

ISSN 0354-8651

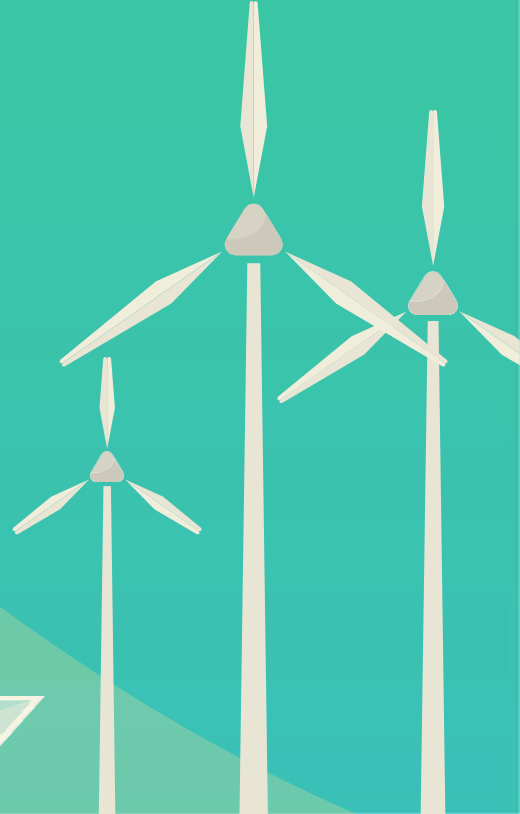


List Saveza energetičara

Broj 4 / Godina XXIII / Decembar 2021.

energija

| ekonomija | ekologija



energija

| ekonomija | ekologija



Energija / Ekonomija / Ekologija

Broj 4, Decembar 2021

Izdavač:

Savez energetičara
Bulevar kralja Aleksandra 73, 11020 Beograd
e-mail: info@savezenergeticara.org
<http://www.savezenergeticara.org>

Predsednik Saveza energetičara:
prof. dr Nikola Rajaković

Predsednik Skupštine Saveza energetičara:
prof. dr Milun Babić

Glavni i odgovorni urednik:

prof. dr Dušan Gordić, Fakultet inženjerskih nauka, Univerzitet u Kragujevcu

Uređivački odbor i izdavački savet:

prof. dr Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu
prof. dr Dejan Ivezić, Rudarsko-geološki fakultet u Beogradu
prof. dr Mirka Komatina, Mašinski fakultet, Univerzitet u Beogradu
prof. dr Željko Despotović, Institut Mihailo Pupin Beograd
prof. dr Petar Đukić, Tehnološko-metalurški fakultet u Beogradu
prof. dr Nenad Đajić, Akademija inženjerskih nauka Srbije
prof. dr Damir Đaković, Fakultet tehničkih nauka u Novim Sadu
prof. dr Nenad Đajić, Akademija inženjerskih nauka Srbije
dr Vladimir Šiljkut, JP Elektroprivreda Republike Srbije
prof. dr Jovica V. Milanović, The University of Manchester, Velika Britanija
prof. Vladimir Terzija, Humboldt Fellow, IEEE Fellow, EiC Elsevier IJEPES
prof. dr Adriana Sida Manea, Politehnica University Timisoara, Rumunija
prof. dr Neven Duić, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Zagreb, Hrvatska
prof. dr Rade Ćirić, University of Agder, Norveška
prof. dr Nataša Markovska, MANU Skopje, Severna Makedonija
dr Stanko Janković, TenneT TSO GmbH, Savezna Republika Nemačka
prof. dr Mirza Kušljagić, Fakultet elektrotehnike, Tuzla, BiH
prof. dr Peter Vrtič, Univerzitet u Mariboru, Slovenija
prof. dr Predrag Popovski, Mašinski fakultet Skopje, Severna Makedonija
dr Ilija Batas-Bijelić, Generalni sekretar Saveza, Institut tehničkih nauka SANU

Priprema, tehnička i jezička obrada:
Savez energetičara

Štamparija:
Mašinac, Kragujevac

Tiraž:
100

UDK
620.9
338:620.9
502:620.9

COBISS.SR-ID 108696839

Časopis izlazi četiri puta godišnje

Radovi su recenzirani uz tehničku obradu. Nijedan deo ove publikacije ne može biti reprodukovano, presnimavano ili prenošeno bez prethodne saglasnosti Izdavača.

Sadržaj

- [01] Jelena STOJKOVIĆ, Predrag STEFANOV
Višestepena brza regulacija frekvencije u elektroenergetskim sistemima sa neravnomernom distribucijom inercije / Multistage Fast Frequency Control in Power Systems with Uneven Distribution of Inertia

- [08] Bojana ŠKRBIĆ, Željko ĐURIŠIĆ
Komparativna analiza tehničkih, ekonomskih i ekoloških pokazatelja različitih modela prozjumer sa fotonaponskim panelima na primeru zgrade Tehničkih fakulteta u Beogradu / Comparative Analysis of Technical, Economic and Environmental Indicators of Different Prosumer Models of Photovoltaic Panels on the Example of the Building of the Technical Faculties in Belgrade

- [16] Vladimir Antonijević, Lazar MLAĐENović, Goran DOBRIĆ, Mileta ŽARKOVIĆ
Optimalno dimenzionisanje mikromreže sa obnovljivim izvorima energije u Srbiji / Optimal Sizing of the Microgrid with Renewable Energy Sources in Serbia

- [23] Radoš ČABARKAPA, Vladimir ŠILJKUT, Danilo KOMATINA, Miroslav TOMAŠEVIĆ
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

- [31] Igor SHESHO, Risto FILKOSKI, Done TASHEVSKI, Monika ULER-ZEFIKJ
Optimalna integracija solarnih termalnih sistema u sisteme grejanja u stambenim zgradama / Optimal Integration of Solar Assisted Heating Systems in Residential Buildings

- [38] Ilija BATAS BJELIĆ, Dejan MOLNAR
Puna cena električne energije proizvedene iz lignita u Srbiji / Full Costs of Electricity Produced from Lignite in Serbia
- [45] Branko STOJANOVIĆ, Tomislav RAJIĆ
Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora / Distribution Network Reconfiguration and Capacitor Switching in the Presence of Wind Generators
- [53] Nikola SIMIĆ, Luka STREZOSKI, Simiša SIMIĆ, Dušan ČOHADŽIĆ
Verifikacija modela distribuiranih izvora energije za proračune kratkih spojeva mikromreža / Verification of Distributed Energy Resource Models for Microgrid Fault Calculations
- [59] Stanko JANKOVIĆ, Bojan IVANOVIĆ
Implementacija i razvoj pravila za priključenje generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu u Nemačkoj / Implementation and Development of Connection Requirements for Inverter Based Generation Units in Germany
- [64] Goran RIMAC
Uloga i značaj Zajednica obnovljivih izvora energije u energetskej tranziciji – neka zapažanja / The Role and Importance of Renewable Energy Communities in the Energy Transition – Some Observations
- [70] Dunja MIRJANIĆ, Tihomir DABOVIĆ, Željko Marković
Tržište električne energije u Republici Srpskoj i Bosni i Hercegovini – pregled i analiza u 2020. godini / Electricity Market in Republika Srpska and Bosnia and Herzegovina - Review and Analysis in 2020
- [78] Siniša SPREMIĆ, Dušan OBRADOVIĆ
Korekcija određivanja položaja regulacione preklopke iz struja i napona primara i sekundara po snimljenim vrednostima pojedinačnog transformatora / Correction of Determining the Position of the Control Switch from the Currents and Voltages of the Primary and Secondary According to the Recorded Values of the Individual Transformer
- [83] Ilija BATAS BJELIĆ
Prikaz knjige: Simurdić Milan, Energetske note: (2006-2019), CUP, 2020

Višestepena brza regulacija frekvencije u elektroenergetskim sistemima sa neravnomernom distribucijom inercije

Multistage Fast Frequency Control in Power Systems with Uneven Distribution of Inertia

Jelena Stojković, Predrag Stefanov

Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

Rezime - Integracija obnovljivih izvora energije (OIE) predstavlja važan korak u borbi protiv klimatskih promena i oni postaju sve više zastupljeni u proizvodnji električne energije. Sistemi sa velikim udelom OIE, obično povezanih za mrežu uređajima energetske elektronike, imaju smanjenu inerciju u odnosu na sisteme sa klasičnim sinhronim generatorima i zbog toga su naročito ugroženi u pogledu frekvencijske stabilnosti. S druge strane, uređaji energetske elektronike omogućavaju brzo upravljanje snagama na njihovim krajevima, sa vremenima stabilizacije od nekoliko milisekundi. Ovaj rad predlaže novi pristup primene ove brze regulacije u cilju sprečavanja pojave velikih dinamičkih odstupanja frekvencije pri velikim poremećajima u sistemu, uvođenjem višestepene brze regulaciju frekvencije (BRF) na svim uređajima kojima se može promeniti snaga injektiranja aktivne snage i koji mogu da nude usluge brze regulacije učestanosti. Pored obnovljivih izvora energije povezanih uređajima energetske elektronike, u potencijalne pružaoce usluge mogu se svrstati uređaji za skladištenje energije, upravljiva potrošnja ili HVDC konekcije. Svi oni imaju sposobnost da brzo promene izlaznu snagu i daju frekvencijsku podršku neposredno nakon poremećaja, u vremenskom periodu pre nego što frekvencija dostigne minimalnu vrednost. Predložena upravljačka strategija koristi samo vrednosti lokalne brzine promene frekvencije (RoCoF) i ne zahteva kompleksnu telekomunikacionu infrastrukturu. Postajanje više stepeni regulacije omogućava aktiviranje regulacione rezerve srazmerne poremećaju sa prostornom raspodelom kojom se obezbeđuje maksimalna aktivacija u delu sistema u kom se poremećaj desio. Posebno, definisana regulacija obezbeđuje da se pri poremećajima u delovima sistema sa manjom inercijom zahteva aktivacija srazmerno veća rezerva prostorno raspoređene tako da ne dovodi do promena tokova snaga i neželjenih oscilacija kojima bi se destabilizovao rad sistema. Predložena upravljačka strategija je prikazana na test sistemu sa 3 koherentne oblasti a rezultati simulacija na jednostavnom primeru prikazuju prednosti brze višestepene regulacije.

Ključne reči - brza regulacija frekvencije, dinamičke simulacije, frekvencijska stabilnost, sistemi male inercije

Abstract - Integration of renewable energy sources (RES) is one of the key factors in the fight against climate change and they are

becoming to take a larger share in electricity production. The systems with a high penetration of RES have small rotational inertia and are more vulnerable in terms of frequency stability. This paper proposes strategy for multistage fast frequency control (FFC) provided by converter-connected resources. They can quickly change the output active power and provide frequency support immediately after the disturbance during the period before that frequency reaches its nadir. The proposed control strategy uses only local measurements of the rate of change of frequency (RoCoF) and there is no need for complex telecommunications infrastructure. The multistage approach enables dispatched reserve to be proportional to the size of disturbance. RoCoF based FFC provides that more reserves would be dispatched in low-inertia areas that are more sensitive to disturbance and therefore enhance frequency stability. The proposed control strategy is validated on a test system of 3 coherent areas and the simulation results confirm that more reserve is dispatched in low-inertia areas that are more affected by disturbance.

Index Terms - dynamic simulations, fast frequency control, frequency stability, low-inertia systems

I UVOD

Tranzicija ka ekološki čistim OIE koji su na mrežu povezani preko uređaja energetske elektronike i istovremeno gašenje elektrana na fosilna goriva dovelo je do smanjenja rotacione inercije elektroenergetskog sistema (EESa). Sistemi male inercije su više osetljivi na poremećaje u pogledu frekvencijske stabilnosti i beleže brže i veće promene frekvencije [1], [2]. Inertni odziv i primarna regulacija frekvencije od strane sinhronih generatora koja su direktno povezani na mrežu nisu više dovoljni da održe frekvenciju u definisanom opsegu. Pad frekvencije ispod dozvoljene granice dovodi do neželjenih isključenja potrošača i potencijalnih kaskadnih ispada koji mogu da dovedu do raspada celog sistema [3]. Iz tog razloga se nameće potreba za novom frekvencijskom podrškom koja može biti isporučena od strane resursa koji nisu direktno povezani na mrežu i koji postaju sve više zastupljeni u EESu [4]–[6]. PV paneli [7], vetroelektrane [8], HVDC linkovi [9], baterije [10] i potrošači [11] priključeni na mrežu preko uređaja energetske elektronike imaju sposobnost da brzo odgovore na zahteve za promenu izlazne snage što im

daje mogućnost da učestvuju u brzom regulaciji frekvencije.

Ovaj rad predlaže upravljačku za višestepenu brzu regulaciju frekvencije koja uzima u obzir neravnomernu raspodelu inercije u sistemu. Istraživanje koje je najbliže tematici ovog rada i istražuje upravljačku strategiju i dizajn usluge brze regulacije frekvencije je opisano u [12]. U njemu autori predlažu dizajn upravljanja koji se oslanja na infrastrukturu centralizovanog WAMC sistema što predstavlja složeno i skupo rešenje. Optimizacija za aktiviranje brze regulacije frekvencije vrši se u realnom vremenu i oslanja se na informacije o stanju sistema i na telekomunikacionu infrastrukturu. Suprotno, ovaj rad predlaže jednostavni dizajn brze regulacije frekvencije koja koristi isključivo lokalno merene vrednosti frekvencije i RoCoFa. Na taj način je izbegnuta potreba za skupom i tehnički zahtevnom telekomunikacionom mrežom i izbegnuta su kašnjenja usled prenosa upravljačkih signala što doprinosi bržem reagovanju rezerve. Kako je RoCoF definisan kao prvi izvod frekvencije, on omogućava bržu detekciju poremećaja i pravovremeno aktiviranje brzog frekvencijskog odziva. Ovako definisana upravljačka strategija je jednostavna za implementaciju i nije komplikovana za nadogradnju. Resursi koji učestvuju u brzom regulaciji frekvencije su podeljeni u više stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa. Postojanje više stepeni rezerve omogućava da isporučena rezerva bude srazmerna poremećaju. Istovremeno, aktivacija rezervi na osnovu vrednosti RoCoFa omogućuje brzo reagovanje i bolju podršku frekvencijskoj stabilnosti u oblastima male inercije koje su više ugrožena u slučaju poremećaja.

Neravnomerna raspodela rotacione inercija i različite vrednosti RoCoF-a u delovima sistema su prepoznati kao potencijalni problemi u EESu sa velikim udelom OIE. RoCoF se može značajno razlikovati u sistemu u zavisnosti od lokacije poremećaja, podele sistema na koherentne grupe/oblasti i nivoa i lokacije nesinhronizovane proizvodnje povezane na mrežu [13]. Promene frekvencije nisu istovremene u celom sistemu i oblast male inercije mogu da imaju velika odstupanja frekvencije i ugla od svojih suseda. To može dovesti do ugaone nestabilnosti i potencijalnog razdvajanja sistema. U vezi sa tim, RoCoF aktivirana brza regulacija frekvencije ne podržava samo frekvencijsku, već i ugaonu stabilnost.

Predložena strategija za višestepenu brzu regulaciju frekvencije je korisna za:

- Operatore prenosnih sistema (OPS): Sa ekonomske tačke gledišta, smanjuju se troškovi rezerve koja se koristi jer je ona srazmerna veličini poremećaja i prvo se aktiviraju jeftini resursi. Sa tehničkog stanovišta, predložena strategija omogućava veću aktivaciju rezerve u oblastima u kojima se desio poremećaj i na taj način se koristi rezerva koje najbolje poboljšava stanje sistema nakon poremećaja bez neželjenih promena tokova snaga kojima bi se destabilizovao rad sistema.
- Potrošače: Kako se operativni troškovi sistema prenose na potrošače kroz troškove električne energije, smanjeni troškovi rezerve smanjiće troškove potrošača.
- Snabdevače usluga: Predloženo rešenje za višestepenu brzu regulaciju frekvencije favorizuje resurse koji se nalaze u oblastima manje inercije koji su više osetljivi na poremećaje, što može motivisati investitore da ulažu u

resurse na lokacijama koje više doprinose stabilnosti sistema. Tržišno orijentisano rešenje podstiče investicione odluke koje će sistem učiniti otpornijim na poremećaje.

Rad je organizovan na sledeći način. U 2. poglavlju je izložena teorijska osnova sa formulacijom problema na sistemu od dve oblasti. Upravljačka strategija za brzu regulaciju frekvencije je predložena u 3. poglavlju. U 4. poglavlju su opisane simulacije i rezultati, dok su zaključci rada dati u 5. poglavlju.

II TEORIJSKA OSNOVA

U ovom poglavlju je korišćen matematički model za frekvencijski odziv sistema sastavljenog od dve oblasti čijim razmatranjem se mogu izvesti osnovni zaključci na osnovu kojih je predložena brza regulacija učestanosti, koji se mogu generalizovati na sistem proizvoljnog sastava i dimenzija.

Uprošćeni linearizovani model ovog sistema može opisati sistemom diferencijalnih jednačina [14]:

$$\frac{d\Delta f_1}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H_1} (-e_1 \Delta f_1 - \Delta P - \Delta p_{12}) \quad (1)$$

$$\frac{d\Delta f_2}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H_2} (-e_2 \Delta f_2 + \alpha_{12} \Delta p_{12}) \quad (2)$$

$$\frac{d\Delta p_{12}}{dt} = m_s (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (3)$$

gde je Δp_{12} snaga koja teče po spojnom vodu od oblasti 1 ka oblasti 2, α_{12} odnos snaga oblasti, a H_1 i H_2 ekvivalentne konstante inercije u oblastima 1 i 2. e_1 i e_2 predstavljaju koeficijente globalne samoregulacije potrošača ovih sistema, a m_s je koeficijent sinhronizacije snage definisan kao:

$$m_s = \left. \frac{dP_{12}}{d\theta_{12}} \right|_{\theta_{120}} = \frac{U'_1 U'_2}{X'_{12}} \cos \theta_{12} \quad (4)$$

U gornjem izrazu U'_1 i U'_2 predstavljaju napone sabirnica na krajevima spojnog voda, X'_{12} je reaktansa voda, a θ_{12} je razlika u faznom uglu između oblasti 1 i oblasti 2.

Zbog jednostavnosti, usvojeno da je $\alpha_{12}=1$, dok je, bez značajnog umanjivanja opštosti, usvojeno da važi:

$$\frac{e_1}{H_1} \approx \frac{e_2}{H_2} \quad (5)$$

čime je obezbeđena mogućnost nalaženja rešenja sistema diferencijalnih jednačina opštim izrazima u analitičkoj formi.

Uz pretpostavku da su frekvencije u oblastima 1 i 2 pre poremećaja bile jednake nominalnoj vrednosti, dobija se frekvencijski odziv u analitičkom obliku:

$$\Delta f_1 = \left(-\frac{H}{4H_1^2 \delta} + \frac{1}{4H_1 \delta} \right) e^{-2\delta t} + \left(\frac{H}{4H_1^2 \delta} - \frac{1}{4H_1 \delta} \right) \Delta P - \frac{H}{2H_1^2 \omega} \Delta P e^{-\delta t} \sin \omega t \quad (6)$$

$$\Delta f_2 = \frac{H}{4H_1 H_2 \delta} e^{-2\delta t} - \frac{H}{4H_1 H_2 \delta} \Delta P - \frac{H}{2H_1 H_2 \omega} \Delta P e^{-\delta t} \sin \omega t \quad (7)$$

gde su:

$$H = \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \quad (8)$$

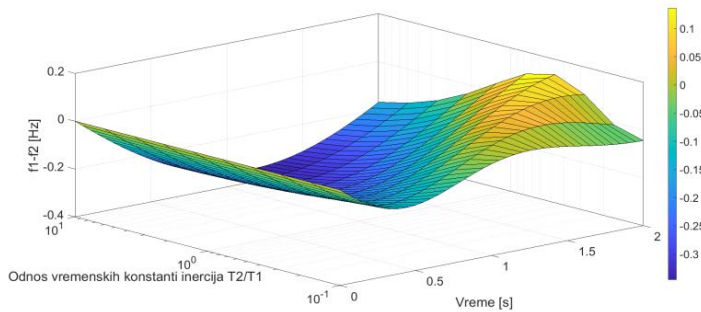
$$\delta = \frac{e_1}{4H_1} \quad (9)$$

$$\omega = \sqrt{\frac{m_s}{2H} - \left(\frac{e_1}{4H_1}\right)^2} \quad (10)$$

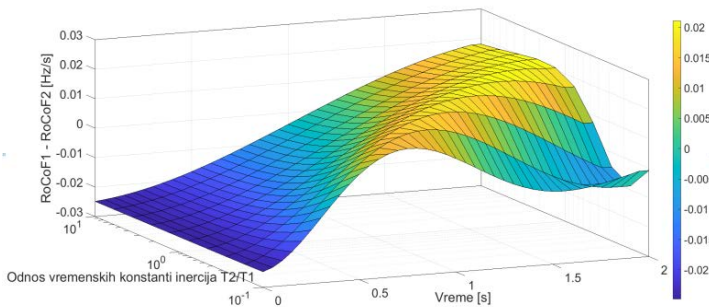
Kako je u početnom trenutku i odstupanje snage razmene jednako nuli, na osnovu jednačina (1) i (2) može se zaključiti da početna vrednost RoCoFa u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja zavisi od veličine poremećaja i inercije samo te oblasti, dok je početni RoCoF u drugoj oblasti jednak nuli.

$$RoCoF_{1,0} = \frac{\Delta P}{2 \cdot H_1} \quad (11)$$

$$RoCoF_{2,0} = 0 \quad (12)$$



Slika 1. Razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija



Slika 2. Razlika brzina promena frekvencije u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija

Razlika u frekvencijskim odzivima oblasti 1 i 2 diktirana je međuzonskim oscilacijama i te razlike omogućavaju prostorno zavisnu lokalnu regulaciju frekvencije. U ovom kratkom vremenskom intervalu neposredno nakon poremećaja još uvek nema značajnog dejstva primarne regulacije, te je shodno tome u razmatranom modelu i izostavljen model turbinskog regulatora. Pored toga, pokazuje se da ni postojanje stabilizatora ne utiče na razlike frekvencijskih odziva u vremenskom prozoru od nekoliko sekundi i reagovanje brze regulacije frekvencije koja se aktivira neposredno nakon poremećaja, tako da se dalja analiza može

ograničiti na analizu uticaja sinhronizacione snage i inercije sistema, kao ključnih koji utiču na učestanost i amplitudu međuzonskih oscilacija.

Na Sl. 1 je prikazana razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija ove dve koherentne oblasti na vremenskom intervalu od 2 sekunde neposredno nakon poremećaja u oblasti 1. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da ukoliko je inercija oblasti 2 manja od inercije oblasti 1, promena frekvencije u oblasti 2 će biti brža i ona će brže osetiti poremećaj. U slučaju da oblast 2 ima veću inerciju od oblasti 1, ona će kasnije osetiti poremećaj i njena frekvencija će se više razlikovati od oblasti 1. Na Sl. 2 je prikazana razlika RoCoFa u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija. Neposredno nakon poremećaja razlika RoCoFa je najveća i nezavisna od odnosa inercija. U tom trenutku RoCoF u oblasti 1 jedino zavisi od veličine poremećaja i inercije oblasti 1, dok je u oblasti 2 jednak nuli. Vremenom se RoCoF u oblasti 1 smanjuje, a u oblasti 2 povećava tako da se smanjuje njihova razlika. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da ukoliko je odnos inercija oblasti 1 i 2 veći razlika RoCoFa se smanjuje sporije nego u suprotnom slučaju. Dobijeni rezultati ukazuju na to da će susedna oblasti manje inercije pre osetiti poremećaj i da će u njoj RoCoF biti veći u poređenju sa susednim oblastima veće inercije. Ovakvi rezultati idu u prilog brzjoj regulaciji frekvencije koja se aktivira na osnovu vrednosti RoCoFa jer će resursi u oblasti manje inercije, koji su više ugroženi, reagovati više i brže.

III DIZAJN VIŠESTEPENE REGULACIJE FREKVENCije

U predloženoj upravljačkoj strategiji resursi koji pružaju uslugu brze regulacije frekvencije ne zahtevaju centralizovani upravljački sistem sa svom pratećom infrastrukturu, kao ni razmenu informacija između pojedinih resursa. Predložena regulacija bazirana je na lokalnom merenju vrednosti RoCoFa PMU uređajima velike rezolucije i mogućnosti korišćenja lokalne brze regulacije, sa minimalnim vremenima kašnjenja. U najgorem slučaju, kada se merenje ne vrši u tački priključenja regulacionog uređaja, kašnjenja koja se moraju predvideti odnose se na prenos signala RoCoFa od najbliže tačke merenja u sistemu do samog uređaja. Dalje, uređaji rade potpuno nezavisno koristeći samo lokalne regulacione uređaje kojima se vrši brza promena odate aktivne snage i kašnjenja su određena jedino raspoloživom brzinom i ograničenjima regulacionih kontura i samih resursa.

Ukupna zahtevana regulaciona rezerva za brzu regulaciju frekvencije određuje se na osnovu najkritičnijih scenarija i mora da obezbedi održavanje frekvencije sistema pri najvećim simultanim ispadima agregata u sistemu. U cilju prilagođavanja potrebnog nivoa aktivirane rezerve u manje kritičnim situacijama, rezerva za brzu regulaciju frekvencije je podeljena na N_{st} stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa, pri čemu je i -ti stepen u potpunosti na raspolaganju nakon vremena t_{upi} . t_d je vreme potrebno za pouzdana merenja RoCoFa i uključuje kašnjenje u reagovanju brze regulacije frekvencije. Pretpostavljeno je da se isporučena rezerva za brzu regulaciju frekvencije linerano povećava dok ne dostigne konstantu vrednost:

$$FFR(t) = \sum_{i=1}^{N_{st}} FFR_i(t) \quad (13)$$

$$FFR_i(t) = \begin{cases} 0 & RoCoF(0_+) < RoCoF_i \\ FFR_i^a(t) & RoCoF(0_+) \geq RoCoF_i \end{cases} \quad (14)$$

$$FFR_i^a(t) = \begin{cases} 0 & t < t_d \\ \frac{FFR_i}{t_{up_i}} \cdot (t - t_d) & t_d \leq t \leq t_{up_i} + t_d \\ FFR_i & t > t_{up_i} + t_d \end{cases} \quad (15)$$

Dok manji broj stepeni daje jednostavniju regulaciju koja se lakše implementira, veći broj stepeni BRF obezbeđuje finiju regulaciju i aktiviranje frekvencijske podrške koja je više prilagođena poremećaju. Stepeni brze regulacije frekvencije se razlikuju prema pragu reagovanja i brzini reagovanja. Prvi stepen brze regulacije frekvencije se aktivira pri najvećoj vrednosti RoCoFa i potrebno je najmanje vremena da dostigne puni kapacitet, tj. najbrži je u pogledu aktivacije. Svaki sledeći stepen biće aktiviran pri manjim vrednostima RoCoFa i sporiji je nego prethodni. Na ovaj način, višestepeno rešenje obezbeđuje da će se u slučaju manjih poremećaja i manjih vrednosti RoCoFa aktivirati sporije (jeftinije) rezerve brze regulacije, kada je i stabilnost frekvencije manje ugrožena.

Broj stepeni je ograničen zahtevom da regulacija bude brza i da se svi stepeni aktiviraju znatno pre dostizanja minimuma u odstupanju učestanosti (obično reda nekoliko sekundi). S druge strane, zahtevi selektivnosti višestepene regulacije su određeni razlikama frekvencijskih odziva pojedinih delova sistema uslovljene međuzonskim oscilacijama. Kako bi se obezbedila i vremenska i prostorna zavisnost podešavanja aktivacije regulacionih uređaja, neophodan korak u definisanju brze frekventne regulacije je i identifikovanje zona sa istim podešenjem. U tom cilju potrebno je, na osnovu analiza dinamike sistema odrediti koherentne oblasti i definisati resurse koji mogu da nude rezervu za brzu regulaciju učestanosti. Budući da se u ovom slučaju koherencija vezuje za PMU merenja a ne generatore, koherencija se u može meriti vremenskim kašnjenjem između pojave maksimuma RoCoFa u tačkama merenja u sistemu. Ovim kriterijumom se koherentna oblast definiše kao oblast u kojoj su ove razlike manje od zadatih vrednosti. Zadati kašnjenja moraju da budu dovoljno velika da obezbede da se u tom vremenu izvrši puna aktivacija odgovarajuće rezerve usled pojave prekoračenja RoCoFa unutar oblasti.

Malom kašnjenju će odgovarati mali delovi sistema sa približno istim ponašanjem, dok se povećavanjem kašnjenja obuhvataju veći delovi sistema i pridruženi regulacioni resursi. Budući da se ponašanje sistema menja pri promenama radnih režima, ali da modovi oscilovanja ostaju u uskim granicama promene, ove razlike se mogu dobiti statističkom analizom modova sistema u širem spektru promena očekivane strukture proizvodnih kapaciteta i odgovarajućih radnih režima. Zajedno sa zadavanjem broja regulacionih stepeni i njihovim vremenskim podešavanjima, na ovaj način se definiše i prostorni raspored resursa za koje se očekuje da će biti aktivirani pri poremećaju u nekom delu sistema. Pri poremećaju u nekom delu sistema sa istom koherencijom će se trenutno aktivirati prvi stepen rezerve, dok će se odgovarajuća najbrža rezerva u oblasti manje koherencije aktivirati sa narednim, sporijim stepenom poremećajem pogođene oblasti, uređaji u drugoj zoni kašnjenja sa trećim stepenom i tako dalje. Pri tom, treba voditi računa da

vremenska kašnjenja između pojedinih stepeni omogućavaju da se efekti aktivacije prethodnog stepena vide u trenutku delovanja narednog, tako da se dinamički smanjuje potreba aktivacije u drugim oblastima. Na ovaj način će se dominantno koristiti rezerva bliža poremećaju i time smanjiti promene tokova snaga u sistemu kao i problemi stabilnosti koji ih prate.

Dok se ukupna rezerva u sistemu određuje na osnovu najkritičnijeg očekivanog događaja u celom sistemu, rezerva prvog stepena u svakoj oblasti se određuje na osnovu željenog udela u pokrivanju očekivanog kritičnog događaja u oblasti, a kritične vrednosti RoCoFa korišćenjem relacije za početnu vrednost RoCoFa (12) za očekivanu veličinu poremećaja. U ovoj relaciji figuriše samo konstanta inercije oblasti, kao lokalna veličina koju operator sistema treba da definiše. Kao i kod kašnjenja, najkritičnija vrednost ove konstante se može proceniti na osnovu statističke analize mogućih struktura proizvodnih kapaciteta i opsega varijacija nivoa inercije. Naredni stepeni se raspoređuju tako da obezbede prilagođeno dejstvo pri manjim poremećajima, kao i adekvatnu međusobnu ispomoć između oblasti.

Očigledno, ovakva regulacija obezbeđuje da se u sistemima sa manjom inercijom aktivira više rezerve, kao i da se proširi oblast u kojoj će se izvršiti aktivacija rezerve. Takođe, obezbeđuje da se u delovima sistema koji su povezani boljim vezama i kod kojih postoji znatno veća interakcija, istovremenom aktivacijom rezerve obezbedi ravnomernija raspodela regulacionih zahteva.

U normalnim radnim uslovima, zadatak operatora prenosnog sistema je da minimizira operativne troškove, dok je u kritičnim, kao što je ispad generatora, održavanje stabilnosti sistema je od najvećeg prioriteta. Postojanje više stepeni u brzini regulaciji frekvencije omogućava operatoru da čak i u slučaju poremećaja smanje troškove za korektivne akcije, tako što prvo koriste jeftiniju rezervu koja je prilagođena veličini poremećaja. S druge strane, najskuplja (najbrža) rezerva biće aktivirana u slučaju većih poremećaja kada je to potrebno. U simulacijama je različita cena rezerve implementirana u okviru različitih brzina aktivacije, pod pretpostavkom da sporija rezerva ima manju cenu. Ovako definisana upravljačka strategija omogućava da se u oblastima koje su više pogođene poremećajem aktivira više rezerve jer će te oblasti biti izložene većim vrednostima RoCoFa.

IV SIMULACIJE I REZULTATI

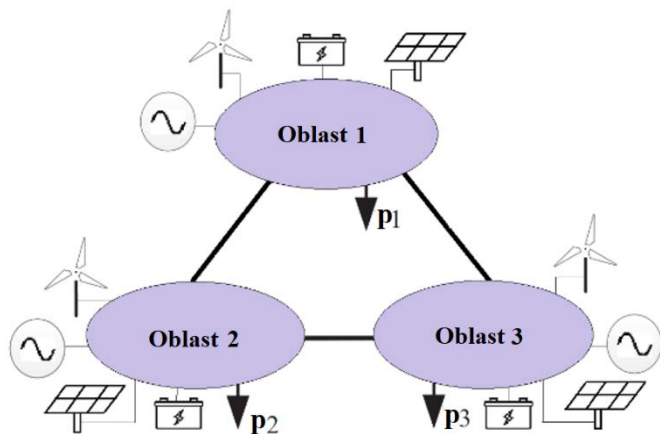
Predložena upravljačka strategija je testirana na elektroenergetskom sistemu koji je podeljen na 3 podjednako udaljene koherentne oblasti (Sl. 3). Test sistem je implementiran i simuliran u MATLAB/Simulinku, a podaci su prikazani u Tabeli I. Usvojeno je da sve oblasti imaju istu snagu i dostupnu regulacionu rezervu, a razlikuju se po inerciji. Oblast 1 je oblast male inercije, oblast 2 srednje, a oblast 3 velike inercije. Na taj način je modelovana neravnomerna raspodela inercije u sistemu. Sekundarna regulacija frekvencije nije implementirana u modelu jer se ona aktivira nakon što frekvencija dostigne minimalnu vrednost i nije od interesa neposredno nakon poremećaja kada se aktivira brza regulacija frekvencije. Primarna regulacija frekvencije je uključena primenom odgovarajućeg statizma u modelu generatora. Svaka koherentna oblast se sastoji od modela sinhronih generatora, nesinhronih proizvodnje, potrošnje i resursa

koji učestvuju u brzom regulaciji frekvencije. Broj stepeni brze regulacije frekvencije nije od značajne važnosti i u ovim analizama je usvojeno da u svakoj oblasti postoje 3 stepena brze regulacije. U simulaciji je usvojeno da se prvi stepen brze regulacije frekvencije aktivira pri vrednosti RoCoFa od 0,1 Hz/s i potrebno je vreme od 1 s da dostigne puni kapacitet dodeljene rezerve stepena. Druga stepen je brži; aktivira se kada vrednost RoCoFa dostigne 0,2 Hz/s i potpuno je dostupan za 0,75 s. Treći stepen brze regulacije frekvencije je najbrži; aktivira se pri vrednosti RoCoFa od 0,3 Hz/s i u potpunosti je dostupan za 0,5 s. Pragovi reagovanja su usvajani proizvoljno i isti u svim oblastima.

Da bi se ispitalo da li predložena upravljačka strategijom za brzu stepenu regulaciju frekvencije aktivira više rezervi u oblastima manje inercije razmatrana su dva scenarija:

- Scenario I: Poremećaj u oblasti 1 male inercije.
- Scenario II: Poremećaj u oblasti 3 velike inercije.

Za oba scenarija simuliran je identičan poremećaj koji odgovara ispadu proizvodne jedinice snage 0.08 r.j..



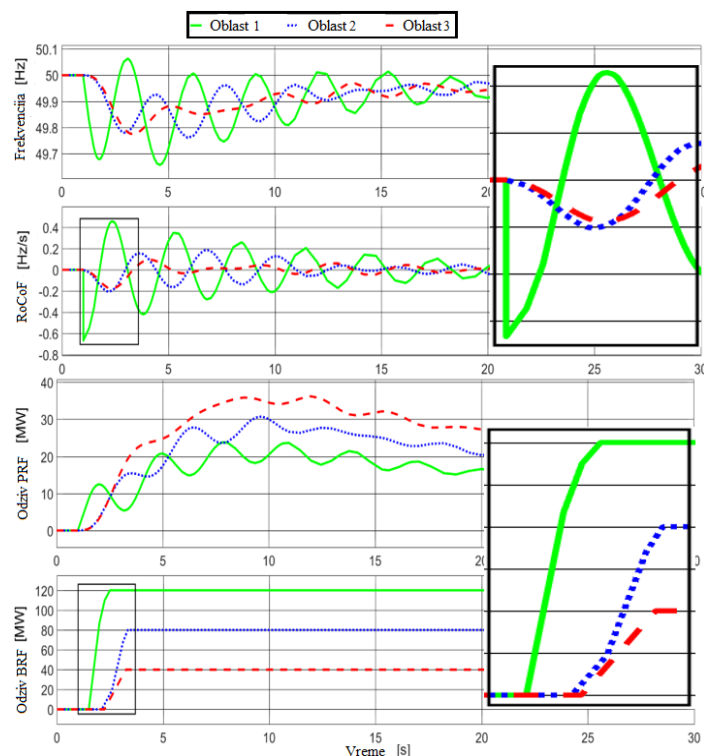
Slika 3. Test sistem

Tabela 1. Parametri test sistema

	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
Snaga sistema (GW)	4	4	4
Rezerva za brzu regulaciju (MW)	120	120	120
Inercija H (s)	3	5	7

Na Sl. 4 je prikazan frekvenzijski odziv 3 koherentne oblasti u slučaju poremećaja u oblasti male inercije. RoCoF i pad frekvencije su najveći u oblasti 1 u kojoj je došlo do poremećaja, dok su oblasti 2 i 3 osetile poremećaj kasnije i posledično je brza regulacija frekvencije aktivirana kasnije nego u oblasti poremećaja. Maksimalni RoCoF u oblasti 1 je zabeležen neposredno nakon poremećaja i bio je jednak 0,667 Hz/s, dok su se u oblasti 2 i 3 najveće vrednosti RoCoFa dogodile oko jedne sekunde kasnije i iznose 0,204 Hz/s i 0,177 Hz/s, redom. Minimalna frekvencija u oblasti 1 je iznosila 49,66Hz, dok je u oblastima 2 i 3 dostigla vrednosti od 49,76Hz i 49,78Hz, respektivno. Što se tiče količine aktivirane brze rezerve, u oblasti

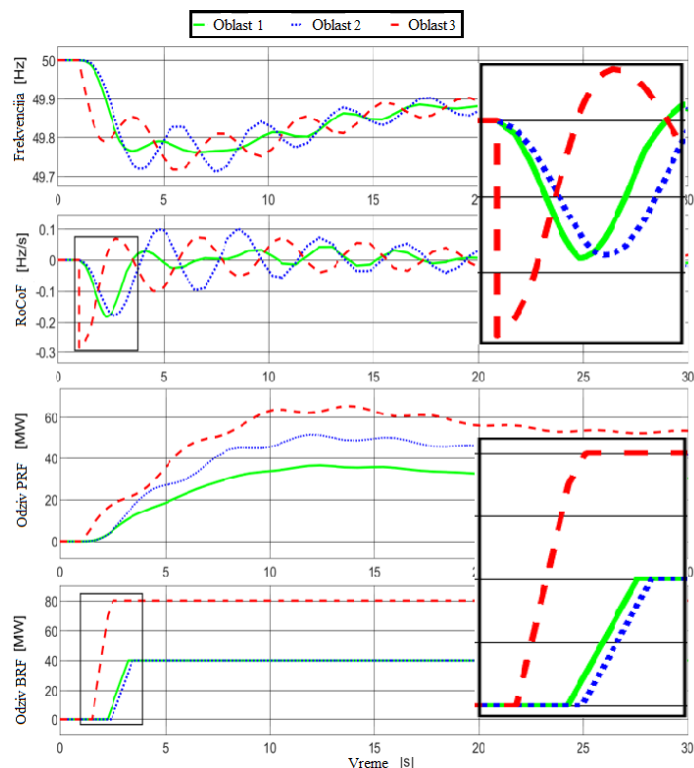
1 gde se dogodio poremećaj, aktivirana su tri stepena brze regulacije frekvencije, u oblasti 2 su aktivirana dva, a u oblasti 3 samo jedan stepen. Oblast 2 ima manju inerciju od oblasti 3 i osetljivija je na poremećaje u susjednoj oblasti, iako su obe podjednako udaljene od poremećaja.



Slika 4. Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti male inercije

Odziv sistema u slučaju poremećaja iste veličine u oblasti velike inercije prikazan je na Sl. 5. RoCoF je bio najveći u oblasti gde se dogodio poremećaj i tamo je aktivirana najveća količina rezerve. Maksimalni RoCoF u oblasti 3 se dogodio neposredno nakon poremećaja i iznosio je 0,286 Hz/s, dok su u oblasti 1 i 2 najveće vrednosti RoCoF zabeležene oko jedne sekunde kasnije i bili su jednaki 0,182 Hz/s i 0,178 Hz/s, redom. Minimalna frekvencija u oblasti 3 je iznosila 49,72 Hz, dok je u oblasti 1 i 2 frekvencija dostigla 49,76 Hz, odnosno 49,71 Hz. Iako su sistem i veličina poremećaja bili isti kao u scenariju I, nije aktivirana ista količina rezerve jer se poremećaj dogodio u oblasti velike inercije. I pored toga, u oba scenarija je najniža učestalost u svim oblastima bila vrlo slična. Početne vrednosti RoCoFa u oblasti gde se dogodio poremećaj je bila veća u scenariju I kada se poremećaj dogodio u oblasti male inercije. Što se tiče vrednosti RoCoFa u susjednim oblastima, one su takođe bile veće kad je simuliran poremećaj u oblasti male inercije. Može se zaključiti da će poremećaj u delu sistema sa malom inercijom imati veće posledice na stabilnost frekvencije sistema u poređenju sa poremećajem iste veličine u delu sa velikom inercijom, pa bi zbog toga trebalo aktivirati više rezerve. Simulacije potvrđuju da predložena upravljačka šema za brzu regulaciju frekvencije uzima u obzir heterogenost inercije elektroenergetskog sistema i aktivira više rezerve u oblastima koja su više osetljiva na

poremećaj (Sl. 6).



Slika 5. Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti velike inercije

	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
Poremećaj u oblasti 1	Stepen 1	Stepen 1	Stepen 1
	Stepen 2	Stepen 2	Stepen 2
	Stepen 3	Stepen 3	Stepen 3
Poremećaj u oblasti 3	Stepen 1	Stepen 1	Stepen 1
	Stepen 2	Stepen 2	Stepen 2
	Stepen 3	Stepen 3	Stepen 3
Najveća količina rezerve je raspoređena u oblasti gde se desio poremećaj, a zatim u susjednoj oblasti sa manjom inercijom. Upravljačka strategija uzima u obzir lokaciju poremećaja i regionalnost inercije.			
	Aktivirani stepen BRF Neaktivirani stepen BRF		

Slika 6. Brza regulacija frekvencije za poremećaje u različitim oblastima

V ZAKLJUČAK

U ovom radu je predložena upravljačka strategija za višestepenu brzu regulaciju frekvencije koja koristi samo lokalna merenja RoCoFa. Predloženi metod regulacije je u potpunosti decentralizovan i primenjuje upravljačku strategiju na nivou pojedinačnog resursa što omogućuje brzo reagovanje. Upravljačka strategija je jednostavna za implementaciju i ne

zahteva telekomunikacionu infrastrukturu. Kao takva, predstavlja jeftino rešenje dok su istovremeno izbegnuta vremenska kašnjenja usled prenosa podataka. Postojanje više stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa omogućuje da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju i da trošak za isporučenu rezervu bude manji. Operator može dodeliti najjeftiniju rezervu prvom stepenu koja se aktivira pri najnižoj vrednostima RoCoFa, odnosno za poremećaje koji su manje kritični za sistem, dok će se najskuplja rezerva aktivirati u slučaju vrlo velikog poremećaja. Vrednosti pragova reagovanja za RoCoF je potrebno pažljivo odabrati uzimajući u obzir veličinu najkritičnijeg ispada, raspodelu inercije u sistemu i topologiju mreže u pogledu koherentnih grupa. Ovako definisana BRF bazirana na lokalno merenim vrednostima RoCoFa omogućuje da više rezervi bude aktivirano u oblastima manje inercije koje su više osetljive na poremećaj. Izvršene simulacije na sistemu od tri koherentne oblasti sa neravnomernom raspodelom inercije potvrđuju da predložena upravljačka strategija najviše doprinosi oblasti koja je odgovorna za poremećaj i susjednim oblastima male inercije koja su najviše pogođene poremećajem.

LITERATURA

- [1] Fang, J., Li, H., Tang, Y., Blaabjerg, F. On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Vol. 7, No. 4, pp. 2130–2146, 2019. <https://doi.org/10.1109/jestpe.2018.2877766>
- [2] Ulbig, A., Borsche, T.S., Andersson, G. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation, in *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, Vol. 47, Issue 3, pp. 7290–7297, 2014. <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615>
- [3] Milano, F., Dorfner, F., Hug, G., Hill, D.J. Verbič, G. Foundations and challenges of low-inertia systems, in *20th Power Systems Computation Conference (PSCC 2018)*, Dublin, Ireland, June 2018, pp. 1–25. <https://doi.org/10.23919/pssc.2018.8450880>
- [4] Hong, Q., Nedd, M., Norris, S., Abdulhadi, I., Karimi, M., Terzija, M., Marshall, B., Bell, K., Booth, C., Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia, *The Journal of Engineering*, Vol. 2019, No. 16, pp. 1696–1702, 2019. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8599>
- [5] Jounini, T., Markovic, U., Gross, D., New options for existing system services and needs for new system services, Migrate H2020 project, <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html> [pristupljeno 05.05.2021]
- [6] Liu, Y., You, S., Tan, J., Zhang, Y., Liu, Y. Frequency Response Assessment and Enhancement of the U.S. Power Grids Toward Extra-High Photovoltaic Generation Penetrations-An Industry Perspective, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 3, pp. 3438–3449, 2018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2799744>
- [7] Hoke, A.F., Shirazi, M., Chakraborty, S., Muljadi, E., Maksimovic, D. Rapid Active Power Control of Photovoltaic Systems for Grid Frequency Support, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Vol. 5, Issue 3, pp. 1154–1163, 2017. <https://doi.org/10.1109/jestpe.2017.2669299>
- [8] Tamowski, G.C., Kjær, P.C., Sørensen, P.E., Østergaard, J. Variable speed wind turbines capability for temporary over-production, in *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, Calgary, AB, Canada, 26–30 July 2009, 2009. <https://doi.org/10.1109/pes.2009.5275387>
- [9] Yuan, Z., You, S., Liu, Y., Liu, Y., Osborn, D., Pan, J. Frequency control capability of Vsc-Hvdc for large power systems, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, USA, 16–20 July 2017. <https://doi.org/10.1109/pesgm.2017.8273982>
- [10] Meng, L., Yafar, J., Khadem, S.K., Collinson, A., Murchie, K.C., Coffele, K., Burt, G.M. Fast Frequency Response from Energy Storage Systems - A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 11, Issue 2, 2020. <https://doi.org/10.1109/tsg.2019.2940173>

- [11] Molina-García, A., Bouffard, F., Kirschen, D.S. Decentralized demand-side contribution to primary frequency control, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, Issue 1, 2011.
<https://doi.org/10.1109/tpwrs.2010.2048223>
- [12] Hong, Q., Karimi, M., Sun, M., Norris, S., Bagleybter, O. , Wilson, D., Abdulhadi, I. F., Terzija, V., Marshall, B., Booth, C. D. Design and Validation of a Wide Area Monitoring and Control System for Fast Frequency Response, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 11, No. 4, pp.3394 - 3404, 2020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2963796>
- [13] Martinez-Sanz, I., Chaudhuri, B., Junyent-Ferre, A., Trovato, V., Strbac, G. Distributed vs. concentrated rapid frequency response provision in future great britain system, in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, USA, Nov 2016*, pp. 1–5.
<https://doi.org/10.1109/pesgm.2016.7741970>
- [14] Čalović, M.S. *Regulacija elektroenergetskih sistema: Regulacija učestanosti i aktivnih snaga*, Beograd, Elektrotehnički fakultet, 1997.

AUTORI

Jelena Stojković - asistent, Katedra za elektroenergetske sisteme, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija, jstojkovic@etf.rs

dr Predrag Stefanov - vanredni profesor, Katedra za elektroenergetske sisteme, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija, stefanov@etf.rs

Komparativna analiza tehničkih, ekonomskih i ekoloških pokazatelja različitih modela prozjumer sa fotonaponskim panelima na primeru zgrade Tehničkih fakulteta u Beogradu

Comparative analysis of technical, economic and environmental indicators of different prosumer models of photovoltaic panels on the example of the building of the Technical Faculties in Belgrade

Bojana Škrbić, Željko Đurišić

Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

Rezme - U radu su sprovedene analize različitih modela prozjumer sa fotonaponskim (PV) panelima kao lokalnim izvorima električne energije. Proračuni su izvršeni na primeru zgrade Tehničkih fakulteta u Beogradu za koju su bili dostupni podaci o potrošnji i raspoloživim krovnim površinama za instalaciju fotonaponskih panela. Analize su obuhvatile tri modela prozjumer. Prvi model podrazumeva da maksimalna raspoloživa snaga proizvodnje fotonaponskog panela ne prelazi odgovarajuću snagu potrošnje. Drugi model pretpostavlja da maksimalna raspoloživa snaga proizvodnje PV panela može biti veća od jednovremene snage potrošnje, ali da se vrši limitiranje snage proizvodnje tako da se zabrane kontra tokovi snage. Treći model podrazumeva da je instalisana snaga PV panela jednaka odobrenoj snazi potrošnje pri čemu je pretpostavljeno da prozumer plasira viškove energije u distributivnu mrežu. Za sve analizirane modele izvršen je proračun instalisane snage PV panela i invertora, kao i ekonomska valorizacija kroz različite pokazatelje. Na osnovu dobijenih rezultata proračuna sagledani su optimalni modeli i za svako rešenje proračunate su uštede u emisiji ekvivalentnog ugljen-dioksida. Pokazano je da je investiranje u prozjumer projektovane prema optimalnom prvom i drugom modelu već isplativo u Srbiji, dok je za podsticaj razvoja prozjumer prema trećem modelu neophodno da država formira odgovarajuće finansijske instrumente.

Ključne reči - prozumer, fotonaponski sistemi, dekarbonizacija

Abstract - The paper analyses different prosumer models with photovoltaic (PV) panels as local sources of electricity. The calculations were performed on the example of the building of the Technical Faculties in Belgrade, for which data on consumption and available roof surfaces for the installation of photovoltaic panels were available. The analyses included three models of prosumers. The first model assumes that the maximum available power of the PV panel production does not exceed the corresponding power consumption. The second model assumes that the maximum available power of PV panel production can be higher than the peak power of the building, but the production is limited by prohibiting counter flow of power. The third model

assumes that the installed power of the PV panels is equal to the approved power, whereby it is assumed that the user distributes excess energy to the distribution network. For all analysed models, the calculation of the installed power of PV panels and inverters was performed, as well as the economic valorization through various indicators. The optimal models were considered based on the obtained calculation results and carbon dioxide emission reduction was calculated for each of the solution. It has been shown that investing in prosumers designed according to the optimal first and second model is already profitable in Serbia, while to encourage the development of prosumers according to the third model, it is necessary for the government to create appropriate financial instruments.

Index Terms - prosumer, photovoltaic systems, decarbonisation

I UVOD

Dekarbonizacija privrede kroz povećanje upotrebe obnovljivih izvora energije predviđa transformaciju značajnog broja krajnjih kupaca električne energije u tzv. prozjumer ili kupce-proizvođače električne energije iz obnovljivih izvora. Predviđa se da veliki udeo obnovljivih izvora u finalnoj potrošnji može da obezbedi i stanovništvo [1] koje bi deo svojih potreba za električnom i/ili toplotnom energijom obezbeđivalo iz lokalnog izvora energije priključenog na unutrašnje instalacije svojih objekata, ali takođe i komercijalni i industrijski potrošači [2]. Lokalna proizvodnja električne energije smanjuje potrebe za proizvodnjom električne energije u elektranama na fosilna goriva i emisije štetnih gasova u atmosferu. Lokalna proizvodnja energije koja je koincidentna sa potrošnjom iza mesta primopredaje električne energije određuje količinu lokalno snabdevene potrošnje prozjumer. Sa povećanjem lokalno snabdevene potrošnje rasterećuje se distributivni i prenosni sistem u smislu da se smanjuje vršno opterećenje, oslobađa prenosni kapacitet mreže i odlažu infrastrukturna ulaganja u mrežne kapacitete. Takođe se značajno mogu smanjiti i gubici električne energije, što dodatno doprinosi smanjenju bruto proizvodnje električne energije u termoelektranama.

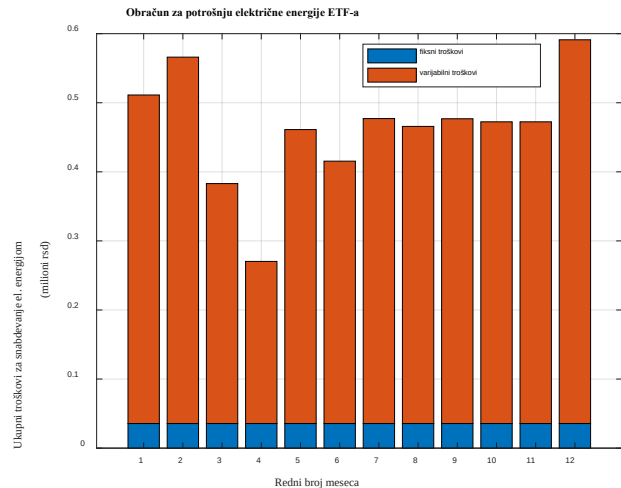
Ključnu ulogu u razvoju prozjumeru imaju regulatorni instrumenti koji definišu na koji način se razmena energije sa mrežom meri i obračunava. U Belgiji je krajem 2019. godine registrovano 10% PV prozjumeru u sektoru domaćinstva, uprkos relativno malom solarnom potencijalu, zahvaljujući merama subvencije (bilo u vidu direktne finansijske podrške bilo u vidu poreskih olakšica ili subvencija za proizvodnju kao što je sistem zelenih sertifikata) i pogodno mrežne regulative [3]. U našoj zemlji je prema Nacrtu zakona o obnovljivim izvorima energije predviđeno da se primenjuje mehanizam neto merenja električne energije. Neto merenje podrazumeva da se obračun troškova snabdevanja električnom energijom vrši na osnovu razlike energije preuzete iz mreže i energije predate mreži u toku određenog vremenskog perioda. Period bilansiranja i način na koji će biti realizovan sistem netovanja prozjumeru nije u potpunosti razrađen i očekuje se da će biti sproveden kroz podzakonska akta. Distributivna tarifa za naplatu potrošnje električne energije u Srbiji je dominantno volumetrijska, stoga bi ovaj mehanizam omogućio prozjumerima da znatno smanje svoje troškove potrošnje električne energije. Ovim se praktično lokalna proizvodnja valorizuje prema maloprodajnoj ceni električne energije, a to znači da ne postoji ekonomski interes za ulaganje u baterijski sistem jer se u pogledu ostvarivanja prihoda baterije i mreža ponašaju na isti način (ako zanemarimo gubitke u bateriji). Prema tome, sistem neto merenja stimuliše investicije u PV sisteme ali ne i u baterijske sisteme. S druge strane, sistem neto merenja utiče na finansiranje distributivnog sistema. Distributivna preduzeća moraju da nadomeste smanjenje novčanih priliva od strane prozjumeru. To se može postići povećavanjem nadoknade za korišćenje mrežnih kapaciteta koja tereti kako prozjumere tako i kupce koji nisu proizvođači električne energije ili na neki drugi način [3].

U ovom radu analizirani su energetske, ekonomski i ekološki pokazatelji zgrade Tehničkih fakulteta u Beogradu kao prozjumeru sa instalisanim fotonaponskim sistemima za različite pretpostavljene modele i ograničenja u pogledu odnosa snage lokalne potrošnje i proizvodnje.

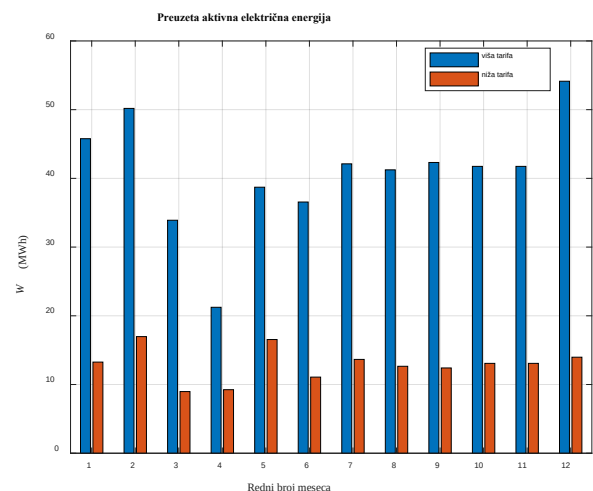
II ANALIZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE I KAPACITETA ZA IZGRADNJU FOTONAPONSKOG SISTEMA NA KROVU ZGRADE TEHNIČKIH FAKULTETA

Osnovni motiv da zgrada Tehničkih fakulteta proizvodi električnu energiju je smanjenje velikih troškova za snabdevanje električnom energijom. Elektrotehnički fakultet (ETF) ima zaključen ugovor sa Elektroprivredom Srbije o potpunom snabdevanju kao korisnik distributivnog sistema na srednjem naponu, kojem je odobrena snaga priključenja 280 kW. Tarifni elementi za obračun električne energije su aktivna snaga, aktivna energija i reaktivna energija, za koje su utvrđene redom sledeće tarife: tarife za odobrenu snagu i prekomernu snagu, viša i niža dnevna tarifa za aktivnu energiju, tarife za reaktivnu energiju i prekomernu reaktivnu energiju [4], [5]. Uvažavajući naknade za podsticaj povlašćenih proizvođača i energetske efikasnost, kao i porez (akcizu na električnu energiju za krajnju potrošnju i PDV), obračunati su troškovi snabdevanja električnom energijom u periodu od decembra 2019. do i zaključno sa novembrom 2020. godine i prikazani su na Sl. 1. Na Sl. 2 prikazana je preuzeta aktivna energija u periodima više i niže tarife tokom ovih meseci.

Fiksni troškovi predstavljaju oporezovane troškove pristupa distributivnom sistemu koji su vezani za odobrenu snagu priključenja, dok su svi preostali troškovi varijabilni, tj. zavise od stvarne potrošnje u posmatranom obračunskom periodu (mesecu). Ukupni troškovi za preuzetu električnu energiju u posmatranom jednogodišnjem periodu iznose 5,650,270 rsd.



Slika 1. Struktura troškova snabdevanja električnom energijom zgrade Tehničkih fakulteta



Slika 2. Preuzeta aktivne energije u periodima više i niže tarife tokom 12 meseci

Ukoliko se lokalno proizvodi samo aktivna snaga radi smanjenja potrošnje aktivne energije iz distributivne mreže, smanjiće se faktor snage sa kojim se preuzima energija iz distributivne mreže (jer je potrošnja reaktivne energije ostala ista), zbog čega će porasti troškovi snabdevanja vezani za prekomernu reaktivnu energiju. Ovaj efekat je zanemaren u daljim analizama. Pretpostavljeno je da će instalirani PV sistem da radi sa jediničnim faktorom snage, a da se potrošnja električne energije obračunava na osnovu stvarnog faktora snage potrošača.

Raspoloživa površina krova za izgradnju fotonaponskog panela na zgradi Tehničkih fakulteta [6] je prikazana na Sl. 3, a njene dimenzije su date u Tabeli 1. Azimutni ugao krova je 30° prema

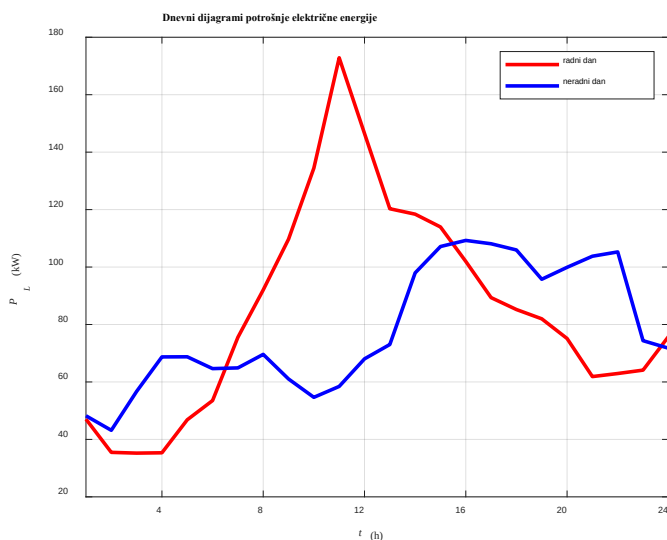
zapadu. Za realizaciju fotonaponske elektrane odabrani su PV moduli snage 330 W, maksimalne efikasnosti 20%, dimenzija 1665 mm x 1002 mm. Sledi da se na 1. i 2. delu krova može instalirati PV panel čija je snaga najviše 152.46 kWp, a da se na 3. i 4. delu može instalirati najviše 213.84 kWp.



Slika 3. Delovi krova zgrade Tehničkih fakulteta raspoloživi za izgradnju PV panela

Tabela 1. Raspoloživa površina krova zgrade Tehničkih fakulteta

Deo krova	Dimenzije	Nagib
1	6,5 m x 55 m	29,1°
2	6,5 m x 55 m	29,1°
3	12,7 m x 45 m	4,9°
4	12,7 m x 45 m	4,9°



Slika 4. Izmereni dijagrami potrošnje aktivne energije tokom radnog i neradnog dana u junu

Izgradnjom fotonaponskog panela, objekat Tehničkih fakulteta dobija ulogu i proizvođača i potrošača električne energije. Cilj je da fotonaponski panel pokrije što veći deo potrošnje električne energije analiziranog objekta. U zavisnosti od ograničenja koja se postavljaju u pogledu mogućnosti plasmana viškova proizvedene električne energije u distributivnu mrežu u narednim poglavljima analizirani su različiti modeli ovog prozjuma. U proračunima su korišćeni realni podaci o geometriji objekta i potrošnji električne energije. Izmereni su dijagrami potrošnje zgrade Tehničkih fakulteta tokom radnog i neradnog dana u junu mesecu (Sl. 4). Formiran je nedeljni dijagram potrošnje pretpostavljajući da svaki radni i neradni dan imaju relativni profil potrošnje kao na Sl. 4. Skaliranjem ovog dijagrama formirani su nedeljni dijagrami za svaki mesec u godini tako da mesečna potrošnja aktivne energije odgovara podacima preuzetim iz obračuna troškova za snabdevanje električnom energijom. Od ovako dobijenih nedeljnih dijagrama formiran je godišnji dijagram potrošnje zgrade Tehničkih fakulteta.

Proračuni vremenskih dijagrama proizvodnje PV panela su urađeni na osnovu realnih karakteristika PV panela korišćenjem softvera PVsyst (verzija 7.2) [7]. U programu PVsyst izračunate su satne vrednosti iradijacije na ravan u kojoj će biti postavljen PV panel prema modelu iz [8] koristeći podatke o tipičnoj meteorološkoj godini, koja se za lokaciju Beograda formira na osnovu podataka iz PVGIS[9]-ove baze SARAH [10].

III METODOLOGIJA ZA TEHNO-EKONOMSKU EVALUACIJU RAZLIČITIH MODELA PROZJUMERA

Za ekonomsku evaluaciju projektovanih sistema urađena je gruba procena troškova na osnovu podataka za nemačko tržište. Ukupni investicioni troškove (CAPEX) velikih krovnih PV sistema (od 100 kW do 1000 kW) u 2018. godini su u Nemačkoj bili između 800 €/kWp i 1000 €/kWp prema podacima Instituta za solarne energetske sisteme Fraunhofer [11]. Godišnji operativni troškovi su približno 2% investicionih troškova. Na nemačkom tržištu je u 2020. godini prosečna cena invertora po jedinici instalisane snage za string invertore snage do 150 kW iznosila između 50 €/kWp i 170 €/kWp. Na osnovu dijagrama strukture investicionih troškova krovnih PV sistema snage 10 kW-100 kW u periodu od 2006. do 2019. godine iz [12] zaključuje se da investicioni troškovi PV modula iznose približno 40% CAPEX. Na osnovu podataka o trendu opadanja cene PV modula [12], pretpostavljeno je da u Srbiji za PV module treba investirati $c_{PV} = 0.3 \text{ €/W}_p$, da je jedinična cena invertora $c_{PVinv} = 200 \text{ €/kW}$ i da troškovi za ostalu opremu i montažu iznose $c_{ostalo} = 0.15 \text{ €/W}_p$. Pretpostavljeno je da je životni vek invertora 15 godina. U proračunima nije uvažena: degradacija performansi PV sistema usled starenja, trend opadanja cene tehnologije tokom životnog veka projekta, kao ni trend porasta cene električne energije.

Ekonomska evaluacija za projekat energetskog sistema prozjuma izvršena je na osnovu razlike neto sadašnjih troškova vezanih za PV sistem, $NPV_{PVsistema}$, i neto sadašnjih prihoda vezanih za uštede u troškovima snabdevanja električnom energijom, NPV_S :

$$\Delta NPV = NPV_{PVsistema} - NPV_S, \quad (1)$$

Veličina ΔNPV predstavlja razliku između neto sadašnjih troškova koji se imaju za slučaj delimično lokalno proizvedene energije i neto sadašnjih troškova kada bi se celokupna energija preuzimala iz distributivne mreže.

$$NPV_{PVsistema} = CAPEX + OPEX, \quad (2)$$

$$CAPEX = c_{PV} P_{PVnom} + c_{PVinv} P_{PVinv_nom} + c_{ostalo} P_{PVnom}, \quad (3)$$

$$OPEX = \sum_{m=1}^Y \frac{\text{godišnji troškovi održavanja}}{(1+d)^m} + \frac{c_{PVinv} P_{PVinv_nom}}{(1+d)^{m_r}}, \quad (4)$$

$$NPV_S = \sum_{m=1}^Y \frac{S_m}{(1+d)^m}, \quad (5)$$

gde $m_r = 15$ predstavlja godinu u kojoj treba zameniti invertore, a S_m ušteda u troškovima snabdevanja električne energijom u m -toj godini:

$$S_m = c_{VT_eff} \text{ aktivna energija } E_m^{VT}. \quad (6)$$

Pretpostavljeno je da se sva energija PV panela plasira u periodu više tarife. Za diskontnu stopu, d , usvojena je konzervativna vrednost od 4%. Kada se uvažavaju svi troškovi (za isporuku električne energije, za pristup distributivnom sistemu, naknade za podsticaj povlašćenih proizvođača i energetske efikasnosti) zajedno sa porezom (za akcizu 7.5%, za PDV 20%) efektivna cena 1 kWh aktivne energije utrošenog tokom perioda više tarife (8-24 h) je $c_{VTeff} \text{ aktivna energija} = 8.6107 \text{ rsd/kWh}$. Ukupna energija lokalno snabdevene potrošnje u periodima više tarife je:

$$E_m^{VT} = \sum_{k \in \{\text{sati perioda više tarife}\}} P_{PVoutput}(t_k) \cdot 1h, \quad (7)$$

gde je $P_{PVoutput}$ izlazna snaga PV invertora. Ako prozjumeru nije dozvoljeno da injektira energiju u mrežu, onda njegov inverter radi prema sledećem zakonu:

$$P_{PVoutput}(t_k) = \begin{cases} P_{PVinv_nom}, & \text{za } P_{PVmpp}(t_k) \geq P_{PVinv_nom}, \\ P_L(t_k), & \text{za } P_{PVinv_nom} > P_{PVmpp}(t_k) > P_L(t_k), \\ P_{PVmpp}(t_k), & \text{za } P_{PVmpp}(t_k) \leq P_L(t_k) < P_{PVinv_nom}, \end{cases} \quad (8)$$

gde je P_{PVinv_nom} naznačena snaga PV invertora, $P_L(t_k)$ i $P_{PVmpp}(t_k)$ su redom snaga potrošnje i snaga proizvodnje PV sistema, kada radi sa maksimalnom efikasnošću (tj. u radnoj tački maksimalne snage), u k -tom satu. Prema tome, izraz (8) definiše tri moguća radna režima invertora sledećim redosledom:

1. režim – Inverter sprečava rad sa preopterećenjem pomerajući radnu tačku PV panela tako da ograniči svoju izlaznu snagu na vrednost P_{PVinv_nom} . U ovom režimu PV panel radi sa efikasnošću koja je manja od maksimalne moguće.
2. režim – PV panel radi sa smanjenom efikasnošću kako bi se sprečili kontra tokovi snaga.
3. režim – PV panel radi sa maksimalnom efikasnošću, a celokupna proizvedena energija se troši u objektu.

Modeli prozjumeru analizirani u nastavku razlikuju se među sobom na osnovu toga koji su mogući radni režimi njihovih invertora: model A dozvoljava radne režime 1 i 3 (tj. prozjumer je tako projektovan da inverter praktično nikad ne radi u režimu 2), dok su za model B moguća sva tri radna režima invertora. Model C definiše prozjumeru kojem je dozvoljeno da celokupan višak proizvodnje plasira u mrežu i njegov inverter radi prema sledećem zakonu:

$$P_{PVoutput}(t_k) = \begin{cases} P_{PVinv_nom}, & \text{za } P_{PVmpp}(t_k) \geq P_{PVinv_nom}, \\ P_{PVmpp}(t_k), & \text{za } P_{PVmpp}(t_k) < P_{PVinv_nom}. \end{cases} \quad (9)$$

Ako se razlika neto sadašnjih troškova (1) svede na 1 kWh energije sopstvene potrošnje, dobija se veličina $\Delta LCOE$:

$$\Delta LCOE = \frac{NPV_{PVsistema}}{\sum_{m=1}^Y \frac{E_m}{(1+d)^m}} - \frac{NPV_S}{\sum_{m=1}^Y \frac{E_m}{(1+d)^m}} = LCOE_{PVsistema} - LCOE_S, \quad (10)$$

koja predstavlja meru efikasnosti lokalno snabdevene potrošnje u pogledu ostvarivanja profita za prozjumeru.

Za finansijsku karakterizaciju prozjumeru izračunati su i diskontovani period povraćaja investicije, *DPBP* (*discounted payback period*), i interna stopa prinosa, *IRR* (*internal rate of return*). Interna stopa prinosa je vrednost diskontne stopa za koju je $\Delta NPV = 0$ i kvantifikuje sposobnost godišnjih ušteda koje će ostvariti prozjumer da kompenzuju investicione troškove. Diskontovani period povraćaja investicije je broj godina potreban da neto sadašnja vrednost ukupnih ostvarenih ušteda anulira početne investicije.

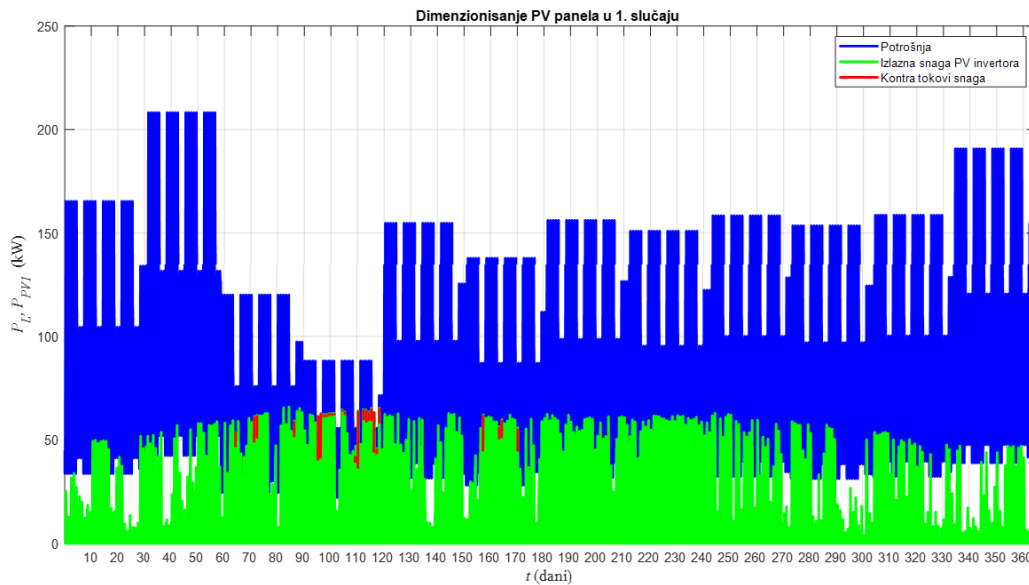
Za procenu doprinosa dekarbonizaciji elektroenergetskog sistema, usvojeno je da lokalno pokrivanje potrošnje proizvodnjom iz fotonaponskih sistema smanjuje emisiju ekvivalentnog ugljen-dioksida u vrednosti od $1.08 \text{ kgCO}_{2eq}/\text{kWh}$ [13].

IV REZULTATI

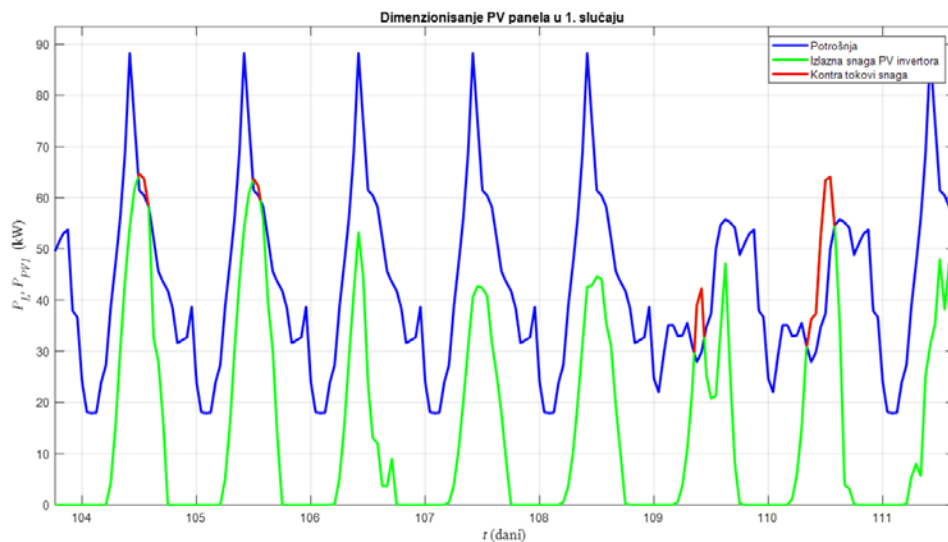
A Model prozjumeru sa maksimalno iskorišćenom raspoloživom energijom PV sistema koji ne proizvodi kontra tokove snaga

U prvom slučaju pretpostavljen je instalirani kapacitet lokalnog PV sistema tako da se maksimizira količina lokalno snabdevene potrošnje, a da PV sistem praktično sve vreme (tokom 99% vremena) radi sa maksimalnom efikasnošću i da pri tome ne injektira energiju u distributivnu mrežu. Na Sl. 5 i 6 prikazana je proizvodnja ovakvog sistema, a njegovi tehnički i ekonomski pokazatelji su dati u Tabeli 2.

U pogledu instalisane snage, kritični su prolećni meseci, kada se javljaju periodi u kojima je proizvodnja PV panela veća od potrošnje. Uz ograničenje da 99% vremena u toku godine proizvodnja PV panela bude manja od potrošnje, utvrđena je instalisana snaga fotonaponskog panela koja u ovom slučaju iznosi 72.57 kW_p .



Slika 5. Proizvodnja optimalno dimenzionisanog PV sistema za 1. model prozjumer: $P_{PVnom} = 72.57 \text{ kWp}$, $P_{PVinvnom} = 66.02 \text{ kW}$.



Slika 6. Uvećani prikaz kritičnog perioda vremena prikazanog na Slici 5

B Model prozjumer sa smanjenim iskorišćenjem raspoložive energije PV sistema koji ne proizvodi kontra tokove snaga

Povećavanjem instalisane snage PV panela (u odnosu na snagu optimalnog PV sistema određenu u 1. slučaju), može se postići veće pokrivanje dijagrama lokalne potrošnje, ali PV panel u određenim vremenskim periodima mora da radi sa smanjenom efikasnošću kako bi se sprečili kontra tokovi snaga, tako da se analizirani prozjumer održi stalno u potrošačkom modu.

Povećavanjem instalisane snage povećava se pokrivenost potrošnje objekta, ali se sa druge strane povećavaju i investicioni i eksploatacioni troškovi. Zavisnost lokalno snabdevene potrošnje i promene ukupnih neto sadašnjih troškova od

instalisanog snage PV sistema i instalisanog snage PV invertora je prikazana na Sl. 7a i b. Na Sl. 7a prikazana su varijantna rešenja za instalisanu snagu PV sistema kada je inverter dimenzionisan prema maksimalnoj snazi potrošnje (pri čemu je kao maksimum potrošnje korišćena vrednost koja je veća od snaga potrošnje na godišnjem dijagramu tokom 99% vremena). Budući da se instaliranjem dodatnih PV modula povećava lokalno snabdevena potrošnja i smanjuju troškovi snabdevanja električnom energijom iz distributivne mreže, dodatna investiciona ulaganja se delimično kompenzuju. Prema tome, optimalan dizajn PV sistema je onaj koji rezultuje minimalnim neto sadašnjim troškovima. Budući da su na tržištu dostupni invertori samo određenih instalisanih snaga, treba razmotriti modele invertora različite naznačene snage i za svaki od njih odrediti koliko ovakvih invertora je potrebno tako da se postigne da je vrednost

njihove ukupne instalisane snage najpribližnija dobijenoj optimalnoj vrednosti. Ova najpribližnija vrednost ukupne instalisane snage invertora može biti veća ili manja od optimalne. Među varijantnim rešenjima treba odabrati ono koje rezultuje najmanjim neto sadašnjim troškovima.

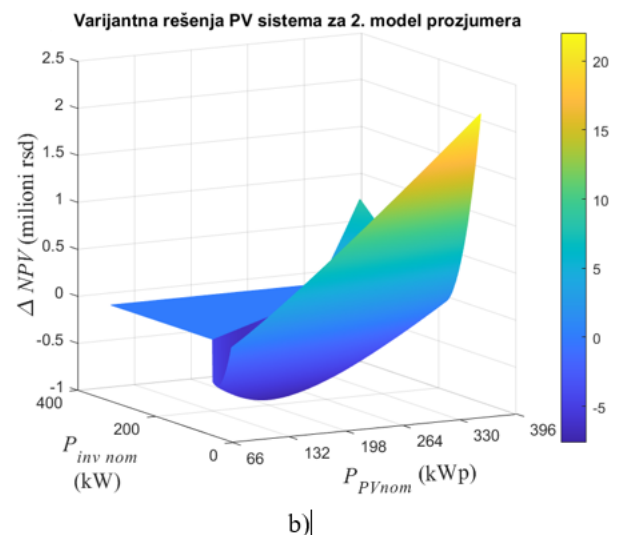
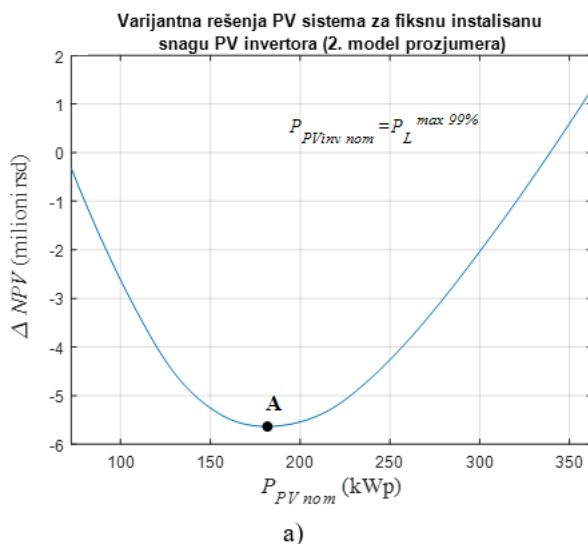
C Model prozjumer sa dozvoljenim kontra tokovima snaga

Nedostatak prethodnih modela, koji podrazumevaju da je prozjumer uvek u potrošačkom modu, je neefikasno korišćenje resursa fotonaponskih panela u periodima kada je moguća lokalna proizvodnja veća od lokalne potrošnje. Operator distributivnog sistema može da stimuliše razvoj prozjumeru u smeru povećanja lokalno snabdevene proizvodnje i većeg i efikasnijeg iskorišćenja kapaciteta PV sistema, tako što će preuzimati viškove energije proizvodnje prozjumerovog PV sistema i plaćati novčanu nadoknadu prozjumeru. Ovde je analizirano kolika treba da bude jedinična cena energije koju PV sistem injektira u distributivnu mrežu, tako da prozjumer koji ima maksimalnu dozvoljenu instalisanu snagu PV sistema ostvaruje teorijski maksimalan profit (koji odgovara minimalnom

ΔNPV (u analiziranom slučaju je to $-7,620,000$ rsd) koji prozjumer može ostvariti kao u modelu 2.2. Dakle, ovaj model prozjumeru je analiziran za sistem dimenzionisan prema odobrenoj snazi priključenja objekta (280 kW) i određeno je kolika treba da bude jedinična cena energije koju prozjumer predaje mreži da bi ovaj sistem ostvarivao isti profit kao sistem u slučaju 2.2. Na ovaj način je definisana kritična vrednost jedinične cene na osnovu koje bi se mogao formirati podsticaj, odnosno svako povećanje otkupne cene iznad definisane kritične vrednosti bi omogućilo prozjumeru ekstra profit u odnosu na maksimum profita koji može ostvariti kada radi samo u potrošačkom modu.

V DISKUSIJA REZULTATA

Na osnovu izračunatih tehničkih i ekonomskih pokazatelja datih u Tabeli 1 može se zaključiti da zgrada Tehničkih fakulteta raspolaže potrebnom krovnom površinom za polaganje PV modula i da može da instalira optimalne kapacitete fotonaponskih sistema i ostvari maksimalni ekonomski interes kao prozjumer koji radi prema nekom od razmatranih modela.



Slika 7. Određivanje optimalno dimenzionisanog PV sistema za 2. model prozjumeru:

a) instalisana snaga invertora je fiksna i jednaka maksimalanoj snazi potrošnje, a varirana je instalisana snaga PV panela (tačka A odgovara optimalno dimenzionisanom PV panelu), b) instalisana snaga PV panela i invertora je varirana (optimalna instalisana snaga PV panela je 237.57 kW_p , a invertora 122.98 kW).

Tabela 2. Tehnički, ekonomski i ekološki pokazatelji različitih modela prozjumeru

Slučaj	P_{PVnom} [kWp]	$P_{PVinvnom}$ [kW]	η_{PV} [%]	Lok. snabd. potrošnja [%]	CAPEX [rsd]	ΔNPV [rsd]	$\Delta LCOE$ [rsd/kWh]	Smanjenje emisija ekv. CO ₂ na god. nivou [tCO _{2eq}]	IRR [%]	DPBP [god.]
1.	72.6	66.0	99.4	15.7	6,240,000	-4,530,000	-2.87	109.1	10.33	11
2.1	181.8	161.0	82.3	32.5	15,550,000	-5,640,000	-1.72	226.1	7.30	14
2.2	158.7	103.0	85.8	29.6	12,690,000	-7,620,000	-2.56	205.9	8.13	13
3.*	307.6	280	100	40.2	26,450,000	3,480,000	0.86	280.1	/	/

*sa cenom el. energije od 4.15 rsd/kWh je $IRR = 6.69\%$, $DPBP = 18 \text{ god.}$

U Tabeli 2 prikazani su rezultati proračuna optimalnih instaliranih snaga sistema, stepena pokrivenosti lokalne potrošnje i ekonomski pokazatelji za svaki od analiziranih modela prozjumer. Kao mera ekonomske valorizacije analiziranih rešenja korišćena je razlika svedenih troškova lokalne proizvodnje 1 kWh i cene koštanja 1 kWh kada se on preuzima iz distributivne mreže. Ova veličina je označena sa $\Delta LCOE$. Pored ove veličine, kao specifične mere ekonomičnosti nekog rešenja, analizirana je i razlika u neto sadašnjim troškovima, ΔNPV , za snabdevanje električnom energijom u slučaju delimično lokalno proizvedene energije i neto sadašnjih troškova kada bi se celokupna energija preuzimala iz distributivne mreže. Ove veličine su izračunate za period od 25 godina, koliko je pretpostavljeni životni vek fotonaponskog sistema. Interna stopa prinosa je za svaki razmatranih modela značajno veća od pretpostavljene diskontne stope, što ukazuje na veću isplativost investicije od pretpostavljene. Međutim, u svim slučajevima je period povraćaja investicije relativno veliki. Ipak, treba imati u vidu da su proračuni ekonomskih pokazatelja u ovom radu sprovedeni na osnovu pretpostavke da je cena preuzete električne energije iz distributivne mreže tokom eksploatacionog veka ista kao u 2020. godini, za koju su bili dostupni podaci na osnovu uvida u račune o preuzetoj električnoj energiji. Očekuje se da će u narednom periodu cena električne energije biti značajno veća u odnosu na pretpostavljenu vrednost, te će parametri koji valorizuju ekonomsku opravdanost izgradnje fotonaponskog sistema na krovu zgrade Tehničkih fakulteta biti značajno izraženiji.

Prvi model obezbeđuje minimalne investicije u PV sistem i maksimalno iskorišćenje raspoložive energije PV sistema za pokrivanje odgovarajućeg dela lokalne potrošnje, stoga je $\Delta LCOE$, kao mera efikasnosti lokalno snabdevene potrošnje u ostvarivanju profita za prozjumer, najveće po modulu u ovom slučaju. Međutim, ukupna ekonomska dobit nije najveća kod ovog modela jer se relativno mali deo potrošnje pokriva iz lokalnog izvora. Drugi model zahteva veće investicije po 1 kWh lokalne potrošnje zbog smanjenja iskorišćenja PV panela. Dizajn prozjumer prema 2. modelu predstavlja kompromis između količine lokalno snabdevene potrošnje (koja se odražava na tehničke benefite za distributivnu mrežu i uštedu u emisijama štetnih gasova) i investicionih troškova. Na osnovu sprovedenih ekonomskih proračuna pokazuje se da je u izvesnoj meri rešenje 2.2 ekonomski opravdanije od rešenja 2.1 jer obezbeđuje veću uštedu sredstava za prozjumer. Međutim, ukoliko bi se u analize uvrstili i ekološki efekti u pogledu uštede u emisiji CO₂, rešenje 2.1 bi bilo naprednije jer ono obezbeđuje veće pokrivanje lokalne potrošnje u odnosu na rešenje 2.2 i time smanjuje potrebu za proizvodnjom električne energije u termoelektranama. O ovom efektu treba voditi računa i formirati model podsticaja prema kojem bi prozjumer bio stimulisan da što efikasnije koristi lokalni izvor, što je analizirano u modelu 3.

Treći model omogućava maksimalno iskorišćenje raspoložive energije PV sistema i najefikasnije korišćenje instaliranih kapaciteta distribuiranog izvora. Ovim modelom se značajno povećava udeo OIE u pokrivanju potrošnje generalno u distributivnoj mreži, ali zahteva dodatna ulaganja u distributivni sistem kako kontra tokovi snaga ne bi ugrozili rad sistema. U tom pogledu pretpostavljeno je da instalirana snaga invertora može

biti maksimalno jednaka vrednosti odobrene snage potrošnje. Naravno, ovaj kriterijum je uzet uz pretpostavku da objekat raspolaže dovoljnom krovnom površinom da se može instalirati fotonaponski panel odgovarajuće snage. Na ovaj način se neće ugroziti priključna oprema jer će strujna opterećenja svih elemenata biti ispod trajno dozvoljenih vrednosti. Kod potrošača, kakav je analizirani objekat, moguće bi bilo da se ograničenje postavi i tako da snaga razmene sa elektrodistributivnim sistemom ne bude veća od odobrene snage potrošnje. I u ovom slučaju bi se održali uslovi dozvoljenih strujnih opterećenja elemenata, pri čemu bi instalirana snaga fotonaponskog sistema mogla biti značajno veća. Kod ovog rešenja neophodno bi bilo instalirati sigurnosne limitere, koji bi pratili snagu razmene, kako se ne bi u specifičnim slučajevima desila injektiranja snage veća od odobrene snage potrošnje. Ipak, u ovom radu nije analiziran ovaj model s obzirom na to da on može biti problematičan i sa aspekta naponskih prilika, pogotovo u slabim distributivnim mrežama. Kod masovne instalacije fotonaponskih sistema, treba voditi računa o jednovremenosti proizvodnje ovih sistema koji mogu kontra tokovima snaga dovesti do prenapona u pojedinim čvorovima distributivne mreže. Uveliko se istražuje i primena baterijskih sistema za skladištenje energije kojima bi se ublažio uticaj distribuiranih izvora na prilike u mreži i povećao kapacitet mreže (*hosting capacity*) za akomodaciju velikog broja prozjumer, odnosno generalno distribuiranih izvora energije. Baterijski kapaciteti mogu biti u vlasništvu prozjumer i priključeni na njegove električne instalacije [14] (u ovom slučaju se čak može koristiti i baterija električnog vozila) ili baterijski kapaciteti mogu biti centralizovani i instalirani u određenim čvorovima distributivne mreže kao zajedničko vlasništvo većeg broja prozjumer, njihovog agregatora, operatora distributivne mreže ili nekog drugog učesnika na lokalnom tržištu električne energije [15], [16], [17].

Da bi sistem dimenzionisan kao u slučaju 3 ostvarivao teorijski maksimalan profit jedinična cena električne energije koju ovaj sistem injektira u mrežu treba da bude jednaka:

$$C_{PV2grid} = \frac{NPV^{Slučaj\ 3} - NPV^{Slučaj\ 2.2}}{\sum_{m=1}^{25} \frac{E_{PV2grid-m}}{(1+d)^m}} = 4.15 \text{ rsd/kWh}. \quad (11)$$

Sa ovakvom cenom bi dati prozjumer bio motivisan da instalira PV panel što veće snage, a da pri tom ostvari željene ekonomske benefite i više doprinese dekarbonizaciji elektroenergetskog sistema. S druge strane, primena ovakve podsticajne mere i perspektiva intenzivnog razvoja prozjumer otvara pitanje da li će troškovi distributivnog sistema biti pravedno raspoređeni između njegovih korisnika. Budući da će prozjumeri značajno smanjiti količinu energije koja se preuzima iz mreže, a i dalje koriste usluge distributivnog sistema, neophodno je da se promeni način obračunavanja troškova snabdevanja električnom energijom i da se sa postojećeg, dominantno volumetrijskog obračuna, pređe na obračun koji više naplaćuje odobrenu snagu priključenja [18].

VI ZAKLJUČAK

Aktuelni tarifni sistem i cena električne energije u Srbiji stvaraju uslove da veliki komercijalni kupci postanu prozjumeri sa

lokalno instalisanim fotonaponskim sistemom u cilju pokrivanja dela potrošnje i smanjenja troškova snabdevanja električnom energijom iz distributivne mreže. Aktuelna regulativa ne dozvoljava prozjumerima da višak proizvedene energije predaju mreži, što u značajnoj meri ograničava količinu lokalno snabdevene potrošnje i efikasnost korišćenja instalisanih kapaciteta PV sistema. Ako bi se dozvolili kontra tokovi snage, odnosno plasman viškova lokalno proizvedene energije u distributivnu mrežu, stvorili bi se tehnički uslovi za izgradnju fotonaponskih sistema veće snage čime bi se bolje i efikasnije iskoristile pasivne krovne površine koje su značajan resurs za proizvodnju električne energije iz fotonaponskih sistema. Ovakve mere bi pomogle daljoj dekarbonizaciji elektroenergetskog sistema i ostvarivanju ciljeva energetske politike. Analize sprovedene u ovom radu definišu uslove ekonomske opravdanosti da investitori predaju viškove proizvedene električne energije u distributivnu mrežu. Sprovedene analize daju podlogu za proračun ekonomske opravdanosti lokalnog skladištenja energije. Treba napomenuti da su kvantitativni proračuni ekonomskih pokazatelja sprovedeni pod konzervativnom pretpostavkom u pogledu cene električne energije iz distributivne mreže.

ZAHVALNICA

Autori zahvaljuju Ministarstvu prosvete, nauke i tehnološkog razvoja Republike Srbije koje je omogućilo izradu ovog rada u okviru projekta III42009.

LITERATURA

- [1] CE Delft: *The potential of energy citizens in the European Union*, Delft, September 2016. <https://friendsoftheearth.eu/wp-content/uploads/2016/09/ce-delft-the-potential-of-energy-citizens-eu.pdf> [pristupljeno 29.01.2021]
- [2] European Renewable Energies Federation (EREF). *PV prosumer guidelines for eight eu member states*, Brussels, 2019. https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/05/1904_PVP4Grid_Bericht_EUnat_web.pdf [pristupljeno 29.01.2021]
- [3] de Villena, M.M., Jacqmin, J., Fonteneau, R., Gautier, A., Ernst, D. Network tariffs and the integration of prosumers: The case of Wallonia, *Energy Policy*, Vol. 150, 112065, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112065>
- [4] Agencija za energetiku Republike Srbije, Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, *Službeni glasnik RS*, br. 105/12, 84/13, 87/13, 143/14, 65/15, 109/15, 98/16, 99/18, 158/20.
- [5] Operator distributivnog sistema "EPS Distribucija" d.o.o. Beograd. Odluka o ceni pristupa sistemu za distribuciju električne energije, *Sl. glasnik RS*, br. 77/2019
- [6] Đurišić, Ž., Kotur, D., Dobrić, G., Dakić, P. *Generalni projekat sa prethodnom studijom izvodljivosti: Fotonaponska elektrane nazivne snage 300 kW u sklopu "realne laboratorije za elektrane"*, Univerzitet u Beogradu: Elektrotehnički fakultet, 2015.
- [7] Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., Stewart, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance, *Solar Energy*, Vol. 44, Issue 5, pp. 271-289, 1990. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H)
- [8] Photovoltaic systems. www.pvsyst.com [pristupljeno 04.02.2021]
- [9] European Commission. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, EU Science Hub, <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> [pristupljeno 08.02.2021]
- [10] SARAH Solar Radiation Data, EU Science Hub (europa.eu) <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH> [pristupljeno 08.02.2021]
- [11] Kost, C., Shammugam, S., Julch, V., Nguyen, H.-T., Schlegel, T. *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2018. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf [pristupljeno 05.02.2021]
- [12] Jovanović Popović, M., Ignjatović, D., Zeković, B., Đurišić, Ž., Batić, I., Mirkov, N., Bakić, V., Kljajić, M., Konstantinović, D. *Application of renewable energy sources in school, gym and kindergarten buildings*, GIZ - Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit, 2019. <http://eeplatforma.arh.bg.ac.rs/en/publications/application-of-renewable-energy-sources-in-school-gym-and-kindergarten-buildings> [pristupljeno 06.02.2021]
- [13] Barzegkar-Ntovoma, G.A., Chatzigeorgioub, N.G., Noudilisc, A.I., Vomvac, S.A., Kryonidisc, G.C., Kontisc, E.O., Georghioub, G.E., Christoforidisc, G.C., Papagiannisc, G.K. Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme, *Renewable Energy*, Vol. 152, pp. 1302-1309, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.061>
- [14] Weckesser, T., Dominković, D.F., Blomgren, E.M.V., Schledorn, A., Madsen, H. Renewable Energy Communities: Optimal sizing and distribution grid impact of photo-voltaics and battery storage, *Applied Energy*, Vol. 301, 117408, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117408>
- [15] Zheng, S., Huang, G., Lai, A.C. K. Techno-economic performance analysis of synergistic energy sharing strategies for grid-connected prosumers with distributed battery storages, *Renewable Energy*, Vol. 178, pp. 1261-1278, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.100>
- [16] Gupta, R., Sossan, F., Paolone, M. Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland, *Applied Energy*, Vol. 281, 116010, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116010>
- [17] European Distribution System Operators for Smart Grids. *Adapting distribution network tariffs to a decentralised energy future*. Sep.2015. <https://www.edsoforsmartgrids.eu/adapting-distribution-network-tariffs-to-a-decentralised-energy-future-position-paper/> [pristupljeno 11.02.2021]

AUTORI

Bojana Škrbić, mast. inž. el., Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, bskrbic@etf.rs
dr Željko Đurišić - vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, djurisic@etf.rs

Optimalno dimenzionisanje mikromreže sa obnovljivim izvorima energije u Srbiji

Optimal Sizing of the Microgrid with Renewable Energy Sources in Serbia

Vladimir Antonijević*, Lazar Mladenović**, Goran Dobrić*, Mileta Žarković*

* Elektrotehnički fakultet. Univerzitet u Beogradu

** Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. - EKC

Rezime - U radu je izvršena analiza formiranja mikromreže u Južnom Banatu. Rad sadrži tri scenarija vezana za određivanje veličine konzuma dela elektroenergetskog sistema Srbije koji se potencijalno može napajati samo iz obnovljivih izvora energije. Na osnovu realnih podataka o proizvodnji četiri vetroelektrane u Srbiji (Čibuk, Kovačica, Alibunar i Košava) za period januar – jun 2019. godine, kao i realnih podataka o potrošnji, formiran je prvi scenario koji se odnosi na određivanje dela konzuma koji se može pokriti iz postojećih vetroelektrana. U ovom scenariju je, uz poštovanje kriterijuma besprekidnosti napajanja, za različite veličine konzuma određivano procentualno učešće energije iz elektroenergetske mreže. Kako bi se smanjio udeo energije iz elektroenergetske mreže, razmatran je novi scenario, koji se odnosi na dodavanje proizvodnih kapaciteta energije sunca. Analiza drugog scenarija pokazala je smanjenu zbirnu intermitentnost vetroelektrana i solarne elektrane u odnosu na prvi scenario. Komplementarna priroda sunca i vetra doprinosi boljoj korelisanosti potrošnje i proizvodnje. Treći scenario podrazumeva dodavanje skladišnog kapaciteta na drugi scenario. Primenjen je genetički algoritam za optimalno određivanje skladišnog kapaciteta za slučaj mikromreže u ostrvskom radu, kao i kada je priključena na elektroenergetsku mrežu. Za svaki scenario je formiran koeficijent korelacije proizvodnje i potrošnje. Kompletan analiza je izvršena u cilju sagledavanja mogućnosti formiranja mikromreže u delu elektroenergetskog sistema Srbije u blizini vetroelektrana. Ovakva analiza pokazuje smanjenje gubitaka u prenosu, smanjenje emisije CO₂ i bolje naponske prilike.

Ključne reči - mikromreža, vetroelektrana, obnovljivi izvori energije

Abstract - The paper analyzes the formation of the microgrid in South Banat. The paper contains three scenarios related to determining the size of the distribution area of the part of the electric power system of Serbia that can potentially be powered only from renewable energy sources. Based on real data on the production of four wind farms in Serbia (Čibuk, Kovačica, Alibunar and Košava) for the period January - June 2019 and real consumption data, the first scenario was formed which refers to determining the part of distribution area that can be covered from existing wind farms. In this scenario, with respect to the criteria

of uninterrupted power supply, the percentage share of energy from the electricity network was determined for different sizes of distribution area. In order to reduce the share of energy from the electricity network, a new scenario was considered, which refers to the addition of production capacities of solar energy. The analysis of the second scenario showed reduced cumulative intermittency of wind and solar power plants compared to the first scenario. The complementary nature of the sun and wind contributes to a better correlation between consumption and production. The third scenario involves adding storage capacity to the second scenario. A genetic algorithm was applied for the optimal determination of the storage capacity of a microgrid in both grid-connected and islanded modes. A correlation coefficient of production and consumption was formed for each scenario. A complete analysis was performed in order to consider the possibility of forming a microgrid in the part of the Serbian power system near wind farms. This analysis showed a reduction in transmission losses, a reduction in CO₂ emissions and better voltage conditions.

Index Terms - microgrid, wind farm, renewable energy sources

I UVOD

Poslednjih decenija koncepti razvoja energetike su se značajno promenili. U velikom broju zemalja trendovi izgradnje novih proizvodnih kapaciteta usmereni su ka obnovljivim, a sve manje ka konvencionalnim izvorima. Razlozi za ovakvu strategiju razvoja energetike su višestruki. Pre svega teži se ekološkoj proizvodnji električne energije kako bi se smanjilo zagađenje životne sredine. Pored toga, regulative Evropske Unije ograničavaju prekomernu emisiju gasova staklene bašte pa se kod planiranja izgradnje izvora ova činjenica mora uzeti u obzir. Investicioni troškovi u projektima izgradnje kapaciteta baziranih na obnovljivim izvorima su postali konkurentni troškovima izgradnje tradicionalnih izvora, što pre desetak godina nije bio slučaj. Sve ove faktore treba uzeti u obzir pri planiranju proizvodnih kapaciteta u jednom elektroenergetskom sistemu.

Najveći udeo u proizvodnji elektroenergetskog sistema Srbije je iz termoelektrana sa lignitom kao pogonskim gorivom, pa je dalji razvoj sistema veoma osetljiv na cene emisije CO₂. Planirani projekti u elektroenergetskom sistemu Srbije tokom naredne

decenije imaju za cilj povećanje sigurnosti snabdevanja, podršku integraciji obnovljivih izvora, povezivanje tržišta električne energije u regionu, kao i jačanje interkonektivnih veza između sistema i povećanje raspoloživih prenosnih kapaciteta. Trenutno i u daljem planu razvoja elektroenergetskog sistema Srbije, vetroelektrane su, u odnosu na ostale obnovljive izvore energije, najzastupljenije, pa je, prilikom planiranja rada EES-a potrebno na taj aspekt posebno obratiti pažnju [1].

Problem dimenzionisanja mikromreže je opisan u radovima primenom različitih optimizacionih metoda. U radu [2] je razmatrano optimalno dimenzionisanje skladišnog kapaciteta za mikromrežu u ostrvskom radu napajaju putem vetroenergije i solarne energije. Korišćen je stohastički metod optimizacije sa ograničenjem verovatnoće (chance-constraint method). U [3] je opisana metodologija planiranja mikromreže za optimizovanje tržišta sekundarnih usluga pomoću metaheurističke metode. Rad [4] se bavi problemom optimalnog dimenzionisanja hibridnog sistema sa obnovljivim izvorima energije primenom metode roja čestica (PSO). U [5] – [13] se mogu naći još neki aspekti formiranja i analize mikromreža.

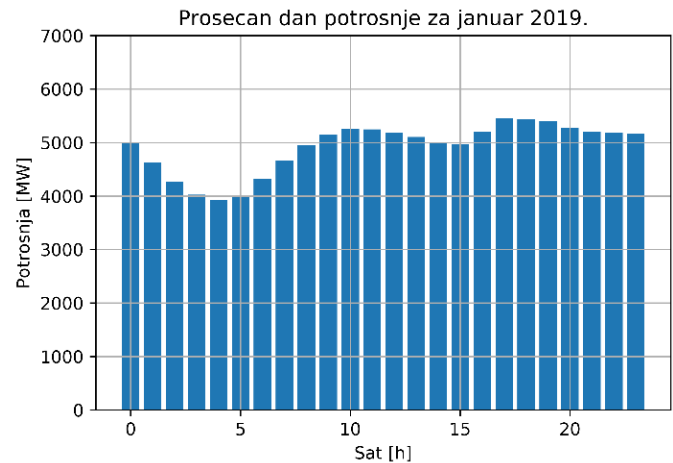
U ovom radu se analizira koji deo elektroenergetskog sistema Srbije bi mogao raditi samostalno, odnosno kao mikromreža. Korišćeni su realni podaci o proizvodnji četiri vetroparka u Srbiji za period januar – jun 2019. godine. Nakon razmatranja potrošnje u istom periodu, razvijena su tri scenarija formiranja mikromreže u okolini vetroparkova.

II VETROPARKOVI I KONZUM U SRBIJI

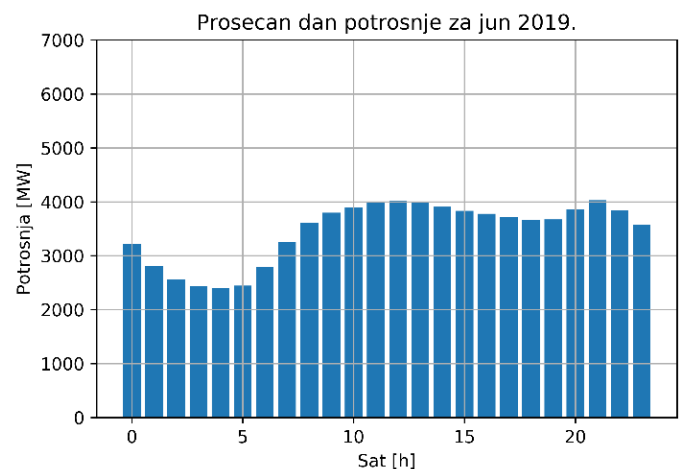
Region Banata je poznat kao izrazito vetrovito područje na kome su početkom druge decenije otpočeta merenja brzine i smera vetra na većem broju lokacija. Nakon toga usledila je izgradnja četiri vetroparka. Vetropark Kovačica instalisane snage 104,5 MW se nalazi u opštini Kovačica, AP Vojvodina, Republika Srbija. Vetropark Kovačica je priključen na sistem za prenos električne energije, JP "Elektromreža Srbije", na prenosnu mrežu naponskog nivoa 220 kV dalekovoda br. 254 Pančevo 2 - Zrenjanin 2, preko planirane trafo-stanice TS 35/220 kV "Kovačica". Vetropark Čibuk 1 je u 2019. godini sa 158 megavata (MW) kapaciteta, postao najveći komercijalni energetska projekat u domenu vetroenergije u Srbiji i na zapadnom Balkanu. Vetropark Alibunar ima ukupnu instalisanu snagu 42 MW i priključen je na sredjenaponsku 33 kV mrežu i preko transformacije 33/110kV na 110kV elektroenergetski sistem. Vetropark Košava je instalisane snage 69 MW i priključen je na elektroenergetski sistem u blizini Vršca. U cilju formiranja mikromreže, koja će okružiti elektroenergetski sistem Banata oko pomenutih vetroparkova, korišćene su satne vrednosti konzuma za teritoriju cele Srbije i ukupna satna proizvodnja iz vetroparkova za period januar-jun 2019. godine. Izvršena je detaljna analiza i vizualizacija prikupljenih podataka pomoću programskog jezika *Python* i njegovih biblioteka: *Pandas*, *NumPy*, *Matplotlib*. Programski jezik *Python* je odabran jer je u odnosu na neke druge inženjerske alate *open source* i besplatan. Takođe njegova prednost jeste u jednostavnosti sintakse, lakoći učenja, kao i sve više rastućoj popularnosti i rasprostranjenosti ovog programskog jezika.

Tabela 1. Podaci o konzumu

Mesec	Ukupna potrošnja [MWh]	Standardna devijacija [MWh]	Relativna devijacija [%]
Januar	3657547	534	10,86
Februar	3072340	524	11,47
Mart	2917851	553	14,08
April	2662744	564	15,26
Maj	2671617	571	15,90
Jun	2491853	605	17,49



Slika 1. Prosečan dan potrošnje za januar 2019.



Slika 2. Prosečan dan potrošnje za jun 2019.

Na osnovu raspoloživih podataka o ukupnom konzumu u Srbiji za period januar-jun 2019. godine sa satnom rezolucijom formirana je Tabela 1. Tabela 1 prikazuje ukupnu potrošnju po mesecima, kao i standardnu i relativnu standardnu devijaciju kao statističku meru uniformnosti potrošnje. Standardna devijacija skupa se računa kao:

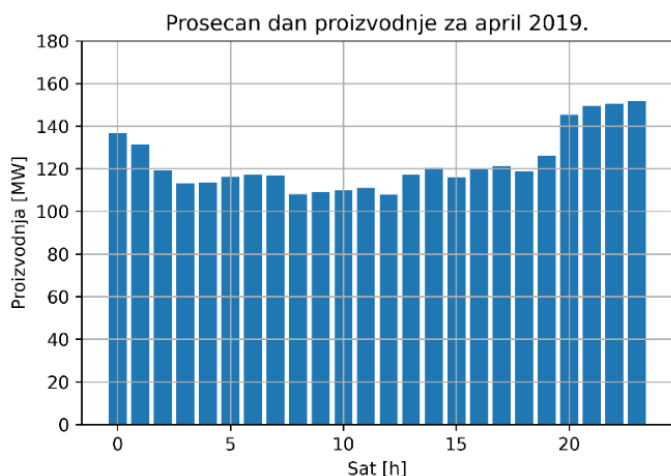
$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2} \quad (1)$$

gde je N broj elemenata skupa (u ovom slučaju broj sati u posmatranom mesecu), a μ aritmetička sredina niza (srednja satna potrošnja u posmatranom mesecu). Na Slikama 1 i 2 prikazani su reprezentativno prosečni dani potrošnje u mesecu sa maksimumom i minimumom dnevnog konzuma. Vidimo da je oblik grafika potrošnje sličan u svakom mesecu; maksimum dostiže u večernjim satima (19-21h), a minimum je u ranim jutarnjim časovima (oko 4:00h), što je i za očekivati s obzirom na navike potrošača.

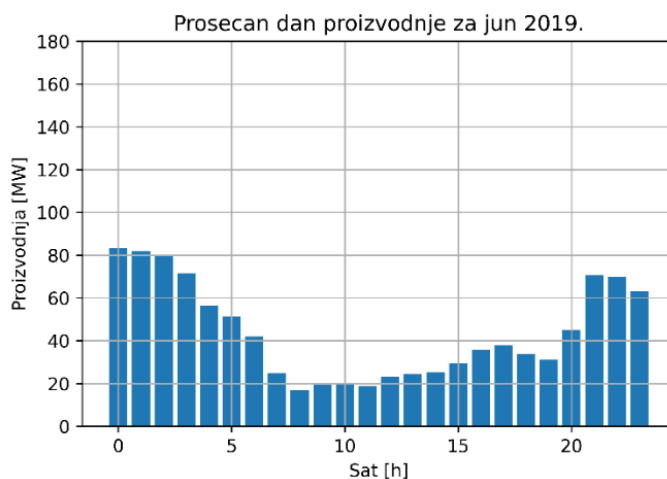
Tabela 2 predstavlja ukupne mesečne proizvodnje, kao i maksimalne i srednje vrednosti snaga četiri izgrađena vetroparka u Srbiji. Najveća proizvodnja iz vetroagregata bila je u aprilu, dok je najmanje proizvedeno u junu. U skladu sa tim na Slikama 3. i 4. prikazani su prosečni dani sumarne proizvodnje vetroparkova za ova dva meseca. Može se uočiti da je proizvodnja u proseku veća noću, što se i slaže sa činjenicom da je prosečna brzina vetra noću veća, te otuda i veća angažovanost vetroagregata. Ovakav dnevni profil brzine vetra nije nužno povoljan sa aspekta korelisanosti proizvodnje i potrošnje, jer se najveća potrošnja javlja danju, a noću je snižena. To dalje implicira na nemogućnost vetroenergije da pretežno samostalno (bez mnogo udela energije iz mreže ili velikih skladišnih kapaciteta) napaja određenu potrošnju.

Tabela 2. Ukupna proizvodnja iz vetroelektrana

Mesec	Ukupna proizvodnja [MWh]	Maksimalna snaga [MW]	Srednja snaga [MW]
Januar	53179	223	71,477
Februar	57447	249	85,487
Mart	67887	278	91,246
April	88428	293	122,814
Maj	55439	284	74,515
Jun	31680	241	44,0



Slika 3. Prosečan dan proizvodnje vetroparkova za april 2019.



Slika 4. Prosečan dan proizvodnje vetroparkova za jun 2019.

III FORMIRANJE MIKROMREŽE

Problem kojim se rad u osnovi bavi jeste koji deo konzuma Srbije može da se napaja iz postojećih instalisanih kapaciteta vetroelektrana, uz uslov neprekidnosti napajanja potrošnje. Praktično, koji deo potrošnje Srbije vetroelektrane mogu da zadovolje ako rade u formi mikromreže. Treba analizirati i slučaj kada se dozvoljava da se određena količina energije preuzima iz mreže. U tu svrhu, razvijen je algoritam koji proračunava koliki procenat ukupnog konzuma se može pokriti iz vetroenergije uz određeni procenat učešća energije iz mreže u ukupnom konzumu. Pretpostavlja se da potrošnja u mikromreži ima isti oblik kao ukupan konzum, samo skaliran za određeni procenat.

A Prvi scenario – vetroparkovi i skaliranje konzuma

Svaka satna vrednost konzuma skalirana je koeficijentom k . Razvijeni algoritam traga za maksimalnom vrednošću k takvom da skalirana potrošnja bude najveća moguća, a da nema prekida njenog napajanja. Takođe dodat je i uslov da određeni procenat te ukupne energije bude napajan iz mreže. Ovo predstavlja i optimizacioni problem, jer promenom koeficijenta skaliranja, isti procenat učešća energije predstavlja drugačiju ukupnu energiju nadoknađenu iz mreže. U cilju efikasnosti razvijenog algoritma korišćen je genetički algoritam. U Tabeli 3 su prikazani rezultati analize.

Tabela 3 Rezultati formiranja mikromreže na bazi energije iz vetroparkova

Ukupna potrošnja [MWh]	Učešće energije iz mreže [%]	Koeficijent skaliranja [%]	Vraćeno u mrežu [%]
1,67	5	$9 \cdot 10^{-6}$	99,99955
6005	10	0,03437	98,47333
24923	15	0,14263	94,01656
56146	20	0,32131	87,31374
98069	25	0,56123	79,22614
149390	30	0,85493	70,46440
211374	35	1,20965	61,19481
283417	40	1,62194	51,97101

370025	45	2,11758	42,51963
472619	50	2,70471	33,25683
597902	55	3,42168	24,00790
748459	60	4,28329	15,44219
923975	65	5,28773	8,66141
1136832	70	6,50587	3,67402
1401804	75	8,02225	1,01880

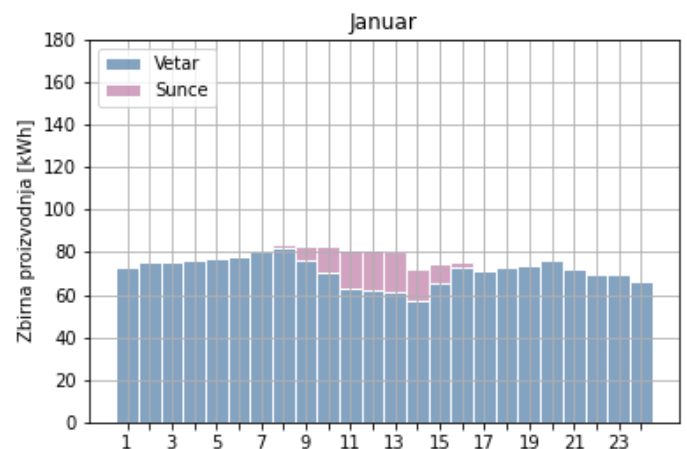
U prvoj koloni data je ukupna potrošnja za period januar-jun 2019. koja se može zadovoljiti, uz uslov prikazan u drugoj koloni: koliki deo te ukupne potrošnje dolazi iz mreže. U trećoj koloni dat je koeficijent skaliranja u procentima, koji pokazuje koliki procenat ukupnog konzuma u Srbiji se može napajati pod datim uslovima. Osećaja radi, konzum Južnog Banata odgovara koeficijentu skaliranja $k = 4,36\%$. U poslednjoj, četvrtoj koloni, prikazano je koji deo ukupne energije iz vetroagregata je vraćen u mrežu, tačnije nije predat posmatranoj potrošnji. Rezultati pokazuju da nije moguće da vetroagregati potpuno samostalno napajaju bilo koji skalirani deo konzuma, jer dovoljno je da u jednom satu vetroelektrane ne proizvode energiju, pa da se ne ispuni uslov neprekidnosti napajanja potrošnje. Čak i sa 5% ukupnog učešća energije iz mreže, zanemarljiva je potrošnja koja se može pokriti. Kada 25% ukupne potrošnje se zadovolji iz mreže, vidimo da gotovo 80% proizvodnje vetroagregata se vraća u mrežu, tačnije ne odlazi na pokrivanje potrošnje. Da bi bar približno pola energije iz vetroagregata otišlo na pokrivanje posmatrane potrošnje i u tom smislu bilo iskorišćeno, potrebno je da iz mreže dođe 40% ukupne energije, i u tom slučaju se može pokriti 1.62% ukupnog konzuma u Srbiji. Ovi podaci ukazuju na izrazitu nekorelisanost proizvodnje iz vetroagregata i konzuma, i ukazuje na nemogućnost vetroenergije da pretežno samostalno napaja neki deo konzuma, što je pre svega posledica intermitentnosti proizvodnje iz obnovljivih izvora energije.

B Drugi scenario – vetroparkovi i solarna energija

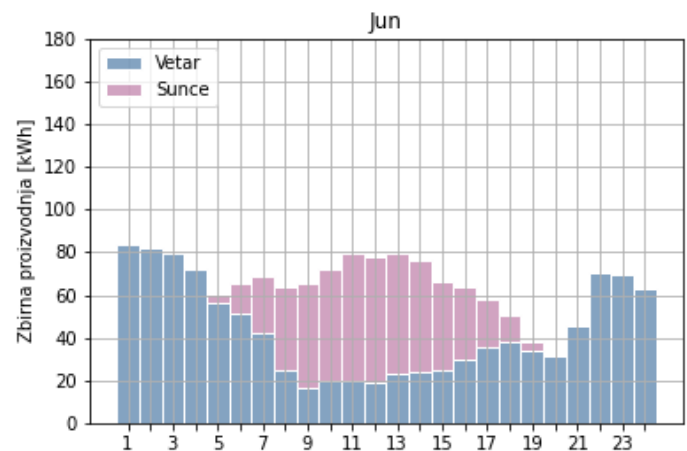
Da bi se popravio potencijal proizvodnje iz vetroparkova, u drugom scenariju se analizira dodavanje kapaciteta proizvodnje iz solarne energije, uz očekivanje da će komplementarna priroda intermitentnosti vetra i sunca doprineti boljoj korelisanosti proizvodnje i potrošnje. Za proračun proizvodnje iz dodatnih solarnih kapaciteta korišćeni su realni podaci o iradijaciji na teritoriji Srbije. U drugom scenariju proizvodnja iz obnovljivih izvora energije će predstavljati zbirnu proizvodnju iz sunca i vetra. Za potrebe analize, pretpostavljeno je da novoinstalirana snaga solarnih panela iznosi 100 MW. U Tabeli 4 i Slikama 5. i 6. su prikazani rezultati obrade podataka u skladu sa prikazom u prvom scenariju. U Tabeli 5 prikazani su rezultati istih proračuna rađenih u Tabeli 3, samo ovaj put je uzeta zbirna proizvodnja vetroagregata i solarnih panela. Primetno je da se sada proračun menja u pravcu bolje korelisanosti potrošnje i proizvodnje za iste odgovarajuće procenat udela energije iz mreže. Na primer, u slučaju kada je zbirna proizvodnja, za 30% učešća energije iz mreže, iskorišćenost proizvodnje iz obnovljivih izvora je 52.5% (47.5% se vraća u mrežu). Kada se posmatra samo proizvodnja iz vetroagregata, za 30% učešća energije iz mreže u potrošnji, iskorišćenost obnovljivih izvora je svega 29.5% (70.5% se vraća u mrežu). To je relativni napredak od 23%. Upravo ovaj primer je grafički prikazan na Slici 7.

Tabela 4 Zbirna mesečna proizvodnja iz vetroelektrana i dodatnih solarnih kapaciteta

Mesec	Ukupna proizvodnja [MWh]	Maksimalna snaga [MW]	Srednja snaga [%]
Januar	56361	223,16	75,75
Februar	63182	272,67	94,02
Mart	76769	297,28	103,18
April	103182	362,40	143,31
Maj	72498	338,19	97,44
Jun	47440	243,29	65,89



Slika 5. Prosečan dan zbirne proizvodnje za januar 2019.

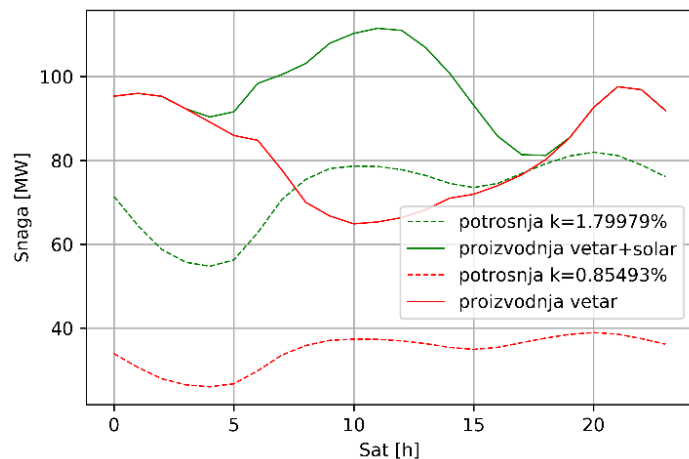


Slika 6. Prosečan dan zbirne proizvodnje za jun 2019

Tabela 5 Rezultati formiranja mikromreže na bazi energije iz vetroparkova i solarne energije

Ukupna potrošnja [MWh]	Učešće energije iz mreže [%]	Koeficijent skaliranja [%]	Vraćeno u mrežu [%]
12692	5	0,07263	97,12538
54246	10	0,31044	88,36010
107942	15	0,61773	78,12496

170134	20	0,97364	67,54965
241333	25	1,38111	56,84635
314495	30	1,79979	47,51323
389363	35	2,22825	39,65983
471900	40	2,70059	32,49449
566597	45	3,24253	25,70231
677998	50	3,88005	19,17667
808582	55	4,62736	13,24888
962380	60	5,50752	8,22065
1147065	65	6,56443	4,28185
1375766	70	7,87324	1,59801
1673929	75	9,57957	0,22648



Slika 7. Poređenje za prosečan dan za period januar-jun

Na primeru prosečnog dana za period januar-jun 2019. prikazanom na Slici 7, jasno se vidi razlika u korelisanosti između režima sa proizvodnjom iz vetroagregata, i režima sa dodatnom solarnom proizvodnjom, za ukupno učešće energije iz mreže u potrošnji od 30%. Pojednostavljeno, zelene linije su međusobno sličnijeg oblika nego crvene. To znači da su razlike u proizvodnji i potrošnji u toku vremena manje, pa je i manja potreba za preuzimanjem energije iz mreže i veća je iskorišćenost obnovljivih izvora energije. Da bi se ovaj zaključak i matematički pokazao, biće izračunat faktor korelisanosti potrošnje i proizvodnje u ova dva slučaja. Korelisanost proizvodnje i potrošnje je faktor od bitnog uticaja na potencijal obnovljivih izvora energije da što efikasnije napajaju određenu potrošnju. Korelisanost proizvodnje i potrošnje može se definisati kao:

$$K = \frac{1}{N} \frac{\sum_{j=1}^N PO_j * PR_j}{PO_{avg} * PR_{avg}} \quad (2)$$

gde je PO_j satna potrošnja, a PR_j satna proizvodnja u satu j . N predstavlja ukupan broj sati posmatranog perioda.

Za slučaj prikazan na Slici 7, faktor korelisanosti za proizvodnju iz vetrogeneratora iznosi $K_v = 0.9940$, dok je sa zbirnom proizvodnjom korelisanost zaista veća, $K_{v+s} = 1.0018$.

C Treći scenario – vetroparkovi, solarna energija i skladište energije

U trećem scenariju analizirana je mogućnost dodavanja skladišnog sistema komplementarnog analiziranom sistemu sa obnovljivim izvorima energije. Razvijen je optimizacioni algoritam koji za prethodno analiziranu zbirnu proizvodnju iz obnovljivih izvora energije, za različite koeficijente skaliranja potrošnje i različite udele energije iz mreže daje optimalni skladišni kapacitet. Optimalni podrazumeva minimalni mogući tako da nema prekida napajanja i da postoji tačno određeni udeo energije iz mreže. Vrednosti učešća energije iz mreže su odabrane tako da je prikazana i teorijska donja, i praktična gornja granica vrednosti skladišnog kapaciteta.

Tabela 6 Rezultati formiranja mikromreže na bazi energije iz OIE, skaliranog konzuma i skladišnog kapaciteta

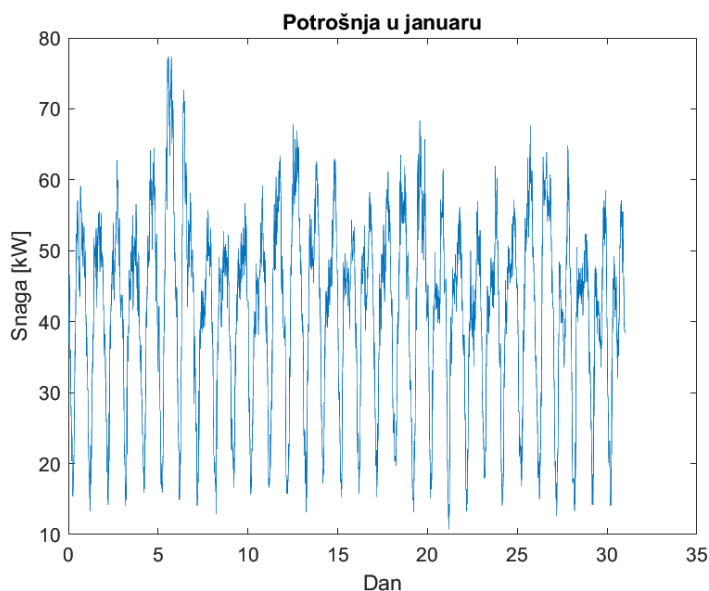
Koeficijent skaliranja [%]	Učešće energije iz mreže [%]	Optimalni skladišni kapacitet [MWh]
1	10	248,3
	20	3,4
2	10	3751,4
	20	828,6
	30	62,4
3	10	52364,3
	20	17721
	30	2797,1
	40	164,3
4	10	209629,8
	20	139734,7
	30	69838,1
	40	11401,9
	50	65,4

Slovenija je 2020. godine pustila u rad skladište električne energije proizvođača Tesla u vidi litijum-jonskih baterija skladišnog kapaciteta 22MWh i cene 16.5 miliona \$. Očigledno da su skladišni sistemi veoma skupi, posebno oni litijum-jonskog tipa koji su i najpogodniji za ovu primenu, te je njihov kapacitet u tom pogledu i ograničen. Stoga ovakva baza podataka može biti korisna projektantima mikromreže, jer ukazuje na to kakva potrošnja se može pokriti sa zadatom proizvodnjom i koliko efikasno za određene skladišne kapacitete. Očigledno da se svi režimi rada koji zahtevaju stotine ili hiljade MWh skladišnog kapaciteta u startu ne trebaju uzimati u razmatranje.

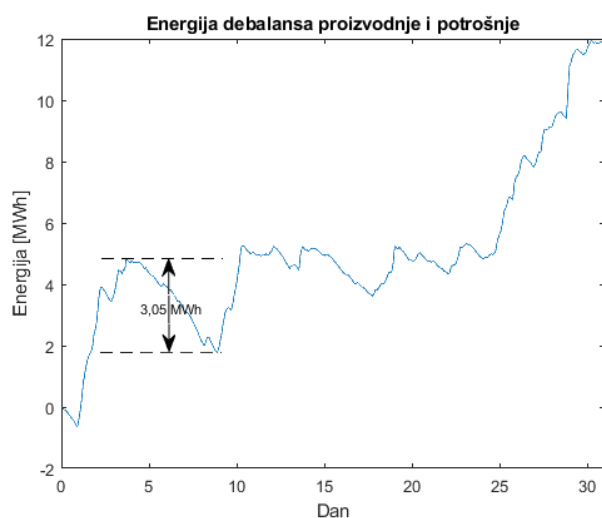
IV IZOLOVANA MIKROMREŽA

U ovom poglavlju daje se realni primer mikromreže sa hibridnim sistemom: vetroelektrana, solarna elektrana i skladište energije (baterije). U cilju formiranja mikromreže koja neće biti povezana sa ostalim delom elektroenergetskog sistema, uzet je u razmatranje deo karaktersitičnog konzuma. Raspolaze se sa desetominutnim podacima potrošnje za jednu godinu. Na osnovu analize podataka zaključuje se da se najveća mesečna potrošnja javlja u januaru. Maksimalna snaga potrošnje je 77,4 kW, dok srednja dnevna potrošnja u januaru iznosi 1000 kWh, a u avgustu

781,5 kWh. Ovakav konzum se pokriva iz solarne elektrane snage 512 kW i vetroelektrane snage 350 kW. Ovi instalisani kapaciteti su odabrani u cilju što boljeg popunjavanja dijagrama opterećenja konzuma, to jest što bolje korelisanosti. Na Slici 8 može se videti dijagram potrošnje za januar (najveća potrošnja).



Slika 8. Potrošnja u januaru

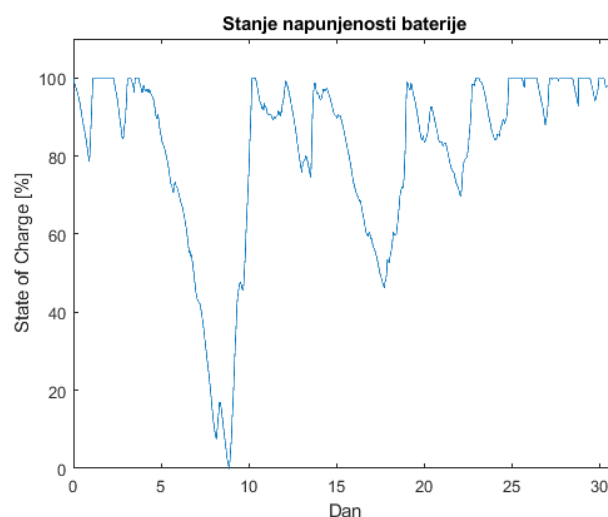


Slika 9. Kumulativna energija debalansa u avgustu

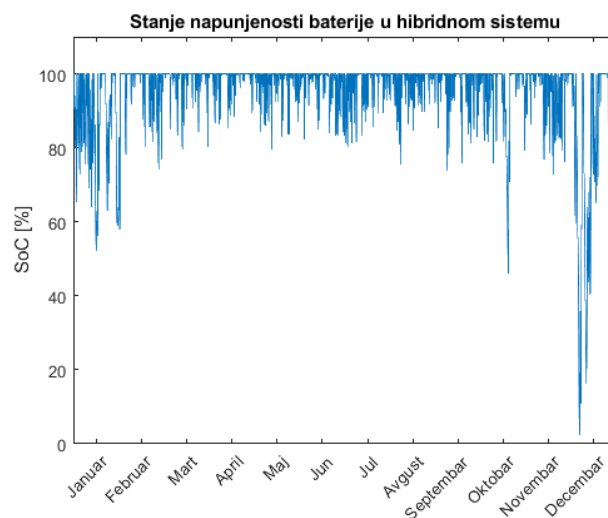
Posmatranjem grafika kumulativne energije debalansa (razlika proizvedene i potrošene energije, kumulativno za avgust) na Slici 9, dolazimo do zaključka da je potrebnii kapacitet baterije 3,05 MWh. Budući da je proizvodnja veća od potrošnje, na kraju meseca imamo višak energije u iznosu te razlike (oko 12 MWh), i ta energija se neće iskoristiti. Potrebni kapacitet baterije je jednak najvećoj razlici lokalnog maksimuma i minimuma (koji se javlja nakon tog maksimuma), između kojih energija opada (potrošnja je veća od proizvodnje). U tom delu meseca baterija nadoknađuje debalans energije. Potvrda da je upravo to minimalni granični kapacitet može se videti na sledećem grafiku

(Slika 10). Slika 10 prikazuje stanje napunjenosti baterije (engl. SoC – *State of Charge*) kapaciteta 3,05 MWh. Može se uočiti da je u periodu od 4. do 9. avgusta generalno potrošnja veća od proizvodnje, pa se baterija prazni. Na kraju baterija se potpuno prazni u jednoj tački (jednom desetominutnom intervalu) i nakon toga vraća svoje stanje na maksimum.

Zaključak je da „predimenzionisanje“ proizvodnih jedinica mikromreže vodi do smanjenja potrebnog kapaciteta baterije, što navodi na optimalan odabir skladišnog i proizvodnog kapaciteta po ekonomskom kriterijumu. U ovom radu odabir je vršen po kriterijumu besprekidnosti napajanja. Na kraju, Slika 11 prikazuje stanje napunjenosti baterije za hibridni sistem tokom cele godine. Na ovom grafiku može se uočiti da SoC dostiže minimum u mesecima sa najvećom potrošnjom a najmanjom proizvodnjom, u zimskom periodu.



Slika 10. Stanje napunjenosti baterije graničnog kapaciteta u avgustu



Slika 11. Stanje napunjenosti baterije u hibridnom sistemu tokom cele godine

V ZAKLJUČAK

Intermitentnost obnovljivih izvora energije je glavna prepreka njihovom potencijalu da što više samostalno napajaju potrošače električne energije. Pokazano je da se komplementarnim odabirom proizvodnje iz vetroagregata i solarnih panela postiže veća korelisanost sa konzumom, i samim tim povećava iskorišćenost energije iz obnovljivih izvora energije.

U ovom radu analitički je obrađena velika baza podataka iz JP Elektroprivreda Srbije i prikazan je potencijal instalisanih vetroagregata da samostalno napajaju deo konzuma u Banatu. Sagledavajući realne podatke vezane za potencijal energije sunca na tom području formirana je komplementarna proizvodnja iz obnovljivih izvora energije. Cilj komplementarne proizvodnje iz obnovljivih izvora energije je postizanje što bolje korelisanosti dijagrama. Za elektroenergetski sistem od izuzetne važnosti je pravilan odabir skladišnog kapaciteta. Trenutno baterije su jedan od najskupljih delova sistema, kapacitet veći od optimalnog donosi značajno veće investicione troškove. Prikazana metodologija za obradu podatka u vidu skaliranog konzuma i proizvodnje solarnih panela i vetroagregata za određeni vremenski period daje vrednost kapaciteta baterije tako da ona bude maksimalno iskorišćena, a da sistem uvek radi u optimalnom stanju sa minimalnim učešćem energije iz mreže.

Prikazani podaci i analize predstavljaju dobre inicijalne pretpostavke i orijentacione vrednosti pri dimenzionisanju mikromreže sa obnovljivim izvorima energije. Dalja istraživanja biće usmerena u cilju sagledavanja ekonomskih pokazatelja, proračuna tokova snaga i minimizaciji gubitaka i padova napona u formiranoj mikromreži.

LITERATURA

- [1] Trivunac, M. Plan razvoja prenosnog Sistema Republike Srbije za period 2017.-2026. (2031.), AD Elektromreža Srbije, Novembar 2016.
- [2] Geng, S., Vrakopoulou, M., Hiskens, I.A. Chance-constrained optimal capacity design for a renewable-only islanded microgrid, *Electric Power Systems Research*, Vol. 108, 106564, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106564>
- [3] Contreras, S., Cortes, C., Myrzik, J. Probabilistic multi-objective microgrid planning methodology for optimizing the ancillary services provision, *Electric Power Systems Research*, Vol. 189, 106633, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106633>
- [4] Sanchez, V., Ramirez, J., Arriaga, G. Optimal sizing of a hybrid renewable system, in *Proc. IEEE International Conference on Industrial Technology*, 14-17. March 2010. <https://doi.org/10.1109/icit.2010.5472544>
- [5] Zhou, X., Guo, T., Ma, Y. An overview on microgrid technology, in *Proc. IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, China, 2-5. August 2015. <https://doi.org/10.1109/icma.2015.7237460>
- [6] Masters G.M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2004.
- [7] Khalil, F.A., Anwar, S., Asif, M., ul Haq, S., Ahmad, N., Ashraf, M., Kamran, M., Khan, A., Arshad, M. Energy management strategy for integrating photovoltaic energy in AC microgrid, *Journal of Renewable Sustainable Energy*, Vol. 10, 065102, 2018. <https://doi.org/10.1063/1.5022507>
- [8] Smil, V. *Energy and Civilization*, MIT Press, 2018.
- [9] Yergin, D. *The Quest: Energy, Security, and the remaking of the modern world*, Penguin Books, 2012.
- [10] Hatziaargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., Marnay, C. Microgrids, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 5, Issue 4, pp.78-94, 2007.
- [11] Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., Milligan, M. The role of energy storage with renewable electricity generation, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, 2010. <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf>
- [12] Koutsopoulos, H., Hatz, V., Tassoulas, L. Optimal energy storage control policies for the smart power grid, in *Proc. IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, Brussels, Belgium, pp. 475-480, 17-20. October 2011. <https://doi.org/10.1109/smartgridcomm.2011.6102369>

AUTORI

Vladimir Antonijević, mast. inž. el. i rač., Elektrotehnički fakultet, antonijevic@etf.rs

Lazar Mladenović, mast. inž. el. i rač., Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o. - EKC, lazarmladenovic@ekc-ltd.com

dr Goran Dobrić - docent, Elektrotehnički fakultet - dobrić@etf.rs

dr Mileta Žarković - docent, Elektrotehnički fakultet - mileta@etf.rs

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 CO₂ 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 CO₂) 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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 (DeNOx). 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 CO₂ 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 CO₂, [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 omogućiti 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 zavisiti 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 tehnoeкономsku 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 radu¹, 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 CO₂ (skraćeno: EEA) prikazani su na slici 1. Na osnovu grafikona prikazanih na slici 1 mogu se izvesti sledeći zaključci:

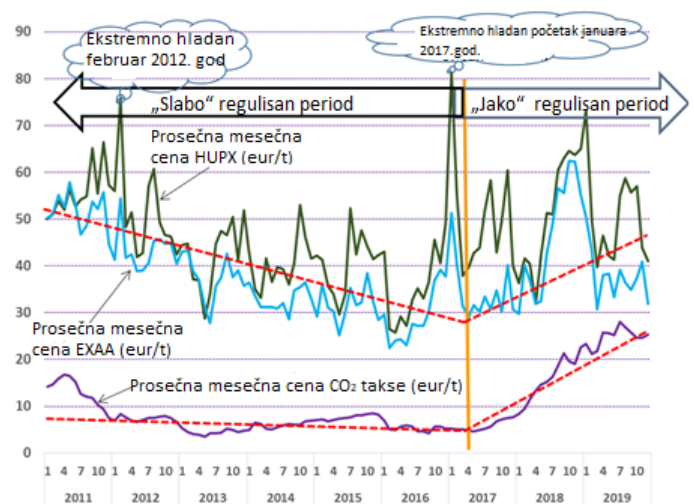
- u pogledu regulacije veleprodajnih cena na tržištu električne energije u EU mogu se uočiti dva različita perioda:

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 CO₂ 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 volatilnost 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 CO₂ EEA (EUR/t), u periodu od 2011. do 2019. godine

Tabela 1. Projekcija iznosa CO₂ EEA na osnovu preporuke Evropske komisije i odgovarajući troškovi CO₂ 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 CO₂ EEA (€18 / t CO₂)
 (B) trošak TE na ugalj za dozvolu za emisije CO₂ (EUR/MWh) = 0,971 × EEA cena
 (C) trošak gasne elektrane za dozvolu za emisije CO₂ (EUR/MWh) = 0,411 × EEA cena
 (D) troškovi granične (marginalne) tehnologije (gasne ili termoelektrane) za taksu CO₂ EEA (EUR/MWh)

¹ 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 CO₂ do 2030. godine za 40% u poređenju sa emisijama iz 1990. i „nulta emisija“ CO₂ 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 CO₂ EEA), koji se dobijaju kao izlaz iz energetskih modela sa gore pomenutim ciljevima za smanjenje emisije CO₂. Na osnovu preporuke [14], projektuju se iznosi taksi CO₂ EEA, koji su prikazani u tabeli 1.

Na osnovu projektovanih troškova dozvola za emisiju CO₂ po tehnologijama, može se pretpostaviti da će do 2030. godine elektrane na ugalj biti marginalne, dok je posle 2035. godine malo verovatno da će one ostati konkurentne, sa troškovima emisije CO₂ 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

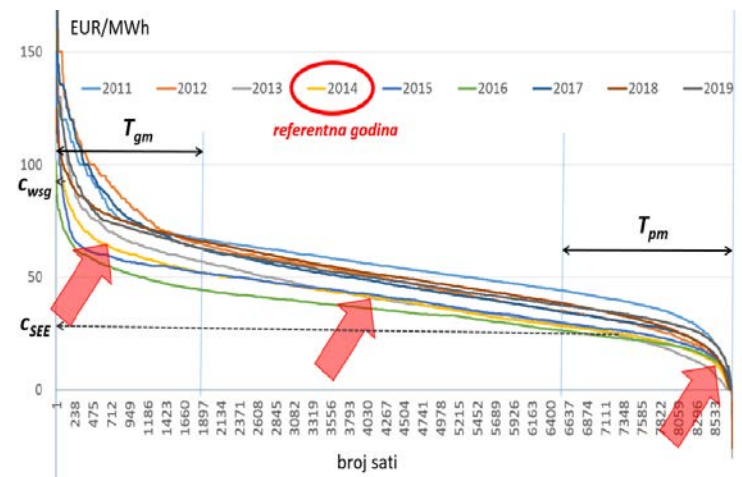
Scnr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
FAEP	40	45	50	55	60	65	70	75	80
APP	1050	1125	1200	1275	1350	1425	1500	1575	1650
RTE	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
BMS	70	80	90	100	110	120	130	140	150
RP	350	306	262	219	175	131	87	43	0
ARP	4200	4000	3800	3600	3400	3200	3000	2800	2600
RPAP	5	8	11	14	17	20	23	26	29

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)

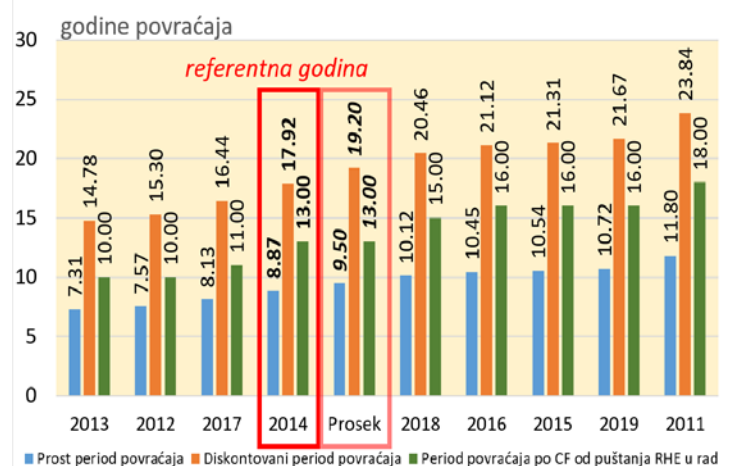
Na opisani način dolazimo do prosečnog troška emisije CO₂ marginalne tehnologije u periodu od 2030. do 2050. godine, koji iznosi 57,7 EUR/MWh. Ako se ovom trošku dodaju i drugi promenljivi troškovi (pre svega troškovi goriva), može se očekivati da će prosečna veleprodajna cena električne energije za 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_{wsq} , a iz perioda T_{gm} prosečna cena električne energije koju RHE proizvede u turbinskom (generatorskom) režimu - c_{see} .



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 tabele 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, preliminaru 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. Kompletan 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

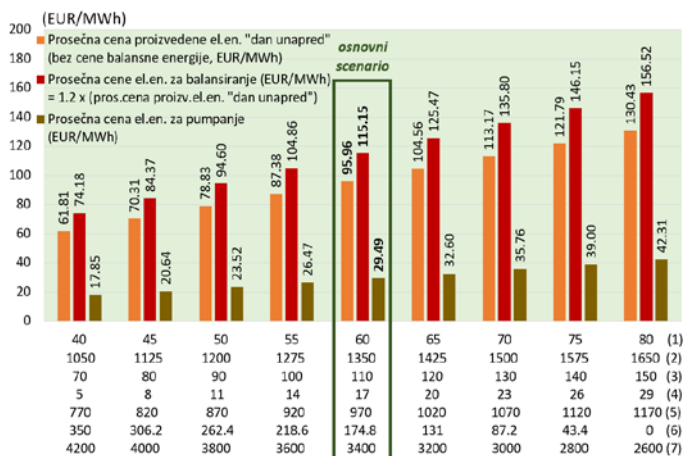
A Rezultati analize veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“

Nakon sprovođenja opisane analize tržišnih cena i analize mogućeg rada RHE „Bistrica“, određene su i usvojene sledeće referentne vrednosti, kao ulazni podaci za preliminaru 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.

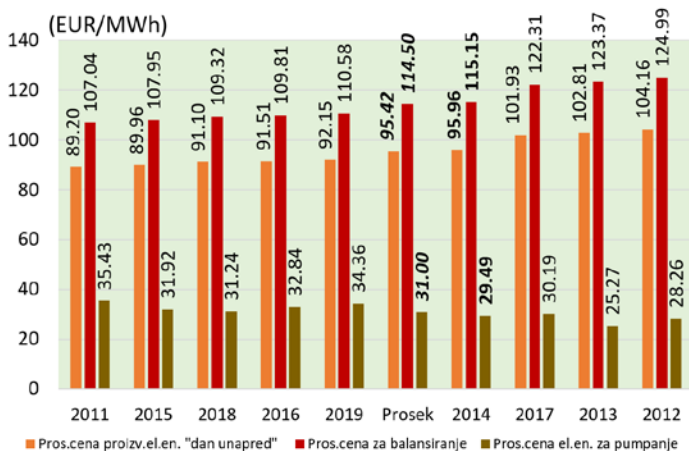
Prosečne cene električne energije koja bi bila proizvedena u RHE „Bistrica“ ili iskorišćena u njoj za pumpanje (sračunate prema metodologiji koja je predstavljena i objašnjena u potpoglavlju II.A.3), za svih devet različitih scenarija (1÷9) koji su primenjeni, a za referentnu 2014. godinu, prikazane 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 scenarij, prema godišnjim podacima, od 2011. do 2019. i njihove prosečne vrednosti

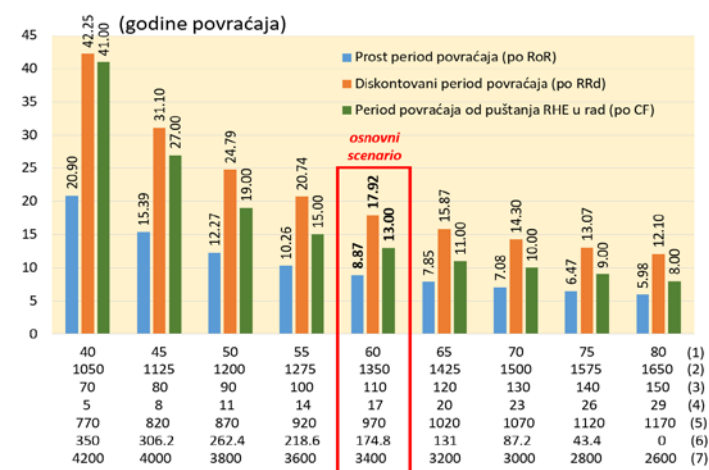
Prosečne pogonske cene (cena angažovanja) za osnovni scenarij br. 5 primenjene na razmatrani istorijski period (2011-2019) i

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.

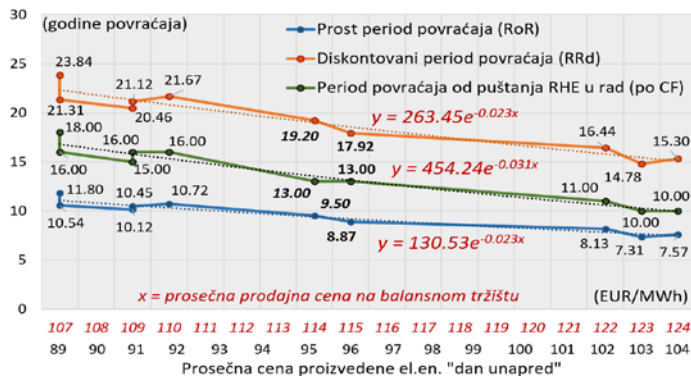
Izračunati periodi povraćaja za izabrani osnovni scenarij, prema godišnjim podacima od 2011. do 2019. i prosečne vrednosti, već su prikazani na slici 3, u potpoglavlju II.A.2.

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 scenarij (br. 5 u tab. 2) i sve godine, 2011-2019. i prikazane su na slikama 7 i 8.

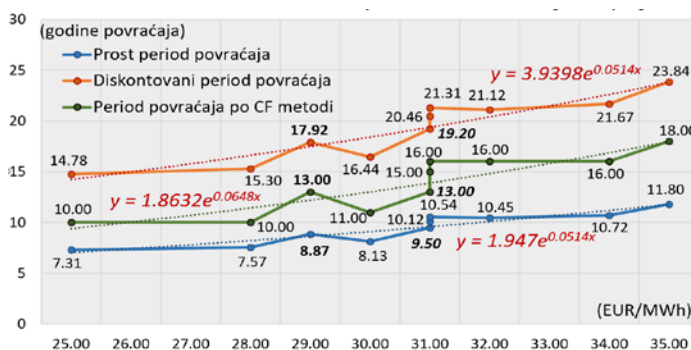
Rezultati poput onih sa slike 6 (za sve scenarije i referentnu godinu), ali prikazani zbirno za 2011, 2013. i 2014. godinu predstavljaju podskup rezultata dodatne, šire SA, sprovedene za proširene opsege veleprodajnih cena električne energije na tržištu „dan unapred“, balansnom tržištu i cenâ za pumpanje. 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 scenarij),

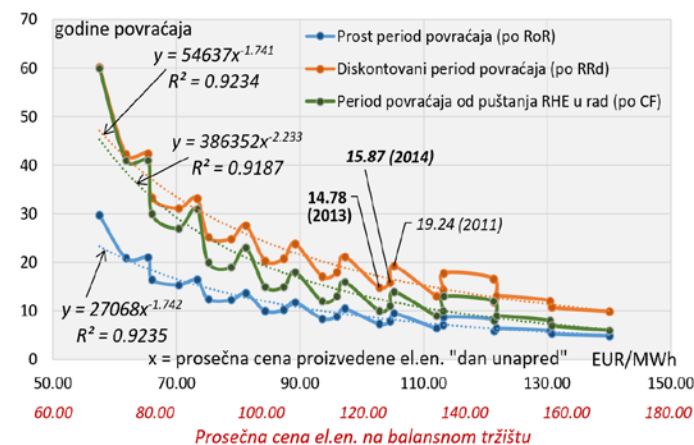
to nije slučaj u ovoj, proširenoj, analizi (v. sliku 10), jer sa generalno višim nivoom cena električne energije RHE ostvaruje i veće prihode, od prodaje električne energije na slobodnom i na balansnom tržištu, pa rok otplate investicije biva kraći.



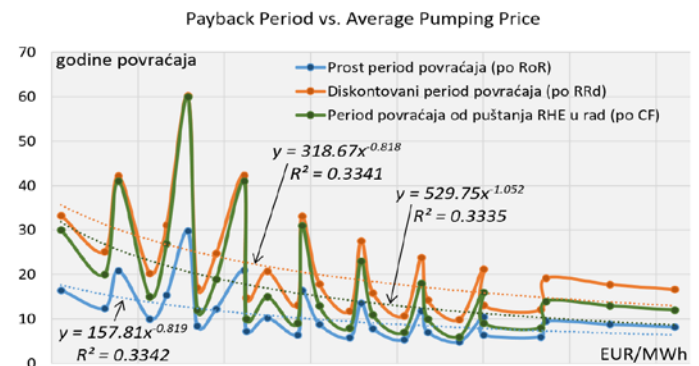
Slika 7. Period povraćaja u zavisnosti od prosečne cene na tržištu „dan unapred“ električne energije proizvedene u RHE i – prema njoj – i od prosečne prodajne cene na balansnom tržištu, za bazni scenario (br. 5) i na osnovu podataka iz perioda 2011-2019.



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.

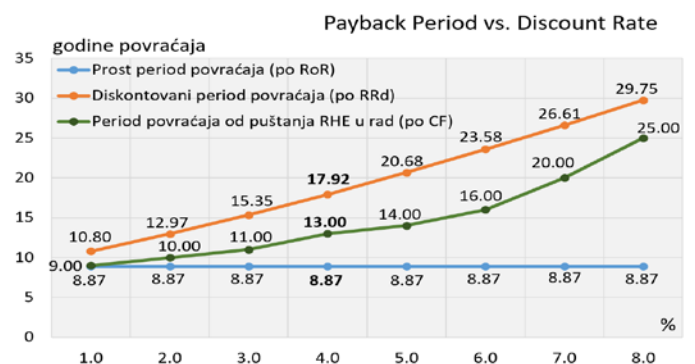


Slika 9. Zavisnost perioda povraćaja investicije od prosečne cene na tržištu „dan unapred“ električne energije proizvedene u RHE za i, posledično, od prosečne cene na balansnom tržištu, za svih devet scenarija, zasnovanih na referentnoj (2014) i ekstremnim godinama (2013. minimum i 2011. maksimum)



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 tabele 2) i referentne, 2014. godine.



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 [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, G.M. *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

Optimalna integracija solarnih termalnih sistema u sisteme grejanja u stambenim zgradama

Optimal Integration of Solar Assisted Heating Systems in Residential Buildings

Igor Shesho, Risto Filkoski, Done Tashevski, Monika Uler-Zefikj

Faculty of Mechanical Engineering, University "Ss Cyril and Methodius, Skopje, R. Macedonia

Rezime - Smanjenje konvencionalnih energetske resursa, problemi zagađenja životne sredine i klimatske promene su vodeći faktori koji podstiču povećanje kriterijuma energetske efikasnosti. Trendovi za poboljšanje energetske efikasnosti uglavnom su usmereni na sektor građevinarstva kao jednog od vodećih sektora u potrošnji energije. U radu se analiziraju performanse decentralizovanih solarnih sistema grejanja za klimatske uslove u Makedoniji kako bi se procenila mogućnost njihove integracije kao deo sistema daljinskog grejanja. Analiza se zasniva na holističkom pristupu, u kojem performanse decentralizovanih solarnih sistema grejanja generalno funkcionalno zavise od četiri faktora: (1) karakteristike svake komponente, (2) strukture sistema i međusobne interakcije komponenti, (3) načina upravljanja i (4) specifične potrošnje energije za grejanje zgrade. Specifična analiza je usmerena na procenu solarne frakcije ovih sistema kao funkcije energetske performansi zgrade i temperaturnog opsega sistema grejanja. Numeričko modeliranje procesa koji se odvijaju u sistemima se je obavljeno pomoću softvera za dinamičku simulaciju TRNSYS. Razvijen je dinamički model solarnog bivalentnog sistema i referentne zgrade. Dinamički model doprinosi fleksibilnosti sprovođenja parametarske analize. Dobijeni rezultati parametarske analize sažeti su u opštu tabelu na bazi koje je izvršena analiza performansi sistema.

Ključne reči - solarna energija, solarni kolektor, grejanje, simulacija

Abstract- The decrease in conventional energy resources, environmental pollution issues and climate change are the leading factors inducing the increase of energy efficiency criteria. Trends to improve energy efficiency are mainly aimed at the construction sector as one of the leading sectors in energy consumption. In the paper the performance of the decentralized solar assisted heating systems (SAHS) for climatic conditions in Macedonia was analysed in order to assess its possibility to be integrated as part of the district heating system. The analysis is based on a holistic approach, in which the performance of the SAHS is generally functionally dependent on four factors: (1) the characteristics of each component, (2) the system structure and mutual interactions of the components, (3) the management method and (4) specific energy consumption for heating of the

building. The specific analysis is directed toward the assessment of the solar fraction of the SAHS as a function of the building energy performance and system heating temperature range. The numerical modelling of the processes occurring in systems was performed with the dynamic simulation software TRNSYS. Both dynamic models of the solar bivalent system and reference building were developed. The dynamic model contributes to the flexibility of conducting parametric analysis. The obtained results from the parametric analysis were condensed in a general table upon which the analysis of system performance was performed.

Index Terms - solar energy, solar collector, heating, simulation

I INTRODUCTION

It is well known that in the European Union more than 25% of the total energy consumption is due to building sector, where heating and cooling energy has the major share in the total energy consumption. Energy efficiency across the energy value chain (from primary energy through produced and final energy to delivered and useful energy) acts as an enabler for the integration of higher shares of renewable (and waste heat) sources. As such, the European Commission sees energy efficiency as a key element to reduce GHG emissions, foster European competitiveness, and ensure a secure energy supply. This has been translated into the 2030 objectives of the Energy Union, notably reducing Europe's energy use by 32.5% compared to the business as usual projections, which will significantly contribute to cutting GHG emissions by at least 40% below 1990 levels [1].

Flat-plate solar collectors have the potential applications in HVAC systems, industrial thermal processes, and solar engineering. They are the most economical and popular in solar domestic heating water system since they are permanently fixed in positions, have simple construction, and require little maintenance. The design of a solar energy system is generally concerned with obtaining maximum efficiency at minimum cost.

Solar thermal systems for hot water production are already mandatory in new buildings according to solar ordinances for example in Spain [2], Portugal, Italy, Greece and other European countries [3].

System combining production of domestic hot water (DHW) and space heating systems are well suited to middle and high latitudes, due to significantly higher solar radiation in the transitional period around winter (September-October and March-May) and the significant heating demand in these latitudes at that time [4].

Installations with large solar collector areas and small size heat storage capacity can cover around 50% of the total heat demand. This percentage can be higher in some cases of large storage capacities and primary energy savings up to 80% [5]. Simulations of central solar heating plants with seasonal storage (CSHPSS) have shown that the solar fraction of such systems varies between 50% and 100% [6, 7]. The heat produced by the collectors may be stored in thermal energy storages in order to provide domestic hot water and space heating when required [8].

II BACKGROUND ANALYSIS

According the IEA (International Energy Agency) building sector represents 32% of the total final energy consumption and converted in terms of primary energy this will be around 40%. Inspected deeper, the heating energy consumption represents over 60% of the total energy demand in the building. Space heating and hot water heating account for over 75% of the energy used in single and multi-family homes [9]. Solar technologies can supply the energy for all the building's needs—heating, cooling, hot water, light and electricity—without the harmful effects of greenhouse gas emissions created by fossil fuels. Usually, the maximum demand for cooling coincides with the maximum availability of solar radiation, whereas conventional electrical-compressor chillers have the problem of providing their required capacity in the hottest hours.

A solar system can be designed to satisfy any particular space and water heating application. Technically considered, it is feasible to design a system which can satisfy 100% of the heating needs of a building, but generally it is economically not profitable solution. In practice solar heating systems are designed to displace up to about 50% of conventional fuel needs and require auxiliary heating systems that are fully capable of supplying the total heating load when no solar energy is being collected and when solar energy has been depleted.

A 100% renewable energy district makes optimal use of locally available renewable energy sources and waste heat. For historical reasons, cities and towns developed along rivers, lakes and seashores which provide access to environmental heat. All these sources make high and low-temperature renewable energy available, and their usage is highly replicable because it is accessible right where it is needed. In order to use local sources, municipalities, energy utilities and the industry have to collaborate across sectors.

The energy landscape is shaped by cities. 72% of the European population (EU28) lives in urban areas – defined as cities, towns and suburbs. Globally, cities account for about two-thirds of primary energy demand and 70% of total energy-related carbon dioxide (CO₂) emissions. The energy and carbon footprint of urban areas will increase with urbanization and the growing economic activity of urban citizens. The decarbonization of cities and city districts presents an imperative and an obvious area of

priority. Districts, in particular, have specific opportunities to drive the decarbonization efforts as they know best about their local needs and locally available infrastructure and resources [10].

Regarding multi apartment buildings it is recommended, either all apartments to be connected to the district heating network or all to have individual heating system. Observed from a broader perspective, heating in large urban areas should be organized and controlled i.e. centralized, but under economically acceptable conditions for the users, aiming to protect the environment [11].

III METHODOLOGY DEVELOPMENT

The development of solar simulation capabilities greatly assists in the promotion of practical solar systems. Simulations, like any other calculations are only as good as the models that are the basis of the program and the skill which they are used. Some of the programs that have been applied to solar processes have been written specifically for study of solar energy systems. Other were intended for non-solar applications but have had models of solar components added to them to make them useful for solar problems.

The method for the modelling is separated into three distinct stages: stage 1 building modelling, stage 2 system plant modelling stage, and stage 3 - manual calculations.

To describe the contribution of a solar part of the bivalent heating system and to make an adequate comparison with the results of the detailed simulation models, it is necessary to point out that the results of the comparisons depend on:

- Selected reference conditions related to the required energy, energy sources, parameter setting and standard components;
- The output value of the leading function for the annual simulation of the considered system which serves to evaluate the performance of the bivalent system (example fuel savings in the bivalent system with solar energy compared to the reference system without solar energy);
- Mathematical accuracy of system simulations and selection of identical simulation models and system components.

The results of the comparison are in correlation with the selected reference conditions, such as the energy consumption, type of energy source, initially set values of the parameters, type of standard components used as well as output values of the leading function which compares the results of the annual system simulation on which basis the performance of the bivalent system is evaluated.

Current versions of TRNSYS have in executive program convergence promoters and other means of speeding computations. There are three integration algorithms in TRNSYS, the user can choose the one best suited to the problem at a hand. The one that is extensively used is the modified Euler method. It is essentially a first order predictor corrector algorithm using Euler's method for the predicting step and the trapezoid rule for the correction step.

As an additional component library (also used in this work) is the

developed by the company Thermal Energy System Specialist (TESS). The TESS Applications Library is an assortment of scheduling and setpoint applications that use the TRNSYS Simulation Studio plugin feature [12]. These components are extremely useful for creating daily, weekly, monthly schedules, normalized occupancy, lighting, or equipment schedules, and setpoints for thermostats.

A Modelling of the solar assisted heating system

The operation of most solar energy systems is inherently transient considering the dynamic nature of the heat transfer processes. There is no such thing as steady-state operation when one considers the transient nature of the driving forces like the solar energy caused by the stochastic nature of the sun radiation.

For the flat plate solar collector it is used the Type 539 from the TESS library. This model is selected because compared to Type 1 from the TRNSYS library it takes into consideration the influence of the capacitance effect to the temperature change.

In the analysed system for the storage tanks is used the Type 60c from the TRNSYS library which represents a stratified fluid storage tank with internal heaters and internal heat exchangers. Water tank may operate with significant degrees of stratification that is with the top of the tank hotter than the bottom. The used tank component it is modelled by assuming that the tank consists of N ($N \leq 100$) fully-mixed equal volume segments.

In the simulation for the additional heating of the fluid entering the building heating system it is used model of proportionally controlled fluid heater. As a control external proportional control (an input signal between 0 and 1) is used which is in effect as long as a fluid set point temperature is not exceeded. So, if the set point is exceeded, the proportional control is internally modified to limit the fluid outlet temperature

The used differential controller in the simulations is the component Type 2 from the TRNSYS library. This controller generates a control function γ_0 that can have values of 0 or 1. The value of γ_0 is chosen as a function of the difference between upper and lower temperatures, T_H and T_L , compared with two dead band temperature differences, ΔT_H and ΔT_L . The new value of γ_0 is dependent on whether $\gamma_i = 0$ or 1. The controller is normally used with γ_0 connected to γ_i giving a hysteresis effect. For safety considerations, a high limit cut-out is included with the TYPE 2 controller. Regardless of the dead band conditions, the control function will be set to zero if the high limit condition is exceeded.

For the building simulation the Type 56 from the TRNSYS library is used. Type 56 describes a building with multiple thermal zones, i.e. rooms. The model uses data from wall and window materials and thicknesses. Each room has a homogenous temperature, and radiation heat between the rooms is based on the room area. Heat addition from solar direct and diffuse radiation is calculated for each room depending on window and heat transfer properties. Type 56 models the thermal behaviour of a building divided into different thermal zones. In order to use this type, a separate pre-processing program must first be executed. The TRNBuild program reads in and processes a file containing the building description and generates two files

(described later) that will be used by the TYPE 56 component during a TRNSYS simulation.

In the simulations for the solar radiation data was used the weather component from the TRNSYS library the Type 15 which supplies input data in the solar collector numerical model: ambient temperature, beam, sky and diffuse radiation for the tilted surface (calculated regarding the tilt angle of the collector), solar zenith and solar azimuth angle. The weather data in this model are generated in a so-called referent year which contains data based on stochastic methods, interpolations where the data for temperatures, wind speed are for the period between 1961 – 2009, while for the sun radiation are for the period 1985 – 2005. In determining this kind of reference year, the typical range of meteorological measurements at hourly intervals are required for a period of several years, a process which results in a complete picture of the climatic conditions that govern the examined area. But this does not mean simply determining the average of all years, because it does not adequately predict the changes that may occur, but is selected representative month for this area. The procedure is as follows: for each month is determined average solar radiation over the entire period of measurement and individual monthly average radiation for each year within the period considered. Monthly value to the average radiation closest or equal to the global monthly average over the period of measurement is chosen as a representative month for typical reference year. This process is repeated for each month of the year where then the selected months are grouped and an hourly average values over the year are provided.

Assessment of thermal performance of the solar assisted heating system is performed through a dynamic simulation model with transient behaviour implemented via thermal and mass storage terms as well as delay times. The model scheme is presented on the Figure 1.

The analysed system generally consists of four main subsystems:

1. The first subsystem composed of solar collectors with complete hydraulic fittings and control - differential controllers, plate heat exchangers i.e. this system is represented the source of thermal energy for heating
2. The second is the subsystem for thermal storage which includes the storage tanks for hot water that actually represents the connection between the heating systems in the building
3. The heating system introduced with heating devices, hydraulic armature heat exchangers and conventional sources of heat represented by the district heat
4. The fourth subsystem is the consumer of thermal energy i.e. the building. This system is represented by the thermal characteristics of the object its orientation in space.

The working fluid from the solar collectors indirectly through heat exchangers is used to heat the domestic hot water or heat the fluid in the storage tank, further used as part of the heating energy in the building. The circulation of the solar collectors working fluid for the storage tanks is provided by circulating pump, controlled by a differential controller. First condition for the pump to be switched on is the temperature difference between the collector outlet temperature and the fluid

temperature in storage tank to be greater than the set upper dead band. The control logic for switching between the two tanks is solved using the two controllers Type 2b (K1 and K2, which on the scheme on Figure 1 are represented with a common controller marked with 6) one flow diverter Type 11f (on Figure 1 marked

as 5). The advantage has the controller K2 of the tank 2 i.e. the initial input control signal (on/off) for the controller of the DHW tank K1 is received from the controller K2 i.e. when the controller K2 is on, then the controller K1 is off.

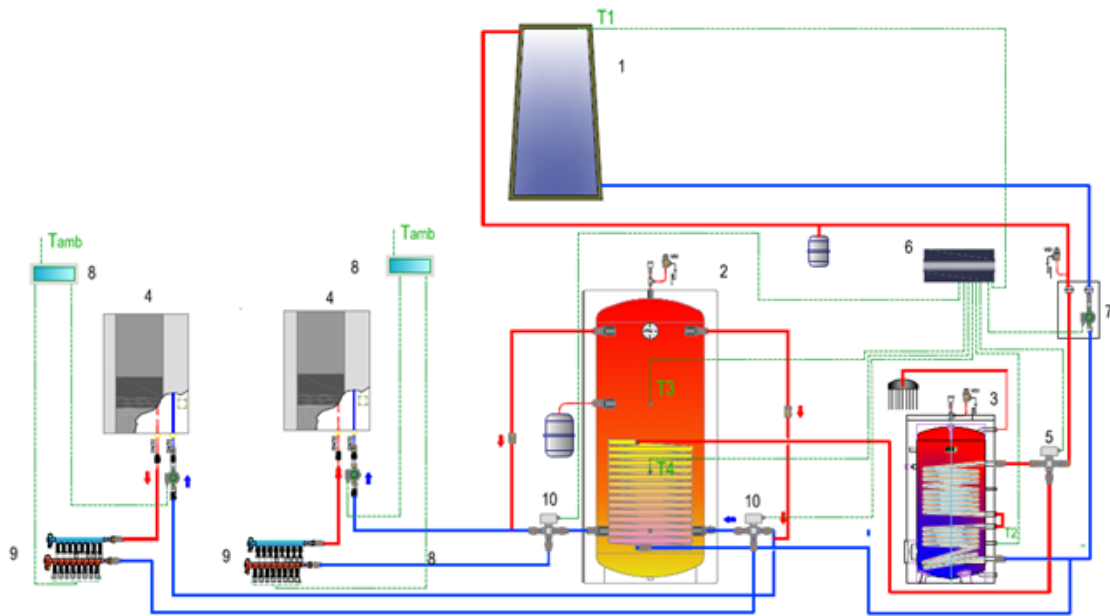


Figure 1. Scheme of the analysed solar assisted heating system

The collector(s) thermal efficiency in the simulation is determined using the equation component from the TRNSYS library. The equation considers ratio between the useful energy gain from all of the collectors transferred to the fluid and the total tilted radiation for the collector surface. The data for the quantity of useful energy gain and total radiation in the equation is read from the quantity integrator which integrates these values in the predefined period defined from the required value period thermal efficiency and energy i.e. daily, weekly, monthly, and yearly or any other time interval.

Also in order to calculate the different performance indicators, some necessary values are defined: the useful solar energy (E_{SU}), the parasitic electricity demand of the whole system (E_{aux}) and of the solar part ($E_{aux, sol}$), the thermal losses of the hot and cold storage ($Q_{loss, HS}$ and $Q_{loss, CS}$), the thermal losses of the hot storage due to the heating backup system ($Q_{loss, HB}$), the thermal losses of the cold storage due to the cooling backup system ($Q_{loss, CB}$), the final energy consumption of the heating backup system ($Cons_{HB}$) and of the cooling backup system ($Cons_{CB}$).

The building has one floor with a total conditioned area of 150 m². In Table 1 are presented data for: surfaces and orientation of exterior walls, windows, floor, roof and coefficients of heat transfer.

The calculation of energy consumption in the building is obtained directly as output size of the numerical model of the object in kJ/h value which further is integrated for the required period with the quantity integrator. Monthly analysis is performed for the building heat energy consumption regarding different heat transfer coefficients i.e. different wall, floor and

roof isolation thickness thus defining three types of Building energy performances I, II and III, as presented in Table 1. Simulation results are graphically presented on Figure 2:

Table 1. Reference building characteristics and thermal performance data

Surface	Orientation	Area, m ²	Building I	Building II	Building III
			U value, W/m ² K		
Out.wall 1	North	42	0.58	0.33	0.18
Windows 1	North	3	1.40	1.40	1.40
Out.wall 2	East	25.5	0.58	0.33	0.18
Windows 2	East	4.5	1.40	1.40	1.40
Out.wall 3	West	25.5	0.58	0.33	0.18
Windows 3	West	4.5	1.40	1.40	1.40
Out.wall 4	South	42	0.58	0.33	0.18
Windows 4	South	3	1.40	1.40	1.40
Floor	-	150	0.33	0.33	0.24
Roof	-	150	0.54	0.42	0.35
Window type Double glazed TRNSYS library (w4-lib data)					
Windows solar heat gain coefficient;g-value			0.589		
Out.wall construction	2 x Plaster 2cm, brick 25cm		Insulation 5 cm	Insulation 10 cm	Insulation 20 cm
Floor	Granite tile 6cm, cement mortar 5cm , concrete slab 20cm		Insulation 10 cm	Insulation 10 cm	Insulation 15 cm
Roof	Concrete slab 20cm, hydro isolation, cement mortar 5cm		Insulation 15 cm	Insulation 20 cm	Insulation 25 cm
Outside convective heat transfer coefficient			$\alpha_{out} = 25 \text{ W/m}^2\text{K}$		
Inside convective heat transfer coefficient			$\alpha_{in} = 7,7 \text{ W/m}^2\text{K}$		

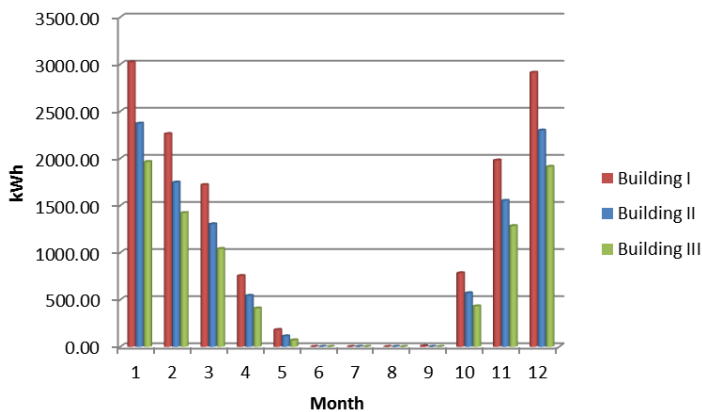


Figure 2. Monthly heating energy consumption for the reference Building for three energy performance indicators

Analysing the presented simulation results on Figure 2 can be noticed that as expected the Building III has the smallest heat consumption i.e. regarding specific annual energy consumption, Building I has annual heat consumption of 13500 kWh or specific 90 kWh/m²a, Building II has 10500kWh or specific heat consumption 70 kWh/m²a and Building III has energy consumption of 8550 kWh or specific energy 57 kWh/m²a. Comparing the energy consumption it can be noticed that Building III has 42% lower than Building I and 19% than Building II.

Besides the analysis of the primary parameter solar fraction, the influence of the heating system type is analysed the influence of the heating system type regarding the heat transfer elements (underfloor heating or radiators) and efficiency of solar collectors, solar fraction and the total consumption of heating energy. In the first case analysed, radiators are set as heating elements.

In this case as parametric variables are considered: heating system type (radiator and underfloor), specific building heat energy consumption defined with three building types differencing only in thermal insulation, collector type, collector area and storage tank volume. Solar fractions are in the range from 8% for radiator heating system, building type I i.e. specific heat consumption of 70 kWh/m²a, 16 m² collector area, storage tank 1000 l-radiator heating up to 52% solar fraction for underfloor heating system, building type III i.e. specific heat consumption of 57 kWh/m²a for 64 m² collector area, storage tank 2000 l. This fraction of the heater power is supplied as internal radiative gains and distributed to the walls of the zone. As the set temperature for the heating equipment is related to the air temperature of the zone, the radiative fraction of the heating power RRAD cannot be higher than 0.99 in order to have a convective part remaining to ensure stable control of the heating equipment. The radiators are modelled with Type 1231 from the Tess Library. The heating radiator model is based on the ASHRAE method outlined in the 2004 ASHRAE Handbook - HVAC Systems and Equipment.

The fluid in the storage tank indirectly is heated by solar collectors which further with the circulating pump mass flow rate of 2000 kg/h is transferred through the auxiliary heater to the

underfloor heating. The auxiliary heater is considered that is heat exchanger with the primary side connected to the District Heating network, nominal thermal power of 12kW. The output working fluid temperature from the auxiliary heating is set to be maintained on 50° C in case when heat transfer elements are radiators, while for the underfloor heating is set to 40 °C. The system considers heating DHW tank with a daily hot water consumption of 200 l with internal heat exchanger and an external auxiliary heating with installed power of 9 kW. The volume of the storage tank is considered as a parameter in the analysis with values of 1000 l, 1500 and 2000 l. Each of these storage tanks are modelled with an internal heat exchanger which technical characteristics as given in Annex 1. Auxiliary heater power is 12 kW.

Return i.e. exit temperature of the fluid from the heating system is a dynamic variable that depends on several parameters; the parameter value is output from the numerical model of radiators and floor heating. If the return temperature of the working fluid is higher than the temperature in the storage tank measured at the highest point and redirect directly to the auxiliary heater.

The domestic hot water tank, differential controller upper band is set to five, lower dead band to two, while for the storage tank both values are three.

The mass flow rate through the solar collectors is selected to be 50 kg/h m² i.e. for the 16 m² is 800 kg/h, for 32 m² is 1600 kg/h and for 64 m² is 3200 kg/h.

The simulations are done with time step of 7.5 min and the result were integrated on monthly basis. Presented results are averaged values from the monthly values and the period of analysis are the heating season months for Skopje i.e. October – April. On the Figure 3 are presented the simulation results, values for the solar fraction as a function from: heating distribution system type (radiator-high temperature, underfloor heating=low temperature), installed solar collector area and storage tank volume.

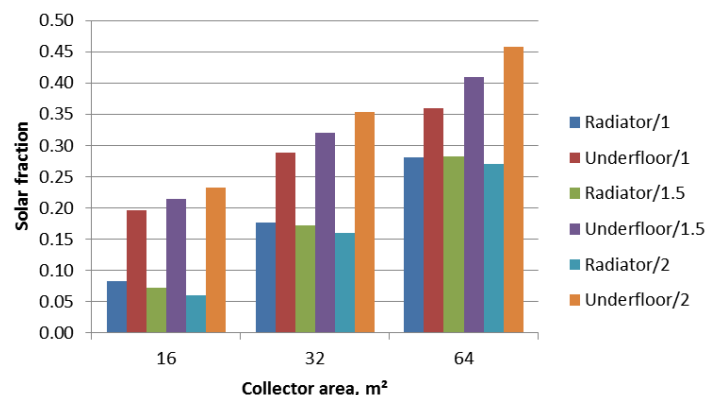


Figure 3. Solar fraction for Building I, radiator and underfloor heating as function from collector array area and storage volume

The number that is written in the series name in the diagram after radiator and underfloor, indicates the storage tank volume in m³. It's easily noticeable on the results from Figure 3 that there are differences between the solar fractions i.e. higher differences are occurring for the combination of lower solar collector areas and bigger storage volumes. This is because first the analyzed

Building I has highest heat energy consumption which results in high frequency heat energy discharge from the storage tank. The underfloor heating has bigger solar fraction since it uses the thermal mass of the floor which buffers the temperature fluctuations in the building i.e. tank discharge frequencies thus allowing more time the tank to be reheated with solar energy and the second important influencing factor is that the underfloor heating has 10°C lower design driving temperature compared to radiator system which has positive influence on the collector efficiency.

Another possible analysis is to gain insight for the influence of the specific building energy consumption on the solar fraction. On Figure 4 are presented results from this analysis where it is obvious that underfloor heating has bigger solar fractions ranging from 24% up to 73%. This solar fraction differences trend between radiator and underfloor solar assisted heating increases if the building lowers the specific heat energy consumption and lowers the collector area. This analysis is done for constant volume of storage tank, 1500l and internal heat exchanger.

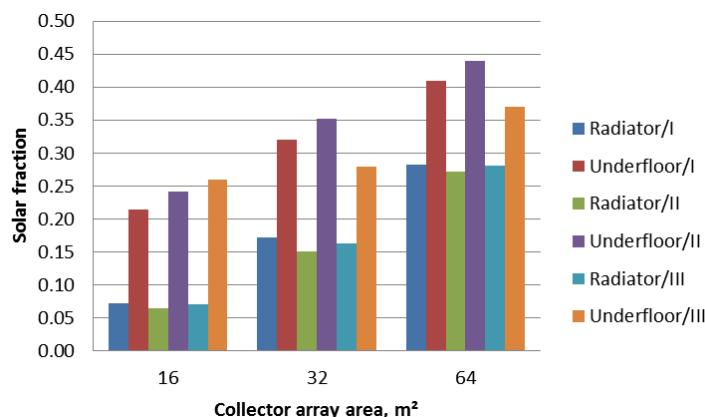


Figure 4. Solar fraction for heating with storage tank 1500l regard of collector array area building type

According to the results presented on Figure 4, it can be concluded that higher discrepancies for solar fractions regarding heating system type (radiator vs. underfloor heating) are noticeable for the building with higher heating energy consumption – lower energy performance. This is the result since building with higher heat losses has higher energy consumption causing frequent discharge of the storage energy thus lower average storage temperature.

IV CONCLUSION

The size of a solar system (primarily the storage volume and collector area) for a particular building depends on the portion of the total load of the system is expected to provide. Size is also strongly dependent on the climate and location. The main aim of this paper was to obtain indicators for the range of energy contribution (solar fraction) from the solar thermal systems in the heating energy for the residential sector for climate conditions in R. Macedonia. This data – the solar fraction and the amount of auxiliary energy could serve as an indicator in the analyses for determining the feasibility for the integration a decentralized

solar thermal system into buildings as part of a district heating system.

First analysis was performed to examine the influence of the heating system type (radiator and underfloor heating) to the system thermal performance i.e. to the solar fraction, collector efficiency and “real” efficiency. In the analysis also were considered different: collector areas (16 m², 32 m² and 64 m²), storage tank volumes (1000 l, 1500l, 2000 l) and three types of buildings (I, II, III) with different specific heat consumptions 90 kWh/m² a, 70 kWh/m² and 57 kWh/m² a respectively. Results from the simulation showed that for building type I i.e. specific heat consumption of 90 kWh/m²a, 16 m² collector area, storage tank 1000 l and radiator heating solar energy can cover 8% from the annual heat energy needs while the maximum solar fraction of 52% is achieved for Building III (57 kWh/m²a) with underfloor heating system 64 m² collector area and 2000l storage tank. With 0.1 m²/m²_{conditioned} specific collector area per conditioned surface can be achieved between 20 – 25 % solar fraction, with 0.2 m²/m²_{conditioned} range round 35% , and with 0.4 m²/m²_{conditioned} maximum 50 %. It should be noted that the solar fraction also strongly depends from the storage tank volume and for the radiator heating system increasing the storage volume results in decrease of solar fraction while at the underfloor heating its vice versa. It is recommended the storage volume to be in the range 50-60 l/m² collector area in order to optimize between the solar fraction and collector efficiency. As a summary can be concluded that there is potential for integration of solar thermal systems into heating systems in buildings (for climate conditions in Macedonia), but the initial prerequisite is to have higher class of energy efficient buildings (with specific annual energy consumption of 50 kWh/m² or less) with a low temperature heating system. However, it is necessary to make another series of analysis considering energy prices, technical feasibility on field, etc.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Directive (EU) 2018/2002, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002&rid=7> [pristupljeno 15.05.2021]
- [2] European Solar Thermal Industry Federation, *The Spanish Technical Building Code*, 2006. http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/policies/downloads/CTE_solar_thermal_sections_ENGLISH.pdf [pristupljeno 15.05.2021]
- [3] European Solar Thermal Industry Federation, *Best practice regulations for solar thermal*, 2007. http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/policies/STAP/Best_practice_solar_regulations.pdf [pristupljeno 15.05.2021]
- [4] Technology Roadmap - Solar Heating and Cooling, <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-solar-heating-and-cooling> [pristupljeno 15.05.2021]
- [5] Ampatzis, E., Knight, I., Wiltshire, R. The potential contribution of solar thermal collection and storage systems to meeting the energy requirements of North European Housing, *Solar Energy*, Vol. 91, pp. 402-421, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.09.008>
- [6] Argiriou, A.A. CSHPS systems in Greece: Test of simulation software and analysis of typical systems. *Solar Energy*, Vol. 60, Issues 3–4, pp. 159-170, 1997. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(96\)00154-5](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(96)00154-5)
- [7] Henning, H.-M., Döll, J. Solar Systems for Heating and Cooling of Buildings, *Energy Procedia*, 30, pp. 633-653, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.073>
- [8] Pinel, P., Cruickshank, C.A., Beausoleil-Morrison, I., Wills, A. A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential

- applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, Issue 7, pp. 3341-3359, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.013>
- [9] Global Status Report for Buildings and Construction 2019. <https://www.worldgbc.org/news-media/2019-global-status-report-buildings-and-construction> [pristupljeno 15.05.2021]
- [10] Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, TRNSYS 18, Documentation, 2017.
- [11] Shesho, I.K., Tashevski, D.J., Filkoski, R.V. Heat transfer between heated, partially heated and non-heated residential units in buildings, in Proc. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 410, pp 012025, 2020. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/410/1/012025/pdf> [pristupljeno 15.05.2021]
- [12] DHC+ TP & HWG Districts members, 100% Renewable Energy Districts: 2050 Vision, 2019.

AUTORI/AUTHORS

Igor Shesho Ph.D., Associate professor, Department of Thermal Engineering, igor.seso@mf.edu.mk

Risto Filkoski Ph.D., Full professor, Department of Thermal Engineering, risto.filkoski@mf.edu.mk

Done Tashevski Ph.D., Full professor, Department of Thermal Engineering, done.tashevski@mf.edu.mk

Monika Uler-Zefikj, Teaching assistant, Department of Thermal Engineering, monika.uler-zefikj@mf.edu.mk

Puna cena električne energije proizvedene iz lignita u Srbiji

Full Costs of Electricity Produced from Lignite in Serbia

Ilija Batas Bjelić*, Dejan Molnar**

* Institut Tehničkih Nauka SANU, Beograd

** Univerzitet u Beogradu - Ekonomski fakultet

Rezime - Osnovni cilj ovog istraživanja je da se troškovi po vrstama rasporede na nosioce troškova. Definisana su dva osnovna nosioca troškova u javnom elektroprivrednom preduzeću u Srbiji (u daljem tekstu *preduzeće*), iako se radi o jednom homogenom proizvodu: 1. električna energija iz termoelektrana i 2. električna energija iz hidroelektrana. U tom smislu, sproveden je skup postupaka putem kojih se došlo do troškova po jedinici proizvoda (u ovom slučaju jedinica proizvodnje je 1 MWh električne energije). Najpre je na bazi troškova koje preduzeće evidentira u svojim bilansima uspeha tokom 2017, 2018 i 2019. godine procenjeno koliko izdataka ima i snosi preduzeće, odnosno država (pošto je u pitanju javno preduzeće) za proizvodnju 1MWh. Potom je dobijena cena koštanja „nadograđena“ onim izdacima koji se „ne vide“ direktno u bilansu uspeha preduzeća, ali ih društvo i država plaćaju na druge načine. Na taj način smo na osnovu dostupnih podataka utvrdili cenu koštanja za građane Srbije 1MWh električne energije proizvedene iz lignita danas, i procenili koliko ih to može koštati u skorijoj budućnosti, kada bude prekinut pristup proizvodnje električne energije na bazi nelojalne konkurencije zasnovan na zanemarivanju zdravstvenih troškova i efekata globalnog zagrevanja.

Gljučne reči - elektroprivredno preduzeće, troškovi, vertikalno integrisano, lignit, cena, eksternalije;

Abstract - The main goal of this research is to allocate costs by type to cost bearers. Two basic bearers of costs have been defined in the public electricity company in Serbia (hereinafter referred to as the company), although it is a homogeneous product: 1. electricity from lignite thermal power plants and 2. electricity from hydropower plants. In that sense, we have carried out a set of procedures through which the costs per unit of product were incurred (in this case, the unit of production is 1 MWh of electricity). First, on the basis of the costs that the company records in its income statements during 2017, 2018 and 2019, it is estimated how much expenditure the company has and bears, i.e. the state (since it is a public company) for the production of 1MWh. Then, the cost price was "upgraded" with those expenses that are "not seen" directly in the company's income statement, but are paid by society and the state in other ways. In this way, based on available data, we determined the cost of 1MWh of electricity produced from lignite for Serbian citizens today, and estimated how much it could cost in the near future, when access to electricity production based on unfair

competition based on neglecting health costs and effects global warming.

Index Terms - power utility, costs, vertically integrated, lignite, price, externalities;

I UVOD

Dugotrajno se u našoj stručnoj javnosti govori da je cena električne energije iz lignita niža u odnosu na ostale energente tako da se ova hipoteza odomaćila. Jasno je u struci da je u pitanju samo prividno niska cena, koja predstavlja samo jedan deo pune cene električne energije u Srbiji. Isto tako je jasno da država daje što direktne, a što indirektne subvencije da bi cena električne energije bila niska. Implikacije ove zablude su značajne. Pored pozitivnih efekata koje ta proizvodnja nosi (energetska nezavisnost zemlje, zapošljavanje širokog spektra profesija, razvoj pojedinih tehnologija u našoj zemlji, ...) važno je sagledati i negativne koje su problematične za javno elektroprivredno preduzeće, Republiku Srbiju kao njegovog vlasnika i građane Republike Srbije kao krajnjeg korisnika njegovih usluga.

Javno elektroprivredno preduzeće je vertikalno integrisano preduzeće koje objavljuje konsolidovane izveštaje, pa nema načina da se pouzdano utvrdi proizvodna cena električne energije iz lignita. Za tako nešto bi bilo potrebno raspolagati odvojenim finansijskim izveštajima barem po tipovima elektrana ili najbolje na nivou pojedinačnih termoelektrana, kao i izveštajima o poslovanju tih odvojenih (pod)preduzeća. Bez toga, zadatak je težak. Namera je da se bazi raspoloživih podataka o troškovima/izdacima javnog elektroprivrednog preduzeća, bez ulaženja u analizu ili ocenu njegovog poslovanja, na osnovu međunarodno priznatih standarda o monetizaciji eksternih troškova dođe do najbolje moguće procene o tome koliko nas kao društvo košta sadašnji način proizvodnje električne energije (grubo 2/3 iz lignita, 1/3 iz hidroelektrana).

Dalje, još preciznije, cilj je da se utvrdi jedinična puna (komercijalna) cena koštanja električne energije koja se proizvodi iz lignita. Pod terminom puna cena obuhvataju se svi troškovi koji ulaze u obračun tzv. pune komercijalne cene električne energije dobijene iz lignita, uvećani za procenjeni iznos odgovarajućih eksternih troškova (zdravstvenih, za emisije ugljen dioksida...) koji se danas ne iskazuju u monetarnom obliku, ali ih indirektno snosi ceo društvo. Namera istraživača je bila da se utvrdi što je moguće realnija (puna) cena električne

energije iz uglja, uzimajući u obzir kako direktne, tako i eksterne troškove koji se u Srbiji za sada ne obračunavaju niti plaćaju, čime se cena električne energije održava na veštački niskom nivou. Ovo je važno kako bi se stvarna (puna komercijalna) cena električne energije iz uglja uporedila sa alternativnim načinima i izvorima za njenu proizvodnju (pre svega iz obnovljivih izvora). Jedino tako bi se moglo razgovarati o kvalitetnim i održivim odlukama u domenu ulaganja u energetsom sektoru.

Osnovne kategorije troškova po vrstama, koje su iskazane u bilansu uspeha javnog elektroprivrednog preduzeća su iskorišćene prilikom kalkulacije pune komercijalne cene koštanja električne energije iz uglja u Srbiji. Na cenu koštanja koja je dobijena na bazi analize vrsta troškova iz bilansa uspeha javnog elektroprivrednog preduzeća dodati su procenjeni iznosi eksternih troškova koje bi trebalo ukalkulisati u punu cenu struje iz lignita. Naime, uzimanje u obzir zdravstvenih i ekoloških troškova bi moglo da pruži realniju sliku o tome koliko je veštački niska cena električne energije iz lignita u Srbiji zbog neplaćanja međunarodnih standarda zaštite životne sredine koji se primenjuju u EU. Prvi deo kalkulacije troškova odnosi se na računovodstveni postupak/sistem obračuna troškova po metodu stvarnih (istorijskih) troškova koji su evidentirani u bilansu uspeha. Primenjen je metod čiste divizione kalkulacije, pomoću koje se do „cene koštanja jedinice učinka dolazi podelom odgovarajućih ukupnih troškova s količinom učinka ostvarenom u toku obračunskog perioda. Ova metoda ne zahteva odvajanje direktnih od opštih troškova. Primenjuje se u masovnoj proizvodnji jednog proizvoda, kao što su hidro i termo elektrane, fabrike vode, toplane, rudnici i sl.“[1]. Ukupni troškovi (direktni i indirektni) su alocirani na nosioce troškova. U tom smislu, iako preduzeće proizvodi homogen proizvod (električnu energiju), mi smo proizvodnju podelili na dva prirodna dela: 1. proizvodnju električne energije u hidroelektranama i 2. proizvodnju električne energije u termoelektranama. Puni troškovi (proizvodnje, prenosa i distribucije) alocirani su na ove glavne nosioce troškova. Stoga, jedinična cena po 1 MWh električne energije dobijene iz lignita obuhvata proizvodnju, prenos i distribuciju (odnosno punu komercijalnu cenu). Na ovaj način izbegnut je pokušaj da se na osnovu ograničenih (i nedostupnih) podataka izračunava proizvodna cena električne energije „na pragu ekvivalentne termoelektrane“, a koja se često kolokvijalno koristi. Umesto toga korišćenjem najboljih dostupnih podataka, troškova koje javno elektroprivredno preduzeće evidentira u svojim bilansima uspeha (tokom 2017, 2018 i 2019. godine) procenili smo koliko izdataka ima preduzeće, odnosno država (pošto je javno preduzeće) za proizvodnju 1 MWh struje iz lignita. Potom smo dobijenu cenu koštanja „nadogradili“ onim izdacima koji se „ne vide“ direktno u bilansu uspeha EPS-a, ali ih društvo i država plaćaju na druge (nemonetarne) načine.

II METOD KALKULACIJE

Za potrebe ove analize korišćeni su zvanično dostupni podaci o poslovanju javnog elektroprivrednog preduzeća dostupni (javno objavljeni) u formi godišnjih finansijskih izveštaja, odnosno Izveštaji nezavisnog revizora [2] za poslednje tri godine (2017, 2018 i 2019.). Pored toga, za podatke o proizvodnji konsultovan je zvanični Izveštaj o poslovanju javnog elektroprivrednog preduzeća. Pored troškova koji su knjigovodstveno obuhvaćeni, u punu komercijalnu cenu električne energije iz lignita bi trebalo

uključiti i eksterne troškove, odnosno trebalo bi na odgovarajući način monetizovati negativne eksternalije, odnosno štetan uticaj na lokalne zajednice i staništa. Pored električne energije kao osnovnog proizvoda, rudnici sa površinskom eksploatacijom i termoelektane proizvode zagađujuće materije koje se emituju u vazduh, vodu i zemlju, odnosno u okolnu životnu sredinu. Lokalne zajednice i staništa koja se nalaze u blizini rudnika sa površinskom eksploatacijom i termoelektana na ugalj izložene su zagađenju vazduha, vode, prekomernoj buci itd. Ove zagađujuće materije obično se nazivaju (negativne) eksternalije proizvodnje struje iz lignita, a troškove koje one uzrokuju nazivaju se eksterni troškovi. Eksterni troškovi generalno mogu se tretirati kao monetizovana vrednost negativnih efekata iz domena:

1. životne sredine,
2. doprinosa globalnom zagrevanju,
3. rizika od incidenata,
4. energetske zavisnosti.

Ovi troškovi računaju se (monetizuju) tako što se pomnože ukupne emisije tokom godine nastale u procesu proizvodnje električne energije [3] sa osnovnim faktorima štete po toni emisije [4].

A Osnovna metoda kalkulacije

Osnovna metoda za kalkulacije pune cene električne energije iz lignita pored računovodstvenih troškova, trebalo bi, dakle, da obuhvati sve troškove za vlasnika (Republika Srbija) i korisnika (građane Republike Srbije). Tek kada se izračunaju puni troškovi proizvodnje električne energije iz lignita moguće je upoređivanje različitih opcija za proizvodnju električne energije, ali i shvatanje ekonomskih prednosti dekarbonizacije. Metodologija koja je predložena i korišćena u ovom radu se sastoji iz četiri (4) glavna koraka: uprosečavanje specifičnih troškova, razdvajanje troškova po vrstama, alokacija ukupnih troškova po vrstama na nosioce troškova (1MWh proizvedene električne energije po tipu elektrane) i obračun (monetizaciju) eksternih troškova.

Uprosečavanje specifičnih troškova

Jedinična (specifična) cena proizvoda javnog elektroprivrednog preduzeća: električne energije *računa* se kao količnik ukupnih godišnjih rashoda da se on proizvede i ukupne godišnje proizvodnje. Polazeći tako od javno objavljenih podataka, uprosečavanjem u periodu 2017-2019. godina prikazani godišnji rashodi prelaze 2,1 milijardu evra. Uprosečena godišnja proizvodnja struje iz sopstvenih kapaciteta iznosi oko 34 TWh (tj. 34 milijarde kWh). Količnik proizvodnje i troškova je cena po jedinici učinka, tj. po 1 MWh električne energije u protekle tri godine koja je iznosila preko 62 EUR/MWh u proseku. Potrebno je ponoviti da ova cena uključuje u sebe zbirne troškove proizvodnje, prenosa i distribucije električne energije.

Razdvajanje troškova po vrstama

Troškove proizvodnje električne energije dalje je potrebno razmatrati po vrstama, tj. prema *kategorijama* iz bilansa uspeha, kojih ima ukupno sedam (7) [5-6] i to:

1. Troškovi materijala
2. Troškovi goriva i energije
3. Troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi
4. Troškovi proizvodnih usluga
5. Troškovi amortizacije
6. Troškovi dugoročnih rezervisanja

7. Nematerijalni troškovi

Ovih sedam osnovnih kategorija deli se na ukupno trideset i sedam potkategorija troškova.

Alokacija ukupnih troškova po vrstama na nosioce troškova

Ukupni troškovi po vrstama nastaju zbog proizvodnje električne energije iz lignita, ali i iz hidroelektrana, pa je potrebno *razdvojiti (alocirati)* ukupne troškove na troškove proizvodnje struje u termoelektranama i na troškove proizvodnje struje u hidroelektranama. Drugim rečima, troškove po vrstama treba alocirati na nosioce troškova. Ovo alociranje bi bilo daleko jednostavnije kada bi bili dostupni podaci o odvojenoj evidenciji po svakoj elektrani (ili makar po tipu elektrane). Međutim, to nije slučaj¹, pa je potrebno ovo razdvajanje uraditi na osnovu niza pretpostavki. Poznato je da su troškovi koji se generišu u proizvodnji u hidroelektranama niži od onih koji nastaju u termoelektranama, imajući u vidu da je cena korišćenja vode nula i da su tehnološki procesi jednostavniji.

Na osnovu skupa ekspertskih pretpostavki određeni su odgovarajući ponderi za svaku od vrsta troškova. Ovi ponderi su težinski faktori u rasponu od 0,5-1. Tamo gde je postojala najveća nedoumica u pogledu alociranja neke od pod(vrste) troškova na električnu energiju iz hidroelektrana ili iz termoelektrana primenjen je ponder 0,5. Suprotno tome, ponder 1 (u korist termoelektrana) je korišćen u slučaju kada se procenilo da se svi troškovi iz određene (pod)vrste odnose na proizvodnju struje iz uglja. Tipični troškovi sa ponderom 1 su npr. *materijali za proizvodnju uglja, troškovi uglja, dominantno troškovi naknada za zaštitu životne sredine*, ali i drugi troškovi. Tamo gde je dominantni faktor habanje ili zaštita usvojen je ponder od 0,9. Imajući u vidu strukturu zaposlenih, tamo gde god je trošak dominantno vezan za *zaposlene* usvojen je ponder 0,8. Oni troškovi koji se smatraju proporcionalnim proizvedenoj količini električne energije npr. *troškovi pristupa, troškovi prenosa i nabavke* ponderisani su sa 0,7 u korist uglja i ovakvih kategorija je najviše. Po sličnom principu troškovi koji su *proporcionalni kapacitetu* ponderisani su sa 0,6 u korist uglja. Na ovaj način ponderisano je svih trideset sedam podvrsta troškova za svaku od tri godine (2017-19), a zatim je izvršeno uprosečavanje na jednu godinu:

$$\sum_{q=2017}^{2019} \frac{\sum_{i=1}^{37} \frac{p_i \cdot T_i}{E_{\text{uglja}}}}{3}$$

Obračun (monetizacija) eksternih troškova

Ukupni troškovi po vrstama, evidentirani u bilansu uspeha, ne predstavljaju sve troškove koji nastaju u procesu proizvodnje struje. Stoga do sada pomenuti troškovi koji se knjigovodstveno obuhvataju nisu svi troškovi koji nastaju u procesu proizvodnje, jer mnogi izdaci nastaju i eksterno (snose ih građani i društvo), ali su uzročno vezani za lignit. Neke kategorije ovih eksternih

troškova računovodstveno se obuhvataju, ali ne u punom iznosu, dok su neke druge kategorije potpuno izostavljene u računovodstvenom postupku. Ovi troškovi mogli bi se uvrstiti u računovodstveni postupak na sledeći način:

$$N = N_1 \times E \times K_k$$

N_1 - naknada za jednu tonu emisije SO_2 ili naknada za jednu tonu emisije NO_2 ili naknada za jednu tonu emisije prašastih materija;

E - količina emisije u tonama u kalendarskoj godini;

K_k - korektivni podsticajni koeficijent koji zavisi od količine i porekla emisije.

U radu se polazi od toga da su puni (komercijalni) troškovi električne energije iz uglja zbir dve kategorije troškova – direktnih i indirektnih. U direktne troškove ulaze svi oni izdaci koje javna preduzeća snose kako bi proizvela (nabavila) i distribuirala električnu energiju (evidentirani su u bilansu uspeha, „opterećuju“ prihode i utiču na profitabilnost preduzeća). Indirektni troškovi su oni koje preduzeće u svojim finansijskim izveštajima ne iskazuje, ali ih posredno snose društvo i država. U radu se vrši procena novčanog iznosa eksternih troškova, poput ugrožavanja/narušavanja kvaliteta životne sredine, doprinosa globalnom zagrevanju, rizika od incidenata itd. Za te svrhe korišćene su međunarodno prihvaćene metode, koje su svoju potvrdu pronašle u praksi. Internalizacija tih eksternih troškova od strane proizvođača bi dovela do toga da električna energija koja se dobija sagorevanjem lignita postane znatno skuplja. Viša cena bi slala drugačije signale investitorima i potrošačima. U analizi su uzeti u obzir izdaci poput takse na ugljen-dioksid koje preduzeće trenutno ne obračunava i ne plaća, dok u zemljama npr. u EU to postoji kao realan trošak, što bi uskoro moglo postati i obavezujući trošak, bez obzira na članstvo, već kao prekogranična taksa. Čim bi došlo do plaćanja takse na emisije ugljen-dioksida, cena električne energije iz lignite bi značajno porasla.

Imajući u vidu da je finansijski izveštaj agregiran i ne razdvaja tehnologije proizvodnje (termo, hidro), pojedinačne elektrane niti blokove pojedinačnih elektrana itd. potrebno je proceniti koja od kategorija troškova iz finansijskog izveštaja najviše odgovara kom teorijskom tipu troškova:

- I Investicioni trošak,
- II Proizvodni trošak
 - a. Fiksni,
 - b. Varijabilni.

Investicioni trošak smatra se troškom u trajna dobra koji nastaje jednokratno (ili nekoliko puta) tokom radnog veka i koji se amortizuje računovodstvenim postupkom. Takvi troškovi su pored investicija u imovinu recimo i troškovi poreza na tu imovinu. *Fiksni proizvodni trošak* je onaj koji nastaje svake godine dok postrojenje radi, bez obzira na obim posla (trošak zarada, kancelarijskog materijala, ostalog materijala, troškovi pristupa mreži itd.). Onaj trošak koji nastaje u zavisnosti od obima proizvodnje (iskop uglja, zagrevanje kotla, habanje...) smatra se *varijabilnim proizvodnim troškom*. Treba napomenuti da postoje i troškovi koji se imaju zbog obima proizvodnje koja je prilično ustaljena (uz manje varijabilnosti usled vremenskih uslova na godišnjem nivou prvenstveno hidroloških prilika). I ovi troškovi se mogu približno svrstati u fiksne troškove.

¹ Sredinom 2015. godine (1. jula) je došlo do statusnih promena, odnosno do pripajanja zavisnih privrednih društava za proizvodnju energije i proizvodnje uglja EPS-u (HE Đerdap, Drinko-Limske HE, TENT, TE-KO Kostolac, Panonske TE-TO, RB Kolubara), a 01. juna 2016. godine je pripojeno privredno društvo „EPS Snabdevanje“.

B Obračun po stvarnim troškovima

Čista divizionarna kalkulacija je najjednostavnija metoda kalkulacije u postupku utvrđivanja cene koštanja učinaka (proizvoda).

„Do cene koštanja jedinice učinka dolazi se podelom odgovarajućih ukupnih troškova s količinom učinaka ostvarenom u toku obračunskog perioda. U načelu ona ne zahteva odvajanje direktnih od opštih troškova. Primenjuje se u masovnoj proizvodnji jednog proizvoda, kao što su hidro i termo elektrane, fabrike vode, toplane, fabrike piva, cementa, šećera i sl.“ [1].

U radu se primenjuje metod jednostepene čiste divizionarne kalkulacije. Pomoću nje se neposredno dolazi do pune (komercijalne) cene koštanja jedinice proizvoda podelom ukupnih troškova preduzeća s količinom proizvedenih i prodatih proizvoda u toku obračunskog perioda. Pretpostavke za primenu ovako jednostavnog metoda su da se proizvodi i prodaje jedan proizvod i da nema zaliha nedovršene proizvodnje i gotovih proizvoda učinaka koji su predmet analize² (što je u ovoj analizi zadovoljeno). Glavna prednost ove metode je njena jednostavnost. U analizi je korišćen sistem obračuna po stvarnim troškovima [7].

„U središtu obračuna po stvarnim troškovima nalazi se, stoga, pitanje koliko stvarnih troškova otpada na jedinicu proizvoda. Saglasno principu potpunog prevladavanja troškova, biće sve vrste troškova, bilo direktno kao pojedinačni troškovi ili indirektno kao opšti troškovi, za svaki obračunski period zaračunati nosiocima troškova. U obračunu po stvarnim troškovima ne pojavljuju se nikakva odstupanja u troškovima. Drugim rečima, svi troškovi proizvodnje u njihovom stvarnom iznosu konstituišu proizvodnu cenu koštanja nosilaca troškova, a svi troškovi marketinga i troškovi opšteg upravljanja i administracije dopunjuju komercijalnu cenu koštanja realizovanih proizvoda.“³

Ovaj sistem obračuna troškova naziva se i apsorpcioni. Klasifikovanje ukupnih troškova na direktne i indirektno troškove sa stanovišta proizvoda i usluga preduzeća moglo bi imati sledeći izgled⁴:

Direktni	Indirektni	Direktni	Indirektni
Materijal izrade	Opšti troškovi nabavke	Posebni pojedinačni troškovi prodaje (prenosa, distribucije)	Opšti troškovi upravljanja i administracije
Plate	Opšti varijabilni troškovi		Drugi opšti troškovi
Posebni pojedinačni troškovi proizvodnje	Opšti fiksni troškovi proizvodnje		
Troškovi proizvodnje (proizvodna cena koštanja)		Neproizvodni troškovi	
Puna (komercijalna) cena koštanja			

² [1], str. 212.

³ [1], str. 248.

⁴ [1], str. 240.

Na osnovu prethodnog, može se doći do potpune cene koštanja proizvoda. Troškove po vrstama, onako kako ih propisuje zvanični kontni okvir [5-6] (Troškovi materijala, Troškovi goriva i energije, Troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi, Troškovi proizvodnih usluga, Troškovi amortizacije, Troškovi dugoročnih rezervisanja, Nematerijalni troškovi) smo po određenom „ključu“ alocirali na glavne nosioce troškova – električnu energiju iz termoelektrana i električnu energiju iz hidroelektrana.

III REZULTATI

Osnovi rezultat analize je prikaz doprinosa svake od osnovnih vrsta troškova punoj (komercijalnoj) ceni koštanja električne energije iz lignita, kao i monetizacija odgovarajućih kategorija eksternih troškova (videti Tabelu 1):

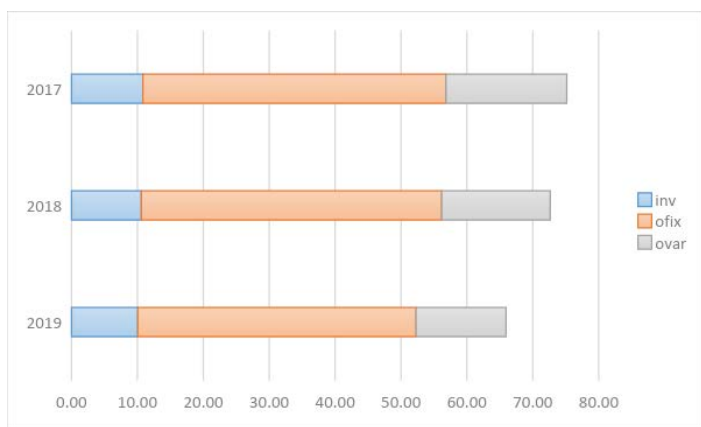
Tabela 1. Struktura pune (komercijalne) cene koštanja električne energije iz lignita u Srbiji (prosek 2017-19. godina): knjigovodstveni + eksterni troškovi

Kategorija	Trošak EUR/MWh
1. Troškovi materijala	3
2. Troškovi goriva i energije	29,3
3. Troškovi zarada, naknada zarada...	16,7
4. Troškovi proizvodnih usluga	5,4
5. Troškovi amortizacije	10,4
6. Troškovi dugoročnih rezervisanja	1,4
7. Nematerijalni troškovi	5,1
Troškovi naknada za zastitu životne sredine	-2
Eksterni troškovi	35-134 [4,8-10]
UKUPNO	71,25-205,25

Najpre se uočava da puni troškovi električne iz lignita u proseku iznose 71,25 EUR/MWh za period 2017-2019. g. Zatim se uočava da dominantnu vrstu troškova predstavljaju troškovi goriva i energije, koji iznose 29,3 EUR/MWh. Ova cifra se u stručnim krugovima/razgovorima često spominje kao “cena struje na pragu termoelektrane”, međutim to nije tako, jer pored ovih izdataka u punu cenu koštanja električne energije treba uračunati i ostale troškove iz poslovanja. To su najpre troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi koji iznose 16,7 EUR/MWh. Sledeća kategorija su troškovi amortizacije opreme koji iznose 10,4 EUR/MWh. Ove tri vrste troškova čine gotovo 80% troškova električne energije iz lignita, dok ostale četiri vrste troškova čine preostalih 20%. Od preostalih kategorija treba obratiti pažnju na troškove proizvodnih usluga koji ukazuju da se jedan deo usluga mora nabavljati izvan sopstvenih poslovnih i radnih kapaciteta. Naime, troškovi proizvodnih usluga po 1MWh električne energije proizvedene iz lignita dostižu iznos od čak 5,4 EUR. Od tog iznosa, blizu 57% (oko 3,04 EUR po 1 MWh) se odnosi na kategoriju “troškovi usluga održavanja van EPS grupe”. Zaključak koji se nameće je da troškovi održavanja proizvodnih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz lignita, koji se plaćaju drugim preduzećima dostižu udeo od blizu 4,3% u ukupnoj ceni. U kalkulacijama različitih kategorija troškova koje slede videće se da troškovi amortizacije iznose oko

10 EUR/MWh na godišnjem nivou, što znači da troškovi održavanja i po ovom kriterijumu značajno prevazilaze nivo (50% od investicionih) koji bi bio opravdan i prihvatljiv. Godišnje održavanje kapaciteta nosi troškove koji su vrlo visoki, pa se nameće pitanje održivosti i dugoročne isplativosti ovakvog načina proizvodnje električne energije. Razlog visokih troškova održavanja sistema je između ostalog starost pogona, pa stoga u njima dominira kategorija *održavanje*. Možda bi mnogo bolja i dugoročno isplativija opcija bila da se ovi iznosi ulože u odgovarajuće kapacitete za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, koji ne bi zahtevali velike izdatke na godišnjem nivou za održavanje, a pored toga ne bi izazivali i ogromne eksterne troškove. Polazeći od računovodstveno obuhvaćenih troškova proizvodnje električne energije iz lignita, najpre je neophodno oduzeti iznos Troškova naknade za zaštitu životne sredine, čiji je prosek za period 2017-19. g. iznosi oko 2 EUR/MWh. Na osnovu Zakona o naknadama za korišćenje javnih dobara i izveštaja javnog elektroprivrednog preduzeća o količini emitovanih materija iz termoelektričnih postrojenja koja utiču na kvalitet vazduha iz 2019. godine izračunato je da su ovi troškovi trebali biti na nivou od oko 35⁵ EUR/MWh, dok je korišćenjem monetizacionih faktora emisija metodom EXTERNE utvrđeno da bi iznosili 67 EUR/MWh, dalje koristeći HEAL studiju 112 EUR/MWh i na kraju EBRD procene za 2020. godinu oko 137 EUR/MWh. Razlika u cenama između različitih metoda monetizacije eksternih troškova delom potiče od visine takse na CO2 emisije⁶.

Na Sl. 1. prikazani su troškovi proizvodnje električne energije iz lignita u Srbiji grupisani po opisanim kategorijama (u poglavlju II):



Slika 1. Računovodstveno obuhvaćeni troškovi električne energije iz lignita u Srbiji tokom 2017-19. g., grupisani po tipu: inv - investicioni, ofix-fiksni proizvodni i ovar-varijabilni proizvodni troškovi

U računovodstveno obuhvaćenim troškovima električne energije iz lignita u Srbiji dominiraju (61-64%) fiksni proizvodni troškovi, koji se mogu tretirati i kao relativno fiksni troškovi

⁵ U bilansu uspeha EPS-a (2017-19. g.) nije vidljivo kojoj bi se vrsti troškova ova vrednost pripisala i kojom bi se potvrdilo da su ovi troškovi i plaćeni.

⁶ Detaljnije poređenje metoda internalizacije eksternih troškova nije bila predmet ovog istraživanja.

(narandžasto). Ovi troškovi nastaju bez obzira na obim proizvodnje. Ova kategorija troškova beleži rast od 9% u periodu 2017-19. godina. Eventualno smanjenje (racionalizacija) ovih troškova povezano je isključivo sa odlukama u domenu organizaciono - menadžerskih aktivnosti.

Varijabilni proizvodni troškovi (sivo) kreću se u rasponu 13-18 EUR/MWh proizvedenom iz uglja, ali beleže rast od 34% u periodu 2017-19. godina. U apsolutnom iznosu rast ove kategorije troškova nije značajan, međutim njihov iznos po 1 MWh je rezultat pada proizvodnje energije za isti/sličan iznos troškova. Zaključak bi mogao biti da je do pada proizvodnje došlo iz čisto organizacionih razloga, međutim problem je značajniji, jer obuhvata nepredvidivost odnosa jalovine (otkrivke) i rude kao i kvalitet uglja, a poznato je da on ima tendenciju porasta. Sa druge strane, moguće je pretpostaviti i da ova kategorija troškova ne prati dinamiku proizvodnje, nego da teži da održi isti nivo, bez obzira što proizvodnja opada (tzv. remanentnost troškova).

Najniži su investicioni troškovi (plavo), koji se kreću prilično konstantno (rast oko 8%) tokom perioda 2017-19. godina na nivou od oko 10 EUR/MWh. Investicioni troškovi za proizvodnju električne energije iz lignita prikupljeni na osnovu izveštavanja glasila (biltena) javnog preduzeća [11]⁷ u petogodišnjem periodu 2015-19. godina i iznose 1,28 milijardi evra, ili u proseku oko 250 miliona evra godišnje, što odgovara ovde datoj proceni troškova. Projektovani investicioni troškovi (bez proizvodnih) za elektranu Kostolac B3 takođe imaju ovu vrednost, pa se ovaj projekat može gledati kao kontinuitet rizičnog poslovnog modela preduzeća, nakon napuštanja nekih od postojećih termoblokova. Umesto toga ovakva značajna sredstva mogla bi se manje rizično investirati kroz alternativni investicioni koncept.

IV DISKUSIJA

Ovde prikazani rezultati i pored dobre volje, jasno prikazane metodologije i podataka ostaju samo jedna aproksimacija realnosti (proizašla iz primenjenog pristupa), i mogu imati izvesnih nepreciznosti koje su rezultat nemogućnosti da se okom posmatrača sagledaju sve činjenice i možda neke poslovne tajne. Glavni pravci poboljšanja tačnosti ovde prikazanih rezultata u tom smislu bili bi: preciznije prikazivanje troškova prenosa i distribucije, uračunavanje tehničkih i netehničkih gubitaka itd.

Ukoliko bi se iz obračuna isključili troškovi koji se vode pod stavkom „troškovi pristupa distributivnom sistemu u sastavu EPS grupe“⁸, zatim „troškovi nabavljene električne energije“, kao i

⁷ Radi sagledavanja kompletnog obima istraživanja koje ovde nije moglo biti prikazano videti alternativni dokument proizašao kao njegov rezultat.

⁸ Naime, troškovi pristupa sistemu za distribuciju (mrežarina) priznati su po ceni transakcije određenoj od strane Operatora distributivnog sistema „EPS distribucija“ uz saglasnost Agencije za energetiku – AERS. U skladu sa izmerenim energetske veličinama i važećim cenama po tarifnim stavovima prema Odluci o utvrđivanju cena za pristup i korišćenje sistema za distribuciju električne energije i Metodologiji za određivanje tarifnih elemenata za izračunavanje cene pristupa i korišćenja sistema za distribuciju električne energije, troškovi pristupa sistemu za distribuciju (mrežarina) odnose se na sve krajnje kupce električne energije priključene na distributivni sistem, koje Društvo kao

„prenos i nabavka električne energije od AD EMS“⁹, onda bi cena koštanja po jedinici (MWh) bila niža za 26,33 EUR/MWh i iznosila bi 44,92 EUR/MWh¹⁰. Naime, troškovi pristupa distributivnom sistemu u sastavu EPS grupe alocirani na električnu energiju dobijenu iz lignita iznose u proseku 19,41 EUR/MWh tokom perioda 2017-2019. g. Troškovi nabavljene električne energije nastaju radi obezbeđivanja uslova za redovno i sigurno snabdevanje električnom energijom tarifnih kupaca na teritoriji Srbije. Ovi troškovi (alocirani na električnu energiju dobijenu iz lignita) iznose u proseku 5,29 EUR/MWh tokom perioda 2017-2019. godina. Troškovi prenosa i nabavke električne energije (alocirani na električnu energiju dobijenu iz lignita) iznose u proseku 1,62 EUR/1 MWh tokom perioda 2017-2019. godina.

Takođe, u ovoj finansijskoj analizi nije tretiran problem gubitaka u mreži, odnosno razlika između bruto proizvedene količine električne energije i neto količine koja biva isporučena krajnjim korisnicima. Ukoliko bi se ovo obuhvatilo analizom, kalkulacija bi pokazala da je „neto“ MWh električne energije skuplji za onoliko koliko iznose gubici¹¹ (oko 12,3% od izračunate vrednosti).

Sve navedene analize mogu poslužiti kao indikator efikasnosti preduzeća. Kada preduzeće ima visoku cenu koštanja po jedinici proizvoda to znači da ima visoke troškove, koji jednim delom mogu biti rezultat određenih neracionalnosti i neefikasnosti u radu samog preduzeća. Ako takvih neracionalnosti ima¹², to bi mogli biti neki od sledećih razloga: veliki (prekomeran) broj zaposlenih radnika, visoki izdaci za radnu snagu (visoka prosečna zarada po zaposlenom, naročito za nisko kvalifikovana radna mesta), pripajanje raznih neuspešnih preduzeća (gubitaka)

snabdevač u skladu sa Zakonom o energetici snabdeva električnom energijom. Pošto to po svemu sudeći plaćaju krajnji kupci električne energije, moguće je da im se to kroz račune za struju fakturiše i od njih naplaćuje (što se vidi na prihodnoj strani u bilansu uspeha preduzeća), a potom plaća (vidi se u strukturi troškova/rashoda drugog preduzeća). Ova transakcija je neutralna sa stanovišta zarađivačke sposobnosti preduzeća (ostvarivanja dobiti), ali je činjenica da predstavlja trošak preduzeća!

⁹ AD EMS - EPS je zaključio ugovor sa privrednim društvom EMS a.d. Beograd o pristupu i korišćenju sistema za prenos električne energije za kupce i energetske subjekte za proizvodnju električne energije i za napajanje pumpno-akumulacionih postrojenja.

¹⁰ Ovo bi se moglo smatrati proizvodnom cenom, s obzirom da ne sadrži troškove prenosa, distribucije i nabavke električne energije za potrebe usklađivanja dnevnih oscilacija. Međutim, treba imati u vidu i to da je prenosna i distributivna mreža projektovana i finansirana upravo za potrebe proizvodnje struje iz lignita u postojećim termoelektranama. Kada bi se struja u manjoj meri proizvodila u termoelektranama, verovatno je da bi sistem prenosa i distribucije takođe bio jeftiniji. U pitanju su komplementarne aktivnosti, koje bi trebalo zajedno posmatrati i analizirati.

¹¹ Tako bismo došli do kalkulacije da je puna (komercijalna) cena 1MWh električne energije iz lignita (termoelektrana) na nivou od oko 80 EUR, dok bi cena iz koje su isključeni troškovi prenosa i distribucije bili na nivou od oko 50 EUR.

¹² To treba ispitati u posebnim istraživanjima. Potrebno je istražiti da li se i u kojoj meri u „gomilaju“ nepotrebni troškovi, što „opterećuje“ troškove i cenu koštanja po jedinici proizvoda. Dalje, treba utvrditi da li je tačno da to ograničava preduzeće u generisanju dovoljnog iznos profita kojim bi mogao da finansira kapitalne investicije u modernizaciju (osavremenjavanje; ekologizaciju) proizvodnje.

u sastav vertikalno integrisanog preduzeća, umesto da se preduzeće rasterećuje od poslovnih aktivnosti koji nisu najdirektnije vezane za proizvodnju električne energije i sl.

Ova analiza temelji se na podacima iz finansijskih izveštaja i računovodstvenom postupku koji nije sveobuhvatan, pa se ni iznosi troškova koji su u radu računati i prikazani ne mogu smatrati konačnim. Šta više, sigurni smo da postoje troškovi koji nisu prikazani u izveštaju niti smo ih za potrebe ovog rada dodatno alocirali kroz nadgradnju. Ovde spominjani troškovi ne obuhvataju državnu pomoć i subvencije počev od troškova zemljišta, vode, raseljavanja, štete, odlaganja jalovine, otpada itd¹³. U takvu kompletnu analizu morala bi ući i računovodstvena rezervisanja namenjena za osiguranje od odgovornosti za uticaj na živote i imovinu. Stoga su ovi preliminarni rezultati dobro izbalansirani tako da ne potcenjuju niti precenjuju punu cenu električne energije iz lignite.

V ZAKLJUČAK

Rezultat sprovedenog istraživanja je odbacivanje polazne hipoteze o jeftinoj električnoj energiji iz lignita u Srbiji. Puna cena dostiže četverostruku vrednost kolokvijalno predstavljene. Stoga sledi zaključak da je postojeći energetska sistem ekonomski neodrživ i da je hitno potrebno pristupiti njegovoj suštinskoj transformaciji.

Puni troškovi koji su veći od prihoda najpre su pogubni su po javno preduzeće jer se poslovanje svodi na podršku države a dodatno sprečavaju transformaciju tj. održavaju postojeće stanje, čime se nepovratno gube sopstveni resursi, bez razmatranja alternativnih investicionih scenarija. Eksterni troškovi električne energije iz lignita mogu se sniziti (ali nikako eliminisati), a da pri tom porastu (značajno) investicioni i proizvodni troškovi. Održiva profitabilnost bi se mogla postići samo u slučaju da dođe do restrukturiranja proizvodnje, u smislu napuštanja skupe proizvodnje električne energije iz lignita, koja bi bila praćena racionalizacijom poslovanja (racionalizacija broja radnika). Sagledavajući detaljnije odgovarajuće vrste analiziranih troškova, dolazi se do zaključka da je u perspektivi moguće racionalizovati troškove za zaposlene, ali da bi troškovi koji se odnose na emisije štetnih gasova (i drugih materija) ostali, te da bi gubici za Republiku Srbiju i njene građane bili neizbežni. Rezultati analize ukazuju na to da bi finansijski položaj i zarađivačka sposobnost preduzeća bili daleko lošiji kada bi preduzeće internalizovalo sve eksterne troškove koje proizvodi.

Pogrešno je stoga investirati u efikasniju proizvodnju električne energije iz lignita iz navedenih razloga. Nesporo je da se mora uticati i upravljati i sa prihodima i sa rashodima uz dogoročno opredeljenje za energetske postulate (nezavisnost, održivost, razvoj tržišta, razvoj tehnologija i postupna dekarbonizacija), koji čine osnovne principe energetske politike 21. veka. Potrebno

¹³ Ovi troškovi imaju karakteristiku kumulativnog troška tj. istorijski trošak opterećuje poslovanje u budućnosti. Stoga je neophodno da se računovodstveni postupak za izračunavanje stvarnih troškova struje iz uglja unapredi kako bi uključivao i sve stvarne troškove i utroške koji nastaju prilikom proizvodnje prvog kWh električne energije iz uglja (fiksni deo), a zatim i ostale troškove srazmerno obimu proizvodnje (varijabilni deo). Takva analiza pokazala bi prag rentabilnosti ukoliko on uopšte postoji.

je težiti razvojnem konceptu koji bi povećao investicioni kapacitet. Ovde ne treba računati na cenovnu politiku (koja je u nadležnosti regulatorne agencije), već na bolje planiranje prihoda i rashoda, uključujući aktivnije i profitabilnije učešće na tržištima.

LITERATURA

- [1] Stevanović, N. *Sistemi obračuna troškova*, CID, Ekonomski fakultet, Beograd, 2018.
- [2] Agencija za Privredne Registre, <https://www.apr.gov.rs> [pristupljeno 11.11.2021]
- [3] JP "Elektroprivreda Srbije", Izveštaj o stanju životne redine u JP „Elektroprivreda Srbije“ za 2019. godinu, Beograd, Maj, 2020, <http://www.eps.rs/cir/SiteAssets/Pages/Sredina/Izve%C5%A1taj%20o%20stanju%20%C5%BEivotne%20sredine%20u%20JP%20EPS%20za%202019.pdf> [pristupljeno 10.10.2021]
- [4] Final technical report: Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications, Project ExternE-Pol, http://www.externe.info/externe_2006/expoltec.pdf [pristupljeno 10.10.2021]
- [5] Zakon o računovodstvu („Službeni glasnik RS“ br. 62/2013 i 30/2018)
- [6] Pravilnik o sadržini i formi obrazaca finansijskih izveštaja za privredna društva, zadruge i preduzetnike („Službeni glasnik RS“ br. 95/2014 i 144/2014).
- [7] Malinić, D., Milićević, V., Stevanović, N. *Upravljačko računovodstvo*, CID, Ekonomski fakultet, Beograd, 2012.
- [8] Zakon o naknadama za korišćenje javnih dobara ("Sl. glasnik RS", br. 95/2018, 49/2019, 86/2019 - usklađeni din. izn., 156/2020 - usklađeni din. izn. i 15/2021 - dop. usklađenih din. izn.)
- [9] NEPLAĆENI ZDRAVSTVENI RAČUN - Kako nas termoelektreane na ugalj NA ZAPADNOM BALKANU čine bolesnima, HEAL, 2018 https://env-health.org/IMG/pdf/factsheet_eu_and_western_balkan_sr_lr.pdf [pristupljeno 10.10.2021]
- [10] EBRD cene emisija CO2 za 2022, 2020, prepiska
- [11] Kalmar Z., Batas-Bjelić, I., Molnar D., *Stvarna cena struje iz uglja u Srbiji*, 2021, CEKOR, Subotica.

AUTORI

dr Ilija Batas Bjelić, naučni saradnik, Institut tehničkih nauka SANU, ilija.batas-bjelic@itn.sanu.ac.rs

dr Dejan Molnar, vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu – Ekonomski fakultet, dejan.molnar@ekof.bg.ac.rs

Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora

Distribution Network Reconfiguration and Capacitor Switching in the Presence of Wind Generators

Branko Stojanović*, Tomislav Rajić**

* Tehnički opitni centar, Beograd

** Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

Rezime – U radu je prikazana rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija kada su prisutni vetro generatori metodom simuliranog kaljenja (SA). Mreža od interesa ima 69 čvorova i 73 grane koje su sve komutujuće. Potrošnja se menja po Gauss-ovoj raspodeli a snaga vetro generatora po Weibull-ovoj svaki sat. Postoje dva vetro generatora maksimalne snage od 200 kW (10% aktivne potrošnje) i na početku se mogu dodeliti svakom čvoru po uniformnoj raspodeli. Isto važi i za kondenzatorske baterije što je nerealistično. Monte Carlo grafičkom metodom biraju se najčešće posećeni čvorovi za permanentan rad vetro generatora i uključanje kondenzatorskih baterija. Ulazni faktor snage mreže je manji od 0.85 tako da su kondenzatorske baterije neophodne. Mreža ne sme biti ni prekompenzovana. Analiziraju se četiri scenarija, prvi kada postoje samo vetro generatori a zatim i sve moguće kombinacije regulacije. Izlaz iz programa su: cena konfiguracije i baterija kondenzatora kao i promena ušteda na časovnoj osnovi. Rezultati su prikazani krivama za period rada od 1000 sati. Oni pokazuju da se istovremenom rekonfiguracijom i otočnom kompenzacijom uz prisustvo vetro generatora mogu ostvariti znatne uštede.

Ključne reči – rekonfiguracija, otočna kompenzacija, vetro generatori, simulirano kaljenje (SA)

Abstract- In this paper, the distribution network reconfiguration with simultaneous capacitor switching, in the presence of wind generators, by Simulated Annealing (SA) is presented. Analysed test network has 69 nodes including the slack one and 73 branches, all of which can commute. Following assumptions are made: load in nodes is changed according to Gauss distribution and wind generator power with Weibull one, every hour, then there are two wind generators of 200 kW maximum power each (10% of total, nominal active power load) and they can be allocated to any node but the slack one. The same is valid for the capacitor banks regarding allocation. This switching logic is unrealistic. On its basis more realistic one was issued with fixed nodes for allocation of wind generators and capacitor banks (the most frequently visited nodes), by Monte Carlo graphical method. Input power factor is to be greater than 0.85 which is not fulfilled with commencing configuration (from the start) so that allocation of capacitor banks is mandatory. Another constraint is

that the network should not be overcompensated. Four realistic scenarios are investigated. In the first one only network with wind generators is analysed and the rest are dedicated to all possible combinations of the regulation. The programme is automated indicating the price of configuration, generated banks, input data (active and reactive load, power and location of wind generators) and savings which change on an hourly basis. The wind generators are uniformly distributed in accordance to nodes (for the less realistic scenario) and generate only active power complying with Weibull distribution. The graphical results are presented for a 1000-hour operation (operation in one thousand hours, every hour different) and the analysis is done for a thousand-hour work. The presented method shows that considerable savings can be achieved by simultaneous application of reconfiguration method and capacitor switching with already allocated wind generators.

Index Terms - reconfiguration, capacitor placement, wind generators, Simulated Annealing (SA)

I UVOD

Pojedinačni problemi vezani za rekonfiguraciju i otočnu kompenzaciju su dosta proučavani u ranijoj literaturi [1-4]. Kompenzacija se odnosi na određivanje tipa, veličine i čvora gde će se kondenzatorska baterija ugraditi. Rekonfiguracija u svrhu smanjenja gubitaka aktivne snage je takođe dosta proučavana matematičkim, heurističkim i meta-heurističkim alatkama.

Simultano posmatranje ove dve metode uz prisustvo vetro generatora znači da se obe primenjuju istovremeno i onda posmatraju njihovi efekti na distributivnu mrežu. Ovo su NP-problemi kombinatorijske optimizacije (vreme algoritma nije ograničeno polinomom dimenzije problema) sa nediferencijabilnim funkcijama cilja. Metode prevođenja nediferencijabilne funkcije cilja u diferencijabilnu [5], još se kod nas nisu odomaćile tako da rešavanje ova dva problema gledanih kao jedan primenom metode simuliranog kaljenja dobija pun smisao.

Simultani problem rekonfiguracije mreže i otočne kompenzacije u svrhu smanjenja gubitaka aktivne snage nije mnogo obrađivan

[5-11] pri čemu su njima pridodati još i distribuirani generatori (distributed generation) [10-13]. Analiza rada distributivne mreže pri simultanoj rekonfiguraciji i otočnoj kompenzaciji uz prisustvo vetro generatora kada konzum podleže Gauss-ovoj raspodeli a snaga vetro generatora se menja po Weibull-ovoj raspodeli nije dosada obrađivana u literaturi uz početne uslove koncipirane u ovom članku a to je da postoje dva vetro generatora od po 200 kW aktivne snage koji se uniformno raspodeljuju po čvorovima mreže, na samom startu, pre optimizacije, i da se kondenzatorske baterije priključuju u kandidat čvorovima mreže (osim balansnog) sve u cilju smanjenja funkcije cilja. U ovom radu prvo je na bazi 1000 puštanja programa (1000 sati) izvršena analiza osetljivosti na osnovu koje su za mrežu [14] određeni čvorovi za lokaciju vetro generatora i kondenzatorskih baterija. Za analizu osetljivosti korišćena je grafička Monte Carlo metoda sprovedena algoritmom simuliranog kaljenja. Kada su utvrđeni kandidat čvorovi ponovljena je analiza istim algoritmom za različite scenarije radi utvrđivanja finansijske osnove problema (takođe za 1000 sati rada mreže).

II NORMALNA I WEIBULL-OVA RASPODELA

Za stohastičnost potrošnje, usvaja se normalna raspodela (Gauss-Laplace raspodela). Na početku je poznata očekivana vrednost potrošnje u nekoj tački sistema. Ona se usvaja prema podacima zadatim za taj čvor (P i Q) [14]. Odstupanja svake slučajne varijable od njene očekivane vrednosti posmatrana su kao „greške” i, na osnovu „zakona grešaka”, opisana su normalnom raspodelom. Zakon verovatnoća dat je u obliku, formula (2.1):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}}, \quad (2.1)$$

gde su:

m - očekivana vrednost potrošnje u jednom čvoru i
 σ - standardna devijacija, odstupanje od očekivane vrednosti. Za σ je usvojeno 10%.

Slučajnost proizvodnje definisana je Weibull-ovom raspodelom jer se radi o vetro generatorima, formula (2.2). Njihova proizvodnja zavisi od brzine vetra na mestu ugradnje vetro turbine. Proizvedena električna snaga, u zavisnosti od brzine vetra prikazana je na **Slici 1a**), dok je gustina raspodele brzine vetra za jednu godinu predstavljena na **Slici 1b**). Za maksimalnu snagu turbine usvojena je vrednost 0.2 MW. Verovatnoća duvanja vetra definisana je Weibull-ovom raspodelom. Prvo se dobija informacija o brzini vetra koja se javljala tokom godine. Nakon toga se formira kriva Weibull-ove raspodele sa dva parametra. Funkcija gustine raspodele se najbolje može predstaviti sledećom jednačinom (2.2):

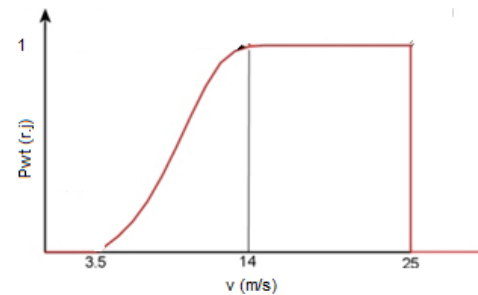
$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}. \quad (2.2)$$

gde su:

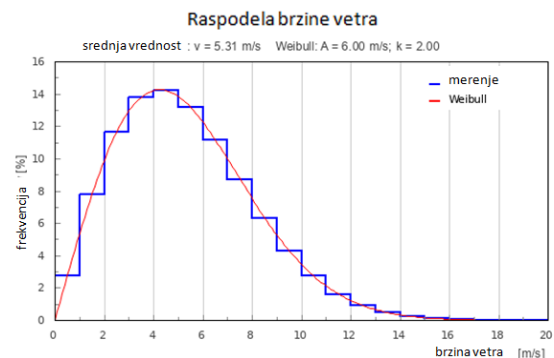
v - brzina vetra [m/s],

A - parametar Weibull-ove skale u m/s, mera za karakterističnu brzinu vetra (A je proporcionalno srednjoj brzini vetra) i

k - parametar Weibull-ove formule. Određuje oblik Weibull-ove raspodele i obično ima vrednost između 1 i 3. Mala vrednost za k označava vrlo promenljive vetrove.



a)



b)

Slika 1. Karakteristike vetrogeneratora i vetra,

a) Proizvedena električna snaga u zavisnosti od brzine vetra,

b) Gustina raspodele brzine vetra za jednu godinu

Usvojene su sledeće vrednosti: $v_{sr}=5.31$ m/s, $A=6$ m/s i $k=2$.

III CENA UGRAĐENIH KONDENZATORSKIH BATERIJA

Cena kondenzatorskih baterija data je tabelarno (stepenastom funkcijom, Tabela 1) po koracima reaktivnih snaga baterije:

Tabela 1. Cena kondenzatorske baterije (\$)

snaga baterije	> 0, ≤ 300 kVAr	> 300, ≤ 600 kVAr	> 600, ≤ 900 kVAr	> 900, ≤ 1200 kVAr	> 1200 kVAr
cena	1900 \$	3200 \$	4500 \$	5400 \$	6000 \$
Cena održavanja i montaže uključena je u fiksni deo cene kondenzatorske baterije					

IV KONEKTIVNOST DISTRIBUTIVNE MREŽE I EFIKASNI ALGORITAM TOKOVA SNAGA

Topologija distributivnog sistema se može predstaviti grafom koji ima m grana i n čvorova (sabirnica). Može se tvrditi da je topologija distributivne mreže radijalna ako zadovoljava sledeća dva uslova:

1. konfiguracija mora da poseduje $n-1$ granu;
2. konfiguracija mora biti povezana.

Najpre se formira matrica incidencije za mrežu čije su sve grane zatvorene (upetljana mreža). Broj vrsta odgovara broju čvorova (sa balansnim) a broj kolona broju grana (ukupan broj grana, sve zatvorene). Onda se briše prva vrsta (odgovara balansnom čvoru) i onoliko kolona koliko ima otvorenih grana. Dobijena matrica je kvadratna i može joj se sračunati determinanta koja u slučaju povezane mreže (koja je i radialna s obzirom na broj uključenih grana) mora biti 1 ili -1 (različita od 0). Vrednosti 1 ili -1 se dobijaju u zavisnosti od konvencije definisanja matrice incidencije (grana incidentna čvoru i orjentisana od njega sa elementom 1 i grana incidentna čvoru i orjentisana ka njemu -1 ili obrnuto).

Tek na ovako izgenerisanu mrežu može se primeniti efikasni algoritam tokova snaga za sračunavanje gubitaka aktivne snage za konkretnu konfiguraciju. Primenjen je Newton-ov tačni efikasni algoritam tokova snaga u MATPOWER okruženju pogodan kako za statične (kompenzacija) tako i za dinamične probleme (rekonfiguracija) koji konvergira za maksimalno 10 iteracija, ukupnog trajanja stotih delova sekunde u zavisnosti od mreže koja se analizira [15].

V SIMULIRANO KALJENJE

Simulirano kaljenje je probablistička metoda kombinatorijske optimizacije koja iznalazi globalni optimum uz određene uslove a to je da proces spuštanja temperature, koja teži 0, traje beskonačno dugo i da se na svakoj temperaturi ostvari stacionarna distribucija (homogeni algoritam). Postoji i nehomogeni algoritam koji snižava temperaturu pre svake primene Metropolis kriterijuma (posebni postupak prihvatanja skupljih konfiguracija) koji je znatno brži od homogenog jer ne zahteva ostvarenje termičkog ekvilibrijuma ali zato, zbog brzog hlađenja, dovodi do rešenja koje je suboptimalno. Upravo zbog vremena trajanja algoritma, autori su se opredelili za nehomogeni algoritam, na štetu kvaliteta rešenja, u svojim istraživanjima. Usvojeni su sledeći parametri algoritma: početna temperatura ($T_{početno}$) 5000 °C, dužina Markov-ljevog lanca 3000, pravilo snižavanja temperature $T=0.95*T$ i stopa prihvatanja 0.001.

VI MAKSIMALNA I MINIMALNA SNAGA UGRAĐENIH KONDENZATORSKIH BATERIJA

U polaznom scenariju kada se još ne zna gde će biti postavljene kondenzatorske baterije u svakom satu j vrši se provera maksimalne i minimalne snage ugrađenih kondenzatorskih baterija.

Određivanje maksimalne i minimalne snage kondenzatorskih baterija opisano je u [16]. Moraju da budu ispunjena sledeća dva uslova:

$$Q_{b\max} = Q_{loss} + Q_{dem} \quad (6.1)$$

da mreža ne bi bila prekompenzovana, tj.

$$Q_{b\min} = Q_{loss} + Q_{dem} - P_{00} * \frac{\sqrt{1-0.85^2}}{0.85} \quad (6.2)$$

da bi imali faktor snage kod napojnog čvora veći od 0.85.

U jednačinama (6.1) i (6.2) korišćene su sledeće oznake:

$Q_{b\max}$ - maksimalna ukupna snaga instalisanih kondenzatorskih baterija za određeni nivo potrošnje [kVAr],

Q_{loss} - gubici reaktivne snage za "suvu" mrežu, mrežu bez ugrađenih kondenzatorskih baterija za određeni nivo potrošnje [kVAr],

Q_{dem} - reaktivna potrošnja određenog nivoa [kVAr],

$Q_{b\min}$ - minimalna ukupna snaga instalisanih kondenzatorskih baterija za određeni nivo potrošnje [kVAr] i

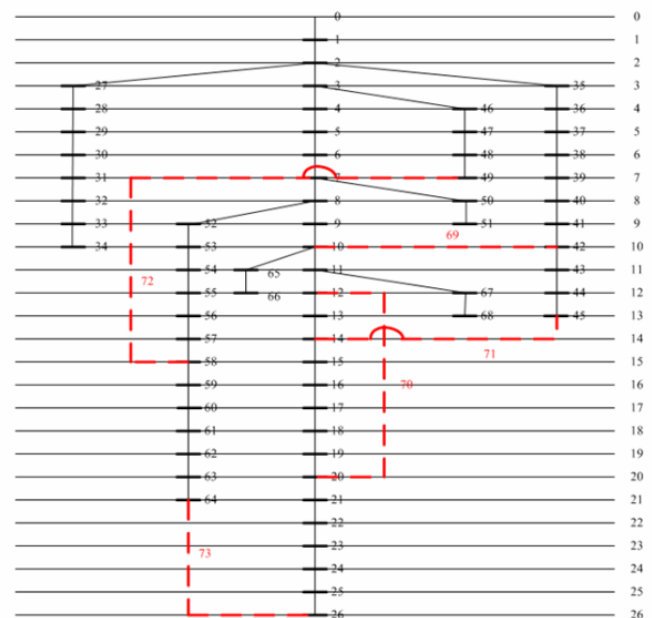
P_{00} - aktivna snaga napojnog čvora za određeni nivo potrošnje [kW].

Pretpostavljeno je da ne postoje dozemne admitanse što je ispunjeno kod test mreže.

Gornje dve jednakosti daju samo grube granice i ograničavaju prostor konfiguracija (populaciju) a realnu situaciju je potrebno konkretno proveriti (u pogledu prekompenzovanosti i ulaznog faktora snage).

VII TEST PRIMER

Test mreža je srednje veličine, hipotetična, nazivnog napona 12.66 kV [14], prikazana na **Slici 2**. Sastoji se od 68 sekcionih grana i 5 spojnih od kojih svaka može da komutuje, spojne grane prikazane su tačkasto. Ukupno aktivno i reaktivno opterećenje mreže iznosi 3802 kW i 2694 kVAr. Ukupni gubici su 225 kW što je 5.9% aktivne potrošnje. Mreža ima ulazni faktor snage $\cos\phi$ 0.8212 (<0.85) tako da nije dobro kompenzovana. Sve važi za nominalni nivo opterećenja. Pretpostavimo da minimalni napon iznosi 95 % od 12.66 kV. Kako je on u startu 90.9% on ne zadovoljava. Proračun je izvršen u MATLAB R2010a (Pentium IV PC; Intel core i7-4770; 3.4 GHz; 32 GB RAM). Primenjen je algoritam tokova snaga u MATPOWER-u ('casejng').



Slika 2. Mreža test primer [14]

VIII FUNKCIJE CILJA, OPERACIONI INDEKSI I OGRANIČENJE KOMUTACIJA

Funkcija cilja za svaki sat rada:

$$EOLDD_{i,j}[\$] = E1_{i,j} * 0,15 + 120 * P_{loss,i,j} + C_{int,i,j} = FINALCOST_{i,j} \quad (8.1)$$

gde su:

$E1_{i,j}$ - cena kondenzatorskih baterija [\$],

0,15 - godišnja stopa cene kondenzatorskih baterija,

120 - cena gubitaka aktivne snage [\$/kW],

$P_{loss,i,j}$ - gubici aktivne snage [kW],

$C_{int,i,j}$ - trošak za neisporučenu električnu energiju [\$] [17],

j - oznaka koja se odnosi na tekući sat i

i - oznaka koja se odnosi na redni broj scenarija.

Uštede svakog sata se sračunavaju:

$$SAVINGS_{i,j} = INITIAL_{i,j} - FINALCOST_{i,j} \quad (8.2)$$

gde su:

$INITIAL_{i,j}$ - inicijalna funkcija cilja za polaznu konfiguraciju

(bez komutacija i bez kondenzatorskih baterija).

Funkcija cilja uštede za ceo posmatani period od 1000 sati:

$$\begin{aligned} ENERGY_i [\$] = & 120 * \max(P_{loss,initial,i,j}) + 0.03 * \sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,initial,i,j} \\ & + \sum_{j=1}^{N^{hours}} C_{int,initial,i,j} + [0.15 * E1_{i,j} + 120 * \max(P_{loss,i,j}) + \\ & + 0.03 * \sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,i,j} + \sum_{j=1}^{N^{hours}} C_{int,i,j} + C_{com,i}] \end{aligned} \quad (8.3)$$

0.03 - cena gubitaka na isporučenu električnu energiju [\$/kWh] i

$C_{com,i}$ - cena komutacija (cena jedne komutacije je 1 \$ ili 50 \$).

Ukupni indeks naponske slike:

$$TVPI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}^n} \quad (8.4)$$

Pojedinačni indeks naponske slike:

$$VPI_{i,j} = \sum_{k=1}^N |1 - V_{k,i,j}| \quad (8.5)$$

gde su:

N - broj čvorova mreže,

$V_{k,i,j}$ - napon čvora k u relativnim jedinicama (p.u.) i

$VPI_{i,j}^n$ - pojedinačni indeks naponske slike za polaznu konfiguraciju.

Ukupni indeks gubitaka aktivne snage:

$$TPLI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} PLI_{i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} PLI_{i,j}^n} \quad (8.6)$$

$$PLI_{i,j} = \sum_{b=1}^{N_b} r_b * I_{b,i,j}^2 \quad (8.7)$$

gde su:

N_b - ukupan broj grana,

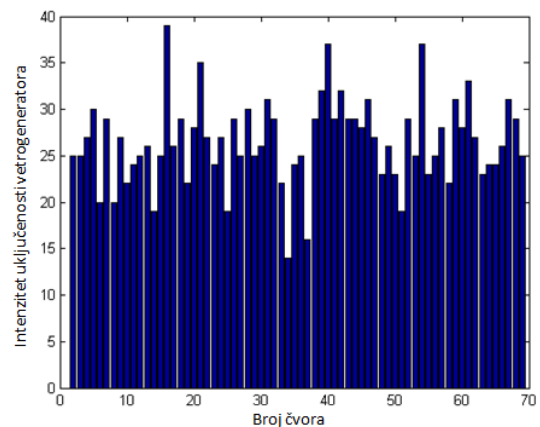
r_b - aktivna otpornost grane b i

$I_{b,i,j}$ - vrednost struje grane b .

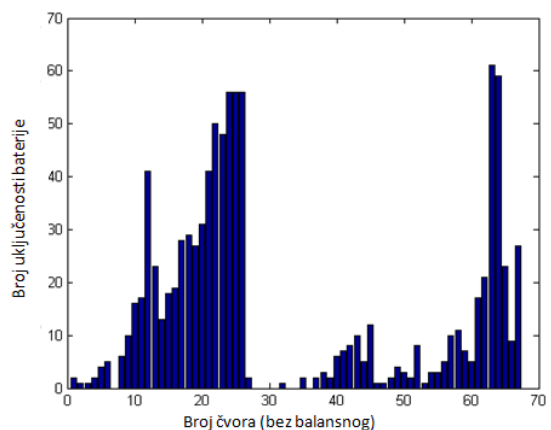
Za rad mreže od 24 sata i prekidač koji treba da radi 15 godina predviđa se maksimalni broj komutacija od 6, 4 za rekonfiguraciju i 2 za eventualnu restauraciju. Pretpostavljeno je da je ova vrednost ista za sve prekidače.

IX GRAFIČKI I NUMERIČKI REZULTATI

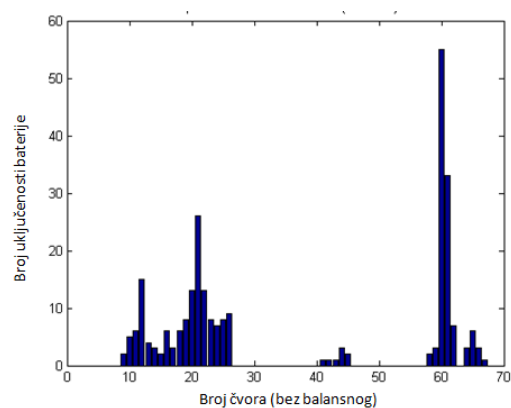
Na početku program se pušta 1000 sati za slučaj kada čvorovi za lokaciju kondenzatorskih baterija i vetro generatora nisu fiksirani. Rezultati su prikazani na slikama 3.a)-3.g).



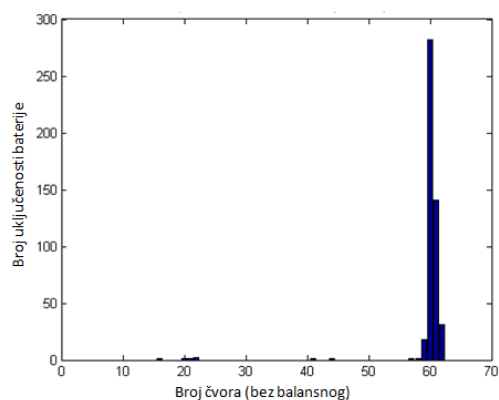
Slika 3.a) Intenzitet uključenosti vetro generatora



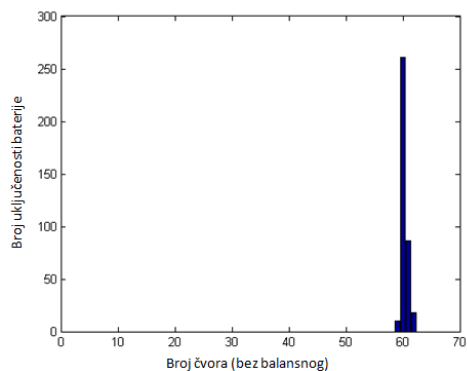
Slika 3.b) Kondenzatorska baterija 300 kVAr



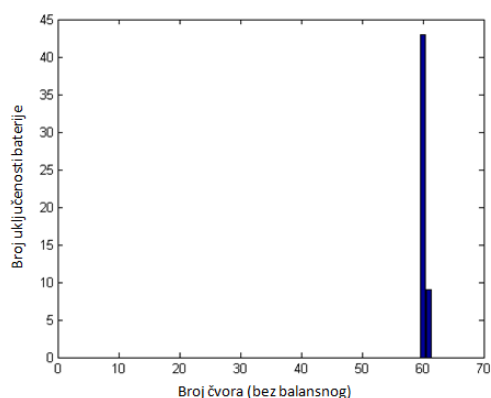
Slika 3.c) Kondenzatorska baterija 600 kVAr



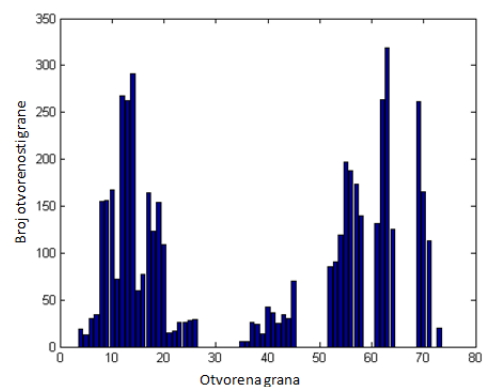
Slika 3.d) Kondenzatorska baterija 900 kVAr



Slika 3.e) Kondenzatorska baterija 1200 kVAr

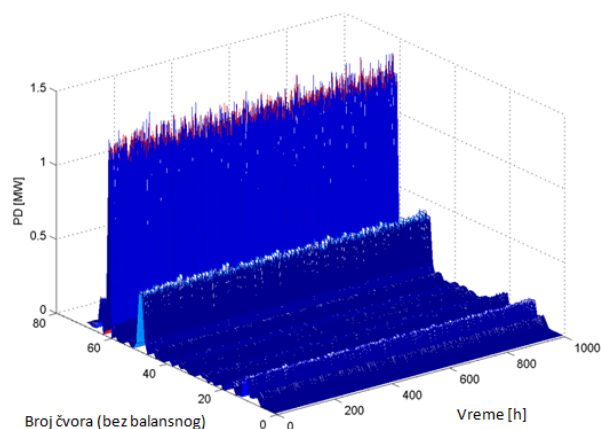


Slika 3f.) Kondenzatorska baterija 1500 kVAr

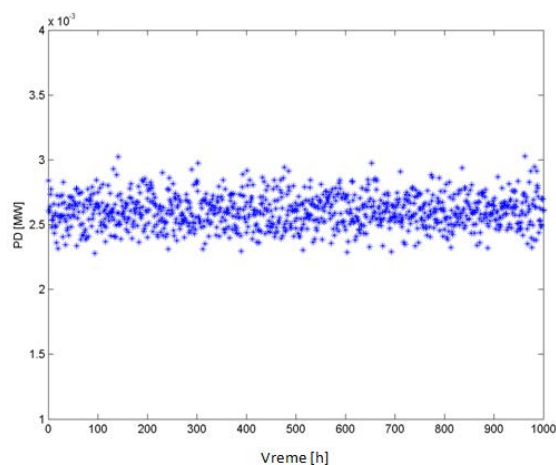


Slika 3g) – Intenzitet komutacija (otvaranja) grana mreže

Nakon toga na bazi analize osjetljivosti kao najčešće posećeni čvorovi za vetro generatore izabrani su čvorovi 16 i 40 (Slika 3a). Izabrane su kondenzatorske baterije na isti način od 600 i 900 kVAr-a respektivno u čvorovima 21 i 60 (Slike 3b-f). Ukupna reaktivna snaga baterija je 1500 kVAr-a da mreža ne bi bila prekompenzovana. Ovakav pristup nazvan je Monte Carlo grafička metoda.

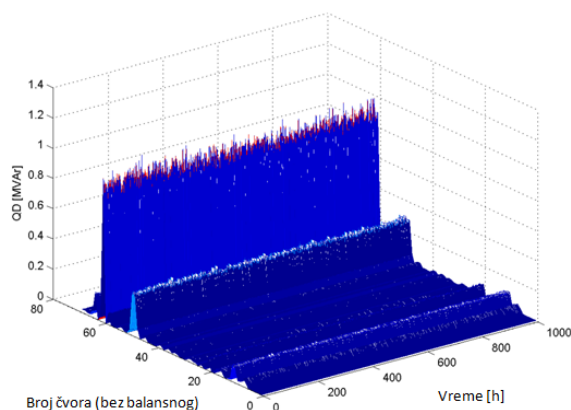


Slika 4. Kriva aktivnog opterećenja za celu mrežu za 1000 sati

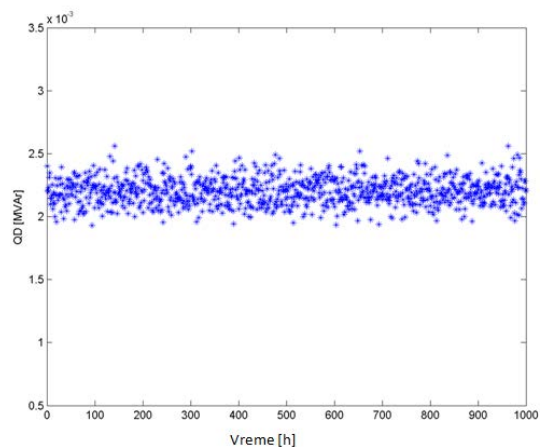


Slika 5. Kriva aktivnog opterećenja čvora 6 za 1000 sati

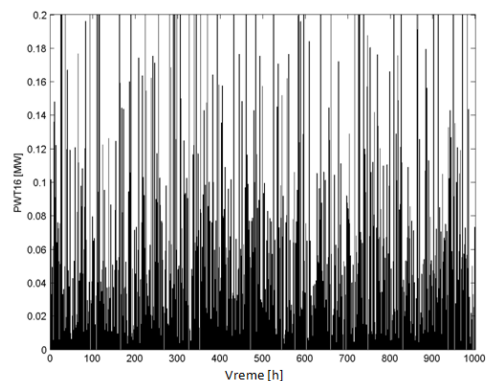
Program je zatim startovan sa novim ulaznim podacima (za 1000 sati rada). Za naknadno navedene scenarije dobijene su naredne slike. Slike 4-7 pokazuju krive trajanja aktivnog i reaktivnog opterećenja za celu mrežu i čvor 6 (Gauss-ova raspodela).



Slika 6. Kriva reaktivnog opterećenja za celu mrežu za 1000 sati



Slika 7. Kriva reaktivnog opterećenja čvora 6 za 1000 sati



Slika 8. Aktivna proizvodnja vetro generatora u čvoru 16 tokom 1000 sati

Aktivna i reaktivna potrošnja menjaju se po Gauss-ovoj raspodeli oscilujući oko svoje srednje vrednosti. To se potvrđuje analizom podataka sa Slike 5 za čvor 6 kome je nominalno opterećenje 2.6 kW [14] i sa Slike 7 na kojoj reaktivno opterećenje čvora 6

osciluje oko nazivne vrednosti od 2.2 kVAr-a. Vremenska promena snage vetro generatora za čvorove 16 i 40 je identična i podložna Weibull-ovoj raspodeli. Za čvor 16 ona je predstavljena na Slici 8.

Analizirani su sledeći scenariji:

- Scenario 1 je opterećena mreža sa potrošnjom koja se menja po Gauss-ovoj raspodeli i prisutnim vetro generatorima koji daju snagu u skladu sa Weibull-ovom raspodelom.
- Scenario 2 je mreža kao pod 1 ali sa još prisutnom rekonfiguracijom.
- Scenario 3 je slučaj kao pod 1 ali sa još pridodatim kondenzatorskim baterijama u čvorovima 21 i 60.
- Scenario 4 je mreža kao pod 1 ali kada je prisutna rekonfiguracija i kada su pridodate kondenzatorske baterije u čvorovima 21 i 60.

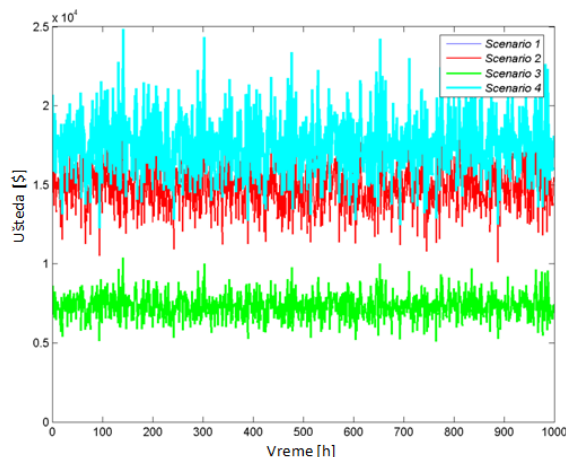
Funkcija cilja $ENERGY_i$, operacioni indeksi $TVPI_i$ i $TPLI_i$ i cena komutacija za pojedine scenarije i rad od 1000 sati prikazani su tabelarno (Tabela 2).

Tabela 2. $ENERGY_i$, $TVPI_i$, $TPLI_i$ i trošak komutacija za 1000 sati rada mreže

Scenario	$ENERGY_i$ [\$]	$TVPI_i$ [r.j.]	$TPLI_i$ [r.j.]	trošak komutacija [\$]
1	0	1	1	-
2	446100 (323306)	0.5852	0.4598	2506 (125300)
3	59042	0.7637	0.6843	-
4	484580 (340814)	0.3804	0.3171	2934 (146700)

NAPOMENA: (trošak po komutaciji 50\$).

Iz gornje tabele vidi se da je optimalan scenario 4.

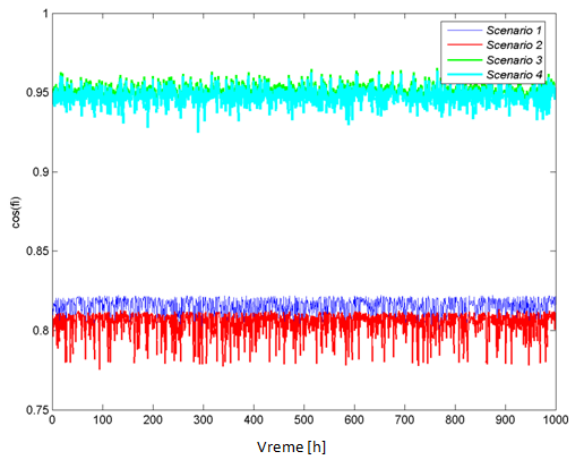


Slika 9. Uštede po satima za 1000 sati za različite scenarije

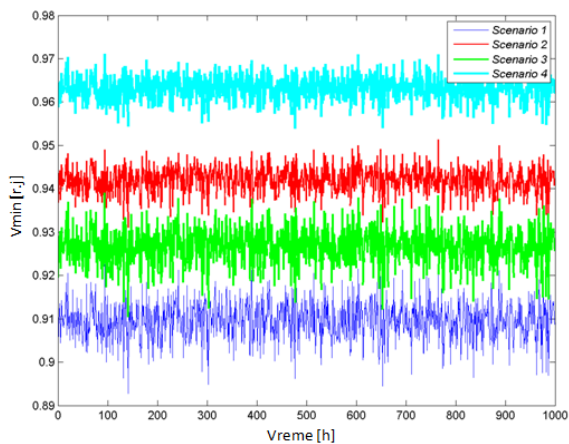
Uštede po satima rada mreže date su na Slici 9. Očigledno je da su one najveće za scenario 4. Za scenario 1 ne postoje uštede.

Promene ulaznog faktora snage $\cos\phi$ predstavljene su Slikom 10. Najbolji faktor snage postiže se kada su pridodate samo

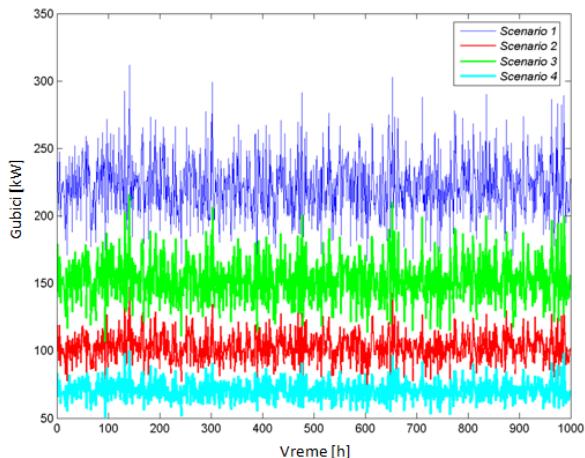
kondenzatorske baterije. Za scenario 4 on je nešto gori. Najbolji najniži napon mreže je u scenariju 4 i nešto gori za scenario 2. Samo za scenario 4 zadovoljen je uslov da je on viši od 95 % tako da ugradnja regulacionog transformatora za podizanje napona mreže u napojnom čvoru nije potrebna (Slika 11).



Slika 10. Ulazni faktor snage ($\cos\phi$) po satima za 1000 sati za različite scenarije



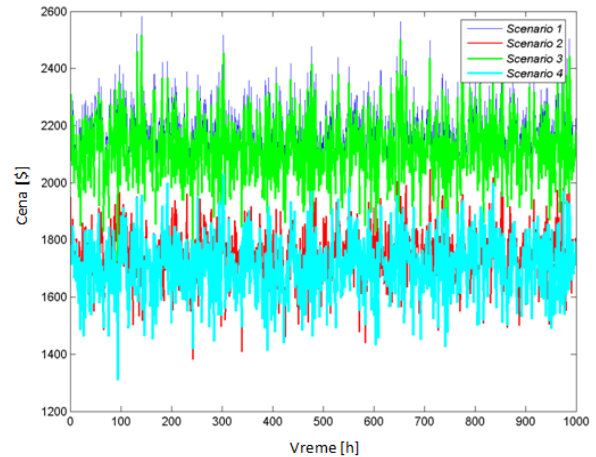
Slika 11. Najniži napon mreže po satima za 1000 sati za različite scenarije



Slika 12. Gubici aktivne snage mreže po satima za 1000 sati za različite scenarije

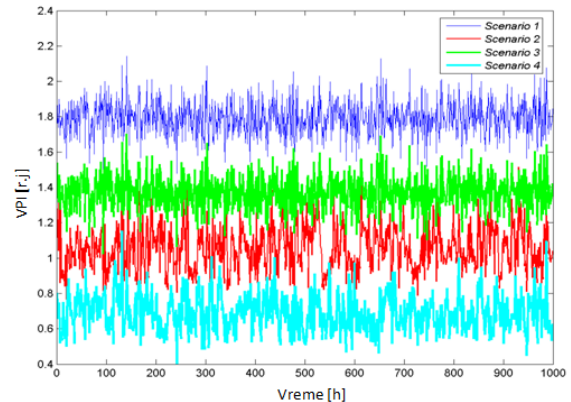
Na Slici 12 prikazana je promena gubitaka aktivne snage mreže. Gubici aktivne snage su najmanji za scenario 4 pa onda za scenario 2.

Trošak na neisporučenu električnu energiju (prekid u napajanju) predstavljen je Slikom 13. Najmanji je za scenario 4, gotovo isti za scenario 2 i lošiji za preostala dva scenarija.



Slika 13. Cena za neisporučenu energiju mreže po satima za 1000 sati za različite scenarije

Kvalitet mreže iskazuje se indeksom naponske slike (najbolji je za scenario 4, Slika 14).

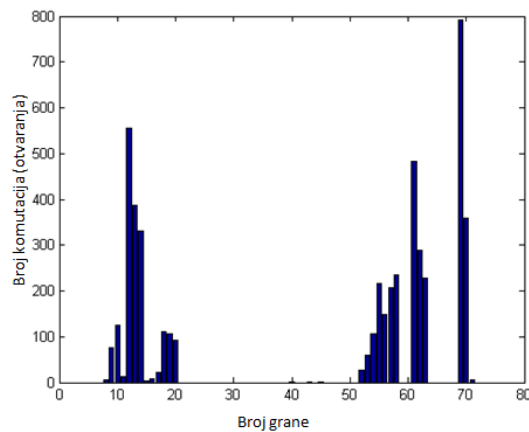


Slika 14. Indeks naponske slike mreže po satima za 1000 sati za različite scenarije

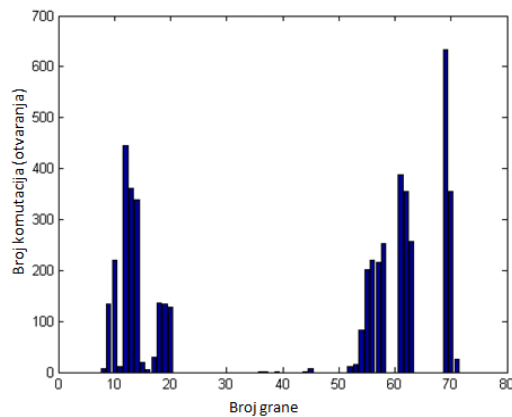
Na Slikama 15 i 16 prikazan je intenzitet otvaranja grana kada su čvorovi kojima se dodeljuju vetro generatori i kondenzatorske baterije fiksni (za period od 1000 sati) i to za scenarije 2 i 4. Na osnovu njih zaključujemo da se neke grane nikad ne otvaraju tako da prisustvo prekidača na njima nije neophodno.

Grane 1-7, 21-39, 41, 42, 44, 46-52, 58-60, 64-68 i 72-73 (Slika 15, scenario 2), 1-7, 21-35, 38, 40-43, 46-52, 58-60, 64-68 i 72-73 (Slika 16, scenario 4) se nikada ne otvaraju tako da prekidači na njima nisu potrebni čime se mogu postići dodatne uštede.

Trajanje programa za simulaciju 1000 sati rada mreže za najzahtevniji scenario 4 iznosi 23 h što je 2.3 % od planiranog perioda tako da je metoda primenljiva u fazi planiranja.



Slika 15. Broj komutacija (otvaranja) različitih grana mreže za 1000 sati rada za scenario 2



Slika 16. Broj komutacija (otvaranja) različitih grana mreže za 1000 sati rada za scenario 4

X ZAKLJUČCI

U ovom radu predstavljena je simultana rekonfiguracija i otočna kompenzacija distributivne mreže uz prisustvo vetro generatora metodom simuliranog kaljenja. Analizirana je IEEE mreža koja ima 69 čvorova i 73 grane od kojih svaka može da komutuje. Izvršena kompjuterska analiza pokazuje da je primenjenom metodom moguće postići znatne uštede. One se menjaju iz sata u sat i ne mogu se sumirati. Ulazni faktor snage ($\cos\phi$) za neke scenarije je veći od 0,85 a za polazni je manji. Sa dve kondenzatorske baterije u čvorovima 21(600kVAr) i 60(900kVAr) mreža nije prekompenzovana. Postignuti naponski profil je bolji od polaznog. Za scenario 4 minimalni napon je veći od 0.95 r.j. tako da je izbegnuta ugradnja teretnog regulatora u napojnom čvoru mreže. Postignuti gubici aktivne snage su mnogo bolji od polaznih. Postignuta je znatna ušteda na isporučenoj električnoj energiji. Sa vremenom računanja koje iznosi 2,3 % od trajanja planiranog perioda eksploatacije metoda je primenjiva u fazi planiranja. Neke grane se nikada ne otvaraju tako da prekidači na njima nisu potrebni što donosi dodatne uštede. Može se zaključiti da je primenjena grafička Monte Carlo metoda sprovedena algoritmom simuliranog kaljenja potvrdila svoj validitet.

LITERATURA

- [1] Chiang, H.D., Wang, J.C., Cockings, O., Shin, H.D. Optimal capacitor placements in distribution systems: part 1: A new formulation and the overall problem, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.2, pp. 634-642, 1990. <https://doi.org/10.1109/61.53065>
- [2] Chiang, H.D., Wang, J.C., Cockings, O., Shin, H.D. Optimal capacitor placements in distribution systems: part 2: Solution algorithms and numerical results, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.2, pp. 643-649, 1990. <https://doi.org/10.1109/61.53066>
- [3] Chiang, H.D., Jumeau, R.J. Optimal network reconfigurations in distribution systems: part 2: Solution algorithms and numerical results, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.3, pp.1568-1574, 1990. <https://doi.org/10.1109/61.58002>
- [4] Chiang, H.D., Jumeau, R.J. Optimal network reconfigurations in distribution systems: part 1: A new formulation and a solution methodology, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.4, pp. 1902-1909, 1990. <https://doi.org/10.1109/61.103687>
- [5] De Oliveira, L.W., Carneiro, Jr.S., De Oliveira, E.J., J. Pereira, L.R., Silva, Jr.I.C., Costa, J.S. Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy loss minimization, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 32, pp. 840-848, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.01.030>
- [6] Lin, Y., Zhizhong, G. Comprehensive optimization for energy loss reduction in distribution networks, in Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 20-24 July 2008. <https://doi.org/10.1109/pes.2008.4595980>
- [7] Rezaei, P., Vakilian, M. Distribution system efficiency improvement by reconfiguration and capacitor placement using a modified particle swarm optimization algorithm, in Proc. Modern Electric Power Systems EPEC 2010, Wroclaw, Poland, 20-22 Sept. 2010. <https://doi.org/10.1109/epec.2010.5697205>
- [8] Guimaraes, M.A.N., Castro, C.A., Romero, R. Distribution systems optimization through reconfiguration and capacitor allocation by dedicated genetic algorithm, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 4, Issue. 11, pp. 1213-1222, 2010. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2010.0020>
- [9] Farahani, V., Vahidi, B., Abyaneh, H.A. Reconfiguration and capacitor placement simultaneously for energy loss reduction based on an improved reconfiguration method, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 2, pp. 587-595, 2012. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2011.2167688>
- [10] Ameli, A., Ahmadi, A., Shariatkah, M.H., Vakilian, M., Haghifam, M.R. A dynamic method for feeder reconfiguration and capacitor switching in smart distribution systems, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 85, pp. 200-211, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.09.008>
- [11] Salehi, J., Oskuee, M.R.J., Amini, A. Stochastics multi-objective modeling of simultaneous reconfiguration of power distribution network and allocation of DG's and capacitors, *International Journal of Ambient Energy*, Vol. 39, Issue 2, pp. 176-187, 2017. <https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1280084>
- [12] Šošić, D., Stefanov, P., Mršić, P. Određivanje parametara pouzdanosti u distributivnim mrežama u prisustvu distribuirane potrošnje, *Energija ekonomija, ekologija*, Vol. XX, No 1-2, pp. 313-318, 2018.
- [13] Stefanov, P., Jeličić, N., Šošić, D. Optimizacija prekidačkih operacija u rekonfiguraciji distributivnih mreža primenom PSO postupka, *Energija ekonomija ekologija*, Vol. XIX, broj 1-2, pp. 408-416, 2017.
- [14] Jiang, D. *Electric distribution system reconfiguration and capacitor switching*, Worcester Polytechnic Institute, May 1994, 77 pages.
- [15] Zimmerman, R.D., Murillo-Sanchez, C.E. *MATPOWER 6.0 User's Manual*, 2016. <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-6.0.pdf>
- [16] Stojanović, B., Rajić, T. Rekonfiguracija i otočna kompenzacija distributivne mreže u svrhu smanjenja gubitaka na električnu energiju, in Proc. 35. Savetovanje ENERGETIKA 2020, Zlatibor, pp. 207-214, 21-24 jun 2020.
- [17] Nahman, J., Perić, D. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 790-795, 2008. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2008.920047>

AUTORI

mr Branko Stojanović, Tehnički opitni centar, Beograd, stojanovic.branko@rocketmail.com

dr Tomislav Rajić - docent, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, rajic@etf.rs

Verifikacija modela distribuiranih izvora energije za proračune kratkih spojeva mikromreža

Verification of Distributed Energy Resource Models for Microgrid Fault Calculations

Nikola Simić*, Luka Strezoski*, Simiša Simić**, Dušan Čohadžić**

*Department of Power, Electronics and Telecommunication Engineering, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad

**Typhoon HIL, Novi Sad

Rezime - Mikromreže se uglavnom napajaju obnovljivim distribuiranim izvorima energije, poput sunca i vetra, sa baterijama kao rezervnom snagom. Ovi distribuirani izvori su odvojeni od mreže pretvaračem, pa su njihove struje kvara uslovljene upravljačkim strategijama programiranim u samom pretvaraču. Strategije upravljanja pretvarača u većini slučajeva diktiraju Pravila o radu elektroenergetskih sistema, kako bi ovi distribuirani izvori pomogli pri lakšem oporavljanju mikromreže od kvara. Dakle, da bi se dobili tačni rezultati za proračun kvarova u mikromreži, što je presudno važno za podešavanje relejne zaštite i zaštite cele mikromreže, ovi distribuirani izvori moraju biti precizno modelovani. Nažalost, ovi modeli još uvek nisu u potpunosti razvijeni niti standardizovani. U ovom radu, nedavno razvijeni modeli distribuiranih izvora energije zasnovanih na invertorima integrisani su u proračun struje kvara na osnovu IEC 60909 standarda i testirani u savremenom „Hardware-In-The-Loop (HIL)“ okruženju. Rezultati ispitivanja su obećavajući, što otvara mogućnost za standardizaciju ovih novih modela.

Ključne reči - distribuirani izvori energije, mikromreže, proračun kvarova

Abstract - The emerging microgrids are mainly powered by renewable distributed energy resources (DERs), such as solar and wind, with batteries as a backup power. These DERs are decoupled from the grid by inverters and thus, their fault currents are dictated by the control strategies programmed in the inverter itself. The inverters' control strategies are in most cases dictated by the Grid Code requirements, in order to help the microgrid ride through the fault as painless as possible. Thus, in order to have accurate results for microgrid fault calculations, crucially important for setting the relay protection and protecting the entire microgrid, these DERs must be accurately modelled. Unfortunately, these models have not yet been fully developed nor standardized. In this paper, a recently developed model for inverter-based DERs are integrated into the fault current calculation based on the IEC 60909 standard for fault calculations and tested in the state-of-the-art hardware-in-the-loop environment. The test results are very promising, which opens the possibility to standardize these novel models, filling

the seriously dangerous gap of not having the standardized fault models for inverter-based DERs.

Index Terms - distributed energy resources, microgrids, fault calculations

I INTRODUCTION

In traditional power systems, synchronous and asynchronous machines (SMs and AMs, respectively) are the main contributors to the fault currents and steady-state models of this type of sources (in sub-transient, transient or steady state period) are standardized in IEC 60909. Because of proven efficient performance and simplicity of this standard, a common practice in many countries is to execute Short-circuit calculation (SCC) in accordance to IEC 60909 standard [1].

Nowadays, there are microgrids with high penetration of distributed energy resources (DERs) which represent the new emerging concept in power systems [2]. These DERs are, in most cases, fully decoupled from the grid by inverters - inverter based DERs (IBDERs). IBDERs have a different behaviour during faults compared to SMs and AMs, because their fault currents are dictated by control strategies programmed in the inverter itself. The inverters' control strategies are in most cases dictated by the grid code requirements, in order to help the microgrid ride through the fault as painless as possible. Generally, their fault current is limited to low levels (i.e. around the rated current of the converter) [3]. Therefore, their fault currents were usually ignored in steady-state fault calculations. However, due to the increased penetration of IBDERs, most grid codes require such resources to remain connected during the faults and to dynamically support the voltage by injecting reactive current. This concept is referred as fault ride through (FRT) or low voltage ride through (LVRT) [4]. Consequently, the fault current contribution from the IBDERs cannot be ignored anymore in steady-state fault calculations of power systems with high penetration of IBDERs.

At the beginning, in IEC 60909 standard for fault calculations, fault current contribution from IBDERs had been neglected. After that, a new version of IEC 60909 has provided two ways to consider the fault contribution from IBDERs [5]:

1. A static-fed drive model which only contributes to the symmetrical three-phase fault current that equals to 3 times of the rated value of the converter interface,
2. A SM model which represents the IBDERs as a SM with a limited fault current contribution (i.e. a voltage source behind a reactance). In practice, these models provide misleading results in most cases, as discussed in [3].

The latest version of the IEC standard has upgraded modelling for the IBDERs in fault calculations [6]. It has recommended neglecting the fault contribution from the IBDERs when their fault current contribution is less than 5% of the total fault current. Otherwise, a current source model is suggested for such resources that contribute to the fault current according to its maximum overrating capability during the fault. According to [7], this model might be efficient in cases where the converters inject their maximum fault currents in response to a fault near to the source, otherwise this may overestimate the fault current specially in high microgrids with high penetration of IBDERs. Hence, there is a need for enhancing the methodology used in the IEC 60909 standard to better consider the fault current from the IBDERs in steady-state fault calculations especially on nodes within microgrids with high penetration of IBDERs or on nodes which are electrically near to the point of common coupling of microgrid.

In [3] a detailed explanation of IBERS modelling is presented. These models are based on Reactive Current Injection and Fault Ride Through requirements defined in the grid codes. Unfortunately, these models are not yet standardized.

The main objective of this paper is to verify recently developed models for IBDERs in the transient period, integrated into the fault calculation procedure based on the IEC 60909 Standard for fault analysis, as compared with the state-of-the-art hardware-in-the-loop setup.

The motivation for this research is to propose upgrade of the insufficiently accurate models of DERs which exist in IEC 60909 standard with more accurate and more precise models which are integrated into the SCC procedure based on IEC 60909 and verified in this paper.

The contributions of this paper are:

1. Integration of IBDER models form [1] into the SCC procedure which is in accordance with the IEC 60909 Standard for fault calculations.
2. Verification of the SCC results in the state-of-the-art hardware-in-the-loop environment.

The results from this research can hopefully lead to the eventual substitution of the insufficiently accurate IBDER models from the IEC 60909 Standard with much more accurate models as proposed in this paper. As results of SCC are used for Relay protection setting and coordination, inaccurate SCC results can cause inadequate relay settings which can be dangerous for the safety of the entire power system, which further validates the importance of this research.

The remainder of the paper is organized as follows. In Section II, IBDER models are presented. Section III presents Fault current

calculation procedure. In Section IV, verification setup is depicted. Results are presented and discussed in Section V. The paper is concluded in Section VI. Conclusions and directions for future research are presented in Section 5.

II INVERTER BASED DER MODELS

IBDERs are fully decoupled from the grid by an inverter, and their fault currents (after a short initial sub-transient period) are limited by an inverter to typically no more than 1.5 of their rated values [3],[8]. Moreover, in order to satisfy various grid-code requirements for voltage stabilization, IBDERs should inject reactive current component proportional to the voltage drop caused by the fault [3],[8]. Thus, contrary to synchronous and induction machines directly connected to the grid, IBDERs' fault currents are not dictated by the physical characteristics of the machines, but rather by the power electronic components and control strategies of the inverter. A very short sub-transient period in which the IBDER's fault current is not limited is beyond the scope of this paper. However, this period is very important for the planning and selection stage of the protection equipment in the microgrids and will therefore be addressed in the authors' future research. In [3],[8] accurate fault models for IBDERs are proposed. The proposed models in the transient period consist of limited current sources with the ratio of their active to reactive parts dependent on the voltage drop on the IBDER's terminals. These models are briefly summarized as follows:

$$\delta_{I_{react} i} = \delta_{V i} + \frac{\pi}{2}, i = 1, \dots, N_{IBDER} \quad (1)$$

Where:

- $\delta_{V i}$ represents known angle of $V_{PCC i}^+$
- $V_{PCC i}^+$ represents voltage at bus where IBDER marked with i is connected which is calculated in pre-iteration step [3], [8].
- N_{IBDER} represents total number of IBDERs in the system.

$$\Delta V_i = 1 - \frac{V_{PCC i}^+}{V_{rated i}}, i = 1, \dots, N_{IBDER} \quad (2)$$

Where:

- $V_{rated i}$ represents rated voltage at bus where IBDER marked with i is connected.

$$I_{IBDER i}^{react} = 2 \times \Delta V_i \times I_{IBDER i}^{rated}, i = 1, \dots, N_{IBDER} \quad (3)$$

Where:

- $I_{IBDER i}^{react}$ represents magnitude of reactive component of fault current from the IBDER marked with i .

$$I_{IBDER i}^{react} \begin{cases} > I_{IBDER i}^{max} \Rightarrow I_{IBDER i}'^{fault} = I_{IBDER i}^{max} e^{j\delta_{I_{react} i}} \\ \leq I_{IBDER i}^{max} \Rightarrow I_{IBDER i}'^{fault} = I_{IBDER i}^{act} e^{j\delta_{V i}} + I_{IBDER i}^{react} e^{j\delta_{I_{react} i}} \end{cases} \quad (4)$$

Where:

$$I_{IBDER i}^{act} = \sqrt{(I_{IBDER i}^{max})^2 - (I_{IBDER i}^{react})^2} \quad (5)$$

As mentioned above, these models depend on FRT requirements. In this paper, authors have chosen FRT requirements from the German Grid Code [3].

III FAULT CURRENT CALCULATION PROCEDURE

This Section describes the way of modelling IBDERs and calculation procedure according to the latest IEC 60909 standard.

A. Modelling of IBDERs according to the latest IEC 60909 standard

In steady-state fault calculation in the latest version of the IEC 60909 standard, IBDER is modelled as ideal current source in positive sequence domain [6], [9] as shown in Fig.1. Such modelling method might be appropriate considering the fast response of the inverter controller [3]. However, this way of modelling assumes a fixed fault current contribution equal to maximum injection current provided by manufacturer, regardless the voltage drop level at the node in which IBDER is connected, during the fault. This might overestimate the fault currents for case where the fault occurs far away from the IBDER because in this situation relative voltage drop in node where IBDER is connected is low and because of that injection current will not be at maximum value. It should be defined by FRT requirements from grid-code standards and it probably will be lower than maximum value provided by manufacturer.

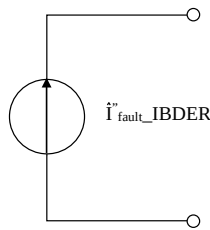


Figure 1. Ideal current source model for IBDER according to the latest version of IEC 60909 standard

B. Calculation Procedure in the latest IEC 60909 standard

The procedure for SCC in power systems from the IEC 60909 standard is based on the Thevenin equivalent method. As Thevenin equivalent is serial connection of Thevenin impedance which represents equivalent impedance of whole system seen from node with the fault and ideal Thevenin voltage source, it is obvious that such calculation does not consider contribution of IBDERs. However, in presence of IBDERs, their fault contribution will be calculated using the current source model. Sum of both contributions from SMs and IBDERs will represent the total fault current. The calculation procedure for the fault current is explained in the following steps:

- 1) Calculating the fault current without considering the IBDERs:
 - i. Calculate the equivalent impedance seen from the node with fault.

There are many ways to calculate this equivalent impedance. One of the mostly used ways implies creating and inverting admittance matrix of the entire power system.

- ii. Determine a pre-fault voltage of the node with the fault.

This voltage equals the nominal pre-fault value (phase voltage) multiplied by a correction factor, as follows:

$$V_n = \frac{c \times V_{line}}{\sqrt{3}} \quad (6)$$

Where:

- c represents correction factor
- V_{line} represents phase to phase (line) voltage

- iii. Calculate the fault current as follows:

$$I''_{fault_grid} = \frac{V_n}{Z_k} \quad (7)$$

Where:

- Z_k is representing Thevenin impedance

2) Calculating the fault current of the IBDERs:

- i. Obtain the value of the j -th current source,
- ii. Calculate the transfer impedance between the faulty buses i , and j , where the IBDER is connected, Z_{ij} .
- iii. Apply the following equation:

$$I''_{fault_IBDER} = \frac{1}{Z_k} \sum_{j=1}^{j=N} Z_{ij} \times I_{max_j} \quad (8)$$

Where:

- I_{max_j} represents the IBDER's maximum value of injecting current from the manufacturer
- N represents the total number of IBDERs connected to the power system
- Z_{ij} represents the transfer impedance between node with fault i , and node in which IBDER is connected j .

3) Calculating the total fault current as follows:

$$I''_{fault_total} = I''_{fault_grid} + I''_{fault_IBDER} \quad (9)$$

In this paper, instead of IBDER models which are described above, IBDER models from [3] are used. These models have been integrated into the SCC procedure described in this section. Using the fault calculation procedure from the latest IEC 60909 standard with new, more accurate, IBDER models from [3], SCC has been performed on test microgrid with high penetration of IBDERs in grid-connected mode and results obtained in this way have been verified on state-of-the-art HIL setup. The HIL setup will be described in the next section

IV VERIFICATION SETUP

Hardware-in-the-loop (HIL) which is used in this paper as a verification setup is a technique for real-time digital emulation (simulation) which makes it possible to replace a physical system with a computer model for the real-time control, design, testing,

and optimization (a “digital twin” of the power system). It is possible to connect real, physical, inverter controller to HIL setup inputs and from the controller perspective there is no difference between the physical system and its real-time simulation [10]. Indeed, the real controller (also the high-speed part of the controller which includes the modulator and the protection functions) “feels” that it is controlling the real physical system [10]. HIL emulator interacts with the real physical controller, via fast input/output signals in real-time. This controller takes some signals for HIL platform and based on them and the implemented control algorithm, it generates the appropriate control signals. There are many possibilities for which the described HIL setup can be used for. Because of ultra-low latency high-speed processor architecture (extra small simulation time-step) and high-fidelity feature in real time, one of the possibilities for using HIL setup is development, testing, and optimization of real-time control algorithms for grid-connected power electronics converters for DERs and smart grid applications. Another possibility is development and real time analysis of small-scale power systems, even in time domain, especially of microgrids with high penetration of DERs in both modes of operation - grid-connected and islanded.

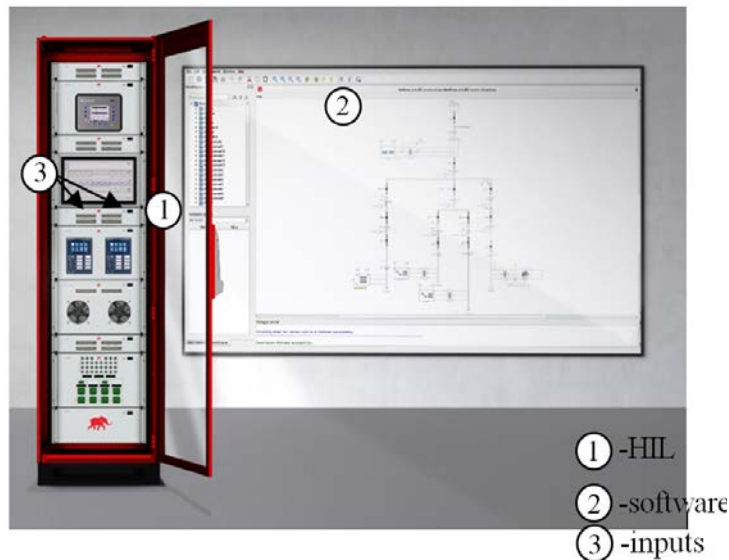


Figure 2. HIL setup

For the purpose of verifying the results from this paper obtained by the SCC procedure which is in accordance with IEC 60909 and upgraded with new, more accurate, models of IBDERs from [3], authors have used HIL setup which is shown in Fig 2. HIL setup's software has its own library with highly accurate models of all types of DERs on both levels (electrical part and signal processing part). Signal processing part of IBDER's model from HIL setup's software library can give the same response with response from real controller which can be connected to the HIL. It also can take into consideration FRT requirements of grid codes for 5 countries and besides that, it gives a possibility to the user to create custom FRT requirement curves. Because of the identical responses of both, real and modeled IBDER's controller, for the purposes of verifying the results from this

paper, authors have used IBDER's models from the HIL setup's software library.

V RESULTS AND DISCUSSION

To test and measure short-circuit current level for various fault types and locations, a small-scale microgrid testbed is developed. The microgrid testbed consists of modified IEEE 33 test feeder with 4 IBDERs located in 18, 22, 25 and 33 busses and a SM located in buss 1 as depicted in Fig. 3. All lines from the microgrid testbed have original resistance and reactance parameters from IEEE 33 test feeder. Modifications are made as follows. All line lengths are reduced from 1 km to 0.5 km. Further, instead of the original equal loads from IEEE 33 test feeder, there are equal loads of 100kVA in all busses, except in busses with IBDERs. The busses with IBDERs are without loads. The specific DER technologies are described for each DER in Fig. 3. The DER powers are as follows: SDG = 1 MVA, SPV = 200 kVA. The utility grid's equivalent impedance is $Z = (0.09220 + j 0.04700)\Omega$.

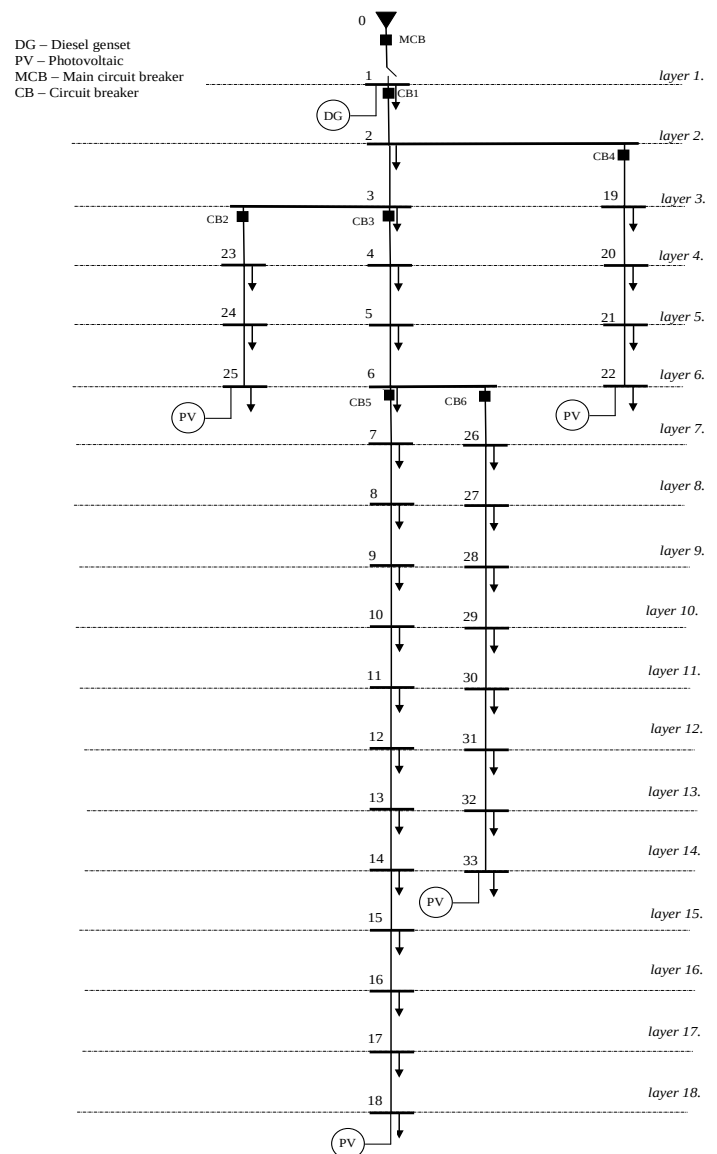


Figure 3. Microgrid testbed

The bus 1 is the microgrid's point of common coupling (PCC) in which the microgrid is connected to the utility grid. The main circuit breaker that connects the microgrid to the utility grid is marked with MCB in Fig.3, while six other breaking devices, located at the critical positions, are marked with CB1, CB2, CB3, CB4, CB5 and CB6, respectively. The nature and technology of these devices (breaker, fuse, etc.) are beyond the scope of this paper.

Different fault types in various busses are analysed, but due to space limitations, the results are presented only for the following borderline cases (maximal and minimal fault currents): three-line-to-ground (3LG) and single-line-to-ground (SLG) faults in bus 32. Results for faults in other busses are available upon request. Only grid-connected mode of operation is analysed. Islanded mode of operation is beyond the scope of this paper, and will be analysed in the authors' future research.

The fault calculation procedure which is in accordance with IEC 60909 standard with upgraded IBDER models from [3] was used for all tests. IBDER models are made with considering the FRT requirements from German grid code [3]. All calculation procedures were in-house developed and programmed in FORTRAN 2008. The results for the complete faulted states of the microgrid are presented in tables 1 and 2, for 3LG and SLG faults, respectively. Fault currents at the breaking devices' locations as well as IBDERs' locations are presented in the tables below.

Table 1. The SCC Results for 3LG Fault at the Bus 32

Fault type	3LG		
Phase	A	B	C
I_2 [A]/angle[°]	1855.98/-36.70	1855.94/-156.70	1855.94/83.30
I_4 [A]/angle[°]	1852.05/-36.70	1852.01/-156.70	1852.01/83.30
I_7 [A]/angle[°]	23.05/-13.89	23.05/-133.89	23.05/106.11
I_{18} [A]/angle[°]	13.78/-150.43	13.78/89.57	13.78/-30.43
I_{19} [A]/angle[°]	0.65/-117.76	0.65/122.24	0.65/2.24
I_{22} [A]/angle[°]	13.68/-177.31	13.68/62.69	13.68/-57.31
I_{23} [A]/angle[°]	5.54/-159.74	5.54/80.26	5.54/-39.74
I_{25} [A]/angle[°]	13.67/-171.28	13.67/68.72	13.67/-51.28
I_{26} [A]/angle[°]	1822.49/-37.20	1822.45/-157.20	1822.45/82.81
I_{33} [A]/angle[°]	13.63/-90.30	13.63/149.69	13.63/29.70

Table 2. The SCC Results for LG Fault at the Bus 32

Fault type	LG		
Phase	A	B	C
I_2 [A]/angle[°]	1852.41/-36.62	76.95/-127.95	76.95/112.05
I_4 [A]/angle[°]	1849.55/-36.66	72.16/-127.59	72.16/112.41
I_7 [A]/angle[°]	20.90/-3.73	37.67/-124.59	37.68/115.41
I_{18} [A]/angle[°]	13.84/-169.32	13.84/70.68	13.84/-49.32
I_{19} [A]/angle[°]	0.39/-143.38	0.30/155.25	0.30/35.24
I_{22} [A]/angle[°]	13.68/-178.74	13.68/61.26	13.68/-58.74
I_{23} [A]/angle[°]	5.37/-173.05	4.56/70.22	4.56/-49.78

I_{25} [A]/angle[°]	13.67/-176.63	13.67/63.37	13.67/-56.63
I_{26} [A]/angle[°]	1823.71/-37.23	21.19/-137.79	21.18/102.22
I_{33} [A]/angle[°]	13.72/-152.60	13.72/87.40	13.72/-32.60

To validate the accuracy of the obtained results, the same microgrid testbed is developed in the HIL setup. Same as in calculation done in FORTRAN 2008, models of real IBDER's controllers with FRT requirements from German grid code standard are chosen. As mentioned above, because of equality of responses of these models and real inverter controllers, real behaviour of IBDERs in fault condition are simulated in this way in order to compare fault current values obtained from HIL setup with values obtained from the calculation procedure based on IEC 60909. Results from HIL setup are obtained in time domain and after that they are transformed into steady-state domain in order to be comparable with results obtained from FORTRAN. The comparison of the results from FORTRAN and HIL setup, along with the highest differences in the results obtained by two platforms, are presented in table 3 for 3LG and SLG faults.

Table 3. Comparison of the SCC Results

	Fault type	3LG	LG
I_2 [A]	Fortran	1855.98	1852.41
	HIL setup	1837.42	1833.88
I_4 [A]	Fortran	1852.05	1849.55
	HIL setup	1833.52	1831.05
I_7 [A]	Fortran	23.05	20.90
	HIL	22.81	20.69
I_{18} [A]	Fortran	13.78	13.84
	HIL setup	13.64	13.71
I_{19} [A]	Fortran	0.65	0.39
	HIL setup	0.64	0.39
I_{22} [A]	Fortran	13.68	13.68
	HIL setup	13.54	13.54
I_{23} [A]	Fortran	5.54	5.37
	HIL	5.48	5.31
I_{25} [A]	Fortran	13.67	13.67
	HIL setup	13.53	13.53
I_{26} [A]	Fortran	1822.49	1823.71
	HIL setup	1804.26	1805.47
I_{33} [A]	Fortran	13.63	13.72
	HIL setup	13.49	13.58
The highest difference	1.5%		

From the presented results, the following can be derived:

- 1) Based on the results from table 3, we can conclude that the results of SCC in transient period for the microgrid in grid-connected operation mode, obtained by in-house-developed software solution with implemented procedure for SCC, which is in accordance with IEC60909 standard,

and with new IBDERs' models from [3], match well with the results from HIL setup. The differences are less than 1.5%.

- 2) It is important to notice that IBDERs' models from [3] are more precise than IBDERs' models from IEC60909 because of consideration of FRT requirements from grid code standards. As it is presented above, these new models from [3] are verified in this paper with HIL setup which is even more precise. In case when there is not significant number of IBDERs connected to the network, differences of results obtained from calculation procedure according to IEC60909 with actual IBDERs' models and proposed models from [3] might not be so noticeable, but in microgrids with high penetration of IBDERs differences can be very significant, especially in islanded mode of operation. Based on this, we can conclude that there is potential for changes in IEC60909 standard, in order to take into consideration new, more accurate and precise, models from [3].
- 3) One of the future research directions for the authors will be the short-circuit analysis in microgrids with high penetration of IBDERs which are in islanded mode of operation.
- 4) Because of time-domain results which can be obtained from HIL setup, the other direction of the authors' future research will be a short, initial time-period immediately upon the fault occurrence, in which the fault currents of IBDERs are not limited, as well as the influence of these currents on the protective equipment selection and planning process.

VI CONCLUSION

In this paper, a thorough analysis of the fault current values in the emerging microgrids with high penetration of IBDERs is performed in order to analyse IBDER models from [3] and their contribution to the fault current. Comparison of the results obtained by in-house-developed short-circuit calculation based on the IEC60909 standard, with new more accurate and precise IBDERs' models from [3] and results obtained by HIL setup is carried out.

Results from this paper prove that there is a need for changes in IEC60909 standard, in order to accurately consider the IBDER models. Results which can be obtained with actual IBDERs' models from IEC60909 might not be accurate for calculations in microgrids with high penetration of IBDERs, because these models do not take into consideration FRT requirements from grid code standards. IBDERs' contributions to the fault current can be overestimated. In case when there is significant number of IBDERs connected to microgrid, it is very important to use precise and accurate models because difference between obtained results that demonstrate IBDERs' contributions with actual models from IEC60909 and models from [3] can be very noticeable. These differences can negatively influence the relay

protection of the microgrid, causing the microgrid to be vulnerable and unprotected in some critical cases. As DERs are increasingly installed nowadays, it is of the crucial importance to have more precise and more accurate models of all types of DERs in order to have protected and secured microgrids.

ACKNOWLEDGMENT

This paper was supported by the Faculty of Technical Sciences in Novi Sad, Department of Energy, Electronics and Telecommunications, within the project entitled: Research in the field of energy, electronics, telecommunications and applied information systems in order to modernize study programs.

LITERATURA/ REFERENCES

- [1] Kasikci, I. *Short Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC 60909-0*, John Wiley & Sons, 2018.
- [2] Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., Bahramirad, S. State of the Art in Research on Microgrids: A Review, *IEEE Access*, Vol. 3, pp. 890-925, 2007.
- [3] Strezoski, L., Dumnic, B., Popadic, B., Prica, M., Loparo, K. Novel Fault Models for Electronically Coupled Distributed Energy Resources and Their Laboratory Validation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 35, No. 2, pp. 1209-1217, 2020. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2019.2943123>
- [4] Oon, K.H., Tan, C., Bakar, A.H.A., Che, H.S., Mokhils, H., Illias, H.A., Establishment of fault current characteristics for solar photovoltaic generator considering low voltage ride through and reactive current injection requirement, *Ren. and Sust. Ener. Reviews*, Vol. 92, pp. 478-488, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.001>
- [5] IEC 60909-0 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems, Part 0: Calculation of currents, First edition, 2001.
- [6] IEC 60909-0 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems, Part 0: Calculation of currents, 2016.
- [7] Aljarrah, R., Marzoughi, H., Yu, J., Terzija, V. Issues and Challenges of Steady-State Fault Calculation Methods in Power Systems With a High Penetration of Non-Synchronous Generation, in *Proc. 2019 IEEE Milan PowerTech*, pp. 16, 2019.
- [8] Strezoski, L., Prica, M., Loparo, K. Generalized Δ -Circuit Concept for Integration of Distributed Generators in Online Short-Circuit Calculations, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 32, No. 4, pp. 3237-3245, 2017. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2016.2617158>
- [9] Balzer, G. Short-circuit calculation with fullsize converters according to iec 60909. in *Proc. Conference of the Electric Power Supply Industry CEPsi 2016*, Bangkok, Thailand, 23-27 October 2016.
- [10] Čelanović, N., Čelanović, I., Ivanović, Z. Cyber Physical Systems: A New Approach to Power Electronics Simulation, Control and Testing, *Advances in Electrical and Computer Engineering*, Vol 12, No 1, pp. 33-38, 2012. <https://doi.org/10.4316/aecce.2012.01006>

AUTORI/AUTHORS

Nikola Simić, M.Sc., Department of Power, Electronics and Telecommunication Engineering, Faculty of Technical Sciences, nikola.simic@uns.ac.rs

Luka Strezoski, Ph.D., Department of Power, Electronics and Telecommunication Engineering, Faculty of Technical Sciences, lukastrezoski@uns.ac.rs

Simiša Simić, M.Sc., Typhoon HIL, Novi Sad, Serbia, simisa.simic@typhoon-hil.com

Dušan Čohadžić, M.Sc., Typhoon HIL, Novi Sad, Serbia, dusan.cohadzic@typhoon-hil.com

Implementacija i razvoj pravila za priključenje generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu u Nemačkoj

Implementation and Development of Connection Requirements for Inverter Based Generation Units in Germany

Stanko Janković *, Bojan Ivanović **

* Electrical System Design, TenneT TSO GmbH

** Distribucija električne energije i upravljanje distributivnim sistemom, JP Elektroprivreda Srbije

Apstrakt - U radu su autori dali osvrt na razvoj nekonvencionalnih jedinica za proizvodnju električne energije u Nemačkoj u poslednjih 10 godina sa pogledom na moguće scenarije u 2035. i 2040. godini. Dinamički razvoj proizvodnje iz obnovljivih izvora energije doveo je do toga da se u pojedinim delovima Nemačke plan za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora za 2025. dostigne još u 2011. godini. Imajući u vidu da je oko 97% svih proizvodnih jedinica na obnovljive izvore energije povezano na distributivne mreže, nameće se pitanje operativnog upravljanja proizvodnje. U radu su data tehnička rešenja za upravljanje proizvodnjom iz obnovljivih izvora kao i potrebni tehnički zahtevi za priključenja generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu u cilju očuvanja stabilnosti elektroenergetskog sistema.

Ključne reči - obnovljivi izbori energije, pravila priključenja, operativno upravljanja proizvodnje

Abstract - The authors review the development of unconventional power generation units in Germany in the last 10 years with a view to possible scenarios in 2035 and 2040. The dynamic development of production from renewable energy sources led to the fact that in some parts of Germany the plan for the production of electricity from renewable sources for 2025 was reached in 2011. Bearing in mind that about 97% of all renewable energy production units are connected to distribution networks, the question of operational production management arises. The paper presents technical solutions for the management of production from renewable sources, as well as the necessary technical requirements for the connection of generator units that are connected to the grid via inverters in order to preserve the stability of the power system.

Index Terms - renewable energy sources, connection requirements, operational production management

I UVOD

Zahtevi za priključenje proizvodnih jedinica na obnovljive izvore energije u sinhronoj oblasti kontinentalnog dela Evrope su definisani na nekoliko nivoa. Najviši nivo

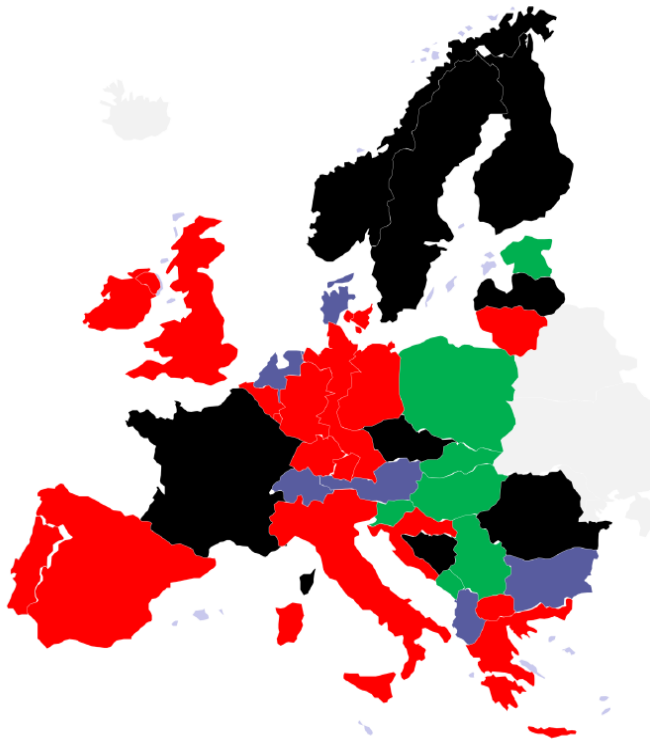
predstavljaju pravila o radu izdata od strane Evropske asocijacije operatora prenosnih sistema za električnu energiju (eng. European Network of Transmission System Operators for Electricity, skraćenica ENTSO-E) koji su nakon javne rasprave 2016. godine usvojeni kao zakonska regulativa Evropske unije [1], [2]. Savezna Republika Nemačka kao članica Evropske unije i ENTSO-E ima obavezu da prati tehničke zahteve koji su definisani za nadnacionalni nivo od strane Evropske komisije i ENTSO-E. Na nacionalnom nivou je potrebno da svaka članica ENTSO-E definiše dodatne zahteve koji nisu iscrpno definisani u [1], [2]. Nacionalna pravila za priključenja u Nemačkoj su definisana za svaki naponski nivo: na mrežu niskog napona u [3], za mrežu srednjeg napona u [4], na mrežu visokog napona u [5], mrežu ekstra visokog napona u [6] i za sisteme koji su povezani visokonaponskim vodovima jednosmerne struje u [7]. Do sada su skoro svi zahtevi za priključenje obnovljivih izvora definisani tako da invertori prate električnu frekvenciju u mreži. Ovakav način rada regulacionog sistema invertora se još naziva „za praćenje mreže“ (eng. Grid Following). Tako da bez sinhronih mašina nije moguće niti uspostavljanje elektroenergetskog sistema nakon kolapsa, niti je moguće imati elektroenergetski sistem koji bi se 100% napajao od strane generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu. U cilju ostvarenja energetske nezavisnosti, balans u korist proizvodnih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu u odnosu na sinhronu mašinu uvodi dodatne probleme vezane za stabilnost elektroenergetskog sistema. Izazovi vezani za stabilnost sistema koji su identifikovani na scenarijima velikog doprinosa u proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora su dati u [8-14]. Tako da se nameće potreba za definisanjem tehničkih zahteva za invertore za „formiranje mreže“ (eng. Grid Forming) kao i pitanje, kada je potrebno imati u pogonu instalacije sa „Formiranjem mreže“ da bi se obezbedila stabilnost elektroenergetskog sistema.

II PRIKLJUČENJE OBNOVLJIVIH IZVORA ELEKTRIČNE ENERGIJE U SINHRONOJ OBLASTI KONTINENTALNOG DELA EVROPE

Potrebno je prvo definisati šta je sve presudno u odnosu na potrebe za invertore za formiranje mreže (eng. Grid Forming). Sposobnost invertore za formiranja mreže potrebno je da bi se

osigurala stabilnost prenosnog sistema u budućem odsustvu konvencionalnih izvora električne energije, tj. sinhronih mašina (eng. Synchronous Power Generating Modul, skraćenica SPMG). Smanjenje broja sinhronih mašina u Evropskoj uniji se vrši u cilju Evropskog zelenog dogovora (eng. European Green Deal) koji predstavlja set zakona sa kojima bi se postigao cilj neutralnosti na uticaj klime u 2050. godini. Nemačka, kao jedna od vodećih zemalja u integraciji obnovljivih izvora u Evropi, suočiće se sa izazovima stabilnosti čak i brže od ostalih država članica izlaskom iz pogona nuklearnih elektrana i elektrana na čvrsta fosilna goriva. Ovo dovodi do smanjenja obrtnih masa, inercije i trenutni brzi odziv na promenu električne frekvencije (eng. Fast Frequency Response, skraćenica FFR).

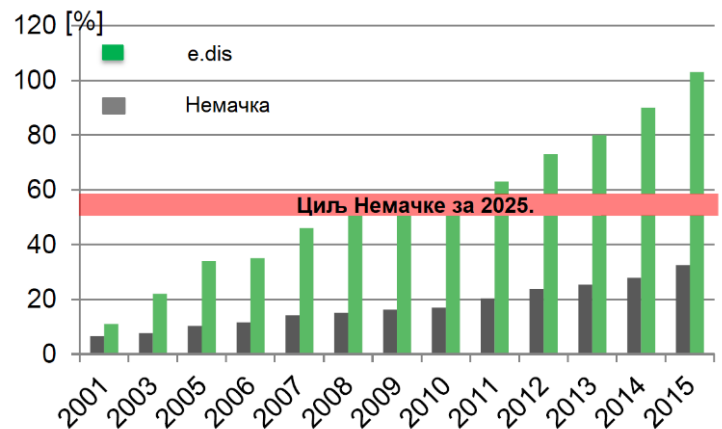
Jedan od pokazatelja odnosa instalirane snage obnovljivih izvora i sinhronih mašina je inerciona konstanta H . Priključenje generatorskih jedinica koje se preko invertora priključuju na mrežu redukuju vrednost inercione konstante. Na Sl. 1 je data informacija o doprinosima u ukupnoj inerciji kod članica ENTSO-E [15].



Slika 1. Doprinos u inerciji, zelena $H > 4$ s vrlo dobar doprinos, crna $3 < H < 4$ s dobar doprinos, ljubičasta $2 < H < 3$ s marginalni doprinos, crvena $H < 2$ s ograničen doprinos [15]

Na osnovu studije Dena za distributivnu mrežu u Nemačkoj [16] (naponski nivo ≤ 110 kV) instalisani kapacitet obnovljivih izvora energije 2011. je iznosio 65 GW od kojih 97% je instalirano u distributivnoj mreži (2 GW na prenosnoj mreži i 63 GW u distributivnoj mreži). Na Sl. 2 je dat dijagram proizvodnje na godišnjem nivou iz obnovljivih izvora energije kod jednog od operatora distributivnog sistema u Nemačkoj „e.dis“, ukupna proizvodnja iz obnovljivih izvora u Nemačkoj i cilj Saveznog ministarstva za privredu i energetiku.

Sa dijagrama sa Sl. 2 se vidi da je cilj za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije za 2025. godinu premašen još 2011. kod operatora distributivnog sistema e.dis. Tako da se javila potreba da se nađe tehničko rešenje čime bi se sprečilo zagušenje u mreži i našlo adekvatno rešenje za operativno upravljanje obnovljivim izvorima na distributivnoj mreži. Saglasno paragrafu 9 zakona o obnovljivim izvorima [17] i tehničkim zahtevima za priključenje e.dis, sve proizvodne jedinice sa instalisanom snagom ≤ 500 kW moraju biti opremljeni radio-talasnim prijemnikom za ograničavanje proizvodnje, dok proizvodne jedinice sa instalisanom snagom > 500 kW moraju biti opremljene sa dvosmernom tele-regulacijom. Ograničenje proizvodnje se vrši 0% / 30% / 60% / 100% od odobrene instalisane aktivne snage. Podešenje zahtevane ciljne vrednosti je manje od jednog minuta. Postepeno povećavanje proizvodnje je moguće po stopi od maksimalno 10% po minuti. Tab. 1 daje komparativnu analizu radio-talasne i tele-regulacije.



Slika 2. Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora u odnosu na ukupnu proizvodnju [18]

Tabela 1. Poređenje radio-talasne i tele-regulacije obnovljivih izvora povezanih na distributivnu mrežu [18]

Radio telesna-regulacija	Tele-regulacija
Prenos putem dugih talasa	Direktna veza - dvosmerna
Jednosmerna	Povratne informacije u realnom vremenu i status generatora
Ne postoji povratna informacija o trenutnom stanju	IEC 60870-5-104
Niskobudžetno rešenje	Visoka cena
	Postojanje dodatnih funkcija (regulacija reaktivne snage)

Instalisana snaga proizvodnih jedinica iz konvencionalnih i obnovljivih izvora za period 2017. – 2019. kao i četiri moguća scenarija za ciljne godine 2035. i 2040. u Nemačkoj su data u Tab. 2 (Agencija za energetiku, jun 2020.).

Tabela 2. Bilans instalisane snage u Nemačkoj za period 2017.-2019. i perspektiva u 2035. i 2040., Agencija za energetiku Nemačke, jun 2020.

Energetski izvor	Instalisana snaga [GW]						
	2017.	2018.	2019.	Scenario A 2035	Scenario B 2035	Scenario V 2035	Scenario B 2040
nuklearke	10,8	9,5	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
lignit	24,0	20,9	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
antracit	24,0	23,8	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
prirodni gas	29,8	30,3	29,3	38,1	42,4	46,7	42,4
ulje	4,4	4,4	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
pumpna-akumulacija	9,5	9,8	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
drugi konvencionalni izvori	0,004	0,004	0,004	3,8	3,8	3,8	3,7
Ukupno iz konvencionalnih izvora	102,6	98,6	95,7	61,2	57,7	62,0	57,4
vetroelektrane onšor	50,2	52,4	52,7	81,5	86,8	90,9	88,8
vetroelektrane ofšor	5,4	6,4	6,6	28,0	30,0	34,0	40,0
fotonaponski paneli	42,3	45,2	47,4	110,2	117,8	120,1	125,8
drugi obnovljivi izvori	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
biomasa	7,7	8,1	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
hidroelektrane	4,8	4,8	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
Ukupno iz obnovljivih izvora	111,6	118,3	121,0	233,4	249,0	260,6	269,7
Suma	214,2	216,9	216,8	294,6	306,7	322,6	255,9

III TEHNIČKI ZAHTEVI ZA INVERTORE ZA FORMIRANJE MREŽE

Ekspertska grupa za brzi doprinos od strane modula elektroenergetskih parkova i pretvarača visokonaponskih vodova jednosmerne struje usled kvara (eng. Expert Group "Fast Fault Current Contribution from PPMs & HVDC"), u kojoj su učestvovali predstavnici sa univerziteta i proizvođača visokonaponskih vodova jednosmernih struje, vetrogeneratorsa i fotonaponskih sistema, su predložili klasifikaciju pretvarača elektroenergetskih parkova u tri klase [15].

A - Klasa 1 modula elektroenergetskih parkova

Klasa 1 modula elektroenergetskih parkova (ili modul elektroenergetskih parkova sa invertorima za formiranje mreže) treba da bude u stanju da učestvuje u operativnom upravljanju elektroenergetskog sistema naizmenične struje (od ekstra visokog do niskog napona) usled normalnog rada, poremećaja, vanrednog stanja uključujući ekstremno napajanje od 100% iz generatorskih jedinica koje su preko invertora povezane na mrežu, bez potrebe oslanjanja na uslužne delatnosti sinhronih generatora.

Kao dodatak mogućnosti modula elektroenergetskog parka Klase 3 i 2, Klasa 1 modula elektroenergetskog parka obezbeđuje upravljanje sa podrškom uslužnih delatnosti unutar jedne periode što omogućava 100% proizvodnju kroz energetsku elektroniku, sadrži sledeće:

- Uspostavlja napon u sistemu (ne oslanjajući se na kolebljivost postojećeg napona u mreži),
- Doprinos usred kvara (uključujući doprinos i pozitivne i negativne komponente),
- Deluje na suzbijanju harmonika i inter-harmonika napona,
- Deluje na suzbijanju nesimetrije napona,

- Doprinosi u ukupnoj inerciji sistema ili obezbeđuje brz odziv na promenu električne frekvencije,
- Podržava brzu dinamiku (unutar jedne periode) opstanka usled podele sinhronne zone i usled delimičnog (eng. Brown out) ili potpunog kolapsa (eng. Black out),
 - Obezbeđujući dovoljno vremena za rad automatike za isključenje potrošnje usled niske frekvencije (eng. Low Frequency Demand Disconnection, skraćenica LFDD),
 - Uspostavljanje sistema nakon delimičnog ili potpunog kolapsa,
 - Doprinos stabilnosti za vreme prve oscilacije.
- Regulatori deluju na suzbijanju pogoršanja interakcije regulacije sistema,
 - Izbegavanje doprinosa super sinhronoj nestabilnosti električne frekvencije,
 - Izbegavanje doprinosa pod-sinhronne rezonance,
 - Ne čini nepraktične studije dinamike sistema kroz složene interakcije ne-fundamentalne frekvencije.

B - Klasa 2 modula elektroenergetskih parkova

Klasa 2 je podeljena u tri podklase: 2A, 2B i 2V. Klasa 2 modula elektroenergetskog parka je „Napredna regulacija“ i kao takva predstavlja dodatak mogućnosti na Klasu 3 modula elektroenergetskih parkova.

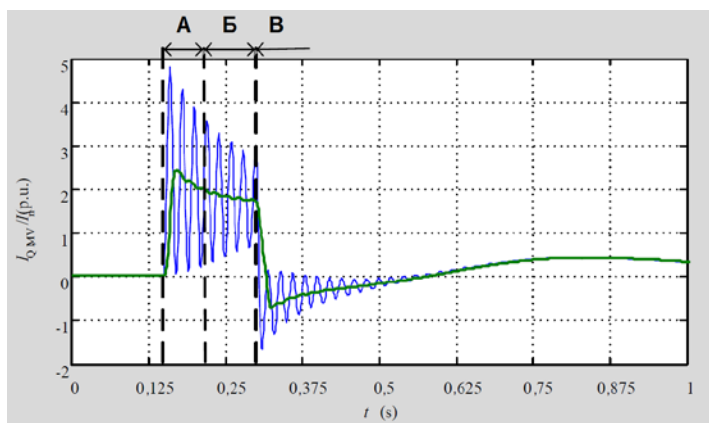
Kao dodatak zahtevima Klasi 3 i Klasama 2B i 2V, Klasa 2A treba da obezbedi:

- Regulaciju napona kroz generaciju reaktivne snage kada je proizvodnja aktivne snage jednaka 0,00 MW ($P = 0$),
- Prigušenje oscilacija,
- Brzo injektiranje struje usled kvara (eng. Fast Fault

Injection, skraćenica FFCI),

- o FFCI – Period B i V za pozitivnu komponentu (pogledati Sl. 3),
- o FFCI – Period B + V za negativnu komponentu (pogledati Sl. 3),
- o FFCI – Period B + V obezbeđuju statizam izabran između reaktivne i aktivne komponente struje (pogledati Sl. 3).

Dijagram na Sl. 3 ilustruje tipični odziv sinhronog generatora na trofazni kratak spoj. Vertikalne linije dele dijagram u tri perioda. Plavom bojom na Sl. 3 je označena trenutna vrednost reaktivne komponente struje generatora, dok je zelenom bojom označena vrednost pozitivne komponente.



Slika 3. Tipičan odziv sinhronog generatora usled trofaznog kratkog spoja uključujući vremenske periode A, B i V [12]

Inicijalni period usled kvara (vremenski period A): Brzi odziv i doprinos usled kvara (unutar 40 ms) je bitno prepoznati, odrediti mesto i inicirati brzo i selektivno čišćenje kvara od strane relejne zaštite. U ovom periodu je brzi odziv u doprinosu struje kvara važniji od postizanja zahteva za mogućom tačnošću (i za amplitudu i za fazni ugao).

Nastavak trajanja kvara (vremenski period B): Brzi odziv i doprinos usled kvara potpomaže održavanju napona i električne frekvencije. Zahtevi za tačnošću treba da budu ispunjeni u ovom periodu u cilju praćenja usaglašenosti prilikom testiranja. U ovom vremenskom periodu zahtev za brzim odzivom i doprinosom struje usled kvara treba da bude definisan u cilju prevencije pre svega problema posmatrane sinhronne oblasti. Za velike sinhronne oblasti najbitniji je napon mreže, dok za male sinhronne oblasti najbitnije je održavanje električne frekvencije.

Period nakon čišćenja kvara (vremenski period V): brzi odziv i doprinos struje ponovo uspostavlja napon i aktivnu snagu u cilju uklanjanja odgovarajuće devijacije električne frekvencije. Tačnost regulacije je od presudne važnosti ili značaja da bi se izbegli prenaponi u mreži. U ovom periodu se završava prelazni proces ka normalnom radnom stanju i pri tom se postižu vrednosti aktivne i reaktivne snage pre nastanka kvara.

Kao dodatak zahtevima Klasi 3 i Klasi 2V, Klasa 2B treba da obezbedi:

- Regulaciju napona – dinamiku,
- Mod osetljiv na promenu električne frekvencije (eng. Frequency Sensitive Mode, skraćenica FSM),
- Mod ograničeno osetljiv na promenu električne frekvencije (eng. Limited Frequency Sensitive Mode, skraćenica LFSM).
- Kao dodatak zahtevima Klasi 3, Klasa 2V treba da obezbedi:
 - o Osnovnu karakteristiku prolaska kroz kvar (eng. Fault Ride Through, skraćenica FRT),
 - o Regulacija napona – ustaljenog stanja kada je proizvodnja aktivne snage različita od 0,00 MW ($P \neq 0$).

C - Klasa 3 modula elektroenergetskih parkova

Klasa 3 modula elektroenergetskog parka predstavlja osnovni nivo funkcionalnosti pretvarača povezanog na mrežu, sa osnovnim fokusom na zaštitu pretvarača od oštećenja.

Sposobnost na generisanje ili potrošnju specificiranog iznosa aktivne i/ili reaktivne snage kada je povezan na već postojeću mrežu naizmenične struje, oslanjajući se na uticaj sinhronih generatora ili Klase 1 modula elektroenergetskih parkova u cilju održavanja napona ili kvaliteta električne energije u prihvatljivim opsezima.

IV ZAKLJUČAK

Obnovljivi izvori energije dovode do jake decentralizacije u proizvodnji električne energije. Oscilacije u proizvodnji i smanjenje inercije sistema smanjuju stabilnost sistema i povećavaju oscilacije električne frekvencije. Zbog dinamičke evolucije mreže skoro da nije moguće raditi dugoročne planove razvoja. Tako da zahtevi za priključenje invertora za formiranje mreže treba da budu definisani u pravilima o radu prenosnog sistema. Potrebno je nastaviti istraživanja na potrošačima, akumulacionim postrojenjima i integrisanim energetskim sektorima u cilju postizanja njihovih punih potencijala. Elementi elektroenergetskog sistema koji su u vlasništvu prenosnih mreža, kao što su visokonaponski vodovi jednosmerne struje, FACT uređaji i statički kompenzatori, su direktni kandidati za istraživanje razvoja mogućnosti opreme za formiranje mreže. Generatorske jedinice koje su preko invertora povezane na električnu mrežu i akumulaciona postrojenja koja su povezana na prenosnu mrežu i niže naponske nivoe potrebno je da ispune sledeća očekivanja:

- Većina budućih instalacija treba da bude opremljena regulacionim sistemima za formiranje mreže da bi se postigao u potpunosti cilj neophodne podele u zahtevima za formiranje mreže. Potrebno je uzeti u obzir postojeće uređaje sa regulacionim sistemima za praćenje mreže koji će ostati u pogonu.
- Potrebno je, što je pre moguće, implementirati regulacione sisteme za formiranje mreže. Funkcionalni zahtevi treba da budu uključeni ENTSO-E mrežna pravila.

Ako se izostavi i jedan od sedam zahteva u Klasi 1 (vidi poglavlje III), ne može se smatrati da modul elektroenergetskog parka ispunjava zahteve za formiranje mreže.

LITERATURA

- [1] EU Commission, „Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators“.
- [2] EU Commission, „Commission Regulation (EU) 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules“.
- [3] VDE, „VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 2018
- [4] VDE, „VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“, 2018
- [5] VDE, „VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)“, 2018
- [6] VDE, „VDE-AR-N 4130 Anwendungsregel:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)“, 2018
- [7] VDE, „VDE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03 Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ)“, 2019
- [8] MIGRATE Deliverable 1.1, “Report on systemic issues”, 2016
- [9] ENTSO-E, “Memorandum entitled: Minimum required inertia for Continental Europe”.
- [10] ENTSO-E System Protection & Dynamics Sub Group, “Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental europe,” Technical Report, 2016
- [11] ENTSO-E, “Future system inertia–Report prepared by Energinet.dk, Fingrid, Stanett and Svenska kraftnät, Brussels,” Available at: www.entsoe.eu.
- [12] National Grid ESO, “Final Technical Report on the events of 9 August 2019”, 6 September 2019.
- [13] NERC, “Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources,” 2019.
- [14] Australian Energy Market Operator, “Black system south Australia 28 SEPTEMBER 2016 – Final report,” tech. rep., 2017.
- [15] ENTSO-E, „High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS),“ 2017.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. (kurz: dena-Verteilnetzstudie),“ Berlin, 2012.
- [17] Bundesamt für Justiz, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017),“ Bundesministerium der Justiz und Verbraucherschutz, 2017.
- [18] *Integracija obnovljivih izvora energije*. [Performance]. e.dis, 2016.
- [19] ENTSO-E, „Fault current contribution from PPMS & HVDC,“ 2017.

AUTORI

Stanko Janković, inženjer elektroenergetskog sistema za planiranje mreže, TenneT TSO GmbH, stanko.jankovic@tennet.eu

Bojan Ivanović, šef službe za automatizaciju distributivne mreže, JP Elektroprivreda Srbije, bojan.ivanovic@eps.rs

Uloga i značaj Zajednica obnovljivih izvora energije u energetskej tranziciji – neka zapažanja

The Role and Importance of Renewable Energy Communities in the Energy Transition – Some Observations

Goran Rimac

Pokrajinski sekretarijat za energetiku, građevinarstvo i saobraćaj Novi Sad

Rezime - Donedavno je bila preovlađujuća ideja da je za funkcionisanje energetskog sistema potrebno da je sačinjen od velikih postrojenja i da se energija kreće od centra proizvodnje prema gradovima i mestima potrošnje. Pojavom decentralizovanih sistema za proizvodnju energije i novih tehnologija za njihovo korišćenje, prvobitni model se sve više menja. Direktivom EU 2018/2001 o promociji korišćenja obnovljivih izvora energije (OIE) označeni su prozumeri, odnosno istovremeno i proizvođači i potrošači obnovljive energije, kao i zajednice OIE, dok je Direktivom EU 2019/944 uveden pojam "citizen energy communities", odnosno energetske zajednice građana, s tim što ova Direktiva osim distributivne proizvodnje električne energije iz OIE obuhvata i električnu energiju iz ostalih izvora. Zemlje članice EU su u obavezi da donesu svoju regulativu vezano za primenu ovih direktiva, a nakon toga i odgovarajuće mere podsticaja. Inicijativa uvođenja energetskih zajednica nudi građanima nove mogućnosti u smislu aktivnog uključivanja u energetska pitanja. Pošto se radi o decentralizovanim projektima baziranim na OIE, oni promovišu praksu održive energetske proizvodnje i potrošnje, kao i skladištenje i razmenu energije unutar zajednice. Tradicionalno pasivan potrošač postaje energetski prozumer, suvlasnik postrojenja na OIE i član energetske zajednice. U Evropi postoji više hiljada takozvanih zadruga OIE koje predstavljaju najčešći organizacioni oblik energetskih zajednica i mogu imati važnu ulogu u procesu decentralizacije energetskog sistema. Prelazak na decentralizovanu proizvodnju energije ima mnoge prednosti, a to su: korišćenje lokalnih izvora energije, povećanje sigurnosti lokalnog snabdevanja energijom, kraća transportna rastojanja i smanjeni gubici u prenosu energije, podsticanje razvoja zajednice i kreiranje lokalnih radnih mesta. Svrha rada je da se široj javnosti u Srbiji približi pojam energetskih zajednica, šta su one i koja je njihova uloga, pri čemu se najveći deo rada bavi energetskim zajednicama na području EU.

Cljučne reči - energetske zajednice, distributivna proizvodnja, obnovljivi izvori energije;

Abstract - Until recently, the prevailing idea was that for the functioning of the energy system it is necessary to be composed of large plants and for energy to move from the centre of production to cities and places of consumption. With the advent of decentralized energy production systems and new

technologies for their use, the original model is changing more and more. EU Directive 2018/2001 on the promotion of the use of renewable energy sources (RES) designates "prosumers", i.e. at the same time both producers and consumers of renewable energy, as well as RES communities, while EU Directive 2019/944 introduced the term "citizen energy communities", i.e. civil energy communities, provided that this Directive, in addition to the distributive production of electricity from RES, also includes electricity from other sources. EU member states are obliged to adopt their own regulations regarding the implementation of the directives, and after that the appropriate incentive measures. The Energy Communities initiative offers citizens new opportunities in terms of active involvement in energy issues. As they are decentralized RES-based projects, they promote the practice of sustainable energy production and consumption, as well as energy storage and exchange within the community. Traditionally passive consumer becomes an energy "prosumer", a co-owner of a RES plant and a member of the energy community. There are thousands of so-called RES cooperatives in Europe, which are the most common organizational form of energy communities and can play an important role in the process of decentralization of the energy system. The transition to decentralized energy production has many advantages, namely: the use of local energy sources, increased security of local energy supply, shorter transport distances and reduced losses in energy transmission, encouraging community development and creating local jobs. The purpose of this paper is to bring closer to the general public in Serbia the concept of energy communities, what they are and what their role is, with most of the work dealing with energy communities in the EU.

Index Terms – energy communities, distributive production, renewable energy sources;

I UVOD

Za razumevanje energetske zajednice potrebno je da se prvo pojasni ideja same zajednice. Na bazičnom nivou zajednica je grupa ljudi koja deli iste interese, potrebe i uverenja. Kada se dođe na polje energetike, vidimo da su često zajednički interesi energetska nezavisnost, ekonomska dobit, borba protiv klimatskih promena i energetskog siromaštva.

Siromašne porodice koje su najviše pogođene troškovima za energente troše mnogo veći udeo svojih prihoda na energente u odnosu na bogatije porodice. Često kraj energetske siromaštva zavisi od toga kako siromašnima omogućiti pristup savremenim energetskim uslugama u mestima u kojima žive. Energetske zajednice mogu da obezbede pristup, proizvodnju i distribuciju pristupačne čiste energije [1].

Uporedo sa trendom ka sve većem korišćenju energetskih resursa na lokalnom nivou i ekonomiji deljenja, došlo se i do saznanja da su mogućnosti pojedinca puno veće unutar grupe nego prilikom samostalnog delovanja. To se lako vidi na primeru korišćenja solarne energije u slučajevima kada više korisnika deli jedno solarno postrojenje čija lokacija se ne podudara sa lokacijom na kojoj se nalazi korisnik ili u slučajevima stambenih zgrada sa više stambenih jedinica, kada stanari dele solarno polje koje se nalazi na krovu. Dalje, proizvođači električne energije kao pojedinac vi imate mali uticaj na tržištu električne energije ali kao jedan iz skupine pojedinaca imate puno veću potencijalnu tržišnu moć.

Prelazak na ekonomiju bez emisije CO₂ je jedan od glavnih ciljeva koje su zemlje sveta sebi postavile u decenijama koje

dolaze. U Evropskoj uniji je usvojen obavezujući cilj da se emisije gasova sa efektom staklene bašte do 2030. godine smanje za 55% u odnosu na nivo iz 1990. godine, kao i da Evropska unija bude klimatski neutralna do 2050. godine.

II O ENERGETSKIM ZAJEDNICAMA

Unutar zakonodavnog paketa Evropske unije pod nazivom "Clean energy for all Europeans package", energetske zajednice su definisane sa dve različite direktive.

Direktiva 2018/2001 postavlja okvir za zajednice obnovljivih izvora energije, odnosno "Renewable Energy Communities" (REC), pod kojima se podrazumeva pravno lice koje se formira na dobrovoljnim osnovama. To je autonoman entitet kontrolisan od strane akcionara ili članova koji se nalaze u blizini pogona za proizvodnju iz OIE. Akcionari ili članovi mogu biti fizička lica, mala i srednja preduzeća ili lokalni organi vlasti, uključujući opštine. Cilj ovih zajednica je pružanje ekoloških, ekonomskih i socijalnih koristi onima koji učestvuju u zajednici, kao i oblastima u kojima posluju, pre nego stvaranje profita.

Direktiva 2019/944 uvodi pojam građanske energetske zajednice ili "Citizen Energy Communities" (CEC), pod kojima se podrazumeva pravni entitet zasnovan na otvorenoj i dobrovoljnoj osnovi, kontrolisan od strane članova ili akcionara koji mogu biti fizička lica, lokalni organi vlasti uključujući opštine ili mala preduzeća. Cilj ovih zajednica je pružanje ekoloških, ekonomskih i socijalnih koristi onima koji učestvuju u zajednici, kao i oblastima u kojima posluju, pre nego stvaranje profita.

Obe vrste energetskih zajednica su entiteti koji su osnovani kao pravno lice i definisani su njihovom strukturom. Moraju biti efikasno kontrolisani od strane njihovih članova ili akcionara, a njihov primarni cilj je stvaranje dobrobiti za životnu sredinu, ekonomsku i društvenu zajednicu, pre nego pravljenje profita.

Iako slične po svojoj prirodi, postoji više razlika između ove dve vrste zajednica:[2]

- Članstvo-Bilo koji subjekat može biti član CEC sve dok članovi i akcionari koji se bave velikim komercijalnim aktivnostima i za koje energetske sektor predstavlja primarno područje ekonomske aktivnosti, nemaju moć odlučivanja. Učesnici koji imaju pravo da se pridruže uključuju fizička lica, lokalne vlasti, mala, srednja i velika preduzeća. Uslovi za učešće u REC su restriktivniji tako da jedino fizička lica, lokalne vlasti i mikro, mala i srednja preduzeća čije učešće ne predstavlja njihovu primarnu ekonomsku aktivnost, mogu biti članovi zajednice;
- Geografska ograničenja-Direktiva 2019/944 ne vezuje aktivnosti CEC za neposrednu blizinu ili za isti geografski položaj između mesta proizvodnje i potrošnje. Direktiva 2018/2001 predviđa da akcionari ili članovi REC moraju biti locirani u blizini projekta OIE koji je u vlasništvu i koji se razvija od strane ovog tipa zajednice;
- Aktivnosti-CEC deluju unutar elektroenergetskog sektora i njihove aktivnosti mogu uključiti kako OIE, tako i fosilna goriva. REC pokrivaju širok spektar aktivnosti koji se odnosi na sve vidove OIE u sektorima električne energije i grejanja;
- Autonomija-REC bi trebalo da ima mogućnosti da ostane autonomna od pojedinih članova i drugih tradicionalnih tržišnih aktera koji učestvuju u zajednici. CEC ne uključuje autonomiju ali moć odlučivanja treba da bude limitirana na one članove i akcionare koji nisu uključeni u velike komercijalne delatnosti i kojima energetske sektor ne predstavlja primarnu oblast ili ekonomsku delatnost;
- Sa REC mogu efikasno upravljati mikro, mala i srednja preduzeća locirana u neposrednoj blizini projekta OIE, dok CEC isključuju srednja i velika preduzeća iz procesa upravljanja.

Nakon što je EU svojim direktivama zvanično prepoznala energetske zajednice kao specifičnu vrstu energetskih inicijativa, nekoliko država članica je već usvojilo mere i principe o vlasništvu zajednice ili su u procesu razvijanja regulatornih okvira.

Inicijative energetskih zajednica postepeno preuzimaju nove aktivnosti i energetske usluge-od generisanja energije iz OIE do usluga elektro-mobilnosti. Na nivou EU prevladavaju sledeće aktivnosti:[2]

- Proizvodnja: energetske projekti u kojima se proizvodna postrojenja (uglavnom na sunce, vetar ili hidro), zajednički koriste ili poseduju i gde članovi ne troše proizvedenu energiju nego je utiskuju u mrežu i prodaju dobavljaču;
- Snabdevanje: prodaja električne energije i gasa potrošačima;
- Potrošnja i razmena: energija proizvedena od strane zajednice troši se i deli unutar zajednice;
- Distribucija: vlasništvo i/ili upravljanje distributivnim mrežama od strane zajednica, na primer, lokalnim elektrodistributivnim mrežama ili manjim mrežama za daljinsko grejanje ili transport biogasa. Često zadruge obavljaju i proizvodnju i distribuciju energije ali pitanje mrežne infrastrukture je od presudnog značaja za njihovo

- poslovanje;
- Energetske usluge: energetska efikasnost, usluge fleksibilnosti, skladištenje i integracija u pametne mreže, energetske monitoring i upravljanje energijom kod mrežnih operacija;
- Elektro-mobilnost: „car sharing“, upravljanje punjačima za električna vozila;

Većina inicijativa ovog tipa u Evropi obuhvata proizvodnju energije, obično sa sopstvenim postrojenjem. Dok neke zajednice obavljaju samo aktivnosti generisanja, druge se bave proizvodnjom, snabdevanjem i distribucijom. Dodatne usluge na polju elekto-mobilnosti postaju sve popularnije.

Energetske zajednice su veoma heterogene u pogledu organizacionog modela i pravnih oblika. Mogući su sledeći tipovi: energetske zadruge, „limited partnerships“, zajednice kartela i fondacija, stambena udruženja, neprofitna preduzeća u vlasništvu kupaca, javno-privatna partnerstva i javno komunalno preduzeće.

Većina zajednica koje su inicirane od strane građana su kooperative ili zadruge. Zadruge su vrsta društvenih i ekonomskih preduzeća koje omogućavaju građanima da kolektivno poseduju i upravljaju projektima koji uključuju OIE. Lokalno stanovništvo ili stanovništvo iz susedne regije može da investira u projekte OIE kupovinom deonice. U nekim slučajevima građani i troše i dele energiju. U zadrugi je raspodela profita ograničena a viškovi se reinvestiraju kako bi se podržali članovi i/ili zajednica. Raspodela prihoda od projekata regulisana je statutom zadruge. Oni se ponekad mogu distribuirati članovima putem ograničenih dividendi. Druge inicijative mogu pružiti energetske benefite u vidu nižih cena energije. Zadruge su zasnovane na demokratskom upravljanju – tj. odlukama donetim po principu „jedan član – jedan glas“.

Kao organizacije zasnovane na vrednostima, zadruge mogu osnažiti i dati glas onima koji su prethodno bili onemogućeni da pristupe energetske uslugama i učestvuju u procesu donošenja odluka. Posredstvom energetske zadruga članovi zadovoljavaju svoje zajedničke potrebe za pristupačnom i pouzdanom električnom energijom i modernim energetske uslugama, kao i druge povezane ekonomske, društvene i kulturne potrebe [1].

Postoje određene slabosti kooperativnog modela, odnosno ograničenja i barijere u razvoju zadruga [3]:

- Pošto nijedan organizacioni model nije univerzalan, proizilazi da kooperativni model u određenim slučajevima neće funkcionisati;
- Kao i svi organizacioni modeli, zadruge takođe trpe od nasleđenih slabosti kao što je ograničen pristup kapitalu i sporo donošenje odluka;
- Razvoj zadruge može biti ometen načinom na koji ih percipira i razume jedan broj zainteresovanih strana. Za uspešno funkcionisanje zadruge je potrebna pozitivna reakcija lokalnog stanovništva koje ne čini članstvo, kako bi se izbeglo njihovo protivljenje;
- Primenom sistema koji koriste OIE, a pre svega vetar i sunce, na većim površinama, postoji opasnost od ugrožavanja biljnog i životinjskog sveta. Energetski ciljevi ne smeju biti ostvareni na štetu biodiverziteta.

Osim na području EU, energetske zajednice su veoma zastupljene i u ostatku sveta, pri čemu je primetan njihov ubrzan razvoj tokom poslednjih nekoliko godina. Preovlađuju energetske zajednice koje podrazumevaju sisteme sa fotonaponskim panelima i baterijama. Posebno su SAD kroz „shared solar program“ instalirale mnoštvo distributivnih PV sistema. U dosta slučajeva je motiv za formiranje ovih zajednica bila pomoć porodicama sa niskim prihodima ili davanje pristupa ovim sistemima za građane koji nemaju mogućnost postavljanja solarnih panela na svoje objekte. U većini slučajeva, kod ovakvih projekata postojale su odgovarajuće podsticajne mere od strane federalnih vlasti.

III PRIMERI ENERGETSKIH ZAJEDNICA

U ovom poglavlju su prikazana četiri primera energetske zajednice koji su karakteristični po načinu na koji su nastali i koji se kao model mogu primeniti i na drugim mestima.

A. Opština Wolfhagen u Nemačkoj [4]

Šest opština severnog Hesena u Nemačkoj udružile su se sa ciljem da podstaknu energetske tranzicije njihove teritorije. Radi se o procesu u kojem su učešće uzeli građani, koji je započeo 2002 godine i koji je već 2015. godine doveo lokalnu zajednicu do 100% autonomno proizvedene i potrošene energije bazirane na OIE. Hronološki put opštine Wolfhagen ka energetske tranzicije:

- Opština je 2002. godine konstituisala komunalno preduzeće Stadtwerke Wolfhagen koje vodom i energijom snabdeva 13.500 građana;
- Opština je 2003. godine odlučila da otkupi električnu mrežu i taj posao je završen 2006. godine;
- Gradsko veće je 2008. godine utvrdilo da prelazak na korišćenje 100% električne energije iz OIE mora biti završen do 2015. godine;
- Između 2011. i 2014. godine realizuju se energetske postrojenja u svrhu zadovoljenja 100% lokalnih potreba za električnom energijom, pa su 2011. godine počela sa radom postrojenja na biogas poljoprivrednih preduzeća, a u sistem javne rasvete uvedeno je LED osvetljenje;
- Put ka osnivanju zadruge počinje u drugoj polovini 2010. godine angažovanjem dvojice građana koji su bili uvereni da je to najbolja pravna forma. Oni tokom dva sastanka u 2011. godini, na kojima je učestvovalo 300 ljudi, predstavljaju predlog o osnivanju zadruge;
- U januaru 2012. godine 176 građana upisuje 1654 akcija, a u februaru biraju predstavnike nadzornog odbora;
- Zadruga je osnovana u martu 2012. godine, ima 264 člana i više od 800.000 € akcijskog kapitala. Zadruga je otkupila 25% komunalnog preduzeća;
- Fotonaponski solarni park je bio prvi projekat koji je Stadtwerke Wolfhagen realizovala sredstvima iz učešća zadruge. Proizvodi električnu energiju zahvaljujući 42.000 PV modula smeštenih duž železničke pruge između Gasterfeld-a i Wolfhagena-a. Za njegovu izgradnju bile su uključene uglavnom lokalne kompanije koje su ga izgradile za nekoliko nedelja, a vrednost

investicije je bila 12 miliona €. Od tada obezbeđuje skoro 10 miliona kWh čiste energije za 3.100 domaćinstava. Prihodi od PV parka ne idu u druge svrhe već ostaju građanima regije i ova činjenica je predstavljala prekretnicu ka cilju zadovoljenja celokupnih godišnjih potreba Wolfhagena-a za električnom energijom. Osim ovog solarnog parka, postoje brojni fotonaponski sistemi instalirani na krovovima kuća, koji takođe daju svoj doprinos. Danas preko 1.000 PV postrojenja proizvodi električnu energiju u Wolfhagenu. Sa oko 0,5 kWp po stanovniku, instalisani kapacitet je znatno iznad proseka severnog Hesena i svedoči o jasnoj posvećenosti stanovnika grada ka energetske tranziciji u regionu;

- Izgradnja vetroparka je započeta u vreme osnivanja zadruge omogućivši njenim članovima da imaju svoje učešće u projektu. Vetropark generiše preostalih 50% potreba za električnom energijom, pušten je u rad 2014. godine, ima 4 turbine po 3 MWp svaka (investicija od 30 mil. €), generiše 286 GWh/god. što predstavlja potrebe približno 9.400 porodica. Zahvaljujući vetru, ne samo da nije potrebno uvoziti energiju, nego se stvara i dodatna vrednost jer su nacionalne i lokalne kompanije dobile preference za izgradnju postrojenja. Takođe, Stadtwerke Wolfhagen distribuira svoju poslovnu dobit Wolfhagenu i zadruzi.

Koristi za građane su višestruke. Oni su članovi zadruge i članovi deoničarskog društva kojim se upravlja od strane njima jednakih, a ne od strane velikih investitora. Oni poseduju male udele podeljene velikom broju akcionara, jedna akcija вреди 500€ i svaki akcionar može da ima maksimalno 40 akcija u vrednosti od 20.000€. Primaju dividendu u iznosu do 6% uloženog kapitala i imaju koristi od ušteda na računu. Konačno, aktivno učestvuju u promeni energetske politike na svojoj teritoriji i usmeravaju strategije svojih dobavljača energije.

B. Opština Magliano Alpi u Italiji [5]

Dana 16 septembra 2020. godine doneta je Uredba o podsticajnim merama za postrojenja koja koriste OIE u okviru eksperimentalnih konfiguracija kolektivne samopotrošnje i energetskih zajednica OIE tokom perioda od 20 godina. Biće dodeljene tarife u iznosu od 100€/MWh i 110€/MWh respektivno, za svaki kWh električne energije koji se deli između članova kolektivne samopotrošnje, odnosno energetskih zajednica OIE. [5]

Pod kolektivnom samopotrošnjom se podrazumeva grupa potrošača koja se nalazi u istoj zgradi ili kompleksu zgrada (kuća), dok su energetske zajednice veći entiteti koji mogu uključivati i preduzeća ili javne ustanove locirane u blizini postrojenja za proizvodnju.

U Italiji su podsticajne mere na raspolaganju sistemima koji koriste OIE a ne prelaze 200kW po kapacitetu, višak struje može biti utiskivan u mrežu ali bez podsticajne naknade, što će za posledicu imati, verovatno, veću primenu baterija. Podsticaji se ne dodeljuju za energiju koju korisnici sami potroše ali indirektni podsticaj predstavlja izbegnuti trošak za električnu energiju koji se kreće u dijapazonu od 0,13€ do 0,20€/kWh. Cilj energetskih zajednica je što više smanjiti razmenu električne energije sa

mrežom kroz maksimalno deljenje proizvedene energije na lokalnom nivou.

Hronološki put energetske zajednice u opštini Magliano Alpi:

- Opštinsko veće Magliano Alpi, u provinciji Cuneo, regija Pijemont, je 28. aprila 2020. godine odlučilo da se priključi „Manifestu energetskih zajednica za aktivnu centralnu ulogu građanina na novom energetskom tržištu“; [7]
- U opštini Magliano Alpi, koja ima 2.230 stanovnika, je 04. decembra 2020. godine konstituisana prva zajednica OIE u provinciji Cuneo. Zove se „Comunità Enegetica Rinnovabile Energy City Hall“ i registrovana je kao udruženje kod agencije za prihode 18.12.2020. godine. Do izbora predstavničkih tela predstavlja je gradonačelnik;
- Kao koordinator i prozjumer energetske zajednice, opština je stavila na raspolaganje fotonaponski sistem od 20kWp i ona će sa članovima zajednice moći da deli energiju koja je proizvedena ali nije i potrošena od strane opštine. Sistem je instaliran na krovu gradske većnice, a takođe napaja i jedan priključak za punjenje električnih vozila;
- Pored gradske kuće, članovi energetske zajednice su korisnici biblioteke, teretane i škole zajedno sa četiri porodice koje su se prve priključile zajednici;
- Na web stranici opštine dostupan je formular za učešće u energetske zajednici, kao i za formiranje novih energetskih zajednica na tom području, bilo kao prozjumer - stavljajući na raspolaganje nove fotonaponske sisteme, bilo kao potrošač - trošeći deo energije iz postrojenja zajednice. Proizvođači, potrošači i prozjumeri imaju ista prava i istu moć u energetske zajednici, dajući svoj doprinos što većem deljenju energije - primarnom cilju energetske zajednice;

Cilj opštine je bio da se smanji energetska potrošnja javnih zgrada i da se električna energija proizvede putem solarnih panela koji će se instalirati na krovovima ovih zgrada. U planu je dodatno postrojenje od 30kWp za ovu prvu energetsku zajednicu, koje će biti instalisano na školskoj teretani. S obzirom na spremnost ostalih građana da se priključe, u narednih nekoliko meseci predviđeno je osnivanje još dve zajednice za koje se već planiraju operativne procedure i instalacija novih sistema.

C. Stambeno udruženje u Švedskoj [2]

U pitanju je mala asocijacija pod imenom „Bostadsrättsföreningen Lyckansberg“ iz Švedske

- Osnovana je 2018. godine;
- U sastavu ima 85 stanova koji su u vlasništvu stanara;
- Aktivnosti udruženja: proizvodnja i potrošnja električne energije (solarna elektrana) i posed malog sistema za daljinsko grejanje;
- Kapacitet solarne elektrane je 60kW, a godišnja proizvodnja 55.000 kWh;
- Postrojenje proizvodi električnu energiju za potrebe osvetljenja, pranja veša, saune i druge funkcije u holu udruženja. U slučaju viška, električna energija se prodaje u mrežu, a ako je potražnja veća od proizvodnje, energija se kupuje iz mreže. Udruženje ima mali sistem za daljinsko grejanje;

- Ciljevi udruženja: kolektivna proizvodnja energije i kolektivno vlasništvo nad zajednicom.

D. „Community solar program“ u SAD-u

U SAD-u se poslednjih godina povećao broj projekata koji promovišu primenu energetske zajednice ali se to pre svega odnosi na projekte koji podrazumevaju „deljenje“ solarne energije. Takođe, često su u pitanju projekti namenjeni porodicama sa niskim primanjima i korisnicima koji iz različitih razloga nisu u mogućnosti da postavljaju panele na svojim objektima. Postoji puno različitih modela i načina finansiranja, a jedan od tipičnih se primenjuje u saveznoj državi Illinois.

„Community solar program“ u državi Illinois omogućava potrošačima električne energije da uživaju u pogodnostima solarne energije bez da moraju da instaliraju solarne panele na krovovima njihovih kuća. On im takođe omogućava da uštede novac na računima za električnu energiju u vrednosti energije proizvedene od strane njihovog dela projekta stacioniranog na odgovarajućoj lokaciji, slično kao što bi uštedeli da imaju instalirane panele na sopstvenoj imovini.

Vlasnik solarnog postrojenja, odnosno investitor, plaća troškove izgradnje, održavanja i povezivanja postrojenja sa mrežom elektroprivrednog komunalnog preduzeća. Kada se prijavite za učešće u ovom programu, pretplaćujete se na deo mesečne proizvodnje postrojenja.

Dobavljač električne energije za zajednicu će analizirati potrošnju vašeg domaćinstva kako bi odredio veličinu pretplate.

Svakog meseca plaćate lokalnom dobavljaču količinu električne energije proizvedene vašim delom postrojenja. Svi dobavljači u okviru programa „Community solar program“ u Illinoisu nude uštede naplaćujući električnu energiju manje nego što biste platili komunalnom preduzeću.

Dobavljač tada prijavi komunalnom preduzeću veličinu vaše proizvodnje, a komunalno preduzeće na vaš račun za električnu energiju dodaje kredit jednak veličini te proizvodnje.

Vlade mnogih zemalja na svetu uvode nova pravila koja se odnose na distributivnu proizvodnju, odnosno solarne sisteme za sopstvenu potrošnju, a koja takođe uključuju mogućnost stvaranja energetske zajednice. Tu su osim Evrope pre svega severna i južna Amerika i Australija.

IV ENERGETSKE ZAJEDNICE I NOVE TEHNOLOGIJE

Energetske zajednice mogu imati ključnu ulogu u procesu decentralizacije energetskeg sektora i lokalnom upravljanju obnovljivom energijom. One takođe mogu olakšati lokalnu optimizaciju energetskeg tokova i smanjenje energetskeg gubitaka, međutim njihov dugoročni uspeh će zavistiti od sposobnosti da upravljaju energetskom mrežom na isplativ način, obezbeđujući koristi za sve korisnike i ceo energetski sistem, radeći to samostalno ili u sadejstvu sa preduzećem za pružanje komunalnih usluga.

Sa porastom trenda ka lokalnoj potrošnji i ekonomiji deljenja, uloga komunalnih preduzeća se dovodi u pitanje. [8] Ipak, može se reći da se energetska industrija savršeno poklapa sa idejom

zajednice omogućavanjem distributivne razmene energije, autonomnim snabdevanjem energijom i moguće čak i konceptom „peer to peer trading“. Kad komunalna preduzeća uvide značaj malih distributivnih energetskeg postrojenja u domaćinstvima i malim preduzećima, ona će se priključiti ideji lokalne energetske tranzicije. Funkcionisanje energetskeg zajednice bilo bi puno lakše ako bi bilo vođeno od strane pružaoca komunalnih usluga. Izgradnjom digitalne platforme komunalna preduzeća mogu proceniti i optimizovati potrošnju i proizvodnju u zajednici, odnosno pomoći u jačanju lokalne energetske sigurnosti i stabilnosti mreže. Povezivanjem lokalnih domaćinstava i uravnotežavanjem njihove proizvodnje i potrošnje u okviru balansne grupe, komunalne službe mogu pružiti vredne i inovativne proizvode i rešenja kako postojećim, tako i potencijalno novim korisnicima. Ovakav način poslovanja daje priliku komunalnim preduzećima da izgrade čvršće veze i transparentnost sa svojim potrošačima, dajući rešenja koja obuhvataju solarne sisteme, sisteme za skladištenje i „e-mobility“, što sve zajedno gradi jedan od scenarija našeg snabdevanja energijom u budućnosti. Kooperativna struktura energetskeg zajednice omogućuje komunalnim preduzećima da privuku regionalne proizvođače obnovljive energije da svoju energiju ponude lokalno. Kao rezultat, učešće novih lokalnih vetroelektrana i solarnih postrojenja drastično će se povećati.

Poslovni modeli koji su bazirani na rešenjima u okviru zajednice pružaju kupcima veću slobodu izbora. To se može ostvariti samo uz pomoć digitalnih inovacija, na primer omogućavanjem članovima zajednice da vizualizuju lokalnu energiju obezbeđenu od njih samih ili drugih članova zajednice. Na ovaj način korisnici će moći da vide stepen autonomnosti prisutan u svojim domovima i zajednici, kao i podatak gde je energija proizvedena. Pored toga, sva postrojenja u domaćinstvima i malim preduzećima mogu se integrisati na platformama zajednice, formirajući tako virtuelne decentralizovane elektrane, tj. „Virtual Power Plants“ (VPP), koje će doprineti još većoj nezavisnosti od fosilnih goriva.

Primena modela VPPs u integrisanju distributivnih izvora energije (DER) uključujući solarne panele, baterije i tehnologije upravljanja potražnjom (demand response), u koordinaciji sa komunalnim preduzećima mogla bi da pruži velike mogućnosti. Međutim, tek kombinacija državne i lokalne regulative uz određene komercijalne aktivnosti omogućuje veću primenu distributivnih izvora energije i novih tehnologija. Dobavljači tehnologija za upravljanje potražnjom, koji koriste metod kontrole opterećenja (load controls) da bi smanjili nebitnu potražnju u određeno vreme, su takođe podržali usvajanje modela VPPs.

Ranije pasivna strana potražnje postaje sve aktivnija zbog usvajanja distributivnih izvora energije, koji uveliko proširuju izbore koji se, u upravljanju energetskim potrebama na nivou domaćinstava i preduzeća, nude potrošačima.

Trenutno se u svetu testiraju i projekti upravljanja VPPs od strane „blockchain“ tehnologije koja vrši verifikaciju i evidentiranje energetskeg transakcija, omogućavajući potrošačima da dele energiju koju proizvode svojim solarnim panelima, putem mikromreže.

I Evropska Unija je svojom Direktivom 2019/944 uvela preporuke da države članice omoguće svojim korisnicima "demand response" i "dynamic electricity price contract" servise, čime se olakšava i ubrzava primena novih tehnologija.

V ZAKLJUČAK

Svojim zakonodavnim okvirom Evropska Unija je širom otvorila vrata za veću primenu novih modela udruživanja, a sve u cilju veće primene obnovljivih izvora energije. Njegovo prevođenje u nacionalne zakone biće od suštinske važnosti za uspešan razvoj energetske zajednice. Postoje finansijski programi koji već podržavaju energetske zajednice pomažući potrošačima da se uključe u proizvodnju i upravljanje održivom energijom. Međutim, ciljevi zajednice mogli bi da budu iznevereni ukoliko rast i veličina ekonomskih aktivnosti porastu toliko da energetske zajednice postanu komercijalno orijentisane. Opštinama, odnosno lokalnim organima vlasti, će pripasti fundamentalna uloga u ubrzavanju modela decentralizovane proizvodnje i deljenja energije iz OIE. Veliki su izgledi da će model agregacije uveden direktivama, kao i drugi modeli sličnog tipa u ostatku sveta, dati veliki podsticaj većoj primeni obnovljivih izvora energije i približiti nas proklamovanom cilju o napuštanju fosilnih goriva i dekarbonizaciji.

Novim Zakonom o obnovljivim izvorima energije, u Republici Srbiji se uvode Zajednice obnovljivih izvora energije kao pravna lica koja se osnivaju u skladu sa zakonom kojim je uređen pravni položaj udruženja i zasnivaju se na otvorenom i dobrovoljnom učešću njihovih članova. S obzirom da je novim zakonom predviđeno da zajednica može da stekne status povlašćenog proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora, proističe da će energetske zajednice imati prava na podsticaje kroz sistem tržišnih premija i fid-in tarifa, zatim preuzimanje balansne odgovornosti, pravo na prioritetan pristup sistemu i druge podsticaje propisane zakonom. Pošto se mere podsticaja daju pod istim uslovima kao i ostalim učesnicima u postupku aukcija, a imajući u vidu da nije predviđeno subvencionisanje dela energije koji se deli između članova zajednice, postoji mogućnost da, kao

što je napred navedeno, dođe do čisto komercijalno motivisane aktivnosti, a što se ne podudara sa idejom da je jedan od ciljeva uvođenja energetske zajednice uključivanje što većeg broja ljudi u aktivno bavljenje pitanjima od značaja za lokalno upravljanje energijom.

Teško je predvideti kako će se energetske zajednice razvijati na području Republike Srbije ali se, posmatrajući iskustva drugih zemalja u okruženju, može reći da su najveći izgledi za njihovu pojavu u urbanim sredinama za one zajednice koje koriste fotonaponske elektrane uz mogućnost "crowdfunding" finansiranja, odnosno fotonaponske elektrane i bioglasna postrojenja u ruralnim sredinama.

LITERATURA

- [1] International Labor Office, Geneva, "Providing clean energy and energy access through cooperatives", 2013.
- [2] Cavamizaru, A., Uihlain, A. Energy communities: an overview of energy and social innovation, *JCR Publications Repository*, 2020. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119433> [pristupljeno 28.06.2021]
- [3] Benjamin Huybrechts and Sybille Mertens, Centre for Social Economy, HEC Management School, University of Liege, "The relevance of the cooperative model in the field of renewable energy", 2014.
- [4] Qualenergia, <https://www.qualenergia.it/articoli/comunita-energetiche-una-transizione-decisa-e-partecipata-dai-cittadini-di-Wolfhagen/> [pristupljeno 28.06.2021]
- [5] Qualenergia, <https://www.qualenergia.it/articoli/magliano-alpi-nuova-comunita-energetica-sotto-l-albero-di-natale/> [pristupljeno 28.06.2021]
- [6] Decreto n.285/2020 (Gazzetta Ufficiale n.285/2020)
- [7] Manifesto „Le Comunita energetiche per una centralita attiva del Cittadino nel nuovo mercato dell'energia“
- [8] <https://www.pv-magazine.com/2020/02/11/energy-communities-as-a-business-model-for-utilities/> [pristupljeno 28.06.2021]

AUTORI

Goran Rimac, Savetnik za investicije i obnovljive izvore energije, Pokrajinski sekretarijat za energetiku, građevinarstvo i saobraćaj, Novi Sad, goran.rimac@vojvodina.gov.rs

Tržište električne energije u Republici Srpskoj i Bosni i Hercegovini – pregled i analiza u 2020. godini

Electricity Market in Republika Srpska and Bosnia and Herzegovina - Review and Analysis in 2020

Dunja Mirjanić*, Tihomir Dabović**, Željko Marković***

* Direkcija za snabdijevanje električnom energijom, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ a.d. Trebinje, Republika Srpska, Bosna i Hercegovina

** Direkcija za javno snabdijevanje, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ a.d. Trebinje, Republika Srpska, Bosna i Hercegovina

*** Consulting, Deloitte d.o.o. Beograd, Srbija

Rezime - Tržišta električne energije u zemljama zapadnog Balkana i dalje nisu u potpunosti liberalizovana, pa se stoga mogu uočiti različiti stepeni otvorenosti tržišta električne energije od zemlje do zemlje, pa čak i unutar zemlje, za šta je Bosna i Hercegovina očigledan primjer. U Republici Srpskoj, formalno-pravni uslovi za otpočinjanje procesa otvaranja tržišta električne energije su se stekli stupanjem na snagu Zakona o električnoj energiji, krajem 2007. godine i Pravilnikom o snabdijevanju kvalifikovanih kupaca i postupku promjene snabdjevača, koji je stupio na snagu krajem 2014. godine. Ipak do otpočinjanja stvarnog procesa otvaranja tržišta električne energije nije došlo sve do stupanja na snagu Pravilnika o izmjenama i dopunama Pravilnika o snabdijevanju kvalifikovanih kupaca i postupku promjene snabdjevača, koji je stupio na snagu u martu 2019. godine.

U radu se najprije ispituju i analiziraju do sada sprovedene aktivnosti na liberalizaciji tržišta električnom energijom, i daje ocjena u pogledu dosadašnjih rezultata. Dalje se analiziraju potrebni uslovi i pitanja koja se nameću pred sprovođenje daljeg otvaranja tržišta električne energije u Republici Srpskoj. Na kraju, u tekstu se analiziraju najvažnije aktivnosti koje očekuju sve relevantne činioce, u prvom redu Vladu RS, potom resorno ministarstvo i RERS, snabdjevače kao i privredne subjekte koji aktivno učestvuju u oblikovanju tržišta električne energije u cilju pripreme tržišta za dalje otvaranje i ostvarenja uslova za njeno uspješno okončanje.

Ključne reči - liberalizacija tržišta električne energije, Republika Srpska, Bosna i Hercegovina, Elektroprivreda Republike Srpske, unutrašnje tržište električne energije

Abstract - Electricity markets in the Western Balkans are still not fully liberalized, so different of degrees electricity market openness can be observed from country to country and even within the country - Bosnia and Herzegovina is an obvious example. In Republika Srpska, the formal legal conditions for starting the process of opening the electricity market were met with the entry into force of the Law on Electricity in late 2007 and the Rulebook on Supplying Qualified Customers and the Procedure for Changing Suppliers, which entered into force in

late 2014. However, the actual process of opening the electricity market did not begin until the Ordinance on Amendments to the Ordinance on the Supply of Qualified Customers and the Procedure for Changing Suppliers entered into force, which entered into force in March 2019.

The paper first examines and analyses the activities carried out so far on the liberalization of the electricity market, and provides an assessment of achieved results. The necessary conditions and issues that arise before the further opening of the electricity market in the Republic of Srpska are further analysed. Finally, the most important activities that await all relevant actors, first the RS Government, then the line ministry and RERS, suppliers and businesses that actively participate in shaping the electricity market in order to prepare the market for further opening and meeting conditions for its successful completion were analysed in the text.

Index Terms - liberalization of the electricity market, Republika Srpska, Bosnia and Herzegovina, Elektroprivreda Republike Srpske, internal electricity market

I UVOD

Liberalizacija tržišta električne energije je proces koji je u globalnim razmjerama započeo prije više od tri decenije i koji u Republici Srpskoj, kao i u Bosni i Hercegovini, još nije okončan. I u zemljama gdje je ovaj proces nominalno okončan, uspostavljeno tržište električne energije se u svom funkcionisanju i dalje suočava sa određenim problemima koji su izazvani kako promjenama sa političkog i ekonomskog aspekta, tako i sa aspekta tehničkog i tehnološkog razvoja. Inicijalna ideja liberalizacije tržišta električne energije je bila da se u skladu sa teorijskim modelom perfektnog konkurentskog tržišta, kroz povećanje efikasnosti, dođe do smanjenja cijene električne energije. Zagovornici ove ideje su često povlačili paralelu sa sprovedenom liberalizacijom u telekomunikacionom sektoru, gdje je uvođenje konkurencije zaista dovelo do unapređenja kvaliteta usluga i smanjenja njihovih cijena. Iako na prvi pogled slični, prvenstveno u pogledu infrastrukture mreže, telekomunikacioni i elektroenergetski sektor imaju bitnu razliku u tome što se

telekomunikacioni sektor bavi samo pružanjem usluga, dok elektroenergetski sektor pored pružanja usluge prenosa i distribucije ima i segment proizvodnje električne energije. Stoga je proces liberalizacije tržišta električne energije morao da prati i proces razdvajanja djelatnosti. Kako prenos i distribucija električne energije imaju karakteristike prirodnog monopola, u ove dve djelatnosti nije imalo smisla uvoditi konkurenciju, pa su ostale kao regulisana djelatnost, dok se u sklopu procesa liberalizacije u segmentu proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom uvodi konkurencija.

Imajući u vidu da je elektroprivredni sektor prije početka liberalizacije bio organizovan kao vertikalno i horizontalno integrisan monopol, vrlo često u državnom vlasništvu, da bi se realizovao proces liberalizacije, bilo je potrebno sprovesti čitav niz koraka. Ti koraci su: vertikalno razdvajanje proizvodnje, prenosa, distribucije i snabdijevanja krajnjih kupaca, horizontalno razdvajanje proizvodnje i snabdijevanja, formiranje nezavisnog regulatornog tijela i regulisanje tzv. „mrežnih“ djelatnosti (djelatnosti u okviru kojih se pruža usluga pristupa električnoj mreži prenosnog, odnosno distributivnog sistema), uvođenje konkurencije u segment proizvodnje i snabdijevanja i kreiranje tržišta veleprodaje i maloprodaje. Razdvajanje proizvodnje i snabdijevanja od „mrežnih“ djelatnosti u postupku liberalizacije je vršeno kroz nekoliko različitih oblika i to: kroz funkcionalno izdvajanje, razdvajanje računovodstvenih računa, pravno razdvajanje i razdvajanje vlasništva, koje na kraju i predstavlja krajnji cilj restrukturiranja.

Iako je proces liberalizacije tržišta električne energije u zemljama članicama Evropske Unije okončan, to se ne može reći za Bosnu i Hercegovinu, gdje se mogu uočiti različiti stepeni otvorenosti tržišta električne energije unutar zemlje. Stoga će se u ovom radu dati presjek unutrašnjeg tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini i Republici Srpskoj, a potom će biti ispitane i analizirane sve do sada sprovedene aktivnosti na liberalizaciji tržišta električnom energijom, kao i potrebni uslovi i pitanja koja se nameću pred sprovođenje daljeg otvaranja tržišta električne energije.

II OTVORENOST TRŽIŠTA U BOSNI I HERCEGOVINI I REPUBLICI SRPSKOJ U 2019. GODINI

Od 1. januara 2015. godine svi kupci električne energije u Bosni i Hercegovini (BiH) imaju mogućnost da biraju svog snabdjevača na tržištu. Po pitanju internog tržišta električne energije, u oba entiteta (Federacija Bosne i Hercegovine i Republika Srpska) postoji regulacija cijena za domaćinstva i male kupce, dok veleprodajne cijene nisu regulisane. U Republici Srpskoj za državne kompanije koje se bave proizvodnjom električne energije i dalje postoji regulacija cijena električne energije na pragu elektrane koja se isporučuje za snabdijevanje potrošača u okviru obaveze javne usluge, a ova mogućnost regulacije cijena proizvođačima za potrebe javnog snabdijevanja nije ukinuta ni novim Zakonom o električnoj energiji¹. Prema podacima iz 2019. godine

unakrsna subvencija između malih komercijalnih kupaca i domaćinstava u prosjeku iznosi 26,3% (1).

U pogledu pristupa sistemu, postojeći pravni okvir omogućava nediskriminatorski i transparentan pristup treće strane elektroenergetskoj infrastrukturi. Usklađene tarifne metodologije za rad sistema primenjuju se od 2014. godine, a za usluge prenosa, od 2016. godine.

Tržišna pravila koja je Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK) odobrila 2015. godine pružaju osnovni okvir za trgovinu na veliko i ne sprečavaju uspostavljanje organizovanog operatora tržišta električne energije. Međutim, kako državni zakon ne definiše nadležnosti za osnivanje takvog pravnog lica, uspostavljanje organizovanog tržišta električne energije je praktično blokirano. Tržišna pravila iz 2016. godine omogućila su nezavisnom operatoru sistema NOS BIH da upravlja balansom tržištem na cijeloj teritoriji Bosne i Hercegovine. Mehanizam balansiranja se kontinuirano poboljšava, poslednja izmjena i dopuna pravila je bila 2019. godine, pa se može ocijeniti da se ovaj segment tržišta nalazi na zadovoljavajućem stepenu razvoja.

Što se tiče postupka razdvajanja operatora prenosnog i distributivnog sistema, na državnom nivou u Bosni i Hercegovini, zakonodavstvo koje se trenutno primjenjuje ne pruža okvir za razdvajanje operatora prenosnog sistema koje je usklađeno sa odredbama Trećeg energetskog paketa. Novi Zakon o regulatoru, prenosu i tržištu električne energije i dopunski Zakon o uspostavljanju operatora prenosnog sistema za električnu energiju, čiji je cilj da transponuje Treći energetski paket na državni nivo, i na čijem donošenju insistira Ministarski savjet Energetske zajednice, i dalje nisu usvojeni. U praksi, vlade oba entiteta kontrolišu nezavisnog operatora sistema NOS BIH i prenosnu kompaniju „Elektroprenos“.

U Federaciji Bosne i Hercegovine, Zakon o električnoj energiji predviđa razdvajanje operatora distributivnog sistema, međutim to razdvajanje i dalje nije sprovedeno. U Republici Srpskoj, novi Zakon o električnoj energiji transponuje odredbe o razdvajanju iz Trećeg energetskog paketa, tako da je početkom 2021. godine započet proces razdvajanja distributivne djelatnosti od snabdijevanja i formiranja javnog snabdjevača.

DERK je tokom 2019. godine pokrenula aktivnosti na transpoziciji i implementaciji REMIT-a u oblasti električne energije, da bi krajem 2019. godine bio usvojen Nacrt Odluke o transponiranju Uredbe (EU) o cjelovitosti i transparentnosti veleprodajnog tržišta energije, međutim puna transpozicija još nije okončana.

Tržište maloprodaje je liberalizovano. Ne postoje regulatorne prepreke za sve licencirane snabdjevače da pružaju usluge na teritoriji Bosne i Hercegovine i svi kupci mogu promijeniti snabdjevača po svom izboru. Ipak, većinu kupaca i dalje snabdijevaju postojeći snabdjevači, tako da se bilježi veoma mali broj promjene snabdjevača. Rezervno snabdijevanje za kupce na tržišnom snabdijevanju je ograničeno na period do dva mjeseca, u slučaju bankrota ili oduzimanja licence njihovom snabdjevaču ili neuspješne promjene snabdjevača.

¹ Zakon o električnoj energiji (Sl. glasnik RS, broj 68/2020), u daljem tekstu samo novi Zakon o električnoj energiji

Zaštita energetski ugroženih kupaca je prenesena u legislativu entitetskih zakona, pri čemu ne postoji usaglašena definicija ovih kupaca na nivou BiH. U Republici Srpskoj, trenutno ne postoji institucionalizovana zaštita energetski ugroženih kupaca, a novi Zakon o električnoj energiji u glavi XIII prepoznaje energetski zaštićene kupce kao socijalno ugrožene krajnje kupce iz kategorije domaćinstava kojima je ovaj status priznat po osnovu stanja socijalne potrebe. U toku 2021. godine, po stupanju Zakona o električnoj energiji na snagu i nakon donošenja podzakonskih akata, u prvom redu Uredbe o uslovima za sticanje statusa energetski zaštićenog kupca, očekuje se da će u Republici Srpskoj zaštita ovog segmenta stanovništva zaživjeti i biti institucionalizovana.

U Republici Srpskoj, formalno-pravni uslovi za otpočinjanje procesa liberalizacije tržišta električnom energijom su se stekli stupanjem na snagu Zakona o električnoj energiji, krajem 2007. godine i Pravilnikom o snabdijevanju kvalifikovanih kupaca i postupku promjene snabdjevača, koji je stupio na snagu krajem 2014. godine, tako da je tržište formalno-pravno bilo otvoreno za sve kupce od 01. januara 2015. godine. Ipak, do otpočinjanja stvarnog procesa otvaranja tržišta električne energije nije došlo, budući da su kupci, koji su kvalifikovani za tržišno snabdijevanje, mogli da koriste, praktično u neograničenom roku, rezervno snabdijevanje po nižim, regulisanim cijenama. Neograničen rok rezervnog snabdijevanja je postojao sve do stupanja na snagu Pravilnika o izmjenama i dopunama Pravilnika o snabdijevanju kvalifikovanih kupaca i postupku promjene snabdjevača, u martu 2019. godine, koji je ograničio rezervno snabdijevanje na šezdeset dana.

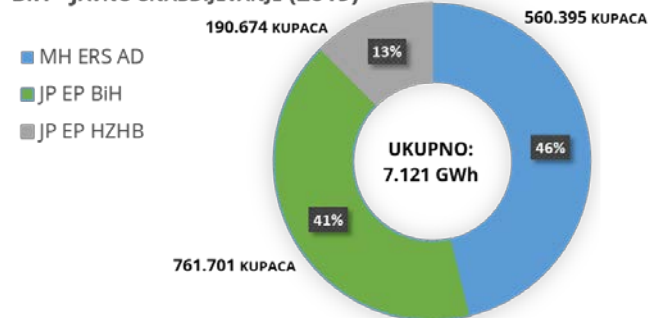
III TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U BOSNI I HERCEGOVINI I REPUBLICI SRPSKOJ U 2019. GODINI

Tržište električne energije na veliko u Bosni i Hercegovini (što važi i za Republiku Srpsku), zasniva se uglavnom na bilateralnim ugovorima, a što se tiče entitetskih vertikalno integrisanih kompanija (JP „Elektroprivreda BiH“, JP „Elektroprivreda HZ HB“ i MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ a.d.), jedino MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ MP a.d, Trebinje, pored trgovine putem bilateralnih ugovora, trguje i na SEEPEX-u. Iako bilateralno tržište nije institucionalizovano, 15 licenciranih subjekata koji su bili aktivni tokom 2019. godine, su ostvarili promet od preko 5.793 GWh. Kupcima koji se snabdijevaju u okviru univerzalne usluge isporučeno je 6.588,78 GWh (odnosno 60,1% ukupne potrošnje krajnjih kupaca), dok je kupcima na tržišnom snabdijevanju isporučeno 4.371,07 GWh (odnosno 39,9%) (1).

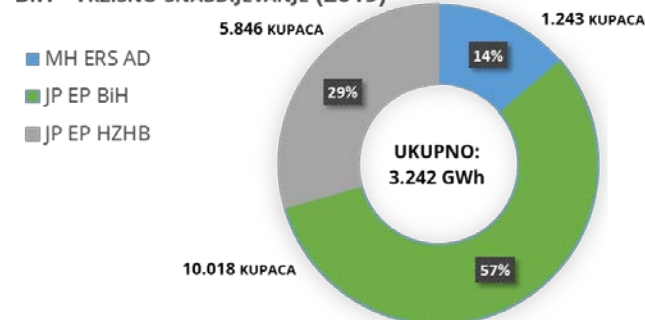
Najveći nosioci usluga su tri vertikalno integrisane kompanije sa funkcijama proizvodnje, trgovine i snabdijevanja električnom energijom. Njihov skoro kompletan proizvodni portfelj je namijenjen snabdijevanju krajnjih kupaca, putem transfera od proizvodnje do snabdijevanja unutar kompanije, pri čemu funkcija snabdijevanja krajnjih korisnika uzima od 50% do 70% ukupnog portfelja proizvodnje električne energije. Takođe, cijena električne energije nema jaku korelaciju sa tržišnim cijenama.

Ukupna potrošnja električne energije u BiH u 2019. godini iznosila je 12.330 GWh pri čemu su kupci priključeni na prijenosni sistem preuzeli 1.751 GWh, a kupci priključeni na distributivni sistem 10.143 GWh. Od ovog iznosa 9.209 GWh odnosi se na preuzimanje krajnjih kupaca, a 933 GWh na gubitke u distribuciji. Ukupna prodaja krajnjim kupcima iznosila je 10.960 GWh (1).

BiH - JAVNO SNABDIJEVANJE (2019)



BiH - TRŽIŠNO SNABDIJEVANJE (2019)



Slika 1. Ukupan udio isporučene električne energije na javnom i tržišnom snabdijevanju i broj kupaca entitetskih elektroprivreda u Bosni i Hercegovini, 2019. godine (Izvor: DERK, Analiza autora)

U BiH, tri entitetske elektroprivrede, snabdijevaju preko 95% kupaca na tržišnom snabdijevanju (u Federaciji BiH ostali snabdijevači snabdijevaju svega 5,23% energije koja se isporučuje na tržišnom snabdijevanju, dok u Republici Srpskoj mjerljivog udjela drugih snabdijevača na tržišnom snabdijevanju praktično i nema). Ukupan udio isporučene električne energije na javnom i tržišnom snabdijevanju u BiH i broj kupaca, za ove tri elektroprivrede je prikazan na Slici 1.

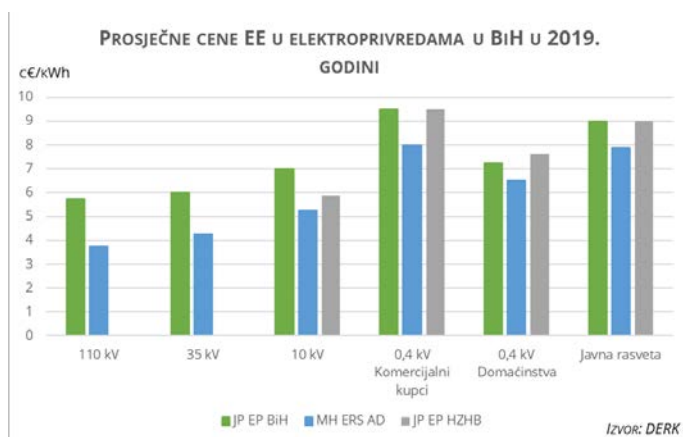
Dominantan položaj ovih elektroprivreda je podržan kako djelimično amortizovanom imovinom, tako i državnim subvencijama (2) i poslovanjem ispod profitne margine. Takođe, u poređenju sa drugim zemljama EU, dominantan položaj se crpi i iz činjenice da se troškovi emisije CO₂ ne uključuju u cijenu proizvedene električne energije iz uglja, budući da sistem trgovine emisijama nije uveden u BiH. U EU, naknade za emisiju CO₂ su se tokom 2019. godine kretale od 18,35 do 29,46 €/t (3). Sve ovo rezultira niskim cijenama električne energije iz proizvodnje dominantnih

elektroprivreda, što sa druge strane negativno utiče na razvoj konkurencije na veleprodajnom tržištu.

Prelazak na tržišno snabdijevanje industrijskih kupaca je rezultiralo određenim nivoom konvergencija cijena električne energije, ali su one i dalje daleko niže od prosjeka EU i regiona (Tabela 1), što se može vidjeti na slici 2, gdje su date prosječne ostvarene cijene entitetskih elektroprivreda.

Tabela 1. Prosečne cijene na organizovanim tržištima „dan unapred“ u 2019. godini (Izvor: Analiza autora)

Berzanski indeks	Prosečna cena (€/MWh) na tržištu „dan unapred“
EPEX – Evropska berza za Nemačku	37,70
SIPX – Slovenačka berza	48,72
HUPXDAM – Mađarska berza	50,31
OPCOM – Rumunska berza	50,25
SEEPEX – Srpska berza	50,48
CROPEX – Hrvatska berza	49,31



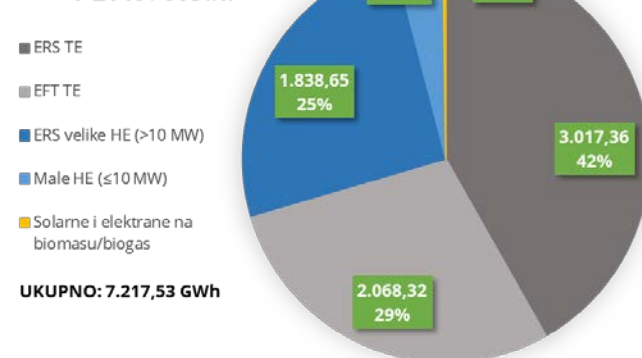
Slika 2. Ostvarene prosječne cijene električne energije sa svim uračunatim troškovima (bez PDV-a) po naponskim nivoima entitetskih elektroprivreda u Bosni i Hercegovini, 2019. godine (Izvor: DERK, Analiza autora)

Odsustvo berze, tj. organizovanog tržišta električne energije „dan unaprijed“ ostaje glavna prepreka za razvoj konkurencije. Na nivou maloprodaje konkurencija takođe nije uzela maha. Sadašnji proizvođači putem univerzalne usluge (javnog snabdijevanja) i dalje snabdijevaju električnom energijom i zadovoljavaju potrebe za skoro sve krajnje kupce. Mala veličina tržišta u kombinaciji sa niskim maloprodajnim cijenama koje su znatno ispod proseka EU, ne pružaju dovoljne podsticaje za ulazak novih snabdijevača na tržište. Promjena snabdjevača je još uvijek usputna, uglavnom zbog nedostatka konkurencije i niskih cijena.

Što se tiče Republike Srpske, u 2019. godini je proizvedeno oko 7,2 TWh električne energije (Slika 3.), dok je potrošnja krajnjih kupaca bila nešto iznad 3,7 TWh (Slika 4.). Kao što se može vidjeti, potrošnja električne energije u Republici Srpskoj je u potpunosti obezbjeđena proizvodnjom iz vlastitih izvora, a

znatan dio se plasira u izvoz.

PROIZVODNJA U RS U GWh U 2019. GODINI

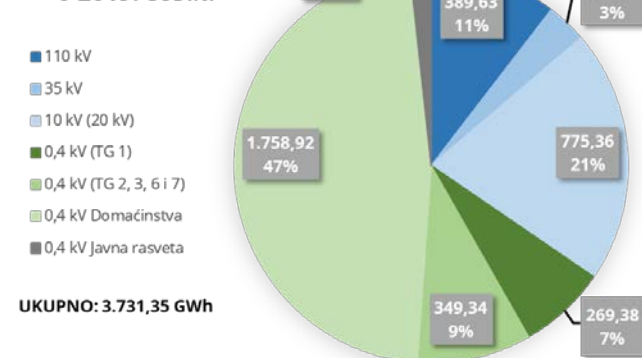


Slika 3. Proizvodnja električne energije u Republici Srpskoj u 2019. godini (Izvor: RERS, Analiza autora)

U 2019. godini u Republici Srpskoj se, kao i prethodnih godina, djelatnost javnog snabdijevanja, u potpunosti odvijala unutar MH „ERS“ MP a.d, Trebinje, a preko pet zavisnih preduzeća koja su na svom geografskom području, pored djelatnosti distribucije, obavljala i djelatnost snabdijevanja tarifnih kupaca. Pored toga što imaju obavezu javnog snabdijevanja, ovi snabdjevači imaju i obavezu snabdijevanja kvalifikovanih kupaca koji na otvorenom tržištu ostanu bez svog snabdjevača – rezervno snabdijevanje.

Za razliku od prethodnih godina, u 2019. godini, kupci električne energije iz Republike Srpske, a zbog ograničavanja rezervnog snabdijevanja na 60 dana, su pokazali značajnije interesovanje da promijene snabdjevača i da električnu energiju nabavljaju na tržištu od snabdjevača po vlastitom izboru.

POTROŠNJA U RS U GWh U 2019. GODINI

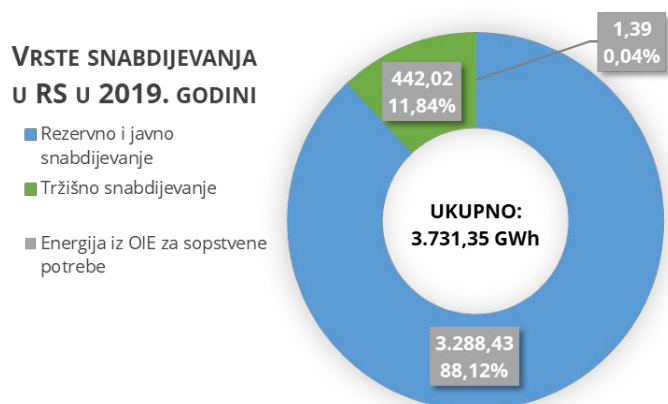


Slika 4. Potrošnja električne energije krajnjih kupaca po naponskim nivoima u Republici Srpskoj u 2019. godini (Izvor: RERS, Analiza autora)

Ovo se prije svega odnosilo na industrijske kupce koji su bili priključeni na višim naponskim nivoima. Stoga je došlo do značajnijeg pomaka na maloprodajnom tržištu, budući da su

kupci koji su se snabdijevali kod rezervnog snabdjevača imali pravo na rezervno snabdijevanje do 1. septembra 2019. godine, do kada su bili dužni da izaberu snabdjevača na tržištu.

MH „ERS“ MP a.d. Trebinje je u funkciji tržišnog snabdjevača ponudila ovim kupcima nove ugovore u skladu sa tržišnim principima. Do kraja 2019. godine, većina kupaca je prihvatila uslove koje je ponudio ovaj snabdjevač (ukupno 1.243 kupca) i zaključila ugovor o snabdijevanju. Pored MH „ERS“ MP a.d. Trebinje, jedini snabdjevač koji je bio aktivan na maloprodajnom tržištu Republike Srpske je bio „Energy Financing Team“ d.o.o. Bileća, koji je sklopio ugovor o snabdijevanju sa preostala 2 kupca od ukupno 1.245 kupaca koji su počeli da se snabdijevaju po tržišnim principima (4). Na slici 5 je prikazana raspodjela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja u 2019. godini u Republici Srpskoj.



Slika 5. Raspodjela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja u Republici Srpskoj u 2019. godini (Izvor: RERS, Analiza autora)

Rezervno snabdijevanje je ovim u toku 2019. godine, dobilo ulogu koja mu suštinski pripada, a to je da se koristi kao snabdijevanje u samo određenim situacijama.

Stopa promjene snabdjevača (*Switching Rate*), koja predstavlja odnos broja kupaca koji su promijenili snabdjevača u određenom vremenskom periodu i ukupnog broja kupaca, kao pokazatelj aktivnosti kupaca na maloprodajnom tržištu električne energije je u 2019. godini iznosila 0,22%, jer je 1.245 kupaca promenilo snabdjevača od ukupno 561.670 kupaca. Gledano na ukupan broj industrijskih kupaca (33.873), ta stopa je viša, i iznosi 3,68%.

IV TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U REPUBLICI SRPSKOJ U 2020. GODINI

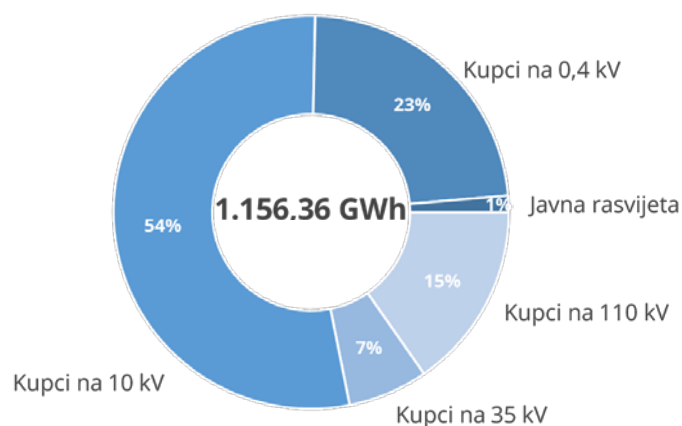
Potrošnja krajnjih kupaca u Republici Srpskoj je u 2020. godini bila 3,51 TWh. U smislu daljeg razvoja tržišnog snabdijevanja od 01.01.2020. godine, na tržište su izašli i kupci na niskom naponu, čija je potrošnja u 2019. godini bila veća od 35 MWh. Struktura kupaca koji se snabdijevaju na tržištu u 2020. godini je prikazana Tabelom 2.

Učešće kupaca po kategorijama potrošnje u ostvarenoj prodaji

električne energije na tržišnom snabdijevanju u 2020. godine u Republici Srpskoj je prikazano slikom 6.

Tabela 2. Struktura kupaca po kategorijama potrošnje u sistemu tržišnog snabdijevanja u Republici Srpskoj u 2020. godini (Izvor: MH „ERS“ AD Trebinje, Analiza autora)

R.Br.	Kategorija potrošnje	Broj kupaca	Broj mjernih mjesta	Potrošnja (GWh)
1	110 kV	5	17	213
2	35 kV	29	41	100
3	10 kV	985	1.263	767
4	0,4 kV	2.914	3.534	327
5	0,4 kV Javna rasvjeta	48	408	14
Ukupno		3.981	5.263	1.421



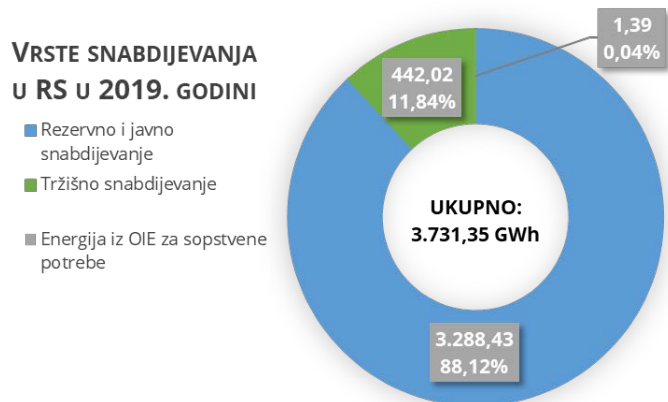
Slika 6. Učešće kupaca po kategorijama potrošnje u ostvarenoj prodaji električne energije po tržišnim principima u RS u 2020. (Izvor: MH „ERS“ AD Trebinje, Analiza autora)

Što se tiče javnog snabdijevanja, u 2020. godini nije bilo promjena, tako da se u Republici Srpskoj djelatnost javnog snabdijevanja u potpunosti odvijala unutar MH „ERS“ MP a.d. Trebinje preko pet zavisnih preduzeća koja su na svom geografskom području, pored djelatnosti distribucije, obavljala i djelatnost snabdijevanja tarifnih kupaca. I dalje, pored obaveze javnog snabdijevanja, ovi snabdjevači imaju i obavezu rezervnog snabdijevanja.

Ovo se prije svega odnosilo na industrijske kupce koji su bili priključeni na višim naponskim nivoima. Stoga je došlo do značajnijeg pomaka na maloprodajnom tržištu, budući da su kupci koji su se snabdijevali kod rezervnog snabdjevača imali pravo na rezervno snabdijevanje do 1. septembra 2019. godine, do kada su bili dužni da izaberu snabdjevača na tržištu.

MH „ERS“ MP a.d. Trebinje je u funkciji tržišnog snabdjevača ponudila ovim kupcima nove ugovore u skladu sa tržišnim principima. Do kraja 2019. godine, većina kupaca je prihvatila uslove koje je ponudio ovaj snabdjevač (ukupno 1.243 kupca) i zaključila ugovor o snabdijevanju. Pored MH „ERS“ MP a.d. Trebinje, jedini snabdjevač koji je bio aktivan

na maloprodajnom tržištu Republike Srpske je bio „Energy Financing Team“ d.o.o. Bileća, koji je sklopio ugovor o snabdijevanju sa preostala 2 kupca od ukupno 1.245 kupaca koji su počeli da se snabdijevaju po tržišnim principima (4). Na slici 5 je prikazana raspodela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja u 2019. godini u Republici Srpskoj.



Slika 5. Raspodela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja u Republici Srpskoj u 2019. godini (Izvor: RERS, Analiza autora)

Rezervno snabdijevanje je ovim u toku 2019. godine, dobilo ulogu koja mu suštinski pripada, a to je da se koristi kao snabdijevanje u samo određenim situacijama.

Stopa promjene snabdijevača (*Switching Rate*), koja predstavlja odnos broja kupaca koji su promijenili snabdijevača u određenom vremenskom periodu i ukupnog broja kupaca, kao pokazatelj aktivnosti kupaca na maloprodajnom tržištu električne energije je u 2019. godini iznosila 0,22%, jer je 1.245 kupaca promenilo snabdijevača od ukupno 561.670 kupaca. Gledano na ukupan broj industrijskih kupaca (33.873), ta stopa je viša, i iznosi 3,68%.

IV TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U REPUBLICI SRPSKOJ U 2020. GODINI

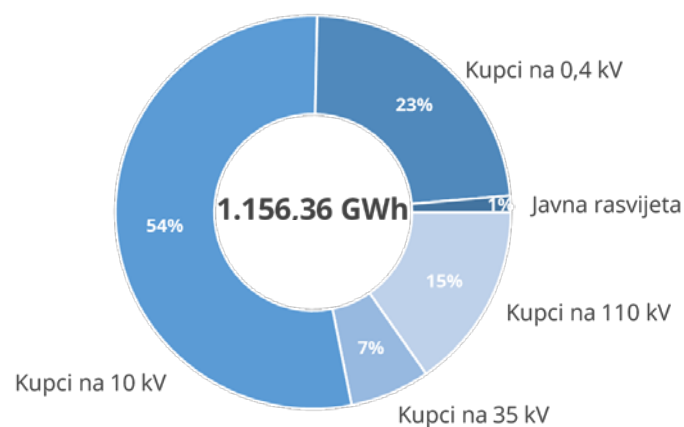
Potrošnja krajnjih kupaca u Republici Srpskoj je u 2020. godini bila 3,51 TWh. U smislu daljeg razvoja tržišnog snabdijevanja od 01.01.2020. godine, na tržište su izašli i kupci na niskom naponu, čija je potrošnja u 2019. godini bila veća od 35 MWh. Struktura kupaca koji se snabdijevaju na tržištu u 2020. godini je prikazana Tabelom 2.

Učešće kupaca po kategorijama potrošnje u ostvarenoj prodaji električne energije na tržišnom snabdijevanju u 2020. godine u Republici Srpskoj je prikazano slikom 6.

Što se tiče javnog snabdijevanja, u 2020. godini nije bilo promjena, tako da se u Republici Srpskoj djelatnost javnog snabdijevanja u potpunosti odvijala unutar MH „ERS“ MP a.d, Trebinje preko pet zavisnih preduzeća koja su na svom geografskom području, pored djelatnosti distribucije, obavljala i djelatnost snabdijevanja tarifnih kupaca. I dalje, pored obaveze javnog snabdijevanja, ovi snabdijevači imaju i obavezu rezervnog snabdijevanja.

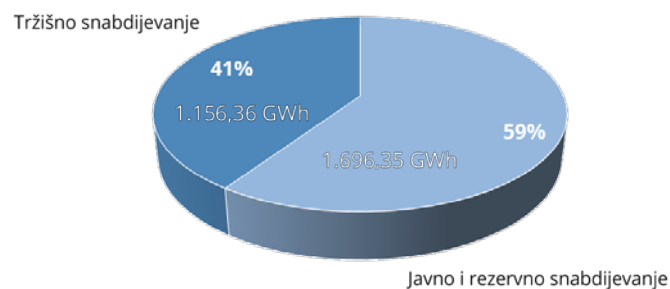
Tabela 2. Struktura kupaca po kategorijama potrošnje u sistemu tržišnog snabdijevanja u Republici Srpskoj u 2020. godini (Izvor: MH „ERS“ AD Trebinje, Analiza autora)

R.Br.	Kategorija potrošnje	Broj kupaca	Broj mjernih mjesta	Potrošnja (GWh)
1	110 kV	5	17	213
2	35 kV	29	41	100
3	10 kV	985	1.263	767
4	0,4 kV	2.914	3.534	327
5	0,4 kV Javna rasvjeta	48	408	14
Ukupno		3.981	5.263	1.421



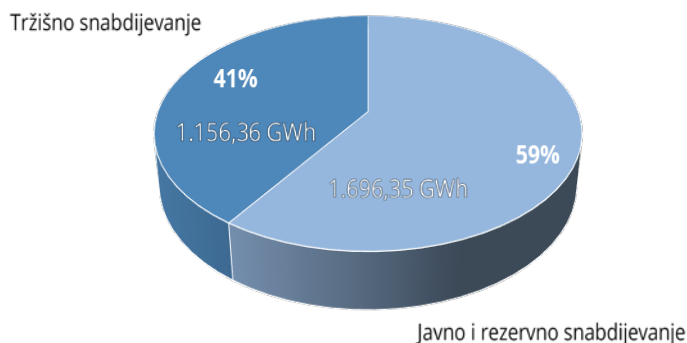
Slika 6. Učešće kupaca po kategorijama potrošnje u ostvarenoj prodaji električne energije po tržišnim principima u RS u 2020. (Izvor: MH „ERS“ AD Trebinje, Analiza autora)

Na slici 7 je prikazana raspodela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja za prvih 10 meseci u 2020. godini u Republici Srpskoj.



Slika 7. Raspodela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja u RS u 2020. (Izvor: MH „ERS“ AD Trebinje, Analiza autora)

Na slici 7 je prikazana raspodela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja za prvih 10 meseci u 2020. godini u Republici Srpskoj.



Slika 7. Raspodjela potrošnje električne energije po vrstama snabdijevanja u RS u 2020. (Izvor: MH „ERS“ AD Trebinje, Analiza autora)

V ANALIZA DALJEG OTVARANJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U REPUBLICI SRPSKOJ I BOSNI I HERCEGOVINI

Imajući u vidu malu veličinu internog tržišta električne energije u BiH, kao i malu veličinu regionalnog tržišta, u prvom redu je neophodna integracija u pan-evropsko tržište koja bi omogućila ozbiljniji razvoj konkurencije i povećanje efikasnosti prekogranične trgovine električnom energijom. Ključni preduslov je povezivanje tržišta „dan unaprijed“ i „unutar dana“, kako na regionalnom nivou (unutar zapadnog Balkana), tako i sa državama članicama EU, pa tako treba intenzivirati aktivnosti na usvajanju pravno-obavezujućeg okvira za spajanje tržišta. Osnovni preduslov za spajanje tržišta je postojanje operativnog tržišta „dan unaprijed“ u samoj BiH, čije uspostavljanje, zbog nedostajućeg pravnog okvira, i dalje nije započeto. Pored prethodno iznesenog, u narednom periodu treba intenzivirati i potpisivanje regionalnih sporazuma između BiH i zemalja regiona, kao i sa susjednim EU regionima za izračunavanje međuzonskih kapaciteta, koji bi doprinijeli boljem iskorišćenju prekograničnih kapaciteta, koji su trenutno uglavnom nedovoljno iskorišćeni.

Što se tiče transparentnosti tržišta električne energije u smislu omogućavanja sveobuhvatne procjene osnova funkcionisanja tržišta kroz centralizovano objavljivanje podataka, tržište električne energije u BiH i Republici Srpskoj se ne može ocijeniti kao potpuno transparentno. U BiH zakonodavstvo na državnom nivou nameće obavezu nezavisnom operatoru prenosnog sistema da objavljuje podatke o prenosnom kapacitetu i pomoćnim uslugama, uključujući pravo da zahtjeva relevantne podatke od učesnika na tržištu. Na entitetskom nivou različita tržišna pravila uključuju obavezu izvještavanja o prognozi potražnje, korišćenju distributivnih mreža i ugovorenoj ponudi. Obaveze za objavljivanje određenih podataka postoje u primenjenim pravilima za raspodjelu prekograničnih kapaciteta, tržišnim pravilima i pravilima balansiranja. Međutim, Uredba Komisije (EU) 543/2013 o podnošenju i objavljivanju podataka na tržištima električne energije, kao takva formalno nije transponovana u nacionalno zakonodavstvo. Stoga i Regulatorni odbor Energetske zajednice u svom izvještaju naglašava važnost transparentnosti za razvoj tržišta električne energije i podstiče regulatore da u svim slučajevima osiguraju, a tamo gdje je potrebno i pojačaju, usaglašenost svojih nacionalnih učesnika na tržištu sa zahtjevima za objavljivanje podataka iz pomenute

Uredbe. Treba napomenuti i da, sa svoje strane, NOS BIH razvija svoju softversku platformu za pružanje podataka za objavljivanje na platformi za transparentnost ENTSO-E.

U pogledu maloprodajnog segmenta, na komercijalnom snabdijevanju potrebno je načiniti dalje korake da se ukinu državne subvencije entitetskim elektroprivredama, kao i da se njihovo poslovanje podigne iznad profitne margine, kako bi bile spremne da se spremno uhvate u koštac sa svim izazovima koje donosi tranzicija ka dekarbonizovanoj budućnosti, i izvjesno uvođenje sistema za trgovinu emisijama CO₂ u narednoj dekadi. Ovo će sa druge strane sigurno pozitivno uticati i na razvoj konkurencije u ovom segmentu. Što se tiče javnog snabdijevanja, potrebno je da se unakrsne subvencije u pogledu regulisanih cijena za domaćinstva i male kupce budućim mjerama regulatornih komisija u oba entiteta i efikasnim funkcioniranjem tržišta nastave smanjivati, čime će se ispoštovati osnovni regulatorni princip odražavanja stvarnih troškova u formiranju cijena. Time će se omogućiti tržišno nadmetanje i u snabdijevanju domaćinstava, odnosno otvoriti mogućnosti tržišnim snabdjevačima da ponude povoljnije cijene i budu konkurentni i u tom segmentu tržišta.

Iako je stav Evropske komisije da regulisane cijene predstavljaju prepreku konkurenciji na maloprodajnom tržištu električne energije i upravljivoj potrošnji, ukoliko nisu vremenski ograničene ili primjenjive u izuzetnim slučajevima uslovljenim socijalno-ekonomskim okolnostima, regulacija cijena električne energije za domaćinstva postoji i kod država članica EU, tako da se ne može očekivati brzo ukidanje regulacije cena u BiH i Republici Srpskoj.

Ono što se svakako mora naglasiti je da postoji bitna razlika između regulisanih cijena na maloprodajnim tržištima zemalja članica EU i pojedinih zemalja regiona, kao i Republike Srpske. U slučaju zemalja članica EU, regulisane cijene obično predstavljaju gornji segment cjenovnog ranga, tako da su cijene koje se nude od strane ostalih snabdjevača nešto niže od cijene na javnom snabdijevanju. Na ovaj način, regulisane cijene ne predstavljaju direktnu prepreku za razvoj tržišta i ograničavajući faktor za ulazak novih snabdjevača na tržište, budući da su zasnovane na tržišnim cijenama za električnu energiju. Nasuprot tome, u slučaju Republike Srpske, prosječna maloprodajna regulisana cijena za javno snabdevanje je, kako u ovom trenutku, tako izvjesno i u budućnosti, niža u odnosu na „punu ekonomsku cijenu“, tako da nema zainteresovanih snabdjevača na ovom segmentu tržišta, a i da ih ima, kupci nemaju interesa da mijenjaju javnog snabdevača koji im nudi jeftiniju cijenu od bilo kog drugog snabdjevača. Ovim se onemogućava postojanje konkurentnog tržišta, ali i održivog poslovanja javnog snabdjevača.

Da bi se omogućila „mekana tranzicija“ regulisanih cijena sa sadašnjih cijena električne energije za domaćinstva koje su u funkciji jednog od makroekonomskih instrumenata uz pomoć koga država sprovodi dio socijalne politike, ka tržišnim cijenama, kada bi regulacija cijena mogla biti ukinuta, novi Zakon o električnoj energiji je članom 135. propisao postepeno povećavanje udjela električne energije za javno snabdijevanje koja se nabavlja na tržištu pri čemu se smanjuje udio u nabavci električne energije za javno snabdijevanje po

reguliranim cijenama, sa projekcijom da će se od 2025. godine, cjelokupna električna energija za javno snabdijevanje nabavljati u skladu sa tržišnim principima.

U Republici Srpskoj, krajem 2020. godine, Ministarstvo zdravlja i socijalne zaštite je započelo aktivnosti na donošenju Uredbe o uslovima za sticanje statusa energetski zaštićenog kupca, pa se očekuje da će tokom 2021. godine zaštita ovog segmenta stanovništva zaživjeti i biti institucionalizovana u ovom entitetu. Ipak, u EU je takozvani Četvrti energetski paket (Paket čista energija za sve Evropljane), uveo niz zahtjeva koji se odnose na energetsko siromaštvo. Tako se od država članica EU zahtijeva da procijene broj domaćinstava koja su u energetskom siromaštvu, i u slučaju da postoji značajan broj ovakvih domaćinstava, da u svoj plan uključe nacionalni indikativni cilj i mjere za smanjenje energetskog siromaštva i kao i da redovno izvještavaju o postignutom napretku. S druge strane, nova Direktiva o električnoj energiji zahtijeva od država članica EU da uspostave i objave set kriterijuma za procjenu broja kupaca u energetskom siromaštvu. Prema zaključcima Ministarskog saveta Energetske zajednice usvojenim 2019. godine, navedena legislativa EU postaće dio pravnog okvira Energetske zajednice u 2021. godini, pa će i Republika Srpska, kao konstitutivni dio Bosne i Hercegovine koja je ugovorna strana Energetske zajednice, morati da u budućnosti implementira navedene propise u nacionalno zakonodavstvo.

Efikasna energetska tranzicija ka dekarbonizovanju energetske budućnosti zahtijevaće povećanje napora ka razvijanju konkurencije na tržištu električne energije i razvijanju mehanizama sa efikasnim cjenovnim signalima koji će privući konkurentne investicije u obnovljive izvore i omogućiti novim igračima da uđu na tržište. Jedan od segmenata novih tržišnih igrača koje treba razviti su kupci – proizvođači električne energije iz obnovljivih izvora energije. U pogledu legislative, novim Zakonom o električnoj energiji prepoznat je ovaj segment krajnjih kupaca, a kroz podzakonska akta potrebno je obezbediti njihovu integraciju na način i kako je opisano u nedavno donesenim Smjernicama politike Sekretarijata Energetske zajednice o integraciji kupaca – proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora energije (4).

VI ZAKLJUČAK

Razvoj konkurentnog tržišta električne energije je ključan za dobijanje pouzdanih cjenovnih signala na tržištu i nastavka energetske tranzicije svih tržišta električne energije u zemljama regiona zapadnog Balkana, pa samim tim i tržišta u BiH, odnosno tržišta u Republici Srpskoj. Implementacija legislative iz Trećeg energetskog paketa je dovela do značajnog restrukturiranja elektroenergetskog sektora i internog tržišta električne energije, što je rezultiralo u određenoj mjeri i djelimičnom deregulacijom cijena i otvaranjem tržišta. Ipak, stvarna konkurencija je još uvijek

daleko od razvoja. Kao posljedica toga, investicije u elektroenergetskom sektoru koje su posljedica signala sa tržišta električne energije idu dosta sporo.

U budućnosti je potrebno intenzivirati rad na svim aktivnostima koje je potrebno sprovesti na putu ka potpuno liberalizovanom i uređenom tržištu električne energije. Na ovom putu značajna je uloga svih zainteresovanih strana, pri čemu je najveća odgovornost kako na entitetskim vladama i resornim ministarstvima, tako i na regulatornim tijelima oba entiteta kao i na nivou Bosne i Hercegovine, i naravno na tri entitetske elektroprivrede, koje predstavljaju najveće igrače na tržištu. Potpuna implementacija Trećeg energetskog paketa, a uskoro i Četvrtog, mora biti imperativ koji će omogućiti puno uspostavljanje tržišta električnom energijom i što je najvažnije obezbijediti konkurentno okruženje koje će doprinijeti ispunjenju nacionalnih ciljeva koji su prevashodno usmjereni na obezbeđivanje sigurnosti snabdijevanja električnom energijom, održivosti poslovanja nacionalnih elektroprivreda i u pravcu ostvarivanja snabdijevanja električnom energijom po što nižoj cijeni, a u cilju obezbeđenja što boljeg socijalnog položaja svojih građana, kao i boljih uslova za razvoj ostalih grana privrede. Prethodno izneseno uostalom predstavlja i opšti interes Republike Srpske i kao takvo je prepoznato i u novom Zakonu o električnoj energiji.

LITERATURA

- [1] Državna regulatorna komisija za električnu energiju, "Izveštaj o radu za 2019. godinu," Sarajevo, 2020., <https://www.der.k.ba/DocumentsPDFs/DERK-Izvjestaj-o-radu-2019-b.pdf> [pristupljeno 12.06.2021]
- [2] Energy Community Secretariat, "Rocking the Boat: What is Keeping the Energy Community's Coal Sector Afloat?" Wien, 2019., <https://www.euneighbours.eu/en/east/stay-informed/publications/rocking-boat-what-keeping-energy-communitys-coal-sector-afloat> [pristupljeno 12.06.2021]
- [3] EEX, "Emission Spot Primary Market Auction Report 2019," Leipzig, 2020.
- [4] Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, "Regulatorni izvještaj o tržištu električne energije, prirodnog gasa i nafte i derivata nafte u Republici Srpskoj za 2019. godinu," Trebinje, 2020., https://reers.ba/wp-content/uploads/2020/09/Izvjestaj_RERS_2019_LAT_2_dio_FINAL-Z.pdf [pristupljeno 12.06.2021]
- [5] Energy Community Secretariat, "Policy Guidelines on Integration of Renewables Self-Consumers", PG 03/2020, Wien, 2020, https://energy-community.org/dam/jcr:7e4760a1-3890-4a7a-a067-d9e16c80ddeb/PG_2020_03_RES.pdf [pristupljeno 12.06.2021]

AUTORI

Dunja Mirjanić, dipl. ek., MH "Elektroprivreda Republike Srpske" matično preduzeće AD, Trebinje, dunja@ers.ba
Tihomir Dabović, dipl. inž. el., MH "Elektroprivreda Republike Srpske" matično preduzeće AD, Trebinje, tdabovic@ers.ba
mr Željko Marković, dipl. inž. el., Deloitte d.o.o, Beograd, zmarkovic@deloittece.com (autor za korespondenciju)

Korekcija određivanja položaja regulacione preklopke iz struja i napona primara i sekundara po snimljenim vrednostima pojedinačnog transformatora

Correction of Determining the Position of the Control Switch from the Currents and Voltages of the Primary and Secondary According to the Recorded Values of the Individual Transformer

Siniša Spremić, Dušan Obradović

EPS – Tehnički centar Novi Sad

Rezime - U radu se razmatra mogućnost direktne korekcije greške kod određivanja položaja regulacione preklopke iz napona primara i sekundara pojedinačnih transformatora koji imaju veći broj snimljenih merenih vrednosti napona i struja u manjem ili većem opsegu opterećenja. Direktna korekcija se nadovezuje na prethodno izvršenu korekciju greške od pada napona na impedansi transformatora koja se koristi za proračun položaja regulacione preklopke korišćenjem napona. Direktna korekcija se vrši određivanjem srednje vrednosti svih tačaka i zatim oduzimanjem na taj način određene srednje vrednosti od vrednosti pojedinačnih tačaka.

Ključne reči – položaj regulacione sklopke, struja, prenosni odnos, korekcija

Abstract - The paper considers the possibility of direct error correction when determining the position of the control switch from the primary and secondary voltages of individual transformers that have a larger number of recorded measured values of voltage and current in a smaller or larger load range. The direct correction builds on the previously performed error correction from the voltage drop on the transformer impedance, which is used to calculate the position of the control switch using voltage. Direct correction is performed by determining the mean value of all points and then subtracting the determined mean value from the value of individual points.

Index terms – control switch position, current, turn ratio, correction

1 UVOD

U savremenim inteligentnim elektroničkim uređajima (u daljem tekstu: IEU) postoje sve neophodne funkcije zaštite, automatizacije, upravljanja i signalizacije. Moguće je da se naprave dodatne zaštitne, automatizacione, upravljačke i signalne funkcije ili postojeće mogu da budu unapređene koristeći mogućnosti komunikacije sa krajnjim ciljem povećanja pouzdanosti i preciznosti. Takođe funkcije mogu da se izvedu u

sistemu nadzora, upravljanja i prikupljanja podataka (u daljem tekstu: SCADA).

Podatak o položaju regulacione preklopke (u daljem tekstu: RP) je neophodan za lokalno i daljinsko nadgledanje i upravljanje, za paralelan rad transformatora koristeći metodu vodeći-prateći (eng. Master-Follower) i može da se iskoristi za osetljivije podešavanje diferencijalne zaštite transformatora.

Jedna od savremenih težnji je unapređenje pouzdanosti u svakom delu prenosa i distribucije električne energije. Koristeći napredne mogućnosti savremenih IEU ili SCADA i jednačine za određivanje položaja RP koristeći primarne i sekundarne (tercijarne) struje i napone može da se unapredi pouzdanost i preciznost.

Korišćenjem korekcija se odstupanja položaja RP dobijenog računski iz mernih veličina napona mogu svesti na nivo da se zaokruživanjem na ceo broj dobiju tačne vrednosti položaja RP.

II OPIS ODREĐIVANJA POLOŽAJA RP SA KOREKCIJAMA

Postojeći način obezbeđenja podatka o položaju RP je iz ormara motornog pogona (u daljem tekstu: MP) RP koristeći različite izlaze (mA, kontaktni opseg i kodovi BCD, Grey i Binary). Iako su ovi uređaji su pouzdani povremeno se pojave različiti kvarovi koji vode do netačnog podatka o položaju RP ili tog podatka uopšte nema, a to uzrokuje blokadu paralelnog rada transformatora koristeći metodu vodeći-prateći i manje osetljivu diferencijalnu zaštitu transformatora u IEU koji su opremljeni ovom opcijom. Manje značajno, ali ne zanemarivo je izostanak daljinskog nadzornog podatka.

Jednačina za izračunavanje položaja regulacione sklopke [1] je data ispod.

$$n_{RP} = \frac{100}{V_s} \cdot \left(1 - \frac{m_{meas}}{m_{12sr}} \right) + 0,5 \cdot n_{uk} + 0,5 \quad (1)$$

gde su:

- n_{RP} merno računati položaj RP iz merenih vrednosti struja ili napona,

- n_{uk} broj položaja RP sa različitim prenosnim odnosom,
- m_{meas} prenosni odnos računat iz primarnih i sekundarnih struja i napona,
- m_{12sr} računski prenosni odnos za srednji položaj RP i
- V_s korak promene napona primara za promenu jednog položaja RP u %.

Jednačina za izračunati prenosni odnos iz primarnih i sekundarnih struja m_{meas} je zbog korekcije uticaja greške prenosnog odnosa energetskog transformatora izmenjena u odnosu na [1]:

$$m_{meas} = \frac{\frac{I_{L1sec}}{I_{L1prim}} + \frac{I_{L2sec}}{I_{L2prim}} + \frac{I_{L3sec}}{I_{L3prim}}}{3} \quad (2)$$

Iz primarnih i sekundarnih napona m_{meas} je takođe izmenjena u odnosu na [1]:

$$m_{meas} = \frac{\frac{U_{L1prim}}{U_{L1sec}} + \frac{U_{L2prim}}{U_{L2sec}} + \frac{U_{L3prim}}{U_{L3sec}}}{3} \quad (3)$$

U određivanju položaja RP korišćenjem struja postoje greške: analognih ulaza u IEU, prenosnog odnosa transformatora, strujnih transformatora i zbog struja magnćenja (struja praznog hoda) transformatora [2]. U određivanju položaja RP korišćenjem napona postoje greške: analognih ulaza u IEU, prenosnog odnosa transformatora, naponskih transformatora, zbog struja opterećenja transformatora (pad napona na impedansi transformatora) i paralelnog rada transformatora [2]. Za sve greške postoji mogućnost korekcije [2] što je u nekim slučajevima jednostavno dok u nekim slučajevima zahteva kalibraciju odgovarajućim uređajima i vremenski značajno korišćenje zaposlenih i uređaja.

Za određivanje položaja RP iz napona su korišćeni jedan međufazni napon primara i jedan sekundara.

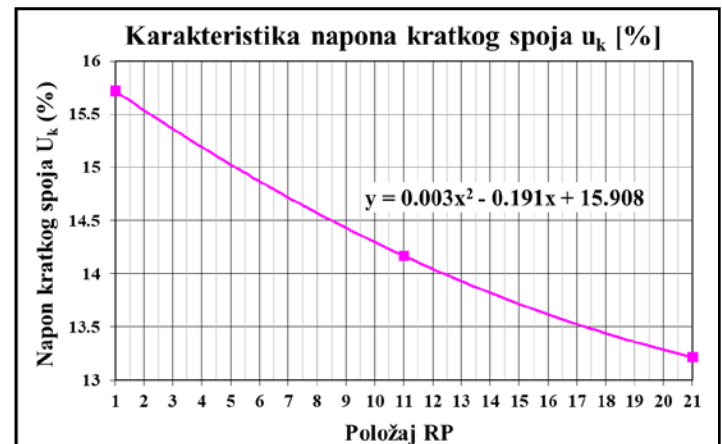
Za proveru mogućnosti određivanja položaja RP koristeći primarne i sekundarne struje i napone snimljeni su podaci na IEU zaštite („diferencijalni“), upravljanja i automatske regulacije napona (samostalni ili u sklopu zaštitnog uređaja).

Nije vršena provera da li se rezultati dobijeni snimcima na IEU podudaraju sa prikazom rezultata sa desktopa SCADA na lokalnim računarima u trafostanicama gde se prikazuje samo jedna primarna i sekundarna struja, a nije vršeno ni poređenje sa rezultatima koji se prikupljaju u SCADA. Poređenje ovih rezultata bi moralo biti istovremeno.

Na nekim uređajima vrednosti primarnih i sekundarnih struja i/ili primarnih napona su zaokruženi na celobrojne vrednosti. Kod malih vrednosti struja to može dovesti do većih razlika između merno računatih i stvarnih položaja RP, a manjih razlika kod većih vrednosti struja, a i kod primarnih napona. Sagledavanjem uzorka koji je obrađen postoji mogućnost da dođe i do većih, ali i do manjih razlika ukoliko bi se koristile vrednosti sa jednom ili dve decimale.

Da bi rezultati proračuna bili bolji moguće je uraditi korekcije. Najjednostavnija korekcija je uvođenje pada napona na impedansi transformatora za izračunavanje položaja RP

korišćenjem napona primara i sekundara. Za dobijanje vrednosti impedanse koristi se kriva napona kratkog spoja ili kriva impedanse kratkog spoja koja se dobije iz tri tačke oglada kratkog spoja sa ispitnog lista transformatora, a primer karakteristike jednog realnog transformatora je dat na Slici 1. Pored veličine struje najveći uticaj na pad napona u transformatoru ima vrednost faktora snage.

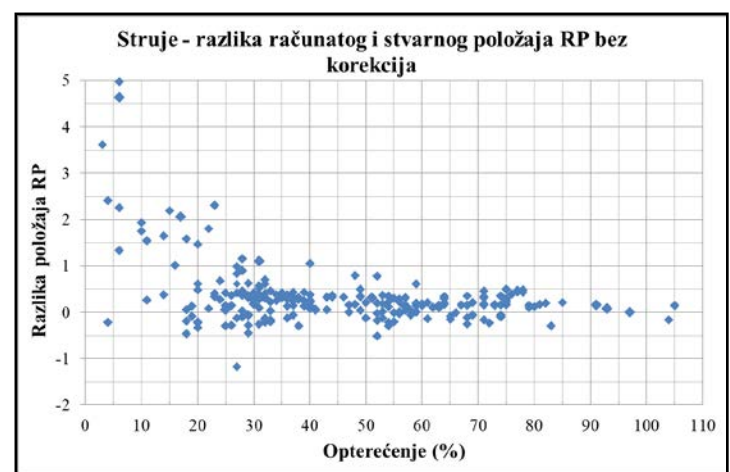


Slika 1. Karakteristika napona kratkog spoja

Druga jednostavna korekcija koja se može iskoristiti je korišćenje vrednosti greške prenosnog odnosa transformatora za dati položaj RP. Ova korekcija se može upotrebiti kod izračunavanja položaja RP korišćenjem i struja i napona. Analiza je pokazala da se korišćenjem korekcije greške prenosnog odnosa dobiju malo bolji rezultati [3].

III ANALIZA ČITAVOG UZORKA

Na Slici 2 je dat prikaz razlika merno računatog i stvarnog položaja RP bez upotrebe korekcija za 234 tačke za 38 transformatora 110/x kV korišćenjem struja.



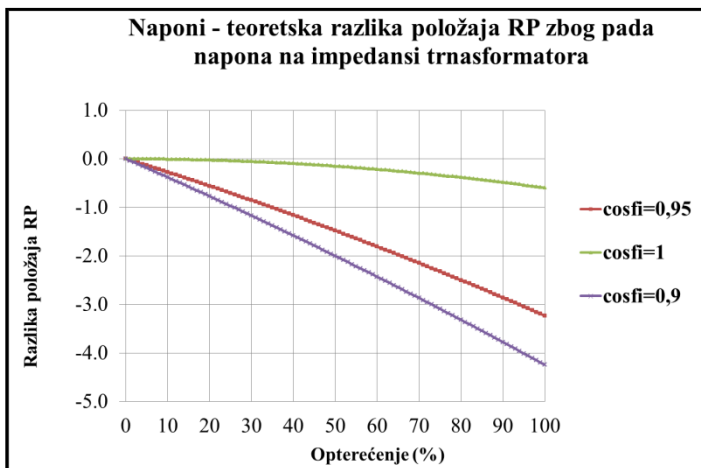
Slika 2. Razlike računatog i stvarnog položaja RP za struje bez korekcija

Vidi se da je značajna većina tačaka pri opterećenjima većim ili jednakim 30 % u granicama $-0,5 \leq X \leq 0,5$. Tih 158 od 170

tačaka čini približno 93 %. Obrada svih korekcija po pojedinačnom transformatoru uključivo strujne transformatore i analogne ulaze uređaja bi zahtevala veoma mnogo vremena pa bi bilo moguće i jednostavnije obaviti direktnu korekciju. Za ovo je potrebno da se za svaki pojedinačan transformator za širok opseg opterećenja snime tačke te da se iz istih interpolacijom odredi kriva koja bi se onda koristila za direktnu korekciju. Za ovu analizu trenutno nema dovoljan broj transformatora sa većim brojem tačaka u širokom opsegu opterećenja.

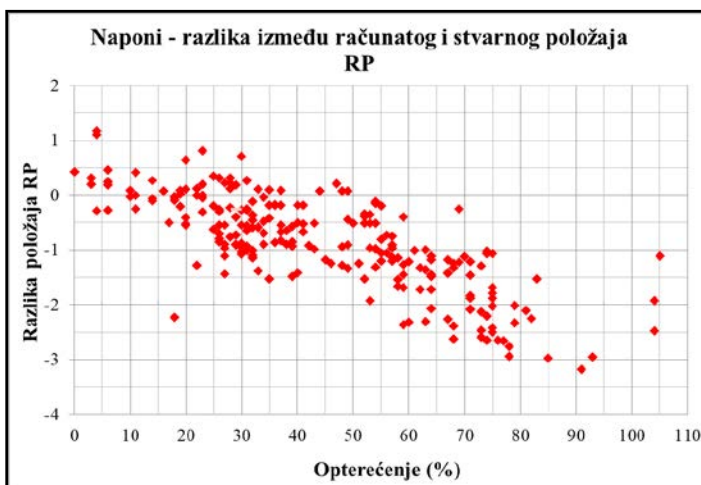
Pri opterećenjima manjim od 30 % su 28 od 64 tačke van granica $-0,5 \leq X \leq 0,5$ što čini nešto manje od 44 %.

Na Slici 3 je prikazana teoretska razlika položaja RP zbog pada napona na impedansi transformatora za nekoliko različitih vrednosti faktora snage. Uticaj faktora snage je značajan.



Slika 3. Teoretska razlika položaja RP u zavisnosti od promene opterećenja i faktora snage

Na Slici 4 je dat prikaz tačaka razlike položaja RP dobijenih iz primarnih i sekundarnih napona bez korekcija.

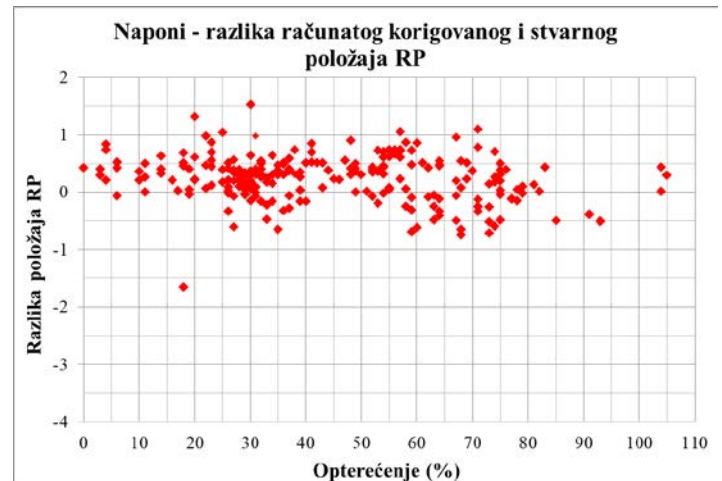


Slika 4. Razlike računatog i stvarnog položaja RP za napone bez korekcija

Korekcija po padu napona na impedansi transformatora se računa

iterativno iz položaja RP dobijenog iz mernih veličina primarnog i sekundarnog napona, a onda se iz dobijene nove vrednosti sekundarnog napona dobije nova vrednost položaja RP koja ide dalje u iterativni proračun. Nakon treće iteracije se dobije ustaljena vrednost položaja RP.

Na Slici 5 je dat prikaz tačaka razlike računatog korigovanog i stvarnog položaja koristeći korekciju pada napona na impedansi transformatora.



Slika 5. Razlike računatog korigovanog i stvarnog položaja RP

Zbog pada napona na impedansi transformatora merno računati napon je neupotrebljiv. Koristeći korekciju pada napona na impedansi transformatora 68 od 235 tačaka (28,9 %) su izvan opsega $-0,5 \leq X \leq 0,5$ što je značajan postotak. U 64 slučaja bi razlika stvarnog i računatog celobrojnog položaja RP bila 1, a u dva slučaja 2.

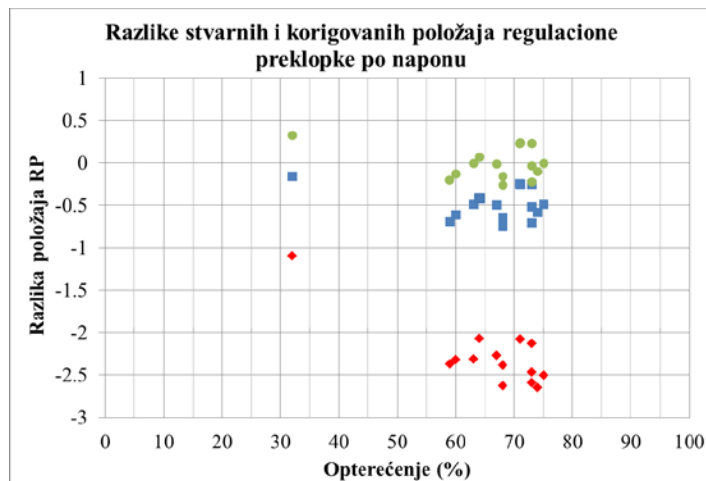
U TS 110/x kV na području DP Novi Sad u praznom hodu pri isključenoj sredjenaponskoj (u daljem tekstu: SN) strani nema podatka o veličini napona SN strane transformatora jer se naponski transformatori nalaze u mernoj ćeliji koja je priključena na SN sabirnice. Da bi automatski regulator napona i SCADA stalno imali podatak o naponu SN strane transformatora trebalo bi da se u trafo ćeliju SN strane transformatora ugrade naponski transformatori [4].

IV DIREKTNNA KOREKCIJA PO POJEDINAČNOM TRANSFORMATORU

Direktna korekcija greške položaja RP po pojedinačnom transformatoru će se vršiti uz korišćenje napona primara i sekundara za određivanje položaja RP uvažavajući prethodno izvršenu korekciju pada napona na impedansi transformatora. Uticaj grešaka strujnih transformatora i strujnih analognih ulaza IEU je već uveden kroz korekciju pada napona na impedansi transformatora. Pregledom snimljenih podataka i izračunatih grešaka se uočilo da zbirni uticaji grešaka prenosnog odnosa transformatora, naponskih transformatora i naponskih analognih ulaza IEU (u daljem tekstu: zbirne greške) imaju umerene razlike u čitavom opsegu opterećenja uvažavajući i razlike u vrednostima faktora snage. Sabiranjem grešaka svih tačaka pojedinačnog transformatora i izračunavanjem srednje vrednosti možemo izvršiti direktnu korekciju greške. Direktnu korekciju

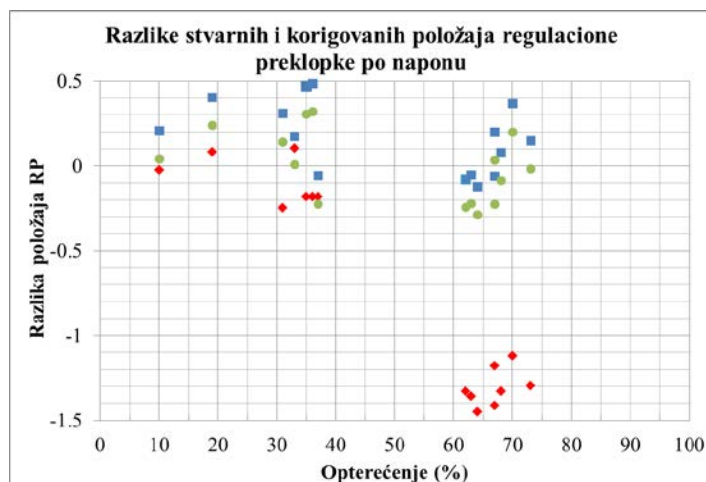
greške svake tačke vršimo tako da od prethodno dobijene greške oduzimamo izračunatu srednju vrednost.

Na Slikama 6, 7, 8 i 9 su crvene tačke oblika romba razlike stvarnih položaja RP i merno računate vrednosti položaja RP bez korekcije. Plave tačke oblika kvadrata su razlike stvarnih položaja RP i merno računate vrednosti položaja RP sa korekcijom pada napona na impedansi transformatora. Zelene tačke kružnog oblika su razlike stvarnih položaja RP i merno računate vrednosti položaja RP sa korekcijom pada napona na impedansi transformatora i direktnom korekcijom.



Slika 6. Razlike računatog korigovanog i stvarnog položaja RP

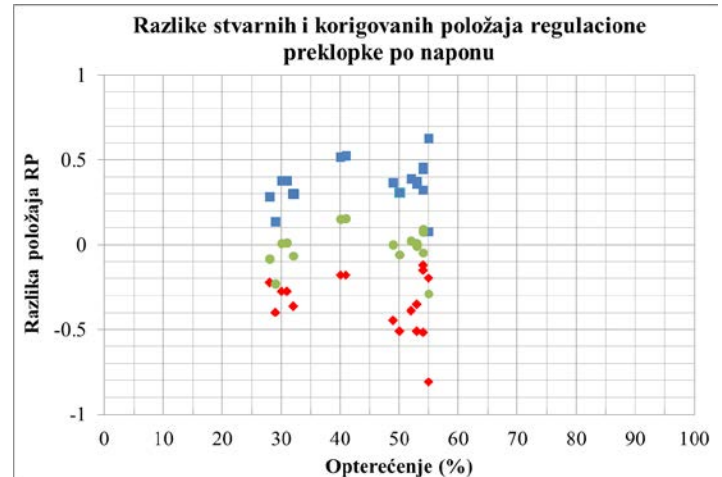
Slika 6 pokazuje da su tačke razlike položaja RP uz upotrebljenu korekciju pada napona na impedansi transformatora sve u minusu od kojih je veći broj izvan opsega $-0,5 \leq X \leq 0,5$. Upotrebom direktne korekcije uticaj zbirnih grešaka se gubi čime sve tačke ulaze u opseg $-0,5 \leq X \leq 0,5$ čime bi računato korigovana vrednost položaja RP uz korišćenje korekcije pada napona na impedansi transformatora i direktne korekcije bila jednaka stvarnim položajima RP za sve tačke.



Slika 7. Razlike računatog korigovanog i stvarnog položaja RP

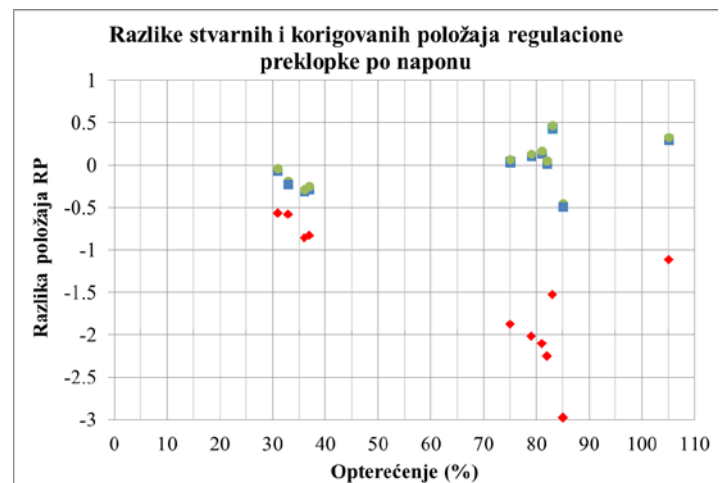
Slika 7 pokazuje da se upotrebom korekcije pada napona na

impedansi transformatora sve tačke nalaze u opsegu $-0,5 \leq X \leq 0,5$ od kojih je nekoliko u minusu, a dve koje su u plusu su blizu granice $+0,5$. Korišćenjem direktne korekcije dobijaju se bolji rezultati pa sve tačke ulaze u opseg $-0,3 \leq X \leq 0,3$ tako da su računati korigovani položaji RP uz obe korekcije isti kao stvarni položaji RP.



Slika 8. Razlike računatog korigovanog i stvarnog položaja RP

Slika 8 pokazuje da se upotrebom korekcije pada napona na impedansi transformatora sve tačke nalaze u plusu od kojim nekoliko izlazi iz opsega $-0,5 \leq X \leq 0,5$. Korišćenjem direktne korekcije dobijaju se da su svi računato korigovani položaji RP korišćenjem obe korekcije isti kao stvarni položaji RP. U ovom slučaju je relativno uzak opseg opterećenja, ali se može pretpostaviti da bi se i van ovog opsega dobili računati korigovani položaji RP koji su jednaki stvarnim položajima RP.



Slika 9. Razlike računatog korigovanog i stvarnog položaja RP

Slika 9 ima veći broj tačaka sa većim opterećenjem i jednu sa opterećenjem većim od 100 % nominalne snage transformatora. Tačke razlike položaja RP uz korišćenje korekcije pada napona na impedansi transformatora su skoro ravnomerno raspoređene u plus i minus tako da direktna korekcija računatog korigovanog položaja daje malu razliku u odnosu na slučaj kada se koristi samo korekcija pada napona na impedansi transformatora. Svi

računato korigovani položaji RP korišćenjem obe korekcije su jednaki stvarnim položajima RP.

V ZAKLJUČAK

Korišćenje struja u određivanju položaja RP daje bolje rezultate u opsegu od 30 % do 110 % opterećenja nego korišćenje napona uz korekciju pada napona na impedansi transformatora. I tu su moguće greške od ± 1 položaj RP, ali u značajno manjem postotku nego kod napona. Korišćenje struja zbog mogućih velikih grešaka nije upotrebljivo u opsegu od 0 % do 20 % opterećenja.

Korišćenje napona u određivanju položaja RP uz korišćenje korekcije pada napona na impedansi transformatora daje dobre vrednosti u čitavom opsegu opterećenja, ali veliki broj tačaka računatog korigovanog položaja RP daje grešku položaja RP od jedan i u dva slučaja od dva u odnosu na stvarni položaj RP.

Korišćenje korekcije pada napona na impedansi transformatora i direktne korekcije svakog pojedinačnog transformatora za prikazana četiri transformatora koji imaju veći broj snimljenih podataka daje dobre rezultate gde svi računato korigovani položaji RP korišćenjem obe korekcije odgovaraju stvarnim položajima RP.

Može se očekivati da bi se korišćenjem direktne korekcije uz korekciju pada napona na impedansi transformatora dobile stvarne vrednosti položaja RP kod svih transformatora u čitavom opsegu opterećenja.

Podatak o položaju RP dobijen korišćenjem napona primara i sekundara uz korekcije je primenjiv za lokalno i daljinsko nadgledanje i upravljanje i može da se iskoristi za osjetljivije podešavanje diferencijalne zaštite transformatora. Za paralelan rad metodom vodeći-prateći korišćenje napona u određivanju položaja RP korišćenjem korekcije pada napona na impedansi

transformatora i direktne korekcije nije primenjivo, ali je primenjivo uz korišćenje odgovarajuće korekcije upotrebom algoritma. U slučaju izostanka algoritma određivanje položaja RP bi bilo moguće korišćenjem struja.

U narednom periodu će se sagledati mogućnost upotrebe direktne korekcije kod određivanja položaja RP korišćenjem struja. U ovom slučaju bi se morala odrediti kriva interpolacijom snimljenih tačaka, a za ovo je neophodno imati snimljene podatke u opsegu opterećenja od praznog hoda do nominalnog opterećenja. Ovde su od posebnog interesa manja opterećenja jer su tu greške najveće.

LITERATURA

- [1] Spremić, S., Sentin, M., Petrović, D., Ristanović, Y. Tap changer position determination using new algorithm and possibilities of intelligent electronic devices, in Proc. 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Lion, 0029, 15-18. June 2015.
http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIRED2015_0029_final.pdf
- [2] Spremić, S. Praktična provera mogućnosti određivanja položaja regulacione sklopke korišćenjem struja i napona i mogućnosti korekcije, in Proc. 34. savetovanje CIGRE Srbija, Kopaonik, R B5.16, 2019.
- [3] Spremić, S., Obradović, D. Uticaj greške prenosnog odnosa energetskog transformatora na određivanje položaja regulacione preklopke iz struja i napona primara i sekundara, in Proc. 35. Savetovanje Energetika 2020, Zlatibor, pp. 81-85, 2020.
- [4] Obradović, D., Spremić, S. Predlog izvedbe transformatorske srednjenaponske ćelije u TS 110/x kV i načina korišćenja podataka o veličini napona srednjenaponske strane, in Proc. 9. savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije sa regionalnim učešćem CIRED Srbija, Vrnjačka Banja, paper R-1.01, pp.5, 2014.

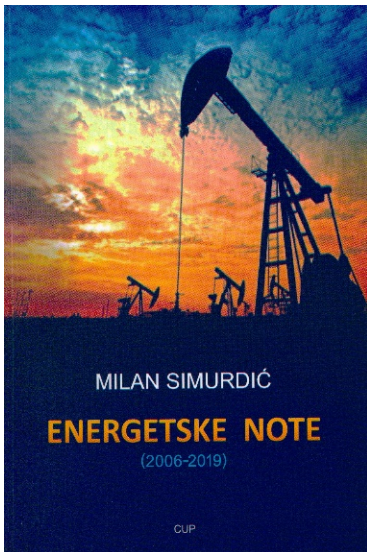
AUTORI

Siniša Spremić, dipl.el.inž., EPS – Tehnički centar Novi Sad,
sinisa.spremic@eps.rs

Dušan Obradović, dipl.el.inž., EPS – Tehnički centar Novi Sad,
dusan.obradovic@eps.rs

Energetske note: (2006-2019)/ Milan Simurdić, Novi Sad CUP, 2020 (Budisava – Krimel), 708 str.²

Simurdić Milan, 1953-2020



Srbija se našla u velikom izazovu izgubivši svog najznačajnijeg energetskog diplomatu, autora Milana Simurdića, u trenutku najvećih energetskih kompleksnosti od recesije zbog korone do opravka koji očigledno nije zelen, o čemu svedoče visoke cene fosilnih goriva na berzama. Njegove posthumno objavljene beleške u vidu diplomatskih nota iz pera politikologa i diplomate koji je radio u ministarstvu inostranih poslova, i jednom broju nevladinih organizacija uključujući i Evropski pokret u Srbiji kao predsednik i član foruma za međunarodne odnose, potrebno je pažljivo proučavati da bi se iz ovog izazova izašlo sa zrelošću.

Okom politikologa on je suvoparne energetske teme bojio diplomatskim rečnikom i uobličavao u diplomatske note o energiji i tako ih približavao javnosti. Svojim upornim, gotovo svakodnevnim, nametanjem nota o energiji želeo je da široj javnosti prikaže i za nju sačuva od zaborava sve ono što se u njeno ime odlučivalo preko kolena ili pregovaralo u četiri oka, baš kao i danas. Kao ambasador u Hrvatskoj (2001-2005) i Norveškoj (2010-2015) imao je prilike da se susretne sa svim značajnim akterima energetike u sektoru gasa i nafte, koji je okarakterisao kao izrazito diplomatske sektore, iz razloga što je u njima Srbija najzavisnija (preko 80% i preko 90%) i gde je potrebno da bude najmudrija. Pristup do ovih izvora u rukama je dominantnih država sveta, a što je za Srbiju u tim turbulentnim trenucima bio svojstveni test diplomatskih sposobnosti, koji se još nismo položili imajući u vidu energetske pritiske kojima smo kao država danas izloženi. Veliki broj njegovih tekstova opisuje prelomne momente i odluke u vezi Srbije od osnivanja

Energetske zajednice za Jugoistočnu Evropu, ali i manje poznate diplomatske događaje poput teksta naslovljenog „Kako je jastreb postao golub?“ ili svakodnevnih manje dramatičnih epizoda u većitom nadmudrivanju i nadriblavanju velikih sila u igri energetike bila ona zero-sum ili win-win tipa.

Najveći domet bi bila sinteza svih ovih energetskih nota koje je upućivao javnosti Srbije kao najvišem arbitru sopstvene budućnosti, koji nije ostvario, ali je ova knjiga i napor koji je učinila njegova supruga prvi korak, ostavio je kao zaveštanje onima koji tek dolaze. Takva sinteze trebala bi u sebi da objedini različita znanja i šire sagledavanje tematike jer je autor smatrao suviše važnom da bi se „prepustila generalima“. Knjiga se sem toga još može i: čitati redom, koristiti i kao detaljni podsetnik na dešavanja ili kao imenik relevantnih aktera ili kao registar pojmova o energetici gasa i nafte. Knjiga sadrži preko stotinu tekstova (160) objavljenih u dnevnim novinama, listovima i časopisima na srpskom i engleskom jeziku podeljenih u pet poglavlja, a na samom kraju tu je lista svih relevantnih projekata i njihove mape u koloru.

¹ Autor prikaza: dr Ilija Batas Bjelić, naučni saradnik

² <https://plus.sr.cobiss.net/opac7/bib/19689737>

CIP - Каталогизација у публикацији
Народна библиотека Србије, Београд

621.3

ENERGIJA, ekonomija, ekologija : list Saveza
energetičara / glavni i odgovorni urednik Dušan Gordić
. - God. 1, br. 1 (1996)- . - Beograd : Savez energetičara,
1996- (Kragujevac : Mašinac). - 29 cm

Tromesečno. - Drugo izdanje na drugom medijumu:
Energija, ekonomija, ekologija (Online) = ISSN 2812-7528
ISSN 0354-8651 = Energija (Beograd)
COBISS.SR-ID 108696839



www.savezenergeticara.org