Broj rada: R6-09
DOI:10.46793/CIRED2026.R6-09_157

MOGUĆNOSTI PRUŽANJA USLUGA FLEKSIBILNOSTI I BALANSIRANJA IZ INTERMITENTNIH OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE NA LIBERALIZOVANOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

OPPORTUNITIES FOR FLEXIBILITY AND BALANCING SERVICES FROM INTERMITENT RENEWABLE ENERGY SOURCES IN A LIBERALISED ELECTRICITY MARKET

Miroslav DIVČIĆ*, Trading Energy Cluster d.o.o., Bosna i Hercegovina
Mladen APOSTOLOVIĆ, EFT Trade d.o.o., Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Porast udjela intermitentnih obnovljivih izvora energije (OIE), posebno solarnih elektrana i malih hidroelektrana, značajno mijenja način funkcionisanja elektroenergetskih sistema u liberalizovanom tržišnom okruženju. Tradicionalno posmatrani kao pasivni proizvođači, ovi izvori sve više utiču na stabilnost sistema i troškove debalansa, što nameće potrebu za novim modelima fleksibilnosti na nivou balansnih grupa. Ovaj rad analizira mogućnosti pružanja usluga fleksibilnosti i iz intermitentnih OIE kroz kombinaciju tehničkih i softverskih rješenja, sa posebnim fokusom na regulaciju snage putem invertera i SCADA sistema, koja omogućava ograničavanje proizvodnje na unaprijed definisan nivo, uz istovremeno zadržavanje mogućnosti regulacije snage i naviše i naniže u realnom vremenu. Predložen je operativni model tzv. sintetičke fleksibilnosti: svaki vikend, u unaprijed definisanom vremenskom prozoru (odluka u danu unaprijed, donesena prije objave berzanskih cijena za naredni dan), odabrani dio portfelja se na SCADA/inverter sistemu ograničava na radnu tačku od 50% raspoložive snage, čime se stvara simetrični regulacioni opseg koji se koristi za korekciju debalansa u oba smjera. Rad pokazuje da, posmatrani pojedinačno, intermitentni izvori imaju ograničene mogućnosti pružanja fleksibilnosti, ali da na nivou portfelja, unutar jedinstvene balansne grupe, mogu postati aktivan instrument balansiranja. Analiziraju se i tržišni uslovi pod kojima je ovakav model isplativ, uključujući strukturu cijena na berzi za naredni dan (DAM) i cijena balansne energije, kao i identifikaciju situacija u kojima je ekonomski racionalno namjerno ograničiti proizvodnju radi smanjenja troškova debalansa.

Ključne reči: Balansiranje porfelja, inverterska kontrola snage, fleksibilnost kroz SCADA sisteme, optimizacija troškova debalansa, sintetička fleksibilnost

ABSTRACT

The increasing share of intermittent renewable energy sources (RES), particularly solar power plants and small hydropower plants, is significantly transforming the operation of power systems in a liberalized market environment. Traditionally regarded as passive generators, these sources are increasingly affecting system stability and balancing costs, creating a need for new flexibility models at the level of the Balancing Groups. This paper analyses opportunities for

* Miroslav Divčić, miroslav.divcic@tec-energy.ba

providing flexibility services from intermittent RES through a combination of technical and software-driven solutions, with particular attention to power control via inverters and SCADA systems, which enable generation to be limited to a predefined level, while preserving the capability for both upward and downward power regulation in real time. An operational synthetic flexibility model is proposed: every weekend, within a predefined time window (a day-ahead decision made before power exchange prices are published), a selected portion of the portfolio is limited on the SCADA/inverter system to an operating point of 50% of installed capacity, creating a symmetric regulation band used for imbalance correction in both directions. The paper demonstrates that, individually, intermittent sources have limited flexibility potential, but at portfolio level within a single Balancing Group, they can become an active balancing instrument. Market conditions under which the model is financially viable are also examined, including day-ahead price (DAM) structure and balancing energy price patterns, together with the identification of situations in which deliberately limiting production is economically rational for imbalance cost reduction.

Keywords: Portfolio balancing, inverter-based power control, SCADA-driven flexibility, imbalance cost optimization, synthetic flexibility

1. UVOD

Rast učešća obnovljivih izvora energije (OIE) u ukupnoj proizvodnji elektroenergetskih sistema regiona Zapadnog Balkana postavlja nove zahtjeve pred balansno odgovorne strane (BOS) koje upravljaju portfeljima s visokim udjelom intermitentnih (varijabilnih) i slabo upravljivih izvora. Solarne elektrane i male protočne hidroelektrane bez akumulacionog kapaciteta dijele zajedničku tehnološku karakteristiku: njihova trenutna proizvodnja zavisi od raspoloživosti primarnog izvora (sunčevog zračenja, dotoka) i mogu se samo prigušivati, ali ne i povećavati iznad fizički raspoložive vrijednosti [1]. Rad polazi od hipoteze da sintetička fleksibilnost, ostvarena planskim ograničavanjem proizvodnje intermitentnih OIE, može povećati neto finansijski rezultat balansne grupe (BG) uprkos smanjenju proizvedene i isporučene energije. U radu [2] je istraženo kako udruživanje više ovakvih proizvođača u jedinstvenu BG smanjuje ukupne troškove debalansa kroz pasivnu kompenzaciju - mehanizam koji djeluje isključivo na nivou agregacije, bez ikakve intervencije na samim proizvodnim jedinicama. Ovaj rad [2] postavlja komplementarno pitanje: može li se debalans grupe dodatno, aktivno smanjiti namjernim ograničavanjem proizvodnje u određenim periodima, čak i kada su uključeni izvori energije po svojoj prirodi neupravljivi (eng. non-dispatchable)?

Odgovor koji se predlaže u ovom radu zasniva se na konceptu sintetičke fleksibilnosti: privremeno ograničavanje proizvodnje na radnu tačku ispod raspoložive snage kreira simetričan operativni prostor koji se može koristiti za regulaciju u oba smjera. Za razliku od formalnih pomoćnih usluga (FCR, aFRR, mFRR) koje zahtijevaju tehničku predkvalifikaciju i registraciju kod Operatora prenosnog sistema (OPS), ovaj mehanizam djeluje isključivo unutar BG, kao interna operativna mjera BOS.

Koliko je autorima poznato, u dostupnoj stručnoj i naučnoj literaturi do sada nije opisan model kojim se planskim ograničavanjem proizvodnje intermitentnih OIE stvara sintetička fleksibilnost radi aktivnog smanjenja (troškova) debalansa unutar BG, bez korišćenja sistema za skladištenje energije i bez učešća na tržištu pomoćnih usluga. U tom smislu osnovni doprinos ovog rada je definisanje i evaluacija takvog operativnog modela na stvarnim podacima agregiranog portfelja elektrana koje koriste OIE.

2. BALANSNI MEHANIZAM I TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U BOSNI I HERCEGOVINI, I OKVIR ANALIZE

Balansni mehanizam električne energije pod nadležnošću OPS osigurava ravnotežu između lokalne proizvodnje, potrošnje i razmjene energije sa susjednim sistemima u realnom vremenu. Svi učesnici na tržištu moraju regulisati svoju balansnu odgovornost direktno ili kroz (udruženu) BG. Cijena balansne energije, koja se utvrđuje za svaki obračunski interval, utiče na poslovne strategije i finansijske rezultate BOS [3]. Odstupanje od prijavljenih planova vodi do finansijskih obaveza obračunatih prema pravilima OPS: pozitivna odstupanja se vrjednuju prema cijeni pozitivnog debalansa, dok se negativna odstupanja kažnjavaju prema cijeni negativnog debalansa.

2.1 Specifičnost tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini

Bosna i Hercegovina (BiH) nema vlastitu organizovanu berzu električne energije, te se trgovina električnom energijom iz BiH odvija izvozom prema susjednim organizovanim tržištima - berzi u Hrvatskoj (CROPEX), berzi u Crnoj Gori (MEPX) i berzi u Srbiji (SEEPEX). Od uvođenja mehanizma za prekograničnu naknadu ugljenika (CBAM) 1. januara 2026. godine, trgovački tokovi su se značajno preusmjerili, sa dominantnim izvozom energije iz BiH prema berzi SEEPEX, što je i osnovni razlog zašto je ova berza i njena cijena odabrana kao referentna u modelu predstavljenom u ovom radu. Specifičnost analiziranog tržišta u BiH je aukcijska naknada za korišćenje prekograničnog kapaciteta (CBC, eng. Cross-Border Capacity fee), koja se obračunava na svaki MWh izvezene energije iz BiH prema Srbiji. U periodima visoke potražnje za prekograničnim kapacitetom, ova naknada može dostići značajan iznos, usljed čega je neto prodajna cijena energije iz BiH (definisana kao SEEPEX umanjen za CBC naknadu) povremeno bila negativna i prije formalnog uvođenja negativnih cijena na samoj SEEPEX berzi - proizvođač efektivno plaća da plasira energiju na tržište, čak i kada je referentna berzanska cijena pozitivna, što dodatno pojačava ekonomsku logiku modela predstavljenog u ovom radu. Dodatno, balansni mehanizam u BiHnije direktno korelisan sa SEEPEX berzom u Srbiji, jer cijenu balansne energije određuje lokalni OPS na osnovu domaće potrebe za regulacijom. Posljedica je da cijene balansne energije u BiH mogu dostići ekstremne vrijednosti i kada su berzanske cijene u okruženju niske ili čak i blizu nule, što potvrđuju i podaci korišćeni u ovom radu - prosječna cijena negativnog debalansa u analiziranim vikend periodima kretala se od 94 do preko 220 EUR/MWh, nezavisno od istovremene SEEPEX cijene (Tabela I). Ova nekorelisanost predstavlja dodatni motiv za primjenu sintetičke fleksibilnosti.

2.2 Karakteristike analiziranog portfelja

Analizirani dio portfelja za primjenu sintetičke fleksibilnosti sastoji se isključivo od intermitentnih izvora i bez akumulacionog kapaciteta tj. od solarnih elektrana i malih protočnih hidroelektrana. Za oba tipa izvora vrijedi da, jednom kad je energetski potencijal (sunčevo zračenje, dotok/vodostaj) raspoloživ, energija se mora iskoristiti u tom trenutku ili je trajno izgubljena - ne postoji mogućnost skladištenja za kasniju upotrebu. Ovo tehnološko ograničenje čini predloženi model posebno relevantnim, jer demonstrira da se i kod izvora bez ikakvog skladišnog kapaciteta može ostvariti operativna fleksibilnost kroz namjerno ograničavanje tj. smanjenje stvarno raspoloživog kapaciteta.

3. TEORIJSKI OKVIR SINTETIČKE FLEKSIBILNOSTI

Fleksibilnost elektroenergetskog sistema dijeli se na tržišnu fleksibilnost, koja se pruža kroz formalno tržište pomoćnih usluga uz odgovarajuću tehničku sertifikaciju/licenciranje i internu (komercijalnu) fleksibilnost, koja se primjenjuje isključivo radi optimizacije pozicije BG bez

direktnog učešća na tržištu balansnih usluga [4]. Predloženi model spada u drugu kategoriju i nazivamo ga sintetičkom fleksibilnošću, jer simulira ponašanje regulacione rezerve unutar BG bez formalne registracije kod OPS. Ova klasifikacija nosi važnu regulatornu prednost: model se može primijeniti odmah, bez tehničke sertifikacije/licenciranja, minimalnih zahtijevanih snaga ili obaveza stalne dostupnosti koje nameće tržište pomoćnih usluga.

3.1 Mehanizam regulacije bez akumulacionog kapaciteta

Solarne elektrane i male protočne hidroelektrane bez akumulacionog jezera, dijele identičnu operativnu ograničenost: jednom kad je energija "izgubljena" (neproizvedena u datom trenutku), ne postoji mogućnost njene naknadne proizvodnje. Iz toga slijedi da ograničavanje izlazne snage ovih izvora ne stvara (trajnu) rezervu u klasičnom smislu (kao kod baterija ili akumulacionih hidroelektrana), već isključivo operativni prostor za trenutnu korekciju u okviru tekućeg obračunskog intervala. Predloženi model funkcioniše na sljedeći način: u zadanom vremenskom prozoru, odabrani dio portfelja (izražen kao procenat snage) postavlja se na radnu tačku od 50% raspoložive snage, čime se simetrično kreira regulacioni opseg jednak polovini rezervisanog dijela (npr. za 40% rezerve, opseg je ±20%). Ovaj opseg se zatim može koristiti za korekciju trenutnog debalansa: u deficitu regulacija ide nagore (i angažuje se namjerno ograničeni deo moguće proizvodnje), a u suficitu ide naniže (dodatno se smanjuje trenutna aktuelna proizvodnja) - formalizacija modela je data u poglavlju 3.2.

3.2 Formalizacija predloženog modela sintetičke fleksibilnosti

Neka je P_t planirana (nominovana) snaga izvora u intervalu t, a R_t njegova stvarna realizovana snaga (fizički potencijal). Za odabrani procenat rezerve α, koji se primjenjuje u aktivnom vremenskom prozoru (odluka donešena dan unaprijed), novi (sniženi) plan P'_t iznosi:

$$P'_t = P_t \cdot (1 - \alpha/2) \quad (1)$$

Regulacioni opseg, izveden iz stvarne realizacije i korigovan koeficijentom tehničke efikasnosti η (η_solar = 0,90; η_hidro = 0,80, odražavajući brzinu odziva invertera odnosno mehaničkog sistema turbine), iznosi:

$$\Delta R_t = R_t \cdot (\alpha/2) \cdot \eta \quad (2)$$

Fizički debalans se posmatra u odnosu na novi (sniženi) plan:

$$D_t = R_t - P'_t \quad (3)$$

Regulacioni opseg koristi se da korekcijom realizacije svede debalans na nulu, tj da ga minimalizuje, u suficitu tj. pozitivnom debalansu (D_t > 0) regulacija ide naniže, u deficitu tj. negativnom debalansu (D_t < 0) regulacija ide naviše, uvijek ograničena raspoloživim opsegom ili dostizanjem nultog debalansa:

$$R'_t = R_t - \min(D_t, \Delta R_t), \quad za\ D_t > 0,\ i$$
$$R'_t = R_t + \min(|D_t|, \Delta R_t), \quad za\ D_t < 0 \quad (4)$$

gdje R'_t predstavlja korigovanu (regulisanu) realizaciju, odnosno realizaciju nakon primjene regulacionog opsega u oba smjera. Novi (korigovani) debalans poslije primjene regulacije iznosi:

$$D'_t = R'_t - P'_t \quad (5)$$

Trošak debalansa odnosno njegov finansijski odliv ili priliv se računa tzv. planskom metodom tj. umnoškom fizičkog debalansa sa njegovom referentnom cijenom:

$$TD_t = D_t \cdot Cneg_t, \quad ukoliko\ je\ D_t < 0,\ i$$
$$TD_t = D_t \cdot Cpoz_t, \quad ukoliko\ je\ D_t > 0 \quad (6)$$

gdje Cneg_t i Cpoz_t predstavljaju cijene negativnog i pozitivnog debalansa u intervalu t respektivno. Analogno, TD'_t predstavlja trošak debalansa izračunat na isti način kao u jednačini (6), ali primjenom korigovanog debalansa D'_t (nakon primjene regulacije) umjesto izvornog D_t - odnosno trošak debalansa koji preostaje nakon primjene sintetičke fleksibilnosti. Ključna odlika modela je da se vrijednost prodaje računa na osnovu novog (sniženog) plana, a ne na osnovu

korigovane realizacije - jer se energija nominuje i ugovara prema planu koji je deklarisan OPS na dan unaprijed osnovi. Vrijednost prodaje u intervalu t, VP'_t, iznosi:

$$VP'_t = P'_t \cdot c_t \cdot \Delta t \quad (7)$$

gdje c_t predstavlja prodajnu cijenu u intervalu t (definisanu kao SEEPEX minus CBC naknada), a Δt predstavlja trajanje relevantnog obračunskog intervala (15 min) za obračun (troškova) debalansa. Cilj funkcija modela je maksimizacija neto efekta (NEF), definisanog kao zbir vrijednosti prodaje i troška debalansa (koji nosi prirodni predznak – negativan za finansijski odliv):

$$NEF = \Sigma_t\, VP'_t + \Sigma_t\, TD'_t \quad (8)$$

4. METODOLOGIJA TESTIRANJA PREDLOŽENOG MODELA

Za potrebe testiranja modela definisan je fiksni vremenski prozor aktivacije (Opcija A: 10:00–15:00h, 6 sati, 24 obračunska intervala dnevno), primijenjen isključivo vikendom (subota i nedjelja), bez ikakvog cjenovnog praga, odluka o rezervaciji energije za potrebe sintetičke fleksibilnosti donosi se dan unaprijed (D-1), i to prije aukcijskog zakupa CBC, a koji prethodi objavi dnevnih berzanskih cijena za taj naredni dan (DAM). Prvobitno su analizirane tri opcije satnog prozora: pored pomenute opcije A, analizirane su i opcija B (satni prozor 09:00–16:00h) i opcija C (satni prozor 11:00–17:00h). Opcija A sa satnim prozorom od 10:00 do 15:00h se u svim simulacijama pokazala kao optimalna (najveći finansijski efekat) u izboru perioda za primjenu sintetičke fleksibilnosti. Veličina fleksibilnog dijela portfelja testirana je u rasponu 10–90% kako bi se za svaki mjesec identifikovala ekonomski optimalna kombinacija.

4.1 Ulazni podaci za analizu

Analiza je provedena na stvarnim 15-minutnim operativnim podacima agregatora OIE u BiH, ukupne instalisane snage elektrana od 94 MW, sastavljenog od solarnih elektrana (69 MW), malih hidroelektrana bez akumulacionog kapaciteta (24 MW) i biogasne elektrane (1 MW). Za potrebe ovog rada analizirano je kako solarni i hidro dio portfelja, koji nema mogućnost skladištenja/akumulacije, može biti korišćen za smanjenje troškova debalansa ukupnog portfelja primjenom sintetičke fleksibilnosti. Podaci obuhvataju plan i realizaciju proizvodnje, debalans, SEEPEX cijene, CBC naknade, te trošak debalansa i prihod od prodaje energije po svakom obračunskom intervalu. Kurs konverzije BAM/EUR primijenjen je u fiksnom paritetu 1,95583. Period analize ograničen je na januar–maj 2026. godine, zbog strukturne promjene u formiranju cijena uvedene CBAM mehanizmom od 1. januara 2026. godine (poglavlje 2.1). Period prije ovog datuma karakteriše bitno drugačiji cjenovni režim, čije uključivanje bi uvelo metodološku nekonzistentnost sa ciljem rada, tj. demonstracijom koncepta modela u jedinstvenom tržišnom okruženju. Stoga je analizirani period definisan prema kriterijumu metodološke homogenosti tržišnih uslova, a ne prema kalendarskoj godini ili unaprijed određenom vremenskom horizontu.

4.2 Definicija cijene prodaje i troška debalansa

Prodajna cijena energije u intervalu t definisana je kao:

$$c_t = PX_t - CBC_t \quad (9)$$

gdje PX_t predstavlja SEEPEX referentnu cijenu za odgovarajući sat, a CBC_t aukcijsku naknadu za korišćenje prekograničnog kapaciteta BiH→Srbija za taj isti sat. Trošak debalansa TD_t izračunava se primjenom planskog metoda obračuna [3], pri čemu se debalans definiše kao razlika realizacije i plana, a njegova finansijska posljedica nosi prirodni predznak: pozitivna vrijednost predstavlja finansijski priliv, a negativna finansijski odliv BOS.

5. REZULTATI

5.1 Cijene i fizički promašaj u analiziranom periodu

Tabela I prikazuje ponderisane prosječne cijene i fizički promašaj (srednja apsolutna procentualna odstupanja od plana, MAPE) za cijeli portfelj, u vremenskom prozoru 10:00–15:00h, vikendom, po mjesecima. Kolone tabele redom prikazuju: ukupnu realizovanu proizvodnju u prozoru aktivacije (Real., u MWh); fizički promašaj kao srednje apsolutno procentualno odstupanje realizacije od plana (Fiz. promašaj, MAPE, %); ponderisanu prodajnu cijenu energije u prozoru (Cijena prodaje, EUR/MWh); te ponderisane cijene negativnog i pozitivnog debalansa u istom prozoru (Cijena neg. deb. i Cijena poz. deb., EUR/MWh).

Tabela I – Ponderisane cijene i fizički promašaj (MAPE) ukupnog portfelja, vikend, prozor 10:00–15:00h

Mjesec	Real. (MWh)	Fiz. promašaj (MAPE, %)	Cijena prodaje (EUR/MWh)	Cijena neg. deb. (EUR/MWh)	Cijena poz. deb. (EUR/MWh)
Januar	1.265,3	60,3	92,71	165,95	42,84
Februar	1.792,0	14,2	20,57	121,48	−30,13
Mart	2.067,1	12,5	2,51	94,27	−31,50
April	2.331,6	11,0	4,72	99,83	−80,10
Maj	1.650,7	15,8	1,30	125,91	−14,05

Fizički promašaj (MAPE) ukupnog portfelja je na nivou od 11-16%, osim januara kada je veoma visok usljed čestih ispada elemenata distributivne mreže i njene neraspoloživosti. Prodajna cijena u ovom vremenskom prozoru opada tokom proljetnih mjeseci do vrijednosti bliskih nuli (mart–maj), dok je u januaru znatno viša (92,71 EUR/MWh). Cijena negativnog debalansa je u svim mjesecima znatno viša od prodajne cijene, što predstavlja osnovni ekonomski motiv za primjenu modela.

5.2 Optimalna konfiguracija po mjesecu

Tabela II prikazuje optimalnu kombinaciju (veličina portfelja × vremenski prozor) za svaki mjesec i oba izvora energije, sa odgovarajućim neto finansijskim efektom.

Tabela II – Optimalna konfiguracija i neto finansijski efekat po mjesecu, ukupni portfelj

Mjesec	Optimalni % portfelja za rezervu	Optimalni satni prozor	NETO efekat (EUR)	Redukcija fiičkog debalansa (%)	Uticaj na redukciju ukupnog fizičkog debalansa na mjesečnom nivou| (%)	Uticaj na redukciju ukupnog finansijskog debalansa na mjesečnom nivou (%)
Januar	36%	A (10–15h)	17.613	45,7	8,9	9,4
Februar	30%	A (10–15h)	3.145	22,3	4,4	7,3
Mart	44%	A (10–15h)	18.590	76,9	10,2	12,2
April	30%	A (10–15h)	20.720	77,8	10,5	12,0
Maj	44%	A (10–15h)	22.083	68,1	7,7	10,3

Vremenski prozor Opcija A (10:00–15:00h) je optimalan za ukupni portfelj u svih pet mjeseci. Optimalna veličina rezerve ukupnog portfelja (30–44%) se detaljnije objašnjava u poglavlju 6.2.

5.3 Stanje prije i poslije primjene predloženog modela

Tabela III prikazuje agregirane vrijednosti za optimalne konfiguracije ukupnog (agregiranog) portfelja, prije i poslije primjene modela.

Tabela III – Sumarni efekti modela na ukupnom (agregiranom) portfelju, period januar–maj 2026

Pokazatelj	Ukupni portfelj (prije)	Ukupni portfelj (poslije)	Promjena
Realizovana proizvodnja (MWh)	9.106,7	8.167,5	−939,2 MWh
Apsolutni debalans prozora (MWh)	1.466,6	610,3	**−58,4 %**
Vrijednost prodaje (EUR)	43.122,3	32.596,4	−10.526,0 EUR
Finansijski uticaj debalansa (EUR)	−98.147,8	−5.469,9	+92.677,9 EUR
NETO EFEKAT (EUR)	–	–	**+82.151,9 EUR**

Primjenom modela direktno na debalans agregiranog portfelja, kroz period od pet mjeseci, realizovana proizvodnja u prozoru aktivacije smanjena je za 939,2 MWh (10,3%), što je rezultiralo gubitkom od 10.526 EUR na prihodu od prodaje. Istovremeno, apsolutni debalans je smanjen za 58,4%, što je generisalo uštedu od 92.678 EUR na trošku debalansa. Neto efekat za period iznosi +82.151,9 EUR, odnosno omjer uštede prema gubitku prihoda od približno 8,8:1.
Da bi se efekat modela mogao porediti neovisno o apsolutnoj veličini portfelja, korisno je izraziti neto efekat po jedinici rezervisanog (neprodatog) kapaciteta. Rezervisani volumen predstavlja razliku između originalnog i novog (sniženog) plana - energiju koja nije ponuđena tržištu jer je njen kapacitet rezervisan i djelimično ili potpuno iskorišćen za regulacioni opseg. Tabela IV prikazuje ovaj normalizovani pokazatelj po mjesecu i MWh planirane i angažovane rezerve.

Tabela IV – Neto efekat normalizovan po jedinici rezervisanog (neprodatog) kapaciteta

Mjesec	Planirana rezerva (MWh)	Dostupna rezerva (MWh)	Angažovana rezerva (MWh)	NETO efekat (EUR)	NETO efekat po MWh planirane rezerve (EUR/MWh)	NETO efekat po MWh angažovane rezerve (EUR/MWh)	Tržišna (SEEPEX-CBC) vrijednost rezerve (EUR/MWh)
Januar	209,0	205,0	153,3	17.613	84,26	114,89	23,35
Februar	249,6	241,9	214,3	3.145	12,60	14,68	4,71
Mart	488,6	409,3	333,0	18.590	38,05	55,83	0,32
April	373,8	314,8	193,5	20.720	55,44	107,08	0,95
Maj	380,9	326,8	251,4	22.083	57,97	87,84	0,84

Za ukupni portfelj, vrijednost po MWh rezerve kreće se od 12,6 EUR/MWh (februar) do 84,3 EUR/MWh (januar). Prosečno za cijeli period, ukupna efikasnost iznosi 48,27 EUR neto efekta po svakom MWh rezervisanog kapaciteta agregiranog portfelja, što predstavlja koristan praktičan pokazatelj za brzu procjenu isplativosti modela na novim portfeljima ili u novim tržišnim uslovima, bez potrebe za punim simulacionim postupkom.
Promenljivost optimalne veličine rezerve kroz mjesece (Tabela II, raspon 30–44%) ne zavisi od jedinstvenog faktora, već od kombinacije nekoliko karakteristika koje treba uzeti u obzir prilikom operativne primjene modela na bilo kojoj BG:

- Struktura BG: udio svake tehnologije (solar, hidro, eventualno vjetar ili biogas) u ukupnoj instalisanoj snazi i u stvarnoj proizvodnji direktno utiče na to koliki je preostali (kompenzovani) debalans agregiranog portfelja raspoloživ za korekciju – grupe s raznovrsnijim miksom tehnologija po pravilu imaju manji ukupni debalans, pa im je i potrebna rezerva srazmjerno manja.

- Koji izvor je dominantan u datom periodu: kada jedan izvor čini veći udio realizacije (npr. solar u ljetnim mjesecima), njegov profil debalansa u velikoj mjeri određuje profil debalansa cijele grupe, pa optimalna rezerva grupe konvergira ka optimalnoj rezervi tog dominantnog izvora.
- Uticaj perioda godine na učešće u ukupnoj proizvodnji i debalansu: sezonske promjene (npr. niska solarna proizvodnja zimi, promjenljivi hidrološki uslovi) mijenjaju relativni udio svakog izvora u realizaciji portfelja iz mjeseca u mjesec, što je glavni uzrok uočene varijabilnosti optimalne rezerve - februar i april, sa nižom potrebom za rezervom (30%), ilustruju periode u kojima je ukupni debalans agregiranog portfelja bio neuobičajeno nizak u odnosu na realizaciju.

Ovi faktori upućuju na zaključak da bi u operativnoj primjeni veličina rezerve morala biti predmet periodične (mjesečne ili barem sezonske) rekalibracije, prilagođene specifičnoj strukturi portfelja agregatora koji model primjenjuje, a ne fiksne vrijednosti primijenjene kroz cijelu godinu. Tabela V prikazuje redukciju apsolutnog (fizičkog) debalansa po izvoru, kao i odgovarajuću redukciju finansijskog odliva po osnovu troška debalansa, sumarno za cijeli analizirani period. Razlika između ova dva pokazatelja proizlazi iz toga što model prioritetno koristi regulacioni opseg za korekciju intervala s najvišom jediničnom cijenom debalansa, čime se finansijski odliv smanjuje brže od samog fizičkog volumena debalansa.

Tabela V – Redukcija apsolutnog debalansa i finansijskog odliva, sumarno za period januar–maj 2026.

Portfelj	Debalans prije (MWh)	Debalans poslije (MWh)	Redukcija fiz. debalansa u prozoru(%)	Redukcija fin. odliva (%)
Ukupni portfelj	1.466,6	610,3	58,4	94,4

Direktna analiza debalansa ukupnog (agregiranog) portfelja pokazuje redukciju fizičkog debalansa u analiziranom prozoru od 58,4%. Ukupna redukcija finansijskog odliva debalansa u analiziranom prozoru od 94,4% potvrđuje da model, posmatran kroz finansijski rezultat, djeluje znatno efikasnije nego što bi se zaključilo isključivo na osnovu redukcije fizičkog debalansa. Takođe, smanjenje debalansa u periodu primjene sintetičke fleksibilnosti je dovela i do smanjenja ukupnog fizičkog debalansa u posmatranom periodu (ukupnog debalansa portfelja za 5 mjeseci) za 8,6%, sa umanjenjem finansijskog troška ukupnog debalansa od 10,4% za isti taj period.

5.4 Struktura i podela rezerve između solarnog i hidro dijela portfelja

Iako je ukupna rezerva portfelja relativno stabilna kroz veći dio godine (30–44%), njena unutrašnja struktura, odnosno udio koji dolazi od solarnog naspram hidro dijela portfelja, treba biti predmet zasebne operativne odluke. Na osnovu rezultata simulacije (Tabela II) i analize njihovih uzroka (poglavlje 6.3), izdvajaju se tri ključna faktora koja bi trebalo uzeti u obzir prilikom određivanja konkretnog udjela rezerve između hidro i solarnog dijela portfelja:

- Raspoloživost kapaciteta: rezerva treba biti veća na izvoru s većim apsolutnim debalansom raspoloživim za korekciju – dosljedno solarni dio portfelja, zbog veće dnevne varijabilnosti.
- Tačnost predikcije za naredni dan (D-1): stabilniji, predvidljiviji izvor (po pravilu hidro) nudi pouzdaniju osnovu za rezervisanje, uz manji rizik odstupanja realizacije od D-1 procjene.
- Vrsta ugovora o otkupu električne energije: ugovorne odredbe pojedinih proizvođača (obaveza otkupa cijele količine, vlastita balansna odgovornost, odredbe o „kraćenju“ tj. smanjivanju proizvodnje, eng. curtailment) mogu ograničiti ili proširiti mogućnost korišćenja datog dijela portfelja za sintetičku fleksibilnost.

Konačna odluka o udjelu rezerve između solarnog i hidro dijela stoga nije isključivo rezultat optimizacije zasnovane na istorijskim podacima, već treba biti usklađena i s ovim operativnim i ugovornim ograničenjima.

6. DISKUSIJA

6.1 Obrnuta (recipročna) veza između tržišne cijene i relativnog efekta

Poređenje rezultata kroz pet mjeseci otkriva jasnu obrnutu (recipročnu) vezu između prosječne berzanske cijene u aktivnom prozoru i apsolutnog finansijskog efekta modela za ukupni portfelj. Mjeseci mart i maj, sa prodajnim cijenama bliskim nuli (2,51 i 1,30 EUR/MWh), bilježe i najveće apsolutne efekte (18.590 i 22.083 EUR), dok januar, sa znatno višom prodajnom cijenom (92,71 EUR/MWh), bilježi neto efekat koji je, uprkos manjem relativnom potencijalu, i dalje značajan (17.613 EUR) zahvaljujući visokom apsolutnom volumenu debalansa u tom mjesecu. Mehanizam je direktan: kada je prodajna cijena niska, oportunitetni trošak smanjene proizvodnje je minimalan, dok ušteda na debalansu zavisi prvenstveno od apsolutnog volumena debalansa i „kazne“ za debalans, koja u znatnoj mjeri nije korelirana sa berzanskom cijenom prodaje.

6.2 Varijabilnost optimalne rezerve prema strukturi BG

Radi dubljeg razumijevanja uzroka varijabilnosti optimalne rezerve ukupnog portfelja (Tabela II), portfelj je analiziran i razdvojeno, zasebno solarni, a zasebno hidro dio. Za razliku od solarnog portfelja, koji dosljedno postiže optimum pri 40% rezerve kroz svih pet mjeseci, hidro portfelj pokazuje veću varijabilnost optimalne veličine rezerve (20-40%). Februar i april se izdvajaju kao mjeseci sa nižim optimumom za hidro dio (20%), za razliku od januara i maja (40%) i marta (30%). Uzrok ovog odstupanja je nizak apsolutni debalans hidro portfelja u ovim mjesecima u odnosu na realizovanu proizvodnju, čime se brzo dostiže tačka u kojoj dodatna rezerva ne nailazi na dovoljan debalans za korekciju, a daljnji rast rezerve donosi isključivo gubitak prihoda od smanjene vrijednosti prodaje. Ova hidro-specifična osjetljivost je i glavni uzrok zbog kojeg ukupni portfelj (Tabela II) u februaru i aprilu pokazuje nižu optimalnu rezervu (30%) u odnosu na mart i maj (44%). Ovaj nalaz nosi važnu metodološku implikaciju: optimalna veličina rezerve nije univerzalna konstanta, već treba biti dinamički kalibrisana na osnovu predviđenog omjera debalansa i proizvodnje za svaki predstojeći vikend za koji će biti primjenjivana.

6.3 Razlika između solarnog i hidro portfelja

Iako oba izvora slijede istu operativnu logiku (bez akumulacionog kapaciteta, regulacija samo trenutnom korekcijom), apsolutni finansijski efekti se značajno razlikuju, solarni portfelj ostvaruje 2 do 12 puta veći neto efekat od hidro portfelja, u zavisnosti od mjeseca. Razlog je strukturalan: solarna proizvodnja ima izraženu dnevnu varijabilnost s velikim apsolutnim odstupanjima u podnevnim satima, dok hidro portfelj proizvodi relativno stabilnije tokom dana. Veći apsolutni volumen debalansa kod solara ostavlja više prostora za korekciju istim regulacionim kapacitetom.

6.4 Regulatorni i tehnički preduslovi primjene

Predloženi model ne zahtijeva registraciju kao pružalac pomoćnih usluga kod OPS, tehničku sertifikaciju uređaja za predkvalifikaciju FCR/aFRR, izmjenu ugovora o pristupu mreži, niti posebnu dozvolu/licencu regulatora, jer djeluje isključivo kao interna operativna mjera unutar BG - odluka koju donosi sam BOS u okviru svoje balansne odgovornosti [5]. Ključni tehnički preduslovi su: mogućnost daljinskog ograničavanja izlazne snage na inverterima solarnih

elektrana (P-limit funkcija, standardna kod savremenih invertera s odzivom ispod jedne sekunde) i mogućnost setovanja radne tačke na SCADA sistemu malih protočnih hidroelektrana. Bitno je naglasiti da odluka o primjeni modela i veličini rezerve mora biti donesena prije slanja dnevnog plana rada OPS (na D-1), jer se plan ne može retroaktivno mijenjati nakon objave berzanskih cijena. Ovo je suštinska razlika u odnosu na modele koji uslovljavaju aktivaciju cjenovnim pragom, a koji bi zahtijevao unutardnevnu (eng. Intra-Day) odluku na osnovu već poznatih cijena.

7. ZAKLJUČAK

Predloženi model sintetičke fleksibilnosti pokazuje da se debalans BG sastavljene od intermitentnih izvora energije, bez akumulacionog kapaciteta, može aktivno i ekonomično smanjiti namjernim ograničavanjem proizvodnje u unaprijed definisanim periodima, bez potrebe za formalnom registracijom kod OPS. Testiranje na stvarnim podacima portfelja kroz pet mjeseci pokazuje pozitivan neto finansijski efekat u analiziranim mjesecima, s ukupnim neto benefitom od preko 82.000 EUR za agregirani portfelj i redukcijom apsolutnog fizičkog debalansa od skoro 58% u periodu primjene sintetičke fleksibilnosti. Smanjenje debalansa u periodu primjene sintetičke fleksibilnosti (vremenski prozor od 10:00–15:00h vikendima) je dovelo i do smanjenja ukupnog fizičkog debalansa u analiziranih 5 mjeseci za 8,6%. Konfiguracija 40% fleksibilnog dijela portfelja u vremenskom prozoru 10:00–15:00h pokazala se kao robusna, optimalna ili blizu optimalne kombinacije kroz veliku većinu analiziranih slučajeva, što je značajan praktičan rezultat za operativnu primjenu. Masovnija primjena sintetičke fleksibilnosti u budućnosti, pa čak i samo u internim okvirima BG dovešće do manje potrebe za balansnom energijom, većom stabilnošću sistema te u konačnici i nižih cijena balansne energije što može doprinijeti povećanju prihoda proizvođača iz OIE. Rezultati prezentovani u ovom radu otvaraju nekoliko pravaca za dalju, bližu primjenu modela: automatizaciju i dinamičku kalibraciju D-1 odluke kroz postojeće trgovačke platforme (čime bi se riješila osjetljivost optimuma uočena za hidro portfelj, poglavlje 6.2); proširenje na vjetroelektrane i kombinaciju s akumulacionim i baterijskim skladištenim kapacitetima, koja bi omogućila preusmjeravanje ograničene energije u akumulacije ili baterije umjesto njenog trajnog gubitka; te agregaciju na nivou više BG kao osnovu za buduću formalizaciju kroz novi proizvod na tržištu pomoćnih usluga (mFRR/RR). Analiza je ograničena na period januar–maj 2026, koji ne obuhvata ni ljetne ni jesenje mjesece, te pretpostavlja konstantnu tehničku efikasnost regulacije kroz cijeli period, dok bi u praksi ova vrijednost mogla varirati u zavisnosti od karakteristika svake elektrane. Simulacija takođe ne uzima u obzir potencijalne promjene u ponašanju ostalih učesnika tržišta usljed šireg usvajanja slične strategije od strane više BOS istovremeno.

LITERATURA

[1] Grujić D, Kuzman M, “Modeli funkcionisanja agregatora na tržištu električne energije”, Zbornik radova CIRED Srbija 2022., R-6.09
[2] Divčić M, Apostolović M, “Načini raspodjele troškova debalansa na članove unutar udružene balansne grupe: solidarnost vs efikasnost”, Zbornik CIRED Srbija 2024.
[3] Apostolović M, Divčić M, Radojević P, “Komparativna analiza različitih metoda za obračun debalansa”, Zbornik CIGRE Srbija 2023., str. 1696-1713, DOI: 10.46793/CIGRE36.1696A
[4] IRENA, “Flexibility in Renewable Power Systems: Introduction and Taxonomy”, 2020.
[5] ENTSO-E, “Network Code on Electricity Balancing (EBGL)”, Regulation 2017/2195