

# 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 prozjumere 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. prozjumere 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.

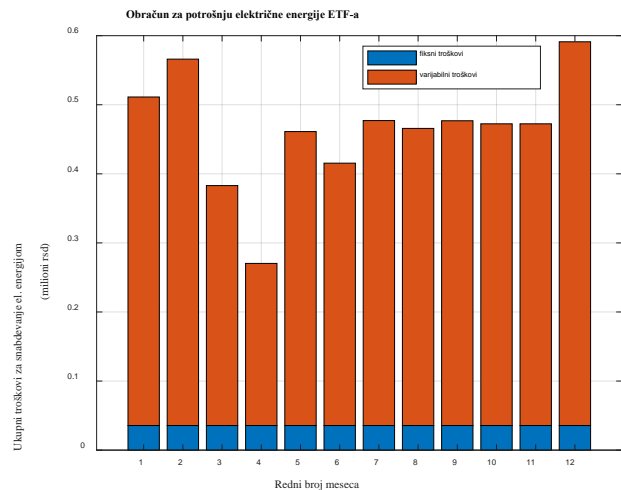
Ključnu ulogu u razvoju prozjumeru imaju regulatorni instrumenti koji definišu na koji način se razmena energije sa mrežom meri i obračunava. U Belgiji je krajem 2019. godine registrovano 10% PV prozjumeru u sektoru domaćinstva, uprkos relativno malom solarnom potencijalu, zahvaljujući merama subvencije (bilo u vidu direktne finansijske podrške bilo u vidu poreskih olakšica ili subvencija za proizvodnju kao što je sistem zelenih sertifikata) i pogodne 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.

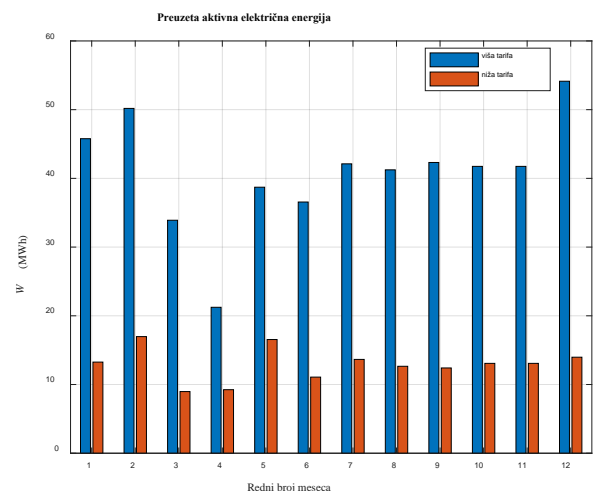
## II ANALIZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE I KAPACITETA ZA IZGRADNJU FOTONAPONSKOG SISTEMA NA KROVU ZGRADE TEHNIČKIH FAKULTETA

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

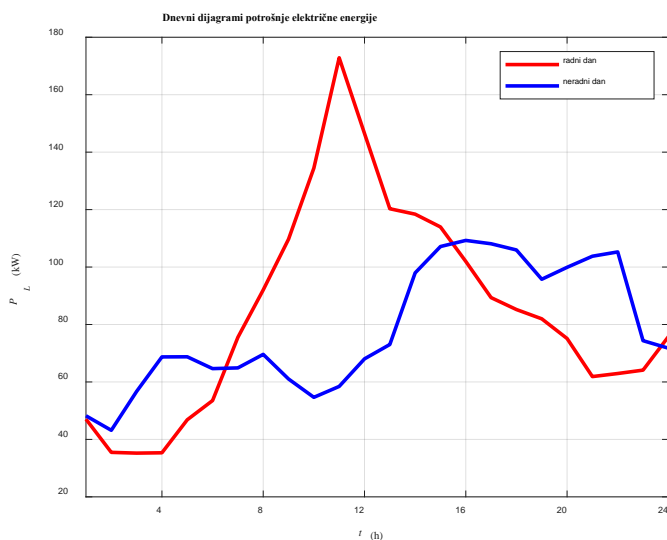
zapadu. Za realizaciju fotonaponske elektrane odabrani su PV moduli snage 330 W, maksimalne efikasnosti 20%, dimenzija 1665 mm x 1002 mm. Sledi da se na 1. i 2. delu krova može instalirati PV panel čija je snaga najviše 152.46 kWp, a da se na 3. i 4. delu može instalirati najviše 213.84 kWp.



**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 prozjumer. 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 prozjumer 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  $\Delta NPV$  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.

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

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

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

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

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

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

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 energetska efikasnost) 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  $c_{VT\text{-}eff} \text{ aktivna energija} = 8.6107$  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 prozjumerana 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 prozjumerana 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 prozjumerana.

Za finansijsku karakterizaciju prozjumerana izačunati 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.

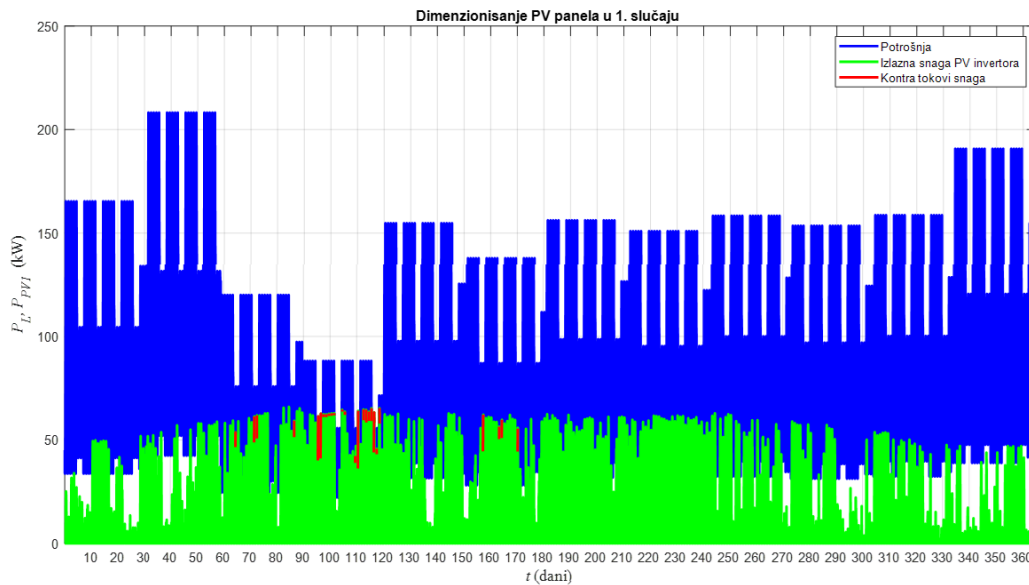
Za procenu doprinosa dekarbonizaciji elektroenergetskog sistema, usvojeno je da lokalno pokrivanje potrošnje proizvodnjom iz fotonaponskih sistema smanjuje emisiju ekvivalentnog ugljen-dioksida u vrednosti od 1.08 kgCO<sub>2eq</sub>/kWh [13].

## IV REZULTATI

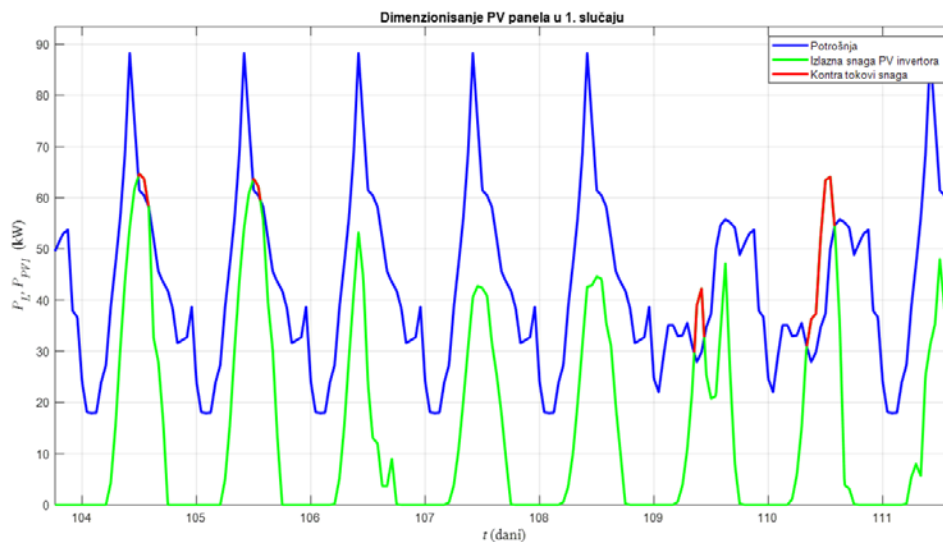
*A Model prozjumerana sa maksimalno iskorišćenom raspoloživom energijom PV sistema koji ne proizvodi kontra tokove snaga*

U prvom slučaju pretpostavljen je instalisani 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<sub>p</sub>.



**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.

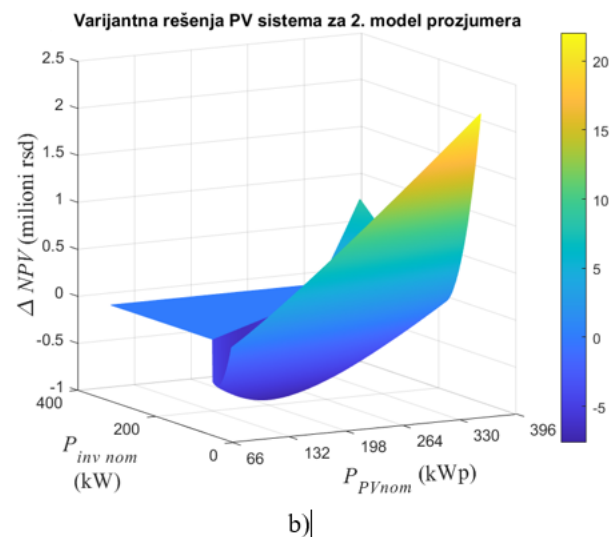
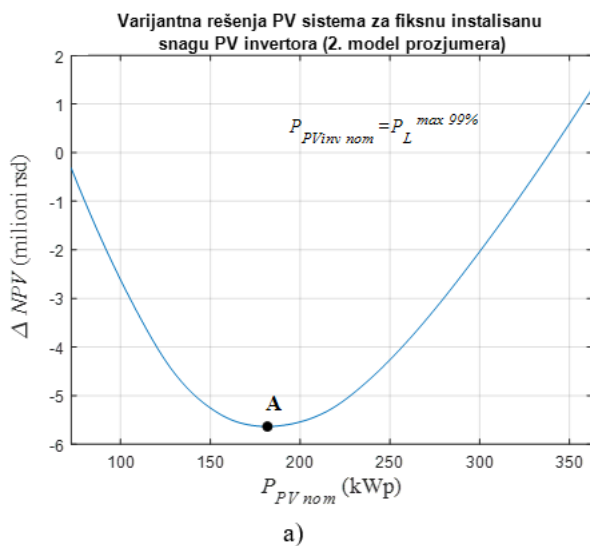
### C Model prozjumer sa dozvoljenim kontra tokovima snaga

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

$\Delta NPV$  (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  $237.57 \text{ kW}_p$ , a invertora  $122.98 \text{ kW}$ ).

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

Slučaj	$P_{PV\ nom}$ [kWp]	$P_{PV\ inv\ nom}$ [kW]	$\eta_{PV}$ [%]	Lok. snabd. potrošnja [%]	CAPEX [rsd]	$\Delta NPV$ [rsd]	$\Delta LCOE$ [rsd/kWh]	Smanjenje emisija ekv. CO <sub>2</sub> na god. nivou [tCO <sub>2eq</sub> ]	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  $4.15 \text{ rsd/kWh}$  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,  $\Delta NPV$ , 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 CO<sub>2</sub>, 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:

$$C_{PV2grid} = \frac{NPV_{Slučaj3} - NPV_{Slučaj2.2}}{\sum_{m=1}^{25} \frac{E_{PV2grid-m}}{(1+d)^m}} = 4.15 \text{ rsd/kWh.} \quad (11)$$

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 instaliranim 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 instaliranih 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](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](http://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](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., Nousdilisc, A.I., Vomvac, S.A., Kryonidisc, G.C., Kontisc, E.O., Georghioub, G.E., Christoforidisd, 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