

Plan odbrane EES BiH od velikih poremećaja



NOSBIH

Februar 2015



Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini
Независни оператор система у Босни и Херцеговини
Neovisni operator sustava u Bosni i Hercegovini

**NAZIV
ZADATKA:** **PLAN ODBRANE EES BIH OD VELIKIH POREMEĆAJA**

URAĐEN OD: **NEZAVISNI OPERATOR SISTEMA U BOSNI I
HERCEGOVINI**
Rješenje Generalnog direktora NOS BiH
br. 03-2406/13 od 11.09.2013.

**Odgovorni
obrađivač:** **mr Husnija Ferizović, dipl.inž.el.**

**Koordinator
aktivnosti:** **mr Senad Hadžić, dipl.inž.el.**

Obrađivači: **mr Senad Hadžić, dipl.inž.el**
Bojan Zečević, dipl.inž.el.
Aldin Mešanović, dipl.inž.el.
Bojan Popović, dipl.inž.el. - Elektroprenos BiH

Generalni Direktor

mr. sci. Josip Dolić

SADRŽAJ

1.	UVOD	4
2.	AKTUELNO STANJE EES BiH	6
2.1	Opšti opis	6
2.1.1	Formiranje simulacionih modela elektroenergetskog sistema	8
2.2	Tipovi zaštitnih uređaja i uređaja sistemske automatike u EES-u BiH	15
2.2.1	Zaštita dalekovoda	18
2.2.2	Zaštita transformatora	32
2.2.3	Zaštita sabirnica	36
2.2.4	Sistemska automatika	38
2.3	Pregled karakteristika i podešenja parametara regulatora	44
2.4	Pregled potrošnje po trafostanicama	45
3.	KLASIFIKACIJA STANJA EES-a I RAZMJENA INFORMACIJA	49
3.1	Tipovi ispada i kriteriji za ocjenu sigurnosti EES BiH.	50
3.1.1	Tipovi ispada	51
3.2	Analiza/simulacija kaskadnih ispada (N-1-1) kritičnih elemenata EES BiH	52
3.3	Regionalni pristup – određivanje oblasti opservabilnosti (od uticaja na sigurnost rada) EES BiH	64
3.4	Ocjena sigurnosti rada EES-a BiH	66
3.5	Koordinacija korektivnih mjera u slučaju havarijskih uslova u EES-u BiH i regionalna koordinacija (rad interkonektivnih DV)	69
3.6	Rasterećenje EES-a BiH	72
3.6.1	Automatsko podfrekventno rasterećenje	73
3.6.2	Havarijsko ručno rasterećenje	74
3.6.3	Smanjenje opterećenja inicirano od strane NOS BiH	74
3.7	Proces ponovnog uspostavljanja EES-a BiH	75
4.	KLASIFIKACIJA STABILNOSTI ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA U SKLADU SA DOKUMENTIMA IEEE/CIGRE	77
4.1	Mjere za održavanje stabilnosti frekvencije	78
4.1.1	Primarna regulacija	78
4.1.2	Automatsko podfrekventno rasterećenje	80
4.2	Mjere za održavanje naponske stabilnosti	86

4.2.1	Elektrane.....	87
4.2.2	Transformatori.....	88
4.2.3	Kompenzacijski uređaji.....	89
4.2.4	Procjena naponske stabilnosti u EES-a BiH.....	90
4.3	Mjere za održavanje ugaone stabilnosti rotora	103
4.3.1	Analiza tranzijentne stabilnosti, proračun kritičnog vremena otklanjanja kvara i procjena rezerve tranzijentne stabilnosti sistema.....	103
4.3.2	Proračun kritičnog vremena isključenja kvara (CCT).....	112
4.3.3	Analiza sistema na male poremećaje (sopstvene vrijednosti matrice stanja).....	116
5.	ZAHTJEVI ZA GENERATORE	120
6.	ZAKLJUČCI	123
7.	LITERATURA.....	128
8.	PRILOZI.....	129

1. UVOD

Plan odbrane elektroenergetskog sistema (EES) Bosne i Hercegovine (BiH) od velikih poremećaja temelji se na odredbama Zakona o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prenosni sistem u Bosni i Hercegovini i Mrežnog kodeksa BiH, a u skladu je sa tehničkim preporukama ENTSO – E Operativnog priručnika [3] i procedurama, preporukama i pravilima ENTSO-E – Regionalne grupe kontinentalna Evropa (RG CE) za planove odbrane u sinhronoj oblasti kontinentalne Evrope [5].

Osnovna je svrha Plana odbrane elektroenergetskog sistema od velikih poremećaja (u daljem tekstu: Plan odbrane) osigurati zaštitne procedure koje sprječavaju narušavanje stabilnog i sigurnog rada elektroenergetskog sistema.

Siguran rad elektroenergetskog sistema je definisan kao sposobnost da se obezbijedi normalno funkcionisanje EES-a, da se ograniči trajanje i broj poremećaja, da se spriječi bilo koji veliki poremećaj i da se ograniče posljedice velikog kolapsa kada se desi, također sa ciljem da se olakša vraćanje sistema u normalan rad nakon raspada.

Operator prenosnog sistema, u koordinaciji sa Elektroprenosom BiH, je odgovoran za siguran i stabilan rad elektroenergetskog sistema, te zajedno s ostalim korisnicima prenosne mreže donosi i usklađuje Plan odbrane, i brine se za koordinaciju primjene Plana odbrane u procesu rada. Mjere iz Plana odbrane provode svi korisnici prenosnog sistema i za njih su obavezne. Plan odbrane i pripadni dodaci izrađeni su u skladu s Mrežnim kodeksom elektroenergetskog sistema [6] gdje se navodi odgovornost NOS BiH-a za izradu Plana odbrane.

Ovaj dokument predstavlja uputstvo dispečerima prenosne mreže o postupcima u slučaju pojave poremećaja, dok je zadatak plana odbrane rano prepoznavanje kritičnih stanja u EES-u Bosne i Hercegovine izazvanih usljed više događaja male vjerovatnoće, kao i preporuke korektivnih mjera, kako automatskih tako i dispečerskih, koje će se primjeniti, kako bi se spriječilo širenje i posljedice poremećaja.

Poremećaji u jednom elektroenergetskom sistemu ne smiju se širiti na susjedne elektroenergetske sisteme koji rade u ENTSO – E sinhrono povezanom prenosnom sistemu.

Sinhroni rad interkonektivnog sistema kontinentalne Evrope omogućuje visok nivo sigurnosti i pouzdanosti napajanja potrošača električnom energijom i to na najefikasniji način. Osnovna karakteristika velikih interkonekcija jeste značajno podignut nivo sigurnosti u radu pojedinačnih elektroenergetskih sistema usljed pomoći susjednih EES-a povezanih interkonektivnim dalekovodima. Globalno visok nivo sigurnosti u dobro povezanim i kompleksnim prenosnim mrežama može biti drastično narušen štetnim uticajem prenošenja poremećaja na susjedne oblasti pa i na čitav sistem naročito u slučaju ekstremnih ispada i izazivajući prekide u napajanju potrošača električnom energijom. Ekonomske i privredne posljedice djelimičnog ili totalnog raspada elektroenergetskih sistema su ogromne tako da je smanjenje vjerovatnoće njihove pojave od najveće važnosti.

U jednom veoma kompleksnom i složenom sistemu, poremećaji se za vrlo kratko vrijeme mogu proširiti na veoma veliku oblast. Bez obzira na oprez, u bilo kom trenutku može doći do pojave kratkotrajnih nesigurnih operativnih stanja zbog uzastopnih ispada. Iskustvo pokazuje da čak i jednostavan incident može vrlo brzo da se pretvori u poremećaj velikih razmjera. Operatori prenosnog sistema (TSO-i) zbog toga moraju da primjene sve potrebne mjere kako bi što efikasnije

ograničile posljedice poremećaja bilo koje vrste u granicama oblasti svoje operativne odgovornosti. Međutim, budući da električne pojave ne poznaju granice, potrebne su konsultacije i koordinisana akcija između susjednih sistema radi utvrđivanja efikasnih preventivnih i korektivnih mjera.

U skladu sa navedenim razvijen je N-1 princip (kriterij sigurnosti) sa ciljem da svaki TSO spriječi bilo kakvo širenje jednog incidenta, u smislu „bez kaskadnih poremećaja sa uticajem van svojih granica“. Tada princip (N-1) treba da spriječi havarijsko stanje koje se pojavljuje kao rezultat kombinacije događaja. Koordinacija između TSO-a doprinosi poboljšavanju međusobne solidarnosti (radi suočavanja sa rizicima) koja proizilazi iz rada povezane mreže i spriječava poremećaje, obezbjeđuje podršku u slučaju ispada s namjerom smanjenja njihovog uticaja i obezbjeđuje strategije ponovnog uspostavljanja sistema nakon raspada. Ova koordinacija se i dalje intenzivno razvija tako da danas pokriva nove aspekte vezane za tržišne mehanizme.

Uzevši u obzir izvještaje o kritičnim havarijskim situacijama širokih razmjera od kojih je najznačajnija ona koja je pogodila kontinentalni dio evropske interkonekcije 04.11.2006. godine i ostavila bez napajanja električnom energijom milione stanovnika u različitim državama, ENTSO-E – Regionalna Grupa Kontinentalna Evropa je definisala procedure, preporuke i pravila koje moraju biti poštovane od strane svakog pojedinačnog operatora prenosne mreže kako bi se spriječile pojave i umanjile posljedice incidenata u mreži.

U skladu sa ovim procedurama i pravilima RG CE [3,4,5] za planove odbrane i preporukama ENTSO-E operativnog priručnika [1,2,3,4] napravljen je i Plan odbrane EES BiH sa mogućnošću njegovog ažuriranja u perspektivi u slučaju značajnijih promjena u sistemu BiH ili u okruženju. U ovome dokumentu su urađene analize sistema u stacionarnom stanju, analizirane akcije kojima bi se minimizovale razmjere i posljedice malo vjerovatnih nepredviđenih poremećaja ili serija poremećaja koji nisu lokalnog karaktera, a koji mogu dovesti elektroenergetski sistem u kritično stanje ili totalni raspad. U Planu odbrane su izvršene analize mogućih kritičnih stanja u mreži i predložene mjere, koje je potrebno preduzeti kako bi se spriječio djelimičan ili potpuni raspad sistema, a kompletna procedura restauracije sistema u slučaju raspada je obrađena u posebnom dokumentu pod nazivom Plan obnove EES BiH. Izrada ovakvih dokumenta uz saradnju sa Elektroprenosom BiH i korisnicima, predstavlja obavezu kompanije NOS BiH kao operatora prenosne mreže u skladu sa odgovornostima datim u Zakonu o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prenosni sistem u Bosni i Hercegovini.

Važno je istaći da, iako je cjelokupna sigurnost i stabilnost EES-a BiH u nadležnosti NOS BiH, zahtjevani nivo sigurnosti i stabilnosti EES-a se može održati isključivo uz pomoć svih elektroenergetskih subjekata uključujući proizvodne i distributivne kompanije, kao i kvalifikovane potrošače u okviru kojih se značajni dio predviđenih odbrambenih akcija automatskih (zaštitnih uređaja) i ručnih mora implementirati.

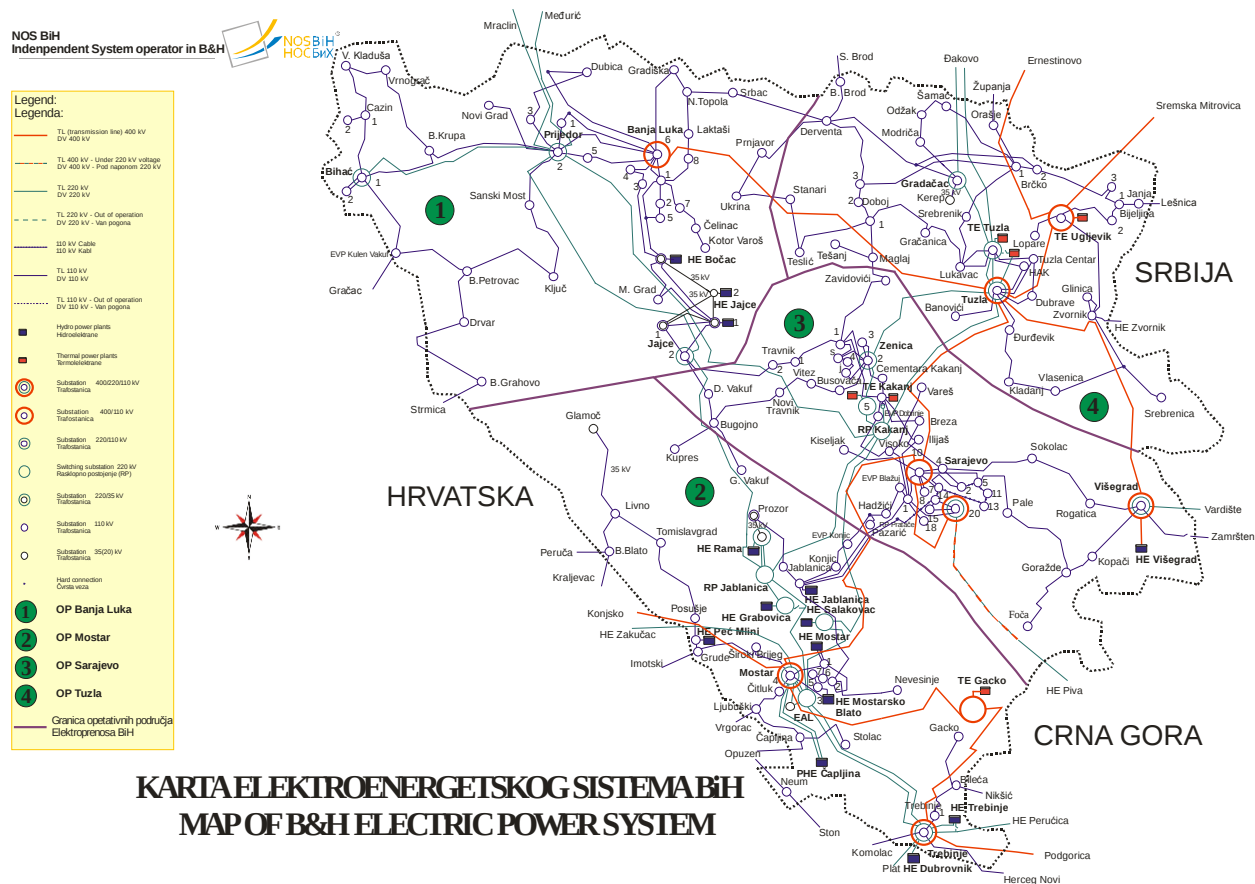
Preporuke i zaključci dati u okviru ovog dokumenta predstavljaju osnovu za razvoj tehničkih standarda i harmonizaciju zakonskih okvira svih relevantnih elektroenergetskih subjekata u Bosni i Hercegovini kako bi se osigurala implementacija Plana odbrane od velikih poremećaja u EES BiH.

2. AKTUELNO STANJE EES BiH

2.1 Opšti opis

Elektroenergetski sistem BiH predstavlja objedinjenu cijelinu, u kojoj se istovremeno odvijaju podprocesi proizvodnje, prenosa, distribucije i potrošnje električne energije. Da bi se osigurala od ENTSO-E zahtjevana sigurnost rada EES BiH neophodna je koordinacija i aktivno učešće svih faktora koji se javljaju u podprocesima proizvodnje, prenosa, distribucije i potrošnje.

Na slici 2.1. predstavljeno je aktuelno stanje EES BiH.



Slika 2.1. Karta EES BiH

Prenosna mreža u BiH je realizovana kroz tri naponska nivoa 400 kV, 220 kV i 110 kV. U tabelama 2.1. i 2.2. prikazani su osnovni podaci prenosne mreže BiH.

Tabela 2.1. – Podaci o dalekovodima po naponskim nivoima

Naponski nivo (kV)	Broj dalekovoda	Broj interkonektivnih vodova	Dužina (km)
400	14	4	864,73
220	42	10	1524,40
110	228	22	3888,79
110 - kabl	6	-	31,78
UKUPNO	279	30	6309,70

Tabela 2.2. – Podaci o transformatorskim stanicama po naponskim nivoima

Naponski odnos (kV/kV)	Broj transformatora	Instalisani kapacitet (MVA)
400/220	7 (400 MVA)	2800,0
400/110	7 (300 MVA)	2100,0
220/110	14 (150 MVA)	2100,0
110/x	225	5367,5
UKUPNO	253	12367,5

Na prenosnu mrežu BiH, po svim naponskim nivoima injektirane su snage konvencionalnih proizvodnih jedinica, tj. injektira se proizvodnja iz hidroelektrana i termoelektrana. U tabeli 2.3. prikazana je instalirana snaga proizvodnih kapaciteta po naponskim nivoima.

Tabela 2.3. – Instalirane snage po naponskim nivoima

Proizvodni kapacitet	Naponski nivo 400 kV- Instalisana snaga (MW)	Naponski nivo 220 kV- Instalisana snaga (MW)	Naponski nivo 110 kV- Instalisana snaga (MW)	UKUPNO (MW)
Termoelektrane	600	845	320	1765
Hidroelektrane	315	1205	503	2023
UKUPNO	915	2050	823	3788

Maksimalno satno opterećenje u 2013.god. je iznosilo 2074 MW i zabilježeno je 24.12.2013.god. u 18:00 satu. Minimalno satno opterećenje u 2013.god. je iznosilo 866 MW i zabilježeno je 02.05.2013. u 06:00 satu.

U EES BiH ne postoje kondenzatorske baterije i prigušnice za kompenzaciju reaktivne energije. Naponske prilike i tokovi reaktivne energije se isključivo regulišu u samim proizvodnim jedinicama i topološkom promjenom uklopnog stanja pojedinih elemenata EES BiH.

2.1.1 Formiranje simulacionih modela elektroenergetskog sistema

Izrada Plana odbrane EES-a BiH od velikih poremećaja, bazirana je na iskustvu stečenom u praksi operativnog planiranja i upravljanja u realnom vremenu na zadacima analize sigurnosti i obezbijedenja sigurnosti EES-a BiH u proteklom periodu.

U tom smislu, za potrebe izrade Plana odbrane EES-a BiH od velikih poremećaja, analize sistema u stacionarnom stanju i analize stabilnosti sistema uradiće se za karakteristične režime rada EES-a BiH u toku 2013. godine, za:

- Režim maksimalnog opterećenja EES BiH
- Režim minimalnog opterećenja EES BiH

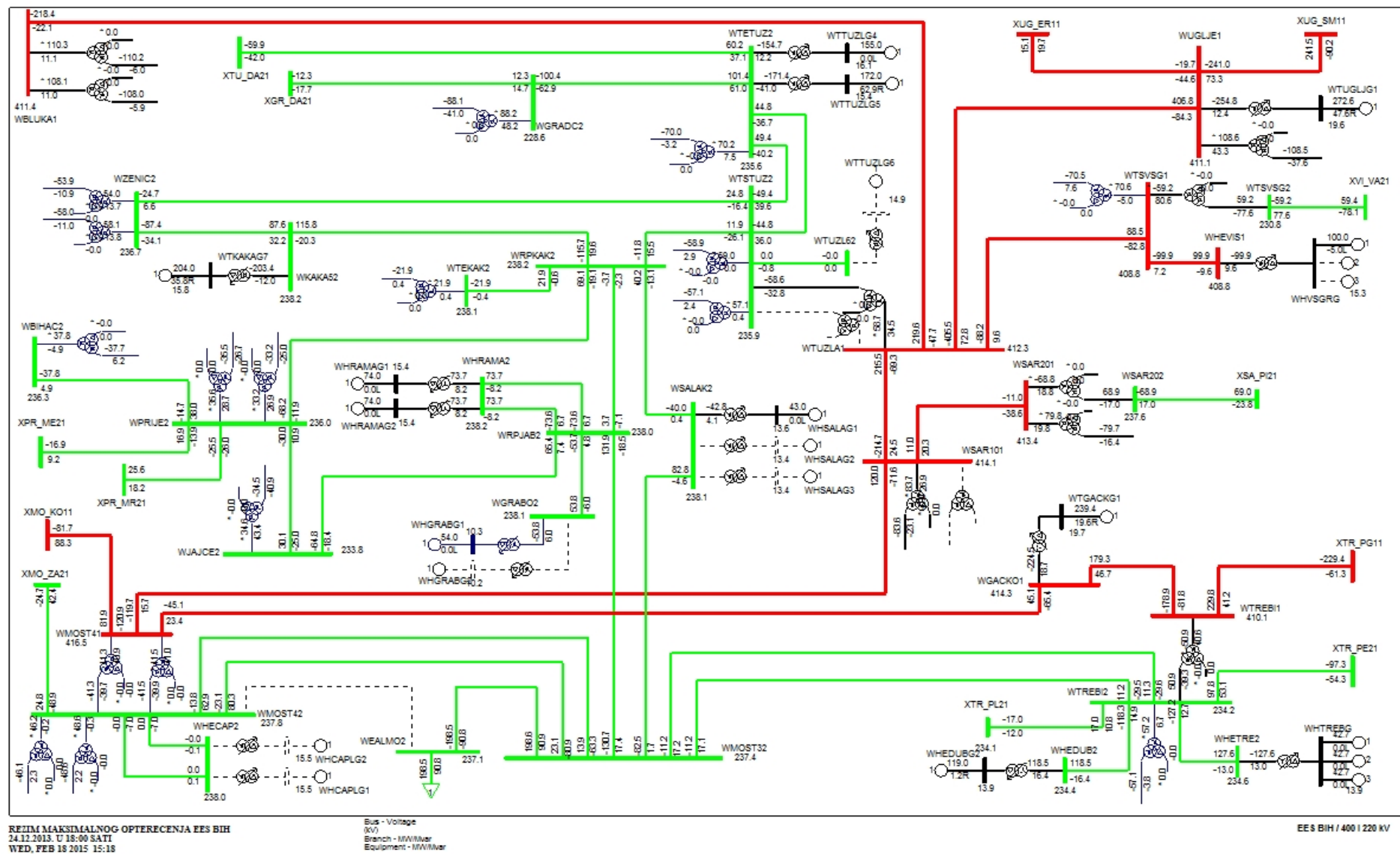
Da bi se provele navedene analize formirani su simulacioni modeli EES-a za karakteristične režime maksimalnog i minimalnog opterećenja EES-a BiH. Simulacioni modeli EES-a formirani su na nivou EES-a zemalja/regije jugoistočne Evrope.

U ovim simulacionim modelima, EES BiH je modelovan na 400, 220 i 110 kV naponskom nivou na bazi topološke strukture prenosne mreže i dnevnih izvještaja NOS BiH za 24.12.2013. u 18:00 satu i 02.05.2013. u 06:00 satu. U dnevnim izvještajima dat je pregled satnog angažovanja proizvodnih jedinica u EES-u BiH i satna procjena konzuma po elektroprivrednim kompanijama.

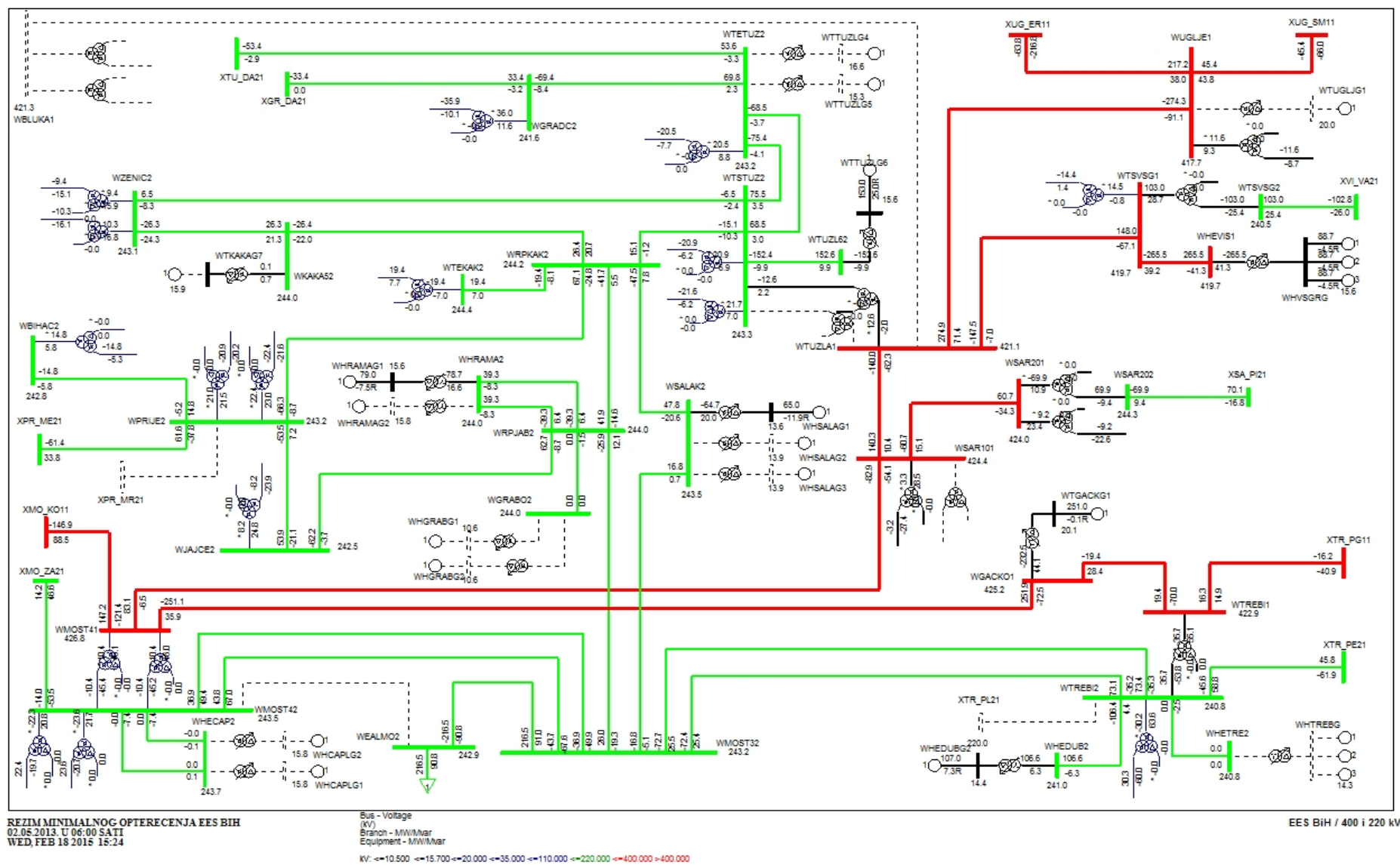
Modeli EES-a susjednih zemalja Hrvatske, Srbije i Crne Gore razmjenjeni su u vidu SNAPSHOT fajlova za 24.12.2013. u 18:00 satu i 02.05.2013. u 06:00 satu, u kojima bilans proizvodnje, bilans potrošnje i topološka struktura prenosne mreže odgovara stvarnim vrijednostima/stanjima registrovanim na SCADA sistemima susjednih operatera. Ovi modeli su dati u UCT formatu i takođe su modelovani na 400, 220 i 110 kV naponskom nivou.

Modeli EES-a ostalih zemalja jugoistočne Evrope razmjenjeni su u vidu DACF fajlova (Day Ahead Congestion Forecast file – dan unaprijed prognozirani fajlovi za provjeru zagušenja) za 24.12.2013. u 18:00 satu i 02.05.2013. u 06:00 satu. U DACF fajlovima se u UCT formatu daje prognozirani bilans proizvodnje, bilans potrošnje i topološka struktura prenosne mreže nekog EES-a na naponskom nivou 400 i 220 kV.

Spajanjem modela EES-a BiH i modela EES-a susjednih zemalja dobijeni su simulacioni modeli regije jugoistočne Evrope koji su relevantni za provođenje analiza sistema u stacionarnom stanju. Rezultati proračuna tokova snaga i naponskih prilika u EES BiH za 24.12.2013. u 18:00 satu i 02.05.2013. u 06:00 satu, prikazani su na slikama 2.2. i 2.3.



Slika 2.2. Rezultati proračuna tokova snaga i naponskih prilika u EES-u BiH, 24.12.2013. god. u 18:00 sati



Slika 2.3. Rezultati proračuna tokova snaga i naponskih prilika u EES-u BiH, 02.05.2013. god. u 06:00 sati

Osnovne karakteristike razmatranog režima rada EES-a BiH, 24.12.2013. god. u 18:00-om satu su:

Bilans snaga EES-a BiH

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, MAR 13 2014 15:52											
REZIM MAKSIMALNOG OPTEREĆENJA EES BIH AREA TOTALS											
24.12.2013. U 18:00 SATI											
IN MW/MVAR											
FROM ---ASSIGNED TO THE AREA---											
TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-											
X-- AREA --X	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES
RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	
13	2151.0	0.0	0.0	2031.6	0.0	0.0	3.8	0.0	38.5	45.2	77.1
BA	322.0	0.0	0.0	496.0	0.0	0.0	38.2	904.2	412.3	219.6	279.6
COLUMN	2151.0	0.0	0.0	2031.6	0.0	0.0	3.8	0.0	38.5	45.2	77.1
TOTALS	322.0	0.0	0.0	496.0	0.0	0.0	38.2	904.2	412.3	219.6	279.6

Opterećenja dalekovoda i transformatora:

REZIM MAKSIMALNOG OPTEREĆENJA EES BIH
24.12.2013. U 18:00 SATI
OUTPUT FOR AREA 13 [BA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)

400 kV
CURRENT LOADINGS ABOVE 30.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
10101	WUGLJE1	400.00*	13	10121	WTUZLA1	400.00	13	1	407.3	1329.5	30.6
10101	WUGLJE1	400.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	113.9	300.0	38.0	
10113	WBLUKA1	400.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	107.9	300.0	36.0	
10113	WBLUKA1	400.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	2	105.7	300.0	35.2	

220 kV
CURRENT LOADINGS ABOVE 30.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
10103	WTETUZ2	220.00	13	10128	WGRADC2	220.00*	13	1	113.9	301.0	37.8
10103	WTETUZ2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	65.8	150.0	43.9	
10105	WKAKA52	220.00*	13	10130	WRPKAK2	220.00	13	1	109.0	301.0	36.2
10108	WHETRE2	220.00*	13	10116	WTREBI2	220.00	13	1	120.3	301.0	40.0
10116	WTREBI2	220.00	13	10982	XTR_PE21	220.00*	2	1	103.8	301.0	34.5
10116	WTREBI2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	61.4	150.0	40.9	
10123	WTSTUZ2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	4	53.3	150.0	35.5	
10123	WTSTUZ2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	3	55.0	150.0	36.6	
10126	WTSVSG2	220.00	13	10984	XVI_VA21	220.00*	2	1	94.1	301.0	31.2
10128	WGRADC2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	96.7	150.0	64.4	
10129	WRPJAB2	220.00*	13	10134	WMOST32	220.00	13	1	124.1	301.0	41.2
10132	WZENIC2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	51.8	150.0	34.5	
10132	WZENIC2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	2	55.5	150.0	37.0	
10133	WJAJCE2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	52.2	150.0	34.8	
10134	WMOST32	220.00	13	10136	WEALMO2	220.00*	13	1	202.6	602.1	33.6
10135	WMOST42	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	4	45.1	150.0	30.0	

110 kV
CURRENT LOADINGS ABOVE 40.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
10137	WTREBI5	110.00	13	10983	XTR_HN51	110.00*	2	1	62.5	89.0	70.2
10137	WTREBI5	110.00*	13	10994	XTR_KO51	110.00	2	1	39.4	89.5	44.0
14106	WBLUK15	110.00*	13	14110	WBLUK65	110.00	13	1	45.7	89.0	51.3
14106	WBLUK15	110.00*	13	14110	WBLUK65	110.00	13	2	54.8	121.9	44.9
14113	WBRCK25	110.00	13	14195	WBJEL35	110.00*	13	1	37.8	89.0	42.5
14149	WTUGLJ5	110.00	13	14178	WBJEL25	110.00*	13	1	71.4	121.9	58.5
14177	WBJEL15	110.00*	13	14178	WBJEL25	110.00	13	1	71.3	121.9	58.5
14177	WBJEL15	110.00*	13	14195	WBJEL35	110.00	13	1	58.2	121.9	47.8
16108	WCEMEN5	110.00*	13	16148	WTKAKA5	110.00	13	1	56.7	121.9	46.5
16115	WGRACA5	110.00	13	16127	WLUKA15	110.00*	13	1	56.7	121.9	46.5
16119	WHJABL5	110.00	13	16129	WMOST25	110.00*	13	1	40.4	87.1	46.4
16127	WLUKA15	110.00*	13	16149	WTUZI5	110.00	13	2	58.1	121.9	47.7
16148	WTKAKA5	110.00	13	16162	WZENI15	110.00*	13	1	43.1	97.0	44.5
16161	WZAVID5	110.00*	13	16162	WZENI15	110.00	13	1	50.9	121.9	41.8
18104	WMOST45	110.00	13	18111	WCITLU5	110.00*	13	1	61.8	121.9	50.7

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	----------	-----------	------	-------	-------	------	----------	-----------	------	-------	-------

```

* NONE *
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1000:
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *

```

U skladu sa bilansom snaga angažovanje proizvodnih jedinica u 18:00-om satu iznosi 2151 MW (proizvodnja TE Gacko i TE Ugljevik modelovana na generatoru a za ostale jedinice na pragu elektrane). Ostvarena razmjena/izvoz aktivne snage iz EES-a BiH u susjedne sisteme iznosi 45.2 MW a ukupno opterećenje sistema je 2074 MW (uključujući i gubitke 42.3 MW).

Na 400 kV naponskom nivou najopterećeniji elementi EES-a BiH su transformatori 400/110 kV, 300 MVA, u TS Ugljevik i TS Banja Luka 6, opterećeni 38 % odnosno 36 % i 35.2 % respektivno, u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Najopterećeniji 400 kV dalekovod je Ugljevik – Tuzla, opterećen 30.6 % u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Na 220 kV naponskom nivou najopterećeniji elementi su transformatori 220/110 kV, 150 MVA, u TS Gradačac i TE Tuzla, opterećeni 64.4 % odnosno 43.9 % respektivno, u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Najopterećeniji 220 kV dalekovod je RP Jablanica – Mostar 3, opterećen 41.2 % u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Najopterećeniji 110 kV dalekovodi su Trebinje – Herceg Novi, opterećen 70.2 %, Ugljevik – Bijeljina 2 i Bijeljina 2 – Bijeljina 3 opterećeni 58.5 % u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje.

Vrijednosti napona na svim 400, 220 i 110 kV čvorištima EES-a BiH u razmatranom režimu su unutar naponskih granica definisanih Mrežnim kodeksom [6].

Napon na mjestu priključka Korisnika na prenosnu mrežu u normalnom pogonu održavaće se:

- za 400 kV mrežu između 380 kV i 420 kV ,
- za 220 kV mrežu između 198 kV i 242 kV ,
- za 110 kV mrežu između 99 kV i 121 kV.

U poremećenom pogonu, iznosi napona na mjestima priključka korisnika mreže na prenosnu mrežu mogu biti u sljedećim granicama:

- u mreži 400 kV: 360 - 420 kV,
- u mreži 220 kV: 187 - 245 kV,
- u mreži 110 kV: 94 - 123 kV.

Osnovne karakteristike razmatranog režima rada EES-a BiH, 02.05.2013. god. u 06:00-om satu su:

Bilans snaga EES-a BiH

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E						THU, MAR 13 2014 15:55					
REZIM MINIMALNOG OPTERECENJA EES BIH						AREA TOTALS					
02.05.2013. U 06:00 SATI											
						IN MW/MVAR					
		FROM ---ASSIGNED TO THE	TO THE	AREA---		TO				-NET INTERCHANGE-	
		GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GENE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES
X--	AREA --X	RATION GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS
13		1330.0	0.0	0.0	841.6	0.0	0.0	3.0	0.0	21.4	446.3 464.3
BA		-10.3	0.0	0.0	392.7	0.0	0.0	30.4	855.4	221.1	172.9 200.9
COLUMN		1330.0	0.0	0.0	841.6	0.0	0.0	3.0	0.0	21.4	446.3 464.3
TOTALS		-10.3	0.0	0.0	392.7	0.0	0.0	30.4	855.4	221.1	172.9 200.9

Opterećenja dalekovoda i transformatora:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, MAR 27 2014 15:44
 REZIM MINIMALNOG OPTERECENJA EES BIH
 02.05.2013. U 06:00 SATI
 OUTPUT FOR AREA 13 [BA]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)

400 kV

CURRENT LOADINGS ABOVE 20.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS# X-- NAME --X	BASKV AREA	BUS# X-- NAME --X	BASKV AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT				
10101 WUGLJE1	400.00* 13	10121 WTUZLA1	400.00 13	1	276.8	1329.5	20.8				
10114 WTSVSG1	400.00* 13	3WNDTR	WND 1	13	1	101.9	400.0	25.5			

220 kV

CURRENT LOADINGS ABOVE 30.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X												
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	
10116	WTREBI2	220.00*	13	3WNDTR	WND 1	13	1	64.3		150.0	42.9	
10126	WTSVSG2	220.00	13	10984 XVI_VA21	220.00*	2	1	97.3		301.0	32.3	
10134	WMOST32	220.00	13	10136 WEALMO2	220.00*	13	1	212.6		602.1	35.3	

110 kV

CURRENT LOADINGS ABOVE 30.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS# X-- NAME --X	BASKV AREA	BUS# X-- NAME --X	BASKV AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT				
10137 WTREBI5	110.00 13	10994 XTR_KO51	110.00* 2	1	57.2	89.5	63.9				
16108 WCENEN5	110.00 13	16148 WTKAKA5	110.00* 13	1	37.1	121.9	30.5				
16108 WCENEN5	110.00* 13	16163 WZENI25	110.00 13	1	36.8	121.9	30.2				
16119 WHJABL5	110.00* 13	16132 WPRATA5	110.00 13	1	40.7	121.9	33.4				
16132 WPRATA5	110.00* 13	16143 WSAR145	110.00 13	1	40.3	113.9	35.4				
16138 WSARA75	110.00* 13	16143 WSAR145	110.00 13	1	36.0	113.9	31.6				
18101 WMOST15	110.00* 13	18106 WMOST65	110.00 13	1	33.1	89.0	37.2				

Doprinosi u reaktivnoj snazi dalekovoda

264 BUSES	32 PLANTS	25 MACHINES	0 INDUCTION GENS	0 INDUCTION MOTORS
143 LOADS	0 FIXED SHUNTS	0 SWITCHED SHUNTS		
341 BRANCHES	68 TRANSFORMERS	0 DC LINES	0 FACTS DEVICES	0 GNE DEVICES

	X-----	ACTUAL	-----X	X-----	NOMINAL	-----X
	MW		MVAR		MW	MVAR
FROM GENERATION	1330.0		-9.4		1330.0	-9.4
FROM INDUCTION GENERATORS	0.0		0.0		0.0	0.0
TO CONSTANT POWER LOAD	862.6		422.2		862.6	422.2
TO CONSTANT CURRENT	0.0		0.0		0.0	0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE	0.0		0.0		0.0	0.0
TO INDUCTION MOTORS	0.0		0.0		0.0	0.0
TO BUS SHUNT	0.0		0.0		0.0	0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT	0.0		0.0		0.0	0.0
TO GNE BUS DEVICES	0.0		0.0		0.0	0.0
TO LINE SHUNT	3.0		30.2		2.5	25.4
FROM LINE CHARGING	0.0		855.3		0.0	740.0

VOLTAGE		X----- LOSSES -----X		X-- LINE SHUNTS --X		CHARGING
LEVEL	BRANCHES	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR
400.0	12	3.28	33.14	0.0	0.0	445.9
220.0	42	5.79	37.63	0.1	0.9	246.8
110.0	244	8.37	35.43	1.0	9.7	162.4
35.0	7	0.29	1.81	0.0	0.0	0.1
33.3	1	0.21	0.42	0.0	0.0	0.1
20.0	1	0.38	15.17	0.1	0.9	0.0
15.8	3	0.75	41.39	0.2	2.4	0.0
15.6	1	0.22	7.88	0.1	1.2	0.0
14.4	1	0.32	12.46	0.1	1.1	0.0
13.8	3	0.25	12.76	0.2	2.4	0.0
10.5	14	0.83	8.00	1.0	10.0	0.0
6.3	11	0.73	15.03	0.2	1.6	0.0
1.0	1	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0
TOTAL	341	21.41	221.11	3.0	30.2	855.3

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
10102		WGACKO1		400.00	13	1.0631	425.23	10115		WTREBI1		400.00	13	1.0572	422.86
10119		WSAR201		400.00	13	1.0600	424.02	10120		WSAR101		400.00	13	1.0611	424.45
10121		WTUZLA1		400.00	13	1.0528	421.11	10124		WMOST41		400.00	13	1.0670	426.78

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
10103		WTETUZ2		220.00	13	1.1053	243.17	10104		WTUZL62		220.00	13	1.1075	243.66
10105		WKAKA52		220.00	13	1.1089	243.95	10106		WHECAP2		220.00	13	1.1076	243.67
10109		WHRAMA2		220.00	13	1.1092	244.02	10110		WGRABO2		220.00	13	1.1092	244.03
10111		WSALAK2		220.00	13	1.1066	243.46	10118		WSAR202		220.00	13	1.1103	244.27
10123		WTSTUZ2		220.00	13	1.1060	243.32	10125		WPRIJE2		220.00	13	1.1054	243.18
10127		WBIHAC2		220.00	13	1.1036	242.80	10129		WRPJAB2		220.00	13	1.1092	244.02
10130		WRPKAK2		220.00	13	1.1101	244.23	10131		WTEKAK2		220.00	13	1.1107	244.36
10132		WZENIC2		220.00	13	1.1051	243.12	10133		WJAJCE2		220.00	13	1.1023	242.50
10134		WMOST32		220.00	13	1.1053	243.16	10135		WMOST42		220.00	13	1.1068	243.50
10136		WEALMO2		220.00	13	1.1040	242.88								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
10137		WTREBI5		110.00	13	1.1001	121.01	14159		WGACKO5		110.00	13	1.1005	121.06
14175		WTREBI5		110.00	13	1.1001	121.01	14176		WBILEC5		110.00	13	1.1016	121.17
16119		WHJABL5		110.00	13	1.1031	121.34	16132		WPRATA5		110.00	13	1.1009	121.10
16154		WJABLA5		110.00	13	1.1030	121.33								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

U skladu sa bilansom snaga angažovanje proizvodnih jedinica u 06:00-om satu iznosi 1330 MW (proizvodnja TE Gacko modelovana na generatoru a za ostale jedinice na pragu elektrane). Ostvarena razmjena/izvoz aktivne snage iz EES-a BiH u susjedne sisteme iznosi 446.3 MW a ukupno opterećenje sistema je 866 MW (uključujući i gubitke 24.4 MW).

Na 400 kV naponskom nivou najopterećeniji elementi EES-a BiH su transformator 400/220 kV, 400 MVA, u TS Višegrad, opterećen 25.5 % i DV 400 kV Ugljevik – Tuzla, opterećen 20.8 % u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Na 220 kV naponskom nivou najopterećeniji elementi su transformator 220/110 kV, 150 MVA, u TS Trebinje, opterećen 42.9 % i 220 kV dalekovodi: Mostar 3 – EAL i Višegrad – Vardište, opterećeni 35.3 % odnosno 32.3 % respektivno, u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Najopterećeniji 110 kV dalekovodi su Trebinje – Komolac,

opterećen 63.9 %, Mostar 1 – Mostar 6, opterećeni 37.2 % i kablovski vod 110 kV Pratače – Sarajevo 14, opterećen 35.4 % u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje.

Dakle, većina dalekovoda u razmatranom režimu rada EES-a BiH opterećena je ispod prirodne snage prenosa (550, 130, 30 MW respektivno za DV 400, 220 i 110 kV) što uzrokuje produkciju značajnih iznosa kapacitivnih snaga punjenja. Za razmatrani režim rada EES-a BiH, 02.05.2013. godine, u 06:00-om satu, ukupni doprinos u reaktivnoj snazi punjenja dalekovoda je 855.3 MVar. Na DV 400 kV produkcija reaktivne snage punjenja je 445.9 MVar, na DV 220 kV je 246.8 MVar a na DV 110 kV produkcija reaktivne snage je 162.4 MVar.

Ovako visoka produkcija reaktivne snage punjenja, relativno niski gubici reaktivne snage u sistemu te slabo opterećenje sistema aktivnom i reaktivnom snagom uzrokuju pojavu povišenih napona u EES-u BiH. U prethodnom dijelu, dat je pregled čvorišta čiji su naponi iznad gorenje dozvoljene vrijednosti napona, u normalnom pogonu. Uočava se da većina 400 i 220 kV čvorišta EES-a BiH ima vrijednosti napona iznad 420 kV odnosno 242 kV.

Kao što je navedeno u poglavlju 2.1., u EES BiH ne postoje uređaji za kompenzaciju reaktivne energije i pojava povišenih napona je uobičajena pojava, naročito u periodu III – VI mjesec, u režimu dnevnih minimalnih opterećenja. U cilju smanjenja produkcije reaktivne snage punjenja dalekovoda i vrijednosti napona u čvorištima EES-a BiH, u razmatranom minimalnom režimu, isključeni su DV 400 kV Tuzla – Banja Luka 6 i DV 220 kV Prijedor 2 – Mraclin.

Na ovako formiranim simulacionim modelima unošenjem dinamičkih parametara generatora, turbinskih i naponskih regulatora (sistema uzbude) omogućeno je i provođenje relevantnih analiza stabilnosti sistema.

Rezultati treba da budu osnov za izvođenje određenih zaključaka o sigurnosti sistema, kao i da daju smjernice za sprječavanje velikih poremećaja u radu EES BiH.

2.2 Tipovi zaštitnih uređaja i uređaja systemske automatike u EES-u BiH

Intenzivnim razvojem elektroenergetskih sistema, velikim brojem interkonektivnih dalekovoda, namjenjenih da osiguraju kontinuitet u snabdjevanju električnom energijom, povećanjem snage razmjene između EES-a, problemi brzog i selektivnog eliminisanja kvarova postaju veoma značajni.

Relejna zaštita i systemska automatika imaju zadatak da obezbjede normalno funkcionisanje EES-a, da trajno nadziru karakteristične veličine štice objekta i da u slučaju pojave kvara ili opasnog pogonskog stanja automatski poduzmu sve potrebne mjere da se izvrši isključenje objekta ili svedu na minimum posljedice poremećaja, ako se već pojavio.

Osnovni zahtjevi, koje relejna zaštita mora da ispuni su: selektivnost, brzina djelovanja, osjetljivost te sigurnost i pouzdanost djelovanja.

Selektivnost je karakteristika zaštite da kod kvara automatski isključuje iz pogona samo onaj element sistema koji je u kvaru dok preostali dio sistema ostaje normalno u pogonu, te se općenito može reći da zaštita djeluje selektivno ako isključi prekidače najbliže mjestu kvara. Selektivnost djelovanja zaštite postiže se: vremenskim stepenovanjem djelovanja zaštite od kraja sistema prema izvoru napajanja, primjenom dodatnih kriterija (npr. smjer snage, fazni položaj) te primjenom specijalnih releja s ograničenom zonom djelovanja samo na štice objekat ili samo na pojedine vrste kvarova (npr. zaštita transformatora od unutrašnjih kvarova).

Brzina djelovanja zaštite naročito je važna prilikom izdvajanja iz sistema objekta na kojima su se pojavili kratki spojevi. Vrlo brzim isključenjem kratkog spoja smanjuje se ili potpuno izbjegava razaranje na mjestu kvara. Oštri zahtjevi na brzinu eliminiranja kratkih spojeva postavljaju se i sa aspekta stabilnog rada sistema. Vrijeme isključenja kvara sastoji se od vremena djelovanja zaštite i od vlastitog vremena djelovanja prekidača.

Osjetljivost je vrlo važna karakteristika zaštitnih uređaja. Oni treba da budu dovoljno osjetljivi da bi sa sigurnošću djelovali prilikom pojave kvara u osnovnoj i rezervnoj zoni štice, i to i kod najnepovoljnijih uslova.

Sigurnost i pouzdanost djelovanja: Iako uređaji relejne zaštite imaju relativno visoku pouzdanost u radu, problemi u radu (otkaz zaštite ili otkaz prekidača) su mogući i u praksi se dešavaju, što može imati za posljedicu velike poremećaje u sistemu uključujući povećanje oštećenja opreme i opasnosti u radu osoblja kao i moguće duge prekide u napajanju konzuma. Pored toga nepotrebno djelovanje zaštite je također vrlo neugodno jer izaziva ispade iz pogona elemenata sistema i može izazvati djelimične ili potpune raspade sistema i s tim povezane posljedice za rad potrošača. Da bi se minimizirali potencijalni katastrofalni problemi u radu EES-a, koji mogu biti posljedica otkaza zaštite, praksa je da se koristi nekoliko releja ili sistema releja, koji rade u paraleli tako da se svaki kvar u slučaju otkaza glavne (osnovne) zaštite, eliminiše djelovanjem neke druge potpuno neovisne zaštite.

Ta druga, rezervna zaštita (*back up protection*) definiše se kao “zaštita koja prorađuje neovisno od specificiranih komponenti u sistemu osnovne zaštite“, i u odnosu na osnovnu zaštitu može biti locirana na [14,15,16]:

- različitim udaljenim postrojenjima, **daljinska rezervna zaštita** (Remote back up protection);
- istoj lokaciji, u osnovnoj zoni štice, **dodatna/redudantna rezervna zaštita** (Redundancy protection);
- istom postrojenju, **lokalna rezervna zaštita** (Local back up protection).

Daljinska rezervna zaštita: Postiže se preklapanjem prorađnih karakteristika zona zaštite distantnih releja ugrađenih u različitim postrojenjima. Daljinska rezervna zaštita mora u svakom slučaju “pokrivati“ (štiti) najduži vod spojen na sabirnice na daljem kraju voda, tako da u slučaju otkaza osnovne zaštite na nekom od susjednih vodova ili prekidača na koji djeluje ta zaštita, daljinska rezervna zaštita mora sigurno proraditi.

Dodatna/Redudantna zaštita: U učvorenim prenosnim mrežama, gdje je struktura sistema takva da je teško obezbjediti daljinsku rezervnu zaštitu ili kada vremenska stepenovanja zaštita (selektivnost) nisu prihvatljiva zbog termičkih ograničenja ili razloga stabilnosti sistema koristi se dodatni sistem zaštite (redudantni), koji je primarno namjenjen da “pokriva“ (štiti) osnovnu zonu štice vlastite dionice (I i II stepen), a ponekad može biti proširena i na rezervne zone zaštita (II i III stepen) susjednih dionica.

Redudantna zaštita realizira se dupliranjem distantne zaštite (dva različita tipa, različitog proizvođača) ili kombinovanjem sa uzdužnom diferencijalnom zaštitom. U slučaju primjene koncepta sa redudantnim (duplim) zaštitama i zaštitom od otkaza prekidača, ista pokriva kompletan vod (osnovna zona štice) sa sigurnosnim granicama od približno 20% do 30%.

Redundantnim sistemom zaštite obezbijeduje se poboljšana pouzdanost u radu zaštite i uobičajena je praksa da se kod ovih sistema zaštite:

- koriste odvojena jezgra u mjernim transformatorima;
- koriste prekidači, sa duplim neovisnim špulama za isključenje;
- dva DC izvora napajanja (aku baterije);
- odvajaju DC krugovi napajanja zaštite, što je duže moguće;
- fizički odvajaju sistemi zaštite i isti često koriste odvojene kablovske pravce.

Lokalne rezervne zaštite: Na važnijim vodovima uglavnom se koriste po dvije zaštite, koje su međusobno neovisne i rade u paraleli. Time se vjerovatnoća otkaza same zaštite bitno smanjuje. Redno vezivanje prekidača, da bi se smanjila vjerovatnoće njihovog otkaza, zbog ekonomskih razloga ne dolazi u obzir. U praksi se kod takvih vodova može češće pojaviti otkaz prekidača nego otkaz zaštite. Zbog navedenih nedostataka udaljenih rezervnih zaštita, u slučajevima kada takve zaštite ne zadovoljavaju, primjenjuju se lokalne rezervne zaštite. Lokalne rezervne zaštite, prije svega služe za zaštitu od otkaza prekidača.

Zaštita od otkaza prekidača se aktivira (pobuđuje) kada osnovna zaštita proradi, ali prekidač na koji djeluje ta zaštita, zbog kvara ne isključi. Tada zaštita od otkaza prekidača prvo ponavlja tropski isključ na isti prekidač (retrip, t_1) a nakon toga daje/prosljeđuje nalog za isključenje (trip, t_2) svim prekidačima u zoni zaštite (uz sabirnice). Ova opcija se koristi kod zaštita proizvođača „ABB“ dok kod zaštita proizvođača „Siemens“ koristi se samo opcija definitivnog isključenja tj. nakon vremena t_1 prosljeđuje se nalog za isključenje svim prekidačima u zoni zaštite (uz sabirnice). Ako prekidač normalno isključi kvar, ukida se daljna pobuda (odnosno nalog za isključenje) zaštite od otkaza prekidača.

Za zaštitu dalekovoda, naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV, u prenosnoj mreži EES-a BiH koriste se sjedeće vrste zaštitnih uređaja:

- distantne,
- podužne diferencijalne zaštite,
- usmjerene zemljospojne zaštite,
- prekostrujne,
- zaštite od preopterećenja,
- zaštite od nesklada polova prekidača,
- nadnaponske zaštite.

Za zaštitu mrežnih transformatora u EES-u BiH koriste se sjedeće vrste zaštitnih uređaja:

- diferencijalne,
- Buholc,
- Buholc regulacione preklopke,
- distantne,
- usmjerene zemljospojne zaštite,
- prekostrujne,
- zaštite od preopterećenja,
- zaštite od nesklada polova prekidača.

Za zaštitu sabirnica u EES-u BiH koriste se niskoimpedantne stabilizirane diferencijalne zaštite primjenjujući uz to i dodatni kriterij smjera (faznog položaja) struja na odvodima. U sklopu

sabirničkih zaštita integrisana je i zaštita od otkaza prekidača koja se sastoji od prekostrujnog i vremenskog člana.

2.2.1 Zaštita dalekovoda

2.2.1.1 Distantna zaštita

Zadovoljenje zahtjeva selektivnosti, brzine djelovanja, osjetljivosti, sigurnosti i pozdanosti u djelovanju na mrežama najvišeg napona, postiže se distantnim zaštitama koje su istovremeno pogodne za upotrebu APU (automatskog ponovnog uklopa) prekidača na vodovima, čime se smanjuju vremena beznaponskih stanja u sistemu uzrokovanih prolaznim kvarovima. Distantne zaštite su najčešće korištene zaštite na prenosnim vodovima, spadaju u klasu brzih zaštita i njihova upotreba nudi značajne tehničke i ekonomske prednosti. One obezbjeđuju rezervno djelovanje (daljinska rezerva – remote back up) u slučaju zatajenja zaštita udaljenijih od promatranog izvora ili prekidača na koga ta zaštita djeluje te u osnovnoj izvedbi ne zahtjevaju komunikacioni kanal za prenos signala. Povezivanjem distantnih zaštita na oba kraja dalekovoda preko telekomunikacionih kanala, omogućuje se isključenje kvarova na cjeloj dužini dalekovoda sa vremenskim kašnjenjem (reda 20 ms) veoma bliskim vremenskoj zadržci prve zone (sopstveno vrijeme djelovanja zaštite).

Na svim 400 kV dalekovodima ugrađene su po dvije distantne zaštite (ili u kombinaciji distantna zaštita sa uzdužnom diferencijalnom zaštitom).

Na 220 kV dalekovodima: Prijedor 2 – Jajce 2, Prijedor 2 – Međurić, Prijedor 2 – Mraclin, Mostar 3 – Mostar 4 I i II, Mostar 4 – Zakućac, Sarajevo 20 – Piva, Trebinje – HE Dubrovnik, Trebinje – Plat, Trebinje – Perućica, Trebinje – Mostar 3 I i II, zaštita istih realizirana je na isti način kao i na 400 kV dalekovodima, dupliranjem distantnih zaštita ili kombinovanjem sa uzdužnim diferencijalnim zaštitama.

Opisani sistem zaštite na navedenim dalekovodima, realiziran je na način da su: TS 400/110 kV Banja Luka 6, TS 400/110 kV Ugljevik, TS 400/110 kV Sarajevo 10, TS 400/220/110 kV Sarajevo 20, TS 400/220/110 kV Mostar 4, TS 400/220/110 kV Tuzla 4, TS 400/220/110 kV Višegrad, TE 400 kV Gacko, TS 400/220/110 kV Trebinje, RP 220 kV Mostar 3, TS 220/110 kV Prijedor 2, TS 220/110 kV Jajce 2,

- snabdjevene sa po dva nezavisna DC izvora napajanja (dva odvojena ispravljača i dvije odvojene aku baterije) tako da se i prva i druga zaštita (sistemi zaštite) napaja svaka sa svoje baterije,
- prekidači imaju dva isključna kruga (dvije isključne špule), koje se napajaju sa različitih aku baterija i na njih djeluju različite zaštite (na prvi isključni krug prva, a na drugi isključni krug druga zaštita),
- svaka zaštita vezana je na zasebno jezgro SMT zasebnim kablom,
- na DV poljima prva i druga distantna zaštita vezane su svaka na zasebnu jezgru NMT, zasebnim kablom, gdje god su raspoloživa dva zaštitna jezgra NMT ili da prva zaštita prima mjerene napone sa NMT u DV polju a druga sa NMT u mjernom polju.

Na ovaj način ostvarena je 100% redudansa, jer i prvi i drugi sistem zaštite radi nezavisno jedan od drugog, u svakom pogledu.

Na svim ostalim dalekovodima 220 kV i dalekovodima 110 kV EES-a BiH zaštita istih realizirana je sa jednom distantnom zaštitom, osim na DV 110 kV: Mostar 4 – HE Mostarsko Blato i Mostar 5 – HE Mostarsko Blato, gdje je zaštita realizirana kombinovanjem sa uzdužnim diferencijalnim zaštitama.

U RP 220 kV Mostar 3 u DV poljima 220 kV: RP Jablanica i HE Salakovac, u TS 220/110 kV Prijedor 2 u DV poljima 220 kV: Bihać i RP Kakanj te u TS 220/110 kV Jajce 2 u u DV polju 220 kV RP Jablanica ugrađene su po dvije distantne zaštite, ali su na objektima na drugom kraju ugrađene samo po jedna distantna zaštita.

Na prenosnoj mreži EES-a BiH trenutno je u funkciji distantna zaštita različitih konstrukcija i različitih proizvođača. Pregled iste dat je u tabeli 2.4.

Tabela 2.5. Pregled distantnih zaštita

Naziv	Tip/Proizvođač	Konstrukcija
7SA511	Siemens	Digitalna
7SA513	Siemens	Digitalna
7SA611	Siemens	Digitalna
7SA612	Siemens	Digitalna
7SA613	Siemens	Digitalna
7SL24	Siemens	Statička
7SL2410	Siemens	Statička
7SL2450	Siemens	Statička
7SL32	Siemens	Statička
D60	GE	Digitalna
L8a	BBC	Elektromehanička
L8b	BBC	Elektromehanička
LFZ5S60053D	Alstom	Digitalna
LFZP111	Alstom	Digitalna
LFZR111	Alstom	Digitalna
LI41	BBC	Elektromehanička
LZ3	BBC	Elektromehanička
LZ420	BBC	Elektromehanička
LZ420-1	BBC	Elektromehanička
LZ420a-1	BBC	Elektromehanička
LZ92	BBC	Elektromehanička
P442	Alstom	Digitalna
R3AS7	BBC	Elektromehanička
RAZFE	ISKRA	Statička
REL316	ABB	Digitalna
REL316*4	ABB	Digitalna
REL511	ABB	Digitalna
REL512	ABB	Digitalna
REL521	ABB	Digitalna
REL531	ABB	Digitalna
REL53123.1	ABB	Digitalna
REL561	ABB	Digitalna
REL670	ABB	Digitalna
RET316	ABB	Digitalna
RET316*4	ABB	Digitalna
RXAP	Compagnie des Compteurs	Elektromehanička
RXAP6212	Compagnie des Compteurs	Elektromehanička
RXAP6232	Compagnie des Compteurs	Elektromehanička

U tabeli 2.5. dat je pregled ugrađenih distantnih i podužnih diferencijalnih zaštita na prenosnoj mreži EES-a BiH klasificiranih po proizvođačima a u tabeli 2.6. po konstrukciji zaštitnih uređaja.

Tabela 2.6.

Distantna	517
ABB	300
Alstom	7
BBC	21
CdC	2
GE	1
Siemens	186
Podužna diferencijalna	16
ABB	10
Siemens	6
UKUPNO	533

Tabela 2.7.

Distantna	517
Digitalna	467
Elektromehanička	23
Statička	27
Podužna diferencijalna	16
Digitalna	16
UKUPNO	533

Principi podešenja distantnih zaštita

U EES-u BiH dosezi zona distantnih zaštita podešeni su uvažavajući sljedeće principe [13,14,17]:

podešenje prve zone

$$X_1 = (0.8 - 0.85)X_V$$

Podešenje dosega prve zone je u opsegu od 80 do 85% impedanse (reaktanse) štice vod. Kvarovi koji se pojave u prvoj zoni, distantna zaštita isključuje sa minimalnom vremenskom zadržkom koja je jednaka sopstvenom (proradnom) vremenu djelovanja zaštite. Sopstveno vrijeme djelovanja zaštite zavisi od tipa i konstrukcije distantnih releja (kod elektromehaničkih releja vlastito vrijeme djelovanja zaštite se kreće od 45 – 60 ms; kod statičkih releja u iznosu od 20 – 40 ms, a kod numeričkih releja od 15 – 60 ms)

podešenje druge zone

$$X_{2\text{ MIN}} = 1.2 \cdot X_V$$

ili

$$X_{2\text{ MAX}} = 0.85(X_V + 0.85 X_{\text{NAJKRAĆI SUSJEDNI DV}})$$

Doseg II zone ne smije biti reduciran ispod 120% štice vod. On može biti i veći, ali općenito, ne bi trebalo da nikad prelazi 80% sljedećih impedansi:

- odgovarajuće impedanse štice vod plus doseg prve zone najkraćeg susjednog vod,
- odgovarajuće impedanse štice vod plus ukupna impedansa maksimalnog broja transformatora koji rade paralelno, na sabirnicama na suprotnom kraju štice vod.

Preostali dio vod “pokriva” se II zonom djelovanja releja koja, da bi se osigurao selektivan rad zaštite, mora biti sa vremenskom zadržkom (vremensko stepenovanje) i vrijeme zatezanja II stepena distantne zaštite t_2 podešeno je u iznosima **250, 300 i 450 ms**.

Ako je proračunom dobiveno da je:

$$X_{2\ MIN} < X_{2\ MAX}$$

za podešenje se odabira $X_{2\ MAX}$. Ako je proračunom dobiveno da je:

$$X_{2\ MIN} > X_{2\ MAX}$$

za podešenje se odabira $X_{2\ MIN}$ ali se drugi stepen rezervne zaštite podešava na vrijednost

$$t_{2\ rz} = t_{2\ oz} + \Delta t$$

gdje su: $t_{2\ oz}$ - vremensko zatezanje drugog stepena osnovne zaštite prve susjedne dionice;

Δt - selektivni vremenski interval.

U slučaju da se doseg II zone šticećnog voda preklapa sa dosegom II zone prvog susjednog voda (na sabirnicama na suprotnom kraju šticećnog voda) vremensko stepenovanje (kašnjenje) II zone (rezervne) zaštite mora se povećati za jedan stepen (Δt) tj. drugi stepen (rezervne) zaštite podešava se na vrijednost $t_{2\ rz} = t_{2\ oz} + \Delta t$. Vrijeme dodatnog stepena, Δt (selektivni vremenski interval) iznosi od **150 do 300 ms**.

podešenje treće zone

$$X_3 = 1.2 (X_V + K_{gr} X_{NAJDU\dot{Z}I\ SUSJEDNI\ VOD})$$

Funkcija treće zone distantne zaštite je da obezbijedi rezervnu zaštitu za slučaj neeliminisanja kvara na dijelu susjednog voda van dosega druge zone. Doseg se računa tako da treća zona pokriva 120% impedanse (reaktanse) između mjesta ugradnje releja i sabirnica (kraja) najdužeg susjednog voda, uzimajući u obzir i faktor međunapajanja (doprinosi u struji kvara) sa drugih vodova ili pralelnih DV.

U cilju obezbjeđenja selektivnog rada distantnih zaštita, dosezi trećih zona distantnih zaštita ne bi trebalo da nikad (u svim pogonskim uslovima/uklopnim stanjima) prelaze 90% dosega najkraće druge zone ma kojega voda spojenog na sabirnice na daljem kraju voda.

U EES-u BiH, vremenska zadržka (vremensko stepenovanje) odnosno „tipično“ vrijeme zatezanja III stepena distantne zaštite t_3 podešeno je u iznosima **450, 600, 650 i 700 ms**.

podešenje četvrte i pete zone

Kod numeričkih distantnih zaštita (ABB, SIEMENS) predviđeno je da IV i V zona distantnih zaštita djeluju kao neusmjerena i doseg je izračunat tako da u direktnom smjeru pokriva 1.5 dosega treće zone, a u inverznom smjeru 30% iza sabirnica najudaljenije stanice, u električkom smislu.

Na ovaj način su podešeni IV i V stepen distantnih zaštita u OP Sarajevo i OP Tuzla. Na DV 110 kV „setovan“ je IV stepen distantnih zaštita sa vremenima prorade **1, 1.5, 2 i 2.5 s**. Na DV 220 i 400 kV „setovan“ je V stepen distantnih zaštita sa vremenima prorade **2.5 s**.

U objektima OP-a Mostar na dijelu dalekovoda 400, 220 i 110 kV, III stepen distantne zaštite podešen je u inverznom smjeru sa vremenom prorade **0.8 s** a IV stepen u direktnom smjer, sa dosegom III stepena. U objektima OP-a Banja Luka nije korištena i nije „setovana“ opcija IV i V stepena.

podešenje dosega po R

Kod releja sa kvadrilateralnim karakteristikama podešenje rezistantnog (omskog) dosega za svaku zonu radi se nezavisno od reaktantnog dosega zona. Rezistantna podešenja dosega distantnih zaštita moraju da “pokriju” otpor voda i dodatni otpor kvara. Kod zaštita novije generacije (numeričke) rezistantni doseg odvojeno se podešava za međufazne kvarove i kvarove sa zemljom.

Procjenjene vrijednosti otpora kvara, za kvarove sa zemljom i međufazne kvarove na dalekovodima 400, 220 i 110 kV u EES-a BiH navedene su u tabeli 2.7.

Tabela 2.8. Procjenjene vrijednosti otpora kvara

	Dalekovodi 110 kV		Dalekovodi 220 kV		Dalekovodi 400 kV	
	$R_{F\ ph-ph} [\Omega]$	$R_{F\ ph-e} [\Omega]$	$R_{F\ ph-ph} [\Omega]$	$R_{F\ ph-e} [\Omega]$	$R_{F\ ph-ph} [\Omega]$	$R_{F\ ph-e} [\Omega]$
Zona 1	20	30	25	40	30	50
Zona 2	30	45	35	60	45	60
Zona 3	45	65	45	70	60	80
Zona 4	60	75	60	90	80	90

U dijelu objekata EES-a BiH, dosezi po R za I i II stepen podešeni su isto kao i doseg III stepena.

Za prvu zonu distantnih zaštita tipa ABB, za korektno djelovanje istih, podešenja trebaju biti odabrana na slijedeći način: otpor kvara kod kvarova sa zemljom trebao bi da zadovoljava sljedeći odnos

$$R_{F\ ph-e} \leq 4.5 X_{1ph-e}$$

a kod međufaznih kvarova, otpor kvara odnosno granica rezistantnog podešenja data je slijedećim izrazom

$$R_{F\ ph-ph} \leq 3 X_{1ph-ph}$$

gdje je $X_{1ph-e} = X_{1ph-ph}$ doseg prve zone voda (direktna komponenta reaktanse voda). Da bi se izbjeglo isključenje distantnih zaštita u normalnom režimu rada kod povećanog opterećenja voda (ulazak mjerene impedanse unutar proradne karakteristike distantne zaštite) podešenje omskog dosega bilo koje zone/stepena distantnih zaštita, kod kvarova sa zemljom, mora biti manji od

$$80\% Z_{pog\ min}$$

odnosno,

$$Z_{pog\ min} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{max}}; \quad R_{pog\ min} = Z_{pog\ min} \cdot \cos \varphi$$

gdje je $U_{min} = 0.9U_n$ minimalni pogonski napon i I_{max} maksimalna pogonska struja pri istim pogonskim uslovima. Za ugao opterećenja φ , kao realno područje (tipično) uzima se $\pm 30^\circ$. Dakle, kod kvarova sa zemljom vrijedi

$$R_{ph-e} < 80\% R_{pog\ min}$$

a za međufazne kvarove vrijedi

$$R_{ph-ph} < 160\% R_{pog\ min}$$

Opcija „Teleprotection“ / Telezaštita

Kvarovi na dalekovodu koji se dese na 60 ÷ 80% dužine štice dionice, distantne zaštite na oba kraja dalekovoda vide u svojoj prvoj zoni i isključuju s minimalnom vremenskom zadržkom. Kvarovi koji se pojave na preostalih 20 ÷ 40% dužine štice dionice, u blizini sabirnica ili u slučaju kvara preko velikog prelaznog otpora, jedna zaštita vidi u svojoj prvoj, a druga zaštita u svojoj drugoj zoni. Zaštita koja vidi kvar u prvoj zoni će isključiti s minimalnom vremenskom zadržkom a zaštita koja vidi kvar u drugoj zoni, sa vremenskom zadržkom druge zone (vremensko zatezanje 0.3 – 0.6 s). Da li se može dozvoliti da kvar traje 0,3 s ili više, očigledno ovisi o naponskom nivou štice vodova. Duže trajanje kvara

- povećava vjerovatnost prerastanja prolaznih kvarova u trajne,
- povećava termička i dinamička naprezanja opreme i
- ugrožava stabilnost sistema.

Dozvoljeno trajanje višefaznih kvarova, koje još neće ugroziti stabilnost sistema, određeno je karakteristikama mreže i za 400, 220 i 110 kV prenosnu mrežu EES-a BiH određeno je u poglavlju **4.3.1. Analiza tranzijentne stabilnosti, proračun kritičnog vremena otklanjanja kvara i procjena rezerve tranzijentne stabilnosti**, ovog materijala. Iz urađenih proračuna može se zaključiti da vrijeme trajanja kvara mora biti što kraće i po mogućnosti što bliže vremenu prorade prve zone distantne zaštite. Na dijelu dalekovoda EES-a BiH nije obezbijedena zadovoljavajuća rezerva tranzijentne stabilnosti, što je detaljno obrazloženo u poglavlju 4.3.1.

Stoga se kao jedno od danas mogućih rješenja nameće upotreba distantnih zaštita sa telekomunikacionim kanalima za prenos informacija sa jednog na drugi kraj štice dionice. Dodavanjem interfejsa, za povezivanje uređaja relejnih zaštita na telezaštitne (TZ) uređaje kao i interfejsa za povezivanje telezaštitnih uređaja, preko telekomunikacionih kanala (direktno preko optike, preko PDH/SDH mreže), na oba kraja dalekovoda omogućuje se isključenje kvarova na cijeloj dužini dalekovoda sa vremenskim kašnjenjem (reda 20 ms) veoma bliskim vremenskoj zadržci prve zone (sopstveno vrijeme djelovanja zaštite). U tom slučaju riječ je o kompleksnoj tehnici zaštite koja se naziva **telezaštita**.

U EES-u BiH, distantne zaštite sa funkcijom telezaštite primjenjuju se na dalekovodima svih naponskih nivoa, 400, 220 i 110 kV, i koriste se sljedeće šeme povezivanja:

- PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip, indirektno daljinsko isključenje sa skraćanjem vremena prorade),
- POTT (Permissive Overreach Transfer Trip, indirektno daljinsko isključenje sa produženjem prve zone).

Telezaštitne funkcije distantnih zaštita, realizovane su na sljedećim dalekovodima:

Tabela 2.9. Telezaštitne funkcije distantnih zaštita u EES BiH

DV 400 kV	Funkcija zaštite koja se ubrzava	Tip šeme	Tip komunikacije	Realizirana	Napomena
Ugljevik – Tuzla 4	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
Ugljevik - Ernestinovo	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	SDH	DA	
Ugljevik – S. Mitrovica	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	FO - SMF	DA	
Gacko - Trebinje	I_{diff} podužna		FO preko	DA	
Gacko – Mostar 4	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	FO preko	DA	
Višegrad – HE Višegrad	I_{diff} podužna			DA	
	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	POTT			
Banja Luka – Tuzla 4	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
Višegrad – Tuzla 4	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT		DA	
Trebinje - Podgorica	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	FO preko PDH/SDH	NE	Spremno za aktiviranje
Sarajevo 10 – Sarajevo 20	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	POTT		DA	
Sarajevo 10 – Tuzla	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Sarajevo 10 – Mostar 4	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
Mostar 4 - Konjsko	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	

DV 220 kV	Funkcija zaštite koja se ubrzava	Tip šeme	Tip komunikacije	Realizirana	Napomena
Mostar 4 - Zakućac	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
Mostar 4 – Mostar I	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	FO direktno	DA	
	I_{diff} podužna				
Mostar 4 – Mostar II	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	FO direktno	DA	
	I_{diff} podužna				
RP Jablanica – Jajce 2	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
Trebinje – Plat I	I_{diff} podužna		FO preko	DA	
Zenica 2 - Tuzla	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT		DA	
Zenica 2 – TE Kakanj V	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
RP Kakanj - Tuzla	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
RP Kakanj - TE Kakanj V	I_{diff} podužna		PDH/SDH	DA	
	$I_0 > \text{dir}$	POTT			
RP Kakanj – RP Jablanica	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT		DA	
RP Kakanj – HE Salakov.	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
RP Kakanj – Prijedor 2	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
RP Kakanj – TR. 220/110 150 MVA, 220 kV strana	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Tuzla 4 – TE Tuzla I	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT		DA	
Tuzla 4 – TE Tuzla II	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	POTT		DA	
Tuzla 4 – TE Tuzla III	$Z < Z_{1B}$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT		DA	
Gradačac – TE Tuzla	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT		DA	
Gradačac – Đakovo	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT		DA	
Prijedor 2 – Bihać 1	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
Prijedor 2 – Jajce 2	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	FO direktno	DA	
Prijedor 2 – Mracilin	$Z < Z_2$; $I_0 > \text{dir}$	PUTT	PDH/SDH	DA	
Prijedor 2 – Međurić	$Z < Z_2$	PUTT	PDH/SDH	DA	

DV 110 kV	Funkcija zaštite koja se ubrzava	Tip šeme	Tip komunikacije	Realizirana	Napomena
Sarajevo 1 - Sarajevo 10	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Sarajevo 1 - Visoko	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Sarajevo 2 - Sarajevo 7	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Sarajevo 7 - Sarajevo 10	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Visoko - TE Kakanj	$Z < Z_2$ ili Z_{1B} ; $I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	

Breza - TE Kakanj	$Z < Z_2; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Zenica 2 – Zenica 1	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Zenica 1 – TE Kakanj	$Z < Z_2; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Zenica 1 – Travnik 1	$Z < Z_2; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
TE Kakanj – TR. 220/110 150 MVA, 110 kV strana	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Zenica 1 – Zavidovići	$Z < Z_2; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Zavidovići - Maglaj	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Travnik 1 – Travnik 2	$Z < Z_2; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Lukavac – TE Tuzla I	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Lukavac – TE Tuzla II	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Lukavac – Srebrenik	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Lukavac – Gračanica	$Z < Z_2; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Tuzla Centar – Tuzla 5	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Tuzla Centar – Tuzla 4	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Tuzla 5 – Tuzla 4	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Tuzla 4 – HAK	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
TE Tuzla – HAK	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Neum - Opuzen	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	PPUT	FO preko	DA	
Bihać 1 – K. Vakuf	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
B.Petrovac – K. Vakuf	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
B.Petrovac – Ključ	$Z < Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	
Sanski Most – Ključ	$Z < Z_2 \text{ ili } Z_{1B}; I_0 > \text{dir}$	POTT	PDH/SDH	DA	

Iz tabele 2.8. vidi se da je telezaštitna funkcija distantnih zaštita realizirana na svim DV 400 kV, osim na DV 400 kV Trebinje – Podgorica, gdje je ista spremna za aktiviranje. Što se tiče DV 220 kV telezaštitna funkcija realizirana je na 54% ovih dalekovoda kao i na manjem dijelu dalekovoda 110 kV.

Na prikazanim dalekovodima, telezaštitnom funkcijom ubrzava se II stepen (ili Z_{1B}) distantnih zaštita i omogućuje isključenje kvarova na cijeloj dužini dalekovoda sa minimalnim vremenskim kašnjenjem, veoma bliskim vremenskoj zadržci I zone.

Opcija PSD / Blokiranje djelovanja distantnih zaštita pri pojavi njihovanja snage

Kod intenzivnijih poremećaja, može se dogoditi, da amplitude oscilacija generatora u sistemu postanu takve da mjerena impedansa nekog distantnog releja „uđe“ unutar prorađne karakteristike releja i prouzrokuje nepotrebno isključenje. To bi moglo dovesti do širenja poremećaja, daljeg ispadanja vodova i raspada cijelog sistema. Da bi se tako nepovoljan slijed događaja spriječio, primjenjuju se uređaji za blokiranje djelovanja distantnih zaštita pri pojavi njihovanja snage.

Kod „Siemens“-ovih distantnih zaštita, PSD funkcija se automatski podešava na bazi unešenih parametara dalekovoda, dok je kod „ABB“-ovih distantnih zaštita, ova funkcija podešena na sljedeći način:

- Podešenje parametara unutarnje karakteristike u reaktantnom i rezistantnom smjeru (R_{1IN} , X_{1IN}) urađeno je sa dodatnom granicom sigurnosti od 10%, a parametara vanjske karakteristike uvažavajući odnose:

$$KR = 125\% R_{1IN} \text{ i } KX = 125\% X_{1IN}$$

- Obzirom da se ne raspolaže sa egzaktnim pokazateljima za ostale parametre podešenja (T_{p1} , T_{p2} , T_W , T_{EF} , T_{R1} , T_{R2} , T_H), prema preporuci proizvođača preuzeta su «default-na» podešenja iz kataloške dokumentacije ABB, koja se najčešće koriste u praksi, u različitim prenosnim preduzećima širom svijeta.

Kod distantnih zaštita, sa elementom za blokiranje djelovanja pri pojavi njihanja snage u sistemu, mora se poštovati dodatna granica sigurnosti definisana na sljedeći način:

$$R_{1IN} \leq 0.8 R_{pog min} \quad KR \leq 0.8 \frac{R_{pog min}}{R_{1IN}}$$

odnosno za $KR = 1.25 R_{1IN}$

$$R_{1IN} \leq \frac{0.8}{1.25} R_{pog min}$$

gdje su R_{1IN} i KR rezistantni dosezi unutarnje i vanjske karakteristike elementa za detekciju njihanja snage. Blokiranje djelovanja zona distantne zaštite pri pojavi njihanja definiše se unutrašnjim „setting-om“ uređaja.

U OP Tuzla (osim dalekovoda u TS 400/110 kV Ugljevik, PSD nije aktivna), OP Mostar i OP Sarajevo PSD funkcija blokira djelovanje svih zona osim prve. U OP Banja Luka, PSD funkcija distantnih zaštita nije aktivna.

Na dalekovodima koji povezuju proizvodne jedinice u elektroprivrednim kompanijama u BiH sa ostalim djelom sistema, koji se štite distantnim zaštitama numeričke izvedbe, PSD funkcija blokira djelovanje svih zona osim prve.

2.2.1.2 Podužna diferencijalna zaštita

Ova zaštita se primjenjuje kod zaštite kratkih dalekovoda u učvorenim prenosnim mrežama, na potezima gdje se smjenjuju vrlo dugi i kratki dalekovodi kada se javljaju problemi sa podešenjem distantnih zaštita. U ovakvim situacijama teško je obezbjediti daljinsku rezervnu zaštitu, kada vremenska stepenovanja zaštita (selektivnost) nisu prihvatljiva zbog termičkih ograničenja ili razloga stabilnosti sistema. Prednosti podužne diferencijalne zaštite u odnosu na ostale su:

- postiže se selektivno djelovanje zaštite kod kvara na štice vodu, bez potrebe prilagođavanja i stepenovanja sa susjednim zaštitama. Zbog toga zaštita može djelovati trenutno (30-100 ms);
- bez dodatnih mjera postiže se istovremeno isključenje prekidača na oba kraja voda, što omogućava efikasnu primjenu brzog APU;
- podešenje zaštite praktički ne ovisi o obliku mreže i njenom uklopnom stanju;
- zaštita je jednostavna i sigurna u pogonu.

Ova zaštita ne registruje kvarove na sabirnicama ili kvarove između strujnog transformatora i prekidača, zavisno od konfiguracije opreme i povezivanja. Međutim odgovarajuće šeme zaštite ili zaštitne funkcije moraju minimalno osigurati da nema nezaštićenih zona duž cijelog puta: sabirnice, strujni transformator, naponski transformator, prekidač, dalekovod... Pošto podužne diferencijalne zaštite imaju strogo ograničenu zonu djelovanja, mora se primjeniti dodatna rezervna zaštita, obično distantna, koja je fleksibilna i pokriva zonu sabirnica.

Na prenosnoj mreži EES-a BiH, podužna diferencijalna zaštita koristi se na sljedećim dalekovodima:

- DV 400 kV HE Višegrad – TS Višegrad, REL 551, ABB
- DV 400 kV Trebinje – Gacko, REL 551, ABB

- DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj V, 7SD 522, Siemens
- DV 220 kV Mostar 3 – Mostar 4 I, REL 551, ABB
- DV 220 kV Mostar 3 – Mostar 4 II, REL 551, ABB
- DV 220 kV Trebinje – Plat 1, 7SD 522, Siemens
- DV 110 kV Mostar 4 – HE Mostarsko Blato, L90 GE
- DV 110 kV Mostar 5 – HE Mostarsko Blato, L90 GE

Glavna funkcija kompleksnog višefunkcijskog zaštitnog uređaja, 7SD 522 Siemens, je podužna diferencijalna zaštita, međutim ovaj uređaj ima i dodatni član sa distantnom funkcijom koji može raditi paralelno i sa diferencijalnom funkcijom. Na DV 220 kV RP Kakanj – TE Kakanj V, podužna diferencijalna zaštita je glavna funkcija a distantna rezervna. Ova zaštita podešena je na sljedeći način: $I_{diff} = 0.2I_n$, $t = 0$, gdje je I_n nazivna, odnosno trajno dozvoljena struja faznih vodiča. Na DV 220 kV TE Tuzla – TS Tuzla 4, I, II i III takođe su ugrađene podužne diferencijale zaštite (7SD 522 Siemens) ali su one u funkciji kao distantne.

2.2.1.3 Usmjerena zemljospojna zaštita

U uzemljenim mrežama, kod kvarova sa zemljom sa visokim otporom kvara (velike vrijednosti specifičnog otpora tla, velike vrijednosti otpora uzemljenja stubova, prekida zemljovodnog užeta...) zbog malih vrijednosti struja kvara, vrijednosti mjerenih impedansi su često van prorađnih karakteristika distantnih zaštita i ista ne vidi ovakve kvarove. Detekcija kvarova sa zemljom, moguća je samo u slučajevima kada otpor kvara (R_F) ne prelazi vrijednosti od nekoliko desetina Ω . Za visokoomske kvarove u opsegu 100 Ω i više, definitivno se moraju obezbijediti odvojene zemljospojne zaštite.

U takvim situacijama, koristi se dodatne usmjerene zemljospojne zaštite, koje efikasno i selektivno isključuje ovakve kvarove. One se mogu koristiti kao rezervne zaštite sa vremenskom zadržskom ili zajedno/paralelno sa distantnim zaštitama sa telekomunikacionim kanalima (bez zadržske).

Zbog problema neselektivnog rada ovih zaštita, obično se podešavaju da rade zajedno/paralelno sa distantnim zaštitama sa telekomunikacionim kanalima. Ako dođe do prekida telekomunikacionog kanala, blokira se komanda „isklop“ i samo je aktivan signal „alarm“.

U EES-u BiH usmjerena zemljospojna zaštita je realizirana na sljedeći način:

1. Isklop zaštite je aktivan samo ako je u funkciji komunikacija između distantnih releja na oba kraja dalekovoda. Ako dođe do prekida telekomunikacionog kanala, blokira se komanda isklop i samo je aktivan signal alarm. Podešene su na sljedeći način:
 - vrijednosti prorađnih struja $I_{0\ dir} >$, (0.1, 0.13, 0.14, 0.2, 0.24, 0.27, 0.4) I_n (na različitim DV EES-a BiH)
 - vremena prorade/isklopa, t_{isklop} , (0.15, 2, 3) s i vremena alarma, t_{alarm} , (0.9, 2, 2.5, 3) s.
2. Isklop usmjerene zemljospojne zaštite je aktivan, bez obzira da li je realizovana komunikacija (funkcija Teleprotection) između distantnih releja na oba kraja dalekovoda. Podešene su na sljedeći način:
 - vrijednosti prorađnih struja $I_{0\ dir} >$, (0.1, 0.24, 0.4) I_n (na različitim DV EES-a BiH)
 - vremena prorade/isklopa, t_{isklop} , (0.15, 2, 3) s.

3. U funkciji/aktivan samo signal „alarm“ usmjerene zemljospojne zaštite. Zaštite su podešene u na sljedeći način:

- vrijednost struje $I_o \text{ dir} > 0.2 I_n$, vrijeme alarma, t_{alarm} , (4, 6) s.

gdje je I_n nazivna, odnosno trajno dozvoljena struja faznih vodiča.

2.2.1.4 Prekostrujna zaštita

U slučaju gubitka mjernih napona na distantnim zaštitama (zbog kvara u sekundarnim krugovima mjernih napona) blokira se rad distantnih zaštita i u takvim situacijama automatski se aktiviraju neusmjerene prekostrujne zaštite. Alternativno, prekostrujne zaštite sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom mogu se iskoristiti i kao rezervne zaštite distantnim zaštitama i njihova funkcija je nezavisna i paralelna sa funkcijom distantne zaštite. Prekostrujna zaštita je integrisana u svim zaštitnim uređajima digitalne izvedbe i koriste se sljedeće opcije:

- $I_F > I$ stepen prekostrujne zaštite za međufazne kvarove sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom (sa vremenskom zadržskom),
- $I_N > I$ stepen prekostrujne zaštite za kvarove sa zemljom sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom (sa vremenskom zadržskom),
- $I_F >> II$ stepen prekostrujne zaštite za međufazne kvarove sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom (sa vremenskom zadržskom ili trenutnim djelovanjem),
- $I_N >> II$ stepen prekostrujne zaštite za za kvarove sa zemljom sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom (sa vremenskom zadržskom ili trenutnim djelovanjem).

U EES-u BiH koriste se obe opcije izbora rada prekostrujnih zaštita. Na dalekovodima gdje je prekostrujna zaštita aktivna samo u slučaju blokade distantnih zaštita „tipična“ podešenja ovih zaštita su:

- $I_F > :$ proradana struja $I > = 1.05 I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{\text{isklopa}} = 0.45 \text{ s}$,
- $I_N > :$ proradana struja $I_o > = 0.2 I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{\text{isklopa}} = 0.45 \text{ s}$.

Na dalekovodima gdje je prekostrujna zaštita stalno aktivna, proradna struje i vrijeme prorade (zatezanja) podešeni su u opsegu:

- $I_F > :$ proradna struja $I > = (1.0 - 4.0) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{\text{isklopa}} = (1.2 - 4.0) \text{ s}$,
- $I_N > :$ proradna struja $I_o > = (0.08 - 0.5) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{\text{isklopa}} = (0.8 - 5) \text{ s}$.

gdje je I_n nazivna, odnosno trajno dozvoljena struja faznih vodiča

2.2.1.5 Zaštita od preopterećenja

Dozvoljena strujna opterećenja elemenata mreže određena su termičkim ograničenjima istih koja su funkcija konstruktivnih karakteristika elemenata mreže i uslova hlađenja (ljetna sezona, zimska sezona). Sa termičkog aspekta povišenje temperature vodiča prouzrokuje starenje materijala, što utječe na smanjenje životne dobi vodiča, odnosno prenosnog voda. Isto tako, povišenje temperature prouzrokuje povećanje provjesa vodiča, što utječe na smanjenje sigurnosnih visina, čime se smanjuje pogonska spremnost i sigurnost prenosnog voda. Zaštita od preopterećenja

sprječava navedene efekte uzrokovane termičkim pregrijavanjem vodiča i obavezna je na vodovima gdje postoji vjerojatnoća od većih i dužih preopterećenja. Uobičajeno se izvodi primjenom višestepenih prekostrujnih releja sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom i „tipično“ podešenje ove zaštite je:

- 1° : $1.0 \times I_n$, vremena zatezanja: signal alarma $t_a = 20$ s i isključenje $t_i = 20$ min.
- 2° : $1.1 \times I_n$, vrijeme zatezanja: isključenje $t_i = 20$ s.

gdje je I_n : trajno dozvoljena struja faznih vodiča (maksimalna vrijednost).

U EES-u BiH, zaštita od preopterećenja postavljena je na svim 400 i 220 kV dalekovodima kao i na većem dijelu 110 kV dalekovoda i ista je podešena na osnovu trajno dozvoljenih struja faznih vodiča ili strujnih transformatora u pripadajućem polju, zavisno od toga koji je kriterij strožiji, bez sezonskih (ljetna sezona, zimska sezona) prepodešavanja. Trajno dozvoljene vrijednosti struja faznih vodiča koje se koriste u EES-u BiH za standardne tipove vodiča, prezentirane su u tabeli 2.9.

Tabela 2.10. Dozvoljene vrijednosti struja vodiča

Tip vodiča	Trajno dozvoljena vrijednost struja faznih vodiča	Napomena
AlFe 2x490/65 mm ²	1920 A	
AlFe 490/65 mm ²	960 A	
AlFe 2x360/57 mm ²	1562 A	
AlFe 360/57 mm ²	790 A	
AlFe 2x240/40 mm ²	1290 A	
AlFe 240/40 mm ²	645 A	
ASTER 228 mm ²	442 A	
AlFe 150/25 mm ²	442 A	
AlFe 120/20 mm ²	385 A	
Kabal Cu 400 mm ²	600 A	

Ova zaštita realizovana je :

1. prekostrujnom zaštitom u uređajima distantne zaštite, sa jednim ili dva stepena, sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom,
2. prekostrujnom zaštitom u uređajima distantne zaštite, koja ima samo jedan prekostrujni stepen sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom i koji ujedno služi i kao zaštita od preopterećenja,
3. termičkom zaštitom od preopterećenja u uređajima distantne zaštite, sa strujno-zavisnom vremenskom karakteristikom (eksponencijalna proradna karakteristika) koja u sebi sadrži mogućnost podešavanja vremenske konstante.

Sruje prorade/alarma i vremena zatezanja podešeni su u opsegu:

1. prekostrujna zaštita u uređajima distantne zaštite, sa jednim ili dva stepena, sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom:
 - 1° : struja prorade (**0.75 - 1.4**) I_n , vrijeme isključenja $t_i = (20 - 60)$ s.
 - 1° : struja prorade (**0.46 - 1.1**) I_n , vrijeme isključenja $t_i = (10 - 20)$ min.

- 1° : struja alarma **(0.5 - 1.2) I_n** , signal alarma $t_a = 20$ s; 2° : struja prorade **(0.6 - 1.2) I_n** vrijeme isključenja $t_i = 20$ min.
- 2. prekostrujna zaštita u uređajima distantne zaštite, koja ima samo jedan prekostrujni stepen sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom i koji ujedno služi i kao zaštita od preopterećenja:
 - 1° : struja prorade **(0.75 – 1.5) I_n** , vrijeme isključenja $t_i = (2.1 – 3)$ s.
- 3. termička zaštita od preopterećenja, sa strujno-zavisnom vremenskom karakteristikom (eksponencijalna proradna karakteristika) koja u sebi sadrži mogućnost podešavanja vremenske konstante:
 - 1° : struja prorade **(0.37 - 1.1) I_n** , vrijeme isključenja $t_i = (20 – 22)$ min.
 - 1° : struja alarma **(0.68 - 1) I_n** , signal alarma $t_a =$ trajno; 2°: proradna struja **(0.72 - 1.2) I_n** vrijeme isključenja $t_i = (20 – 22)$ min.

Napomena:

Vrijednosti struja prorade i struja alarma iskazane su u odnosu na vrijednost trajno dozvoljene struje faznih vodiča (I_n = maksimalna vrijednost). Na nekim dalekovodima proradna struja je limitirana strujnim transformatorom (ST). Na primjer, na DV 110 kV Tomislavgrad – Posušje, ST je prenosnog odnosa 300/1 A a I_n vodiča iznosi 645 A. Proradna struja zaštite od preopterećenja iznosi 0.8 A, sekundarno, odnosno 240 A primarno i vrijeme isključenja 20 min. Na ovaj način prenosna moć dalekovoda je ograničena na 37%.

2.2.1.6 Zaštita od nesklada polova prekidača

Pod neskladom polova prekidača smatra se stanje kod kojeg sva tri pola prekidača nisu u uključenom položaju ili sva tri pola prekidača nisu isključena. Da bi se izbjegle posljedice rada dalekovoda ili transformatora na dvije faze u slučaju neizvršenog jednopolnog APU ili u krugovima za uključivanje prekidača, potrebno je da svi prekidači, sa odvojenim pogonom po svakom polu prekidača, naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV imaju zaštitu od nesklada polova prekidača.

Vrijeme zatezanja zaštite od nesklada polova podešava se tako da je za jedan vremenski stepen veće od beznaponske pauze kod jednopolnog APU (da izvrši troležno isključenje u slučaju nesklada polova nakon vremena većeg od beznaponske pauze kod jednopolnog APU).

U EES-u BiH, vrijeme zatezanja zaštite od nesklada polova prekidača podešeno je u opsegu:

- na transformatorima: 0.3, 1 i 1.5 s.
- na dalekovodima: **0.2, 1**, 1.2, 1.3, 1.5, 1.8 i 2 s.

Na DV 110 kV TJ Bihać, vrijeme beznaponske pauze iznosi 1s i za 1P i 3P a vrijeme zatezanja zaštite od nesklada polova prekidača takođe iznosi 1s. Na DV 110 kV HE Jajce 1 – HE Bočac, vrijeme beznaponske pauze iznosi 1s i za 1P i 3P, a vrijeme zatezanja zaštite od nesklada polova prekidača iznosi 0.2s.

2.2.1.7 Nadnaponska zaštita dalekovoda

Nadnaponska zaštita izvodi se u pravilu sa vremenskim članom, taka da se omogući djelovanje automatske regulacije napona. Podešava se na prorađnu vrijednost višu od maksimalnog pogonskog napona.

U EES-u BiH nadnaponska zaštita je u funkciji na:

– DV 400 kV:

Banja Luka 6 – Tuzla 4, Trebinje – Gacko, Gacko – Mostar 4, TS Višegrad – HE Višegrad i TS Višegrad – Tuzla 4, sa podešenjem $115\% U_n$ i $t_{alarm} = 3s$.

– DV 220 kV:

Gradačac – TE Tuzla, Gradačac – Đakovo, sa podešenjem $120\% U_n$ i $t_{isključenje} = 2s$.

2.2.2 Zaštita transformatora

Osnovna zaštita od svih vrsta unutrašnjih kvarova energetskih transformatora 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 110/x kV u prenosnoj mreži EES-a BiH realizirana je diferencijalnom zaštitom kojom se obezbjeđuje trenutna i selektivna zaštita transformatora, Buholc zaštitom, Buholc zaštitom regulacione preklapke, kontaktim termometrom (tempertura ulja), te usmjerenom zemljospojnom zaštitom.

Usmjerena zemljospojna zaštita sa direktnom komunikacijom preko signalnih ulaza i izlaza zaštite mrežnih transformatora 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV realizirana je u TS 400/220/110 kV Tuzla 4, TS 400/110 kV Sarajevo 10, TS 220/110 kV Zenica 2 i TS 220/110 kV Bihać 1.

Rezervna zaštita ovih transformatora, za slučaj zatajenja/otkazivanja rada osnovnih zaštita transformatora ili zaštita u mreži, koja se napaja preko transformatora, u EES-u BiH realizirana je distantnom, prekostrujnom zaštitom i zaštitom od preopterećenja.

Distantna zaštita ugrađena je na primarnoj i sekundarnoj strani svih 400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV transformatora u EES-u BiH. Usmjerena je u pravcu štićenog transformatora i predstavlja brzu rezervnu zaštitu kod kvarova u štićenom transformatoru, jer ih obuhvata svojim I ili II stepenom. Istovremeno II stepenom obuhvata i sabirnice s druge strane transformatora. Dosezi zona distantnih zaštita podešeni su uvažavajući sljedeće principe:

– Prva zona distantnih zaštita na transformatorima podešava se sa vrijednošću

$$X_1 = 0.8 \div 0.85 X_{T \min} ,$$

gdje je $X_{T \min} = (1 - \frac{n_r}{100})^2 X_T$ reaktansa transformatora kod donjeg položaja regulacione preklapke n_r (%) transformatora.

– Druga zona podešava se sa vrijednošću

$$X_2 = 1.2 X_{T \max} ,$$

gdje je $X_{T \max} = (1 + \frac{n_r}{100})^2 X_T$ reaktansa transformatora kod gornjeg položaja regulacione preklapke n_r (%) transformatora.

- Treća zona distantnih zaštita podešava se tako da «pokrije» i najduži dalekovod spojen na sabirnice, uzimajući u obzir i uticaj međunapajanja

$$X_3 = 1.2 (X_{T_{\max}} + K_{gr} X_{NAJDU\dot{Z}I \text{ SUSJEDNI DV}})$$

Vrijeme djelovanja I stepena distantne zaštite jednako je sopstvenom vremenu djelovanja DZ. Vrijeme II stepena DZ t_2 podešeno je u iznosima 300 i 500 ms a vrijeme III stepena t_3 podešeno je u iznosima 600, 800, 900 i 1500 ms.

Distntne zaštite transformatora imaju i dodatne članove sa prekostrunom zaštitom, sa strujno nezavisnom karakteristikom, za međufazne kvarove ($I_F >$) i kvarove sa zemljom ($I_N >$).

Isto kao kod prekostrujnih zaštita na dalekovodima, opisanim u dijelu 2.2.1.4., tako i kod prekostrujnih zaštita kjoje su integrisane u distantne zaštite na svakom namotaju transformatora, koriste se obe opcije rada: aktivne samo u slučaju blokade DZ ili stalno aktivne (rezervne zaštite DZ).

Na transformatorima gdje je prekostrujna zaštita aktivna samo u slučaju blokade distantnih zaštita proradna struje i vrijeme prorade (zatezanja) podešeni su u opsegu:

- $I_F >$: proradna struja $I > = (1.15 - 2.3) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = 1.5 \text{ s}$,
- $I_N >$: proradna struja $I_o > = 0.2 I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = 1.5 \text{ s}$.

Na transformatorima gdje je prekostrujna zaštita stalno aktivna, proradna struje i vrijeme prorade (zatezanja) podešeni su u opsegu:

- $I_F >$: proradna struja $I > = (0.63 - 3) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = (2 - 3) \text{ s}$,
- $I_N >$: proradna struja $I_o > = (0.4 - 1.8) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = (2 - 3) \text{ s}$.

gdje je I_n nazivna struja transformatora.

Pored ovih prekostrujnih zaštita, koje su integrisane u distantne zaštite na svim transformatorima naponskog nivoa 400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV, osim u TS 220/110 kV Jajce 2 (gdje je prekostrujna zaštita integrisana samo u zaštitni uređaj diferencijalne zaštite) u dijelu EES-a BiH dodatno se koriste i prekostrujna zaštita i na primaru i sekundaru transformatora, koja je integrisana u zaštitni uređaj diferencijalne zaštite ili je prekostrujna zaštita primarnog namotaja integrisana u zaštitni uređaj diferencijalne zaštite a prekostrujna zaštita sekundarnog namotaja u višefunkcijski zaštitni uređaj. Ove prekostrujne zaštite stalno su aktivne (rezervne zaštite DZ) i imaju dvostepenu proradnu karakteristiku (u nekim TS i jednostepenu proradnu karakteristiku), podešenu tako da je s aspekta vrijednosti struja kvara, I stepen podešen na nižu vrijednost i služi kao rezervna zaštita kod kvarova u mreži a II stepen na višu vrijednost i služi kao rezervna zaštita kod kvarova u neposrednoj blizini TS. Opsezi podešenja:

- ✓ dvostepena prekostrujna zaštita oba namotaja transformatora je integrisana u zaštitni uređaj diferencijalne zaštite (TS 400/220/110 kV Mostar 4)

I stepen

- $I_F >$: proradana struja $I > = (2 - 3) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = (2 - 3) \text{ s}$,
- $I_N >$: proradana struja $I_o > = (0.4 - 0.6) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = (1.5 - 3) \text{ s}$.

II stepen

- $I_F >$: proradana struja $I > = (6.9 - 7.9) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = 1.5 \text{ s}$,

- $I_N > :$ proradana struja $I_0 > = (0.5 - 0.76) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = (1.5 - 3) s$.
- ✓ dvostepena prekostrujna zaštita primarnog namotaja integrisana u zaštitni uređaj diferencijalne zaštite a prekostrujna zaštita sekundarnog namotaja u višefunkcijski zaštitni uređaj (TS 400/220/110 kV Tuzla 4, TS 400/110 kV Sarajevo 10, TS 220/110 kV: Zenica 2, Bihać 1, TE 220/110 kV Tuzla)

I stepen

- $I_F > :$ proradna struja $I > = (1.2 - 1.83) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = 20 s$,

II stepen

- $I_F > :$ proradna struja $I > = (4 - 6) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = 0.5 s$,
- jednostepena prekostrujna zaštita oba namotaja transformatora je integrisana u zaštitni uređaj diferencijalne zaštite (TS 220/110 kV Jajce 2)

I stepen (TS 220/110 kV Jajce 2)

- $I_F > :$ proradna struja $I > = 2 I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = 2 s$,
- $I_N > :$ proradna struja $I_0 > = 0.4 I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = 2 s$.

I stepen (TS 220/110 kV Gradačac, TE 220/110 kV Kakanj)

- $I_F > :$ proradna struja $I > = (1 - 1.2) I_n$, vrijeme prorade (zatezanje) $t_{isklopa} = (2 - 4)s$,

gdje je I_n nazivna struja transformatora.

Na transformatorima naponskog nivoa 110/x kV, prekostrujna zaštita ima ulogu rezervne zaštite, koja štiti namotaje transformatora u slučaju zatajenja/otkazivanja rada osnovnih zaštita transformatora ili zaštita u mreži, koja se napaja preko ovih transformatora. U EES-u BiH, prekostrujna zaštita transformatora 110/x kV realizirana je:

- samo prekostrujnim relejima statičke izvedbe sa jednim stepenom podešenja proradne struje (sa opcijom autonomna prekostrujna zaštita na VN strani),
- samo prekostrujnim relejima numeričke izvedbe sa tri stepenom podešenja proradne struje,
- članom prekostrujne zaštite, inkorporirane u diferencijalnu zaštitu transformatora 110/x kV,
- članom prekostrujne zaštite, inkorporirane u diferencijalnu zaštitu transformatora 110/x kV i dodatnom prekostrujnom zaštitom u sklopu u višefunkcijskog zaštitnog uređaja.

Ove prekostrujne zaštite su zaštite sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom (sa vremenskom zadržkom) i zavisno od tipa imaju jedan, dva ili tri stepena podešenja proradnih struja. Opsezi podešenja ovih zaštita su:

- **sa jednim stepenom podešenja proradnih struja ($I_F >$)**

$I_F > :$ proradana struja $I > = (0.7 - 1.9) I_n$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (1.5 - 3.5) s$,

- **sa dva stepena podešenja proradnih struja ($I_F >, I_F >>$)**

I stepen: $I_F > :$ proradana struja $I > = (0.9 - 1.8) I_n$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (1.5 - 4) s$,

II stepen: $I_F >> :$ proradana struja $I >> = (1.7 - 5.7) I_n$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (0.1 - 1.8) s$,

plus opcija: $I_F >> :$ proradana struja $I >> = (14 - 15) I_n$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = 0 s$,

- **sa dva stepena podešenja proradnih struja ($I_F >$, $I_N >$, $I_F >>$, $I_N >>$)**

I stepen: $I_F >$: proradana struja $I > = (0.95 - 1.8) I_N$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (2 - 5) s$,

$I_N >$: proradana struja $I_0 > = (0.35 - 2.85) I_N$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (2 - 5) s$,

II stepen: $I_F >>$: proradana struja $I >> = (2.86 - 15) I_N$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (0.3 - 1.7) s$,

$I_N >>$: proradana struja $I_0 >> = (1.4 - 5.71) I_N$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (0.8 - 3) s$,

- **sa tri stepena podešenja proradnih struja ($I_F >$, $I_F >>$, $I_F >>>$)**

I stepen: $I_F >$: proradana struja $I > = 1.1 I_N$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (2.1 - 2.6) s$,

II stepen: $I_F >>$: proradana struja $I >> = (2.86 - 4.75) I_N$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (0.1 - 0.6)$

II stepen: $I_F >>>$: proradana struja $I >>> = 10.5 I_N$, vrijeme prorade $t_{isklopa} = (0.0 - 0.2) s$,

gdje je I_N nazivna struja transformatora.

Zaštita transformatora od preopterećenja ima za cilj da na vrijeme alarmira pojavu preopterećenja i da isključi transformator ako bi preopterećenje po veličini i trajnju prešlo dozvoljenu granicu, odnosno prouzrokovalo nedozvoljeno zagrijavanje namotaja transformatora. U EES-u BiH, za zaštitu transformatora od preopterećenja koriste se: kontaktni termometra, termička slika i prekostrujna zaštita. Za zaštitu transformatora 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 110/x kV od preopterećenja u EES-u BiH, prekostrujna zaštita se koristi na cca 33% transformatora (iz OP Tuzla nisu dostavljeni podaci o zaštitama transformatora 110/x kV, i isti nisu uključeni u kalkulaciju). Ova zaštita realizovana je:

1. Prekostrujnom zaštitom u uređajima diferencijalne zaštite, sa jednim ili dva stepena, sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom.
 - podešen samo jedan stepen: $I_{prorade} = (1.2 - 1.5) I_N$, $t_{isklj.} = 60 \text{ min.}$
 - podešena dva stepena: 1°: $I_{alarm} = (1 - 1.28) I_N$, $t_{alarm.} = 18 s$ i trajno; 2°: $I_{prorade} = (1 - 1.43) I_N$, $t_{isklj.} = 120 s$ i 25 min.
 - podešena dva stepena u kombinaciji sa termoslikom (2°, isključenje uz uslov termoslike)
 - 1°: $I_{alarm} = (0.9 - 1) I_N$, $t_{alarm.} = 20 s$; 2°: $I_{prorade} = (0.9 - 1) I_N$; $t_{isklj.} = 120 s$.
2. Termičkom zaštitom od preopterećenja u uređajima diferencijalne zaštite, sa strujno-zavisnom vremenskom karakteristikom (eksponencijalna proradna karakteristika) koja u sebi sadrži mogućnost podešavanja vremenske konstante
 - podešen samo jedan stepen: $I_{prorade} = (1 - 1.1) I_N$, $t_{isklj.} = 11.5 \text{ min.}$
 - podešena dva stepena: 1°: $I_{alarm} = (0.85 - 1.28) I_N$, $t_{alarm} = \text{trajno}$; 2°: $I_{prorade} = (0.95 - 1.57) I_N$; $t_{isklj.} = 11.5$ i 100 min.
3. Prekostrujnom zaštitom u uređajima distantne zaštite, sa jednim ili dva stepena, sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom
 - podešen samo jedan stepen: $I_{prorade} = (1 - 1.05) I_N$, $t_{isklj.} = 15$ i 60 s.
 - podešena dva stepena: 1°: $I_{alarm} = 0.9 I_N$, $t_{alarm.} = 20 s$, 2°: $I_{prorade} = 0.9 I_N$; $t_{isklj.} = 20 \text{ min.}$

4. Termičkom zaštitom od preopterećenja u višefunkcijskim zaštitnim uređajima, sa strujno-zavisnom vremenskom karakteristikom (eksponencijalna proradna karakteristika) koja u sebi sadrži mogućnost podešavanja vremenske konstante
 - podešen samo jedan stepen: $I_{prorade} = (1 - 1.1) I_n$, $t_{isklj.} = 11.5 \text{ min.}$
5. Prekostrujnom zaštitom u višefunkcijskim zaštitnim uređajima, sa strujno nezavisnom vremenskom karakteristikom.
 - podešen samo jedan stepen: $I_{prorade} = 1.43 I_n$, $t_{isklj.} = 10 \text{ min.}$

gdje je I_n nazivna struja transformatora.

2.2.3 Zaštita sabirnica

U EES-u BiH sabirničkom zaštitom se štite sabirnice naponskog nivoa 400 i 220 kV. Sabirnička zaštita je distribuirana, što znači da se u svakom polju nalazi po jedna jedinica sabirničke zaštite (bay unit) a ove jedinice u poljima povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača.

U EES-u BiH, zaštita sabirnica realizirana je u sljedećim postrojenjima:

1. TS 400/110 Banja Luka 6

Sabirnice 400 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržkom $t_1 = 150 \text{ ms}$ (retrip, drugi pokušaj isključenja vlastitog prekidača) i $t_2 = 250 \text{ ms}$ (back-up trip, isključenje svih prekidača u štićenom sistemu).

2. TS 220/110 Prijedor 2

Sabirnice 220 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržkom $t_1 = 150 \text{ ms}$ i $t_2 = 250 \text{ ms}$.

3. TS 400/220/110 Mostar 4

Sabirnice 400 kV i sabirnice 220 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržkom $t_1 = 30 \text{ ms}$ i $t_2 = 30 \text{ ms}$.

U TS Mostar 4, je na nivou postrojenja 110 kV aktivirana zaštita od otkaza prekidača na taj način da se nakon vremena $t_1 = 30 \text{ ms}$ ponavlja tropolni isklop na isti prekidač (retrip).

4. RP 220 kV Mostar 3

Sabirnice 220 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom

jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržskom $t_1 = 30 \text{ ms}$ i $t_2 = 30 \text{ ms}$.

5. TS 400/220/110 kV Trebinje

Sabirnice 400 kV i sabirnice 220 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača ali ista nije aktivirana.

6. TE 400 kV Gacko

Sabirnice 400 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržskom $t_1 = 100 \text{ ms}$ i $t_2 = 120 \text{ ms}$.

7. TS 400/110 kV Sarajevo 10

Sabirnice 400 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom 7SS522, proizvođača Siemens. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, 7SS523, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, 7SS522, na nivou cijelog postrojenja. Sabirnička zaštita podešena je na 1600 A. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržskom $t_1 = 150 \text{ ms}$.

8. TS 400/220/110 kV Sarajevo 20

Sabirnice 400 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. Sabirnička zaštita podešena je na $1.2 I_n$ (960 A). U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržskom $t_1 = 150 \text{ ms}$ (retrip, blokada APU) i $t_2 = 250 \text{ ms}$.

Sa istom logikom i vremenskim zadržkama realizovana je i zaštita od otkaza prekidača u postrojenju 110 kV (preko zaštitnih uređaja REL 511).

9. RP 220 kV Kakanj

Sabirnice 220 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom 7SS522, proizvođača Siemens. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, 7SS523, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, 7SS522, na nivou cijelog postrojenja. Sabirnička zaštita podešena je na 800 A. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržskom $t_1 = 150 \text{ ms}$.

10. TE 220 kV Kakanj V

Sabirnice 220 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom 7SS522, proizvođača Siemens. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, 7SS523, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, 7SS522, na nivou cijelog postrojenja. Sabirnička zaštita podešena je na 1600 A. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržskom $t_1 = 150 \text{ ms}$.

11. HE 220 kV Salakovac

Sabirnice 220 kV štice su centraliziranom sabirničkom zaštitom 7SS522, proizvođača Siemens. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržkom $t_1 = 300$ ms.

12. TS 400/220/110 kV Višegrad

Sabirnice 400 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržkom $t_1 = 200$ ms (retrip, blokada APU) i $t_2 = 250$ ms.

U TS Višegrad je na nivou postrojenja 110 kV aktivirana zaštita od otkaza prekidača, na taj način da se nakon vremena $t_1 = 150$ ms (retrip, blokada APU), a nakon vremena $t_2 = 250$ ms signal prosljeđuje na ostala polja 110 kV.

13. TS 400/220/110 kV Tuzla 4

Sabirnice 400 kV i sabirnice 220 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom 7SS522, proizvođača Siemens. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, 7SS523, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, 7SS522, na nivou cijelog postrojenja. Zaštita 400 kV sabirnica podešena je na 1600 A a zaštita 220 kV sabirnica na 1200 A, sa trenutnim djelovanjem. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržkom $t_1 = 150$ ms.

14. TS 400/110 kV Ugljevik

Sabirnice 400 kV štice su distribuiranom sabirničkom zaštitom REB 500, proizvođača ABB. Jedinice sabirničke zaštite u pojedinim poljima, REB 500 BU, povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite, REB 500 CU, na nivou cijelog postrojenja. U sklopu ovog sistema zaštite integrisana je i zaštita od otkaza prekidača sa vremenskom zadržkom $t_1 = 150$ ms i $t_2 = 250$ ms.

15. TS 110/x kV Mostar 5

Na nivou postrojenja 110 kV aktivirana zaštita od otkaza prekidača na taj način da se nakon vremena $t_1 = 30$ ms ponavlja tropski isklon na isti prekidač (retrip).

16. TS 110/x kV Mostar 7

Na nivou postrojenja 110 kV aktivirana zaštita od otkaza prekidača na taj način da se nakon vremena $t_1 = 30$ ms ponavlja tropski isklon na isti prekidač (retrip).

2.2.4 Sistemska automatika

2.2.4.1 Automatsko ponovno uključivanje dalekovoda

Prema statistici 70 – 90% kvarova na dalekovodima su prolaznog karaktera (tranzijentni) pod uslovom da se napon na vodu makar vrlo kratkotrajno isključi, a približno 85% od ovih kvarova su jednofazni kvarovi sa zemljom, najčešće uzrokovani pojavom povratnog preskoka napona na dalekovodnom stubu ili pojavom preskoka napona na rastinju duž trase dalekovoda.

Tehnika automatskog ponovnog uključivanja (APU) dalekovoda je dobro ustanovljen način za automatsko uključenje/vraćanje u pogon dalekovoda nakon što ga zaštita isključi, usljed prolaznog kvara na dalekovodu. Zbog prirode kvara (trajni kvar) tehnika APU se ne koristi kod kvarova na kablovskim vodovima, transformatorima, sabirnicama i generatorima. U slučaju kombinovanih linija prenosa dalekovod/kablovski vod ili dalekovod direktno spojen na transformator, mora se osigurati da APU djeluje samo u slučaju kvarova na dijelu dalekovoda.

Dosadašnja iskustva sa primjenom tehnike APU u većini zemalja su pozitivna. U EES-u BiH nema statistike uspješnog/neuspješnog djelovanja uređaja APU, međutim prema [11,12] u EES-u Mađarske, u periodu od 1983. – 2010. godine, na 400 kV dalekovodima djelovanje uređaja APU bilo je uspješno u 78% slučajeva a na 220 kV dalekovodima u 88% slučajeva. Primjenom tehnike APU utiče se na održavanje ili povećanje nivoa:

- stabilnosti sistema,
- sigurnosti sistema,
- kontinuiteta/neprekidnosti snabdjevanja potrošača.

U EES-u BiH, uređaj/blok APU je integrisan u sklopu kompleksnih višefunkcijskih zaštitnih uređaja, numeričke izvedbe ili je samostalan kod releja starije generacije (statičke ili elektromehaničke izvedbe) i ima mogućnost izbora sljedećih načina rada:

- **1P APU**, za jednofazne kvarove i trofazno definitivno isključenje za višefazne kvarove, vrijeme beznaponske pauze 1s.
- **(1P+3P) APU**, za jednofazne kvarove i trofazno za višefazne kvarove, vrijeme beznaponske pauze 1s i za 1P i 3P.
- **3P APU**, za sve vrste kvarova, vrijeme beznaponske pauze 1s.

Primjenjuje se samo jedan pokušaj ponovnog uključjenja. Kod ponovnog uključjenja na kvar, uređaj treba da izvrši definitivno tropsko isključenje voda i to trenutno, bez vremenskog zatezanja. 3P APU u 400 i 220 kV prenosnoj mreži primjenjuje se uz provjeru uslova sinhronizacije.

Na DV 400 kV, koriste se sljedeće opcije rada:

- **(1P+3P) APU**, vrijeme beznaponske pauze 1s i za 1P i 3P. Na ovaj način je podešen blok APU na DV 400 kV u TS 400/110 kV Banja Luka 6 (Banja Luka 6 – Tuzla 4), u TS 400/110 kV Ugljevik (Ugljevik – Tuzla, Ugljevik – S. Mitrovica i Ugljevik – Ernestinovo) i u TS 400/220/110 kV Višegrad (Višegrad – Tuzla).
- **1P APU**, vrijeme beznaponske pauze 1s. Na ovaj način je podešen blok APU na svim ostalim DV 400 kV, EES-a BiH.

Na DV 220 kV, koriste se sljedeće opcije rada:

- **(1P+3P) APU**, vrijeme beznaponske pauze 1s i za 1P i 3P. Na ovaj način je podešen blok APU na DV 220 kV u TS 220/110 kV Prijedor 2 (Prijedor 2 – RP Kakanj, Prijedor 2 – Jajce 2, Prijedor 2 – Bihać 1, Prijedor 2 – Mraclin i Prijedor 2 – Međurić), u TS 220/110 kV Jajce 2 (Jajce 2 – RP Jablanica, Jajce 2 – Prijedor 2) i u HE Čapljina (HE Čapljina – Mostar 4 I/ II).
- **1P APU**, vrijeme beznaponske pauze 1s. Na ovaj način je podešen blok APU na svim ostalim DV 220 kV, EES-a BiH.

Na DV 110 kV, koriste se sve tri opcije rada:

- **(1P+3P) APU**, vrijeme beznaponske pauze 1s i za 1P i 3P. Na ovaj način je podešen blok APU na DV 110 kV u OP Sarajevo i OP Banja Luka (i u TJ Banja Luka i TJ Bihać) i DV 110 kV u HE Mostar i HE Peć Mlini.
- **1P APU**, vrijeme beznaponske pauze 1s. Na ovaj način je podešen blok APU na DV 110 kV u OP Mostar (i u TJ Mostar i TJ Trebinje) i DV 110 kV u TE Kaknj i HE Jajce 1 (osim na DV 110 kV HE Jajce 1 – HE Bočac, 1P+3P).
- **3P APU**, za sve vrste kvarove, vrijeme beznaponske pauze 1.2s. Na ovaj način je podešen blok APU na DV 110 kV u HE Mostarsko Blato.

Podaci vezani za podešenje uređaja APU u OP Tuzla uključujući i TE Tuzla nisu dostavljeni.

Uređaji APU stavljaju se u rad na sljedeće načine:

- djelovanjem I stepena distantne zaštite (DZ),
- djelovanjem I stepena (DZ) i ubrzanog (II) stepena DZ, ako je telezaštita u funkciji,
- djelovanjem I stepena (DZ), ubrzanog (II) stepena DZ i usmjerene zemljospojne zaštite, ako je telezaštita u funkciji,
- djelovanjem I stepena (DZ) i podužne diferencijalne zaštite, ako je telezaštita u funkciji,
- djelovanjem I stepena (DZ), podužne diferencijalne zaštite i usmjerene zemljospojne zaštite, ako je telezaštita u funkciji,
- djelovanjem I i II stepena (DZ). Ovaj način startanja uređaja APU se koristi samo na tri DV 110 kV: Trebinje 1 – Trebinje, Banja Luka 3 - Banja Luka 4 i Banja Luka 3 – HE Bočac.

Na dijelu prenosne mreže EES-a BiH uređaji APU se ne koriste iz sljedećih razloga:

- kriterij kablovski vod 110 kV,
- kriterij naselje (po ovom kriteriju funkcija APU je blokirana na DV 110 kV: Sarajevo 2 – Sarajevo 4, Sarajevo 2 – Sarajevo 7, Sarajevo 5 – Sarajevo 10, Sarajevo 5 – Pale, Zenica 2 – Zenica 3 I i II),
- dalekovod direktno spojen na transformator (npr. na DV 220 kV Višegrad – Požega, APU je blokirana jer je 220 kV strana ujedno i trafo polje),

ili je funkcija ovih uređaja djelimično blokirana u sljedećim situacijama:

- ukoliko poslije jednofaznog isključenja i za vrijeme beznaponske pauze 1P APU dođe do kvara na drugoj ili obje preostale faze, uređaj APU treba da se blokira i da da nalog za trofazno definitivno isključenje,
- redundantne zaštite 400 kV dalekovoda (7SA612 i REL 531), u TS 400/220/110 kV Tuzla 4 i TS 400/110 kV Sarajevo 10, uzajamno razmjenjuju informacije o faznoj selekciji. U slučaju istovremenog kvara u dvije različite faze blokira se APU.
- u funkciji samo 3P APU, 1P APU blokirana jer prekidač ima samo trolni pogon,
- u funkciji samo 3P APU, 1P APU blokirana zbog nekompletnog polja,
- u funkciji samo 3P APU, 1P APU blokirana zbog radikalne veze DV.

U manjem dijelu TS 110/x kV, ne postoji opcija APU jer su na pripadajućim DV 110 kV još u upotrebi zaštite starije generacije koje nemaju uređaj APU ili im prekidači nisu predviđeni za režim APU.

2.2.4.2 Sinhronizacioni/Sinhroček uređaji

U slučaju uključenja dalekovoda na sabirnice ili rekonekcije dijelova sistema u izolovanom ostrvskom radu, u situacijama nezadovoljenja uslova sinhronizacije, može doći do dodatnog narušavanja stabilnosti i ugrožavanja rada cijelog sistema ili njegovog dijela. Sinhroček uređaji se koriste za kontrolisano uključivanje/paralelovanje dalekovoda u interkonektivnim mrežama i uređaj mjeri napone u tački paralelovanja sa obje strane prekidača i voda i sabirnica, te računa razlike faznih uglova napona, razlike modula napona i odstupanja frekvencije između djelova sistema koji se paraleluju. Uklapanje prekidača dozvoljava se samo kada su izmjerene razlike istovremeno manje od unaprijed definisanih.

Sinhronizaciona oprema za nadzor uključenja treba da bude instalirana u svim većim postrojenjima, naročito u onim koja uključuju prekogranične dalekovode ili povezne dalekovode između regulacionih blokova/oblasti. U EES-u BiH sinhronizaciona oprema za nadzor uključenja instalirana je u objektima prikazanim u tabeli 2.10.

Tabela 2.11. Sinhroček uređaji u objektima EES-a BiH

Naziv objekta	Uslovi za uklop		
	ΔU (%)	Δf (mHz)	$\Delta \phi$ (°)
TS 400/110 kV Sarajevo 10	20 (11.5 V)	200	30
TS 400/220/110 kV Sarajevo 20	20 (11.5 V)	200	30
TS 400/220/110 kV Mostar 4 za DV 400 i 220 kV	8	60	11
TS 400/220/110 kV Mostar 4 za DV 110 kV	15	60	15
TS 400/110 kV Banja Luka 6	20	200	20
TS 400/220/110 kV Trebinje	20	200	20
TS 400/220/110 kV Tuzla 4	20 (11.5 V)	200	30
TS 400/110 kV Ugljevik	20	200	20
TE 400 kV Gacko	20	200	20
TS 220/110 kV Zenica 2	20 (11.5 V)	200	30
RP 220 kV Mostar 3	8	60	11
TS 220/110 kV Gradačac	15	200	25
TE 220 kV Tuzla	20 (11.5 V)	200	30
RP 220 kV Kakanj	20 (11.5 V)	200	30
TE 220 kV Kakanj V	20 (11.5 V)	200	30
RP 220 kV Jablanica	8	60	11
samo na DV 220 kV Jajce 2	20 (11.5 V)	200	30
HE 220 kV Salakovac	5.7	100	15
CHE 220 kV Čapljina	9	60	10
HE 220 kV Rama	10	200	10
HE 110 kV Jablanica	20	400	15
TS 110/x kV Banja Luka 4	20	200	20
TS 110/x kV Banja Luka 7	20	200	20
TS 110/x kV Banja Luka 8	20	200	20
TS 110/x kV Čelinac	20	200	20
TS 110/x kV Dubica	20	200	20
TS 110/x kV Gradiška	20	200	20
TS 110/x kV Prijedor 1	20	200	20
TS 110/x kV Prijedor 3	20	200	20
TS 110/x kV Topola	20	200	20
TS 110/x kV Mostar 5 samo na DV 110 kV Mostar 7	15	200	20
TS 110/x kV Mostar 6	15	200	20

TS 110/x kV Mostar 2	15	200	20
TS 110/x kV Konic	15	200	20
EVP 110/x kV Konjic	15	200	20
TS 110/x kV Rama	15	200	20
TS 110/x kV Livno	15	200	20
TS 110/x kV Tomislavgrad	15	200	20
TS 110/x kV Čitluk	15	200	20
TS 110/x kV Neum	15	200	20
TS 110/x kV Stolac	15	200	20
TS 110/x kV Posušje	15	200	20
TS 110/x kV Grude	15	200	20
TS 110/x kV Ljubuški	15	200	20
TS 110/x kV Čapljina	15	200	20
TS 110/x kV Široki Brijeg	15	200	20
TS 110/x kV Odžak	15	200	20

Iz tabele 2.10. uočavaju se različiti opsezi podešenja sinhroček uređaja u navedenim objektima EES-a BiH. U ENTSO-E RG CE Operativnom priručniku (Pravilo 3, Aneks Pravilo 3, Pravilo 5, Aneks Pravilo 5) daju se upute za mjesta instalisanja i kriteriji za podešenje sinhronizacionih uređaja, te se ovdje i navode.

Podešenje sinhronizacione opreme: TSO je u obavezi da informiše susjedni TSO o podešenjima sinhronizacione opreme za nadzor uključenja instalisane na poveznim dalekovodima (razlika faznog ugla napona, razlika modula napona, razlika frekvencija).

Nadzor: Prilikom isključenja važnih prenosnih dalekovoda ili poveznih dalekovoda TSO-i treba da održavaju sistem u takvom stanju da je u slučaju potrebe moguće ponovno uključenje, uz održavanje razlika faznih uglova napona u prihvatljivim opsezima. U vanrednim situacijama, TSO-i čine sve u svojoj moći da održe relevantne operativne uslove kako bi obezbijedili najbrži način za ponovno uključenje dalekovoda, na primjer, u odnosu na ponovnu sinhronizaciju razdvojenog sistema.

Ponovna sinhronizacija: Pošto je nemoguće tačno predvidjeti koji će dalekovodi ispasti tokom poremećaja važno je opremiti sve povezne dalekovode, i najvažnije, unutrašnje dalekovode uređajima koji omogućavaju ponovnu sinhronizaciju (Sinhroček uređaji - uređaj za paralelno uključanje), koji po mogućnosti treba da budu daljinski upravljani. Osoblje u centru upravljanja će imati pristup u realnom vremenu mjerenjima sa oba kraja poveznog dalekovoda. Ponovna sinhronizacija će biti izvršena od strane TSO-a sa velikim prenosnim kapacitetom (nekoliko dalekovoda) između razdvojenih oblasti i sa lakim pristupom regulacionim rezervama velikih elektrana koje su dovoljne da utiču na razliku frekvencije između obje oblasti koje treba ponovno sinhronizovati. Sam proces će se vršiti, ako je moguće, isključivo putem 400 kV dalekovoda sa poželjno velikim kapacitetom, kada su oba sistema koja se sinhronizuju u stabilnim operativnim uslovima sa frekvencijama bliskim 50 Hz (maksimalna razlika od 150 mHz) i naponima u pogođenim trafostanicama u opsegu 380-420 kV (maksimalna razlika napona od 40 kV). Podešenje Sinhroček uređaja će dozvoliti takve razlike frekvencije i napona.

Kriteriji ponovne sinhronizacije oblasti: Kriterij ponovne sinhronizacije će definisati opseg napona i frekvencije i prihvatljive razlike faznog ugla napona, razlike modula napona i frekvencije između uključenih oblasti.

- ✓ Nakon isključenja ili ispada poveznih dalekovoda, uređaji za paralelno uključanje mogu onemogućiti ponovno ručno uključanje u slučaju da je razlika faznih uglova napona veća od podešenog praga uređaja. Podešenja praga zavisi od operativnih uslova odgovarajuće oblasti mreže. Pošto se vrijednosti često biraju oko 30° one mogu biti i znatno niže ukoliko su velike

proizvodne jedinice u blizini poveznog dalekovoda. Stabilnost takvih generatora može biti ugrožena, u najmanju ruku mogu biti inicirane velike oscilacije zbog manipulacija koje se izvode sa velikim razlikama faznih uglova napona. Stabilnost može biti vrlo malo poboljšana izbjegavanjem rada generatora u podpobudi.

- ✓ Oba sistema moraju biti u stabilnom stanju i obje frekvencije moraju biti blizu 50 Hz, sa maksimumom tolerancije od ± 200 mHz u odnosu na 50 Hz, da bi ponovna sinhronizacija bila, što je moguće bezbjednija. Razlika u frekvenciji između dvije oblasti će biti ispod 150 mHz prije korišćenja sinhroček uređaja za sinhronizaciju oblasti. Oba napona moraju biti u rasponu od 380-420 kV.
- ✓ Upotreba 400 kV dalekovoda velikog kapaciteta.
- ✓ Moraju se preduzeti koraci za trenutno uključenje drugog dalekovoda koji je električki blizak prvom dalekovodu.
- ✓ Po prioritetu se mora izabrati dalekovod za sinhronizaciju koji nije u blizini velikih termo jedinica koje su u pogonu.
- ✓ Lider ponovne sinhronizacije izdaje naloge liderima frekvencije za vršenje akcija u pravom smjeru kako bi se smanjila odstupanja frekvencije i napona između obe oblasti upravo u trenutku ponovne sinhronizacije.

Kao primjer prezentira se podešenje sinhronizacionih uređaja u Elektromreži Srbije [9]. Uređaji za kontrolisano uključenje prekidača podešeni su prema sljedećim parametrima sinhronizacije uključjenja:

- ✓ maksimalna razlika modula napona: $\Delta U_{\max} = 15\% U_n$
- ✓ maksimalna fazna razlika između napona: $\Delta \varphi_{\max} = 30^\circ$
- ✓ maksimalna razlika frekvencije: $\Delta f_{\max} = 500$ mHz

Sinhronizacija generatorskih jedinica se mora izvršiti ako su ispunjeni sljedeći uslovi:

- ✓ razlika frekvencija Δf je manja od **100 mHz**,
- ✓ naponska razlika ΔU je manja od **10%** nazivnog napona,
- ✓ ugaona razlika $\Delta \varphi$ je manja od **10°**.

Na bazi prezentiranog u ovom poglavlju, može se zaključiti:

1. U EES-u BiH zaštitnim uređajima ili odgovarajućim funkcijama zaštite dobro su pokriveni svi elementi sistema u lancu: sabirnice, SMT, NMT, prekidač, prenosni vod,... i ne postoje nezaštićene zone duž cijele navedene linije.
2. Obezbeđeno je dobro rezervno djelovanje zaštita, tako da se svaki kvar u slučaju otkaza glavne (osnovne) zaštite eliminiše djelovanjem neke druge potpuno neovisne zaštite. Dodatna/redudantna zaštita (dvije distantne zaštite različitog proizvođača/različitog tipa ili u kombinaciji distantna zaštita sa podužnom diferencijalnom zaštitom) relizirana je na svim DV 400 kV i na dijelu DV 220 kV. Na ostalim DV 220 kV i DV 110 kV rezervno djelovanje realizirano je daljinskim rezervnim zaštitama, preklapanjem proradnih karakteristika zona zaštite distantnih releja ugrađenih u različitim postrojenjima.
3. Na većini dalekovoda EES-a BiH ugrađene su savremene višefunkcijske zaštite digitalne izvedbe. Od ukupno 517 ugrađenih distantnih zaštita, 467 zaštita (90.33%) su digitalne, 23

- (4.45%) su elektromehaničke i 27 (5.22%) su statičke zaštite. Za zaštitu dalekovoda koriste se podužne diferencijalne zaštite. Ukupno ih ima 16 i sve su digitalne.
4. Telezaštitna funkcija, kojom se ubrzava se II stepen (ili Z_{1B}) distantnih zaštita i omogućuje isključenje kvarova na cijeloj dužini dalekovoda sa minimalnim vremenskim kašnjenjem (veoma bliskim vremenskoj zadržci I zone, sopstveno vrijeme djelovanja), relizirana je na svim DV 400 kV (osim na DV 400 kV Trebinje – Podgorica, ista spremna za aktiviranje), na 54% DV 220 kV i na dijelu DV 110 kV.
 5. Na svim transformatorima 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV, 110/x kV EES-a BiH obezbjeđene su osnovne i rezervne zaštite.
 6. U EES-u BiH ugrađeno je 14 sabirničkih zaštita kojima se štite sabirnice naponskog nivoa 400 i 220 kV. Sabirničke zaštite su distribuirane (jedinice sabirničke zaštite u poljima povezane su sa centralnom jedinicom sabirničke zaštite na nivou cjelog postrojenja) osim u HE Salakovac, gdje je ista centraliziranog tipa. U sklopu sabirničkih zaštita integrisane su i zaštite od otkaza prekidača. U dvije TS 110/x kV, Mostar 5 i Mostar 7 u funkciji su i zaštite od otkaza prekidača.
 7. U ENTSO-E, Operativnom priručniku, Pravilo 3 navodi se da podešenja sistema zaštita povezanih dalekovoda moraju biti koordinisana između TSO-a. Ali, na bazi prezentiranog u ovom poglavlju, **čini se da bi prvo trebalo proanalizirati i usaglasiti principe podešenja zaštita na nivou Elektroprenosa BiH, odnosno Operativnih područja, elektroprivrednih kompanija u BiH, NOS-a BiH tj. na nivou cijelog EES-a BiH.**

2.3 Pregled karakteristika i podešenja parametara regulatora

Za analizu tranzijentne stabilnosti, proračune kritičnog vremena isključenja kvara, te procjenu rezerve tranzijentne stabilnosti u EES-u BiH korišten je modul za dinamičke analize programskog paketa *Power System Simulator for Engineers* PSS/E, ver. 33.5.2, koji posjeduje bogatu biblioteku modela elemenata elektroenergetskog sistema (bilo da su definisani kao IEEE modeli ili modeli pojedinih proizvođača) sa mogućnošću izbora njihovih parametara u širokom opsegu. U zavisnosti od tipa elektrana, korišteni su modeli generatora sa istaknutim polovima „GENSAL“ za hidro agregate ili sa cilindričnim rotorom „GENROU“ za termo agregate. Za predstavljanje sistema pobude (DC, AC, statički sistem pobude) korišteni su modeli tipa ESDC1A, ESDC2A, IEEE1 (DC), tip EXPIC1 ili tip EXST1 (statički sistem pobude). Turbinski regulatori hidro agregata predstavljeni su nelinearnim modelom HYG0V a modeli turbinske regulacije termo agregata predstavljeni su modelom TGOV1. Podešenja svih parametara generatora, turbinskih regulatora i regulatora pobude usaglašena su sa stvarnim podešenjima u samim postrojenjima elektrane kako bi se dobila što vjernija simulacija realnog odziva sistema u toku prelaznih procesa. Na bazi ovih podataka formiran je dinamički fajl/datoteka (dyr fajl) korišten u navedenim simulacijama i proračunima.

2.4 Pregled potrošnje po trafostanicama

Tabela 2.12. - Opterećenje po čvorištima za 2013. godinu

Opterećenje po čvorištima za 2013. godinu				
ČVORIŠTE	24.12.2013. u 18:00 h	24.12.2013. u 18:00 h	02.05.2013. u 06:00 h	02.05.2013. u 06:00 h
	Pmax(MW)	Qmax(MVAr)	Pmin(MW)	Qmin(MVAr)
EAL	198.528	90.816	213.312	100.320
Banovići	12.943	4.384	3.573	3.242
Banja Luka 1	31.943	5.662	7.674	2.483
Banja Luka 2	38.237	7.104	11.510	3.677
Banja Luka 3	41.789	7.158	10.128	3.821
Banja Luka 4	9.139	0.758	3.446	0.307
Banja Luka 5	7.603	1.517	3.456	1.517
Banja Luka 6	3.514	0.614	1.310	0.394
Banja Luka 7	4.798	1.354	4.019	0.960
Banja Luka 8	7.987	1.594	2.458	0.960
Bihać 1	12.124	4.336	1.978	4.048
Bihać 2	8.541	1.856	2.778	1.408
Bijeljina 1	31.528	3.880	13.112	2.548
Bijeljina 2	0.072	0.000	0.024	0.000
Bijeljina 3	21.501	3.037	5.096	1.589
Bileća	5.861	2.441	2.795	2.454
Bosanska Krupa	7.225	2.424	2.335	2.704
Bosanski Brod	14.680	4.536	12.460	4.408
Bosanski Petrovac	4.336	0.976	1.651	1.040
Bosansko Grahovo	0.480	0.192	0.240	0.240
Brčko 1	30.132	7.308	8.948	4.200
Brčko 2	27.264	5.040	8.844	2.940
Breza	6.837	1.448	4.789	2.656
Bugojno	11.269	1.888	2.291	1.152
Busovača	7.560	1.024	1.488	0.672
Cazin 1	14.876	3.968	5.480	3.640
Cazin 2	8.682	0.864	1.291	0.864
Cementara Kakanj	10.912	2.800	3.040	1.952
Čapljina	15.600	2.400	3.888	2.016
Čelinac	5.904	1.229	1.978	0.854
Čitluk	16.704	1.392	9.504	1.392
Derventa	13.944	1.808	4.616	0.284

Doboj 1	19.652	4.220	6.856	2.800
Doboj 2	8.410	2.102	2.880	1.296
Doboj 3	4.059	0.733	2.953	1.163
Donji Vakuf	2.801	0.072	0.003	0.000
Drvar	2.288	0.500	0.952	0.352
Dubica	17.482	4.718	9.067	4.531
Đurđevik	12.768	4.370	5.552	4.132
EVP Blažuj	0.176	0.000	0.000	0.000
EVP Dobrinje	0.088	0.000	0.528	0.880
EVP Konjic	0.088	0.000	0.088	0.000
EVP Kulen Vakuf	0.000	0.000	0.000	0.000
EVP Banja Luka	2.963	1.525	1.399	0.660
EVP Doboj	0.829	0.569	0.245	0.036
Foča	9.372	2.772	2.876	2.184
Gacko	8.781	3.265	3.052	2.570
Glinica	12.408	9.592	7.744	6.248
Glamoč	1.024	0.432	0.600	0.456
Goražde 1	10.374	2.076	2.262	1.248
Goražde 2	0.652	0.184	0.416	0.300
Gračanica	16.749	4.176	5.291	2.992
Gradačac	16.395	4.800	6.010	3.712
Gradiška	15.355	2.654	4.867	1.483
Grude	13.056	1.360	3.276	0.604
Hadžići	7.756	1.008	3.596	1.008
HAK	0.044	0.060	0.050	0.060
Ilijaš	0.264	0.000	0.132	0.000
Jablanica	2.246	0.528	0.859	0.576
Jajce 1	5.768	0.700	1.208	0.636
Jajce 2	0.028	0.000	0.000	0.000
Janja	5.347	0.778	2.160	0.451
Kiseljak	14.028	2.452	2.928	2.452
Kladanj	5.701	0.896	2.181	0.168
Ključ	4.107	0.912	1.388	0.912
Konjic	11.755	3.080	2.847	2.832
Kotor Varoš	9.677	2.237	0.768	3.254
Kupres	2.040	0.072	0.552	0.024
Laktaši	16.658	3.133	5.862	2.517
Livno	14.476	2.816	3.876	2.264
Lopare	2.520	0.220	1.200	0.260
Lukavac	26.878	9.212	17.149	9.632
Ljubuški	15.984	2.496	6.504	2.972

Maglaj	10.939	2.705	4.536	2.112
Modriča	14.580	1.036	6.380	0.780
Mostar 2	22.922	4.224	6.801	2.896
Mostar 4	2.832	0.432	0.624	0.288
Mostar 5	9.208	0.096	2.508	0.180
Mostar 6	24.432	2.208	5.616	0.816
Mostar 7	17.568	1.200	5.328	0.528
Mostar 9	3.564	0.588	0.912	0.408
Mrkonjić Grad	14.885	5.041	5.646	3.722
Neum	2.688	0.432	1.416	0.504
Nevesinje	3.856	0.624	1.480	0.308
Nova Topola	11.088	2.582	4.733	2.237
Novi Grad	12.208	3.306	4.637	2.947
Novi Travnik	7.824	1.296	1.968	0.864
Odžak	8.584	2.132	2.224	1.712
Orašje	14.384	2.488	4.376	2.632
Pale	15.560	4.128	3.576	1.656
Pazarić	3.777	0.640	1.304	0.448
Posušje	10.848	1.008	3.456	0.816
Prijedor 1	22.333	4.355	7.208	2.596
Prijedor 3	13.123	2.054	4.224	1.834
Prijedor 5	6.435	1.233	2.179	1.018
Prnjavor	18.278	4.157	6.413	3.590
Rogatica	2.268	0.796	1.480	2.156
Rama	5.712	0.480	0.192	0.336
Sanski Most	10.091	2.432	3.708	2.752
Sarajevo 1	27.905	6.440	8.337	2.800
Sarajevo 2	10.971	1.536	2.935	1.024
Sarajevo 4	14.360	2.784	3.735	1.440
Sarajevo 5	26.043	4.480	6.872	3.360
Sarajevo 7	28.128	5.440	9.754	4.000
Sarajevo 8	20.944	3.040	6.393	2.080
Sarajevo 10	0.000	0.000	0.000	0.000
Sarajevo 11	21.870	4.224	6.396	3.072
Sarajevo 13	22.204	4.320	7.675	3.040
Sarajevo 14	26.826	5.120	9.590	4.480
Sarajevo 15	15.804	3.200	4.637	2.400
Sarajevo 18	11.468	2.240	3.376	1.600
Sarajevo 20	17.520	3.504	3.504	4.692
Sokolac	5.502	1.291	3.190	2.564

Srbac	9.427	2.381	3.802	2.026
Srebrenica	10.980	0.604	5.552	0.160
Srebrenik	10.058	2.736	3.738	2.688
Stanari	2.986	0.248	2.806	1.695
Stolac	6.624	1.220	2.076	1.308
Šamac	7.980	1.680	2.984	1.344
Široki Brijeg	17.136	2.112	6.192	2.064
Teslić	15.691	1.940	6.787	1.756
Tešanj	18.089	4.280	6.769	2.952
Tomislavgrad	10.956	1.932	3.060	1.372
Travnik 1	17.045	3.552	4.911	2.088
Travnik 2	7.060	1.280	2.245	0.832
Trebinje	9.138	0.938	3.167	0.495
Trebinje 1	10.094	1.186	2.736	0.278
Tuzla 5	20.596	5.376	13.806	6.384
Tuzla Centar	40.726	9.744	15.160	8.304
Ugljevik	9.212	3.276	7.252	4.228
Ukrina	1.512	0.274	0.653	0.360
Uskoplje	7.560	0.696	0.792	0.360
Vareš	3.911	0.544	1.289	0.656
Velika Kladuša	8.720	2.304	3.584	2.648
Visoko	21.014	3.784	5.838	2.299
Višegrad	6.832	1.756	2.692	2.104
Vitez	14.688	1.968	3.072	1.728
Vlasenica	10.084	1.692	3.136	0.636
Vrnograč	6.916	2.256	2.666	2.048
Zavidovići	11.096	3.360	3.758	2.240
Zenica 1	4.658	0.448	1.107	0.336
Zenica 3	25.062	4.384	7.917	2.384
Zenica 4	18.805	8.224	6.713	3.696
Zenica jug	19.404	10.482	10.296	6.600
Zenica sjever	26.224	15.928	23.848	16.544
Zvornik	13.632	2.932	5.928	2.384
Žepče	8.856	1.080	2.556	0.972
BSI	24.848	9.388	25.892	5.688
EVP Raštani	0.088	0.000	0.000	0.000
Doboj Istok	4.7196	1.9872	1.4904	1.242
TE Kaknj	15.894	5.639	5.410	2.620
TE Tuzla	28.575	9.499	12.296	5.955

3. KLASIFIKACIJA STANJA EES-a I RAZMJENA INFORMACIJA

U svom radu EES se može nalaziti u različitim stanjima (radnim režimima). Prelaz iz jednog u drugo stanje sistema obavlja se bilo spontano (odnosno nekontrolisano) pod dejstvom nekih nepredviđenih događaja (kvarovi, uticaj okruženja) ili namjerno (prinudno) djelovanjem upravljanja. Dakle, u skladu sa [1,2] definišu se osnovne klase stanja sistema i to:

- Normalno stanje sistema (*Normal system state*),
- Nesigurno stanje sistema/Uzbuna (*Alert system state*),
- Poremećeno (havarijsko) stanje sistema (*Emergency system state*),
- Kritično stanje (raspad) sistema (*Blackout system state*).

Normalno stanje sistema: Svi kriterijumi su ispunjeni za bazno stanje i stanja ispada. Svi parametri su u okviru normalnih granica uzimajući u obzir efekte korektivnih mjera. Stanje datog sistema se smatra normalnim kada su svi parametri (frekvencija, naponi, opterećenja) u okviru *sigurnih operativnih granica*. Nakon bilo kakvog događaja sa liste ispada (u skladu sa [2] lista ispada se unaprijed definiše i obično se pravi na osnovu vjerovatnoće ispada elemenata sistema, iskustva, kao i značaja pojedinih elemenata u funkcionisanju sistema) svi operativni kriterijumi su ispunjenih, uzimajući u obzir efekte unaprijed definisanih korektivnih mjera. Ovo se odnosi na stanje sistema u realnom vremenu kao i na prognozu stanja na vremenskom horizontu aktivnosti kontrolnog centra.

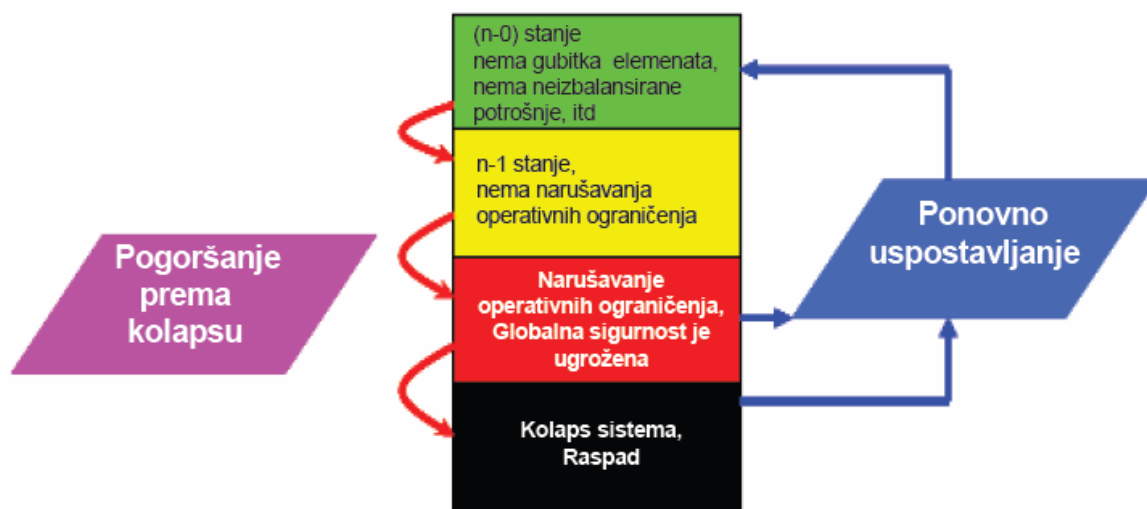
Nesigurno stanje sistema/Uzbuna: Sigurnost baznog stanja (N-0) je zadovoljena (sistem je stabilan po pitanju frekvencije, granica prenosa i napona, ali u riziku u slučaju povećanja tokova snaga i porasta opterećenja, pogoršanja napona). Postoji rizik po susjedne sisteme u slučaju pojave ispada. Bar za jedan ispad, stanje sigurnosti ne ispunjava kriterijume (N-1). Raspoložive korektivne mjere primjenjuju se propisno bez kašnjenja da bi se ispunili uslovi kriterija sigurnosti N-1. U slučaju da takve mjere nisu raspoložive postoji velika vjerovatnoća ulaska u opasnije stanje jednom kad se operativni uslovi sistema promjene uslijed novog ispada ili jednostavno zbog postepenog povećanja opterećenja: stanje sistema može doći u opasnije stanje prije svega u „Poremećeno stanje“.

Poremećeno (havarijsko) stanje sistema: Sistem je jako poremećen. Postoji rizik po susjedne sisteme u baznom stanju. Kriterijumi (frekvencija, ograničenja prenosa ili naponi) nisu ispunjeni u baznom stanju i čine sistem neodrživim. Parametri sistema su van prihvatljivih opsega. *Globalna sigurnost je ugrožena*. Raspoložive i pripremljene mjere su smjesta preduzete bez garancija njihove potpune efikasnosti da bi ograničile širenje prema susjednim sistemima. U takvom slučaju relevantne mjere moraju biti odmah preduzete da bi se sistem vratio u prihvatljive uslove. One mogu uključiti izuzetne ručne ili automatske mjere, utvrđene planovima odbrane, neophodne da bi se spriječio kolaps sistema i ograničili rizici širenja poremećaja ka ostalima dijelovima datog sistema i susjednih sistema. Ove mjere mogu uključiti kontrolisano isključenje nekih opterećenja ili proizvodnih jedinica u cilju vraćanja u nesigurno stanje sistema ili normalno stanje. Kaskadni poremećaji i pogoršanje mogu biti u toku, ali nema stanja raspada: npr. rasterećenje, razdvajanje oblasti. Havarijsko stanje sistema može biti rezultat pojave događaja usljed nedostatka (efikasnosti) korektivnih mera. Sistem u havarijskom stanju može izgubiti neka opterećenja i može biti razdvojen ali nije u stanju raspada. Međutim, ako hitne mjere nisu preduzete na vrijeme ili su nedovoljne, sistem može doživjeti kolaps i ući u stanje raspada.

Kritično stanje (raspad) sistema: Karakteriše ga skoro potpuno ili potpuno odsustvo napona u prenosnom sistemu, i kao posljedica gubitka opterećenja, isključenje proizvodnih jedinica ili rad proizvodnih jedinica na sopstvenom opterećenju. Raspad može biti dijelimičan (ako je dio sistema pogođen) ili potpun (ako se cijeli sistem raspao).

Jednom kada sistem dođe u stanje raspada, plan ponovnog uspostavljanja se pokreće što je prije moguće. Dok se sistem obnavlja iz havarijskog stanja ka normalnom stanju, sistem je takođe u stanju ponovnog uspostavljanja. Procedura ponovnog uspostavljanja sistema sadrži sve mjere za ponovno stavljanje sistema pod napon. Ponovno uspostavljanje uključuje ponovno pokretanje i sinhronizaciju proizvodnih jedinica, uspostavljanje opterećenja i ponovnu sinhronizaciju svih oblasti i pomoć od susjednih operatora prenosnog sistema i uključuje sva ručna/automatska ponovna povezivanja ostrva u elektroenergetskom sistemu. Raspoložive proizvodne jedinice sa sposobnošću samopokretanja iz beznaponskog stanja se stavlja u pogon pored jedinica sa radom na sopstvenom opterećenju.

Tokom primjene tih mjera, elektroenergetski sistem je tokom većeg dijela vremena u situaciji razvoja (podizanja sistema), što znači da operativno osoblje Dispečerskih centara (DC) mora da se bavi sa kontinuiranim i važnim promjenama nivoa potrošnje i proizvodnje sa topologijom svoje mreže. Pored toga margine statičkih i dinamičkih operativnih ograničenja EES su često veoma slabe. Obezbjedivanje stabilnosti EES je tada kritičan faktor ovog procesa, koji takođe uzima u obzir da proces ponovnog uspostavljanja treba da bude završen u ograničenom vremenu.



Slika 3.1. Klasifikacija stanja sistema

3.1 Tipovi ispada i kriteriji za ocjenu sigurnosti EES BiH

Ispad se definiše kao ispad jednog ili više elemenata mreže koji se ne može unaprijed predvidjeti. Planirano isključenje nije ispad. „Stari“ trajni ispad smatra se planiranim isključenjem.

3.1.1 Tipovi ispada

Događaji koje treba razmotriti sadrže sve elemente povezanog sistema na nivou od 380/400kV i višem. Uz to se u obzir uzimaju svi elementi nižih naponskih nivoa povezanog sistema (na primjer 220 kV, 150 kV, 110 kV) koji imaju značajan uticaj na sigurnost rada povezanog sistema.

Normalni tip ispada

Normalni tip ispada definiše se kao gubitak pojedinačnog elementa. Pojedinačni elementi su sljedeći:

- pojedinačni vod,
- pojedinačna proizvodna jedinica,
- pojedinačni transformator ili dva transformatora vezana na isto polje, odnosno transformator sa pomjeranjem faze,
- veliko postrojenje za kompenzaciju napona,
- DC-veza koja ima tretman proizvodne jedinice ili velikog potrošača.

Izuzetni tip ispada.

Izuzetni tip ispada definiše se kao neuobičajen gubitak sljedećih specifičnih elemenata koji se zasnivaju, s jedne strane, na projektovanoj strukturi mreže, a s druge strane na vjerovatnoći događaja. Vjerovatnoća događaja može biti povezana sa posebnim operativnim uslovima kao što su oluja ili radovi na održavanju:

- dvostruki dalekovod, što se odnosi na dva dalekovoda na istom stubu na velikim razdaljinama,
- pojedinačna sabirnica, tokom perioda kada TSO ocjenjuje znatno viši rizik ispada,
- zajednički kvar sa gubitkom više od jedne proizvodne jedinice, uključujući velike vjetroelektrane, zajednički kvarovi DC-veza.

Neočekivani tip ispada

Neočekivani tip ispada definiše se kao kvar sa veoma malom vjerovatnoćom, koji nije uzet u obzir imajući u vidu napore za predimenzionisanje pojedinačne mreže TSO-a. Neočekivani ispadi su najmanje, nezavisni i simultani, gubitak dva dalekovoda, gubitak čitavog razvodnog postrojenja koji ima više od jednog sistema sabirnica, gubitak čitave elektrane sa više od dvije proizvodne jedinice, gubitak stuba sa više od dva dalekovoda, ozbiljna njihanja ili oscilacije snage. U slučaju pojave ovakvog događaja sistem je u havarijskom stanju, a nastala situacija mora se rješavati u skladu sa Operativnim priručnikom - Pravilom 5.

Lista ispada

Lista ispada svakog pojedinačnog TSO-a definiše se kao lista svih internih normalnih i izuzetnih ispada koje se prema procjeni rizika datog TSO-a smatraju relevantnim. Lista ispada uključuje i spoljašnje normalne i izuzetne ispadе koji moraju biti uzeti u obzir prilikom proračuna sigurnosti zbog potencijalnog efekta na element u oblasti odgovornosti.

N situacija

N situacija se definiše kao status oblasti odgovornosti TSO-a koji obuhvata isključenja, ali ne i ispadе. Stoga N situacija uzima u obzir sva planirana isključenja i poznate kvarove elemenata mreže.

N-1 situacija

N-1 situacija definiše se kao status oblasti odgovornosti TSO-a nakon događaja definisanog u listi ispada. Uzimajući u obzir N situaciju (koja već uključuje K isključenih elementa) i L elementa mreže koji su isključeni zbog događaja sa liste ispada, N-1 simulacija tretira ove K elemente kao da su već van pogona, i simulira gubitak ovih L elemenata, ovo sve zajedno rezultira „N-L“ stanjem.

Kaskadni ispadi

Kaskadni ispadi se definišu kao nekontrolisani gubici niza dodatnih elemenata mreže prouzrokovanih inicijalnim ispadom.

Kriteriji za ocjenu sigurnosti

Bilo koji događaj sa liste ispada (normalni i izuzetni tipovi ispada razmotreni u listi ispada) ne smije ugroziti sigurnost povezanog rada. Nakon bilo kog od ovih ispada, operativno stanje unutar oblasti odgovornosti TSO-a ne smije dovesti do pokretanja nekontrolisanih kaskadnih ispada, koji bi se širili preko granica ili imali efekat van granica: „bez kaskadnih poremećaja sa uticajem van moje granice“.

Svaki TSO mora izvršiti N-1 proračune sigurnosti kako bi procijenio efekte ispada na oblast odgovornosti u vezi strukture tokova snaga i napona. Za N-1 proračune sigurnosti svaki TSO mora se upravljati prema N situaciji.

Potrebno je provesti proračune:

- Proračuni u fazi operativnog planiranja. N situacija mora biti određena proračunima tokova snaga na osnovu odgovarajućeg skupa podataka za (na primer DACF) prognozu. Svaki TSO mora izvršiti N-1 simulacije za sve ispade sa liste ispada.
- Proračuni u radu u realnom vremenu. N situacija mora biti određena estimacijom stanja na osnovu mjerenja i topologije. Svaki TSO mora vršiti automatsku N-1 simulaciju za sve ispade sa liste ispada u realnom vremenu. Automatska N-1 simulacija se mora odvijati periodično, barem na svakih 15 minuta u realnom vremenu.
- Dodatni N-1 proračuni. TSO-i moraju vršiti dodatne N-1 simulacije prije primjene važnih promjena u topologiji putem manipulacija (isključivanje dalekovoda, isključivanje sabirnica), ili nakon relevantne neočekivane promjene topologije ili bitne izmjene u strukturi proizvodnje (na primjer, ispad ili isključivanje jedinica).

Svaki TSO mora biti svjestan mogućih kaskadnih efekata kao rezultat sigurnosnih proračuna. TSO mora procijeniti rezultate sopstvenih N-1 proračuna sigurnosti u odnosu na pokretanje kaskadnog širenja do granice svoje oblasti odgovornosti.

3.2 Analiza/simulacija kaskadnih ispada (N-1-1) kritičnih elemenata EES BiH

Funkcije analize sigurnosti podrazumjevaju analizu mogućih poremećaja i njihovih efekata na rad sistema. Rezultati ovih analiza treba da omoguće preduzimanje preventivnih mjera u cilju sprječavanja neželjenih posljedica. Pri ovome je najvažnije da se izbjegnu kaskadni (ili lančani) poremećaji koji nastaju ukoliko neki inicijalni događaj, koji je izazvan ispadom jednog elementa,

ugrozi normalan rad drugih elemenata kad dođe do narušavanja operativnih ograničenja, pa oni počnu lančano jedan po jedan ispadati iz pogona.

Inicijalni poremećaj može da uzrokuje isključenje drugih elemenata prenosne mreže uslijed pojave preopterećenja, nekontrolisanog smanjenja napona jednog ili grupe čvorova, pretjeranog odstupanja frekvencije sistema, djelovanjem zaštita od preopterećenja, podanaponskih ili out-of-step zaštita (zaštita od gubitka sinhronizma), koji za posljedicu imaju promjenu strukture mreže. Analize velikih raspada takođe ukazuju da su česti uzroci proširenja poremećaja nepotrebne prorade relejne zaštite (prorada 3. zone distantnog releja uslijed preopterećenja, prorada 1. zone distantnog releja za vrijeme njihanja sistema).

U tom smislu za razmatrane režime rada EES-a BiH, 24.12.2013. godine u 18:00-om satu i 02.05.2013. godine u 06:00-om satu, simulirani su ispadi normalnog tipa do nivoa N-1-1 i provjeravana sigurnost EES-a BiH s ciljem da se:

- utvrdi opterećenost elemenata prenosne mreže u odnosu na dozvoljena opterećenja istih i podešenja prorade njihovih zaštita od preopterećenja,
- utvrdi odstupanje napona u čvorištima u odnosu na definisana naponska ograničenja,
- procjene kritični elementi, na bazi dodatnih ispada (N-1-1 proračuni sigurnosti) nakon inicijalnih ispada (N-1 proračuni sigurnosti), koji bi mogli uzrokovati kaskadno širenje poremećaja,
- pripreme korektivne mjere u cilju ispunjenja N-1 principa sigurnosti, odnosno kako bi se spriječilo kaskadno širenje poremećaja.

Funkcija obezbijedenja sigurnosti se sastoji u primjeni korekcionih/upravljačkih akcija koje treba sprovesti pri pojavi pojedinih kvarova a koje će spriječiti dalju degradaciju rada sistema. Ove mjere uglavnom obuhvataju promjenu angažovanja i režima rada proizvodnih jedinica, promjenu topološke strukture prenosne mreže i rasterećenja sistema.

Iz poglavlja 2.1. jasno se uočava da su elementi EES-a BiH slabo opterećeni za oba razmatrana režima, naročito na 400 i 220 kV naponskom nivou, pa je i lista inicijalnih ispada, normalnog tipa, u svrhu proračuna sigurnosti po kriteriju N-1, formirana tako da obuhvata sve grane EES BiH (DV, transformatore, generatore) uključujući i interkonekcije. Rezultati proračuna sigurnosti, po kriteriju N-1, prikazani su samo za one ispade (CONTINGENCY LABEL) koji izazivaju opterećenje drugih elementa EES-a BiH (MONITORED BRANCH) iznad 70 %.

Proračuni sigurnosti dodatnih ispada, po kriteriju N-1-1, urađeni su tako da su:

- u modelima EES-a BiH (za oba razmatrana režima) isključeni oni elementi (sukcesivno) koji na bazi rezultata proračuna sigurnosti po kriteriju N-1 (inicijalnih ispada) uzrokuju opterećenje drugih elementa EES-a BiH iznad 70 %.
- na ovim modelima sa N-1 situacijom urađeni su proračuni sigurnosti za dodatne ispade, po kriteriju N-1-1. Lista dodatnih ispada formirana je tako da ponovo obuhvata sve grane EES-a BiH (N-1 situacija), kao i sve grane EES-a Hrvatske, Srbije i Crne Gore (N situacija).

Obzirom da se proračuni sigurnosti a i svi ostali proračuni u ovim analizama rade sa programskim paketom PSS/E, ver. 33.5.2, koji predstavlja snažan i moćan alat u ovom poslu i koji rješava brzo i tačno sve proračune čak i na nivou interkonekcije CE (bivša UCTE) onda su i liste ispada formirane tako da obuhvataju sve grane EES-a BiH kao i sve grane EES-a susjednih zemalja, a ne samo grane iz oblasti observabilnosti (od uticaja na sigurnost rada) EES-a BiH.

Ukratko, opis simulacije proračuna sigurnosti po kriteriju N-1-1 prikazan je na primjeru DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi. Iz rezultata proračuna sigurnosti po kriteriju N-1, za režim maksimalnog opterećenja EES BiH 24.12.2013., uočava se da ispad DV 400 kV Trebinje – Podgorica (CASE 292) uzrokuje opterećenost DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi u iznosu od 88.5 %, u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Dakle, razmatrani inicijalni ispad uzrokuje povećanje opterećenosti DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi za 18.3 % u odnosu na N situaciju.

U sljedećem koraku, na modelu za simulacije proračuna sigurnosti EES BiH isključuje se DV 400 kV Trebinje – Podgorica (što odgovara N-1 situaciji, inicijalni ispad) i na ovako pripremljenom modelu ponovo se rade proračuni sigurnosti za dodatne ispade, što odgovara N-1-1 kriteriju sigurnosti. Dakle, proračuni sigurnosti po kriteriju N-1-1, za DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi, rade se za ispade svih grana EES-a BiH i Crne Gore (DV 400 kV Trebinje – Podgorica prethodno isključen).

U sljedećim iteracijama, sukcesivno se ponavlja ista procedura i za ostale dalekovode sa spiska rezultata proračuni sigurnosti po kriteriju N-1.

Rezultati proračuna sigurnosti, po kriteriju N-1-1, prikazani su samo za one ispade (CONTINGENCY LABEL) koji izazivaju opterećenje razmatranih elementa EES-a BiH (MONITORED BRANCH) iznad 90 % u režimu maksimalnog opterećenja EES-a BiH a u režimu minimalnog opterećenja iznad 70 %.

U režimu maksimalnog opterećenja EES-a BiH vrijednosti napona u svim čvorištima sistema su unutar naponskih granica definisanih Mrežnim kodeksom [6]. U režimu minimalnog opterećenja, vrijednosti napona u većini čvorišta EES-a BiH su povišene, tj. njihove vrijednosti su iznad gornje naponske granice: 420 kV, 242 kV i 121 kV (prezentirano u poglavlju 2.2.1.). Kao rezultat ovakvih naponskih prilika, u oba razmatrana režima, prilikom proračuna sigurnosti i po kriteriju N-1 i kriteriju N-1-1, kod svih razmatranih ispada ni u jednom slučaju nije došlo do smanjenja napona u bilo kojem čvoru EES-a BiH ispod donje naponske granice: 380 kV, 198 kV i 99 kV, pa promjene napona u čvorištima EES-a BiH pri ovim analizama nisu ni prezentirane.

REŽIM MAKSIMALNOG OPTEREĆENJA EES-a BiH, 24.12.2013. GODINE u 18:00-om SATU

Rezultati proračuna sigurnosti po kriteriju N-1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 71.0 % OF RATING SET A
 % LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
 INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE NORMAL

PERCENT LOADING UNITS
 % I FOR TRANSFORMERS
 % I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

MONITORED BRANCH	RATING	FLOW	%
10128*WGRADC2 220.00 3WNDTR WND 1 1 CASE 3	150.0	111.3	71.7
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 4	89.0	67.1	73.3
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 38	89.0	66.8	72.8
10137*WTREBI5 110.00 10994 XTR KO51 110.00 1 CASE 41	89.5	81.1	87.4
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 73	89.0	66.8	72.5
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 76	89.0	69.9	75.9
14106*WBLUK15 110.00 14110 WBLUK65 110.00 2 CASE 81	121.9	92.0	71.7
14106*WBLUK15 110.00 14110 WBLUK65 110.00 1 CASE 82	89.0	86.9	93.3
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 161	89.0	65.3	71.0
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 162	89.0	68.1	74.0
10128*WGRADC2 220.00 3WNDTR WND 1 1 CASE 164	150.0	115.2	74.1
16127*WLUKA15 110.00 16149 WTTUZZL5 110.00 2 CASE 215	121.9	95.9	77.4
16127*WLUKA15 110.00 16149 WTTUZZL5 110.00 1 CASE 216	121.9	90.6	73.3
11003 XCA_OP51 110.00 18112*WCAPLJ5 110.00 1 CASE 266	89.5	67.5	77.7
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 292	89.0	81.1	88.5
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 293	89.0	71.3	77.4
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 305	89.0	65.3	71.1
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 314	89.0	65.4	71.2
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 315	89.0	65.5	71.3

CONTINGENCY LEGEND:

CONTINGENCY LABEL	EVENTS
CASE 3	: OPEN LINE FROM BUS 10101 [WUGLJE1 400.00] TO BUS 14149 [WTUGLJ5 110.00] TO BUS 141490 [WTUGLJ_1 31.500] CKT 1
CASE 4	: OPEN LINE FROM BUS 10102 [WGACKO1 400.00] TO BUS 10115 [WTREBI1 400.00] CKT 1
CASE 38	: OPEN LINE FROM BUS 10115 [WTREBI1 400.00] TO BUS 10116 [WTREBI2 220.00] TO BUS 101160 [WTREBI_1 31.500] CKT 1
CASE 41	: OPEN LINE FROM BUS 10116 [WTREBI2 220.00] TO BUS 10137 [WTREBI5 110.00] TO BUS 101370 [WTREBI_2 10.500] CKT 1
CASE 73	: OPEN LINE FROM BUS 10134 [WMOST32 220.00] TO BUS 10136 [WEALMO2 220.00] CKT 1
CASE 76	: OPEN LINE FROM BUS 10137 [WTREBI5 110.00] TO BUS 14175 [WTREBI5 110.00] CKT 1
CASE 81	: OPEN LINE FROM BUS 14106 [WBLUK15 110.00] TO BUS 14110 [WBLUK65 110.00] CKT 1
CASE 82	: OPEN LINE FROM BUS 14106 [WBLUK15 110.00] TO BUS 14110 [WBLUK65 110.00] CKT 2
CASE 161	: OPEN LINE FROM BUS 14159 [WGACKO5 110.00] TO BUS 14176 [WBILEC5 110.00] CKT 1
CASE 162	: OPEN LINE FROM BUS 14175 [WTREBI5 110.00] TO BUS 14176 [WBILEC5 110.00] CKT 1
CASE 164	: OPEN LINE FROM BUS 14177 [WBJEL15 110.00] TO BUS 14195 [WBJEL35 110.00] CKT 1
CASE 215	: OPEN LINE FROM BUS 16127 [WLUKA15 110.00] TO BUS 16149 [WTTUZZL5 110.00] CKT 1
CASE 216	: OPEN LINE FROM BUS 16127 [WLUKA15 110.00] TO BUS 16149 [WTTUZZL5 110.00] CKT 2
CASE 266	: OPEN LINE FROM BUS 18104 [WMOST45 110.00] TO BUS 18111 [WCITL5 110.00] CKT 1
CASE 292	: OPEN LINE FROM BUS 10115 [WTREBI1 400.00] TO BUS 10977 [XTR_PG11 400.00] CKT 1
CASE 293	: OPEN LINE FROM BUS 10116 [WTREBI2 220.00] TO BUS 10982 [XTR_PE21 220.00] CKT 1
CASE 305	: OPEN LINE FROM BUS 14176 [WBILEC5 110.00] TO BUS 10990 [XBI_NI51 110.00] CKT 1
CASE 314	: OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10995 [XNE_OP51 110.00] CKT 1
CASE 315	: OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10996 [XNE_ST51 110.00] CKT 1

Rezultati proračuna sigurnosti po kriteriju N-1-1

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 90.0 % OF RATING SET A
% LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE EMERGENCY

PERCENT LOADING UNITS
% I FOR TRANSFORMERS
% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_CG_292.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 806 [0PODG211 400.00] TO BUS 10977 [XTR_PG11 400.00] CKT 1

<----- MONITORED BRANCH ----->					<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 4	89.0	91.8	100.4	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 5	89.0	99.9	109.7	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 8	89.0	82.6	90.1	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 10	89.0	82.6	90.1	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 12	89.0	88.5	96.6	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 13	89.0	103.8	112.8	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 18	89.0	82.6	90.2	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 23	89.0	86.6	94.8	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 26	89.0	84.1	92.1	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 27	89.0	87.1	95.5	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 29	89.0	87.0	95.5	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 45	89.0	87.9	96.4	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 48	89.0	83.2	90.6	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 50	89.0	82.7	90.2	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 51	89.0	82.8	90.3	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 53	89.0	83.4	91.0	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 54	89.0	83.8	91.5	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 55	89.0	83.8	91.6	
10137	WTREBI5	110.00	10983*XTR_HN51	110.00 1	CASE 56	89.0	83.9	91.7	

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL ----->		EVENTS
CASE 4	:	OPEN LINE FROM BUS 802 [0PLJE211 400.00] TO BUS 811 [0RIBAR11 400.00] CKT 1
CASE 5	:	OPEN LINE FROM BUS 806 [0PODG211 400.00] TO BUS 811 [0RIBAR11 400.00] CKT 1
CASE 8	:	OPEN LINE FROM BUS 728 [JBBAST21 220.00] TO BUS 751 [XPL_BB21 220.00] CKT 1
CASE 10	:	OPEN LINE FROM BUS 751 [XPL_BB21 220.00] TO BUS 813 [0TPLJE21 220.00] CKT 1
CASE 12	:	OPEN LINE FROM BUS 794 [0HPERU21 220.00] TO BUS 804 [0PODG121 220.00] CKT 1
CASE 13	:	OPEN LINE FROM BUS 794 [0HPERU21 220.00] TO BUS 10982 [XTR_PE21 220.00] CKT 1
CASE 18	:	OPEN LINE FROM BUS 799 [0MOJKO21 220.00] TO BUS 813 [0TPLJE21 220.00] CKT 1
CASE 23	:	OPEN LINE FROM BUS 786 [0BAR 51 110.00] TO BUS 815 [0VIRPA51 110.00] CKT 1
CASE 26	:	OPEN LINE FROM BUS 789 [0BUDVA51 110.00] TO BUS 790 [0CETIN51 110.00] CKT 1
CASE 27	:	OPEN LINE FROM BUS 789 [0BUDVA51 110.00] TO BUS 807 [0PODG251 110.00] CKT 1
CASE 29	:	OPEN LINE FROM BUS 790 [0CETIN51 110.00] TO BUS 807 [0PODG251 110.00] CKT 1
CASE 45	:	OPEN LINE FROM BUS 807 [0PODG251 110.00] TO BUS 815 [0VIRPA51 110.00] CKT 1
CASE 48	:	OPEN LINE FROM BUS 794 [0HPERU21 220.00] TO BUS 795 [0HPERU51 110.00] CKT 1
CASE 50	:	OPEN LINE FROM BUS 802 [0PLJE211 400.00] TO BUS 813 [0TPLJE21 220.00] CKT 1
CASE 51	:	OPEN LINE FROM BUS 802 [0PLJE211 400.00] TO BUS 813 [0TPLJE21 220.00] CKT 2
CASE 54	:	OPEN LINE FROM BUS 804 [0PODG121 220.00] TO BUS 805 [0PODG151 110.00] CKT 2
CASE 55	:	OPEN LINE FROM BUS 806 [0PODG211 400.00] TO BUS 807 [0PODG251 110.00] CKT 1
CASE 56	:	OPEN LINE FROM BUS 806 [0PODG211 400.00] TO BUS 807 [0PODG251 110.00] CKT 2

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_CG_293.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 794 [0HPERU21 220.00] TO BUS 10982 [XTR_PE21 220.00] CKT 1

```

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 6 89.0 104.2 113.1

CONTINGENCY LEGEND:
<----- CONTINGENCY LABEL -----> EVENTS
CASE 6 : OPEN LINE FROM BUS 806 [0PODG211 400.00] TO BUS 10977 [XTR_PG11 400.00] CKT 1

```

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_CG_76.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 10137 [WTREBI5 110.00] TO BUS 14175 [WTREBI5 110.00] CKT 1

```

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %
10137 WTREBI5 110.00 10983*XTR_HN51 110.00 1 CASE 6 89.0 89.9 97.8

CONTINGENCY LEGEND:
<----- CONTINGENCY LABEL -----> EVENTS
CASE 6 : OPEN LINE FROM BUS 806 [0PODG211 400.00] TO BUS 10977 [XTR_PG11 400.00] CKT 1

```

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 10128 *WGRADC2 220.00 3WNDTR WND 1 1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 90.0 % OF RATING SET A
 % LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
 INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE EMERGENCY

PERCENT LOADING UNITS
 % I FOR TRANSFORMERS
 % I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_164.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 14177 [WBJEL15 110.00] TO BUS 14195 [WBJEL35 110.00] CKT 1

```

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %

```

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_3.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 10101 [WUGLJE1 400.00] TO BUS 14149 [WTUGLJ5 110.00] TO BUS 141490 [WTUGLJ_1 31.500] CKT 1

```

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %

```

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 10137 *WTREBI5 110.00 10994 XTR_KO51 110.00 1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 90.0 % OF RATING SET A (BASE CASE) OR B (CONTINGENCY CASES)
 % LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
 INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE EMERGENCY

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_41.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 10116 [WTREBI2 220.0] TO BUS 10137 [WTREBI5 110.0] TO BUS 101370 [WTREBI_2 10.50] CKT 1

PERCENT LOADING UNITS
 % I FOR TRANSFORMERS
 % I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

<----- MONITORED BRANCH ----->					<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
10137*WTREBI5	110.00	10994	XTR_KO51	110.00	1	CASE 4	89.5	85.5	92.2
10137*WTREBI5	110.00	10994	XTR_KO51	110.00	1	CASE 38	89.5	84.9	91.5
10137*WTREBI5	110.00	10994	XTR_KO51	110.00	1	CASE 73	89.5	83.9	90.4
10137*WTREBI5	110.00	10994	XTR_KO51	110.00	1	CASE 293	89.5	93.2	100.5
10137*WTREBI5	110.00	10994	XTR_KO51	110.00	1	CASE 305	89.5	85.3	92.2
10137*WTREBI5	110.00	10994	XTR_KO51	110.00	1	CASE 315	89.5	83.9	90.3

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL ----->		EVENTS	
CASE 4	:	OPEN LINE FROM BUS 10102 [WGACKO1	400.00] TO BUS 10115 [WTREBI1 400.00] CKT 1
CASE 38	:	OPEN LINE FROM BUS 10115 [WTREBI1	400.00] TO BUS 10116 [WTREBI2 220.00] TO BUS 101160 [WTREBI_1 31.500] CKT 1
CASE 73	:	OPEN LINE FROM BUS 10134 [WMOST32	220.00] TO BUS 10136 [WEALMO2 220.00] CKT 1
CASE 292	:	OPEN LINE FROM BUS 10115 [WTREBI1	400.00] TO BUS 10977 [XTR_PG11 400.00] CKT 1
CASE 293	:	OPEN LINE FROM BUS 10116 [WTREBI2	220.00] TO BUS 10982 [XTR_PE21 220.00] CKT 1
CASE 305	:	OPEN LINE FROM BUS 14176 [WBILEC5	110.00] TO BUS 10990 [XBI_NI51 110.00] CKT 1
CASE 315	:	OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5	110.00] TO BUS 10996 [XNE_ST51 110.00] CKT 1

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_HR_Case_41.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 10116 [WTREBI2 220.0] TO BUS 10137 [WTREBI5 110.0] TO BUS 101370 [WTREBI_2 10.500] CKT 1

<----- MONITORED BRANCH ----->					<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
--------------------------------	--	--	--	--	---------------------------------	--	--------	------	---

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 11003 XCA_OP51 110.00 18112 *WCAPLJ5 110.00 1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 90.0 % OF RATING SET A (BASE CASE) OR B (CONTINGENCY CASES)
% LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE EMERGENCY

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_266.acc (N-1; OUTAGE LINE FROM BUS 18104 [WMOST45 110.00] TO BUS 18111 [WCITLU5 110.00] CKT 1)

PERCENT LOADING UNITS
% I FOR TRANSFORMERS
% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

<----- MONITORED BRANCH ----->					<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
18112*WCAPLJ5	110.00	11003	XCA_OP51	110.00	1	CASE 314	89.5	67.8	94.9
18112*WCAPLJ5	110.00	11003	XCA_OP51	110.00	1	CASE 315	89.5	67.8	96.7

MONITORED VOLTAGE REPORT:

SYSTEM	<----- CONTINGENCY LABEL ----->	<----- B U S ----->	V-CONT	V-INIT	V-MAX	V-MIN
--------	---------------------------------	---------------------	--------	--------	-------	-------

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL ----->		EVENTS	
CASE 314	:	OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5	110.00] TO BUS 10995 [XNE_OP51 110.00] CKT 1
CASE 315	:	OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5	110.00] TO BUS 10996 [XNE_ST51 110.00] CKT 1

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_HR_Case_266.acc (N-1; OUTAGE LINE FROM BUS 18104 [WMOST45 110.00] TO BUS 18111 [WCITLU5 110.00] CKT 1)

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 16127 *WLUKA15 110.00 16149 WTTUZL5 110.00 2

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 90.0 % OF RATING SET A (BASE CASE) OR B (CONTINGENCY CASES)
% LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE EMERGENCY

PERCENT LOADING UNITS

% I FOR TRANSFORMERS

% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_215.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 16127 [WLUKA15 110.00] TO BUS 16149 [WTTUZL5 110.00] CKT 1

<----- MONITORED BRANCH ----->				<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
16127*WLUKA15	110.00	16149 WTTUZL5	110.00 2	CASE 62		121.9	117.9	96.1
16127*WLUKA15	110.00	16149 WTTUZL5	110.00 2	CASE 257		121.9	117.4	95.9

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL -----> EVENTS

CASE 62 : OPEN LINE FROM BUS 10128 [WGRADC2 220.00] TO BUS 16116 [WGRADA5 110.00] TO BUS 161160 [WGRDAC_1 10.500] CKT 1
CASE 257 : OPEN LINE FROM BUS 16161 [WZAVID5 110.00] TO BUS 16162 [WZENI15 110.00] CKT 1

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 16127 *WLUKA15 110.00 16149 WTTUZL5 110.00 1

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_215.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 16127 [WLUKA15 110.00] TO BUS 16149 [WTTUZL5 110.00] CKT 2

<----- MONITORED BRANCH ----->				<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
16127*WLUKA15	110.00	16149 WTTUZL5	110.00 1	CASE 62		121.9	111.7	91.4
16127*WLUKA15	110.00	16149 WTTUZL5	110.00 1	CASE 257		121.9	111.4	91.3

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL -----> EVENTS

CASE 62 : OPEN LINE FROM BUS 10128 [WGRADC2 220.00] TO BUS 16116 [WGRADA5 110.00] TO BUS 161160 [WGRDAC_1 10.500] CKT 1
CASE 257 : OPEN LINE FROM BUS 16161 [WZAVID5 110.00] TO BUS 16162 [WZENI15 110.00] CKT 1

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 14106 *WBLUK15 110.00 14110 WBLUK65 110.00 1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 95.0 % OF RATING SET A (BASE CASE) OR B (CONTINGENCY CASES)
% LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE EMERGENCY

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_82.acc (N-1; OUTAGE LINE FROM BUS 14106 [WBLUK15 110.00] TO BUS 14110 [WBLUK65 110.00] CKT 2

PERCENT LOADING UNITS

% I FOR TRANSFORMERS

% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

<----- MONITORED BRANCH ----->				<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
14106*WBLUK15	110.00	14110 WBLUK65	110.00 1	CASE 3		89.0	89.1	95.7
14106*WBLUK15	110.00	14110 WBLUK65	110.00 1	CASE 9		89.0	88.8	95.5
14106*WBLUK15	110.00	14110 WBLUK65	110.00 1	CASE 11		89.0	88.6	95.5
14106*WBLUK15	110.00	14110 WBLUK65	110.00 1	CASE 16		89.0	89.7	96.5
14106*WBLUK15	110.00	14110 WBLUK65	110.00 1	CASE 45		89.0	90.8	97.7

CONTINGENCY LEGEND:

60

CASE 277 : OPEN LINE FROM BUS 18116 [WVITEZ5 110.00] TO BUS 18119 [WNTRAV5 110.00] CKT 1
CASE 304 : OPEN LINE FROM BUS 14102 [WBBROD5 110.00] TO BUS 11000 [XBB_SB51 110.00] CKT 1

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 14106 *WBLUK15 110.00 14110 WBLUK65 110.00 2

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_81.acc (N-1; OUTAGE LINE FROM FROM BUS 14106 [WBLUK15 110.00] TO BUS 14110 [WBLUK65 110.00] CKT 2

<----- MONITORED BRANCH ----->					<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
14106*WBLUK15	110.00	14110 WBLUK65	110.00	2	CASE 96		121.9	126.5	99.7

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL -----> EVENTS
CASE 96 : OPEN LINE FROM BUS 14111 [WHBOCA5 110.00] TO BUS 14194 [WBL5TT5 110.00] CKT 1

REŽIM MINIMALNOG OPTEREĆENJA EES-a BiH, 02.05.2013. GODINE u 06:00-om satu

Rezultati proračuna sigurnosti po kriteriju N-1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 70.0 % OF RATING SET A (BASE CASE) OR B (CONTINGENCY CASES)
% LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE EMERGENCY

PERCENT LOADING UNITS
% I FOR TRANSFORMERS
% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

<----- MONITORED BRANCH ----->					<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
10137 WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 314		89.5	74.5	76.1
10137 WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 315		89.5	76.0	77.7

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL -----> EVENTS
CASE 314 : OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10995 [XNE_OP51 110.00] CKT 1
CASE 315 : OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10996 [XNE_ST51 110.00] CKT 1

Rezultati proračuna sigurnosti po kriteriju N-1-1

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 10137 WTREBI5 110.00 13 10994 XTR_KO51 110.00* 1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 77.0 % OF RATING SET A
% LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE NORMAL

PERCENT LOADING UNITS
% I FOR TRANSFORMERS
% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_314.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10995 [XNE_OP51 110.00] CKT 1

<----- MONITORED BRANCH ----->					<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%
--------------------------------	--	--	--	--	---------------------------------	--	--------	------	---

10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 6	89.5	76.4	78.0
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 32	89.5	75.8	77.5
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 73	89.5	76.9	78.4
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 76	89.5	76.9	78.5
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 162	89.5	76.8	78.4
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 293	89.5	75.6	77.3
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 305	89.5	77.3	78.9
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 315	89.5	76.1	77.7

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL ----->		EVENTS	
CASE 6	:	OPEN LINE FROM BUS 10102 [WGACKO1	400.00] TO BUS 10216 [WTGACKG1 20.000] CKT 1
CASE 32	:	OPEN LINE FROM BUS 10112 [WHEDUB2	220.00] TO BUS 10116 [WTREBI2 220.00] CKT 1
CASE 73	:	OPEN LINE FROM BUS 10134 [WMOST32	220.00] TO BUS 10136 [WEALMO2 220.00] CKT 1
CASE 76	:	OPEN LINE FROM BUS 10137 [WTREBI5	110.00] TO BUS 14175 [WTREBI5 110.00] CKT 1
CASE 162	:	OPEN LINE FROM BUS 14175 [WTREBI5	110.00] TO BUS 14176 [WBILEC5 110.00] CKT 1
CASE 293	:	OPEN LINE FROM BUS 10116 [WTREBI2	220.00] TO BUS 10982 [XTR_PE21 220.00] CKT 1
CASE 305	:	OPEN LINE FROM BUS 14176 [WBILEC5	110.00] TO BUS 10990 [XBI_NI51 110.00] CKT 1
CASE 315	:	OPEN LINE FROM BUS 18146 [WNEUM 5	110.00] TO BUS 10996 [XNE_ST51 110.00] CKT 1

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_HR_Case_314.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10995 [XNE_OP51 110.00] CKT 1

NO SYSTEM CONDITIONS SATISFY THE FILTER CRITERIA

"N-1-1 REZULTATI"; BRANCH: 10137 WTREBI5 110.00 13 10994 XTR_KO51 110.00* 1

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 78.0 % OF RATING SET A
 % LOADING VALUES ARE % CURRENT FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
 INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE NORMAL

PERCENT LOADING UNITS

% I FOR TRANSFORMERS
 % I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_BA_Case_315.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10996 [XNE_ST51 110.00] CKT 1)

<----- MONITORED BRANCH ----->		<----- CONTINGENCY LABEL ----->		RATING	FLOW	%			
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 1	89.5	76.9	78.5
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 6	89.5	77.9	79.6
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 19	89.5	76.5	78.1
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 20	89.5	76.5	78.2
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 32	89.5	77.3	79.1
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 45	89.5	76.4	78.1
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 73	89.5	78.4	80.0
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 74	89.5	76.4	78.1
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 75	89.5	76.4	78.1
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 76	89.5	78.4	80.1
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 162	89.5	78.3	80.0
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 282	89.5	76.5	78.2
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 293	89.5	77.2	78.8
10137	WTREBI5	110.00	10994*XTR_KO51	110.00	1	CASE 305	89.5	78.8	80.5

CONTINGENCY LEGEND:

<----- CONTINGENCY LABEL ----->		EVENTS							
CASE 1	:	OPEN LINE FROM BUS 10101	[WUGLJE1	400.00]	TO BUS 10121	[WTUZLA1	400.00]	CKT 1	
CASE 6	:	OPEN LINE FROM BUS 10102	[WGACKO1	400.00]	TO BUS 10216	[WTGACKG1	20.000]	CKT 1	
CASE 19	:	OPEN LINE FROM BUS 10107	[WHEVIS1	400.00]	TO BUS 10114	[WTSVSG1	400.00]	CKT 1	
CASE 20	:	OPEN LINE FROM BUS 10107	[WHEVIS1	400.00]	TO BUS 10209	[WHVSGRG	15.750]	CKT 1	
CASE 32	:	OPEN LINE FROM BUS 10112	[WHEDUB2	220.00]	TO BUS 10116	[WTREBI2	220.00]	CKT 1	
CASE 45	:	OPEN LINE FROM BUS 10120	[WSAR101	400.00]	TO BUS 10121	[WTUZLA1	400.00]	CKT 1	
CASE 73	:	OPEN LINE FROM BUS 10134	[WMOST32	220.00]	TO BUS 10136	[WEALMO2	220.00]	CKT 1	
CASE 74	:	OPEN LINE FROM BUS 10135	[WMOST42	220.00]	TO BUS 18104	[WMOST45	110.00]	TO BUS 181040	[WMOST4_3 10.50] CKT 3
CASE 75	:	OPEN LINE FROM BUS 10135	[WMOST42	220.00]	TO BUS 18104	[WMOST45	110.00]	TO BUS 181041	[WMOST4_4 10.50] CKT 4
CASE 76	:	OPEN LINE FROM BUS 10137	[WTREBI5	110.00]	TO BUS 14175	[WTREBI5	110.00]	CKT 1	
CASE 162	:	OPEN LINE FROM BUS 14175	[WTREBI5	110.00]	TO BUS 14176	[WBILEC5	110.00]	CKT 1	
CASE 282	:	OPEN LINE FROM BUS 18130	[WSBRIJ5	110.00]	TO BUS 18131	[WGRUDE5	110.00]	CKT 1	
CASE 293	:	OPEN LINE FROM BUS 10116	[WTREBI2	220.00]	TO BUS 10982	[XTR_PE21	220.00]	CKT 1	
CASE 305	:	OPEN LINE FROM BUS 14176	[WBILEC5	110.00]	TO BUS 10990	[XBI_NI51	110.00]	CKT 1	

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: ACCC_HR_Case_315.acc (N-1; OUTAGE BRANCH FROM BUS 18146 [WNEUM 5 110.00] TO BUS 10996 [XNE_ST51 110.00] CKT 1)

NO SYSTEM CONDITIONS SATISFY THE FILTER CRITERIA

3.3 Regionalni pristup – određivanje oblasti opservabilnosti (od uticaja na sigurnost rada) EES BiH

Sigurnost EES-a predstavlja problematiku održavanja sistema u pogonu pri pojavi kvarova na nekoj od njegovih komponenti. Rast EES-a i njegovo povezivanje u velike interkonekcije povećava zahtjeve za sigurnost rada, povećava zahtjeve ka razradi novih metoda analize rada i razrade upravljačkih sistema koji će obezbjediti zahtjevani kvalitet eksploatacije. Upravo zbog toga više nije dovoljno za sigurnost rada vlastitog EES-a vršiti nadzor N-1 kriterijuma sigurnosti unutar svoje mreže kao i svih interkonektivnih veza prema susjednim sistemima, već je potrebno analizirati i uticaj dijela EES susjednih operatora.

U Operativnom priručniku ENTSO –E [1] definiše se oblast odgovornosti, kao sopstvena mreža i interkonekcija za čiji je rad odgovoran operator sistema. U skladu sa Pravilom 3 [1,2] NOS BiH određuje eksternu listu elemenata po dubini susjednih EES, čijim se ispadima utiče na oblast odgovornosti iznad unaprijed definisane granične vrijednosti koja se naziva prag uticaja [1,2]. Drugim riječima svi elementi susjednih EES, čiji je uticaj na EES BiH, veći od unaprijed definisane granice daju eksternu listu elemenata od uticaja. Povezivanjem ovako određenih eksternih elemenata u jednu cjelinu dobiva se oblast opservabilnosti nad kojom je potrebno vršiti nadzor u okviru SCADA sistema upravljanja.

OTDF – proračuni

Da bi se odredila eksterna lista elemenata u susjednim EES, a na osnovu nje i oblast opservabilnosti za EES BiH, neophodno je izvršiti komparaciju faktora uticaja svakog pojedinačnog elementa sa pragom uticaja. Faktor uticaja svakog pojedinačnog elementa r (susjedni EES) na element t EES BiH se računa na sljedeći način:

$$F_r^t = \left(\frac{P_{n-1}^t - P_n^t}{P^r} * 100 \right)$$

gde je:

F_r^t – faktor uticaja elementa r na element t

P_{n-1}^t – Aktivna snaga kroz element t u slučaju ispada elementa r

P_n^t – Aktivna snaga kroz element t u slučaju kada je element r u pogonu

P^r – Aktivna snaga kroz element r kada je u pogonu

Vrijednost praga uticaja određuje NOS BiH na osnovu dosadašnjih operativnih iskustava.

Eksterni elementi kod kojih je rezultat odnosa faktora uticaja i praga uticaja veći od jedan, tj. elementi susjednog EES čiji su faktori uticaja veći od definisanog praga uticaja, čine eksternu listu elemenata.

Koristeći OTDF proračun u okviru programskog paketa *Power System Simulator for Engineers* PSS/E ver.33.5.2, dobivaju se rezultati faktora uticaja. Proračuni OTDF faktora urađeni su i za režim maksimalnog i za režim minimalnog opterećenja EES-a BiH, simulacijom ispada svih elemenata (dalekovoda i transformatora) elektroenergetskih sistema Srbije i Hrvatske na naponskim nivoima 400 i 220 kV. Što se tiče Crne Gore, zbog specifičnosti njihovog EES-a, u

simulacije su uključeni i dalekovodi 110 kV. Uzimajući vrijednost praga uticaja od 20%, u nastavku su prikazani samo oni eksterni elementi (označeni crvenom bojom) čiji su ispadi izazvali barem jedno prekoračenje vrijednosti praga uticaja.

Spajanjem eksterne liste elemenata u jednu cjelinu, formira se oblast opservabilnosti za EES BiH.

Oblast opservabilnosti za EES BiH je prikazana na Slici 3.2.



Slika 3.2. Oblast opservabilnosti EES BiH

Rezultati OTDF proračuna na osnovu kojih je određena/formirana lista eksternih elemenata u susjednim EES-a, prezentirani su u prilogu 1, Regionalni pristup – određivanje oblasti observabilnosti.

3.4 Ocjena sigurnosti rada EES-a BiH

Rezultati proračuna sigurnosti po kriteriju N-1 i kriteriju N-1-1 za oba razmatrana režima rada EES-a BiH u toku 2013. godine (24.12.2013. u 18:00-om satu i 02.05.2013. u 06:00-om satu) prikazani su u poglavlju 3.2.

Iz prezentiranih rezultata uočava se da neće doći do narušavanja sigurnosti rada EES-a BiH, po kriteriju N-1, za inicijalni ispad bilo kojeg elementa/grane unutar ovog sistema, tj. opterećenja ostalih elemenata sistema za simulirane ispade ostaju u granicama dozvoljenih te ne dolazi do smanjenja napona u bilo kojem čvoru EES-a BiH ispod donje naponske granice dozvoljenih/definisanih varijacija napona.

Naročito povoljna situacija je na prenosnoj mreži naponskog nivoa 400 i 220 kV, gdje se ima značajna rezerva sigurnosti. Najopterećeniji element je transformator 220/110 kV, 150 MVA, u TS Gradačac, koji se opterećuje 74.1 % u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje, za ispad DV 110 kV Bijeljina 1 – Bijeljina 3 (Case 164). Rezerva sigurnosti u ovom slučaju je 25.9 %.

Nešto nepovoljnija situacija je na prenosnoj mreži 110 kV ali je i dalje zadovoljavajuća. Kao što je već navedeno, ni u jednom slučaju neće doći do narušavanja sigurnosti rada EES-a BiH, po kriteriju N-1. Pregled najopterećenijih elemenata dat je prezentiranim proračunima sigurnosti u poglavlju 3.2. a u tabeli 3.1., za navedene najopterećenije elemente, dat je pregled dozvoljenih strujnih opterećenja i vrijednosti prorađanih struja prvog i drugog stepena zaštita od preopterećenja. U ovoj tabeli su takođe date vrijednosti struja opterećenja koje bi mogle prouzrokovati prorađu trećeg stepena distantnih zaštita. Vrijednosti ovih struja su određene su na bazi vrijednosti minimalne pogonske impedanse $Z_{pogmin.}$, kod maksimalnog opterećenja voda pri minimalnom pogonskom naponu.

Uporedbom struja opterećenja, iz rezultata proračuna sigurnosti po kriteriju N-1, sa vrijednostima prorađanih struja drugog stepena zaštita od preopterećenja i prorađanih struja trećeg stepena distantnih zaštita može se zaključiti da neće doći do prorade razmatranih zaštita ni u jednom slučaju.

Gore razmatrane analize sigurnosti, po kriteriju N-1, se odnose na režim maksimalnog opterećenja EES-a BiH, 24.12.2013. godine u 18:00 satu. Iz proračuna sigurnosti po kriteriju N-1, za režim minimalnog opterećenja, 02.05.2013. godine, uočava se znatno manje opterećenje elemenata sistema, pa analize sigurnosti nisu ni rađene.

Tabela 3.1. - Zaštite od preopterećenja

R. br.	Naziv	SMT	Tip zaštite	Prorada 3. zone DZ usljed preopterećenja	Zaštite od preopterećenja			Napomena
					Tip zaštite	1°	2°	
		Ki				s		
	DV 110 kV Trebinje - Herceg Novi			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
1	Al/Fe 150/25 mm ²	600/1	REL 511	564 A	REL 511	0.63 A	0.78 A	1° → 378 A
	470 A			0.6 s		20	1200	2° → 468 A
	TR1 Gradačac; 220/110 kV			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
2	150 MVA; 393 A	600/1	RET 521	412.65 A	REL 511	0.67 A	NE	1° → 402 A
	220 kV strana		REL 511	0.9 s		15 s		
	TR1 Gradačac; 220/110 kV			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
3	150 MVA; 753 A	750/1	RET 521	787.5 A	REL 511	1.0 A	NE	1° → 750 A
	110 kV strana		REL 511	0.9 s		15 s		
	DV 110 kV Trebinje - Komolac			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
4	Al/Fe 150/25 mm ²	600/1	REL 511	564 A	REL 511	0.63 A	0.78 A	1° → 378 A
	470 A			0.6 s		20	1200	2° → 468 A
	DV 110 kV Čapljina - Opuzen			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
5	Al/Fe 150/25 mm ²	600/1	7SA611	600 A	7SA611	0.9 In	1 In	1° → 540 A
	470 A			0.8 s			60	2° → 600 A
	DV 110 kV Lukavac - TE Tuzla - I			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
6	Al/Fe 240/40 mm ²	600/1	REL531	720 A	REL531	1.2 In	NE	1° → 720 A
	645 A					60 s		
	DV 110 kV Lukavac - TE Tuzla - II			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
7	Al/Fe 240/40 mm ²	600/1	REL531	720 A	REL531	1.2 In	NE	1° → 720 A
	645 A					60 s		
	DV 110 kV B. Luka 6 - B. Luka 1 - I			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
8	Al/Fe 150/25 mm ²	600/1	REL 511	493.5 A	REL 511	0.63 A	0.78 A	1° → 378 A
	470 A					20	1200	2° → 468 A
	DV 110 kV B. Luka 6 - B. Luka 1 - II			Na bazi $Z_{pog.min.}$				
9	Al/Fe 240/40 mm ²	600/1	REL 511	680.4 A	REL 511	0.86 A	1.08 A	1° → 516 A
	645 A					20	1200	2° → 648 A

Cilj proračuna sigurnosti po kriteriju N-1-1 je da se odrede „kritični elementi“ sistema i dodatni ispadi elemenata sistema koji bi mogli prouzrokovati isključenje „kritičnih elemenata“ sistema (kaskadno širenje poremećaja) nakon razmatranog inicijalnog ispada (određenog po kriteriju N-1).

Iz rezultata proračuna sigurnosti po kriteriju N-1-1, na bazi opterećenosti elemenata sistema, može se zaključiti da su za režim maksimalnog opterećenja, sljedeći elementi EES-a BiH „kritični elementi“:

- DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi
- DV 110 kV Trebinje – Komolac
- DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/ I

DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi

Inicijalni ispad koji uzrokuje najveću opterećenost ovog dalekovoda je ispad DV 400 kV Trebinje – Podgorica (88.5 %). Dodatni ispadi, koji uzrokuju opterećenost DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi, iznad dozvoljenog strujnog opterećenja su:

- ✓ ispad DV 220 kV Trebinje – Perućica, (Case 13, 112.8 %)
- ✓ ispad DV 400 kV Podgorica – Ribarevina (Case 5, 109.7 %)

- ✓ ispad DV 400 kV Pljevlja – Ribarevina (Case 4, 100.4 %)

Sljedeći inicijalni ispad koji uzrokuje povećanu opterećenost DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi, je ispad DV 220 kV Trebinje – Perućica (77.4 %). Dodatni ispadi, koji uzrokuju opterećenost DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi, iznad dozvoljenog strujnog opterećenja su:

- ✓ ispad DV 400 kV Trebinje – Podgorica, (Case 6, 113.1 %)

Razmatrani dodatni ispadi u najgorem slučaju (inicijalni ispad: DV 220 kV Trebinje – Perućica, dodatni ispad: DV 400 kV Trebinje – Podgorica) će uzrokovati opterećenost DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi u iznosu od 113.1 %, odnosno 531.57 A, što će prouzrokovati djelovanje zaštite od preopterećenja u drugom stepenu i isključiti DV 110 kV Trebinje – Herceg Novi. Kao rezultat ovih događaja dolazi do preraspodjele tokova snaga u EES-u BiH i najopterećeniji elementi sistema sada su:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    WED, APR 09 2014  10:25
REZIM MAKSIMALNOG OPTEREĆENJA EES BIH
24.12.2013. U 18:00 SATI
      OUTPUT FOR AREA 13 [BA      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
CURRENT LOADINGS ABOVE  80.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  CKT  LOADING  RATING PERCENT
10137 WTREB15    110.00*  13  14175 WTREB15    110.00    13   1    90.1    89.0   101.3
10990 XBI_NI51   110.00    2  14176 WBILEC5    110.00*   13   1    67.4    83.1    81.1
14175 WTREB15    110.00*  13  14176 WBILEC5    110.00    13   1    80.6    89.0    90.6
```

Sljedeći očekivani scenarij je i ispad DV 110 kV Trebinje – Trebinje 1, i napajanje TS Bileća i TS Trebinje 1 iz EES-a Crne Gore, preko DV 110 kV Bileća - Nikšić.

DV 110 kV Trebinje – Komolac

Inicijalni ispad koji uzrokuje najveću opterećenost ovog dalekovoda je ispad transformatora 220/110 kV, 150 MVA, u TS Trebinje (87.4 %). Dodatni ispadi, koji uzrokuju opterećenost DV 110 kV Trebinje – Komolac, iznad dozvoljenog strujnog opterećenja su:

- ✓ ispad DV 400 kV Trebinje – Podgorica, (Case 292, 111 %)
- ✓ ispad DV 220 kV Trebinje – Perućica (Case 293, 100.5 %)

Razmatrani dodatni ispadi u najgorem slučaju (inicijalni ispad: transformator 220/110 kV, 150 MVA u TS Trebinje, dodatni ispad: DV 400 kV Trebinje – Podgorica) će uzrokovati opterećenost DV 110 kV Trebinje – Komolac u iznosu od 111 %, odnosno 521.7 A, što će prouzrokovati djelovanje zaštite od preopterećenja u drugom stepenu i isključiti DV 110 kV Trebinje – Komolac. Kao rezultat ovih događaja dolazi do preraspodjele tokova snaga u EES-u BiH i nema novih preopterećenih elementata.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    WED, APR 09 2014  10:44
REZIM MAKSIMALNOG OPTEREĆENJA EES BIH
24.12.2013. U 18:00 SATI
      OUTPUT FOR AREA 13 [BA      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE  90.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  CKT  LOADING  RATING PERCENT
* NONE *
```

Dakle, isključenjem DV 110 kV Trebinje – Komolac zaustaviće se dalja degradacija EES-a BiH.

DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I

Inicijalni ispad koji uzrokuje najveću opterećenost ovog dalekovoda je ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (93.3 %). Dodatni ispadi, koji uzrokuju opterećenost DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I, iznad dozvoljenog strujnog opterećenja su:

- ✓ ispad DV 110 kV HE Bočac – Banja Luka 5 – Banja Luka 1 (trojna/kruta tačka, Case 96, 132.9 %)
- ✓ ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška (Case 90, 116.7 %)
- ✓ ispad DV 110 kV Banja Luka 4 – Banja Luka 6 (Case 89, 110.6 %)
- ✓ ispad DV 110 kV Gradiška – Topola (Case 124, 107.2 %)
- ✓ ispad DV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 4 (Case 87, 106.2 %)
- ✓ ispad G1 u HE Bočac (Case 77, 103.2 %)
- ✓ ispad trafoa 220/110 kV, 150 MVA, u TS Jajce 2 (Case 70, 102.2 %)

Razmatrani dodatni ispadi u najgorem slučaju (inicijalni ispad: DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II, dodatni ispad: DV 110 kV HE Bočac – Banja Luka 5 – Banja Luka 1) će uzrokovati opterećenost DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I, u iznosu od 132.9 %, odnosno 624.63 A, što će prouzrokovati djelovanje zaštite od preopterećenja u drugom stepenu (**1° → 378 A, 60 sec.; 2° → 468 A, 1200 sec.**) i isključiti DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I. Kao rezultat ovih događaja dolazi do preraspodjele tokova snaga u EES-u BiH, i najopterećeniji elementi sistema sada su:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, APR 09 2014 12:30
REZIM MAKSIMALNOG OPTEREĆENJA EES BIH
24.12.2013. U 18:00 SATI
      OUTPUT FOR AREA 13 [BA      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
14106 WBLUK15 110.00* 13 14190 WBLUK85 110.00 13 1 126.0 121.9 103.3
14110 WBLUK65 110.00 13 14122 WGRDS15 110.00* 13 1 136.6 121.9 112.0
14125 WLAKTA5 110.00* 13 14147 WTOPOL5 110.00 13 1 155.4 122.0 127.4
14125 WLAKTA5 110.00 13 14190 WBLUK85 110.00* 13 1 135.7 121.9 111.3
```

Dakle, isključenjem DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I, doći će do dalje degradacije EES-a BiH na ovom području. Dolazi do preopterećenja gore navedenih DV, značajnog smanjenja napona na 110 kV čvorištima ove regije, cca 91 kV, i isključenja istih, što prouzrokuje lokalni raspad sistema na 110 kV naponskom nivou regije Banja Luka.

Gore razmatrane analize sigurnosti, po kriteriju N-1-1, se odnose na režim maksimalnog opterećenja EES-a BiH, 24.12.2013. godine u 18:00 satu. Iz proračuna sigurnosti po kriteriju N-1-1, za režim minimalnog opterećenja, 02.05.2013. godine, uočava se da nema preopterećenih elemenata sistema, pa analize sigurnosti po kriteriju N-1-1, nisu ni rađene.

3.5 Koordinacija korektivnih mjera u slučaju havarijskih uslova u EES-u BiH i regionalna koordinacija (rad interkonektivnih DV)

Nakon provedenih analiza sigurnosti, za oba razmatrana režima, može se zaključiti da EES BiH, na naponskom nivou 400 i 220 kV, ima zadovoljavajuću/značajnu rezervu sigurnosti i neće doći do narušavanja iste, za bilo koji ispad elemenata sistema i po kriteriju N-1 i po kriteriju N-1-1.

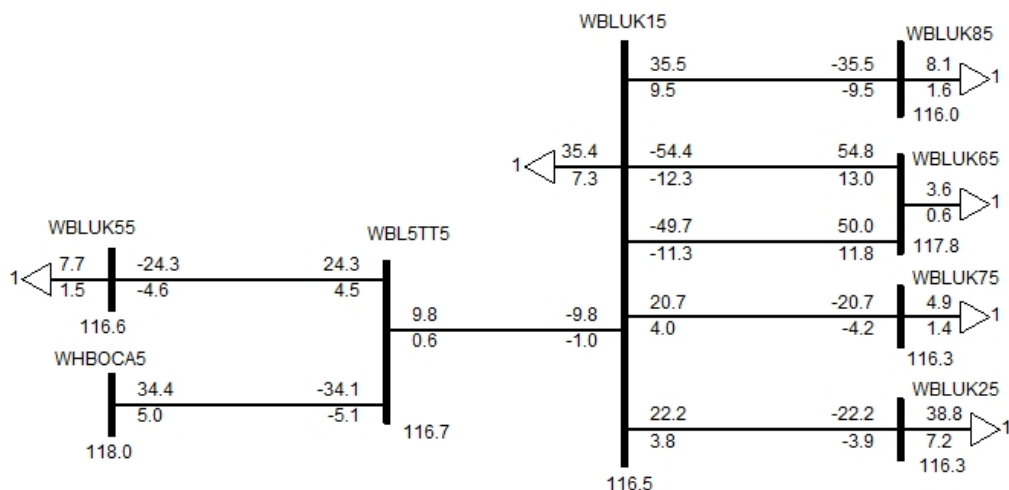
Za DV 110 kV Trebinje – H. Novi, nakon razmatranih inicijalnih ispada, u praksi se pokazalo da je efikasna preventivna mjera, radialno napajanje TS H. Novi snagom cca 50 MW (ili isključenje DV 110 kV Trebinje – H. Novi pri čemu bi se TS H. Novi napajao iz EES-a CG), čime bi se spriječila dalja degradacija EES-a CG u slučaju dodatnih ispada po kriteriju N-1-1. Ispad DV 110 kV Trebinje – Komolac neće prouzrokovati dalju degradaciju u EES-u BiH i širenje poremećaja u EES-u Hrvatske.

U regiji Banja Luka, sukcesivni kaskadni ispadi po kriteriju N-1-1, mogli bi u ovoj regiji prouzrokovati lokalni raspad sistema, ukoliko se ne preduzmu odgovarajuće korektivne mjere u cilju sprječavanja dalje degradacije sistema.

U prethodnom poglavlju 3.4, kao najkritičniji slučaj, ocjenjen je inicijalni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i dodatni ispad DV 110 kV HE Bočac – Banja Luka 5 – Banja Luka 1 (N-1-1) koji bi mogao dovesti do lokalnog raspada sistema. U ovom slučaju dodatni ispad ustvari nije po kriteriju N-1-1 nego po kriteriju N-1-3, jer zbog krute (trojne) tačke na potezu HE Bočac – Banja Luka 5 – Banja Luka 1 ispadaju tri 110 kV veze prema: TS Banja Luka 1, HE Bočac i TS Banja Luka 5. U ovom slučaju operativno osoblje u DC OP Banja Luka teško da šta može poduzeti, osim da ide na redukciju potrošnje.

Iz navedenog se može zaključiti da je razmatrani primjer rezultat **NEADEKVATNOG PLANIRANJA** prenosne mreže u ovoj regiji u proteklom periodu. Na potezu TS Banja Luka 6 – TS Banja Luka 1 je paralelna veza DV 110 kV različitih presjeka, 150/25 mm² i 240/40 mm², na koji se nastavlja trokraka veza Banja Luka 1 - HE Bočac – Banja Luka 5 sa krutom tačkom koja povezuje čvorišta Banja Luka 1, HE Bočac i Banja Luka 5.

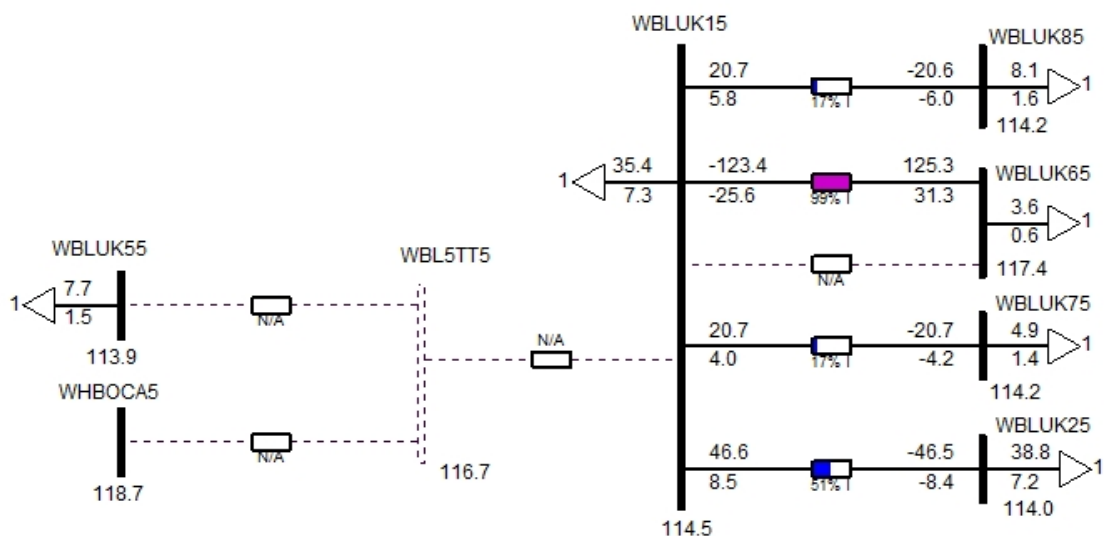
Sa električkog stanovišta, linije sa krutim tačkama/vezama su se uvijek smatrale najslabijim/kritičnim mjestima u mreži i koriste se samo kao privremeno rješenje. Ova kruta veza/tačka egzistira minimalno 15 godina. Na slici 3.3. su prikazani tokovi snaga i naponi čvorišta na dijelu 110 kV mreže, područja Banja Luka, za puno uklopno stanje i za slučaj da je na DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I, umjesto vodiča 150/25 mm² ugrađen vodič 240/40 mm².



Slika 3.3., Tokovi snaga i naponske prilike na području Banja Luka, puno uklopno stanje

Na slici 3.4., prikazani su tokovi snaga i naponi čvorišta za slučaj neraspodivnosti DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i DV 110 kV HE Bočac – Banja Luka 5 – Banja Luka 1 (N-

1-1/3). Kao što se vidi sa slike 3.4., u ovom slučaju DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II se opterećuje 1% ispod granice dozvoljenog strujnog opterećenja (99%).



Slika 3.4., Tokovi snaga i naponske prilike na području Banja Luka, za slučaj nerspoloživosti DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II i DV 110 kV HE Bočac – Banja Luka 5 – Banja Luka 1

- ✓ Inicijalni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i dodatni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška (N-1-1)

U ovom slučaju preventivna korektivna mjera bi bila isključenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 8, pri čemu bi se sad TS Banja Luka 8 radijalno napajala iz TS Laktaši uz smanjenje napona na čvorištima Banja Luka 8, Laktaši, N.Topola na iznose 101.1 kV; 101.2 kV; 102.1 kV, respektivno.

Najopterećeniji DV 110 kV na području ove regije za razmatrane ispade DV 110 kV i isključenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 8 (preventivna korektivna mjera) su:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      SUN, FEB 22 2015  13:24
REZIM MAKSIMALNOG OPTEREĆENJA EES BIH
24.12.2013. U 18:00 SATI
      OUTPUT FOR AREA 13 [BA      ] ZONE 30 [      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
CURRENT LOADINGS ABOVE  50.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  CKT  LOADING  RATING PERCENT
14106 WBLUK15   110.00*   13  14110 WBLUK65   110.00   13   1    66.5    89.0   74.7
14115 WDERVE5   110.00   13  14140 WSRBAC5   110.00*   13   1    67.3   121.9   55.2
```

Slični efekti bi se postigli i isključenjem DV 110 kV Banja Luka 8 – Laktaši ili DV 110 kV Laktaši – N.Topola, pri čemu bi se DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I opterećivao u iznosima 81% i 95% respektivno, uz bolje naponske prilike: 103.3 kV TS Laktaši i 103.9 kV TS N. Topola.

Kao druga preventivna mjera analizirano je povećano angažovanje u HE Bočac i HE Jajce 1 u iznosu od 100 MW i 50 MW, respektivno. Na ovaj način, za razmatrani inicijalni i dodatni ispad opterećenje DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I bi se smanjilo sa 116.9% na 102%.

- ✓ Inicijalni ispada DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i dodatni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 4 (N-1-1)

Isto rješenje kao u prethodnom slučaju vezano za promjenu uklopnog stanja ali za ove razmatrane ispade (inicijalni i dodatni) podizanjem proizvodnje u HE Bočac na 100 MW opterećenje DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I bi se smanjilo sa 111% na 92%. Koja od mjera bi se primjenila, svakako zavisi od konkretnog stanja u mreži i raspoloživosti proizvodnje u HE Bočac.

- ✓ Inicijalni ispada DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i dodatni ispad DV 110 kV Gradiška – N. Topla (N-1-1)

Isto rješenje kao u prethodnom slučaju.

- ✓ Inicijalni ispada DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i dodatni ispad DV 110 kV Banja Luka 3 – Banja Luka 4 (N-1-1)

Isto rješenje kao u prethodnom slučaju.

- ✓ Inicijalni ispada DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i dodatni ispad G_1 u HE Bočac (N-1-1)

Isto rješenje kao u prethodnom slučaju vezano za promjenu uklopnog stanja.

- ✓ Inicijalni ispada DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II (N-1) i dodatni ispad transformatora 220/110 kV, 150 MVA u TS Jajce 2 (N-1-1)

Isto rješenje kao u prethodnom slučaju vezano za promjenu uklopnog stanja ili podizanjem proizvodnje u HE Bočac na 100 MW opterećenje DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I bi se smanjilo sa 102.1% na 87%. Koja od mjera bi se primjenila, svakako zavisi od konkretnog stanja u mreži i raspoloživosti proizvodnje u HE Bočac.

U režimu minimalnog opterećenja, na 110 kV prenosnoj mreži sigurnost sistema je zadovoljavajuća za oba razmatrana kriterija.

U skladu sa ENTSO-E RG CE Operativnim priručnikom, Aneks Pravilo 5, TSO-i bi trebalo da obezbijede maksimalnu pomoć putem poveznih dalekovoda u slučaju havarijske situacije koja zadesi susjedni TSO. Povezni dalekovodi između regulacionih oblasti se smatraju okosnicom povezanog sistema. Zato je od ključnog značaja da se povezani rad cijelog sistem održi što je moguće duže, i tako doprinosi solidarnosti sinhrono povezanih mreža.

Od izuzetnog je značaja da interkonekcija ostane u radu što je duže moguće, ali to mora biti u skladu sa operativnim ograničenjima. Fundamentalna pretpostavka gore opisane strategije jeste da su povezni dalekovodi adekvatno opremljeni sa sistemima zaštite (kao bilo koji interni dalekovod), koji ih isključuju onda kada operativni uslovi sistema postanu opasni po elemente sistema (posebno proizvodne jedinice), na primjer u slučaju neprihvatljivih oscilacija između oblasti. Ovo je u skladu sa opštim pravilom da u cilju sprječavanja širenja i pogoršavanja poremećaja, zaštitni uređaji moraju biti instalisani za brzu eliminaciju kvarova koji mogu pogoditi bilo koji dati element električnih postrojenja. Na interkonektivnim dalekovodima EES-a BiH ne koriste se zaštite od gubitka sinhronizma (out-of-step zaštita).

3.6 Rasterećenje EES-a BiH

Frekvencija elektroenergetskih sistema je pored napona, jedan od pokazatelja kvaliteta električne energije i koristi se kao kriterij za postizanje istovremenosti proizvodnje i potrošnje. Održavanje

frekvencije u uskim granicama zahtjeva od isporučioaca električne energije, odnosno proizvođača, da imaju regulacione karakteristike koje u najkraćem vremenu treba da saniraju promjene u bilansu snage. Međutim, kod većih strukturnih poremećaja, kao što su kaskadni ispadi generatora i/ili prenosnih elemenata, može se dogoditi da debalans snaga u pogođenom sistemu ili nekom njegovom dijelu bude takav da tehničko-tehnološke karakteristike regulatora snage (brzine) objektivno nisu u mogućnosti da prate promjenu frekvencije. U takvim slučajevima, podfrekventna zaštita kojom se privremeno isključuje (“žrtvuje”) dio potrošača je praktično jedina efikasna mjera za sprečavanje pada frekvencije ispod tolerantnih granica i totalnog raspada sistema.

U slučaju velikih deficita snage u interkonekciji CE (Continental Europe), nužno je kontrolisati varijaciju frekvencije u cijeloj interkonekciji ili izdvojenim djelovima uravnoteženjem proizvodnje i potrošnje. U oba slučaja mora funkcionisati zajednički i koordinirani plan automatskog podfrekventnog rasterećenja primjenjen od strane svih TSO-a u interkonekciji. U skladu sa ENTSO-E RG CE Operativnim priručnikom, Pravilo 5 i Pravilo 5 – Aneks [3,4], individualni plan rasterećenja svakog TSO-a zasnovan je na ENTSO-E RG CE Opštem planu rasterećenja. Vezano za rasterećenje individualnog TSO, koje može biti primjenjeno za njegove potrebe u popravnom (popravne korektivne mjere) ili preventivnom (preventivne korektivne mjere) smislu razlikuje se:

- ✓ automatsko rasterećenje, za rješavanje lokalnog debalansa proizvodnja/potrošnja na nivou TSO,
- ✓ ručno (ili automatsko) rasterećenje za otklanjanje prekomjernog opterećenja na elementima mreže ili za sprječavanje naponskog kolapsa ili nestabilnosti. Lokalni automatski uređaji mogu postojati za ublažavanje opterećenja na preopterećenim dalekovodima, ili da održavaju napone u okviru normalnih opsega sprječavajući naponski kolaps.

Što se tiče EES-a BiH, rasterećenje sistema se razmatra u okviru tačke 8.2. Kontrola potrošnje - Mrežnog kodeksa [6], koja uključuje:

- ✓ automatsko podfrekventno rasterećenje,
- ✓ havarijsko ručno rasterećenje,
- ✓ smanjenje opterećenja inicirano od strane NOS BiH.

3.6.1 Automatsko podfrekventno rasterećenje

Automatsko podfrekventno rasterećenje se postiže upotrebom podfrekventnih releja koji moraju imati diferencijalni i vremenski član sa četiri stepena pada frekvencije kao što je prikazano u tabeli:

Stepen	Frekvencija (Hz)	Smanjenje opterećenja (%)	Kumulativno rasterećenje (%)
I	49,0	10	10
II	48,8	15	25
III	48,4	15	40
IV	48,0	15	55

Procenat automatskog rasterećenja odnosi se na vršnu snagu distributera i kupaca na prenosnoj mreži u prethodnoj godini. Postojeće snage podfrekventnog rasterećenja, po stepenima i ukupno, sa procentualnim iznosom rasterećenja u odnosu na ostvarenu snagu EES BiH 31.12.2012. godine u 18-tom satu prezentirane su u slijedećoj tabeli:

<u>Stepen</u>	<u>Frekvencija</u> [Hz]	<u>Postojeće snage</u> <u>isključenja</u> [MW]	<u>Smanjenje</u> <u>opterećenja</u> [%]
I	49.0	131.07	6.822
II	48.8	162.24	8.445
III	48.4	164.42	8.558
IV	48	165.58	8.670
<u>Ukupno</u>		624.31	32.495

Ukupno rasterećenje konzuma u EES BiH iznosi 624.31 MW, odnosno 32.495 % što je manje u odnosu na predviđeno kumulativno rasterećenje sistema, koje u skladu sa Mrežnim kodeksom (maj 2011. godine) iznosi 55%. Također, prezentirane snage isključenja za sva četiri stepena postojećeg podfrekventnog rasterećenja su manje u odnosu na predviđeno rasterećenje u navedenom dokumentu. Za prvi stepen podfrekventnog rasterećenja predviđeno procentualno rasterećenje iznosi 10% a za drugi, treći i četvrti stepen, po 15%. Dakle, neophodno je obezbijediti dodatno isključenje konzuma na nivou cijelog EES BiH.

3.6.2 Havarijsko ručno rasterećenje

U cilju izbjegavanja ugrožavanja sigurnosti elektroenergetskog sistema ili njegovih pojedinih dijelova sa prijetnjom totalnog ili djelimičnog raspada praćenog preopterećenjem elemenata prenosne mreže, smanjenjem napona i/ili frekvence ispod dozvoljenih granica, NOS BiH (DC NOS BiH) od operatora distributivne mreže ili Elektroprenosa BiH može zahtijevati havarijsko ručno isključenje opterećenja u pojedinim dijelovima sistema ili cijelog mrežnog čvorišta. Elektroprenos BiH i elektroprivredne kompanije u BiH (operatori distributivne mreže) su odgovorni za realizaciju naloga NOS BiH.

3.6.3 Smanjenje opterećenja inicirano od strane NOS BiH

U slučajevima poremećaja u EES-u BiH koji ugrožavaju sigurnost sistema i za koje se predviđa da mogu trajati duže vremena, NOS BiH će zahtijevati redukciju opterećenja korisnika prenosne mreže. Ovo je jedna od unaprijed definisanih mjera odbrane sistema u slučaju (kritičnih stanja EES-a BiH) ugrožavanja sigurnosti sistema i naponskog kolapsa, a sve u cilju sprječavanja raspada EES-a BiH. Za tu svrhu, NOS BiH je u dogovoru sa elektroprivrednim kompanijama u BiH (operatori distributivne mreže) napravio plan rasterećenja za 55 % potrošnje, raspodjeljen u četiri stepena (prvi stepen 10%, ostala tri stepena po 15%), na 35 kV, 20 kV i 10 kV distributivnim odvodima u svim TS 110/x kV. Tabele rasterećenja potrošnje, za sve tri elektroprivredne kompanije u BiH, su u prilogu 2.

3.7 Proces ponovnog uspostavljanja EES-a BiH

Proces restauracije (ponovnog uspostavljanja) elektrenergetskog sistema sastoji se od niza veoma složenih i koordinisanih akcija, koliko god je to moguće unaprijed pripremljenih, s ciljem ponovnog stavljanja sistema pod napon. Proces restauracije EES u slučaju raspada bazira se na dva glavna principa [3,4]:

- ✓ Princip “odozdo – nagore” (“*Bottom-up*” principle),
- ✓ Princip “odozgo – nadole” (“*Top-down*” principle).

Princip “odozdo – nagore”: Za ovaj princip, ponovno stavljanje pod napon EES u stanju raspada vrši se putem proizvodnih jedinica sa sposobnošću rada na sopstvenom opterećenju i putem jedinica sa sposobnošću samopokretanja iz beznaponskog stanja. Ovaj princip se uglavnom primjenjuje u slučaju velikih raspada ako pomoć od stabilnih sistema spolja nije raspoloživa ili ako kriterijumi za njihovu primjenu zajednički definisani između TSO-a nisu ispunjeni (većina evropskih operatora ovu uslugu naziva **black start capability** tj. sposobnost proizvodne jedinice da se iz stanja kada je bila isključena sa mreže vrati u operativno stanje, i počne da isporučuje snagu, bez pomoći EES).

Princip “odozgo – nadole”: Za ovaj princip, ponovno stavljanje pod napon EES u stanju raspada vrši se direktno putem raspoloživog napona iz mreže susjednih sistema. Ovaj princip se uglavnom primjenjuje u slučaju lokalnog raspada. U slučaju da je raspoloživ stabilan dio mreže susjednog sistema, i ako je on dovoljno snažan da može biti korišten, princip „odozgo-nadole“ može biti najbrži način za ponovno uspostavljanje napona.

Koji od ova dva navedena pristupa restauracije sistema će se primjeniti, u slučaju raspada, zavisi od postojeće situacije u sistemu (raspoloživost jedinica sa sposobnošću samopokretanja iz beznaponskog stanja i/ili jedinica sa sposobnošću rada na sopstvenom opterećenju, očekivanog trajanja oba načina restauracije, stanja napona u susjednoj mreži). Detaljne procedure ponovnog uspostavljanja EES-a svake regulacione oblasti, za oba principa uspostavljanja, su predmet nacionalnog/državnog plana ponovnog uspostavljanja. U skladu sa ENTSO-E preporukama svaki TSO mora unaprijed pripremiti i redovno ažurirati plan ponovnog uspostavljanja sistema (Operation Handbook, Policy 5, C-S1.2.) i mora razviti valjane procedure ponovnog stavljanja pod napon koje omogućavaju progresivno vraćanje sistema u normalno stanje (C-S1.2.1.). Takve procedure moraju biti dokazane ili testiranjem/probama stvarnih uslova restauracije u realnim uslovima rada sistema ili off-line (van realnog vremena) analizama (C-S1.2.1.1.).

U skladu sa definisanim obavezama TSO-a u ENTSO-E, OH, Policy 5 i Appendix Policy 5, Nezavisni operator sistema u BiH je uradio studiju “POKRETANJE ELEKTRANA BEZ PRISUSTVA VANJSKOG NAPONA (BLACK START)”, decembar 2009. godine [7], gdje je upotrebom softverskog paketa PSS/E, ver.32, off-line analiza simuliran princip restauracije sistema bez prisustva vanjskog napona (princip “odozdo-nagore”). Proizvodne jedinice u BiH (hidro, termo) u slučaju velikih poremećaja nemaju mogućnost ostajanja/rada u pogonu na sopstvenom opterećenju tako da se princip “odozdo-nagore” ili black start način restauracije EES BiH može realizirati samo sa proizvodnim jedinicama sa sposobnošću samopokretanja iz beznaponskog stanja.

Prema gore navedenim ENTSO-E preporukama (Operation Handbook, Policy 5, C-S1.2.) a i u skladu sa Mrežnim kodeksom (Tačka 8.3. Obnova rada sistema nakon totalnog raspada) NOS BiH je napravio plan ponovnog uspostavljanja EES-a BiH „PLAN OBNOVE RADA EES-a BiH – UPUSTVO ZA OPERATIVNO OSOBLJE“, decembar 2010. godine[8]. Ovaj plan uspostavljanja

obuhvata oba navedena pristupa/principa i ima za cilj davanje smjernica za sve subjekte uključene u proces obnove EES-a BiH, kako bi se što brže uspostavilo napajanje električnom energijom.

Plan obnove rada EES-a sadrži procedure i informacije potrebne operativnom osoblju, u slučaju djelimičnog ili totalnog raspada EES-a BiH. Organizacija nadzora i upravljanja EES-a BiH radi se iz dispečerskog centra (DC) NOS BiH-a uz punu koordinaciju sa DC operativnih područja Elektroprenosa BiH i elektroprivreda u BiH, kako bi se napajanje potrošača uspostavilo u što kraćem roku.

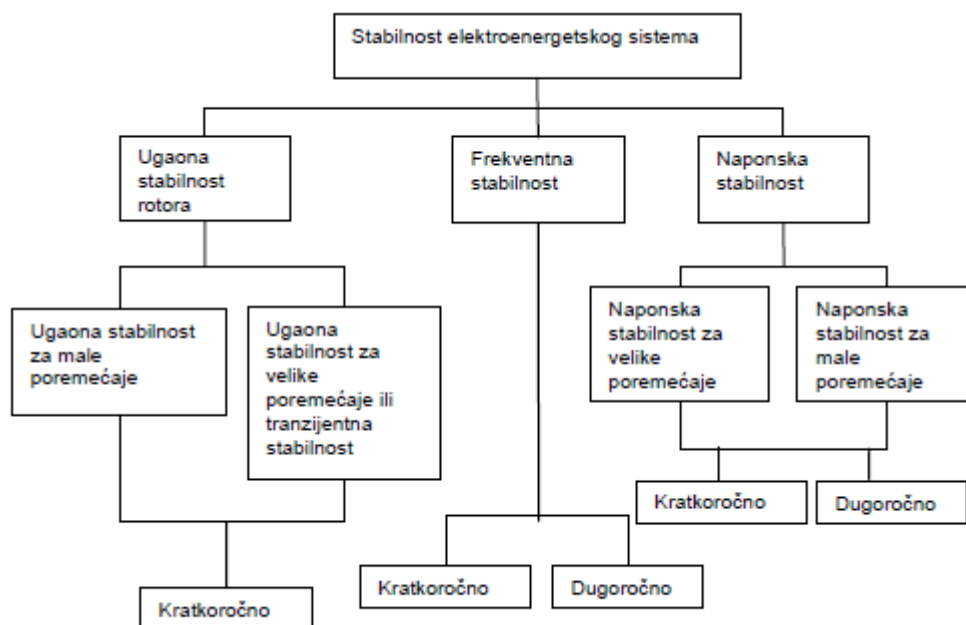
4. KLASIFIKACIJA STABILNOSTI ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA U SKLADU SA DOKUMENTIMA IEEE/CIGRE

Stabilnost elektroenergetskog sistema (EES) se odnosi na sposobnost EES da održi sinhroni rad svih priključenih sinhronih generatora u stacionarnom stanju i za definisano polazno stanje nakon nastanka poremećaja, tako da je promjena varijabli stanja u nastalom prelaznom procesu ograničena, a struktura sistema očuvana. Sistem se treba vratiti u početno stacionarno stanje ukoliko nije došlo do topoloških promjena, odnosno u slučaju da je došlo do topoloških promjena u sistemu treba da se uspostavi novo stacionarno stanje.

Premda je stabilnost EES suštinski njegova jedinstvena osobina, različite forme nestabilnosti jednostavnije se shvataju i analiziraju ukoliko se izvrši klasifikacija problema stabilnosti, odnosno ako se definišu klase „parcijalne“ stabilnosti.

Klasifikacija stabilnosti EES pogodna je za identifikaciju uzroka nestabilnosti, primjenom odgovarajućih alata za analizu i razvijanjem korektivnih mjera. U svakoj datoj situaciji, međutim, bilo koji oblik nestabilnosti ne mora se javiti u svom osnovnom obliku. Ovo naročito važi za jako opterećene sisteme i za kaskadne događaje; kako se sistemi urušavaju jedan oblik nestabilnosti može, u krajnjoj liniji, dovesti do drugog oblika. Međutim, razlikovanje različitih oblika važno je za razumjevanje fundamentalnih uzroka problema u cilju razvijanja odgovarajućeg plana i operativnih procedura.

Klase parcijalne stabilnosti obično se definišu za fundamentalne parametre stanja: ugao prenosa, napon i frekvenciju. Na slici 4.1. prikazana je klasifikacija stabilnosti prema (IEEE/CIGRE, 2004).



Slika 4.1. Klasifikacija “parcijalnih” stabilnosti EES

Predložena klasifikacija zasnovana je na sledećim razmatranjima:

- na fizičkoj prirodi rezultirajućeg režima nestabilnosti na osnovu pokazatelja glavnih promjenljivih sistema u kojima se može posmatrati nestabilnost: ugao rotora, nestabilnost frekvencije ili napona,
- na veličini razmatranog poremećaja, koji utiče na metode proračuna i predviđanja stabilnosti. Mali poremećaj ili veliki poremećaj;
- na uređajima, procesima i vremenskom periodu koji moraju biti uzeti u obzir kako bi se procijenila stabilnost: kratkoročni (sekunde) ili dugoročni (minuti).

4.1 Mjere za održavanje stabilnosti frekvencije

Stabilnost frekvencije se odnosi na sposobnost EES da održi stabilnu frekvenciju nakon ozbiljnog poremećaja sistema koje dovodi do znatnog debalansa između proizvodnje i opterećenja. Ona zavisi od sposobnosti održavanja/ponovnog uspostavljanja ravnoteže između proizvodnje i opterećenja u sistemu, uz minimalni neželjeni gubitak opterećenja.

Frekventna nestabilnost se javlja u slučajevima kada EES ne može trajno da održava balans aktivnih snaga u sistemu i javlja se u obliku trajnih oscilacija frekvencije koje dovode do ispada proizvodnih jedinica i/ili opterećenja, što vodi ka kolapsu frekvencije. Dinamički procesi koji se analiziraju u studijama frekventne stabilnosti baziraju se na konceptu jedinstvene frekvencije EES (frekvencije centra inercije) i imaju dugotrajni karakter.

Frekventni opseg se definiše u dijapazonu od nominalne frekvencije do minimalne frekvencije, odnosno frekventnog praga termo jedinica. Frekventni opseg se dijeli u tri oblasti (dijela): 50 – 49 Hz, 49 – 48 Hz, ispod 48 Hz.

Prva oblast je proces normalnog obnavljanja frekvencije (primarno i sekundarno upravljanje frekvencijom) i u opsegu između 50 i 49 Hz, sve zemlje aktiviraju raspoloživu rezervu snage kao što je obrtna rezerva, isključenje pumpi, promjena režima rada reverzibilne HE iz pumpnog u generatorski, start hidro jedinica i gasnih turbina, promjena načina rada HVDC veza i sl. Smatra se da dovoljna primarna (obrtne) rezerva mora biti osigurana i jedinice koje napajaju sistem (proizvodne jedinice) moraju obezbijediti odgovarajući dinamički odziv.

Druga oblast je predviđena za plan zajedničkog rasterećenja sistema – “visok prag” (49 Hz) je izabran da se dozvole akcije primarne i sekundarne regulacije. “Nizak prag” (48 Hz) bi trebao spriječiti dostizanje minimalne vrijednosti frekvencije termo jedinica na kojoj se ove jedinice isključuju sa najčešćim podešenjem na 47,5 Hz.

Pošto su nacionalne (državne) interkonektivne mreže u principu međusobno učvorene/povezane, debalans snage će uticati na cijeli sistem. Zahtjevi u saradnji između TSO-a, neophodni u cilju izbjegavanja pojave debalansa između opterećenja i proizvodnje koji dovode do nekontrolisanih odstupanja frekvencije unutar interkonekciji CE (Continental Europe) definisani su ENTSO-E RG CE Operativnim priručnikom, Pravilo 1 i Pravilo 5.

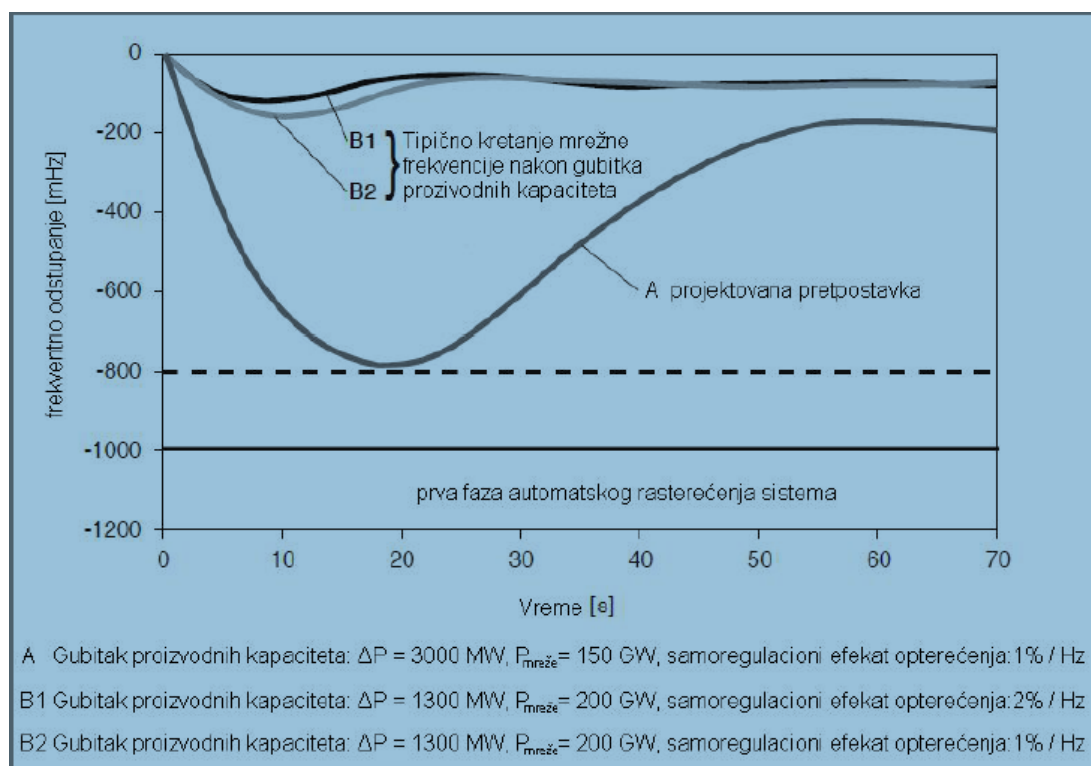
4.1.1 Primarna regulacija

Vrijednost nominalne frekvencije u EES BiH, koji je povezan na ENTSO-E sinhronu oblast iznosi 50.000 Hz. Osnovna mjera kojom se koriguju odstupanja frekvencije od nominalne je ispravan rad primarne regulacije frekvencije. Cilj primarne regulacije je da održi pouzdani rad sistema u slučaju

prvog ispada ili poremećaja, kao što je gubitak proizvodnje, potrošnje ili prekid razmjene snage u normalnoj situaciji. Primarna regulacija frekvencije treba da djeluje povećanjem/smanjenjem snage elektrane pri pojavi smanjenja/povećanja frekvencije u vremenskom razmaku od nekoliko desetina sekundi. Regulacijski proces treba biti dovršen u roku od 15 sekundi za 50% i 30 sekundi za 100% primarne rezerve nakon pojave poremećaja.

Tačnost lokalnog mjerenja frekvencije koje se koristi u primarnim regulatorima mora da bude bolja od ili jednaka ± 10 mHz. Primarna regulacija se aktivira prije nego što odstupanje frekvencije u odnosu na nominalnu frekvenciju premaši ± 20 mHz.

Polazeći od normalnog rada interkonektivne mreže, iznenadan gubitak 3000 MW proizvodnih kapaciteta (referentni poremećaj za cijelu ENTSO-E SINHRONU OBLAST, P1-A-D.3.1., projektovana pretpostavka) mora biti pokriven samo PRIMARNOM REGULACIJOM, bez potrebe za RASTEREĆENJEM potrošača kao odgovorom na ODSUPANJE FREKVENCIJE. Osim toga, ako se pretpostavi da je efekat samoregulacije opterećenja 1%/Hz, apsolutno ODSUPANJE FREKVENCIJE ne smije da bude veće od 180 mHz. Isto tako, iznenadno ukupno rasterećenje od 3000 MW ne smije da dovede do ODSUPANJA FREKVENCIJE većeg od 180 mHz. Kada samoregulaciono djelovanje opterećenja nije uzeto u obzir, apsolutno ODSUPANJE FREKVENCIJE ne smije da bude veće od 200 mHz.



Slika 4.2. Promjena sistemske frekvencije za slučajeve gubitka različitih iznosa proizvodnih kapaciteta

Na slici 4.2. prikazana je promjena **SISTEMSKE FREKVENCIJE** za datu projektovanu pretpostavku (kriva A), kada su ispunjeni dinamički zahtevi aktiviranja regulacione snage u skladu sa zahtevima vezanim za vreme aktiviranja. Maksimalno dozvoljeno dinamičko (apsolutno) **ODSUPANJE FREKVENCIJE** je 800mHz – što znači da se prag **RASTEREĆENJA** neće preći sa izvjesnom marginom. Za potrebe poređenja, vrše se i simulacije pomoću realističnih parametara

modela (kriva B), da bi se paralelno predstavilo tipično Odstupanje frekvencije vezano za uobičajene gubitke proizvodnih kapaciteta. Te simulacije pokazuju da, kod gubitaka kapaciteta do 1300 MW, apsolutno Odstupanje frekvencije ostaje ispod 200mHz.

Snaga primarne regulacije mora biti isporučivana sve dok se odstupanje snage kompletno ne kompenzuje rezervom sekundarne / tercijarne regulacije regulacione oblasti / bloka u kojem je došlo do odstupanja snage (minimalno trajanje sposobnosti isporuke primarne regulacije je 15 minuta). Rezerva primarne regulacije frekvencije za svaki od paralelno spojenih EES-ova određuju se u skladu s ENTSO-E pravilima za povezani sistem kontinentalne Europe kojima se definiše ukupna rezerva primarne regulacije.

NOS BiH nadzire djelovanje primarne regulacije u EES BiH i poduzima mjere za njeno usklađivanje s ENTSO-E pravilima. Svaka proizvodna jedinica u termoelektrani i proizvodna jedinica u hidroelektrani, priključena na prenosnu mrežu mora biti osposobljena za primarnu regulaciju frekvencije. NOS BiH raspodjeljuje zahtjev za primarnom regulacijom na proizvođače električne energije. Proizvođači električne energije raspodjeljuju zahtjev za primarnom regulacijom na proizvodne jedinice u svojem vlasništvu uz obavezu zadovoljena zahtjeva u svakom pogonskom trenutku rada elektrane.

NOS BiH će periodično pratiti kvalitet regulacije i ispitati sudjelovanje svakog pojedinog proizvođača električne energije u ostvarenju primarnog regulacijskog zahtjeva, te poduzimati mjere i aktivnosti kako bi se zahtjev poštivao. U slučaju da se ustanovi neispunjavanje obaveza primarnog regulacijskog zahtjeva, NOS BiH može provesti testiranje proizvođača sa programom i rokovima koji će biti zajednički dogovoreni. NOS BiH-u se mora dostaviti protokol o provedenom testiranju sa dokazom o tačnosti i pouzdanosti rada testirane opreme. Ukoliko proizvodna jedinica ne prođe test, proizvođač je dužan u roku 5 dana nakon obavljanja testa dostaviti pismeni izvještaj, navodeći razloge neuspjeha na testu i u određenom roku otkloniti nepravilnosti koje su dovele do neispunjenja primarnog regulacijskog zahtjeva.

4.1.2 Automatsko podfrekventno rasterećenje

U tački 3.6. Rasterećenje EES-a BiH, prezentirani su principi rasterećenja u EES-u BiH te je dat pregled podešenja podfrekventnih releja koji se koriste za automatsko podfrekventno rasterećenje kao i snage rasterećenja konzuma po stepenima i kumulativno u EES-u BiH.

U ovom dijelu prikazan je detaljan opis stanja automatskog podfrekventnog rasterećenja u EES-u BiH za 2013. godinu. U tabelama, u prilogu 3, **Pregled podfrekventnog rasterećenja i Pregled podfrekventnih zaštita_SN odvodi**, prezentirani su “ažurirani” podaci o: mjestu ugradnje (TS 110/x kV, TS 35/10 kV) releja podfrekventne zaštite, relejima koji su ili nisu u funkciji, iznosu procentualnog rasterećenja po stepenima i kumulativno za svaku TS, za svaku elektroprivrednu kompaniju u BiH kao i za cijeli EES BiH, te dat pregled SN odvoda/izlaza koji su obuhvaćeni djelovanjem releja podfrekventne zaštite.

Na bazi navedenih materijala urađena je “Analiza stanja automatskog podfrekventnog rasterećenja u EES BiH za 2013. godinu” s ciljem dobivanja preciznijih pokazatelja o ispunjavanju/neispunjavanju zahtijevanih procentualnih iznosa snaga automatskog podfrekventnog rasterećenja (po stepenima, kumulativno) u EES-u BiH. Analiza stanja automatskog podfrekventnog rasterećenja urađena je u dva koraka.

U prvom koraku analiziran je cjelokupni konzum EES BiH. Procenat automatskog rasterećenja računat je u odnosu na ostvarenu snagu EES BiH, 31.12.2012. godine u 18:00 sati i isti upoređivan sa predviđenim/zahtjevanim snagama isključenja konzuma (po stepenima i kumulativno) podfrekventnih zaštita. U II koraku, po istoj procedure, urađene su detaljne analize postojećeg stanja podfrekventnog rasterećenja po elektroprivrednim kompanijama i JP Komunalno Brčko.

4.1.2.1 Cjelokupni konzum EES BiH

U skladu sa navedenim materijalima u EES-u BiH u TS 110/x kV i TS 35/10 kV ukupno je ugrađeno 123 releja podfrekventne zaštite od toga u 106 TS 110/x kV i TS 35/10 kV, podfrekventna zaštita je ugrađena i u funkciji je. U 17 TS, ova zaštita je ugrađena ali nije u funkciji. Releji podfrekventne zaštite nisu u funkciji: zbog specifičnosti položaja razmatranih TS 110/x kV (4 kom.), zbog tehničkih ograničenja u razmatranim TS (7 kom.) ili da ne bi dolazilo do preklapanja sa podfrekventnim zaštitama u TS 35/10 kV, koje se napajaju iz razmatranih TS 110/x kV (6 kom.).

Prema tački 8.2.8., Mrežnog kodeksa, procenti automatskog rasterećenja (po stepenima, kumulativno) odnose se na vršnu snagu distributera i kupaca na prenosnoj mreži u prethodnoj godini. U proteklom periodu: 2007. godine, 2008. godine, 2010. godine i 2011. godine ostvareno vršno opterećenje EES BiH registrovano je 31.12. u 18:00 sati, pa je na bazi ovoga, u toku priprema ovih aktivnosti za 2013. godinu (početak XII mjeseca 2012. godine) procenjeno da se registracija/mjerenje vršne snage organizuje u terminu 31.12.2012. godine u 18:00 sati. Po isteku 2012. godine, provjerom je utvrđeno da se vršno opterećenje EES BiH ipak desilo 10.02.2012. godine u 18:00 sati.

Dakle, procenti automatskog podfrekventnog rasterećenja, na nivou cijelog EES BiH, u analizi postojećeg stanja podfrekventnog rasterećenja računati su u odnosu na ostvarenu snagu EES BiH, 31.12.2012. godine u 18-tom satu (1921.26 MW).

U MH ERS nisu mogli organizovati mjerenje snage po SN odvodima/izlazima obuhvaćenim djelovanjem podfrekventne zaštite 31.12.2012. godine u 18-tom satu, pa su razmatrano mjerenje snage po TS 110/x kV i SN odvodima/izlazima organizovali 20.02.2013. godine u 13-tom satu. U JP Komunalno Brčko, takođe su organizovali mjerenje snage po TS 110/x kV i SN odvodima/izlazima 20.02.2013. godine u 19-tom satu. Izmjerene snage su preračunate na vrijednosti od 31.12.2012. godine u 18-tom satu.

Postojeće snage podfrekventnog rasterećenja, po stepenima i ukupno, sa procentualnim iznosom rasterećenja u odnosu na ostvarenu snagu EES BiH 31.12.2012. godine u 18-tom satu prezentirane su u slijedećoj tabeli:

Stepen	Frekvencija [Hz]	Postojeće snage isključenja [MW]	Smanjenje opterećenja [%]
I	49.0	131.07	6.822
II	48.8	162.24	8.445
III	48.4	164.42	8.558
IV	48	165.58	8.670
Ukupno		624.31	32.495

Ukupno rasterećenje konzuma u EES BiH iznosi 624.31 MW, odnosno 32.495 % što je manje u odnosu na predviđeno kumulativno rasterećenje sistema, koje u skladu sa Mrežnim kodeksom (maj 2011. godine) iznosi 55%. Također, prezentirane snage isključenja za sva četiri stepena postojećeg podfrekventnog rasterećenja su manje u odnosu na predviđeno rasterećenje u navedenom dokumentu. Za prvi stepen podfrekventnog rasterećenja predviđeno procentualno rasterećenje iznosi 10% a za drugi, treći i četvrti stepen, po 15%. Dakle, neophodno je obezbijediti dodatno isključenje konzuma na nivou cijelog EES BiH.

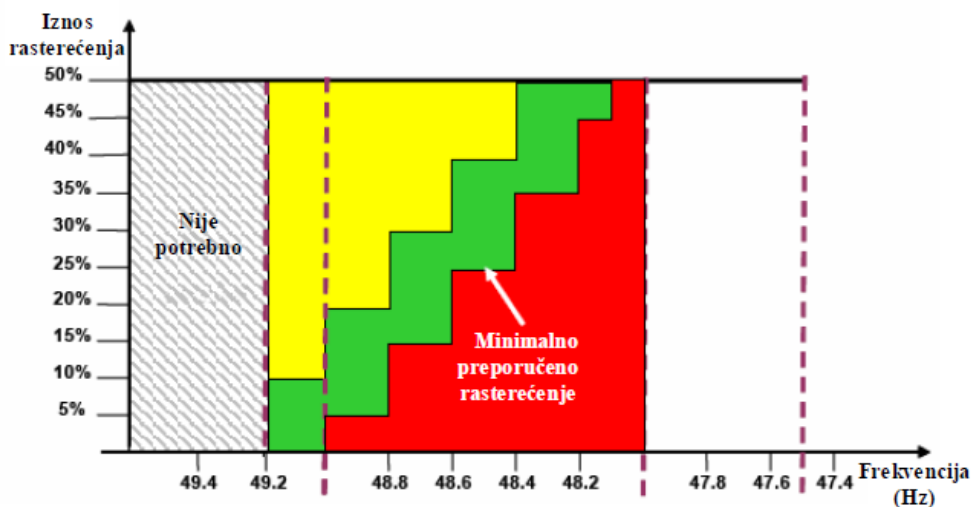
Međutim, prema zadnjem izdanju ENTSO-E Operativnog priručnika [4] navodi se da bi ukupno rasterećenje sistema trebalo da iznosi 50% (u sumi) nominalnog opterećenja sistema i treba da se ostvaruje dejstvom podfrekventnih releja u rasponu od 49.0 do 48.0 Hz. Najvažniji detalji, vezani za podešenje podfrekventnih zaštita, iz navedenog ENTSO-E Operativnog priručnika [4] su:

4.1.2.2 Podfrekventno rasterećenje – Opšti plan RG CE

1. Rasterećenje potrošnje dozvoljeno je na 49.2 Hz i obavezno je na 49.0 Hz, a postepeno rasterećenje do 50% (u sumi) nominalnog opterećenja treba da se ostvaruje dejstvom podfrekventnih releja u rasponu od 49.0 do 48.0 Hz.
2. Na 49 Hz bar 5% ukupne potrošnje treba da se rastereti, što treba da bude dopunjeno za svaki pojedinačni TSO u skladu sa gubitkom proizvodnje koji je u ovom stadijumu izazvana padom frekvencije usled neispunjenja zahtjeva mreže.
3. Ispod 49.0 Hz, plan rasterećenja po koracima treba da bude dopunjen pojedinačnim ublažavanjem gubitka proizvodnje. TSO-i treba da prilagode svoj sopstveni plan rasterećenja kako bi nadoknadili dodatne gubitke proizvodnje.
4. Koraci frekvencije treba da budu manji od ili jednaki 200 mHz (u zavisnosti od broja koraka i karakteristike podfrekventnih releja)
5. U svakom koraku UFLS-a savjetuje se isključenje ne više od 10% opterećena (u zavisnosti od broja koraka i karakteristike podfrekventnih releja) osim ako se uzimaju u obzir dodatni gubici proizvodnje.
6. Maksimalno kašnjenje isključenja treba da bude 350 ms uključujući vrijeme reagovanja prekidača. Ne treba dodavati bilo kakvo namjerno vremensko kašnjenje.
7. Merenja frekvencije za rasterećenje treba održavati sa maksimalnim greškom merenja od 100 mHz.
8. Automatsko isključenje pumpi treba da bude aktivirano ispod 49.8 Hz:
9. Ako je $49.2 \text{ Hz} < \text{frekvencija} < 49.8 \text{ Hz}$, onda je kašnjenje $\leq 10 \text{ s}$;

10. Ako je frekvencija ≤ 49.2 Hz, onda je kašnjenje = 0 s.

11. Ispod 49.2 Hz sve pumpe treba da budu isključene.



Slika 4.3. Klasifikacija stanja sistema / Opsezi podešenja releja podfrekventne zaštite

U četvrtoj stavci gore navedenih Smjernica, kaže se da “**Koraci frekvencije treba da budu manji ili jednaki 200 mHz (u zavisnosti od broja koraka i karakteristika podfrekventnih releja)**” a u petoj stavci savjetuje se “**da se u svakom koraku podfrekventnog rasterećenja ne isključuje više od 10% opterećenja**”. Dakle, u skladu sa ENTSO-E RG OP – Pravilo 5 - Aneks jedan od prijedloga za ažuriranje podešenja automatskog podfrekventnog rasterećenja bi mogao biti da se podfrekventni releji podese u pet frekventni koraka (pada frekvencije). Svaki korak bi bio 200 mHz sa smanjenjem opterećenja u iznosu od 10%.

Način podešenja podfrekventnih zaštita (koraci frekvencije, snage rasterećenja ...) svakako treba prodiskutovati na nivou: NOS BiH, Elektroprenos BiH i elektroprivredne kompanije u BiH, gdje način podešenja zavisi od tehničke izvedbe podfrekventne zaštite. Što se tiče tehničke izvedbe podfrekventne zaštite, aktuelene su dvije opcije: starija opcija, gdje se koristi jedan relej podfrekventne zaštite za cijelu TS ili novija opcija, za TS sa realiziranim SCADA sistemom, gdje se upotrebom multi-funkcionalnih releja podfrekventna zaštita može realizirati na svakom SN odvodu/prekidaču. U Mrežnom kodeksu iznose snaga rasterećenja po stepenima i ukupno, svakako treba usaglasiti sa iznosima snaga rasterećenja navedenim u [4].

Iz prezentiranog jasno se uočava, da su postojeće snage rasterećenje konzuma u EES BiH manje od zahtjevanih/obaveznih snaga rasterećenja navedenih u dokumentu [4]. Da bi se ispunili zahtjevani/obavezni iznosi snaga automatskog podfrekventnog rasterećenja, neophodno je obezbijediti dodatno isključenje konzuma na nivou cijelog EES BiH, odnosno planirati ugradnju dodatnih releja podfrekventne zaštite.

4.1.2.3 JP Elektroprivreda BiH

U JP EP BiH releji podfrekventne zaštite ugrađeni su u TS 110/x kV i ukupno se razmatra 51 transformatorskih stanica. Od razmatranih 51 TS 110/x kV podfrekventna zaštita ugrađena je i u funkciji je u 41 TS, u 3 TS ova zaštita je ugrađena ali nije u funkciji (zbog specifičnosti položaja TS u EES BiH ili zato što trenutna konfiguracija zaštitno upravljačkog terminala u TS ne podržava funkciju podfrekventne zaštite) a u 7 TS podfrekventna zaštita nije ugrađena. Ostvarena vršna snaga na nivou JP EP BiH iznosi 759.67 MW. Postojeće snage podfrekventnog rasterećenja sa procentualnim iznosom rasterećenja u odnosu na ostvarenu vršnu snagu na nivou ove kompanije, prezentirane su u sljedećoj tabeli:

Stepen	Frekvencija [Hz]	Postojeće snage isključenja [MW]	Smanjenje opterećenja [%]
I	49.0	60.95	9.060
II	48.8	93.12	13.842
III	48.4	88.02	13.083
IV	48.0	99.065	14.725
Ukupno		341.96	50.71

U JP EP BiH ukupna snaga rasterećenja konzuma je u skladu sa zahtjevanim ukupnim iznosom snage rasterećenja, navedenim u [4] (**50.71% > 50%**). Što se tiče snaga isključenja po stepenima iste treba u budućnosti podesiti prema prezentiranim smjernicama u [4].

4.1.2.4 MH ERS

U MH ERS podfrekventna zaštita ugrađena je u TS 110/x kV i TS 35/10 kV. Ukupno se razmatra 89 transformatorskih stanica (TS 35/10 kV u kojima je ugrađena podfrekventna zaštita i sve TS 110/x kV) navedenog prenosnog odnosa. Od razmatranih TS podfrekventna zaštita ugrađena je i u funkciji je u 54 TS, od toga 18 u TS 110/x kV a 36 u TS 35/10 kV. U 10 TS ova zaštita je ugrađena ali nije u funkciji (zbog specifičnosti položaja TS u EES BiH, zbog tehničkog ograničenja u TS ili da ne bi dolazilo do preklapanja sa podfrekventnim zaštitama u TS 35/10 kV, koje se napajaju iz navedenih TS 110/35/10 kV). U 25 TS 110/x kV podfrekventna zaštita nije ugrađena. Ostvarena vršna snaga na nivou MH ERS iznosi 651.34 MW. Postojeće snage podfrekventnog rasterećenja sa procentualnim iznosom rasterećenja u odnosu na ostvarenu vršnu snagu na nivou ove kompanije, prezentirane su u sljedećoj tabeli.

Stepen	Frekvencija [Hz]	Postojeće snage isključenja [MW]	Smanjenje opterećenja [%]
I	49.0	53.82	8.26
II	48.8	44.69	6.86
III	48.4	53.33	8.19
IV	48.0	40.24	6.18
Ukupno		192.09	29.49

Iako je u MH ERS ugrađeno najviše releja podfrekventne zaštite (podfrekventna zaštita ugrađena je i u funkciji je u 54 TS, u 10 TS ova zaštita je ugrađena ali nije u funkciji) u odnosu na ostale elektroprivredne kompanije u BiH, ukupna snaga rasterećenja konzuma manja je od zahtjevanog ukupnog iznosa snage rasterećenja navedenog u [4] (**29.49% < 50%**). Da bi se ispunili zahtjevani/obavezni iznosi snaga automatskog podfrekventnog rasterećenja, neophodno je obezbijediti dodatno isključenje konzuma na nivou MH ERS, odnosno planirati ugradnju dodatnih releja podfrekventne zaštite.

4.1.2.5 Elektroprivreda HZ HB

U EP HZ HB releji podfrekventne zaštite ugrađeni su u TS 110/x kV i ukupno se razmatra 27 transformatorskih stanica. Od razmatranih 27 TS 110/x kV podfrekventna zaštita ugrađena je i u funkciji je u 9 TS, u 4 TS ova zaštita je ugrađena ali nije u funkciji (zbog tehničkih ograničenja nije moguće aktiviranje podfrekventne zaštite) a u 14 TS podfrekventna zaštita nije ugrađena. Ostvarena vršna snaga na nivou EP HZ HB iznosi 280.60 MW. Postojeće snage podfrekventnog rasterećenja sa procentualnim iznosom rasterećenja u odnosu na ostvarenu vršnu snagu na nivou ove kompanije, prezentirane su u sljedećoj tabeli

Stepen	Frekvencija [Hz]	Postojeće snage isključenja [MW]	Smanjenje opterećenja [%]
I	49.0	10.21	3.639
II	48.8	15.05	5.363
III	48.4	12.11	4.316
IV	48.0	16.56	4.316
Ukupno		53.93	19.219

U EP HZ HB ukupna snaga rasterećenja konzuma manja je od zahtjevanog ukupnog iznosa snage rasterećenja navedenog u [4] (**19.219% < 50%**). Da bi se ispunili zahtjevani/obavezni iznosi snaga automatskog podfrekventnog rasterećenja, neophodno je obezbijediti dodatno isključenje konzuma na nivou EP HZ HB, odnosno planirati ugradnju dodatnih releja podfrekventne zaštite.

4.1.2.6 JP Komunalno BRČKO

U JP Komunalno Brčko releji podfrekventne zaštite ugrađeni su u TS 110/x kV. Ukupno se razmatraju 2 TS 110/x kV Brčko 1 i Brčko 2. Releji podfrekventne zaštite ugrađeni su i u funkciji je u obje razmatrane TS. Ostvarena vršna snaga na nivou Distrikta Brčko iznosi 61.052 MW. Postojeće snage podfrekventnog rasterećenja, po stepenima i ukupno, sa procentualnim iznosom rasterećenja u odnosu na ostvarenu vršnu snagu Distrikta Brčko prezentirane su u sljedećoj tabeli:

Stepen	Frekvencija [Hz]	Postojeće snage isključenja [MW]	Smanjenje opterećenja [%]
I	49.0	6.083	9.96
II	48.8	9.382	15.37
III	48.4	10.955	17.944
IV	48.0	10.709	17.54
Ukupno		37.123	60.81

U JP Komunalno Brčko ukupna snaga rasterećenja konzuma veća je od zahtjevane ukupne snage rasterećenja konzuma navedene u [4] (**60.81% > 50%**). Što se tiče snaga isključenja po stepenima iste treba u budućnosti podesiti prema prezentiranim smjernicama u [4].

4.2 Mjere za održavanje naponske stabilnosti

Naponska stabilnost odnosi se na sposobnost EES-a da održi stabilne napone u svim sabirnicama u sistemu nakon što je bio izložen poremećaju u odnosu na date početne operativne uslova. Ona zavisi od sposobnosti održavanja/ponovnog uspostavljanja ravnoteže između potrošnje i napajanja od strane EES-a. Nestabilnost koja može nastati javlja se u obliku progresivnog opadanja ili porasta napona u nekim sabirnicama. Mogući ishod nestabilnosti napona je gubitak opterećenja u oblasti, ili ispad prenosnih dalekovoda i drugih elemenata delovanjem njihovih zaštita, što dovodi do kaskadnih ispada. Gubitak sinhronizma nekih generatora može biti rezultat ovih ispada ili rada sa maksimalnom strujom pobude. Stabilnost napona više je lokalna pojava i može se procijeniti (kvazi) statičkom analizom. Zahtjevi u saradnji između TSO-a, neophodni u cilju izbegavanja lokalne pojave stabilnosti napona, koja vodi nekontrolisanim kaskadnim efektima unutar interkonekciji CE (Continental Europe) definisani su [1].

Napon se održava u tehnički definisanom opsegu vrijednosti, koje u normalanom pogonu i radu EES BiH iznose:

- za 400 kV mrežu između 380 kV i 420 kV,
- za 220 kV mrežu između 198 kV i 242 kV,
- za 110 kV mrežu između 99 kV i 121 kV.

U poremećenom pogonu iznosi napona se trebaju održavati u sljedećim granicama:

- u mreži 400 kV: 360-420,
- u mreži 220 kV: 187-245,
- u mreži 110 kV: 94-123.

Održavanje napona podrazumijeva održavanje (regulisanje) ravnoteže proizvodnje i potrošnje reaktivne snage. Regulacijom reaktivne snage i napona, odnosno Q/U regulacijom, nazivamo skup aktivnosti i mjera kojima se aktivno utiče na iznose napona u pojedinim čvorištima prenosne mreže, te na iznos gubitaka električne energije u mreži, za što su zaduženi operatori prenosnog sistema, odnosno NOS BiH. Mjerama za održavanje naponske stabilnosti se izbjegava pojava nestabilnosti i velikih prenosa reaktivne snage, sprječavaju naponski poremećaji i osigurava željeni

nivo sigurnosti i pouzdanosti EES-a. Mjere za održavanje naponske stabilnosti EES-a čine hijerarhijsku cjelinu i zasnivaju se na:

- Automatskoj primarnoj regulaciji napona, - koja se primjenjuje i vrši u regulatorima napona u proizvodnim jedinicama, koji iniciraju brzu promjenu pobude generatora, kada otkriju promjenu napona na priključcima generatora, još se vrši djelovanjem automatskih regulatora napona regulacijskih transformatora. Automatski uređaji aktiviraju odgovarajuću reaktivnu snagu u roku manjem od nekoliko sekundi. Ostali upravljivi uređaji kao što su SVC (Statički VAr Kompezator) mogu biti uključeni u primarnu regulaciju napona.
- Sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji napona, - koje se primenjuju sa kašnjenjem koje može trajati do nekoliko minuta, od strane, bilo automatskih regulacionih uređaja unutar date zone mreže, ili ručnim mjerama u cilju aktiviranja opreme za kompenzovanje (kao što su kondenzatori i šant reaktori) ili izmjenama topologije (na primjer, isključenje kabla ili dalekovoda u periodima minimalnog opterećenja).
- Mjerama koje provodi dispečerska služba u poremećenom radu EES-a.

Na prenosnoj mreži BiH, ali i u susjednim sistemima primjenjuje se samo primarna regulacija napona, dok se sekundarna i tercijarna regulacija primjenjuju u većim sistemima.

Ograničene mogućnosti mjera za održavanje naponske stabilnosti, odnosno Q/U regulaciju unutar EES BiH, moguće je provoditi u elektranama na generatorima, regulacijskim transformatorima, transformatorima s mogućnošću promjene prenosnog odnosa u beznaponskom stanju, SVC uređajem priključenim na 35 kV sabirnice željezare Mittal Steel Zenica, snage 120 Mvar i kompenzatorskim radom PHE Čapljine (SVC uređaj i PHE Čapljina se ne koriste u ovu svrhu).

4.2.1 Elektrane

Sve proizvodne jedinice u EES BiH su opremljene uređajima za automatsku regulaciju napona. Primarna regulacija napona u elektranama se koristi za:

- održavanje vrijednosti iznosa napona na sabirnicama generatora unutar zadanih granica,
- povećanje stabilnosti generatora pri prelaznim stanjima,
- stabilizaciju cijeloga sistema,
- održavanje radnih tačaka generatora unutar dopuštenog područja P-Q dijagrama.

S aspekta podrške reaktivnom snagom u prenosnoj mreži BiH raspodjela priključaka pojedinih elektrana na različite naponske nivoe je povoljna, jer su generatori raspoređeni na sva tri naponska nivoa. U slučaju visokih napona povoljan je priključak dvije velike TE (Gacko i Ugljevik) na 400 kV mrežu budući da one eventualnim radom u poduzbudi mogu uticati na sniženje napona u mreži najvišeg naponskog nivoa. Priključak većih HE (Rama, Čapljina, Trebinje I, i dr.), te većih TE (Tuzla G4-G6, Kakanj G7) na 220 kV mrežu pruža značajnu podršku reaktivnom snagom na tom naponskom nivou, dok se fina regulacija napona na mreži 110 kV može izvoditi generatorima Jablanica, Mostar, Mostarsko Blato, Peć-Mlini, Jajce I, Bočac, Tuzla 3, Kakanj 5 i 6. Jedino su u PHE Čapljina instalirani blok transformatori s automatskom regulacijom napona koja omogućava dodatni uticaj na regulaciju napona u mreži od strane proizvodnih blokova.

4.2.2 Transformatori

Transformatori koji su izvedeni kao regulacioni, odnosno koji imaju mogućnost promjene prenosnog odnosa pod teretom prikazani su sljedećom tabelom (Tabela 4.1.). Tabela uključuje transformatore 400/110 kV i 220/110 kV. Transformatori 110/x kV u pravilu se izvode kao regulacioni pa je tako i u EES BiH.

Svi regulacioni transformatori imaju regulacionu sklopku, odnosno odcjepe, na primarnoj strani, te se reguliše napon sekundara, što je uobičajena izvedba.

Tabela 4.1. Transformatori na prenosnoj mreži sa regulacijom pod teretom

Ime TS	Oznaka transf.	Nazivni pr. omjer (kV/kV/kV)	Nazivna snaga (MVA/MVA/MVA)	Godina puštanja u pogon	Vrsta regulacije	Koraci regulacije (kV)
Banja Luka 6	T1	400/115/31,5	300/300/100	1979	pod teretom	400±12x1,25%
	T2	400/115/31,5	300/300/100	1979	pod teretom	400±12x1,25%
Sarajevo 10	T1	400/115/31,5	300/300/100	1984	pod teretom	400±12x1,25%
Prijeđor 2	T1	220/115/10,5	150/150/50	1972	pod teretom	220±12x1,25%
	T2	220/115/10,5	150/150/50	1975	pod teretom	220±12x1,25%
RP Trebinje	T2	220/115/10,5	150/150/50	1968	pod teretom	220±12x1,25%
	T3	220/115/10,5	150/150/50	*	pod teretom	220±12x1,25%
Bihać 1	T	220/115/10,5	150/150/50	2002	pod teretom	220±12x1,25%
Gradačac	T1	220/115/10,5	150/150/50	1987	pod teretom	220±12x1,25%
TE Kakanj	T1	220/115/10,5	150/150/50	1978	pod teretom	220±12x1,25%
Tuzla 4	T3	220/115/10,5	150/150/50	1978	pod teretom	220±12x1,25%
	T4	220/115/10,5	150/150/50	1999	pod teretom	220±12x1,25%
TE Tuzla	T1	220/115/10,5	150/150/50	1978	pod teretom	220±12x1,25%
Zenica 2	T1	220/115/10,5	150/150/50	1968	pod teretom	220±12x1,25%
	T2	220/115/10,5	150/150/50	1987	pod teretom	220±12x1,25%
Jajce 2	T1	220/115/10,5	150/150/50	1976	pod teretom	220±12x1,25%
Mostar 4	T3	220/115/10	150/150/50	1973	pod teretom	220±12x1,25%
	T4	220/115/10	150/150/50	2006	pod teretom	220±12x1,25%

* u siječnju 2012. godine transformator još nije u pogonu

Nazivnom prenosnom odnosu (400/115 kV ili 220/115 kV) u pravilu odgovara srednji položaj, označen brojem 13 kod regulacionih transformatora s 12 donjih i 12 gornjih položaja regulacione preklopke, te 1,25 % -om promjenom napona primara po jednoj regulacionoj poziciji. U gornjim položajima preklopke označenim rednim brojevima 1 – 12 podiže se napon primara (na primjer položaju 1 odgovara prenosni odnos 460/115 kV, položaju 12 odgovara prenosni odnos 405/115 kV), dok se u donjim položajima preklopke označenim rednim brojevima 14 – 25 spušta napon primara (na primjer položaju 25 odgovara prenosni odnos 340/115 kV, položaju 14 odgovara prenosni odnos 395/115 kV). Promjenom prenosnog odnosa, odnosno promjenom pozicije preklopke transformatora se nastoji održati željeni napon na niženaponskoj strani transformatora.

Tabela 4.2. Transformatori na prenosnoj mreži sa regulacijom u beznaponskom stanju

Ime TS	Oznaka transf.	Nazivni pr. omjer (kV/kV/kV)	Nazivna snaga (MVA/MVA/MVA)	Godina puštanja u pogon	Vrsta regulacije	Napon primara (kV)
RP Trebinje	T1	400/231/31,5	400/400/100	1979	beznaponsko stanje	400±1x5%
Sarajevo 20	T1	400/231/31,5	400/400/100	2004	beznaponsko stanje	400±1x5%
	T2	400/115/31,5	300/300/100	1986	beznaponsko stanje	400±2x2,5%
Višegrad	T1	400/231/31,5	400/400/100	1979	beznaponsko stanje	400±1x5%
	T2	400/115/31,5	300/300/100	1988	beznaponsko stanje	400±2x2,5%
Ugljevik	T1	400/115/31,5	300/300/100	1984	beznaponsko stanje	400±2x2,5%
Sarajevo 10	T2	400/115/31,5	300/300/100	1978	beznaponsko stanje	400±2x2,5%
Tuzla 4	T1	400/231/31,5	400/400/100	1974	beznaponsko stanje	400±1x5%
	T2	400/231/31,5	400/400/100	1974	beznaponsko stanje	400±1x5%
Mostar 4	T1	400/231/10	400/400/100	2003	beznaponsko stanje	400±1x5%
	T2	400/231/10	400/400/100	2003	beznaponsko stanje	400±1x5%

4.2.3 Kompenzacijski uređaji

Kako bi se vrijednosti napona zadržale unutar granica u prenosnoj mreži ugrađuju su kompenzacijski uređaji. Iako u prenosnoj mreži BiH nema ugrađenih kompenzacijskih uređaja, u principu pri regulaciji napona prvo je potrebno koristiti sve raspoložive kompenzacijske uređaje, a tek potom generatore, kako bi se na taj način očuvala dovoljna rezerva reaktivne snage za slučaj naponskih poremećaja.

4.2.3.1 Mjere koje provodi dispečerska služba NOS BiH u poremećenom radu EES-a

Ako napon u prenosnoj mreži prijeđe granične dozvoljene vrijednosti, dispečerska služba NOS BiH-a preduzima slijedeće mjere za:

Napon iznad gornje dozvoljene granice:

- uključenje prigušnica/ isključivanje kondenzatorskih baterija (ukoliko budu ugrađene),
- izdavanje naloga elektranama za maksimalnim preuzimanjem reaktivne snage, odnosno angažiranje proizvodnih jedinica u kapacitivnom području pogonske karte,
- regulacija napona promjenom pozicije regulacione preklopke na transformatoru,
- isključivanje prenosnih dalekovoda, vodeći računa o sigurnosti sistema, kao i da se izbjegne jednostrano napajanje pojedine transformatorske stanice.

Napon ispod donje dozvoljene granice:

- uključenje kondenzatorskih baterija/ isključuje prigušnica (ukoliko budu ugrađene),
- izdavanje naloga elektranama za maksimalnom proizvodnjom reaktivne snage, te pokretanje proizvodnih jedinica s brzim startom,
- prekid radova na prenosnim dalekovodima, s ciljem njihovog što bržeg uključjenja,

- blokada rada automatskih regulacionih sklopki transformatora 110/x kV,
- izdavanje naloga Operativnim područjima Elektroprenosa, operatorima distributivnog sistema i kupcima direktno priključenima na prenosnu mrežu za isključenje dogovorenih opterećenja.

Ove su mjere obavezne za sve korisnike prenosne mreže.

4.2.4 Procjena naponske stabilnosti u EES-a BiH

U skladu sa [2], stabilnost napona je lokalna pojava i može se procijeniti (kvazi) statičkom analizom. U tom smislu razmatran je režim maksimalnog opterećenja EES BiH 24.12.2013. godine u 18:00 satu, koji je sa aspekta pogonskih uslova rada relevantniji za procjenu stabilnosti napona nego režim minimalnih opterećenja.

U prethodnom dijelu ovog materijala, poglavlje 3, tačka 3.2, detaljno je razmatrana problematika sigurnosti EES-a BiH s obzirom na (N-1) i (N-1-1) proračune sigurnosti s ciljem da se utvrdi opterećenost elemenata prenosne mreže u odnosu na dozvoljena opterećenja istih, te utvrdi odstupanje napona u odnosu na definisana naponska ograničenja, pa se u ovom dijelu, vezanom za procjenu stabilnosti napona, analize sigurnosti neće ponavljati.

Postupak procjene stabilnosti napona u EES-u BiH, za razmatrani režim maksimalnog opterećenja realizirana je u nekoliko iteracija/koraka. U prvom koraku simulirani su ispadi svih elemenata sistema (ukupno 316 ispada) i u prilogu 4, Odstupanja napona u čvorištima EES-a BiH, prezentirana su čvorišta čija su odstupanja napona van definisanih limita. U ovom slučaju donja granica, za praćenje prekoračenja donjeg limita napona, postavljena je na 1.005 p.u. odnosno 110.5 kV, 221.1 kV i 402 kV a za devijaciju 0.03 p.u. odnosno 3.3 kV za 110 kV, 6.6 kV za 220 kV i 12 kV za 400 kV naponski nivo.

Visok donji prag prekoračenja i devijacije napona postavljen je jer ni jedan napon čvora, za sve simulirane ispade, nije ispod $0.9U_n$, i ni jedan čvor sa ovim podešenjem ne bi bio prikazan. Dakle, kako za puno uklopno stanje EES-a BiH tako i za simulirane ispade, ni jedan napon čvora nije ispod vrijednosti $0.9U_n$ (donji dozvoljeni limit za 110 i 220 kV mrežu) odnosno $0.95U_n$ (donji dozvoljeni limit za 400 kV mrežu) za normalni pogon a pogotovu ispod $0.85U_n$ za poremećeni pogon, te se može procijeniti da je EES BiH naponski stabilan.

Međutim, u drugom koraku urađena je i dodatna provjera naponske stabilnosti u EES-u BiH primjenom P-V analiza. Iz prezentiranih rezultata i provedenih analiza, uočava se da je najveće odstupanje napona za ispade Case 257 (ispad DV 110 kV Zavidovići – Zenica 1), Case 266 (ispad DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk), Case 107 (ispad DV 110 kV Derventa Prnjavor), Case 188 (ispad DV 110 kV Đurđevik - Tuzla), Case 3 (ispad transformatora 400/110 KV u TS Ugljevik) i Case 62 (ispad transformatora 220/110 KV u TS Gradačac). Najveće smanjenje napona dostignuto je za Case 257, u čvorištima 110 kV Zavidovići 0.95606 p.u., 105.166 kV i Tešanj 0.95764 p.u., 105.347 kV. Iz priloga, Odstupanja napona u čvorištima EES-a BiH, se jasno vide odstupanja napona po čvorištima i za ostale razmatrane ispade, pa se dalje neće detaljnije razmatrati.

Nakon identifikacije čvorišta sa najvećim odstupanjima napona, formirana su lokalna potrošačka područja za razmatrane ispade, kojima je povećavano opterećenje u koracima od 10 MW, pri čemu je praćena promjena napona. Ukupno opterećenje čvorišta 110 kV za Case 257 (Doboj 1, Doboj 2, Prnjavor, Stanari, Teslić, Ukrina, Doboj 3, Gračanica, Maglaj, Tešanj, Zavidovići i Doboj Istok)

iznosi 144.83 MW/32.51 MVar. Primjenom modula, softverskog paketa PSS/E ver. 33.5.2., za P-V analize formirane su P-V krive (koljenaste krive) koje pokazuju promjenu napona analiziranih čvorišta sa promjenom opterećenja. Praćenje napona, uz dodatno opterećivanje formiranog potrošačkog područja u koracima od 10 MW, se vrši sve dok ne dođe do prekoračenja unaprijed zadanih pogonskih limita (dozvoljeno strujno opterećenje $100\%I_n$, donja granica napona $0.85U_n$) nekog od elemenata prenosne mreže EES-a BiH.

Na slici 4.4. prikazane su P-V krive za 110 kV čvorišta Zavidovići i Tešanj u kojima je i najveće smanjenje napona za slučaj ispada DV 110 kV Zavidovići – Zenica 1. Na apscisi ovih dijagrama prikazana je sumarna promjena opterećenja lokalnog potrošačkog područja a na ordinati promjena napona čvorišta u p.u. vrijednosti. Dodatnim povećanje opterećenja čvorišta, ovog lokalnog potrošačkog područja, u iznosu od 100 MW doći će do prekoračenja dozvoljenog strujnog opterećenja ($100\% I_n$) nekog od elemenata prenosne mreže ali neće doći do dodatnog smanjenja napona razmatranih čvorišta. Identična situacija je i za ostale razmatrane slučajeve/ispade, prikazane na slikama 4.5, 4.6. i 4.7, pa se oni neće dodatno obrazlagati.

U nastavku ovog dijela, prezentiraju se rezultati proračuna bilateralnih prenosnih kapaciteta EES BiH u smjeru: BiH > Hrvatska, BiH > Crna Gora i BiH > Srbija. Proračuni su urađeni primjenom PV analiza, a procedura se sastoji u tome da se u EES BiH postepeno povećava proizvodnja (u koracima od 100 MW) dok se, istovremeno, u susjednim EES proizvodnja u istim koracima smanjuje. Pri svakom koraku promjene proizvodnje radi se analiza sigurnosti po kriteriju (n-1), uz uvažavanje unaprijed zadatih pogonskih ograničenja (dozvoljeno strujno opterećenje $100\%I_n$, donja granica napona $0.9 U_n$). Proračuni se zaustavljaju kada dođe do prvog prekoračenja definisanih limita. U smjeru BiH > Hrvatska povećanje je dostiglo vrijednost od 900 MW za slučaj ispada DV 400 kV Mostar 4 – Konjsko, kada se na DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac dostiže strujno ograničenje, 316.66 MVA, što je prikazano na slici 4.9.b. Promjena napona na 220 kV čvorištu Mostar 4 prikazana je na slici 4.9.a. Pri tranzitu od 900 MW i dostignutom strujnom opterećenju na DV 220 kV Mostar 4 – Zakućac, napon u 220 kV čvoru Mostar 4 iznosi 1.068 p.u. odnosno 234.96 kV.

U smjeru BiH > Crna Gora povećanje je dostiglo vrijednost od 500 MW za slučaj ispada transformatora 220/110 kV u TS Trebinje, kada se na DV 110 kV Trebinje – Komolac dostiže strujno ograničenje, 93.5 MVA, što je prikazano na slici 4.10.b. Promjena napona na 110 kV čvorištu Trebinje prikazana je na slici 4.9.a. Pri tranzitu od 500 MW i dostignutom strujnom opterećenju na DV 110 kV Trebinje – Komolac, napon u 110 kV čvoru Trebinje iznosi 1.035 p.u. odnosno 113.85 kV.

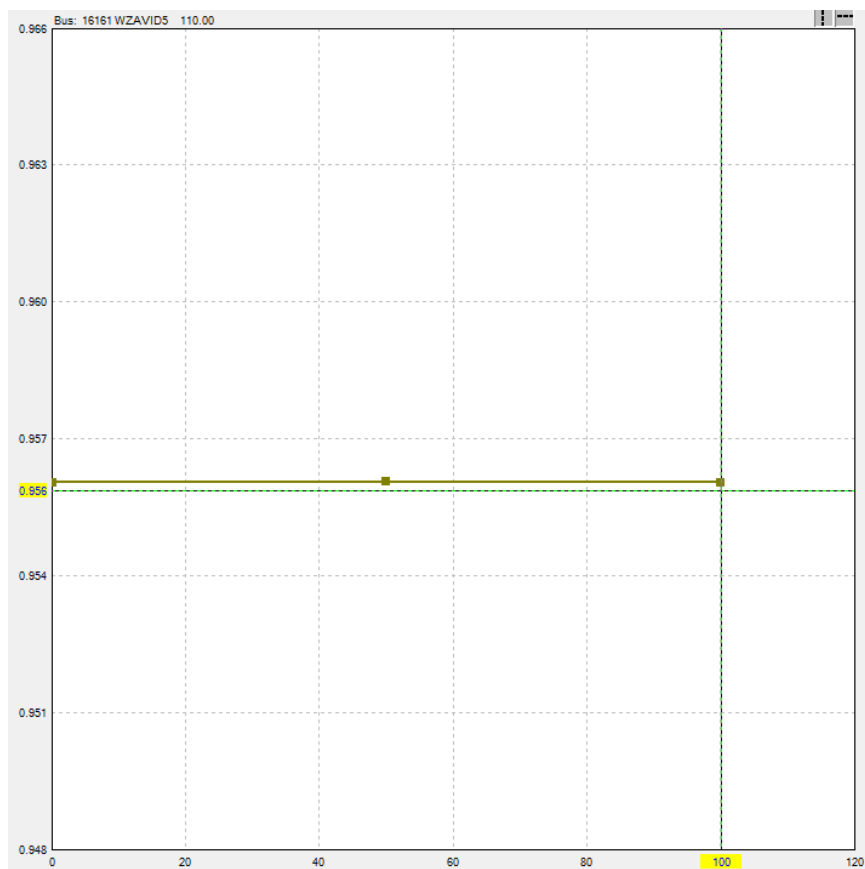
U smjeru BiH > Srbija povećanje je dostiglo vrijednost od 800 MW za slučaj ispada transformatora 220/110 kV u TS Trebinje, kada se na DV 110 kV Trebinje – Komolac dostiže strujno ograničenje, 93.72 MVA, što je prikazano na slici 4.11.c. Promjena napona na 110 kV čvorištu Trebinje prikazana je na slici 4.11.a. Pri tranzitu od 800 MW i dostignutom strujnom opterećenju na DV 110 kV Trebinje – Komolac, napon u 110 kV čvoru Trebinje iznosi 1.035 p.u. odnosno 113.85 kV. Na slikama 4.12.a i b. prikazana je P-V kriva za čvor 220 kV TS Višegrad i tok snage/tranzit po DV 220 kV Višegrad – Vardište, respektivno.

Na slikama 4.13. a i b. prikazana je promjena toka snage/tranzita po DV 400 kV Ugljevik – S. Mitrovica i DV 400 kV Trebinje – Podgorica, respektivno. Iako predmet ove analize nisu proračuni prenosnih kapaciteta, interesantno je vizuelno prikazati promjene toka po navedenim DV, za

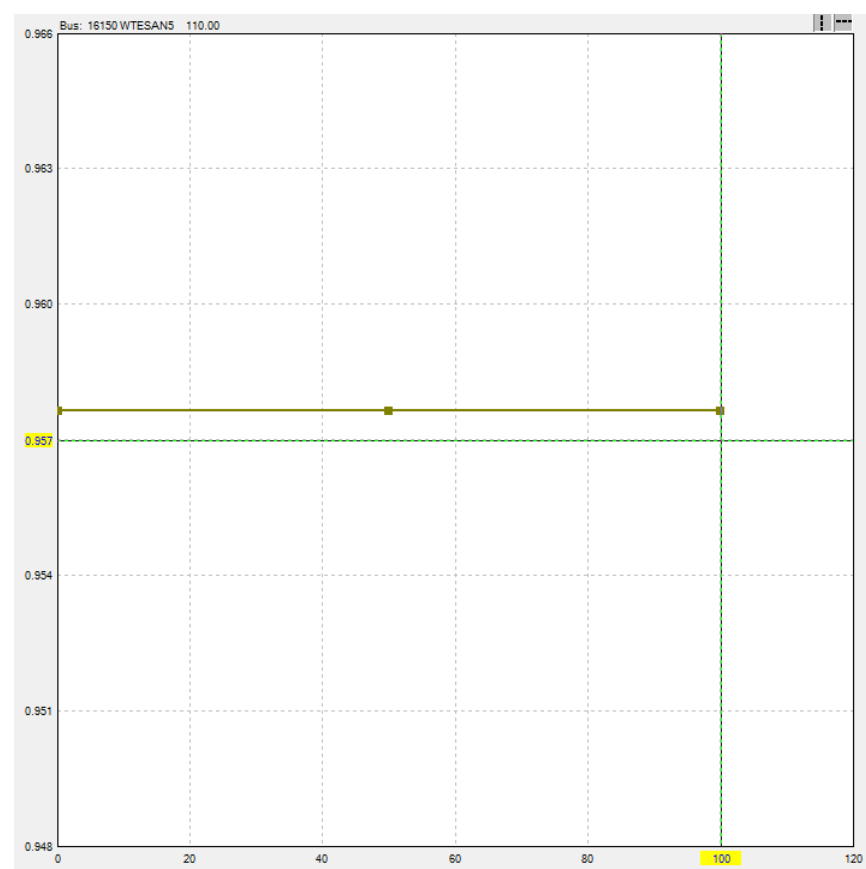
razmatrani smjer BiH > Srbija. Ovo omogućavaju P-V analize, bazirane na kontinualnim tehnikama proračuna.

Iz razmatranih proračuna i urađenih analiza može se zaključiti da je EES BiH naponski stabilan, jer ni u jednom od razmatranih slučajeva vrijednost napona u čvorištima EES-a BiH nije ispod 0.9 odnosno 0.95 p.u.

Case 257 (ispad DV 110 kV Zavidovići – Zenica 1)



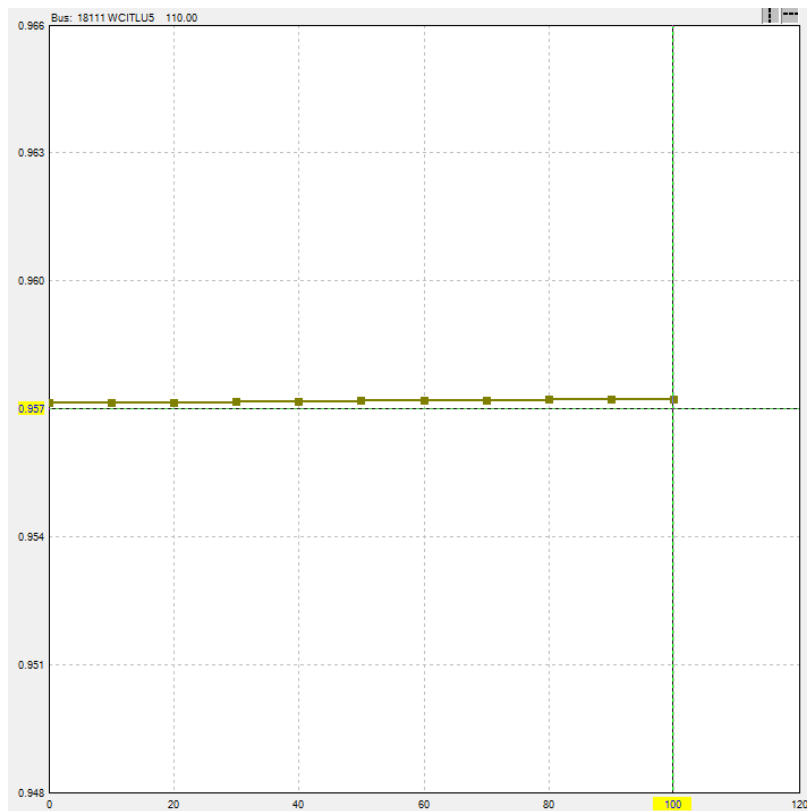
a.)



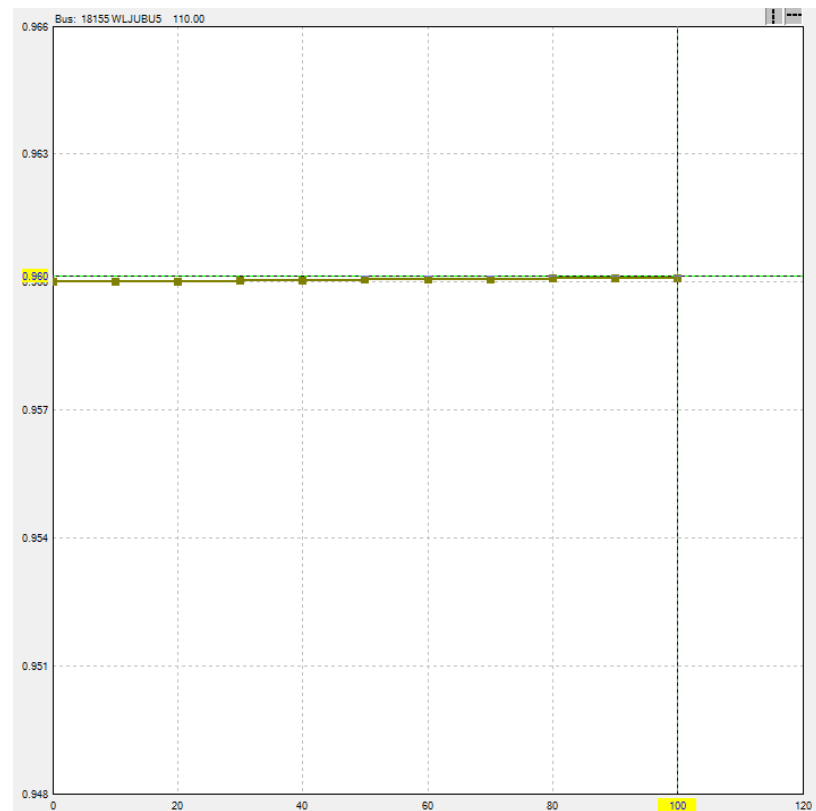
b.)

Slika 4.4. P-V krive za čvorište a.) Zavidovići i b.) Tešanj

Case 266 (ispad DV 110 kV Mostar 4 – Čitluk)



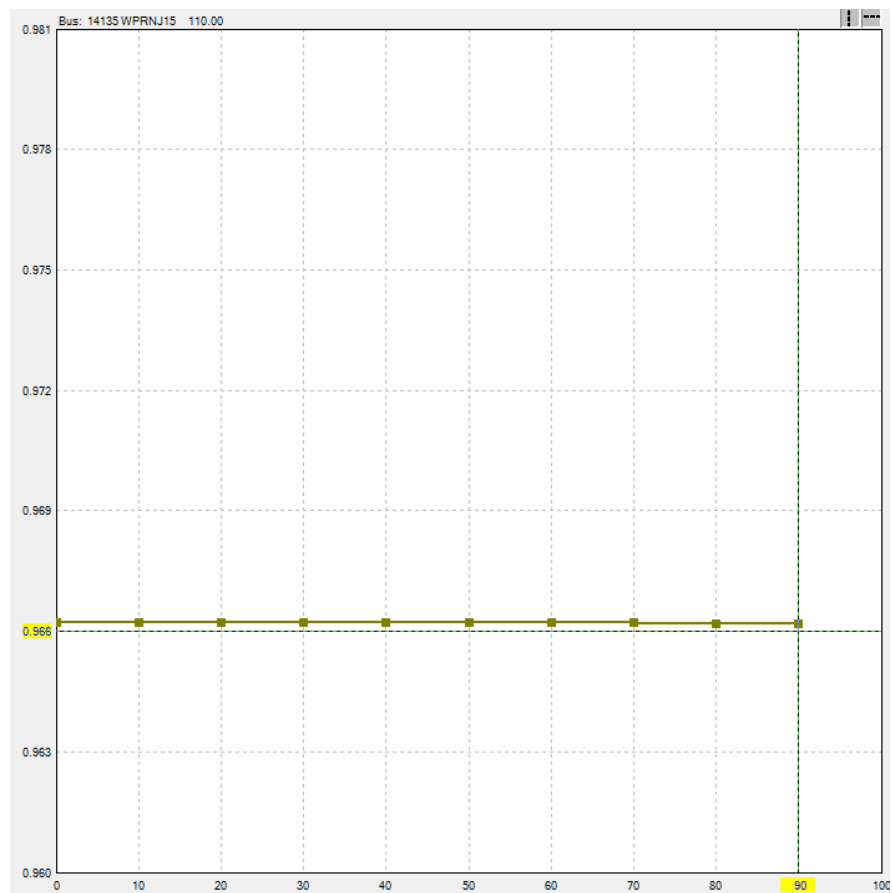
a.)



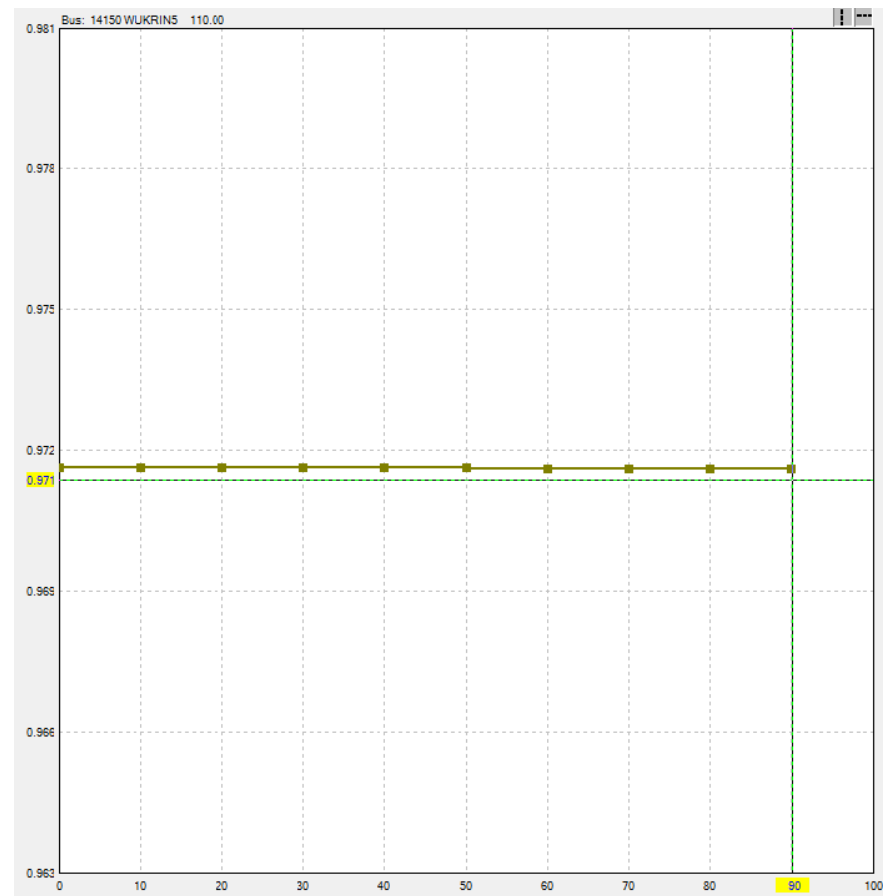
b.)

Slika 4.5. P-V krive za čvorište a.) Čitlik i b.) Ljubuški

Case 107 (ispad DV 110 kV Derventa – Prnjavor)



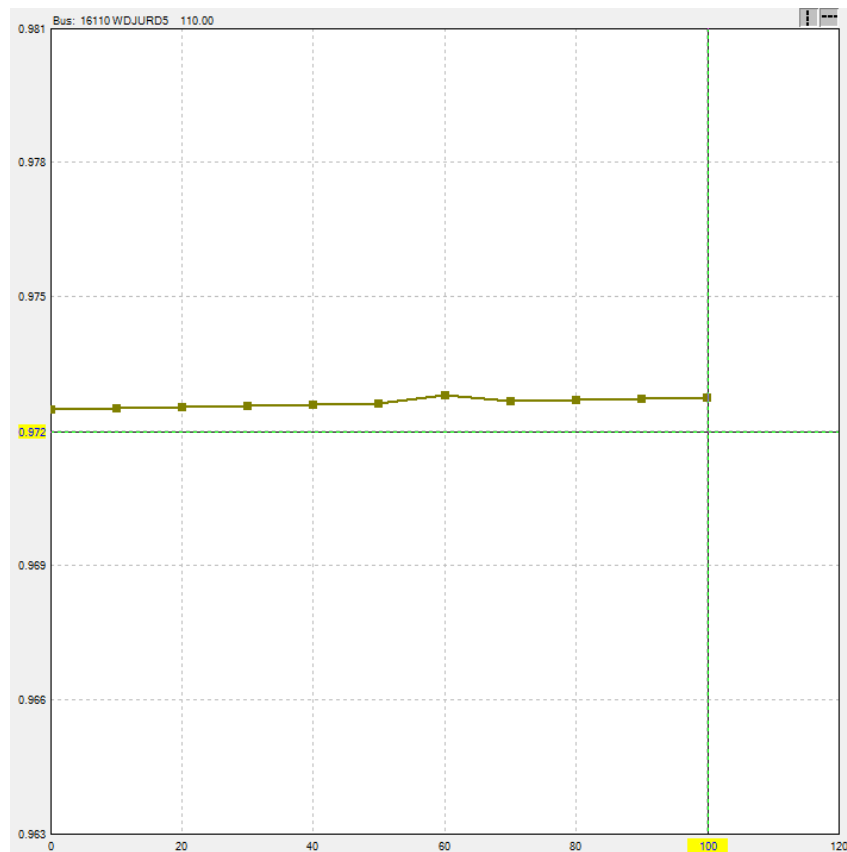
a.)



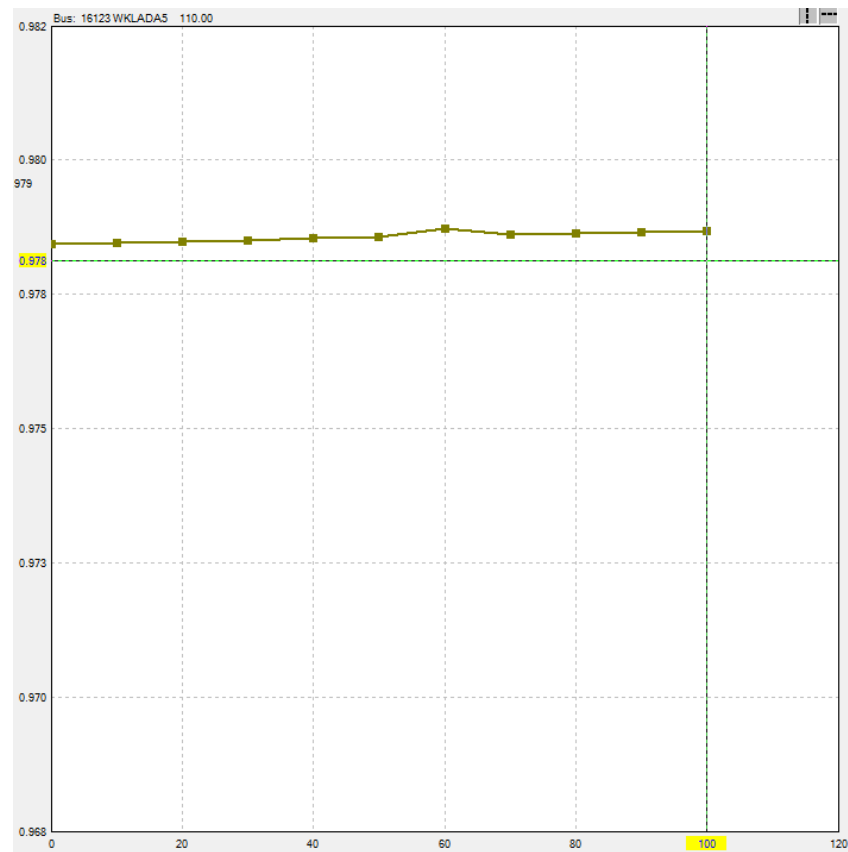
b.)

Slika 4.6. P-V krive za čvorište a.) Prnjavor i b.) Ukrina

Case 188 (ispad DV 110 kV Đurđevik - Tuzla)



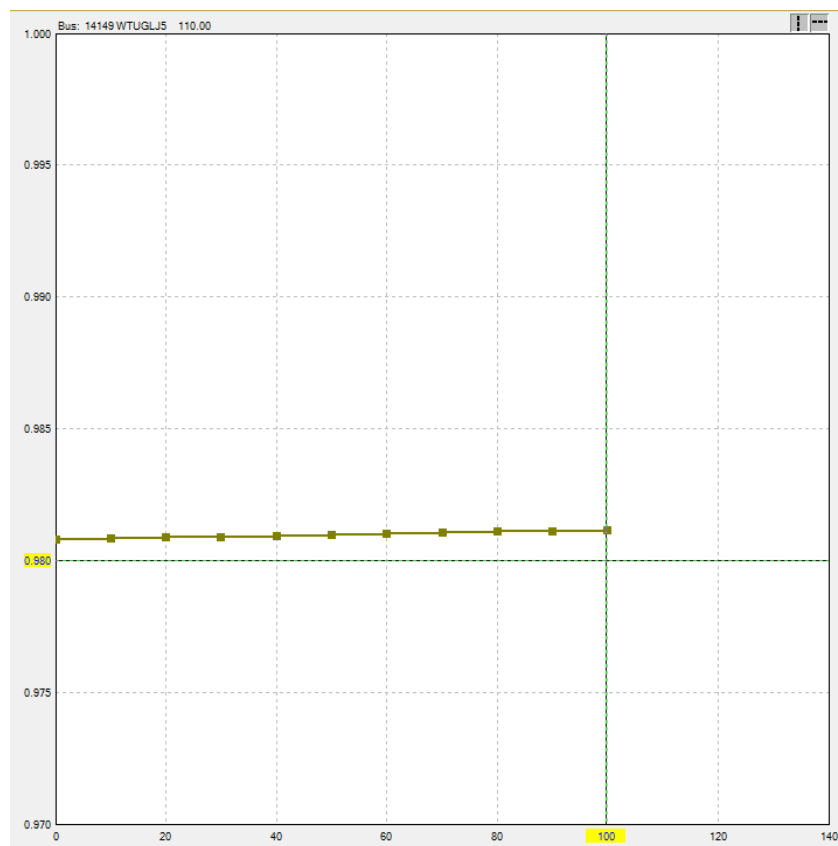
a.)



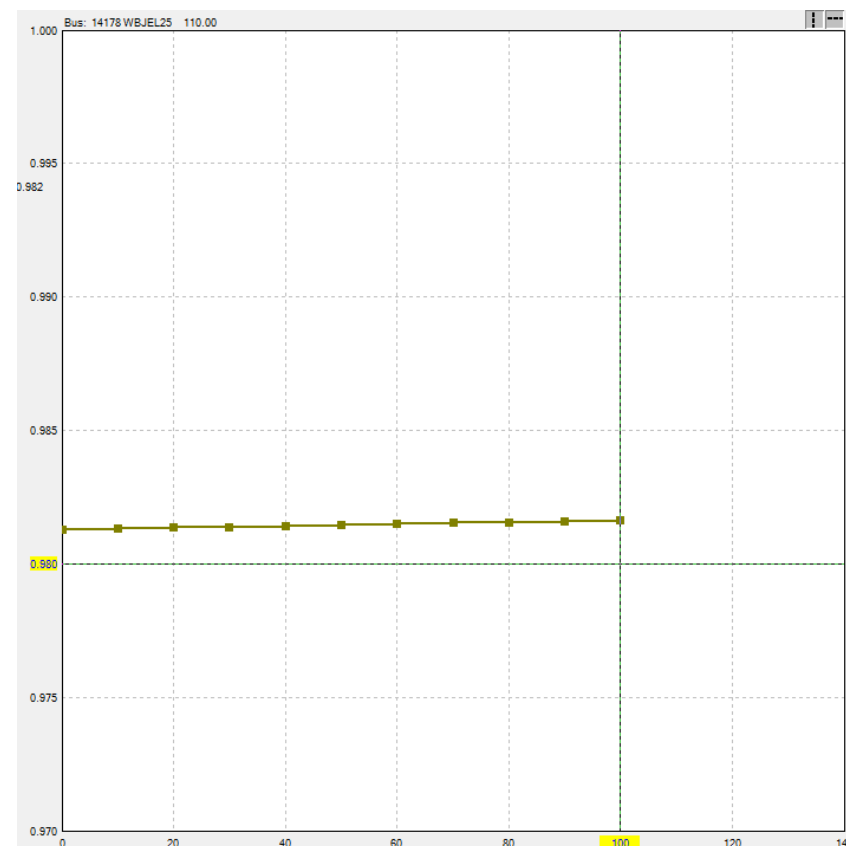
b.)

Slika 4.7. P-V krive za čvorište a.) Đurđevik i b.) Kladanj

Case 3 (ispad transformatora 400/110 KV u TS Ugljevik)



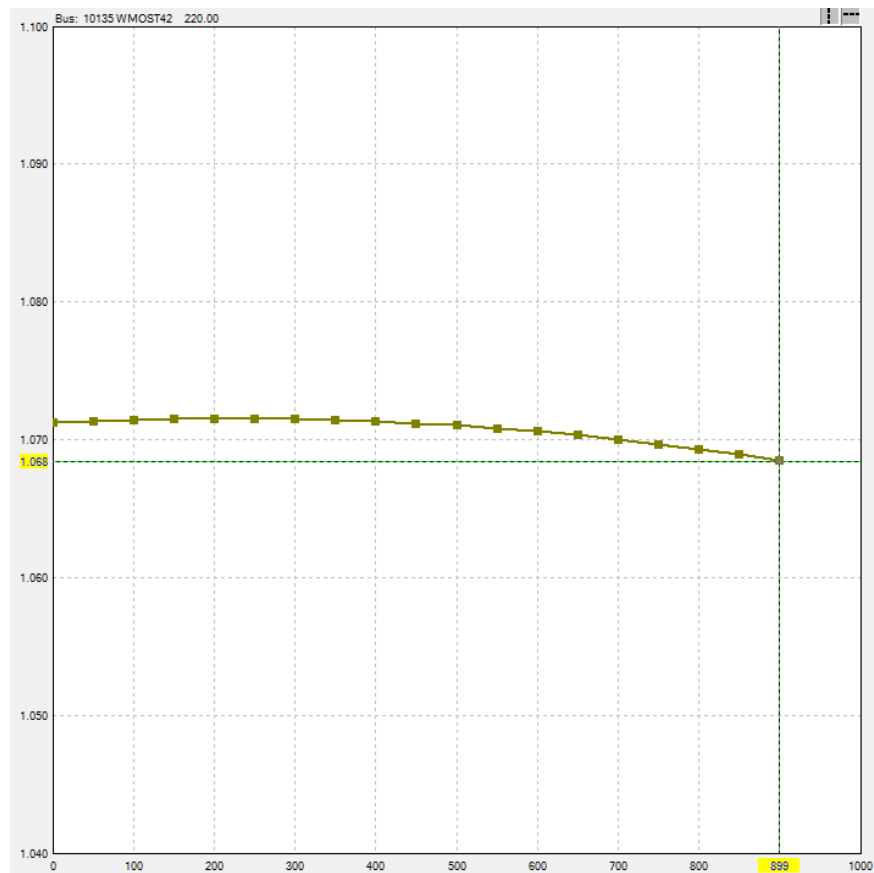
a.)



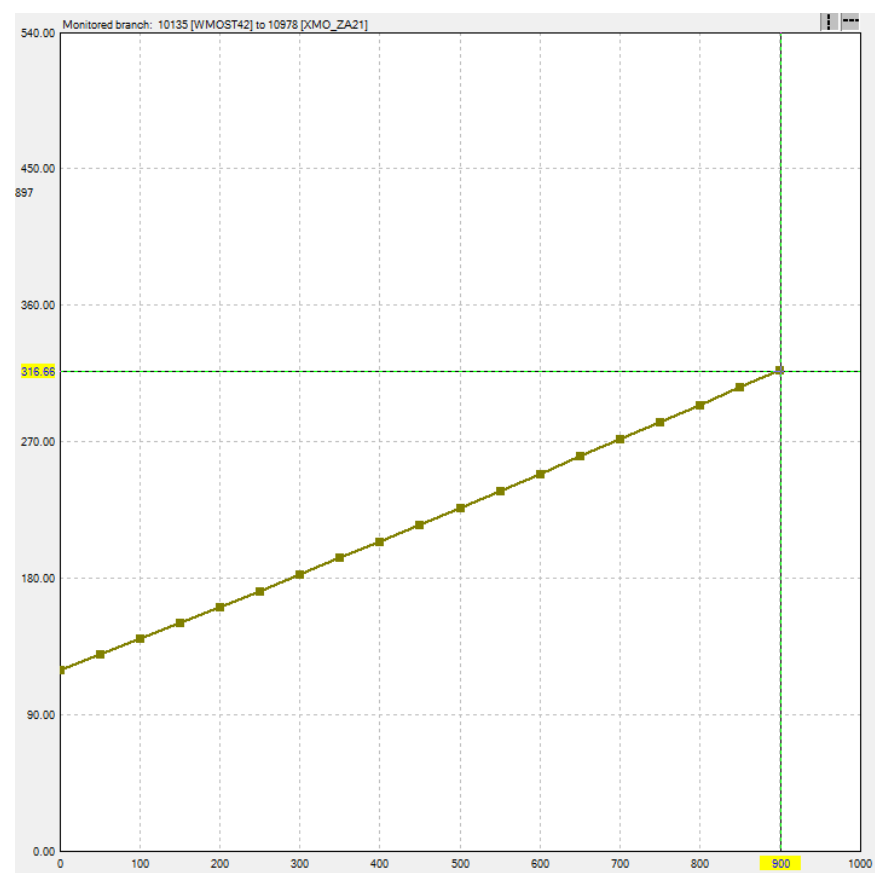
b.)

Slika 4.8. P-V krive za čvorište a.) Ugljevik i b.) Bjeljina 2

Smjer BiH > Hrvatska, TTC = 900 MW



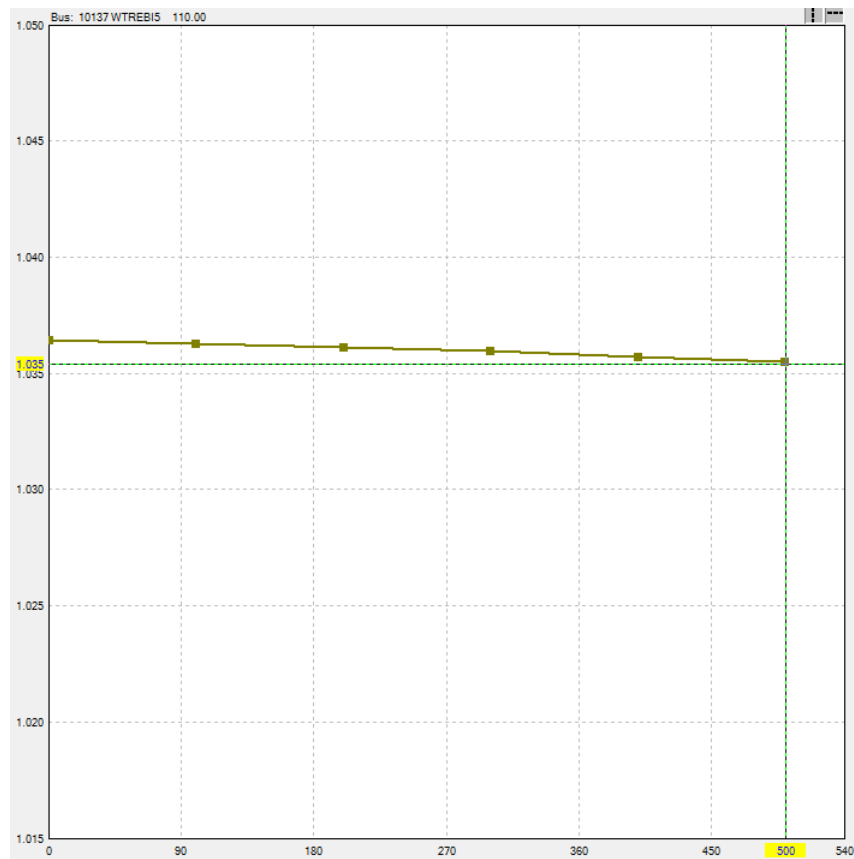
a.)



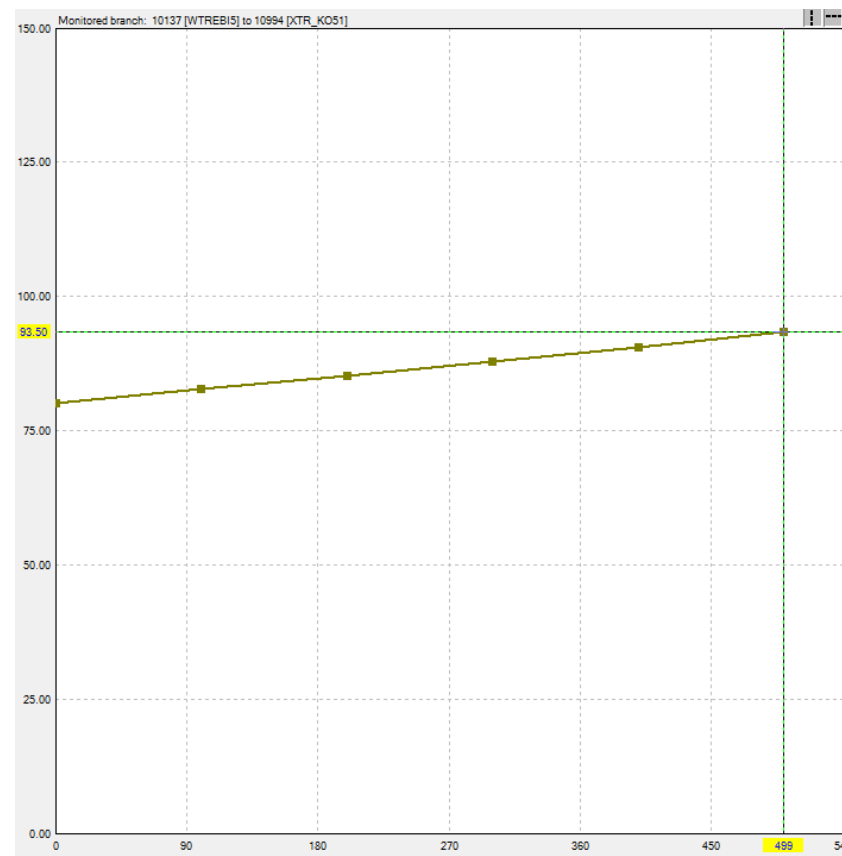
b.)

Slika 4.9. a.) P-V kriva za čvorište 220 kV Mostar 4 i b.) prikaz toka snage/tranzita po DV 220 kV Mostar 4 - Zakučac

Smjer BiH > Crna Gora, TTC = 500 MW



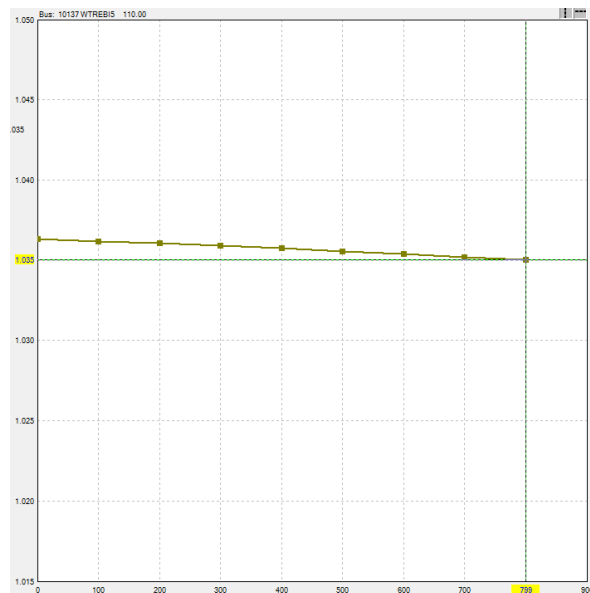
a.)



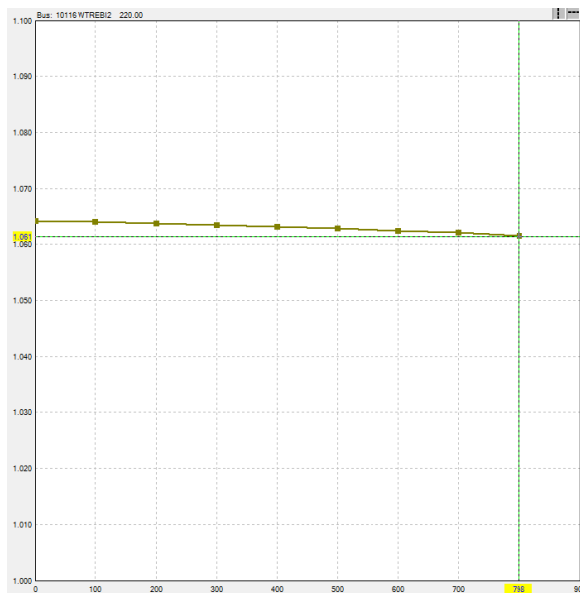
b.)

Slika 4.10. a.) P-V kriva za čvorište 110 kV Trebinje i b.) prikaz toka snage/tranzita po 110 kV Trebinje – Komolac

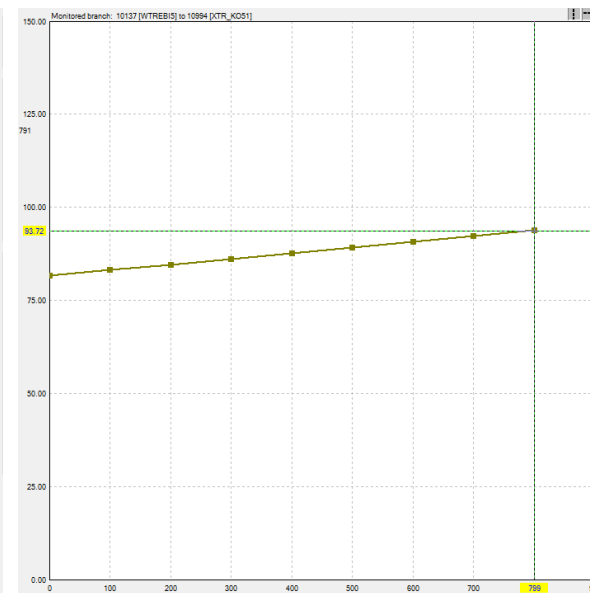
Smjer BiH > Srbija, TTC = 800 MW



a.)

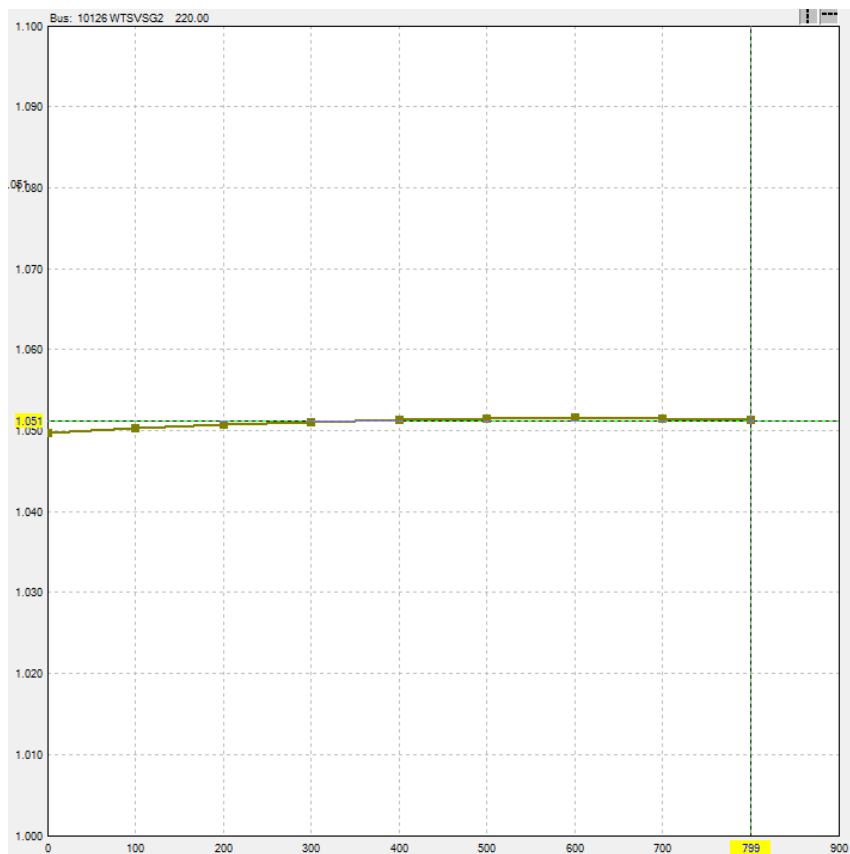


b.)

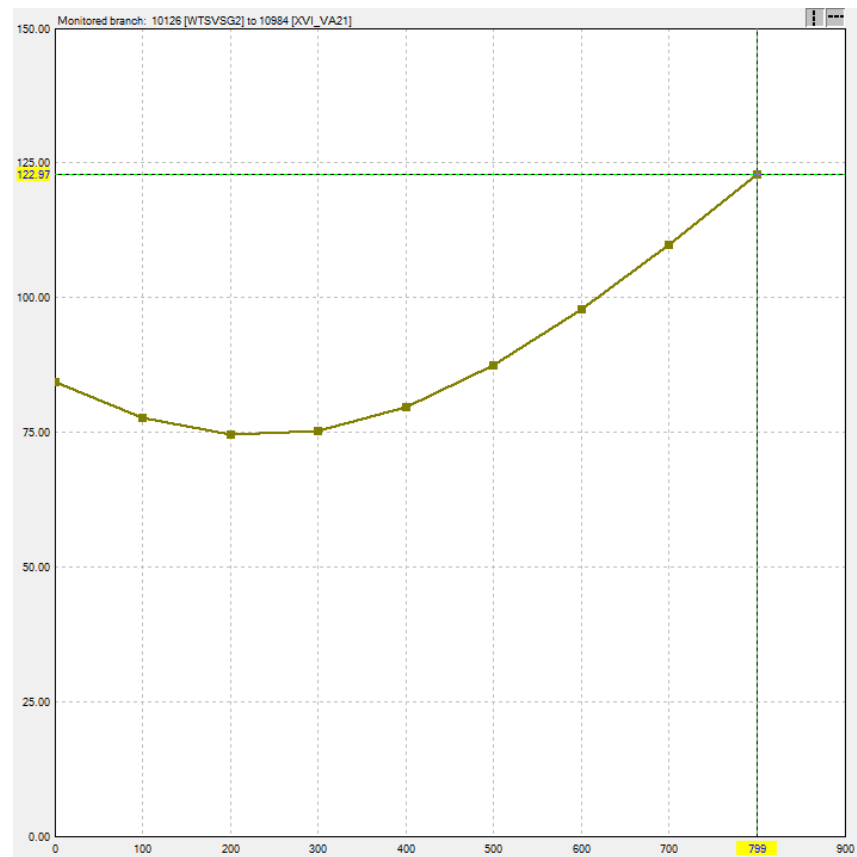


c.)

Slika 4.11. P-V krive za čvorište a.) 110 kV Trebinje, b.) 220 kV Trebinje, c.) prikaz toka snage/tranzita po 110 kV Trebinje – Komolac

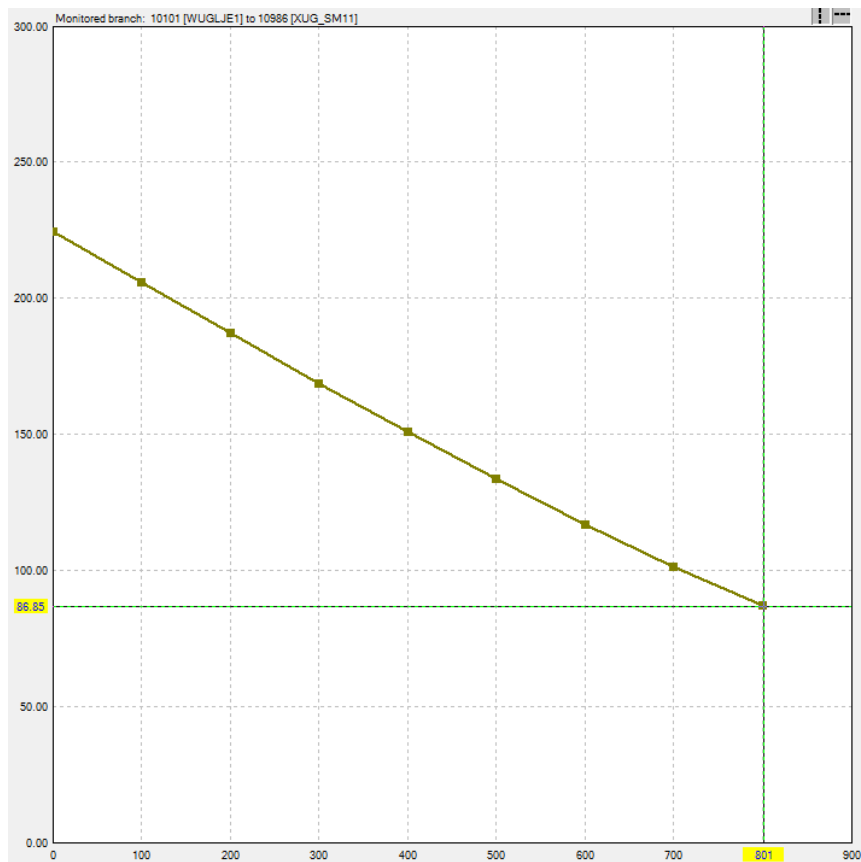


a.)

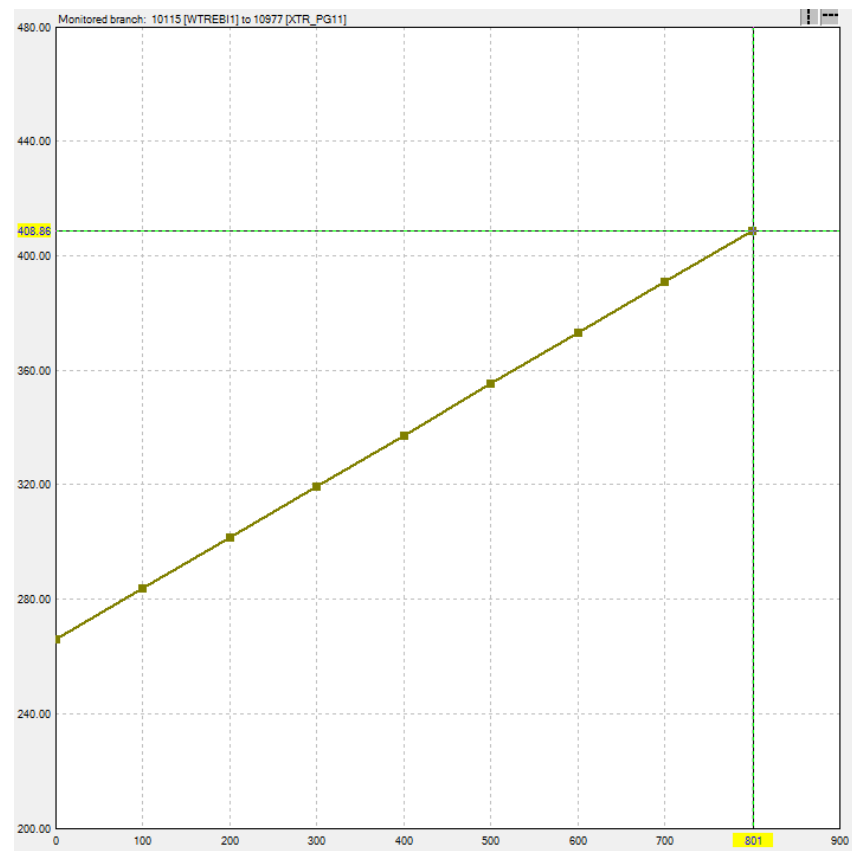


b.)

Slika 4.12. a.) P-V kriva za čvorište 220 kV Višegrad i b.) prikaz toka snage/tranzita po 220 kV Višegrad - Vardište



a.)



b.)

Slika 4.13. Prikaz toka snage/tranzita a.) DV 400 kV Ugljevik – S. Mitrovica b.) Trebinje - Podgorica

4.3 Mjere za održavanje ugaone stabilnosti rotora

Ugaona stabilnost rotora odnosi se na sposobnost sinhronne mašine u povezanom EES-u da ostane u sinhronizmu nakon što je bila izložena poremećaju. Ona zavisi od sposobnosti održavanja/ponovnog uspostavljanja ravnoteže između elektromagnetskog obrtnog momenta i mehaničkog obrtnog momenta svake sinhronne mašine u sistemu. Nestabilnost koja iz toga može nastati javlja se u obliku rastućih njihanja ugla nekih generatora, što vodi do njihovog gubitka sinhronizma sa drugim generatorima.

Zahtjevi u saradnji između TSO-a, neophodni u cilju izbjegavanja pojave nestabilnosti ugla rotora (oscilacije između oblasti ili gubitak sinhronizma) koja dovodi do nekontrolisanog kaskadnog efekta unutar interkonekciji CE (Continental Europe) definisani su ENTSO-E RG CE Operativnim priručnikom, Pravilo 3, Poglavlje D[1].

Razlikuju se dva tipa fenomena ugaone stabilnosti:

- Tranzijentna ugaona stabilnost rotora
- Stabilnost pri malim poremećajima

4.3.1 *Analiza tranzijentne stabilnosti, proračun kritičnog vremena otklanjanja kvara i procjena rezerve tranzijentne stabilnosti sistema*

Tranzijentna stabilnost, odnosno tranzijentna ugaona stabilnost rotora se odnosi na sposobnost sinhronne mašine da ostane na mreži nakon što je pretrpjela veliki poremećaj, na primjer, kratak spoj u svojoj blizini. Veliki poremećaji kao što su nagle promjene u opterećenju ili proizvodnji (npr. gubitak generatora), nastanak kratkih spojeva u sistemu i/ili ispadi prenosnih elemenata dovode do naglih i zamašnjih oscilovanja rotora generatora.

Analiza tranzijentne stabilnosti ispituje dinamičko ponašanje elektroenergetskog sistema u nekoliko sekundi nakon nastanka poremećaja i ona se provodi da bi se odredila sposobnost sistema da se vrati u normalno stanje u slučaju prethodno specificiranih poremećaja u sistemu. Za analizu tranzijentne stabilnosti prema kriteriju prve oscilacije vremenski interval posmatranja je 2 do 5 sekundi.

Svaki operator prenosnog sistema mora na raspolaganju imati relevantni dinamički model i odgovarajući softverski alat kako bi vršio dinamičke simulacije u cilju obezbjeđivanja tranzijentne ugaone stabilnosti rotora generatora u njegovoj oblasti odgovornosti Pravilo 3; Poglavlje D [1]. Analize tranzijentne ugaone stabilnosti u EES BiH urađene su korištenjem softverskog paketa PSS/E, ver. 33.5.2. (Power System Simulator, Siemens PTI), simuliranjem trolnih kratkih spojeva na najopterećenijim dalekovodima, koji povezuju čvorišta na kojima su priključeni generatori EES-a BiH.

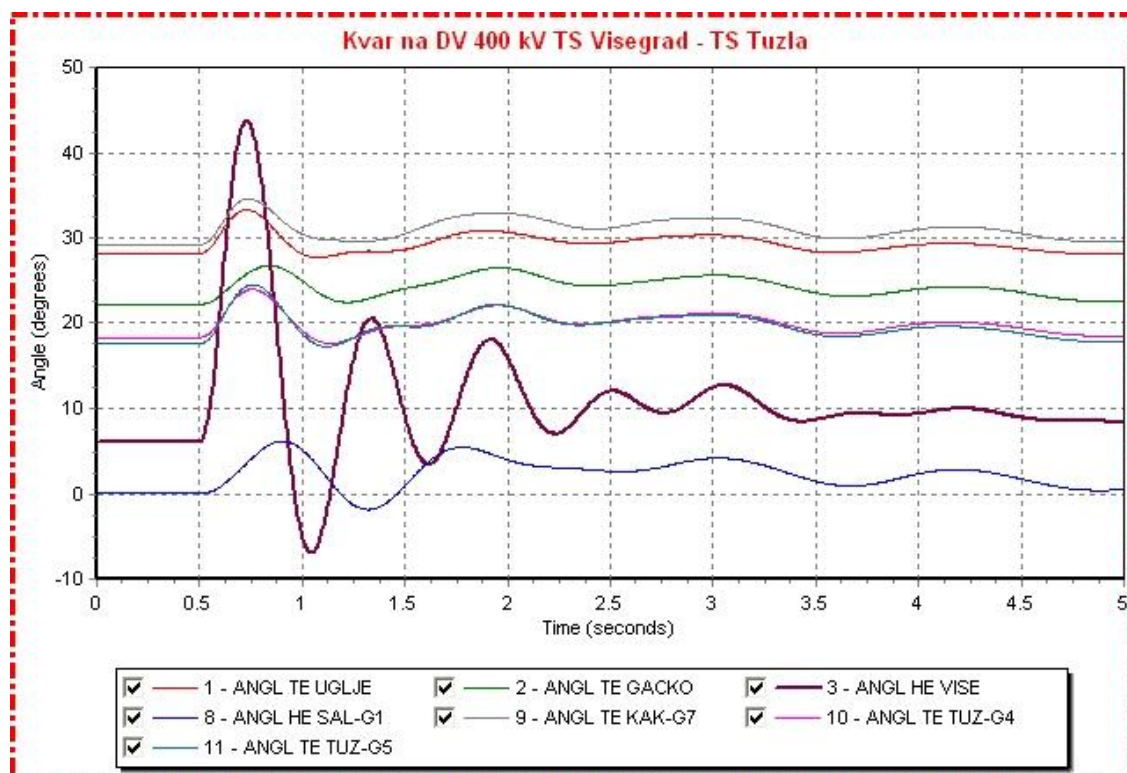
Simulirani su kvarovi u **neposrednoj blizini čvorišta**, na kojima su priključeni generatori, koji se otklanjaju u vremenu: do 100 ms, na dalekovodima 400 kV i do 140 ms na dalekovodima 220 i 110 kV, **sa trajnim isključenjem voda u kvaru**.

Analize tranzijentne ugaone stabilnosti urađene su za režim maksimalnog opterećenja EES-a BiH, 24.12.2013. godine u 18-tom satu i analizama su obuhvaćeni svi generatori EES-a BiH, priključeni

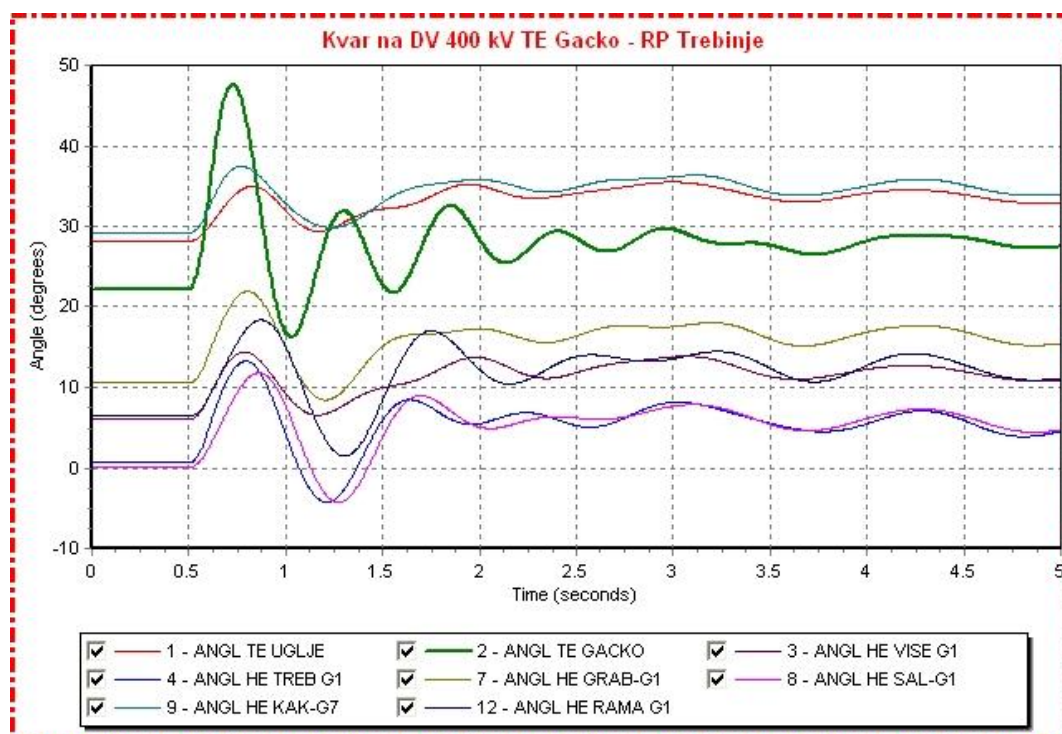
na čvorišta naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV, koji su tada bili u pogonu, osim onih generatora/elektrana koji su radijalno spojeni na mrežu (generatori u HE Grabovica, HE Trebinje, HE Dubrovnik, G2).

Zadržavanje stabilnosti u velikoj mjeri ovisi o veličini i mjestu nastanka poremećaja te u nešto manjoj mjeri o početnom stanju i uslovima pogona EES-a. Simulirani kvarovi predstavljaju najkritičnije slučajeve sa aspekta tranzijentne ugaone stabilnosti generatora.

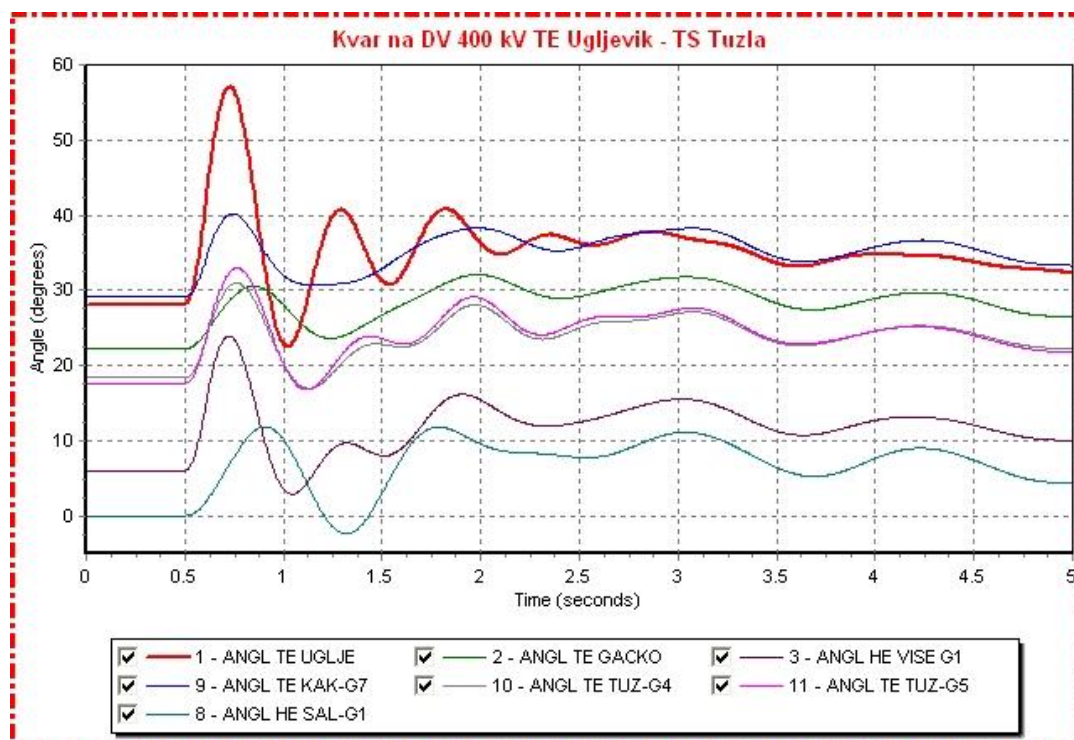
Rezultati simulacija tranzijentnih prelaznih procesa prikazani su u formi PSS/E dijagrama koji predstavljaju odzive sistema (promjene uglova posmatranih generatora) za izabrane poremećaje.



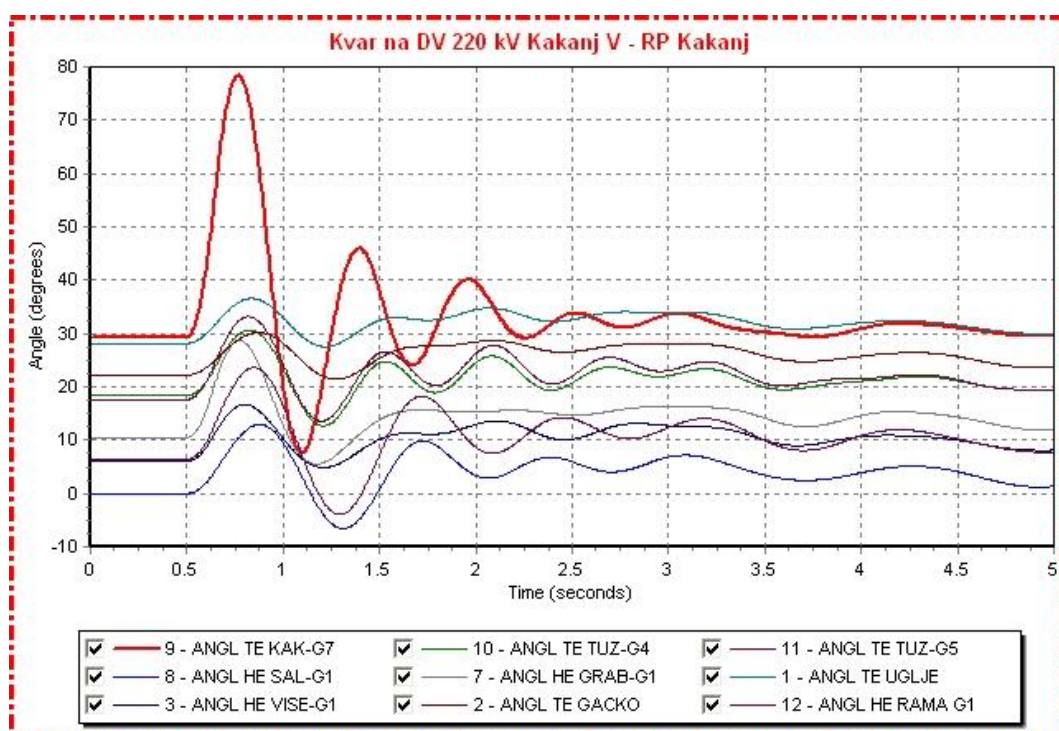
Slika 4.14. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 400 kV TS Višegrad – TS Tuzla, sa strane TS Višegrad, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 100 ms.



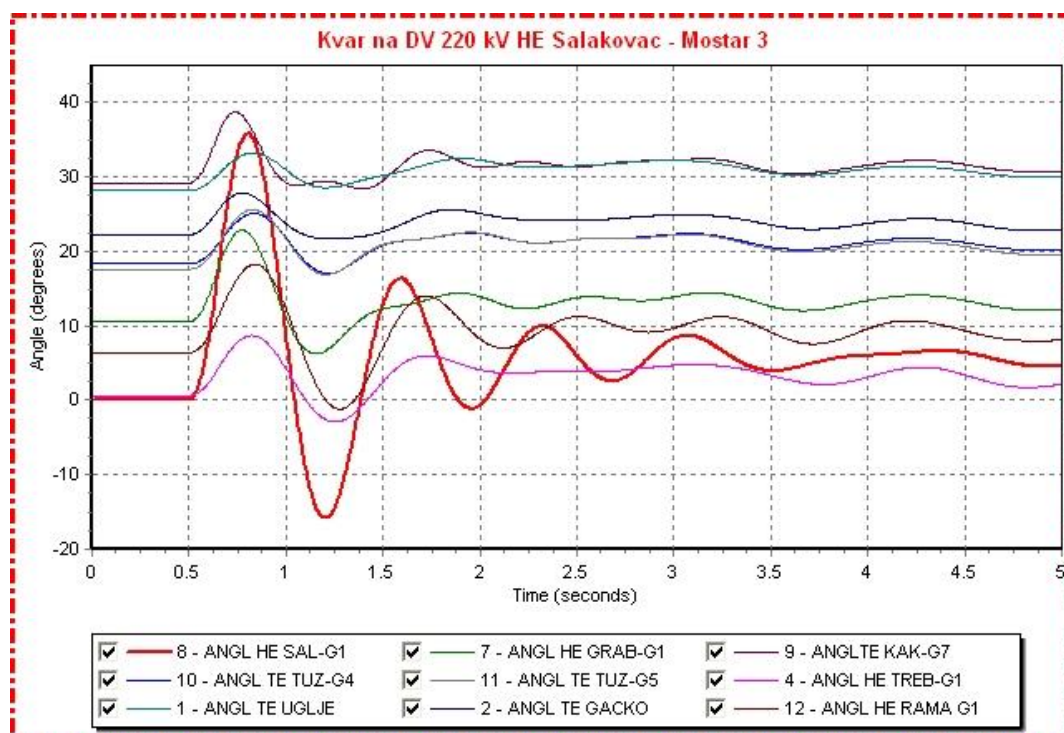
Slika 4.15. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 400 kV TE Gacko – RP Trebinje, sa strane TE Gacko, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 100 ms.



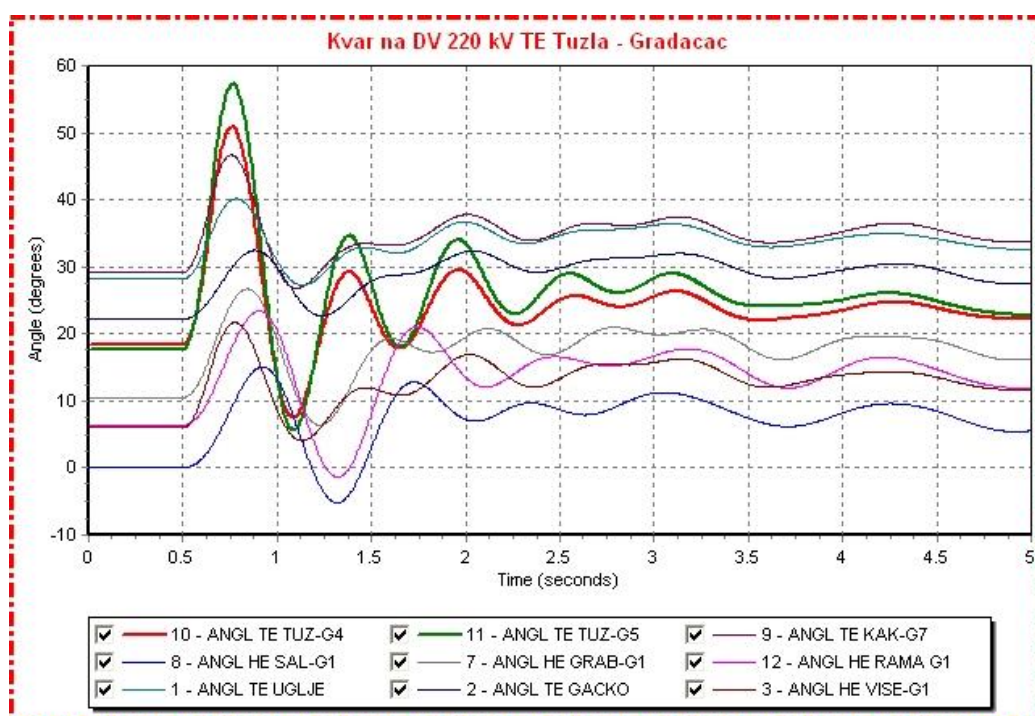
Slika 4.16. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 400 kV TE Ugljevik – TS Tuzla, sa strane TE Ugljevik, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 100 ms.



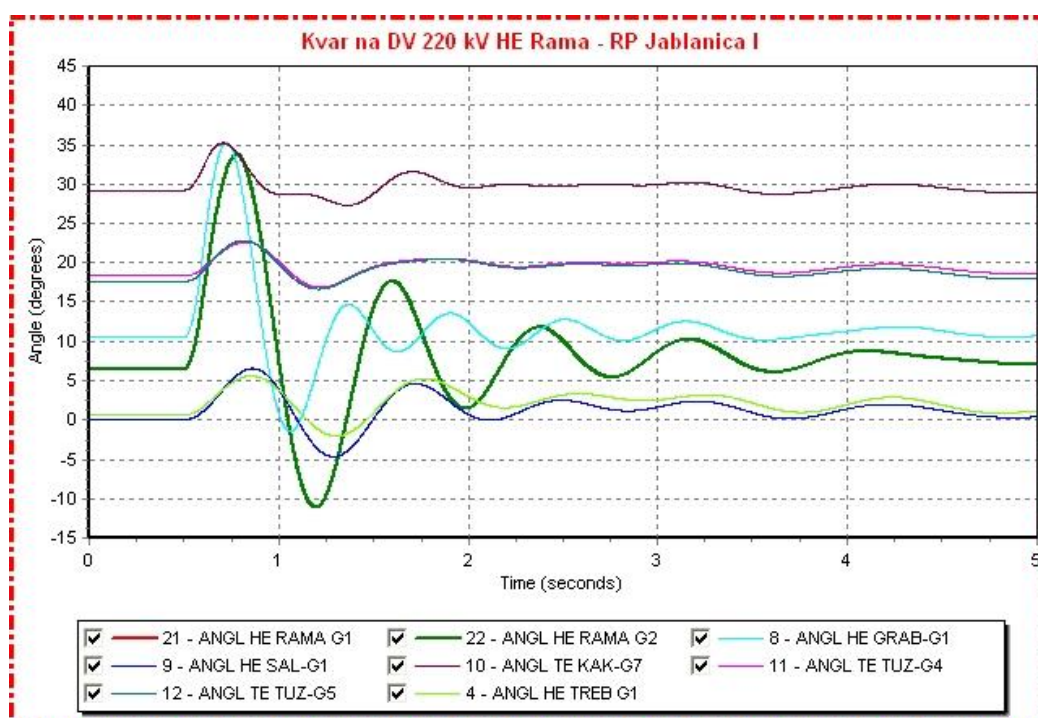
Slika 4.17. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 220 kV Kakanj V – RP Kakanj, sa strane Kakanj V, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



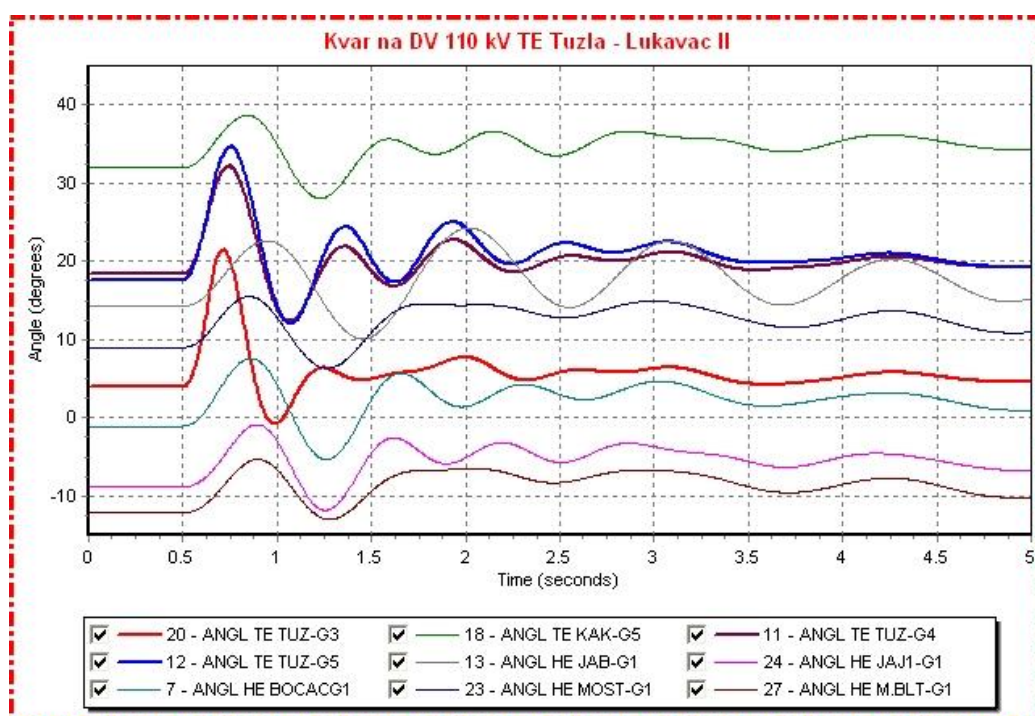
Slika 4.18. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 220 kV HE Salakovac–Mostar 3, sa strane HE Salakovac, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



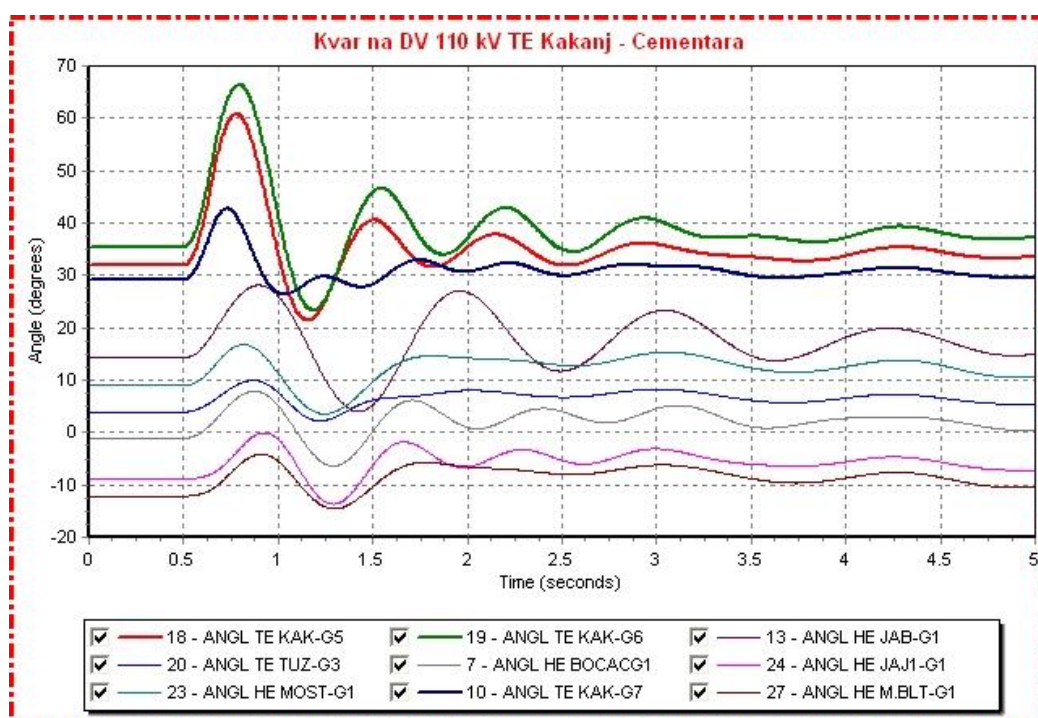
Slika 4.19. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 220 kV TE Tuzla – Gradačac, sa strane TE Tuzla, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



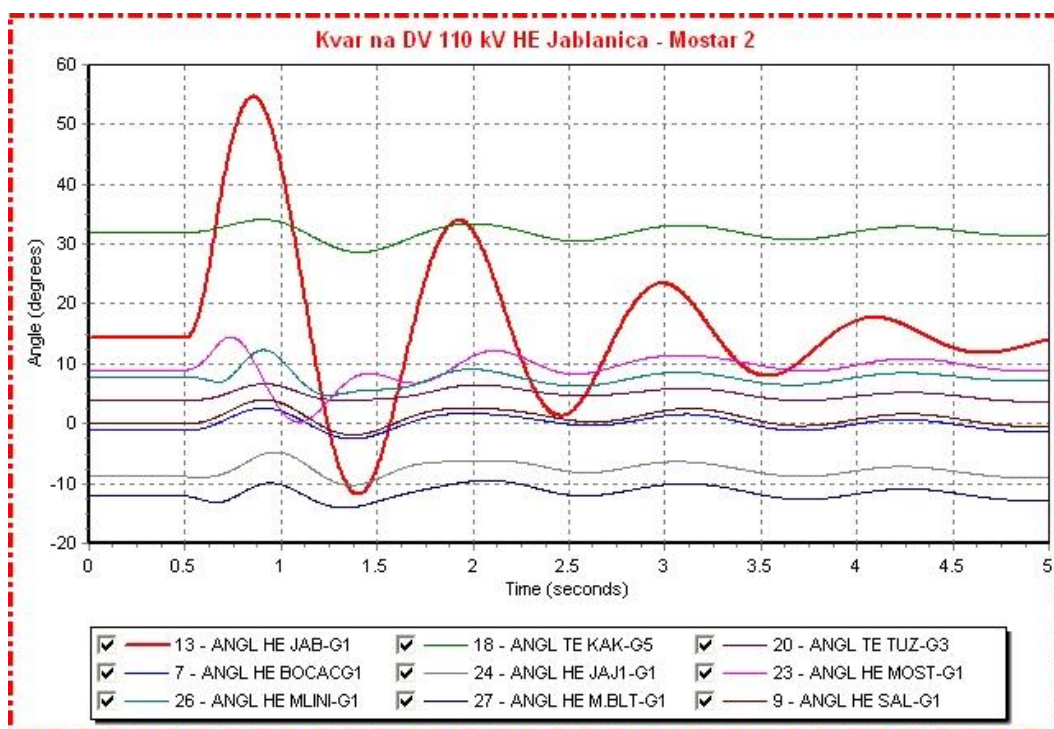
Slika 4.20. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 220 kV HE Rama–RP Jablanica I, sa strane HE Rama, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



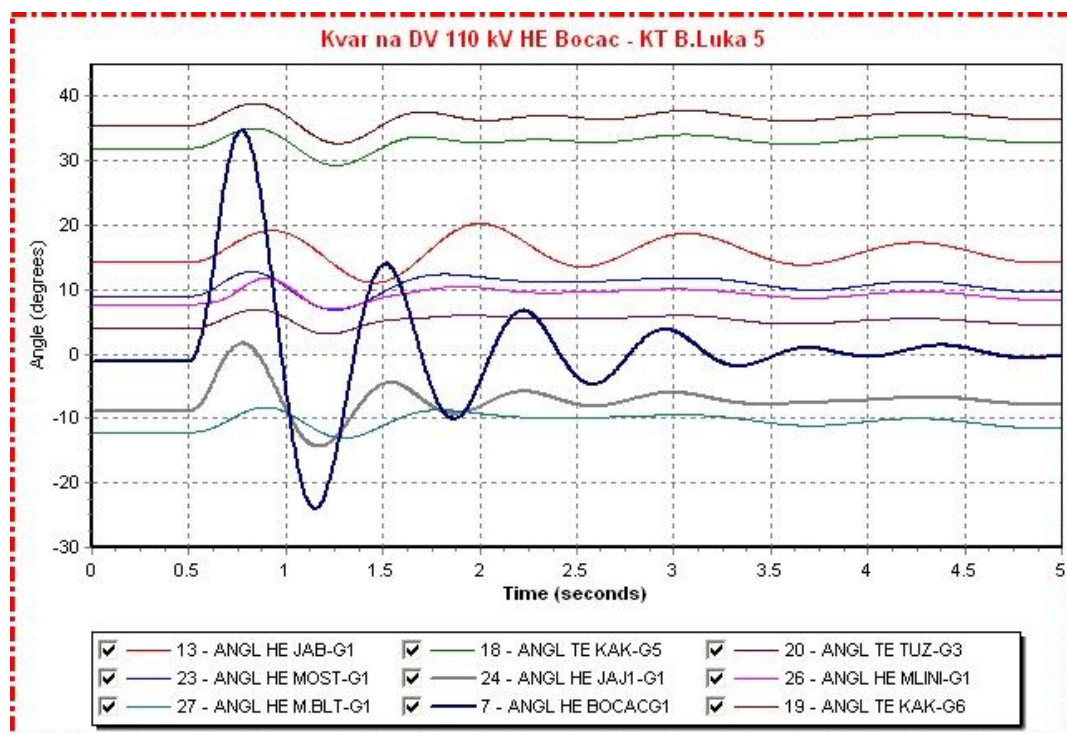
Slika 4.21. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac II, sa strane TE Tuzla, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



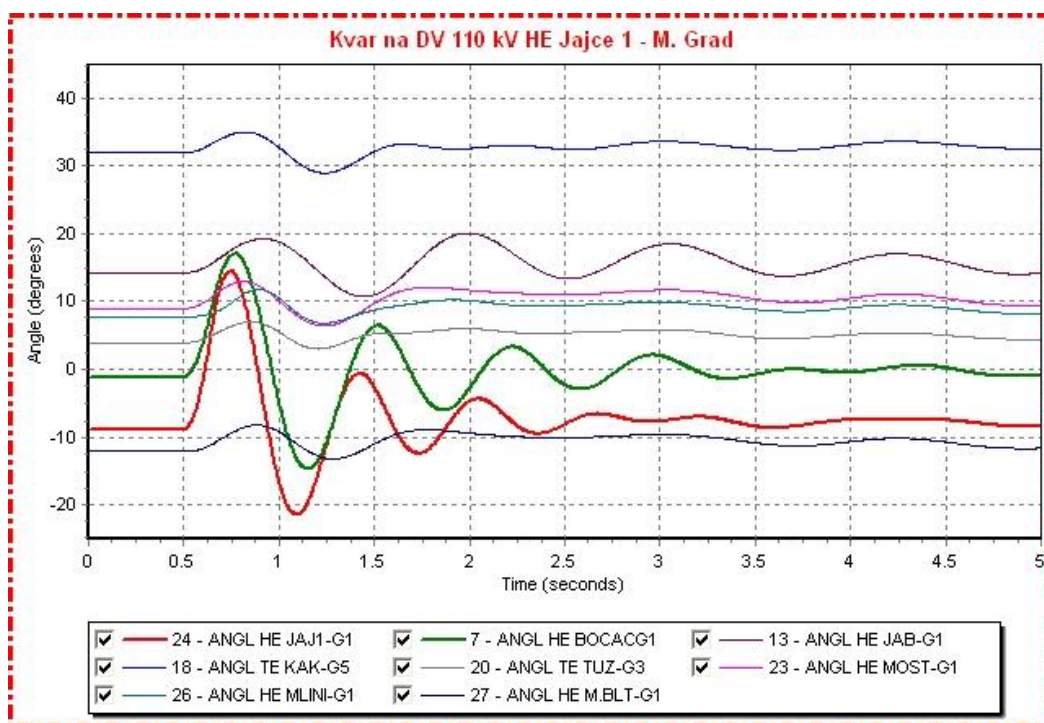
Slika 4.22. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV TE Kakanj – Cementara, sa strane TE Kakanj, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



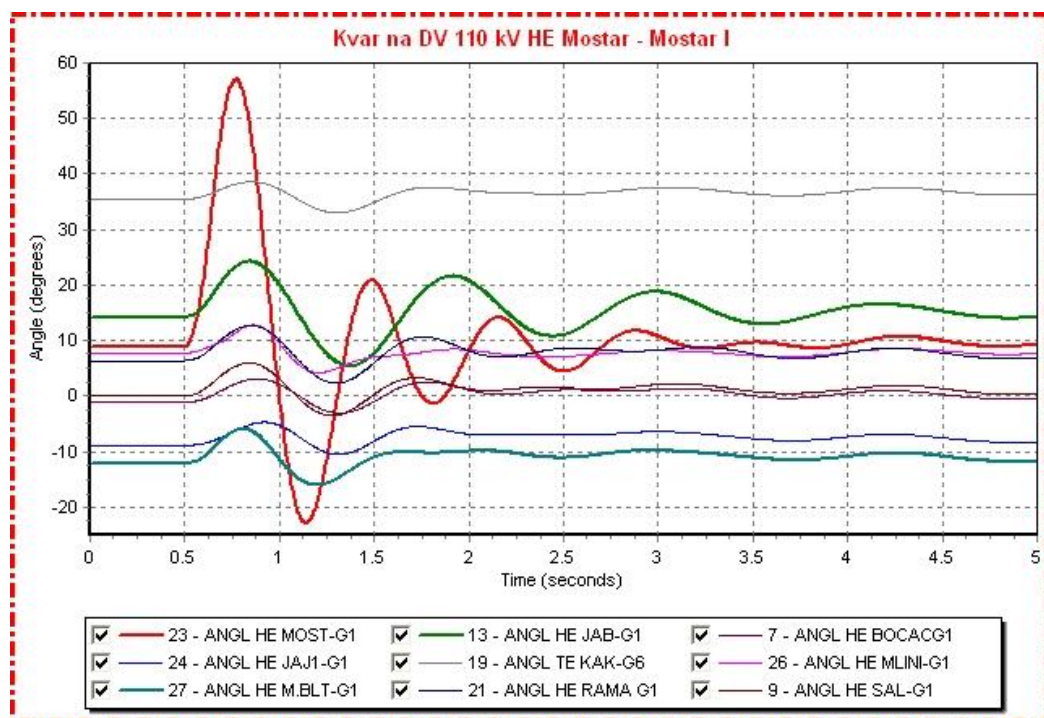
Slika 4.23. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV HE Jablanica - Mostar 2, sa strane HE Jablanica, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



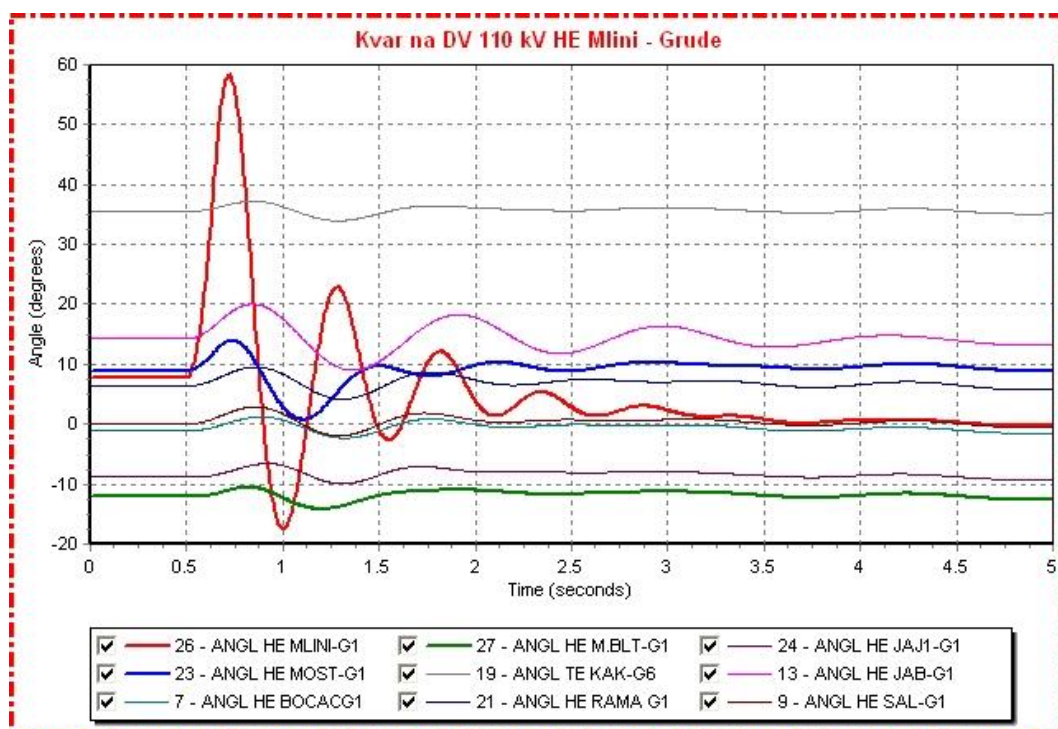
Slika 4.24. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV HE Bočac – KT B. Luka 5, sa strane HE Bočac, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



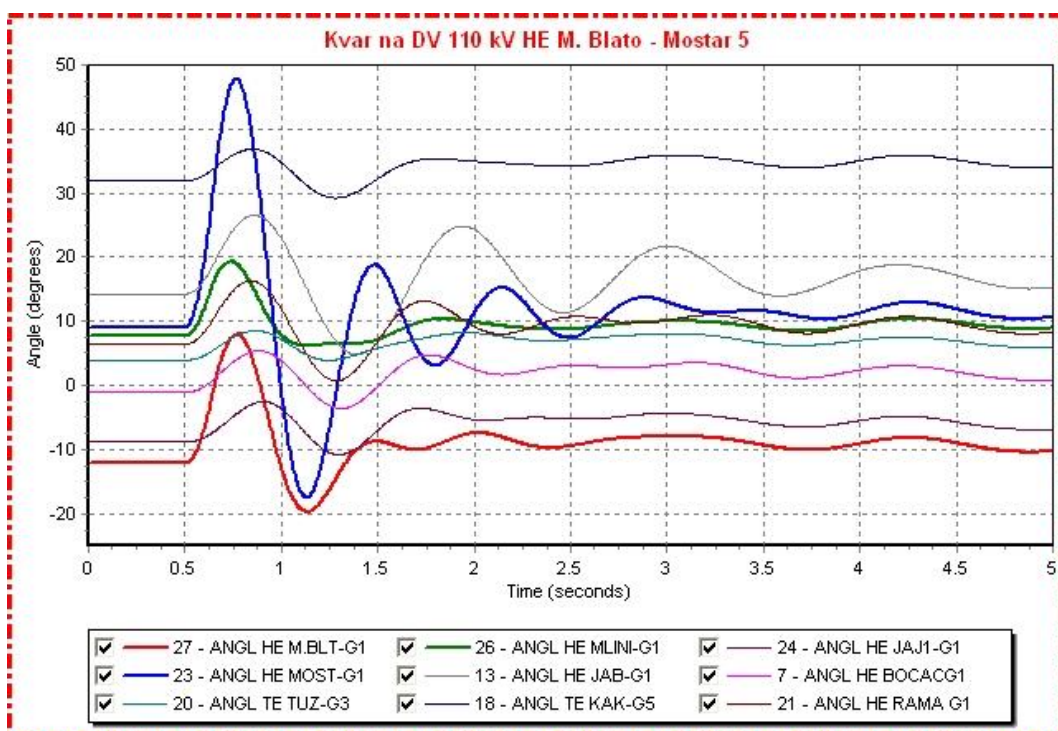
Slika 4.25. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV HE Jajce 1 – M. Grad, sa strane HE Jajce 1, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



Slika 4.26. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1, sa strane HE Mostar, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



Slika 4.27. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV HE P. Mlini – Grude, sa strane HE P. Mlini, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.



Slika 4.28. Uglovi rotora generatora u slučaju kvara na DV 110 kV HE M. Blato – Mostar 5, sa strane HE M. Blato, otklonjenog djelovanjem zaštite i isključenjem voda u kvaru u vremenu 140 ms.

Iz prezentiranih rezultata analize tranzijentne stabilnosti u EES-u BiH, može se zaključiti da sistem ostaje stabilan i svi generatori ostaju u sinhronizmu nakon izloženih poremećaja (tropolni kratki

spoj u neposrednoj blizini generatora i isključenje elementa prenosne mreže pogođenog kvarom). Takođe se, iz prezentiranih rezultata, može zaključiti da je za analizirane poremećaje, za očuvanje stabilnosti najbitnija prva perioda oscilacija. Prelazni procesi se primiruju, za sve analizirane slučajeve, u periodu od 2,5 do 3,5 sekunde nakon nastanka kvara, što ukazuje na vrlo dobro prigušenje prelaznih pojava.

4.3.2 Proračun kritičnog vremena isključenja kvara (CCT)

Kritično vrijeme isključenja kvara (Critical Clearing Time - CCT) definiše se kao najduže trajanje kvara koje ne dovodi do gubitka sinhronizma ni jednog generatora u sistemu ili do bilo kakve nedopustive posljedice za sistem [1]. CCT u poređenju sa podešenim vremenima isključenja kvara na zaštitama, daje dobru procjenu margine/rezerve tranzijentne stabilnosti u EES BiH.

Za proračun CCT analizirani su kvarovi (tropolni kratki spoj sa ispadom grane u kvaru) na granama (dalekovodima i transformatorima) koji povezuju čvorišta na kojima su priključeni generatori EES-a BiH. Simulirani su kvarovi na početku grane, u neposrednoj blizini čvorišta na koji su priključeni generatori, kao i kvarovi na kraju iste grane, u neposrednoj blizini udaljenog čvorišta.

400 kV

Kvar i ispad grane	Sa strane	CCT [ms]	Kritični generator
DV 400 kV Višegrad – TS Tuzla 4	Višegrad	235	HE Višegrad
	Tuzla	340	
TR 400/220 kV Višegrad	400 kV	230	HE Višegrad
	220 kV	760	
TR 400/110 kV Višegrad	400 kV	230	HE Višegrad
	110 kV	>1000	
DV 400 kV Ugljevik – TS Tuzla 4	Ugljevik	265	TE Ugljevik
	Tuzla	350	
DV 400 kV Ugljevik - Ernestinovo	Ugljevik	270	TE Ugljevik
	Ernestinovo	>1000	
DV 400 kV Ugljevik – S. Mitrovica	Ugljevik	265	TE Ugljevik
	S. Mitrovica	615	
TR 400/110 kV Ugljevik	400 kV	270	TE Ugljevik
	110 kV	>1000	
DV 400 kV Gacko - Trebinje	Gacko	285	TE Gacko
	Trebinje	560	
DV 400 kV Gacko – Mostar 4	Gacko	275	TE Gacko
	Mostar 4	465	

220 kV

Kvar i ispad grane	Sa strane	CCT [ms]	Kritični generator
DV 220 kV TE Tuzla – TS Tuzla 4 (I)	TE Tuzla	280	TE Tuzla; G4, G5
	TS Tuzla	295	
DV 220 kV TE Tuzla – Gradačac	TE Tuzla	285	TE Tuzla; G4, G5
	Gradačac	505	
DV 220 kV TE Tuzla – Đakovo	TE Tuzla	290	TE Tuzla; G4, G5
	Đakovo	>1000	

TR 220/110 kV TE Tuzla	220 kV	275	TE Tuzla; G4, G5
	110 kV	450	TE Tuzla; G3
DV 220 kV TE Kakanj (G7) – RP Kakanj	TE Kakanj (G7)	220	TE Kakanj; G7
	RP Kakanj	245	
TR 220/110 kV TE Kakanj	220 kV	375	TE Kakanj; G7
	110 kV	290	TE Kakanj; G5, G6
DV 220 kV TE Kakanj (G7) – Zenica 2	TE Kakanj (G7)	235	TE Kakanj; G7
	Zenica 2	415	
DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj	HE Salakovac	375	HE Salakovac
	RP Kakanj	270	TE Kakanj; G7
DV 220 kV HE Salakovac – Mostar 3	HE Salakovac	365	HE Salakovac
	Mostar 3	485	
DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica	HE Rama	295	HE Rama
	RP Jablanica	235	HE Grabovica
DV 220 kV RP Jablanica – Mostar 3	RP Jablanica	235	HE Grabovica
	Mostar 3	500	HE Salakovac
DV 220 kV RP Jablanica – RP Kakanj	RP Jablanica	240	HE Grabovica
	RP Kakanj	265	TE Kakanj; G7
DV 220 kV RP Jablanica – Jajce 2	RP Jablanica	245	HE Grabovica;
	Jajce 2	>1000	
DV 220 kV TS Trebinje – Perućica	TS Trebinje	285	HE Dubrovnik; G2
	Perućica	955	
DV 220 kV TS Trebinje – Mostar 3 I	TS Trebinje	295	HE Dubrovnik; G2
	Mostar 3 I	515	HE Salakovac
DV 220 kV TS Trebinje – Plat I	TS Trebinje	285	HE Dubrovnik; G2
	Plat I	360	HE Dubrovnik; G1
TR 400/220 kV Trebinje	400 kV	550	HE Dubrovnik; G2
	220 kV	280	
TR 220/110 kV Trebinje	220 kV	285	HE Dubrovnik; G2
	110 kV	865	HE Dubrovnik; G1

110 kV

Kvar i ispad grane	Sa strane	CCT [ms]	Kritični generator
DV 110 kV HE Bočac – KT BL 5 – B.Luka 5	HE Bočac	315	HE Bočac
	B. Luka 5	>1000	
DV 110 kV HE Bočac – B. Luka 3	HE Bočac	315	HE Bočac
	B. Luka 3	>1000	
DV 110 kV HE Bočac – M. Grad	HE Bočac	315	HE Bočac
	M. Grad	955	
DV 110 kV HE Bočac – HE Jajce 1	HE Bočac	310	HE Bočac
	HE Jajce 1	430	HE Jajce 1
DV 110 kV HE Jajce 1 – M. Grad	HE Jajce 1	430	HE Jajce 1
	M. Grad	955	HE Bočac
DV 110 kV HE Jajce 1 – TS Jajce 1	HE Jajce 1	430	HE Jajce 1
	TS Jajce 1	570	
DV 110 kV HE Jajce 1 – TS Jajce 2	HE Jajce 1	430	HE Jajce 1
	TS Jajce 2	550	
DV 110 kV TE Kakanj - Cementara	TE Kakanj	295	TE Kakanj; G5, G6
	Cementara	490	
DV 110 kV TE Kakanj – Zenica 1	TE Kakanj	310	TE Kakanj; G5, G6
	Cementara	>1000	

DV 110 kV TE Kakanj – EVP Dobrinje	TE Kakanj	295	TE Kakanj; G5, G6
	Cementara	590	
DV 110 kV TE Kakanj – Breza	TE Kakanj	300	TE Kakanj; G5, G6
	Breza	>1000	
DV 110 kV TE Kakanj – Ilijaš	TE Kakanj	305	TE Kakanj; G5, G6
	Ilijaš	>1000	
TR 220/110 kV TE Kakanj	110 kV	290	TE Kakanj; G5, G6
	220 kV	375	TE Kakanj; G7
TR 220/110 kV TE Tuzla	220 kV	275	TE Tuzla; G4, G5
	110 kV	450	TE Tuzla; G3
DV 110 kV TE Tuzla – Lukavac I	TE Tuzla	470	TE Tuzla; G3
	Lukavac	>1000	
DV 110 kV TE Tuzla – Hak	TE Tuzla	455	TE Tuzla; G3
	Hak	510	
DV 110 kV TE Tuzla – Tuzla Centar	TE Tuzla	470	TE Tuzla; G3
	Tuzla Centar	>1000	
DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2	HE Jablanica	280	HE Jablanica
	Mostar 2	385	
DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica	HE Jablanica	280	HE Jablanica
	TS Jablanica	285	
DV 110 kV HE Jablanica – TS Konjic	HE Jablanica	280	HE Jablanica
	TS Konjic	755	
DV 110 kV HE Jablanica – Sarajevo 1	HE Jablanica	285	HE Jablanica
	Sarajevo 1	540	
DV 110 kV HE Jablanica – Sarajevo 14	HE Jablanica	285	HE Jablanica
	Sarajevo 14	600	
DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	HE Mostar	235	HE Mostar
	Mostar 1	240	
DV 110 kV HE P. Mlini – Posušje	HE P. Mlini	240	HE P. Mlini
	Posušje	>1000	
DV 110 kV HE P. Mlini – Grude	HE P. Mlini	230	HE P. Mlini
	Grude	265	
DV 110 kV HE M. Blato – Mostar 4	HE M. Blato	285	HE M. Blato
	Mostar 4	265	HE Mostar
DV 110 kV HE M. Blato – Mostar 5	HE M. Blato	285	HE M. Blato
	Mostar 5	290	HE Mostar

Proračuni CCT urađeni su za režim maksimalnog opterećenja EES-a BiH, 24.12.2013. godine u 18-tom satu i proračunima su obuhvaćeni svi generatori EES-a BiH, priključeni na čvorišta naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV, koji su tada bili u pogonu.

Kao što je već navedeno, simulirani su kvarovi na početku i na kraju svake grane čvorišta na koja su priključeni ovi generatori. Kod proračuna CCT prate se (monitoring) promjene uglova rotora generatora i u ovim proračunima obično se razmatraju duža vremena eliminacije kvara. Vremenski interval analize/posmatranja tranzijentne ugaone stabilnosti rotora, u ovakvim slučajevima trajanja kvara, je reda 10 do 20 sekundi.

U svim analiziranim slučajevima vrijednosti CCT su iznad 200 ms, tako da je rezerva tranzijentne stabilnosti zadovoljavajuća u svim slučajevima kvara na početku grane, tj. u neposrednoj blizini čvorišta na koji su priključeni genertaori ili u zoni djelovanja prvog stepena distantne zaštite, čije podešenje iznosi:

- za dalekovode 400 kV: do 100 ms;

- za dalekovode 220 i 110 kV: do 140 ms.

Obzirom da je doseg prvog stepena distantne zaštite (DZ) u EES-u BiH podešen u opsegu od 80 do 85 % štićenog elementa, onda su u cilju procjene rezerve stabilnosti, van dosega prve zone djelovanja DZ, urađeni i proračuni CCT za kvarove u drugoj zoni djelovanja DZ tj. za kvarove na kraju grane, koje povezuju čvorišta na kojima su priključeni genertaori, u neposrednoj blizini udaljenog čvorišta.

Kako je „tipično“ vrijeme djelovanja drugog stepena DZ podešeno na 300 ms, iz rezultata proračuna CCT uočava se da je na dijelu razmatranih dalekovoda vrijednost CCT manja od podešenog vremena djelovanja drugog stepena DZ, 300 ms, **i tom slučaju nije obezbijedena zadovoljavajuća rezerva stabilnosti.**

Pregled elemenata EES BiH za koje nije obezbijedena zadovoljavajuća rezerva stabilnosti za slučaj kvara u drugoj zoni djelovanja DZ.

220 kV

Kvar i ispad grane	Sa strane	CCT [ms]	Kritični generator
DV 220 kV TE Tuzla – TS Tuzla 4 (I)	TE Tuzla	280	TE Tuzla; G4, G5
	TS Tuzla	295	
DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj	HE Salakovac	375	HE Salakovac
	RP Kakanj	270	TE Kakanj; G7
DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica	HE Rama	295	HE Rama
	RP Jablanica	235	HE Grabovica

110 kV

Kvar i ispad grane	Sa strane	CCT [ms]	Kritični generator
DV 110 kV HE Jablanica – TS Jablanica	HE Jablanica	280	HE Jablanica
	TS Jablanica	285	
DV 110 kV HE Mostar – Mostar 1	HE Mostar	235	HE Mostar
	Mostar 1	240	
DV 110 kV HE P. Mlini – Grude	HE P. Mlini	230	HE P. Mlini
	Grude	265	
DV 110 kV HE M. Blato – Mostar 4	HE M. Blato	285	HE M. Blato
	Mostar 4	265	HE Mostar
DV 110 kV HE M. Blato – Mostar 5	HE M. Blato	285	HE M. Blato
	Mostar 5	290	HE Mostar

Iz tabele 2.8 se vidi da je telezaštitna funkcija DZ relaizirana na DV 220 kV TE Tuzla – TS Tuzla 4 I,II,III (na sva tri spojna DV 220 kV prema TS Tuzla 4) i na DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj. Telezaštitnom funkcijom na ovim DV ubrzava se Z_{1B} stepen DZ, čime se omogućava isključenje kvarova na cijeloj dužini ovih dalekovoda sa minimalnim vremenskim kašnjenjem (veoma bliskim vremenskoj zadržci I zone, sopstveno vrijeme djelovanja zaštite). Na ovaj način obezbijedena je zadovoljavajuća rezerva tranzijentne stabilnosti i generatori spojeni na 220 kV mrežu u TE Tuzla i TE Kakanj ostaju u pogonu. Eventualni kvarovi na cijeloj dužini navedenih

DV će biti eliminisani znatno prije kritičnog vremena isključenja (295 ms za DV 220 TE Tuzla – TS Tuzla 4 I,II,III i 270 ms za DV 220 kV HE Salakovac – RP Kakanj).

Na DV 110 kV HE M. Blato – Mostar 4 i HE M. Blato – Mostar 5, aktivne su podužne diferencijalne zaštite (kako je navedeno u dostavljenim podacima, iako nije naveden način komunikacije/tip komunikacionog kanala), čime je obezbjeđeno eliminisanje kvara na čitavoj dužini navedenih DV, znatno prije kritičnog vremena isključenja, sa aspekta stabilnog rada odnosno zadovoljavajuće rezerve tranzijentne stabilnosti generatora u HE Mostar.

Obzirom da na DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica I, II nije realizirana telezaštitna funkcija DZ, kvarovi u II zoni DZ ovih dalekovoda (prema RP Jablanica) sa vremenom djelovanja 300 ms prouzrokovace nestabiln rad, gubitak sinhronizma i ispad iz pogona generatora u HE Grabovica. Kritično vrijeme isključenja kvara na ovim DV, sa aspekta stabilnog rada genertora u HE Grabovica iznosi 235 ms.

Slična situacija je i sa ostalim dalekovodima 110 kV: HE Jablanica – TS Jablanica, HE Mostar – Mostar 1, HE P. Mlini – Grude. I na ovim DV, vrijeme djelovanja II stepena zaštita je veće od kritičnog vrijeme isključenja kvara, što će prouzrokovati nestabilan rad i ispad iz pogona generatora u HE Jablanica, HE Mostar i HE P. Mlini.

Eliminisanje kvarova na čitavoj dužini razmatranih DV mora biti prije kritičnog vremena isključenja sa aspekta stabilnog rada generatora u HE Grabovica, HE Jablanica, HE Mostar, HE P. Mlini, te obezbjeđenje tipa, djelovanja i načina rada zaštitnih uređaja na ovim dalekovodima mora biti usklađeno sa proračunima kritičnog vremena isključenja.

4.3.3 Analiza sistema na male poremećaje (sopstvene vrijednosti matrice stanja)

Stabilnost pri malim poremećajima (small signal stability) ili statička ugaona stabilnost definiše se kao sposobnost EES-a ili pojedinačne sinhronne mašine koji su prethodno bili u stacionarnom stanju da se vrate nazad u ovo stanje nakon izloženosti dovoljno „malom“ poremećaju [1].

U normalnom pogonu, sistem se nalazi u ustaljenom stacionarnom stanju i zbog neprestanih malih i postupnih promjena opterećenja izložen je jedva primjetnom oscilovanju oko svog ravnotežnog položaja. Ovakvi poremećaji balansa snage u EES-u stalno se javljaju kao posljedica kontinualne promjene snage potrošača i generatora. Pošto su ovi poremećaji balansa snage EES-a relativno mali, promjene varijabli stanja u toku nastalog prelaznog procesa, u odnosu na vrijednosti prije nastanka poremećaja (stacionarno stanje), dovoljno su male da se analiza statičke ugaone stabilnosti može provoditi korištenjem linearizovanih jednačina stanja EES-a (linearizacija u okolini stacionarnog stanja). Statička nestabilnost se javlja ukoliko se ugao nekog od generatora u odnosu na preostali dio sistema (ugao centra inercije) progresivno povećava. U svakom slučaju, na granici statičke stabilnosti (90°, kriva odata aktivna snaga–ugao rotora generatora) teoretski beskonačno mali poremećaj, koji čine beskonačno mali priraštaj opterećenja ili pobude sinhronne mašine (unutrašnje elektromotorne sile, iza sinhronne reaktanse generatora), dovoljan su uslov da sistem izgubi sinhronizam. U mnogim slučajevima, nestabilnost i eventualni gubitak sinhronizma iniciran nekim “lažnim” poremećajem u sistemu rezultira oscilatornim ponašanjem koje, ako se ne priguši, dovodi do povećanja istih. Stoga je za praksu veoma važno znati da li je sistem u izvjesnim uslovima svog normalnog rada u stanju stabilne ili labilne ravnoteže (nestabilan). Proces povećanja relativnog ugla nestabilnog generatora uslijed statičke nestabilnosti ima oscilatorno-

aperiodički karakter. Pored karakteristika povezanih generatora (reaktansi i regulatora napona) na statičku stabilnost značajan uticaj imaju i karakteristike prenosne mreže.

Ako u proces nije uključena nikakva regulaciona oprema, karakteristika se opisuje kao prirodna stacionarna stabilnost, a u protivnom kao vještačka stacionarna stabilnost. Nestabilnost može biti jedna jedina oscilacija ili pak oscilatorna nestabilnost. Problemi stabilnosti ugla rotora na male poremećaje mogu biti: lokalni ili globalni.

- Lokalni problemi odnose se na manji dio sistema i povezani su sa oscilacijama rotora pojedinačne sinhronne mašine u odnosu na ostatak sistema [0.8 - 2 Hz]. Ovakve oscilacije nazivaju se i **lokalne oscilacije**.
- Globalni problemi su prouzrokovani interakcijom između veliki grupa generatora i ima efekat širenja poremećaja. Odnosi se na oscilacije grupe generatora u jednom dijelu sistema u odnosu na grupu generatora u drugom dijelu sistema povezanih „slabim“ interkonektivnim vezama. Ove oscilacije se nazivaju **međusistemske oscilacije** [0.2 – 0.8 Hz].

Analiza stabilnosti EES-a BiH na male poremećaje urađena je za režim maksimalnog opterećenja EES-a BiH, 24.12.2013. godine u 18-tom satu i analizama su obuhvaćeni svi generatori EES-a BiH, priključeni na čvorišta naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV, koji su tada bili u pogonu. Analiza stabilnosti na male poremećaje urađena je korištenjem softverskog paketa PSS/E, ver. 33.5.2 (Power System Simulator, Siemens PTI) i bazirana je na metodi “prostora stanja”. Ova metoda pogodna je za sisteme upravljanja sa više ulaza i više izlaza, sa puno međuveza ovih ulaza i izlaza i ona omogućava analizu sistema u vremenskom domenu korištenjem mogućnosti pretvaranja diferencijalne jednačine “n-tog” reda u “n” diferencijalnih jednačina “prvog” reda. Linerazacijom diferencijalnih jednačina “prvog” reda u okolini stacionarne radne tačke te uvođenjem matričnog računa u opisivanju dinamike sistema dobiju se jednostavi i pregledni sistemi **jednačina stanja (dinamičke jednačine stanja)**, tipa:

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

$$v = Hx + Fu$$

gdje su: x i $\dot{x}$ vektori varijabli stanja sistema sa n komponentata ili dimenzija $n \times 1$, u vektori ulaza sa m komponentata ili dimenzija $m \times 1$, v vektori izlaza sa k komponentata ili dimenzija $k \times 1$, A matrica stanja sistema dimenzija $n \times n$, B matrica ulaza koja povezuje varijable ulaza i stanja dimenzija $n \times m$, H matrica izlaza koja povezuje varijable stanja i izlaza dimenzija $k \times n$, F matrica prenosa dimenzija $k \times m$.

Rješavanjem jednačina stanja određuju se sopstvene (svojstvene, karakteristične) vrijednosti matrice stanja A , gdje predznak sopstvenih vrijednosti matrice stanja sistema A određuje stabilnost razmatranog sistema.

Uslov stabilnosti sistema pri malim poremećajima se svodi na zahtjev da realni dio sopstvene vrednosti, koja u opštem slučaju može biti i kompleksna, bude negativan.

Analiza stabilnosti na male poremećaje za razmatrani režim EES-s BiH urađena je simulacijom malog poremećaja u iznosu od 0.01 p.u. na referentnom (ulaznom) signalu regulatora pobude (regulatora napona) V_{REF} . Specificirane su varijable stanja svih generator u pogonu, ukupno 147.

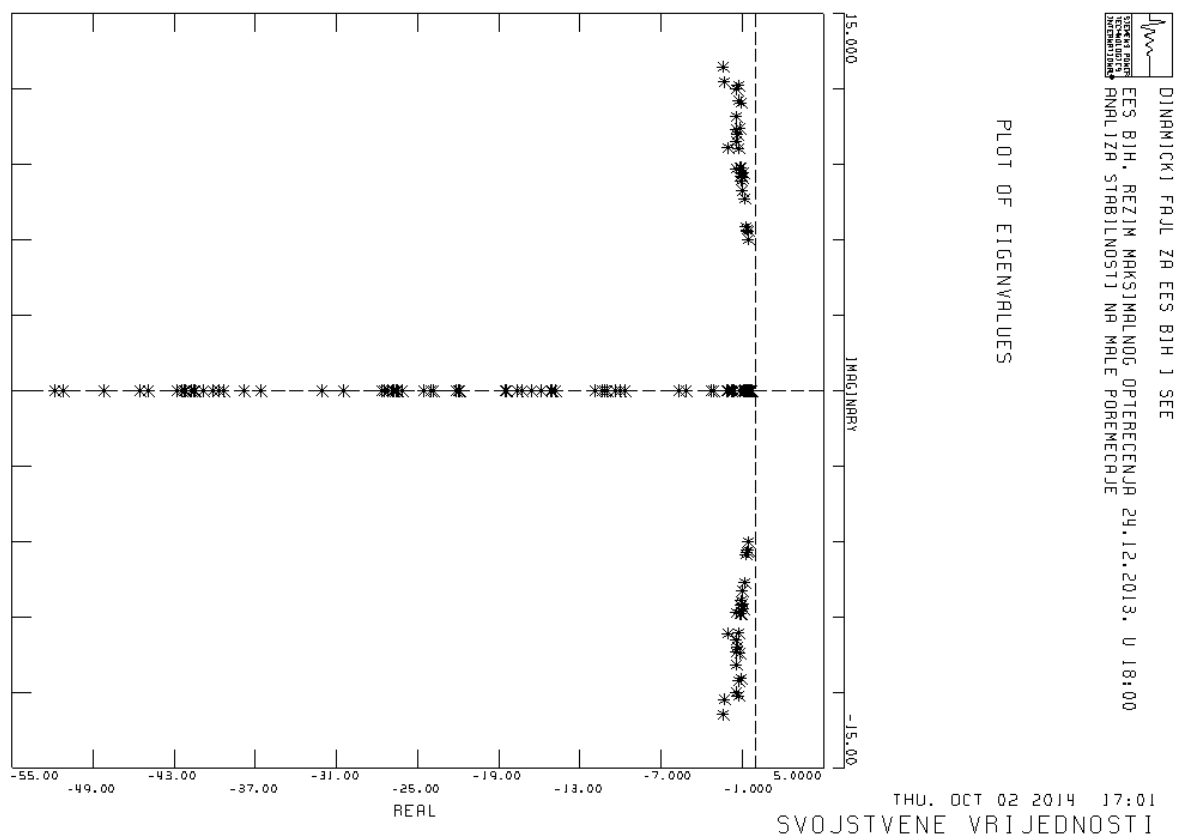
za termo generatore:

STATES	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψ_{kd}
K+3		ψ_{kq}
K+4		$\Delta \text{ speed (pu)}$
K+5		Angle (radians)

za hidro generatore:

STATES	#	Description
K		E'_q
K+1		ψ''_q
K+2		ψ_{kd}
K+3		$\Delta \text{ speed (pu)}$
K+4		Angle (radians)

Rezultati analize stabilnosti na male poremećaje prikazani su na slici 4.29, gdje se vidi da su sve sopstvene vrijednosti matrice stanja sistema smještene u lijevoj polovini kompleksne ravni, tj. svi realni dijelovi sopstvenih vrijednosti matrice stanja sistema su **negativni**, što potvrđuje statičku stabilnost odnosno stabilnost na male poremećaje EES-a BiH u razmatranom režimu maksimalnog opterećenja 24.12.2013. godine u 18:00.



Slika 4.29. Svojstvene vrijednosti svih generatora EES-a BiH u pogonu 24.12.2013. god. u 18:00.

U prilogu 5, ovog materijala, dat je pregled varijabli stanja svih generator u pogonu, 24.12.2013. godine u 18:00, te realne i imaginarne vrijednosti, prigušenja i frekvencija oscilovanja sopstvenih vrijednosti matrice stanja sistema.

5. ZAHTJEVI ZA GENERATORE

NOS BiH upravlja prenosnom mrežom EES BiH i ima odgovornost da obezbjedi sigurnost sistema s visokim nivoom pouzdanosti i kvalitete. Siguran rad sistema je moguć samo bliskom suradnjom između vlasnika proizvodnih objekata i operatora sistema. Konkretno, ponašanje sistema u uslovima poremećenog rada zavisi od odgovora proizvodnih jedinica na odstupanja od nominalne vrijednosti napona i frekvencije. U kontekstu sigurnosti sistema, mrežu i proizvodne jedinice treba razmatrati uzimajući u obzir da je sigurnost oba dijela EES-a (mreže ili proizvodnje) međusobno zavisna. Odgovarajuće dinamičko ponašanje proizvodnih jedinica i njihovi sistemi zaštite i upravljanja su potrebni u normalnim radnim uslovima i u rasponu poremećenih uslova rada kako bi se očuvala ili ponovno uspostavila sigurnost sistema. U tački 5.18. Mrežnog kodeksa, definisani su tehnički zahtjevi za proizvodne jedinice priključene na prenosnu mrežu EES BiH i oni glase:

1. Svaka proizvodna jedinica mora biti sposobna za kontinuiranu isporuku maksimalne raspoložive snage s frekvencijom elektroenergetskog sistema u opsegu 49,5 Hz i 50,5 Hz, a u skladu sa preporukama ENTSO-E.
2. Proizvodna jedinica ne smije imati proizvodnju aktivne energije u normalnim pogonskim uslovima podložnu uticajima promjena napona.
3. Svaka proizvodna jedinica mora biti u mogućnosti da isporuči snagu (MW) prenosnoj mreži u svakoj tački pogonskog dijagrama.
4. Pobudni sistemi i regulatori napona proizvodnih jedinica moraju održavati napon u granicama $\pm 10\%$ nominalnog napona.
5. Regulator broja okretaja proizvodne jedinice mora biti osposobljen za rad unutar tehničkih ograničenja proizvodne jedinice.
6. Regulator broja okretaja u koordinaciji sa drugim kontrolnim uređajima mora obezbijediti stabilnu proizvodnju aktivne snage na cjelom pogonskom dijagramu proizvodne jedinice.
7. Kada je proizvodna jedinica, priključena na prenosnu mrežu u izolovanom pogonu, ali još uvijek snabdjeva potrošače, regulator brzine mora biti u mogućnosti da održava frekvenciju izolovanog sistema između 47,5 i 52 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 u skladu sa sljedećim minimalnim zahtjevima:
 - ✓ Kontrolno područje regulatora brzine mora biti najmanje $\pm 2\%$ od registrovanog kapaciteta proizvodne jedinice i mora biti prilagodljivo po uputama NOS BIH-a.
 - ✓ Regulator brzine mora imati sposobnost prilagođenja kako bi radio sa ukupnim statizmom između 3% i 4%, u slučaju hidro proizvodnih jedinica, i između 4% i 6% za termo proizvodne jedinice.
 - ✓ Regulator brzine neće raditi unutar granica od ± 10 mHz.
8. Pobudni sistem sa automatskim regulatorom napona kontinuiranog djelovanja moraju imati sve proizvodne jedinice, uključujući i stabilizatore energetskog sistema ako su po mišljenju NOS BIH-a neophodni iz sistemskih razloga.

9. Sve nove hidroelektrane priključene na prenosnu mrežu trebaju obezbijediti sposobnost "black starta" (ponovnog pokretanja). Proizvodne jedinice sa odobrenom sposobnošću ponovnog pokretanja će biti na raspolaganju NOS BiH-u.
10. Svaki novi hidroagregat snage veće od 20 MW, priključen na prenosnu mrežu će biti opremljen regulatorima za pružanje usluge automatske sekundarne regulacije frekvencije i snage razmjene.

Zato je veoma važno da su proizvodne jedinice obavezne ispunjavati navedene tehničke uslove, kao preduslov za priključak na mrežu.

U tački 7. ovih tehničkih uslova, navedeni frekventni opseg **47.5 – 52 Hz** održavanja frekvencije u izolovanom radu sistema (isti frekventni opseg naveden je i u tački 5.7.1. Odstupanje frekvencije, Mrežnog kodeksa) u koliziji je sa **Pravilom 5: Havarijske situacije, tačka B-G5 [3], Automatsko isključenje proizvodnih jedinica**, gdje se navodi da bi u opsegu **47.5 – 51.5 Hz** trebalo biti zabranjeno isključenje proizvodnih jedinica sa mreže. Dakle, pri frekvenciji **52 Hz** nije obavezan rad proizvodnih jedinica na mreži i ona može biti isključena.

Pored standarada Operativnog priručnika, u dokumentu **ENTSO-E Mrežni kodeks za zahtjeve za priključak na mrežu koji se primjenjuje za sve generatore** (mart 2013. godine, Finalna verzija)[10], dat je detaljan pregled tehničkih zahtjeva koji se odnose na ponašanje proizvodnih jedinica priključenih na EES i koji se postavljaju za sve proizvodne jedinice, kao uslov za priključak na mrežu.

ENTSO-E je izradio ovaj Mrežni kodeks za potrebe priključka na mrežu, s ciljem postavljanja jasnih i objektivnih zahtjeva za priključak na mrežu proizvodnih jedinica, kako bi se dao doprinos nediskriminatornom, efikasnom tržišnom takmičenju i efikasnom funkcionisanju unutrašnjeg tržišta električne energije, i kako bi se osigurala sigurnost sistema.

U ovom Mrežnom kodeksu razmatraju se svi tipovi generatora priključeni na sve naponske nivoe. Međutim sa aspekta operatora sistema pa i NOS-a BiH relevantni su generatori Tip D, čija je tačka priključka na 110 kV ili višem naponu. Za generatore Tip D, vezano za varijacije/odstupanja frekvencije i napona od nominalne vrijednosti, definisani minimalni vremenski periodi za koji proizvodna jedinica mora biti u stanju ostati u pogonu, bez odvajanja od mreže, dati su sljedećim tabelama:

Tabela 3.5.1. Varijacije frekvencije

Frekventni opseg [Hz]	Vremenski period bez isključenja sa mreže
47.5 – 48.5	Definiše TSO, ne manje od 30 minuta
48.5 – 49.0	Definiše TSO, ne manje od perioda za prethodni opseg
49.0 – 51.0	Neograničeno
51.0– 51.5	30 minuta

Tabela 3.5.2. Varijacije napona

Naponski opseg [Hz]	Vremenski period bez isključenja sa mreže
0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
0.90 pu – 1.118 pu	Neograničeno
1.118 pu – 1.15 pu	Definiše TSO, ne manje od 20 minuta

Napomena: Bazni naponi za pu vrijednosti od 110 kV do 300 kV (isključujući 300 kV)

Tabela 3.5.3. Varijacije napona

Naponski opseg [Hz]	Vremenski period bez isključenja sa mreže
0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
0.90 pu – 1.05 pu	Neograničeno
1.05 pu – 1.10 pu	Definiše TSO, ne manje od 60 minuta

Napomena: Bazni naponi za pu vrijednosti od 300 kV do 400 kV

Dakle, u narednom periodu neophodno je uskladiti pojedine tačke Mrežnog kodeksa za EES BiH sa odgovarajućim u **ENTSO-E RG CE Operativnom priručniku** i **ENTSO-E Mrežnom kodeksu za zahtjeve za priključak na mrežu koji se primjenjuje za sve generatore**. U NOS-a BiH aktivnosti oko usklađivanja/harmonizacije Mrežnog kodeksa za EES BiH sa navedenim ENTSO-E dokumentima su već u toku.

U tački 5.18. Mrežnog kodeksa za EES BiH, razmatraju se tehnički zahtjevi koji se primjenjuju na sinhronu proizvodne jedinice dok se u tački 5.19. ovog dokumenta razmatraju tehnički zahtjevi za priključak vjetroelektrana. Obzirom da u EES-u BiH još nema vjetroelektrana priključenih na prenosnu mrežu, tačka 5.19. navedenog dokumenta ovdje nije ni razmatrana.

6. ZAKLJUČCI

1. Za potrebe izrade Plana odbrane EES-a BiH od velikih poremećaja formirani su simulacioni modeli za karakteristične režime maksimalnog (24.12.2013. god. u 18:00 satu) i minimalnog (02.05.2013. god. u 06:00 satu) opterećenja EES-a BiH. Simulacioni modeli EES-a formirani su na nivou zemalja/regije jugoistočne Evrope. U ovim modelima EES BiH modelovan je na 400, 220 i 110 kV naponskom nivou, na bazi topološke strukture prenosne mreže i dnevnih izvještaja NOS-a BiH za režime karakterističnih opterećenja. Modeli EES-a susjednih zemalja i zemalja jugoistočne Evrope, za razmatrane režime, razmijenjeni su i sadrže topološku strukturu prenosne mreže, bilans proizvodnje/potrošnje koje odgovaraju vrijednostima registrovanim na SCADA sistemima. Modelovani su na 400, 220 i 110 kV naponskom nivou. Modeli EES-a ostalih zemalja jugoistočne Evrope modelovani su na naponskom nivou 400 i 220 kV.
2. Iz rezultata proračuna tokova snaga i naponskih prilika jasno se uočava da su elementi sistema slabo opterećeni za oba razmatrana režima, naročito na 400 i 220 kV naponskom nivou. U režimu maksimalnog opterećenja, najopterećeniji element na 400 kV naponu je transformator 400/110 kV, 300 MVA, u TS Ugljevik opterećen 38% u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje, a najopterećeniji 400 kV dalekovod je Ugljevik - TS Tuzla, opterećen 30.6%. Na 220 kV naponu najopterećeniji element je transformator 220/110 kV, 150 MVA, u TS Gradačac opterećen 64.4% a najopterećeniji 220 kV dalekovod je RP Jablanica – Mostar 3, opterećen 41.2%. Najopterećeniji 110 kV dalekovod je Trebinje – H. Novi, opterećen 70.2% u odnosu na dozvoljeno strujno opterećenje. Vrijednost napona na svim 400, 220 i 110 kV čvorištima EES-a BiH su unutar naponskih granica definisanih Mrežnim kodeksom BiH.
3. U režimu minimalnog opterećenja elementi sistema su još slabije opterećeni. Većina dalekovoda je opterećena ispod prirodne snage prenosa što uzrokuje značajnu produkciju kapacitivnih snaga punjenja. Ovo ima za posljedicu pojavu povišenih napona u čvorištima EES-a BiH i većina 400 i 220 kV čvorišta ima povišene napone iznad 420 kV odnosno 242 kV.
4. Na većini dalekovoda EES-a ugrađene su savremene višefunkcijske zaštite digitalne izvedbe. Od ukupno 517 ugrađenih distantnih zaštita, 467 zaštita (90.33%) su digitalne, 23 (4.45%) su elektromehaničke i 27 (5.22%) su statičke zaštite. Za zaštitu dalekovoda koriste se i podužne diferencijalne zaštite. Ukupno ih ima 16 i sve su digitalne. Telezaštitna funkcija, kojom se ubrzava II stepen (ili Z_{1B}) distantnih zaštita realizirana je na svim DV 400 kV (osim na DV 400 kV Trebinje – Podgorica, ista spremna za aktiviranje), na 54% DV 220 kV i na dijelu DV 110 kV. U EES-u BiH ugrađeno je 14 sabirničkih zaštita kojima se štite sabirnice 400 i 220 kV. U sklopu sabirničkih zaštita integrisane su i zaštite od otkaza prekidača.
5. Obezbeđeno je dobro rezervno djelovanje zaštita, tako da se svaki kvar u slučaju otkaza glavne (osnovne) zaštite eliminiše djelovanjem neke druge potpuno neovisne zaštite. Dodatna/redundantna zaštita (dvije distantne zaštite različitog proizvođača/različitog tipa ili u kombinaciji distantna zaštita sa podužnom diferencijalnom zaštitom) realizirana je na svim DV 400 kV i na dijelu DV 220 kV. Na ostalim DV 220 kV i DV 110 kV rezervno djelovanje realizirano je daljinskim rezervnim zaštitama, preklapanjem proradnih karakteristika zona zaštite distantnih releja ugrađenih u različitim postrojenjima. Na svim transformatorima

400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV, 110/x kV EES-a BiH obezbjeđene su osnovne i rezervne zaštite.

6. U Pravilu 3, Operativnog priručnika navodi se da podešenja sistema zaštita poveznih dalekovoda moraju biti koordinisana između TSO-a, ali na bazi dostavljenih podataka o zaštitnim uređajima i uređajima systemske automatike može se zaključiti da je neophodno prvo proanalizirati i usaglasiti principe podešenja zaštita na nivou cijelog EES-a BiH tj. Elektroprenosa BiH, odnosno Operativnih područja, elektroprivrednih kompanija u BiH i NOS-a BiH.
7. Iz rezultata proračuna sigurnosti po kriteriju N-1, uočava se da za inicijalni ispad bilo kojeg elementa/grane EES-a BiH neće doći do narušavanja sigurnosti rada sistema tj. opterećenja ostalih elemenata sistema, za simulirane ispade, ostaju u granicama dozvoljenih te ne dolazi do smanjenja napona u bilo kojem čvoru EES-a BiH ispod donje naponske granice dozvoljenih/definisanih varijacija napona.
8. Nakon provedenih analiza sigurnosti za inicijalne ispade po kriteriju N-1 i simulirane dodatne ispade elemenata sistema, po kriteriju N-1-1, može se zaključiti da EES BiH na naponskom nivou 400 i 220 kV, za oba razmatrana režima, ima zadovoljavajuću/značajnu rezervu sigurnosti i neće doći do narušavanja iste, za bilo koje ispade elemenata sistema i po kriteriju N-1 i po kriteriju N-1-1.
9. Iz rezultata proračuna sigurnosti po kriteriju N-1-1, uočava se da će za različite inicijalne i dodatne ispade u režimu maksimalnog opterećenja doći do preopterećenja i ispada (kaskadno širenje poremećaja) DV 110 kV: Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I, Trebinje – H. Novi i Trebinje – Komolac.
10. U regiji Banja Luka, inicijalni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II i dodatni ispad 110 kV trokrake veze sa krutom tačkom na potezu HE Bočac – Banja Luka 5 – Banja Luka 1, uzrokuje preopterećenje i ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I, što bi moglo dovesti do kaskadnog širenja poremećaja i lokalnog rasapada sistema. U ovom slučaju dodatni ispada je, zbog krute veze, u stvari ispad po kriteriju N-1-3 jer ispadaju tri 110 kV veze prema TS Banja Luka 1, HE Bočac i TS Banja Luka 5. U ovakvoj situaciji operativno osoblje u DC OP Banja Luka teško da šta može poduzeti, osim da ide na redukciju potrošnje.
11. Što se tiče ostalih dodatnih ispada u ovoj regiji i sukcesivnog ispada DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I, iz provedenih analiza se vidi da bi se preventivnom korektivnom mjerom razdvajanja/isključenja 110 kV veze Banja Luka 1 – Banja Luka 8 (ili Banja Luka 8 – Laktaši ili Laktaši – Gradiška) nakon inicijalnog ispada DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/II spriječilo preopterećenje DV 110 kV Banja Luka 6 – Banja Luka 1/I i kaskadno širenje ispada.
12. Za DV 110 kV Trebinje – H. Novi, nakon razmatranih inicijalnih ispada, u praksi se pokazalo da je efikasna preventivna mjera radikalno napajanje TS H. Novi snagom cca 50 MW ili isključenje DV 110 kV Trebinje – H. Novi, pri čemu bi se TS H. Novi napajao iz EES-a CG. Ovim bi se spriječila eventualno dalja degradacija EES-a CG u slučaju dodatnih ispada po kriteriju N-1-1. Ispad DV 110 kV Trebinje – Komolac neće prouzrokovati dalju degradaciju u EES-u BiH i širenje poremećaja u EES-u Hrvatske.
13. U slučaju velikih deficita snage u široj interkonekciji uzrokovanih većim strukturnim poremećajima kao što su kaskadni ispadi generatora i/ili prenosnih elemenata, nužno je kontrolisati varijaciju frekvencije u cijeloj interkonekciji ili izdvojenim djelovima uravnoteženjem proizvodnje i potrošnje. U oba slučaja mora funkcionisati zajednički i koordinirani plan automatskog podfrekventnog rasterećenja primjenjen od strane svih TSO-a u interkonekciji. U skladu sa ENTSO-E RG CE Operativnim priručnikom, Pravilo 5 i Pravilo

5 – Aneks, individualni plan rasterećenja svakog TSO-a zasnovan je na ENTSO-E RG CE Opštem planu rasterećenja.

14. Problematika rasterećenja i automatskog podfrekventnog rasterećenja u EES BiH detaljno je analizirana u urađenom materijalu, poglavlje 3.6 i poglavlje 4.1.2. Ukupno rasterećenje konzuma u EES-u BiH iznosi 624.31 MW, odnosno 32.495%, što je manje u odnosu na predviđeno kumulativno rasterećenje sistema koje u skladu sa Mrežnim kodeksom EES-a BiH iznosi 55%. Ukoliko se ovo posmatra po elektroprivrednim kompanijama i JP Komunalno Brčko, situacija je sljedeća :

- JP EP BiH, ukupna snaga rasterećenja konzuma iznosi 341.96 MW, odnosno 50.7%.
- MH ERS, ukupna snaga rasterećenja konzuma iznosi 192.09 MW, odnosno 29.5%.
- EP HZ HB, ukupna snaga rasterećenja konzuma iznosi 53.93 MW, odnosno 19.2%.
- JP Komunalno Brčko, ukupna snaga rasterećenja konzuma iznosi 37.12 MW, odnosno 60.8%.

Međutim, prema zadnjem izdanju ENTSO-E Operativnog priručnika (ENTSO-E RG OP – Pravilo 5 - Aneks) navodi se da bi ukupno rasterećenje sistema trebalo da iznosi 50% (u sumi) nominalnog opterećenja sistema i treba da se ostvaruje dejstvom podfrekventnih releja u rasponu od 49.0 do 48.0 Hz. Pored toga navodi se da stepeni frekvencije treba da budu manji ili jednaki od 200 mHz te da se u svakom stepenu podfrekventnog rasterećenja ne isključuje više od 10% opterećenja.

15. Iz prezentiranog jasno se uočava, da su postojeće snage rasterećenje konzuma u EES BiH manje od zahtjevanih/obaveznih snaga rasterećenja navedenih u dokumentu ENTSO-E RG OP – Pravilo 5 - Aneks. Da bi se ispunili obavezni iznosi snaga automatskog podfrekventnog rasterećenja, neophodno je obezbijediti dodatno isključenje konzuma na nivou cijelog EES BiH, odnosno planirati ugradnju dodatnih releja podfrekventne zaštite, te uskladiti tehničke detalje oko podešenja (stepen frekvencije, snaga isključenja) podfrekventnih zaštita.
16. Iz urađenih proračuna i analiza sigurnosti po kriteriju N-1 i N-1-1 te dodatnih proračuna i provjera naponske stabilnosti primjenom P-V analiza može se zaključiti da je EES BiH naponski stabilan, jer ni u jednom od razmatranih slučajeva vrijednost napona čvorišta EES-a BiH nije ispod 0.9 odnosno 0.95 pu.
17. Analize tranzijentne ugaone stabilnosti urađene su za režim maksimalnog opterećenja EES-a BiH, i analizama su obuhvaćeni svi generatori EES-a BiH priključeni na čvorišta naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV, koji su tada bili u pogonu, osim onih generatora/elektrana koji su radijalno spojeni na mrežu (generatori u HE Grabovica, HE Trebinje, HE Dubrovnik, G2). Simulirani su kvarovi u neposrednoj blizini čvorišta, na kojima su priključeni generatori, koji se otklanjaju u vremenu: do 100 ms, na dalekovodima 400 kV i do 140 ms na dalekovodima 220 i 110 kV, sa trajnim isključenjem voda u kvaru.
18. Iz prezentiranih rezultata analize tranzijentne stabilnosti u EES-u BiH, može se zaključiti da sistem ostaje stabilan i svi generatori ostaju u sinhronizmu nakon izloženih poremećaja (tropolni kratki spoj u neposrednoj blizini generatora i isključenje elementa prenosne mreže pogođenog kvarom). Prelazni procesi se primiruju, za sve analizirane slučajeve, u periodu od 2,5 do 3,5 sekunde nakon nastanka kvara, što ukazuje na vrlo dobro prigušenje prelaznih pojava.

19. Proračuni CCT urađeni su za režim maksimalnog opterećenja EES-a BiH i proračunima su obuhvaćeni svi generatori EES-a BiH, priključeni na čvorišta naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV, koji su tada bili u pogonu. Simulirani su kvarovi na početku i na kraju svake grane čvorišta na koja su priključeni ovi generatori.
20. U svim analiziranim slučajevima vrijednosti CCT su iznad 200 ms, tako da je rezerva tranzijentne stabilnosti zadovoljavajuća u svim slučajevima kvara na početku grane, tj. u neposrednoj blizini čvorišta na koji su priključeni generatori ili u zoni djelovanja prvog stepena distantne zaštite.
21. U cilju procjene rezerve stabilnosti van dosega prve zone djelovanja DZ urađeni su i proračuni CCT za kvarove u drugoj zoni djelovanja DZ tj. za kvarove na kraju grane, koje povezuju čvorišta na kojima su priključeni generatori, u neposrednoj blizini udaljenog čvorišta. Iz rezultata proračuna CCT uočava se da je na dijelu razmatranih dalekovoda vrijednost CCT manja od podešenog vremena djelovanja drugog stepena DZ, 300ms, i tom slučaju nije obezbijeđena zadovoljavajuća rezerva stabilnosti. Dat je pregled elemenata EES-a BiH za koji nije obezbijeđena zadovoljavajuća rezerva stabilnosti za slučaj kvara u drugoj zoni djelovanja DZ. Realizacijom telezaštitnih funkcija na dijelu dalekovoda obezbijeđena je zadovoljavajuća rezerva stabilnosti.
22. Međutim na DV 220 kV HE Rama – RP Jablanica I/II i na DV 110 kV: HE Jablanica – TS Jablanica, HE Mostar – Mostar 1, HE P. Mlini – Grude vrijeme djelovanja II stepena zaštita je veće od kritičnog vrijeme isključenja kvara, što će prouzrokovati nestabilan rad i ispad iz pogona generatora u HE Grabovica, HE Jablanica, HE Mostar i HE P. Mlini.
23. Eliminisanje kvarova na čitavoj dužini razmatranih DV mora biti prije kritičnog vremena isključenja kvara sa aspekta stabilnog rada generatora u HE Grabovica, HE Jablanica, HE Mostar, HE P. Mlini. **Obezbjeđenje tipa, djelovanja i načina rada zaštitnih uređaja na ovim dalekovodima mora biti usklađeno sa proračunima kritičnog vremena isključenja.**
24. Sopstvene vrijednosti matrice stanja sistema smještene su u lijevoj polovini kompleksne ravni, tj. svi realni djelovi sopstvenih vrijednosti matrice stanja sistema su negativni, što potvrđuje statičku stabilnost odnosno stabilnost na male poremećaje EES-a BiH u razmatranom režimu maksimalnog opterećenja.
25. U kontekstu sigurnosti sistema, mrežu i proizvodne jedinice treba razmatrati uzimajući u obzir da je sigurnost oba dijela EES-a (mreže ili proizvodnje) međusobno zavisna. U Mrežnom kodeksu, definisani su tehnički zahtjevi za proizvodne jedinice priključene na prenosnu mrežu EES BiH i sa aspekta sigurnosti i stabilnosti rada veoma je važno da su proizvodne jedinice obavezne ispunjavati navedene tehničke uslove, kao preduslov za priključak na mrežu.
26. Pored standarada Operativnog priručnika, u dokumentu ENTSO-E Mrežni kodeks za zahtjeve za priključak na mrežu koji se primjenjuje za sve generatore (mart 2013. godine, Finalna verzija), dat je detaljan pregled tehničkih zahtjeva koji se odnose na ponašanje proizvodnih jedinica priključenih na EES i koji se postavljaju za sve proizvodne jedinice, kao uslov za priključak na mrežu.
27. Dio tehničkih zahtjeva iz Mrežnog kodeksa EES-a BiH u koliziji je sa ENTSO-E Mrežnim kodeksom za zahtjeve za priključak na mrežu koji se primjenjuje za sve generatore. U narednom periodu neophodno je uskladiti pojedine tačke Mrežnog kodeksa za EES BiH sa odgovarajućim u ENTSO-E RG CE Operativnom priručniku i ENTSO-E Mrežnom kodeksu

za zahtjeve za priključak na mrežu koji se primjenjuje za sve generatore. U NOS BiH aktivnosti na usklađivanju Mrežnog kodeksa za EES BiH sa navedenim ENTSO-E dokumentima su već u toku.

7. LITERATURA

1. ENSO-E, Operation Handbook, P3- Policy 3: Operational Security.
2. ENSO-E, Operation Handbook, P3- Policy 3 - Appendix Policy 3: Operational Security.
3. ENTSO-E, Operation Handbook, P5- Policy 5: Emergency Operatins
4. ENTSO-E, Operation Handbook, P5- Appendix Policy 5: Emergency Operations.
5. RG CE ENTSO-E DEFENCE PLAN – FINAL, 2011
6. Mrežni kodeks EES BiH, maj 2011.
7. Pokretanje elektrana bez prisustva vanjskog napona (Black start), Studija NOS BiH, decembar 2009.
8. Plan obnove rada EES-a BiH – Upustvo za operativno osoblje – novembar 2010.
9. Pravila o radu prenosnog sistema Republike Srbije – Elektromreža Srbije, april 2008.
10. ENTSO-E, Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, March 2013.
11. ENTSO-E, Best Protection Practise for HV and EHV Transmission System of ENTSO-E CE Area Electrical Grids, april 2012.
12. Jozsef Zerenyi, MAVIR: Autoreclosing, Protection Workshop Dortmund, Februar 2012.
13. F. Božuta, M. Golubović, M. Stoisavljević, dr J. Nahman, dr A. Ogorelec, S. Panić, dr Z. Pašić, dr P. Vujović, Ž. Zlatar: Aspekti zaštite elektroenergetskog sistema, Sarajevo 1988.
14. F. Božuta: Automatski zaštitni uređaji elektroenergetskih postrojenja
15. J. L. Blackburn, T.J. Domin: Protective Relaying – Princeples and Applications, 2006.
16. W. A. Elmore: Protective Relaying Theory and Applications
17. G. Ziegler: Numerical Distance Protection – Principles and Applications, 2006.

8. PRILOZI

Svi dole navedeni prilozi nalaze se u posebnom dokumentu, koji je sastavni dio ovog dokumenta.

1. PRILOG 1 - Regionalni pristup – određivanje oblasti opservabilnosti (od uticaja na sigurnost rada) EES BiH
2. PRILOG 2 - Smanjenje opterećenja ručnim isključenjem potrošnje iniciranim od strane NOSBIH
3. PRILOG 3 - Automatsko podfrekventno rasterećenje
 - a. PRILOG 3.1 - Pregled podfrekventnih zaštita SN odvoda
 - b. PRILOG 3.2 - Pregled podfrekventnog rasterećenja
4. PRILOG 4 - Odstupanje napona u čvoristima EES BiH
5. PRILOG 5 - Pregled varijabli stanja