

# Procenjivanje troškova neostvarene dobiti reverzibilne hidroelektrane usled obezbeđenja primarne, sekundarne i tercijarne rezerve

Nikola Georgijević, Petar Pavlović, Milica Dilparić  
Elektrotehnički institut "Nikola Tesla"  
Centar za elektroenergetske sisteme  
Univerzitet u Beogradu  
Beograd, Srbija  
nikola.georgijevic@ieent.org

Aleksandar Latinović, Milan Đorđević, Radoš  
Čabarkapa  
JP Elektroprivreda Srbije  
Beograd, Srbija  
aleksandar.latinovic@eps.rs

*Sadržaj* – U ovom radu prikazana je metodologija za proračun neostvarene dobiti usled obezbeđenja primarne, sekundarne i tercijarne rezerve reverzibilne hidroelektrane (RHE) Bajina Bašta (BB). Metodologija je zasnovana na rešavanju problema linearnog programiranja kojima se maksimizuje prihod elektrane u tržišnim uslovima, sa promenljivom cene električne energije po satima. Pored metodologije, u radu su prikazani i rezultati sprovedenih proračuna na nivou jedne godine i date su vrednosti prosečnog troška neostvarene dobiti po jednom MW-h rezerve aktivne snage.

*Ključne reči* – regulacija, učestanost, neostvarena dobit, reverzibilna hidroelektrana

## I. UVOD

Deregulacija elektroenergetskog sistema donosi nove mogućnosti za poslovanje vlasnicima elektrana, ali i povećan rizik u novim tržišnim uslovima. Pored tržišta proizvodnje električne energije, deregulacijom je, u nekim zemljama, obuhvaćena i proizvodnja reaktivne snage, obezbeđenje rezerve aktivne snage i pružanje usluge pokretanja iz beznaponskog stanja [1]. Učešće na tržištu pomoćnih usluga može da predstavlja dodatni izvor prihoda za vlasnike elektrana. Međutim, pored novih mogućnosti za ostvarivanje profita u tržišnim uslovima, javljaju se i novi rizici u pogledu otvaranja tržišta i za druge učesnike koji nude istu vrstu usluge.

Razdvajanjem operatora prenosnog sistema (OPS) Srbije (EMS AD) i Elektroprivrede Srbije (JP EPS), pružanje sistemskih usluga postalo je komercijalna delatnost u Republici Srbiji (RS). OPS ima obavezu da obezbedi siguran i stabilan rad sistema, te je dužan da obezbedi sistemske usluge. Ove usluge se u najvećem broju slučajeva obezbeđuju samo iz kapaciteta koji su povezani na sopstveni prenosni sistem, međutim, sa poboljšanjem veza između prenosnih sistema i razvojem tržišta električne energije, teži se ka stvaranju internacionalnog tržišta sistemskih usluga, te će se one u skorijoj budućnosti moći obezbediti i iz drugih elektroenergetskih sistema.

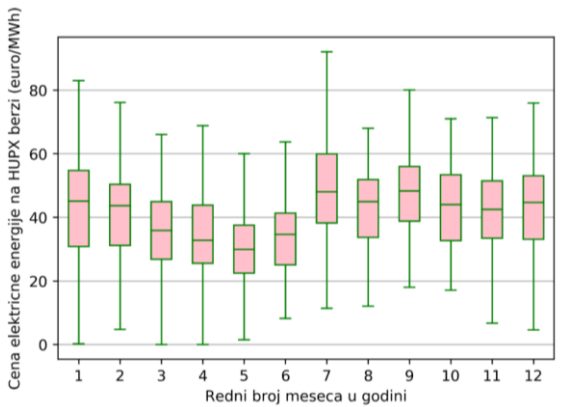
Trenutna situacija u RS je da je OPS dužan da nabavi pomoćne usluge u svom sistemu, u skladu sa transparentnim, nediskriminatorskim i tržišnim principima. Agencija za energetiku Republike Srbije (AERS) osnovana je Zakonom o energetici, kao regulatorno telo radi obavljanja poslova na unapređivanju i usmeravanju razvoja tržišta energije. Budući da je u Srbiji trenutno JP EPS dominantni proizvođač električne energije i gotovo jedino telo koje može da pruži sistemske usluge OPS, AERS ima kao jedan od zadataka utvrđivanje cene sistemskih usluga i njihovo objavljivanje [2]. AERS određuje cene zakupa rezerve snage za sistemske usluge sekundarne i tercijarne regulacije, kao i cene pomoćnih usluga primarne regulacije, regulacije napona, beznaponskog pokretanja i ostrvskog rada.

S obzirom da će u skoroj budućnosti postojati mogućnost obezbeđenja sistemskih usluga iz drugih elektroenergetskih sistema, na zahtev JP EPS izrađena je studija [3] u kojoj su predstavljene metodologije po kojima se mogu procenjivati troškovi obezbeđenja sistemskih usluga. Sa procenjenim vrednostima troškova, imali bi se podaci o cenama sa kojima bi JP EPS mogao da učestvuje na međunarodnom tržištu sistemskih usluga.

Opšta praksa u svetu je da se za izračunavanje stvarnih troškova snabdevanja električnom energijom koriste razni modeli proizvodnje energije pomoću računarskih simulacija, koje na prvom mestu treba da budu dobro razumljive zaposlenom osoblju elektrane i to za različite režime rada elektrane. Poput alata koji se koriste za izračunavanje troškova proizvodnje električne energije, prema [1], neophodno je razviti nove alate za izračunavanje komponenti troškova pružanja pomoćnih usluga. Tema ovog rada je procena troška propuštene prilike usled obezbeđenja rezerve. Ovaj trošak nastaje kao posledica smanjenja aktivne snage u odnosu na maksimalnu vrednost, kako bi se obezbedila rezerva za sistemske usluge primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti.

## II. NEOSTVARENA DOBIT REVERZIBILNE HIDROELEKTRANE

U ovom radu, procena je izvršena na realnom modelu reverzibilne hidroelektrane (RHE) Bajina Bašta, a za potrebe procene troškova korišćena su stvarna merenja sa elektrane i podaci sa Mađarske berze (HUPX). Procena troškova izvršena je na osnovu podataka iz 2015. godine. Kao osnovni ulazni podaci korišćene su dostavljene snage elektrana na satnom nivou i satne cene električne energije. Na Sl. 1 dat je pregled cena električne energije na HUPX berzi za 2015. godinu po mesecima u obliku kutijastog dijagrama. Može se uočiti da cene električne energije imaju značajne oscilacije na nivou meseca, što se u slučaju RHE može iskoristiti tako da elektrana radi u motornom režimu (pumpa vodu u akumulaciju) u časovima sa niskom cenom električne energije, a u generatorskom režimu u časovima sa visokom cenom.



Slika 1. Cena el. energije na HUPX berzi za 2015. godinu po mesecima u obliku kutijastog dijagrama

Kako bi se procenila neostvarena dobit usled obezbeđenja rezerve, najpre je analiziran maksimalni profit koji je RHE mogla da ostvari na nekom vremenskom intervalu, pri čemu su cene sa HUPX berze smatrane kao poznate vrednosti. Proračun maksimalnog profita je moguće ostvariti rešavanjem linearnog programa, koji se u opštoj formi može napisati kao:

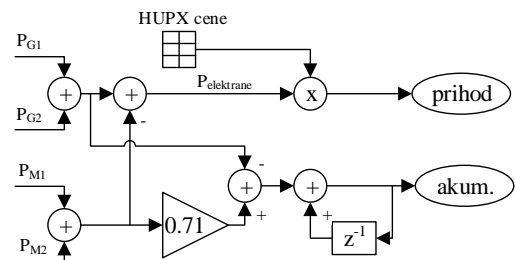
$$\begin{aligned} \max(f) \\ \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \\ \mathbf{A}_{eq} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq} \\ \mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub} \end{aligned} \quad (1)$$

gde su:  $f$  - funkcija cilja,  $\mathbf{x}$  - vektor kontrolnih promenljivih,  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{A}_{eq}$  - matrice koeficijenata nejednakosti i jednakosti,  $\mathbf{lb}$  i  $\mathbf{ub}$  - minimalne i maksimalne dozvoljene vrednosti kontrolnih promenljivih, respektivno.

Prema zahtevima naručioca (JP EPS), proces optimizacije je razdvojen na četiri kvartala u toku godine, što je u skladu sa operativnom praksom koja uvažava sezonsku promenu cena električne energije na tržištu. Uobičajeno je da se akumulacija u toku prvog i četvrtog kvartala prazni budući da su tada cene električne energije na tržištu uglavnom najviše kao posledica velike potražnje za energijom. U toku drugog kvartala akumulacija se uglavnom puni s obzirom na činjenicu da su tada cene električne energije na tržištu najniže kao posledica

niskog konzuma i dobre hidrologije u regionu. U trećem kvartalu postoji težnja da se održi zadato stanje da bi se u četvrti kvartal (zimski period) ušlo sa što većom akumulacijom.

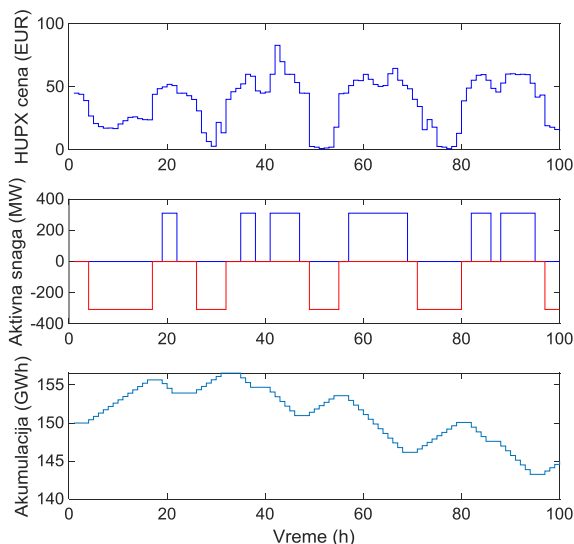
Od strane naručioca su zadati sadržaji (stanja) akumulacija na kraju analiziranih optimizacionih perioda, uz uslov da sadržaj akumulacije na kraju četvrtog kvartala bude jednak sadržaju akumulacije na početku prvog kvartala. Takođe, vodi se računa da prilikom procesa optimizacije ne dođe do takvog dispečinga generatora koji bi eventualno prepunio akumulaciju - uvodi se ograničenje po maksimalnoj vrednosti kote gornje vode, odnosno po maksimalnoj vrednosti akumulacije (194,3 GWh). Sledeći skup ograničenja odnosi se na ograničenja po snazi. Kada mašine rade u generatorskom režimu, njihova dispečovana snaga treba da bude između tehničkog minimuma i tehničkog maksimuma generatora. Kada rade u motornom režimu, ostvarene snage takođe treba da budu između minimalne i maksimalne dozvoljene vrednosti za motorni režim rada. Gornje ograničenje za generatorski režim bez pružanja rezervi je maksimalna vrednost aktivne snage (307 MW), dok je gornje ograničenje za motorni režim 280 MW. Odnos stepena iskorišćenja vode pri radu u motornom i generatorskom režimu je 0,71, tj. za jedan MWh koji se potroši prilikom pumpanja, akumulira se voda sa kojom se proizvode 0,71 MWh u generatorskom režimu. Matematički model programa iz (1) može se ilustrovati sa blok dijagramom prikazanim na Sl. 2. Uvrštene su četiri kontrolne varijable – dve za generatorske režime ( $P_{G1}$  i  $P_{G2}$ ) i dve za motorne režime ( $P_{M1}$  i  $P_{M2}$ ). Prihod u određenom satu se računa kao snaga na VN strani  $(P_{G1}+P_{G2})-(P_{M1}+P_{M2})$  pomnožena sa cenom na HUPX berzi u tom satu. Akumulacija se računa kao diskretni integral od  $-(P_{G1}+P_{G2})+0,71(P_{M1}+P_{M2})$ .



Slika 2. Blok djiagram algoritma optimizacije

Svi proračuni su izvršeni u Python programskom jeziku uz pomoć paketa CVXPY [4]. Grafički prikaz dobijenih rezultata za mašinu 1 u prvih 100 sati rada u 2015 godini dat je na Sl. 3. Rezultati za mašinu 2 su identični. Uočava se da je u trenucima visokih cena mašina u generatorskom režimu, odnosno u pumpnom kada su cene niske, kao i uticaj rada na nivo akumulacije.

Drugi analiziran skup slučajeva je za rad elektrane sa zadatom rezervom. Tada se redukuje gornje ograničenje za generatorski režim (maksimalna snaga je umanjena za zahtevanu rezervu), dok ograničenje u motornom režimu ostaje nepromenjeno. Neostvarena dobit se računa kao razlika prihoda koji je moguće ostvariti bez ograničenja zbog rezerve na gore i prihoda sa ograničenjem zbog rezerve na gore.



Slika 3. Rezultati optimizacionog proračuna za prvih 100 sati u 2015. godini

#### A. Neostvarena dobit za slučaj tercijarne regulacije učestanosti

Troškovi propuštene prilike su u [3] dobijeni kao razlika rada elektrane bez učešća u tercijarnoj regulaciji (sa nultom rezervom) i rada elektrane sa rezervom. Razmatrana su dva nivoa rezerve:

- rezerva 307 MW – generisanje sa jednom mašinom (druga je u rezervi) - pumpanje sa dve mašine
- rezerva 340 MW – generisanje sa jednom mašinom sa gornjim ograničenjem od 274 MW (druga mašina u rezervi) - pumpanje sa dve mašine.

U Tab. I date su vrednosti za optimalni prihod elektrane po kvartalima u toku 2015. godine, u slučaju da elektrana nije imala ograničenje po snazi na gore. Uvažen je odnos konverzije od 120 RSD za jedan eur. Prikaz ostvarenog prihoda za analizirane rezerve dat je u Tab. II, takođe po kvartalima. Tabela prikazuje i usrednjenu vrednost troška po MW·h rezerve, koja je dobijena deljenjem razlike u prihodima i ukupnom rezervom na gore koja je pružena na određenom vremenskom intervalu. Može se zaključiti da trošak varira u zavisnosti od kvartala, ali prosečni trošak na nivou 2015. godine iznosi 314 RSD/MW rezerve za 307 MW tercijarne rezerve, odnosno 327 RSD/MW rezerve za 340 MW tercijarne rezerve. Očekivano, sa povećanjem zahtevane rezerve raste i trošak po MW.

TABELA I. REZULTATI OPTIMIZACIONOG ALGORITMA ZA 2015. GODINU PO KVARTALIMA ZA SLUČAJ BEZ REZERVE

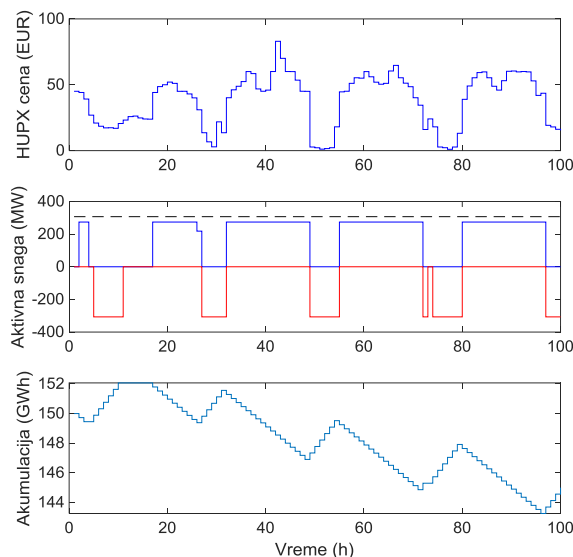
Kvartal:	I	II	III	IV
Optimalni prihod bez rezerve (milioni RSD)	1361	141	967	896

TABELA II.

TABELA III. REZULTATI OPTIMIZACIONOG ALGORITMA ZA RAZLIČITE VELIČINE REZERVE ZA 2015. GODINU PO KVARTALIMA

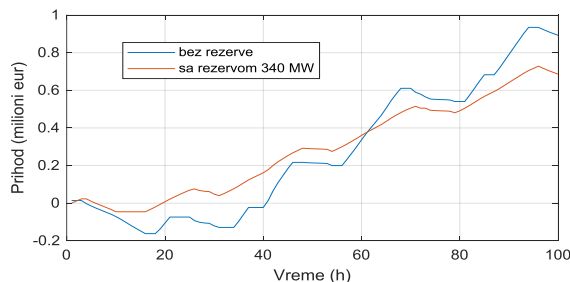
Kvartal:	Rezerva na gore (MW)	Optimalni prihod sa rezervom (mil. RSD)	Usrednjena cena po MW·h rezerve (RSD)
I	307	1100	392
	340	1058	412
II	307	24	175
	340	6	182
III	307	687	414
	340	648	426
IV	307	710	275
	340	680	287

Na Sl. 4 prikazani su rezultati proračuna za mašinu 1, za prvih 100 sati rada u 2015. godini, za slučaj od 340 MW rezerve na gore. Rezultati za mašinu 2 su isti u pumpnom režimu, uz razliku da mašina 2 ne radi u generatorskom režimu.



Slika 4. Rezultati optimizacionog proračuna za prvih 100 sati u 2015. godini za rezervu 340 MW na gore

Na Sl. 5 prikazana je dinamika promene prihoda RHE po satima, dobijena kao kumulativna suma proizvoda cene električne energije i dispečovanih snaga sa i bez rezerve (Sl. 3 i Sl. 4.). U prvih 100 sati, razlika u prihodu iznosi oko 200 hiljada eur.



Slika 5. Dinamika promene prihoda RHE po satima za slučajeve sa i bez tercijarne rezerve

### B. Neostvorena dobit za slučaj primarne regulacije učestanosti

Prateći istu metodologiju, proračunata je neostvorena dobit za primarnu rezervu u iznosu od 2% maksimalne snage, za četiri kvartala u 2015. godini i prikazana u Tab. III. U odnosu na tercijarnu gde je prilikom usrednjavanja računata i rotirajuća i nerotirajuća rezerva, primarna rezerva je tretirana isključivo kao rotirajuća. Stoga, u odnosu na metodologiju koja je primenjena za tercijarnu rezervu, da bi se dobila usrednjena cena primarne rezerve po MW·h, uzet je u obzir i broj radnih sati u generatorskom režimu. Na taj način dobijena je prosečna cena rezerve od 1007,25 RSD po MW·h.

TABELA IV. REZULTATI OPTIMIZACIONOG ALGORITMA ZA SLUČAJ UČEŠĆA ELEKTRANE U PRIMARNOJ REGULACIJI UČESTANOSTI U 2015.

Kvartal:	Optimalni prihod sa rezervom (milioni RSD)	Broj radnih sati u gen. režimu (h)	Cena po MW·h rezerve (RSD)
I	1353	598	1015
II	137	592	513
III	957	486	1672
IV	890	567	829

### C. Neostvorena dobit za slučaj sekundarne regulacije učestanosti

Maksimalni prihod reverzibilne hidroelektrane za rad sa sekundarnom rezervom je procenjen na osnovu ostvarenih stanja, tako što su određeni periodi na posmatranom intervalu u toku kojih je elektrana pružala uslugu sekundarne regulacije. Dalje se u pomenutom optimizacionom modelu uvode dodatna ograničenja po jednakosti, tako da snaga agregata odgovara ostvarenoj snazi za vremenske trenutke u toku kojih elektrana pruža uslugu sekundarne regulacije.

Veličina posmatrane rezerve za sekundarnu regulaciju se određuje tako što se za svaki sat u toku koga elektrana radi u sekundarnoj regulaciji određuje razlika maksimalne i ostvarene snage generatora. Na kraju, cena sekundarne rezerve na gore je određena kao količnik razlike maksimalnih prihoda reverzibilne hidroelektrane za rad bez rezerve i sa rezervom na gore i ukupne sekundarne rezerve u analiziranom vremenskom periodu.

Na osnovu dostavljenih podataka, utvrđeno je da je RHE Bajina Bašta u toku 2015. godine radila u sekundarnoj regulaciji ukupno 87 sati i to svih 87 sati u martu mesecu. Zbog toga je proračun troška propuštene prilike za pružanje usluge rezerve sekundarne regulacije izvršen na mesečnom nivou, za mesec mart 2015. U Tab. V dati su rezultati proračuna optimalnih prihoda i srednje vrednosti cene rezerve po MW instalisane snage.

TABELA V. PRORAČUN CENE REZERVE SEKUNDARNE REGULACIJE UČESTANOSTI

Ukupna rezerva (MW·h)	Optimalni prihod bez rezerve (mil. RSD)	Optimalni prihod sa rezervom (mil. RSD)	Usrednjena cena po MW·h rezerve (RSD)
3801	509	486	6099

### III. ZAKLJUČAK

U radu je prikazana metodologija proračuna neostvarene dobiti (troška propuštene prilike) prilikom učešća reverzibilne hidroelektrane Bajina Bašta u primarnoj, sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji učestanosti. Metodologija je primenjena na realnom modelu i dati su rezultati proračuna za 2015. godinu. Pokazano je da usrednjena vrednost troška zavisi od iznosa rezerve na gore, kao i od cena električne energije na tržištu. Dalje, utvrđeno je da se usrednjena cena rezerve u mnogome razlikuje od tipa rezerve (primarna, sekundarna, tercijarna), kao i da obezbeđenje rezerve, u nekim slučajevima, može značajno umanjiti prihod elektrane.

### LITERATURA

- [1] "Cost of Providing Ancillary Services from Power Plants", Volume 1, March 1997, Electric Power Research Institute (EPRI).
- [2] Statut Agencije za energetiku Republike Srbije, Službeni glasnik Republike Srbije broj 52 od 21. juna 2005, dostupno na: <http://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/drugidrzavniorganizacijestitut/2005/52/1/reg>
- [3] Studija "Analiza i unapređenje metodologija za adekvatno vrednovanje sistemskih usluga sa pregledom metodologija primenjenih u Jugoistočnoj Evropi", Institut Nikola Tesla, Naručilac JP EPS, 2018.
- [4] S. Diamond i S. Boyd, „CVXPY: A Python-Embedded Modeling Language for Convex Optimization”, Journal of Machine Learning Research, 2016, num. 83, pp. 1-5.

### ABSTRACT

This paper presents the methodology for calculating unrealized profit due to the provision of primary, secondary and tertiary reserves of the reversible hydroelectric power plant (RHE) Bajina Bašta (BB). The methodology is based on the solution of the problem of linear programming that maximizes the income of the power plant in market conditions, with a variable price of electricity per hour. In addition to the methodology, results of the implemented methodology are also presented at the time span of one year, together with the average cost of unrealized profit per one MW·h of active power reserve.

### EVALUATION OF COSTS OF UNREALIZED PROFIT OF REVERSIBLE HYDROELECTRIC POWER PLANT DUE TO PROVISION OF PRIMARY, SECONDARY AND TERTIARY RESERVES

Nikola Georgijević, Petar Pavlović, Milica Dilparić,  
Aleksandar Latinović, Milan Đorđević, Radoš Čabarkapa