

Višestepena brza regulacija frekvencije u elektroenergetskim sistemima sa neravnomernom distribucijom inercije

Multistage Fast Frequency Control in Power Systems with Uneven Distribution of Inertia

Jelena Stojković, Predrag Stefanov

Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

Rezime - Integracija obnovljivih izvora energije (OIE) predstavlja važan korak u borbi protiv klimatskih promena i oni postaju sve više zastupljeni u proizvodnji električne energije. Sistemi sa velikim udelom OIE, obično povezanih za mrežu uređajima energetske elektronike, imaju smanjenu inerciju u odnosu na sisteme sa klasičnim sinhronim generatorima i zbog toga su naročito ugroženi u pogledu frekvencijske stabilnosti. S druge strane, uređaji energetske elektronike omogućavaju brzo upravljanje snagama na njihovim krajevima, sa vremenima stabilizacije od nekoliko milisekundi. Ovaj rad predlaže novi pristup primene ove brze regulacije u cilju sprečavanja pojave velikih dinamičkih odstupanja frekvencije pri velikim poremećajima u sistemu, uvođenjem višestepene brze regulaciju frekvencije (BRF) na svim uređajima kojima se može promeniti snaga injektiranja aktivne snage i koji mogu da nude usluge brze regulacije učestanosti. Pored obnovljivih izvora energije povezanih uređajima energetske elektronike, u potencijalne pružaocce usluge mogu se svrstati uređaji za skladištenje energije, upravljiva potrošnja ili HVDC konekcije. Svi oni imaju sposobnost da brzo promene izlaznu snagu i daju frekvencijsku podršku neposredno nakon poremećaja, u vremenskom periodu pre nego što frekvencija dostigne minimalnu vrednost. Predložena upravljačka strategija koristi samo vrednosti lokalne brzine promene frekvencije (RoCoF) i ne zahteva kompleksnu telekomunikacionu infrastrukturu. Postajanje više stepeni regulacije omogućava aktiviranje regulacione rezerve srazmerne poremećaju sa prostornom raspodelom kojom se obezbeđuje maksimalna aktivacija u delu sistema u kom se poremećaj desio. Posebno, definisana regulacija obezbeđuje da se pri poremećajima u delovima sistema sa manjom inercijom zahteva aktivacija srazmerno veća rezerva prostorno raspoređene tako da ne dovodi do promena tokova snaga i neželjenih oscilacija kojima bi se destabilizovao rad sistema. Predložena upravljačka strategija je prikazana na test sistemu sa 3 koherentne oblasti a rezultati simulacija na jednostavnom primeru prikazuju prednosti brze višestepene regulacije.

Ključne reči - brza regulacija frekvencije, dinamičke simulacije, frekvencijska stabilnost, sistemi male inercije

Abstract - Integration of renewable energy sources (RES) is one of the key factors in the fight against climate change and they are

becoming to take a larger share in electricity production. The systems with a high penetration of RES have small rotational inertia and are more vulnerable in terms of frequency stability. This paper proposes strategy for multistage fast frequency control (FFC) provided by converter-connected resources. They can quickly change the output active power and provide frequency support immediately after the disturbance during the period before that frequency reaches its nadir. The proposed control strategy uses only local measurements of the rate of change of frequency (RoCoF) and there is no need for complex telecommunications infrastructure. The multistage approach enables dispatched reserve to be proportional to the size of disturbance. RoCoF based FFC provides that more reserves would be dispatched in low-inertia areas that are more sensitive to disturbance and therefore enhance frequency stability. The proposed control strategy is validated on a test system of 3 coherent areas and the simulation results confirm that more reserve is dispatched in low-inertia areas that are more affected by disturbance.

Index Terms - dynamic simulations, fast frequency control, frequency stability, low-inertia systems

I UVOD

Tranzicija ka ekološki čistim OIE koji su na mrežu povezani preko uređaja energetske elektronike i istovremeno gašenje elektrana na fosilna goriva dovelo je do smanjenja rotacione inercije elektroenergetskog sistema (EESa). Sistemi male inercije su više osetljivi na poremećaje u pogledu frekvencijske stabilnosti i beleže brže i veće promene frekvencije [1], [2]. Inertni odziv i primarna regulacija frekvencije od strane sinhronih generatora koja su direktno povezani na mrežu nisu više dovoljni da održe frekvenciju u definisanom opsegu. Pad frekvencije ispod dozvoljene granice dovodi do neželjenih isključenja potrošača i potencijalnih kaskadnih ispada koji mogu da dovedu do raspada celog sistema [3]. Iz tog razloga se nameće potreba za novom frekvencijskom podrškom koja može biti isporučena od strane resursa koji nisu direktno povezani na mrežu i koji postaju sve više zastupljeni u EESu [4]–[6]. PV paneli [7], vetroelektrane [8], HVDC linkovi [9], baterije [10] i potrošači [11] priključeni na mrežu preko uređaja energetske elektronike imaju sposobnost da brzo odgovore na zahteve za promenu izlazne snage što im

daje mogućnost da učestvuju u brzjoj regulaciji frekvencije.

Ovaj rad predlaže upravljačku za višestepenu brzu regulaciju frekvencije koja uzima u obzir neravnomernu raspodelu inercije u sistemu. Istraživanje koje je najbliže tematici ovog rada i istražuje upravljačku strategiju i dizajn usluge brze regulacije frekvencije je opisano u [12]. U njemu autori predlažu dizajn upravljanja koji se oslanja na infrastrukturu centralizovanog 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, ovaj rad predlaže jednostavni dizajn brze regulacije frekvencije koja koristi isključivo lokalno merene vrednosti frekvencije i RoCoFa. 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. Kako je RoCoF definisan kao prvi izvod frekvencije, on omogućava bržu detekciju poremećaja i pravovremeno aktiviranje brzog frekvencijskog odziva. Ovako definisana upravljačka strategija je jednostavna za implementaciju i nije komplikovana za nadogradnju. Resursi koji učestvuju u brzjoj regulaciji frekvencije su podeljeni u više stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa. Postojanje više stepeni rezerve omogućava da isporučena rezerva bude srazmerna poremećaju. Istovremeno, aktivacija rezervi na osnovu vrednosti RoCoFa omogućuje brzo reagovanje i bolju podršku frekvencijskoj stabilnosti u oblastima male inercije koje su više ugrožena u slučaju poremećaja.

Neravnomerna raspodela rotacione inercija i različite vrednosti RoCoF-a u delovima sistema su prepoznati kao potencijalni problemi u EESu sa velikim udelom OIE. RoCoF se može značajno razlikovati u sistemu u zavisnosti od lokacije poremećaja, podele sistema na koherentne grupe/oblasti i nivoa i lokacije nesinhrono proizvodnje povezane na mrežu [13]. Promene frekvencije nisu istovremene u celom sistemu i oblast male inercije mogu da imaju velika odstupanja frekvencije i ugla od svojih suseda. To može dovesti do ugaone nestabilnosti i potencijalnog razdvajanja sistema. U vezi sa tim, RoCoF aktivirana brza regulacija frekvencije ne podržava samo frekvencijsku, već i ugaonu stabilnost.

Predložena strategija za višestepenu brzu regulaciju frekvencije je korisna za:

- Operatore prenosnih sistema (OPS): Sa ekonomske tačke gledišta, smanjuju se troškovi rezerve koja se koristi jer je ona srazmerna veličini poremećaja i prvo se aktiviraju jeftini resursi. Sa tehničkog stanovišta, predložena strategija omogućava veću aktivaciju rezerve u oblastima u kojima se desio poremećaj i na taj način se koristi rezerva koje najbolje poboljšava stanje sistema nakon poremećaja bez neželjenih promena tokova snaga kojima bi se destabilizovao rad sistema.
- Potrošače: Kako se operativni troškovi sistema prenose na potrošače kroz troškove električne energije, smanjeni troškovi rezerve smanjiće troškove potrošača.
- Snabdevače usluga: Predloženo rešenje za višestepenu brzu regulaciju frekvencije favorizuje resurse koji se nalaze u oblastima manje inercije koji su više osetljivi na poremećaje, što može motivisati investitore da ulažu u

resurse na lokacijama koje više doprinose stabilnosti sistema. Tržišno orijentisano rešenje podstiče investicione odluke koje će sistem učiniti otpornijim na poremećaje.

Rad je organizovan na sledeći način. U 2. poglavlju je izložena teorijska osnova sa formulacijom problema na sistemu od dve oblasti. Upravljačka strategija za brzu regulaciju frekvencije je predložena u 3. poglavlju. U 4. poglavlju su opisane simulacije i rezultati, dok su zaključci rada dati u 5. poglavlju.

II TEORIJSKA OSNOVA

U ovom poglavlju je korišćen matematički model za frekvencijski odziv sistema sastavljenog od dve oblasti čijim razmatranjem se mogu izvesti osnovni zaključci na osnovu kojih je predložena brza regulacija učestanosti, koji se mogu generalizovati na sistem proizvoljnog sastava i dimenzija.

Uprošćeni linearizovani model ovog sistema može opisati sistemom diferencijalnih jednačina [14]:

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

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

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

gde je Δp_{12} snaga koja teče po spojnom vodu od oblasti 1 ka oblasti 2, α_{12} odnos snaga oblasti, a H_1 i H_2 ekvivalentne konstante inercije u oblastima 1 i 2. e_1 i e_2 predstavljaju koeficijente globalne samoregulacije potrošača ovih sistema, a m_s je koeficijent sinhronizacione snage definisan kao:

$$m_s = \left. \frac{dP_{12}}{d\theta_{12}} \right|_{\theta_{120}} = \frac{U'_1 U'_2}{X'_{12}} \cos \theta_{12} \quad (4)$$

U gornjem izrazu U'_1 i U'_2 predstavljaju napone sabirnica na krajevima spojnog voda, X'_{12} je reaktansa voda, a θ_{12} je razlika u faznom uglovima između oblasti 1 i oblasti 2.

Zbog jednostavnosti, usvojeno je da je $\alpha_{12}=1$, dok je, bez značajnog umanjivanja opštosti, usvojeno da važi:

$$\frac{e_1}{H_1} \approx \frac{e_2}{H_2} \quad (5)$$

čime je obezbeđena mogućnost nalaženja rešenja sistema diferencijalnih jednačina opštim izrazima u analitičkoj formi.

Uz pretpostavku da su frekvencije u oblastima 1 i 2 pre poremećaja bile jednake nominalnoj vrednosti, dobija se frekvencijski odziv u analitičkom obliku:

$$\Delta f_1 = \left(-\frac{H}{4H_1^2 \delta} + \frac{1}{4H_1 \delta} \right) e^{-\delta t} + \left(\frac{H}{4H_1^2 \delta} - \frac{1}{4H_1 \delta} \right) \Delta P - \frac{H}{2H_1^2 \omega} \Delta P e^{-\delta t} \sin \omega t \quad (6)$$

$$\Delta f_2 = \frac{H}{4H_1 H_2 \delta} e^{-\delta t} - \frac{H}{4H_1 H_2 \delta} \Delta P - \frac{H}{2H_1 H_2 \omega} \Delta P e^{-\delta t} \sin \omega t \quad (7)$$

gde su:

$$H = \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \quad (8)$$

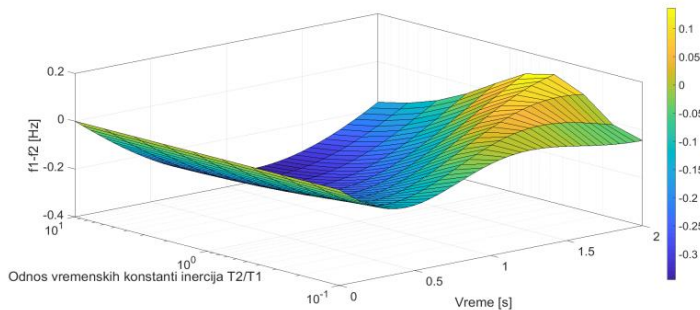
$$\delta = \frac{e_1}{4H_1} \quad (9)$$

$$\omega = \sqrt{\frac{m_s}{2H} - \left(\frac{e_1}{4H_1}\right)^2} \quad (10)$$

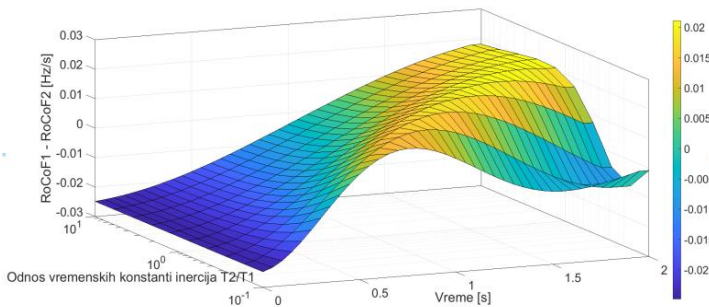
Kako je u početnom trenutku i odstupanje snage razmene jednako nuli, na osnovu jednačina (1) i (2) može se zaključiti da početna vrednost RoCoFa u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja zavisi od veličine poremećaja i inercije samo te oblasti, dok je početni RoCoF u drugoj oblasti jednak nuli.

$$RoCoF_{1,0} = \frac{\Delta P}{2 \cdot H_1} \quad (11)$$

$$RoCoF_{2,0} = 0 \quad (12)$$



Slika 1. Razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija



Slika 2. Razlika brzina promena frekvencije u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija

Razlika u frekvencijskim odzivima oblasti 1 i 2 diktirana je međuzonskim oscilacijama i te razlike omogućavaju prostorno zavisnu lokalnu regulaciju frekvencije. U ovom kratkom vremenskom intervalu neposredno nakon poremećaja još uvek nema značajnog dejstva primarne regulacije, te je shodno tome u razmatranom modelu i izostavljen model turbinskog regulatora. Pored toga, pokazuje se da ni postojanje stabilizatora ne utiče na razlike frekvencijskih odziva u vremenskom prozoru od nekoliko sekundi i reagovanje brze regulacije frekvencije koja se aktivira neposredno nakon poremećaja, tako da se dalja analiza može

ograničiti na analizu uticaja sinhronizacione snage i inercije sistema, kao ključnih koji utiču na učestanost i amplitudu međuzonskih oscilacija.

Na Sl. 1 je prikazana razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija ove dve koherentne oblasti na vremenskom intervalu od 2 sekunde neposredno nakon poremećaja u oblasti 1. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da ukoliko je inercija oblasti 2 manja od inercije oblasti 1, promena frekvencije u oblasti 2 će biti brža i ona će brže osetiti poremećaj. U slučaju da oblast 2 ima veću inerciju od oblasti 1, ona će kasnije osetiti poremećaj i njena frekvencija će se više razlikovati od oblasti 1. Na Sl. 2 je prikazana razlika RoCoFa u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija. Neposredno nakon poremećaja razlika RoCoFa je najveća i nezavisna od odnosa inercija. U tom trenutku RoCoF u oblasti 1 jedino zavisi od veličine poremećaja i inercije oblasti 1, dok je u oblasti 2 jednak nuli. Vremenom se RoCoF u oblasti 1 smanjuje, a u oblasti 2 povećava tako da se smanjuje njihova razlika. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da ukoliko je odnos inercija oblasti 1 i 2 veći razlika RoCoFa se smanjuje sporije nego u suprotnom slučaju. Dobijeni rezultati ukazuju na to da će susedna oblasti manje inercije pre osetiti poremećaj i da će u njoj RoCoF biti veći u poređenju sa susednim oblastima veće inercije. Ovakvi rezultati idu u prilog brzjoj regulaciji frekvencije koja se aktivira na osnovu vrednosti RoCoFa jer će resursi u oblasti manje inercije, koji su više ugroženi, reagovati više i brže.

III DIZAJN VIŠESTEPENE REGULACIJE FREKVENCije

U predloženoj upravljačkoj strategiji resursi koji pružaju uslugu brze regulacije frekvencije ne zahtevaju centralizovani upravljački sistem sa svom pratećom infrastrukturom, kao ni razmenu informacija između pojedinih resursa. Predložena regulacija bazirana je na lokalnom merenju vrednosti RoCoFa PMU uređajima velike rezolucije i mogućnosti korišćenja lokalne brze regulacije, sa minimalnim vremenima kašnjenja. U najgorem slučaju, kada se merenje ne vrši u tački priključenja regulacionog uređaja, kašnjenja koja se moraju predvideti odnose se na prenos signala RoCoFa od najbliže tačke merenja u sistemu do samog uređaja. Dalje, uređaji rade potpuno nezavisno koristeći samo lokalne regulacione uređaje kojima se vrši brza promena odate aktivne snage i kašnjenja su određena jedino raspoloživom brzinom i ograničenjima regulacionih kontura i samih resursa.

Ukupna zahtevana regulaciona rezerva za brzu regulaciju frekvencije određuje se na osnovu najkritičnijih scenarija i mora da obezbedi održavanje frekvencije sistema pri najvećim simultanim ispadima agregata u sistemu. U cilju prilagođavanja potrebnog nivoa aktivirane rezerve u manje kritičnim situacijama, rezerva za brzu regulaciju frekvencije 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_{upi} . t_d je vreme potrebno za pouzdana merenja RoCoFa i uključuje kašnjenje u reagovanju brze regulacije frekvencije. Pretpostavljeno je da se isporučena rezerva za brzu regulaciju frekvencije linerano povećava dok ne dostigne konstantu vrednost:

$$FFR(t) = \sum_{i=1}^{N_{st}} FFR_i(t) \quad (13)$$

$$FFR_i(t) = \begin{cases} 0 & RoCoF(0_+) < RoCoF_i \\ FFR_i^a(t) & RoCoF(0_+) \geq RoCoF_i \end{cases} \quad (14)$$

$$FFR_i^a(t) = \begin{cases} 0 & t < t_d \\ \frac{FFR_i}{t_{up_i}} \cdot (t - t_d) & t_d \leq t \leq t_{up_i} + t_d \\ FFR_i & t > t_{up_i} + t_d \end{cases} \quad (15)$$

Dok manji broj stepeni daje jednostavniju regulaciju koja se lakše implementira, veći broj stepeni BRF obezbeđuje finiju regulaciju i aktiviranje frekvencijske podrške koja je više prilagođena poremećaju. Stepene brze regulacije frekvencije se razlikuju prema pragu reagovanja i brzini reagovanja. Prvi stepen brze regulacije frekvencije se aktivira pri najvećoj vrednosti RoCoFa i potrebno je najmanje vremena da dostigne puni kapacitet, tj. najbrži je u pogledu aktivacije. Svaki sledeći stepen biće aktiviran pri manjim vrednostima RoCoFa i sporiji je nego prethodni. Na ovaj način, višestepeno rešenje obezbeđuje da će se u slučaju manjih poremećaja i manjih vrednosti RoCoFa aktivirati sporije (jefinije) rezerve brze regulacije, kada je i stabilnost frekvencije manje ugrožena.

Broj stepeni je ograničen zahtevom da regulacija bude brza i da se svi stepeni aktiviraju znatno pre dostizanja minimuma u odstupanju učestanosti (obično reda nekoliko sekundi). S druge strane, zahtevi selektivnosti višestepene regulacije su određeni razlikama frekvencijskih odziva pojedinih delova sistema uslovljene međuzonskim oscilacijama. Kako bi se obezbedila i vremenska i prostorna zavisnost podešavanja aktivacije regulacionih uređaja, neophodan korak u definisanju brze frekventne regulacije je i identifikovanje zona sa istim podešenjem. U tom cilju potrebno je, na osnovu analiza dinamike sistema odrediti koherentne oblasti i definisati resurse koji mogu da nude rezervu za brzu regulaciju učestanosti. Budući da se u ovom slučaju koherencija vezuje za PMU merenja a ne generatore, koherencija se u može meriti vremenskim kašnjenjem između pojave maksimuma RoCoFa u tačkama merenja u sistemu. Ovim kriterijumom se koherentna oblast definiše kao oblast u kojoj su ove razlike manje od zadatih vrednosti. Zadata kašnjenja moraju da budu dovoljno velika da obezbede da se u tom vremenu izvrši puna aktivacija odgovarajuće rezerve usled pojave prekoračenja RoCoFa unutar oblasti.

Malom kašnjenju će odgovarati mali delovi sistema sa približno istim ponašanjem, dok se povećavanjem kašnjenja obuhvataju veći delovi sistema i pridruženi regulacioni resursi. Budući da se ponašanje sistema menja pri promenama radnih režima, ali da modovi oscilovanja ostaju u uskim granicama promene, ove razlike se mogu dobiti statističkom analizom modova sistema u širem spektru promena očekivane strukture proizvodnih kapaciteta i odgovarajućih radnih režima. Zajedno sa zadavanjem broja regulacionih stepeni i njihovim vremenskim podešavanjima, na ovaj način se definiše i prostorni raspored resursa za koje se očekuje da će biti aktivirani pri poremećaju u nekom delu sistema. Pri poremećaju u nekom delu sistema sa istom koherencijom će se trenutno aktivirati prvi stepen rezerve, dok će se odgovarajuća najbrža rezerva u oblasti manje koherencije aktivirati sa narednim, sporijim stepenom poremećajem pogođene oblasti, uređaji u drugoj zoni kašnjenja sa trećim stepenom i tako dalje. Pri tom, treba voditi računa da

vremenska kašnjenja između pojedinih stepeni omogućavaju da se efekti aktivacije prethodnog stepena vide u trenutku delovanja narednog, tako da se dinamički smanjuje potreba aktivacije u drugim oblastima. Na ovaj način će se dominantno koristiti rezerva bliža poremećaju i time smanjiti promene tokova snaga u sistemu kao i problemi stabilnosti koji ih prate.

Dok se ukupna rezerva u sistemu određuje na osnovu najkritičnijeg očekivanog događaja u celom sistemu, rezerva prvog stepena u svakoj oblasti se određuje na osnovu željenog udela u pokrivanju očekivanog kritičnog događaja u oblasti, a kritične vrednosti RoCoFa korišćenjem relacije za početnu vrednost RoCoFa (12) za očekivanu veličinu poremećaja. U ovoj relaciji figuriše samo konstanta inercije oblasti, kao lokalna veličina koju operator sistema treba da definiše. Kao i kod kašnjenja, najkritičnija vrednost ove konstante se može proceniti na osnovu statističke analize mogućih struktura proizvodnih kapaciteta i opsega varijacija nivoa inercije. Naredni stepeni se raspoređuju tako da obezbede prilagođeno dejstvo pri manjim poremećajima, kao i adekvatnu međusobnu ispomoć između oblasti.

Očigledno, ovakva regulacija obezbeđuje da se u sistemima sa manjom inercijom aktivira više rezerve, kao i da se proširi oblast u kojoj će se izvršiti aktivacija rezerve. Takođe, obezbeđuje da se u delovima sistema koji su povezani boljim vezama i kod kojih postoji znatno veća interakcija, istovremenom aktivacijom rezerve obezbedi ravnomernija raspodela regulacionih zahteva.

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 brznoj 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

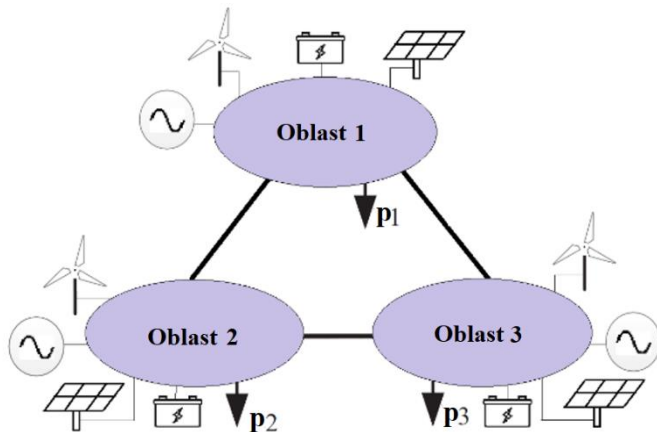
Predložena upravljačka strategija je testirana na elektroenergetskom sistemu koji je podeljen na 3 podjednako udaljene koherentne oblasti (Sl. 3). Test sistem je implementiran i simuliran u MATLAB/Simulinku, a podaci su prikazani u Tabeli I. Usvojeno je da sve oblasti imaju istu snagu i dostupnu regulacionu rezervu, a razlikuju se po inerciji. Oblast 1 je oblast male inercije, oblast 2 srednje, a oblast 3 velike inercije. Na taj način je modelovana neravnomerna raspodela inercije u sistemu. Sekundarna regulacija frekvencije nije implementirana u modelu jer se ona aktivira nakon što frekvencija dostigne minimalnu vrednost i nije od interesa neposredno nakon poremećaja kada se aktivira brza regulacija frekvencije. Primarna regulacija frekvencije je uključena primenom odgovarajućeg statizma u modelu generatora. Svaka koherentna oblast se sastoji od modela sinhronih generatora, nesinhronih proizvodnje, potrošnje i resursa

koji učestvuju u brzom regulaciji frekvencije. Broj stepeni brze regulacije frekvencije nije od značajne važnosti i u ovim analizama je usvojeno da u svakoj oblasti postoje 3 stepena brze regulacije. 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. Pragovi reagovanja su usvajani proizvoljno i isti u svim oblastima.

Da bi se ispitalo da li predložena upravljačka strategijom za brzu stepenu regulaciju frekvencije aktivira više rezervi u oblastima manje inercije razmatrana su dva scenarija:

- Scenario I: Poremećaj u oblasti 1 male inercije.
- Scenario II: Poremećaj u oblasti 3 velike inercije.

Za oba scenarija simuliran je identičan poremećaj koji odgovara ispadu proizvodne jedinice snage 0.08 r.j..



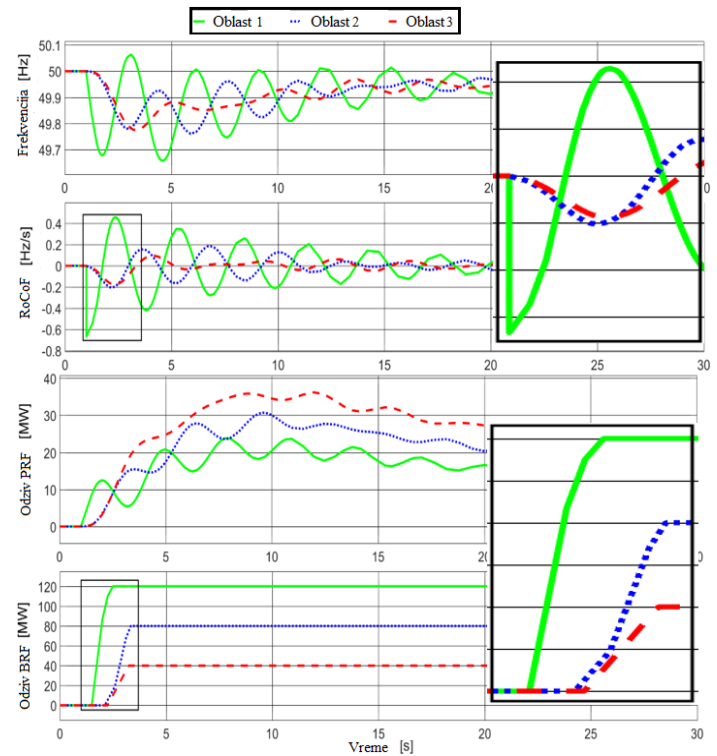
Slika 3. Test sistem

Tabela 1. Parametri test sistema

	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
Snaga sistema (GW)	4	4	4
Rezerva za brzu regulaciju (MW)	120	120	120
Inercija H (s)	3	5	7

Na Sl. 4 je prikazan frekvencijski odziv 3 koherentne oblasti u slučaju poremećaja u oblasti male inercije. RoCoF i pad frekvencije su najveći u oblasti 1 u kojoj je došlo do poremećaja, dok su oblasti 2 i 3 osetile poremećaj kasnije i posledično je brza regulacija frekvencije aktivirana kasnije nego u oblasti poremećaja. Maksimalni RoCoF u oblasti 1 je zabeležen neposredno nakon poremećaja i bio je jednak 0,667 Hz/s, dok su se u oblasti 2 i 3 najveće vrednosti RoCoFa dogodile oko jedne sekunde kasnije i iznose 0,204 Hz/s i 0,177 Hz/s, redom. Minimalna frekvencija u oblasti 1 je iznosila 49,66Hz, dok je u oblastima 2 i 3 dostigla vrednosti od 49,76Hz i 49,78Hz, respektivno. Što se tiče količine aktivirane brze rezerve, u oblasti

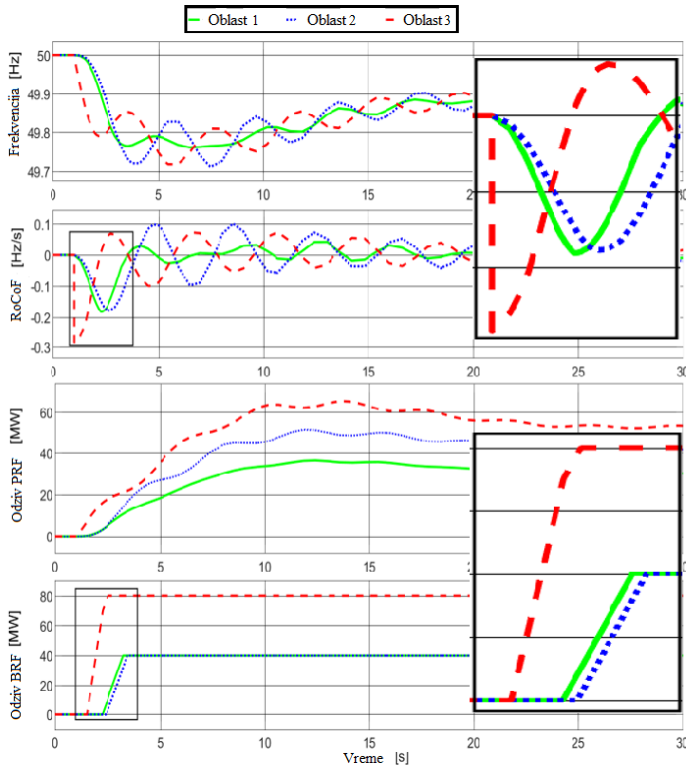
1 gde se dogodio poremećaj, aktivirana su tri stepena brze regulacije frekvencije, u oblasti 2 su aktivirana dva, a u oblasti 3 samo jedan stepen. Oblast 2 ima manju inerciju od oblasti 3 i osetljivija je na poremećaje u susjednoj oblasti, iako su obe podjednako udaljene od poremećaja.



Slika 4. Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti male inercije

Odziv sistema u slučaju poremećaja iste veličine u oblasti velike inercije prikazan je na Sl. 5. RoCoF je bio najveći u oblasti gde se dogodio poremećaj i tamo je aktivirana najveća količina rezerve. Maksimalni RoCoF u oblasti 3 se dogodio neposredno nakon poremećaja i iznosio je 0,286 Hz/s, dok su u oblasti 1 i 2 najveće vrednosti RoCoF zabeležene oko jedne sekunde kasnije i bili su jednaki 0,182 Hz/s i 0,178 Hz/s, redom. Minimalna frekvencija u oblasti 3 je iznosila 49,72 Hz, dok je u oblasti 1 i 2 frekvencija dostigla 49,76 Hz, odnosno 49,71 Hz. Iako su sistem i veličina poremećaja bili isti kao u scenariju I, nije aktivirana ista količina rezerve jer se poremećaj dogodio u oblasti velike inercije. I pored toga, u oba scenarija je najniža učestalost u svim oblastima bila vrlo slična. Početne vrednosti RoCoFa u oblasti gde se dogodio poremećaj je bila veća u scenariju I kada se poremećaj dogodio u oblasti male inercije. Što se tiče vrednosti RoCoFa u susjednim oblastima, one su takođe bile veće kad je simuliran poremećaj u oblasti male inercije. Može se zaključiti da će poremećaj u delu sistema sa malom inercijom imati veće posledice na stabilnost frekvencije sistema u poređenju sa poremećajem iste veličine u delu sa velikom inercijom, pa bi zbog toga trebalo aktivirati više rezerve. Simulacije potvrđuju da predložena upravljačka šema za brzu regulaciju frekvencije uzima u obzir heterogenost inercije elektroenergetskog sistema i aktivira više rezerve u oblastima koja su više osetljiva na

poremećaj (Sl. 6).



Slika 5. Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti velike inercije

	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
Poremećaj u oblasti 1	Stepen 1	Stepen 1	Stepen 1
	Stepen 2	Stepen 2	Stepen 2
	Stepen 3	Stepen 3	Stepen 3
Poremećaj u oblasti 3	Stepen 1	Stepen 1	Stepen 1
	Stepen 2	Stepen 2	Stepen 2
	Stepen 3	Stepen 3	Stepen 3
Najveća količina rezerve je raspoređena u oblasti gde se desio poremećaj, a zatim u susjednoj oblasti sa manjom inercijom. Upravljačka strategija uzima u obzir lokaciju poremećaja i regionalnost inercije.			

Aktivirani stepen BRF
 Neaktivirani stepen BRF

Slika 6. Brza regulacija frekvencije za poremećaje u različitim oblastima

V ZAKLJUČAK

U ovom radu je predložena upravljačka strategija za višestepenu brzu regulaciju frekvencije koja koristi samo lokalna merenja RoCoFa. Predloženi metod regulacije je u potpunosti decentralizovan i primenjuje upravljačku strategiju na nivou pojedinačnog resursa što omogućuje brzo reagovanje. Upravljačka strategija je jednostavna za implementaciju i ne

zahteva telekomunikacionu infrastrukturu. Kao takva, predstavlja jeftino rešenje dok su istovremeno izbegnuta vremenska kašnjenja usled prenosa podataka. Postojanje više stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa omogućuje da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju i da trošak za isporučenu rezervu bude manji. Operator može dodeliti najjeftiniju rezervu prvom stepenu koja se aktivira pri najnižoj vrednostima RoCoFa, odnosno za poremećaje koji su manje kritični za sistem, dok će se najskuplja rezerva aktivirati u slučaju vrlo velikog poremećaja. Vrednosti pragova reagovanja za RoCoF je potrebno pažljivo odabrati uzimajući u obzir veličinu najkritičnijeg ispada, raspodelu inercije u sistemu i topologiju mreže u pogledu koherentnih grupa. Ovakvo definisana BRF bazirana na lokalno merenim vrednostima RoCoFa omogućuje da više rezervi bude aktivirano u oblastima manje inercije koje su više osetljive na poremećaj. Izvršene simulacije na sistemu od tri koherentne oblasti sa neravnomernom raspodelom inercije potvrđuju da predložena upravljačka strategija najviše doprinosi oblasti koja je odgovorna za poremećaj i susjednim oblastima male inercije koja su najviše pogođene poremećajem.

LITERATURA

- [1] Fang, J., Li, H., Tang, Y., Blaabjerg, F. On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Vol. 7, No. 4, pp. 2130–2146, 2019. <https://doi.org/10.1109/jestpe.2018.2877766>
- [2] Ulbig, A., Borsche, T.S., Andersson, G. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation, in *IFAC Proceedings Volumes (IFAC PapersOnline)*, Vol. 47, Issue 3, pp. 7290–7297, 2014. <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615>
- [3] Milano, F., Dorfler, F., Hug, G., Hill, D.J. Verbič, G. Foundations and challenges of low-inertia systems, in *20th Power Systems Computation Conference (PSCC 2018)*, Dublin, Ireland, June 2018, pp. 1–25. <https://doi.org/10.23919/pssc.2018.8450880>
- [4] Hong, Q., Nedd, M., Norris, S., Abdulhadi, I., Karimi, M., Terzija, M., Marshall, B., Bell, K., Booth, C., Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia, *The Journal of Engineering*, Vol. 2019, No. 16, pp. 1696–1702, 2019. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8599>
- [5] Jounini, T., Markovic, U., Gross, D., New options for existing system services and needs for new system services, Migrate H2020 project, <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html> [pristupljeno 05.05.2021]
- [6] Liu, Y., You, S., Tan, J., Zhang, Y., Liu, Y. Frequency Response Assessment and Enhancement of the U.S. Power Grids Toward Extra-High Photovoltaic Generation Penetrations-An Industry Perspective, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 3, pp. 3438–3449, 2018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2799744>
- [7] Hoke, A.F., Shirazi, M., Chakraborty, S., Muljadi, E., Maksimovic, D. Rapid Active Power Control of Photovoltaic Systems for Grid Frequency Support, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Vol. 5, Issue 3, pp. 1154–1163, 2017. <https://doi.org/10.1109/jestpe.2017.2669299>
- [8] Tarnowski, G.C., Kjær, P.C., Sørensen, P.E., Østergaard, J. Variable speed wind turbines capability for temporary over-production, in *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, Calgary, AB, Canada, 26–30 July 2009, 2009. <https://doi.org/10.1109/pes.2009.5275387>
- [9] Yuan, Z., You, S., Liu, Y., Liu, Y., Osborn, D., Pan, J. Frequency control capability of Vsc-Hvdc for large power systems, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, USA, 16–20 July 2017. <https://doi.org/10.1109/pesgm.2017.8273982>
- [10] Meng, L., Yafar, J., Khadem, S.K., Collinson, A., Murchie, K.C., Coffele, K., Burt, G.M. Fast Frequency Response from Energy Storage Systems - A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 11, Issue 2, 2020. <https://doi.org/10.1109/tsg.2019.2940173>

- [11] Molina-García, A., Bouffard, F., Kirschen, D.S. Decentralized demand-side contribution to primary frequency control, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, Issue 1, 2011. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2010.2048223>
- [12] Hong, Q., Karimi, M., Sun, M., Norris, S., Bagleybter, O. , Wilson, D., Abdulhadi, I. F., Terzija, V., Marshall, B., Booth, C. D. Design and Validation of a Wide Area Monitoring and Control System for Fast Frequency Response, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 11, No. 4, pp.3394 - 3404, 2020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2963796>
- [13] Martinez-Sanz, I., Chaudhuri, B., Junyent-Ferre, A., Trovato, V., Srbac, G. Distributed vs. concentrated rapid frequency response provision in future great britain system, in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, USA, Nov 2016*, pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/pesgm.2016.7741970>
- [14] Čalović, M.S. *Regulacija elektroenergetskih sistema: Regulacija učestanosti i aktivnih snaga*, Beograd, Elektrotehnički fakultet, 1997.

AUTORI

Jelena Stojković - asistent, Katedra za elektroenergetske sisteme, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija, jstojkovic@etf.rs

dr Predrag Stefanov - vanredni profesor, Katedra za elektroenergetske sisteme, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija, stefanov@etf.rs

