

# Višestepena brza regulacija frekvencije u sistemima male inercije

Jelena Stojković, Predrag Stefanov

Katedra za elektroenergetske sisteme  
Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu  
Beograd, Srbija  
[jstojkovic@etf.rs](mailto:jstojkovic@etf.rs), [stefanov@etf.rs](mailto:stefanov@etf.rs)

*Sažetak*—Sistemi male inercije su više osetljivi na poremećaje i standardni načini regulacije frekvencije nisu dovoljno efikasni da spreče pad frekvencije ispod dozvoljenih granica. Ovaj rad predlaže upravljačku strategiju za višestepenu brzu regulaciju frekvencije koja se aktivira u vremenskom intervalu od 1s nakon detekcije poremećaja. Različiti stepeni brze regulacije frekvencije se aktiviraju pri različitim vrednostima brzina promena frekvencije (RoCoFa) i na taj način je omogućeno da količina aktivirane rezerve bude srazmerna poremećaju. Ovako definisana upravljačka strategija ne zahteva postojanje telekomunikacione infrastrukture i predstavlja jednostavno i ekonomično rešenje. Predložena upravljačka strategije je verifikovana na interkonekciji od 3 sistema u MATLAB/Simulinku i rezultati simulacija potvrđuju da je više rezervi aktivirano u oblastima bliže poremećaju.

*Ključne reči*—brza regulacija frekvencije; sistemi male inercije; dinamičke simulacije;

## I. UVOD

Trend dekarbonizacije elektroenergetskih sistema (EESa) je nametnuo porast udela obnovljivih izvora energije (OIE) u proizvodnji električne energije i gašenje elektrana na fosilna goriva. OIE koji su na mrežu povezani preko uređaja energetske elektronike su električno raspregnuti od sistema i ne doprinose inercije EESa. S druge strane, gašenje elektrana na fosilna goriva koje su direktno priključene na mrežu doprinosi smanjenju rotacione inercije EESa. Sistemi male inercije su manje otporni na poremećaje u pogledu frekvencijske stabilnosti i beleže brže i veće promene frekvencije nakon ispada proizvodne jedinice. Ovi problemi su naročito izraženi u izolovanim ili slabo povezanim sistemima i biće još više zastupljeni sa povećanjem udela OIE [1].

Tradicionalna primarna regulacija frekvencije (PRF) od strane sinhronih generatora nije više dovoljno brza i efikasna da spreči pad frekvencije ispod dozvoljene granice [2]. Kritične vrednosti frekvencije dovode do neželjenog isključivanja potrošača i potencijalno raspada celog sistema. Iz tog razloga je potrebno razmotriti nove načine regulacije frekvencije i aktivnih snaga koji će usporiti pad frekvencije i biti prilagođene EESu sa velikom učešćem uređaja energetske elektronike. Potencijalno rešenje je viđeno u brznoj regulaciji frekvencije (BRF) koje će se aktivirati neposredno nakon

poremećaja i usporiti pad frekvencije [3]. Brza regulacija frekvencije se definiše kao promena izlazne snage resursa koja je sporija od internog odziva, ali brže od primarne regulacije sinhronih generatora [4].

Potreba za brzom regulacijom frekvencije je prepoznata od strane operatora prenosnih sistema Velike Britanije [5], Irske [6] i Australije [7] i bila je predmet istraživanja mnogih istraživača. Većina radova se odnose na ispitivanje potencijala različitih resursa da pruže usluge brze regulacije frekvencije [8–10]. Istraživanje koje je najbliže tematici ovog rada i istražuje arhitekturu i dizajn usluge brze regulacije frekvencije je opisano u [11]. U njemu autori predlažu dizajn upravljanja koji se oslanja na infrastrukturu WAMC sistema što predstavlja složeno i skupo rešenje. Optimizacija za aktiviranje brze regulacije frekvencije vrši se u realnom vremenu i oslanja se na informacije o stanju sistema i na telekomunikacionu infrastrukturu.

Suprotno [11], u ovom radu autori predlažu jednostavni dizajn brze regulacije frekvencije koja koristi isključivo lokalno merene vrednosti RoCoFa (Rate of Change of frequency). Na taj način je izbegnuta potreba za skupom i tehnički zahtevnom telekomunikacionom mrežom i izbegnuta su kašnjenja usled prenosa upravljačkih signala što doprinosi bržem reagovanju rezerve. Regulaciona rezerva je podeljena u stepene pri čemu se oni aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa koji se meri od strane PMUova lociranih u blizini resursa. Kako je RoCoF definisan kao prvi izvod frekvencije, on omogućava bržu detekciju poremećaja i pravovremeno aktiviranje brzog frekvencijskog odziva. Postojanje stepeni omogućava da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju, dok upravljačka strategija bazirana na RoCoFa omogućuje da više rezerve bude isporučeno u oblastima koje su bliže poremećaju i koje su više ugrožene u pogledu frekvencijske stabilnosti.

Rad je organizovan na sledeći način. U 2. poglavlju je predstavljen matematički model koji pruža teorijsku podlogu za upravljačku strategiju koja je detaljno definisana u 3. poglavlju. Opis simulacija i rezultati su dati u 4. poglavlju, dok su glavni zaključci rada izloženi u 5. poglavlju.

## II. FORMULACIJA PROBLEMA NA SISTEMU OD DVE OBLASTI

Ovo poglavlje ima za cilj da pruži teorijsku osnovu koja potvrđuje da predložena upravljačka strategija za brzu višestepenu regulaciju frekvencije može prepoznati mesto poremećaja i obezbediti više rezerve u oblastima koje su bliže poremećaju. Radi jednostavnosti prikazan je dinamički model sistema sa dve oblasti, koji se može generalizovati za sistem sa  $n$ -oblasti. Frekvencijski odziv  $f_1$  i  $f_2$  u sistemima 1 i 2 nakon poremećaja  $\Delta P$  u sistemu 1 se može opisati sistemom diferencijalnih jednačina [12]:

$$\frac{d\Delta f_1}{dt} = \frac{1}{2H_1} (-e_1 \Delta f_1 - \Delta P - \Delta p_{12}) \quad (1)$$

$$\frac{d\Delta f_2}{dt} = \frac{1}{2H_2} (-e_2 \Delta f_2 + \alpha_{12} \Delta p_{12}) \quad (2)$$

$$\frac{d\Delta p_{12}}{dt} = m_s (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (3)$$

gde je  $\Delta p_{12}$  snaga koja teče po spojnom vodu od oblasti 1 ka oblasti 2,  $\alpha_{12}$  odnos snaga oblasti 1 i 2, a  $H_1$  i  $H_2$  konstante inercije sistema 1 i 2 koje obuhvataju vremensku konstantu obrtnih masa sinhronih agregata direktno priključenih na mrežu kao i potrošača.  $e_1$  i  $e_2$  predstavljaju koeficijente koji obuhvataju osetljivost ukupne promene izlazne snage agregata na promenu frekvencije i koeficijent globalne samoregulacije potrošača u sistemima 1 i 2, a  $m_s$  je koeficijent sinhronizacione snage koji se definiše preko relacije:

$$m_s = \left. \frac{dP_{12}}{d\theta_{12}} \right|_{\theta_{12n}} = \frac{U'_1 U'_2}{X'_{12}} \cos \theta_{12} \quad (4)$$

U gornjem izrazu  $U'_1$  i  $U'_2$  predstavljaju napone sabirnice na krajevima spojnog voda,  $X_{12}$  je reaktansa voda, a  $\theta_{12}$  je razlika u faznom uglovima između oblasti 1 i oblasti 2. Ovaj koeficijent je obrnuto srazmeran dužini spojnog voda i što je veća dužina (slabija konekcija) to je on manji.

Uz pretpostavku da su frekvencije u oblastima 1 i 2 pre poremećaja bile jednake nominalnoj vrednosti, sistemu diferencijalnih jednačina (1)–(3) mogu se dodati početni uslovi:

$$\begin{aligned} \Delta f_1(0) &= 0 \\ \Delta p_{12}(0) &= 0 \\ \Delta f_2(0) &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

Ovaj pojednostavljeni model ne uključuje dinamiku promene izlazne snage generatora usled delovanja turbinskim regulatora, odnosno primarne regulacije frekvencije, jer je vremenski interval od interesa za brzu regulaciju nekoliko

sekundi nakon poremećaja znatno manji od vremenskih konstanti primarne regulacije. Očekuje se da će se BRF aktivirati za kraće vreme od 1s nakon poremećaja.

Da bi se jasnije uvideo uticaj parametara  $m_s$ , odnosno uticaj dužine spojnog voda, na frekvencijski odziv sistema pri analizama su usvojene sledeće vrednosti koeficijenata u relacijama (1) – (3):

- $\alpha_{12}=1$  - sistemi 1 i 2 su približno istih snaga ,
- Koeficijenti  $e_1$  i  $e_2$  su jednaki i imaju vrednost 2,
- Sistemi 1 i 2 imaju istu inerciju i usvojeno je da je  $H_1 = H_2 = 5s$ .

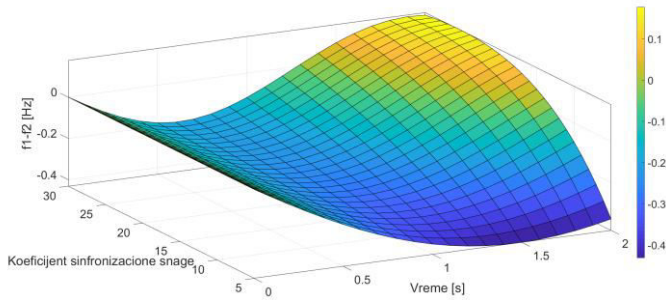
Posmatran je poremećaj u sistemu 1 i usvojeno je da je poremećaj jednak ispadu koji odgovara 10% snage u sistemu. Za ovakvo usvojene koeficijente modela. frekvencijski odziv je predstavljen u funkciji parametra  $m_s$ , i ima sledeći analitički oblik:

$$\Delta f_1 = \frac{1}{40} (e^{-\frac{t}{5}} - 1) - \frac{e^{-t}}{20\sqrt{20m_s-1}} \sin(\sqrt{20 \cdot m_s - 1} \cdot t) \quad (6)$$

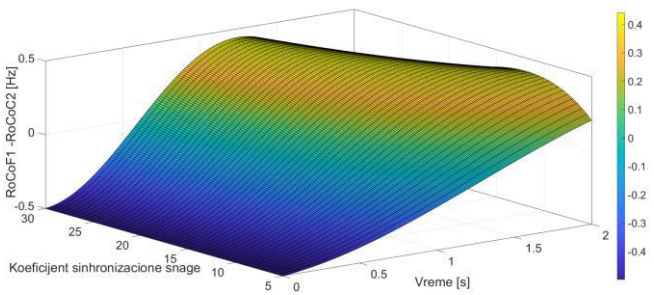
$$\Delta f_2 = \frac{1}{40} (e^{-\frac{t}{5}} - 1) + \frac{e^{-t}}{20\sqrt{20m_s-1}} \sin(\sqrt{20 \cdot m_s - 1} \cdot t) \quad (7)$$

Prvi deo frekvencijskih odziva je isti za oblast 1 i 2 i ne zavisi od dužine voda, tj. udaljenosti od mesta poremećaja. Drugi deo predstavlja međuzonske oscilacije i diktira razlike u frekvencijskim odzivima ove dve povezane oblasti. Sinusoidni deo odziva, povezan sa oscilacijama učestanosti između oblasti, omogućava lokalnu kontrolu frekvencije i njihovo filtriranje ovde nije poželjno. Što je veća udaljenost između oblasti, veća je razlika u frekvenciji. Na Sl. 1 je prikazana razlika frekvencija u sistemima 1 i 2 u zavisnosti od jačine veze na vremenskom intervalu od 2s neposredno nakon poremećaja u sistemu 1. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da je, pri manjim vrednostima koeficijenta sinhronizacione snage, tj. slabijoj vezi, razlika frekvencija u sistemima veća. U trenutku poremećaja frekvencije u sistemima 1 i 2 su identične, a nakon poremećaja je odstupanje frekvencije u sistemu 1 gde se desio poremećaj veće od odstupanja frekvencije u sistemu 2. Razlika frekvencija u ova dva sistema raste do nekog trenutka, nakon čega se smanjuje da bi se u jednom trenutku frekvencije u sistemima 1 i 2 izjednačile, odnosno njihova razlika postaje jednaka nuli (nije prikazano na ovom grafiku). Odstupanje frekvencija je izraženije u sistemima koji su povezani preko dugog voda i potrebno je više vremena da se frekvencije u oba sistema izjednače. Na Sl. 2 je prikazana razlika RoCoFa u sistemu 1 i sistemu 2 u zavisnosti od jačine veze. Neposredno nakon poremećaja razlika RoCoFa je najveća i nezavisna je od jačine

mreže. U tom trenutku RoCoF u sistemu 1 jedino zavisi od veličine poremećaja i inercije sistema 1, dok je u sistemu 2 jednaka nuli. Vremenom se RoCoF u sistemu 1 smanjuje, a u sistemu 2 povećava tako da se smanjuje njihova razlika. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da se u sistemima koji su slabije povezani, tj. više udaljeni, razlika RoCoFa se smanjuje sporije nego u jakim mrežama. Dobijeni rezultati ukazuju na to da su neposredno nakon poremećaja, frekvencije, odnosno RoCoF, više razlikuju u sistemima koji su slabije povezani i da je potrebno više vremena da frekvencija postane uniformna u celoj interkonekciji. Ovakvi rezultati idu u prilog brzjoj regulaciji frekvencije koja se aktivira na osnovu vrednosti RoCoFa jer će pre reagovati resursi koji su bliži poremećaju.



Slika 1. Razlika frekvencija u sistemima 1 i 2 u zavisnosti od jačine veze



Slika 2. Razlika brzina promena frekvencije u sistemima 1 i 2 u zavisnosti od jačine veze

### III. METODOLOGIJA VIŠESTEPENE BRZE REGULACIJE FREKVENCIJE

Predložena upravljačka strategija definiše da resursi koji pružaju uslugu brze regulacije frekvencije koriste samo vrednost RoCoFa dobijenu od PMU uređaja koji se nalazi u neposrednoj blizini resursa. Resursi koji se nalaze u različitim čvorovima mreže ne razmenjuju informacije međusobno i rade potpuno nezavisno. Ovim konceptom lako je integrisati nove pružaoce usluga brze regulacije frekvencije u različite čvorove.

Rezerva za brzu regulaciju frekvencije u jednom čvoru je podeljena na  $N_{st}$  stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa, pri čemu je  $i$ -ti stepen u potpunosti na raspolaganju nakon vremena  $t_{up_i}$ .  $t_d$  je vreme potrebno za pouzdana merenja RoCoFa i uključuje kašnjenje u reagovanju brze regulacije frekvencije. Pretpostavljeno je da se brza

regulacija frekvencije linerano povećava dok ne dostigne konstantu vrednost:

$$FFR(t) = \sum_{i=1}^{N_{st}} FFR_i(t) \quad (8)$$

$$FFR_i(t) = \begin{cases} 0 & RoCoF(0_+) < RoCoF_i \\ FFR_i^a(t) & RoCoF(0_+) \geq RoCoF_i \end{cases} \quad (9)$$

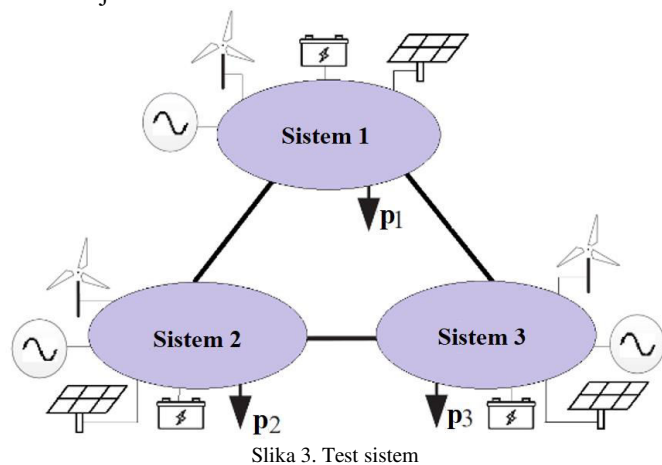
$$FFR_i^a(t) = \begin{cases} 0 & t < t_d \\ \frac{FFR_i}{t_{up_i}} \cdot (t - t_d) & t_d \leq t \leq t_{up_i} + t_d \\ FFR_i & t > t_{un_i} + t_d \end{cases} \quad (10)$$

Stepeni brze regulacije frekvencije se razlikuju prema pragu reagovanja i brzini reagovanja. Prvi stepen brze regulacije frekvencije se aktivira pri najmanjim vrednostima RoCoFa i potrebno je najviše vremena da dostigne puni kapacitet, tj. najsporiji je u pogledu aktivacije. Svaki sledeći stepen biće aktiviran pri većim vrednostima RoCoFa i brži je nego prethodni. Na ovaj način, višestepeno rešenje obezbeđuje da će se u slučaju manjih poremećaja i manjih vrednosti RoCoFa aktivirati sporije (jeftinije) rezerve brze regulacije, jer je stabilnost frekvencije manje ugrožena. U normalnim radnim uslovima, zadatak operatora prenosnog sistema je da minimizira operativne troškove, dok je u kritičnim, kao što je ispad generatora, održavanje stabilnosti sistema je od najvećeg prioriteta. Postojanje više stepeni u brzjoj regulaciji frekvencije omogućava operatoru da čak i u slučaju poremećaja smanje troškove za korektivne akcije, tako što prvo koriste jeftiniju rezervu koja je prilagođena veličini poremećaja. S druge strane, najskuplja (najbrža) rezerva biće aktivirana u slučaju većih poremećaja kada je to potrebno. U simulacijama je različita cena rezerve implementirana u okviru različitih brzina aktivacije, pod pretpostavkom da sporija rezerva ima manju cenu. Ovako definisana upravljačka strategija omogućava da se u oblastima koje su više pogođene poremećajem aktivira više rezerve jer će te oblasti biti izložene većim vrednostima RoCoFa.

### IV. SIMULACIJE I REZULTATI

Predložena upravljačka strategija za brzu stepenu regulaciju frekvencije je validirana pomoću dinamičkih simulacija elektroenergetskog sistema koji se sastoji od 3 oblasti (Sl. 3). Podaci o test sistemu su dati u Tabeli I. Sistem i frekvijski odziv u različitim scenarijima simulirani su pomoću softverskog alata MATLAB/Simulink. Treba napomenuti da sekundarna regulacija kojom se frekvencija vraća na nominalnu vrednost nije od posebnog značaja u ovim analizama i nije implementirana u simulacijama. Ova usluga se obično aktivira u roku od 2-15 minuta nakon poremećaja, dok se brza regulacija frekvencije aktivira neposredno nakon

poremećaja i osigurava da frekvencija ne padne ispod kritične vrednosti nakon ozbiljnih poremećaja. Iz tog razloga je samo uključena primarna regulacija frekvencije primenom odgovarajućeg statizma u modelu generatora. Svaka oblast se sastoji od sinhronih generatora, OIE koji su povezani preko uređaja energetske elektronike, potrošnje i resursa koji učestvuju u brznoj regulaciji frekvencije. Usvojeno je da sve oblasti imaju istu snagu i dostupnu regulacionu rezervu. Razvijeni su različiti test slučajevi kako bi se istražilo da li predložena upravljačka strategija uzima u obzir regionalni uticaj poremećaja. Treba napomenuti da broj stepeni brze regulacije frekvencije i vrednosti praga RoCoFa nisu od značajne važnosti u ovim analizama. U praktičnim okolnostima, broj stepeni i vrednosti praga RoCoFa treba odrediti na osnovu stanja sistema pre poremećaja. U simulaciji je usvojeno da se prvi stepen brze regulacije frekvencije aktivira pri vrednosti RoCoFa od 0,1 Hz/s i potrebno je vreme od 1 s da dostigne puni kapacitet dodeljene rezerve stepena. Druga stepen je brži; aktivira se kada vrednost RoCoFa dostigne 0,2 Hz/s i potpuno je dostupan za 0,75 s. Treći stepen brze regulacije frekvencije je najbrži; aktivira se pri vrednosti RoCoFa od 0,3 Hz/s i u potpunosti je dostupan za 0,5 s. Treba napomenuti da su pragovi reagovanja usvajani proizvoljno i da se autori tokom ovog istraživanja nisu fokusirali na praktične kriterijume za definisanje pragova reagovanja i broja stepeni brze regulacije frekvencije. Detaljna analiza elektroenergetskog sistema mogla bi da pruži metodologiju za kvantifikovanje broja stepeni i pragova reagovanja što će biti obrađeno u daljim istraživanjima.



Slika 3. Test sistem

Da bi se ispitalo da li predloženom upravljačkom strategijom za brzu stepenu regulaciju frekvencije brže reaguju resursu koji su bliži lokaciji poremećaja, razmatrane su tri konfiguracije:

- Konfiguracija I: Jaka interkonekcija – Sistemi su povezani kratkim vodovima.
- Konfiguracija II: Slaba interkonekcija – Sistemi su povezani dugim vodovima.
- Konfiguracija III: Sistemi su povezani vodovima različitih dužina.

TABELA I. PARAMETRI TEST SISTEMA

	<i>Sistem 1</i>	<i>Sistem 2</i>	<i>Sistem 3</i>
Snaga sistema (GW)	4	4	4
Rezerva za brzu regulaciju (MW)	120	120	120
Inercija H (s)	3	5	7

Parametri od interesa su predstavljeni u Tabeli II. Za sve tri konfiguracije simuliran je identičan poremećaj u sistemu 2 koji predstavlja oblast srednje inercije. Konfiguracije se razlikuju samo po dužinama spojnih vodova kako bi se istražilo reagovanje brze stepene regulacije frekvencije u zavisnosti od udaljenosti od poremećaja.

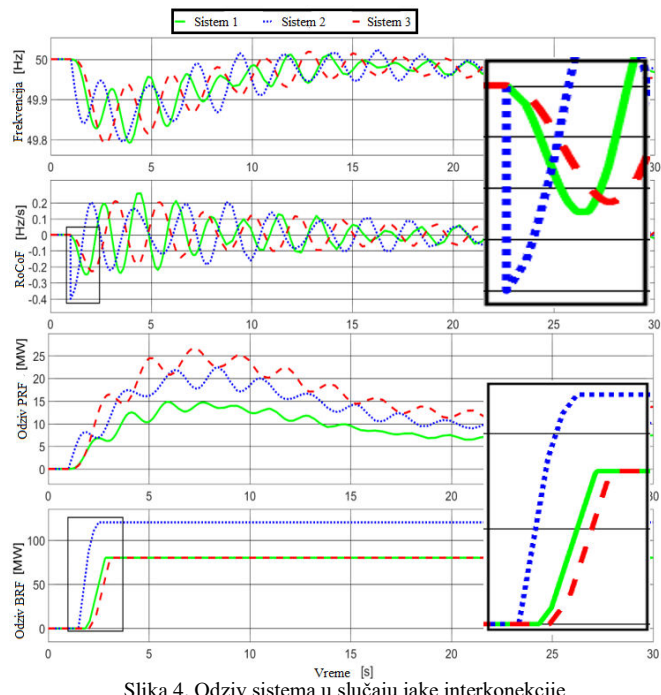
TABELA II. PARAMETRI ZA RAZLIČITE KONFIGURACIJE SISTEMA

	<i>Konfiguracija I</i>	<i>Konfiguracija II</i>	<i>Konfiguracija III</i>
Dužina voda 1 – 2 (r.j.)	1	5	5
Dužina voda 1 – 3 (r.j.)	1	5	3
Dužina voda 2 – 3 (r.j.)	1	5	1
Poremećaj $\Delta P$ (r.j.)	0.08	0.08	0.08
Mesto poremećaja	Sistem 2	Sistem 2	Sistem 2

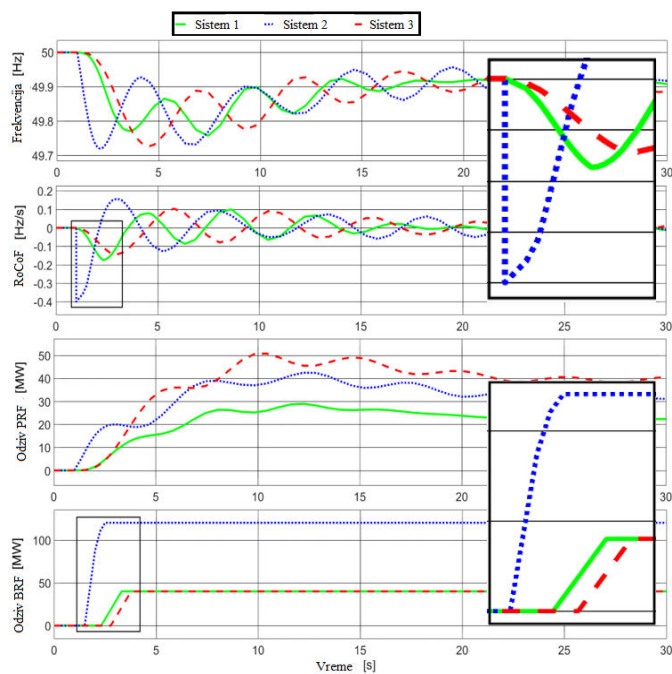
Na Sl. 4 prikazan je frekvencijski odziv 3 sistema u jakoj interkonekciji, tj. u slučaju kad su spojni vodovi kratki. RoCoF je najveći u sistemu 2 u kome je došlo do poremećaja i iznosi 0,400 Hz/s. Sistem 1 i sistem 3 su dok su osutili poremećaj kasnije i najveće vrednosti RoCoFa su se dogodile pola sekunde kasnije i iznose 0,246 Hz/s, odnosno 0,227 Hz/s. Najveći pad frekvencije je u sistemu 2 gde je frekvencija dostigla 49,79 Hz, dok je u ostalim sistemima frekvencija dostigla minimum koji ne odstupa mnogo od minimuma u sistemu 2. Što se tiče količine aktivirane brze rezerve, u sistemu 2 gde se dogodio poremećaj, aktivirana su tri stepena brze regulacije frekvencije, dok su u susjednim oblastima aktivirane samo dve.

Odziv konfiguracije II test sistema u slučaju identičnog poremećaja prikazan je na Sl. 5. RoCoF je bio najveći u području poremećaja i bio je jednak 0,400 Hz / s, dok su u sistemima 1 i 3 poremećaj osutili kasnije. Najveće vrednosti RoCoFa izmerene su oko jedne sekunde posle i bile su jednake 0,174 Hz/s, odnosno 0,143 Hz/s redom u sistemu 1 i 3. Najveći pad frekvencije je u sistemu 2 i iznosi 49,72 Hz. Što se tiče količine aktivirane rezerve, u sistemu 2 gde se dogodio poremećaj, aktivirana su tri stepena brze regulacije frekvencije, dok je u susjednim oblastima samo jedan. Upoređujući odzive konfiguracije I i konfiguracije II može se zaključiti da je u slučaju jače interkonekcije frekvencijski odziv sistema bio sličniji, iako su veličina i mesto poremećaja u oba scenarija identična. U slabijoj interkonekciji, frekvencijski odzivi sistema se više razlikuju i kao rezultat toga, biće aktivirano manje stepeni brze regulacije frekvencije, dok će oblast poremećaja preuzeti veću odgovornost u pogledu frekvencijske stabilnosti. Može se zaključiti da jačina interkonekcije ne utiče

na početnu vrednost RoCoFa u sistemu u kom se desio poremećaj, ali značajno utiče na vrednosti RoCoFa u susjednim oblastima. U slučaju jake interkonekcije, vrednosti RoCoFa u susjednim oblastima bliže su vrednosti RoCoFa u sistemu u kom se desio poremećaj, dok se u slučaju slabe interkonekcije vrednosti RoCoFa više razlikuju jer su oblasti više udaljene od poremećaja.



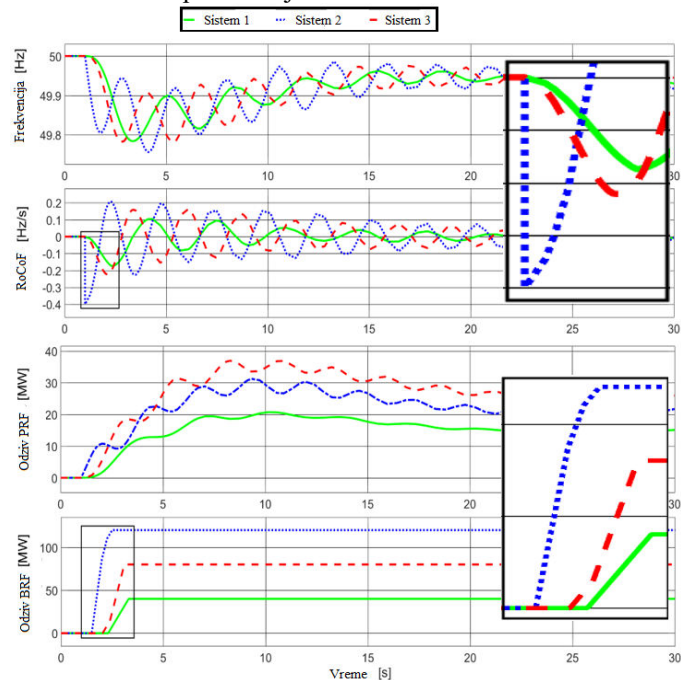
Slika 4. Odstziv sistema u slučaju jake interkonekcije



Slika 5. Odstziv sistema u slučaju slabe interkonekcije

Frekvencijski odziv konfiguracije III je prikazan na Sl. 6. RoCoF je bio najveći u sistemu 2 sa vrednošću od 0.400 Hz/s, dok su sistemi 1 i 3 "osetili" poremećaj kasnije i najveće

vrednosti RoCoFa su iznosile 0,174 Hz/s i 0,222 Hz/s, respektivno. Iako sistem 3 ima veću inerciju od sistema 1, on je bio podložan većim vrednostima RoCoFa u poređenju sa sistemom 1, jer je bio bliže poremećaju. Što se tiče količine aktivirane rezerve, u sistemu 2 su aktivirana 3 stepena, u bližem sistemu 3 su aktivirana 2, dok je u daljem sistemu 1 samo jedan stepen brze regulacije frekvencije aktiviran. Simulacije potvrđuju da predložena upravljačka šema za brzu regulaciju frekvencije uzima u obzir lokacijski uticaj poremećaja i aktivira više rezerve u oblastima koja su električno bliže poremećaju.



Slika 6. Odstziv sistema u slučaju različitih dužina spojnih vodova

## V. ZAKLJUČAK

Povećana zastupljenost OIE doprinela je smanjenju rotacione inercije EESa i nametnula dodatne izazove u pogledu regulacije frekvencije i očuvanja frekvencijske stabilnosti. Tradicionalna regulacija frekvencije nije dovoljno brza i efikasna da spreči pad frekvencije ispod dozvoljene granice koje potencijalno može da dovede do delimičnog ili potpunog raspada sistema. Ovaj rad predlaže upravljačku strategiju za brzu višestepenu regulaciju frekvencije koja se aktivira u vremenskom intervalu od 1s nakon poremećaja i ima za cilj da smanji pad frekvencije pre nego što ona dostigne minimum. Različiti stepeni regulacione rezerve se aktiviraju pri različitim vrednosti RoCoFa i na taj način je omogućeno da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju. Predložena upravljačka strategije ne zahteva telekomunikacionu infrastrukturu i jednostavna je za implementaciju. Višestepena regulacija daje mogućnost da se jeftinija (sporija) rezerva koristi u slučaju manje kritičnih poremećaja i na taj način smanjuje trošak operatora pri korišćenju ove korektivne usluge. Izvedene simulacije potvrđuju da ovako definisana upravljačka strategija omogućava da veća količina rezerve bude aktivirana bliže lokaciji poremećaja i na taj način doprinosi najviše delovima sistema koji su najviše pogođeni poremećajem.

## ZAHVALNICA

Autori zahvaljuju Ministarstvu za nauku i tehnološki razvoj Republike Srbije koje je omogućilo izradu ovog rada u okviru Projekta III 42009 Inteligentne energetske mreže.

## LITERATURA

- [1] A. Ulbig, T.S. Borsche, G. Andersson, Impact of low rotational inertia on power system stability and operation, in: IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline), 2014. <https://doi.org/10.3182/20140824-6-za-1003.02615>.
- [2] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, et al., Foundations and challenges of low-inertia systems (Invited Paper), in: 20th Power Systems Computation Conference (PSCC 2018), Dublin, Ireland, June 2018, IEEE, Dublin, Ireland, n.d.: pp. 1–25. <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880>.
- [3] Q. Hong, M. Nedd, S. Norris, I. Abdulhadi, M. Karimi, V. Terzija, B. Marshall, K. Bell, C. Booth, Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia, *The Journal of Engineering*. 2019 (2019) 1696–1702. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8599>.
- [4] R. Eriksson, N. Modig, K. Elkington, Synthetic inertia versus fast frequency response: A definition, in: IET Renewable Power Generation, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0370>.
- [5] National Grid, Enhanced frequency response, 2019.
- [6] S. EirGrid, DS3 programme operational capability outlook 2016, (2015).
- [7] Australian Energy Market Operator, International review of frequency control adaptation, 2016.
- [8] L. Meng, J. Zafar, S.K. Khadem, A. Collinson, K.C. Murchie, F. Coffele, G.M. Burt, Fast Frequency Response from Energy Storage Systems - A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues, *IEEE Transactions on Smart Grid*. 11 (2020). <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2940173>.
- [9] C. Rahmann, A. Castillo, Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions, *Energies*. 7 (2014) 6306–6322. <https://doi.org/10.3390/en7106306>.
- [10] M. Dreidy, H. Mokhlis, S. Mekhilef, Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 69 (2017) 144–155. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.170>.
- [11] Q. Hong, M. Karimi, M. Sun, S. Norris, O. Bagleybter, D. Wilson, I. Abdulhadi, V. Terzija, B. Marshall, C. Booth, Design and Validation of a Wide Area Monitoring and Control System for Fast Frequency Response, *IEEE Transactions on Smart Grid*. (2020) 1–11. <https://doi.org/10.1109/tsg.2019.2963796>.
- [12] M.S. Čalović, Advanced automatic generation control with automatic compensation of tie-line losses, *Electric Power Components and Systems*. 40 (2012). <https://doi.org/10.1080/15325008.2012.658602>.

## ABSTRACT

Low-inertia systems are more vulnerable to disturbance and conventional frequency control is not fast and efficient enough to prevent the frequency drop below the acceptable limits. This paper proposes a control strategy for a multistage fast frequency response that is activated in a time interval of 1s after the disturbance detection. Different stages of fast frequency response are deployed at different RoCoF values providing the activated reserve to be proportional to the disturbance. The control strategy defined in this way does not require telecommunications infrastructure and it is a simple and economical solution. The proposed control strategy is verified on a 3-area power system implemented in MATLAB/Simulink. Simulation results confirm that more reserve is activated in areas closer to the disturbance and therefore more vulnerable in terms of frequency stability.

## MULTISTAGE FAST FREQUENCY REGULATION IN LOW INERTIA SYSTEMS

Jelena Stojković, Predrag Stefanov