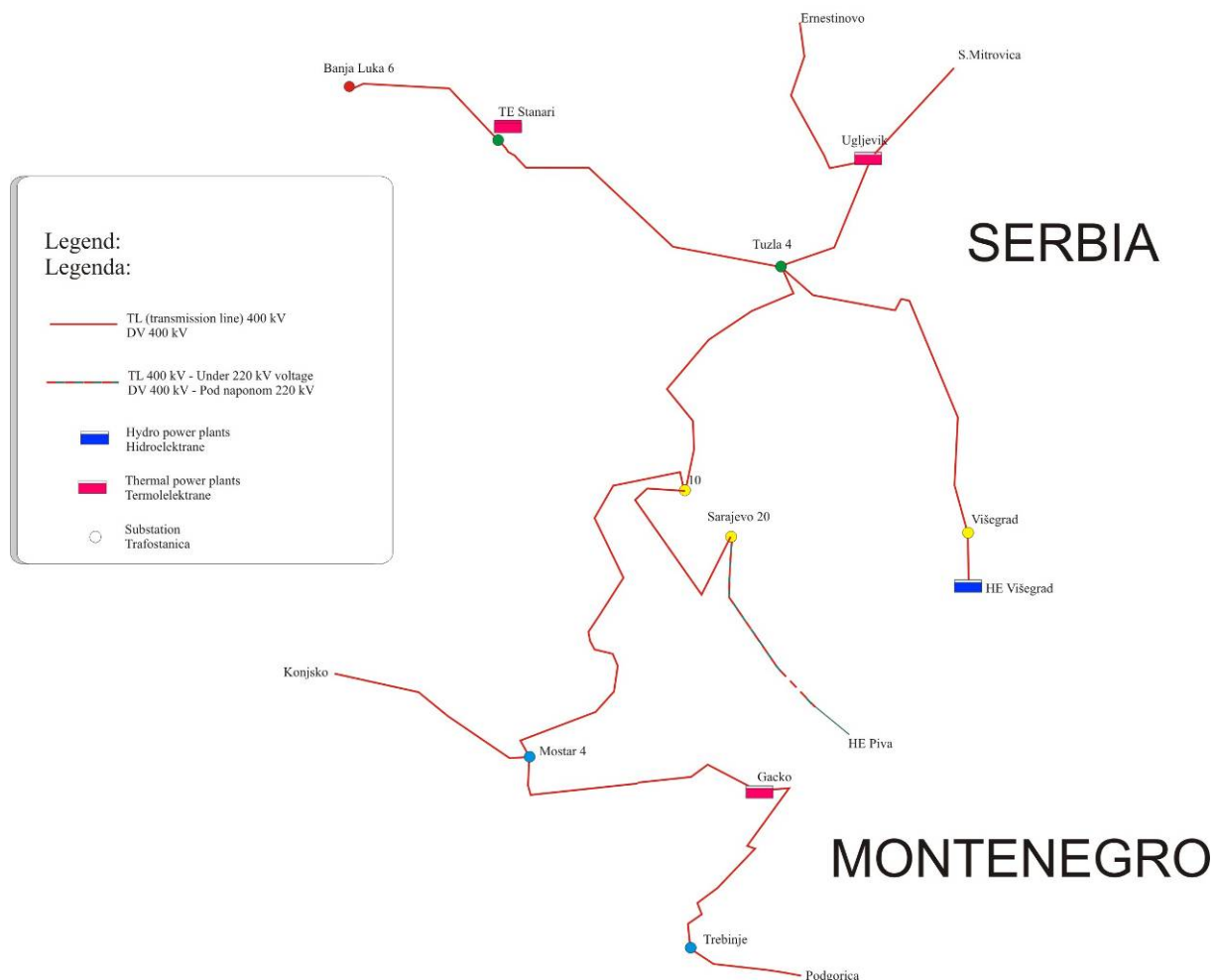
10.7. Razvoj 400 kV mreže i izgradnja novih interkonekcija

Razvoj mreže najviše naponske razine i izgradnja novih interkonektivnih vodova predstavlja veliku nesigurnost povezanu s razvojem šireg regionalnog tržišta električnom energijom, tržišnim transakcijama u budućnosti i izgradnjom novih elektrana kako u BiH tako i u okruženju, a posebno imajući u vidu velike investicije potrebne za gradnju novih 400 kV vodova (uz problem pronalaženja trasa za iste).

Konačna konfiguracija prijenosne mreže Bosne i Hercegovine 2020. godine (slika 10.8) ne uključuje značajnije investicije u 400 kV mrežu, izuzev u dijelu izgradnje novih TS 400/110 kV (Stanari 1 – Doboj) ili pojačanja transformacije postojećih TS 400/110 kV (Ugljevik), te priključka novih elektrana na postojeću mrežu (TE Stanari, TE Gacko 2, eventualno TE Ugljevik 2, TE Tuzla 7 i TE Kongora). Proračuni izvršeni u poglavlju 6 pokazuju da je kriterij sigurnosti (n-1) zadovoljen pri takvoj konfiguraciji mreže, pa u tom pogledu ne prepoznaje se potreba gradnje novih 400 kV vodova. Pri tom valja istaknuti da je promatran scenarij s maksimalnim izvozom u iznosu od 1200 MW (tablica 6.18), što znači da tako planirana mreža 400 kV unutar BiH s postojećim interkonekcijama može podržati tako velike izvoze u

okruženje. Isti zaključak vrijedi i ukoliko dođe do značajnije izgradnje novih elektrana unutar BiH (osim TE Stanari i TE Gacko 2, još i TE Ugljevik 2 i TE Tuzla 7).

CROATIA



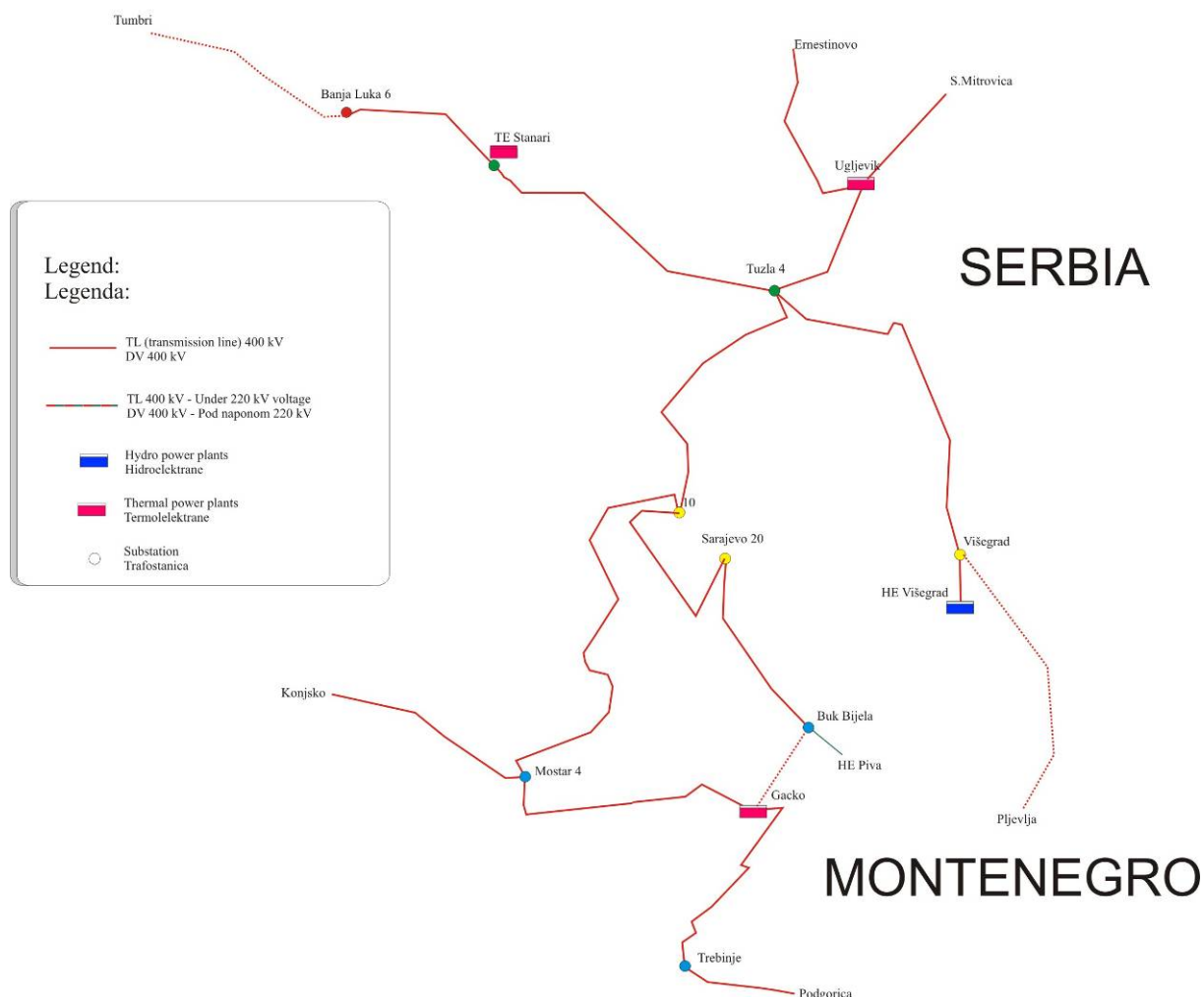
Slika 10.8 Mreža 400 kV 2020. godine

Budući da unutar Elektroprijenosa BiH i NOS BiH postoje razmišljanja o gradnji novih 400 kV vodova (prvenstveno interkonektivnih) u ovom poglavlju detaljno je razmotrena problematika razvoja 400 kV mreže s aspekta razvoja regionalnog tržišta električne energije, priključenja novih elektrana, značajnijih izvoza u okruženje, tranzita mrežom, sigurnosti opskrbe pojedinih područja i plasmana proizvodnja elektrana. Pri tom je razmatrana potreba izgradnje slijedećih novih 400 kV vodova unutar BiH i između BiH i susjednih zemalja (slika 10.9):

1. DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri (Hrvatska), preko Prijedora i Bihaća
2. DV 400 kV Višegrad – Pljevlja (Crna Gora)
3. DV 400 kV Gacko – Buk Bijela

Potrebno je istaknuti da za niti jedan od gore navedenih vodova nije izrađena studija izvodljivosti niti su izvršene bilo kakve ozbiljnije pripremne radnje, već se radi samo o idejama. Dogovori sa susjednim operatorima prijenosnih sistema (HEP OPS i EPCG) još nisu obavljeni vezano za nove interkonekcije, pa Konzultantima nije poznat stav susjednih operatora sistema o zainteresiranosti u njihovu gradnju.

CROATIA



Slika 10.9 Kandidati za izgradnju u mreži 400 kV

Potreba gradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri objašnjava se povećanjem sigurnosti napajanja šireg banjalučkog područja električnom energijom, pri čemu bi se eventualno formirale TS 400/110 kV Prijedor i 400/110 kV Bihać (radijalno napajan iz 220 kV mreže), povećanjem sigurnosti plasmana proizvodnje TE Stanari i stvaranjem novog energetskeg koridora (zajedno s DV 400 kV Višegrad – Pljevlja) za izvoz odnosno tranzit snage prema Grčkoj i Albaniji.

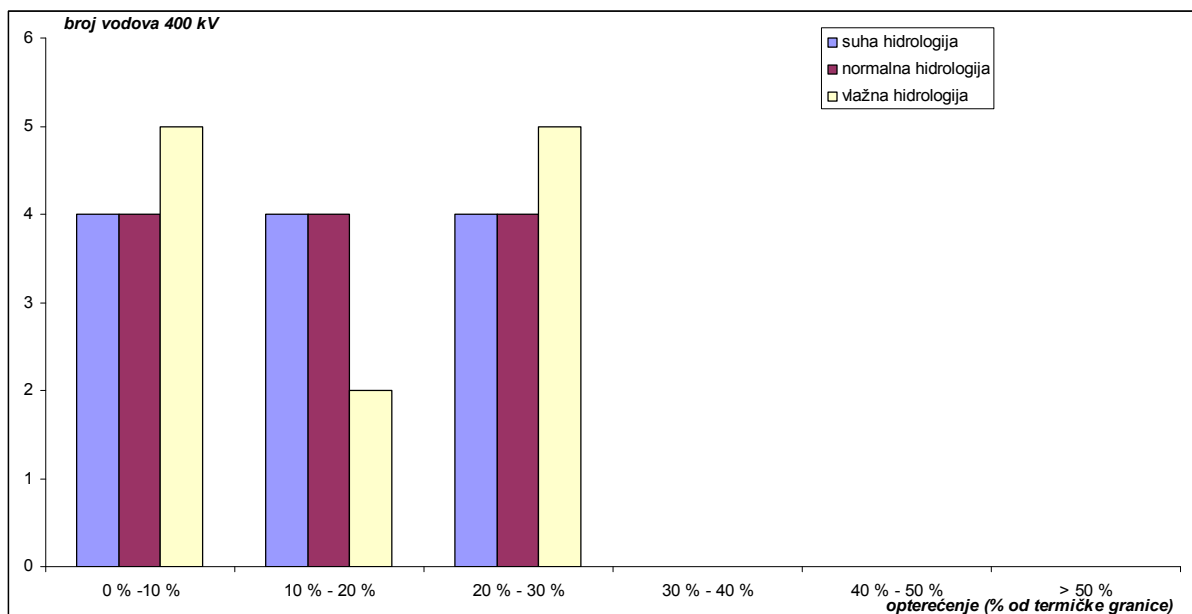
Potreba gradnje DV 400 kV Višegrad – Pljevlja objašnjava se još i povećanjem sigurnosti plasmana proizvodnje HE Višegrad budući da ispad DV 400 kV Višegrad – Tuzla može ograničiti proizvodnju HE Višegrad ukoliko su prilike u susjednoj mreži Srbije nepovoljne (postoji 220 kV veza Višegrad – Vardište).

Potreba gradnje DV 400 kV Gacko – Buk Bijela objašnjava se povećanjem sigurnosti plasmana proizvodnje novih TE Gacko 2 i HE Buk Bijela.

10.7.1. Opterećenja 400 kV vodova unutar konačne konfiguracije 2020. g.

Opterećenost 400 kV vodova u postojećem stanju (2006. godina) prikazana je slikom 3.16. Danas se 400 kV vodovi unutar BiH ne opterećuju iznad 30 % od njihovih termičkih granica, a većina ih je opterećena do 20 % I_t .

Histogram opterećenja 400 kV vodova u BiH na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine prikazanoj slikom 10.8, za različita hidrološka stanja te uz maksimalan angažman svih termoelektrana unutar BiH u optimalnom planu izgradnje elektrana (što u stanju suhe hidrologije znači uravnotežen sistem, dok u stanjima normalne i vlažne hidrologije znači izvoz 590 MW, odnosno 1200 MW izvan BiH) prikazan je slikom 10.10.



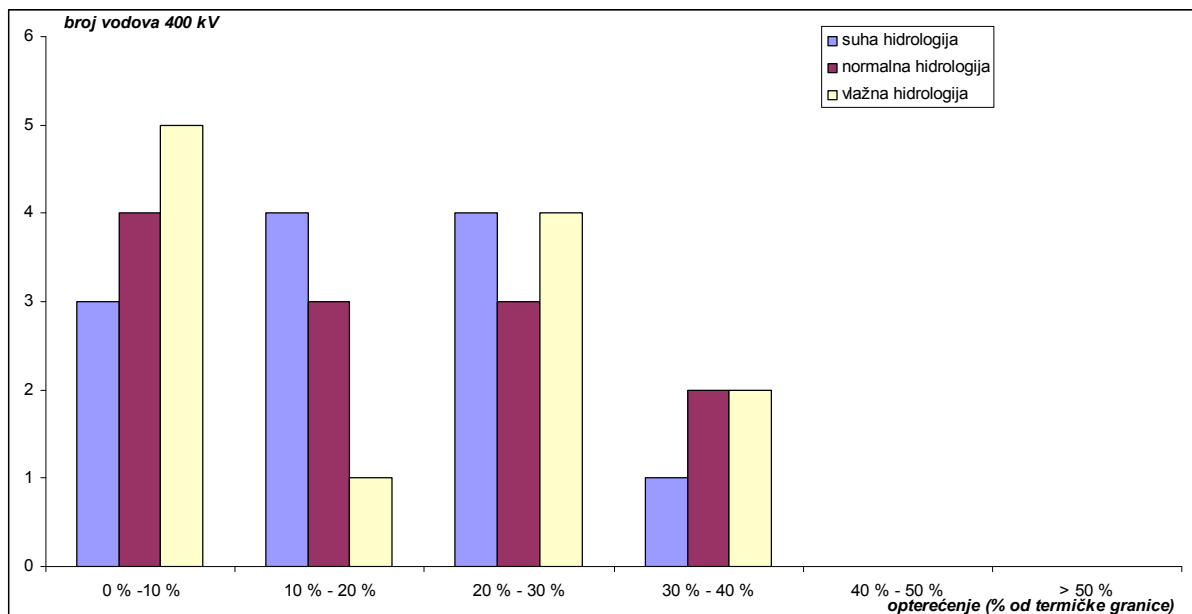
Slika 10.10 Opterećenja 400 kV vodova u BiH u optimalnom scenariju izgradnje elektrana, uz različita hidrološka stanja i maksimalan angažman termoelektrana

Vidljivo je da se u konačnoj konfiguraciji 400 kV vodovi ne opterećuju iznad 30 % od njihovih termičkih granica bez obzira na razmatrano hidrološko stanje, usprkos značajnim izvozima u stanjima normalne i vlažne hidrologije. To znači da u 400 kV mreži postoji još dovoljno rezerve za priključak novih elektrana te značajno povećanje izvoza, kao i tranzita za potrebe trećih strana.

Ukoliko u konačnu konfiguraciju mreže uvrstimo nove elektrane TE Ugljevik 2, TE Tuzla 7 i drugi blok TE Gacko 2, uz maksimalan angažman TE u BiH moguće je ostvariti izvoze snage 580 MW pri suhoj hidrologiji, 1100 MW pri normalnoj hidrologiji, te 1780 MW pri vlažnoj hidrologiji. Histogram opterećenja 400 kV vodova prikazan je tada slikom 10.11.

Iz slike je vidljivo da se ni pri maksimalističkom scenariju izgradnje elektrana priključenih na 400 kV mrežu, te uz maksimalan izvoz van BiH, vodovi najviše naponske razine neće opterećivati preko 40 % od dozvoljenih granica, što znači da u 400 kV mreži postoji još dosta rezerve za priključak novih elektrana, daljnje povećanje izvoza i značajne tranzite za potrebe trećih strana.

U svim ispitanim slučajevima (n-1) kriterij je zadovoljen u 400 kV mreži, no moguća su blaga preopterećenja transformacije 400/110 kV Stanari 1–Doboj pri ispadu DV 400 kV Banja Luka 6 – Stanari, te transformatora 220/110 kV u Mostar 4 pri ispadu paralelnog transformatora.



Slika 10.11 Opterećenja 400 kV vodova u BiH uz nove TE priključene na 400 kV mrežu (Stanari, Gacko 2, Tuzla 7, Ugljevik 2), za različita hidrološka stanja i maksimalan angažman termoelektrana

10.7.2. Priključak novih elektrana na 400 kV mrežu i troškovi priključka

TE Stanari

Kako je navedeno u poglavlju 5.3. priključak TE Stanari predviđa se izgradnjom TS 400/110 kV Stanari 1-Doboj koja se na 400 kV mrežu priključuje uvodom/izvodom voda 400 kV Tuzla 4 – Banja Luka 6, a na 110 kV mrežu uvodom/izvodom DV 110 kV Stanari – Ukrina, te izgradnjom DV 110 kV Stanari 1 – Doboj 3 i Stanari 1 – Prnjavor 2. Troškovi priključka procjenjuju se na oko 12.3 milijuna €. Također se procjenjuje da bi troškove priključka u većem dijelu trebao snositi investitor u elektranu.

Izvršeni proračuni ukazuju na moguću predimenzioniranost 110 kV mreže oko TS Stanari 1 u predviđenom rješenju, odnosno ukazuju na eventualnu opravdanost promjene dinamike izgradnje vodova prema Doboju 3 i Prnjavoru 2 (moguće kašnjenje u odnosu na TS 400/110 kV Stanari 1-Doboj).

TE Gacko 2

TE Gacko 2 priključuje se na 400 kV postrojenje postojeće TE Gacko, a proračuni ne ukazuju na potrebu dodatnih pojačanja mreže u slučaju izgradnje jednog bloka 330 MW. Prema tome trošak priključka jednog bloka TE Gacko 2 jednak je trošku proširenja rasklopišta 400 kV Gacko za jedno trafo polje 400 kV (581 709 €).

U slučaju izgradnje dva bloka TE Gacko 2, oba se priključuju na 400 kV rasklopište TE Gacko (trošak proširenja za dva trafo polja 400 kV iznosi 1 163 418 €). Izvršeni proračuni ukazuju na mogućnost visokog opterećenja transformacije 400/220 kV u Trebinju (95 % S_n) u slučaju maksimalnog angažmana TE Gacko i TE Gacko 2 te ispada DV 400 kV Gacko – Mostar. Eventualnu potrebu dodatnih pojačanja mreže potrebno je sagledati detaljnim analizama.

TE Ugljevik 2

TE Ugljevik 2 priključuje se na 400 kV postrojenje postojeće TE Ugljevik, a proračuni ne ukazuju na potrebu dodatnih pojačanja mreže u slučaju izgradnje novog bloka, izuzev pojačanja transformacije 400/110 kV u Ugljevik (u planu do 2020. godine) ukoliko je trajno van pogona 110 kV vod Bijeljina 4 – Lešnica, te usporedno izgradnje i novog 110 kV voda od Ugljevika prema Brčkom. Prema tome trošak priključka novog bloka TE Ugljevik 2 jednak je trošku proširenja rasklopišta 400 kV u Ugljevik (581 709 €).

TE Tuzla 7

TE Tuzla 7 snage 450 MW (ili 350 MW) priključuje se na 400 kV mrežu, pri čemu istu ne treba dodatno pojačavati. Priključak se ostvaruje na TS 400/220/110 kV Tuzla 4, a trošak proširenja iste iznosi 581 709 € (1 vodno polje 400 kV). Za priključak TE Tuzla 7 potrebno je sagraditi DV 400 kV od TE Tuzla do TS Tuzla 4 u duljini od oko 5 km (trošak oko 1.2 milijuna €), pa ukupni troškovi priključka TE Tuzla 7 na EES iznose oko 1 781 709 €.

TE Kakanj 8

TE Kakanj 8 snage 230 MW (ili 270 MW ili 350 MW) priključuje se na 220 kV mrežu, pri čemu istu treba dodatno pojačati izgradnjom DV 220 kV Kakanj 5 – Zenica 2 (2). Trošak priključka se procjenjuje na oko 3.6 milijuna €. U slučaju snage od 350 MW potrebno je razmotriti i priključak na 400 kV mrežu (izgradnja TS 400/110 kV Kakanj i uvod voda 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4).

TE Kongora

U slučaju izgradnje TE Kongora predviđa se njen priključak na EES izgradnjom TS 400/110 kV na lokaciji termoelektrane, u koju se uvodi DV 400 kV Mostar – Konjsko, a prema [16] ista se priključuje u 110 kV mreži izgradnjom DV 2x110 kV prema Posušju (VE Poklećani), DV 110 kV prema Tomislavgradu (VE Srđani i VE Mokronoge) i DV 110 kV prema TS Rama – Prozor (VE Srđani i VE Mokronoge). Iako duljine priključnih dalekovoda Konzultantu nisu poznate, trošak priključka se procjenjuje na preko 15 mil. €.

HE Buk Bijela

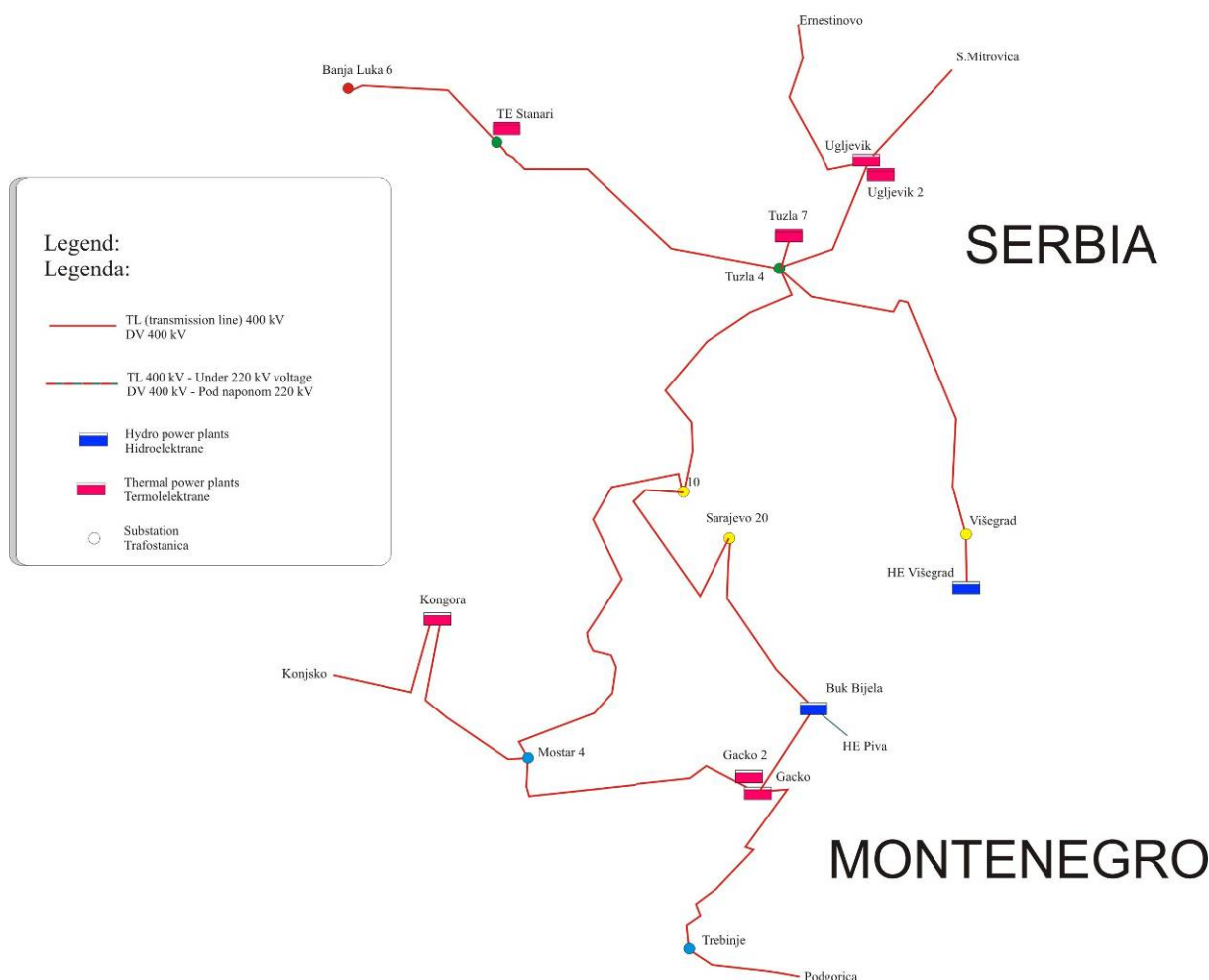
HE Buk Bijela priključuje se prema [15] na 400 kV mrežu izgradnjom TS 400/220 kV Buk Bijela, puštanjem u pogon dalekovoda Sarajevo 20 – Buk Bijela pod nazivnim naponom 400 kV, preseljenjem transformacije 400/220 kV iz TS Sarajevo 20 u TS Buk Bijela, i izgradnjom novog DV 400 kV prema TE Gacko, HE Višegrad ili TS Pljevlja. Duljine priključnih vodova 400 kV procjenjuju se na:

HE Buk Bijela – Pljevlja	Al/Č 2x490/65 mm ² , L=67 km
HE Buk Bijela – Gacko	Al/Č 2x490/65 mm ² , L=42 km
HE Buk Bijela – Višegrad	Al/Č 2x490/65 mm ² , L=60 km

Ukoliko se kao konačno rješenje odabere izgradnja 400 kV voda prema TE Gacko ukupni trošak priključka na mrežu procjenjuje se na oko 16 milijuna €.

Rješenja priključka svih mogućih novih elektrana koje se priključuju na 400 kV mrežu prikazana su slikom 10.12.

CROATIA



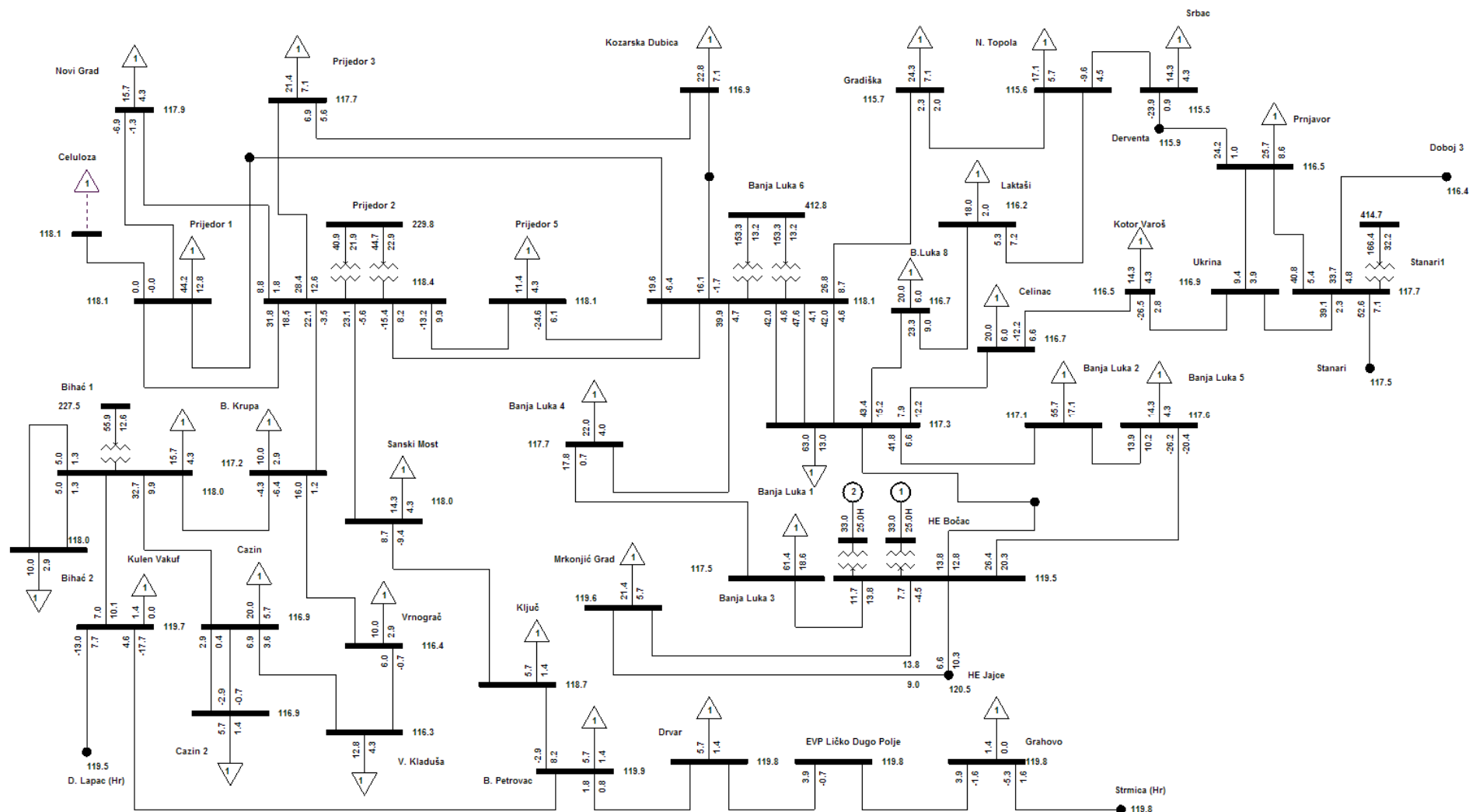
Slika 10.12 Priključak novih elektrana na mrežu 400 kV

10.7.3. Sigurnost napajanja sjeverozapadne BiH i potreba izgradnje DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri

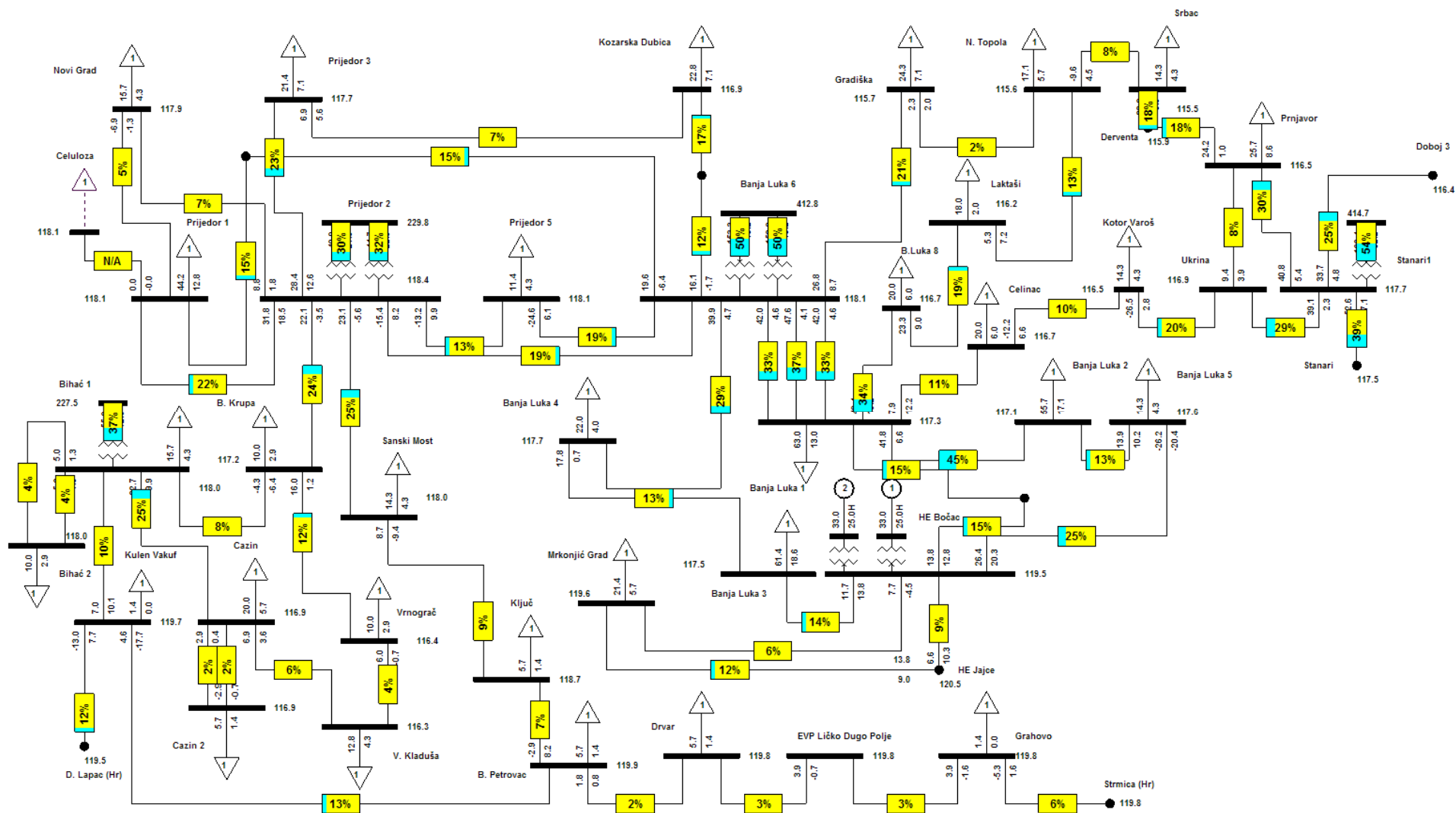
Prilike u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine u situaciji vršnog opterećenja sistema i normalne hidrologije 2020. godine prikazuje slika 10.13 (na slici nisu prikazane nove TS 110/x kV). Opterećenja grana u postocima u odnosu na termičke granice vodova odnosno prividne snage transformatora prikazuje slika 10.14. Tokove snaga u mrežama 400 kV i 220 kV prikazuju slike 10.15 i 10.16.

Razmatrano područje napaja se preko TS 400/110 kV Banja Luka 6 (308 MW), TS 400/110 kV Stanari (167 MW), TS 220/110 kV Prijedor 2 (85 MW) i TS 220/110 kV Bihać 1 (56 MW). HE Bočac je na modelu angažirana s 66 MW, a male HE nisu modelirane. Vodovi 110 kV na razmatranom području opterećeni su do 42 % od dozvoljenih granica.

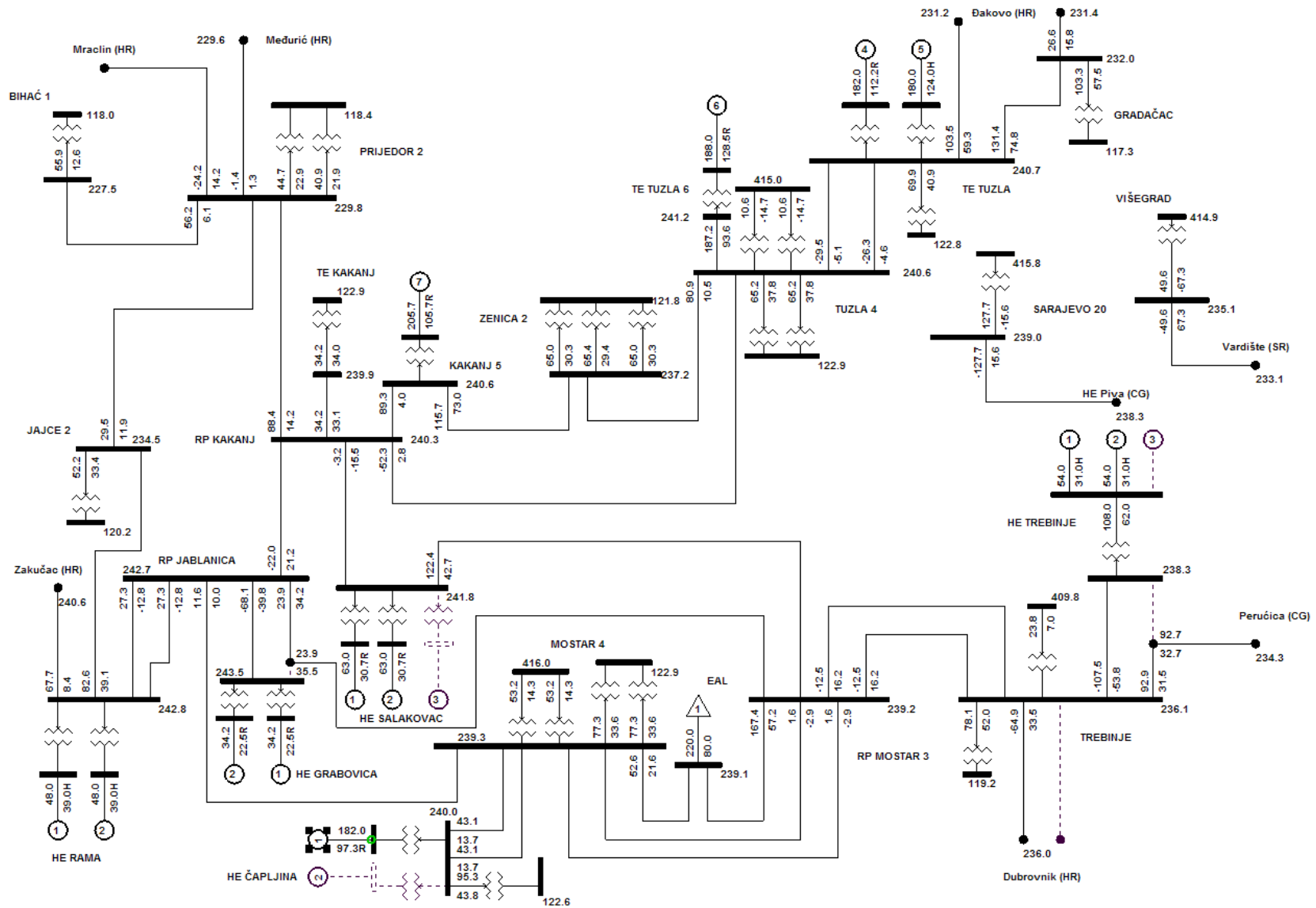
Tokove snaga u slučajevima pojedinih ispada prikazuju slika 10.17 (ispad DV 400 kV B.Luka 6 – Stanari), slika 10.18 (ispad DV 400 kV Tuzla 4 – Stanari), te slika 10.19 (ispad DV 220 kV Prijedor 2 – Bihać).



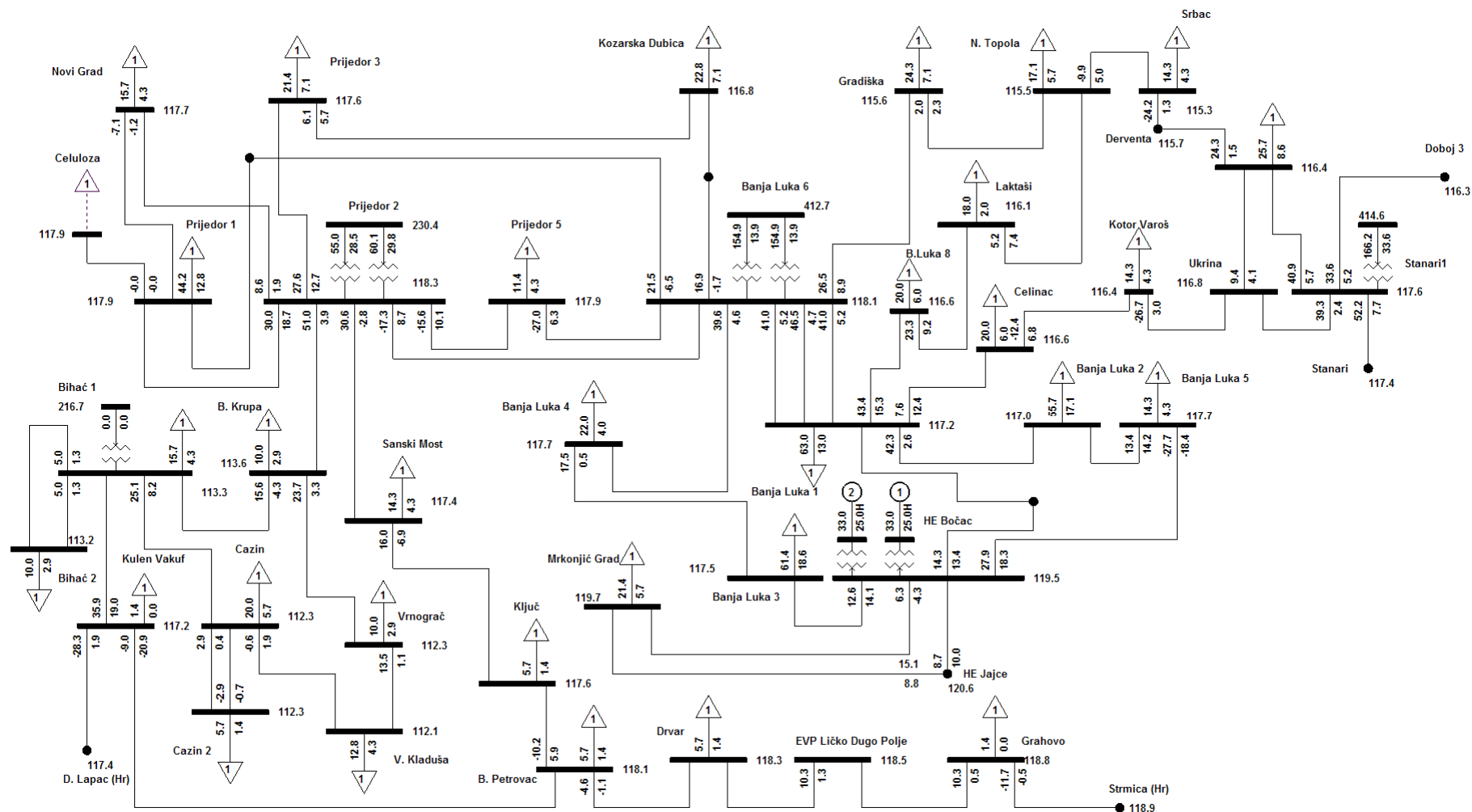
Slika 10.13 Tokovi snaga u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)



Slika 10.14 Opterećenje grana u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)



Slika 10.16 Tokovi snaga u 220 kV mreži Bosne i Hercegovine (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)



Slika 10.19 Tokovi snaga u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine u slučaju ispada DV 220 kV Prijedor 2 – Bihać 1 (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)

Ispad DV 400 kV B.Luka 6 – Stanari, čime razmatrano područje gubi najvažniju pojnu točku TS 400/110 kV Banja Luka 6, ne dovodi do preopterećenja bilo koje grane mreže, a 110 kV vodovi su opterećeni do 63 % od dozvoljenih granica (najopterećeniji vod je Kotor Varoš – Ukrina). Razmatrano područje se sada napaja iz TS 400/110 kV Stanari 1 (259 MW), TS 220/110 kV Prijedor 2 (189 MW), TS Bihać 1 (60 MW) i HE Bočac (66 MW), a sistem statički podnosi razmatrani ispad.

Ispad DV 400 kV Tuzla 4 – Stanari, čime razmatrano područje gubi 400 kV vezu s ostatkom EES, dovodi do sigurne situacije s opterećenjima 110 kV vodova ispod 42 % od dozvoljenih granica, a napajanje se vrši preko TS 400/110 kV B.Luka 6 (258 MW), TS 400/110 kV Stanari (130 MW), TS 220/110 kV Prijedor 2 (108 MW), TS 220/110 kV Bihać 1 (57 MW) i HE Bočac (66 MW).

Ispad DV 220 kV Prijedor 2 – Bihać 1 također ne ugrožava sistem, a razmatrano područje se napaja preko TS 400/110 kV B.Luka 6 (300 MW), TS 400/110 kV Stanari (166 MW), TS 220/110 kV Prijedor 2 (115 MW) i HE Bočac (66 MW). Vodovi 110 kV oko Bihaća opterećeni su do 30 % od termičkih granica.

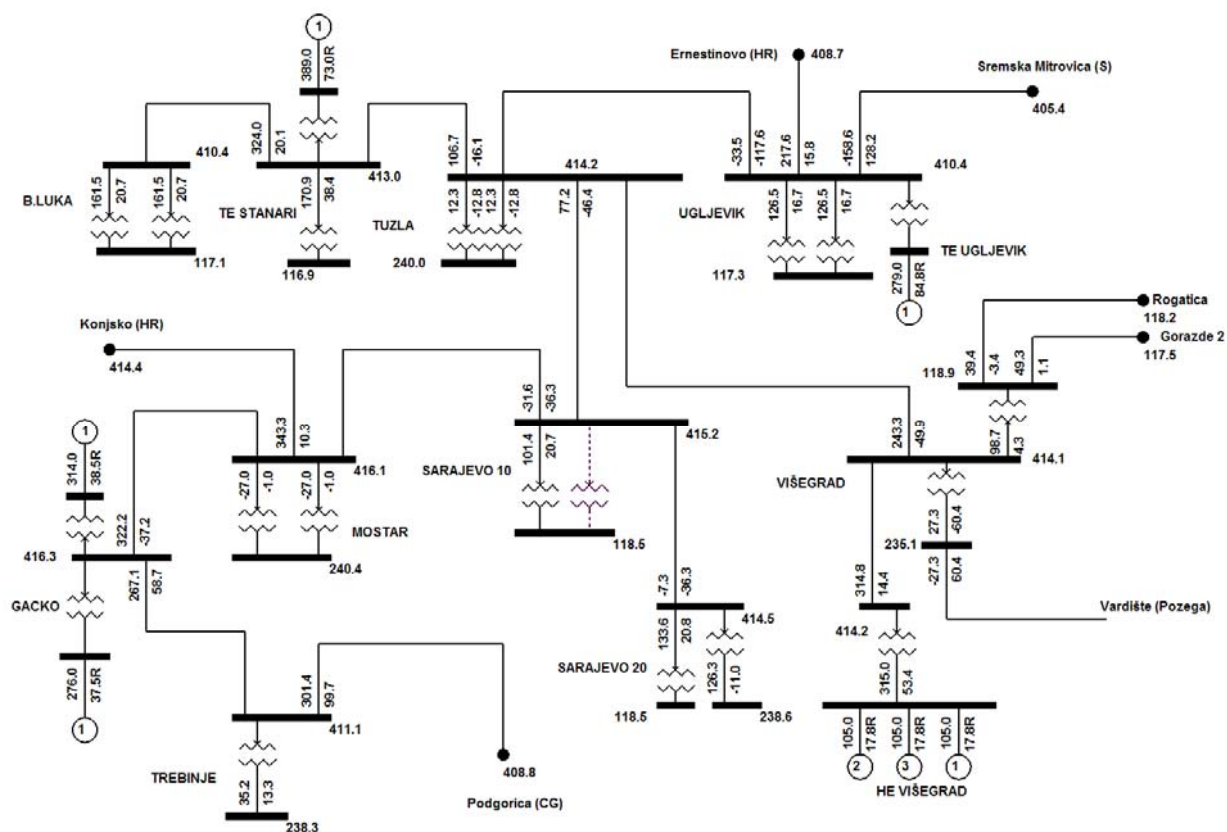
Mreža statički podnosi i ispad transformatora 400/110 kV u Banja Luci 6 (paralelni trafo opterećen 80 % S_n), ispad transformatora 400/110 kV u TS Stanari 1-Doboj (transformacija u TS Banja Luka 6 opterećena 60 % od dozvoljenog) i ispad trafoa 220/110 kV u TS Prijedor 2 (paralelni trafo opterećen 40 % od prividne snage).

Iz prikazanih proračuna slijedi da radi sigurnosti opskrbe sjeverozapadnog dijela EES Bosne i Hercegovine do razmatranog vremenskog presjeka nije potrebno graditi DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri, kao ni transformacije 400/110 kV u Prijedoru i Bihaću.

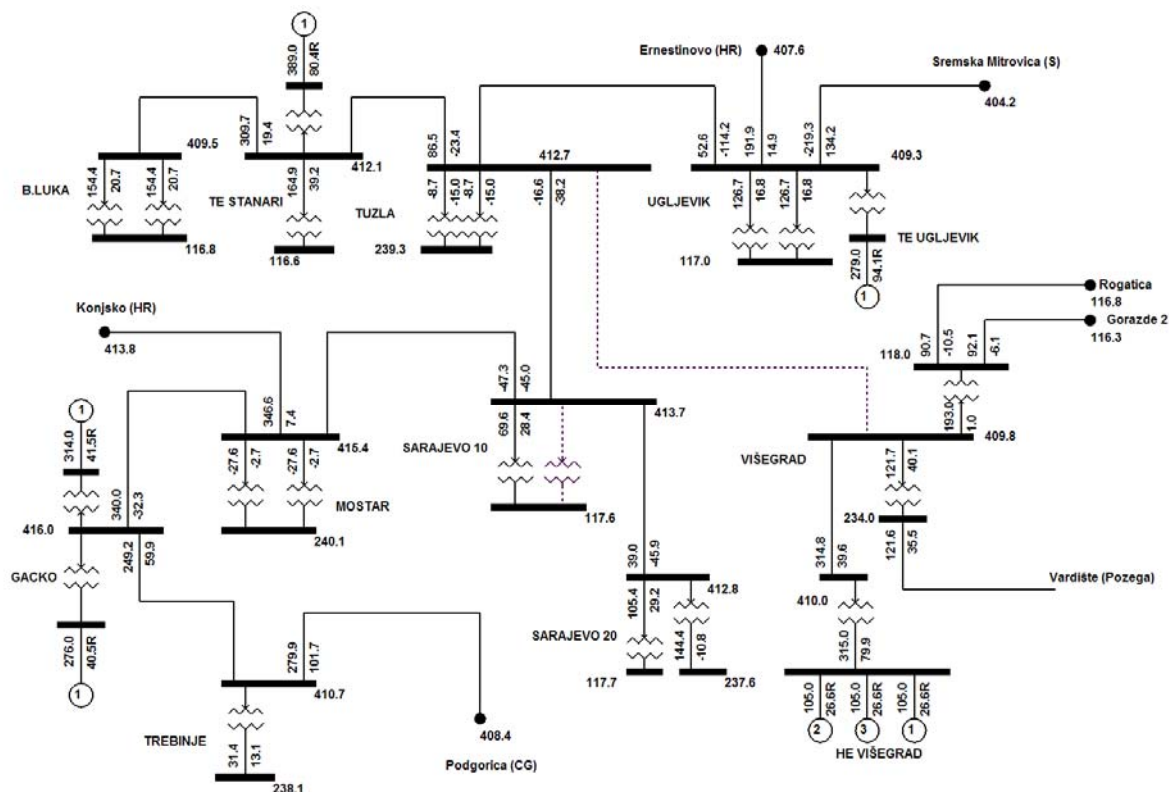
10.7.4. Plasman proizvodnje HE Višegrad i potreba izgradnje DV 400 kV Višegrad – Pljevlja

Danas je HE Višegrad (instalirane snage 315 MW) priključena na 400 kV sabirnice TS 400/220/110 kV Višegrad, povezane na 400 kV mrežu prema Tuzli, na 220 kV mrežu preko transformacije 400/220 kV vodom 220 kV prema Srbiji (Vardište), te na 110 kV mrežu preko transformacije 400/110 kV vodovima 110 kV prema Goraždu 2 i Rogatici. Prema usmenim informacijama plasman proizvodnje HE Višegrad pri izrazito povoljnoj hidrologiji može biti onemogućen ispadom DV 400 kV Višegrad – Tuzla radi ograničenja u 220 kV mreži Srbije. U zapadnom dijelu Srbije razvijena je 220 kV mreža (bez 400 kV postrojenja) ali nedovoljno da bi omogućila siguran plasman proizvodnje HE na Drini poput RHE Bajina Bašta. Radi toga u EMS planiraju izgradnju TS 220/110 kV Bistrica. Tokove snaga u 400 kV mreži, te 220 kV i 110 kV mreži oko HE Višegrad, pri maksimalnom angažmanu HE Višegrad 2020. godine prikazuje slika 10.20. Prema Tuzli teče 243 MW, iz Požege (Srbija) dolazi 27 MW (visoko angažirana RHE Bajina Bašta), a u 110 kV mrežu se prenosi 99 MW koji se raspoređuju prema Goraždu 2 (49 MW) i Rogatici (39 MW). Ispad 400 kV dalekovoda prema Tuzli 4 (slika 10.21) mijenja tokove snaga pa 122 MW odlazi prema Požegi, a 193 MW u 110 kV mrežu (prema Goraždu 2 92 MW, prema Rogatici 91 MW). Niti jedan vod 110 kV unutar BiH nije preopterećen, a niti na modelu Srbije se ne zapažaju preopterećenja.

Na temelju takvih rezultata možemo zaključiti da DV 400 kV Višegrad – Pljevlja nije nužan ukoliko EMS neće ograničavati prijenos 220 kV vodom prema Požegi. U suprotnom izgradnja DV 400 kV prema Pljevlji ima smisla s aspekta osiguravanja plasmata proizvodnje HE Višegrad. Ovakav zaključak treba potvrditi i izvođenjem dinamičkih simulacija kako bi se vidio dinamički utjecaj ispada voda prema Tuzli na agregate u HE Višegrad.



Slika 10.20 Plasman maksimalne snage HE Višegrad (vršno opterećenje 2020., vlažna hidrologija)



Slika 10.21 Plasman maksimalne snage HE Višegrad pri ispadu DV 400 kV Višegrad – Tuzla 4 (vršno opterećenje 2020., vlažna hidrologija)

10.7.5. Plasman proizvodnje TE Gacko 2 i potreba izgradnje DV 400 kV Gacko – Buk Bijela

U slučaju izgradnje jednog bloka TE Gacko 2 (330 MW) mrežu ne treba dodatno pojačavati. Prethodni proračuni ukazuju da u slučaju izgradnje dva bloka TE Gacko 2 (2x330 MW) može doći do visokog opterećenja transformacije 400/220 kV u Trebinju pri ispadu DV 400 kV Mostar 4 – Gacko. Eventualni novi vod 400 kV Gacko – Buk Bijela (povezan prvenstveno s izgradnjom HE Buk Bijela), rasterećuje transformaciju u Trebinju kod razmatranog ispada i osigurava i plasman proizvodnje TE Gacko i TE Gacko 2. U slučaju da se HE Buk Bijela ne gradi potreba izgradnje DV 400 kV Gacko – Buk Bijela postaje upitna i zahtjeva detaljnu analizu. Transformacija 400/110 kV u TE Gacko nije potrebna s aspekta sigurnosti napajanja 110 kV mreže pošto je u konačnoj konfiguraciji TS Gacko (vršno opterećenje 8 MW 2020. godine) dvostrano napajana (iz Bileće i Nevesinja).

10.7.6. Razvoj regionalnog tržišta električne energije i uloga novih vodova 400 kV u BiH

Regionalno tržište električne energije i potrebna izgradnja novih elektrana za širu regiju jugoistočne Europe studijski su obrađeni u [12, 13]. U obje studije analizirana je i regionalna prijenosna mreža te je razmatrana uloga novih interkonektivnih vodova – kandidata za izgradnju. U sklopu tih studijskih analiza razmatrana je i uloga DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri, dok se DV 400 kV Višegrad – Pljevlja nije kandidirao od strane službenih predstavnika BiH. Na temelju izvršenih studijskih analiza zaključeno je da regionalna prijenosna mreža može podržati tržišni angažman postojećih i novih elektrana, te da dodatna izgradnja novih interkonekcija nije potrebna. Potrebna pojačanja mreža se odnose samo na interne mreže čime se povećavaju i vrijednosti NTC na pojedinim granicama. Vod 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri nije prepoznat kao značajan za regionalno tržište električne energije te je svrstan nisko na listu prioriteta.

10.7.7. Zaključno o razvoju 400 kV mreže BiH

Izvršeni proračuni ukazuju da veća izgradnja 400 kV mreže do razmatranog vremenskog presjeka neće biti nužna kako s aspekta sigurnosti opskrbe potrošača u BiH, tako i s aspekta priključenja novih elektrana i izvoza električne energije. Pojedine veze 400 kV potrebno je formirati radi priključenja eventualnih novih elektrana (npr. TE Kongora, HE Buk Bijela) ili razvoja regionalnih projekata (npr. DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko (2) u slučaju izgradnje HVDC veze između Hrvatske i Italije). Uspostava izravne veze HVDC BiH – Italija se ne ocjenjuje realnom radi visokih troškova i duljine istosmjernog kabela te nemogućnosti pronalaska podmorske trase od Neuma prema Italiji, no prijenosna mreža bi bila sposobna podržati takvu vezu s prijenosima od 1000 MW.

Ovakav zaključak ne sprječava Elektroprijenos – Elektroprenos BiH da uspostavi ili nastavi dogovore o izgradnji novih interkonekcija sa susjednim operatorima sustava (npr. Banja Luka 6 – Tumbri, Višegrad – Pljevlja). Konačan sud o potrebi njihove gradnje mogu dati jedino studije izvodljivosti koje će analizirati sve aspekte gradnje ovih interkonekcija.

10.8. Zaključno o nesigurnostima i rizicima za pojedinačne investicije u pojačanje prijenosne mreže

Sumarni pregled utjecaja pojedinih važnijih nesigurnosti na određena pojačanja prijenosne mreže BiH i procjena rizika po investicije prikazana je tablicama 10.12. i 10.13. U tablici 10.12. naznačene su nesigurnosti koje utječu na pojedine investicije oznakom „X“ u odgovarajućem polju tabele. U tablici 10.13. rizik po pojedine investicije naznačen je oznakom „nizak“ ako je investiciju potrebno provesti u naznačenom vremenskom periodu ali uz upitnu opravdanost, „srednji“ ukoliko odgovarajuća nesigurnost može pomaknuti dinamiku izvođenja investicije ali ne i učiniti je neopravdanom, te „visok“ ukoliko odgovarajuća nesigurnost izravno utječe na dinamiku izgradnje i opravdanost investicije. Tablicom 10.14. naznačena su neka dodatna pojačanja prijenosne mreže ovisno o pojedinim nesigurnostima koja nisu uključena u konačnu konfiguraciju prijenosne mreže. Ta pojačanja prvenstveno ovise o izgradnji novih elektrana i bilanci EES (izvozu i tranzitima mrežom).

Tablica 10.12. Procjena utjecaja različitih nesigurnosti na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH

Investicija	Nesigurnosti					
	Plan izgradnje elektrana	Troškovi goriva i angažman elektrana	Hidrologija	Dekomisija elektrana	Bilanca EES	Vršno opterećenje EES
DV 220 kV Posušje – Rama						
DV 110 kV Livno – Tomislav Grad						
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4						
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5						
DV 110 kV Tomislav Grad – Rama						
nove TS 110/x kV						X
priključni vodovi 110 kV za nove TS 110/x kV						X
vodovi za rješavanje radijalnog napajanja TS 110/x kV i krutih spojeva u mreži						X
TS 400/110 kV Stanari 1-Doboj	X			X		X
DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (3)	X					X
TS 220/110 kV CHE Čapljina	X		X			X
TE Tuzla - Lukavac (3)	X	X	X	X	X	X
TS 400/110 kV Ugljevik (ugradnja dugog transf. 400/110 kV)	X					X
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2)	X					X
TS 220/110 kV Zenica 2 (transformator 3 220/110 kV)				X		X

Tablica 10.13. Procjena veličine rizika za planirane investicije u prienosnu mrežu BiH

Investicija	Nesigurnosti					
	Plan izgradnje elektrana	Troškovi goriva i angažman elektrana	Hidrologija	Dekomisija elektrana	Bilanca EES	Vršno opterećenje EES
DV 220 kV Posušje – Rama						
DV 110 kV Livno – Tomislav Grad						
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 4						
DV 110 kV HE Mostarsko Blato – Mostar 5						
DV 110 kV Tomislav Grad – Rama						
nove TS 110/x kV						srednji
priključni vodovi 110 kV za nove TS 110/x kV						srednji
vodovi za rješavanje radijalnog napajanja TS 110/x kV i krutih spojeva u mreži						srednji
TS 400/110 kV Stanari 1-Doboj	visok			srednji		srednji
DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6 (3)	srednji					srednji
TS 220/110 kV CHE Čapljina	srednji		nizak			srednji
TE Tuzla - Lukavac (3)	visok	visok	nizak	visok	srednji	srednji
TS 400/110 kV Ugljevik (ugradnja dugog transf. 400/110 kV)	srednji					visok
DV 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2)	srednji					visok
TS 220/110 kV Zenica 2 (transformator 3 220/110 kV)				nizak		srednji

Tablica 10.14. Dodatna pojačanja mreže u odnosu na konačnu konfiguraciju 2020. godine ovisno o pojedinim nesigurnostima

Nesigurnost	Dodatna izgradnja	Napomena
Plan izgradnje elektrana	Priključni DV za nove elektrane.	Osiguravanje priključka novih elektrana na EES.
	Pojačanja transformacija 400/(220)/110 kV.	U slučaju izgradnje velikih TE priključenih na 400 kV mrežu.
	Izgradnja novih interkonektivnih vodova.	U slučaju dogovora sa susjednim TSO i omogućavanja transakcija na regionalnom tržištu el. energije.
	TR2 400/110 kV Sarajevo 20	Vezano za izgradnju HE Buk Bijela.
	TR 400/220 kV Buk Bijela	Vezano za izgradnju HE Buk Bijela.
	DV 400 kV Gacko – Buk Bijela	
Bilanca EES	Izgradnja novih interkonektivnih vodova.	U slučaju ekstremno velikih izvoza energije (većih od ~2000 MW).
	Povećanje prijenosne moći DV 110 kV Čapljina-Opuzen.	U slučaju značajnijih izvoza u Hrvatsku ili Italiju (HVDC).
	Povećanje prijenosne moći DV 110 kV Trebinje-H.Novi.	U slučaju značajnijih izvoza u Crnu Goru.
	DV 400 kV Mostar 4 – (Kongora) – Konjsko	U slučaju značajnijih izvoza u Italiju (HVDC HRV-I 1000 MW).
Dekomisija elektrana i zamjena blokova	Priključak novog bloka na 400 kV mrežu u TS Tuzla 4 (1 trafo polje 400 kV u Tuzla 4, DV ili KB 400 kV TE Tuzla – Tuzla 4)	Zamjena blokova 3 i 4 u TE Tuzla blokom 7 snage 450 MW ili 350 MW
	DV 220 kV Kakanj 5 – Zenica 2 ili DV 220 kV Kakanj 5 – RP Kakanj	Zamjena bloka 5 TE Kakanj blokom 8 snage 230 MW ili 270 MW
	DV 220 kV Kakanj 5 – Zenica 2 u slučaju priključka na 220 kV mrežu, odnosno RP 400 kV Kakanj i uвод/izvod DV 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4 u RP 400 kV ili TS 400/110 kV Kakanj u slučaju priključka na 400 kV mrežu	Zamjena bloka 5 TE Kakanj blokom 8 snage 350 MW

PRAZNA STRANICA

11. PROCJENA TROŠKOVA RAZVOJA, IZGRADNJE, REVITALIZACIJE I MODERNIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE, TE SISTEMA VOĐENJA

U ovom poglavlju sumarno su prikazani troškovi razvoja i revitalizacije prijenosne mreže do 2020. godine, te dodatne investicije za vođenje sistema.

Slijedeća tablica prikazuje procjenu ukupnih ulaganja u razvoj i izgradnju, revitalizaciju i modernizaciju prijenosne mreže, te dodatna ulaganja u sistem vođenja, za analizirano razdoblje 2007. – 2020. godina. U potrebna sredstva uključeno je slijedeće:

- svi 400 kV, 220 kV i 110 kV objekti mreže, ne uključujući sn postrojenja kod TS 110/x kV,
- revitalizacija 110 kV vodnih i trafo polja u TS 110/x kV u vlasništvu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH (ne uključujući srednje naponska polja),
- zamjena transformatora 35/10 kV, ali ne i pripadnih sn polja.

Prema tome u potrebna ulaganja nisu uključena financijska sredstva potrebna za zamjenu sn vodnih i trafo polja u TS 110/x kV u vlasništvu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH, kao ni sredstva potrebna za zamjenu spojnih i mjernih polja na svim objektima prijenosne mreže. Potrebna ulaganja u revitalizaciju sekundarne opreme transformatorskih stanica grubo su procijenjena kroz 10 %-no povećanje troškova zamjene primarne opreme (transformatori + polja).

Tablica 11.1. Procjena ulaganja u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godine

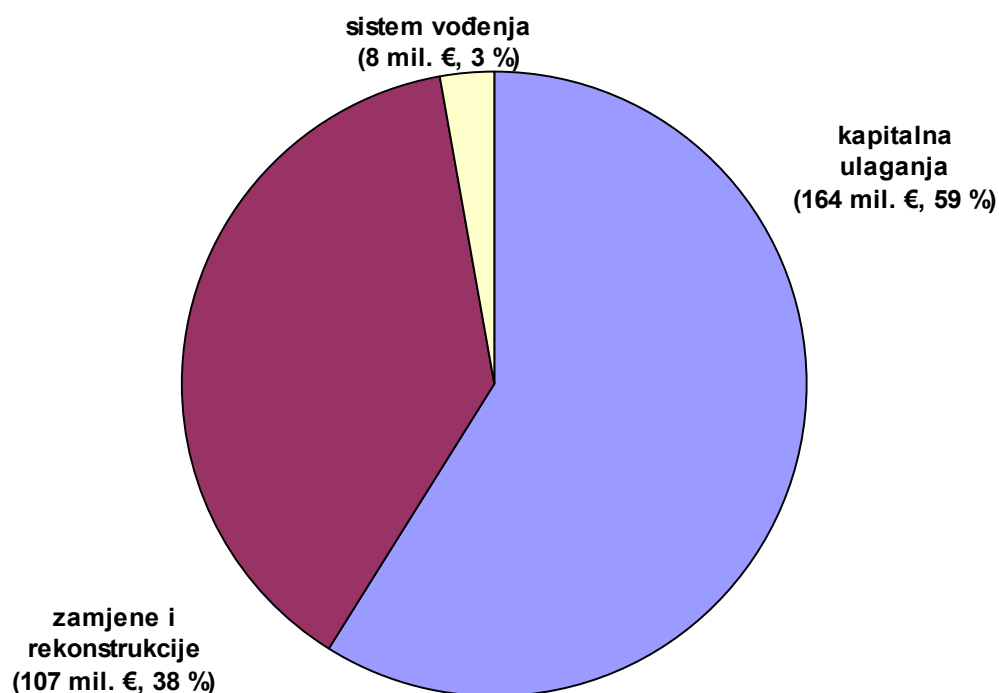
Vrsta investicije	Razdoblje			UKUPNO (€)
	do 2010.	2010.-2015.	2015.-2020.	
1. KAPITALNA ULAGANJA	41.173.519	64.219.535	16.593.388	121.986.442
1.1. Dalekovodi (izgradnja)	11.424.000	32.944.000	5.345.200	49.713.200
1.2. Transformatorske stanice (izgradnja)	29.749.519	31.275.535	11.248.188	72.273.242
2. PROŠIRENJA TRANSFORMATORSKIH STANICA	18.932.365	12.588.286	10.902.327	42.422.977
3. ZAMJENE I REKONSTRUKCIJE	28.410.831	27.760.265	50.874.100	107.045.196
3.1. Dalekovodi	14.198.800	13.953.800	27.091.200	55.243.800
3.2. Transformatorske stanice - transformatori	7.260.000	4.785.000	6.568.500	18.613.500
3.3. Transformatorske stanice - polja	5.668.028	7.766.332	15.052.318	28.486.678
3.4. Transformatorske stanice - ostala oprema	1.292.003	1.255.133	2.162.082	4.709.218
4. SISTEM VOĐENJA	4.000.000	2.000.000	2.000.000	8.000.000
SVEUKUPNO (€)	92.524.715	106.568.085	80.369.815	279.462.615

Iz tablice je vidljivo da će u razmatranom razdoblju u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže trebati uložiti oko 279 milijuna €, od čega oko 164 mil. € u razvoj (59 % ukupnih troškova), oko 107 mil. € u revitalizaciju (38 % ukupnih troškova), te 8 mil. € u sistem vođenja (3 % ukupnih troškova) – slika 11.1.

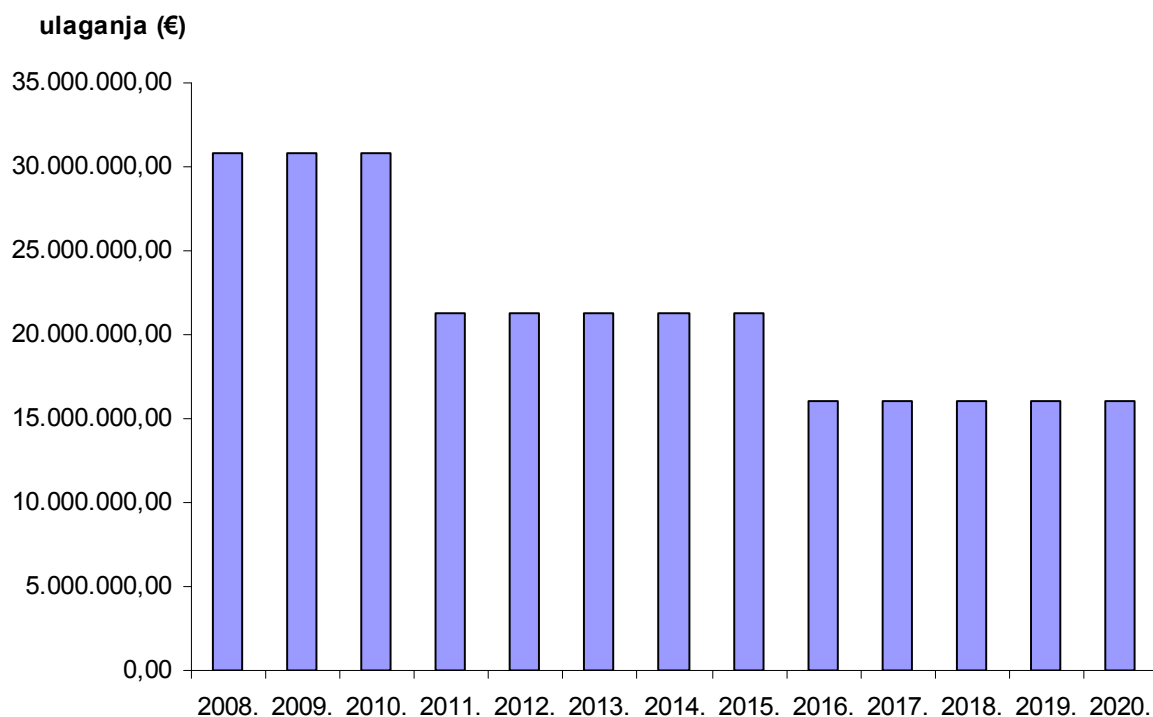
Potrebna ulaganja po godinama određena su tako da se za pojedina vremenska razdoblja (do 2010., 2010.-2015., 2015.-2020.) pretpostavljaju jednaka godišnja ulaganja – tablica 11.2., slika 11.2. Ukoliko bi se primijenio taj princip ulaganja trebalo bi u razdoblju do 2010. godine ulagati oko 31 mil. € godišnje, u razdoblju od 2010. do 2015. godine bilo bi nužno ulagati oko 21 mil. € godišnje, dok bi za razdoblje od 2015. do 2020. godine sredstva bila nešto manja i iznosila bi oko 16 mil. € godišnje.

Tablica 11.2. Dinamika investiranja u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godine

Godina	Ulaganje (€)
2008.	30.838.905,03
2009.	30.838.905,03
2010.	30.838.905,03
2011.	21.313.617,08
2012.	21.313.617,08
2013.	21.313.617,08
2014.	21.313.617,08
2015.	21.313.617,08
2016.	16.073.962,96
2017.	16.073.962,96
2018.	16.073.962,96
2019.	16.073.962,96
2020.	16.073.962,96
UKUPNO (€)	279.454.615



Slika 11.1. Struktura investicija u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godina



Slika 11.2. Dinamika investicija u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godina

Predviđena sredstva u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže moguće je ravnomjernije ulagati u pojedinim vremenskim razdobljima na temelju liste prioriteta (prvenstveno vezane za plan revitalizacije vodova i TS, te izgradnju novih 110 kV vodova za dvostrano napajanje radijalno napajanih TS). Takvu listu prioriteta potrebno je odrediti unutar Elektroprijenos – Elektroprenos BiH, uz suradnju s NOS BiH te odobrenje DERK-a.

12. ZAKLJUČAK

U sklopu Modula 4 trebalo je izraditi plan razvoja i izgradnje, revitalizacije i modernizacije prijenosne mreže BiH, procijeniti dodatne investicije u sistem vođenja i potrebu za osiguravanjem pomoćnih usluga sistemu za razdoblje od 2007. godine do 2020. godine.

Plan razvoja prijenosne mreže izrađen je u skladu s optimalnim planom izgradnje novih elektrana u BiH, predviđenom referentnom stopom porasta potrošnje električne energije odnosno vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava BiH, te planom razvoja distribucijske mreže. Prema rezultatima Modula 3 optimalna je izgradnja slijedećih novih elektrana u BiH:

- HE Mostarsko Blato, 60 MW, do 2010. godine
- TE Stanari, 389 MW (na pragu elektrane), između 2013. i 2016. godine,
- TE Gacko, 313 MW (na pragu elektrane), između 2018. i 2020. godine.

Prognozirana vršna opterećenja EES BiH u razmatranim vremenskim presjecima, u referentnom scenariju potrošnje električne energije, iznose:

- 2196 MW, 2010. godine,
- 2537 MW, 2015. godine,
- 2958 MW, 2020. godine.

Investicije u razvoj prijenosne mreže procijenjene su s aspekta budućih nesigurnosti, te je sagledan rizik za pojedinačne investicije. Promatran je utjecaj slijedećih nesigurnosti na plan razvoja prijenosne mreže:

- plan izgradnje elektrana unutar BiH,
- raspored angažiranja agregata u EES BiH,
- plan dekomisije elektrana,
- hidrološke okolnosti,
- bilanca EES (uvoz/izvoz energije),
- vršno opterećenje EES
- razvoj 400 kV mreže i izgradnja novih interkonekcija.

Osim plana razvoja prijenosne mreže izrađen je i plan dugoročne revitalizacije objekata prijenosne mreže koji prvenstveno služi za grubu procjenu potrebnih financijskih sredstava u tu svrhu, a temelji se samo na kriteriju starosti objekata prijenosne mreže te opterećenja vodova u proračunima tokova snaga. Kratkoročne operative planove revitalizacije potrebno je odrediti uvažavajući stvarno stanje, te ulogu i značaj unutar sistema svakog pojedinačnog kandidata za revitalizaciju. Također su sagledane i potrebe za pružanjem pomoćnih usluga sistemu, te dodatne investicije u sistem vođenja.

Na temelju provedenih analiza možemo zaključiti slijedeće:

DANAŠNJE STANJE PRIJENOSNE MREŽE BIH:

- na sadašnjoj razini izgrađenosti prijenosne mreže BiH, uz postignuta vršna opterećenja oko 2000 MW, sigurnost pogona je nezadovoljavajuća unutar 110 kV mreže Hercegovine (male prijenosne moći pojedinih vodova i provizorna rješenja zaostala iz prošlosti), 110 kV mreže banjalučkog područja (mala prijenosna moć DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)), 110 kV mreže Sarajeva (ratna oštećenja, neparalelan rad transformatora 400/110 kV u Sarajevo 10), te 110 kV mreže Tuzle (mala prijenosna moć DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1) i (2), isključenje voda Tuzla Centar – Lopare radi oštećenja stupova),

- s aspekta naponskih prilika izgrađenost mreže 110 kV je nezadovoljavajuća u Hercegovini, a naponski problemi mogu se očekivati i na području Goražda, Foče i Pala radi trenutne neraspoloživosti transformatora 400/110 kV u Višegradu,
- radi isključenosti voda 110 kV Bijeljina – Lešnica između BiH i Srbije smanjena je sigurnost napajanja područja Bijeljine i Brčkog pa je poželjno postići dogovor s EMS o trajnom pogonu tog voda,
- u situaciji pune raspoloživosti svih vodova i transformatora isti su relativno slabo opterećeni, te postoji dovoljno rezerve za daljnji porast opterećenja i prijenos električne energije,
- unutar današnje konfiguracije prijenosne mreže BiH postoji dvadesetak radijalno napajanih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže, pa je u budućnosti potrebno osigurati dvostrano napajanje svih TS 110/x kV,
- unutar današnje konfiguracije prijenosne mreže BiH postoji nekoliko krutih točaka (spojeva) koje smanjuju pouzdanost i sigurnost napajanja potrošača pa je u budućnosti iste potrebno otklanjati.

KRATKOROČNI RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE (do 2010. godine):

- u razdoblju do 2010. godine potrebno je provoditi aktivnosti na sanaciji ratnih šteta (110 kV mreža Hercegovine, Sarajeva i dr.), priključiti HE Mostarsko Blato na EES, dovršiti izgradnju DV 110 kV trenutno u fazi gradnje ili pripreme gradnje (uvod u TS Tomislavgrad DV 110 kV Tomislavgrad – Livno i Tomislavgrad – Rama, Kotor Varoš – Ukrina, Ugljevik – Brčko 2, Nevesinje – Gacko i dr.), izgraditi i priključiti na 110 kV mrežu nove TS 110/x kV, priključiti po principu ulaz/izlaz eventualno nove vjetroelektrane u Hercegovini, te provoditi aktivnosti na revitalizaciji vodova i transformatorskih stanica,
- radi priključka razmatranih vjetroelektrana na području Hercegovine po principu ulaz/izlaz na postojeće 110 kV vodove (VE Mesihovina, VE Borova Glava, VE Velika Vljajna, VE Kamena) nije potrebno dodatno pojačavati mrežu, a iste povoljno djeluju na rasterećenja kritičnih vodova 110 kV i transformacije 220/110 kV u TS Mostar 4.

SREDNJOROČNI RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE (razdoblje do 2015. godine):

- u razdoblju između 2010. i 2015. godine potrebno je formirati TS 400/110 kV Stanari 1- Doboje te je priključiti na DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla neovisno o dinamici izgradnje TE Stanari,
- radi manjih investicija u pojačanja i revitalizaciju mreže u razmatranom je razdoblju između 2010. i 2015. godine povoljno uložiti novčana sredstva za osiguravanje dvostranog napajanja svih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže, te rješavanje problematike krutih spojeva u mreži,

DUGOROČNI RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE (razdoblje do 2020. godine):

- u razdoblju između 2015. i 2020. godine potrebno je mrežu pojačati 110 kV vodovima TE Tuzla – Lukavac (3) i Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (3), formirati TS 220/110 kV CHE Čapljina (1x150 MVA), te ugraditi treći transformator 220/110 kV u TS Zenica 2,

- ukoliko se s EMS ne postigne sporazum o trajnom pogonu voda Bijeljina 4 – Lešnica u razdoblju 2015. – 2020. godine potrebno je ugraditi drugi transformator 400/110 kV u TE Ugljevik i sagraditi drugi vod 110 kV Ugljevik – Brčko 2,
- ovisno o izgradnji novih elektrana u BiH, planirana konfiguracija prijenosne mreže omogućava značajan izvoz električne energije.

RAZVOJ MREŽE 400 kV I MOGUĆNOSTI IZVOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE:

- na temelju izvršenih proračuna ocijenjujemo da 400 kV mrežu neće trebati posebno pojačavati u odnosu na današnje stanje. Značaj novih interkonektivnih dalekovoda DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri i Višegrad – Pljevlja nije prepoznat u studiji razvoja regionalne prijenosne mreže jugoistočne Europe u sklopu GIS projekta, a isto vrijedi i za proračune izvršene unutar ove studije. Takav zaključak ne treba spriječiti mjerodavne institucije da i dalje rade na projektima izgradnje novih 400 kV vodova, no za svaki projekt potrebno je studijom izvodljivosti dokazati njegovu tehno-ekonomsku opravdanost,
- u konačnoj konfiguraciji prijenosne mreže 2020. godine uz optimalan plan izgradnje elektrana na razini BiH, 400 kV vodovi se ne opterećuju iznad 30 % od njihovih termičkih granica bez obzira na razmatrano hidrološko stanje, usprkos značajnim izvozima u stanjima normalne i vlažne hidrologije, što znači da u 400 kV mreži postoji još dovoljno rezerve za priključak novih elektrana te značajno povećanje izvoza, kao i tranzita za potrebe trećih strana,
- niti pri maksimalističkom scenariju izgradnje elektrana priključenih na 400 kV mrežu, te uz maksimalan izvoz izvan BiH, vodovi najviše naponske razine neće se opterećivati preko 40 % od dozvoljenih granica, što znači da u 400 kV mreži postoji još dosta rezerve za priključak novih elektrana, daljnje povećanje izvoza i značajne tranzite za potrebe trećih strana,
- vezano za mogući izvoz električne energije prema Italiji kao značajnom uvozniku električne energije danas i u budućnosti, a koristeći novu HVDC vezu preko srednjeg Jadrana, predviđena konfiguracija prijenosne mreže može podržati kako izvoz 1000 MW iz domaćih elektrana, tako i tranzit 1000 MW iz okruženja prema Italiji. Ukoliko na temelju šireg sporazuma između Bosne i Hercegovine, Hrvatske i Italije HVDC veza 1000 MW (ili 500 MW) bude formirana na srednjem Jadranu uz smještaj konvertorske stanice uz TS 400/220/110 kV Konjsko u Hrvatskoj (na temelju studije izvodljivosti čiji se završetak očekuje uskoro), potrebno je dodatno sagraditi vod 400 kV Mostar 4 – Konjsko (2) ili TE Kongora – Konjsko u slučaju izgradnje TE Kongora.
- u slučaju velikog izvoza prema Hrvatskoj ili prema Crnoj Gori potrebno je povećati prijenosne moći vodova 110 kV Čapljina – Opuzen i Trebinje – Herceg Novi kako se isti ne bi preopterećivali (male prijenosne moći oba voda) u slučajevima ispada 400 kV grana i preraspodijela tokova snaga u mrežama više naponske razine (400 kV i 220 kV),

IZGRADNJA NOVIH ELEKTRANA I PRIPADNI RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE:

- u slučaju izgradnje velikih termoelektričnih objekata izuzev onih uključenih u optimalan plan izgradnje elektrana (TE Stanari, TE Gacko 2) poput TE Ugljevik 2, TE Kongora, TE Bugojno, TE Tuzla 7, TE Kakanj 8, biti će potrebno formirati nove veze 400 kV unutar BiH prvenstveno radi priključka tih elektrana (odnosi se na TE Bugojno i TE Kongoru), te dodatno pojačati instalirane snage transformacije TS 400/(220)/110 kV i dijelove 110 kV mreže,

- konačna konfiguracija prijenosne mreže 2020. godine, predviđena ovom studijom, omogućava priključak većih elektrana unutar BiH i njihovo sudjelovanje na regionalnom tržištu električne energije,
- TE Stanari potrebno je priključiti na 400 kV mrežu uz formiranje TS 400/110 kV Stanari 1-Doboj (procijenjeni troškovi priključka oko 12.3 milijuna €),
- TE Gacko 2 potrebno je priključiti na 400 kV mrežu uz proširenje 400 kV sabirnica TE Gacko 1 novim trafo poljem (procijenjeni troškovi priključka oko 0.6 milijuna €) u slučaju izgradnje jednog bloka 330 MW, odnosno s dva trafo polja (procijenjeni troškovi priključka oko 1.2 milijuna €) u slučaju izgradnje dva bloka 2x330 MW. Eventualnu potrebu pojačanja 400 kV mreže treba detaljno analizirati samo u slučaju izgradnje oba bloka i procjene vjerojatnosti istovremenog maksimalnog angažmana TE Gacko i TE Gacko 2, a proračuni izvršeni u ovoj studiji ukazuju samo na eventualnu potrebu ugradnje drugog transformatora 400/220 kV u RP Trebinje. Ugradnja transformatora 400/110 kV unutar TE Gacko se ne ocjenjuje potrebnim, kao ni izgradnja DV 400 kV Gacko – Buk Bijela uz formiranje TS 400/220 kV Buk Bijela i puštanje u pogon pod nazivnim naponom DV 400 kV Sarajevo 20 – Buk Bijela, ukoliko ne dođe do izgradnje HE Buk Bijela,
- TE Ugljevik 2 priključuje se na 400 kV postrojenje postojeće TE Ugljevik, koje treba proširiti novim trafo poljem (trošak ~0.6 milijuna €). Ugradnja drugog transformatora 400/110 kV u Ugljevik uključena je u konačnu konfiguraciju mreže 2020. godine,
- TE Tuzla 7 snage 450 MW (ili 350 MW), kao zamjena za blokove 3 i 4, priključuje se na 400 kV sabirnice TS 400/220/110 kV Tuzla 4 pri čemu je potrebno sagraditi priključni DV 400 kV i proširiti sabirnice 400 kV u TS Tuzla 4 za jedno DV polje (procijenjeni troškovi priključka oko 1.8 milijuna €),
- TE Kakanj 8 snage 230 MW (ili 270 MW ili 350 MW), kao zamjena za blok 5, treba priključiti na 220 kV sabirnice TE Kakanj (G5), te sagraditi novi vod 220 kV prema TS Zenica 2 (u kojoj se do 2020. predviđa ugradnja trećeg transformatora 150 MVA). Procijenjeni troškovi priključka iznose oko 3.6 milijuna €. U slučaju snage od 350 MW potrebno je razmotriti i priključak na 400 kV mrežu (izgradnja TS 400/110 kV Kakanj i uvod voda 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4),
- TE Kongora priključuje se na 400 kV mrežu uz formiranje TS 400/110 kV Kongora u koju se uvodi vod 400 kV Mostar 4 – Konjsko (procijenjeni troškovi priključka veći od 15 milijuna €),
- HE Buk Bijela priključuje se na 400 kV sabirnice nove TS 400/220 kV Buk Bijela u koju se seli transformator 400 MVA iz TS 400/220/110 kV Sarajevo 20, pri čemu se DV 400 kV Sarajevo – Buk Bijela pušta u pogon pod nazivnim naponom, uz dodatnu izgradnju DV 400 kV Buk Bijela – Gacko (opcije su još i Višegrad i Pljevlja). Procijenjeni troškovi priključka iznose oko 16 milijuna €,
- TE Bugojno potrebno je priključiti na 400 kV mrežu izgradnjom TS 400/110 kV Bugojno i priključkom iste izgradnjom novih DV 400 kV (rješenje priključka još nije određeno, moguće veze prema Mostar 4, Sarajevo 10 ili Banja Luka 6). Troškovi priključka procjenjuju se na iznos veći od 40 milijuna €.

MEĐUDRŽAVNI VODOVI 110 kV:

- međudržavni 110 kV vodovi između BiH i zemalja u okruženju u budućnosti će zadržati određeni značaj. Pojedini vodovi 110 kV biti će vrlo važni za BiH s aspekta sigurnosti napajanja šireg područja unutar BiH (primjer Bijeljina 4 – Lešnica, Zvornik – HE Zvornik), odnosno dvostranog napajanja pojedinih TS 110/x kV (Brod – S.Brod, Čapljina – Opuzen s aspekta veze s Neumom, Orašje – Županja, B.Grahovo – EVP Strmica, Livno –

Podgradina i dr.). Pojedini vodovi 110 kV biti će od interesa susjednim operatorima prijenosnog sustava poput DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi (radijalno napajanje Herceg Novog s područja Crne Gore), te DV 110 kV Kulen Vakuf – Donji Lapac (sigurnost priključka mogućih VE u Hrvatskoj),

- u budućnosti će u suradnji sa susjednim TSO trebati dogovoriti status i značaj međudržavnih 110 kV dalekovoda, te u skladu s tim dogovarati njihovo održavanje i revitalizaciju.

REVITALIZACIJA PRIJENOSNE MREŽE:

- planovi revitalizacije nadzemnih vodova, kabela, transformatora i transformatorskih stanica u cjelini ovise o stvarnom stanju promatrane opreme i ulozi koju promatrani objekt ima unutar elektroenergetskog sustava. Podaci s kojima se raspolagalo za potrebe ove studije su godine izgradnje odnosno puštanja u pogon, te godine rekonstrukcija vodova i transformatora bez detaljnog opisa aktivnosti na rekonstrukcijama. Pri izradi operativnih planova revitalizacije prijenosne mreže iste je potrebno sagledati u puno većem broju detalja, pri čemu nisu mjerodavne samo starosti pojedinih jedinica, već i njihova raspoloživost, stvarno stanje i uloga unutar sistema. Stoga orijentaciono navodimo procjene potrebnih ulaganja u revitalizaciju prijenosne mreže,
- u razdoblju do 2010. godine potrebno je revitalizirati 13 nadzemnih vodova 110 kV u ukupnoj duljini 255.7 km, zamijeniti 12 transformatora 110/x kV i popraviti jedan transformator 400/110 kV (HE Višegrad), te zamijeniti 26 polja 110 kV,
- u razdoblju 2010. – 2015. godine potrebno je revitalizirati 16 vodova 110 kV ukupne duljine 263.9 km, zamijeniti jedanaest transformatora 110/x kV, te 41 polja 110 kV,
- u razdoblju 2015. – 2020. godine potrebno je revitalizirati jedan vod 220 kV (94.7 km), 40 vodova 110 kV ukupne duljine 740.7 km, zamijeniti dva transformatora 220/110 kV, devet transformatora 110/x kV i tri transformatora 35/10 kV u vlasništvu Elektroprenos-Elektroprijenos BiH, te zamijeniti 3 polja 220 kV i 76 polja 110 kV.

SISTEMSKE (POMOĆNE) USLUGE:

- u razmatranom razdoblju između 2007. i 2020. godine biti će potrebno osigurati rezervu primarne P/f regulacije u rasponu od 15 MW do 21 MW, sekundarne P/f regulacije u rasponu od 61 MW do 78 MW, te tercijarne P/f regulacije u rasponu od 280 MW do 390 MW,
- dodatne potrebe za pomoćnom uslugom P/f regulacije pojaviti će se u slučaju veće izgradnje vjetroelektrana unutar EES BiH. Dok rezerva primarne regulacije ne bi trebala znatno rasti u tom slučaju, moguć je porast potrebe za sekundarnom i tercijarnom regulacijom i do 50 % od ukupno instalirane snage vjetroelektrana (na temelju mjerenja brzina vjetra provedenih u RH, točne veličine za BiH tek treba procijeniti). Povećane potrebe sekundarne i tercijarne regulacije zbog izgradnje vjetroelektrana u ovom trenutku nije moguće bolje procijeniti zbog nepoznatih podataka o brzinama vjetra na području BiH i nepoznate prostorne disperzije budućih VE unutar EES BiH (što je veća prostorna disperzija VE to su manje varijacije ukupne proizvodnje VE, a time i potreba za sekundarnom i tercijarnom rezervom P/f regulacije).
- unutar EES BiH postoje dovoljne mogućnosti Q/U regulacije koristeći sinkrone generatore i mrežne transformatore pa neće biti potrebno ugrađivati dodatne kompenzacijske uređaje,
- radi osiguravanja dovoljnih rezervi P/f i Q/U regulacije potrebno je uvesti naknadu proizvođačima za pružanje takvih pomoćnih usluga koja će ih stimulirati da iskazuju

stvarne mogućnosti svojih generatora za sudjelovanje u pomoćnim uslugama, a isto vrijedi i za ostale pomoćne usluge (npr. crni start).

SISTEM VOĐENJA:

- u razdoblju do 2020. godine biti će potrebno uložiti oko 8 mil. € u sistem vođenja, prvenstveno u izgradnju back-up dispečerskog centra, projekt očitavanja brojila te hardware-sku i software-sku opremu za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima.

TROŠAK RAZVOJA I REVITALIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE DO 2020. GODINE, TE DODATNA ULAGANJA U SISTEM VOĐENJA:

- ukupne investicije potrebne za razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže do 2020. godine te sistem vođenja procjenjuju se na oko 279.5 mil. €, od čega će za razvoj trebati uložiti oko 59 % tog iznosa (164 mil. €), u revitalizaciju 38 % tog iznosa (107 mil. €), te 3 % u sistem vođenja (8 mil. €),
- ukoliko se investicije u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže te sistem vođenja ravnomjerno rasporede po petogodištima, u razdoblju do 2010. godine trebati će ulagati oko 31 mil. €/godišnje, u razdoblju između 2010. i 2015. godine oko 21 mil. €/godišnje, dok će u razdoblju između 2015. i 2020. godine trebati ulagati oko 16 mil. €/godišnje,
- vrlo nejednoliki iznosi potrebni za razvoj prijenosne mreže u pojedinim analiziranim razdobljima rezultat su velikih iskazanih potreba za novim TS 110/x kV (na temelju Modula 5, najveći broj TS 110/x kV treba ući u pogon do 2015. godine) i uključivanja investicija koje su u tijeku prema Planu investicija Elektroprijenosa za 2007. godinu,
- predviđena sredstva u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže moguće je ravnomjernije ulagati u pojedinim vremenskim razdobljima na temelju liste prioriteta (prvenstveno vezane za plan revitalizacije vodova i TS, izgradnju novih 110 kV vodova za dvostrano napajanje radijalno napajanih TS, te izgradnju i priključak na sistem novih TS 110/x kV). Takvu listu prioriteta potrebno je odrediti unutar Elektroprijenos – Elektroprenos BiH, uz suradnju s NOS BiH te odobrenje DERK-a.
- novčana sredstva potrebna za razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže potrebno je osigurati iz naknada za prijenos električne energije, a dijelom i iz sredstava prikupljenih od alokacije prekograničnih kapaciteta i tranzita za potrebe trećih strana, te eventualno kreditnim zaduživanjem jedino u slučaju da je potrebno premostiti razlike između trenutne mrežarine te tehnički i ekonomski opravdanih investicijskih troškova.

PRAZNA STRANICA

13. LITERATURA

1. Zakon o prijenosu, regulatoru i operateru sistema električne energije u BiH 07/02
2. Generation Investment Study – Appendix 11: PSS/E Analysis and Results, EKC, EIHP, March 2005
3. <http://www.elprenosbih.ba/a2/index.php/pg/0.html> - web stranica Elektroprenos-Elektroprijenos BiH
4. <http://www.nosbih.ba/> - web stranica NOS BiH
5. Energy Sector Study in B&H – Inception Report, Energy Institute Hrvoje Pozar, Zagreb, 2007
6. Indikativni plan proizvodnje, NOS BiH, 2006.
7. Mrežni kodeks, NOS BiH, Sarajevo, juni 2006.
8. Tržišna pravila, NOS BiH, Sarajevo, juni 2006.
9. Prethodna studija opravdanosti izgradnje TE Stanari, Institut za građevinarstvo „IG“ Banja Luka, 06. 2006.
10. Bilans električne energije na mreži prenosa za 2007. godinu, NOS BiH, Sarajevo, oktobar 2007.
11. Godišnje izvješće o radu Neovisnog operatora sustava u Bosni i Hercegovini u razdoblju od 01.01.2006. godine do 31.12.2006. godine, NOS BiH, 2007.
12. Generation Investment Study, World Bank, PriceWaters Coopers, 2005.
13. Update of Generation Investment Study, World Bank, SEEC, 2007.
14. Plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje 2008. – 2010., HEP - OPS, 2007.
15. Plan razvoja EES Crne Gore – Master plan, EIHP, IREET, 2006.
16. Integralna studija razvoja JP „Elektroprivreda HZ H-B“ d.d. Mostar 2006–2010 godina sa projekcijom na 2020. godinu, Institut za elektroprivredu i energetiku, Zagreb, 2007.

14. POPIS TABLICA

SAŽETAK

<i>Tablica 1. Zaključci</i>	V
<i>Tablica 2. Preporuke</i>	VII
<i>Tablica 3. Vodovi za izgradnju do 2020. godine</i>	VIII
<i>Tablica 4. Transformatorske stanice za izgradnju do 2020. godine</i>	X
<i>Tablica 5. Proširenje postojećih transformatorskih stanica do 2020. godine</i>	XII
<i>Tablica 6. Revitalizacija vodova do 2020. godine</i>	XV
<i>Tablica 7. Zamjena transformatora do 2020. godine</i>	XVIII
<i>Tablica 8. Zamjena polja do 2020. godine</i>	XIX

POGLAVLJE 2: POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE

<i>Tablica 2.1. Prijenosni dalekovodi unutar EES BiH</i>	6
<i>Tablica 2.2. Zastoji prijenosnih vodova u razdoblju 2002. – 2006. (%)</i>	9
<i>Tablica 2.3. Neraspoloživost prijenosnih vodova u EES BiH (%)</i>	10
<i>Tablica 2.4. Transformatorske stanice 400/x kV, 220/x kV i 110/x kV unutar EES BiH</i>	11
<i>Tablica 2.5. Broj transformatora i instalirana snaga transformacije unutar EES BiH</i>	11
<i>Tablica 2.6. Zastoji transformatora 400/x kV i 220/x kV u razdoblju 2002. – 2006. (%)</i>	12
<i>Tablica 2.7. Neraspoloživost transformatora 400/x kV i 220/x kV u EES BiH (%)</i>	12
<i>Tablica 2.8. Maksimalna i minimalna opterećenja EES BiH u razdoblju 2001. – 2006. (MW)</i>	14
<i>Tablica 2.9. Kretanja mjesečnih maksimalnih opterećenja EES BiH (2001. – 2006.)</i>	16
<i>Tablica 2.10. Razdioba vršnog opterećenja sustava na gubitke, direktne potrošače i 110 kV čvorišta</i>	17
<i>Tablica 2.11. Prosječni udio opterećenja čvorišta u vršnom opterećenju sustava</i>	18
<i>Tablica 2.12. Podaci o hidroelektranama</i>	21
<i>Tablica 2.13. Podaci o termoelektranama</i>	22
<i>Tablica 2.14. Karakteristični angažmani HE</i>	23
<i>Tablica 2.15. Marginalni troškovi TE</i>	24
<i>Tablica 2.16. Redoslijed angažiranja termoagregata</i>	24
<i>Tablica 2.17. Vrijednosti NTC i iskorištenost prekograničnih kapaciteta [6]</i>	25

POGLAVLJE 3: MODEL EES BiH i VERIFIKACIJA MODELA

<i>Tablica 3.1. Pregled ostvarenih proizvodnji po elektranama za 29. 12. 2006.</i>	36
<i>Tablica 3.2. Pregled konzuma za 29. 12. 2006.</i>	36
<i>Tablica 3.3. Pregled ostvarenih razmjena sa mjernih tačaka za 29. 12. 2006.</i>	37
<i>Tablica 3.4. Pregled tokova snaga internim vodovima između elektroprivreda za 29. 12. 2006.</i>	38
<i>Tablica 3.5. Naponi u pojedinim čvorištima EES BiH za 29. 12. 2006. u 18 sati</i>	38
<i>Tablica 3.6. Rezultati n-1 analize za 29. 12. 2006. u 18 sati</i>	57
<i>Tablica 3.7. Rezultati n-1 analize za 29. 12. 2006. u 18 sati uz 80% dozvoljeno opterećenje grana</i>	65

<i>Tablica 3.8. Radijalno napajana čvorišta 110 kV mreže</i>	65

POGLAVLJE 5: ULAZNE PRETPOSTAVKE I ELEKTROENERGETSKE PODLOGE

<i>Tablica 5.1. Prognozirana raspodjela vršnog opterećenja na čvorišta 110/x kV u razdoblju 2010. – 2020. (bez novih TS 110/x kV)</i>	81
<i>Tablica 5.2. Podaci HE Mostarsko Blato</i>	85
<i>Tablica 5.3. Podaci mogućim vjetroelektranama do 2010. godine</i>	86
<i>Tablica 5.4. Podaci TE Stanari (pretpostavljene vrijednosti)</i>	87
<i>Tablica 5.5. Podaci TE Gacko 2 (pretpostavljene vrijednosti)</i>	87
<i>Tablica 5.6. Procjena troškova izgradnje dalekovoda po kilometru</i>	87
<i>Tablica 5.7. Procjena troškova za transformatorske stanice</i>	88
<i>Tablica 5.8. Procjena troškova za transformatorske stanice – nastavak 1</i>	89
<i>Tablica 5.9. Procjena troškova za transformatorske stanice – nastavak 2</i>	90
<i>Tablica 5.10. Procjena troškova za transformatorske stanice – nastavak 4</i>	91

POGLAVLJE 6: PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE PRIJENOSNE MREŽE U RAZDOBLJU 2007. – 2020.

<i>Tablica 6.1. Nove TS u razdoblju 2007. – 2010.</i>	94
<i>Tablica 6.2. Novi DV u razdoblju 2007. – 2010.</i>	94
<i>Tablica 6.3. Analizirani scenariji za vremenski presjek 2010. godine</i>	97
<i>Tablica 6.4. Bilance EES BiH za analizirane scenarije 2010. godine</i>	102
<i>Tablica 6.5. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2010. godine (bez novih VE)</i>	104
<i>Tablica 6.6. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2010. godine (s novim VE snage 102 MW)</i>	104
<i>Tablica 6.7. Dalekovodi za izgradnju do 2010. godine</i>	112
<i>Tablica 6.8. Transformatorske stanice za izgradnju do 2010. godine</i>	113
<i>Tablica 6.9. Proširenja transformatorskih stanica do 2010. godine</i>	114
<i>Tablica 6.10. Analizirani scenariji za vremenski presjek 2015. godine</i>	119
<i>Tablica 6.11. Bilance EES BiH za analizirane scenarije 2015. godine</i>	123
<i>Tablica 6.12. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2015. godine (bez nove TE Stanari)</i>	125
<i>Tablica 6.13. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2015. godine (s novom TE Stanari)</i>	125
<i>Tablica 6.14. Dalekovodi za izgradnju u razdoblju 2010. – 2015. godine</i>	138
<i>Tablica 6.15. Transformatorske stanice za izgradnju u razdoblju 2010. – 2015. godine</i>	139
<i>Tablica 6.16. Proširenja transformatorskih stanica u razdoblju 2010. – 2015. godine</i>	140
<i>Tablica 6.17. Analizirani scenariji za vremenski presjek 2020. godine</i>	144
<i>Tablica 6.18. Bilance EES BiH za analizirane scenarije 2020. godine</i>	147
<i>Tablica 6.19. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija 2020. godine</i>	148
<i>Tablica 6.20. Dalekovodi za izgradnju u razdoblju 2015. – 2020. godine</i>	155

<i>Tablica 6.21. Transformatorske stanice za izgradnju u razdoblju 2015. – 2020. godine</i>	155
<i>Tablica 6.22. Proširenja transformatorskih stanica u razdoblju 2015. – 2020. godine</i>	155
 POGLAVLJE 7: PLAN REVITALIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE	
<i>Tablica 7.1. Starost dalekovoda u BiH u odnosu na njihovu duljinu</i>	160
<i>Tablica 7.2. Starost dalekovoda u BiH po naponskim razinama u postocima od njihove duljine</i>	160
<i>Tablica 7.3. Kandidati za revitalizaciju električkih dijelova dalekovoda prema očekivanoj životnoj dobi od 40 godina</i>	162
<i>Tablica 7.4. Dalekovodi za revitalizaciju do 2010. godine (električki dijelovi)</i>	164
<i>Tablica 7.5. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda do 2010. godine</i>	164
<i>Tablica 7.6. Dalekovodi za revitalizaciju 2010. – 2015. godine (električki dijelovi)</i>	165
<i>Tablica 7.7. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju 2010. – 2015. godine</i>	165
<i>Tablica 7.8. Dalekovodi za revitalizaciju 2015. – 2020. godine (električki dijelovi)</i>	166
<i>Tablica 7.9. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju 2015. – 2020. godine</i>	168
<i>Tablica 7.10. Financijska sredstva za revitalizaciju dalekovoda u razdoblju do 2020. godine</i>	168
<i>Tablica 7.11. Transformatori za zamjenu do 2010. godine</i>	169
<i>Tablica 7.12. Transformatori za zamjenu u razdoblju 2010. – 2015. godine</i>	170
<i>Tablica 7.13. Transformatori za zamjenu u razdoblju 2015. – 2020. godine</i>	170
<i>Tablica 7.14. Ukupan broj transformatora za zamjenu u razdoblju do 2020. godine</i>	171
<i>Tablica 7.15. Financijska sredstva za zamjenu transformatora u razdoblju do 2020. godine</i>	171
<i>Tablica 7.16. Broj polja za revitalizaciju u razdoblju do 2020. godine</i>	172
<i>Tablica 7.17. Financijska sredstva za revitalizaciju polja u razdoblju do 2020. godine</i>	172
<i>Tablica 7.18. Financijska sredstva za revitalizaciju ostale opreme u TS u razdoblju do 2020. godine</i>	172
<i>Tablica 7.19. Financijska sredstva za revitalizaciju prijenosne mreže BiH u razdoblju do 2020.</i>	173
 POGLAVLJE 8: IDENTIFIKACIJA POMOĆNIH USLUGA SISTEMA	
<i>Tablica 8.1. Procjena potrebne snage primarne, sekundarne i tercijarne P/f regulacije unutar EES BiH</i>	179
<i>Tablica 8.2. Procjena raspona angažmana jalove snage agregata unutar EES BiH</i>	182
 POGLAVLJE 9: DODATNE INVESTICIJE U SUSTAV VOĐENJA	
<i>Tablica 9.1. Procjena dodatnih ulaganja u sistem vođenja</i>	186
 POGLAVLJE 10: UTJECAJ NESIGURNOSTI NA RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE BiH	
<i>Tablica 10.1. Nove elektrane, kandidati za izgradnju, unutar EES BiH (sažeto)</i>	189
<i>Tablica 10.2. Optimalan scenarij izgradnje elektrana u EES BiH do 2020. godine</i>	189
<i>Tablica 10.3. Scenarij izgradnje elektrana u EES BiH do 2020. godine s fiksnim malim HE u EP BiH i TE Stanari</i>	189

<i>Tablica 10.4. Scenarij izgradnje elektrana u EES BiH do 2020. godine s fiksiranim HE</i>	190
<i>Tablica 10.5. Slučajevi nezadovoljenja (n-1) kriterija na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz povećanu izgradnju HE u EES BiH (Mostarsko Blato, Buk Bijela, Vrilo, Foča, Kablić) i izgradnju TE Stanari i TE Ugljevik 2</i>	190
<i>Tablica 10.6. Procjena utjecaja nesigurnosti lokacija i snaga elektrana na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH</i>	191
<i>Tablica 10.7. Procjena utjecaja nesigurnosti dekomisije elektrana na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH</i>	192
<i>Tablica 10.8. Analiza (n-1) sigurnosti na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz uključene TE Ugljevik 2, TE Gacko 2 (drugi blok) i TE Tuzla 7 pri izvozu 1200 MW iz BiH (600 MW Hrvatska, 300 MW Srbija i 300 MW Crna Gora)</i>	201
<i>Tablica 10.9. Analiza (n-1) sigurnosti na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz uključene TE Ugljevik 2, TE Gacko 2 (drugi blok) i TE Tuzla 7 pri izvozu 1200 MW iz BiH (400 MW Hrvatska, 400 MW Srbija i 400 MW Crna Gora)</i>	201
<i>Tablica 10.10. Analiza (n-1) sigurnosti na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine uz uključene TE Ugljevik 2, TE Gacko 2 (drugi blok) i TE Tuzla 7 pri izvozu 1200 MW iz BiH (300 MW Hrvatska, 600 MW Srbija i 300 MW Crna Gora)</i>	201
<i>Tablica 10.11. Procjena utjecaja nesigurnosti porasta potrošnje električne energije i vršnog opterećenja EES (referentni S2 i niži scenariji porasta potrošnje – S1 i S3) na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH</i>	203
<i>Tablica 10.12. Procjena utjecaja različitih nesigurnosti na planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH</i>	221
<i>Tablica 10.13. Procjena veličine rizika za planirane investicije u prijenosnu mrežu BiH</i>	222
<i>Tablica 10.14. Dodatna pojačanja mreže u odnosu na konačnu konfiguraciju 2020. godine ovisno o pojedinim nesigurnostima</i>	223
 POGLAVLJE 11: PROCJENA TROŠKOVA RAZVOJA, IZGRADNJE, REVITALIZACIJE I MODERNIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE, TE SISTEMA VOĐENJA	
<i>Tablica 11.1. Procjena ulaganja u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godine</i>	226
<i>Tablica 11.2. Dinamika investiranja u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godine</i>	227

PRAZNA STRANICA

15. POPIS SLIKA

POGLAVLJE 2: POSTOJEĆE STANJE PRIJENOSNE MREŽE

<i>Slika 2.1. Udjeli prijenosnih dalekovoda unutar EES BiH po naponskim razinama</i>	6
<i>Slika 2.2. 400 kV i 220 kV mreža BiH</i>	7
<i>Slika 2.3. Prijenosna mreža jugoistočne Europe</i>	8
<i>Slika 2.4. Prijenosna mreža BiH</i>	9
<i>Slika 2.5. Udjeli pojedinih transformacija u ukupnoj instaliranoj snazi transformacije u EES BiH</i>	12
<i>Slika 2.6. Mreža optičkih kabela (OPGW) unutar EES BiH [3]</i>	13
<i>Slika 2.7. Godišnji minimum i maksimum konzuma u razdoblju 2001. – 2006.</i>	14
<i>Slika 2.8. Mjesečni minimum i maksimum konzuma u razdoblju 2001. – 2006.</i>	15
<i>Slika 2.9. Dnevni minimum i maksimum konzuma u razdoblju 2001. – 2006.</i>	16
<i>Slika 2.10. Instalirana snaga elektrana po naponskoj razini</i>	21
<i>Slika 2.11. Udio HE i TE u ukupnoj godišnjoj proizvodnji u razdoblju 2000. - 2005.</i>	23
<i>Slika 2.12. Hrvatski EES s okruženjem</i>	29
<i>Slika 2.13. EES Crne Gore</i>	30
<i>Slika 2.14. Predviđeni razvoj EES Crne Gore prema [15]</i>	31
<i>Slika 2.15. EES Srbije</i>	32

POGLAVLJE 3: MODEL EES BiH i VERIFIKACIJA MODELA

<i>Slika 3.1. Dnevni dijagram opterećenja 29. 12. 2006.</i>	35
<i>Slika 3.2. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (400 kV mreža)</i>	39
<i>Slika 3.3. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (220 kV mreža)</i>	40
<i>Slika 3.4. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Banja Luka)</i>	41
<i>Slika 3.5. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Zenica)</i>	42
<i>Slika 3.6. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Mostar)</i>	43
<i>Slika 3.7. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Sarajevo)</i>	44
<i>Slika 3.8. Model EES BiH 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Tuzla)</i>	45
<i>Slika 3.9. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (400 kV mreža)</i>	46
<i>Slika 3.10. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (220 kV mreža)</i>	47
<i>Slika 3.11. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Banja Luka)</i>	48
<i>Slika 3.12. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Zenica)</i>	49
<i>Slika 3.13. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Mostar)</i>	50
<i>Slika 3.14. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Sarajevo)</i>	51
<i>Slika 3.15. Usporedba izračunatih veličina na modelu i mjerenih veličina za 29. 12. 2006. u 18 sati (110 kV mreža – Tuzla)</i>	52

<i>Slika 3.16. Opterećenost 400 kV mreže za 29. 12. 2006. u 18 sati</i>	53
<i>Slika 3.17. Opterećenost 220 kV mreže za 29. 12. 2006. u 18 sati</i>	53
<i>Slika 3.18. Opterećenost 110 kV mreže za 29. 12. 2006. u 18 sati</i>	54
<i>Slika 3.19. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (400 kV mreža)</i>	58
<i>Slika 3.20. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (220 kV mreža)</i>	59
<i>Slika 3.21. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Banja Luka)</i>	60
<i>Slika 3.22. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Zenica)</i>	61
<i>Slika 3.23. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Mostar)</i>	62
<i>Slika 3.24. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Sarajevo)</i>	63
<i>Slika 3.25. Opterećenost grana mreže u trenutku nastanka vršnog opterećenja EES 2006. godine (110 kV mreža – Tuzla)</i>	64
<i>Slika 3.26. Preopterećenje DV 110 kV Sarajevo 7 – Sarajevo 14 kod ispada transformatora 400/110 kV u Sarajevo 10 (paralelni trafo van pogona u normalnom stanju)</i>	66
<i>Slika 3.27. Preopterećenja vodova i nepovoljne naponske prilike u 110 kV mreži pri ispadu DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk</i>	67
<i>Slika 3.28. Preopterećenje DV TE Tuzla – Lukavac pri ispadu paralelnog voda</i>	68
<i>Slika 3.29. Nepovoljne naponske prilike u 110 kV mreži pri ispadu DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg</i>	69
<i>Slika 3.30. Preopterećenja vodova i nepovoljne naponske prilike u 110 kV mreži pri ispadu DV 110 kV Čitluk – Ljubuški</i>	70

POGLAVLJE 4: KRITERIJI I METODOLOGIJA PLANIRANJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE

<i>Slika 4.1. Metodologija planiranja razvoja prijenosne mreže</i>	76

POGLAVLJE 5: ULAZNE PRETPOSTAVKE I ELEKTROENERGETSKE PODLOGE

<i>Slika 5.1. Prikaz dijela scenarija za analizu razvoja prijenosne mreže za pojedini vremenski presjek</i>	80

POGLAVLJE 6: PLAN RAZVOJA I IZGRADNJE PRIJENOSNE MREŽE U RAZDOBLJU 2007. – 2020.

<i>Slika 6.1. Uklapanje DV 2x220 kV Posušje – Rama (varijanta 1)</i>	96
<i>Slika 6.2. Uklapanje DV 2x220 kV Posušje – Rama (varijanta 2)</i>	96
<i>Slika 6.3. Preopterećenje DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg pri ispadu DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica (suha hidrologija, uvoz, bez VE)</i>	106
<i>Slika 6.4. Preopterećenje DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1) pri ispadu DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1) (suha hidrologija, uvoz, bez VE)</i>	107
<i>Slika 6.5. Visoko opterećenje transformatora 220/110 kV u Mostar 4 pri ispadu paralelnog transformatora (suha hidrologija, uvoz, bez VE)</i>	108

<i>Slika 6.6. Preopterećenje DV 110 kV TE Tuzla - Lukavac pri ispadu paralelnog voda (suha hidrologija, uvoz, bez VE)</i>	109
<i>Slika 6.7. Visoko opterećenje transformatora 220/110 kV u Zenica 2 pri ispadu paralelnog transformatora (vlažna hidrologija, izvoz, bez VE)</i>	110
<i>Slika 6.8. Prijenosna mreža BiH 2010. godine – prostorna shema</i>	116
<i>Slika 6.9. Prijenosna mreža BiH 2010. godine – jednopolna shema</i>	117
<i>Slika 6.10. Preopterećenje transformatora 220/110 kV Mostar 4 pri ispadu paralelnog transformatora (suha hidrologija, bez VE, uvoz)</i>	128
<i>Slika 6.11. Preopterećenje DV 110 kV Tuzla – Lukavac pri ispadu paralelnog voda (suha hidrologija, uvoz, bez TE Stanari)</i>	129
<i>Slika 6.12. Preopterećenje transformatora 220/110 kV Zenica 2 pri ispadu paralelnog transformatora (normalna hidrologija, uvoz)</i>	130
<i>Slika 6.13. Preopterećenje transformatora 220/110 kV Gradačac pri ispadu transformatora 400/110 kV Ugljevik (normalna hidrologija, izvoz, bez TE Stanari)</i>	131
<i>Slika 6.14. Preopterećenje DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 pri ispadu DV 110 kV M.Blato – Mostar 5 (suha hidrologija, uvoz, bez VE i TE Stanari)</i>	132
<i>Slika 6.15. Rasterećenje DV 110 kV Tuzla – Lukavac pri ispadu paralelnog voda izgradnjom TS 400/110 kV Stanari 1 (suha hidrologija, uvoz, bez TE Stanari)</i>	133
<i>Slika 6.16. Rasterećenje transformatora 220/110 kV Gradačac pri ispadu transformatora 400/110 kV Ugljevik izgradnjom TS 400/110 kV Stanari 1 (normalna hidrologija, izvoz, bez TE Stanari)</i>	134
<i>Slika 6.17. Rasterećenje DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 pri ispadu paralelnog DV izgradnjom TS 400/110 kV Stanari 1 (normalna hidrologija, uvoz, bez TE Stanari)</i>	135
<i>Slika 6.18. Prijenosna mreža BiH 2015. godine – prostorna shema</i>	142
<i>Slika 6.19. Prijenosna mreža BiH 2015. godine – jednopolna shema</i>	143
<i>Slika 6.20. Preopterećenje DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3 pri ispadu DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2 (normalna hidrologija, uvoz)</i>	150
<i>Slika 6.21. Preopterećenje DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2) pri ispadu paralelnog voda (suha hidrologija, uvoz)</i>	151
<i>Slika 6.22. Preopterećenje transformatora 400/110 kV u Ugljeviku pri ispadu DV 400 kV Tuzla - Ugljevik (suha hidrologija, uvoz)</i>	151
<i>Slika 6.23. Visoko opterećenje transformatora 220/110 kV u Gradačcu pri ispadu transformatora 400/110 kV u Ugljeviku (vlažna hidrologija, izvoz)</i>	152
<i>Slika 6.24. Preopterećenje transformatora 220/110 kV u Mostar 4 pri ispadu paralelnog transformatora (suha hidrologija, uravnotežen EES)</i>	152
<i>Slika 6.25. Preopterećenje transformatora 220/110 kV u Zenici 2 pri ispadu paralelnog transformatora (suha hidrologija, uravnotežen EES)</i>	153
<i>Slika 6.26. Prijenosna mreža BiH 2020. godine – prostorna shema</i>	157
<i>Slika 6.27. Prijenosna mreža BiH 2020. godine – jednopolna shema</i>	158

POGLAVLJE 7: PLAN REVITALIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE

<i>Slika 7.1. Starost dalekovoda u BiH u postocima od njihove duljine</i>	161
<i>Slika 7.2. Ulaganja u revitalizaciju do 2020. godine po vrsti opreme</i>	174

POGLAVLJE 8: IDENTIFIKACIJA POMOĆNIH USLUGA SISTEMA

<i>Slika 8.1. Funkcionalni blok dijagram P/f regulacije</i>	177
<i>Slika 8.2. Shematski prikaz vremenskog redoslijeda djelokruga tipova regulacije</i>	178

POGLAVLJE 10: UTJECAJ NESIGURNOSTI NA RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE BiH

<i>Slika 10.1. Priključak TE Tuzla 7 na 400 kV mrežu (konačna konfiguracija 2020. godine, normalna hidrologija, izvoz 200 MW u Hrvatsku)</i>	193
<i>Slika 10.2. Priključak TE Kakanj 8 snage 230 MW na 220 kV mrežu (konačna konfiguracija 2020. godine, normalna hidrologija, izvoz 70 MW u Hrvatsku)</i>	194
<i>Slika 10.3. Zemlje uvoznici (žuto) i izvoznici (crveno) el. energije u Europi</i>	196
<i>Slika 10.4. Scenarij izvoza 1000 MW iz BiH u Italiju (HVDC Konjsko/HR – Candia/I)</i>	197
<i>Slika 10.5. Scenarij tranzita 1000 MW iz Rumunjske i Bugarske u Italiju (HVDC Konjsko/HR – Candia/I)</i>	197
<i>Slika 10.6. Scenarij izvoza iz BiH u zemlje u okruženju (Hrvatska; Srbija, Crna Gora)</i>	197
<i>Slika 10.7 Tokovi snaga 400 kV mrežom pri izvozu 1000 MW iz BiH izravno u Italiju</i>	199
<i>Slika 10.8 Mreža 400 kV 2020. godine</i>	204
<i>Slika 10.9 Kandidati za izgradnju u mreži 400 kV</i>	205
<i>Slika 10.10 Opterećenja 400 kV vodova u BiH u optimalnom scenariju izgradnje elektrana, uz različita hidrološka stanja i maksimalan angažman termoelektrana</i>	206
<i>Slika 10.11 Opterećenja 400 kV vodova u BiH uz nove TE priključene na 400 kV mrežu (Stanari, Gacko 2, Tuzla 7, Ugljevik 2), za različita hidrološka stanja i maksimalan angažman termoelektrana</i>	207
<i>Slika 10.12 Priključak novih elektrana na mrežu 400 kV</i>	209
<i>Slika 10.13 Tokovi snaga u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)</i>	210
<i>Slika 10.14 Opterećenje grana u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)</i>	211
<i>Slika 10.15 Tokovi snaga u 400 kV mreži Bosne i Hercegovine (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)</i>	212
<i>Slika 10.16 Tokovi snaga u dijelu 220 kV mreže Bosne i Hercegovine (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)</i>	213
<i>Slika 10.17 Tokovi snaga u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine u slučaju ispada DV 400 kV B.Luka 6 – Stanari (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)</i>	214
<i>Slika 10.18 Tokovi snaga u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine u slučaju ispada DV 400 kV Tuzla 4 – Stanari (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)</i>	215
<i>Slika 10.19 Tokovi snaga u 110 kV mreži sjeverozapadne Bosne i Hercegovine u slučaju ispada DV 220 kV Prijedor 2 – Bihać 1 (vršno opterećenje 2020., normalna hidrologija)</i>	216
<i>Slika 10.20 Plasman maksimalne snage HE Višegrad (vršno opterećenje 2020., vlažna hidrologija)</i>	218
<i>Slika 10.21 Plasman maksimalne snage HE Višegrad pri ispadu DV 400 kV Višegrad – Tuzla 4 (vršno opterećenje 2020., vlažna hidrologija)</i>	218

**POGLAVLJE 11: PROCJENA TROŠKOVA RAZVOJA, IZGRADNJE, REVITALIZACIJE I
MODERNIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE, TE SISTEMA VOĐENJA**

Slika 11.1. Struktura investicija u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godina 227

Slika 11.2. Dinamika investicija u prijenosnu mrežu u razdoblju 2007. – 2020. godina 228

16. POPIS KRATICA

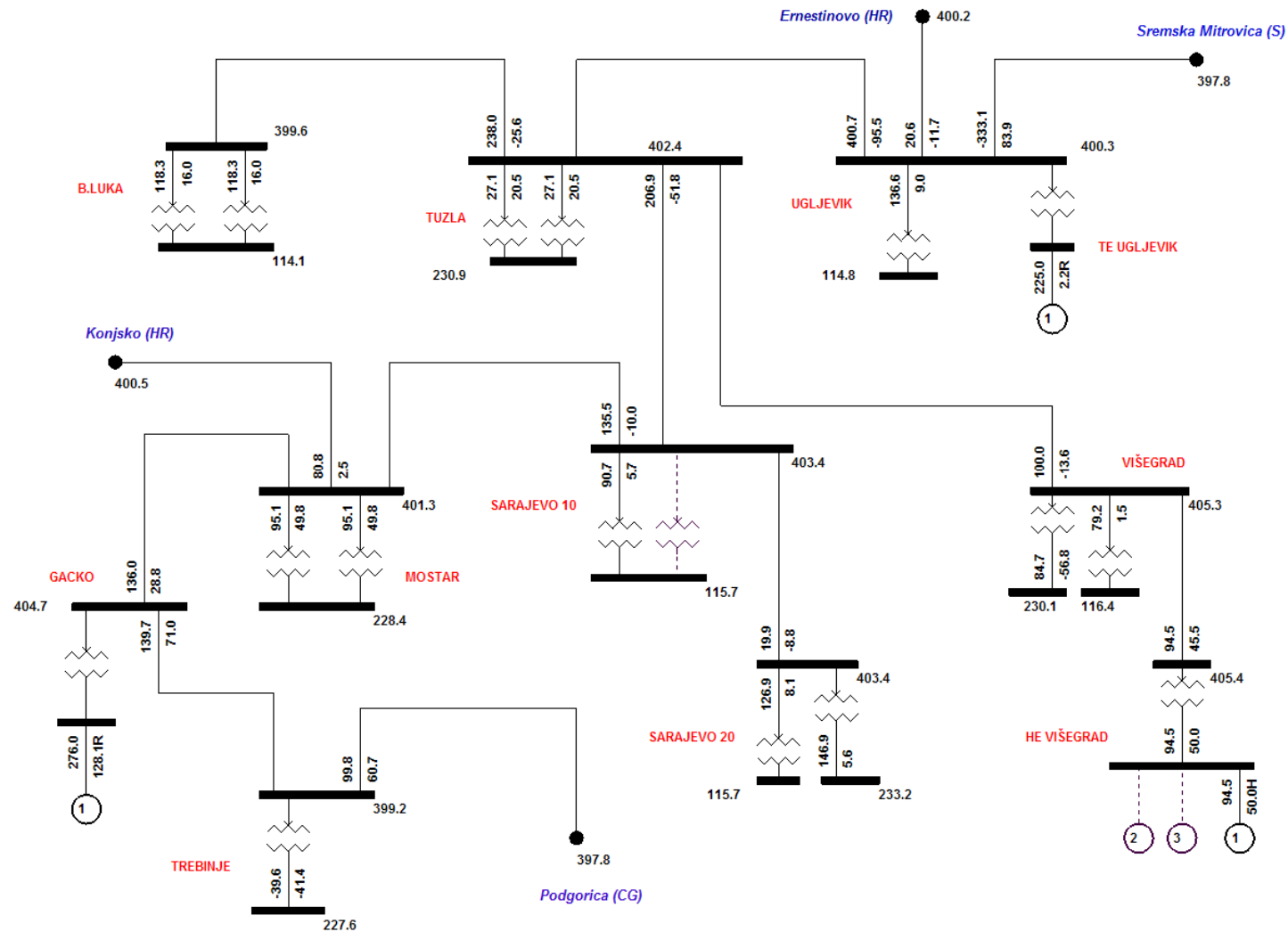
BiH	Bosna i Hercegovina
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju Bosne i Hercegovine
DSO	<i>Distribution System Operator</i> (operator distribucijskog sustava)
DTS	<i>Dispatching Training Simulator</i> – Simulator sistema vođenja za vježbu
EES	Elektroenergetski sistem
EMS	<i>Energy Management System</i> – upravljački sustav za vođenje elektroenergetskog sistema
EMS	Elektromreža Srbije
EU	Europska unija
EZ	Energetska zajednica
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i> – udruženje europskih operatora prijenosnih sistema
FBiH	Federacija Bosne i Hercegovine
FERK	Regulatorna komisija za električnu energiju Federacije Bosne i Hercegovine
HEP OPS	Hrvatska elektroprivreda - Operator prijenosnog sustava
ISO	<i>Independent System Operator</i> (organizacijski model operatora prijenosnog sustava u kojem je provedeno vlasničko, upravljačko, financijsko i pravno razdvajanje operatora sustava iz vertikalno integrirane tvrtke, pri čemu operator prijenosnog sustava nema vlasništvo nad prijenosnom mrežom)
ITC	<i>Inter TSO Compensation</i> – mehanizam naplate među TSO-ima
ITS	<i>Interchange Transaction Scheduler</i> – raspored programa razmjene
LFC	<i>Load Frequency Control</i> – regulacija snage i frekvencije
NA	<i>Network Analysis</i> – analiza mreže
NOS BiH	Neovisni operator sustava za prijenosni sustav u Bosni i Hercegovini
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> – neto prijenosna moć
ODS	Operator distribucijskog sustava
RERS	Regulatorna komisija za električnu energiju Republike Srpske
RS	Republika Srpska
RM	<i>Reserve Monitor</i> – rezervni nadzor
SCADA	Sistem aplikacija za nadzor i vođenje sistema
SN	Srednji napon (<i>Mid Voltage</i>), 35 kV i manje
STLF	<i>Short Term Load Forecast</i> – kratkoročna prognoza opterećenja
TSO	Nezavisni operator sustava
UCTE	<i>Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i> – udruženje operatora prijenosnih sistema u Europi
VE (WPP)	Wind Power Plant - vjetroelektrana

17. PRILOZI

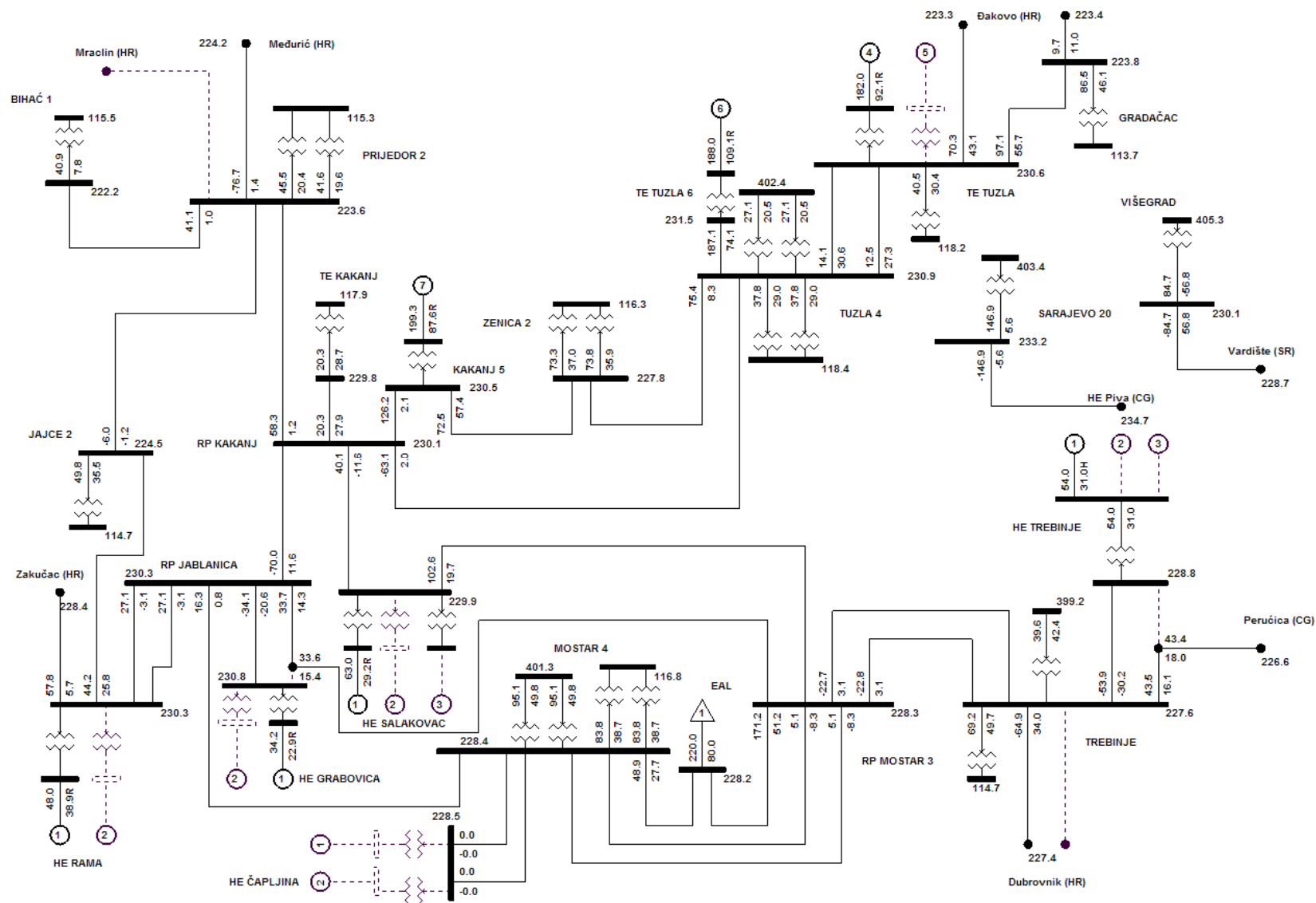
POPIS PRILOGA

1. Tokovi snaga 400 kV i 220 kV mrežom BiH u polaznim konfiguracijama mreže 2010., 2015. i 2020. godine
2. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH u konačnoj konfiguraciji 2020. godine u scenarijima s značajnim izvozom električne energije
3. Opterećenja grana 400 kV u konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine u scenarijima s značajnim izvozom električne energije
4. Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2010. godine
5. Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2015. godine
6. Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2020. godine
7. Plan povećanja instalirane snage TS 110/x kV i zamjene transformatora 110/x kV radi potreba distribucije (preuzeto iz Modula 5)

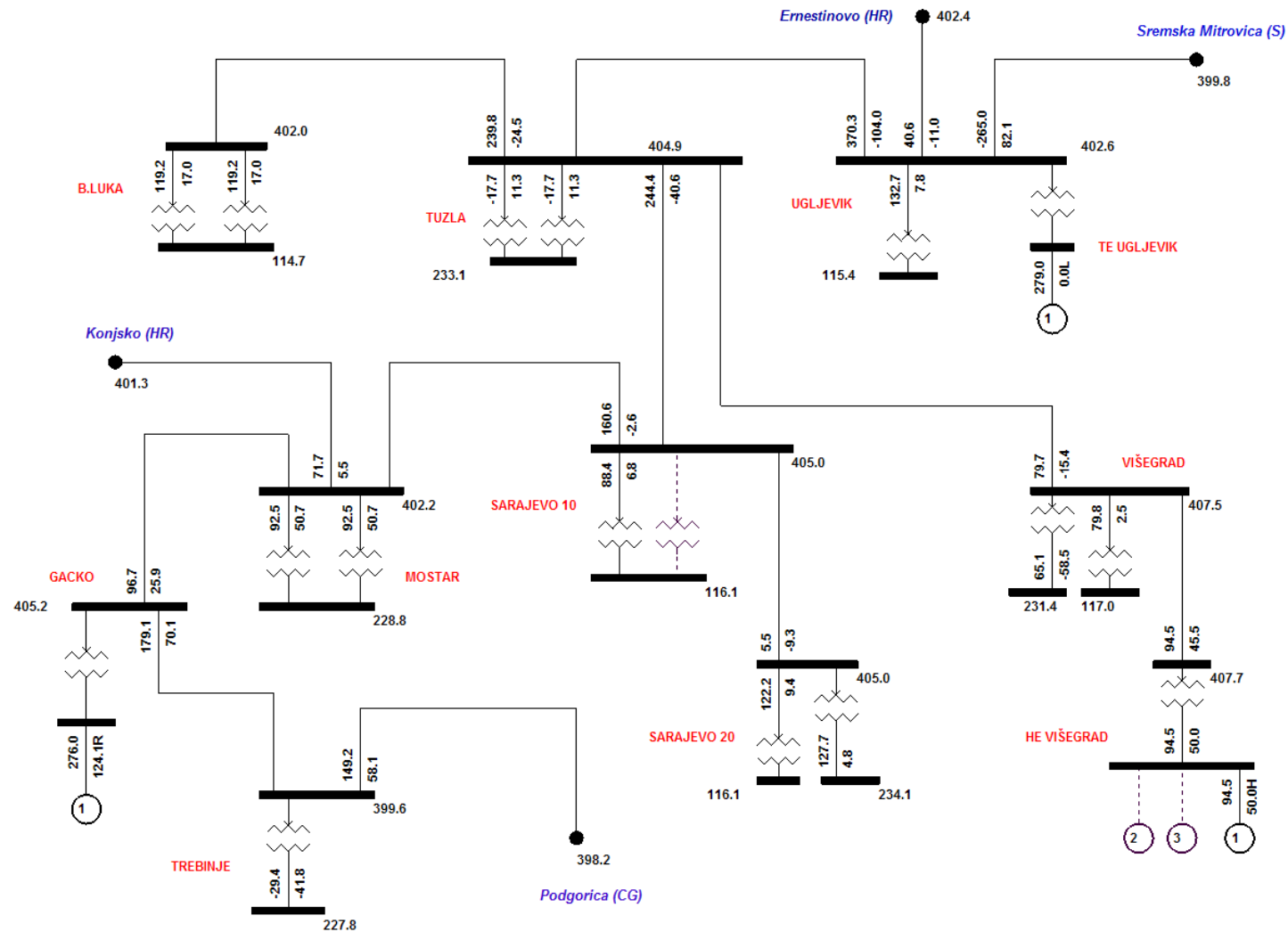
1. Tokovi snaga 400 kV i 220 kV mrežom BiH u polaznim konfiguracijama mreže 2010., 2015. i 2020. godine



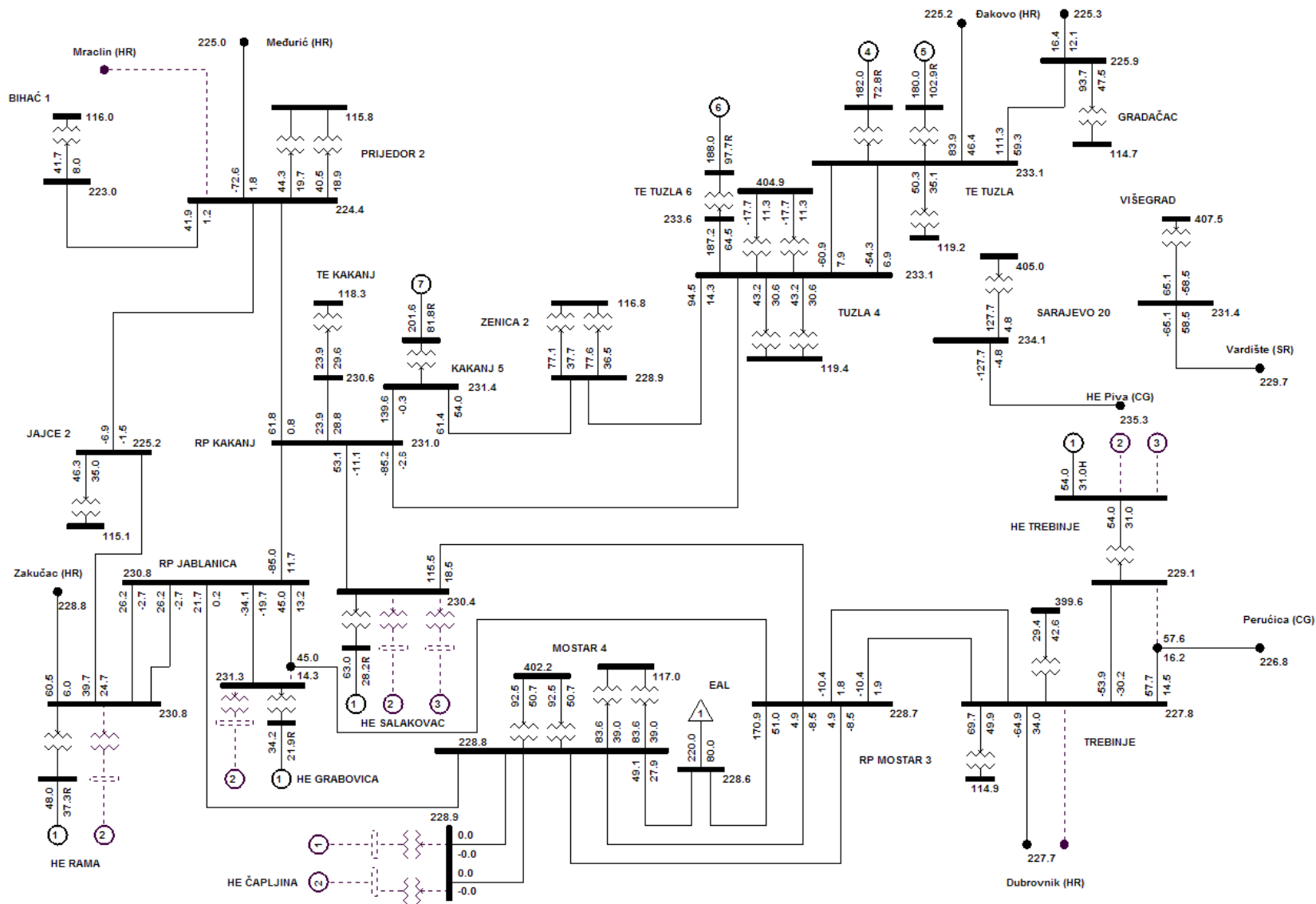
Slika P1.1. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



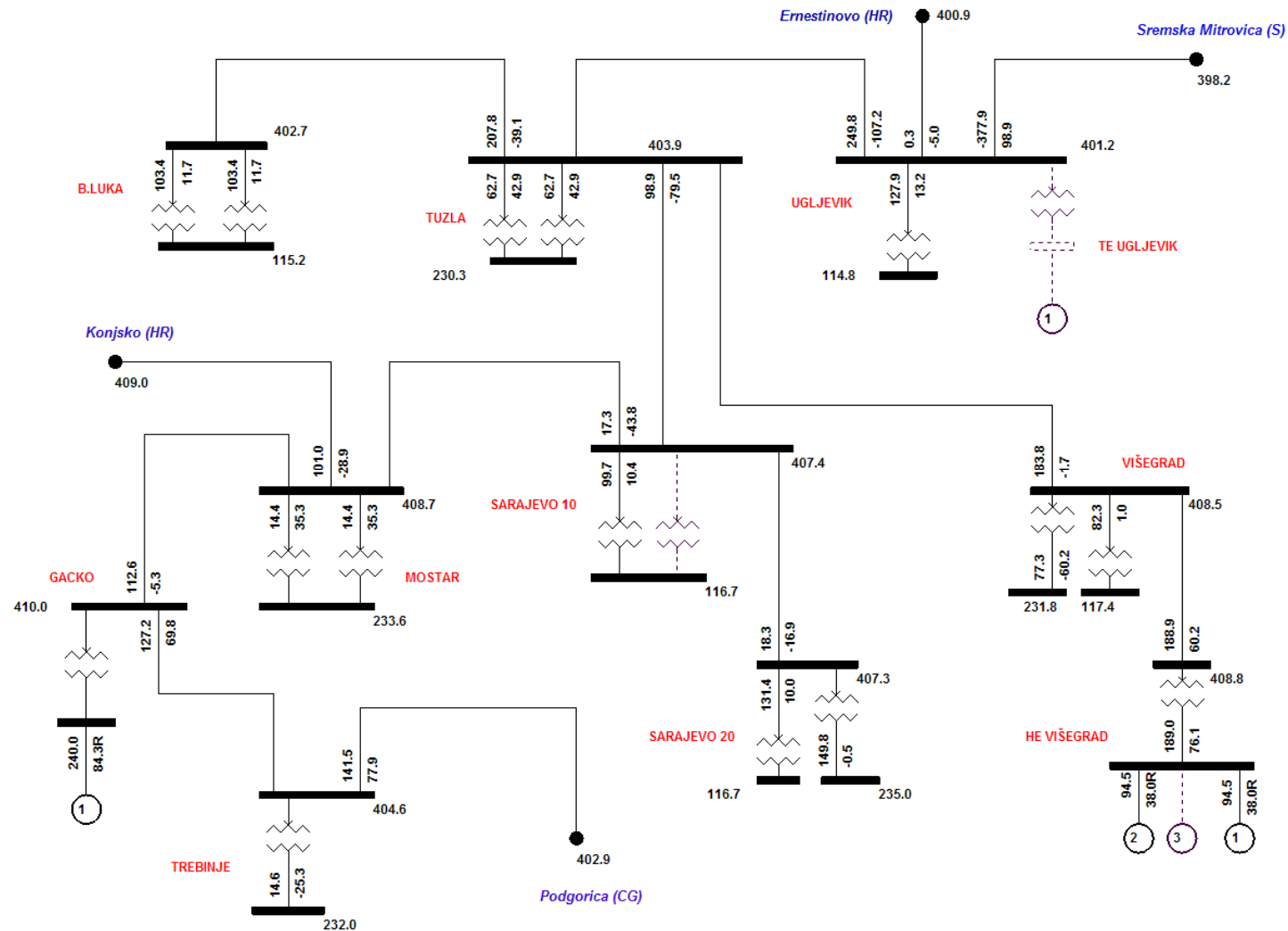
Slika P1.2. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



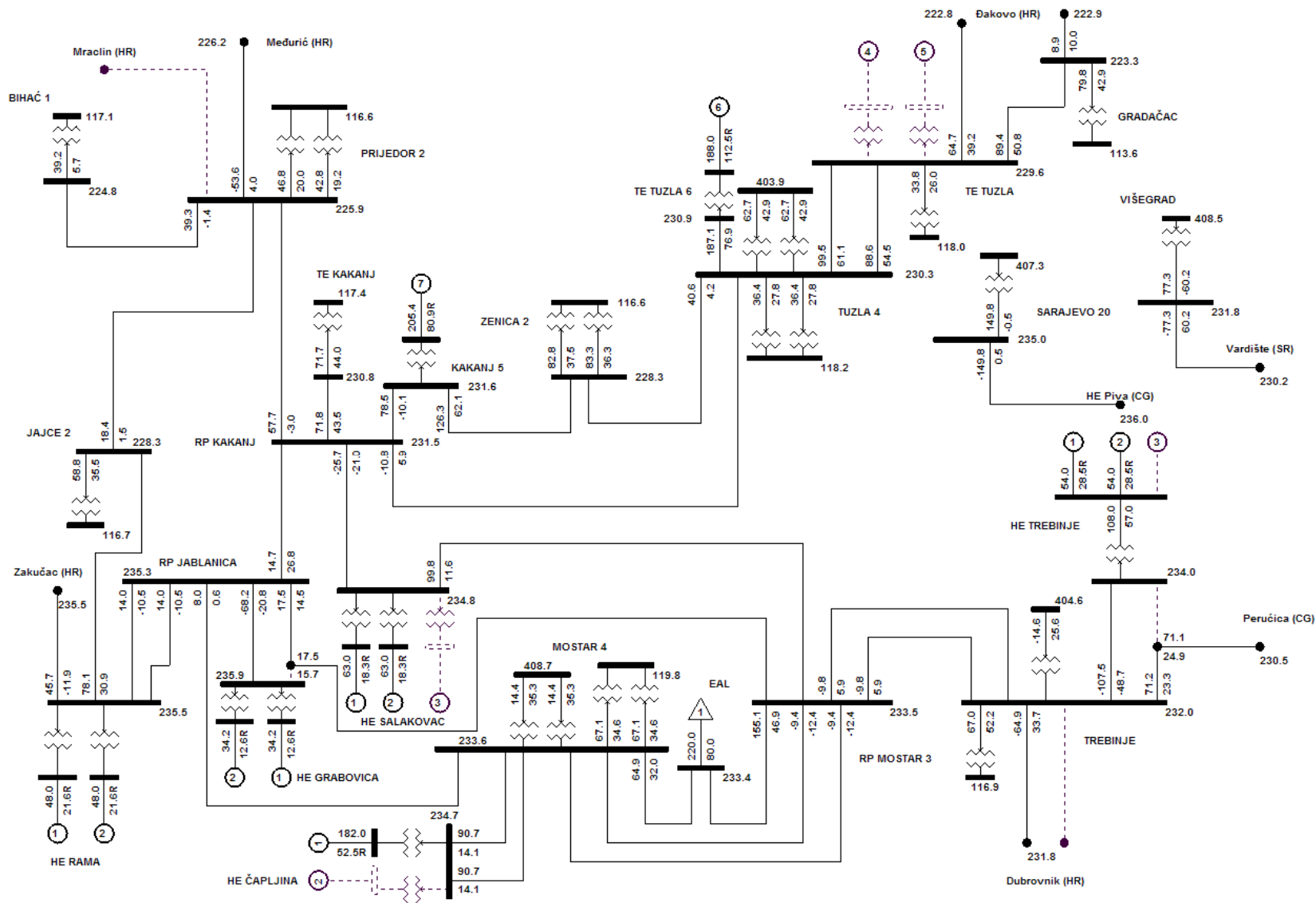
Slika P1.3. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



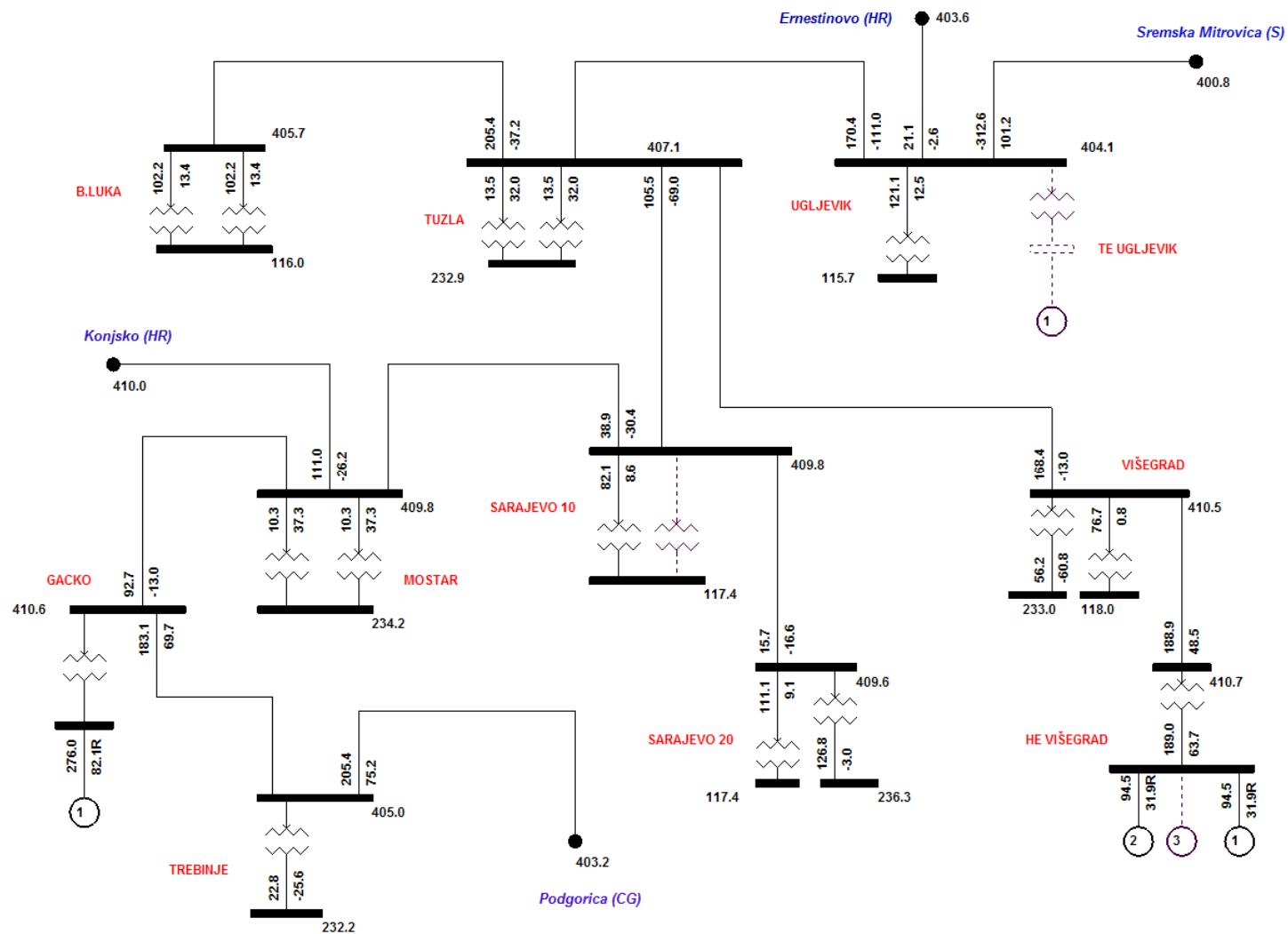
Slika P1.4. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



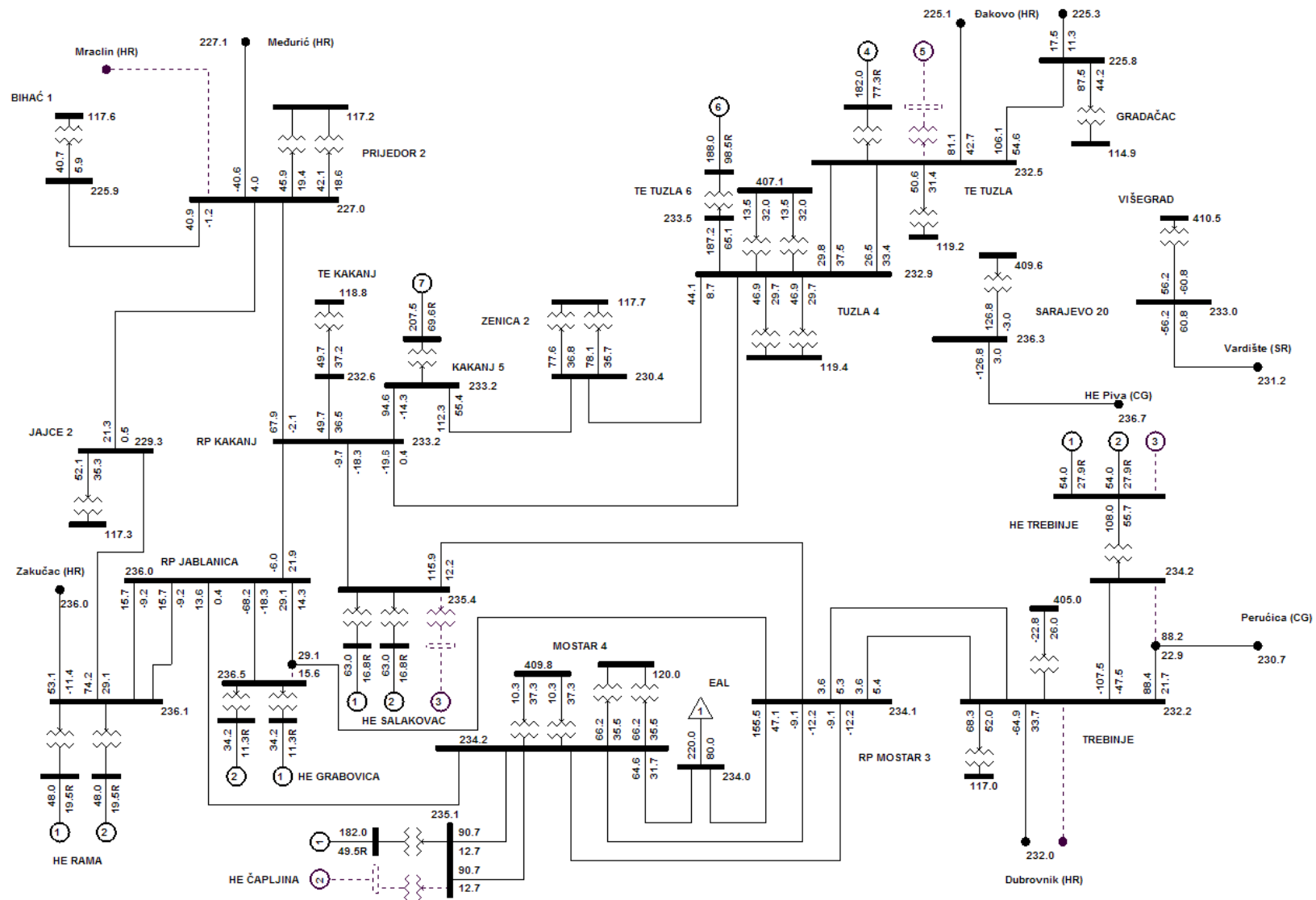
Slika P1.5. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-normalna-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



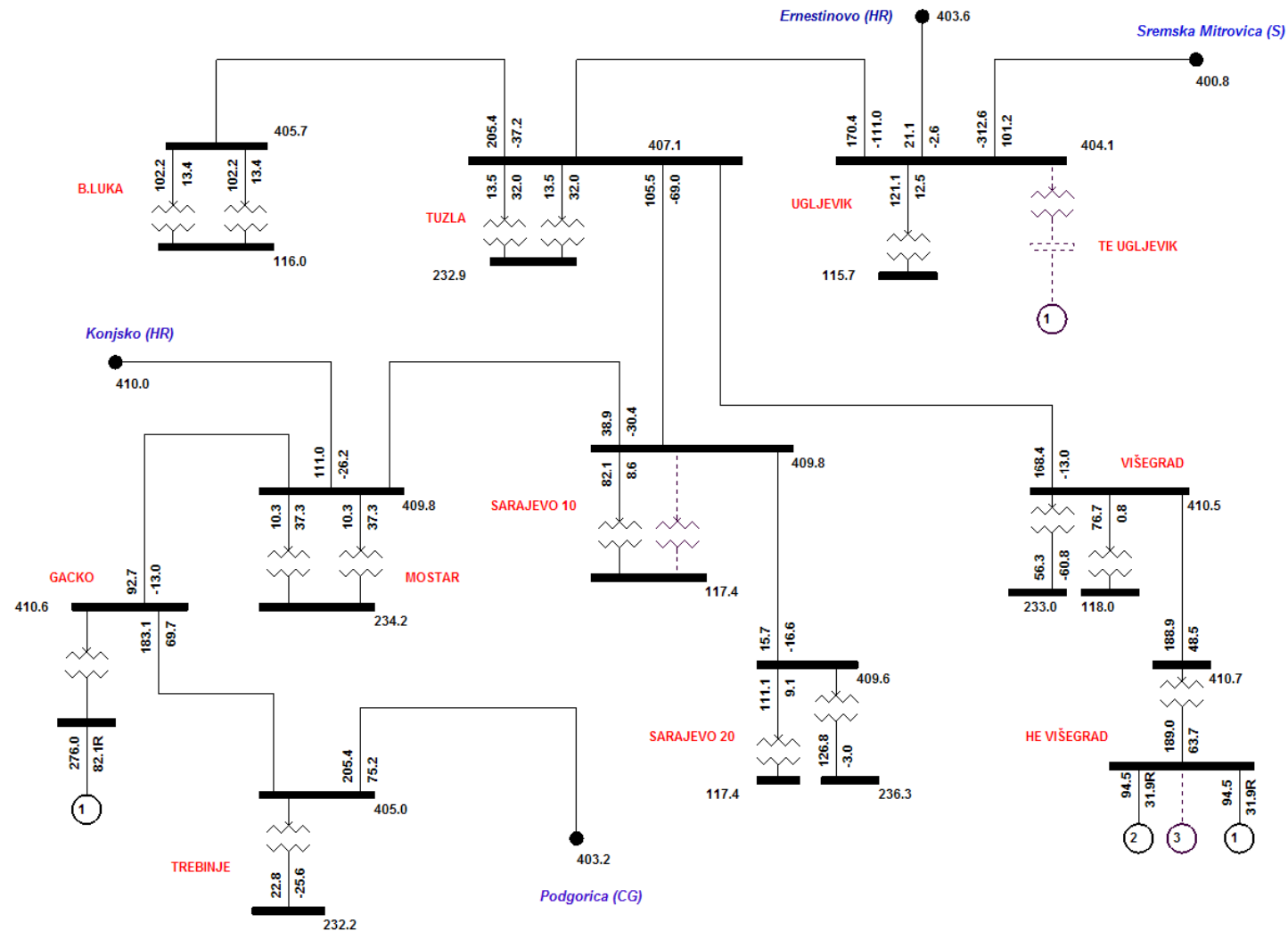
Slika P1.6. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-normalna-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



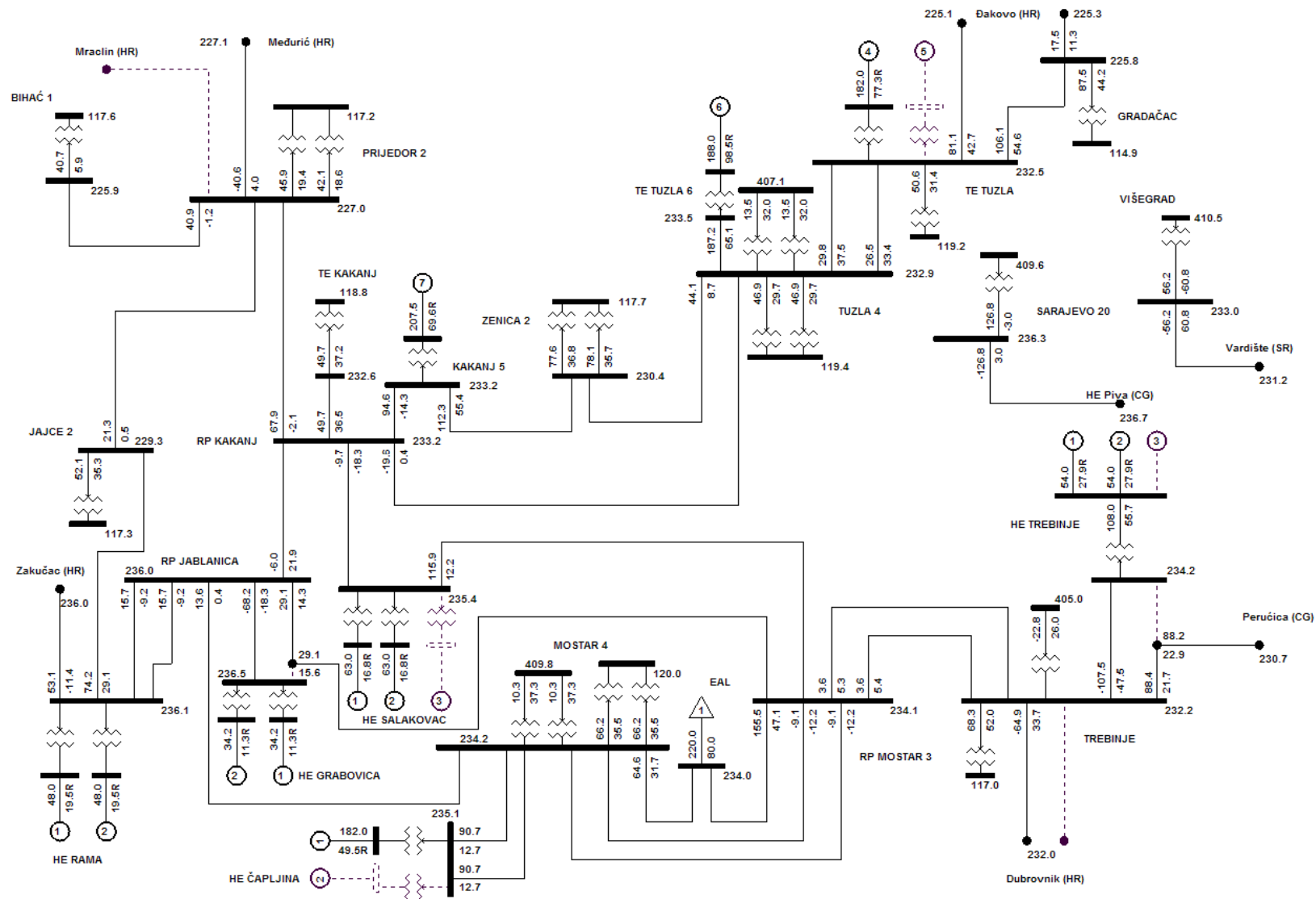
Slika P1.7. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



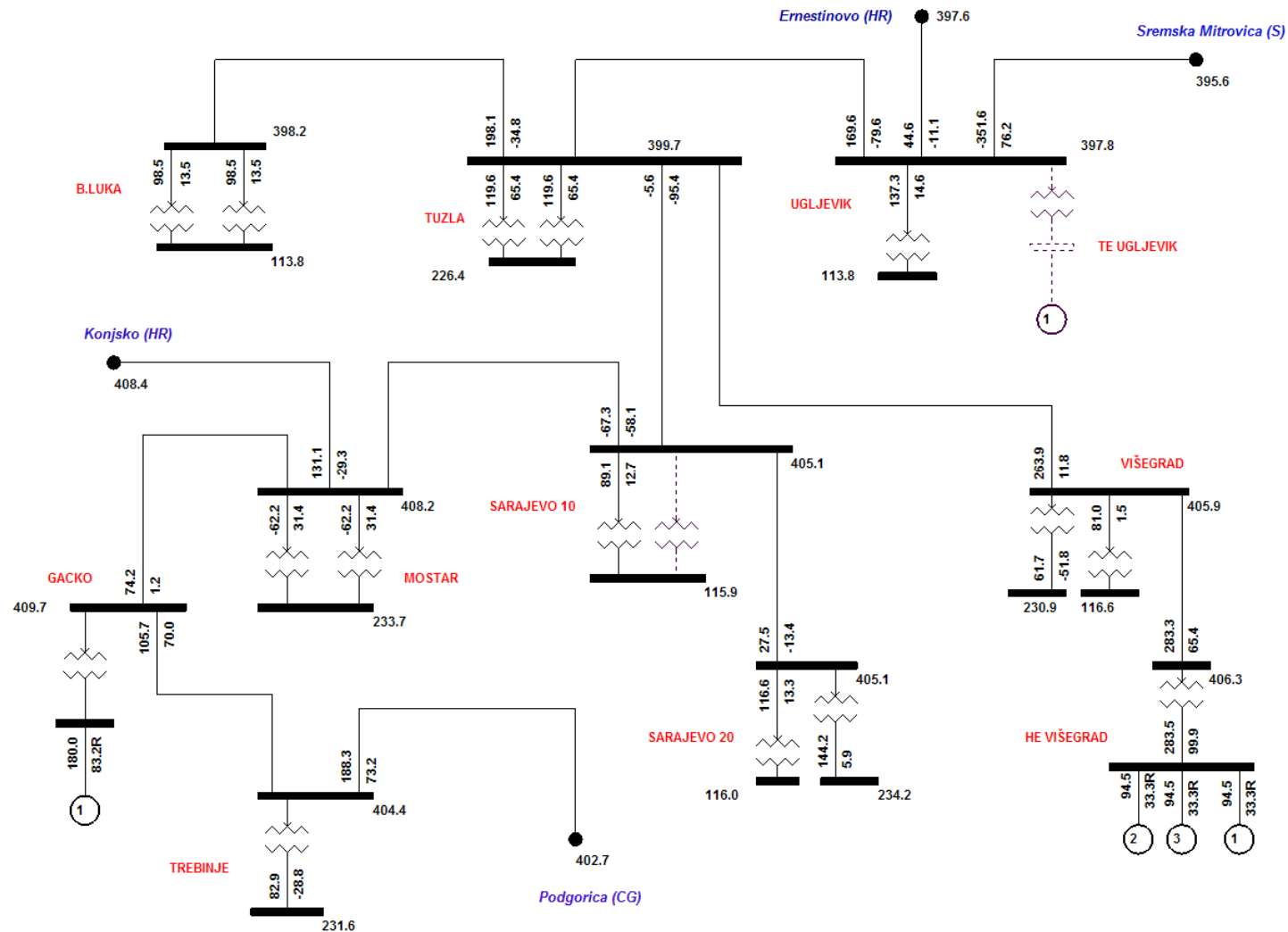
Slika P1.8. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1- normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



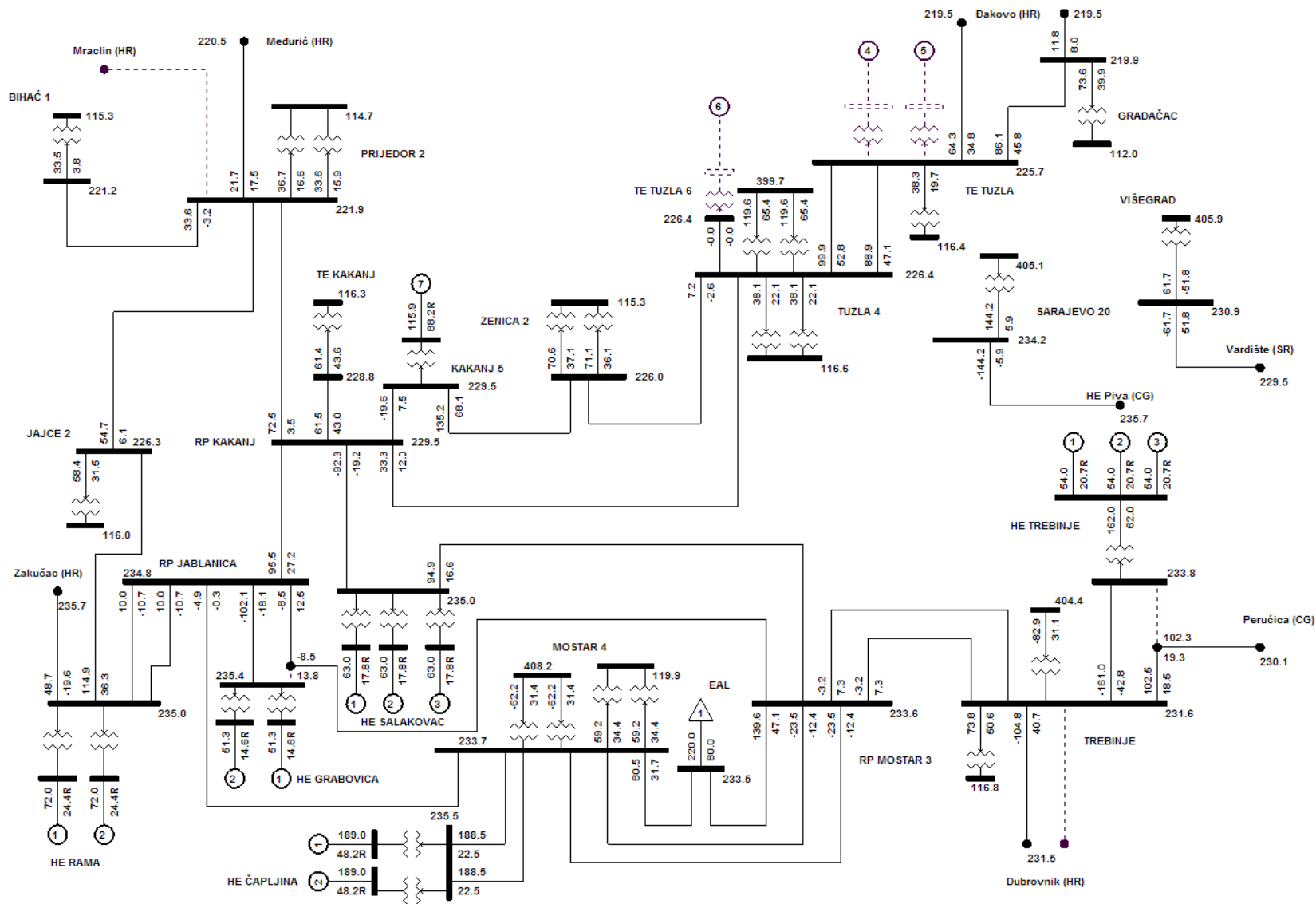
Slika P1.9. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



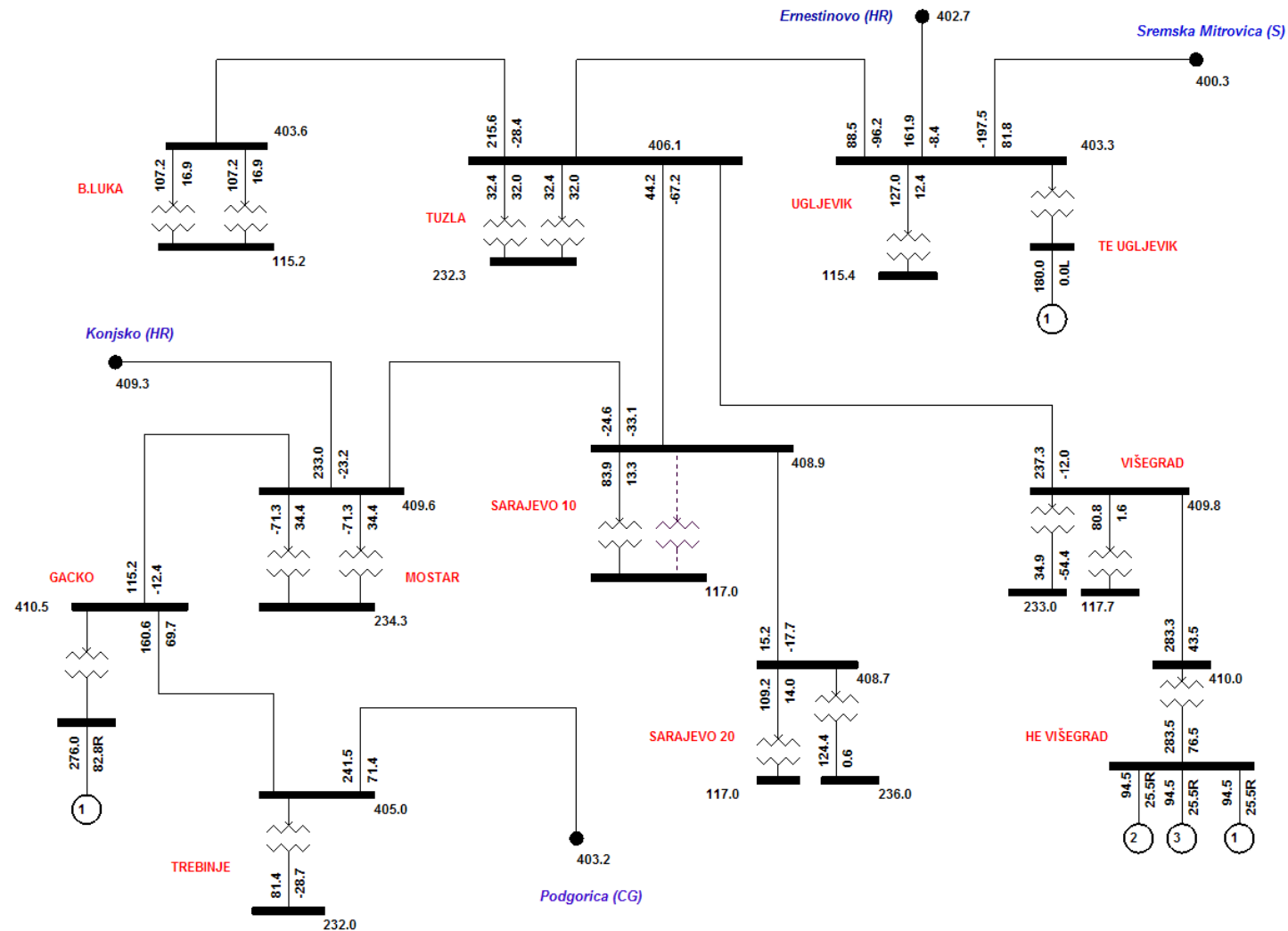
Slika P1.10. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1- normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



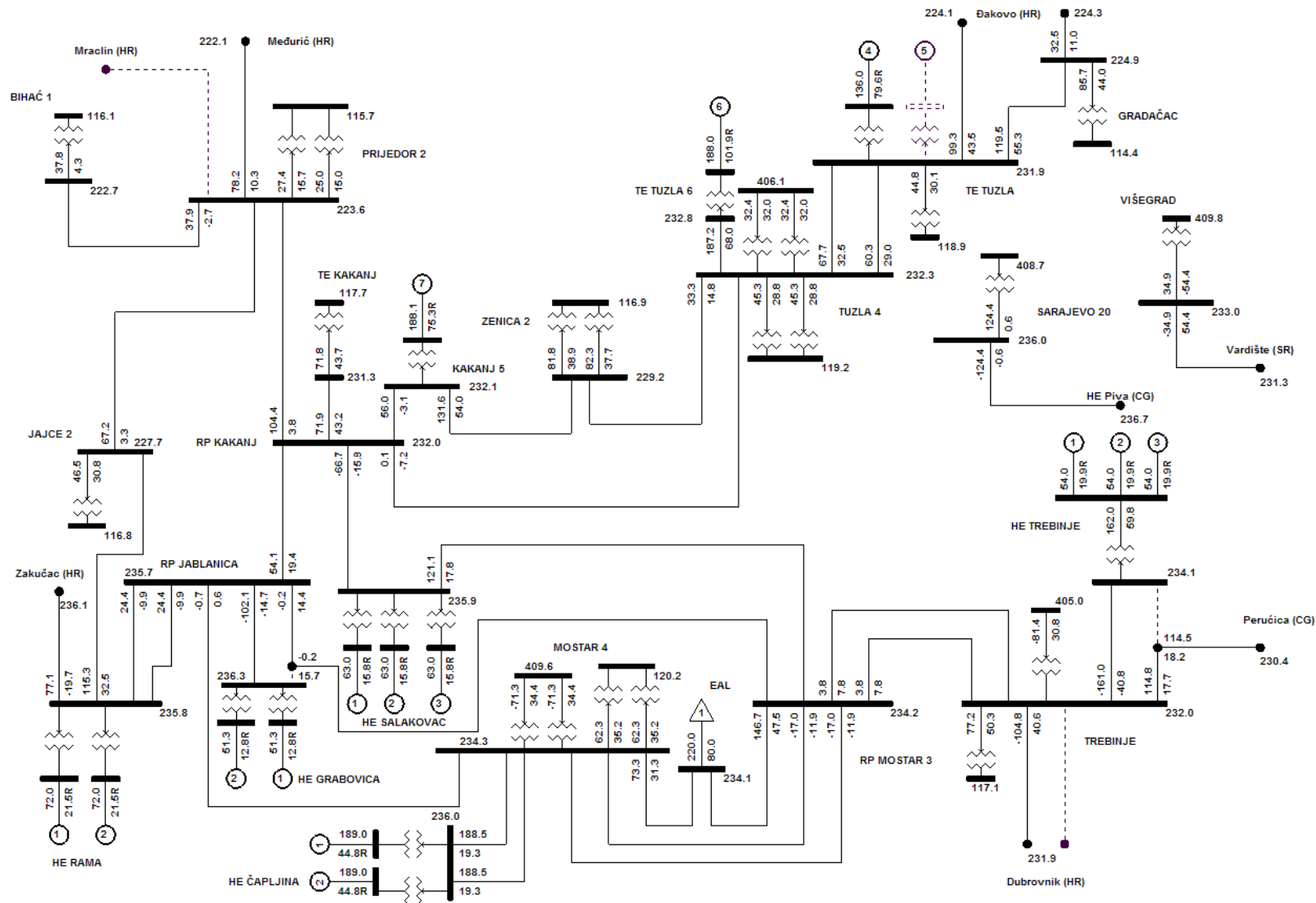
Slika P1.11. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



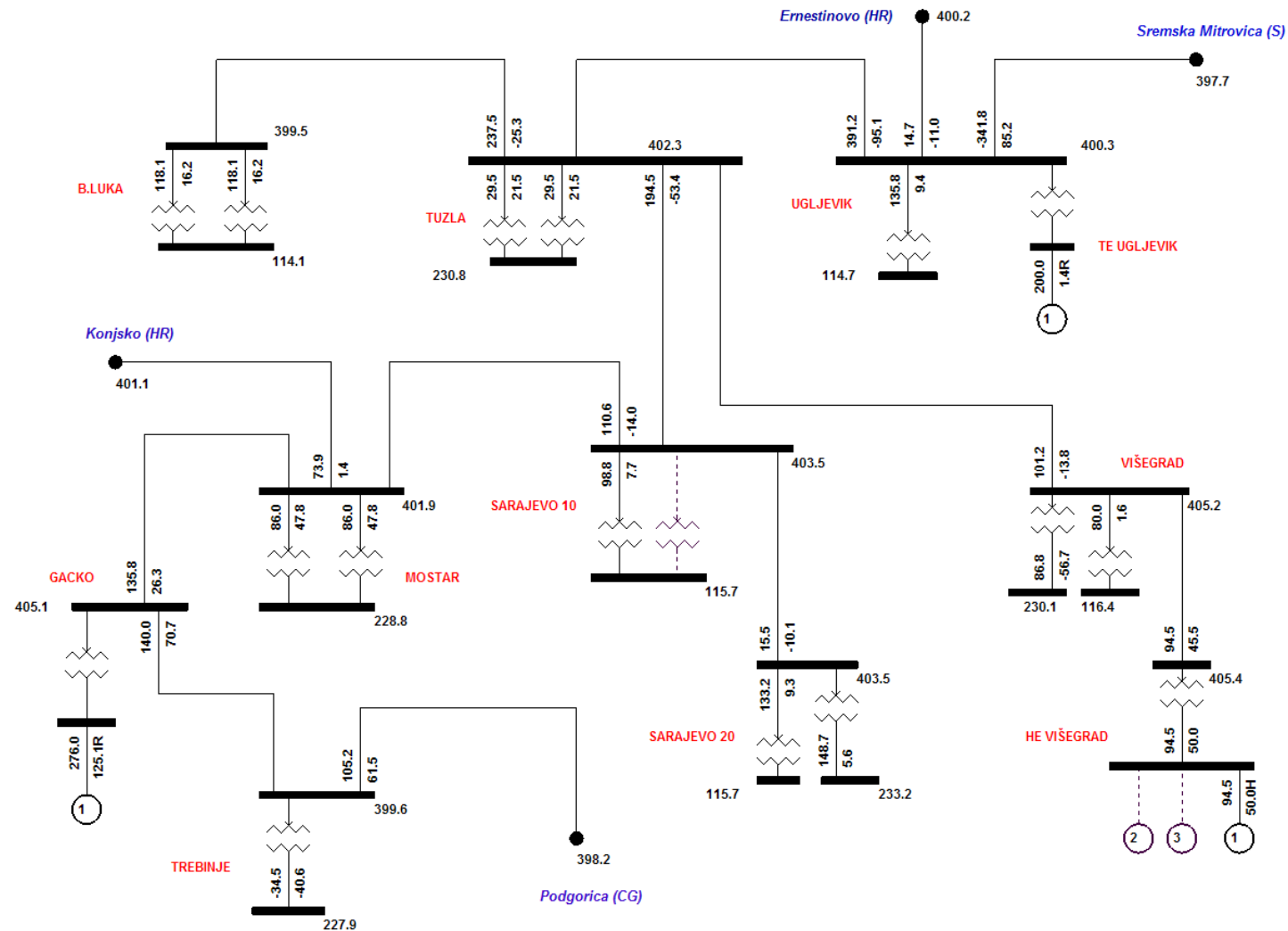
Slika P1.12. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



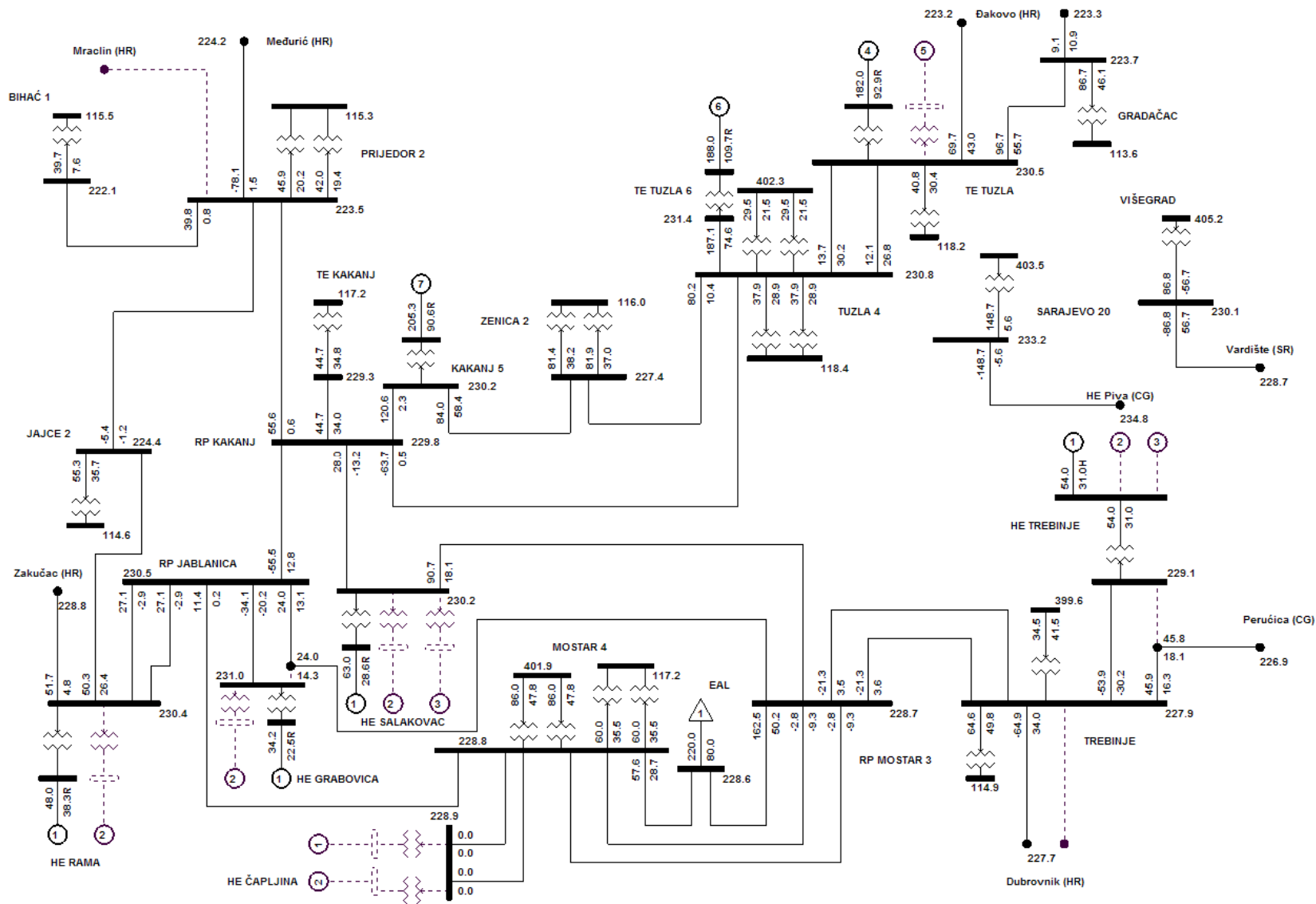
Slika P1.13. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



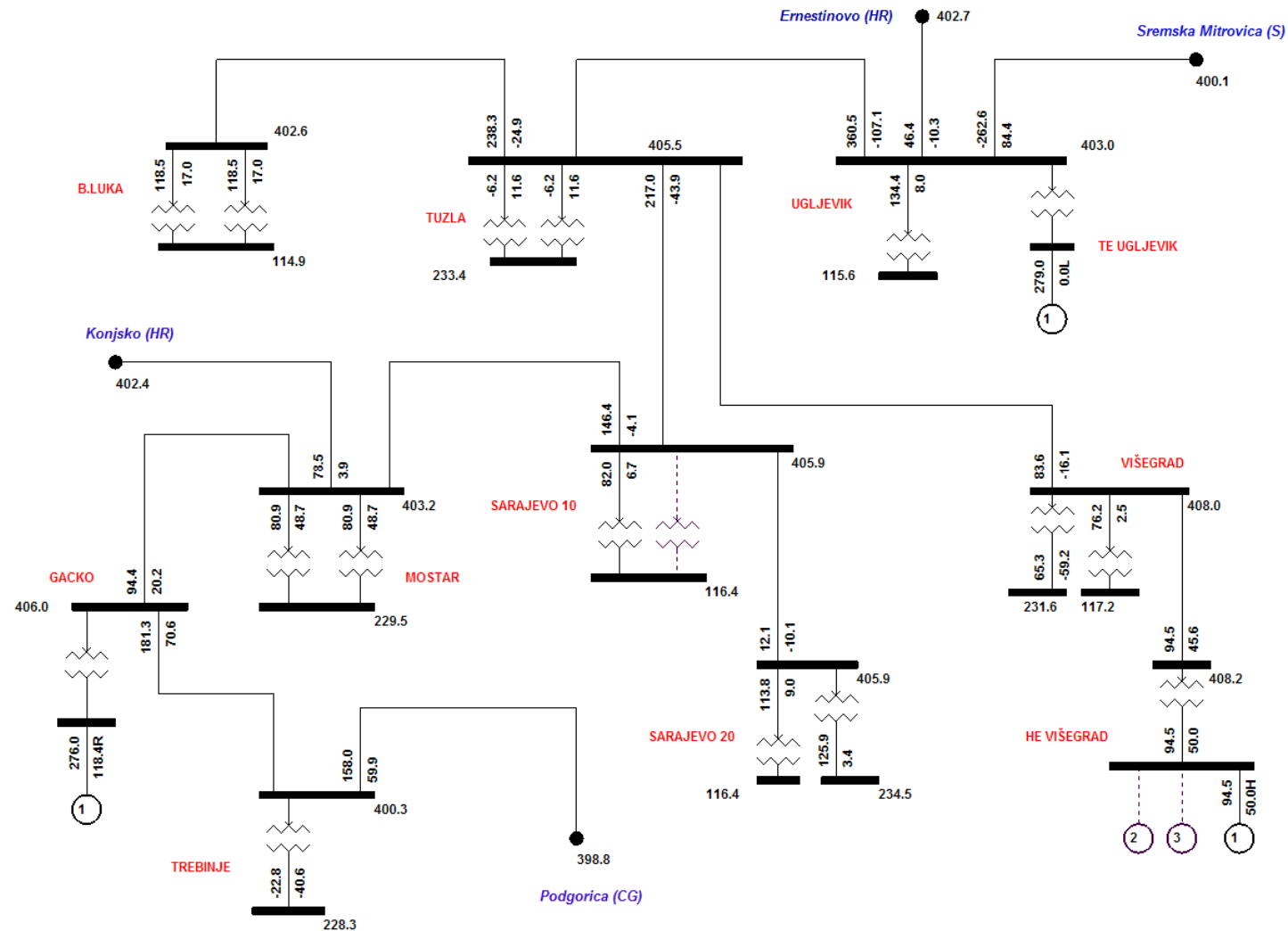
Slika P1.14. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A1-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



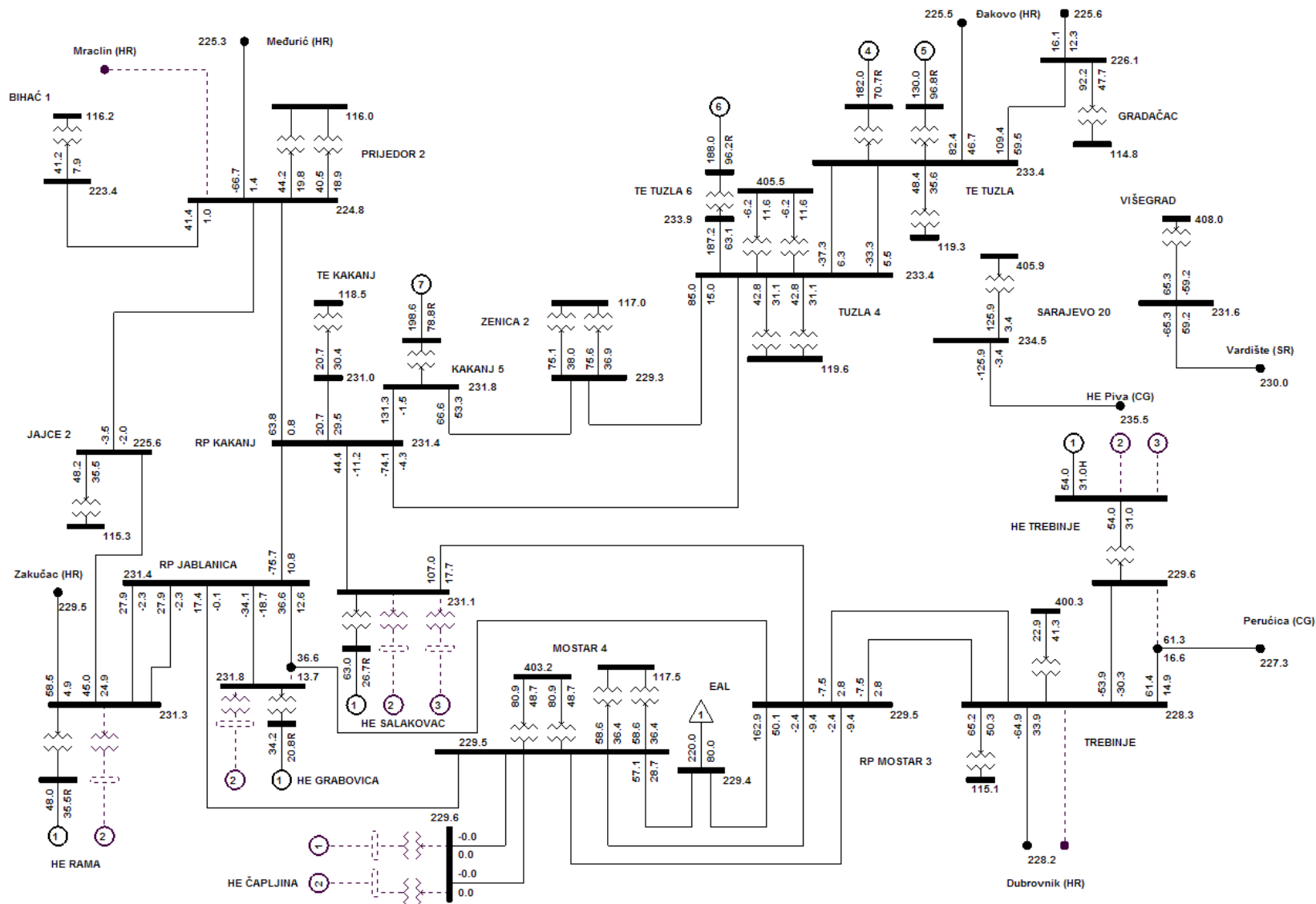
Slika P1.15. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



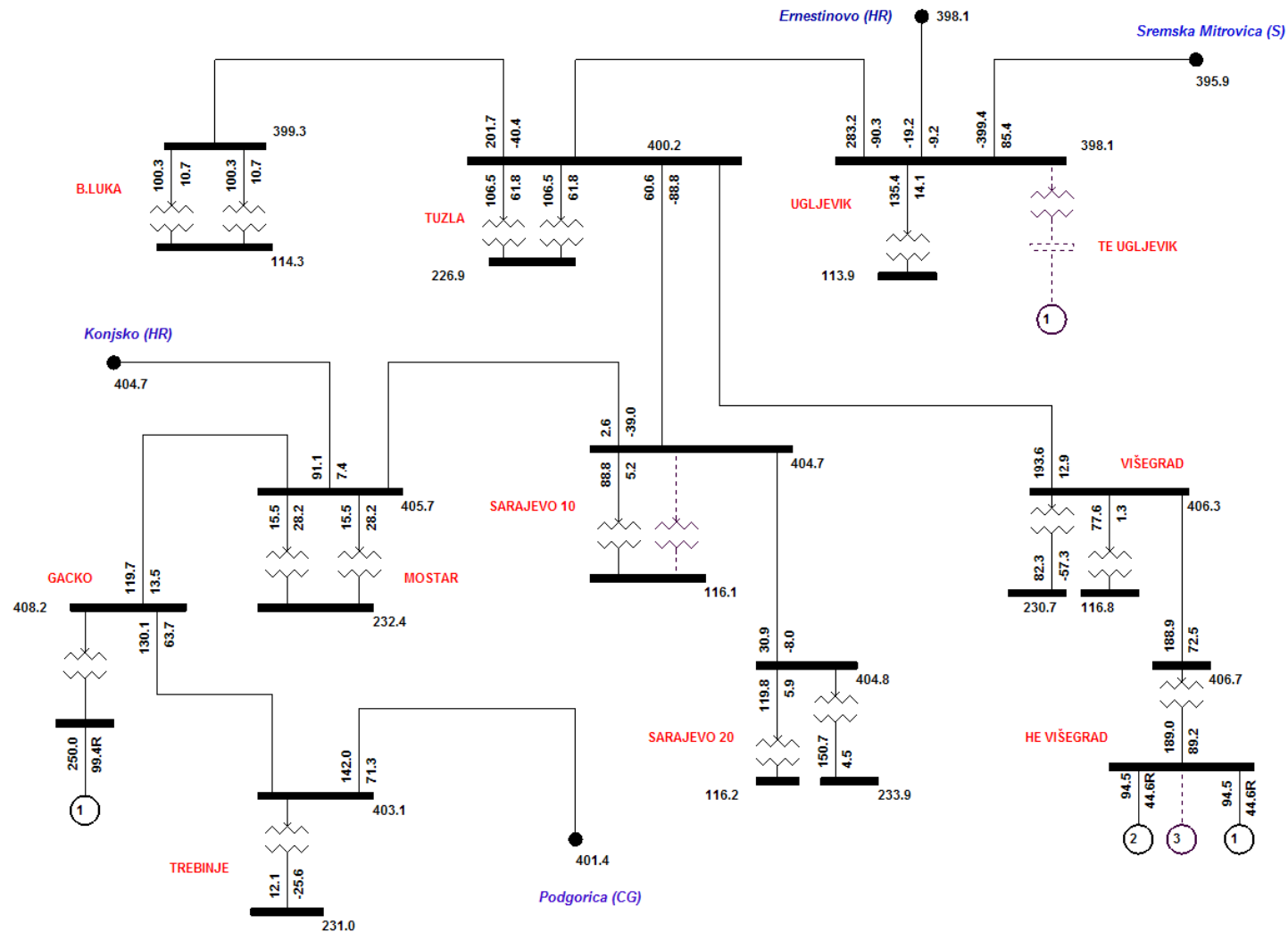
Slika P1.16. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



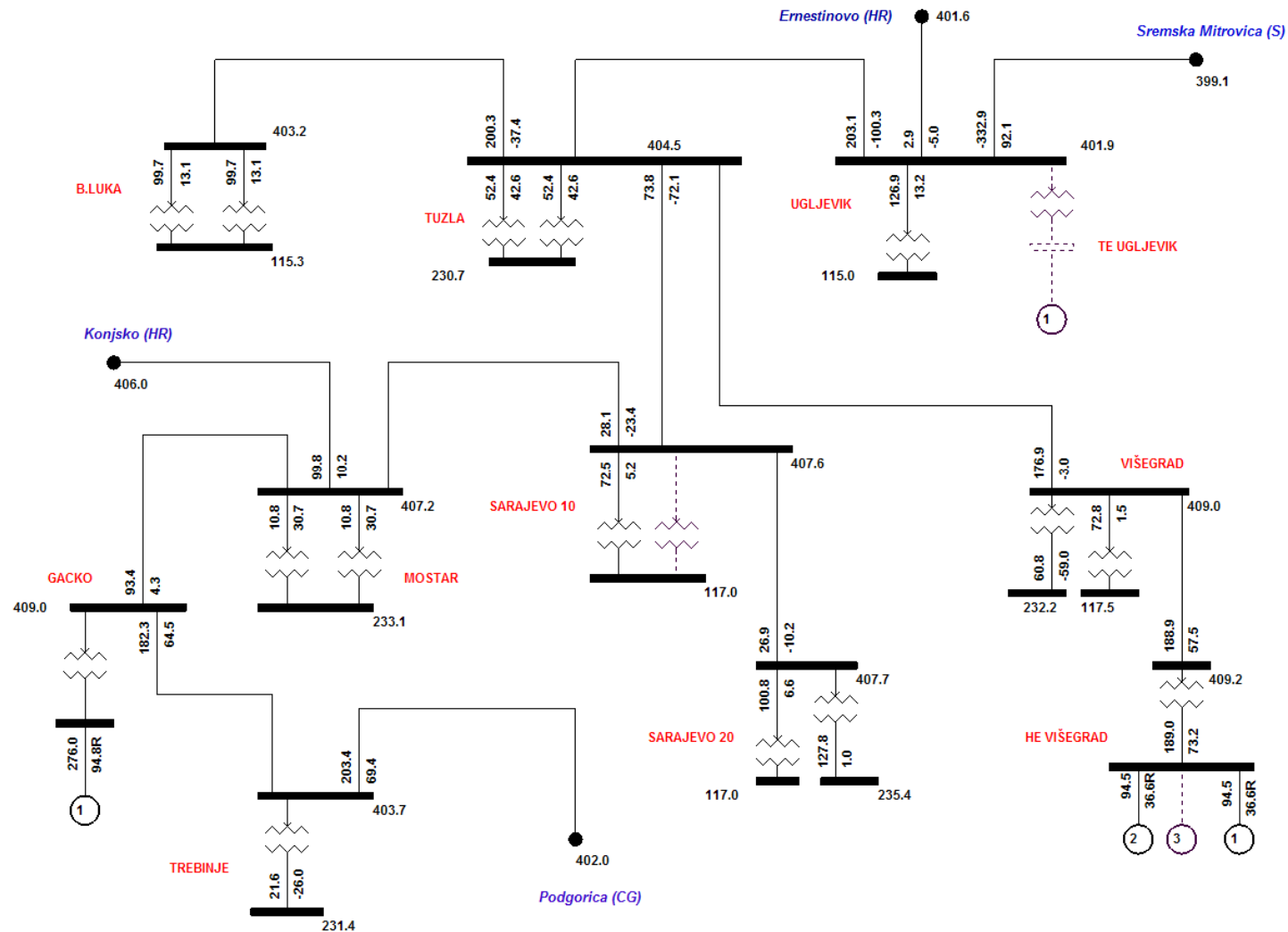
Slika P1.17. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



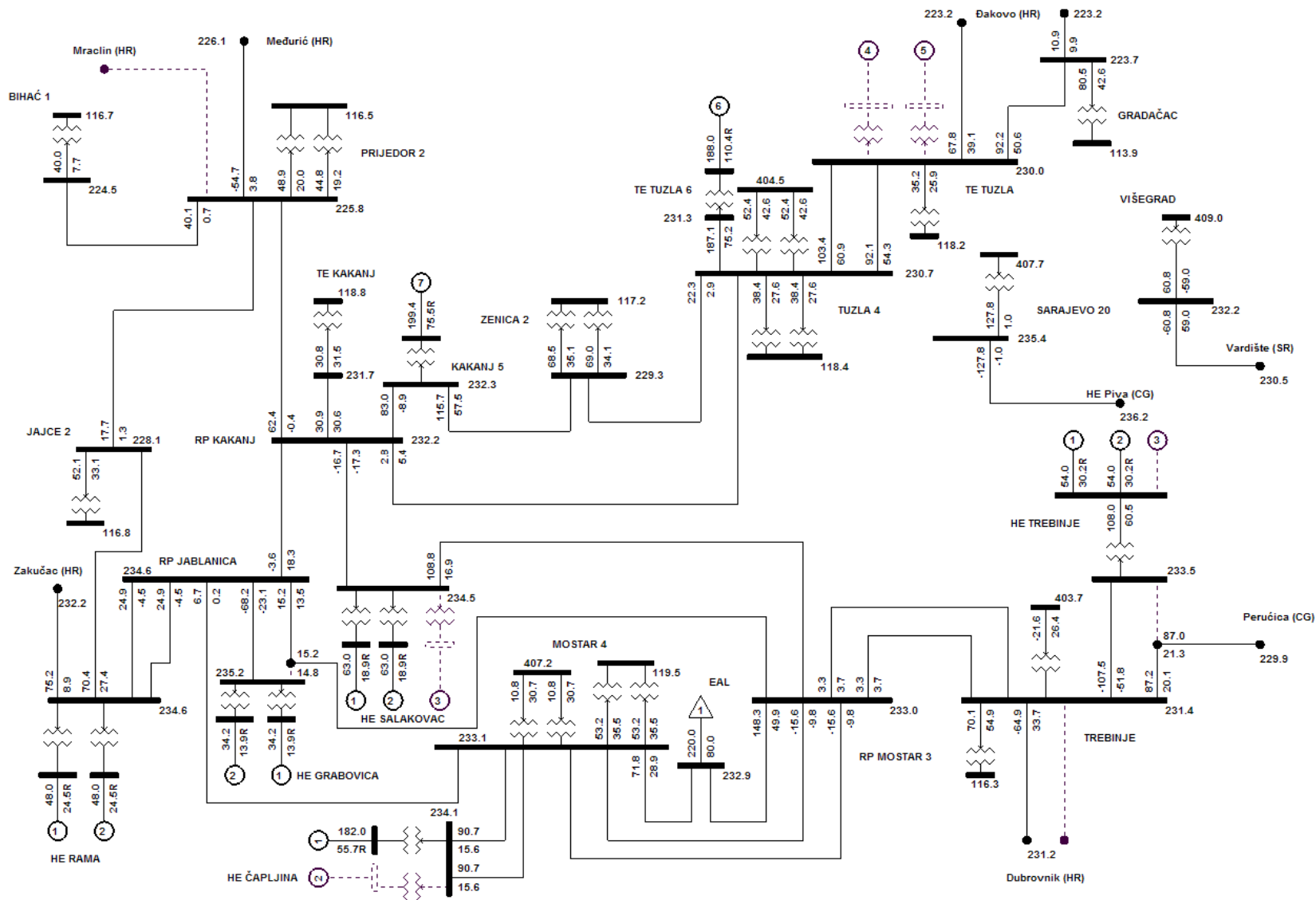
Slika P1.18. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



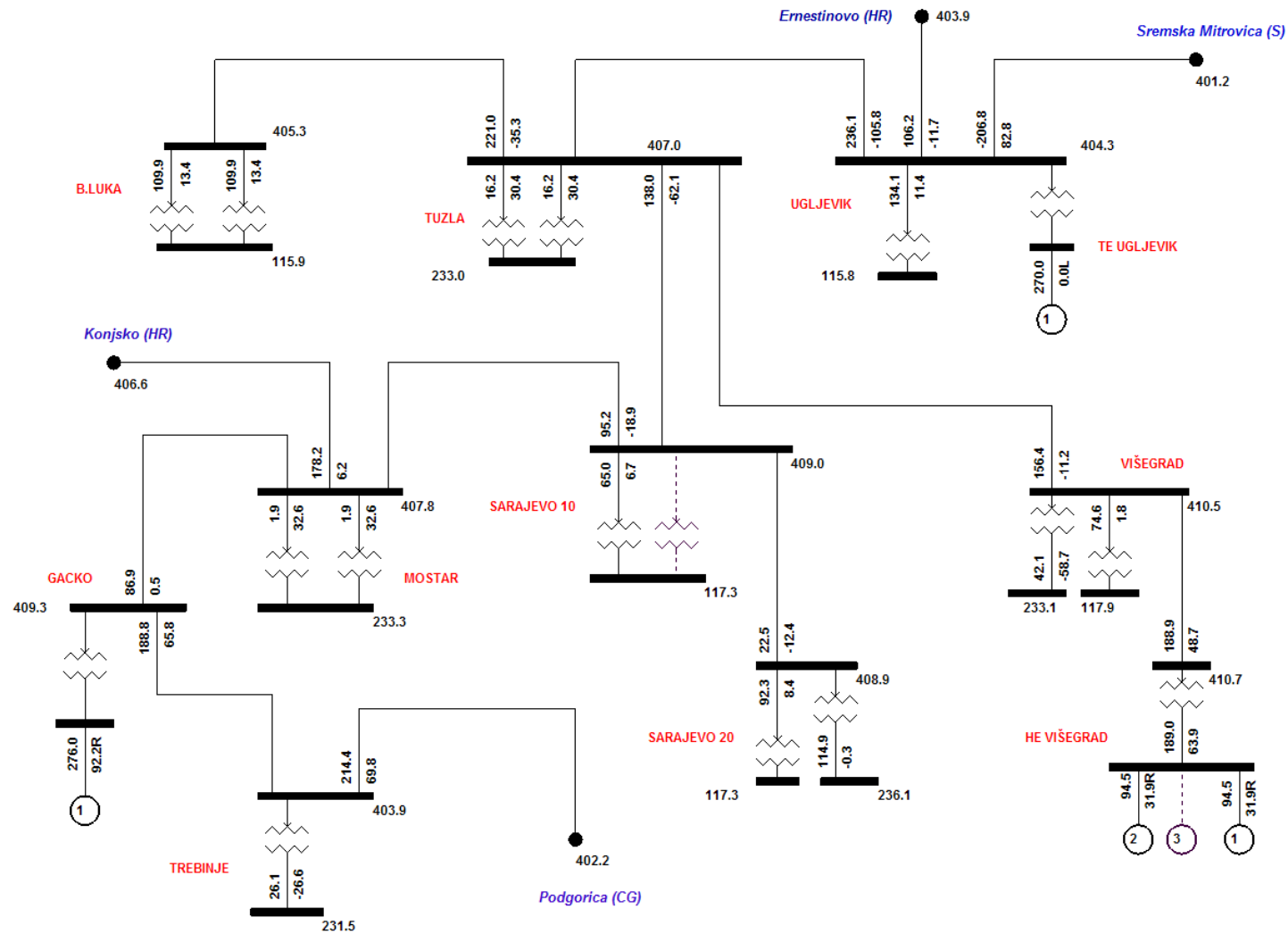
Slika P1.19. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-normalna-uvaz na polaznoj konfiguraciji mreže



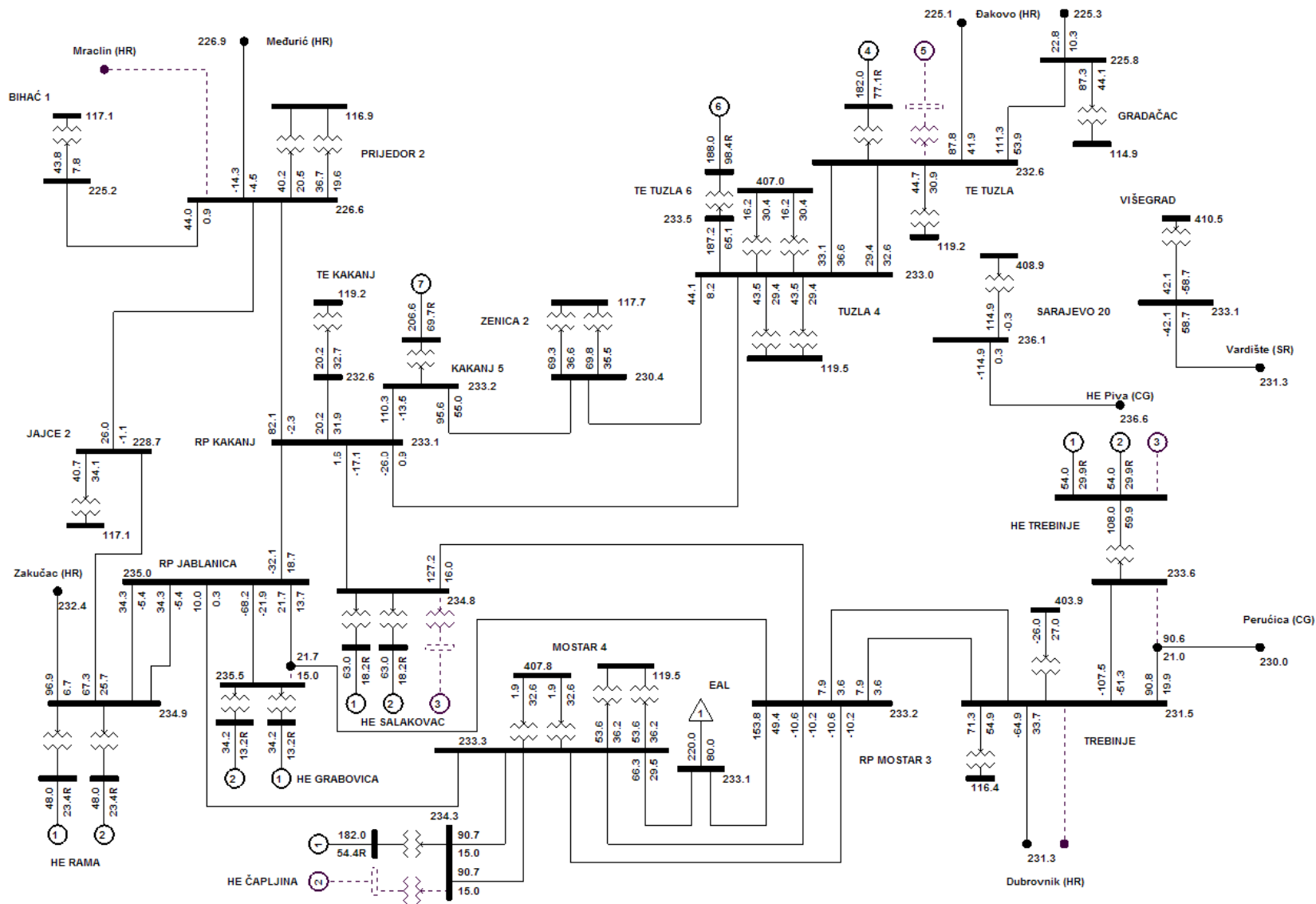
Slika P1.21. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



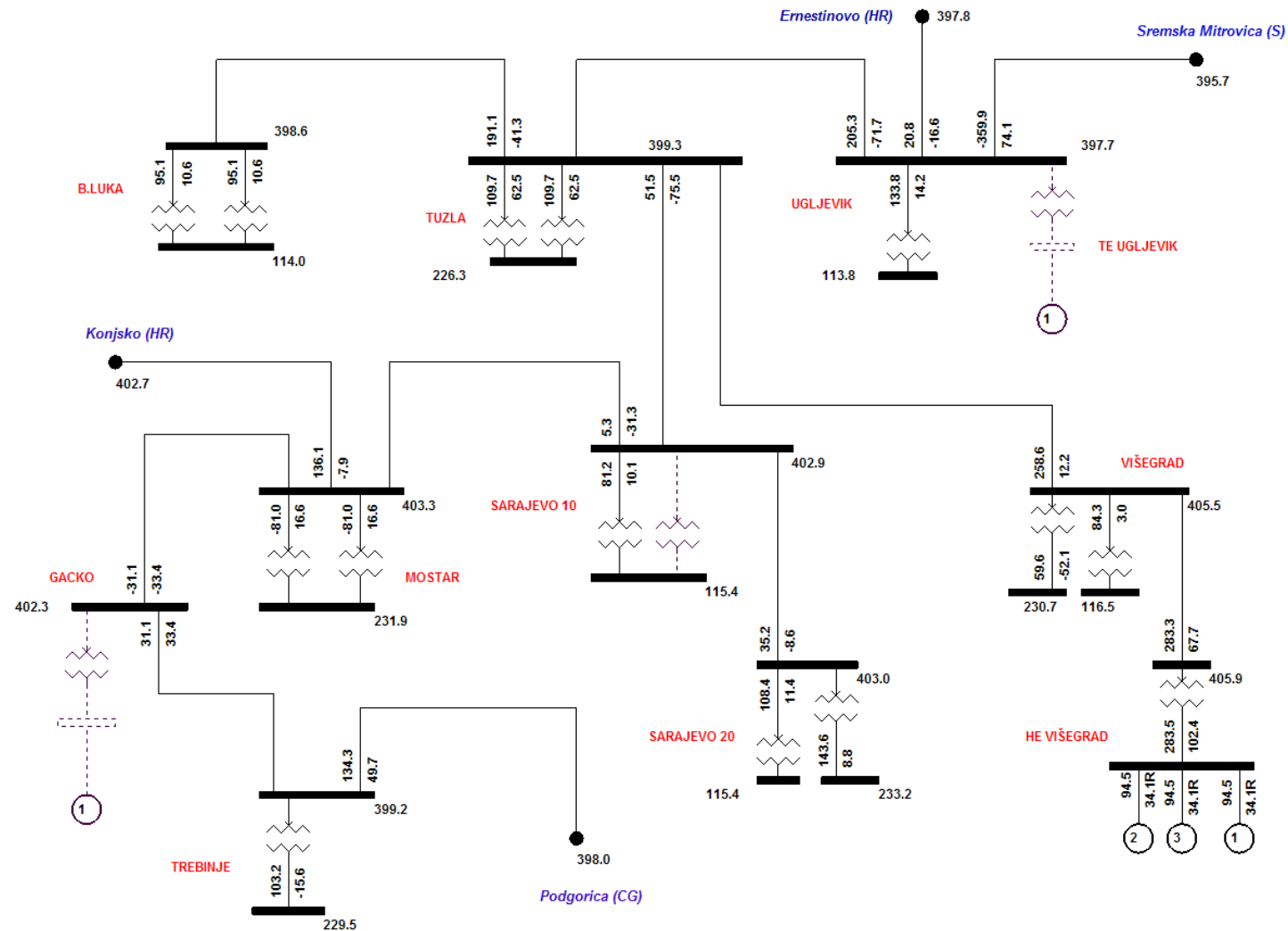
Slika P1.22. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



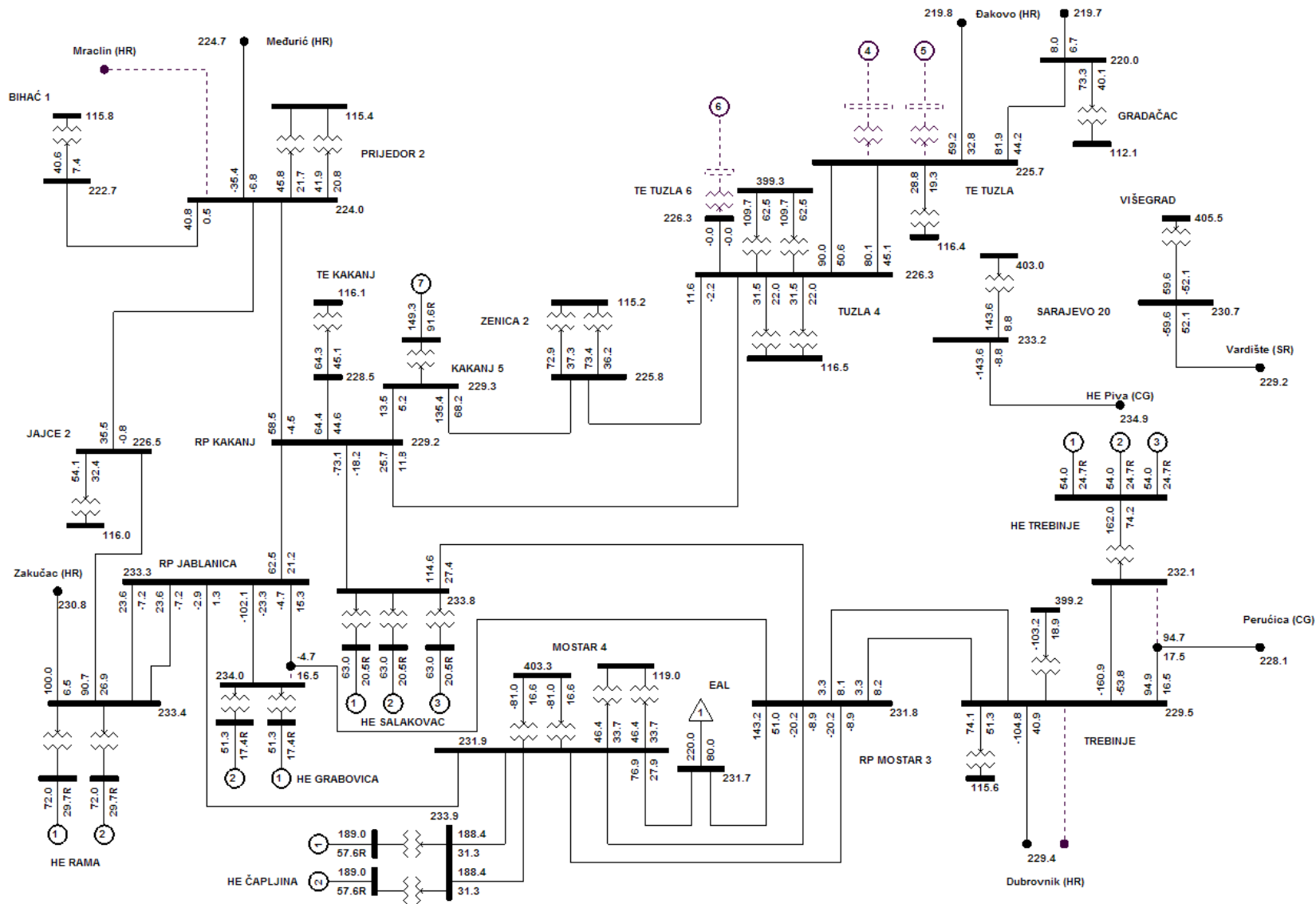
Slika P1.23. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



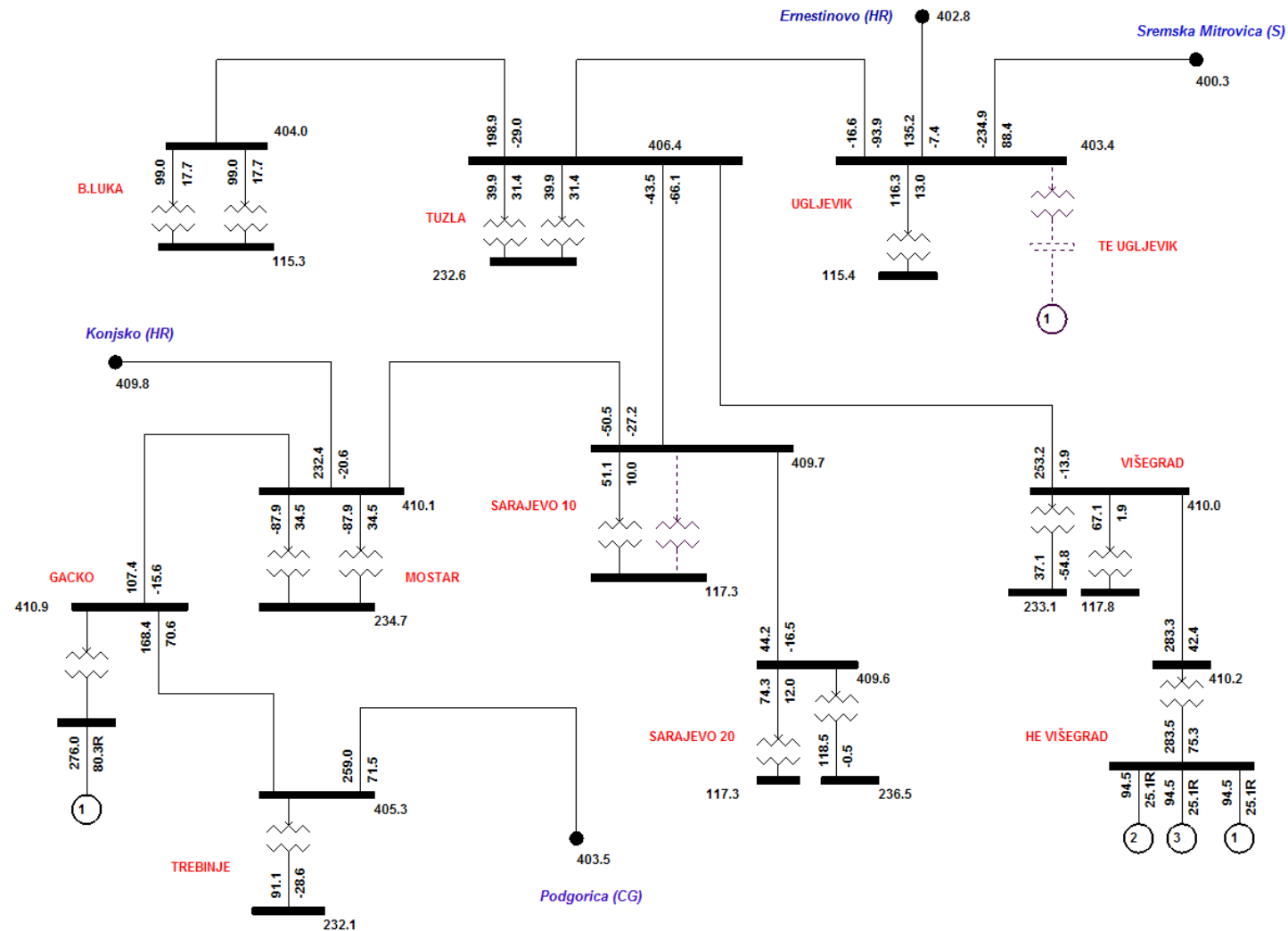
Slika P1.24. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2- normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



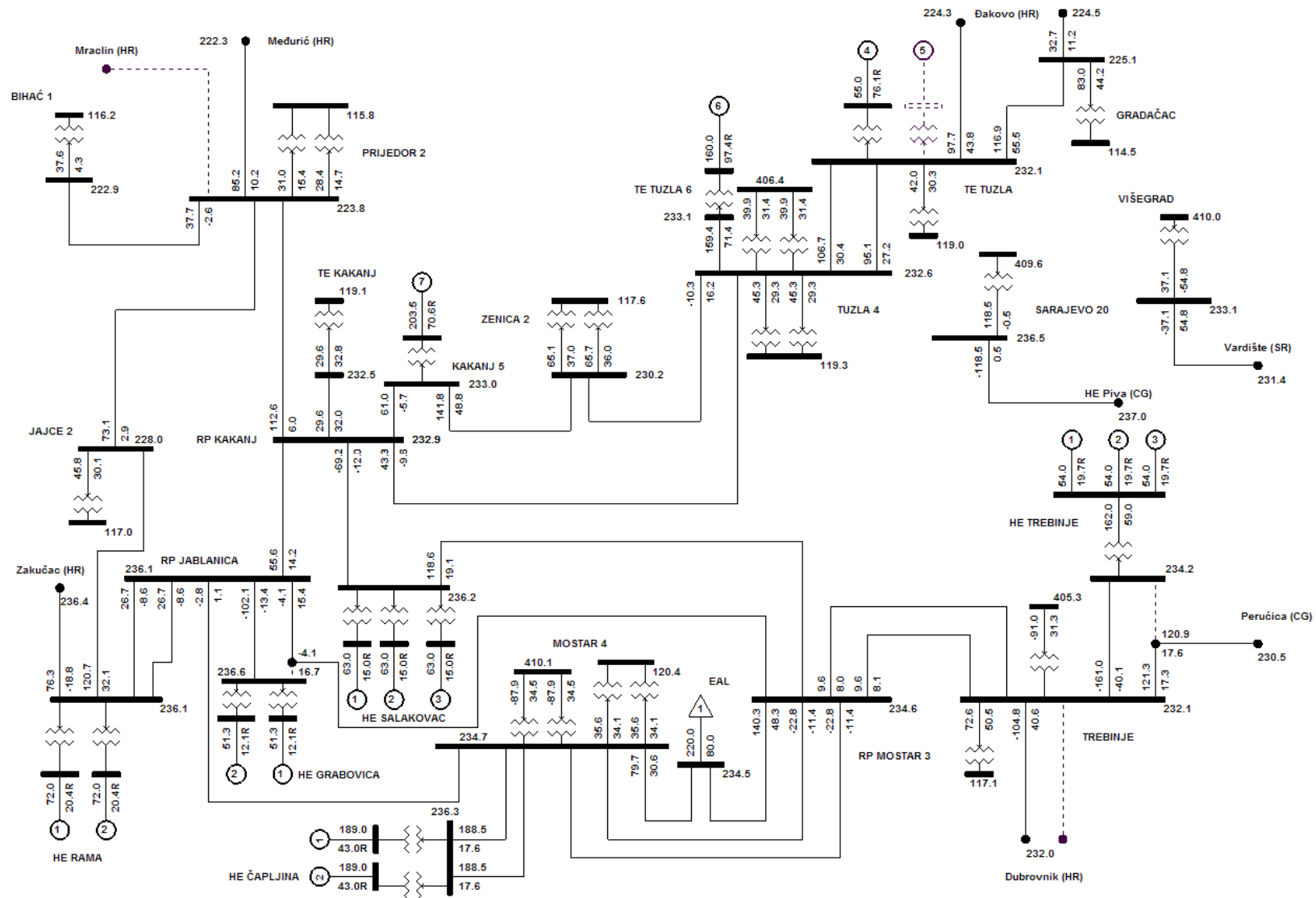
Slika P1.25. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



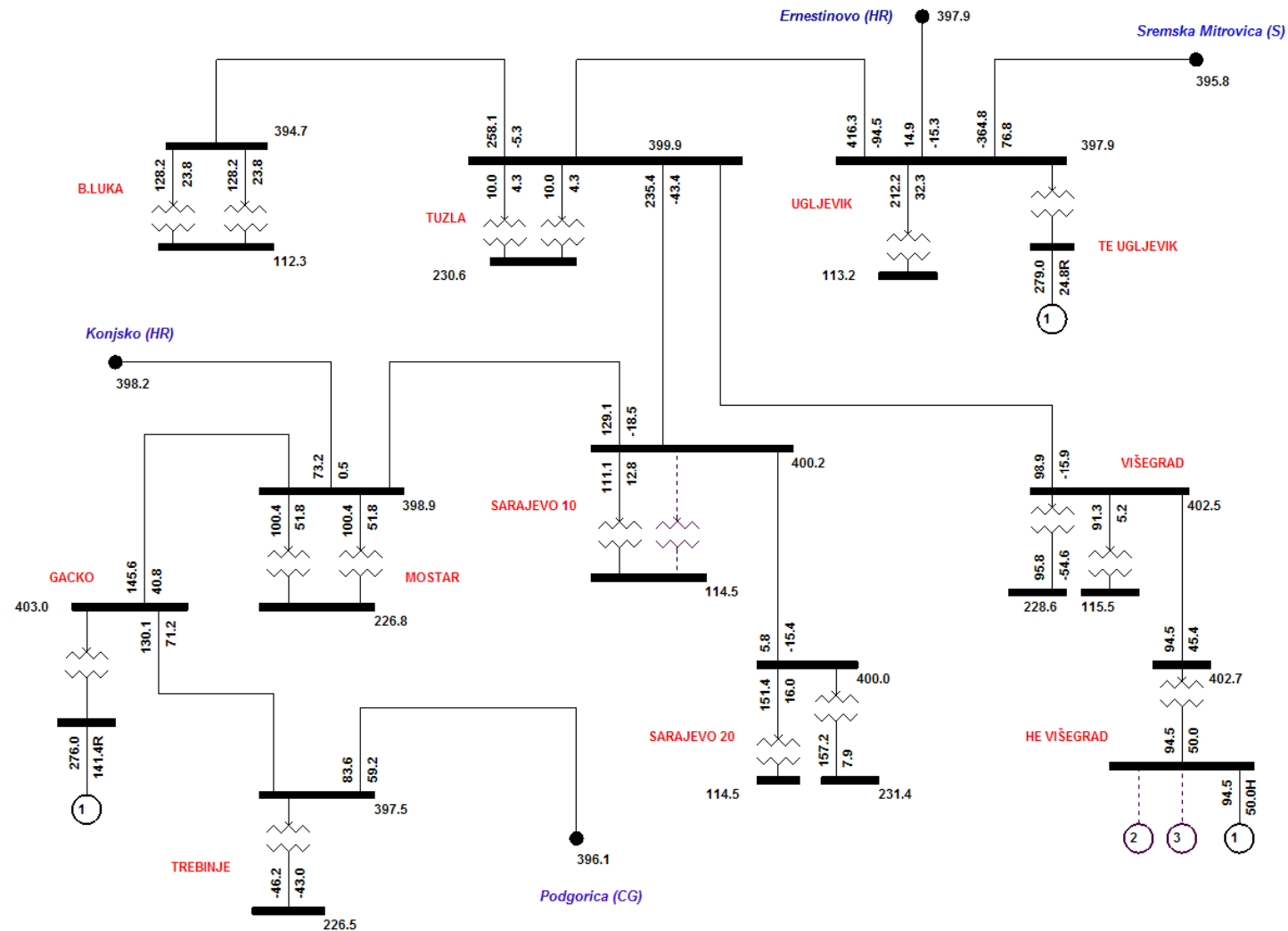
Slika P1.26. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



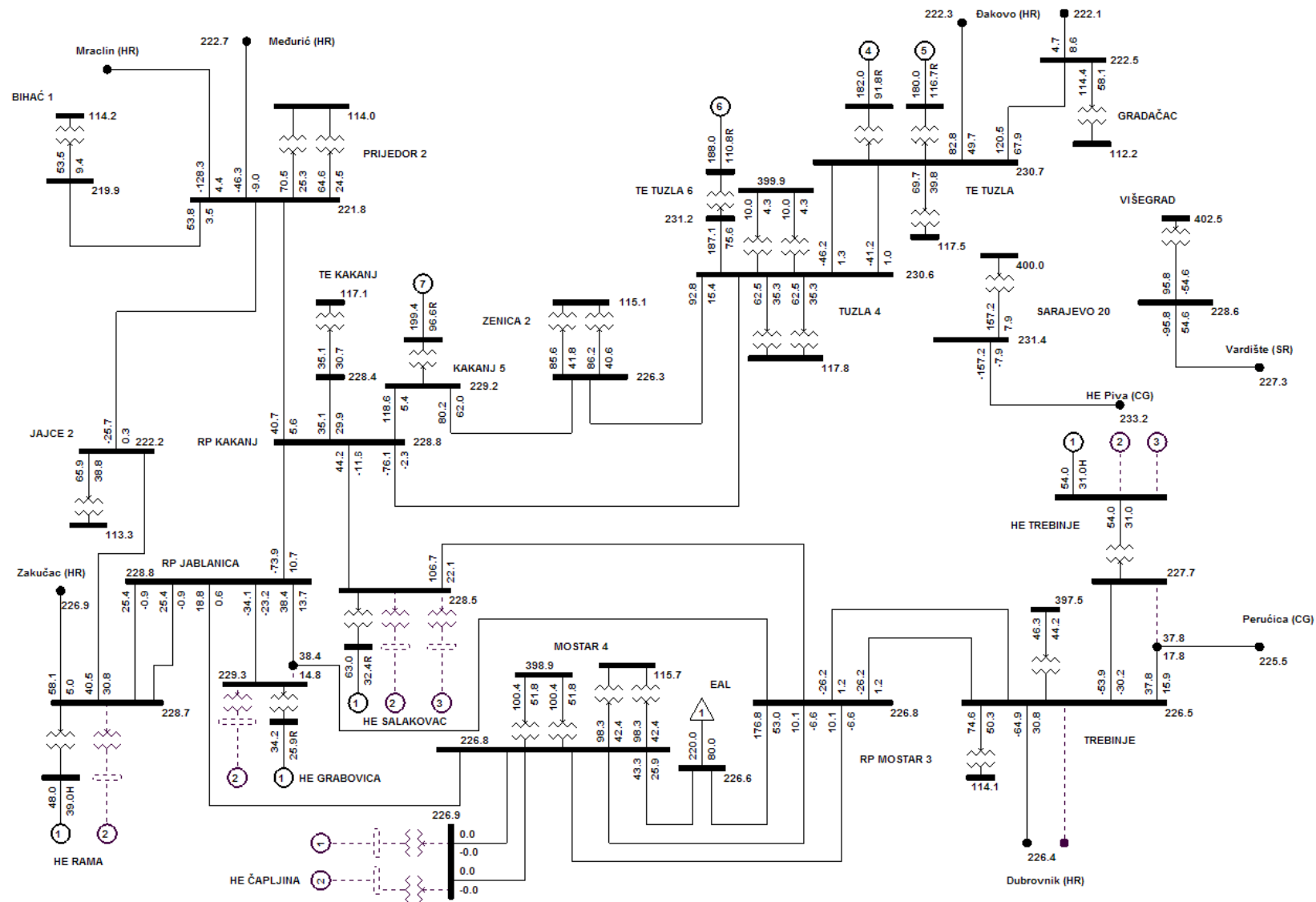
Slika P1.27. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



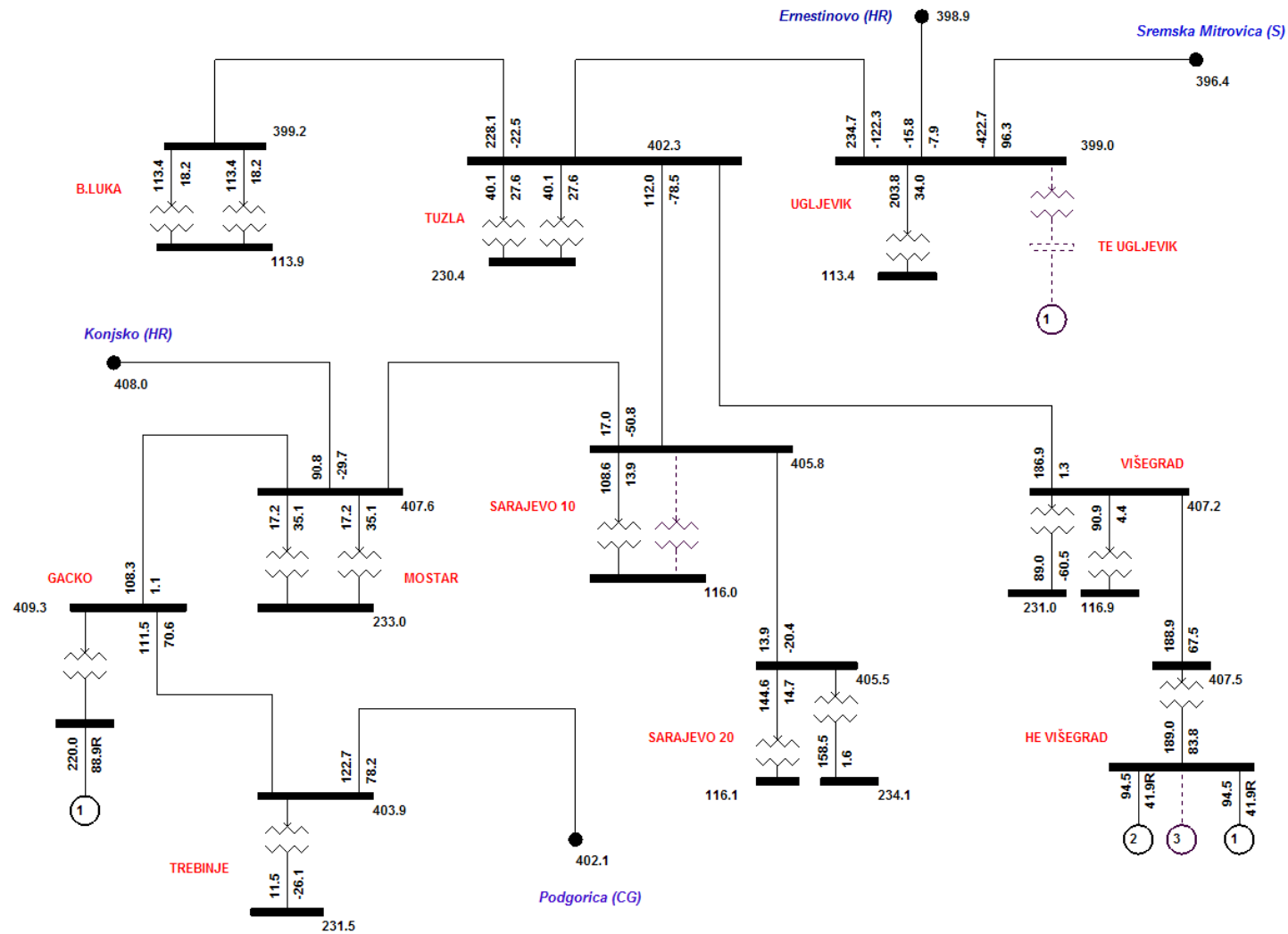
Slika P1.28. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2010-A2-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



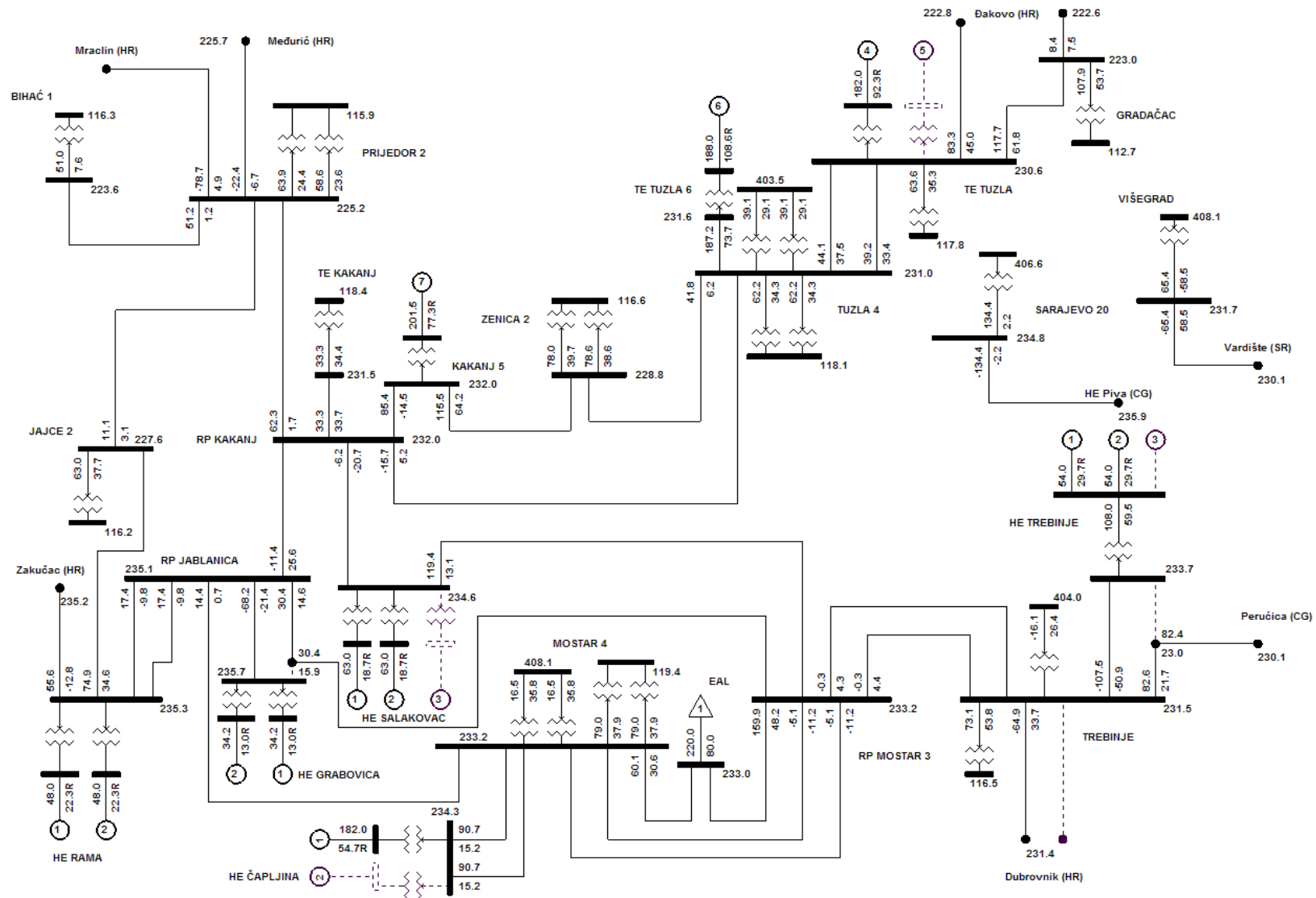
Slika P1.29. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



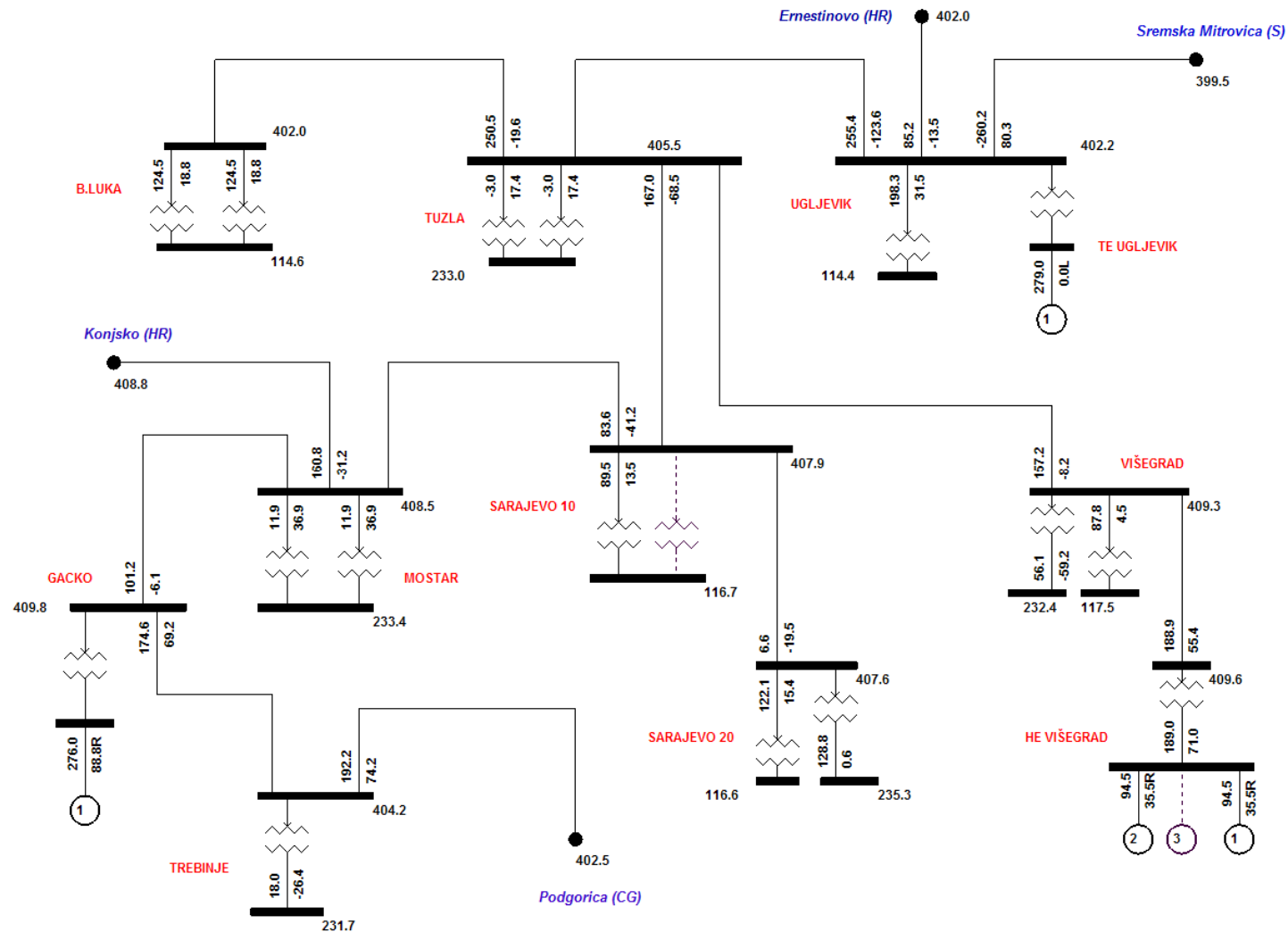
Slika P1.30. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



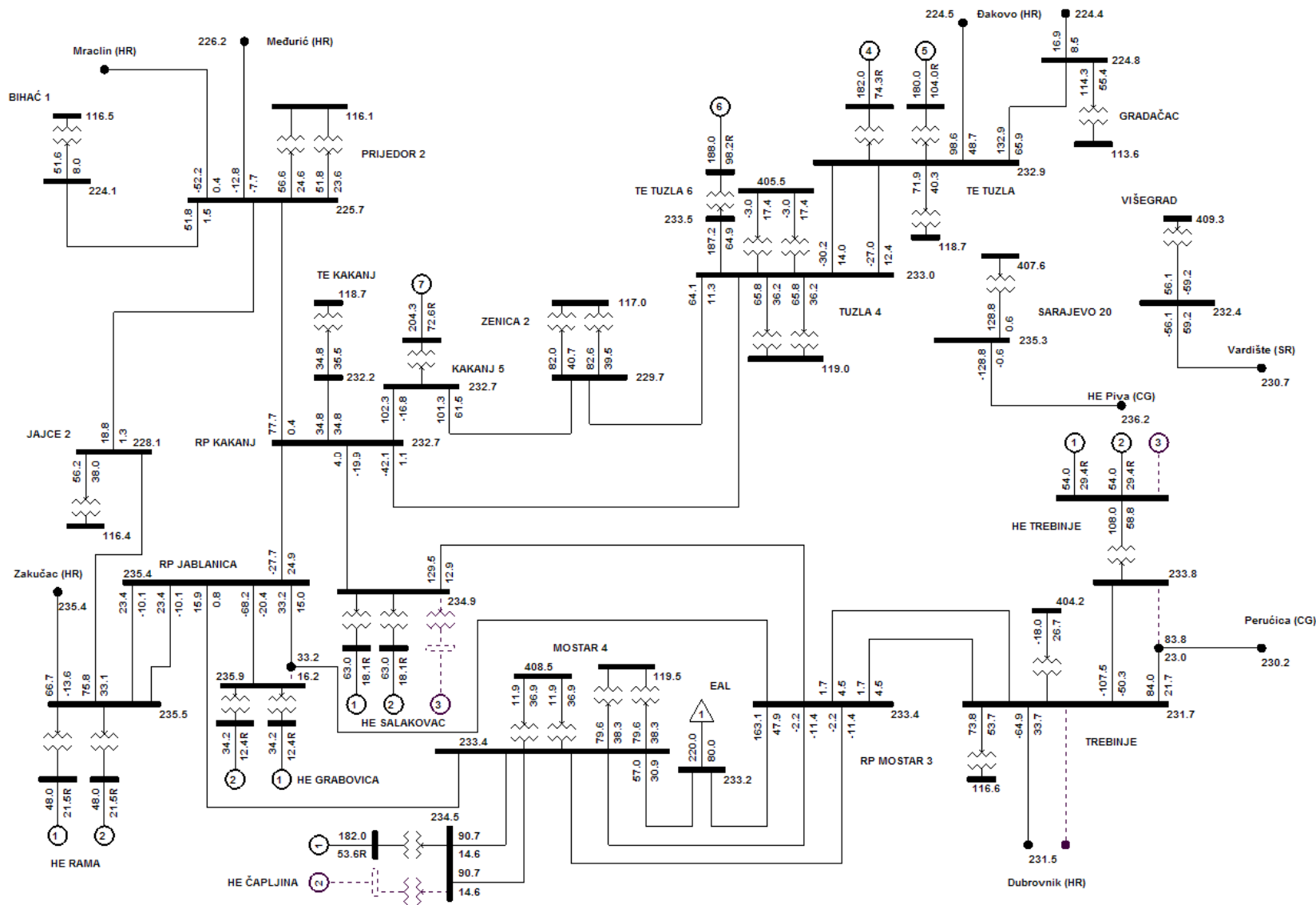
Slika P1.31. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-normalna-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



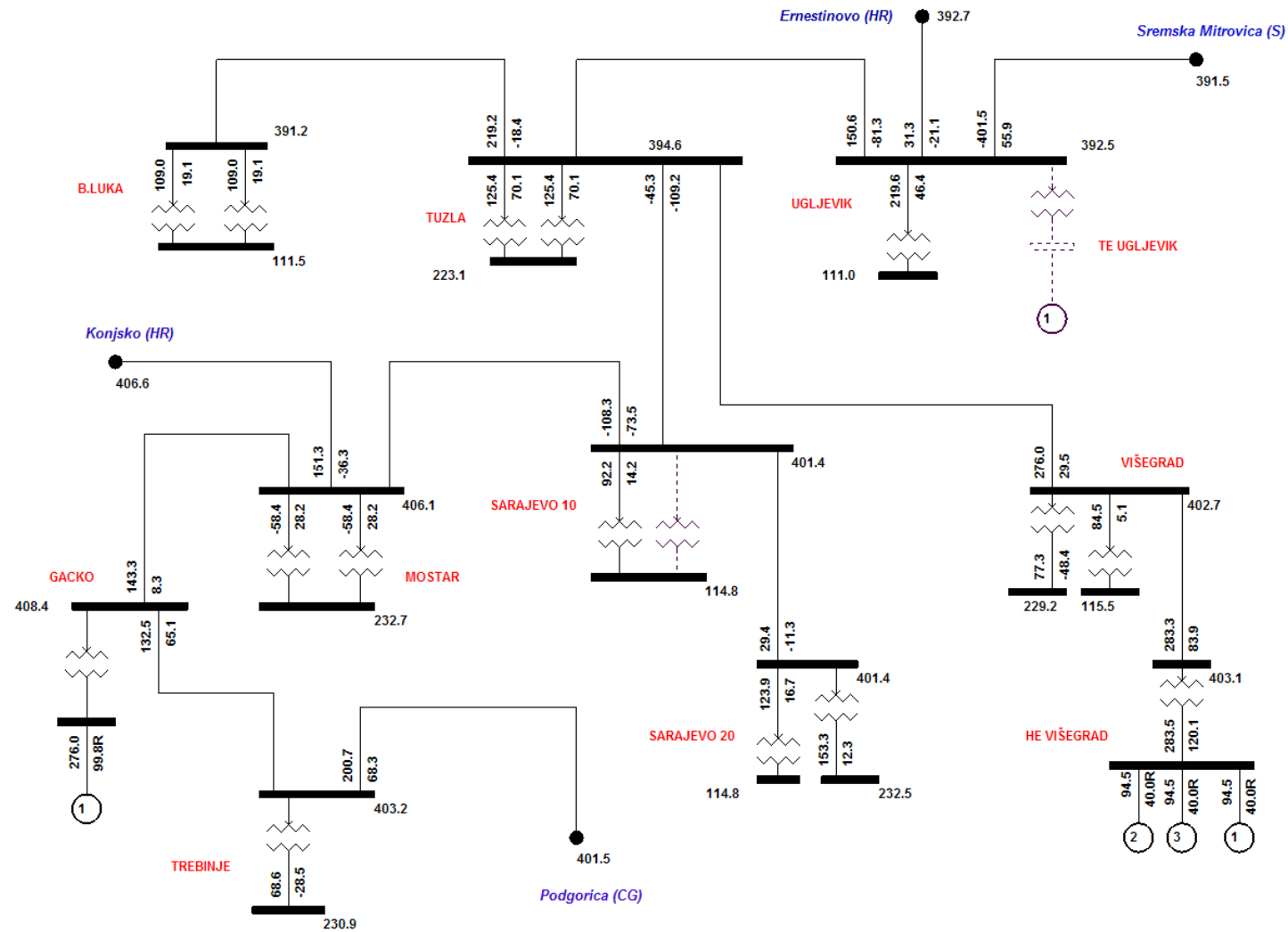
Slika P1.34. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1- normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



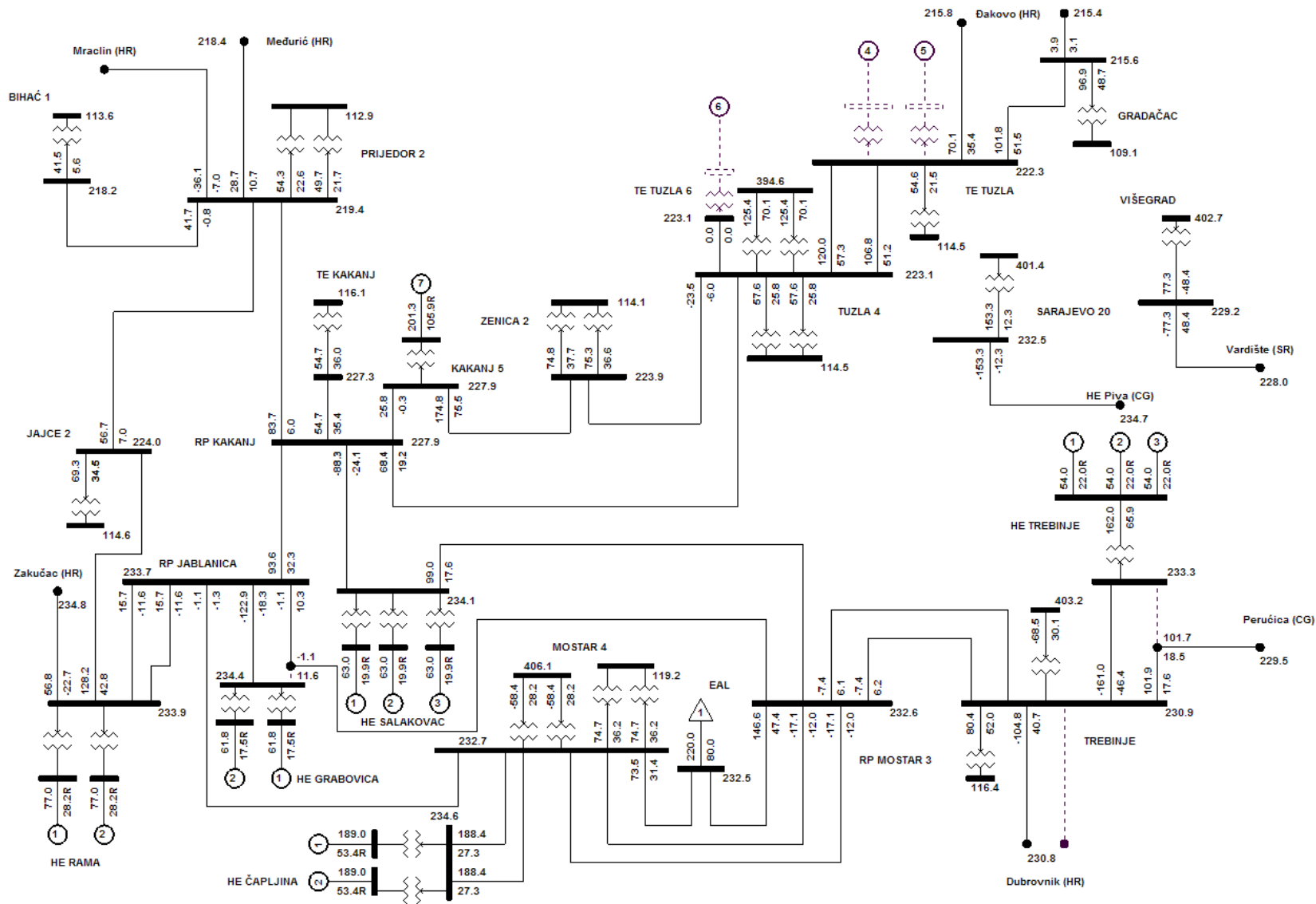
Slika P1.35. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



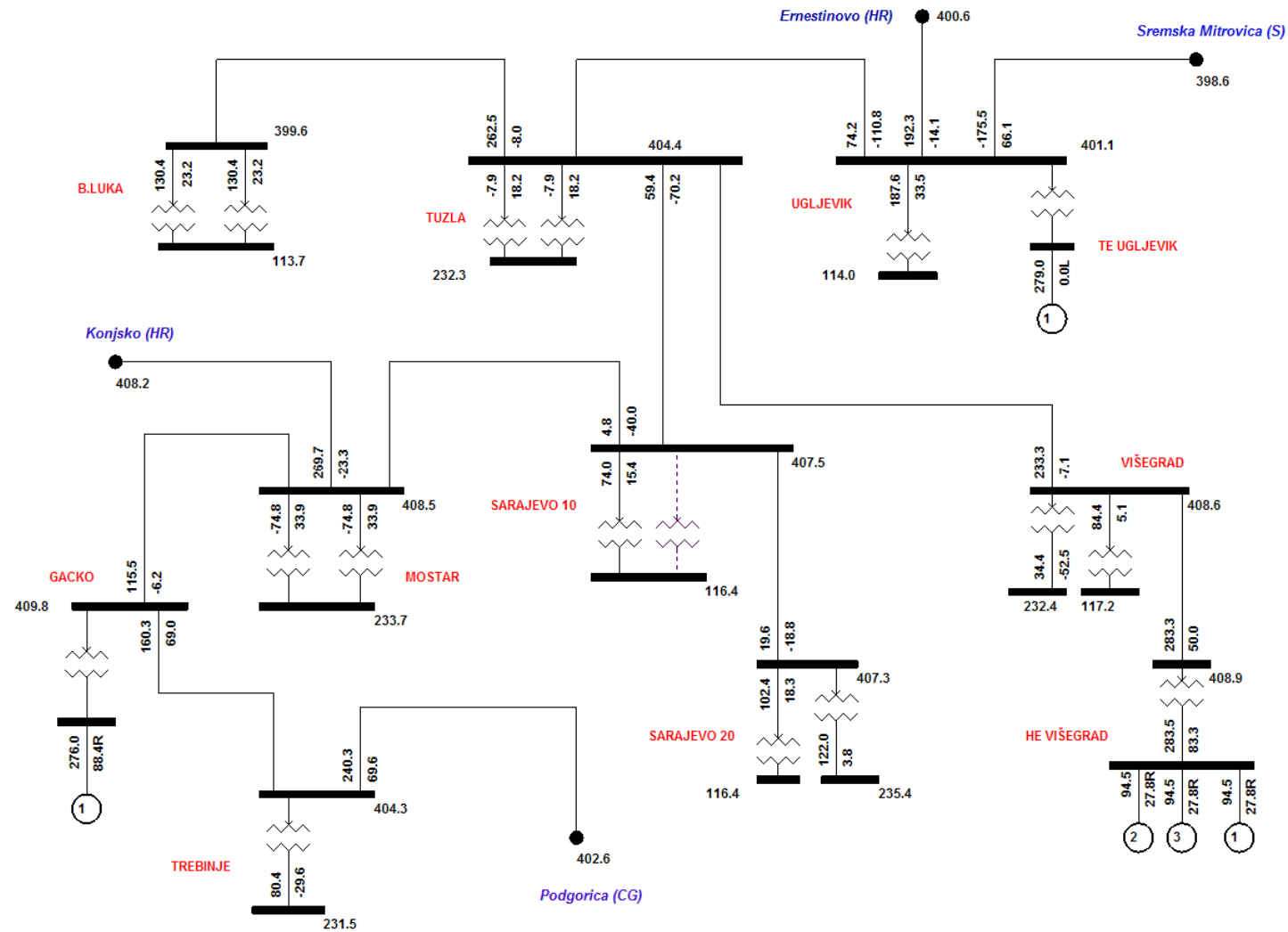
Slika P1.36. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1- normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



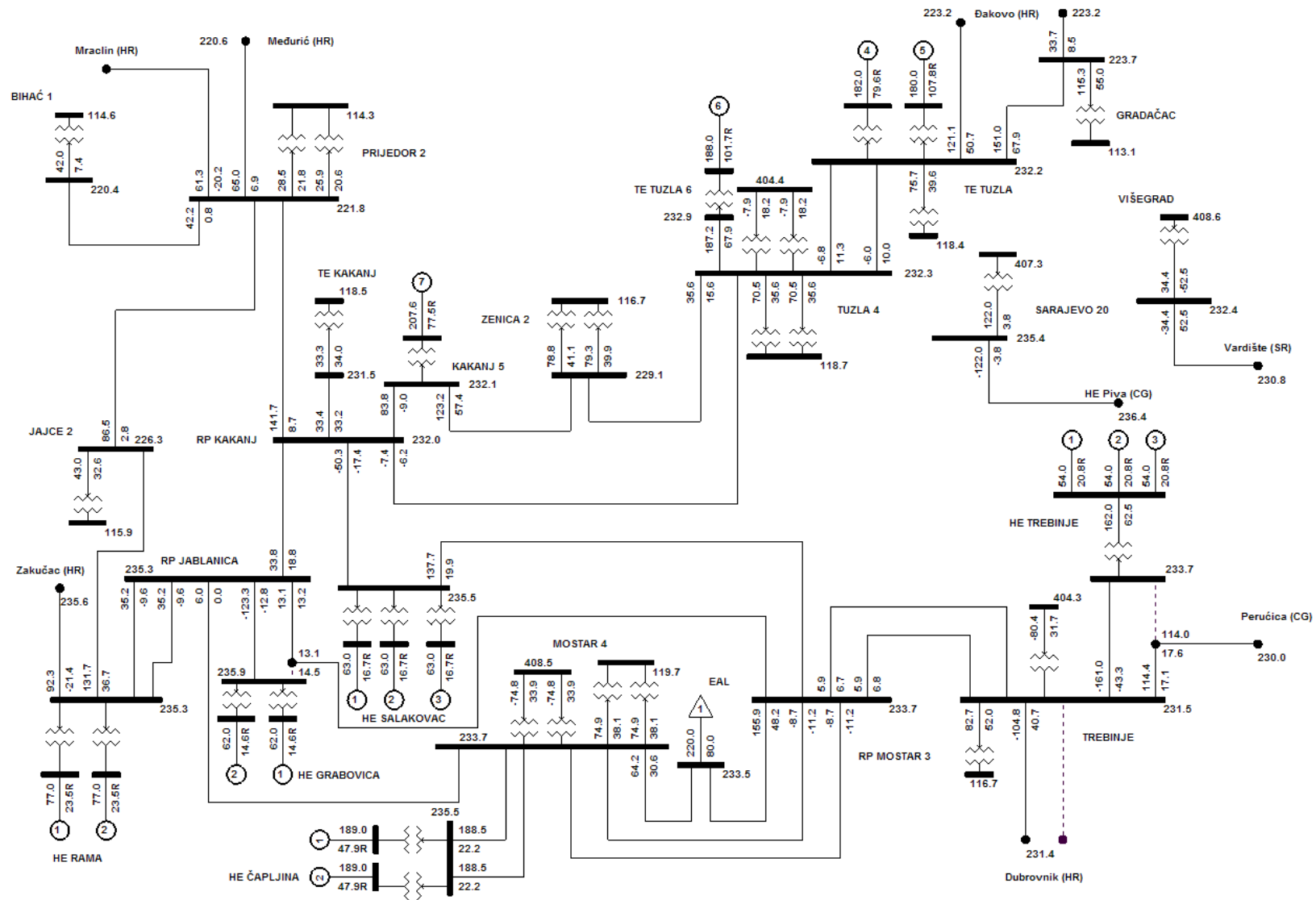
Slika P1.37. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



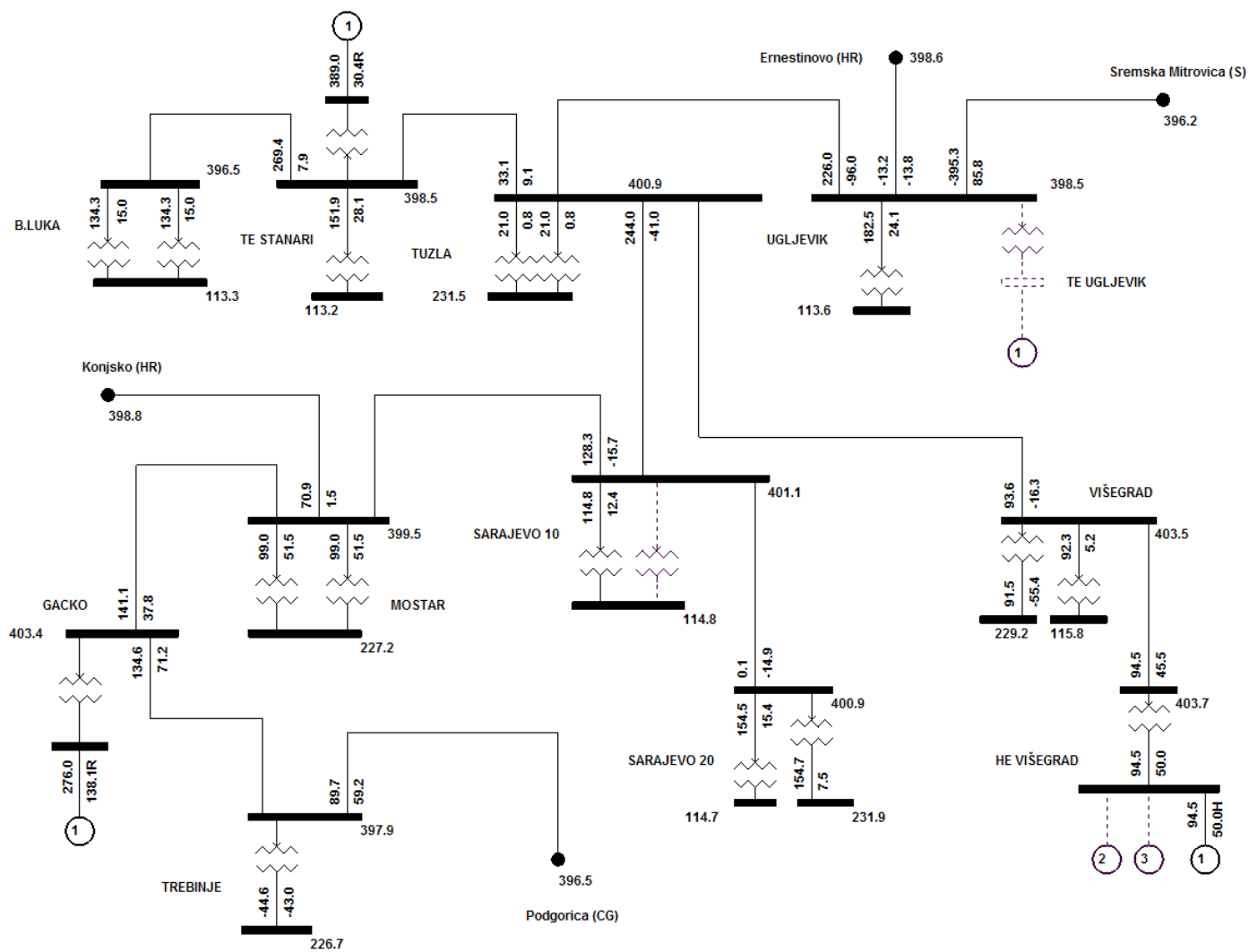
Slika P1.38. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



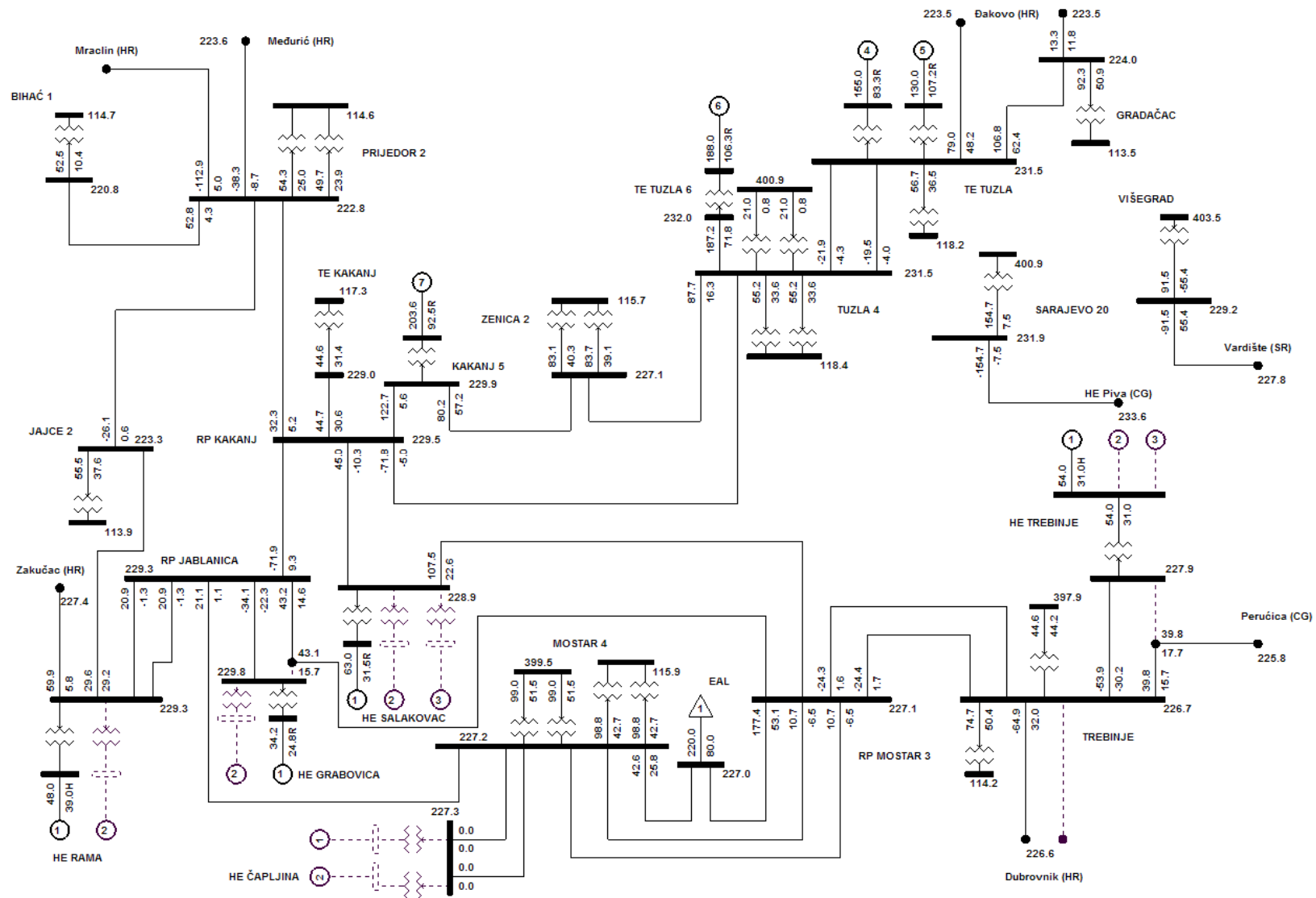
Slika P1.39. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



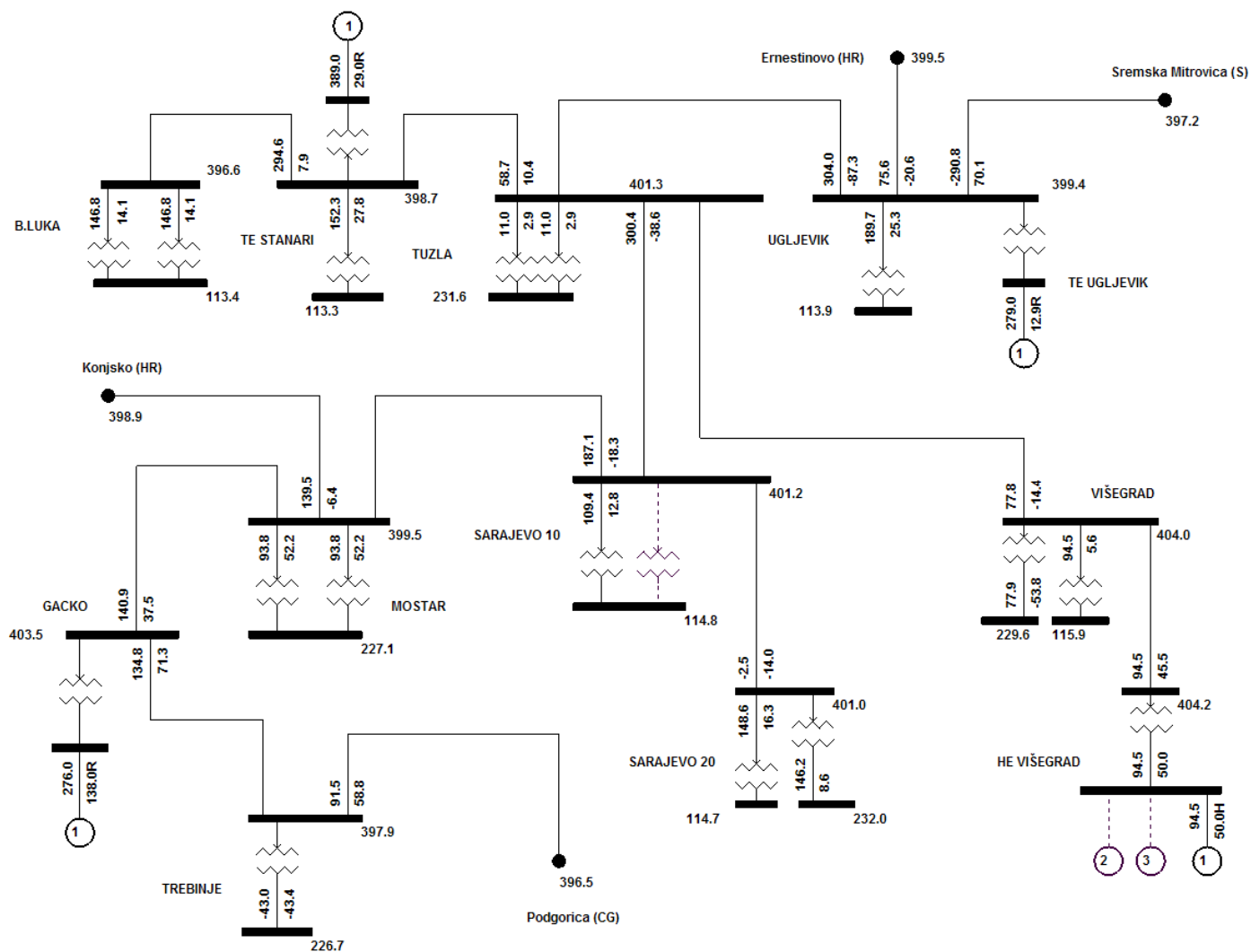
Slika P1.40. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A1-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



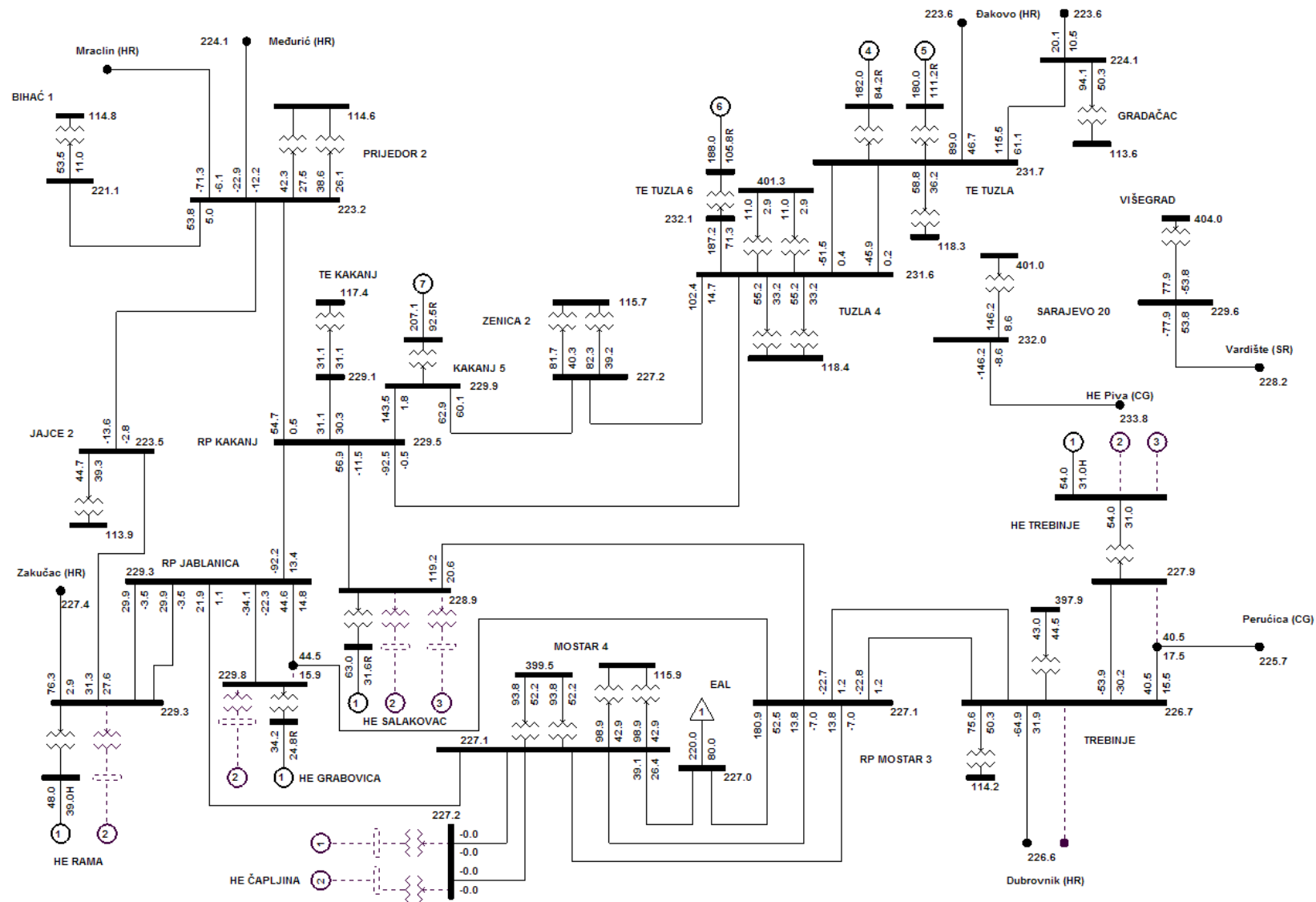
Slika P1.41. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



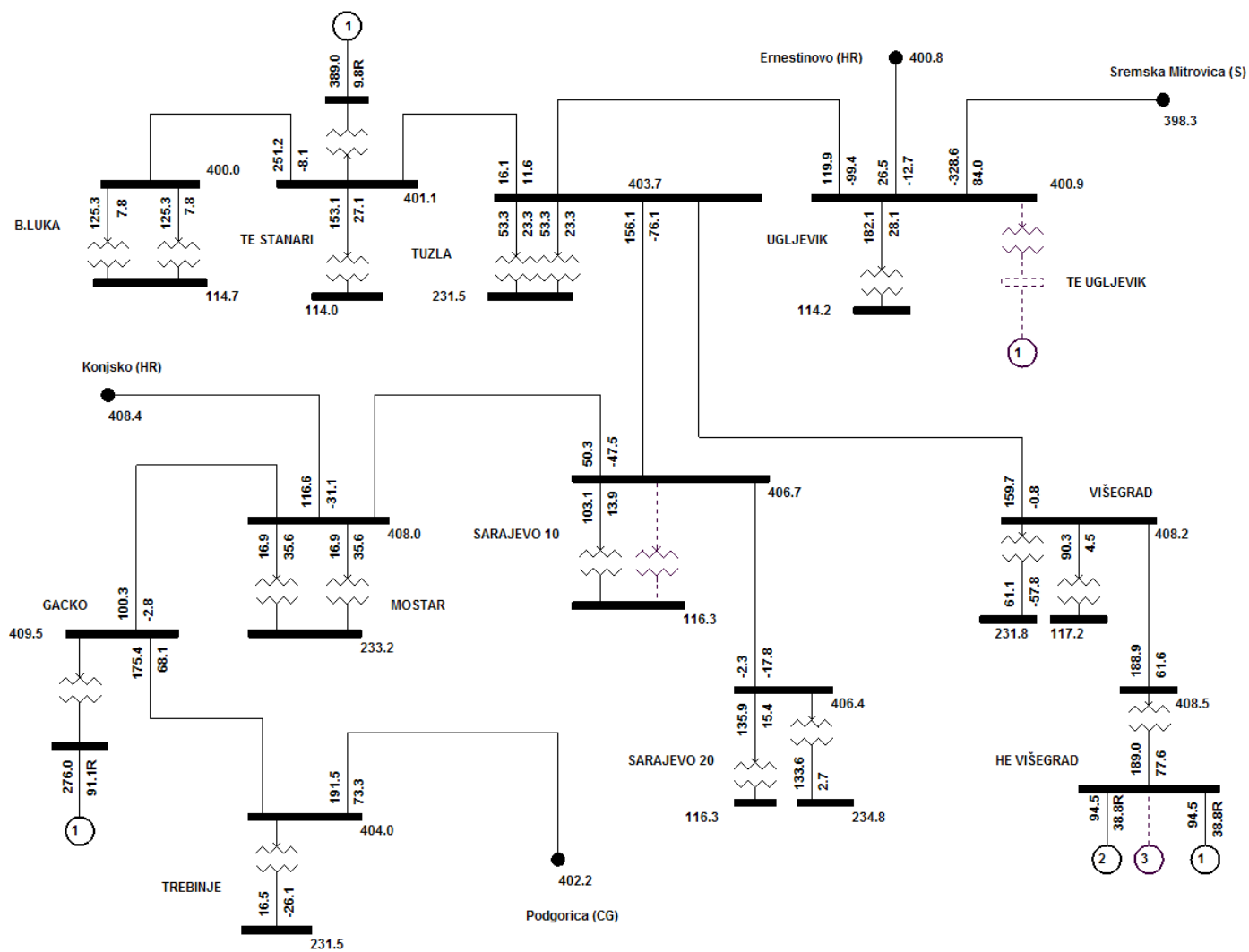
Slika P1.42. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



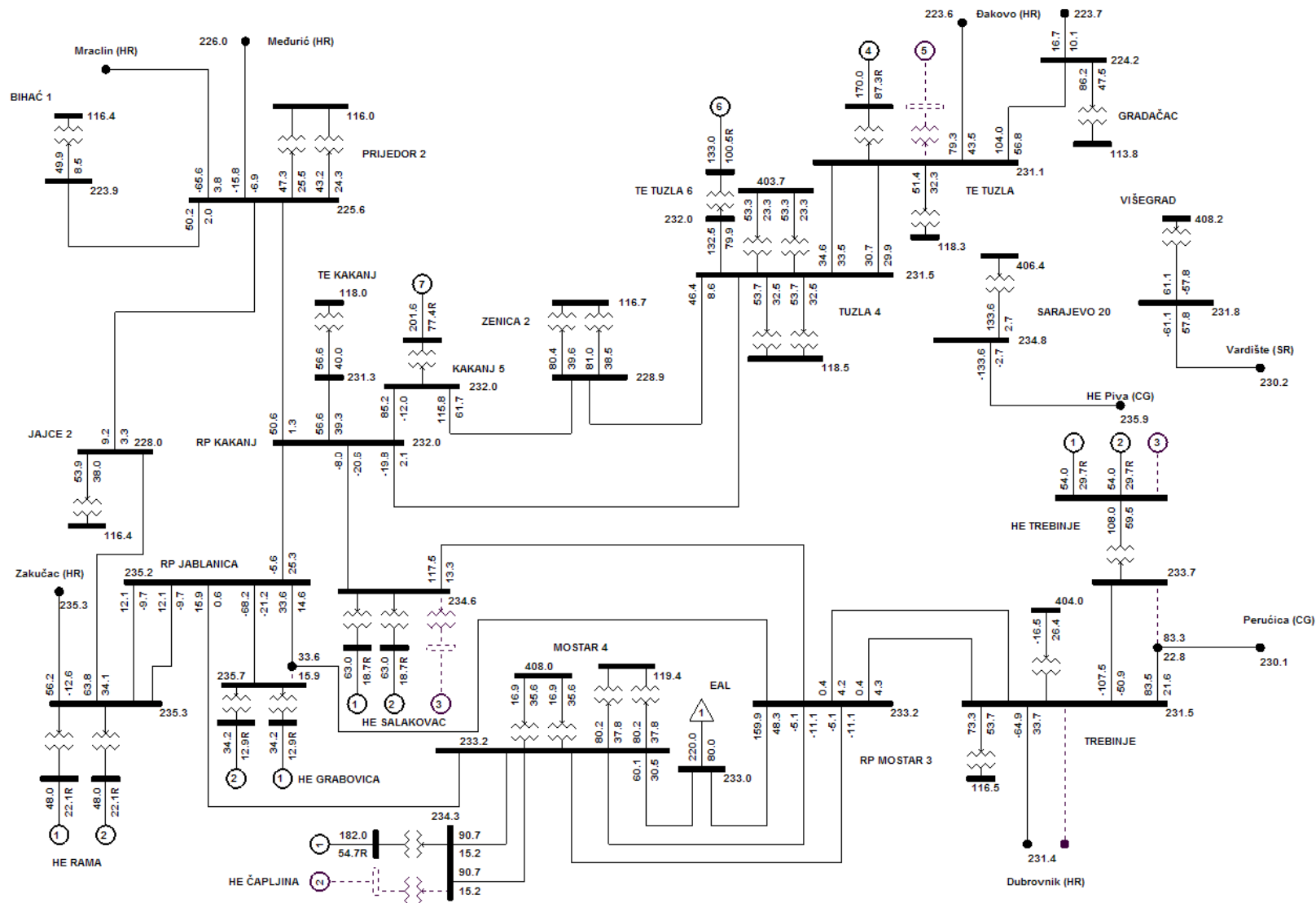
Slika P1.43. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



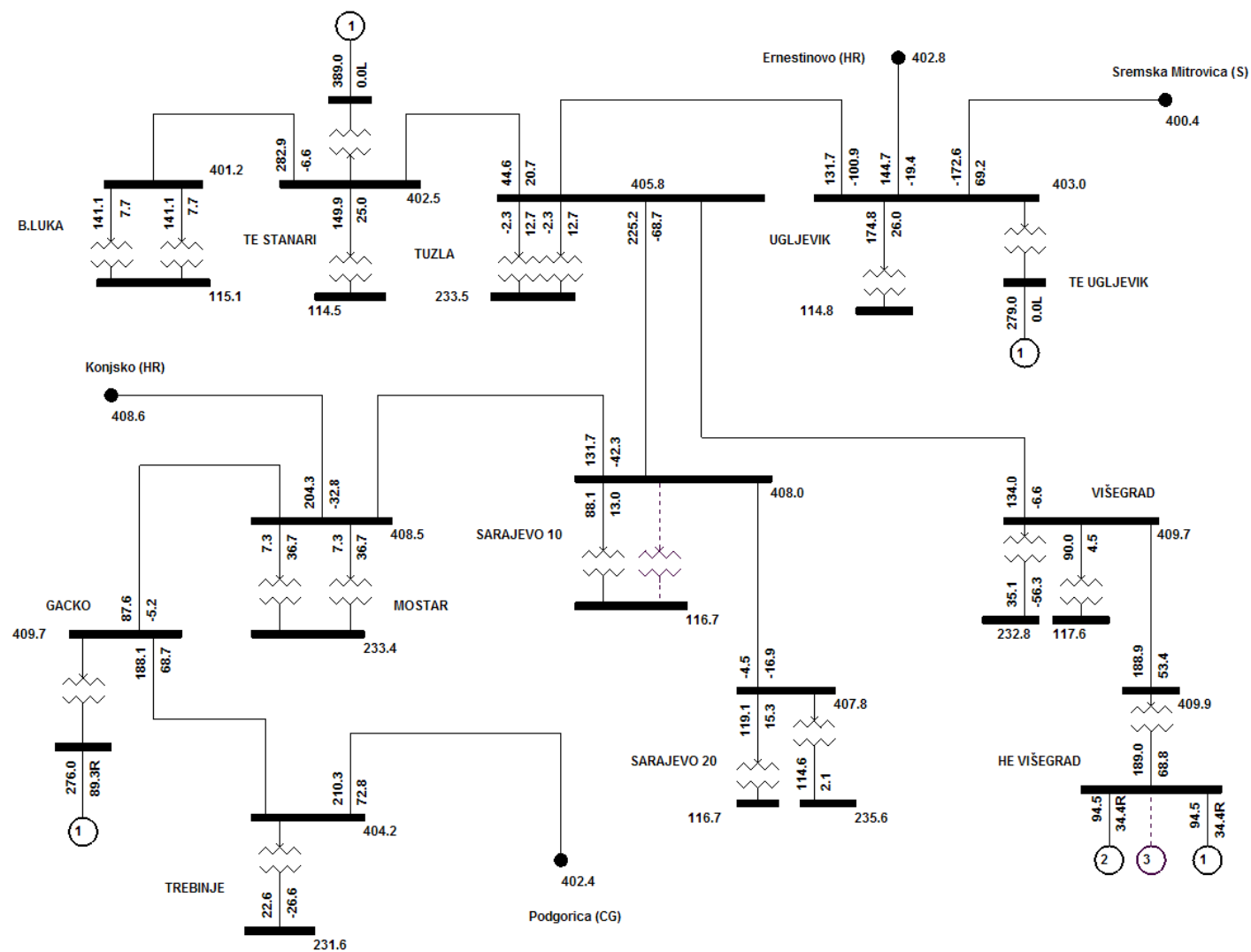
Slika P1.44. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



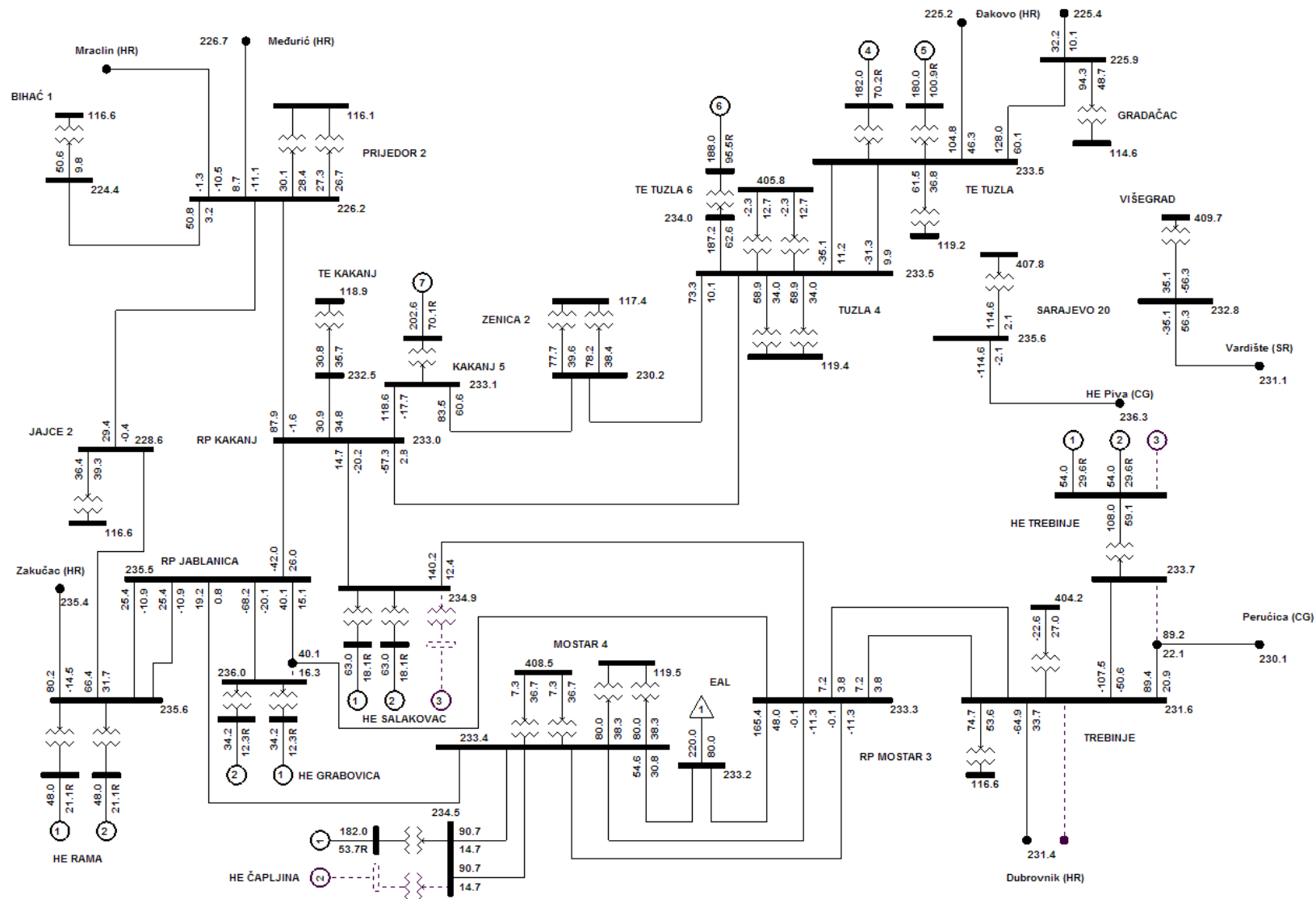
Slika P1.47. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



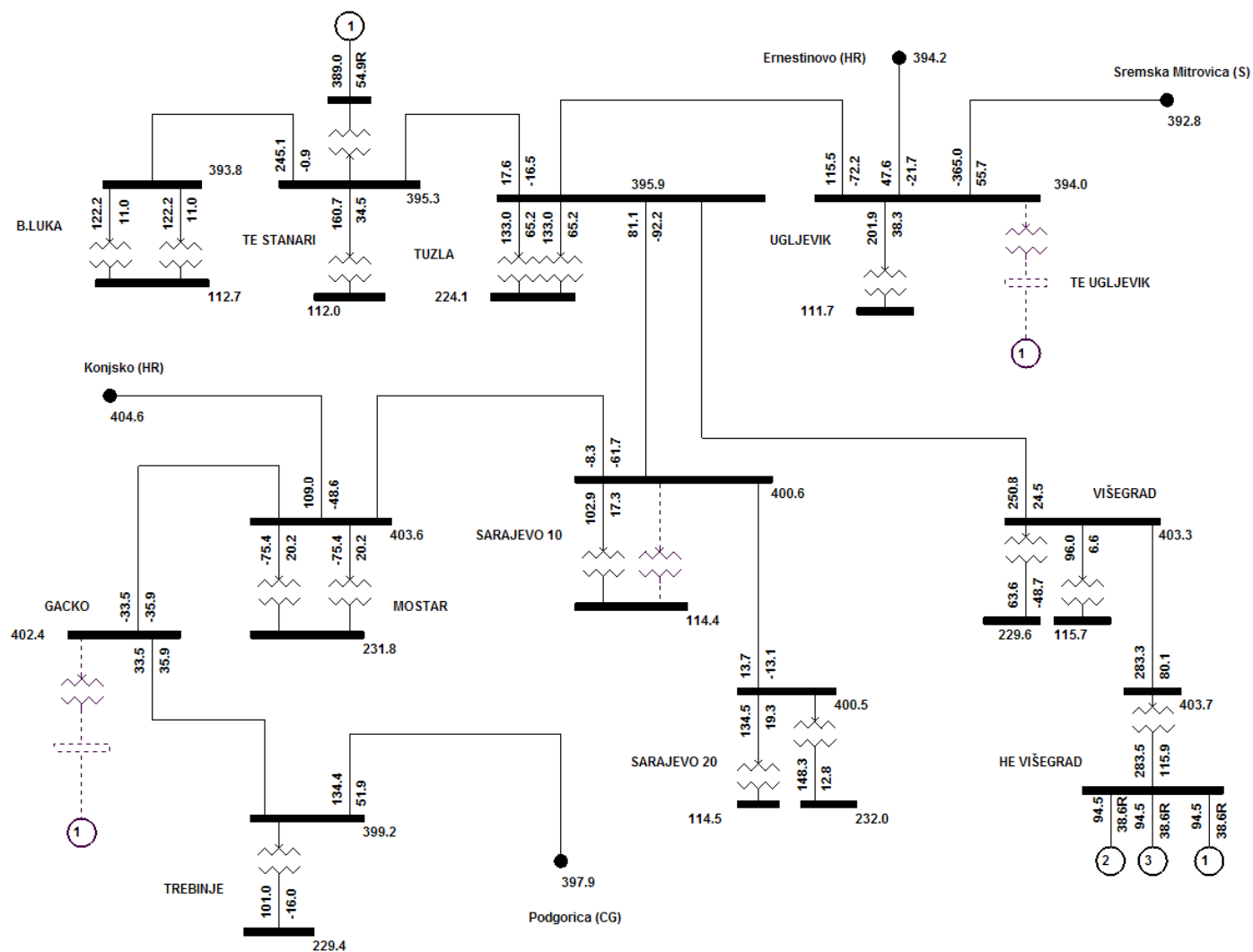
Slika P1.48. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



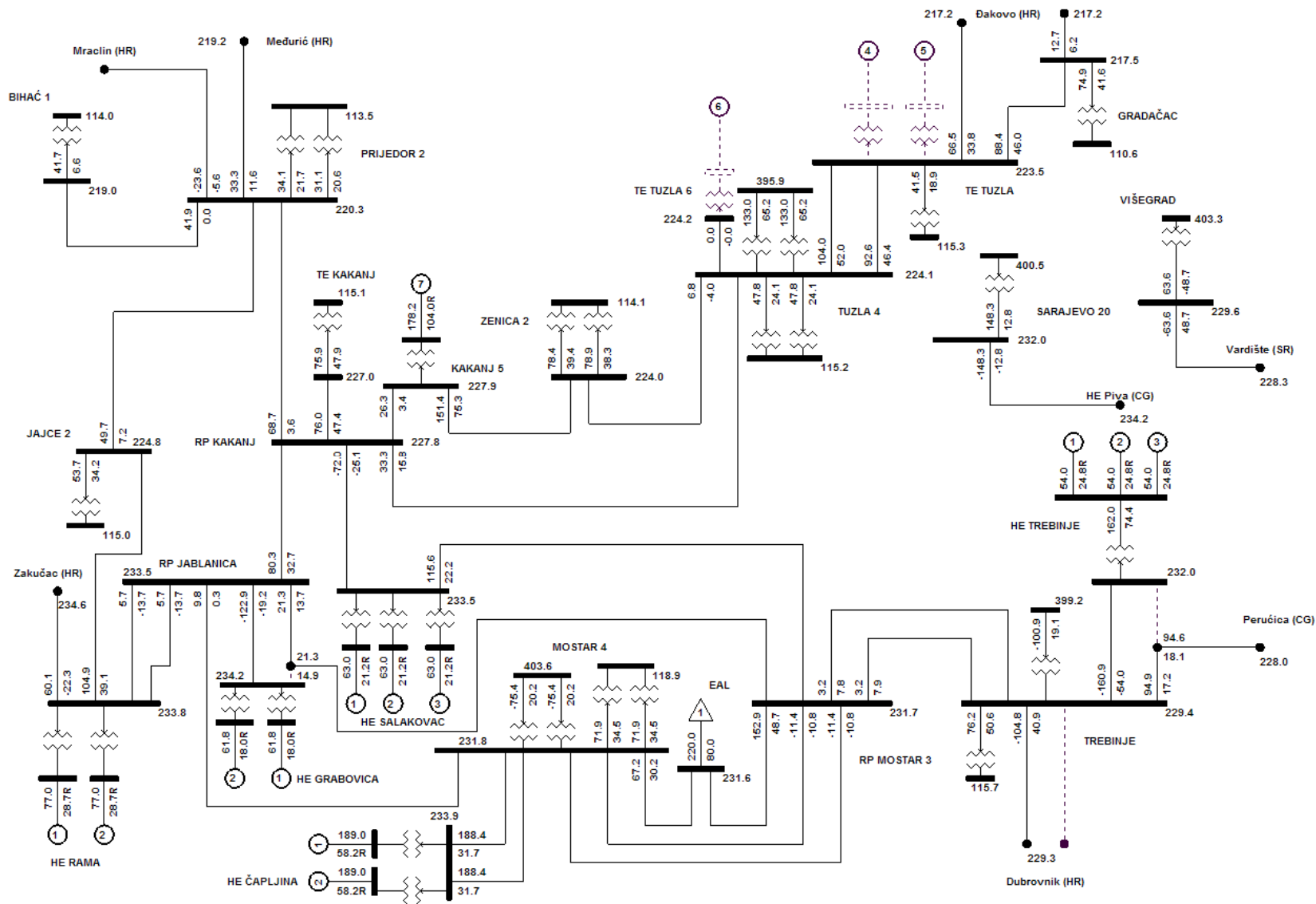
Slika P1.49. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



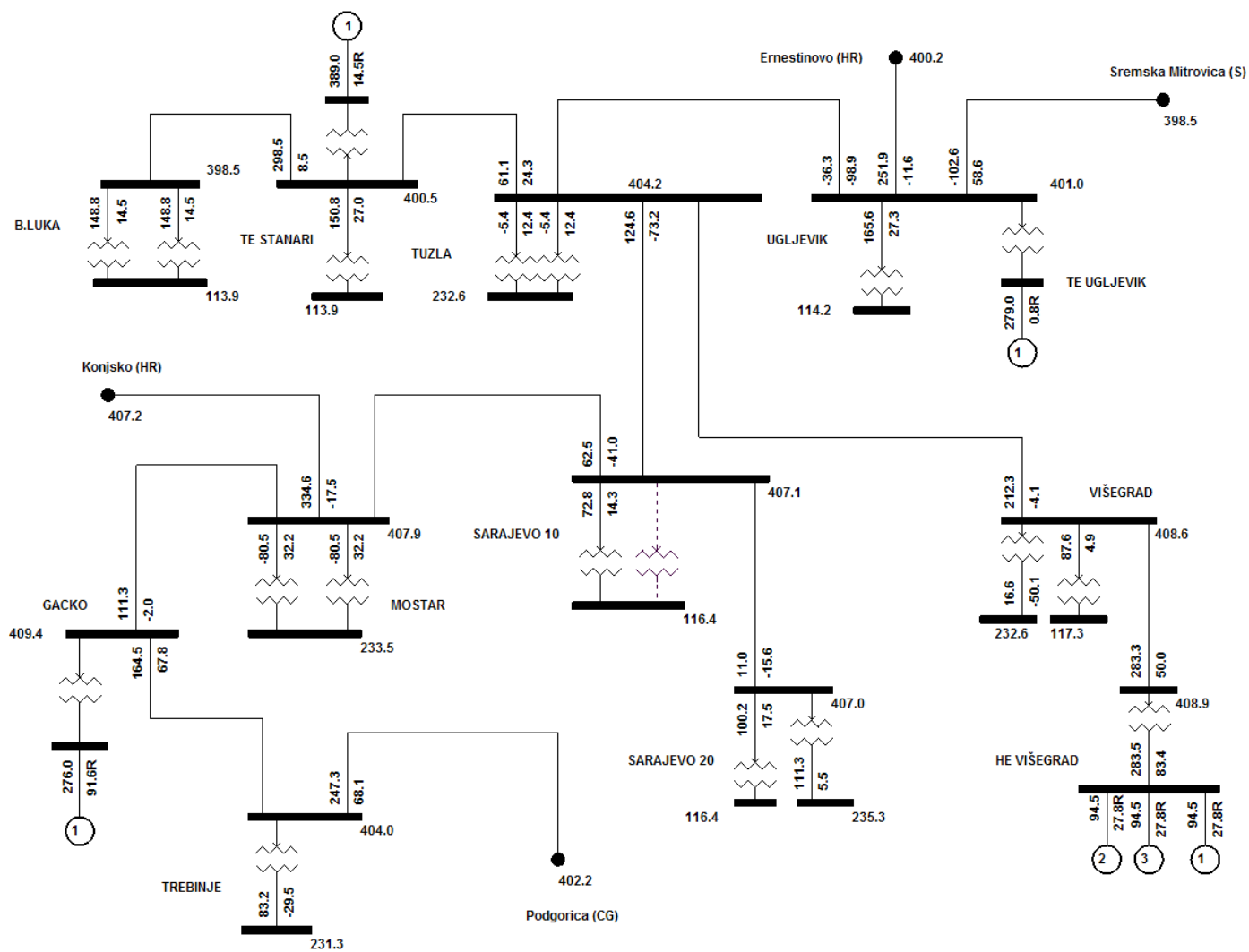
Slika P1.50. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



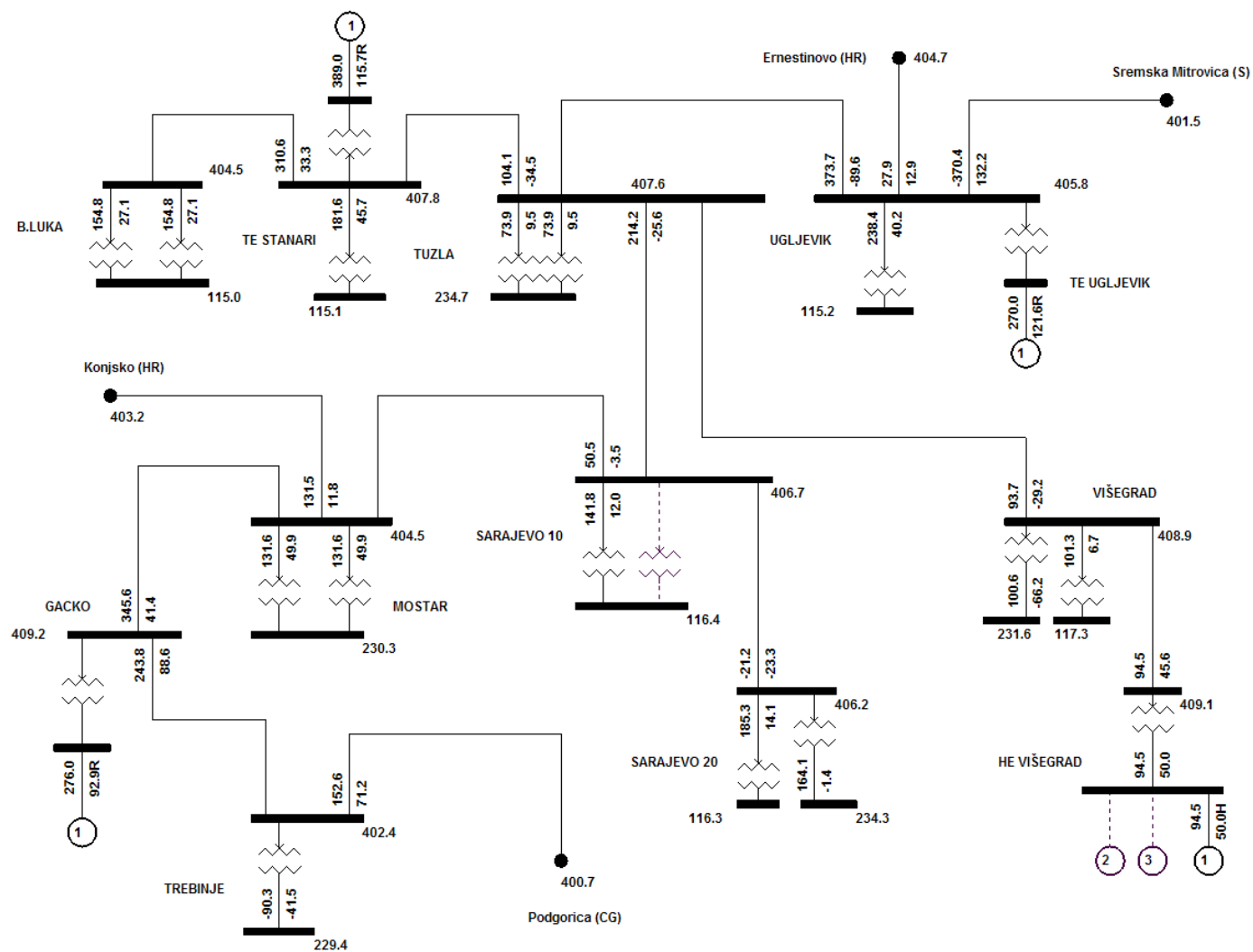
Slika P1.51. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



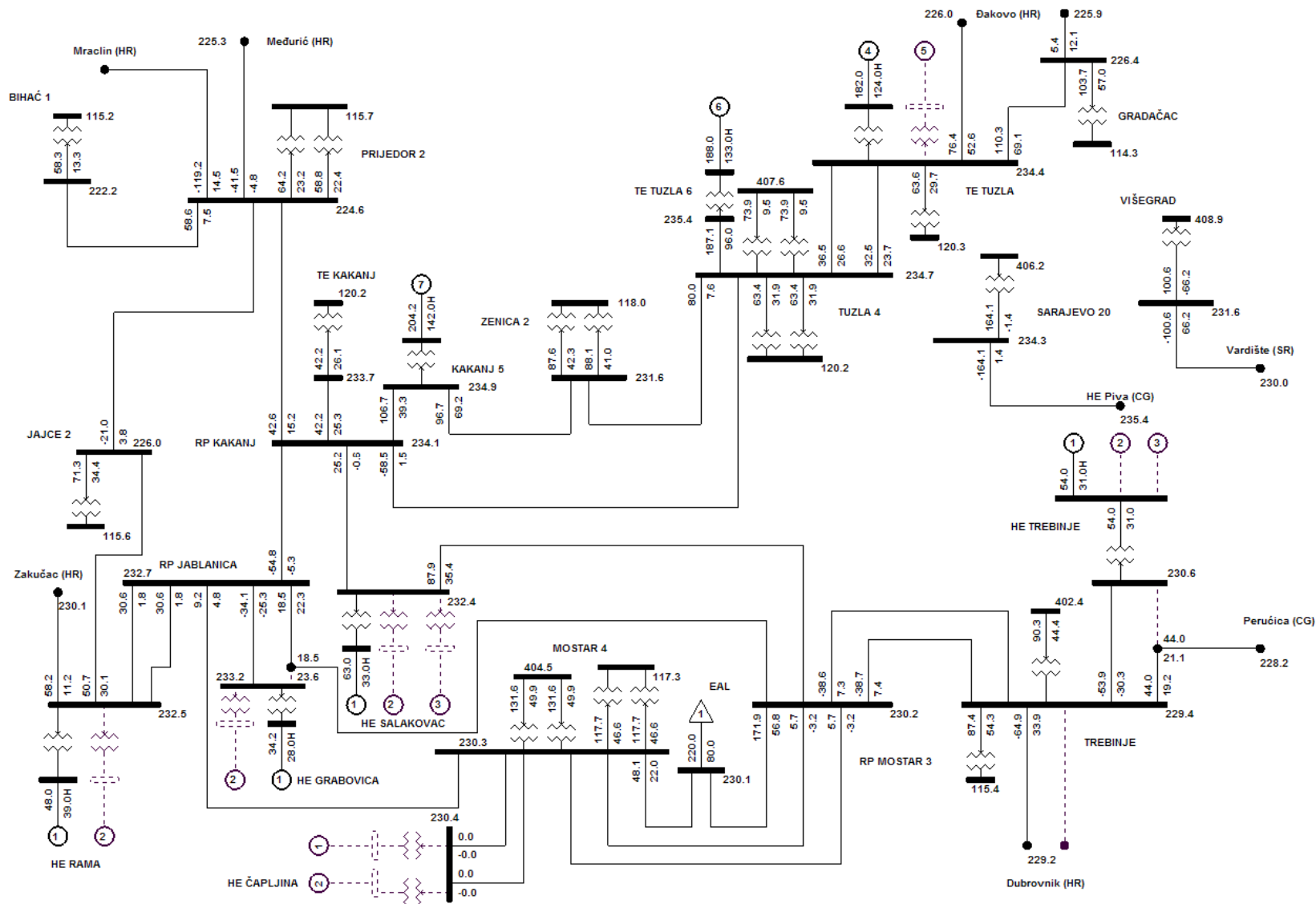
Slika P1.52. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



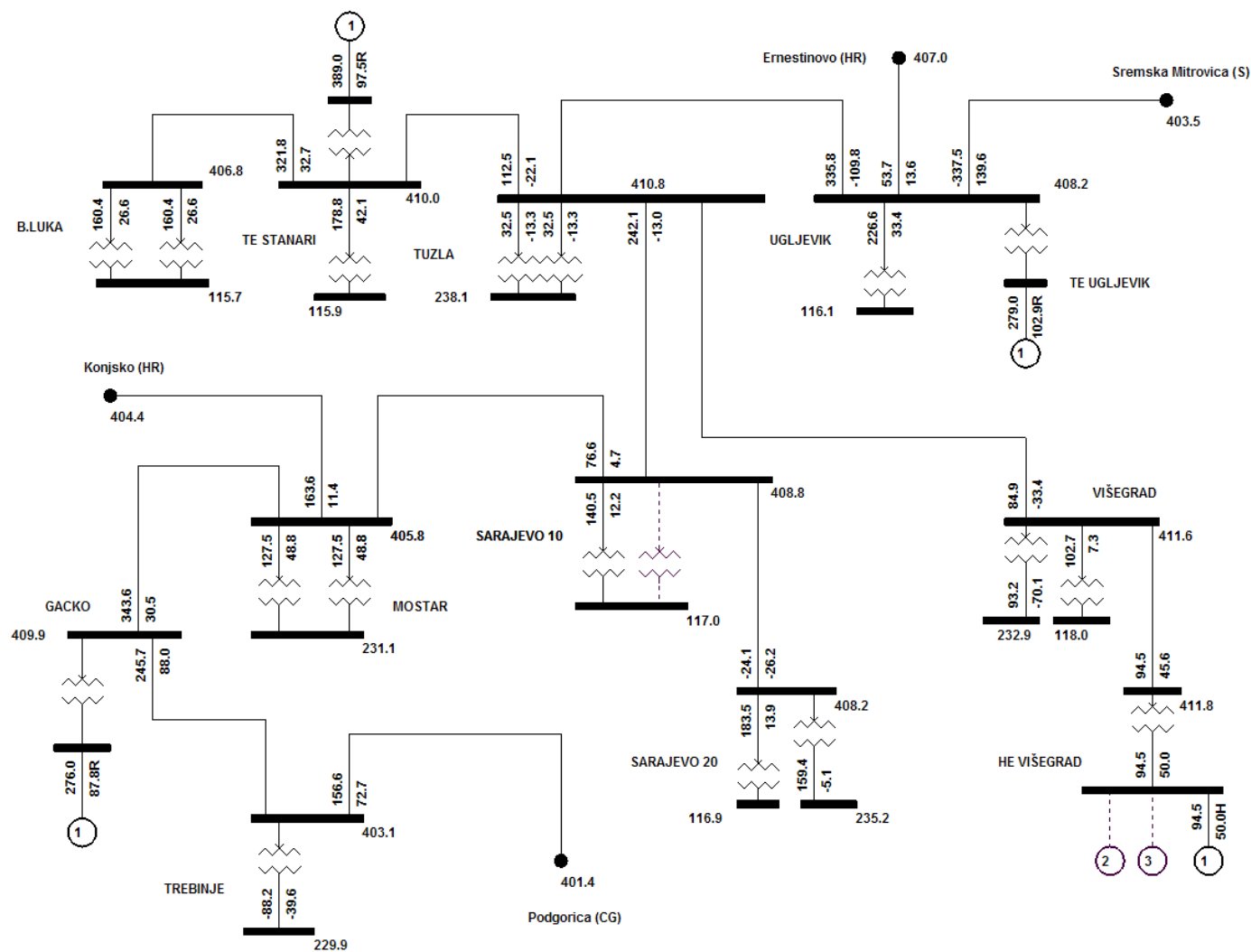
Slika P1.53. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2015-A2-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



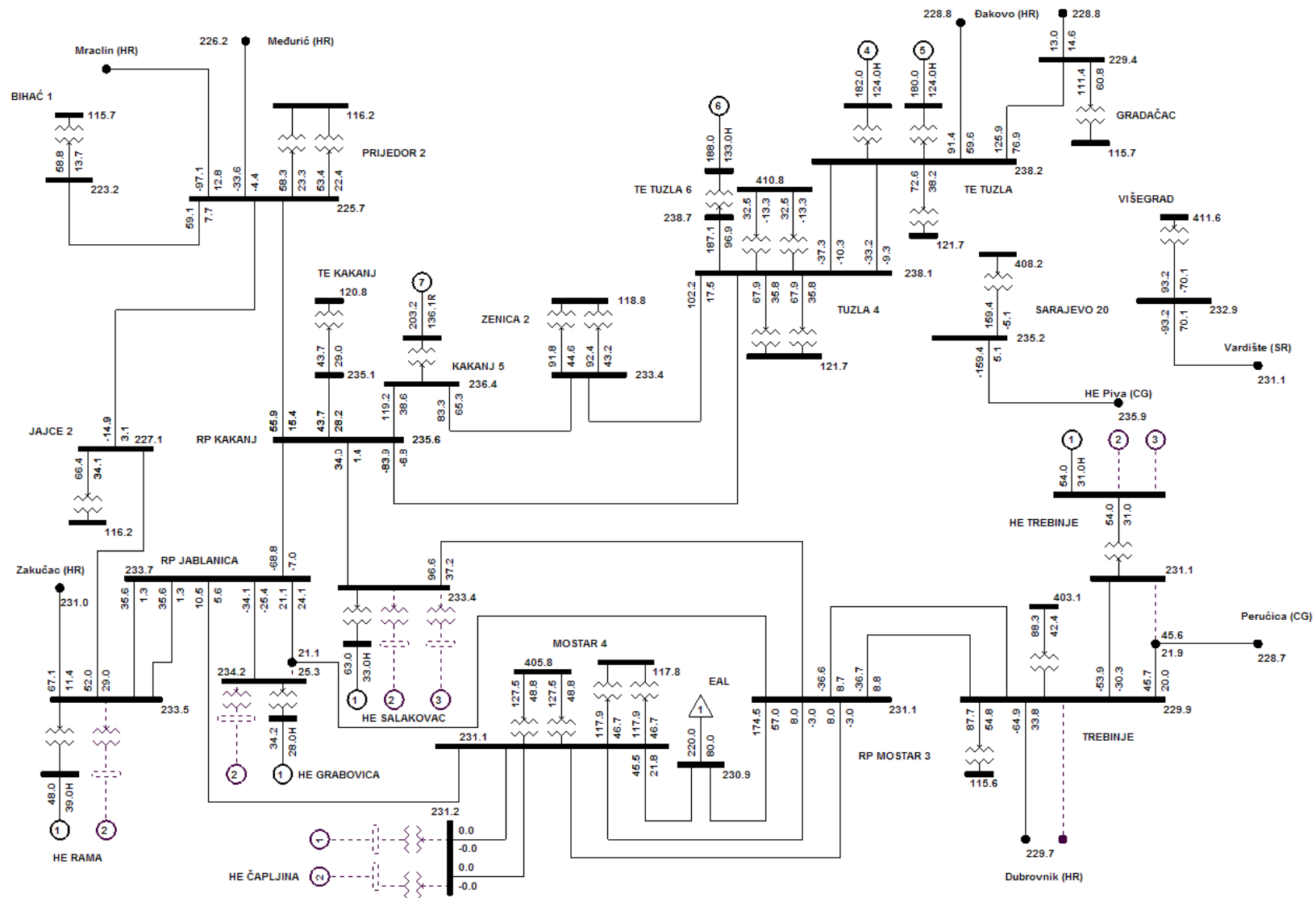
Slika P1.55. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2020-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



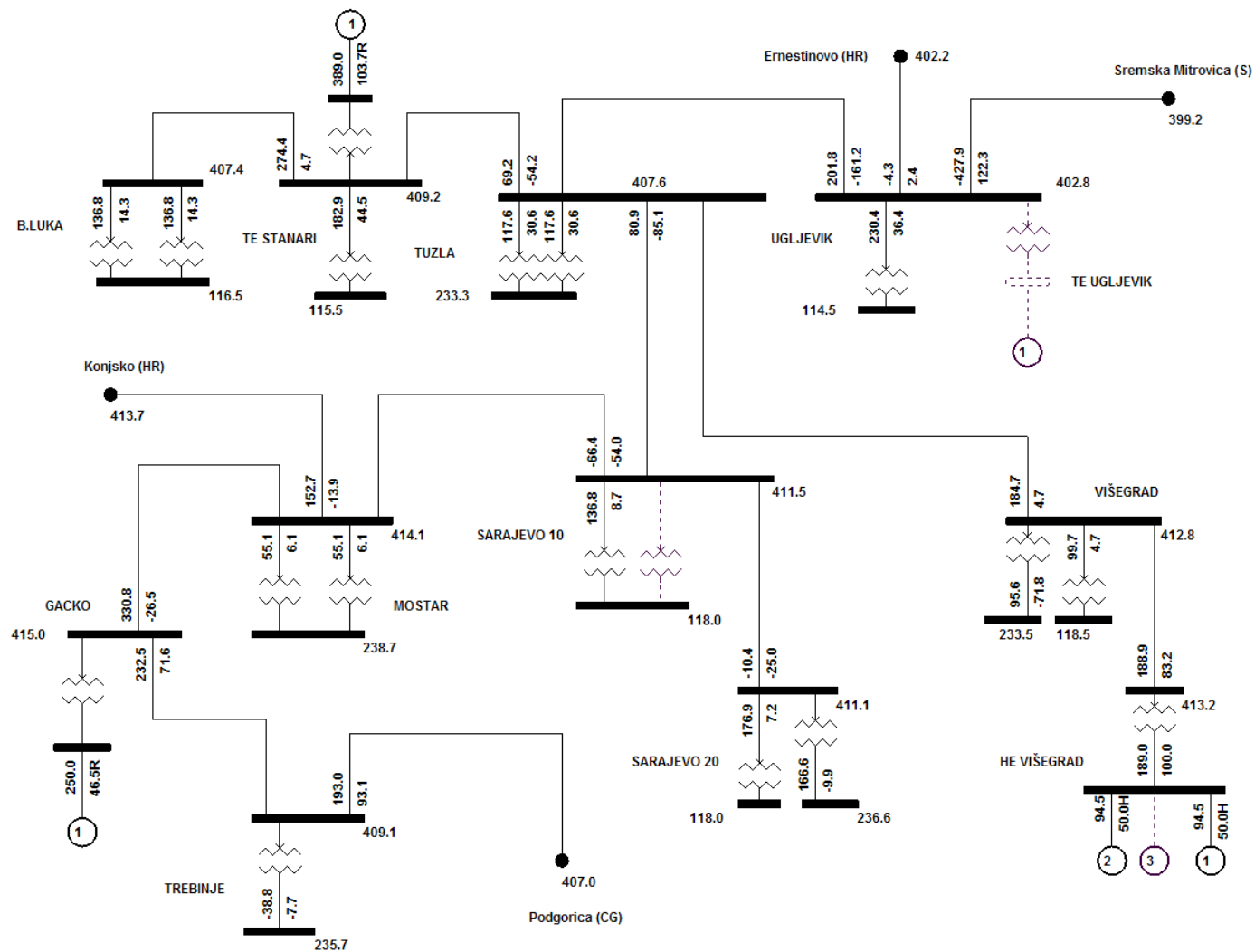
Slika P1.56. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2020-suha-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



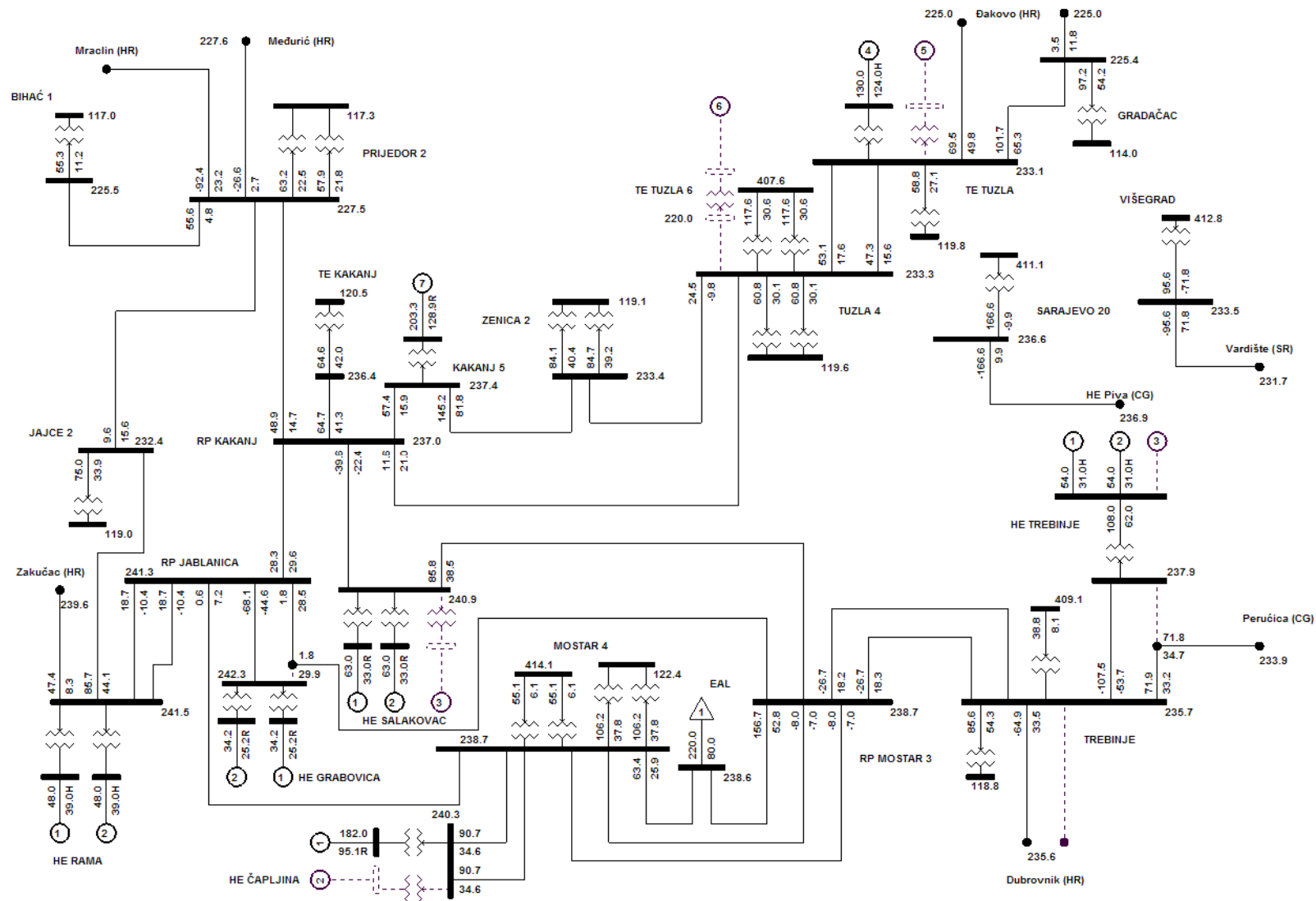
Slika P1.57. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2020-suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



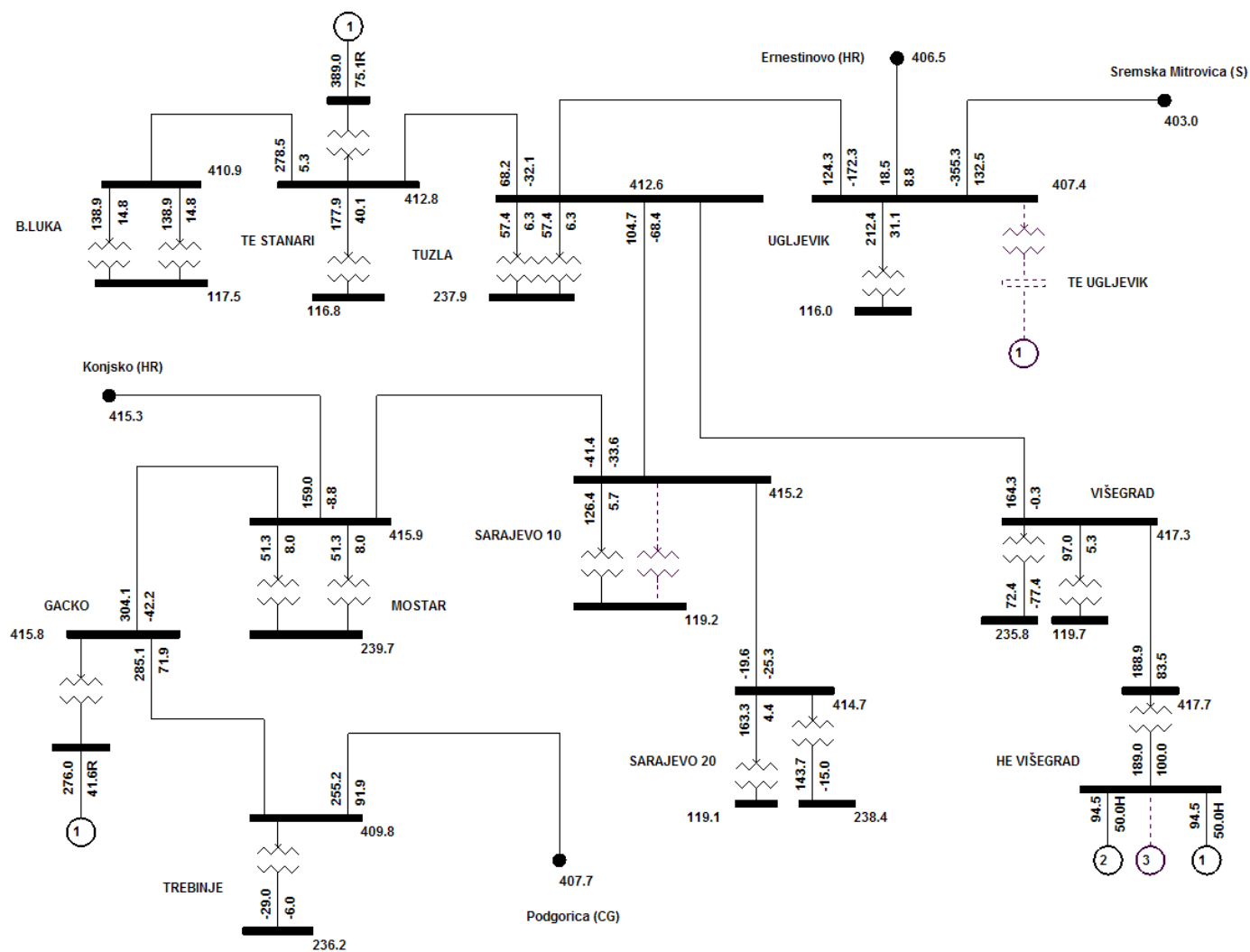
Slika P1.58. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2020- suha-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



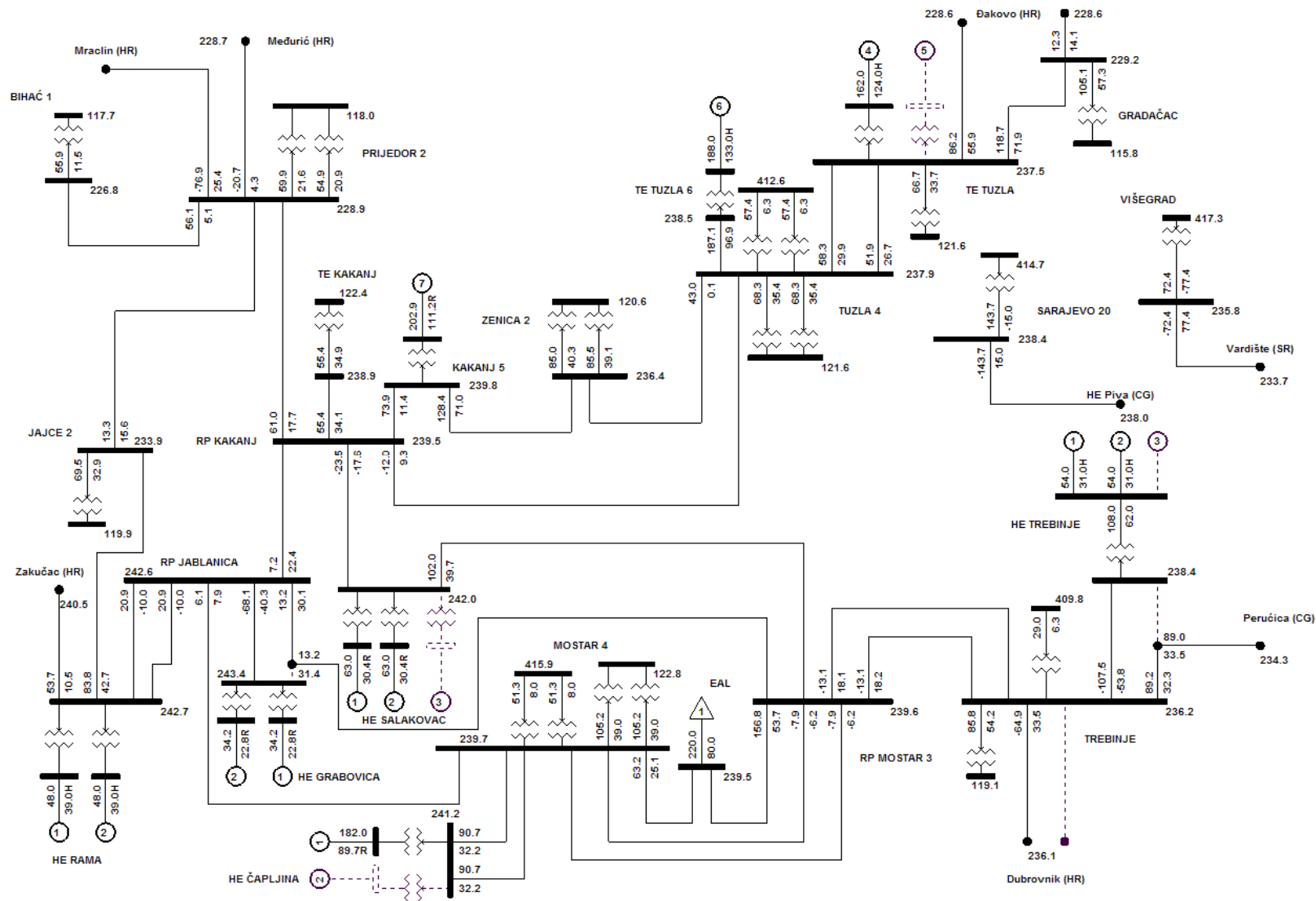
Slika P1.59. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2020-normalna-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



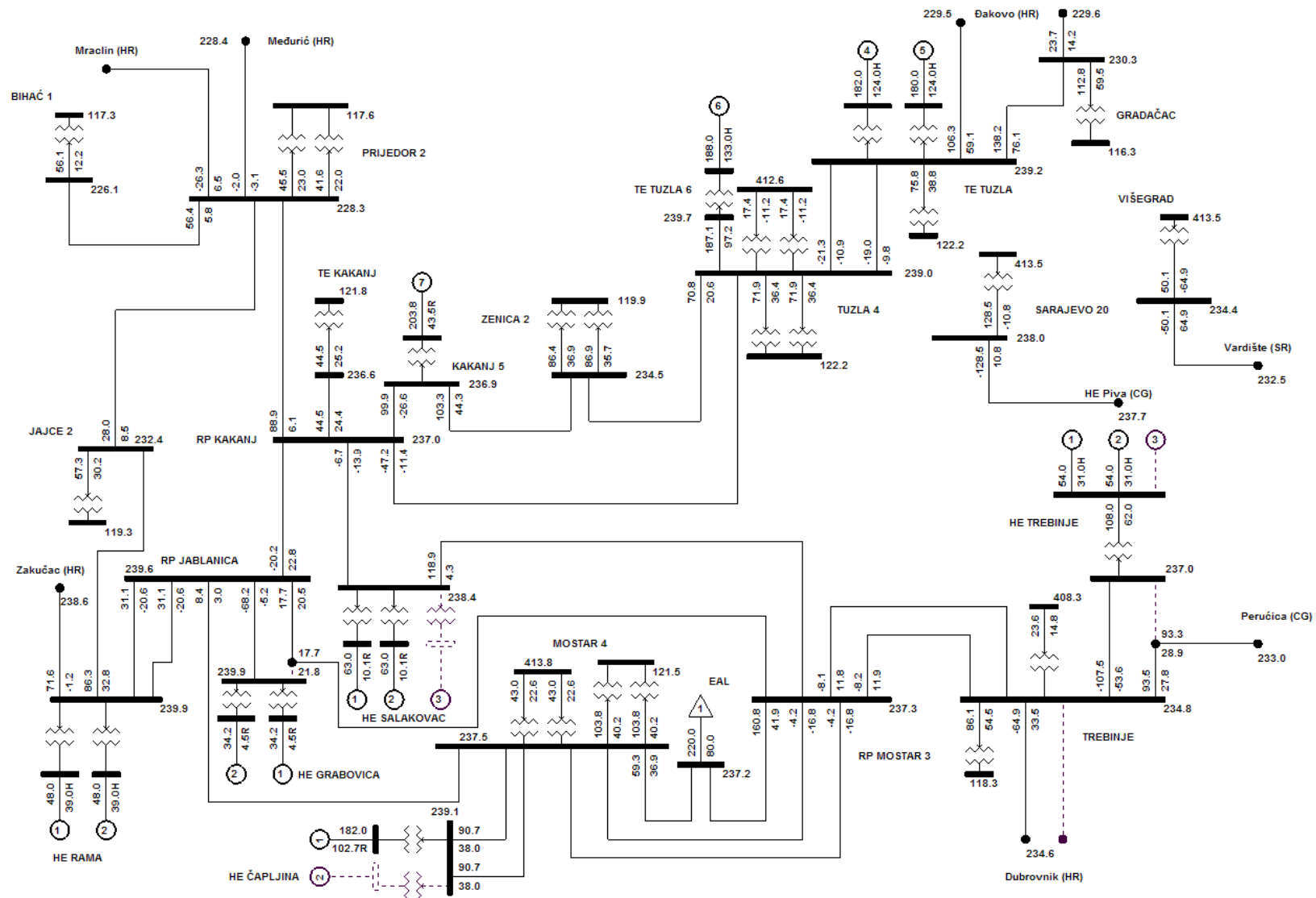
Slika P1.60. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2020-normalna-uvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



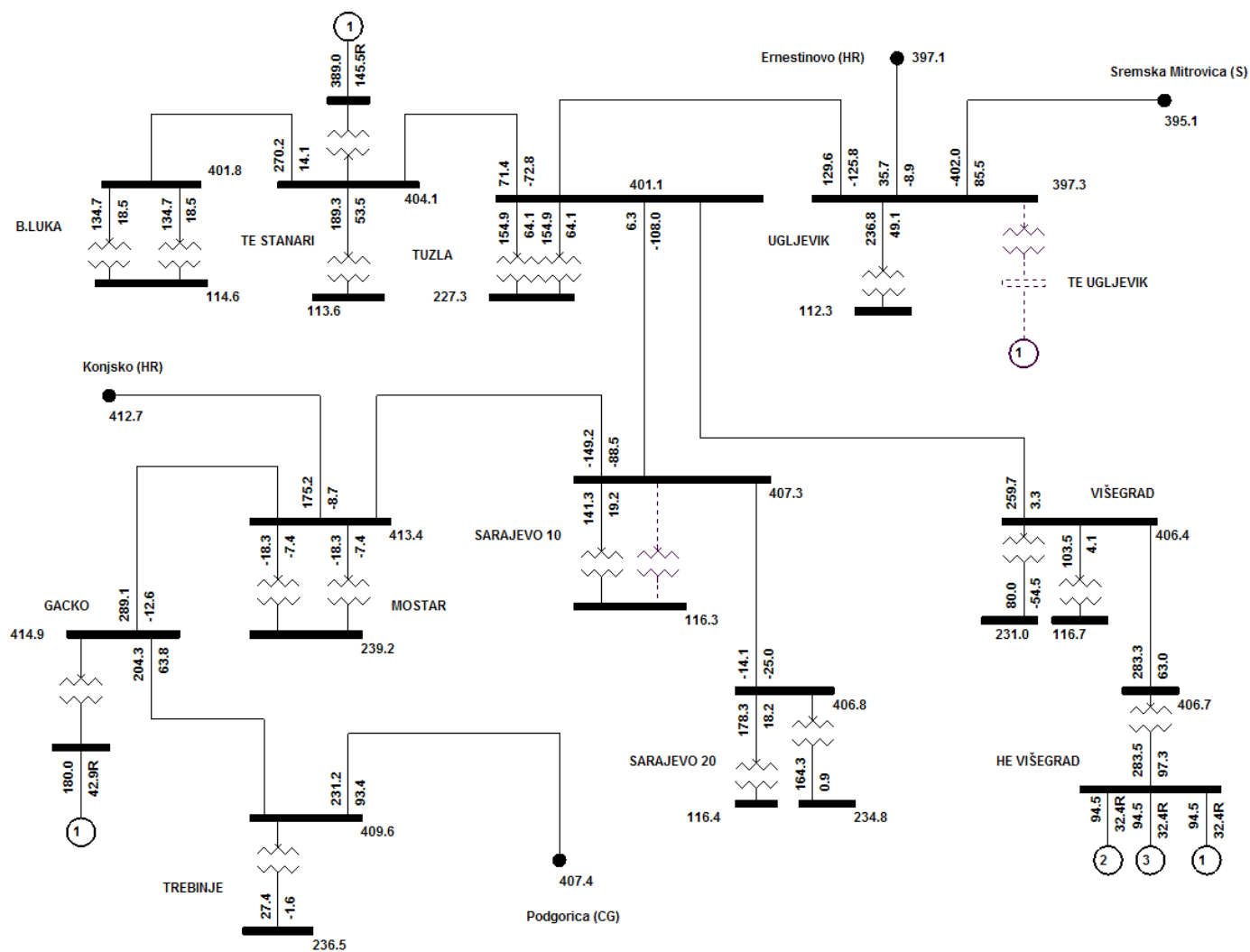
Slika P1.61. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2020-normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



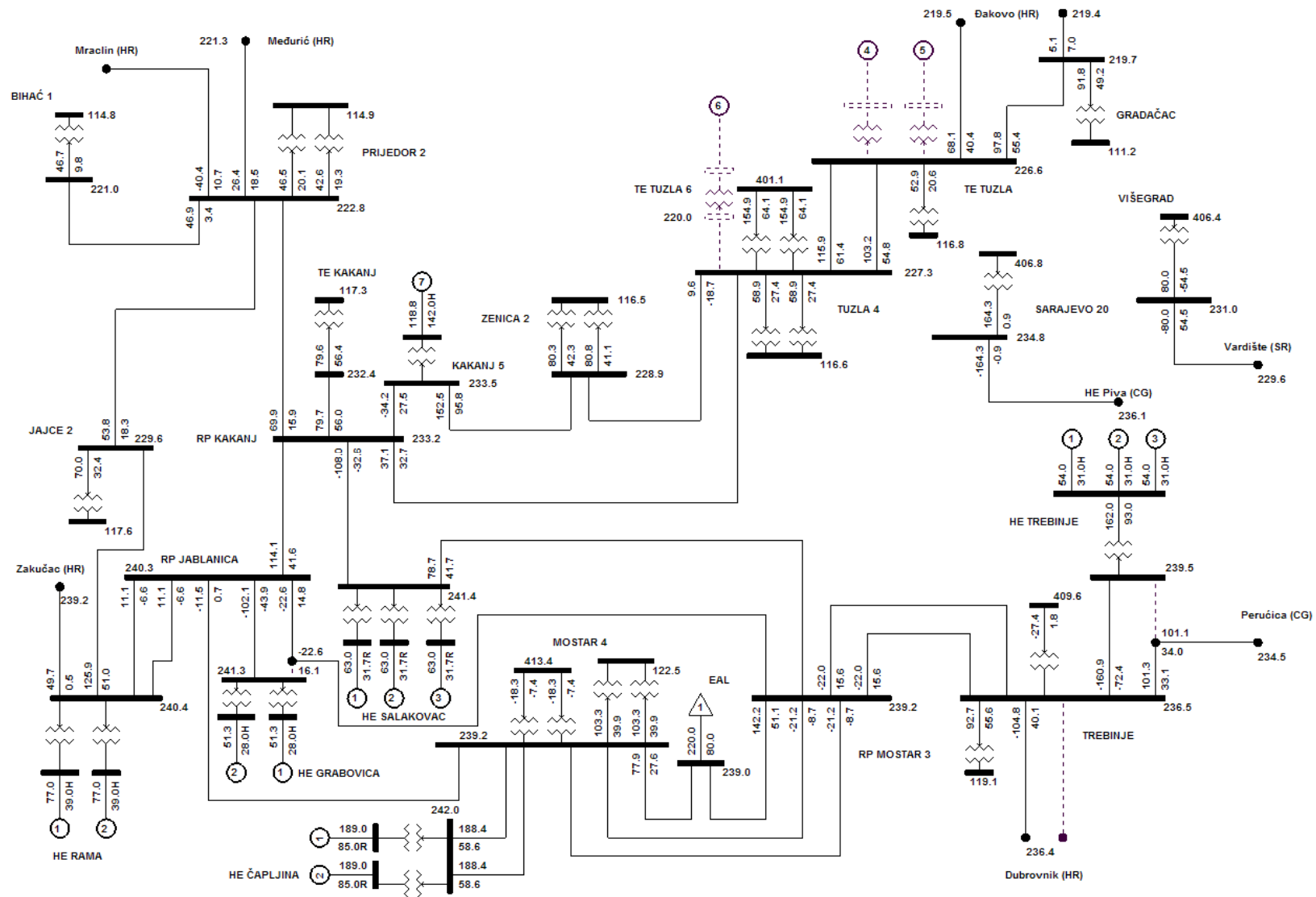
Slika P1.62. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2020-normalna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



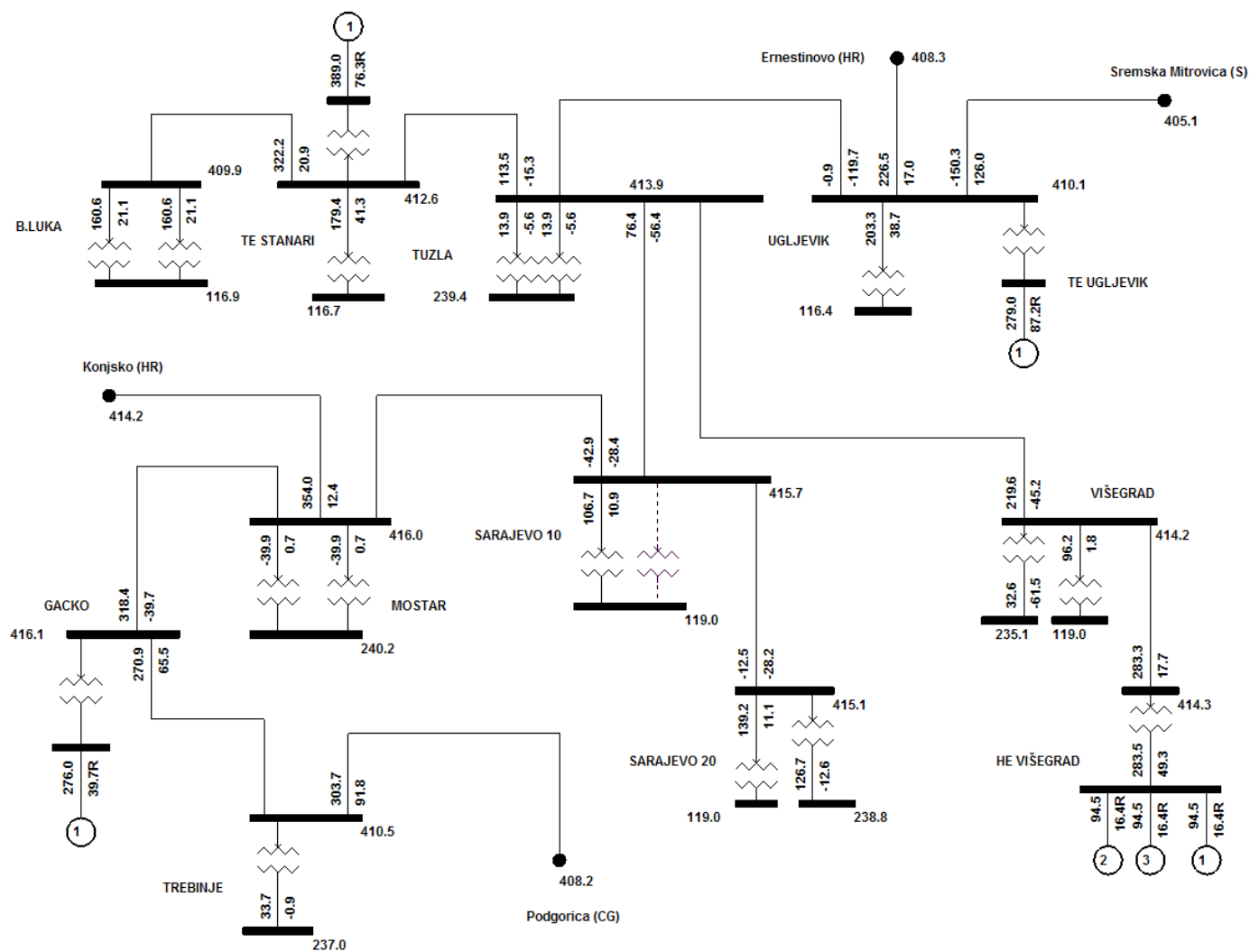
Slika P1.64. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2020-normalna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže



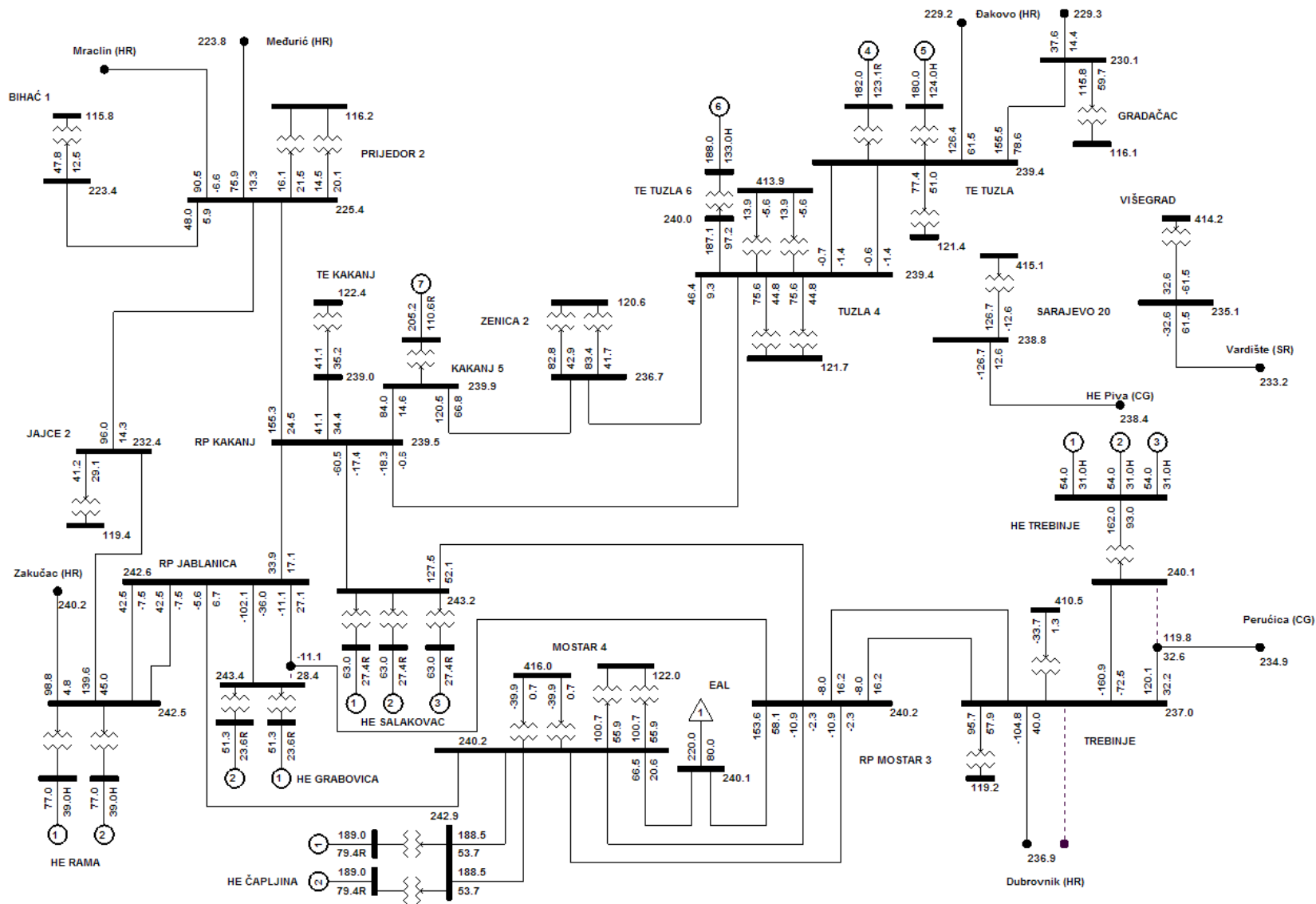
Slika P1.65. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2020-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže



Slika P1.66. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2020-vlažna-uravnotežen na polaznoj konfiguraciji mreže

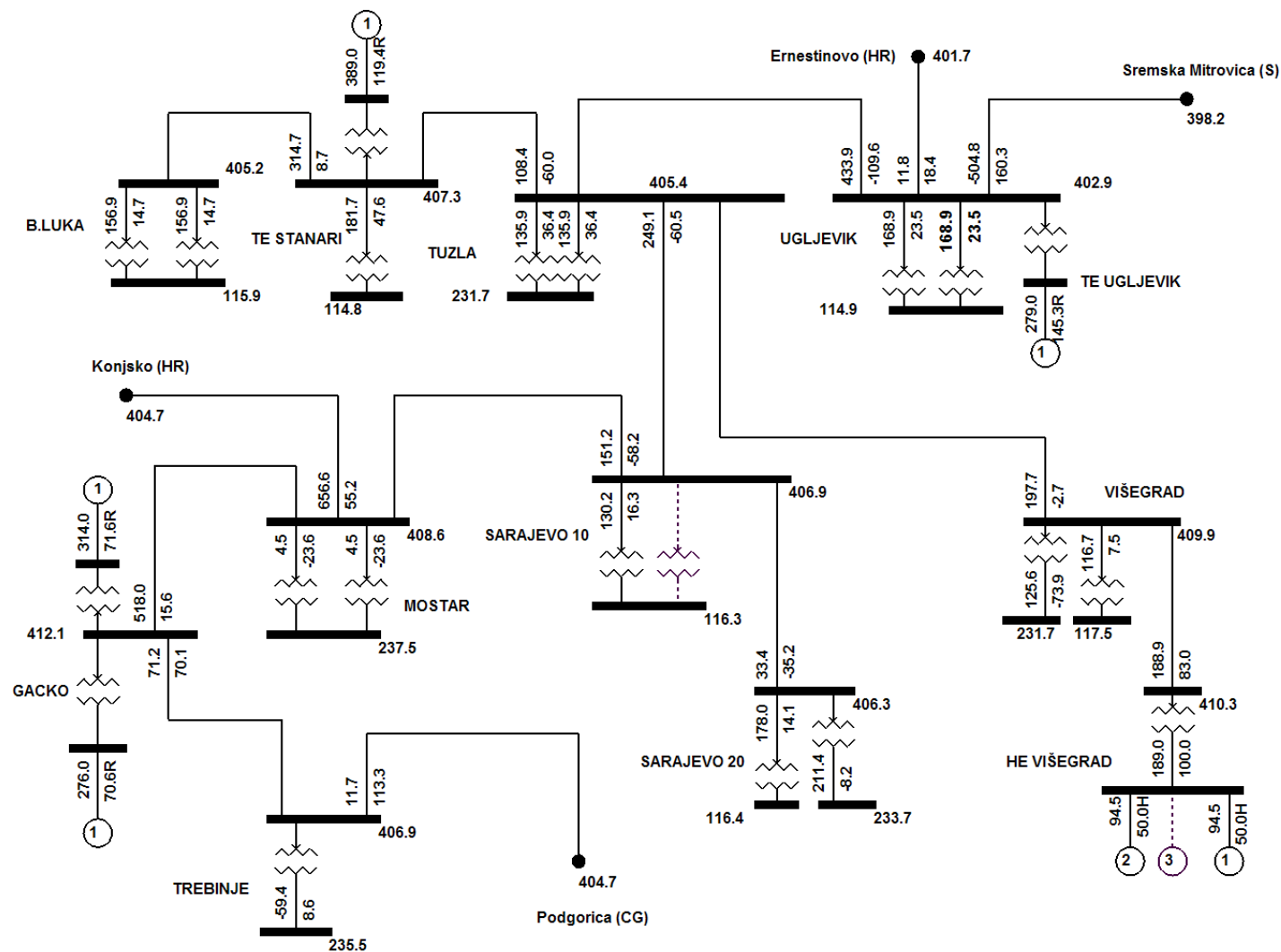


Slika P1.67. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH za scenarij 2020-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže

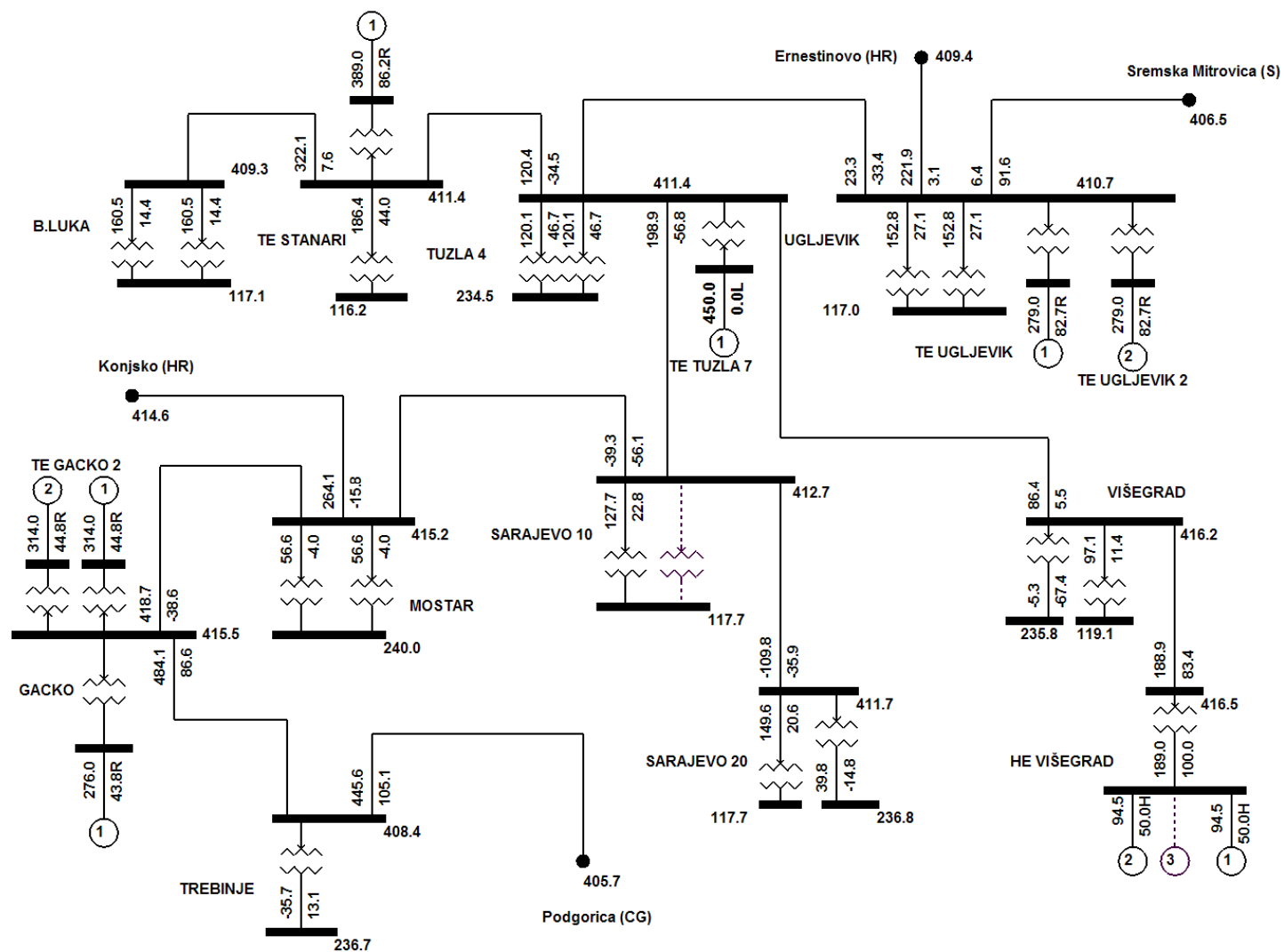


Slika P1.68. Tokovi snaga 220 kV mrežom BiH za scenarij 2020-vlažna-izvoz na polaznoj konfiguraciji mreže

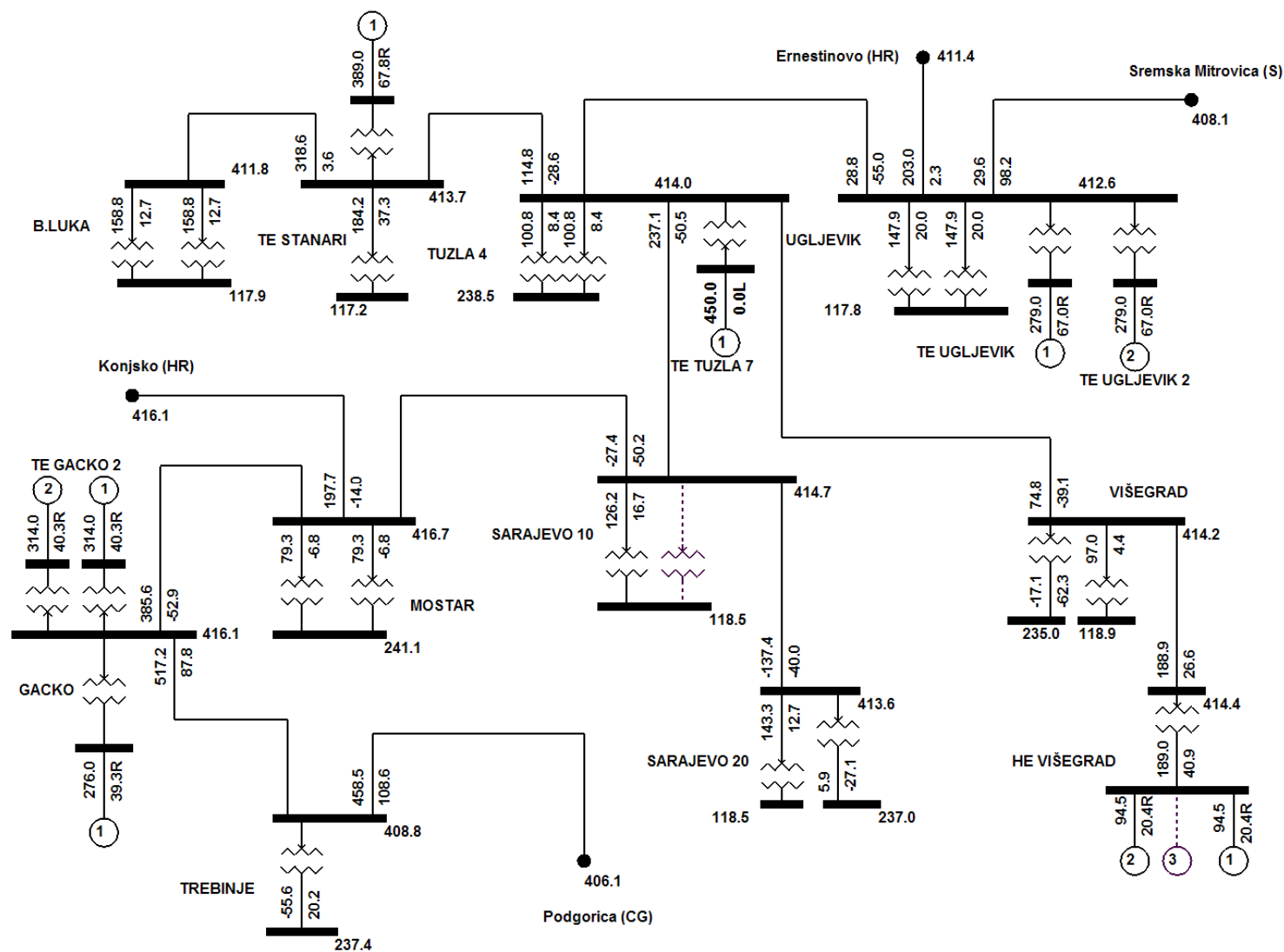
2. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH u konačnoj konfiguraciji 2020. godine u scenarijima s značajnim izvozom električne energije



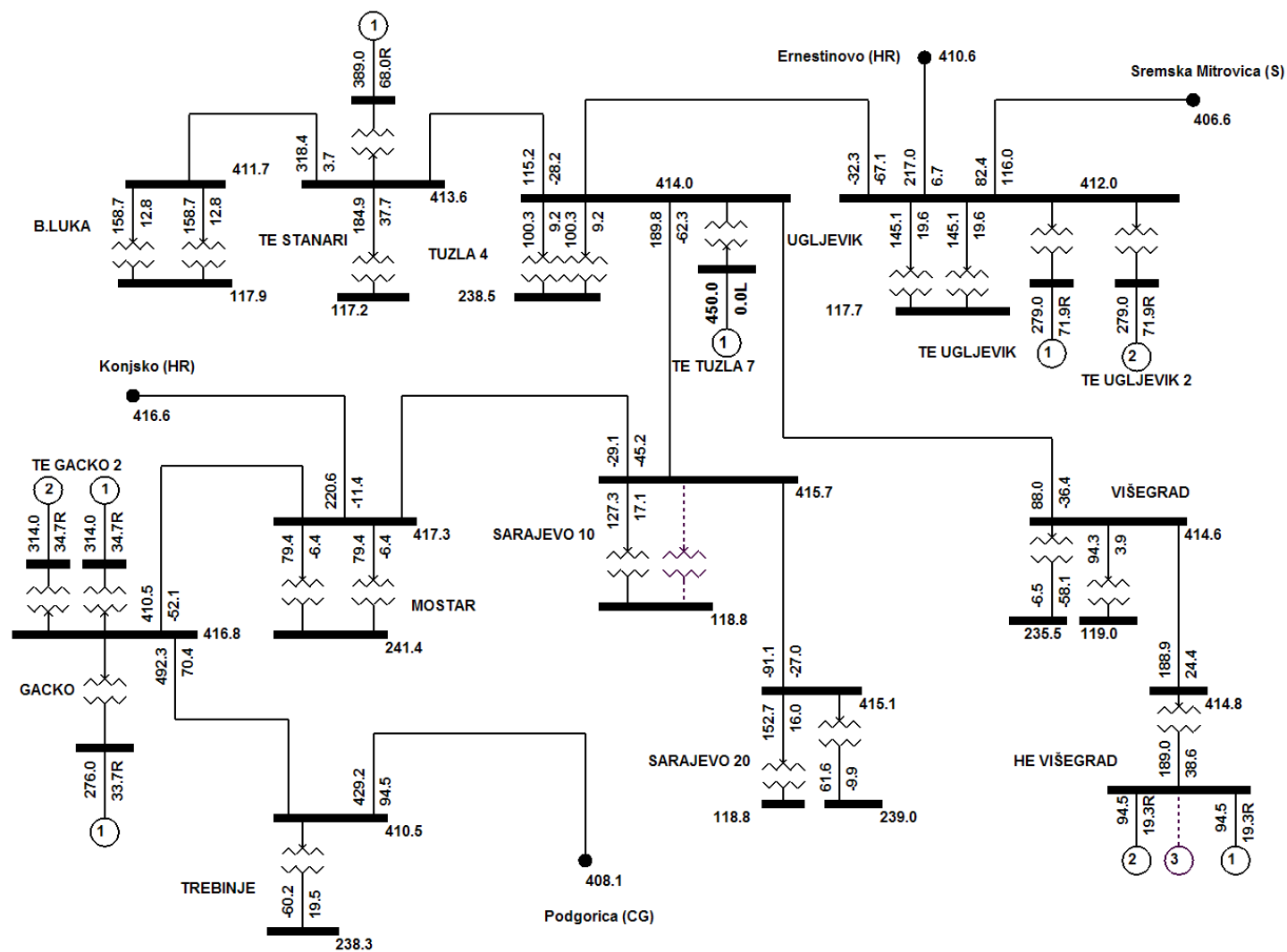
Slika P2.2. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. pri tranzitu 1000 MW iz Bugarske i Rumunjske u Italiju (HVDC Konjsko – Candia)



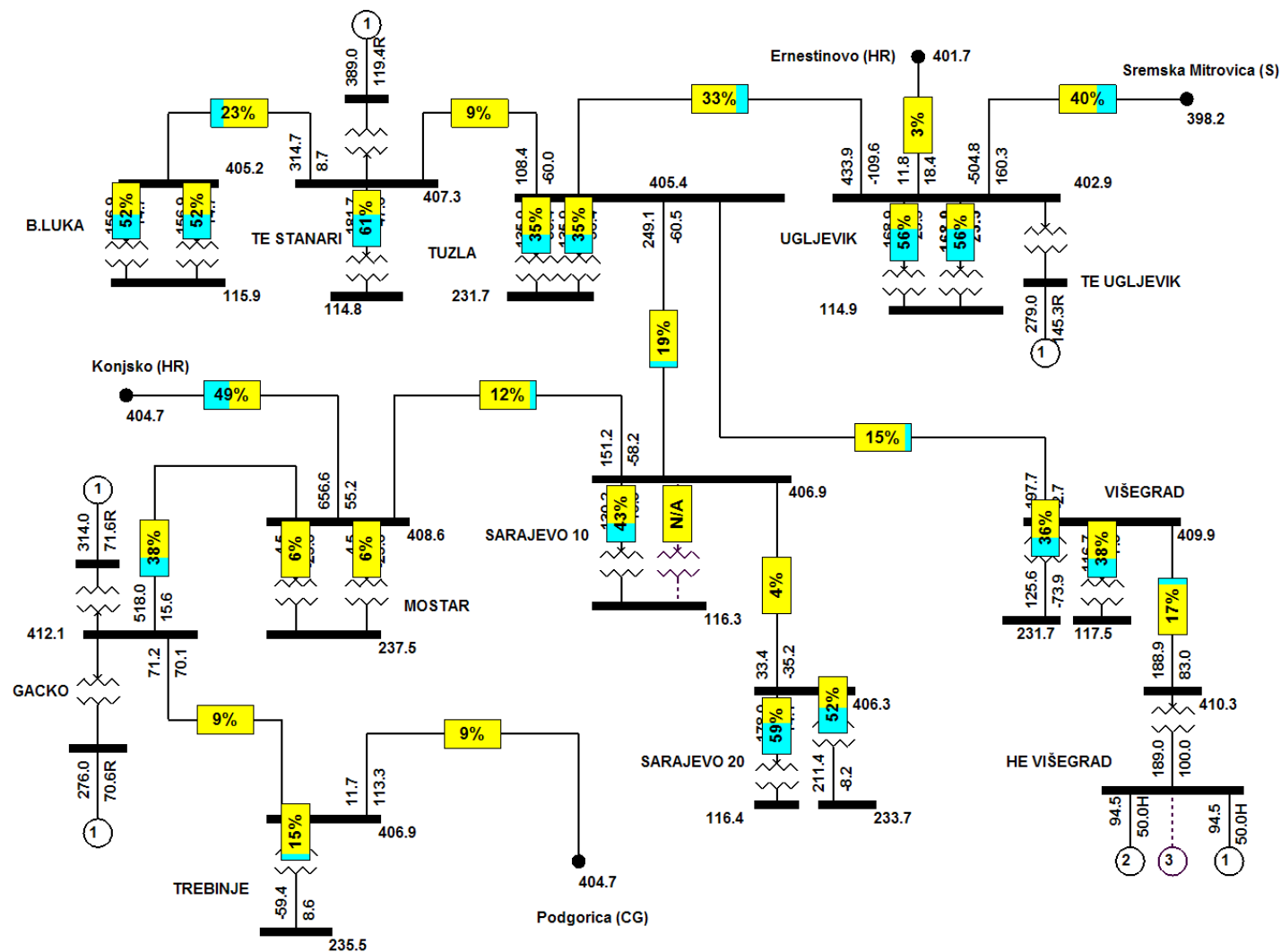
Slika P2.3. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. pri izvozu 1200 MW (Hrvatska 600 MW, Srbija 300 MW i Crna Gora 300 MW)



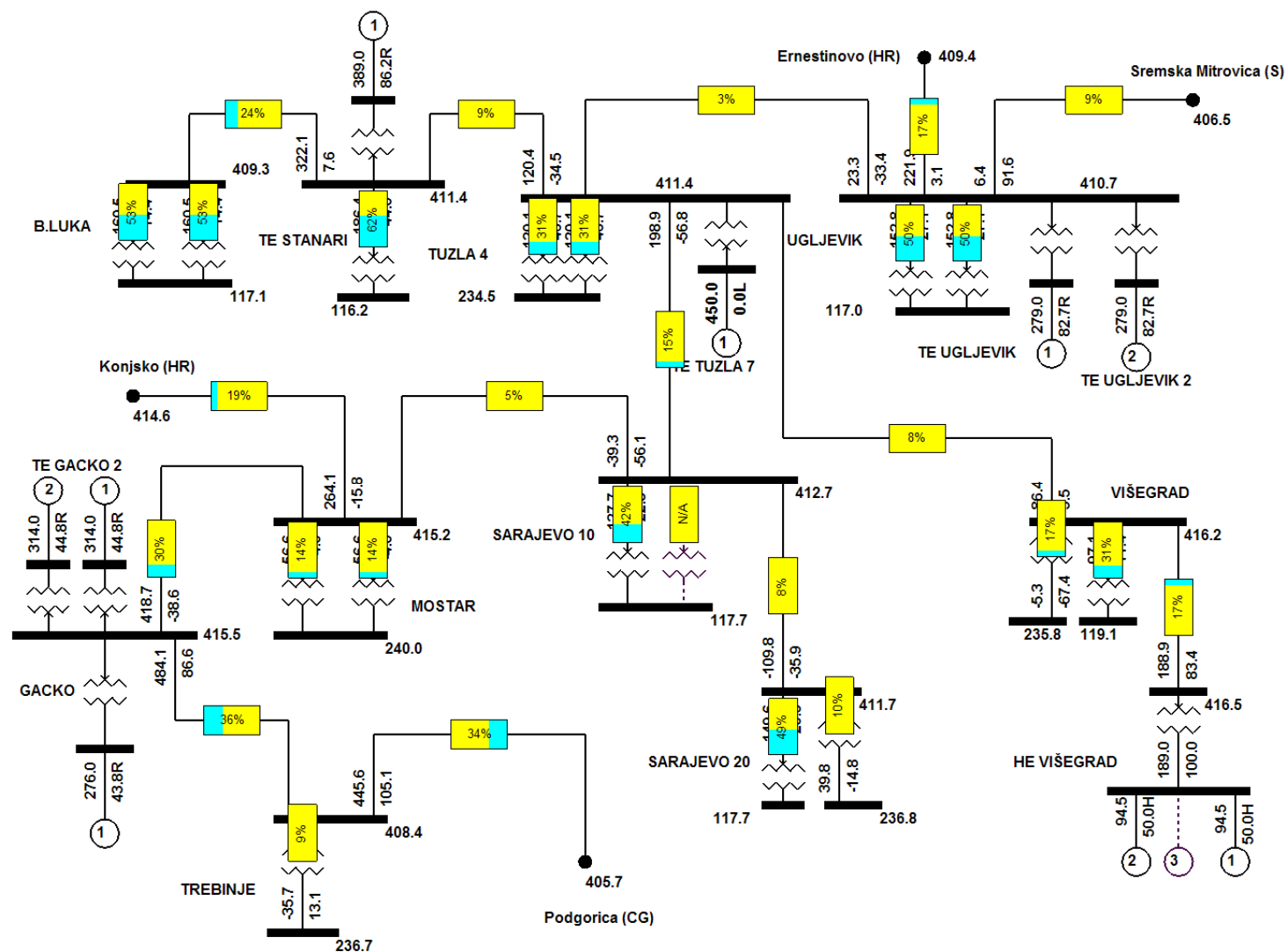
Slika P2.4. Tokovi snaga 400 kV mrežom BiH na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. pri izvozu 1200 MW (Hrvatska 400 MW, Srbija 400 MW i Crna Gora 400 MW)



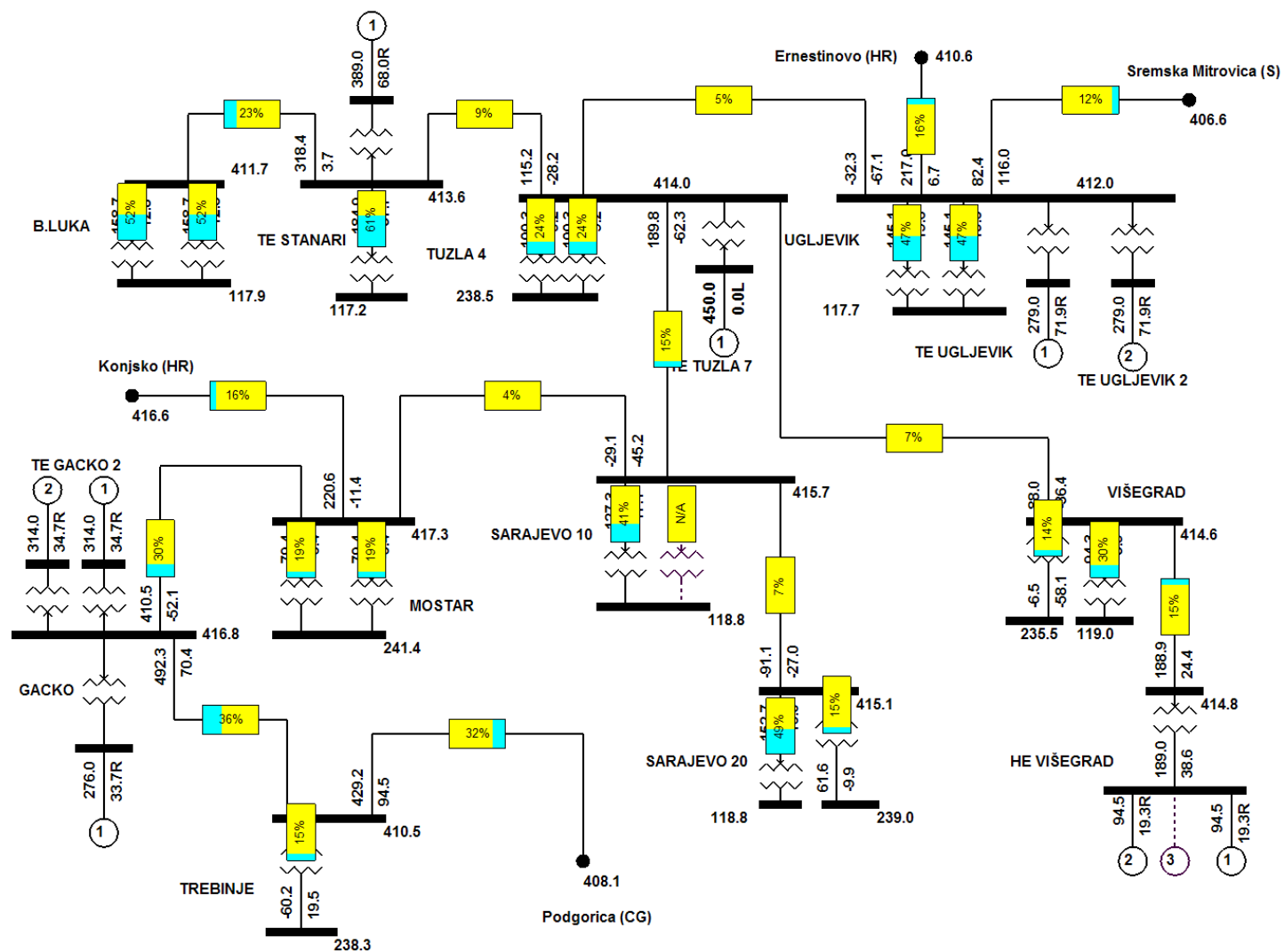
3. **Opterećenja grana 400 kV i 220 kV u konačnoj konfiguraciji mreže 2020. godine u scenarijima s značajnim izvozom električne energije**



Slika P3.2. Opterećenja grana 400 kV na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. pri tranzitu 1000 MW iz Bugarske i Rumunjske u Italiju (HVDC Konjsko – Candia)



Slika P3.3. Opterećenja grana 400 kV na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. pri izvozu 1200 MW (Hrvatska 600 MW, Srbija 300 MW i Crna Gora 300 MW)



Slika P3.5. Opterećenja grana 400 kV na konačnoj konfiguraciji mreže 2020. pri izvozu 1200 MW (Hrvatska 300 MW, Srbija 600 MW i Crna Gora 300 MW)

4. Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2010. godine

SCENARIJ 1: 2010-A1-suha-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	116
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	102
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	102
DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	103
DV 110 kV TS Jablanica – Rama	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	100
DV 110 kV Rama – Tomislavgrad	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	101

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 2: 2010-A1-suha-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	114
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	103
DV 110 kV TS Jablanica – Rama	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	100
DV 110 kV Rama – Tomislavgrad	DV 110 kV Mostar 4 – Š.Brijeg	100

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 3: 2010-A1-normalna-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	109

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 4: 2010-A1-normalna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	106

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 5: 2010-A1-normalna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	106

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 6: 2010-A1-vlažna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	101

SCENARIJ 7: 2010-A1-vlažna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
-	-	-

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 8: 2010-A2-suha-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	119

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 9: 2010-A2-suha-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	113

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 10: 2010-A2-normalna-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	110

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 11: 2010-A2-normalna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	107

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 12: 2010-A2-normalna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 13: 2010-A2-vlažna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	102

SCENARIJ 14: 2010-A2-vlažna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
-	-	-

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

5. Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2015. godine

SCENARIJ 1: 2015-A1-suha-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	105
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	101
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	118
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	118
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	106

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 2: 2015-A1-normalna-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	103
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	107
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	97.9
	Kladanj	98.7

SCENARIJ 3: 2015-A1-normalna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	100
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	100
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	100
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	104
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	98.7

SCENARIJ 4: 2015-A1-normalna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	104
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	100
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	101
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	102
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 5: 2015-A1-vlažna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I _t ili % S _n)
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 1	96.9
	Bijeljina 3	97.2
	Bijeljina 4	96.8
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 1	96.9
	Bijeljina 2	96.9
	Bijeljina 3	97.4
	Bijeljina 4	96.8
TR 400/110 kV Ugljevik	Bijeljina 1	98.9
	Bijeljina 3	98.9
	Bijeljina 4	98.8
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	95.3
	Kladanj	96.0
	Srebrenica	98.0
	Vlesenica	97.1
DV 110 kV Zenica 1 – Žepče	Žepče	98.7

SCENARIJ 6: 2015-A1-vlažna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I _t ili % S _n)
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	102
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	106
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (2)	DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac (1)	103
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	98.9

SCENARIJ 7: 2015-A2-suha-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I _t ili % S _n)
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	119
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	119
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	105

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	98.5

SCENARIJ 8: 2015-A2-suha-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	119
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	119
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	105

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	98.8

SCENARIJ 9: 2015-A2-normalna-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	98.0

SCENARIJ 10: 2015-A2-normalna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 11: 2015-A2-normalna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	101
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	101
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 12: 2015-A2-vlažna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 1	98.7
	Bijeljina 4	98.6
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 1	98.7
	Bijeljina 2	98.8
	Bijeljina 4	98.7
DV 110 kV Đurđevik – TS Tuzla	Đurđevik	96.1
	Kladanj	96.9
	Srebrenica	98.9
	Vlesenica	98.0

SCENARIJ 13: 2015-A2-vlažna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV M.Blato – Mostar 5	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

6. Rezultati (n-1) analiza na polaznoj konfiguraciji mreže 2020. godine

SCENARIJ 1: 2020- suha-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	115
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	115
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	104
DV 400 kV Ugljevik – Tuzla	TR 400/110 kV Ugljevik	110
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	138
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	138

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Ugljevik – Zvornik	Glinica	97.4
	Zvornik	97.6

SCENARIJ 2: 2020-suha-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (1)	DV 110 kV B.Luka 1 – B.Luka 6 (2)	101
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	102
DV 400 kV Ugljevik – Tuzla	TR 400/110 kV Ugljevik	103
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	139
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	139

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 3: 2020-normalna-uvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	116
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	116
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	126
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	126
DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7	101

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Ugljevik – Zvornik	Glinica	96.4
	Zvornik	96.6

SCENARIJ 4: 2020-normalna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	114
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	128
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	128
DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 5: 2020-normalna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	112
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	112
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	101
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	128
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	128
DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 4	DV 110 kV Mostar 5 – Mostar 7	102

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

SCENARIJ 6: 2020-vlažna-uravnotežen

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	119
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	119
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	119
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	119

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	Bijeljina 1	96.8
	Bijeljina 3	97.4
	Bijeljina 4	96.7
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	Bijeljina 1	96.8
	Bijeljina 2	96.8
	Bijeljina 3	97.4
	Bijeljina 4	96.7
DV 110 kV Ugljevik – Zvornik	Glinica	92.1
	Zvornik	92.2
	Srebrenica	97.1
DV 110 kV Đurđevik – Kladanj	Kladanj	98.9

SCENARIJ 7: 2020-vlažna-izvoz

Ispad grane	Preopterećena grana	Iznos preopterećenja (% I_t ili % S_n)
DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	113
DV 110 kV Ugljevik – Bijeljina 2	DV 110 kV Brčko 2 – Bijeljina 3	113
TR 400/110 kV Ugljevik	TR 220/110 kV Gradačac	103
TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	123
TR 220/110 kV Mostar 4 (2)	TR 220/110 kV Mostar 4 (1)	123

Ispad grane	Čvorište	Napon (kV)
-	-	-

7. Plan povećanja instalirane snage TS 110/x kV i zamjene transformatora 110/x kV radi potreba distribucije (preuzeto iz Modula 5)

Investicije na području EPHZHB:

DP Jug:

- do 2010. godine dovršetak izgradnje TS 110/10(20) kV Mostar 9, transformacija 110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA; za rezervno napajanje služi postojeći vod 35 kV i transformacije 35/10 kV;
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/10(20) kV Neum (110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA);
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/10(20) kV Kupres (110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA) radi brzog porasta opterećenja
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/35/10 kV Drvar (110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA);
- od 2011. do 2015. godine izgradnja TS 110/10(20) kV Ljubuški 2, dva transformatora 110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA
- od 2011. do 2015. godine zamjena transformatora u TS 110/SN Mostar 6 (2x40 MVA);
- ugradnja drugog transformatora 110/35/10(20) kV, 20/20/14 MVA u TS 110/SN Stolac nakon izgradnje voda 110 kV za dvostrano napajanje;
- od 2016. do 2020. godine izgradnja TS 110/10(20) kV Čitluk 2, jedan transformator 20 MVA;
- od 2016. do 2020. godine izgradnja TS 110/SN Mostar 11 na lokaciji Cim, osobito u slučaju potrebe priključka VE Planinica; u slučaju izostanka izgradnje VE analizirati alternativnu zamjenu transformatora u TS 110/SN Mostar 7 (2x40 MVA)

U slučaju izostanka ili kašnjenja razvoja plinske mreže na širem području Mostara porast opterećenja elektroenergetske mreže će biti značajno brži od planiranog u scenariju S2. U tom slučaju potrebno je planirati slijedeća dodatna ulaganja u transformaciju 110/SN:

- TS 110/35/10(20) kV Čapljina 2 na lokaciji prije prije planirane TS 35/10(20) kV Višići u slučaju značajnijeg porasta opterećenja

Osim navedenih, moguća je i ugradnji transformacije prema distribucijskoj mreži za potrebe distribucije (odnosno novih TS 110/SN) iz postrojenja 110 kV izgrađenih u prvom redu radi priključenja elektrana. Spominje se veliki broj lokacija potencijalnih VE, HE i TE, od kojih bi za TS 110/SN bile povoljne sljedeće:

- TS 110/35/10(20) HE Vrilo (već je planirana izgradnja TS 35/10(20) kV)
- TS 110/35/10 kV Rakitno (već je planirana izgradnja TS 35/10(20) kV) za priključak VE Poklečani
- TS 110/SN Ljubuški 3 na lokaciji Studenci, u slučaju potrebe priključenja malih hidroelektrana na vodotoku Trebižata

DP Centar i DP Sjever:

- do 2010. godine zamjena transformatora u TS 110/SN Novi Travnik (novi 110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA umjesto 110/35 kV 10/10 MVA starog preko 50 godina);
- do 2010. godine zamjena transformatora u TS 110/SN Vitez (novi 110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA umjesto 110/35 kV 10/10 MVA);
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Jajce 1 (110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA); transformator 110/35 kV služi za napajanje Elektrobosne;
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/20/10 kV Busovača (110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA);

- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/20/10 kV Uskoplje (110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA);
- od 2011. do 2015. godine izgradnja TS 110/20/10 kV Žepče s dva transformatora 110/10(20)/10 kV, 20/20/14 MVA;
- zamjena transformatora, odnosno ugradnja dva nova 110/10(20)/35 kV, 20/20/14 MVA u TS 110/35/10 kV Kiseljak nakon izgradnje voda 110 kV za dvostrano napajanje.

Investicije na području EPBiH:

ED Sarajevo

- do 2010. godine dovršetak izgradnje TS 110/10(20) kV Sarajevo 11, transformacija 110/10(20) kV 2x31,5 MVA
- do 2010. godine izgraditi TS 110/10(20) kV Sarajevo 12, transformacija 110/10(20) kV 2x31,5 MVA
- od 2011. do 2015. godine dograditi TS 110/10(20) kV Ilijaš uz postojeću u krugu željezare; nova transformatorska stanica preuzima opterećenje TS 35/10 kV Ilijaš;
- od 2011. do 2015. godine TS 110/35/10 kV Sarajevo 1 rekonstruirati u TS 110/20/10 kV, jedan transformator 31,5/31,5/21 MVA
- od 2011. do 2015. godine u TS 400/110 kV Sarajevo 10 ugraditi transformator 110/20/10 kV 31,5/31,5/21 MVA
- od 2011. do 2015. godine ugraditi drugi transformator u TS 110/20/10 kV Hadžići
- od 2016. do 2020. godine u TS 110/20/10 kV Sarajevo 1 ugraditi drugi transformator 31,5 MVA
- od 2016. do 2020. godine TS 110/35 Sarajevo 2 rekonstruirati u TS 110/10(20) kV 2x31,5 MVA
- od 2016. do 2020. godine transformator 110/35/20(10) kV, 31,5/21/31,5 MVA premjestiti iz TS 110/35/10 kV Sarajevo 2 u TS 110/35/10 kV Sarajevo 18
- od 2016. do 2020. godine u TS 400/110 kV Sarajevo 10 ugraditi drugi transformator 110/10 kV 2x31,5 MVA
- od 2016. do 2020. godine izgraditi TS 110/10(20) kV Sarajevo 6, 31,5 MVA, radi opskrbe prigradskog područja Betanije, na kojem je urbanističkim planom predviđena značajna izgradnja
- u slučaju potrebe zamjene transformatora radi starosti ili dodatnog porasta opterećenja većeg od planiranog, preporučuje se kupnja jedinica nazivne snage 40 MVA

U slučaju izgradnje slijedećih TS 110/SN, vezanih u prvom redu uz priključak malih hidroelektrana, potrebno je predvidjeti i primjenu za lokalnu distribuciju električne energije:

- do 2010. godine pojednostavnjena TS 110/10(20) kV Prača, transformacija 110/10(20) kV 8 MVA; glavni razlog izgradnje je priključak malih hidroelektrana, a koristila bi se i za potrebe distribucije električne energije
- od 2011. do 2015. godine pojednostavnjena TS 110/10(20) kV Ustikolina, transformacija 110/10(20) kV 10 MVA; glavni razlog izgradnje je priključak malih hidroelektrana, a koristila bi se i za potrebe distribucije električne energije.

ED Tuzla:

- do 2010. godine dovršetak izgradnje TS 110/35/10(20) kV Tuzla 3, dva transformatora 110/10(20)/35 kV 2x40/40/27 MVA
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Kladanj (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA)
- do 2010. godine zamjena transformatora 110/35/10 kV 20/20/14 MVA sa 110/10(20)/10 kV 31,5/31,5/10,5 kV u TS 110/SN Gračanica

- od 2011. do 2015. godine izgraditi TS 110/35 kV Rudnik soli Tušanj na lokaciji postojeće TS 35/6 kV, jedan transformator 40 MVA
- od 2011. do 2015. godine izgraditi TS 110/10(20) kV Tinja, jedan transformator 20 MVA
- od 2016. do 2020. godine TS 110/20 kV Doboj Istok preuzima dio opterećenja TS 110/35/10 kV Gračanica
- od 2016. do 2020. godine rekonstrukcija i zamjena transformatora u TS 110/SN Banovići, radi aktiviranja tercijara 10(20) kV; ugradnja dva transformatora 110/35/10(20) kV snage 31,5/31,5/10,5 MVA ili veće

Ostale TS 110/SN čija dinamika izgradnje nije točno precizirana ovim planom, ali su promatrane u drugim analizama razvoje elektroenergetske mreže su:

- TS 110/35 kV Kalesija; postojeće stanje zadovoljava potrebe distribucije, ali ne i stanje u slučaju stavljanja voda Tuzla 5 – Zvornik pod napon 110 kV
- TS 110/SN Lukavac II; izgradnja je vezana uz značajniji porast opterećenja planirane industrijske zone
- TS 110/SN Krivače; nije predviđena ovim planom; predlaže se kao alternativu analizirati TS 110/10(20) Živinice, po mogućnosti na lokaciji postojeće TS 35/10(20) kV Živinice 1

ED Zenica:

- do 2010. godine dovršetak izgradnje TS 110/35/20 kV Fojnica (postrojenje 110 kV, proširenje postrojenja 35 kV), jedan transformator 20 MVA
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Zavidovići (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA),
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Travnik 2 (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA),
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Maglaj (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA),
- od 2011. do 2015. godine izgradnja TS 110/35/10(20) kV Jelah (preporučuje se analizirati alternativu 110/10(20) kV), 31,5 MVA
- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Zenica 3, 40 MVA,
- od 2011. do 2015. godine u TS 110/SN Visoko zamijeniti transformatore ugradnjom dva transformatora 110/10(20)/35 kV 31,5/31,5/10,5 MVA ili 40/40/27 MVA.

Za potrebe priključenja malih hidroelektrana na području Olova i istodobno rješavanje pouzdanosti opskrbe tog područja električnom energijom planirana je:

- od 2011. do 2015. godine izgradnja TS 110/35/10(20) kV Olovo, 20 MVA

Ostale TS 110/SN čija dinamika izgradnje nije točno precizirana ovim planom, ali su promatrane u drugim analizama razvoje elektroenergetske mreže su:

- TS 110/20 kV Bugojno 2; izgradnja je vezana uz značajniji porast opterećenja planirane industrijske zone
- TS 110/35/20 kV Turbe; izgradnja je vezana uz značajniji porast opterećenja turističkog područja Vlačića
- proširenje TS 110/SN Zenica 4 i ugradnja drugog transformatora; izgradnja je vezana uz značajniji porast opterećenja planirane industrijske zone u krugu Željezare Zenica
- TS 110/20/10 kV Voljevac; izgradnja je vezana uz priključak hidroelektrana

ED Bihać:

- do 2010. godine dovršiti izgradnju TS 110/10(20) kV Bužim, jedan transformator snage do 20 MVA
- do 2010. godine dogradnja TS 110/SN Kulen Vakuf, jedan transformator 110/20 kV snage do 20 MVA
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Ključ (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA)
- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Cazin 1 (110/10(20)/35 kV 20/20/14 MVA)
- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Bihać 2 (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA)

U slučaju porasta opterećenja većeg od planiranog, u prvom redu radi poslovne zone, treba predvidjeti:

- TS 110/SN Bihać 3 na jugozapadnom dijelu Općine Bihać

U slučaju izgradnje i priključka elektrana na mrežu 110 kV, potrebno je procijeniti potrebu dogradnje postrojenja 10(20) kV za potrebe lokalne distribucije električne energije.

ED Mostar:

Na temelju dodijeljenih koncesija i poznatih planova izgradnje hidroelektrana, planirana je u prvom redu za njihov priključak, ali i za potrebe distribucije električne energije:

- do 2010. godine izgradnja TS 110/35/10(20) kV Buturović Polje, 31,5 MVA

Osim navedenih, potrebno je predvidjeti i mogućnost ugradnje transformacije za potrebe distribucije u slijedećim TS 110/SN čija izgradnja je vezana uz priključak elektrana:

- TS 110/SN Glavatičevo u slučaju izgradnje HE Glavatičevo, čime bi se riješio problem opskrbe električnom energijom tog izoliranog područja
- TS 110/35/10(20) kV Zalik u slučaju potrebe priključenja vjetroelektrana na području Mostara

Investicije na području EPRS:

Elektrokrajina:

Zaključno, nakon dovršetka izgradnje TS 110/10(20) kV Banja Luka 9, Šipovo i Laktaši 2, u promatranom razdoblju planiran je sljedeći razvoj transformacije 110/35 kV i 110/10(20) kV (troškovi su uključeni u Modul 4):

- od 2010. godine u TS 110/SN Banja Luka 4 zamjena oba transformatora s dva 110/20/10 kV, 40/40/14 MVA (nije nužno već do 2010. godine, nego bi se moglo iza 2015. godine, ali bi se tada do 2010. godine trebalo kupiti više transformatora snage 20/20/14 MVA, kojih bi se onda iza 2015. godine pojavio višak);
- od 2010. godine u TS 110/SN Prnjavor ugradnja drugog transformatora 110/20/10 kV (20/20/13,4 MVA iz Banja Luka 4);
- od 2010. godine u TS 110/SN Kotor Varoš ugradnja drugog transformatora 110/20/10 kV (20/20/6,67 MVA iz Banja Luka 4);
- do 2010. godine u TS 110/SN Banja Luka 3 zamjena transformatora 110/20/10 kV 20/20/13,4 MVA s 40/40/14 MVA
- od 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Prijedor 3 (novi 110/10(20)/10 kV snage barem 20/20/14 MVA ili primjerice transformator 110/20/10 kV 20/20/13,4 MVA iz TS 110/SN Banja Luka 3);
- od 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Srbac (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA);

- od 2010. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Mrkonjić Grad (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA);
- od 2011. do 2015. godine izgradnja TS 110/20/10 kV Prnjavor 2, jedan transformator 110/20/10 kV 20/20/14 MVA;
- od 2011. do 2015. godine u TS 110/SN Banja Luka 2 zamjena transformatora 110/10/10 kV 20/20/6,6 MVA s 40/40/14 MVA;
- od 2011. do 2015. godine u TS 110/SN Banja Luka 3 zamjena (drugog) transformatora 110/20/10 kV, 40/26/26 MVA s 40/40/14 MVA;
- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Banja Luka 5 (novi 110/10(20)/10 kV snage barem 20/20/14 MVA ili primjerice transformator 110/20/10 kV, 40/26/26 MVA iz TS 110/SN Banja Luka 3);
- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Novi Grad (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA).

Elektro Doboj:

- od 2010. godine u TS 110/SN Teslić ugradnja drugog transformatora 110/35/10 kV 20/20/14 MVA;
- od 2010. godine u TS 110/SN Modriča ugradnja drugog transformatora (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA);
- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Doboj 3 (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA);
- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Stanari (110/35 kV snage minimalno 10 MVA ili kakav drugi transformator, po mogućnosti 110/35/10 kV).

U slučaju značajnijeg porasta potrošnje električne energije od planiranog, primjerice radi intenzivnijeg razvoja industrijskih zona, u urbanističkim planovima su predviđeni slijedeći objekti:

- TS 110/SN Rudanka
- TS 110/SN Modriča 2

Elektro Bijeljina:

- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Vlasenica (110/35/10 kV snage barem 20/20/14 MVA);
- od 2011. do 2015. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Zvornik (110/35/10 kV snage barem 20/20/14 MVA);
- od 2016. do 2020. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Lopare (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA);

Elektrodistribucija Pale:

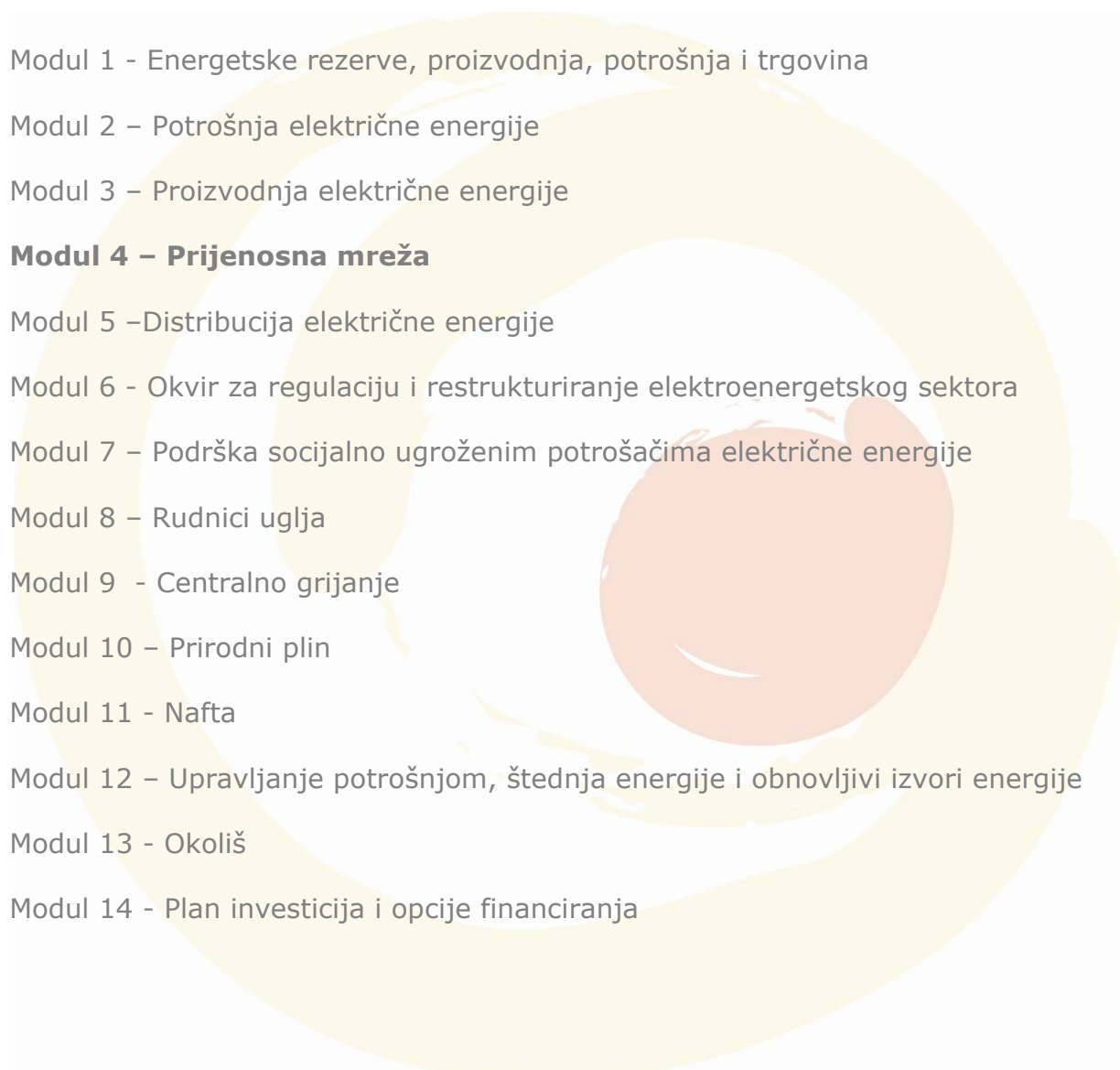
- od 2016. do 2020. godine zamjena transformatora u TS 110/SN Pale (110/10(20)/35 kV 40/40/14 MVA);
- od 2016. do 2020. godine ugradnja drugog transformatora u TS 110/SN Sokolac (110/10(20)/35 kV 20/20/14 MVA, primjerice iz TS 110/SN Pale).

Elektrohercegovina:

- do 2010. godine ugradnja drugog transformatora (110/10(20)/10 kV 20/20/14 MVA) u TS 110/SN Nevesinje,
- od 2011. do 2015. godine izgradnja TS 110/35/10 kV Trebinje 3.

Investicije na području EDBD:

- od 2010. godine u TS 110/SN Brčko 2 zamijeniti transformator 110/35/10 kV 20/20/6,67 MVA transformatorom 110/35/10 kV 40/40/27 MVA);



Modul 1 - Energetske rezerve, proizvodnja, potrošnja i trgovina

Modul 2 – Potrošnja električne energije

Modul 3 – Proizvodnja električne energije

Modul 4 – Prijenosna mreža

Modul 5 –Distribucija električne energije

Modul 6 - Okvir za regulaciju i restrukturiranje elektroenergetskog sektora

Modul 7 – Podrška socijalno ugroženim potrošačima električne energije

Modul 8 – Rudnici uglja

Modul 9 - Centralno grijanje

Modul 10 – Prirodni plin

Modul 11 - Nafta

Modul 12 – Upravljanje potrošnjom, štednja energije i obnovljivi izvori energije

Modul 13 - Okoliš

Modul 14 - Plan investicija i opcije financiranja