

# REGIONALNA INTEGRACIJA BALANSNIH TRŽIŠTA

## BALANCING REGIONAL MARKET INTEGRATION

Merim Džizić<sup>1</sup>, Smajo Bišanović<sup>2</sup>, Mensur Hajro<sup>3</sup>

**Sažetak:** Prekogranična razmjena regulacionih kapaciteta i razmjena balansne energije između operatora sistema sastavni su dio opredjeljenja unutar trećeg energetskeg paketa o stvaranju jedinstvenog europskog tržišta električne energije. U ovom radu analizirani su aspekti organizovanja prekograničnih balansnih tržišta u smislu dijeljenja resursa, angažovanja resursa i poravnanja na balansnom tržištu između operatora sistema. Također, analizirana je pozicija regulacionog područja Bosne i Hercegovine u odnosu namogućnost za integraciju unutar njenog bližeg okruženja.

**Ključne riječi:** balansno tržište, principi balansiranja, pomoćne usluge, integracija tržišta.

**Abstract:** Cross-border exchange of reserve capacities and exchange of balancing energy between the system operators is an integral part of the commitment within the third energy package on the creation of the European internal electricity market. This paper analyzes different aspects of balancing markets integration in terms of balancing resource sharing, resource commitment and market settlement between system operators. Position of the Bosnia and Herzegovina's control area, with regard to possibilities for integration within its neighbourhood is analysed, too.

**Keywords:** balancing market, balancing principles, ancillary services, market integration.

### UVOD

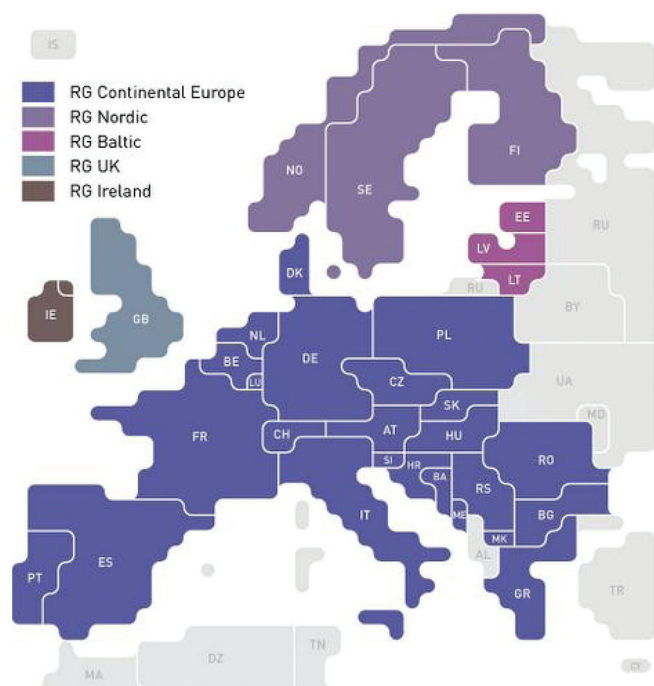
Balansiranje elektroenergetskih sistema čine svi procesi i aktivnosti u svrhu osiguranja kontinuirane ravnoteže između proizvedene i potrebne snage u sistemu, s ciljem održavanja stabilne frekvencije i s tim u vezi sigurnog pogona sistema. U uslovima liberalizovanog tržišta električne energije zadatak balansiranja povjeren je operatorima sistema koji od pružalaca balansnih usluga (engl. *Balance Service Provider* – BSP) nabavljaju balansne usluge, a troškove balansiranja alociraju na balansno odgovorne strane (engl. *Balance Responsible Party* – BRP) prema njihovom učešću u debalansu sistema.

Trenutno su procesi balansiranja unutar interkonekcije, posebno u regionu Jugoistočne Europe, dominantno organizovani na nivou nacionalnih operatora sistema. Neosporno je međutim da integracija balansnih tržišta na nivou susjednih operatora sistema, na nivou regije ili cijele interkonekcije ima veliki potencijal u smislu podizanja efikasnosti, ali i ekonomičnosti balansnih mehanizama. Ovaj rad se bavi tehno-ekonomskim specifičnostima različitih modelaintegracije balansnih tržišta.

### 1. BALANSIRANJE SISTEMA U OKVIRU REGULACIONIH PODRUČJA

#### 1.1. Pozicija regulacionog područja Bosne i Hercegovine unutar europske interkonekcije

Europska interkonekcija se sastoji od pet sinhronih područja koja su međusobno povezana istosmjernim DC vezama. Unutar kontinentalne Europe (Slika 1), dijelu



Slika 1: Sinhrona područja unutar europske interkonekcije (izvor: ENTSO-E)

<sup>1</sup> Nezavisni operator sistema u BiH, Bosna i Hercegovina

<sup>2</sup> JP Elektroprivreda BiH, Bosna i Hercegovina

<sup>3</sup> Elektrotehnički fakultet Sarajevo, Bosna i Hercegovina  
m.dzizic@nosbih.ba; s.bisanovic@elektroprivreda.ba;  
mhajro@etf.unsa.ba

Rad dostavljen: oktobar 2013. Rad prihvaćen: decembar 2013.

europske interkonekcije kojem pripada Bosna i Hercegovina, balansiranje sistema se organizuje na nivou regulacionih blokova i regulacionih područja, čije se granice najčešće poklapaju s nacionalnim državnim granicama. Geografsko područje Bosne i Hercegovine predstavlja regulaciono područje koje zajedno s područjima Hrvatske i Slovenije čini regulacioni blok Slovenija – Hrvatska – Bosna i Hercegovina (*Control Block – CB SHB*). Funkcija regulacije snage i frekvencije (engl. *Load-Frequency Control – LFC*) unutar bloka implementirana je po pluralističkoj shemi prema kojoj se regulacija vrši na nivou regulacionih područja, dok koordinator bloka dodatno vrši regulaciju bloka prema ostatku interkonekcije. Sva ostvarena odstupanja regulacionih područja predmet su energetske poravnane kroz kompenzacione programe.

## 1.2. Osnovni principi balansiranja u okviru regulacionih područja

Balansiranje sistema u uslovima otvorenog tržišta električne energije praktično se sastoji u tome da operator sistema, kroz transakcije s pružiocima balansnih usluga na balansnom tržištu, prodaje višak i kupuje manjak električne energije koji se pojavi u sistemu kojim upravlja. S obzirom na važnost balansiranja s aspekta sigurnog pogona sistema, određene balansne resurse kao dio pomoćnih usluga, operator sistema nabavlja unaprijed na tzv. tržištu rezervnih kapaciteta. Ti resursi su rezervni kapaciteti za stabilizaciju frekvencije (engl. *Frequency Containment Reserve – FCR*), kapaciteti za vraćanje frekvencije na nominalnu (postavljenu) vrijednost (engl. *Frequency Restoration Reserve – FRR*) i zamjenski kapaciteti (engl. *Replacement Reserve – RR*). U Tabeli I dat je pregled tipova regulacije koji se trenutno koriste u kontinentalnom dijelu Europe. Pri tome u stabilizaciji frekvencije po principu solidarnosti učestvuju svi operatori sistema unutar sinhronne oblasti, dok se procesi vraćanja frekvencije na nominalnu vrijednost i proces ponovne uspostave potrebne regulacione rezerve odnose na dio sistema u kojem se desio poremećaj i u kojem je narušena ravnoteža aktivnih snaga.

Dakle, balansni mehanizam karakterišu dva, međusobno povezana tržišta:

1. tržište rezervnih kapaciteta na kojem operator sistema nabavlja regulacione kapacitete na godišnjem, mjesečnom, sedmičnom ili dnevnom nivou, i
2. tržište balansne energije s kojeg se prema potrebi aktiviraju ponude za balansnu energiju.

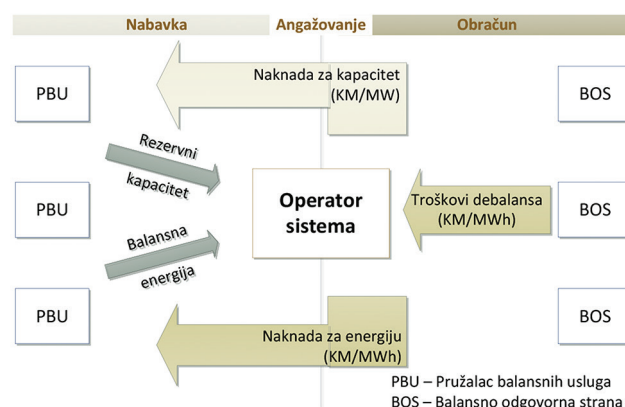
Tabela I: Tipovi regulacije korišteni u kontinentalnom dijelu Europe

| tip regulacije        | Funkcija                                       |
|-----------------------|------------------------------------------------|
| primarna regulacija   | stabilizacija frekvencije                      |
| sekundarna regulacija | vraćanje frekvencije na postavljenu vrijednost |
| tercijarna regulacija | oslobađanje aktiviranih regulacionih resursa   |

Tržište balansne energije nastupa nakon završenih ostalih faza veleprodajnog tržišta, a jedna strana u transakciji uvijek je operator sistema. Pri tome je u cilju povećanja efikasnosti i ekonomičnosti balansiranja sistema, na tržištu balansne energije poželjno omogućiti ponude za balansnu energiju i pored unaprijed rezervisanih kapaciteta. Te ponude praktično predstavljaju mogućnosti učesnika na tržištu da u sistem injektuju ili iz sistema preuzmu dodatne količine električne energije redispacijom vlastitih resursa, naravno po određenoj cijeni električne energije.

Balansni mehanizam se u vremenskom toku cijelog procesa sastoji od tri osnovne faze, kako je prikazano na Slici 2:

1. faze nabavke, koja podrazumijeva rezervaciju regulacionih kapaciteta i prikupljanje ponuda za balansnu energiju,
2. operativne faze, u kojoj se po potrebi aktiviraju ugovori za balansnu energiju i
3. faze obračuna, u kojoj se obračunavaju energetske i finansijske pozicije učesnika na tržištu, kako onih koji su pružali balansne usluge, tako i onih na koje se alociraju troškovi balansiranja sistema.



Slika 2: Shematski prikaz balansnog mehanizma

Troškovi rezervacije regulacionih kapaciteta najčešće se socijaliziraju između korisnika mreže kroz tarife za pomoćne usluge ili mrežarinu. Troškovi aktivirane balansne energije iz rezervisanih kapaciteta ili mimo njih, najčešće se alociraju na balansno odgovorne strane prema njihovom učešću u debalansu sistema.

## 2. PREKOGRANIČNA RAZMJENA BALANSNIH USLUGA

### 2.1. Aktivnosti na nivou interkonekcije

Trenutne aktivnosti unutar europske interkonekcije vezano za balansiranje aktivne snage usmjerene su kreiranju balansnih aranžmana koji nude prelazak granica regulacionih područja i koji nude regionalnu, ali i paneuropsku integraciju. Cilj internacionalizacije balansnih mehanizama jeste bolja dostupnost resursa i smanjenje troškova balansiranja uz održavanje sigurnog pogona elektroenergetskog sistema.

Treći energetska paket jasno stimulira uspostavu internog tržišta električne energije unutar Europske unije, ali i balansnog tržišta kao sastavnog dijela toga tržišta. Prednosti razmjene balansne energije već su evidentirane unazad nekoliko godina kroz različite regionalne inicijative, kao što su RPM/NOIS (*Regulation Power Market/Nordic Operational Information System*) mehanizam u Nordijskim zemljama, IGCC (*International Grid Control Cooperation*) kojeg su pokrenuli TSO u Njemačkoj, ili BALIT (*Balancing Inter TSO*) mehanizam između Velike Britanije i Francuske [1].

Unutar asocijacije europskih operatora prijenosnih sistema za električnu energiju (engl. *The European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E*) trenutno su u toku aktivnosti na izradi dvaju mrežnih kodova koji imaju dominantnu ulogu u razvoju prekogranične razmjene balansnih usluga. Ti mrežni kodovi se odnose na P-f regulaciju i rezerve (engl. *Load-Frequency Control and Reserves – LFCR*) sa tehničkog, te mrežni kod za balansiranje (engl. *Electricity Balancing – EB*) s tržišnog aspekta organizacije procesa balansiranja. Inače, mrežni kodovi se rade na osnovu okvirnih smjernica izdatih od strane Agencije za saradnju energetskih regulatora (engl. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*), a za ovaj rad posebno su interesantne smjernice koje se odnose na balansiranje [2].

## 2.2. Aranžmani za razmjenu balansnih usluga

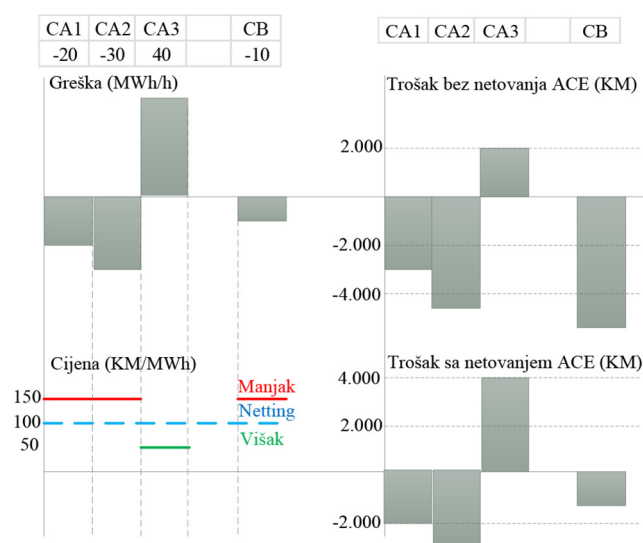
Balansna energija angažuje se u aktivnostima operativnog upravljanja elektroenergetskim sistemom u realnom vremenu ili neposredno prije njega. S obzirom na vremenski okvir u kojem se odvija, razmjena balansne energije zahtijeva definisanje posebnih procedura za nominovanje ponuda, aktiviranje ponuda i evidentiranje aktiviranih ponuda. Pored razmjene balansne energije koja se odnosi na stvarnu realizaciju razmjene balansnih usluga, poseban izazov u praktičnoj implementaciji predstavlja prekogranična rezervacija regulacionih kapaciteta. U nastavku su opisani tipični aranžmani za razmjenu balansnih usluga između operatora sistema. Detaljniji opis prekograničnih balansnih aranžmana i njihovih karakteristika može se naći u literaturi [3]–[6].

### 2.2.1. Netiranje greški regulacionih područja

Netiranje greški regulacionih područja (engl. *Area Control Error – ACE*) podrazumijeva međusobno poništavanje greški suprotnog smjera pojedinih regulacionih područja u realnom vremenu. U praktičnoj implementaciji potrebno je definisati sistem međusobnog poravnanja između operatora regulacionih područja. Također, nužna je modifikacija algoritama funkcije automatskog upravljanja proizvodnjom (engl. *Automatic Generation Control – AGC*) i sekundarne regulacije. Rezultat je manje ili jednako angažovanje balansne energije za regulaciona područja, a samim tim i angažovanje jeftinijih kapaciteta, te

manji troškovi za učesnike na tržištu za ostvareni debalans. Ovakav sistem dovodi do dodatnih nekontrolisanih razmjena između regulacionih područja, pa zbog toga treba voditi računa o aspektu sigurnosti.

Prednost ovakvih aranžmana može se demonstrirati na jednostavnom primjeru pretpostavljene regionalne inicijative koja uključuje tri regulaciona područja (CA1, CA2 i CA3) i koja je po strukturi slična regulacionom bloku Slovenija – Hrvatska – Bosna i Hercegovina (CB SHB). Analiza je rađena za pretpostavljenu situaciju unutar jednog perioda poravnanja (koja je ilustrovana na Slici 3), u kojoj su greške za tri regulaciona područja unutar bloka date redom kao:  $-20$  MWh/h,  $-30$  MWh/h (manjak energije) i  $+40$  MWh/h (višak energije) uz ukupnu, zajedničku regulacionu grešku od  $-10$  MWh/h.



Slika 3: Primjer aranžmana sa netovanjem greški tri regulaciona područja

U razmatranom primjeru je pretpostavljeno da je cijena energije koju operatori sistema kupuju veća od cijene pri prodaji električne energije na balansnom tržištu. Također je zbog pojednostavljenja problema pretpostavljeno da su ove cijene jednake u sva tri regulaciona područja. Tipično su ove cijene za višak i manjak električne energije na balansnom tržištu, gledano sa strane operatora sistema, „nepovoljnije“ od cijena koje učesnici postižu na recimo organizovanom tržištu za naredni dan.

Na dijagramima sa Slike 3 na lijevoj strani prikazane su greške pojedinih regulacionih područja i cijelog bloka, te cijene balansne energije u slučaju ostvarenog manjka, odnosno viška energije. Na desnoj strani su prikazani troškovi balansiranja za dva slučaja: bez netovanja greški i s netovanjem greški pojedinih regulacionih područja. S dijagrama se vidi da su ukupni troškovi operatora znatno manji za slučaj netovanja greški pojedinih regulacionih područja. Razlog tome je angažovanje značajno manjih količina ‘nepovoljne’ balansne energije. Za ovakav aranžman potrebno je još definisati metodologiju određivanja cijene poravnanja između operatora sistema za netovane količine

električne energije. Ova se cijena može zasnivati na cijeni postignutoj na organizovanom tržištu za naredni dan, kombinaciji cijena s balansnog tržišta, ili na neki drugi način koji dovodi do zadovoljstva svih uključenih strana. Značajna se korist od ovakvog aranžmana ima čak i ako se poravnanje između operatora sistema sprovodi naturalno kroz energetske kompenzacione programe.

Zajednički deficit energije od 10 MWh/h koji je u posmatranom periodu ostvaren na nivou regulacionog bloka, treba da se namiri djelovanjem sekundarne regulacije u prva dva područja i to proporcionalno veličini njihove greške, odnosno u prvom području 4 MWh/h, a u drugom 6 MWh/h. Model je korisno dodatno unaprijediti uvođenjem hijerarhijske sheme sekundarne regulacije prema kojoj se sekundarnom regulacijom pojedinih područja upravlja od strane jednog kontrolera, naprimjer, kontrolera koordinatora regulacionog pružalac balansnih usluga – operator sistema bloka.

### 2.2.2. Pružalac balansnih usluga – operator sistema

Aranžman *pružalac balansnih usluga – operator sistema* označava mogućnost pružaocima balansnih usluga da balansnu energiju nude izvan granica lokalnog regulacionog područja, odnosno da operator sistema nabavlja balansne usluge izvan granica svog regulacionog područja. Preduslov za ovakve aranžmane je uvođenje mehanizama za njihovo evidentiranje između operatora uključenih regulacionih područja s obzirom da se aktiviraju bliže realnom vremenu u odnosu na trenutak zatvaranja unutar dnevnog tržišta. Preduslov za aktiviranje ponude je raspoloživost prekograničnog prijenosnog kapaciteta. Situacija se dodatno komplikuje u slučaju aranžmana koji podrazumijevaju rezervaciju regulacionih kapaciteta, naprimjer, za sekundarnu i tercijarnu rezervu, kada problem prekograničnih prijenosnih kapaciteta postaje izraženiji.

Kroz aranžman *pružalac balansnih usluga – operator sistema* svaki operator sistema reguliše područje kojim upravlja uz mogućnost korištenja resursa iz drugih regulacionih područja zbog manjka resursa u vlastitom sistemu, ili ako mu je to ekonomski povoljnije. Pri praktičnoj implementaciji ovakvog aranžmana bitno je definisati način aktiviranja, kao i način evidentiranja aranžmana.

Unutar UCTE Operativnog priručnika, kod prekogranične razmjene tercijarne rezerve razmatrana su dva koncepta:

- tercijarnu rezervu aktivira TSO kojem je rezerva potrebna preko TSO u čijoj je mreži kapacitet fizički priključen,
- tercijarnu rezervu aktivira direktno TSO kojem je rezerva potrebna.

Evidentiranje tercijarne rezerve može se implementirati preko:

- mjerenja s proizvodne jedinice ili potrošačkog čvorišta s kojim je tercijarna rezerva ugovorena,

- mijenjanjem programa razmjene između dva TSO, pri čemu se mora definisati posebna procedura renominacije s obzirom na vremenske okvire u kojima se angažuje tercijarna rezerva (naprimjer, 15 minuta nakon poremećaja).

Na sličan način moguće je realizovati i razmjenu sekundarne regulacije (automatski aktivirane rezerve), pri čemu je koncept “virtualnog interkonektivnog dalekovoda” (engl. *Virtual Tie-line*) praktičan za uzimanje u obzir kapaciteta sekundarne regulacije u oba regulaciona područja. Pri tome treba imati u vidu da je važećim UCTE Operativnim priručnikom definisano da se najmanje 66% sekundarne rezerve i 50% ukupno potrebne sekundarne i tercijarne rezerve mora obezbijediti unutar vlastitog regulacionog područja [7, 8].

### 2.2.3. Zajednička rezerva

*Zajednička rezerva* je oblik aranžmana između operatora sistema koji im omogućava dijeljenje regulacione rezerve. U ovakvim aranžmanima može se koristiti prednost regulacionih blokova za koje su potrebe za rezervnim regulacionim kapacitetima manje od zbira potreba za kapacitetima pojedinih regulacionih područja unutar bloka.

*Zajednička rezerva* omogućava operatorima sistema obezbjeđenje potrebnog kapaciteta regulacionih rezervi u koordinaciji s drugim operatorima. U Tabeli II prikazana je okvirna veličina kapaciteta koju je potrebno obezbijediti unutar pojedinačnih regulacionih područja, kao i potrebni kapacitet izračunat po istoj metodologiji na nivou regulacionog bloka. Potrebni kapacitet za sekundarnu regulaciju određen je na osnovu empirijske formule:

$$SR = \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b; \quad a = 10 \text{ MW}; \quad b = 150 \text{ MW}$$

Potrebni kapacitet tercijarne rezerve određen je kao snaga najveće proizvodne jedinice u sistemu. Iz Tabele II jasno se vidi mogućnost uštede pri rezervaciji regulacionih kapaciteta na nivou regulacionog bloka. Jasno, mogućnost dijeljenja rezerve treba provjeriti sa sigurnosnog aspekta rada sistema, naprimjer statističkom provjerom da li je dijeljeni kapacitet dovoljan za prevazilaženje poremećaja unutar bloka, i da li se unutar bloka javljaju zagušenja koja bi ograničavala korištenje zajedničke

Tabela II: Potrebna rezerva snage unutar CB SHB

| regulaciono područje (CA) | maksimalno. opterećenje u 2012.* | sekundarna rezerva | tercijarna rezerva |
|---------------------------|----------------------------------|--------------------|--------------------|
|                           | MW                               | MW                 | MW                 |
| CA BIH                    | 2.143                            | 60                 | 250                |
| CA HR                     | 3.193                            | 83                 | 350                |
| CA SI                     | 2.099                            | 59                 | 350                |
| Σ                         | 7.435                            | 202                | 950                |
| CB SHB                    | 7.435                            | 161                | 700                |

\* Podaci su uzeti iz statističkih izvještaja ENTSO-E za 2012. godinu

rezerve. Pored toga, potrebno je razraditi procese odabira, angažovanja i obračunavanja kapaciteta zajedničkih rezervi. Zahtjevi koji se postavljaju pred pojedine rezerve u smislu brzine odziva, mogućeg trajanja angažovanja, broja angažovanja i slično, treba da su harmonizovani i usaglašeni.

#### 2.2.4. Dobrovoljna razmjena balansnih usluga

Dodatna, *dobrovoljna razmjena balansnih usluga* je oblik aranžmana između operatora sistema u kojem operatori, na dobrovoljnoj osnovi, ponude za balansnu energiju unutar vlastitog regulacionog područja stavljaju na raspolaganje drugim operatorima. Pri implementaciji ovih aranžmana vjerovatno bi postojao otpor operatora da na zajednički *pool* ponude povoljnu balansnu energiju, što znatno ograničava korist od ovakvog modela. U nekim studijama ovakvi aranžmani su pozitivno ocijenjeni za primjenu u početnim fazama integracije balansnih tržišta.

#### 2.2.5. Zajedničke Merit-Order liste

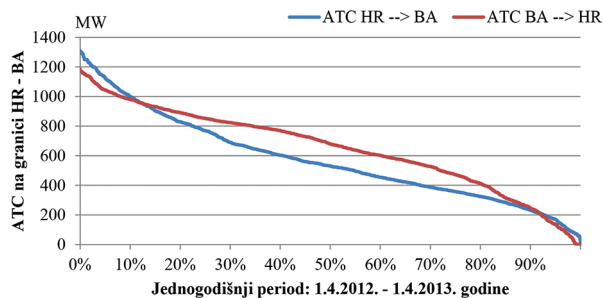
*Zajedničke Merit-Order liste* su unapređenje prethodnog modela u smislu da se formiraju krive cjelokupne ponude balansne energije za region. Pri ovakvim aranžmanima treba veliku pažnju posvetiti zagušenjima koja su češća na interkonektivnim vezama nego u unutrašnjosti regulacionih područja. U tom smislu se pri aktiviranju iz zajedničkih lista ponuda biraju ponude koje ne dovode do narušavanja sigurnosnih prekograničnih prijenosnih ograničenja. Također, u slučaju razmjene sekundarne rezerve potrebne su modifikacije algoritama sekundarne regulacije, kako zbog kompleksnijeg procesa balansiranja, tako i zbog uzimanja u obzir potencijalnih zagušenja.

### 2.3. Prekogranični prijenosni kapaciteti

Dostupnost prekograničnih prijenosnih kapaciteta predstavlja veliki problem i možda ograničavajući faktor u razvoju regionalnih balansnih mehanizama, pogotovo onih koji su vezani za sigurnosni aspekt rada sistema i koji najčešće podrazumijevaju rezervaciju regulacionih kapaciteta.

Statistički posmatrano, prema podacima za period od 1.4.2012. godine do 1.4.2013. godine, prekogranični kapacitet od 72 MW bio je raspoloživ u 99% petnaestominutnih intervala za uvoz regulacione snage u regulaciono područje BiH iz elektroenergetskog sistema Hrvatske (Slika 4). Ovaj kapacitet, u odnosu na 250 MW potrebne regulacione snage u BiH, predstavlja značajan potencijal sa stanovišta razmjene i dijeljenja regulacionih resursa, te smanjenja troškova balansiranja.

Sa druge strane, statistički je za izvoz regulacione snage iz BiH u Hrvatsku raspoloživo skromnih 10 MW prijenosnog kapaciteta, što predstavlja ograničavajući faktor za izvoz viška snage iz regulacionog područja BiH u slučaju ispada iz pogona značajnijih potrošačkih kapaciteta (npr.



Slika 4: Prijenosni kapacitet na granici sa Hrvatskom raspoloživ za balansiranje regulacionog područja BiH

Aluminijumski kombinat u Mostaru ili PHE Čapljina). Za ovakve poremećaje ostaje mogućnost rezervacije prijenosnih kapaciteta za potrebe balansiranja sistema ukoliko takva rezervacija doprinosi opštem dobru, ili kreiranja prekograničnih balansnih aranžmana na drugim granicama.

Na nivou regulacionog bloka Slovenija-Hrvatska-Bosna i Hercegovina značajan problem predstavlja i ispad NE Krško u Sloveniji zbog velike snage ove elektrane i potrebnog značajnog prijenosnog kapaciteta unutar bloka u slučaju prekograničnih balansnih aranžmana.

### 3. ZAKLJUČAK

Osnovni razlog povezivanja balansnih tržišta jeste bolja dostupnost balansnih resursa operatorima sistema i smanjenje troškova balansiranja. Aranžmani koji uključuju dijeljenje regulacionih resursa omogućavaju smanjenje potrebnog nivoa regulacione rezerve. Inače, troškovi rezervacije regulacionih kapaciteta su relativno visoki u odnosu na troškove angažovane energije. U Bosni i Hercegovini naprimjer troškovi rezervacije kapaciteta tercijarne rezerve iznose gotovo 50% ukupnih troškova tercijarne regulacije, ako se računaju prema cijenama tercijarne rezerve i energije iz važeće Odluke o pomoćnim uslugama za slučaj potpunog korištenja rezervnog kapaciteta. Povezivanje balansnih tržišta dovodi do manjeg angažovanja balansnih usluga zbog eventualnog netovanja greški pojedinih područja. Manje angažovanje balansnih usluga znači i manje korištenje skupljih resursa, a time i manju cijenu balansne energije, odnosno sveukupno manje troškove balansiranja za učesnike na tržištu. Veliki izazov pri razvoju regionalnih balansnih tržišta predstavlja prijenos balansne snage i energije. Kod aktiviranja balansne energije jednostavno se može koristiti raspoloživi kapacitet nakon unutar-dnevnog veleprodajnog tržišta. U slučaju rezervacije regulacionih kapaciteta izvan granica vlastitog regulacionog područja, prekogranični prijenosni kapaciteti obezbjeđuju kupcu dostupnost onoga što je kupio – regulacionu snagu. Zato pri rezervaciji regulacione snage izvan granica područja treba uzeti u obzir raspoloživost i troškove prekograničnih prijenosnih kapaciteta.

Dodatno, da bi se imalo nediskriminatorno i efikasno balansno tržište potrebno je analizirati potrebni nivo

harmonizacije u smislu karakteristika kapaciteta, načina formiranja cijena kapaciteta, cijene angažovane energije, te načina alokacije troškova balansiranja. Pored toga, često se pri analizi modela za integraciju balansnih tržišta zahtijeva određena centralizacija funkcija balansiranja, oko čega treba postići konsenzus svih uključenih strana.

Na kraju, za implementaciju regionalnog balansnog mehanizma nužno je razmotriti, pored tehničkog, i sve regulatorne, pravne i ekonomske aspekte.

## LITERATURA

- [1] Everis and Mercados Energy Markets International (Mercados EMI), From regional markets to a single european market, Study Report, April 2010.
- [2] Framework guidelines on electricity balancing, ACER, 2012.
- [3] L. Vandezande, Design and integration of balancing markets in Europe, Katholieke Universiteit Leuven, Belgie, 2011.
- [4] R. A. C. van de Veen, G. L. Doorman, O. S. Grande, A. Abbasy: Harmonization and integration of national balancing markets in Europe – Regulatory challenges, CIGRE Paris, 2010.
- [5] A. Abbasy, R. A. C. van de Veen, R. A. Hakvoort: Coordination of timing of reserve capacity and day-ahead electricity markets, 11th IAEE European Conference, Vilnius – Lithuania, August 2010.

- [6] G. L. Doorman, R. A. C. van de Veen, A. Abbasy: Balancing market design, SINTEF Energy Research, 2011.
- [7] ENTSO-E, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C], ENTSO-E Operation Handbook, 2009.
- [8] ENTSO-E, A1 – Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance[E], ENTSO-E Operation Handbook, 2004.

## BIOGRAFIJA

**Merim Džizić** diplomirao je 2000. godine na Fakultetu elektrotehnike i mašinstva u Tuzli, a magistrirao 2013. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Sarajevu. Zaposlen je u Nezavisnom operatoru sistema u BiH kao Viši stručni saradnik za pomoćne usluge i balansno tržište. Područja njegovog interesovanja uključuju upravljanje elektroenergetskim sistemom, pomoćne usluge i balansno tržište.

**Smajo Bišanović** diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu u Sarajevu 1991., a magistrirao i doktorirao na istom Fakultetu 1994. i 2009. godine. Zaposlen je u JP Elektroprivreda BiH, ali i angažovan kao docent na Elektrotehničkom fakultetu u Sarajevu. Oblast njegovog interesovanja je primjena optimizacionih tehnika u okviru funkcija pogona i vođenja elektroenergetskih sistema.

**Mensur Hajro** diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu u Sarajevu 1972. godine, magistrirao 1980. na Elektrotehničkom fakultetu u Zagrebu, a doktorirao na Elektrotehničkom fakultetu u Sarajevu 1989. godine. Redovni je profesor na Elektrotehničkom fakultetu u Sarajevu. Oblasti njegovog interesovanja su planiranje, eksploatacija i ekonomija elektroenergetskih sistema.