

## Uticaj tržišnih cena električne energije na isplativost buduće reverzibilne hidroelektrane u Srbiji

### The Impact of Market Prices of Electricity on the Profitability of the Future Reversible Hydropower Plant in Serbia

Radoš Čabarkapa\*, Vladimir M. Šiljkut\*\*, Danilo Komatina\*, Miroslav Tomašević\*\*

\* JP Elektroprivreda Srbije Beograd, Poslovi trgovine električnom energijom, Beograd, Srbija

\*\* JP Elektroprivreda Srbije Beograd, Tehnički poslovi proizvodnje energije, Beograd, Srbija

**Rezime** - Deregulacija u elektroenergetici, liberalizacija tržišta električne energije, tendencija ka povezivanju tržišta širom Evrope, uvođenje podsticaja za izgradnju i korišćenje obnovljivih izvora energije (OIE) i – posledično – sve veće njihovo prisustvo u elektroenergetskim sistemima, poprimili su presudan uticaj na veleprodajne cene električne energije. Pored toga, uvođenje taksi na CO<sub>2</sub> dodatno je povećalo ukupne cene električne energije, ali je – sa druge strane – smanjilo profit termoelektrana (TE) na fosilna goriva. Takođe, da bi se ispunili propisani zahtevi u domenu zaštite životne sredine, u TE se moraju primeniti i sistemi za sprečavanje zagađenja koji su veoma skupi, kako investiciono, tako i eksploataciono. Kao alternativu tome treba razmotriti ulaganja u hidro-sektor. Tu opciju, međutim, karakteriše druga problematika; nasuprot dugotrajnoj izgradnji i eksploataciji hidro-kapaciteta, stoje fluktuacije cena električne energije na tržištu „dan unapred“, koje utiču na raspored rada i prihode ovih objekata. Da bi se istražio ovaj problem, analizirane su satne i dnevne cene na regionalnom tržištu električne energije. Utvrđeni su trendovi veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“. Procenjene su njihove relevantne vrednosti i iskorišćene kao jedan od skupova ulaznih podataka za analizu troškova i koristi i analizu osetljivosti studije slučaja – buduće reverzibilne hidroelektrane (RHE) „Bistrica“. Naglašen je uticaj kolebanja cena električne energije na tržištu „dan unapred“. Cilj ovog istraživanja bio je da se izvuče zaključak da li kretanje ovih cena ide u prilog izgradnje mogućih RHE u Srbiji. Na osnovu sprovedenih analiza može se zaključiti da trend rasta nivoa veleprodajnih cena električne energije (koji je započeo 2019. godine i čiji se nastavak očekuje u budućnosti, imajući u vidu regulatornu politiku EU u pogledu taksi na emisije CO<sub>2</sub>) može pozitivno uticati na isplativost investicije u RHE Bistrica (odnosno na skraćanje perioda povraćaja investicije), ali ne tako dramatično, budući da sa porastom cena električne energije rastu i troškovi za pumpanje.

**Ključne reči** - analiza osetljivosti, obnovljivi izvori energije (OIE), reverzibilna hidroelektrana (RHE), tržište, veleprodajne cene električne energije

**Abstract** - Deregulation in the power sector, liberalization of the electricity market, tendency to connect markets across Europe,

introduction of incentives for construction and use of renewable energy sources (RES) and - consequently - their increasing presence in electricity systems, have taken a decisive impact on wholesale electricity prices. In addition, the introduction of CO<sub>2</sub> taxes has further increased overall electricity prices. On the other hand, it reduced the profits of fossil fuel thermal power plants (TPPs). Also, in order to meet the prescribed requirements in the field of environmental protection, TPPs must apply pollution prevention systems that are very expensive, both in terms of investment and exploitation. As an alternative, investments in the hydro sector should be considered. However, this option is characterized by other issues; In contrast to the long-term construction and exploitation of hydro capacity, there are fluctuations in electricity prices on the day-ahead market which affect the work schedule and revenues of these facilities. To investigate this problem, hourly and daily prices in the regional electricity market were analysed. Trends in wholesale electricity prices on the day-ahead market have been determined. Their relevant values were estimated and used as one of the sets of input data for cost-benefit analysis and sensitivity analysis of the case study - future reversible hydropower plant (RHPP) "Bistrica". The impact of fluctuations in electricity prices on the day-ahead market was emphasized. The aim of this research was to draw a conclusion as to whether the movement of these prices is in favour of the construction of possible RHPPs in Serbia. Based on the conducted analyses, it can be concluded that the upward trend in the level of wholesale electricity prices (which began in 2019 and is expected to continue in the future considering the EU regulatory policy regarding CO<sub>2</sub> emissions taxes) may positively affect the profitability of investment in RHE Bistrica (i.e. to shorten the payback period), but not so dramatically, since with the increase in electricity prices, the costs for pumping also increase.

**Index terms** - sensitivity analysis, renewable energy sources (RES), reversible hydropower, market, wholesale electricity prices

#### I UVOD

Tokom poslednjih nekoliko decenija, deregulacija i strukturna reorganizacija, liberalizacija tržišta električne energije,

tendencija ka povezivanju tržišta širom Evrope, kao i podsticaji i sve veća primena obnovljivih izvora energije (OIE), koji su obeležili i promenili elektroprivrede širom sveta, poprimili su presudan uticaj i na određivanje veleprodajnih cena na otvorenom tržištu električne energije. Pored toga, politika zaštite životne sredine dovela je poslednjih godina do uvođenja taksi na CO<sub>2</sub>, što je dodatno povećalo ukupne cene električne energije, ali je - sa druge strane - smanjilo profit termoelektrana (TE) čija je proizvodnja zasnovana na korišćenju fosilnih goriva. Ova činjenica u posebno težak položaj dovodi zemlje koje se oslanjaju na ovakve vrste primarnog goriva. Na primer, TE u Srbiji, sa proizvodnjom zasnovanom na uglju (i to na niskokaloričnom lignitu), predstavljaju čak 51,6% ukupno instaliranih proizvodnih kapaciteta. Pritom je u 2019. iz njih obezbeđeno 66% električne energije ukupno proizvedene na nacionalnom nivou, dok je udeo električne energije iz TE u krajnjoj potrošnji bio još veći, i iznosio je čak 87% [1]. Da bi se ispunili zahtevi propisani regulativom EU o zaštiti životne sredine, u TE moraju da se izgrade i primene veoma skupi sistemi (i po kapitalnim i po operativnim troškovima, CAPEX i OPEX), poput elektrostatičkih filtera za odvajanje čestica, odsumporavanja dimnih gasova (ODG), redukcije azotnih oksida (DeNO<sub>x</sub>). Takođe su nužne i rekonstrukcije ili zamene (ponovna izgradnja) sistema za prečišćavanje otpadnih voda, za tretman i transport pepela, šljake i/ili gipsa, kao i proširenje i rehabilitacija njihovih deponija. Kao alternativu ovim investicijama, treba razmotriti ulaganja u hidro-sektor. Hidro-kapaciteti takođe mogu predstavljati rešenje problema u vezi sa sve većim udelom OIE u proizvodnom portfelju, poput narušene fleksibilnosti i stabilnosti sistema, kao i potrebe za balansiranjem ovih izvora. To posebno važi za pumpno-akumulaciona postrojenja (PAP), u koja spadaju i reverzibilne hidroelektrane (RHE), [2], ispunjavajući nekoliko zahteva tj. podmirujući znatno uvećane potrebe za: vršnim kapacitetom, [3]; skladištenjem energije; brzim odgovorom na poremećaje izazvane radom OIE; balansiranjem opterećenja, rešavanjem (ili barem – ublažavanjem) problema stabilnosti napona i frekvencije sistema. Naime, RHE je odgovor na ova pitanja i već je prepoznata u [4] kao sredstvo za smanjenje potražnje za fosilnim gorivima i devastacije životne sredine. Na primer, u [5] je pokazano da bi skladištenje energije, npr. pomoću PAP tj. RHE, rezultiralo značajnom uštedom fosilnih goriva i smanjenjem emisije CO<sub>2</sub> u atmosferu. Ovo drugo je, bez ikakve sumnje, validno za dugoročna razmatranja i za hibridne sisteme OIE&PAP/RHE (gde se OIE koriste za pumpanje vode). RHE omogućavaju povećan udeo fotonaponskih i vetroelektrana u proizvodnom portfelju, čime raste i obim njihovog učešća na tržištima električne energije, [6]. Može se priključiti veći solarni kapacitet, čak i na profitabilniji način (u poređenju sa konvencionalnim sistemima) zahvaljujući ko-optimizaciji njegovog rada sa radom RHE i – sledstveno tome – ublažiti problem intermitentnosti proizvodnje, [7]. Otvaranjem prekograničnih tržišta za balansne kapacitete, zemlje sa viškovima RHE kapaciteta mogu povećati svoj potencijalni tržišni udeo prodajom svojih usluga u susednim zemljama, što predstavlja dodatni podsticaj za povećanje upotrebe postojećih RHE kapaciteta, [8].

Sa druge strane, sistemi PAP i, naročito RHE, prilično su skupi. Troškovi skladištenja električne energije čine oko 30% ukupnih

troškova sistema za napajanje električnom energijom iz OIE, [9]. Shodno tome, isplativost RHE je prilično upitna. Na primer, njihova izvodljivost nije dokazana u srednje ekstenzivnim scenarijima integracije OIE, [10]. Čak i pod povoljnim okolnostima na tržištu električne energije i pogodnim drugim faktorima od uticaja, RHE predstavlja rizičnu investiciju, bez predvidive dobiti [11]. Da bi smanjili zavisnost od proizvodnje iz TE i postigli energetske sigurnost snabdevanja energijom i komercijalnu održivost skladištenja, kreatori energetske politike bi trebalo da odluče da subvencionišu skladištenje većih količina energije, da podstaknu tržište pomoćnih usluga za balansna opterećenja i/ili da penalizuju korišćenje fosilnih goriva, taksama na CO<sub>2</sub>, [12]. Javni sektor bi trebalo da razmotri mogućnost izgradnje novog skladišta veće količine energije samo ukoliko kreatori energetske politike odluče da skladištenje bude jedna od njihovih preferiranih opcija za obezbeđivanje fleksibilnosti elektroenergetskog sistema. Međutim, na liberalizovanim tržištima, neki oblik postupka licitacije ipak treba da omogući punu transparentnost i otvoren pristup trećih strana šemi skladištenja, [13].

Prema [11], 97% dobiti može se ostvariti iz PAP/RHE ukoliko je ovo postrojenje optimizovano na osnovu stvarnih ili vrlo preciznih cena električne energije za „dan unapred“. Naime, profitabilnost svake elektrane (posebno RHE) snažno će zavistiti od kretanja cena na otvorenom tržištu električne energije. Međutim, određeni problem je povezan sa tim; suprotno dugotrajnoj izgradnji i eksploataciji hidroenergetskih kapaciteta, stoje fluktuacije dnevnih cena električne energije, snažno utičući kako na njihov plan rada tako i na dobiti. Ključno pitanje je kako proceniti / izračunati, što je tačnije moguće, isplativost investicije koju karakterišu dugotrajno planiranje, projektovanje i faza izgradnje, kao i dug operativni životni ciklus (40+ godina); posebno uzimajući u obzir činjenicu da se veleprodajne cene električne energije na otvorenom tržištu značajno i često menjaju, čak i u toku dana. S tim u vezi, istražili smo uticaj veleprodajnih cena električne energije na isplativost takvih investicija. Cilj ovog istraživanja bio je da se izvuče zaključak da li kretanje ovih cena ide u prilog izgradnje mogućih RHE u Srbiji. Istraživanje je obuhvatilo nekoliko tema i stoga je sprovedeno u nekoliko koraka.

Prvo su analizirane satne i dnevne cene, na regionalnom i širem, evropskom tržištu električne energije. Naime, na evropskom nivou prisutna je tendencija ka formiranju jedinstvenog tržišta električne energije, a kao dokaz da je u tom pravcu već postignut veliki napredak, svedoči jaka korelacija veleprodajnih cena električne energije na tržištima širom Evrope. To znači da je prilikom procene održivosti budućeg postrojenja neophodno pratiti i analizirati razvojnu strategiju na evropskom nivou, budući da razvoj i investicije u energetskom sektoru na tom nivou u velikoj meri utiču na regionalnu cenu električne energije. Stoga je u ovom radu objašnjeno na koji način su ulaganja u OIE, koja su poslednjih godina bila dominantna u Evropi, doprinela kretanju regionalnih cena električne energije. Na osnovu toga su uspostavljeni trendovi veleprodajnih cena električne energije za „dan unapred“, koji se mogu očekivati u budućnosti. Vrednosti cena, procenjene kao relevantne za dugoročnu tehnokonomsku analizu (tj. analizu troškova i dobiti, Cost-Benefit, CBA) i realni rasponi njihovih vrednosti (min ÷ Max), izabrani su i potom

iskorišćeni kao setovi ulaznih podataka za preliminarnu CBA i analizu osetljivosti (Sensitivity Analysis, SA) rezultata CBA za studiju slučaja, novu RHE „Bistrica“.

Metodologija koja je primenjena za analizu veleprodajnih cena električne energije, principi određivanja trendova cena električne energije i izbor referentnih vrednosti i raspona cena, predstavljeni su i objašnjeni u poglavlju II, potpoglavlje II.1 ovog rada. U drugom, posebnom radu<sup>1</sup>, predstavili smo i detaljno objasnili metodologiju sprovedene preliminarne CBA, referentne vrednosti svih ulaznih podataka, uključujući cene električne energije, i tehničke karakteristike, ulogu i iskorišćenje buduće RHE „Bistrica“, kao studije slučaja. Metodologija SA je prikazana u ovom radu, takođe u poglavlju II, ali u potpoglavlju II.2. Rezultati obe analize, veleprodajnih cena električne energije i SA isplativosti RHE „Bistrica“, predstavljeni su u poglavlju III, nakon čega slede Zaključci.

## II OPIS METODOLOGIJE

### A Analiza veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“ i određivanje njihovih referentnih vrednosti

**A.1 Određivanje projekcije nivoa cena za osnovni scenario CBA:** Prvi korak u osmišljavanju nekoliko različitih scenarija uslova rada buduće RHE bilo je utvrđivanje (nivoa) prosečnih godišnjih cena za osnovni scenario prognoziranih cena. U tu svrhu izvršena je analiza ostvarenih cena za „dan unapred“ na mađarskoj berzi električne energije (HUPX) i austrijskoj berzi (EXAA), za period od 2011. do 2019. godine. Cilj je bio izvesti odgovarajuće zaključke koji se mogu primeniti na projekciju budućih trendova. HUPX je referentna berza za region jugoistočne Evrope (JIE), dok su podaci EXAA u ovoj analizi korišćeni kao dobar predstavnik cena u centralnoj i zapadnoj Evropi. Ostvarene prosečne mesečne cene električne energije na ove dve berze električne energije, kao i prosečni mesečni iznosi taksi za emisiju CO<sub>2</sub> (skraćeno: EEA) prikazani su na slici 1. Na osnovu grafikona prikazanih na slici 1 mogu se izvesti sledeći zaključci:

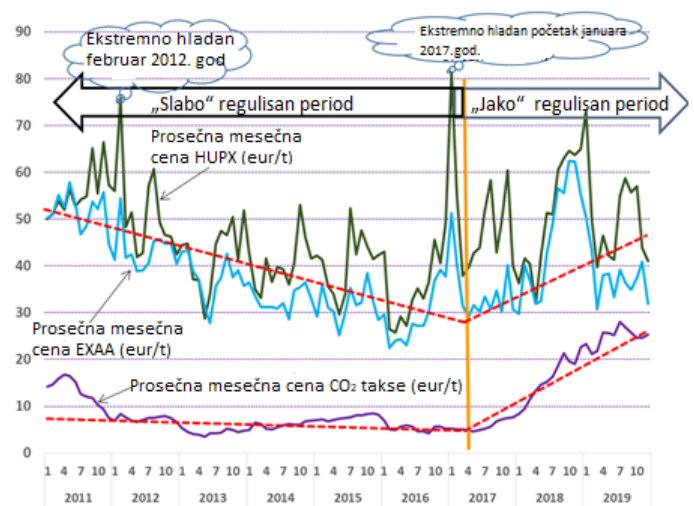
- u pogledu regulacije veleprodajnih cena na tržištu električne energije u EU mogu se uočiti dva različita perioda:

1. period - do 2016. godine, obeležen je „slabom“ regulacijom tržišnih cena; karakteriše ga:
  - kontinuirani pad veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“ kao rezultat upliva OIE sa niskim promenljivim troškovima;
  - na kraju ovog perioda postoji izuzetno nizak nivo cena koji je obeshrabrio nova ulaganja u OIE, koji su u to vreme već postali cenovno konkurentni konvencionalnim tehnologijama;
2. period od 2017. godine obeležila je „jaka“ regulacija tržišnih cena, pre svega uticajem na iznose taksi CO<sub>2</sub> EEA. Njegove glavne karakteristike su:

- rast veleprodajnih cena, uslovljen snažnom regulacijom postignutom promenom mehanizma EU šeme za trgovanje emisijama (ETS);
- obećavajući nivoi veleprodajnih cena kao indirektni podsticaj za nova ulaganja u OIE, koji su sada već tržišno konkurentni;

- velika volatilitnost prosečnih mesečnih cena na tržištima električne energije „dan unapred“, sa izraženom osetljivošću na meteorološke uslove, posebno u regionu JIE, kao i sa приметnim sezonskim uticajem, naročito u proleće, kada su cene obično najniže;

- snažna korelacija cena ostvarenih na berzama električne energije HUPX i EXAA, kao i приметan porast razlike (tzv. „širenje“) između tržišta JIE (HUPX) i tržišta centralne i zapadne Evrope (EXAA), u periodu posle 2017. godine.



**Slika 1.** Srednje mesečne cene (EUR/MWh) na berzama „dan unapred“ HUPX i EXAA, i srednji mesečni iznosi taksi CO<sub>2</sub> EEA (EUR/t), u periodu od 2011. do 2019. godine

**Tabela 1.** Projekcija iznosa CO<sub>2</sub> EEA na osnovu preporuke Evropske komisije i odgovarajući troškovi CO<sub>2</sub> za elektrane na gas i ugalj za proizvodnju jednog MWh električne energije, kao i troškovi pretpostavljene granične (marginalne) tehnologije

Trošak	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Sr. vredn. (2030-50)
A	23,3	28,0	75,0	119,0	192,0	250,0	132,8
B	22,6	27,2	72,8	115,5	186,4	242,8	128,9
C	9,6	11,5	30,8	48,9	78,9	102,8	54,6
D	22,6	27,2	30,8	48,9	78,9	102,8	57,7

- (A) EU ETS cena CO<sub>2</sub> EEA (€18 / t CO<sub>2</sub>)  
 (B) trošak TE na ugalj za dozvolu za emisije CO<sub>2</sub> (EUR/MWh) = 0,971 × EEA cena  
 (C) trošak gasne elektrane za dozvolu za emisije CO<sub>2</sub> (EUR/MWh) = 0,411 × EEA cena  
 (D) troškovi granične (marginalne) tehnologije (gasne ili termoelektrane) za taksu CO<sub>2</sub> EEA (EUR/MWh)

<sup>1</sup> V. M. Šiljkut, R. Čabarkapa, M. Tomašević, D. Komatina, „Buduća reverzibilna hidroelektrana u Srbiji – njena uloga u optimizaciji rada proizvodnih kapaciteta i preliminarna analiza isplativosti“

Jedan od glavnih ciljeva koje je EU postavila posljednjih godina je smanjenje emisije CO<sub>2</sub> do 2030. godine za 40% u poređenju sa emisijama iz 1990. i „nulta emisija“ CO<sub>2</sub> do 2050. Ovakvi ciljevi podrazumevaju dekarbonizaciju energetskog sektora, poboljšanje energetske efikasnosti i značajno učešće OIE u proizvodnji energije. Takva transformacija energetskog sektora iziskuje izuzetno visok nivo investicija koji zahteva dugoročnu predvidljivost tržišnih prilika. To je jedan od razloga zašto Evropska komisija povremeno izdaje preporuke sa projekcijama energetskih parametara (uključujući projekcije taksi CO<sub>2</sub> EEA), koji se dobijaju kao izlaz iz energetskih modela sa gore pomenutim ciljevima za smanjenje emisije CO<sub>2</sub>. Na osnovu preporuke [14], projektuju se iznosi taksi CO<sub>2</sub> EEA, koji su prikazani u tabeli 1.

Na osnovu projektovanih troškova dozvola za emisiju CO<sub>2</sub> po tehnologijama, može se pretpostaviti da će do 2030. godine elektrane na uglj biti marginalne, dok je posle 2035. godine malo verovatno da će one ostati konkurentne, sa troškovima emisije CO<sub>2</sub> od preko 70 EUR/MWh. Stoga se u periodu posle 2035. gasne elektrane mogu smatrati marginalnom tehnologijom.

**Tabela 2.** Skupovi ulaznih podataka za različite scenarije (br. 1÷9) za analizu osetljivosti isplativosti RHE „Bistrica“. Scenario br. 5 (osjenčen) je usvojeni bazni scenario za CBA

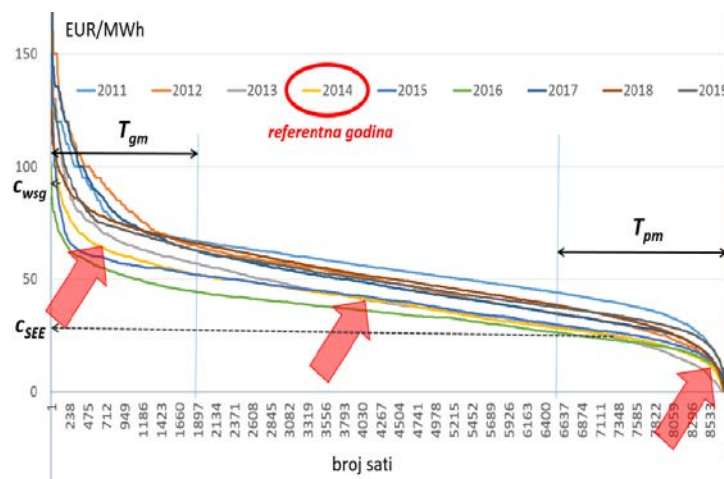
Scnr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
FAEP	40	45	50	55	60	65	70	75	80
APP	1050	1125	1200	1275	1350	1425	1500	1575	1650
RTE	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
BMS	70	80	90	100	110	120	130	140	150
RP	350	306	262	219	175	131	87	43	0
ARP	4200	4000	3800	3600	3400	3200	3000	2800	2600
RPAP	5	8	11	14	17	20	23	26	29

FAEP – prognozirana godišnja srednja cena el. en. (€/MWh)  
 APP – projekcija godišnjeg obima pumpanja vode (GWh)  
 RTE – efikasnost reverzibilnog ciklusa RHE  
 BMS – prodaja električne energije na balansnom tržištu (GWh)  
 RP – rezervisana snaga / kapacitet (MW)  
 ARP – alokacija rezervisane snage (u satima, godišnje)  
 RPAP – srednja jedinična cena rezervisane snage (€/MW)

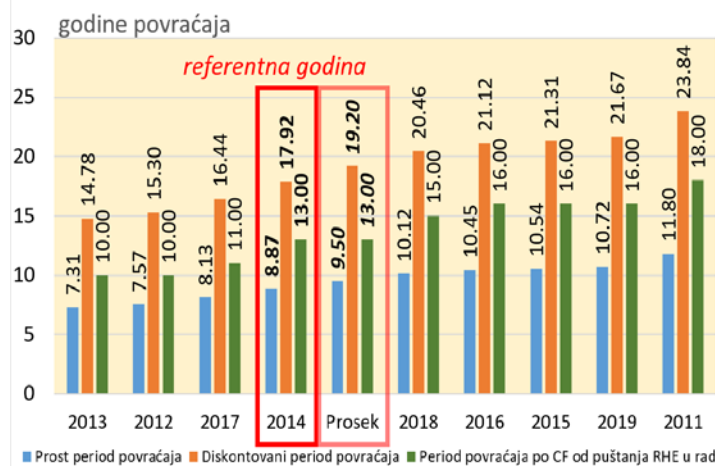
Na opisani način dolazimo do prosečnog troška emisije CO<sub>2</sub> marginalne tehnologije u periodu od 2030. do 2050. godine, koji iznosi 57,7 EUR/MWh. Ako se ovom trošku dodaju i drugi promenljivi troškovi (pre svega troškovi goriva), može se očekivati da će prosečna veleprodajna cena električne energije za period od 2030. do 2050. godine biti iznad 70 EUR/MWh, možda čak i iznad 80 EUR/MWh. Međutim, iz trenutne perspektive, ovaj nivo cena deluje previsoko i zasnovan je na ciljevima EU od kojih se u međuvremenu može odustati, s obzirom na dužinu posmatranog perioda. Stoga osnovni scenario (br. 5 u tabeli 2) pretpostavlja prosečnu cenu električne energije od 60 EUR/MWh, koja i dalje ostaje na strani sigurnosti.

**A.2 Određivanje referentne godine prema karakterističnoj krivoj cena:** Nakon određivanja prosečne cene električne energije za osnovni scenario, sledeći cilj bio je utvrđivanje referentne (prosečne) krive cena koja bi bolje uzela u obzir veze između

različitih profila cena. U tu svrhu oformljena je familija sistematizovanih (uređenih) krivih trajanja cena, za svaku godinu u periodu od 2011. do 2019. godine, prikazana na slici 2.



**Slika 2** Familija uređenih (u opadajućem redosledu) krivih trajanja cena (pre svedenja na prosečnu cenu iz osnovnog scenarija). Ulazni podaci dobijaju se iz HUPX, za svaku godinu u periodu od 2011. do 2019;  $T_{pm}$  - broj sati rada RHE u pumpnom režimu;  $T_{gm}$  - broj sati rada RHE u generatorskom režimu, raspoloživim kapacitetom. Iz perioda  $T_{pm}$  se sračunava prosečna cena električne energije utrošene na pumpanje vode u gornju akumulaciju RHE -  $c_{SEE}$ , a iz perioda  $T_{gm}$  „prosečna cena električne energije koju RHE proizvede u turbinskom (generatorskom) režimu -  $c_{wsq}$ “.



**Slika 3.** Finansijski pokazatelji zasnovani na proračunu za svedene uređene krive cena iz perioda 2011-2019, za osnovni scenario tehnno-ekonomske analize (CBA), br. 5 iz table 2

Svaka od ovih krivih je naknadno ponderisana prosečnom cenom od 60 EUR/MWh iz osnovnog scenarija, kako bi se sve krive svele na isti nivo cena. Za svaku krivu cena, dobijenu na takav način, naknadno je izvršen proračun finansijskih pokazatelja opravdanosti ulaganja, sa ulaznim parametrima iz osnovnog scenarija. Rezultati su pokazali da kriva cena iz 2014. ima

finansijske pokazatelje koji su najbliži njihovim prosečnim vrednostima, dobijenim na osnovu svih podataka od 2011. do 2019. (vidi sliku 3). Zbog toga je kriva za 2014. usvojena kao karakteristična (referentna), tako da su proračuni finansijskih pokazatelja svih scenarija rada RHE, iz tabele 2, izvedeni skaliranjem ove krive.

*A.3 Određivanje srednjih vrednosti cena za pumpanje, balansiranje i veleprodajne tržišne cene:* Stvarni troškovi pumpanja vode u gornju akumulaciju RHE izračunavaju se kao proizvod procenjene godišnje količine električne energije utrošene na pumpanje vode (parametar APP u tabeli 2) i prosečnih cena električne energije za pumpanje na tržištu jugoistočne Evrope,  $c_{SEE}$ . Ova cena se uglavnom odnosi na četiri sata prosečne cene noću (od 2÷6 č. ujutro) u periodu od ponedeljka do petka, šest sati prosečne cene noću (1÷7 č. ujutro) tokom subote i 12 sati cene u nižoj tarifi, nedeljom. Ona odgovara procenjenom obimu pumpanja, APP. Otuda se cena  $c_{SEE}$  određuje u dva koraka, i to: (a) deljenjem APP sa maksimalnom snagom RHE u pumpnom režimu ( $4 \times 170 \text{ MW} = 680 \text{ MW}$ ), dajući tako broj radnih sati u tom režimu,  $T_{pm}$ ; (b) izračunavanje prosečne cene električne energije za period  $T_{pm}$  sa uređene krive trajanja cena (za osnovni scenario, sl. 2, desno).

Uobičajeni dnevni period prodaje električne energije proizvedene u RHE bio bi od ponedeljka do petka, tokom 8-časovnog vršnog intervala (ili tokom dva 4-časovna vršna intervala). Prosečna prodajna cena proizvedene električne energije,  $c_{wsg}$ , određuje se na sledeći način: (a) na osnovu projektovane prodaje na tržištu na veliko, izračunava se potreban broj sati,  $T_{gm}$ , rada RHE u generatorskom režimu, raspoloživim kapacitetom (525 MW, jer jedna od četiri proizvodne jedinice, tj. 175 MW, naime, služi kao rezerva); (b) izračunavanje prosečne cene za period  $T_{gm}$  sa uređene (opadajuće) krive trajanja cena, slika 2, levo.

Važno je napomenuti da ovaj proračun nije „na strani sigurnosti“, imajući u vidu da pretpostavlja činjenicu da će elektrana proizvoditi električnu energiju tokom čitavog perioda  $T_{gm}$ , sa najvišim cenama, što je teško ostvarivo u realnom pogonu. Isto se odnosi na izračunavanje prosečne cene pumpanja,  $c_{SEE}$ , pod pretpostavkom da uvek ima dovoljno prostora za pumpanje u pripadajuću akumulaciju. Međutim, s obzirom na to da je u mnogo više aspekata ovde opisana metodologija bila na strani sigurnosti, može se smatrati da ovo, uslovno rečeno – „zanemarivanje“, ispravlja dobijene rezultate u pravom smeru.

Prosečna cena električne energije na regionalnom balansnom tržištu,  $c_{bal}$ , dobijena je iskustveno, povećanjem prosečne veleprodajne cene  $c_{wsg}$  za 20%.

#### *B Analiza osetljivosti rezultata analize isplativosti buduće elektrane*

Analiza osetljivosti (Sensitivity analysis, SA) sprovodi se u cilju ispitivanja uticaja ulaznih parametara na rezultate analize isplativosti, CBA. Obično se SA vrši na način da se jedan parametar menja u realnom opsegu (min ÷ Max) svojih vrednosti, u nekom, takođe unapred definisanom koraku, dok ostali parametri ostaju fiksirani na svojim referentnim vrednostima, korišćenim u prethodno sprovedenoj CBA. Posle toga, jedan po jedan od sledećih parametara se varira, dok preostali ostaju na svojim referentnim vrednostima.

U slučaju elektrana, međutim, analiza osetljivosti ne bi trebalo da se radi u potpunosti na takav način. Naime, neki od ulaznih parametara nisu nezavisni; postoje određene, međusobne veze između nekih od njih. Stoga promena jednog parametra prouzrokuje i promenu nekih drugih. Na primer, kada se radi o RHE, povećanjem tržišne cene električne energije rastu troškovi za pumpanje vode, tako da bi bilo pogrešno projektovati planiranu godišnju potrošnju električne energije za pumpanje na istom nivou. Za nepromenjeni skup ostalih ulaznih parametara, nju tada treba smanjiti. Shodno tome, rezervisanu snagu (tj. snagu koja se u RHE drži u rezervi) treba povećati. Međutim, ako se cene proizvedene električne energije i/ili električne energije za balansiranje povećaju u srazmerno većoj meri, razlika u odnosu na cenu električne energije za pumpanje vode će se takođe povećati, i tada je realno očekivati rast (umesto smanjenja) u obimu pumpanja vode. S druge strane, ako se predviđene prosečne godišnje cene smanje, rezervisana snaga (u MW) i njena raspodela vremena (u satima) se povećavaju, itd.

Stoga je za pravilno sprovođenje ove posebne analize osetljivosti kreirano nekoliko različitih, ali realnih scenarija. Oni su ovde već predstavljani u tabeli 2, u potpoglavlju II.A.1, prikazujući procenjene vrednosti relevantnih ulaznih parametara za osnovnu, preliminarnu CBA (scenario br. 5) i za SA (br. 1÷4, 6÷9).

Što se tiče SA, fokus istraživanja i rezultata predstavljenih u ovom radu je na uticaju tržišnih cena električne energije i različitim scenarijima rada RHE. Kompletna SA uključuje, naravno, ispitivanje uticaja svih ulaznih parametara, od kojih je jedan od najvažnijih i najuticajnijih – diskontna stopa.

Kao i osnovna CBA, i SA je urađena primenom tri različita, ali uporediva metoda, [15] – proste stope povraćaja (*Simple Rate of Return, RoR*), stope povraćaja sa diskontovanjem (*RRd*) i analizom novčanog toka (*Cash Flow, CF* metod).

### III REZULTATI

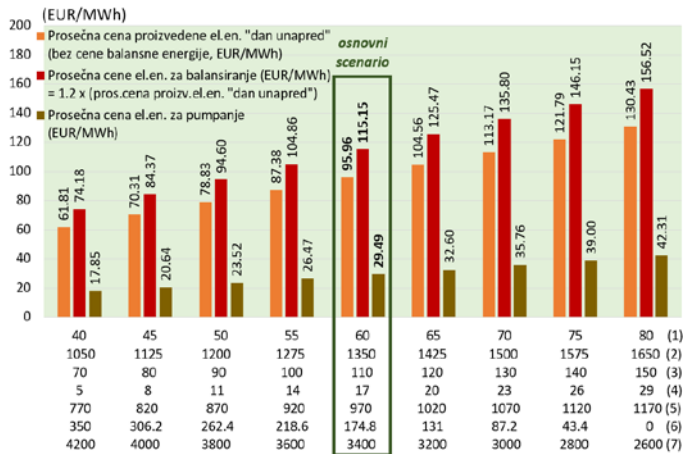
#### *A Rezultati analize veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“*

Nakon sprovođenja opisane analize tržišnih cena i analize mogućeg rada RHE „Bistrica“, određene su i usvojene sledeće referentne vrednosti, kao ulazni podaci za preliminarnu CBA; procenjena energija pumpanja, godišnje: APP=1350 GWh i prosečna cena električne energije za pumpanje:  $c_{SEE}=29,46 \text{ EUR/MWh}$  (dobijena kao prosečna vrednost cene za sate rada RHE u pumpnom režimu:  $T_{pm} = 1350 \text{ GWh} / 0,68 \text{ GW} = 1985 \text{ h}$ ; v. sliku 2, desno).

Usvojena vrednost faktora efikasnosti reverzibilnog ciklusa buduće RHE „Bistrica“ iznosi 0,8; što znači da je za 1 MWh proizvedene električne energije potrebno prethodno iskoristiti 1,25 MWh električne energije za pumpanje vode. Odnosno, na osnovu APP = 1350 GWh, moguće je proizvesti 1080 GWh električne energije (od toga 110 GWh za balansiranje, a ostatak, 970 GWh, za prodaju na slobodnom tržištu). Potreban broj sati rada, raspoloživom snagom od 525 MW (za osnovni scenario) je:  $T_{gm} = 970 \text{ GWh} / 0,525 \text{ GW} = 1847 \text{ h}$ . Prosečna cena za prvih 1847 sati (na slici 2, levo) na uređenoj krivoj trajanja cena je  $c_{wsg} = 95,96 \text{ EUR/MWh}$ , a regionalna cena balansne energije je za 20% veća i iznosi  $c_{bal} = 115,15 \text{ EUR/MWh}$ .

Referentne vrednosti ostalih ulaznih parametara za preliminarnu CBA predstavljene su u (zasenčenoj) koloni sa osnovnim scenarijem, br. 5, u tabeli 2.

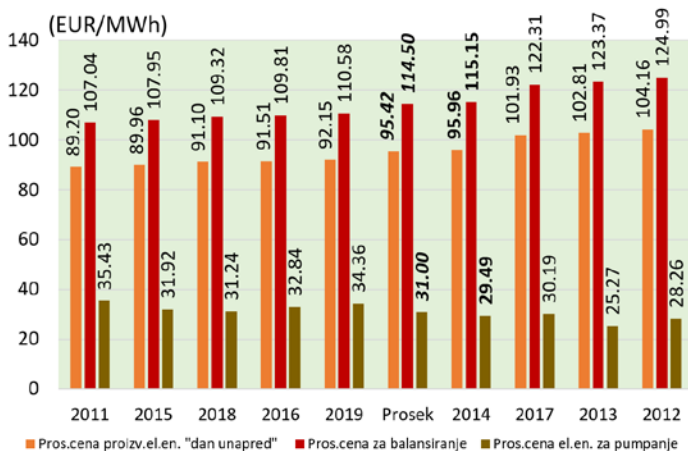
Prosečne cene električne energije koja bi bila proizvedena u RHE „Bistrica“ ili iskorišćena u njoj za pumpanje (sračunate prema metodologiji koja je predstavljena i objašnjena u potpoglavlju II.A.3), za svih devet različitih scenarija (1÷9) koji su primenjeni, a za referentnu 2014. godinu, prikazane su na slici 4.



**Slika 4.** Zavisnost prosečnih pogonskih cena električne energije (cena angažovanja) u RHE „Bistrica“ od ulaznih parametara:

- (1) prognozirana godišnja cena (EUR/MWh),
- (2) projekcija obima pumpanja (GWh),
- (3) prodaja električne energije na balansnom tržištu (GWh),
- (4) prosečna cena rezervne snage / kapaciteta (EUR/MW),
- (5) „dan unapred“ i unutardnevna prodaja na tržištu (GWh)\*,
- (6) rezervisana snaga (MW) i
- (7) alokacija rezerve (u satima).

\* Napomena: parametar (5) direktno zavisi od parametra (2)



**Slika 5.** Prosečne pogonske cene električne energije (cena angažovanja) u RHE „Bistrica“ za izabrani osnovni scenario, prema godišnjim podacima, od 2011. do 2019. i njihove prosečne vrednosti

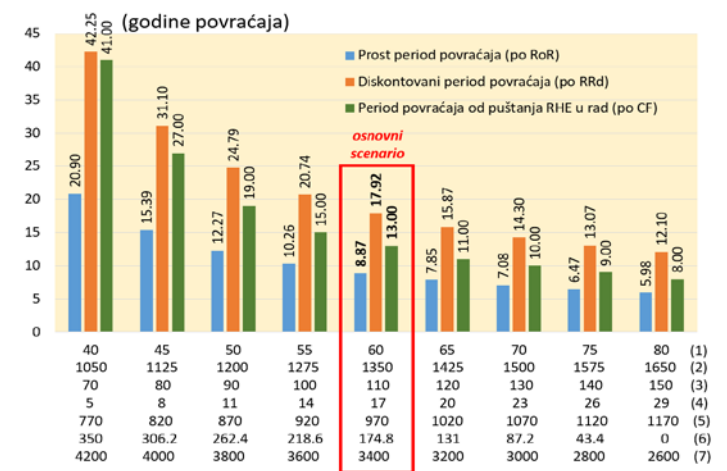
Prosečne pogonske cene (cena angažovanja) za osnovni scenario br. 5 primenjene na razmatrani istorijski period (2011-2019) i

njihove prosečne vrednosti su prikazane na slici 5. Na njoj su rezultati za referentnu godinu (2014.) dati podebljanim ciframa, a prosečne vrednosti rezultata – podebljanim kurzivom (italikom). Uočljivo je da cene za 2014, koje su iskorišćene kao ulazni podaci za preliminarnu CBA, poput njenih osnovnih rezultata (prikazanih na slici 3, poglavlje II.A.2), najviše odgovaraju prosečnim vrednostima za ceo period 2011-2019.

Treba primetiti da je pretpostavljeno da električna energija za prodaju na tržištu „dan unapred“ i unutar dana, od 970,00 GWh, ostaje nepromenjena tokom čitavog perioda 2011-2019.

### B. Rezultati analize osetljivosti rezultata preliminarne CBA za RHE „Bistrica“

Rezultati SA za svih devet različitih scenarija (br. 1÷9 u tabeli 2) primenjenih na podatke iz referentne, 2014. godine, prikazani su na slici 6.



**Slika 6.** Zavisnost perioda povraćaja od ulaznih parametara, za svih devet scenarija i referentnu godinu, 2014.

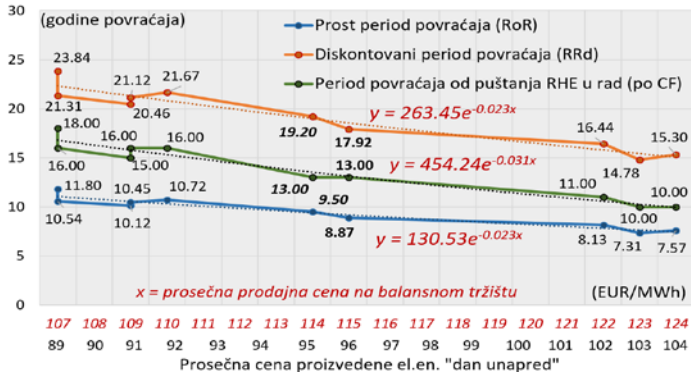
Izračunati periodi povraćaja za izabrani osnovni scenario, prema godišnjim podacima od 2011. do 2019. i prosečne vrednosti, već su prikazani na slici 3, u potpoglavlju II.A.2.

Kombinovanjem rezultata prikazanih na slici 3 sa onima na sl. 5, utvrđene su zavisnosti perioda povraćaja investicije u RHE „Bistrica“ od cene električne energije, za osnovni scenario (br. 5 u tab. 2) i sve godine, 2011-2019. i prikazane su na slikama 7 i 8.

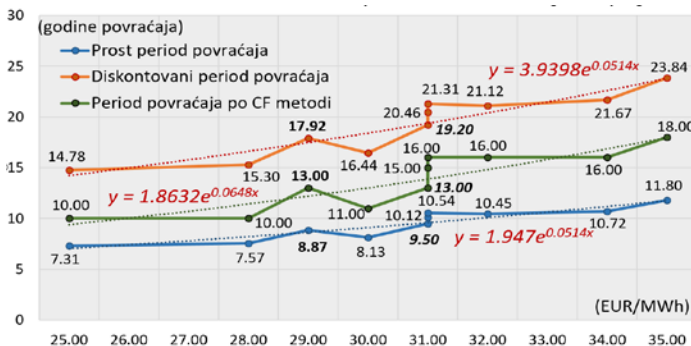
Rezultati poput onih sa slike 6 (za sve scenarije i referentnu godinu), ali prikazani zbirno za 2011, 2013. i 2014. godinu predstavljaju podskup rezultata dodatne, šire SA, sprovedene za proširene opsege veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“, balansnom tržištu i cenâ za pumpanje. U okviru obima te, proširene, SA analizirani su periodi povraćaja za svih devet scenarija, na osnovu primenjenih podataka iz referentne (2014.) i ekstremnih godina (2011. i 2013.). Ovi rezultati su predstavljeni na slikama 9 i 10. Uprkos očiglednom uticaju fluktuacija cena, u većini slučajeva period povraćaja investicije pada u prvu polovinu životnog ciklusa RHE, što je prihvatljivo.

Iako se moglo očekivati da će dužina perioda povraćaja rasti sa porastom cene električne energije za pumpanje vode u gornju akumulaciju (kao na slici 8, za jedan konkretan, bazni scenario),

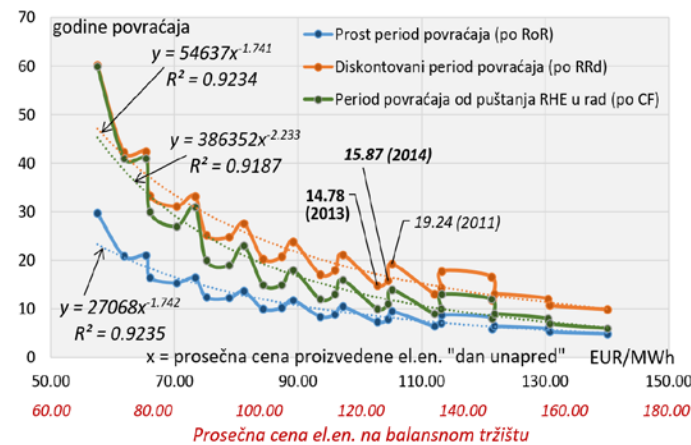
to nije slučaj u ovoj, proširenoj, analizi (v. sliku 10), jer sa generalno višim nivoom cena električne energije RHE ostvaruje i veće prihode, od prodaje električne energije na slobodnom i na balansnom tržištu, pa rok otplate investicije biva kraći.



**Slika 7.** Period povraćaja u zavisnosti od prosečne cene na tržištu „dan unapred“ električne energije proizvedene u RHE i – prema njoj – i od prosečne prodajne cene na balansnom tržištu, za bazni scenario (br. 5) i na osnovu podataka iz perioda 2011-2019.

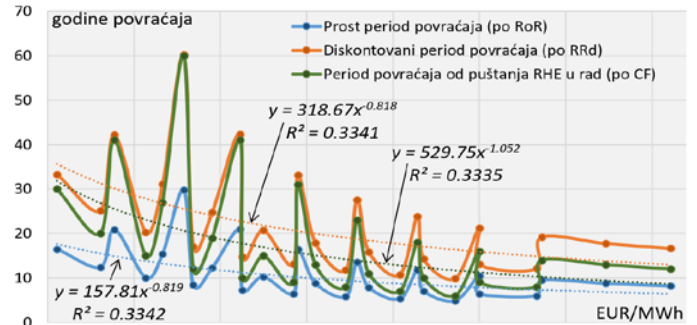


**Slika 8.** Period povraćaja u zavisnosti od prosečnih cena električne energije utrošene u RHE za pumpanje vode, za bazni scenario i na osnovu podataka iz perioda 2011-2019.



**Slika 9.** Zavisnost perioda povraćaja investicije od prosečne cene na tržištu „dan unapred“ električne energije proizvedene u RHE za i, posledično, od prosečne cene na balansnom tržištu, za svih devet scenarija, zasnovanih na referentnoj (2014) i ekstremnim godinama (2013. minimum i 2011. maksimum)

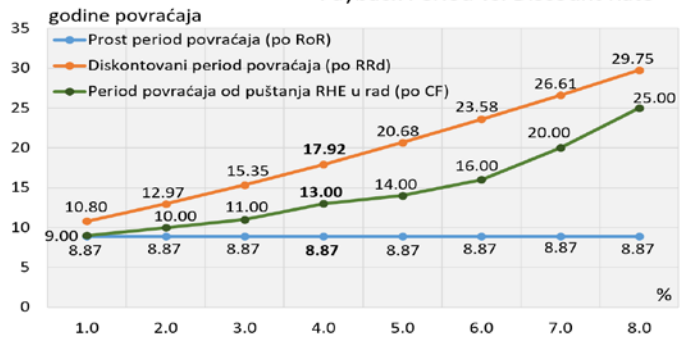
Payback Period vs. Average Pumping Price



**Slika 10.** Period povraćaja investicije u zavisnosti od prosečne cene električne energije utrošene u RHE za pumpanje vode, za svih devet scenarija i na osnovu referentne i ekstremnih godina

Pored uticaja cena električne energije, ispitivan je i uticaj drugih ulaznih parametara od značaja. Rezultati istraživanja uticaja diskontne stope prikazani su na slici 11, za slučaj osnovnog scenarija (br. 5 iz table 2) i referentne, 2014. godine.

Payback Period vs. Discount Rate



**Slika 11.** Zavisnost perioda povraćaja investicije od diskontne stope, za slučaj osnovnog scenarija i referentne godine (2014.)

#### IV ZAKLJUČCI

Preliminarna analiza isplativosti (CBA), zasnovana na usvojenim referentnim vrednostima svih ulaznih parametara, pokazala je da bi ulaganje u RHE „Bistrica“ moglo biti isplativo. Analiza osetljivosti (SA) rezultata preliminarne CBA pokazala je da bi ova investicija mogla biti isplativa u širokom opsegu relevantnih ulaznih parametara. Potvrđen je određen uticaj prosečnih nivoa veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“. Međutim, različiti nivoi cena nemaju dramatičan uticaj na isplativost RHE „Bistrica“. Naime, viši nivo cena znači veće prihode od prodaje (proizvodnje), ali obično znači i veće troškove za pumpanje. Suprotno tome, niži nivoi cena uzrokuju i niže prihode od prodaje (proizvodnje) i niže troškove pumpanja. Dakle, RHE sa većim rezervoarima (sedmičnim i sezonskim – kakva bi bila akumulacija RHE „Bistrica“) mogu biti usklađene sa trendovima cena električne energije na tržištu. One, naime, imaju mogućnost kontinuiranog pumpanja vode tokom dužeg vremenskog perioda (a da ne moraju proizvoditi električnu energiju kako bi ispraznile akumulaciju), kada su tržišne cene

električne energije niske (npr. tokom proleća). Ovakve RHE su takođe u mogućnosti da kontinuirano proizvode električnu energiju tokom dužeg perioda, kada su tržišne cene električne energije visoke.

Međutim, za konačnu procenu isplativosti i stratešku odluku u vezi sa projektovanjem i izgradnjom RHE „Bistrica“, moraju se izvršiti još sofisticiranije analize. S tim u vezi, u toku su dalje aktivnosti u Javnom preduzeću „Elektroprivreda Srbije“. U proleće 2021. godine očekuje se detaljna Studija izvodljivosti i Idejni projekat RHE „Bistrica“.

#### LITERATURA

- [1] Miljević, D. Investments into the past – An analysis of Direct Subsidies to Coal and Lignite Electricity Production in the Energy Community Contracting Parties 2018–2019, Report, available (2020-12-03) at: [https://www.energy-community.org/dam/jcr:482f1098-0853-422b-be93-2ba7cf222453/Miljevi%C4%87\\_Coal\\_Report\\_122020.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:482f1098-0853-422b-be93-2ba7cf222453/Miljevi%C4%87_Coal_Report_122020.pdf) [pristupljeno 05.05.2021]
- [2] Rehman, Sh., Al-Hadhrani, L.M., Alam, Md.M., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 44, pp. 586–598, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
- [3] Ming, Z., Chen, L., Lisha, Z. Progress and prospective on the police system of renewable energy in Chin, *Renewable Sustainable Energy Reviews*, Vol. 20, pp. 36–44, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.048>
- [4] Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., Milligan, M. The role of energy storage with renewable electricity generation (National Renewable Energy Laboratory, 2010), (NREL/TP-6A2-47187). <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf> [pristupljeno 05.05.2021]
- [5] Bueno, C., Carta, J.A. Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands, *Renewable Sustainable Energy Review*, Vol. 10, pp. 312–40, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.005>
- [6] Kusakana, K. Optimal scheduling for distributed hybrid system with pumped hydro storage, *Energy Conversion and Management*, Vol. 111, pp. 253–260, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.12.081>
- [7] Kocaman, A.S., Modi, V. Value of pumped hydro storage in a hybrid energy generation and allocation system, *Applied Energy*, Vol. 205, pp. 1202–1215, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.129>
- [8] Kougias, I., Szabó, S. Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse?, *Energy*, Vol. 140, pp. 318–329, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.106>
- [9] Lee, B.S., Gushee, D. *Massive electricity storage, An AIChE White Paper*, 2008. <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.175.1800&rep=rep1&type=pdf> [pristupljeno 05.05.2021]
- [10] Caralis, G., Papantonis, D., Zervos, A. The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system, *Renewable Sustainable Energy Rev*, Vol. 16, Issue 5, pp. 2558–65, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.068>
- [11] Connolly, D., Lund, H., Finn, P., Mathiesen, B.V., Leahya, M. Practical operation strategies for pumped hydro electric energy storage (PHES) utilizing electricity price arbitrage, *Energy Policy*, Vol. 39, Issue 7, pp. 4189–4196, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.032>
- [12] Foley, A.M., Leahy, P.G., Li, K., McKeogh, E.J., Morrison, A.P. A long-term analysis of pumped hydro storage to firm wind power, *Applied Energy*, Vol. 137, pp. 638–648, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.020>
- [13] Barbour, E., Grant Wilson, I.A., Radcliffe, J., Ding, Y., Li, Y. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 61, pp. 421–432, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019>
- [14] A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, (recommendation, European Commission, COM (2018) 773). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EN> [pristupljeno 05.05.2021]
- [15] Masters, GM. *Renewable and Efficient Electric Power Systems, Chapter 5 „Economics of Distributed Resources“*, pp. 231–305. John Wiley & Sons, Inc., 2004.

#### AUTORI

**Radoš Čabarkapa, master el. tehn. i rač.**, JP Elektroprivreda Srbije Beograd, Poslovi trgovine električnom energijom, Beograd, Srbija, rados.cabarkapa@eps.rs  
**Dr Vladimir M. Šiljkut, dipl.inž.el.**, JP Elektroprivreda Srbije Beograd, Tehnički poslovi proizvodnje energije, Beograd, Srbija, vladimir.siljkut@eps.rs (autor za korespondenciju)  
**Danilo Komatina, master el. tehn. i rač.**, JP Elektroprivreda Srbije Beograd, Poslovi trgovine električnom energijom, Beograd, Srbija, danilo.komatina@eps.rs  
**Miroslav Tomašević, dipl.inž.el.**, JP Elektroprivreda Srbije Beograd, Tehnički poslovi proizvodnje energije, Beograd, Srbija, miroslav.tomasevic@eps.rs