

**REGIONALNI PRISTUP BALANSIRANJU PROIZVODNJE IZ  
VJETRO I SOLARNIH ELEKTRANA U  
ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU ZAPADNOG BALKANA**

---



---

prof. dr. Mirza Kušljugić, ReSET Centar za održivu energetska tranziciju Sarajevo

prof. dr. Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet Beograd

prof. dr. Saša Mujović, Elektrotehnički fakultet Podgorica

Mart, 2022. godine

## SADRŽAJ

1. UVOD.....	3
2. TEHNIČKE KARAKTERISTIKE EES SA ASPEKTA REGULACIJE FREKVENCIJE I AKTIVNE SNAGE .....	4
Održavanje balansa aktivnih snaga i princip rada EES .....	4
Frekvencija i značaj inercije elektroenergetskog sistema.....	6
Regulacija frekvencije i aktivnih snaga .....	8
Povezivanje sistema i dijeljenje rezerve .....	10
3. KARAKTERISTIKE VARIJABILNIH OIE I UTICAJ NA RAD EES.....	10
Varijabilnost proizvodnje iz vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana.....	11
Predvidivost proizvodnje iz vjetroelektrana .....	12
Predvidivost proizvodnje iz vjetroelektrana u Srbiji.....	14
Predvidivost proizvodnje iz vjetro i solarnih elektrana Hrvatskoj.....	15
Uticaj vOIE na regulaciju frekvencije .....	16
4. BALANSIRANJE U REGIONU ZAPADNOG BALKANA.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b> 17
Koncept i organizacija balansiranja u ENTSO-E.....	1717
Regulatorni okvir za balansiranje u regionu Jugoistočne Evrope .....	1919
Studija slučaja – balansiranje vjetroelektrane Jelovača.....	20
Prednost regionalnog pristup balansiranju u zemljama Zapadnog Balkana.....	21
5. ZAKLJUČCI I PREPORUKE .....	21

## UVOD

Elektroenergetski sistem (EES) se može posmatrati sa dva različita gledišta:

- na osnovu prioriteta kreatora politika (ministarstava i regulatora) i donosilaca odluka (vlada i parlamenata) sa fokusom na uvažavanje kriterija sigurnosti snabdijevanja, kvaliteta i cjenovne dostupnosti električne energije te održivosti EES sa aspekta uticaja na okolinu i klimu;
- na osnovu tehno-ekonomskih prioriteta planera i operatora EES sa fokusom na kriterije adekvatnosti, pouzdanosti, fleksibilnosti i stabilnosti, koji omogućavaju dostizanje postavljenih ciljeva politika na ekonomski najefikasniji način.

Strateško opredjeljenje članica Energetske zajednice (EZ) u regionu Zapadnog Balkana (u daljem tekstu region ili ZB) je energetska tranzicija, odnosno dekarbonizacija EES. To podrazumijeva postepeno napuštanje korištenja uglja za proizvodnju električne energije i ubrzani razvoj obnovljivih izvora, prije svega vjetroelektrana (VE) i solarnih elektrana (SE)<sup>1</sup>. Pošto se karakteristike VE i SE značajno razlikuju od karakteristika konvencionalnih termoelektrana (TE), kreatori politika i donosioci odluka često postavljaju pitanje planerima razvoja i operatorima EES: Kako će funkcionisati sistem sa velikim učešćem varijabilnih obnovljivih izvora energije (vOIE)? Pojednostavljeno, traže se odgovori na pitanja: Kako balansirati vremenski izrazito varijabilnu i teško predvidivu proizvodnju iz VE i SE?, te: Šta ćemo kada vjetar ne puše i Sunce ne sija? Odgovori na postavljena pitanja nisu jednostavni i u značajnoj mjeri zavise od karakteristika potrošnje i proizvodnje u pojedinim EES, odnosno od njihove fleksibilnosti.

*Fleksibilnost EES je njegova sposobnost da prilagođavanjem snage i energije iz upravljivih proizvodnih jedinica i/ili snage i energije fleksibilnih potrošača održava balans proizvodnje i potrošnje u EES u različitim vremenskim intervalima.*

Zahtjevi za fleksibilnost se mogu svrstati u četiri kategorije: fleksibilnost snage, energije, kapaciteta prijenosne mreže i napona. Operativna fleksibilnost EES je povezana sa održavanjem balansa aktivnih snaga u realnom vremenu u različitim vremenskim intervalima: a. sekundi do minuta, b. minuta do sati i c. sati do dana. Općenito, studije u kojima se procjenjuje sposobnost fleksibilnosti EES se baziraju na izračunavanju indikatora za tri veličine: a. dijapazon rezerve za regulaciju snage (MW), b. brzina promjene snage (MW/min) i c. kontinuirano raspoloživa energiju (MWh) za balansiranje<sup>2</sup>.

U ovoj analizi politika (engl. policy analysis) obrađuje se tematika kratkoročne fleksibilnosti (vremenski interval od realnog vremena do jednog sata), odnosno balansiranja snage i regulacije frekvencije u EES. Odabrani interval za analizu odgovara vremenskim dijapazonima balansnog tržišta i unutardnevnog tržišta. Fokus razmatranja je na regionalnoj saradnji i integraciji ovih tržišta između članica Energetske zajednice u regionu ZB i/ili njihovom povezivanju sa integrisanim evropskim tržištem. U analizi se uglavnom obrađuju

---

<sup>1</sup> <https://nerda.ba/file/barometar-upitnik-konacna-verzija-bhs/30> i <https://nerda.ba/file/barometar-bhs-final-1/29>

<sup>2</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X20300924>

tehnički aspekti tematike balansiranja. Također, djelimično su obrađeni regulatorni i ekonomski aspekti balansiranja. Cilj analize je da se nadležnim institucijama i zainteresovanim akterima približi tehno-ekonomski aspekt tematike balansiranja i omogući konzistentno definisanje odgovarajućih politika i mjera za transparentnu i efikasnu integraciju vOIE.

Prema međunarodnoj organizaciji CIGRE energetska tranzicija se u suštini svodi na: dekarbonizaciju, digitalizaciju i fleksibilnost EES<sup>3</sup>. Općenito, tematika balansiranja se često spominje kao ključni izazov integracije vOIE. Oblast fleksibilnosti, balansiranja i regulacije frekvencije EES je tema kojom se bavi mali broj stručnjaka: inženjera, ekonomista i regulatora. U cilju približavanje tehničkog aspekta ove tematike u ovoj analizi su prvo ukratko opisani pojmovi: održavanje balansa aktivnih snaga, inercije i regulacije frekvencije u EES. Zatim su ilustrovane prednosti regionalnog pristupa balansiranju vOIE u EES ZB, te je prikazan kratak pregled studija i regulative koje se odnose na balansiranje u regionu. Konačno, izvedeni su zaključci i prijedlozi za dalje analize i diskusije. Osvrt u ovoj analizi može da posluži stručnjacima tehničkih nauka kao pregled ove stručne teme a ostalim čitaocima kao polazni materijal za razumjevanje problematike balansiranja i fleksibilnosti.

## TEHNIČKE KARAKTERISTIKE EES SA ASPEKTA REGULACIJE FREKVENCije I AKTIVNE SNAGE

U ovom dijelu analize ukratko su opisane osnovne tehničke karakteristike EES. Izlaganje ove tematike je pojednostavljeno i prilagođeno čitaocima koji nisu tehničke struke.

### *Održavanje balansa aktivnih snaga i princip rada EES*

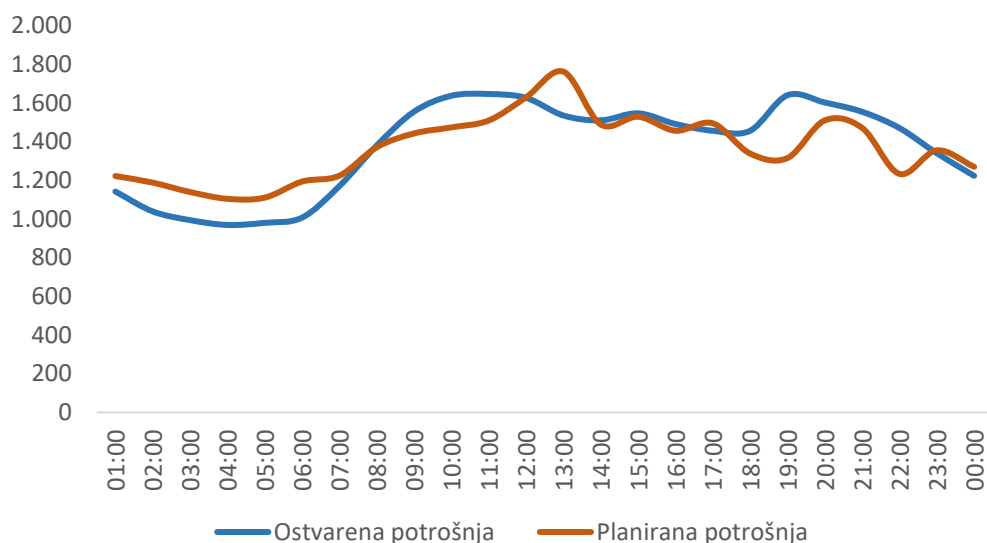
Specifičnost EES sa tehničkog aspekta predstavlja zahtjev za stalnim održavanjem *ravnoteže–balansa* između aktivnih *snaga proizvodnje* (generatora)  $P_g$  i aktivnih *snaga potrošnje* (potrošnja uključujući i gubitke u mreži)  $P_p$ . Dijagram potrošnje u sistemu se mijenja u toku dana, ali se može sa velikom pouzdanošću prognozirati u intervalu dan-unaprijed. To omogućava da se i planiranje proizvodnje vrši u istom intervalu. Planiranje proizvodnje podrazumijeva odabir proizvodnih jedinica koje su anagažovane u nekom vremenskom intervalu (obično na satnoj osnovi unutar jednog dana) kao i definisanje snage sa kojom u svakom intervalu odabrani (dispečirani) generatori rade. Plan angažovanja generatora se određuje na osnovu rezultata bilateralnog trgovanja između proizvođača i potrošača, te ponude i potražnje na organizovanim tržištima električne energije (npr. na tržištu dan-unaprijed ili unutar dnevnom tržištu na berzama električne energije).

U normalnom radu stvarna potrošnja sistema odstupa od prognozirane i razlika između planirane potrošnje i stvarne potrošnje (debalans snaga) ima stohastičan karakter, kao što je prikazano na slici 1. U konvencionalnim EES proizvodnja se „prilagođava“ promjenama potrošnje zbog čega u proizvodnim jedinicama mora postojati rezerva snage za promjene „naviše“ i „naniže“. Elektrane koje su određene za održavanje balansa snaga se

---

<sup>3</sup> <https://electra.cigre.org/311-august-2020/technical-brochures/short-term-flexibility-in-power-systems-drivers-and-solutions.html>

nazivaju regulacione elektrane. Brzine i amplitude promjena ukupne potrošnje, koje su posljedica grešaka u prognozi, su relativno male tako da zahtjevi za promjenom snaga regulacionih elektrana u normalnom radu konvencionalnog EES nisu značajni.



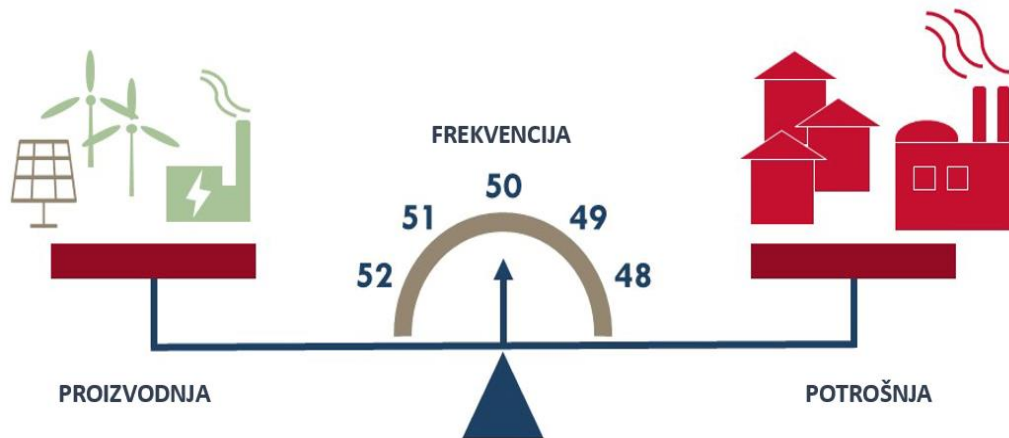
Slika 1. Dijagram promjene potrošnje u EES BiH – planirana i ostvarena potrošnja

Princip rada EES konceptualno je najjednostavnije objasniti koristeći odgovarajući mehanički ekvivalent. Za objašnjenje mehanizma održavanja balansa aktivnih snaga može se kao mehanički ekvivalent koristiti model bicikla sa više sjedišta (tzv. „dugi bicikl“)<sup>4</sup>. Pojedini biciklisti djeluju silom u smjeru kretanja bicikla (to su ekvivalenti generatora), a pojedini djeluju u suprotnom smjeru (to su ekvivalenti potrošača). Svi biciklisti kontinuirano djeluju na pedale ali različitim silama. Veza između pedala je ostvarena krutim lancem tako da se sve pedale okreću istom brzinom. Ukoliko između zbira sila „generatora“  $F_g$  i zbira sila „potrošača“  $F_p$  postoji ravnoteža bicikl se kreće konstantnom brzinom  $v$ . Kada uslijed promjene sile  $F_p$  dođe do narušavanja balansa sila, za  $F_g > F_p$  bicikl ubrzava, a za  $F_g < F_p$  bicikl usporava. Stohastička promjena sile „potrošača“ će uzrokovati debalans sila i posljedično varijacije brzine bicikla  $v(t)$ . Ako pojedini biciklisti-generatori imaju pokazivače brzine oni mogu prilagođavanjem svoje sile da održavaju brzinu bicikla konstantnom. Ovi biciklisti su ekvivalentni regulacionim elektranama u EES. Međutim, odziv biciklista-regulatora u cilju održavanja konstantne brzine zahtijeva određeno vrijeme. Zato i dolazi do promjene brzine oko zadane, obično nominalne, vrijednosti. Bicikl koji ima veću masu (inerciju) ima sporije promjene brzine za istu vrijednost debalansa sila. Prema tome, inercija bicikla ima veliki značaj u regulaciji brzine.

*Dakle, regulacijom brzine „dugog bicikla“ posredno se održava balans sila koje djeluju u smjeru kretanja i sila koje djeluju u suprotnom smjeru. Prema analogiji sa elektroenergetskim sistemom silama  $F$  u odabranom mehaničkom ekvivalentu odgovaraju snage  $P$  generatora i potrošača u EES, a brzini bicikla  $v$  jedinstvena frekvencija sistema  $f$ .*

<sup>4</sup> <https://www.amazon.com/Wind-Power-Systems-Thomas-Ackermann/dp/0470974168>

Važan zaključak provedene analize je da frekvencija u EES nije konstantna nego se regulacijom održava u malom dijapazonu oko nominalne vrijednosti. Dakle, regulacijom frekvencije sistema održava se i balans između snaga proizvodnje i potrošnje. Ilustracija koncepta održavanja balansa snaga i regulacije frekvencije je prikazana na slici 2.



Slika 2. Ilustracija održavanja balansa snaga i regulacije frekvencije

### *Frekvencija i značaj inercije elektroenergetskog sistema*

Inercija je osobina fizičkog tijela da se opire promjeni njegovog kretanja, uključujući brzinu i smjer. Otpor promjeni brzine se javlja uslijed suprotavljanja promjeni kinetičke energije tijela. U tradicionalnom EES u kome se proizvodnja obavlja u konvencionalnim elektranama (hidroelektrane, termoelektrane, nuklearne elektrane), koje su sa električnom mrežom direktno povezane preko sinhronih generatora, fizička tijela koji su u kretanju su rotirajući dijelovi generatora i turbine (proizvodnih agregata). Otpor promjeni ugaone brzine rotirajućih elemenata se izražava preko momenta inercije rotirajućih masa  $J_g$ . Matematički izraz kojim se opisuje osnovna (elektromehanička) jednačina kretanja sinhronog generatora ima oblik:

$$P_{ag} = \frac{d}{dt}(E_g) = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} J_g \omega_g^2 \right) = P_{mg} - P_{eg}$$

Dakle, promjena ugaone brzine sinhronog generatora  $\omega_g$  zavisi od:

- razlike između mehaničke ( $P_{mg}$ ) i električne ( $P_{eg}$ ) snage generatora, odnosno od snage akceleracije  $P_{ag}$ ,
- brzine promjene akumulirane kinetičke energije rotora (generatora i turbine)  $dE_g/dt$ , koja je proporcionalna njegovoj inerciji izraženoj preko konstante  $J_g$ .

Sinhroni generator je uređaj za konverziju mehaničke snage, koja se stvara na turbini, u električnu snagu, koja se predaje u mrežu. U uravnoteženom (stacionarnom) stanju mehanička i električna snaga sistema su iste i ugaona brzina generatora je konstantna (obično ima nominalnu vrijednost). Sinhroni generatori proizvode trofaznu naizmjeničnu struju (engl. Alternating Current - AC). Pošto su generatori električki povezani sa mrežom, uslijed osobine sinhronizma (elektromagnetne spregnutosti između sinhronih generatora), frekvencije AC napona koje generišu pojedini generatori u stacionarnom stanju su jednake za sve povezane

generatore. Ova frekvencija se naziva jedinstvena frekvencija sistema. *Tako su mehanička ugaona brzina pojedinih generatora  $\omega_g$  i frekvencija sistema  $f$  međusobno spregnute.* Ova sprega mehaničkih i električnih veličina predstavlja suštinu fizikalnosti dinamike konvencionalnih AC EES sa sinhronim generatorima.

Moguće je definisati ukupnu kinetičku energiju sistema  $E_s$  kao zbir kinetičkih energija  $E_g$  svih povezanih generatora, odnosno inercionu konstantu sistema  $J_s$ . Odnos debalansa sumarnih snaga proizvodnje i snaga potrošnje sistema ( $P_{as}$ ) i inercije sistema (konstante  $J_s$ ) određuje brzinu promjene jedinstvene frekvencije sistema  $df/dt$ , prema izrazu:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_{as}}{4\pi^2 f J_s}$$

Za male promjene frekvencije oko nominalne vrijednosti, pri većoj inerciji sistema  $J_s$  a za istu veličinu debalansa  $P_{as}$  manja je brzina promjene frekvencije  $df/dt$ . Inercija koja potiče od prirodnog svojstva sinhronih generatora se naziva sinhrona inercija. Frekvencija sistema se treba održavati u veoma malom dijapazonu oko nominalne vrijednosti (u evropskoj interkonekciji nominalna frekvencija je 50 Hz). Pošto je sa aspekta regulacije frekvencije veća inercija sistema poželjna osobina, pojedini EES se međusobno povezuju u veće interkonekcije. U sistemu regiona ZB, koji je povezan u panevropsku interkonekciju ENTSO-E, zbog velike ukupne inercije mnoštva povezanih sinhronih generatora kontinentalne Evrope promjena frekvencije u normalnom režimu je mala.

Poseban izazov u radu EES predstavlja slučaj kada neravnotežu snaga uzrokuje ispad velike proizvodne jedinice. Ovaj slučaj je analogan prestanku djelovanje nekog od biciklista-generatora u opisanom ekvivalentnom „dugom biciklu“. Rezerva u EES se planira tako da se može kompenzovati trenutni ispad najveće proizvodne jedinice (prema tzv. N-1 kriteriju pouzdanosti). Za ovaj havarijski režim rezervu EES čini rezerva snage na strani proizvodnje, koja se unaprijed planira, i rezerva snage na strani potrošnje, koja se bez većih posljedica po potrošače može brzo aktivirati. *Na strani proizvodnje se planira primarna, sekundarna i tercijarna rezerva snage za svaki povezani sistem.* Prema posebnoj metodologiji ENTSO-E propisuju se zahtjevani nivoi rezerve za pojedine faze regulacije frekvencije za svaki sistem u interkonekciji. Inercija sistema ima izuzetan uticaj na dinamiku promjene frekvencije neposredno nakon ispada velike proizvodne jedinice. Pošto su za veće vrijednosti inercije sistema sporije brzine promjene frekvencije  $df/dt$ , inercija omogućava više vremena proizvodnim jedinicama da povećanjem snage djeluju u cilju ponovnog uspostavljanja balansa snaga<sup>5</sup>.

### *Uticaj priključenja vOIE na inerciju sistema*

U procesu dekarbonizacije konvencionalne elektrane (sa sinhronim generatorima) se zamjenjuju sa obnovljivim izvorima, najčešće sa vjetroelektranama i solarnim fotonaponskim elektranama. Solarne elektrane sa fotonaponskim panelima proizvode istosmjerni (DC) napon i nemaju rotirajućih dijelova. Ove elektrane su sa izmjeničnom (AC) mrežom povezane preko DC/AC invertera i nemaju prirodnu inerciju. Generatori u vjetroelektranama se povezuju sa

---

<sup>5</sup> <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>

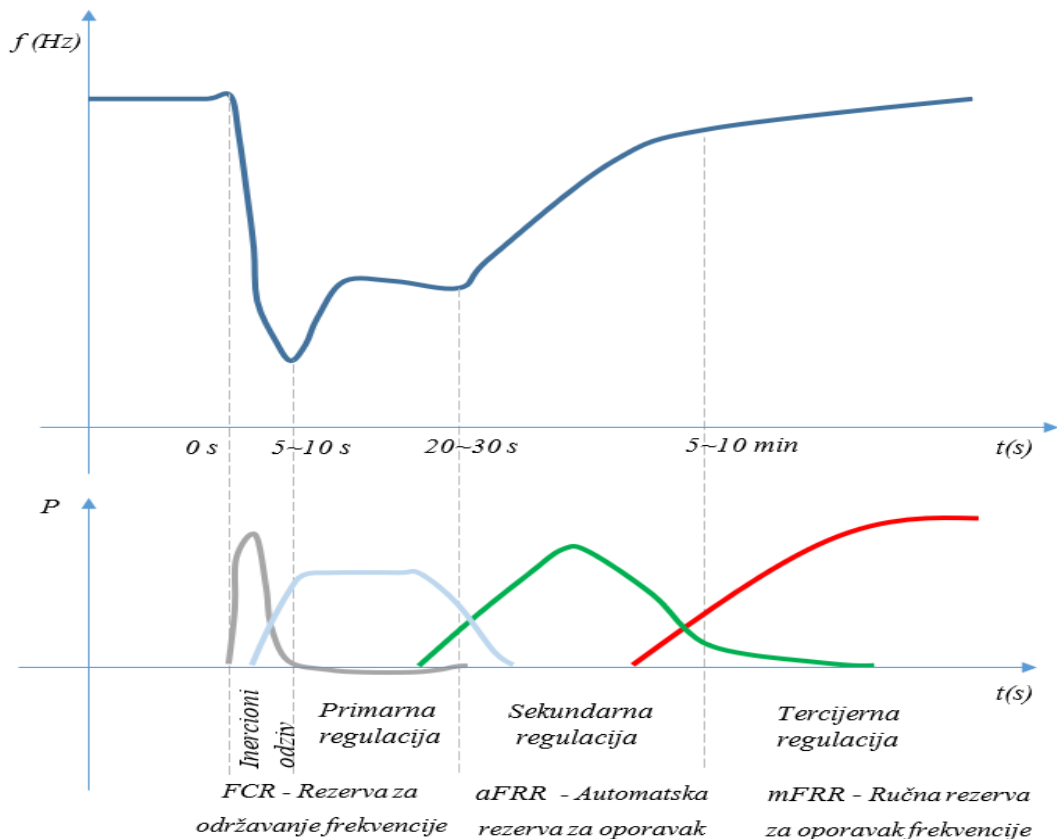
izmjeničnom mrežom preko tzv. energetskih pretvarača (AC/DC/AC izmjenjivača), koji električki odvajaju vjetrogeneratore od mreže. Na taj način se gubi direktna veza između mehaničke brzine obrtanja vjetrogeneratora i električne frekvencije mreže. Tako se gubi i prirodno djelovanje kinetičke energije ili inercije obrtnih dijelova vjetroegregata. Dakle, sa aspekta inercije sistema priključenje vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana smanjuje ukupnu inerciju sistema. Pošto je sistem u kome vOIE pokrivaju dio potrošnje sa aspekta inercije „lakši“, za iste poremećaje balansa snaga, npr. nakon ispada velike proizvodne jedinice, brzina promjene frekvencije  $df/dt$  je veća. Zbog toga je regulacija frekvencije u EES sa većim učešćem vOIE zahtjevnija. Za razumijevanje ovog fenomena korisno je poređenje sa regulacijom brzine „dugog bicikla“, koji ima manju težinu. Uticaj smanjenja inercije sistema uslijed priključenja vOIE se proučava u studijama frekventne stabilnosti i nije predmet ove analize.

### *Regulacija frekvencije i aktivnih snaga*

Kao što je prethodno objašnjeno održavanje balansa snaga u EES se vrši posredno pomoću regulacije frekvencije. Zavisno od dinamike promjene frekvencije u sistemu se aktiviraju različiti mehanizmi regulacije aktivne snage (različite faze regulacije frekvencije). Uobičajene faze frekventnog odziva - inercioni odziv i regulacija frekvencije (primarna, sekundarna i tercijarna), prikazane su na slici 3.

Inercioni odziv je prirodni odziv sinhronih generatora koji određuje promjena kinetičke energije EES. Ovaj odziv traje 3-5 sekundi i njegova primarna funkcija je da ublaži pad frekvencije dok ne djeluje primarna regulacija. Primarna regulacija je decentralizovano upravljanje aktivnom snagom generatora na osnovu lokalnog mjerenja frekvencije. Primarni regulatori frekvencije su proporcionalni regulatori koji pri smanjenju frekvencije proporcionalno povećavaju mehaničku snagu generatora i obrnuto, pri povećanju frekvencije smanjuju snagu. Zadatak primarne regulacije je da zaustavi pad frekvencije i da stabilizuje frekvenciju na nekoj vrijednosti (koja je obično manja od nominalne vrijednosti). Vrijeme djelovanja primarne regulacije je do 15 sekundi. Primarna regulacija se aktivira kada devijacija frekvencije premaši zadanu vrijednost (npr. pri odstupanju 0,02-0,06 % od nominalne vrijednosti 50 Hz). Pošto povećanje mehaničke snage podrazumijeva postojanje rezerve na „na više“ na proizvodnim agregatima, regulacija prilikom smanjenja frekvencije predstavlja složeniji zadatak jer proizvodni agregati moraju da rade sa manjom snagom od nominalne. Primarni regulatori se aktiviraju automatski i djeluju na sve generatore. Na taj način se povezivanjem sistema pored povećanja ukupne inercije povećava i zajednička rezerva snage za primarnu regulaciju frekvencije. Pošto se rezerva za primarnu regulaciju određuje u odnosu na najveću proizvodnu jedinicu koja je priključena u sistemu, na osnovu opisanog fizikalnog procesa moguće je dijeljenje rezerve snage za pojedine sisteme u velikim interkonekcijama. Ova funkcija „uzajamne podrške“ povezanih sistema u toku primarne regulacije frekvencije predstavlja jednu od ključnih koristi postojanja interkonekcija.





Slika 3. Ilustracija djelovanja primarne, sekundarne i tercijarne regulacija frekvencije

Funkcija sekundarne regulacije je da održava/vrati frekvenciju na nominalnu vrijednost. Nakon većih poremećaja sekundarna regulacija se aktivira u vremenu do 5-10 minuta. Djelovanjem sekundarne regulacije primarni regulatori vraćaju snagu na stanje prije poremećaja, odnosno odgovarajuća primarna rezerva se obnavlja. Sekundarna regulacija je automatsko ili ručno centralizovano upravljanje, koje djeluje na odabrane regulacione elektrane. Pored vraćanja frekvencije na nominalnu vrijednost sekundarna regulacija vraća razmjenu snaga između povezanih sistema na vrijednosti prije poremećaja. Dakle, sekundarna regulacija je ključna za održavanje frekvencije i snaga razmjene u interkonekcijama.

U cilju obnavljanja rezerve sekundarne regulacije aktivira se tercijarna regulacija čijim djelovanjem se snage regulacionih elektrana, koje učestvuju u sekundarnoj regulaciji, vraćaju na vrijednosti prije poremećaja. Tercijarna regulacija je ručno centralizovano upravljanje kojim se aktiviraju zamjenski proizvodni kapaciteti. Vrijeme djelovanja tercijarne regulacije je do reda sati. Nakon završetka djelovanja tercijarne regulacije aktiviraju se elektrane koje se nalaze u stanju pripravnosti (rezerva u mirovanju) kako bi se nadoknadila snaga elektrane koja je ispala. Njihovim aktiviranjem se obnavlja tercijarna regulaciona rezerva.

U ekstremnim poremećajima, kada uslijed kaskadnog ispada više generatora i interkonektivnih veza frekvencija opada veoma brzo tako da nastali relativno veliki debalans ne može dovoljno brzo da kompenzuje primarna regulacija, aktivira se mehanizam automatskog isključenja potrošnje (automatskog frekventnog rasterećenja - AFR). AFR je decentralizovana protivhavarijska zaštita čija funkcija je da se preduprijedi totalni slom

frekvencije i tzv. raspad EES. AFR se aktivira pri određenim vrijednostima frekvencije, obično u nekoliko stepeni, tako da se isključuju prethodno specificirani potrošači koji imaju tehnološke karakteristike da privremeno mogu ostati bez napajanja bez velikih posljedica (npr. velike elektrolize ili termički sistemi sa skladištima toplote).

### *Povezivanje sistema i dijeljenje rezerve*

Već je navedeno povezani EES prirodno uvećavaju inerciju i njihova se primarna regulacija automatski aktivira, nezavisno od mjesta nastanka poremećaja – uzroka debalansa. Na taj način se povećava sigurnost svakog od povezanih sistema. Također se može smanjiti potrebna rezerva za primarnu regulaciju u pojedinim sistemima. Moguće je povezati i funkcije sekundarne i tercijarne regulacije čime se također smanjuje energija za balansiranje i potrebna rezerva svakog od povezanih sistema (sinhronih oblasti). Sinhronne oblasti (engl. synchronous areas) čine grupe zemalja (kontrolni blokovi) čiji su sistemi međusobno povezani. Kontrolni (regulacioni) blok je skup jedne ili više regulacionih oblasti/područja koja rade zajedno u funkciji sekundarne regulacije prema drugim regulacionim blokovima sinhronne zone. Tako npr. regulaciono područje BiH je dio regulacionog bloka Slovenija – Hrvatska - Bosna i Hercegovina.

## KARAKTERISTIKE VARIJABILNIH OIE I UTICAJ NA RAD EES

Za razliku od konvencionalnih elektrana koje proizvode električnu energiju iz nekog drugog oblika uskladištene energije (npr. hemijske energije u fosilnim gorivima), u vjetroelektranama i fotonaponskim elektranama energija se proizvodi iz toka energije (strujanja vjetra ili sunčevog zračenja). Pojedini vjetroegregati kao i nizovi fotonaponskih panela koji su sa AC mrežom povezani preko invertera se upravljaju tako da u datom trenutku proizvode najveću moguću snagu. Kod vjetroturbina ova snaga je proporcionalna sa brzinom vjetra, a kod panela sa intenzitetom sunčevog zračenja. Efikasnost konverzije energije u vjetroturbinama i fotonaponskim panelima zavisi i od drugih klimatskih parametara ali su navedeni dominantni. Ovaj način regulacije se naziva „praćenje tačke maksimalne snage“ (engl. Maximum Power Point Tracking – MPPT). Pošto se energijski tok vjetra i sunčevog zračenja mijenja u vremenu vjetroelektrane i fotonaponske elektrane sa MPPT regulacijom proizvode promjenljivu (varijabilnu) snagu. Šta više, postoje periodi kada ovi izvori nikako ne proizvode snagu (npr. kod vjetroelektrana pri malim ili izrazito velikim brzinama vjetra ili kod solarnih elektrana u noćnim periodima). Zato se vjetroelektrane i fotonaponske elektrane nazivaju varijabilni obnovljivi izvori (vOIE).

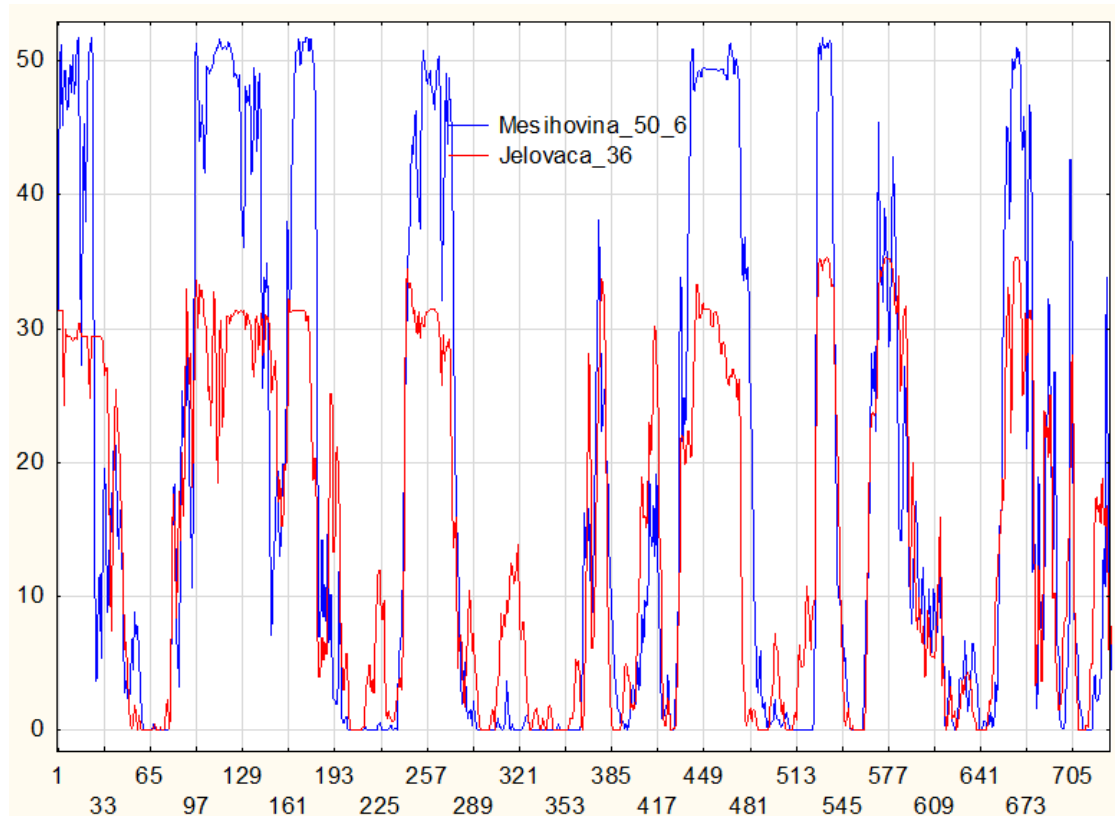
*Jasno je da priključenje vOIE, koji uzrokuju vremensku promjenljivost i na strani proizvodnje u elektroenergetskom sistemu, značajno mijenja koncept rada sistema i usložnjava zahtjeve za balansiranje i regulaciju frekvencije.*

Stoga proučavanje varijabilnosti i fleksibilnosti nekog sistema predstavlja preduslov za integraciju većih snaga vOIE. U nastavku teksta ilustrovane su osobine varijabilnosti za vjetroelektrane u analiziranim zemljama (Bosni i Hercegovini, Srbiji i Crnoj Gori), kao i u

elektroenergetskom sistemu Hrvatske, i ukratko je opisan uticaj vOIE na regulaciju frekvencije.

### *Varijabilnost proizvodnje iz vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana*

Snaga vjetroelektrana se mijenja u zavisnosti od brzine vjetra (proporcionalno trećem stepenu brzine -  $\sim v^3$ ). Varijabilnost je prisutna u vremenskim intervalima od sekundi do sati. Brzina vjetra zavisi od meteoroloških prilika na nekoj lokaciji i njena prognoza zahtijeva korištenje veoma složenih algoritama za predikciju vremenskih serija fizičkih veličina koje utiču na proizvodnju. Na slici 4 je prikazana vremenska serija satne proizvodnje dvije VE u BiH u periodu od mjesec dana. Pošto su vjetroparkovi geografski blizu uočava se korelacija između njihove proizvodnje.



Slika 4. Vremenska serija satne proizvodnje dvije vjetroelektrane u BiH za mjesec dana.

Varijabilnost je najveća na nivou jednog vjetroagregata a zbog prostorne raspodjele struje vjetra varijabilnost na nivou vjetroparka, koji se sastoji od više vjetroturbina, se „zaglađuje“. Analogno, zbirna karakteristika proizvodnje više vjetroelektrana, koje su raspoređene na većem geografskom prostoru sa različitim lokalnim karakteristikama vjetra, ima manje koeficijente varijabilnosti. Dakle, između proizvodnje više vjetroparkova postoji određena vremensko-prostorna komplementarnost. Komplementarnost postoji i između proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana lociranih na manjem geografskom području. U većini područja u regiji ZB u toku dana vrijedi pravilo da kada vjetar puše Sunce ne sija i obrnuto, kada je veliki intenzitet sunčevog zračenja vjetar ne puše. Ova osobina komplementarnosti se koristi kod hibridnih elektrana (VE+SE) za „ujednačavanje“ snage njihove „sumarne“ proizvodnje. Također, postoji komplementarnost između proizvodnje iz

solarnih elektrana koje su raspoređene na većem geografskom području. Više studija je u fokusu imalo istraživanje uticaja komplementarnosti proizvodnje iz vOIE na balansiranje i zahtjeve za fleksibilnošću EES<sup>6</sup>. Rezultati analiza su pokazali izraženu negativnu korelaciju (komplementarnost) između brzine vjetra i insolacije, čime se smanjuju zahtjevi za rezervnim kapacitetima za balansiranje.

Radi provjere da li opisana osobina smanjenja varijabilnosti između proizvodnje u vjetroelektranama koje su raspoređene na širem geografskom području vrijedi i za region ZB u nastavku su dati rezultati analize komplementarnosti između dvije elektrane u Bosni i Hercegovini (u zapadnoj Hercegovini) i jedne elektrane u Srbiji (u Banatu). Karakteristike vjetrova na ove dvije lokacije imaju različita vremenska svojstva. Statistička analiza odgovarajućih vremenskih serija proizvodnje elektrana u jednoj godini ukazuje da postoji komplementarnost u proizvodnji analiziranih vjetrovarkova. Kao statistički pokazatelj varijabilnosti uzima se koeficijent varijacije koji predstavlja odnos standardne devijacije i aritmetičke sredine pomnožen sa 100%. U slučaju zbrajanja proizvodnje iz odabrane tri vjetroelektrane ovaj koeficijent se smanjuje sa vrijednosti 95-115 % za pojedinačne elektrane na vrijednost manju od 90 % za sumarnu proizvodnje iz sve tri elektrane.

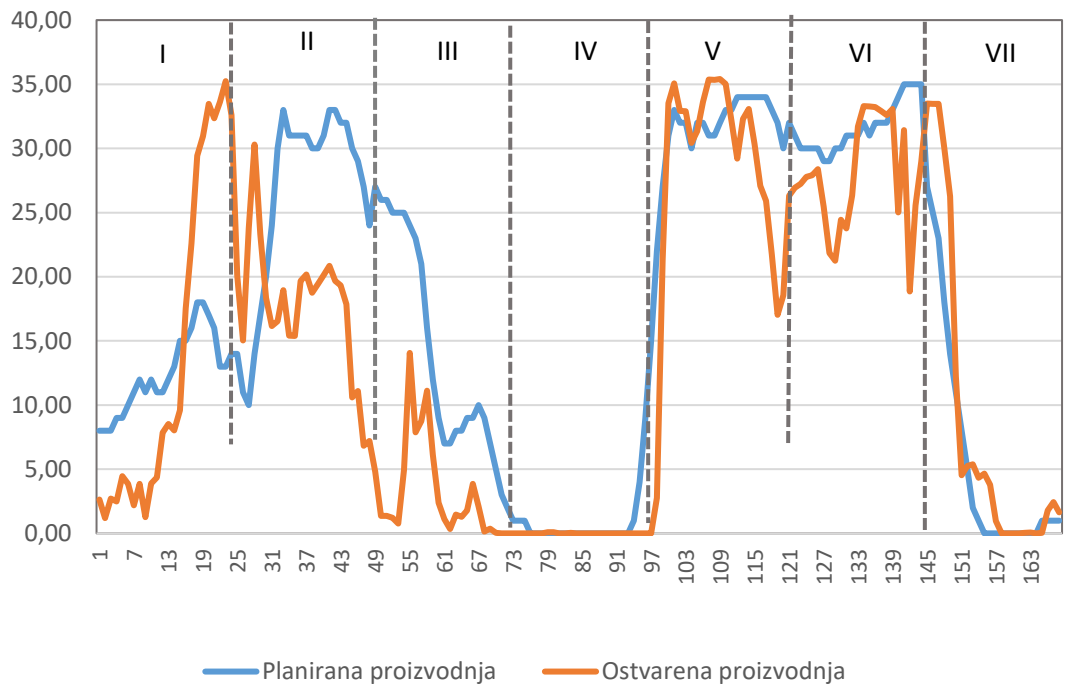
### *Predvidivost proizvodnje iz vjetroelektrana*

Pošto je uobičajeni način upravljanja snagom vjetroelektrana je MPPT regulacija proizvodnja direktno zavisi od trenutne brzine vjetra na lokaciji. Brzinu vjetra na nekoj lokaciji je teško precizno prognozirati. Greška prognoze je veća što je vremenski interval za prognozu duži. Npr. greška u prognozi je veća za procjenu snage u intervalu dan-unaprijed nego sat-unaprijed.

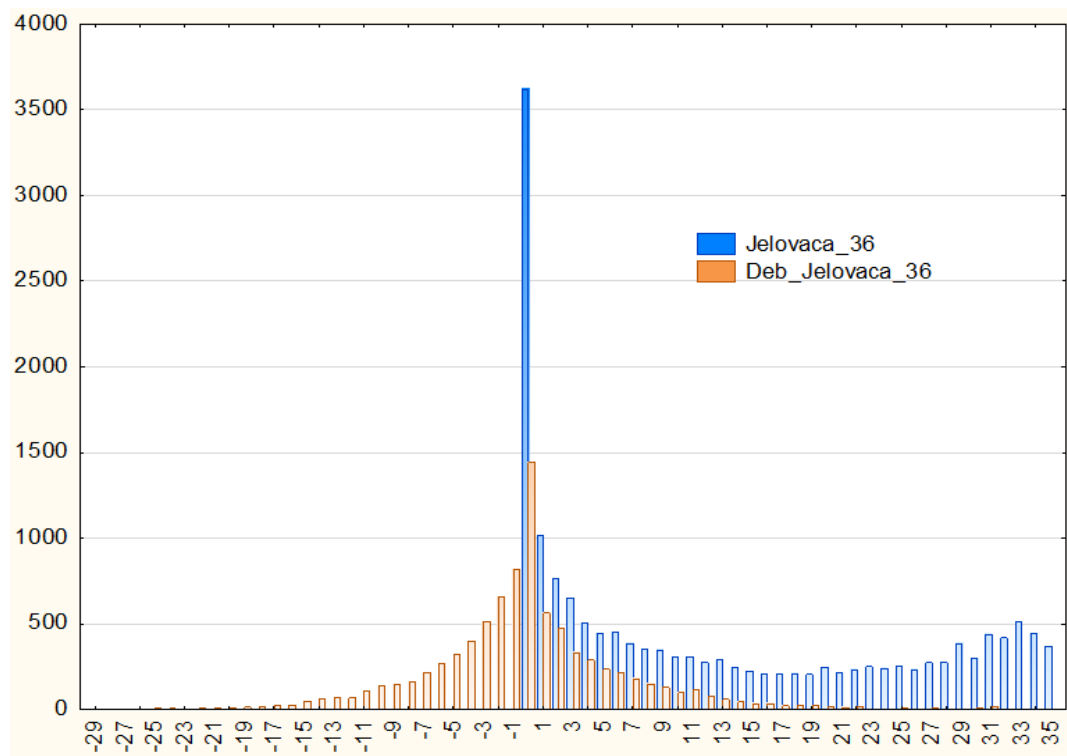
Na slici 5 je prikazana vremenska serija proizvodnje (MW) VE Jelovača u BiH u toku sedam dana (168 sati). Na slici 6 prikazane su frekvencije proizvodnje i greške u prognozi za ovu vjetroelektranu. Sa dijagrama se uočava da se greške u prognozi javljaju i na više i na niže. Najčešće su greške koje se javljaju za mali dijapazon varijacije prognoze od stvarne proizvodnje. Premda greška u prognozi značajno zavisi od metodologije koja se koristi za predviđanje, u cilju analize korelacije između grešaka prognoze upoređeni su podaci o jednoj vjetroelektrani u BiH i jednoj vjetroelektrani u Crnoj Gori. Na slici 7 su prikazane frekvencije izmjerenih grešaka u proizvodnji pojedinačnih elektrana u toku jedne godine. Detaljnijom analizom vrijednosti debalansa u odgovarajućim vremenskim serijama za odabrane dvije vjetroelektrane uočeni su različiti predznaci za debalans pojedinačnih elektrana. To znači da je po satima prognoza proizvodnje jedne vjetroelektrane prosječno viša od ostvarene proizvodnje dok je istovremeno kod druge vjetroelektrane prognoza proizvodnje prosječno niža od ostvarene proizvodnje. Znači da su odstupanja od prognoze u analiziranim elektranama u većini slučajeva suprotnog predznaka. Kada bi se posmatrane elektrane balansirale u jednom balansnom području greške njihovih prognoza bi se u većini slučajeva međusobno kompenzirale. Na taj način bi greška prognoze sumarne proizvodnje bila manja, čime bi se smanjili zahtjevi za rezervom za balansiranje.

---

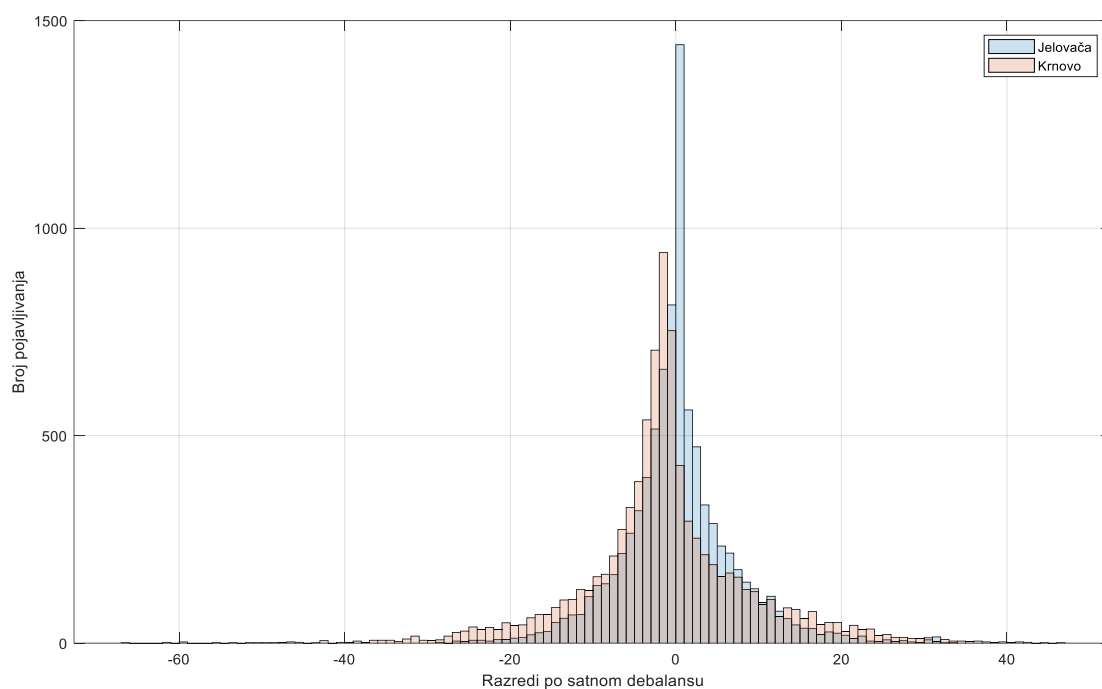
<sup>6</sup> <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4132>



Slika 5. Vremenska serija proizvodnje za sedam dana VE Jelovača.



Slika 6. Frekvencija proizvodnje i greške u prognozi za vjetroelektranu Jelovača u BiH.



Slika 7. Frekvencija debalansa za vjetroelektrane u BiH i Crnoj Gori

### *Predvidivost proizvodnje iz vjetroelektrana u Srbiji*

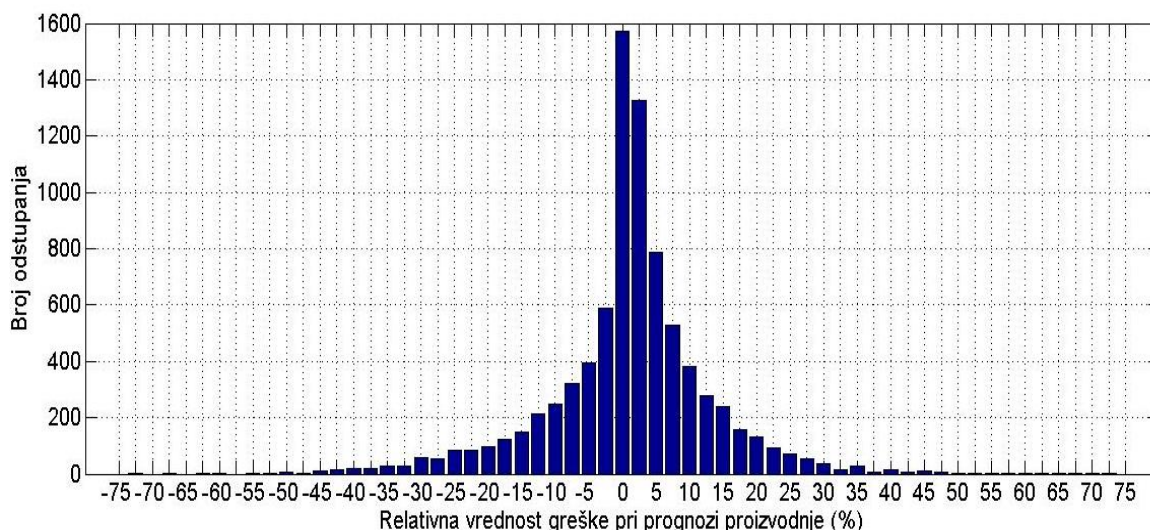
Statistički pokazatelji grešaka u prognozi proizvodnje za dan-unaprijed za sve vjetroelektrane koje su priključene na prijenosni sistem Srbije u toku 2020. godine su prikazani u tabeli 1.

Tabela 1: Statistički pokazatelji grešaka u prognozi proizvodnje za dan-unaprijed za sve vjetroelektrane priključene na prijenosni sistem Srbije

Vjetroelektrana	$\sigma_+$	$\sigma_-$	$ \sigma $	RMSE
VE Čibuk 1	7.99	-10.74	8.83	12.88
VE Kovačica	14.04	-13.27	12.24	18.55
VE Alibunar	25.09	-18.73	20.20	27.29
VE Košava	7.38	-15.27	10.50	16.09
Sve vjetroelektrane	7.28	-10.06	8.28	12.33

Iz tabele 1 se vidi da su greške agregiranih vjetroelektrana manje od grešaka svake vjetroelektrane pojedinačno iako se one nalaze u istom regionu, što govori o tome da se greške u određenoj mjeri poništavaju, odnosno da sa porastom instalisanih kapaciteta se očekuju smanjenje relativne greške u procjeni proizvodnje.

Na slici 8 dat je grafički prikaz kumulativnog vremena trajanja pozitivnih i negativnih grešaka u prognozi proizvodnje vjetroelektrana u Srbiji za dan unaprijed za 2020. godinu.



Slika 8. Kumulativno vrijeme trajanja pozitivne i negativne greške u procjeni proizvodnje vjetroelektrana u Srbiji za dan-unaprijed u toku 2020. godine

### *Predvidivost proizvodnje iz vjetro i solarnih elektrana u Hrvatskoj*

U tabeli 2 prikazani su podaci o statistici greške u prognozi proizvodnje vjetroelektrana u Hrvatskoj, koje su organizovane u okviru EKO balansne grupe. Podaci se odnose na 2021. godinu i obuhvataju ukupno 29 vjetroelektrana ukupne instalisane snage 721,6 MW.

Tabela 2: Podaci o statistici greške u prognozi proizvodnje vjetroelektrana u Hrvatskoj koje su organizovane u okviru EKO balansne grupe

	Ukupna instalisana snaga vjetroelektrana (MW)	Prognoza dan-unaprijed		Unutardnevna prognoza	
		MAE	RMSE	MAE	RMSE
Januar	721,6	5,30%	6,99%	4,43%	5,85%
Februar	721,6	4,09%	6,31%	3,41%	5,06%
Mart	721,6	5,34%	7,33%	4,12%	5,68%
April	721,6	4,55%	6,11%	3,65%	5,00%
Maj	721,6	4,64%	6,41%	3,72%	5,13%
Jun	721,6	3,98%	5,43%	3,38%	4,67%
Jul	721,6	4,52%	6,28%	3,88%	5,34%
Avgust	721,6	4,98%	7,01%	3,91%	5,55%
Septembar	721,6	4,24%	6,06%	3,33%	4,71%
Oktoibar	721,6	4,48%	6,19%	3,59%	5,00%
Novembar	721,6	6,61%	8,43%	4,28%	5,68%
Decembar	712,0	6,30%	8,42%	4,97%	6,70%
Godina	-	4,93%	6,83%	3,90%	5,40%

U tabeli 3 prikazani su podaci o statistici greške u prognozi proizvodnje fotonaponskih elektrana u Hrvatskoj koje su organizovane u okviru EKO balansne grupe. Podaci se odnose na 2021. godinu i obuhvataju ukupno 1229 fotonaponskih elektrana ukupne instalisane snage 53,4 MW.

Tabela 3: Podaci o statistici greške u prognozi proizvodnje fotonaponskih elektrana u Hrvatskoj koje su organizovane u okviru EKO balansne grupe

	Ukupna instalirana snaga solarnih elektrana (MW)	Prognoza dan-unaprijed	
		MAE	RMSE
Januar	53,4	1,32%	3,03%
Februar	53,4	1,88%	4,34%
Mart	53,4	2,00%	3,88%
April	53,4	2,11%	4,04%
Maj	53,4	2,40%	4,72%
Jun	53,4	2,12%	3,78%
Jul	53,4	2,35%	5,01%
Avgust	53,4	1,83%	3,92%
Septembar	53,4	1,50%	3,14%
Oktober	53,4	1,52%	3,44%
Novembar	53,4	1,17%	2,97%
Decembar	53,4	0,94%	2,25%
Godina	-	1,76%	3,78%

### Uticaj vOIE na regulaciju frekvencije

Pošto snaga vOIE ima stohastičan karakter njihova proizvodnja se ne može podešavati po zahtjevima operatora (dispečera) sistema. Jedino moguće prilagođenje snage je na osnovu posebnih zahtjeva operatora za smanjenje proizvodnje ispod optimalne. Ovakva mjera se poduzima samo u iznimnim situacijama (npr. u cilju rasterećenja pojedinih prijenosnih vodova) jer za posljedicu ima nepovratan gubitak „propuštene“ energije. Naravno da je moguće da vOIE u dužem periodu rade sa smanjenom snagom (u tzv. režimu djelimičnog rasterećenja), kada se njihova snaga može podešavati naviše i naniže prema zahtjevima dispečera. Ali tada je propuštena energija znatno veća što obično zahtijeva finansijsku kompenzaciju. Stoga je uobičajeni rad vjetroelektrana sa MPPT regulacijom.

Varijabilna proizvodnja iz vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana uzrokuje stohastičnu promjenu ukupne snage proizvodnje, koja sa stohastičnom promjenom snage potrošnje povećava nepredvidivost debalansa snaga. Uobičajeno se uvodi pojam dijagrama „neto-potrošnje“ (razlika potrošnje i proizvodnje iz vOIE), koji predstavlja promjenu snage koju treba da „pokriju“ konvencionalne elektrane. Dijagram neto-potrošnje ima veću varijabilnost od dijagrama potrošnje (zbog varijabilnosti koju unose vOIE) i teže ga je prognozirati. Stoga povećano učešće vOIE zahtijeva veću fleksibilnost elektroenergetskog sistema, kako za „praćenje promjene snage neto-potrošnje“ tako i za regulaciju frekvencije.

*Na zahtjev za veličinu rezerve za sekundarnu regulaciju frekvencije dominantno utiče tačnost prognoze proizvodnje iz vOIE. Iz prethodnog objašnjenja osobine komplementarnosti između vOIE jasno je da se povećavanjem geografskog područja na kome se instaliraju vOIE, kao i izborom optimalnog miksa snaga VE i SE, smanjuju zahtjevi za fleksibilnošću sa aspekta praćenja neto-potrošnje i regulacije frekvencije.*



*Zato se povezivanjem balansnih područja, sprežanjem odgovarajućih organizovanih tržišta, općenito smanjuju zahtjevi za rezervu balanse snage i optimizira korištenje balanse energije.*

Na osnovu prethodno opisanih tehničkih pojmova funkcionisanja EES i osobina vOIE mogu se izvesti sljedeći zaključci:

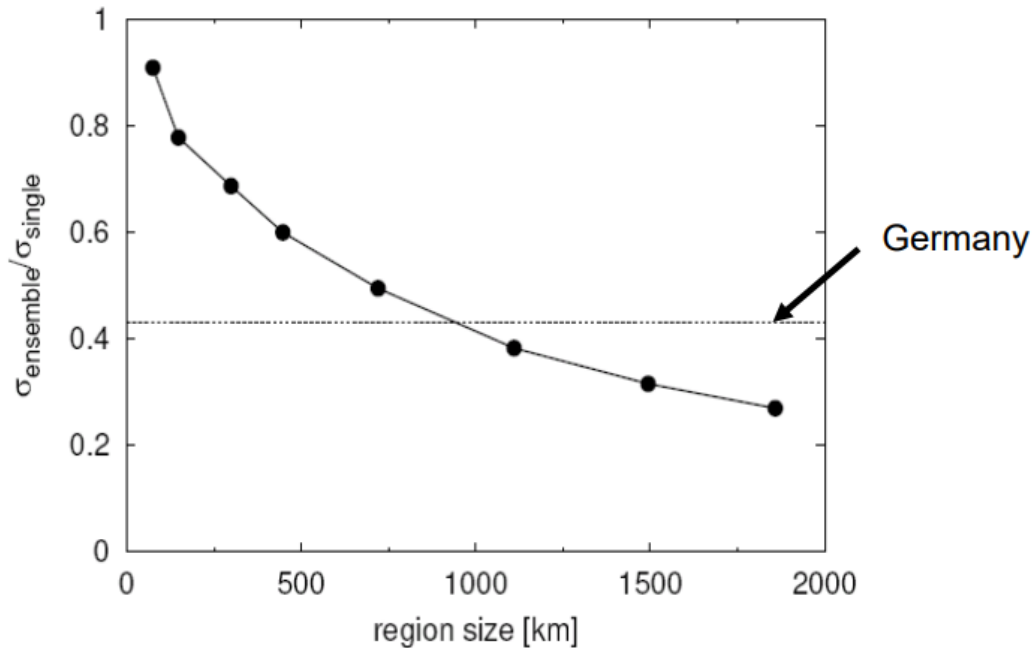
- EES je kompleksan sistem koji zahtijeva stalno održavanje ravnoteže snaga proizvodnje i potrošnje.
- vOIE značajno utiču na rad EES i zahtijevaju drugačiji koncept planiranja i način upravljanja.
- Kada su vOIE raspoređeni na većoj teritoriji smanjuje se ukupna varijabilnost kao i potreba za rezervama za regulaciju frekvencije.
- Povezivanjem funkcija regulacije frekvencije između EES u većim interkonekcijama smanjuju se troškovi za korištenje regulacionih rezervi i postiže ekonomski efikasnija intergacija vOIE.

## BALANSIRANJE U REGIONU ZAPADNOG BALKANA

### *Koncept i organizacija balansiranja u ENTSO-E*

U cilju ekonomski efikasnijeg balansiranja u EES u Evropi, posebno pri velikom učešću vOIE, koristi se vremensko-prostorna komplementarnost vOIE koji su raspoređeni na većem geografskom području. Prema evropskim iskustvima dobre prakse, pokazalo se da nivo greške agregiranih vjetroelektrana zavisi od dimenzije prostora na kojem se nalaze vjetroelektrane. Iz prethodnih izlaganja je jasno da bi se varijabilnost ukupne proizvodnje iz vOIE u regionu Zapadnog Balkana smanjila ukoliko bi se njihova integracija vršila na širem (regionalnom) geografskom prostoru. Također je ilustrovano da bi se u tom slučaju smanjila i greška prognoze ukupne proizvodnje. Sve to bi dovelo do smanjenja zahtjeva za rezervom za regulaciju. U nastavku ovog poglavlja opisani su koncepti i prakse organizacije usluge balansiranja u EU i zemljama regiona.

Na slici 9 prikazana je zavisnost odnosa grešaka agregiranih vjetroelektrana i greške pojedinačnih vjetroelektrana u zavisnosti od dimenzije regiona u Evropi. Sa slike se uočava da se povećanjem područja u kome se vrši prognoza i regulacija ukupna greška prognoze smanjuje.



Slika 3. Zavisnost odnosa grešaka agregiranih vjetroelektrana i greške pojedinačnih vjetroelektrana u zavisnosti od dimenzije regiona

Propisane faze regulacije frekvencije i odgovarajuće platforme evropske mreže operatora prijenosnog sistema (ENTSO-E) opisane su u Vodiču za balansiranje EES<sup>7</sup>. Za primarnu regulaciju, koja se u mrežnim pravilima ENTSO-E naziva rezerva za zadržavanje frekvencije<sup>8</sup>, operatori prijenosnog sistema iz 8 članica ENTSO-E obavljaju primarnu rezervu na aukcijama, koje se organizuju na zajedničkom tržištu. Automatska sekundarna regulacija, koja se u ENTSO-E mrežnim pravilima naziva automatska rezerva za obnavljanje frekvencije<sup>9</sup>, je povezana korištenjem platforme PICASSO, na kojoj se razmjenjuje balansna energija između operatora prijenosnih sistema 27 članica ENTSO-E. 24 članice ENTSO-E učestvuje i u evropskoj platformi IGCC za netiranje debalansa<sup>10</sup>, koja omogućava izbjegavanje simultanog aktiviranja sekundarne regulacije u dva ili više povezanih balansnih područja u suprotnim smjerovima. 28 članica ENTSO-E učestvuje u projektu MARI koji omogućava razmjenu balansne energije pri ručnom aktiviranju sekundarne regulacije<sup>11</sup>. Konačno 11 operatora prijenosnih sistema učestvuje u projektu TERRE<sup>12</sup> koji omogućava razmjenu balansne energije tercijarne regulacije. Pored razmjene balansne energije u Nordijskoj interkonekciji se planira uspostavljanje regionalnog tržišta za kapacitete (snagu) balansiranja za automatsku sekundarnu regulaciju<sup>13</sup>. Dakle, regulatorni okvir za balansiranje u ENTSO-E je dovoljno razvijen da omogućava prekograničnu saradnju regionalnu integraciju.

<sup>7</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/)

<sup>8</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/fcr/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/)

<sup>9</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/picasso/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/)

<sup>10</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/imbalance-netting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/)

<sup>11</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/mari/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/)

<sup>12</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/terre/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/)

<sup>13</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/nordic-afrr-capacity-markets/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/nordic-afrr-capacity-markets/)

## *Regulatorni okvir za balansiranje u regionu Jugoistočne Evrope*

U okviru projekta CROSSBOW analiziran je regulatorni okvir za balansna tržišta i aktuelna praksa balansiranja u zemljama Jugoistočne Evrope (JIE), sa fokusom na prekograničnu saradnju. Rezultati istraživanja su predstavljeni u javno dostupnom naučnom radu<sup>14</sup>. Kao najveća prepreka integraciji regionalnog balansnog tržišta u JIE identifikovano je favorizovanje nacionalnih pružalaca balansnih usluga – javnih elektroprivreda (posebno u Srbiji, Crnoj Gori, Hrvatskoj i Sjevernoj Makedoniji) čime se eliminiše transparentnost i konkurencija. Jedan od razloga zašto se na ovaj način „štite“ nacionalne elektroprivrede od konkurencije je i praksa da se javnim elektroprivredama nameće obaveza subvencioniranja regulisanih potrošača.

Osnovni zaključci istraživanja ukazuju da je u cilju razvoja regionalnog balansnog tržišta u JIE/ZB potrebno da sve zemlje prate principe EU energetske politike iz energetske paketa „Čista energija za sve Evropljane“, odnosno da usaglase modele svojih balansnih tržišta sa preporučenim modelom u ENTSO-E Vodiču za balansiranje. Međutim, u dijelu stručne javnosti u regionu postoji mišljenje da svaka od zemalja regiona treba da osigura zahtjeve fleksibilnosti

### ***Balansno tržište u Bosni i Hercegovini – primjer dobre prakse***

Balansno tržište u BiH koje administrira Nezavisni operator sistema u BiH (NOSBiH) uspješno funkcioniše od 2016. godine. U biti radi se o monopsonom tržištu, gdje na strani potražnje postoji samo jedan subjekt – NOSBiH, dok na strani ponude egzistiraju uglavnom proizvođači koji pružaju pomoćne usluge (kapacitet i energiju u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji i energiju za pokrivanje gubitaka u prijenosnom sistemu). Učešće na balansnom tržištu uređuje se ugovorom koji NOSBiH zaključuje sa učesnikom na tržištu električne energije, u skladu sa Tržišnim pravilima. Na balansnom tržištu se obavlja i obračun odstupanja (debalansa) balansno odgovornih strana od dnevnog rasporeda u energetske i finansijske smislu. Cijene debalansa se određuju na osnovu cijena balansne energije na satnom nivou. Sve transakcije između ponuđača sa jedne strane i NOSBiH sa druge strane obavljaju se na tržišnom principu, putem godišnjih i mjesečnih tendera, dok se cijene balansne energije formiraju putem ponuda pružalaca sekundarne i tercijarne regulacije na satnoj osnovi dan unaprijed.

Svako odstupanje učesnika na tržištu (debalans) koje nastaje kao razlika od realizovanih (izmjerenih) i bilansiranih veličina mora se korigovati određenim mehanizmom kako bi se sistem vratio u ravnotežu. Prosječne cijene debalansa za 2021. godinu iznosile su 168,57 KM/MWh za ostvareni manjak i 77,88 KM/MWh za ostvareni višak električne energije. U periodima jako visokih cijena električne energije u regionu i Evropi, maksimalna cijena debalansa u EES BiH iznosila je čak 1.250 KM/MWh.

koji su potrebni za balansiranje vOIE na nacionalnom nivou, a da se regionalno tržište koristi

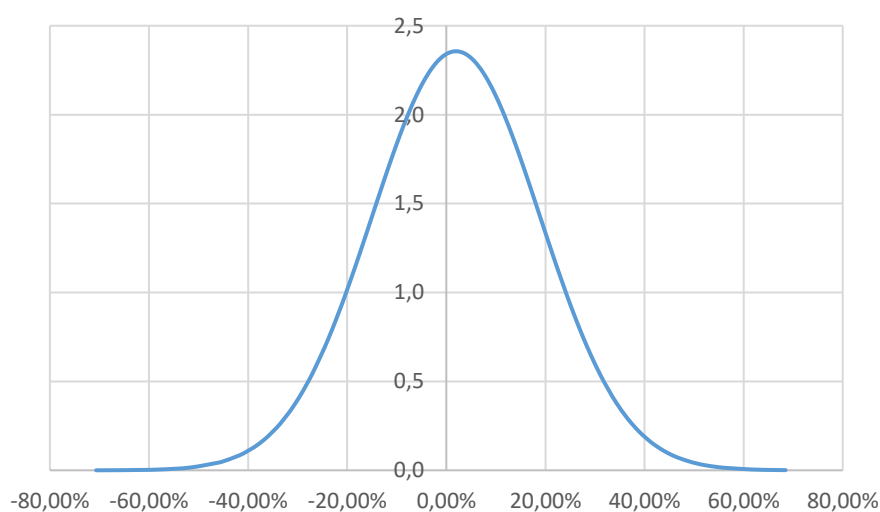
<sup>14</sup> P. Krstevski, S. Borozan, A. Krkoleva Mateska, „Electricity balancing markets in South East Europe — Investigation of the level of development and regional integration”, Elsevier, Energy Reports 2021. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721003796>

samo za optimizaciju troškova. Ovakav stav koji preferira balansiranje na nacionalnom nivou zahtijeva detaljnije stručne rasprave.

### *Studija slučaja – balansiranje vjetroelektrane Jelovača*

VE Jelovača instalirane snage 36 MW je prva VE u BiH koja je u potpunosti izgrađena privatnim kapitalom. Priključena je na prijenosnu mrežu (110 kV) sa godišnjom proizvodnjom od 112 GWh što predstavlja 3.111 ekvivalentnih radnih sati, što je znatno više od evropskog prosjeka koji je u 2021. godini iznosio 1.850 radnih sati.

U skladu sa važećim tržišnim pravilima, proizvodnja koju VE prijavljuje u tzv. dnevne rasporede koje izrađuje NOSBiH mora biti izbalansirana. Odnosno, svako odstupanje realizovne proizvodnje iz VE od najavljene mora se korigovati angažovanjem balansne energije. Na slici 8 prikazana je normalizirna raspodjela odstupanja u % od nazivne snage VE.



Slika 8. Odstupanja VE Jelovača za novembar 2020. godine.

U toku novembra mjeseca 2020. godine VE Jelovača ukupno je proizvela 5.700 MWh uz ostvareni pozitivni debalans (višak) od 1.066 MWh odnosno negativni debalans (manjak) od 742 MWh. Uzimajući u obzir prosječne cijene debalansa iz novembra 2020. godine može se izračunati finansijska obaveza koju VE Jelovača ima prema svojoj balansno odgovornoj strani po osnovu napravljenog debalansa.

Tabela 1. Troškovi balansiranja VE Jelovača

	MWh	KM/MWh	KM
Ostvarena proizvodnja	5.700	80,00	456.000,00
Pozitivni debalans (višak)	1.066	39,71	42.330,86
Negativni debalans (manjak)	742	111,64	82.836,88
Ukupno debalans			125.167,74

Ilustracije radi prosječna cijena na HUPXDAM u 2020. godini iznosila je 40 €/MWh ili 80 KM/kWh što daje vrijednost ostvarene proizvodnje iz VE Jelovača u iznosu od 456.000 KM. Cijena balansiranja u slučaju više proizvodnje od planirane je manja od cijene u slučaju manje

proizvodnje od planirane. Za cijene debalansa su uzete vrijednosti sa balansnog tržišta u BiH. Za ove cijene troškovi za uslugu balansiranja su značajni (cca. 27,4 %), što je uglavnom posljedica balansiranja proizvodnje iz samo jedne vjetroelektrane.

### *Studija slučaja - Prednost regionalnog pristup balansiranju u zemljama Zapadnog Balkana*

Detaljnije analize varijabilnosti i procjena potrebne rezerve za regulaciju frekvencije pri povećanom učešće vOIE uglavnom su rade na nivou pojedinih EES. Osnovni cilj ovih studija je procjena maksimalne snage vOIE koja se može priključiti pri zadanom načinu regulacije frekvencije i iznosu regulacione rezerve. Nezavisni operator sistema NOSBiH je uradio dvije ovakve studije u 2018.<sup>15</sup> i 2020. godini<sup>16</sup>. U studiji iz 2018. godine analiza je provedena posmatrajući EES BiH kao izdvojenu cjelinu ENTSO-E interkonekcije. Zaključeno je da se sa postojećim načinom regulacije u sistem može priključiti maksimalno 460 MW vjetroelektrana i 400 MW solarnih elektrana. U studiji iz 2020. godine prilikom određivanja maksimalne snage priključenja vOIE uvažavane su mogućnosti regionalne saradnje unutar regulacionog bloka Slovenija-Hrvatska-BiH (SHB). Zaključak ove studije je da se uz korištenje ENTSO-E balansnih platformi i mogućnosti prekogranične saradnje pri balansiranju, bez narušavanja zadanih parametara regulacione grupe SHB u EES BiH može priključiti maksimalna snaga vOIE - 840 MW vjetroelektrana i 825 MW solarnih elektrana. Proračunata vrijednost je dvostruko veća od procijenjenih maksimalnih snaga vOIE kada se sistem promatrao kao izolovana cjelina.

Prema dostupnim informacijama operator prijenosnog sistema Srbije (EMS) realizuje studiju balansiranja za ovaj sistem čiji cilj je procjena potrebne regulacione rezerve za planirane iznose priključenja vOIE. Studija je pokrenuta kako bi se procijenili troškovi balansiranja za različite snage vOIE. Također, u toku je i izrada studije Elektroprivrede Srbije o zahtjevima fleksibilnosti ove kompanije za integraciju velikog učešće vOIE.

## ZAKLJUČCI I PREPORUKE

Zemlje regiona ZB se nalaze u ranim fazama implementacije efikasnih modela balansnog tržišta. Energetska zajednica ocjenjuje da je jedino funkcionalno balansno tržište uvedeno u Bosni i Hercegovini. Aktuelne veoma visoke cijene električne energije u regionu postavljaju dodatne izazove za funkcionisanje i ovog tržišta. Zbog toga izazovi balansiranja varijabilne proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana, odnosno zahtjevi za balansnu rezervu i troškovi balansiranja, predstavljaju jednu od najvećih prepreka za brži razvoj i veću integraciju vOIE<sup>17</sup>. Jedno od rješenja koje treba omogućiti efikasniju integraciju vOIE je i prekogranična saradnja i regionalna integracija balansnih tržišta.

---

<sup>15</sup> <https://www.nosbih.ba/files/2018/07/20180719-lat-Analiza-Integracija-vjetro-i-solarnih-izvora-elektricne-energije-u-EES-BiH-sa-stanovista-regulacije.pdf>

<sup>16</sup> <https://www.nosbih.ba/files/2020/03/20200310-lat-Analiza-integracije-nOIE-u-EES-BiH.pdf>

<sup>17</sup> Problemi sa balansiranjem vOIE su razlog trenutnog spora između Ministarstva rudarstva i energetike Srbije sa jedne strane i EMS-a i EPS-a sa druge strane oko primjene novog zakona o obnovljivoj energiji.

Pošto je tematika balansiranja, a posebno regionalnog povezivanja balansnih tržišta, veoma složena problematika sa tehničkog i ekonomskog aspekta ključna preporuka ove analize je da je potrebno inicirati stručne diskusije na nacionalnim i regionalnom nivou na ovu temu. Do sada urađene regionalne studije, a posebno studija Energetske zajednice „Opcije fleksibilnosti kao podrška dekarbonizaciji u Energetskoj zajednici“, čija izrada je u toku, kao i studije koje obrađuju nacionalne sisteme mogu da posluže kao polazni materijal za ove rasprave.

Zahtjevi koje balansiranje predstavlja za fleksibilnost EES zavise od procentualnog učešća pojedinih vOIE u potrošnji sistema. Sa povećanjem učešća vOIE (npr. preko 30% ukupne godišnje potrošnje) fleksibilnost se mora obezbijediti i korištenjem naprednih metoda koje uključuju: upravljanje potrošnjom (engl. Demand Side Management – DMS), korištenje skladišta električne energije (u fiksnim električnim baterijama i električnim vozilima) i pumpno-akumulacionih hidroelektrana, kao i skladišta toplotne energije, te multisektorskim povezivanjem energetskih sistema. Navedene metode spadaju u tematiku pametnih mreža (engl. Smart Grids) i zahtijevaju primjenu savremenih mjernih, informaciono-komunikacionih i upravljačkih tehnologija, kako u distributivnim tako i u prijenosnim mrežama. Pametne mreže su tematika koju će operatori u regionu uskoro morati izučavati i primjenjivati, posebno sa aspekta fleksibilnosti i balansiranja ukoliko se želi da ovi aspekti ne budu ograničavajući faktor daljeg razvoja vOIE i dekarbonizacije energetskog sektora.