

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.12](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.12)

C2.12

**EFIKASNOST BALANSIRANJA VETROELEKTRANA U JUŽNOM BANATU KORIŠĆENJEM
INTEGRISANIH BATERIJSKIH SKLADIŠTA PROPISANOG KAPACITETA****EFFICIENCY OF WIND FARM BALANCING IN THE SOUTHERN BANAT REGION USING
INTEGRATED BATTERY STORAGE OF THE PRESCRIBED CAPACITY****Dorđe Lazović, Bojana Škrbić, Kristina Lazović, Željko Đurišić***

Kratak sadržaj: Regulatorni okvir za integraciju obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem Srbije zahteva obezbeđivanje balansnih kapaciteta u skladu sa odobrenom snagom elektrane od strane operatora prenosnog sistema. Ovaj zahtev se obično od strane investitora pri razvoju vetroelektrana realizuje kroz planiranje i izgradnju baterijskih skladišta integrisanih uz samu elektranu. Međutim, greške u predikciji proizvodnje vetroelektrana često prevazilaze raspoloživu snagu baterijskog skladišta. Pored toga, greške u prognozi mogu kontinuirano imati pozitivnu, odnosno negativnu vrednost, tokom dužeg vremenskog perioda, što predstavlja kritičan režim sa aspekta energetskog kapaciteta skladišta. U tom kontekstu, postavlja se pitanje u kojoj meri ovako planirani balansni kapaciteti mogu podmiriti potrebe vetroelektrana u procesu balansiranja. Ovaj rad analizira četiri postojeće vetroelektrane u Južnom Banatu, za koje su dostupni istorijski podaci o planiranim i ostvarenim snagama proizvodnje za dan unapred. Cilj istraživanja je da se ispita mogućnost njihovog sopstvenog balansiranja (pokrivanje debalansa koji data elektrana uzrokuje u EES-u) u slučaju integracije baterijskih sistema, u skladu sa važećom regulativom. S obzirom na to da ove vetroelektrane koriste različite modele za prognozu proizvodnje, za svaku od njih kvantitativno će biti određeni pokazatelji smanjenja debalansa u odnosu na trenutno stanje bez sistema za skladištenje. Pored toga, biće sprovedena ekonomska analiza potencijalnih ušteda koje bi ove vetroelektrane ostvarile pod pretpostavkom da preuzmu balansnu odgovornost. Na kraju, biće predstavljen teorijski modeli za procenu uticaja balansiranja vetroelektrane na stepen degradacije baterijskog sistema nakon jedne godine eksploatacije i estimaciju njegovog životnog veka. Dobijeni rezultati na primeru realnih vetroelektrana imaju dvostruki benefit. Sa stanovišta investitora, utvrđeni indikatori predstavljaju osnovu za tehno-ekonomsku analizu pri razvoju novih projekata vetroelektrana koji podležu balansnoj odgovornosti. Sa druge strane, za operatora prenosnog sistema, rezultati pružaju uvid u efikasnost postojeće regulative u kontekstu smanjenja ukupne balansne energije, prosečne procentualne greške debalansa i maksimalnog debalansa koje vetroelektrane generišu.

Ključne reči: *vetroelektrane, baterije, balansiranje, regulatorni okvir, balansna greška*

Abstract: The regulatory framework for renewable energy sources integration into power system of Serbia requires the provision of balancing capacities in accordance with the approved installed power

* Đorđe Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, lazovic@etf.bg.ac.rs

Bojana Škrbić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, bskrbic@etf.bg.ac.rs

Kristina Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, kristinadz@etf.bg.ac.rs

Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, djurisic@etf.bg.ac.rs

by the transmission system operator. Investors typically meet this requirement when developing wind farms projects by planning and constructing battery storage systems integrated with the power plant. However, forecasting errors in wind farm production often exceed the available power capacity of the battery storage system. Moreover, these errors can persistently exhibit either positive or negative values over an extended period, creating a critical condition in terms of the storage energy capacity. In this context, the key question is to what extent such planned balancing capacities can effectively meet the balancing needs of wind farms. This paper analyzes four existing wind farms in the South Banat region, for which historical data on forecasted and observed day-ahead production are available. The aim of the study is to assess the feasibility of self-balancing (covering the imbalance caused by the given power plant in the power system) for these wind farms through the integration of battery systems, in accordance with the current regulatory framework. Since these wind farms employ different forecasting models, quantitative indicators of imbalance reduction will be determined for each one, compared to the current state without a storage system. Additionally, an economic analysis will be carried out to evaluate the potential cost savings if these wind farms take on balancing responsibility. Finally, a theoretical model will be presented to evaluate the impact of wind farm balancing on battery system degradation rate over one year of operation and to estimate its lifespan. The results obtained from the analysis of real wind farms offer a dual benefit. From the investor's perspective, the established indicators provide a basis for techno-economic analysis in the development of new wind farm projects that are subjected to balancing responsibility. On the other hand, for the transmission system operator, the results offer insights into the effectiveness of the current regulation framework in terms of reducing total balancing energy, average imbalance percentage error, and the maximum imbalance generated by the wind farms.

Keywords: *wind farms, batteries, balancing, regulatory framework, imbalance error*

1 UVOD

U skladu sa međunarodnim obavezama, posebno Pariskim sporazumom [1] i Zelenom agendom za Zapadni Balkan [2], Srbija sprovodi transformaciju energetske politike i elektroenergetskog sistema (EES-a), sa ciljem dekarbonizacije istog, smanjenja zagađenja vazduha i emisije gasova sa efektom staklene bašte. Ključnu ulogu u tom procesu ima razvoj obnovljivih izvora energije (OIE). Povećanje proizvodnje iz varijabilnih OIE, poput vetroelektrana (VE) i solarnih elektrana, menja način rada EES-a, i organizaciono i tehnički.

Za dalja razmatranje u predmetnoj analizi, ključno je razlikovati pojmove: bilansiranje i balansiranje. Bilansiranje podrazumeva optimalno uravnoteženje proizvodnje i potrošnje elektroenergetskog sistema (EES-a) u određenom vremenskom intervalu. Cilj adekvatnog bilansiranja jeste obezbeđivanje dovoljne količine energije u skladu sa potrebama konzuma. S druge strane, balansiranje se odnosi na aktivnosti usmerene na otklanjanje greške regulacione oblasti, i predstavlja proces angažovanja sekundarne i tercijarne rezerve u cilju održavanja ravnoteže između ukupne snage razmene sa susednim prenosnim sistemima i frekvencije na planiranoj vrednosti [3]. Balansiranje, koje je ujedno i predmet ovog istraživanja, realizuje se u značajno kraćim vremenskim intervalima u odnosu na bilansiranje, kroz pružanje sistemskih usluga operatoru prenosnog sistema (OPS) na balansnom tržištu [4].

Tokom rada proizvodnih kapaciteta mogu se javiti odstupanja od planirane proizvodnje, usled varijabilnog kvaliteta primarnog energenta, neplaniranih zastoja, eksploatacionih ograničenja, grešaka u prognozi proizvodnje obnovljivih izvora energije i drugih faktora. S druge strane, ni planirani nivo potrošnje nije u potpunosti predvidiv, jer je podložan greškama u prognozi uticajnih meteoroloških veličina, nepredvidivošću efekata na potrošnju energije, kao i sve većem uticaju prozjuma na nivou distributivne mreže. Neusklađenost proizvodnje i potrošnje u realnom vremenu dovodi do debalansa koji je neophodno neutralisati, odnosno izbalansirati, angažovanjem prethodno obezbeđene balansne rezerve. Da bi se odgovorilo na potrebe sistema u pogledu balansiranja, uz razuman i ekonomski opravdan nivo rizika, neophodno je da sistem u svakom trenutku raspolaže rezervom u energiji i snazi [5].

S obzirom na to da je proizvodnju OIE nemoguće precizno prognozirati dan-unapred, što je vremenski horizont u kojem se sprovodi većina aktivnosti vođenja elektroenergetskog sistema, zadatak balansiranja postaje sve složeniji. Prema Planu razvoja prenosnog sistema [6], očekuje se priključenje dodatnih 8 GW kapaciteta iz VE i 5,5 GW u solarnim elektranama do 2032. godine, što nameće nove izazove u pogledu očuvanja stabilnosti sistema. Prema istraživanju [7], greška dan-unapred prognoze proizvodnje VE u evropskim zemljama iznosi između 5% i 15%, dok se za VE u Srbiji ta greška procenjuje na 8,5% do 17,5% [8]. Aktuelna zakonska regulativa je prepoznala ovaj perspektivni problem, te se Zakonom o korišćenju OIE [9] propisuje da proizvođači iz OIE moraju obezbediti kapacitete za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve, koji će biti ponuđeni OPS-u za potrebe systemske usluge sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene. Baterijski sistemi za skladištenje su viđeni kao osnovni resurs koji će se u ove svrhe koristiti.

U ovom radu analizirana je mogućnost da se baterijski sistem u vlasništvu VE koristi kao resurs za minimizaciju greške u prognozi proizvodnje VE, čime bi se smanjila potreba za aktivacijom systemske balansne energije. Osim direktnog benefita za OPS, koji se ogleda u smanjenju balansnog odstupanja, vlasnik VE mogao bi da ostvari uštedu na balansnom tržištu. Predmet razmatranja ovog rada je u kojoj meri baterijski sistem, dimenzionisan prema važećim zahtevima iz [9], može da pokrije odstupanje u prognozi proizvodnje VE, te koliko bi uštedu to moglo doneti vlasniku sistema. Analize su sprovedene na osnovu istorijskih podataka o radu postojećih VE (Čibuk 1, Kovačica, Košava, Alibunar) iz 2023.godine, uz uvažavanje aktuelnog balansnog mehanizma. Osim toga, izvršena je i analiza degradacije baterijskog sistema za skladištenje energije (BSSE) tokom eksploatacije. Važno je napomenuti da analizirane VE ne podležu obavezama balansiranja, te da dobijeni rezultati nisu direktno primenljivi na postojeće elektrane u aktuelnim uslovima. Ipak, može se očekivati da bi balansne greške budućih VE u analiziranom regionu bile slične, što čini predloženu metodologiju relevantnom za procenu njihovog rada.

2 BALANSNI MEHANIZAM U REPUBLICI SRBIJI

U Republici Srbiji, balansnu rezervu (sekundarnu i tercijarnu regulacionu rezervu) obezbeđuju konvencionalni izvori energije, uključujući hidroelektrane, termoelektrane i pumpno-akumulaciona postrojenja [10]. Balansni mehanizam predstavlja regulatorni okvir koji definiše pravila, procedure i aktivnosti u okviru balansnog tržišta električne energije. Na balansnom tržištu, OPS kupuje ili prodaje balansnu energiju i vrši obračun odstupanja. Ciljevi ovog mehanizma uključuju:

- održavanje ravnoteže između proizvodnje, potrošnje i razmene električne energije sa okolnim sistemima u realnom vremenu,
- obezbeđenje sigurnog rada elektroenergetskog sistema,
- održavanja potrebnog nivoa sekundarne i tercijarne rezerve.

Operativna primena balansnog mehanizma za određeni tržišni dan počinje nakon što OPS potvrdi dnevne planove rada i traje do kraja tog dana. Tokom ovog procesa, balansna rezerva se aktivira u dva pravca:

- regulacija naviše – kada OPS kupuje balansnu energiju kako bi nadoknadio manjak u sistemu,
- regulacija naniže – kada OPS prodaje balansnu energiju radi smanjenja viška u sistemu.

Prema važećoj regulativi u EES-u Srbije, regulacija naviše se ostvaruje kroz:

- povećanje proizvodnje ili smanjenje potrošnje,
- kupovinu balansne energije od snabdevača,
- kupovinu prekogranične tercijarne regulacione energije,
- kupovinu balansne energije po osnovu netovanja odstupanja.

Sa druge strane, regulacija naniže se ostvaruje kroz:

- smanjenje proizvodnje ili povećanje potrošnje,
- prodaju prekogranične tercijarne regulacione energije,
- prodaju balansne energije po osnovu netovanja odstupanja [11].

Učešće balansnih entiteta u balansnom mehanizmu regulisano je ugovorima o pružanju pomoćnih usluga i ugovorom o učešću u balansnom mehanizmu. Ove ugovore zaključuju OPS i učesnik na tržištu koji poseduje balansne kapacitete u tržišnoj oblasti Srbije. Sa aspekta balansne odgovornosti, učesnici na balansnom tržištu mogu se klasifikovati na sledeće kategorije:

- balansne grupe,
- balansno odgovorne strane (BOS),
- pružaoce balansnih usluga.

Balansne grupe su organizovane grupe tržišnih učesnika koje imaju zajedničku balansnu odgovornost, pri čemu svaka balansna grupa ima jednog nosioca balansne odgovornosti (BOS). BOS je učesnik na tržištu električne energije koji je odgovoran za odstupanja jedne balansne grupe u zoni trgovanja Srbije. BOS takođe ima obavezu da dan-unapred OPS-u prijavi dnevne planove rada proizvodnje i upravljive potrošnje za sve balansne entitete iz svoje balansne grupe. Sa druge strane, svi pružaoce balansnih usluga dužni su da balansnom tržištu dostave eksplicitne ponude za angažovanje regulacije naviše i naniže za sve balansne entitete u svojoj nadležnosti [11]. Sa ekonomske tačke gledišta, BOS snosi finansijsku odgovornost za odstupanja između planirane i ostvarene potrošnje/proizvodnje električne energije, dok provajderi dobijaju naknadu za pružanje balansnih usluga.

S obzirom na to da balansno tržište u Srbiji još uvek nije u potpunosti liberalizovano i razvijeno, najveći deo balansnih kapaciteta poseduje Akcionarsko društvo Elektroprivreda Srbije (EPS AD) kao dominantni učesnik. Važno je istaći da EPS istovremeno ima ulogu BOS, preuzimajući finansijsku odgovornost za odstupanja svoje balansne grupe, i provajdera balansnih usluga, obezbeđujući balansnu rezervu i energiju OPS-u angažujući svoje proizvodne kapacitete. Kao dominantni učesnik na balansnom tržištu, EPS je u obavezi da OPS-u najkasnije do 16:00 časova prethodnog dana dostavi eksplicitnu ponudu, koja obuhvata sve balansne entitete u njegovoj nadležnosti. Ova ponuda sastoji se od skupa parova „energija – cena“, na osnovu kojih se određuje cena angažovanja regulacije naviše i naniže. Postojeća pravila tržišta definišu sledeće ograničenja koja se tiču dominantnog učesnika:

- Cena u eksplicitnoj ponudi može iznositi najmanje 0,10 EUR/MWh, dok njen maksimalni iznos ne sme prelaziti nižu od sledeće dve vrednosti: trostruku cenu postignutu na dan-unapred tržištu za odgovarajući vremenski interval ili 500 EUR/MWh.
- Cena za angažovanje prvih 100 MWh naviše ne može biti veća od cene postignute na dan-unapred tržištu električne energije, uvećane za veću vrednost između 30 EUR ili 40% cene postignute na dan-unapred tržištu u posmatranom obračunskom intervalu.
- Cena za angažovanje prvih 100 MWh naniže ne može biti manja od cene električne energije sa tržišta za dan unapred umanjene za 60% u istom obračunskom interval [11].

Tokom realnog vremena, OPS prioriteto koristi prethodno dostavljene ponude za aktivaciju balansne energije kako bi otklonio debalans u sistemu. Istovremeno, za svakog učesnika balansnog mehanizma, OPS evidentira ukupnu količinu angažovane balansne energije u okviru obračunskog intervala i razvrstava je prema: tipu regulacije (sekundarna/tercijarna) i smeru aktivacije (naviše/naniže). Na osnovu dostavljenih eksplicitnih ponuda i količine aktivirane balansne energije, za svaki period formira se cena poravnanja, koja predstavlja osnovu za proračun finansijskog poravnanja BOS. Cena poravnanja se za svaki obračunski interval određuje kao ponderisana cena:

- aktiviranih eksplicitnih ponuda iz tercijarne regulacije,
- angažovane sekundarne regulacije,
- razmenjene energije u procesu netovanja odstupanja.

Cena poravnanja za vremenski interval t (CP_t) se može iskazati formulom [12]:

$$CP_t = \frac{W_{S,t} \cdot c_{S,t} + W_{T,t} \cdot c_{T,t} + W_{GCC \rightarrow EMS,t} \cdot c_{N,t} - W_{EMS \rightarrow GCC,t} \cdot c_{N,t}}{W_{S,t} + W_{T,t} + W_{GCC \rightarrow EMS,t} - W_{EMS \rightarrow GCC,t}} \quad (1)$$

gde su:

- $W_{S,t}$ i $W_{T,t}$ balansne energije usled angažovanja sekundarne i tercijarne regulacije (pozitivne vrednosti za regulaciju naviše, negativne vrednosti za regulaciju naniže),

- $W_{GCC \rightarrow EMS,t}$ balansna energija koju GCC (*Grid control Cooperation* – kooperacija za netovanje odstupanja) dostavlja Elektromreži Srbije radi kompenzacije odstupanja, a $W_{EMS \rightarrow GCC,t}$ izvoz balansne energije ka GCC mreži,
- $c_{S,t}$ i $c_{T,t}$ cene angažovane balansne energije usled angažovanja sekundarne i tercijarne regulacije, respektivno,
- $c_{N,t}$ cena poravnanja u procesu netovanja odstupanja.

U slučaju da je cena poravnanja proračunata na osnovu izraza (1) negativna, usvaja se da je jednaka 0 EUR/MWh. Takođe, maksimalna vrednost cene poravnanja može biti najviše 1,5 puta veća od maksimalne cene angažovane balansne energije u regulaciji naviše u datom obračunskom intervalu.

Odstupanje pojedinačne balansne grupe za koju je odgovorna BOS za određeni obračunski interval ($OBOS_t$) određuje se poređenjem:

- ukupne prijavljene pozicije (prihvaćeni blokovi razmene električne energije iz dnevnog plana rada),
- ukupne očitane pozicije (izmerena predata i preuzeta električna energija na mestima primopredaje te balansne grupe sa EES-om),
- eventualnog angažovanja balansne energije iz balansnih entiteta koji su pridruženi toj balansnoj grupi.

Balansno tržište je uređeno tako da uvek postoji inverzna veza između tokova novca i balansne energije. Za pozitivno odstupanje balansne grupe ($OBOS_t > 0$) OPS plaća naknadu BOS, dok za negativno odstupanje balansne grupe ($OBOS_t < 0$), BOS plaća naknadu OPS-u. Postojeća pravila ukazuju da se finansijsko poravnanje na balansnom tržištu, pored odstupanja balansne grupe ($OBOS_t$) i cene poravnanja (CP_t), određuje na osnovu veličine prihvatljivog odstupanja balansne grupe (POB_t). Ovaj parametar se definiše na dnevnom nivou i zavisi od dnevnog plana rada balansne grupe i njene strukture.

U slučaju pozitivnog odstupanja balansne grupe, naknada koju prima BOS ($NOB_{+,t}$) se računa na sledeći način:

$$NOB_{+,t} = \begin{cases} OBOS_t \cdot CP_t, & \text{ako je } OBOS_t \leq POB_t \\ POB_t \cdot CP_t + (OBOS_t - POB_t) \cdot CP_t \cdot K_1, & \text{ako je } OBOS_t > POB_t \end{cases} \quad (2)$$

pri čemu je vrednost koeficijenta $K_1=0,5$.

U slučaju negativnog odstupanja balansne grupe, naknada koju plaća BOS ($NOB_{-,t}$) se računa na sledeći način:

$$NOB_{-,t} = \begin{cases} |OBOS_t| \cdot CP_t, & \text{ako je } |OBOS_t| \leq POB_t \\ POB_t \cdot CP_t + (|OBOS_t| - POB_t) \cdot CP_t \cdot K_2, & \text{ako je } |OBOS_t| > POB_t \end{cases} \quad (3)$$

pri čemu je vrednost koeficijenta $K_2=1,3$.

Na osnovu prethodno navedenog, može se zaključiti da cena poravnanja dominantno zavisi od tipa, količine i smera aktivirane balansne energije, kao i ostvarene cene električne energije na dan-unapred tržištu. Naime, cena angažovane balansne energije usko je povezana sa cenom na dan-unapred tržištu, s obzirom na to da je EPS AD dominantni učesnik na balansnom tržištu. Prema postojećim tržišnim pravilima, bez obzira na znak odstupanja balansne grupe, finansijski obračun se za BOS vrši po jedinstvenoj ceni poravnanja, tj. primenjuje se „one-price settlement“ mehanizam [13]. Ovakav mehanizam dozvoljava tržišne špekulacije, odnosno ostavlja mogućnost da BOS prodaje balansnu energiju na balansnom tržištu po većoj ceni nego sa spot tržišta, ili da je kupuje po nižoj ceni. Uvođenjem prihvatljivog odstupanja balansne grupe i upotrebom faktora K_1 i K_2 , BOS se dodatno penalizuje u slučaju velikih odstupanja.

3 MODEL VETROELEKTRANE SA INTEGRISANIM BATERIJSKIM SKLADIŠTEM NA BALANSNOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Prema Zakonu o korišćenju obnovljivih izvora energije [9], investitori koji priključuju VE na EES Srbije imaju obavezu da obezbede pomoćne usluge za balansiranje sistema. Ova obaveza može biti ispunjena na jedan od sledećih načina:

- obezbeđivanjem novog kapaciteta za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve, koji će biti ponuđen OPS-u za sistemsku uslugu sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene,
- izdvajanjem kapaciteta iz postojećih proizvodnih jedinica za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve, koji će takođe biti ponuđen OPS-u,
- angažovanjem drugog učesnika na tržištu, koji će, umesto investitora, obezbediti novi kapacitet za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve i ponuditi ga OPS-u.

Ukoliko investitor odluči da uz VE integriše BSSE, zakon propisuje da njegov kapacitet mora biti najmanje 0,4 MWh po svakom MW instalirane snage VE. Pored toga, za pružanje pomoćnih usluga neophodno je da regulacioni opseg skladišta iznosi najmanje 20% instalisane aktivne snage VE. U ovom radu pretpostaviće se da VE snosi balansnu odgovornost za odstupanja koja generiše, kao i da poseduje BSSE propisanog kapaciteta, čija će osnovna funkcija biti sopstveno balansiranje, odnosno redukcija debalansa VE u realnom vremenu. S obzirom da definisani kapacitet skladišta neće biti dovoljan za potpuno pokrivanje debalansa (zbog ograničenja po snazi i energiji baterijskog sistema), pretpostavlja se da će vlasnik VE obezbediti dodatne balansne kapacitete angažovanjem drugih balansnih provajdera na tržištu.

Model VE sa integrisanim BSSE detaljno je izložen u radu [14]. Izrazi (4) i (5) definišu limite za snagu pražnjenja $P_{BATdisch,t}$ i punjenja $P_{BATch,t}$ baterijskog skladišta instalisane snage $P_{BAT,inst}$ tokom vremenskog intervala t , dok binarna promenljiva $i_{BAT,t}$, definisana u izrazu (6), uzima vrednost 1 ako baterijsko skladište radi u režimu pražnjenja, odnosno 0 ako radi u režimu punjenja. Izrazom (7) predstavljena je promena stanja napunjenosti (*State of Charge*) BSSE ($SOC_{BAT,t}$) instalisanog energetskog kapaciteta $W_{BAT,inst}$, pri čemu su posebno uvažene ekvivalentne efikasnosti punjenja $\eta_{BAT,ch}$ i pražnjenja $\eta_{BAT,disch}$. Ove efikasnosti obuhvataju gubitke baterijskog sistema, invertora, interne gubitke u kablovskoj mreži i druge faktore. Ograničenje (8) definiše tehnička ograničenja po stanju napunjenosti baterije, sa aspekta minimalne vrednosti $SOC_{BAT,min}$ i maksimalne vrednosti $SOC_{BAT,max}$. Ovim ograničenjima obezbeđuje se pre svega pouzdan rad BSSE, odnosno prevremeno trajno oštećenje baterija. Osim toga, ova ograničenja određuju brzinu degradacije performansi i dugovečnost BSSE.

$$0 \leq P_{BATdisch,t} \leq P_{BATinst,t} \cdot i_{BAT,t} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{BATch,t} \leq P_{BATinst,t} \cdot (1 - i_{BAT,t}) \quad (5)$$

$$i_{BAT,t} \in \{0,1\} \quad (6)$$

$$SOC_{BAT,t} = SOC_{BAT,t-1} + \frac{P_{BATch,t} \cdot \eta_{BATch} - P_{BATdisch,t} / \eta_{BATdisch}}{W_{BAT,inst}} \cdot \Delta t \quad (7)$$

$$SOC_{BAT,min} \leq SOC_{BAT,t} \leq SOC_{BAT,max} \quad (8)$$

Odstupanje koje VE generiše tokom vremenskog intervala t zavisi od razlike između prognozirane snage za dan unapred $P_{VEDa,t}$, realizovane snage $P_{VErt,t}$, kao i doprinosa baterijskog skladišta koje pomaže smanjenju ovog odstupanja. Formalno matematički, ovo se može iskazati na osnovu izraza (9), gde $W_{VEib+,t}$ i $W_{VEib-,t}$ predstavljaju pozitivne varijable koje definišu energije pozitivnog i negativnog debalansa, respektivno. S obzirom da samo jedna od ovih promenljivih stanja može uzeti nenultu vrednost, uvedena je pomoćna binarna promenljiva $j_{BAT,t}$ koja je jednaka 1 kada je energija debalansa VE pozitivna, odnosno 0 kada je energija debalansa negativna. Prethodni uslov je zadovoljen upotrebom izraza (10)-(12), gde M predstavlja veliki pozitivan broj.

$$W_{VEib+,t} - W_{VEib-,t} = (P_{VErt,t} - P_{VEDa,t} + P_{BATdisch,t} - P_{BATch,t}) \cdot \Delta t \quad (9)$$

$$W_{VEib+,t} \leq M \cdot j_{BAT,t} \quad (10)$$

$$W_{VEib-t} \leq M \cdot (1 - j_{BAT,t}) \quad (11)$$

$$j_{BAT,t} \in \{0,1\} \quad (12)$$

U ovom radu će biti razmatrana dva modela za pokrivanje debalansa:

- Model 1: standardni algoritam upravljanja baterijom, koji ima za cilj da se u svakom vremenskom intervalu u najvećoj mogućoj meri minimizuje odstupanje VE:

$$f_t = \min (W_{VEib+t} + W_{VEib-t}) \quad (13)$$

- Model 2: modifikovani algoritam upravljanja baterijom, koji nastoji da se u svakom vremenskom intervalu minimizuje razlika odstupanja VE i prihvatljivog odstupanja balansne grupe, ali samo onda kada odstupanje prelazi vrednost prihvatljivog odstupanja. U suprotnom, baterija se ne upotrebljava za balansiranje VE:

$$f_t = \begin{cases} \min |POB_{VE,t} - W_{VEib+t} - W_{VEib-t}|, & \text{ako je } POB_{VE,t} < |P_{VErt,t} - P_{VEDa,t}| \\ \min (P_{BATdisch,t} + P_{BATch,t}), & \text{ako je } POB_{VE,t} \geq |P_{VErt,t} - P_{VEDa,t}| \end{cases} \quad (14)$$

Važno je istaći da Pravila o radu tržišta električne energije [11] u slučaju VE propisuju vrednost prihvatljivog odstupanja balansne grupe na veću vrednost od 1 MWh i 10% maksimalne prijavljene satne proizvodnje VE iz dnevnog plana rada. Pored toga, OPS objavljuje podatke o angažovanoj balansnoj energiji i ceni poravnanja za posmatrani tržišni dan tek nakon njegove realizacije, pa operatoru VE ovi podaci tokom eksploatacije u realnom vremenu nisu poznati. S obzirom da postojeći balansni mehanizam uvažava jedinstvenu cenu poravnanja, kao i to da se u njenom proračunu mogu javiti izvesne anomalije kada su aktivirane balansne energije u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji slične po apsolutnoj vrednosti, ali različitog znaka, postavlja se pitanje ekonomske opravdanosti stalnog korišćenja baterije za pokrivanje debalansa VE. Iz tog razloga uveden je Model 2 za upravljanje baterijom, koji podrazumeva pokrivanje samo onih odstupanja koja prevazilaze prihvatljivu vrednost, a za koje BOS snosi dodatne troškove, u skladu sa izrazima (2) i (3).

Troškovi balansiranja VE tokom određenog vremenskog perioda T , mogu se sračunati kao razlika između prihoda koje bi ova VE ostvarila na tržištu električne energije za dan unapred, pod pretpostavkom idealne prognoze, i prihoda koje ostvaruje na osnovu dostavljene prognoze. Od ove vrednosti potrebno je oduzeti naknadu koju VE dobija na balansnom tržištu kada pravi pozitivno odstupanje (izraz (2)) i dodati nakanadu koju VE plaća kada izaziva negativni debalans (izraz (3)).

$$C_{VE} = \sum_{t=1}^T ((P_{VE,rt,t} - P_{VE,da,t}) \cdot \Delta t \cdot \lambda_{da,t} - NOB_{VE+,t} + NOB_{VE-,t}), \quad (15)$$

gde $\lambda_{da,t}$ predstavlja cenu električne energije na dan-unapred tržištu.

4 PROCENA EFIKASNOSTI I TROŠKOVA BALANSIRANJA NA PRIMERU ČETIRI POSTOJEĆE VETROELEKTRANE U JUŽNOM BANATU

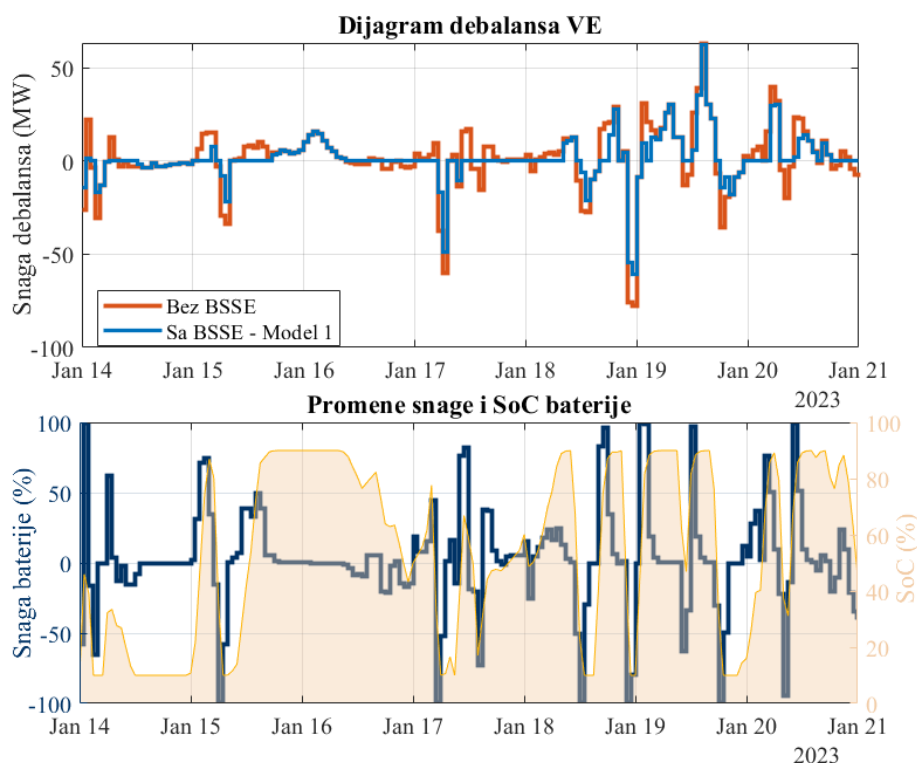
Predloženi algoritmi za upravljanje BSSE testiran je na primeru postojećih VE na teritoriji Južnog Banata (Čibuk 1, Kovačica, Alibunar i Košava). Ove VE su inicijalno stekle status povlašćenih proizvođača električne energije, što im je omogućilo korišćenje podsticajnih mera, poput fid-in tarifa. Tokom trajanja podsticajnog perioda, garantovani snabdevač preuzima balansnu odgovornost, odnosno snosi troškove balansiranja VE. S obzirom da za pomenute VE postoji značajna istorijska baza podataka o njihovom radu, u ovom istraživanju će biti pretpostavljeno da one, u skladu sa važećom regulativom, samostalno snose balansnu odgovornost i poseduju integrisane baterijske sisteme. Ovakav pristup omogućava procenu ekonomskih pokazatelja za balansiranje, što može biti osnova za tehno-ekonomske analize novih vetroelektrana u ovom regionu, ali i postojećih VE nakon izlaska iz sistema podsticajnih mera.

Kao reprezentativna godina za analizu uzeta je 2023. godina, za koju su autorima bili dostupni podaci o planiranim i ostvarenim snagama proizvodnje VE, cenama električne energije na dan-unapred tržištu, kao i cenama poravnjanja na balansnom tržištu [15]. Pregled ulaznih parametara VE dat je u Tabeli 1. Usvojeno je da operativni kapacitet baterijskog skladišta iznosi 0,4 MWh po svakom MW instalisane snage VE, a da su maksimalne snage punjenja i pražnjenja jednake 20% od instalisane aktivne snage VE. Kao preporučeni opseg stanja napunjenosti baterije uzet je raspon od 0,1 do 0,9, kako bi se obezbedila pouzdanost i duži životni vek. Konačno, ekvivalentne efikasnosti punjenja i pražnjenja baterijskog skladišta procenjene su na sredini životnog veka sistema i iznose 90%.

Tabela 1: Pregled ulaznih parametara za vetroelektrane u Južnom Banatu

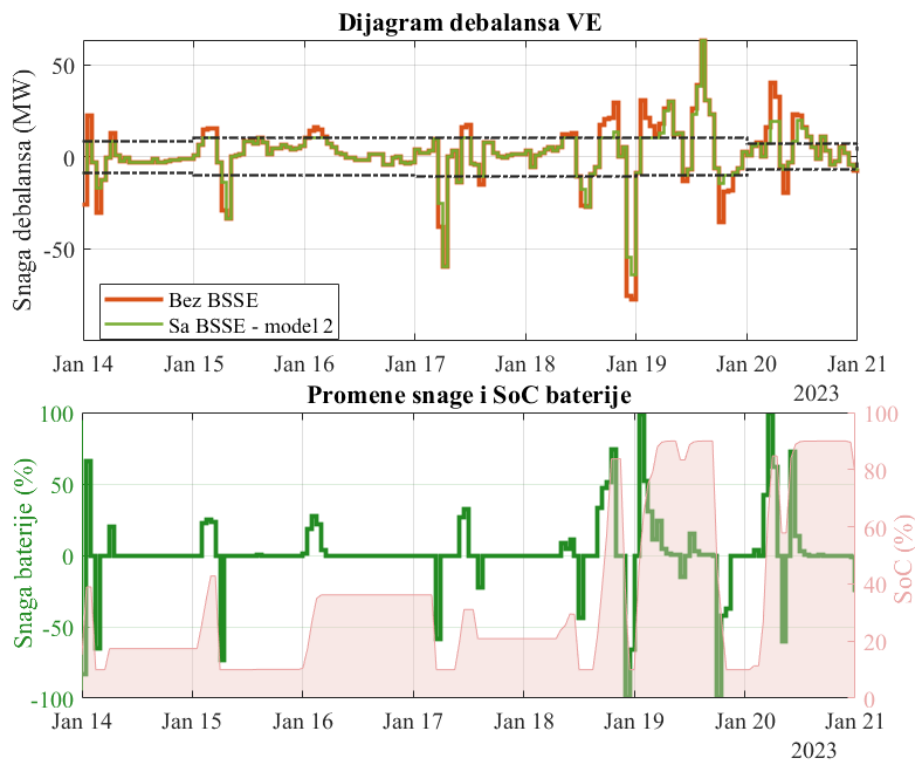
Parametar	VE Čibuk 1	VE Kovačica	VE Alibunar	VE Košava
$P_{VE,inst}$ (MW)	158,48	104,5	42	69
$W_{BAT,inst}$ (MWh)	99,1	65,3	26,3	43,1
$P_{BAT,inst}$ (MW)	31,7	20,9	8,4	13,8
$SOC_{BAT,min}$ (r.j.)	0,1			
$SOC_{BAT,max}$ (r.j.)	0,9			
$\eta_{BAT,ch}$	0,9			
$\eta_{BAT,dich}$	0,9			

Slika 1 ilustruje princip rada i efekte integrisanog BSSE na primeru VE Kovačica za proizvoljan period od nedelju dana, u slučaju upotrebe standardnog algoritma za upravljanje (Model 1). Ovaj algoritam podrazumeva upravljanje BSSE u realnom vremenu, s ciljem minimizacije odstupanja između planirane i ostvarene snage proizvodnje VE u njenoj tački priključenja na EES. U poređenju sa scenarijom bez BSSE, prisustvo baterije značajno smanjuje odstupanja VE, a u pojedinim situacijama ih u potpunosti eliminiše. Međutim, pozitivna odstupanja VE se ne mogu dodatno redukovati u periodima kada je baterija napunjena do maksimalnog kapaciteta, dok negativna odstupanja ostaju nepromenjena kada je nivo napunjenosti baterije na minimalno dozvoljenoj vrednosti. Tokom eksploatacije povremeno dolazi do toga da se debalansi mogu samo delimično redukovati, usled ograničenja baterijskog sistema u pogledu maksimalne snage punjenja i pražnjenja.



Slika 1: Princip rada integrisanog baterijskog skladišta VE Kovačica – Model 1 upravljanja

Princip rada integrisanog baterijskog skladišta na primeru VE Kovačica u slučaju upotrebe modifikovanog algoritma upravljanja (Model 2) prikazan je na Slici 2. U ovom scenariju, punjenje i pražnjenje baterije vrši se isključivo u periodima kada snaga pozitivnog i negativnog odstupanja VE premašuje unapred definisanu prihvatljivu vrednost, koja se određuje na dnevnom nivou. Za razliku od Modela 1, kod Modela 2 ne dolazi do potpunog anuliranja debalansa, već se on svodi na malu vrednost samo onda kada je prag odstupanja (parametar *POB*) dovoljno nizak. Ovaj pristup rezultira smanjenjem vršnih vrednosti debalansa, ali i značajno redom upotrebom baterijskog sistema, čime se posledično produžava njegov životni vek.



Slika 2: Princip rada integrisanog baterijskog skladišta VE Kovačica – Model 2 upravljanja

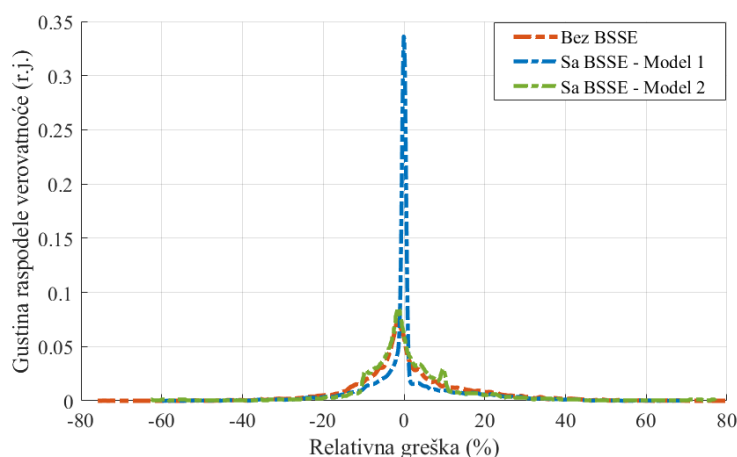
Po ugledu na [16], za analizirane VE sračunati su sledeći statistički pokazatelji: srednja vrednost apsolutnih normalizovanih grešaka ($|\sigma|$), srednja vrednost pozitivnih normalizovanih grešaka (σ^+), srednja vrednost negativnih normalizovanih grešaka (σ^-), kao i kumulativna godišnja energija pozitivnog i negativnog debalansa (Tabela 2). Važno je naglasiti da je u ovom radu normalizacija grešaka izvršena u odnosu na instalisanu snagu VE, kao i to da se pozitivan debalans javlja kada ostvarena proizvodnja VE premaši planiranu vrednost. Najbolju tačnost prognoze pokazuje VE Čibuk 1 ($|\sigma| = 6,63\%$), dok je najlošiji kvalitet prognoze zabeležen kod VE Alibunar ($|\sigma| = 15,31\%$). Zanimljivo je istaći da su kod svih VE srednje vrednosti grešaka veće kada se prema planu rada za dan-unapred podestimira proizvodnja.

Uvođenje integrisanog BSSE ima pozitivan uticaj na smanjenje greške debalansa VE. Najveća redukcija greške se postiže ako se baterijom upravlja prema Modelu 1, pri čemu je ovaj scenario najpovoljniji iz ugla OPS-a, jer dovodi do smanjenja srednje vrednosti apsolutnih normalizovanih grešaka za oko 3-3,5% u odnosu na scenario bez BSSE. Sa druge strane, ako bi se BSSE upravljalo po Modelu 2, ostvaruje se smanjenje greške u rasponu od približno 1,3-1,8%. Najmanje relativno smanjenje kumulativne energije debalansa javlja se kod VE Alibunar, što je posledica specifične prirode grešaka u prognozi, koje su kod ove elektrane pretežno pozitivne. Takva raspodela grešaka dovodi do toga da je baterijski sistem tokom eksploatacije u većem delu vremena potpuno napunjen, čime se ograničava njegova sposobnost da kompenzuje nova pozitivna odstupanja u proizvodnji.

Tabela 2. Statistički pokazatelji debalansa vetroelektrana u Južnom Banatu

Scenario	Statistički parametar	VE Čibuk 1	VE Kovačica	VE Alibunar	VE Košava
VE bez baterije	σ^+ (%)	8,23	11,98	19,62	12,71
	σ^- (%)	5,59	7,42	8,43	5,91
	$ \sigma $ (%)	6,63	9,66	15,31	9,29
	W_{VEib+} (GWh)	44,3	50,8	44,4	38,3
	W_{VEib-} (GWh)	47,8	37,6	11,9	17,8
VE sa baterijom - Metoda 1 upravljanja	$ \sigma $ (%)	3,76	6,19	12,41	6,29
	W_{VEib+} (GWh)	24,1	35,1	39,3	29,2
	W_{VEib-} (GWh)	31,5	25,1	7,8	10,5
VE sa baterijom - Metoda 2 upravljanja	$ \sigma $ (%)	5,36	7,79	13,61	8,02
	W_{VEib+} (GWh)	35,5	42,4	41,3	34,4
	W_{VEib-} (GWh)	40,6	30,8	9,5	14,7

Na primeru VE Kovačica formirana je funkcija gustine raspodele verovatnoće relativne greške debalansa za scenarije sa i bez BSSE (Slika 3). U analizi je korišćena Kernelova funkcija gustine raspodele verovatnoće, koja predstavlja neparametarsku, kontinualnu aproksimaciju diskretne raspodele podataka. Uvođenjem BSSE, vršne relativne greške se smanjuju za oko 10%. U slučaju pozitivnog odstupanja, 95. percentil relativne greške opada sa 36,4% (VE bez BSSE) na 28,2% u slučaju upravljanja prema Modelu 1, odnosno na 32,9% kod Modela 2. Kod negativnih odstupanja, isti pokazatelj se smanjuje sa 24,6% na 18,8% (Model 1), odnosno na 20,8% (Model 2). Posebno je značajno istaći da se, uz primenu Modela 1, relativna greška debalansa zadržava unutar opsega od $\pm 2\%$ tokom približno 4400 sati godišnje, što je više nego dvostruko u odnosu na preostala dva razmatrana scenarija.

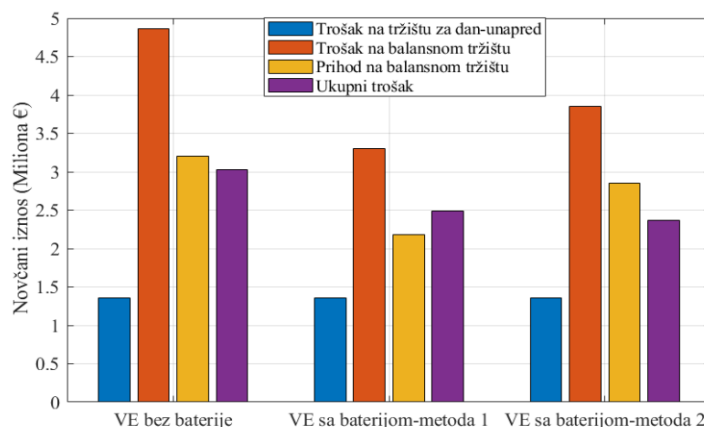


Slika 3: Kernelova funkcija gustine raspodele verovatnoće debalansa na primeru VE Kovačica

Na Slici 4 dat je pregled godišnjih ekonomskih indikatora dobijenih na primeru VE Kovačica za sve razmatrane scenarije. Trošak na dan-unapred tržištu definiše se kao razlika između prihoda koje bi VE ostvarila pod pretpostavkom idealne prognoze i prihoda koje ostvaruje na osnovu dostavljene prognoze. Ovaj trošak iznosi približno 1,36 miliona eura. Ukoliko bi ova VE, u postojećoj konfiguraciji bez BSSE, preuzela balansnu odgovornost, godišnji trošak za kupljenu balansnu energiju iznosio bi 4,36 miliona eura, dok bi prihod od prodaje balansne energije iznosio 3,19 miliona eura. Ukupni godišnji troškovi balansiranja jednaki su 3,02 miliona eura.

Uvođenje BSSE dodatno smanjuje i troškove i prihode na balansnom tržištu, jer operator VE unapred ne raspolaže cenom poravnjanja, odnosno pokrivanje debalansa se vrši i u situacijama kada to ekonomski nije isplativo. Primera radi, broj sati u toku godine kada VE Kovačica pravi pozitivan debalans, a cena

poravnanja je veća od cene na dan-unapred tržištu, iznosi 2648. Istovremeno, broj sati kada je debalans negativan, a cena poravnanja niža od tržišne cene za dan-unapred, iznosi 1400. Troškovi balansiranja u scenarijima sa integrisanim BSSE jednaki su 2,48 miliona eura u slučaju upravljanja po Modelu 1, odnosno 2,36 miliona eura ako se primenjuje Model 2. Ovo pokazuje da, iako je u drugom scenariju kumulativna energija debalansa veća, VE ostvaruje nešto veće finansijske uštede na balansnom tržištu. Takav ishod ukazuje na potrebu za prilagođavanjem i modifikacijom postojećeg regulatornog okvira.



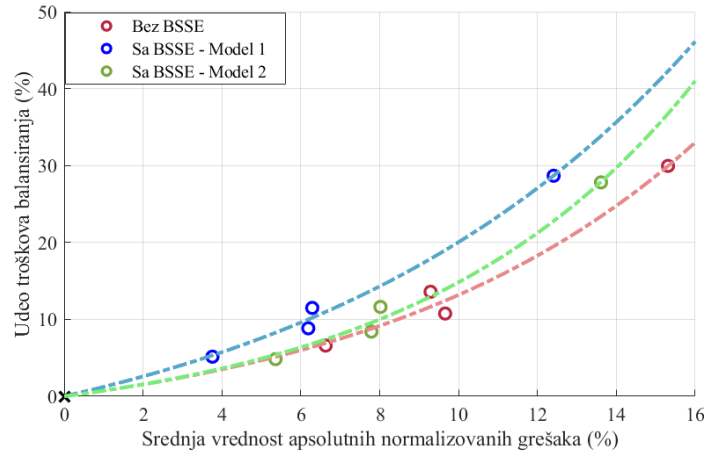
Slika 4: Godišnji ekonomski indikatori dobijeni na primeru VE Kovačica

Tabela 3 ilustruje ključne ekonomske pokazatelje za sve četiri analizirane VE i tri razmatrana scenarija. Ukupan godišnji trošak balansiranja postojećih VE, koji se u trenutnim uslovima može interpretirati kao oportunitetni trošak EPS AD, iznosi nešto više od 10 miliona eura. Ukoliko bi perspektivna VE odlučila da angažuje drugog tržišnog učesnika za pružanje pomoćne usluge balansiranja EES-a, očekivani specifični trošak po instalisanom megavatu (MW) mogao bi se kretati u rasponu od 17000 eura (u slučaju dobre prognoze proizvodnje – slučaj VE Čibuk 1) do čak 59000 eura (u slučaju loše prognoze – VE Alibunar). Integracijom BSSE definisanog kapaciteta, specifični trošak balansiranja se može smanjiti i do 25%, u zavisnosti od veličine, dinamike i karakteristika grešaka u prognoziranju proizvodnje VE. Dobijeni rezultati ukazuju da je upravljanje baterijom prema Modelu 2 povoljnije iz ugla investitora, budući da omogućava gotovo iste novčane uštede kao Model 1, ali uz redu upotrebu baterije.

Tabela 3. Godišnji pregled ekonomskih indikatora vetroelektrana u Južnom Banatu

Scenario	Parametar	VE Čibuk 1	VE Kovačica	VE Alibunar	VE Košava
VE bez baterije	Godišnji trošak balansiranja (€)	2 794 800	3 029 200	2 469 800	2 031 100
	Udeo troškova balansiranja u odnosu na prihod ostvaren na DA tržištu (%)	6,59	10,76	29,95	13,59
	Specifični godišnji trošak balansiranja (€/MW)	17 635	28 988	58 805	29 437
VE sa baterijom - Metoda 1 upravljanja	Godišnji trošak balansiranja (€)	2 184 500	2 489 300	2 364 200	1 716 500
	Udeo troškova balansiranja u odnosu na prihod ostvaren na DA tržištu (%)	5,15	8,84	28,67	11,49
	Specifični godišnji trošak balansiranja (€/MW)	13 784	23 821	56 291	24 877
VE sa baterijom - Metoda 2 upravljanja	Godišnji trošak balansiranja (€)	2 049 100	2 365 200	2 293 200	1 735 800
	Udeo troškova balansiranja u odnosu na prihod ostvaren na DA tržištu (%)	4,83	8,41	27,81	11,62
	Specifični godišnji trošak balansiranja (€/MW)	12 930	22 633	54 600	25 156

Na Slici 5 prikazana je zavisnost između udela godišnjih troškova balansiranja i očekivanog prihoda VE na dan-unapred tržištu, u funkciji srednje vrednosti apsolutnih normalizovanih grešaka u prognozi proizvodnje. Dijagram je formiran na osnovu jednogodišnje analize podataka o proizvodnji VE i relevantnih cena poravnanja, te može poslužiti za orijentacionu procenu troškova balansiranja u zavisnosti od konfiguracije VE i kvaliteta prognoze koji obezbeđuje izabrani provajder. Na primer, ukoliko se radi o VE opremljenoj BSSE propisanog kapaciteta kojim se upravlja prema Modelu 1, a očekivana srednja greška prognoze iznosi 8%, procenjeni troškovi balansiranja iznose približno 14% od očekivanog prihoda na tržištu električne energije.



Slika 5: Zavisnost troškova balansiranja od normalizovane greške prognoze proizvodnje VE

5 UTICAJ MODELA SOPSTVENOG BALANSIRANJA VETROELEKTRANE NA DUGOVOČENOST BATERIJSKOG SISTEMA ZA SKLADIŠTENJE ENERGIJE

Da bi se sagledala isplativost investicije u BSSE radi smanjenja troškova sopstvenog balansiranja VE, neophodno je proceniti životni vek baterija u datim uslovima eksploatacije. Koliki će uticaj određeni način eksploatacije imati na dugovečnost baterija, bitno zavisi od odabrane tehnologije baterijskih ćelija. Za stacionarne primene sistema za skladištenje pogodne su LFP/C (litijum- gvožđe.fosfatne) baterije sa grafitnom anodom koje odlikuje velika temperaturna stabilnost i dugotrajnost, kao i relativno velika gustina energije. Njihova gustina energije je niža od konkurentne NMC (nikl-mangan-kobaltne) tehnologije, ali imaju 30% nižu cenu i duži životni vek [17]. Dimenzionisanjem kapaciteta baterijskog skladišta pravi se kompromis između početnih investicionih troškova u baterijske pakete ćelija i troškova njihove zamene tokom životnog veka VE koji direktno zavise od dugovečnosti baterija. Naime, iako konkretna namena zahteva da BSSE obezbedi određeni energetska kapacitet za balansiranje, ovaj, operativni kapacitet može da predstavlja različit udeo u ukupnom kapacitetu BSSE kao i različite radne zone u pogledu opsega stanja napunjenosti, što bitno utiče na brzinu degradacije performansi baterija. Raspoloživi kapacitet, maksimalna snaga i efikasnost baterijskih ćelija opadaju tokom eksploatacije preko dva mehanizma: kalendarskog starenja i starenja uzrokovanog punjenjem i pražnjenjem koji veoma zavise od radne temperature baterijskih ćelija. Na brzinu starenja utiču i srednje stanje napunjenosti baterija, kao i stope punjenja i pražnjenja. Međutim, uticaj umerenih stopa punjenja i pražnjenja na starenje litijum-jonskih baterija je mali i neće biti razmatran. Pretpostavljeno je da će razmatrani BSSE imati sistem za grejanje i hlađenje koji će temperaturu baterija održavati na vrednosti sobne temperature ($25 \pm 2^\circ\text{C}$). Životni vek baterijskog sistema je procenjen pomoću modela za degradaciju kapaciteta LFP/C baterijskih ćelija usled kalendarskog starenja (izraz (1) i usled punjenja i pražnjenja sa ciklusima različite dubine (*DOD* – *depth of discharge*) i srednjeg stanja napunjenosti (*SOC_{avg}*) (izraz 2) [18].

$$C_{\text{degradacija}}^{\text{kalendar}} (\%) = 0.1723 \cdot e^{0.007388 \cdot \text{SOC}(\%)} \cdot t(\text{meseci})^{0.8}, \quad (16)$$

$$C_{\text{degradacija}}^{\text{ciklusi}} (\%) = 0.021 \cdot e^{-0.0143 \cdot \text{SOC}_{\text{avg}}(\%)} \cdot \text{DOD}(\%)^{0.7162} \cdot N_{\text{ciklusi}}^{0.5}. \quad (17)$$

Dati izrazi važe za radnu temperaturu baterija od 25°C. U izrazu (16) t označava vreme eksploatacije tokom kojeg se baterije niti pune niti prazne. Izraz (17) izračunava degradaciju kapaciteta u funkciji broja ciklusa čija je dubina jednaka DOD , a srednje stanje napunjenosti iznosi SOC_{avg} . Izraz (16) podrazumeva da stanje napunjenosti baterije tokom celokupnog vremenskog perioda t ima vrednost jednaku SOC , tj. baterija je u režimu mirovanja. Izraz (17) podrazumeva da baterija radi sa ciklucima konstantne dubine i konstantne srednje vrednosti stanja napunjenost, a da ne postoje vremenski intervali tokom kojeg baterija ne razmenjuje energiju sa okolinom. U realnim uslovima eksploatacije postoje i režimi mirovanja i režimi punjenja i pražnjenja, a radni uslovi u pogledu srednjeg stanja napunjenosti, dubine ciklusa i temperature se u opštem slučaju menjaju u vremenu. Za procenu životnog veka baterija u realnim uslovima eksploatacije primenjuje se Palmgren-Minerova metoda koja se široko primenjuje za određivanje zamora materijala. Ova metoda pretpostavlja linearnu akumulaciju oštećenja baterijskih ćelija usled cikličnog rada koja ne zavisi od hronologije različitih naprezanja u vidu ciklusa punjenja i pražnjenja različite dubine i srednje vrednosti stanja napunjenosti. Naime, zamor materijala u smislu degradacije kapaciteta baterijskih ćelija koji je posledica realizovanog broja ciklusa određenog tipa, linearno je srazmeran maksimalnom zamoru koji odgovara završetku njihovog eksploatacionog veka, a koeficijent srazmernosti predstavlja odnos između broja realizovanih ciklusa i maksimalnog broja takvih ciklusa u toku životnog veka baterijske ćelije. Uticaj kalendarskog starenja procenjen je pomoću izraza (16) na osnovu maksimalnog stanja napunjenosti koje se očekuje u razmatranoj primeni, što daje konzervativnu procenu životnog veka baterija. Za procenu životnog veka neophodan je očekivani profil stanja napunjenosti tokom eksploatacije. Budući da su ovi profili složenog oblika, za njihovu karakterizaciju u pogledu broja realizovanih ciklusa punjenja i pražnjenja, njihove dubine i srednje vrednosti, koristi se algoritam kišnog toka [19].

Dubina ciklusa punjenja i pražnjenja predstavlja razliku između maksimalnog i minimalnog stanja napunjenosti tokom jednog ciklusa, tj. procesa punjenja i pražnjenja koje se završava istim stanjem napunjenosti baterija kao što je bilo na početku i izražava se u procentima aktuelnog raspoloživog kapaciteta. U ovoj analizi korišćen je profil stanja napunjenosti koji odgovara poslednjoj eksploataciono godini, budući da je raspoloživi kapacitet baterija tada najmanji, što znači da su ciklusi punjenja i pražnjenja koje zahteva razmatrana aplikacija najveće dubine i kao takvi najviše doprinose starenju baterija. Profil stanja napunjenosti veoma zavisi od efikasnosti punjenja i pražnjenja koje se takođe smanjuju tokom eksploatacije. U ovoj analizi korišćen je podatak o srednjoj efikasnosti tokom životnog veka za baterije odabrane tehnologije. Brzina degradacije je približno konstantna (izuzev na samom početku eksploatacije) do trenutka kada raspoloživi kapacitet dostigne 80% početne vrednosti. Nakon toga baterije ubrzano stare i njihovo ponašanje je nepredvidivo. Stoga se prilikom procene životnog veka najčešće uzima da je baterija pri kraju životnog veka kada njen raspoloživi kapacitet opadne na 80% početne vrednosti. Uz ovu pretpostavku, primenjujući modele (16) i (17) i metodu kišnog toka na profile stanja napunjenosti BSSE u analiziranim VE čiji je operativni kapacitet između 10% i 90% stanja napunjenosti, određen je životni vek baterija i prikazan u Tabeli 1 za slučaj upravljanja BSSE prema modelu 1 i u Tabeli 2 za slučaj upravljanja prema modelu 2. Ako bi se ove baterije koristile prema modelu 1, njihov životni vek bi bio oko 11-12 godina, dok bi balansiranje prema modelu 2 produžilo životni vek baterija na 13-14 godina.

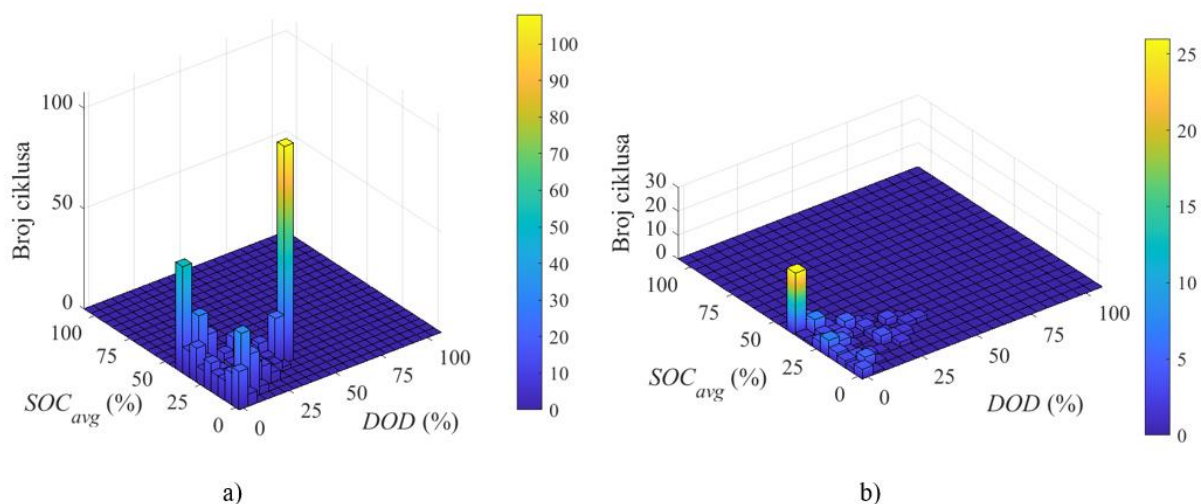
Tabela 4: Životni vek BSSE za sopstveno balansiranje VE kada rade prema Modelu 1 u granicama od 10% do 90% stanja napunjenosti

Naziv VE	SOC_{avg} (%)	Životni vek (god.)	FEC
Čibuk 1	38.3	10.80	160.80
Kovačica	47.2	10.53	192.62
Alibunar	66.8	11.47	142.50
Košava	53.2	11.23	149.82

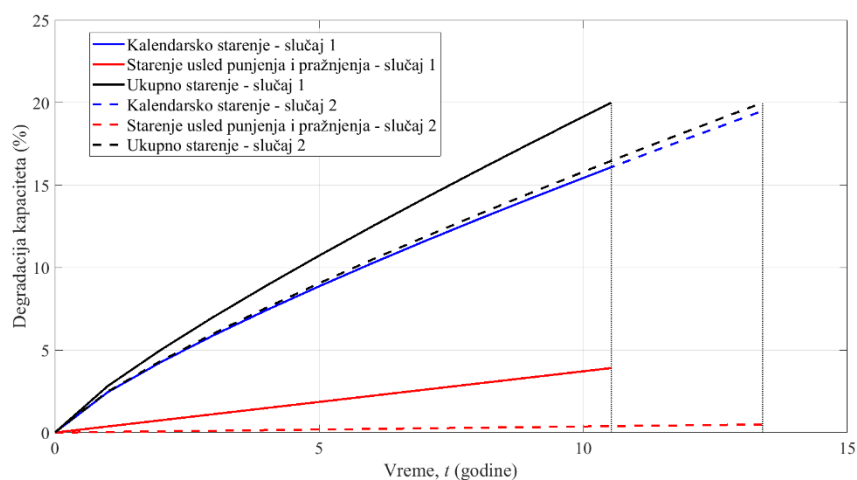
Tabela 5: Životni vek BSSE za sopstveno balansiranje VE kada rade prema Modelu 2 u granicama od 10% do 90% stanja napunjenosti

Naziv VE	SOC_{avg} (%)	Životni vek (god.)	FEC
Čibuk 1	44.6	13.66	10.85
Kovačica	52.7	13.40	22.93
Alibunar	72.8	13.54	15.00
Košava	64.0	13.56	16.35

Razlike u načinu eksploatacije mogu se sagledati pomoću Slike 6a i Slike 6b na primeru BSSE u VE Kovačica koje prikazuju da se modelom 2 eliminišu ciklusi najveće dubine. Ukupan broj punih ekvivalentnih ciklusa (*FEC – full equivalent cycles*) u poslednjoj eksploataciono godini prikaza u Tabeli 1 i Tabeli 2 takođe pokazuje drastično smanjenje aktivnosti skladišta i ukupne energije koja prođe kroz skladište kada se primenjuje model 2. Na Slici 7 prikazano je procentualno smanjenje raspoloživog kapaciteta BSSE u VE Kovačica tokom eksploatacije u zavisnosti od modela upravljanja i upoređeni su doprinosi kalendarskog starenja i starenja usled cikličnog rada BSSE. Rezultati pokazuju da BSSE dimenzionisani prema zahtevima aktuelne regulative dominantno stare usled proticanja vremena, odnosno njihovo radno opterećenje u pogledu broja i dubine ciklusa je relativno malo. Degradacija usled kalendarskog starenja je ista u oba slučaja jer je korišćena maksimalna vrednost stanja napunjenosti prilikom izračunavanja izraza (16), a ista maksimalna vrednost stanja napunjenosti se dostiže i kada BSSE radi prema modelu 1 i kada radi prema modelu 2. Na ovaj način je dobijena konzervativna procena kalendarske degradacije koja je sigurno veća od stvarne, tako da očekivani životni vek nije manji od procenjene vrednosti. Srednje vrednosti stanja napunjenosti date u Tabeli 5 i Tabeli 6 ukazuju da je stvarno kalendarsko starenje veće kada BSSE radi prema modelu 2 nego kada radi prema modelu 1. Važno je naglasiti da se dobijeni rezultati odnose isključivo na pretpostavljeni operativni opseg BSSE od 10% do 90% stanja napunjenosti i da se promenom operativnog opsega menja i životni vek baterija, kao i potreban instalisani kapacitet koji sa takvim operativnim granicama može da obezbedi zahteve razmatrane primene.



Slika 6: Ciklusi punjenja i pražnjenja BSSE u VE Kovačica u poslednjoj eksploataciono godini: a) kada BSSE radi prema Modelu 1, b) kada BSSE radi prema Modelu 2.



Slika 7: Uticaj načina eksploatacije BSSE u VE Kovačica na brzinu degradacije kapaciteta.

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu sagledan je regulatorni okvir u Republici Srbiji koji se odnosi na postojeći balansni mehanizam i uslove priključenja novih VE u kontekstu obezbeđivanja pomoćne usluge balansiranja sistema. Predstavljen je detaljan matematički model VE sa integrisanim BSSE na balansnom tržištu električne energije, sa posebnim osvrtom na određivanje stepena degradacije baterije i procenu njenog životnog veka koje je ključno za evaluaciju ekonomske isplativosti BSSE. U radu su predložena dva modela za upravljanje baterijom: prvi ima za cilj da se u svakom trenutku minimizuje odstupanje u proizvodnji VE, dok drugi podrazumeva korišćenje baterije samo u periodima kada odstupanje premašuje prihvatljivu vrednost definisanu Pravilima o radu tržišta električne energije.

Razvijeni modeli testirani su na primeru četiri postojeće VE, uz pretpostavku da one, u skladu sa važećom regulativom, samostalno snose balansnu odgovornost i poseduju integrisane BSSE propisanog kapaciteta. Najveća redukcija balansne greške postignuta je ako se baterijom upravlja prema Modelu 1, što ovaj scenario čini najpovoljnijim iz ugla OPS-a. Sa druge strane, iz perspektive vlasnika VE, povoljniji je Model 2 upravljanja, jer omogućava ostvarenje sličnih novčanih ušteda na balansnom tržištu, uz produženje očekivanog životnog veka baterijskih sistema. Analiza je pokazala da troškovi balansiranja VE u velikoj meri zavise od tačnosti prognoze proizvodnje za dan-unapred i za razmatrane VE se godišnje kreću od 17000 do 58000 eura po instalisanom megavatu. Integracijom BSSE definisanog kapaciteta, specifični trošak balansiranja može biti smanjen i do 25%.

Dobijeni rezultati imaju dvostruki značaj: investitorima pružaju osnovu za tehno-ekonomsku evaluaciju budućih projekata pod balansnom odgovornošću, dok OPS-u omogućavaju uvid u efikasnost važeće regulative. Pored toga, dobijeni rezultati ukazuju na određene nelogičnosti pri formiranju cene poravnanja i finansijskom obračunu za BOS, čime je istaknuta potreba za prilagođavanjem i unapređenjem postojećeg regulatornog okvira.

Važno je istaći da je analiza sprovedena na osnovu jednogodišnjeg istorijskog skupa podataka, što predstavlja ograničenje u pogledu vremenske reprezentativnosti rezultata. U budućim istraživanjima planirano je korišćenje višegodišnjih vremenskih serija kako bi se dobili pouzdaniji tehnički i ekonomski pokazatelji. Takođe, biće analiziran i uticaj BSSE različitih kapaciteta po energiji i snazi, radi preciznijeg određivanja optimalne veličine skladišta za potrebe balansiranja VE.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržan od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije, po ugovoru broj: 451-03-137/2025-03/200103.

7 LITERATURA

- [1] Republika Srbija. (2017). *Zakon o potvrđivanju Sporazuma iz Pariza. Službeni glasnik RS – Međunarodni ugovori*, br. 4/2017.
- [2] European Commission. (2020). *Guidelines for the implementation of the Green Agenda for the Western Balkans*. Brussels, 6 October.
- [3] Elektromreža Srbije. (2020). *Pravila o radu prenosnog sistema Republike Srbije*. Skupština Akcionarskog društva „Elektromreža Srbije“.
- [4] Đorđević, M., Latinović, A., Surudžić, D., Džodić, K., Lazović, Đ., & Đurišić, Ž. (2022, Oktobar). *Izazovi integracije značajnih kapaciteta obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem* (Ref. R. C2-10). 20. simpozijum CIGRE Srbija, Bajina Bašta.
- [5] Đurišić, Ž., Lazović, Đ., Džodić, K., Škrbić, B., Batić, I., Radovanović, M., Popović Zdravković, B., Kovačević, B., & Đorđević, M. (2023, Maj). *Analiza potrebnih kapaciteta za*

balansiranje obnovljivih izvora energije u EES-u Srbije za postojeće i perspektivno stanje 2030. godine – I deo: metodologija (pp. STK C2-01). 36. savetovanje CIGRE Srbija, Zlatibor.

- [6] AD Elektromreža Srbije. (2023, Jun). *Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period 2023–2032*.
- [7] Piotrowski, P., Rutyna, I., Baczyński, D., & Kopyt, M. (2022). *Evaluation metrics for wind power forecasts: A comprehensive review and statistical analysis of errors*. Energies, 15(24), 9657.
- [8] Koprivica, M., & Đurišić, Ž. (2021). *Poboljšanje predikcije proizvodnje vetroelektrana u Južnom Banatu kombinovanjem pojedinačnih prognoza pomoću modela veštačke inteligencije*. Energija, ekonomija, ekologija, 23(3), 54-60.
- [9] Republika Srbija. (2021). Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Sl. glasnik RS", br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon).
- [10] Lazović, Đ., Džodić, K., Savić, A., Antonijević, V., Đurišić, Ž., Dilparić, M., Vrcelj, N., Latinović, A., Surudžić, D. (2023, Maj). *Utvrdjivanje optimalnog angažovanja proizvodnih jedinica JP EPS radi balansiranja EES za različite scenarije instaliranih kapaciteta OIE* (pp. STK C2-06). 36. savetovanje CIGRE Srbija, Zlatibor
- [11] Elektromreža Srbije. (2022, Novembar). *Pravila o radu tržišta električne energije*.
- [12] Elektromreža Srbije. *Angazovana balansna energija i cena poravnanja*. Dostupno na: <https://ems.rs/angazovana-balansna-energija-i-cena-poravnanja/>
- [13] Onshuus, J. O. (2024). *Predicting Net Regulation Volume in the Norwegian Power System using Deep Learning Models* (Master's thesis, NTNU).
- [14] Heredia, F. J., Cuadrado, M. D., & Corchero, C. (2018). *On optimal participation in the electricity markets of wind power plants with battery energy storage systems*. Computers & Operations Research, 96, 316-329.
- [15] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Transparency platform. Dostupno na: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [16] Radovanović, M., & Đurišić, Ž. (2022). *Optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana u Južnom Banatu*. Energija, ekonomija, ekologija, 24(4), 38-46.
- [17] IEA (2025), *The battery industry has entered a new phase*, IEA, Paris <https://www.iea.org/commentaries/the-battery-industry-has-entered-a-new-phase>, Licence: CC BY 4.
- [18] Stroe, D. I., Swierczynski, M., Stroe, A. I., Laerke, R., Kjaer, P. C., & Teodorescu, R. (2016). *Degradation behavior of lithium-ion batteries based on lifetime models and field measured frequency regulation mission profile*. IEEE Transactions on Industry Applications, 52(6), 5009-5018.
- [19] Amzallag, C., Gerey, J. P., Robert, J. L., & Bahuaud, J. (1994). *Standardization of the rainfall counting method for fatigue analysis*. International journal of fatigue, 16(4), 287-293.