

Primarna, sekundarna i tercijarna regulacija učestanosti i primarna regulacija napona u EPS-u

Gordana Radović, Dragan P. Popović, Petar Kovačević, Milan Ivanović, Saša Minić, Slobodan Bogdanović, Zoran Ćirić, Dane Džepčeski, Dušan Arnautović¹

¹ Elektrotehnički institut "Nikola Tesla", Koste Glavinića 8a
11000 Beograd, Srbija
gordana.radovic@ieent.org

Kratak sadržaj: Elektromreža Srbije (EMS), nakon povezivanja sa glavnim delom UCTE mreže, je u obavezi da striktno poštuje zahteve, kriterijume i standarde propisane od strane UCTE, a koji se odnose na primarnu, sekundarnu i tercijarnu regulaciju učestanosti i primarnu regulaciju napona. U skladu sa tim u radu je izložena suština ove problematike, kao i analiza aktuelnog stanja.

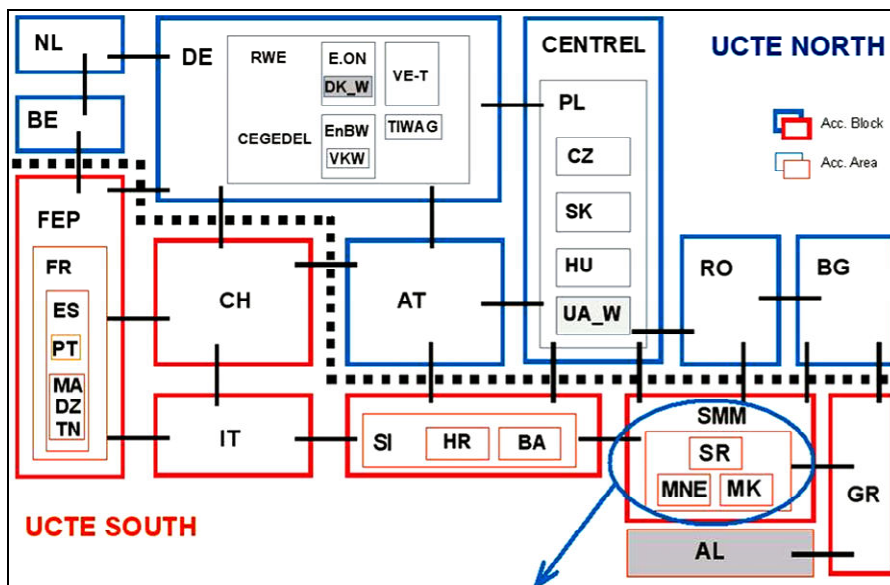
Ključne reči: primarna, sekundarna, tercijarna, regulacija, učestanost, napon

1. Uvod

Najveća elektroenergetska interkonekcija u Evropi, koja pokriva prostor od Portugala do Poljske i od Holadije do Bugarske i Grčke, je UCTE (na francuskom jeziku - *Union pour la Coordination du Transport de l'énergie électrique*, na engleskom jeziku - *Union for Coordination of the Transmission of Electricity*). EES Srbije je, kao značajni deo EES-a bivše SFRJ, postao punopravni član interkonekcije UCTE (tada je to bila asocijacija UCPTTE) početkom sedamdesetih godina prošlog veka.

Ratna razaranja u Jugoslaviji su 1991. godine dovela do privremenog razdvajanja UCTE interkonekcije na dve sinhronne zone. Odnosno, EES tada SR Jugoslavije je 26. septembra 1991. godine imao potpuni prekid svih fizičkih veza sa interkonekcijom UCPTTE. Od tada, EES bivše SR Jugoslavije se nalazio u "ostrvu" sa EES Makedonije, Grčke i Albanije. Aprila 1994. godine, tom "ostrvu" se pridružuje EES Rumunije, a aprila 1996. godine, EES Bugarske. Nakon toga, uspostavljena je druga UCTE sinhrona zona (JIEL blok), koju su činili EES Srbije, Makedonije, Crne Gore, Republike Srpske,

Rumunije, Bugarske, Grčke i Albanije, koja je funkcionisala sve do 10. oktobra 2004. godine, kada je izvršena njena uspešna rekonekcija sa glavnim delom UCTE interkonekcije. U dogovoru sa Biroom UCTE od 1. decembra 2007. godine menja se ime bloka JIEL u SMM blok i JP EMS preuzima poslove koordinatora bloka od EKC. Na slici 1 daje se struktura i organizacija kontrolnih blokova i regulacionih oblasti u UCTE interkonekciji, sa koje se vidi i položaj SMM bloka u okviru ove interkonekcije.



Slika 1. Položaj SMM bloka unutar UCTE interkonekcije

U 2008. godini JP EMS je po prvi put sa JP EPS zaključio Ugovor o pružanju sistemskih usluga (predviđen Zakonom o energetici) kojima su obezbeđeni kapaciteti i energija za potrebe: primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti, primarne regulacije napona i uspostavljanje sistema nakon raspada.

U okviru ovih sistemskih usluga, dakle, posebno mesto imaju primarna regulacija napona i primarna, sekundarna i tercijarna regulacija učestanosti. U skladu sa tim javila se potreba za izradom studije [1], čiji je osnovni zadatak da izvrši odgovarajuće provere, snimanja, ispitivanja, podešavanja i analize relevantnih parametara sistema regulacije pobude i sistema turbinske regulacije agregata, odnosno blokova u svim elektranama EPS-a (18 turboagregata i 46 hidroagregata, ukupno 64 agregata) za potrebe primarne regulacije napona i primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti.

Krajnji cilj je poboljšanje kvaliteta pomenutih vrsta regulacije, odnosno eventualno usklađivanje sa postojećom važećom regulativom, kao i obezbeđenje primarne rezerve za potrebe vršenja primarne regulacije

učestanosti, obezbeđenje sekundarne rezerve za potrebe vršenja sekundarne regulacije učestanosti, obezbeđenje tercijerne rezerve za potrebe tercijerne regulacije učestanosti i obezbeđenje kapaciteta za proizvodnju i apsorpciju reaktivne snage na generatorskim jedinicama za potrebe vršenja primarne regulacije napona.

Ovaj rad je proistekao iz dela pomenute studije u kome je izvršen prikaz i komentar aktuelnog stanja primarne, sekundarne i tercijerne regulacije učestanosti i primarne regulacije napona u EPS-u.

2. Primarna regulacija učestanosti EES-a Srbije

U elektroenergetskoj interkonekciji koja radi u sinhronom paralelnom radu, vrednost učestanosti, koja je generalno gledano jedinstvena za ceo povezani sistem, predstavlja jedan od bitnih kriterijuma za ocenu kvaliteta rada tretirane interkonekcije. U tesnoj vezi sa kvalitetom i ponašanjem učestanosti u elektroenergetskom sistemu (EES), je i funkcionisanje njene primarne regulacije. Osnovna uloga primarne regulacije učestanosti je da održava ravnotežu između proizvodnje i potrošnje u elektroenergetskoj interkonekciji. Dva osnovna cilja koja treba da se ispune njenim radom odnose se na sigurnosti rada interkonekcije i na obezbeđenje neophodne solidarnosti svih EES-a koji rade u sinhronom paralelnom radu.

Nastali debalansi u interkonekciji, odnosno nagla rasterećenja, ne bi smeli da izazovu promenu učestanosti koja bi prelazila unapred određenu minimalnu granicu, kao i propisanu maksimalnu vrednost. Takođe, odstupanje učestanosti u uspostavljenom postdinamičkom kvazistacionarnom stanju trebalo bi da bude u okviru zadatih granica (princip sigurnosti). Suština principa solidarnosti se ogleda u obavezi svakog EES-a u interkonekciji da učestvuje u kompenzaciji poremećaja sa istim udelom sa kojim učestvuje u ukupnoj proizvodnji.

2.1. Faktori od uticaja na tok i kvalitet primarne regulacije učestanosti

Sa aspekta kvaliteta regulacije učestanosti tokom procesa njene primarne regulacije, razlikuje se globalni kvalitet koji se odnosi na kvalitet regulacije za ceo povezani sistem, odnosno interkonekciju i lokalni kvalitet koji predstavlja kvalitet regulacije svake regulacione oblasti.

Procena kvaliteta regulacije kako globalnog, tako i lokalnog, obavlja se analizom ponašanja učestanosti EES-a za vreme poremećaja, za šta su neophodne informacije vezane za vreme i mesto poremećaja, veličinu ispada, kao i tip poremećaja. Praćenjem poremećaja u interkonekciji i njihovom

statističkom obradom, može da se stekne slika o valjanosti rada primarne regulacije i o potrebnim merama za njeno poboljšanje.

Globalne performanse sistema koje se posmatraju tokom poremećaja su: regulaciona energija i prividni statizam interkonekcije. Regulaciona energija interkonekcije računa se prema sledećoj relaciji:

$$\lambda_u = \frac{\Delta P}{\Delta f} . \quad (1)$$

gde je:

ΔP - promena aktivne snage koju izaziva poremećaj;

Δf - odstupanje učestanosti interkonekcije u uspostavljenom kvazistacionarnom stanju, nastalo kao posledica nastalog poremećaja.

Prividni statizam interkonekcije računa se kao:

$$s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P_u / P_u} . \quad (2)$$

gde je:

P_u - proizvedena snaga za ceo povezani sistem u trenutku poremećaja;

f - učestanost interkonekcije pre nastanka poremećaja.

U *lokalne performanse* koje se računaju u cilju provere lokalnog kvaliteta primarne regulacije pojedinog EES, odnosno regulacione oblasti, spadaju: regulaciona energija regulacione oblasti i prividni statizam regulacione oblasti, pri čemu su izrazi za ove performanse analogni izrazima (1) i (2) za povezani EES, s tim što se posmatrane veličine odnose na sistem za koji se određuje kvalitet primarne regulacije.

Takođe, bitna veličina za određivanje kvaliteta lokalne regulacije učestanosti je i vreme angažovanja njene primarne regulacije u tretiranoj oblasti, koje bi trebalo da bude u skladu sa preporukama UCTE-a. Posmatrajući dinamičku promenu učestanosti od trenutka poremećaja u EES-u do nastanka novog kvazistacionarnog stanja, odnosno tokom dejstva primarne regulacije učestanosti, evidentno je da na dinamiku promene učestanosti u prvom redu utiču: vrednost i vremenska promena neuravnoteženosti između proizvodnje i potrošnje, kinetička energija akumulisana u obrtnim masama u EES-u, broj agregata koji su osposobljeni da učestvuju u primarnoj regulaciji učestanosti, veličina rezerve za primarnu regulaciju u EES-u i njena prostorna raspodela na agregate.

Osnovni činioci koju utiču na vrednost odstupanja učestanosti u uspostavljenom kvazistacionarnom stanju su: vrednost statizama agregata angažovanih u primarnoj regulaciji, odnos između agregata koji učestvuju i koji ne učestvuju u primarnoj regulaciji, odnos između proizvedenih snaga u svim agregatima i nominalnih snaga agregata koji učestvuju u primarnoj regulaciji i osetljivost potrošnje na promenu učestanosti u sistemu.

2.2. Aktuelno stanje primarne regulacije učestanosti

Saglasno iznetom u [24] i [25] primarna regulacija učestanosti u EES Srbije je u dobrom stanju, tako da se praktično posle svakog poremećaja odaziva na način koji u potpunosti zadovoljava UCTE standarde i zahteve. To je ilustrovano činjenicom da je primarna rezerva u EES Srbije tokom 2008. godine iznosila 43 MW, što je predstavljalo 1,43% od ukupne primarne rezerve na nivou UCTE interkonekcije [24]. Tokom 2009. godine ta rezerva iznosila je 45 MW, što je predstavljalo 1,49% od ukupne primarne rezerve na nivou UCTE interkonekcije [25].

Osnovni resursi za ovu vrstu regulacije nalaze se u agregatima hidroelektrana, odnosno blokovima termoelektrana i njihovim sistemima turbinske regulacije. Stoga, u tab. 1 i tab. 2 biće dat prikaz njihovih elementarnih karakteristika.

Tabela 1. Vrste turbina i turbinskih regulatora u hidroelektranama u EES Srbije

Hidroelektrana	Vrsta turbine	Vrsta regulatora
Đerdap 1	Kaplan	digitalni elektrohidraulički (agregat 6) elektrohidraulički (agregati 1, 2, 3, 4, 5)
Đerdap 2	Kaplan	digitalni elektrohidraulički
HE Bajna Bašta	Francis	digitalni elektrohidraulički
HE Zvornik	Kaplan	mehaničkohidraulički (agregati A i B) elektrohidraulički (agregati C i D)
HE Bistrica	Francis	elektrohidraulički
HE Potpeć	Francis	digitalni elektrohidraulički ⁽¹⁾
HE Kokin Brod	Francis	digitalni elektrohidraulički
HE Uvac	Francis	mehaničkohidraulički
HE Pirot	Francis	elektrohidraulički
HE Vrla 1	Pelton	mehaničkohidraulički
HE Vrla 2	Francis	mehaničkohidraulički
HE Vrla 3	Francis	mehaničkohidraulički
HE Vrla 4	Francis	mehaničkohidraulički
HE Ovčar Banja	Kaplan	digitalni elektrohidraulički
HE Međuvršje	Kaplan	digitalni elektrohidraulički
RHE Bajina Bašta	Francis	digitalni elektrohidraulički
⁽¹⁾ - u toku je zamena elektrohidrauličkih regulatora digitalnim elektrohidrauličkim regulatorima		

Tabela 2. Osnovni podaci o turbinama i turbinskim regulatorima u termoelektranama u EES Srbije

Termoelektrana	Generator	Vrsta kotla	Tip turbine	Način upravljanja blokom		Vrsta turbinskog regulatora
				Osnovni	Alternativni	
Nikola Tesla A	1	Doboš	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	Koordinisani mod	Elektro - hidraulični
	2	Doboš	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	Koordinisani mod	Elektro - hidraulični
	3	Doboš	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	Koordinisani mod	Elektro - hidraulični
	4	Protočni	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	Koordinisani mod	Elektro - hidraulični
	5	Protočni	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	Koordinisani mod	Elektro - hidraulični
	6	Protočni	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	Koordinisani mod	Elektro - hidraulični
Nikola Tesla B	1	Protočni	Kondenzaciona	Koordinisani mod	Kotao vodi - turbina sledi	Elektro - hidraulični
	2	Protočni	Kondenzaciona	Koordinisani mod	Kotao vodi - turbina sledi	Elektro - hidraulični
Kolubara	1	Doboš	Kondenzaciona	Kotao vodi - turbina sledi	-	Elektro - mehanički
	2	Doboš	Kondenzaciona	Kotao vodi - turbina sledi	-	Elektro - mehanički
	3	Doboš	Kondenzaciona	Kotao vodi - turbina sledi	-	Elektro - mehanički
	4	Doboš	Kondenzaciona	Kotao vodi - turbina sledi	-	Elektro - mehanički
	5	Doboš	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	-	Elektro - hidraulični
Morava		Doboš	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	-	Elektro - hidraulični
Kostolac A	1	Doboš	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	-	Elektro - mehanički
	2	Doboš	Kondenzaciona	Turbina vodi - kotao sledi	-	Elektro - mehanički
Kostolac B	1	Protočni	Kondenzaciona	Koordinisani mod	Kotao vodi - turbina sledi	Elektro - hidraulični
	2	Protočni	Kondenzaciona	Koordinisani mod	Kotao vodi - turbina sledi	Elektro - hidraulični
TE - TO Novi Sad	1	Doboš	Kondenzaciona / protivpritisna	Turbina vodi - kotao sledi	-	Elektro - mehanički
	2	Doboš	Kondenzaciona / protivpritisna	Turbina vodi - kotao sledi	-	Elektro - mehanički
TE - TO Zrenjanin	1	Doboš	Kondenzaciona / protivpritisna	Turbina vodi - kotao sledi	-	Elektro - hidraulični
TE - TO S.Mitrovica	1					
Kosovo A	1	Doboš	Kondenzaciona			Elektro - mehanički
	2	Doboš	Kondenzaciona			Elektro - mehanički
	3	Doboš	Kondenzaciona			Elektro - mehanički
	4	Doboš	Kondenzaciona			Elektro - mehanički
	5	Doboš	Kondenzaciona			Elektro - mehanički
Kosovo B	1	Protočni	Kondenzaciona			Elektro - hidraulični
	2	Protočni	Kondenzaciona			Elektro - hidraulični

3. Sekundarna regulacija učestanosti i snage razmene EES-a Srbije

Generalno gledano, osnovni cilj regulacije učestanosti i snage razmene u EES je održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije. To se postiže promenom proizvedene snage u cilju kompenzacije neizbežnih promena u potrošnji. Primarna regulacija učestanosti predstavlja spontano dejstvo regulatora turbine, koji su osetljivi na promene učestanosti. Sekundarna regulacija predstavlja naknadno superponirano dejstvo na primarnu regulaciju, preko ulaza za tzv. spoljnu naredbu turbinskih regulatora, radi eliminisanja statičke greške učestanosti i/ili snaga razmene. To se postiže pomoću centralnog mrežnog regulatora regulacione oblasti koji određuje potrebnu proizvodnju pojedinih regulacionih agregata, na osnovu merenja učestanosti i snaga razmene na interkonektivnim vodovima i prosleđuje agregatima uključenim u sekundarnu regulaciju u vidu impulsa za povećanje/smanjenje proizvodnje agregata.

Deo interkonekcije, koji je dužan da apsorbira sve promene opterećenja unutar svoje teritorije i da istovremeno održava razmenu električne energije sa susedima i učestanost na unapred definisanim vrednostima, naziva se regulaciona oblast. Unutar UCTE interkonekcije granice regulacionih oblasti se najčešće poklapaju sa državnim granicama zemalja članica UCTE-a. Pri

tome, dakle, imperativ je da sve regulacione oblasti budu sposobne da sopstvenu potrošnju uravnoteže sa sopstvenom proizvodnjom, uz tačno definisane tehničke i ekonomske uslove. Međutim, da bi lakše izvršavale svoje obaveze prema interkonekciji (sekundarna regulacija, razmena podataka, obračuni), susedne regulacione oblasti se često udružuju u regulacione blokove.

3.1. Način rada regulacionog bloka EES Srbije, Crne Gore i Makedonije

SMM regulacioni blok je nadležan za poslove propisane aktuelnim UCTE Operativnim priručnikom [4]. Sa ispunjenjem ovih zahteva, omogućeno je da EES Srbije, Crne Gore i Makedonije rade u UCTE interkonekciji. Deo poslova koji se odnose na rad regulacione oblasti, a neophodni su i za rad regulacionog bloka, obavljaju operatori prenosnog sistema (TSO) iz prethodno navedenih država (JP EMS, EPCG i MEPSO). Na osnovu dogovora ovih TSO, koji je formalizovan potpisivanjem i odgovarajućeg Ugovora, poslove operatora bloka radi JP EMS.

Operator bloka planira rad bloka, vrši nadzor njegovog rada u realnom vremenu kao i neophodne obračune realizovanog rada. Poslovi operatora bloka se generalno mogu podeliti na sledeće tri osnovne grupe: programi razmene, organizovanje i nadzor sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene (LFC) i elektroenergetski obračuni. Navedeni poslovi se obavljaju u skladu sa regulativom i praksom UCTE. Svaka regulaciona oblast unutar interkonekcije je dužna da korišćenjem sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene u svakom trenutku održava sumu snaga razmene prema susednim EES i učestanost interkonekcije na planiranim vrednostima, odnosno sa tehnički prihvatljivim odstupanjima u odnosu na planirane vrednosti. U Dispečerskom centru (DC) svake regulacione oblasti se, na osnovu merenja učestanosti i ukupne razmene aktivne snage sa susednim sistemima, izračunava regulaciona greška oblasti (Area Control Error - ACE).

Programski paket blok regulator [26] ima zadatak da omogući istovremeni proračun regulacionih grešaka svake članice SMM bloka kao i regulacione greške bloka. Ovako izračunate regulacione greške paket, posredstvom SCADA sistema, prosleđuje u dispečerske centre članica bloka. Programski paket omogućava proračun regulacione greške bloka po hijerarhijskom i pluralističkom modu rada sekundarne regulacije.

Programski paket za svaku regulacionu oblast izračunava regulacionu grešku ACE, po sledećoj relaciji:

$$ACE_k = (P_k - P_{k0}) + B_{fk} (f - f_0) . \quad (3)$$

$$ACE_{SMM} = (P_{SMM} - P_{SMM0}) + B_{fSMM} (f - f_0) . \quad (4)$$

gde je:

ACE_k - regulaciona greška k-te regulacione oblasti - kompanije;

ACE_{SMM} - regulaciona greška SMM bloka;

P_k - trenutna vrednost totala razmene aktivne snage sa susedima k-te kompanije;

P_{SMM} - trenutna vrednost totala razmene aktivne snage sa susedima SMM bloka;

P_{k0} - plan razmene aktivne snage sa susedima k-te kompanije;

P_{SMM0} - plan razmene aktivne snage sa susedima SMM bloka;

B_{fk} - regulaciona konstanta oblasti;

B_{fSMM} - regulaciona konstanta SMM bloka;

f - trenutna vrednost učestanosti;

f_0 - referentna učestanost sistema.

Za svaku regulacionu oblast i blok postoji mogućnost da se regulaciona greška ACE može računati na osnovu sledeća tri moda rada:

- na osnovu učestanosti i snage razmene: $ACE = (P - P_0) + B_f (f - f_0)$;
- na osnovu učestanosti: $ACE = B_{fk} (f - f_0)$;
- na osnovu snage razmene: $ACE = (P - P_0)$.

Uvek važi da je $B_{fSMM} = \sum B_{fk}$. Ako su u svim oblastima i za ceo SMM blok izabrani isti modovi rada takođe važi da je $ACE_{SMM} = \sum ACE_k$.

Omogućeni su *pluralistički* i *hijerarhijski* način organizacije rada sekundarne regulacije u bloku. U *pluralističkom* načinu rada jedna regulaciona oblast radi kao lider regulacionog bloka. Reguliše razmenu celokupnog regulacionog bloka, dok sve ostale regulacione oblasti unutar bloka regulišu odstupanje sopstvenih regulacionih grešaka. Na taj način regulisane su i razmene sa okruženjem bloka i razmene između članica bloka. U *hijerarhijskom* načinu rada lider bloka izračunava ukupnu grešku regulacionog bloka. Pošto je podvrgne integralnom dejstvu, on je raspodeljuje na članice bloka tako što je množi sa unapred definisanim koeficijentom učešća. Svakoj članici bloka se šalje njen deo regulacione greške bloka. Mrežni regulator članice bloka izračunava grešku svoje regulacione oblasti i potom je sabira sa dobijenim delom regulacione greške bloka. Na taj način, u hijerarhijskom modu rada, regulaciona greška oblasti-kompanije sadrži i komponentu koja se dobija množenjem regulacione greške celog SMM bloka koeficijentom učešća odnosno:

$$ACE_k = (P_k - P_{k0}) + B_{fk} (f - f_0) + h_k ACE_{SMM} \quad (5)$$

gde je h_k koeficijent učešća k-te kompanije u hijerarhijskoj regulaciji i $\sum h_k = 1$.

Da bi se regulaciona greška oblasti anulirala, na pojedine elektrane se iz DC kontrolne oblasti šalju regulacioni impulsi (više/nije) koji se pomoću lokalne regulacione opreme "uvode" u regulatore aktivne snage generatora koji su uključeni u sekundarnu regulaciju. Na opisani način se automatski reguliše odata snaga, a samim tim i ukupna proizvodnja u regulacionoj oblasti.

Regulacioni impulsi se generišu kada je $ACE > \pm 10 \text{ MW}$. Na osnovu vrednosti regulacione greške generatora koji su uključeni u sekundarnu regulaciju PCE_i , generišu se regulacioni impulsi više/nije. Uslov za izdavanje regulacionih impulsa prema i-toj jedinici je da je greška sistema ACE veća od zadate minimalne vrednosti (u našem slučaju to je 10 MW) i da je regulaciona greška jedinice PCE_i istog znaka kao i regulaciona greška sistema ACE.

U slučaju SMM regulacionog bloka, ukoliko je ACE veća od $\pm 200 \text{ MW}$, dolazi do pauziranja rada AGC-a, i ako to traje više od 60 sekundi rad AGC se suspenduje. Ako je AGC suspendovan, aktivira se ručnom akcijom dispečera, a ako je pauziran, aktivira se automatski nakon povratka ACE u dozvoljeni opseg, a da ta pauza nije trajala više od 60 sekundi. Dakle, da bi se omogućio povratak ACE u dozvoljeni opseg, neophodne su dispečerske akcije, odnosno da se izvrši tercijarna regulacija učestanosti, o kojoj će biti reči u narednom tekstu.

U skladu sa zahtevima i standardima UCTE Operativnog priručnika [4] u DC JP EMS postoje redundantni SCADA sistemi: tzv. "novi" (novi AREVA SCADA/EMS) i tzv. "stari" SCADA sistem. Na "starom" SCADA sistemu je implementirana, za potrebe koordinacije bloka, dodatna SCADA aplikacija koja izračunava regulacionu grešku SMM bloka i svake članice bloka.

Nasleđeni problem, nezavisan od preuzimanja poslova koordinator bloka JP EMS od EKC, je nedovoljan broj kvalitetnih i pouzdanih obostranih telemerenja na pojedinim interkonektivnim dalekovodima SMM bloka i poveznim dalekovodima između regulacionih oblasti unutar SMM bloka. Za neka merenja sa interkonektivnih dalekovoda na SCADA sistemu nije postojao grafički prikaz trenutnih tokova snaga razmene, a dešavali su se i povremeni, najčešće kratkotrajni prekidi u radu SCADA aplikacije implementirane za potrebe koordinacije bloka. Ovi problemi se sistematski rešavaju pa je broj kvalitetnih i pouzdanih telemerenja na interkonektivnim dalekovodima SMM bloka i poveznim dalekovodima između regulacionih oblasti unutar SMM bloka sve veći. Takođe na SCADA sistemu urađen je grafički prikaz merenja sa svih interkonektivnih vodova. Pouzdanost rada dodatne SCADA aplikacije implementirane u "starom" SCADA sistemu a samim tim kvalitet izračunavanja regulacione greške kontrolnog SMM bloka i svake članice bloka su na zadovoljavajućem nivou.

3.2. Faktori od uticaja na tok i kvalitet sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene

Na tok i kvalitet sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene sledeći faktori su od najvećeg uticaja:

- veličina i prostorna raspodela rezerve sekundarne regulacije;
- brzina aktiviranja rezerve sekundarne regulacije;
- konstanta sekundarne regulacije (tzv. bias factor);
- vrednost relevantnih regulacionih parametara agregata (veličine "mrtve" zone i statizma turbinskih regulatora regulacionih agregata);
- parametri mrežnog regulatora (koeficijent proporcionalnog dejstva, vremenska konstanta integralnog dejstva, dužina impulsa, intervali slanja impulsa);
- koeficijenti participacije regulacionih agregata;
- brzina i pouzdanost prenosa podataka;
- kvalitet i pouzdanost telemerenja.

Regulacione konstante određuje regionalna grupa System Frequency za celu interkonekciju Continental Europe, na godišnjem nivou, i ne smeju se menjati. Za 2010. godinu, regulaciona konstanta Srbije iznosi 389 MW/Hz. Inače, vrednosti regulacionih konstanti se ne usklađuju sa načinom organizacije sekundarne regulacije SMM bloka (pluralistički ili hijerarhijski).

Koeficijent proporcionalnog dejstva mrežnog regulatora Srbije iznosi 0.5, vremenska konstanta integralnog dejstva je 200 s , dužina impulsa iznosi 500 ms i interval slanja impulsa je 4 s.

3.3. Aktuelno stanje sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene EES-a Srbije

Za rad u sekundarnoj regulaciji učestanosti i snage razmene tokom 2008. godine praktično su bile osposobljene sledeće elektrane: HE Đerdap 1, HE Bajina Bašta i RHE Bajina Bašta, pri čemu su te elektrane imale sledeći maksimalan opseg sekundarne regulacije respektivno: 6x100 MW, 4x30 MW i 2x100 MW. Zbog male brzine prenosa podataka, HE Bistrica u toku 2008. godine nije bila uključena u sekundarnu regulaciju na novom AREVA SCADA/EMS sistemu. Tek krajem 2008. godine ostvarena je optička veza sa HE Bistrica, tako da je početkom 2009. ova elektrana bila uključena u rad sekundarne regulacije učestanosti.

Za rad u sekundarnoj regulaciji učestanosti i snage razmene tokom 2009. godine bile su osposobljene sledeće elektrane: HE Đerdap 1, HE Bistrica, HE Bajina Bašta i RHE Bajina Bašta, pri čemu su te elektrane imale sledeći maksimalan opseg sekundarne regulacije respektivno: 6x100 MW, 2x25 MW, 4x30 MW i 2x100 MW.

Neophodna rezerva u sekundarnoj regulaciji izračunava se na mesečnom nivou na osnovu procedure date u aktuelnom Operativnom priručniku UCTE-a [4]. Minimalna rezerva sekundarne regulacije R (MW) izračunava se na osnovu sledeće formule UCTE-a:

$$R = \left(a \cdot L_{\max} + b^2 \right)^{1/2} - b \quad (6)$$

gde su:

a - konstanta čija vrednost iznosi 10 MW;

L_{\max} - maksimalna predviđena snaga potrošnje (u MW) u regulacionoj oblasti;

b - konstanta čija vrednost iznosi 150 MW.

U [24] je konstatovano da je kvalitet rada sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene regulacione oblasti JP EMS tokom 2008. godine poboljšan u odnosu na prethodne godine. Sa druge strane, kvalitet rada sekundarne regulacije SMM bloka je na sredini kvaliteta članica UCTE-a, ali je primećeno i pogoršavanje parametara usled lošijeg rada sekundarne regulacije u Makedoniji.

Međutim, kako je to rečeno u [25], kvalitet rada sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene regulacione oblasti JP EMS je tokom 2009. godine blago opao u odnosu na prethodne godine. Problemi su nastajali u periodima veoma visokih ili veoma niskih dotoka u hidroelektranama, kada nije bilo dovoljno kapaciteta raspoloživih za rad u sekundarnoj regulaciji, kao i u jutarnjim satima, kada se gotovo svi hidroagregati isključe ili svedu na minimum, pa nema dovoljnog regulacionog opsega. Da bi se rešio ovaj problem JP EMS i JP EPS su zajedno počeli posao na uvođenju blokova TE Nikola Tesla A u sekundarnu regulaciju. Prema informacijama dobijenim od JP EMS, u toku su pripreme za uvođenje agregata TE Nikola Tesla A3, A4, A5 i A6 u sekundarnu regulaciju, s tim da će mrežni regulator direktno slati impulse na pojedinačne blokove, a ne na elektranu u celini, kao kod hidroelektrana.

Sa druge strane, konstatuje se u [25], da je kvalitet rada sekundarne regulacije SMM bloka na sredini kvaliteta članica evropske interkonekcije, ali opada usled lošijeg rada sekundarne regulacije svih članova bloka, kao uostalom i kvalitet sekundarne regulacije većine drugih zemalja u evropskoj interkonekciji.

Kvalitet regulacije učestanosti i snage razmene može da se prati posredstvom niza pokazatelja. Jedan od osnovnih pokazatelja je srednja satna učestanost, koja se u 2008. godini kretala u granicama od 49.9586 Hz do 50.0670 Hz, uz standardnu devijaciju od 12.0258 mHz, a u 2009. godini, u granicama od 49.9544 Hz do 50.0953 Hz, uz standardnu devijaciju od 10.823 mHz. Zbog većih odstupanja učestanosti od nominalne vrednosti pogotovo na početku noćnih sati, formirana je na nivou UCTE interkonekcije posebna radna grupa, koja je zaključila da je jedan od glavnih uzroka ove pojave različita brzina promene snage elektrana prilikom prelaska na novi

program rada. Već iz ovih pokazatelja se može zaključiti da je došlo do daljeg pogoršanja kvaliteta učestanosti u evropskoj interkonekciji. Kako je 2009. godina bila godina pregrupisavanja panevropskih organizacija vezanih za prenos električne energije, 2010. godina će pokazati ima li nova organizacija više snage da se suoči sa sve većim odstupanjima učestanosti.

Što se tiče samoregulacione oblasti JP EMS, konstatovano je da je regulacija učestanosti i snage razmene tokom 2008. i 2009. godine bila na zadovoljavajućem nivou, mada je primetan blagi pad kvaliteta.

4. Tercijarna regulacija učestanosti EES-a Srbije

Uobičajeno je da se termin - tercijarna regulacija odnosi na proces koji se superponira na primarnu i sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene, a cilj je da se raspodela opterećenja među proizvodnim agregatima obavi na najekonomičniji način [28]. U pomenutoj referenci, navodi se i da je tercijarna regulacija po svojoj suštini ekonomski dispečing aktivnih snaga, i da je ona jedan od podsistema sekundarne regulacije, koja se automatski obavlja.

Međutim, u aktuelnim dokumentima [1] - [5] ovaj pojam ima sasvim drugo značenje i smisao. I dalje je to proces koji se u kontinuitetu superponira na primarnu i sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene, ali to se radi "ručno" (a ne automatski), i sa drugom namenom. Po ovoj definiciji, tercijarna regulacija učestanosti, po svom karakteru spada u kategoriju dispečerskih akcija, jer se aktivira usmenim nalogima operativnog osoblja. Osnovni cilj je oslobađanje opsega sekundarne regulacije tokom normalnog rada EES, ali i kao pomoć sekundarnoj regulaciji posle većih poremećaja u EES.

Takođe, tercijarna regulacija se koristi i za otklanjanje zagušenja u prenosnoj mreži (tzv. redispečing). Kao karakterističan primer za redispečing je pokretanje TE-TO Zrenjanin nakon kvara transformatora u TS Zrenjanin 2 u novembru i decembru 2008. godine, koji je ugrozio sigurnost snabdevanja potrošača u tom delu Srbije [24].

Na tok i kvalitet tercijarne regulacije učestanosti utiču sledeći faktori, koji su precizno definisani u [1]: propisana veličina tercijarne rezerve za "podizanje" snage (kod nas to je 450 MW), propisana veličina tercijarne rezerve za "spuštanje" snage (150 MW), propisano vreme sinhronizacije na prenosnu mrežu svih hidrogenatora (manje od 15 minuta nakon prijema odgovarajućeg naloga), propisano vreme sinhronizacije na prenosnu mrežu svih motora u pumpnim postrojenjima, odnosno hidrogenatora sa mogućnošću reverzibilnog rada (manje od 15 minuta u oba režima rada nakon prijema odgovarajućeg naloga), sposobnost rada svakog generatora sa sniženom proizvodnjom aktivne energije (minimalni iznos ove proizvodnje za koji se garantuje stabilan rad generatora, tzv. tehnički minimum P_{min} mora zadovoljiti sledeće vrednosti: za hidrogenatore čija je nominalna snaga

$P_{nom} \leq 200$ MW: $P_{min} \leq 0,5P_{nom}$; za hidrogeneratore čija je $P_{nom} > 200$ MW: $P_{min} \leq 0,65P_{nom}$; za turbogeneratore gde je pogonsko gorivo ugljik: $P_{min} \leq 0,7P_{nom}$; za turbogeneratore gde je pogonsko gorivo gas ili mazut: $P_{min} \leq 0,6P_{nom}$).

4.1. Aktuelno stanje tercijarne regulacije učestanosti EES-a Srbije

Kako je to već rečeno, prema Pravilima o radu prenosnog sistema [1], potrebno je da se obezbedi 450 MW tercijarne rezerve za "podizanje" snage i 150 MW tercijarne rezerve za "spuštanje" snage. Saglasno iznetom u [24] i [25], ugovorom o sistemskim uslugama za 2008. i 2009. godinu, koji je JP EMS potpisala sa JP EPS, obezbeđeno je 300 MW tercijarne rezerve za podizanje snage i 150 MW tercijarne rezerve za spuštanje snage. Preostali deo rezerve je bio obezbeđen na osnovu bilateralnih ugovora o havarijskoj ispomoći sa susjednim operatorima prenosnog sistema.

Tokom 2008. i 2009. godine JP EMS je, po potrebi, isporučivao ili primao havarijsku energiju za, odnosno od drugih operatora prenosnog sistema. Ova havarijska ispomoć je realizovana kroz razmenu električne energije u paralelnom i ostrvskom radu.

5. Primarna regulacija napona EES-a Srbije

Generalno gledano, imperativ održavanja potrebnog nivoa sigurnosti i kvaliteta električne energije nameće da svi relevantni elementi za održavanje i regulaciju napona u EES moraju da zadovoljavaju oštre kriterijume koji se odnose na njihovu funkcionalnost, pouzdanost i raspoloživost. Sistemi pobude sinhronih generatora, kao osnovni uređaji za regulaciju napona i održavanje statičke i tranzijentne stabilnosti EES-a, moraju da imaju sve pomenute osobine, kako bi ispunili ove kriterijume. Automatski regulatori napona (često se koristi i termin - regulatori pobude), kao sastavni delovi sistema pobude, zaduženi su za primarnu regulaciju napona u EES. Takođe, od njihovih konstruktivnih i funkcionalnih karakteristika zavisice kvalitet električne energije koja se isporučuje potrošačima, kao i stabilnost elektroenergetskog sistema.

U studiji [29] proučavane su vrste, osobine i karakteristike sistema pobude, tada (2005. godina) ugrađenih na agregatima i blokovima u EPS-u. Pri tome, izvršena je njihova podela prema vrsti izvora pobudne struje na jednosmerne, naizmjenične i statičke. Takođe, radi sagledavanja stanja u kome se nalaze regulatori pobude u EPS-u izvršena je njihova podela i klasifikacija prema konstrukciji na elektromehaničke, elektromagnetne i elektronske regulatore pobude i prema vrsti dejstva na proporcionalne i multivarijabilne.

5.1. Kraći opis resursa za primarnu regulaciju napona

Klasifikacija sistema pobude prema vrsti izvora pobudne struje, konstrukciji i prema vrsti dejstva, za hidroelektrane i termoelektrane, prikazani su u tab. 3 i tab. 4, respektivno.

Tabela 4. Osnovne karakteristike pobudnih sistema u termoelektranama u EES Srbije

Termoelektrana	Generator	Izvor pobudne struje	Konstrukcija regulatora pobude	Vrsta dejstva regulatora
Nikola Tesla A	1	Statički sistem pobude sa nezavisnim pobuđivanjem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Multivarijabilni (regulator sa stabilizatorom EES)
	2	Statički sistem pobude sa nezavisnim pobuđivanjem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Proporcionalni
	3	Naizmjenični sistem pobude sa neupravljivim energetskim pretvaračem	Elektronski (analogni poluprovodnički)	Proporcionalni
	4	Naizmjenični sistem pobude sa neupravljivim energetskim pretvaračem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Proporcionalni
	5	Naizmjenični sistem pobude sa neupravljivim energetskim pretvaračem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Proporcionalni
	6	Statički sistem pobude sa nezavisnim pobuđivanjem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Multivarijabilni (regulator sa stabilizatorom EES)
Nikola Tesla B	1	Statički sistem pobude sa samopobuđivanjem	Elektronski (analogni poluprovodnički)	Proporcionalni
	2	Statički sistem pobude sa samopobuđivanjem	Elektronski (analogni poluprovodnički)	Proporcionalni
Kolubara A	1	Jednosmerni sistem pobude sa glavnom i pomoćnom pobudnicom (pomoćna pobudnica je generator jednosmerne struje)	Elektromehanički	Proporcionalni
	2	Jednosmerni sistem pobude sa glavnom i pomoćnom pobudnicom (pomoćna pobudnica je generator jednosmerne struje)	Elektromehanički	Proporcionalni
	3	Jednosmerni sistem pobude sa glavnom i pomoćnom pobudnicom (pomoćna pobudnica je naizmjenični generator)	Elektromagnetni	Proporcionalni
	4	Jednosmerni sistem pobude sa glavnom i pomoćnom pobudnicom (pomoćna pobudnica je naizmjenični generator)	Elektromagnetni	Proporcionalni
	5	Jednosmerni sistem pobude sa glavnom i pomoćnom pobudnicom (pomoćna pobudnica je generator sa stalnim magnetima)	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Proporcionalni
Morava	1	Jednosmerni sistem pobude sa glavnom i pomoćnom pobudnicom (pomoćna pobudnica je naizmjenični generator, 100 Hz)	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Proporcionalni
Kostolac A	1	Statički sistem pobude sa samopobuđivanjem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Proporcionalni
	2	Jednosmerni sistem pobude sa glavnom i pomoćnom pobudnicom (pomoćna pobudnica je naizmjenični generator, 400 Hz)	Elektromagnetni	Proporcionalni
Kostolac B	1	Statički sistem pobude sa nezavisnim pobuđivanjem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Multivarijabilni (regulator sa stabilizatorom EES)
	2	Statički sistem pobude sa nezavisnim pobuđivanjem	Elektronski (digitalni mikroprocesorski)	Multivarijabilni (regulator sa stabilizatorom EES)
TE - TO Novi Sad	1	Statički sistem pobude sa samopobuđivanjem	Elektronski (analogni poluprovodnički)	Proporcionalni
	2	Statički sistem pobude sa samopobuđivanjem	Elektronski (analogni poluprovodnički)	Proporcionalni
TE - TO Zrenjanin	1	Statički sistem pobude sa samopobuđivanjem	Elektronski (analogni poluprovodnički)	Proporcionalni
TE - TO S. Mitrovica	1	Naizmjenični sistem pobude sa neupravljivim energetskim pretvaračem	Elektronski (analogni poluprovodnički)	Proporcionalni
Kosovo A	1			
	2			
	3			
	4			
	5			
Kosovo B	1			
	2			

5.2. Aktuelno stanje primarne regulacije napona

U okviru regulacije napona u prenosnom sistemu, operativno osoblje iz DC nadgleda i izdaje naloge, koji se odnose na proizvodnju ili apsorpciju reaktivne energije, centrima upravljanja proizvodnih jedinica. Osim ovih mera, operativno osoblje reguliše napone u sistemu davanjem naloga za promenu pozicija na regulacionim transformatorima 400/110 kV i 220/110 kV i koordinira aktivnosti sa operatorima susednih sistema u cilju regulacije napona, odnosno protoka reaktivnih snaga po interkonektivnim dalekovodima.

Saglasno izloženom u [24] i [25], tokom 2008. i 2009. godine, u mreži naponskog nivoa 400 kV, niži pogonski naponi zabeleženi su u TS Niš 2, a u mreži naponskog nivoa 220 kV, naponi su najkritičniji bili u TS Kruševac 1 i TS Kraljevo 3, ali u dozvoljenim granicama 2009. godine [25]. U mreži naponskog nivoa 110 kV, najveći problemi zabeleženi su na pravcima preko kojih se vrši isporuka električne energije ka regionu Kosova i Metohije, što posebno pogađa sledeće objekte: TS Vranje, TS Bujanovac, TS Preševo, TS Novi Pazar 1 i Novi Pazar 2. Kako bi se naponi 110 kV vratili u dozvoljeni opseg, često se pristupalo, u posmatranom periodu, redišpečingu HE Vlasina, HE Uvac i HE Kokin Brod.

Ulaskom u pogon dalekovoda 400 kV TS Niš 2 - TS Leskovac i transformacije 400/110 kV u TS Leskovac 2, značajno su se poboljšale naponske prilike u tom delu EES. Shodno tome smanjena je i potreba za angažovanjem HE Vlasina zbog regulacije napona.

Dalje, saglasno izloženom u [24] i [25], tokom 2008. i 2009. godine, u pojedinim stanjima EES Srbije prima značajne količine reaktivne energije po inerkonektivnim dalekovodima od susednih EES, posebno iz pravca Mađarske i Bugarske. To je bilo i očekivano, jer je to bilo prethodno sagledano u okviru studije [30].

U studiji [30], između ostalog, za sva razmatrana maksimalna stanja (31. decembar 2005. godine, 26. januar 2006. godine i maksimalna stanja koja se očekuju 2010. i 2015. godine), utvrđene su realne mogućnosti EES-a Srbije, da u izolovanom radu (naravno fiktivnom) zadovolji svoj bilans u pogledu reaktivnih snaga. Time je u potpunosti ispunjen jedan od bitnih zahteva, odnosno *conditio sine qua non*, definisanog u dokumentu [6], u delu koji se odnosi na naponsko-reaktivna stanja, koji doslovice glasi: "Each TSO is able to comply with its REACTIVE POWER demand of the own transmission system". Naravno, opšte je poznato da se, iako je taj uslov striktno ispoštovan u svakom od EES-a koji se nalaze u sinhronom paralelnom radu, javljaju i tzv. slobodni (paralelni) tokovi reaktivnih snaga po interkonektivnim dalekovodima (kao i slobodni tokovi aktivnih snaga).

U dosadašnjoj pogonskoj praksi, pre rekonekcije sa UCTE, nije bilo nikakvih posebnih problema sa susednim EES (Rumunija, Bugarska,

Makedonija, Crna Gora, Albanija i deo Republike Srpske), u pogledu tokova reaktivnih snaga na interkonektivnim dalekovodima, s obzirom da su se naponi u graničnim tačkama, po pravilu, nalazili u okviru tolerantnih granica. Takvi problemi sa navedenim susedima ne bi trebalo da se očekuju ni u budućnosti, posebno imajući u vidu sve planirane promene (pozitivne) u prenosnoj mreži Srbije [30].

Novi momenti, nastali nakon rekonekcije sa UCTE, vezuju se za EES Mađarske i Hrvatske, iz kojih, saglasno aktuelnoj pogonskoj praksi, "dolazi" izvesna reaktivna snaga. Za EES Hrvatske, to je veoma povoljno, jer u tom EES postoje problemi u pogledu održavanja povoljnih naponsko-reaktivnih prilika i u maksimalnim stanjima ("višak" reaktivne snage i pojava previsokih napona u mreži) [31]. Stoga, često su generatori u EES Hrvatske u potpobuđenim režimima rada, i pored ugrađene prigušnice od 150 Mvar na 400 kV naponskom nivou u RHE Obrovac.

Što se tiče razmene reaktivne snage sa EES Mađarske, apostrofirane u [24] i [25], ona je prirodna posledica prisutne topologije i prisustva veoma značajnog izvora na naponskom nivou 400 kV-NE Pakš (ukupne snage 2072 MVA, 1760 MW), koji se nalazi relativno blizu granice sa Srbijom. Na tok reaktivne snage na interkonektivnom dalekovodu 400 kV Šandorfalva-Subotica bitan uticaj ima podešena vrednost naponskih referenci generatora u NE Pakš, koja se tako podešava, da bi se u EES Mađarske uspostavila povoljna naponsko-reaktivna stanja.

Kada je u pitanju razmena reaktivne snage sa EES Bugarske, takođe apostrofirane u [[24] i [25], ona je prirodna posledica prisustva veoma značajnog izvora na naponskom nivou 400 kV-NE Kozlodui (2x1111 MVA, 2x1000 MW), tako da na tokove reaktivne snage na interkonektivnom dalekovodu 400 kV Sofija-Niš bitan uticaj ima podešena vrednost naponskih referenci generatora u NE Kozlodui. Iz poznatih razloga, ona se tako podešava, da bi se u centralnom i zapadnom delu EES-a Bugarske uspostavila povoljna naponsko-reaktivna stanja.

Dosadašnja pogonska praksa (a prošlo je skoro punih šest godina od rekonekcije sa UCTE) nije ukazivala na neke posebne probleme na tom planu, jer su se naponi u graničnim tačkama (Šandorfalva, odnosno Subotica, Sofija, odnosno Niš) održavali u okviru propisanih granica. Takvu praksu trebalo bi očekivati i u budućnosti, iz razloga koji su detaljno elaborirani u [30]. Što se tiče razmene reaktivne snage sa susednim EES, utvrđeno je da ne bi trebalo da bude nekih posebnih problema, posebno imajući u vidu da se sa daljim razvojem prenosne mreže Srbije taj problem značajno relaksira.

6. Zaključak

U radu je izložena primarna, sekundarna i tercijarna regulacija učestanosti i primarna regulacija napona u EPS-u, ako i analiza aktuelnog

stanja. Sagledavanje karakteristika pomenutih vrsta regulacije EES-Srbije daje dobru osnovu za dalji rad na izradi studije [1], čiji je osnovni cilj da utvrdi realne mogućnosti za poboljšanje kvaliteta njihovog rada, odnosno, eventualno usklađivanje sa postojećom važećom regulativom, kao i obezbeđenje primarne rezerve za potrebe vršenja primarne regulacije učestanosti, obezbeđenje sekundarne rezerve za potrebe vršenja sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene, obezbeđenje tercijerne rezerve za potrebe tercijerne regulacije učestanosti i obezbeđenje kapaciteta za proizvodnju i apsorpciju reaktivne snage na generatorskim jedinicama za potrebe vršenja primarne regulacije napona.

Literatura

- [1] "I faza - sistemski parametri regulacije pobude i turbinske regulacije u elektranama EPS-a", Institut "Nikola Tesla", Beograd, 2010.
- [2] "Pravila o radu prenosnog sistema", Elektromreža Srbije, Verzija 1.0, april 2008.
- [3] "UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; A. Secondary Control", Final Version (approved by SC on 19 March 2009)
- [4] "UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; B. Secondary Control", Final Version (approved by SC on 19 March 2009)
- [5] "UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; C. Tertiary Control", Final Version (approved by SC on 19 March 2009)
- [6] "UCTE Operation Handbook, Policy 3: Operational Security; B. Voltage Control and Reactive Power Management", Final Version (approved by SC on 19 March 2009)
- [7] "Recommandations relatives au réglage primaire de puissance dans L'UCPTE", Projet-version VI, EOS, Lausanne, le 2. mars 1994.
- [8] "Regles du Jeu Relatives aux Replages Primaire et Secondaire de la Frequence et de la Puissance dans l'UCPTE", April, 1998.
- [9] "UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; A.Primary Control", final policy, 20 july 2004
- [10] CDO, Ancillary Services-generalised Economical and Organizational Issues, 1999.
- [11] Tubić D., Stojković B., "Ponovno povezivanje sa glavnim delom UCTE mreže", časopis "*Elektroprivreda*", br. 3, 2004., str. 3-8.

- [12] "Study for the Realization of Parallel and Synchronous Operation of the Power System of Bulgaria with the Power System of Greece and Former Yugoslavia within the UCPTTE, Part IV: Steady-State Stability, Transient Stability and Primary Frequency Control Analysis for the Year 1995", Nikola Tesla Institute, Belgrade, January, 1993.
- [13] "Technical and Energy Aspects of Parallel Synchronous Operation of the Romanian Electric Power System RENEL within the European Electric Power Systems Interconnection UCPTTE, Part IV: Transient Stability and Primary Frequency Control Analysis for the Year 1995", Nikola Tesla Institute, Belgrade, October, 1994.
- [14] "Technical Feasibility Study of Interconnection of the Electric Power Systems of Bulgaria (NEK) and Romania (RENEL) with the Interconnected Power Systems of Greece (PPC), Power Systems Under EKC Coordination and Albania (KESH) for Parallel and Synchronous Operation in Compliance with UCPTTE Regulations and Standards, Part IV: Dynamic Calculations for the Year 1996", Nikola Tesla Institute, Belgrade, July, 1995.
- [15] Popović D.P., Mijailović S., "Efekti proširenja interkonekcije UCPTTE na balkanskim prostorima", *XXXIX konferencija ETRAN, Zlatibor*, 6-9. juni 1995.
- [16] Popović D.P., Mijailović S., "Evaluation of the Relevant Technical Aspects of Including New Electric Power Systems within the Interconnection UCPTTE", *International Symposium Energy Systems in South-Eastern Europe, Ohrid*, 21-23 September 1995., pp 16-23.
- [17] Popović D.P., Mijailović S., "Dinamičke performanse elektroenergetske interkonekcije na balkanskim prostorima", *XXXX konferencija ETRAN, Budva*, 4-7 juni 1996.
- [18] Popović D.P., Mijailović S., Ivković-Ivandekić M., "Methodological and Practical Aspects of Primary Frequency Control in Context of Real Electric Power Interconnection", *International Symposium Bulk Power System Dynamics and Control IV-Restructuring*, August 24-28, 1998, Santorini, Greece, pp. 295-306.
- [19] Mijailović S., Popović D., Ivandekić M., "Analiza kvaliteta primarne regulacije učestanosti jugoistočnog dela interkonekcije UCPTTE", *IX Simpozijum-Upravljanje i telekomunikacije u EES*, Herceg Novi, 1998.
- [20] Popović D.P., Mijailović S.V., "An Efficient Methodology for the Analysis of Primary Frequency Control of Electric Power System", *Int. Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 22(2000), pp 331-341.
- [21] "Trial Operation of the Bulgarian Electric Power System with the Electric Power Systems of Greece, Albania and ex-Yugoslav Republics", NEK, PPC, JUGEL/ECC/EPG, Belgrade, March, 1994.
- [22] "Preliminary Trial Parallel Operation of the Electric Power Systems of Romania with the Electric Power Systems of Albania, Greece and ex-

Yugoslav Republics", RENEL, JUGEL/ECC/EPS, Belgrade, March 1994.

- [23] "Simultaneous Trial Parallel Operation of the Electric Power Systems under EKC Coordination, Greece, Albania, Romania and Bulgaria", September 1995.
- [24] "Godišnji tehnički izveštaj za 2008. godinu - Osnovni izveštaj", JP Elektromreža Srbije, TD BR. 768/k, Beograd, maj 2009. godine
- [25] "Godišnji tehnički izveštaj za 2009. godinu - Osnovni izveštaj", JP Elektromreža Srbije, TD BR. 770/k, Beograd, april 2009. godine
- [26] G.Jakupović, N.Čukalevski, N.Obradović, I.Sinanović, "Razvoj, implementacija i iskustva iz upotrebe AGC regulatora SMM bloka", časopis "*Elektroprivreda*" br.4, 2008., str. 6-15.
- [27] G.Blagojević, J.Vidaković, D.Tubić, "Rad regulacionog bloka elektroenergetskih sistema Srbije, Makedonije i Crne Gore", 14 simpozijum - Upravljanje i telekomunikacije u elektroenergetskom sistemu, Tara, 16-18. jun 2008., referat C2 03.
- [28] M.Čalović, "Regulacija elektroenergetskih sistema; Tom 1 - Regulacija učestanosti i aktivnih snaga", Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, 1997.
- [29] "Regulacija napona odnosno pobudne struje sinhronih generatora u elektranama Elektroprivrede Srbije sa gledišta zahteva sistema", Studija Instituta "Nikola Tesla", Beograd, 2005.
- [30] "Planiranje izvora reaktivne snage u prenosnoj mreži EES Srbije - II faza", studija Instituta "Nikola Tesla", Beograd, 2006.
- [31] "Analiza potreba ugradnje kompenzacijskih uređaja u prijenosnoj mreži HEP-a za planirani razvoj mreže u kratkoročnom i srednjoročnom razdoblju", Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, Srpanj 2002.

Abstract. Elektromreža Srbije (EMS), after connecting with the main part of the UCTE association, is obliged to strictly comply with the requirements, criteria and standards prescribed by the UCTE, which refer to primary, secondary and tertiary frequency regulation frequency and primary voltage control. Accordingly in this paper the essence of this issue, as well as an analysis of a current situation is presented.

Keywords: primary, secondary, tertiary, control, frequency, voltage.

Primary, Secondary and Tertiary Frequency Control and Primary Voltage Control in EPS

Rad primljen u uredništvo 23.11.2010. godine

Rad prihvaćen 30.11.2010. godine