

Analiza ekonomske opravdanosti investiranja u solarnu elektranu sa vertikalno postavljenim bifacijalnim fotonaponskim modulima u perspektivnim uslovima slobodnog tržišta

Analysis of Economic Justification of Investing in a Solar Power Plant with Vertically Placed Bifacial Photovoltaic Modules in Perspective of Free Market Conditions

Đorđe Lazović*, Kristina Džodić*, Željko Đurišić*

* Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

Rezime - Po isteku državnih podsticajnih mera za integraciju obnovljivih izvora energije, isplativost investiranja u solarne elektrane će zavisići dominantno od usklađenosti dijagrama proizvodnje i promenljivih cena energije na slobodnom tržištu električne energije. Da bi se ostvario maksimalni profit solarne elektrane u uslovima slobodnog tržišta, treba razmotriti mogućnost investiranja u rešenja koja su danas manje zastupljena, ali sa perspektivom da u budućnosti budu profitabilnija. Takvo rešenje je solarna elektrana koju čine vertikalno postavljeni bifacijalni moduli čije su aktivne površine orijentisane u pravcu istok-zapad. Ovakvom konfiguracijom elektrane se može postići veća proizvodnja u periodima visokih cena, i samim tim veći prihod od prodaje električne energije. Sa druge strane, cena bifacijalnih fotonaponskih modula je veća od cene standardnih monofacijalnih, pa je zahtevana investicija veća. U ovom radu je izvršeno poređenje isplativosti ulaganja u elektranu sa bifacijalnim i elektranu sa monofacijalnim modulima u postojećim i perspektivnim tržišnim uslovima. Uticaj proizvodnje solarnih elektrana na cenu električne energije je istražen na primeru Nemačke. Na osnovu ovih istraživanja, formiran je prognostički model profila dnevnog dijagrama cena na objedinjenom evropskom tržištu, koji je poslužio za analizu isplativosti ulaganja u dve razmatrane varijante realizacije solarne elektrane.

Ključne reči - bifacijalni fotonaponski moduli, ekonomska analiza, solarna elektrana, tržište električne energije

Abstract - After the expiration of governmental incentive measures for renewable energy sources integration, economic feasibility of investing into solar power plants will highly depend on compatibility between production and variable prices. In order to achieve the maximum possible profit of the power plant in liberalized electricity market, it is necessary to consider the possibility of investing in solutions that are not common today, but with the potential of being more profitable in the future. Such a solution is a solar power plant consisting of vertically placed bifacial modules whose active surfaces are

oriented in the east-west direction. This configuration of the power plant can achieve higher production in periods of high prices, and thus higher profits from the sale of electricity. On the other hand, such a solution is more expensive than a standard solar power plant with monofacial modules. In this paper, a comparison of return on investment in a bifacial power plant and a monofacial power plant with existing and prospective market conditions is performed. The influence of solar power plant production on the price of electricity was investigated on the example of Germany. Based on this research, a prognostic model of the daily price diagram on the unified European market until 2040 was formed. It served for the analysis of the profitability of investments in the two considered variants of the solar power plant realization.

Index Terms - bifacial photovoltaic modules, economic analysis, solar power plant, electricity market

I UVOD

Moderna energetika je danas okrenuta procesu dekarbonizacije proizvodnje električne energije i dobijanja čiste energije u skladu sa principima održivog razvoja. U skladu sa ovim principom se razvija energetika u svim delovima sveta, pri čemu su u Evropi postignuti već značajni rezultati u pogledu dekarbonizacije proizvodnje električne kroz integraciju obnovljivih izvora, u čemu je presudnu ulogu odigrala podsticajna državna politika zemalja zapadne Evrope. Po isteku državnih mera podrške za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, njihova budućnost je izlazak na slobodno tržište. U takvim uslovima, prihod koji ostvaruju elektrane koje se zasnivaju na obnovljivim energentima, zavisice ne samo od ukupne proizvedene energije, već i od vremenskog dijagrama proizvodnje. Zbog relativno velike dnevne i sezonske varijacije cena električne energije na tržištu, efekat usklađenosti dijagrama proizvodnje elektrane sa dijagramom cena bitno će uticati na profit koji elektrana ostvaruje [1]. Elektrane koje budu dominantno energiju proizvodile u satima sa niskom cenom će ostvarivati značajno manji prihod od elektrana koje proizvedu istu

količinu energije ali u satima sa visokom cenom. Neusklađenost između proizvodnje i cena će sve više dolaziti do izražaja, jer će i sve veće učešće obnovljivih izvora imati uticaj na tržište električne energije. Tako će na primer, u periodima velike insolacije, proizvodnja svih solarnih elektrana sa istog geografskog područja biti visoka, pa se može očekivati da će i cena električne energije opasti [2].

Prema izveštaju [3], procenjuje se da će do 2050. ukupna instalisana snaga fotonaponskih elektrana u Evropi biti oko 962 GW_p, što je dvostruko više od srednje snage potrošnje u svim evropskim zemljama. Zbog jednovremenosti proizvodnje ovih izvora, efekat ponude i potražnje će dovesti do značajnog pada cene električne energije u podnevnim satima. Sa druge strane, na tržištu su sve prisutniji fotonaponski moduli sa dvostranim aktivnim površinama (*bifacial PV module*) [4] koji omogućavaju bolje iskorišćenje sunčevog zračenja. Orijentacijom bifacijalnih modula se može značajno uticati na dijagram proizvodnje, te se tako, za orijentaciju modula u pravcu istok-zapad, tokom dana imaju dva perioda sa maksimalnom proizvodnjom, jedan u prepodnevnom, a drugi u poslepodnevnom časovima [5].

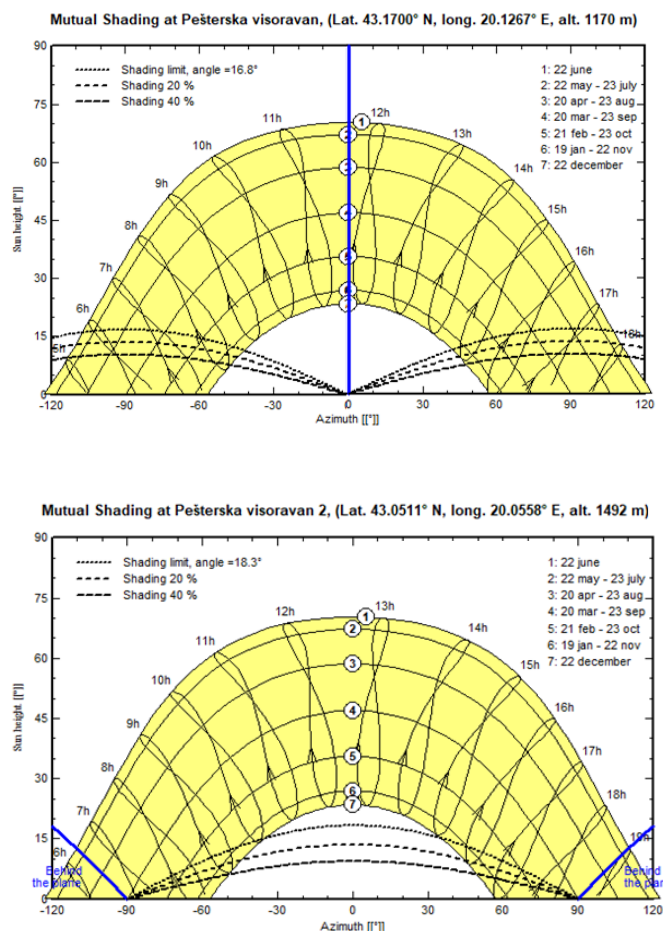
U ovom radu se analizira solarna elektrana sa vertikalno postavljenim bifacijalnim fotonaponskim modulima na test lokaciji Pešterske visoravni. Cilj sprovedene analize je poređenje isplativosti investiranja u solarnu elektranu sa monofacijalnim i solarnu elektranu sa bifacijalnim modulima u uslovima slobodnog tržišta. Ekonomske analize solarnih elektrana sa bifacijalnim modulima su bile predmet različitih istraživanja [6-8], a osnovni doprinos ovog rada u odnosu na postojeću literaturu je uvažavanje uticaja proizvodnje fotonaponskih elektrana na cenu električne energije.

II POREĐENJE TEHNIČKIH I EKONOMSKIH POKAZATELJA MONOFACIJALNIH I BIFACIJALNIH FOTONAPONSKIH SISTEMA

U ovom poglavlju izvršeno je poređenje tehničkih i ekonomskih pokazatelja koji su od interesa prilikom izgradnje solarne elektrane velike snage. Razmatrana su dva rešenja: elektrana sa južno orijentisanim monofacijalnim modulima postavljenim pod optimalnim nagibnim uglom i elektrana sa vertikalno postavljenim bifacijalnim modulima orijentisanim u pravcu istok-zapad. Instalirana snaga solarne elektrane je ograničena raspoloživim prostorom i kapacitetom priključne mreže, zbog čega je korisno pokazatelje proizvodnje električne energije i ekonomske parametre predstaviti svedene u odnosu na jediničnu instaliranu snagu.

Fotonaponski moduli se postavljaju u paralelne redove, zbog čega se javlja efekat međusobnog zasenčenja modula u susednim redovima. Optimizacijom rastojanja između redova mogu se smanjiti gubici izazvani pomenutim efektom. Za procenu uticaja međusobnog zasenčenja koristi se pokazatelj stepen iskorišćenja terena koji predstavlja odnos dužine fotonaponskih modula i rastojanja između redova. Za lokacije na teritoriji Srbije se preporučuje da vrednost stepena iskorišćenja terena za monofacijalne module ne bude veća od 0,46 [9], dok je za bifacijalne module potrebno usvojiti nižu vrednost, kako bi se izbegli preveliki gubici usled zasenčenja. U ovom radu analiza je sprovedena za stepen iskorišćenja terena od 0,4 za monofacijalne, i 0,3 za bifacijalne module.

Za oba varijantna rešenja formirani su dijagrami godišnje putanje sunca na lokaciji od interesa (Sl. 1). Zasenčenje redova je, u slučaju primene monofacijalnih modula, najizraženije u zimskim mesecima, dok je krajem jeseni i početkom proleća zastupljeno samo u jutarnjim i večernjim satima. Sa druge strane, u slučaju upotrebe bifacijalnih modula, zasenčenje susednih redova je zastupljenije, javlja se tokom cele godine, i to u periodima nakon izlaska i neposredno pre zalaska sunca ispod ravni horizonta. Povećanjem rastojanja između redova ne može se u potpunosti izbeći međusobno zasenčenje modula, ali bi se zato moglo smanjiti njegovo trajanje.



Slika 1. Godišnja putanja sunca kod južno orijentisanih (slika gore) i vertikalnih fotonaponskih sistema (slika dole)

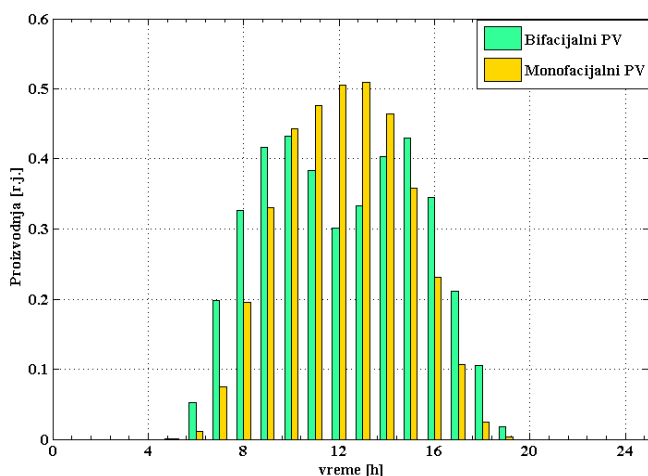
U ciljnom regionu Pešterske visoravni značajan je broj dana sa snežnim padavinama, te je izražen i efekat prekrivanja fotonaponskih modula snegom tokom zimskih meseci, što bitno utiče na smanjenja proizvodnje fotonaponske elektrane. Za razliku od južno orijentisanih modula, vertikalno postavljeni moduli praktično nemaju gubitke usled snežnih padavina zbog efekta samočišćenja. Veliki broj dana sa snežnim pokrivačem će doprineti i boljem iskorišćenju reflektovane komponente zračenja u slučaju bifacijalnih modula. Pored toga, vertikalne fotonaponske elektrane mogu biti posebno pogodne za izgradnju na pašnjacima, kao što je slučaj Pešterske visoravni, jer neće bitnije uticati na korišćenje zemljišta za ispašu niske stoke. Negativne strane

vertikalnih panela se ogledaju u većim mehaničkim naprezanjima zbog jačeg pritiska vetra, kao i činjenici da je dozračena insolacija ipak nešto manja nego kod južno orijentisanih fotonaponskih modula za isti stepen iskorišćenja terena.

Uvažavajući prethodno opisane parametre i efikasnost konverzije energije fotonaponskih modula od 19%, na ciljnoj lokaciji je sprovedena analiza očekivane godišnje proizvodnje fotonaponske elektrane za oba varijantna rešenja.

U analizama je korišćen softverski alat PVsyst [10], koji proračune solarnog potencijala zasniva na podacima Meteororm meteorološke baze. Ova baza sadrži merne podatke od 1960. godine, i može se smatrati veoma pouzdanim izvorom za generisanje meteoroloških fajlova za lokacije koje se nalaze na evropskom kontinentu.

Normalizovane srednje satne snage proizvodnje fotonaponske elektrane za prosečan dan za oba analizirana varijantna rešenja su prikazane na Sl. 2. Može se uočiti da se maksimalna proizvodnja južno orijentisanog fotonaponskog sistema javlja u podnevnim satima, dok se kod vertikalnih sistema javlja tokom dana u periodu oko 8 h - 10 h, odnosno 14 h - 16 h. Godišnja proizvedena energija u slučaju bifacijalnih modula je za oko 6% veća. Treba napomenuti da je ovo procena proizvodnje za nove module, te je potrebno uvažiti pad njihove efikasnosti tokom eksploatacije. Obično je pad efikasnosti u prvoj godini eksploatacije najveći, oko 2 do 3%, a zatim se degradacija stabilizuje i obično iznosi oko 0.6% - 0.7% godišnje. Takođe, treba istaći da je vršna DC snaga vertikalnih panela manja za oko 10% od vršne snage južno orijentisanih panela za istu instalisanu snagu, što dozvoljava upotrebu invertora manje naznačene snage, samim tim i cene.



Slika 2. Karakteristični dnevni dijagrami proizvodnje fotonaponske elektrane na Pešteri dobijeni u PVsist-u

Pored dijagrama proizvodnje, bitan faktor u proceni isplativosti upotrebe fotonaponskih sistema su i investicioni i eksploatacioni troškovi. Investicioni troškovi podrazumevaju troškove: nabavke fotonaponskih modula, invertora, transformatora, kablova, projektovanja elektrane, instalacije

opreme, pripreme tehničke dokumentacije, itd. S druge strane, eksploatacioni troškovi se prvenstveno odnose na troškove održavanja i rentiranja zemljišta. Usled sve masovnije i tehnološki naprednije proizvodnje, razvoja globalnog tržišta, pada cene poluprovodničkih materijala, investicioni troškovi su se u poslednjoj deceniji višestruko smanjili. Prema istraživanju [11], za monofacijalne fotonaponske sisteme instalisane snage veće od 1 MWp, vrednost investicionih troškova se trenutno procenjuje na oko 780 €/kWp, a eksploatacionih na oko 13 €/kWp godišnje. Istim istraživanjem obuhvaćena je i prognoza ovih troškova za budući period do 2040. godine, što je grafički ilustrovano na Sl. 3. Investicioni troškovi bifacijalnih modula trenutno su za oko 20% veći od monofacijalnih [12], što je posledica postojanja dvostranih aktivnih provršina, i može se smatrati da će ovaj odnos važiti i u budućnosti. S druge strane, ukoliko se bifacijalni moduli postave vertikalno, troškovi održavanja usled efekta samočišćenja su manji, a ovaj efekat se može kvantifikovati smanjenjem ove komponente troškova za oko 10%.

III UTICAJ OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE NA CENU ELEKTRIČNE ENERGIJE

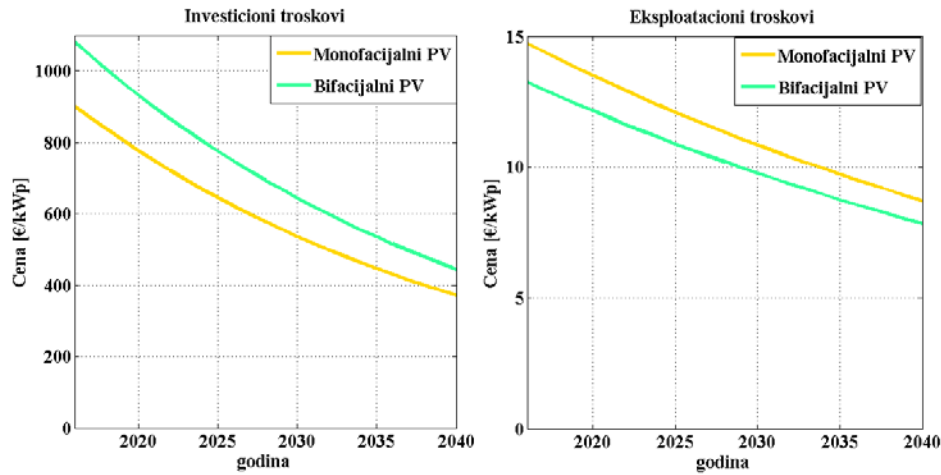
Na slobodnom tržištu, cena električne energije za svaki sat se dobija u preseku dijagrama ponude i potražnje. Svakog dana u podne se pravi aukcija za naredni dan na kojoj proizvođači daju svoje ponude: raspoloživu snagu i cenu proizvodnje (uglavnom se zasniva na troškovima goriva i CO₂ taksi), nakon čega se sve ponude rangiraju prema cenama, od najnižih ka najvišim i tako uređen dijagram čini dijagram ponude. U preseku tog dijagrama i snage potražnje dobija se ravnotežna tržišna cena za svaki sat narednog dana, i prihvataju se sve dostavljene ponude proizvođača čija je cena proizvodnje manja od ravnotežne. Na Sl. 4 je ilustrovan dijagram ponuda-potražnja na nemačkom tržištu. Kako obnovljivi izvori energije imaju troškove proizvodnje koji su skoro nula, oni su prvi na dijagramu ponude i što je veća njihova snaga koja je na raspolaganju, dijagram ponude se pomera sve više u desnu stranu, što za posledicu ima niže cene električne energije na tržištu za dan-unapred.

Potražnju za električnom energijom na tržištu ne čini samo potrošnja u jednoj zemlji, već treba uvažiti i uvoz/izvoz energije od i prema susednim zemljama. Međutim sa spajanjem tržišta u zemljama centralne Evrope, dolazi do konvergencija cena električne energije, zbog čega je pri analizi nemačkog tržišta u ovom radu zanemaren efekat uvoza i izvoza [13].

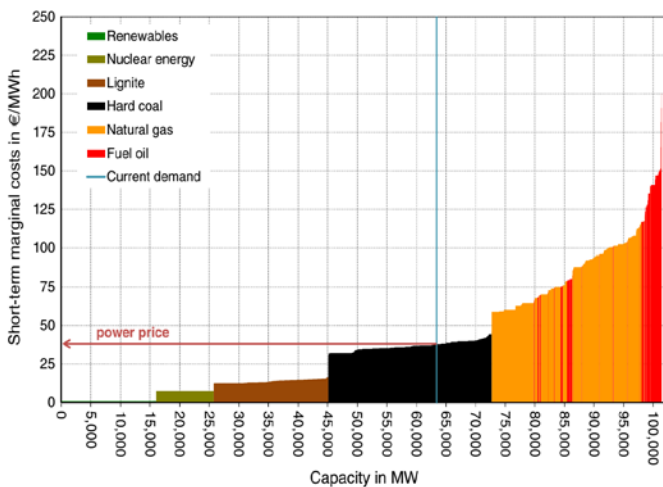
Među evropskim zemljama, Nemačka je preuzela vodeću ulogu u prelasku sa konvencionalnih na obnovljive izvore energije. Vođeni državnim podsticajnim merama, instalisani kapaciteti proizvodnih jedinica u Nemačkoj koje se zasnivaju na energiji vetra i sunca su sve veći. Na Sl. 5 su prikazane snage proizvodnje solarnih i vetro elektrana, cena električne energije na tržištu za dan unapred i rezidualna potrošnja, tj. razlika između snage potrošnje i proizvodnje iz obnovljivih izvora 25. maja 2019 (izvor: [14]). Očigledno je postoji jaka veza između cene električne energije i dijagrama rezidualne potrošnje. Zato je, za prognozu cene električne energije

neophodno uvažiti i uticaj proizvodnje obnovljivih izvora energije. S obzirom na to da je ovaj efekat već dosta izražen na tržištu električne energije u Nemačkoj, ono je poslužilo

kao merodavno za ispitivanje uticaja proizvodnje fotonaponskih sistema na dnevni dijagram cena električne energije.



Slika 3. Prognosa investicionih i eksploatacionih troškova fotonaponskih modula do 2040. godine

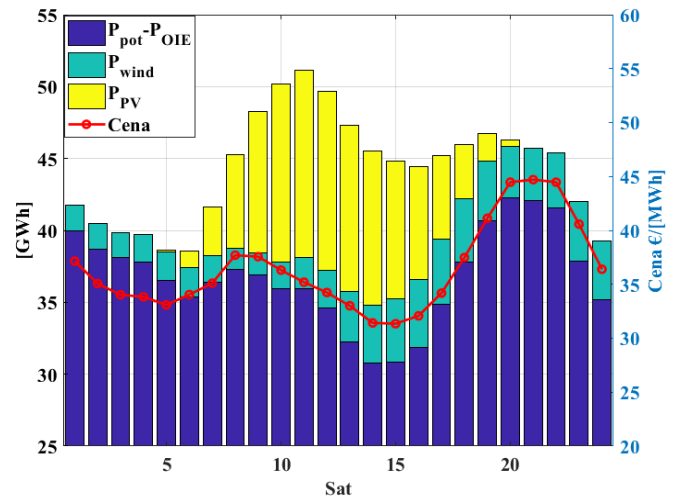


Slika 4. Dijagram ponude i potražnje u Nemačkoj, izvor: [13]

Među evropskim zemljama, Nemačka je preuzela vodeću ulogu u prelasku sa konvencionalnih na obnovljive izvore energije. Vođeni državnim podsticajnim merama, instalisani kapaciteti proizvodnih jedinica u Nemačkoj koje se zasnivaju na energiji vetra i sunca su sve veći. Na Sl. 5. su prikazane snage proizvodnje solarnih i vetro elektrana, cena električne energije na tržištu za dan unapred i rezidualna potrošnja, tj. razlika između snage potrošnje i proizvodnje iz obnovljivih izvora 25. maja 2019 (izvor: [14]). Očigledno je postoji jaka veza između cene električne energije i dijagrama rezidualne potrošnje. Za prognozu cene električne energije zato je neophodno uvažiti i uticaj proizvodnje obnovljivih izvora energije. S obzirom na to da je ovaj efekat već dosta izražen na tržištu električne energije u Nemačkoj, ono je poslužilo kao merodavno za ispitivanje uticaja proizvodnje fotonaponskih sistema na dnevni dijagram cena električne energije.

Uticaj proizvodnje iz vetroelektrana na dnevni dijagram cena

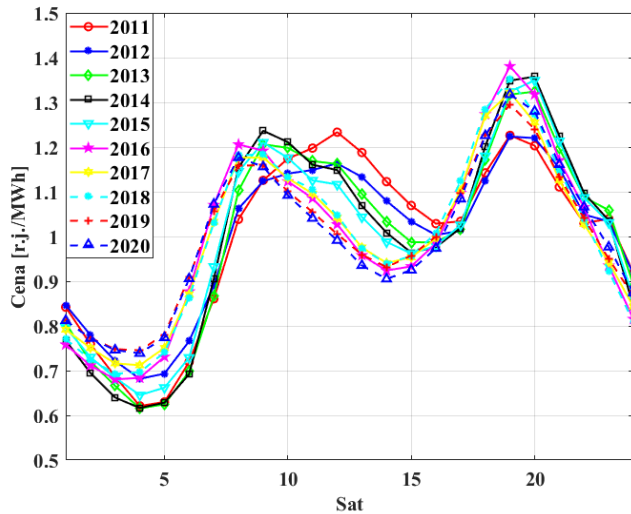
je zanemaren jer dnevne varijacije energije vetra nisu izražene, i dijagram proizvodnje svih vetroelektrana u jednom sistemu bi tokom prosečnog dana bio dosta izravnat.



Slika 5. Proizvodnja solarnih i vetroelektrana, rezidualne potrošnje i cene električne energije u Nemačkoj 25.05.2019.

Sa druge strane, proizvodnja solarnih elektrana je najveća u podne (kod standardno južno orijentisanih panela), a tokom noći je nema uopšte, tako da se smatra da se sve promene u dijagramu cena tokom dana mogu pripisati uticaju solarnih elektrana. Kako bi se zanemario uticaj inflacije i rasta potrošnje, posmatrač se srednji dnevni dijagrami cena i snage potrošnje koji su normalizovani prema srednjim vrednostima za svaku godinu ponaosob i omogućavaju da se prate samo njihovi oblici. Evolucija srednjeg dnevnog dijagrama cena električne energije u Nemačkoj u periodu 2011.-2020. je prikazana na Sl. 6. Na ovoj slici se može uočiti da se u posmatranom periodu dijagram cena najviše promenio između 9 h i 16 h, kada cene imaju trend

smanjenja, što je posledica proizvodnje iz solarnih elektrana tokom ovih sati. Ovo je dovelo i do pomeranja sati sa maksimalnim cenama, te se prvi dnevni lokalni maksimum cene pomerio sa 12 h na 8 h ujutru. Takođe, 2011. godine su oba dnevna pika u ceni bila izjednačena, dok sa sve većom integracijom solarnih panela, večernji maksimum postaje izraženiji.



Slika 6. Normalizovan dijagram cena električne energije u Nemačkoj u periodu 2011-2020.

Karakteristični dnevni dijagram proizvodnje električne energije iz solarnih elektrana u Nemačkoj dobijen je u softverskom alatu PVSyst, a ukupna proizvodnja se dobija u skladu sa instalisanim kapacitetima fotonaponskih elektrana tokom poslednje decenije u toj zemlji [15]. Dijagram proizvodnje je takođe normalizovan prema srednjoj snazi potrošnje u Nemačkoj za tu godinu.

IV PROGNOСТИČKI MODEL DIJAGRAMA CENA NA OBJEDINJENOM EVROPSKOM TRŽIŠTU DO 2040. GODINE

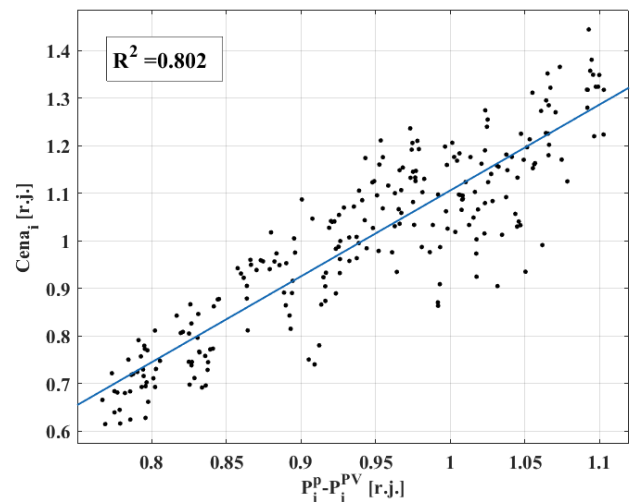
Za matematički model kojim se opisuje zavisnost normalizovane cene električne energije na tržištu za dan unapred i snaga potrošnje i proizvodnje za sat i usvojen je linearni model definisan sledećim izrazom:

$$c_i = \alpha(P_i^p - P_i^{PV}) + \beta \quad (1)$$

Ovim izrazom se normalizovana cena električne energije na tržištu za dan unapred predstavlja preko linearne zavisnosti od razlike snage potrošnje i snage proizvodnje solarnih elektrana. Linernom regresijom se dobijaju vrednosti koeficijenata: $\alpha=1.835$ i $\beta=-0.717$. Grafički prikaz ovog modela prikazan je na Sl. 7. Koeficijent determinacije ovakvog regresionog modela iznosi 0,802 što ukazuje na postojanje čvrste veze između posmatranih veličina.

Za modelovanje efekta solarne proizvodnje na dijagram cena električne energije na objedinjenom evropskom tržištu, potrebno je naći karakteristični dijagram proizvodnje solarnih elektrana na nivou cele Evrope. Trenutna raspodela instalisane snage fotonaponskih sistema u evropskim zemljama je takva da najviše instalisanih kapaciteta ima

Nemačka, sa udelom od oko 38% u ukupnoj instalisanoj snazi. Pored Nemačke, lideri u proizvodnji električne energije iz sunca su: Italija, Velika Britanija, Francuska, Španija, Holandija i Belgija, sa zajedničkim učešćem od oko 50%.

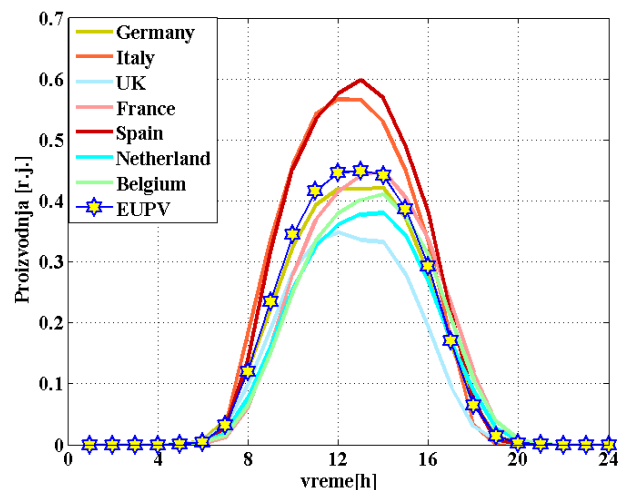


Slika 7. Regresioni model između cena električne energije i rezidualne potrošnje

Karakteristični dnevni dijagrami proizvodnje električne energije fotonaponskih sistema za pomenute zemlje dobijeni su upotrebom softverskog alata PVSyst, na osnovu kojih je shodno učešću ovih zemalja u ukupnoj instalisanoj snazi formiran karakteristični dijagram za celu Evropu (Sl.8).

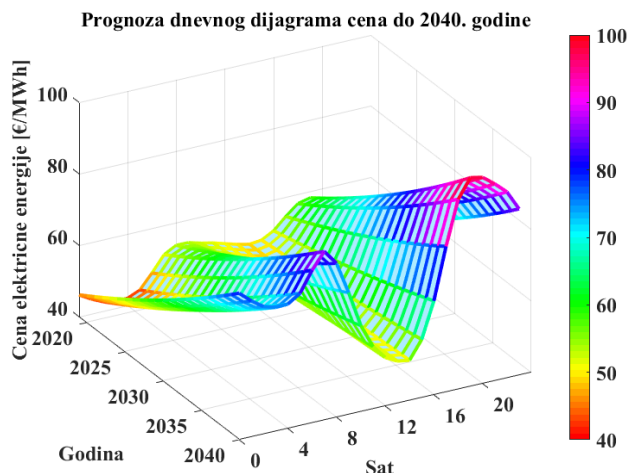
Za prognozu razvoja cena na integrisanom evropskom tržištu, uvažene su sledeće pretpostavke:

1. Dijagram potrošnje čine zbirne snage potrošnje svih evropskih zemalja (izvor: [16]), uz uvažavanje stope rasta potrošnje od 1,1% godišnje [17].
2. U budućnosti se očekuje rast prosečne cene električne energije, tako da će ona 2050. godine biti u opsegu od 65 do 110 €/MWh [18], odnosno srednja stopa rasta cena je oko 2%/god.



Slika 8. Karakteristični dnevni dijagrami proizvodnje fotonaponskih sistema

Na osnovu prethodno opisane analize i ekstrapolacijom dobijenog matematičkog modela, izvršena je prognoza srednjeg dnevnog dijagrama cena električne energije za objedinjeno evropsko tržište električne energije. Dijagram prognoziranih cena prikazan je na Sl. 9. Sa ovakvim podacima je u nastavku izvršena analiza isplativosti dva varijantna rešenja izgradnje solarne elektrane.

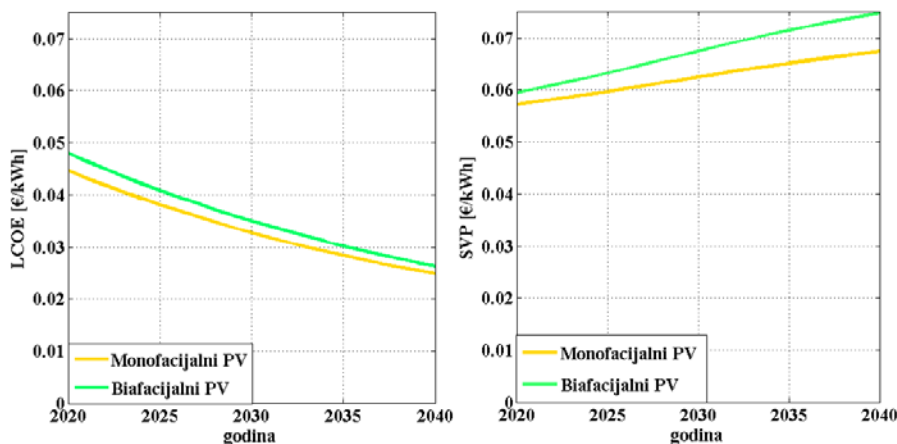


Slika 9. Prognoza dnevnog dijagrama cena do 2040. godine u Evropi

V KOMPARATIVNA ANALIZA ISPLATIVOSTI IZGRADNJE VERTIKALNE I JUŽNO-ORJENTISANE SOLARNE ELEKTRANE NA PEŠTERSKOJ VISORAVNI

Za poređenje isplativosti oba varijantna rešenja uvedeni su sledeći ekonomski pokazatelji. Prvi je *LCOE* (eng. *Levelized Cost of Electricity*) koji ima značenje aktuelizovanog troška proizvodnje jedinične energije iz fotonaponskih sistema:

$$LCOE = \frac{C_I + \sum_{n=1}^N \frac{C_{O\&M}}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{W_n}{(1+i)^n}} \quad [€/kWh] \quad (2)$$



Slika 10. Grafički prikaz *LCOE* i *SVP* pokazatelja u zavisnosti od početka eksploatacije elektrane

gde su: C_I ukupna vrednost investicije, $C_{O\&M}$ godišnji troškovi održavanja, W_n proizvedena godišnja energija u n -toj godini eksploatacije, N životni vek elektrane, a i stopa diskontovanja.

Drugi ekonomski pokazatelj je sadašnja vrednost bruto prihoda po jedinici proizvedene energije, *SVP*:

$$SVP = \frac{\sum_{n=1}^N \sum_{h=1}^{8760} \frac{c_{h,n} P_{PVh,n}}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{W_n}{(1+i)^n}} \quad [€/kWh] \quad (3)$$

U prethodnom izrazu, $c_{h,n}$ i $P_{PVh,n}$ su respektivno cena električne energije i proizvodnja fotonaponske elektrane u h -tom satu n -te godine. Na kraju, razlika ova dva pokazatelja predstavlja prosečnu sadašnju vrednost zarade, *SVZ* po proizvedenom kWh.

$$SVZ = SVP - LCOE \quad [€/kWh] \quad (4)$$

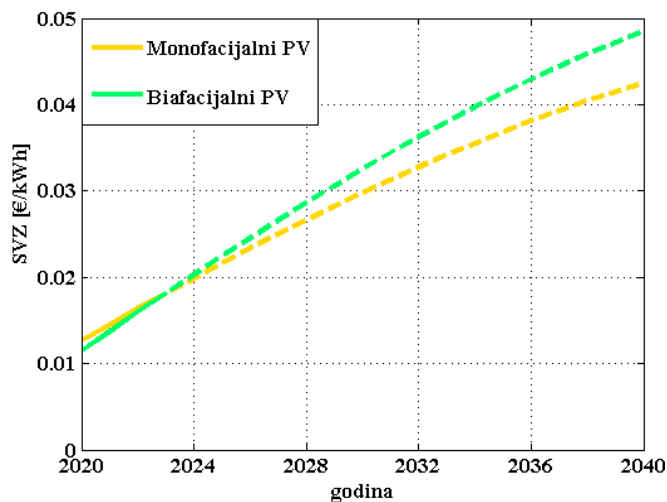
U Tabeli 1. su date vrednosti koje su usvojene za analizu isplativosti izgradnje solarne elektrane na Pešterskoj visoravni. Parametri se odnose na: životni vek (N), stopu diskontovanja (i), cenu zemljišta (c_{zem}), stepen iskorišćenja terena u slučaju elektrane sa monofacijalnim ($u_{monofacijalni}$) i bifacijalnim ($u_{bifacijalni}$) modulima i stopu rasta cene električne energije (p_{cene}). Vrednosti stepena iskorišćenja terena usvojene u analizi su odabrane tako da se optimizuju gubici usled efekta zasenčenja susjednih redova.

Tabela 1. Vrednost ulaznih parametara, [10, 18]

Parametar	Vrednost	Parametar	Vrednost
N (god)	22	$u_{monofacijalni}$	0,4
i (%/god)	3	$u_{bifacijalni}$	0,3
c_{zem} (€/ar)	250	p_{cene} (%/god)	2

Opisani ekonomski pokazatelji su proračunati uz uvažavanje prognoziranog dnevnog dijagrama cena električne energije i na osnovu solarnog potencijala na lokaciji Pešterske visoravni, za oba varijantna rešenja. Na Sl. 10 su prikazani rezultati u zavisnosti od godine početka eksploatacije elektrane. Parametar LCOE će nastaviti da se smanjuje, i uvek će biti manji za monofacijalne module. Pokazatelj SVP je veći za bifacijalne module, što je posledica bolje korelisanosti proizvodnje sa dijagramom cena. Za oba rešenja se očekuje rast SVP pokazatelja u budućnosti, pri čemu je za monofacijalne module predviđeni rast manji. Ovo je posledica sve intenzivnijeg smanjenja cena električne energije u periodu najveće proizvodnje monofacijalnih južno orijentisanih modula, za koje se očekuje da će i dalje biti najzastupljenija tehnologija fotonaponskih sistema.

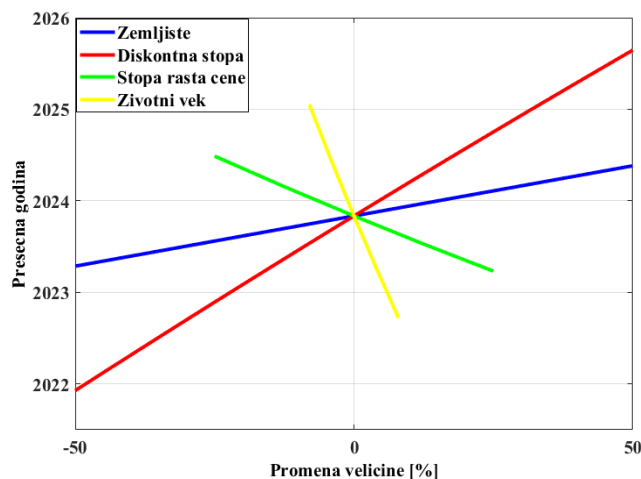
Na Sl. 11. je prikazana vrednost pokazatelja SVZ u zavisnosti od trenutka puštanja elektrane u rad. Rezultati pokazuju da je za oba rešenja ekvivalentna zarada pozitivna, tj. da je investiranje u oba tipa solarne elektrane profitabilno i bez podsticajnih mera. Profitna kriva beleži rast u oba slučaja i trenutno monofacijalni sistemi donose nešto veći profit po jedinici proizvedene energije. Presek dva dijagrama se dobija krajem 2023. godine, što je trenutak kada se isplativost oba predložena varijantna rešenja izjednačava. Od tada je ulaganje u solarnu elektranu sa bifacijalnim modulima profitabilnije. Na Sl. 11. isprekidanim linijama su prikazane krive profita nakon presečne tačke, jer su dobijene pod pretpostavkom da se nastavlja sa integracijom samo monofacijalnih fotonaponskih sistema. Za očekivati je da se u realnosti ove dve isprekidane krive približe, ukoliko bude izražena masovnost izgradnje i vertikalnih bifacijalnih solarnih elektrana.



Slika 11. Sadašnja vrednost dobiti po proizvedenom kWh

Zbog velike neizvesnosti ulaznih veličina kada se radi o dugoročnom planiranju, izvršena je analiza osetljivosti na parametre čije vrednosti se mogu proceniti sa najmanjom pouzdanošću. Cena zemljišta, diskontna stopa, stopa rasta cene električne energije i životni vek projekta su varirani u odnosu na vrednosti iz baznog scenarija.

Na Sl. 12 je prikazana varijacija presečne godine, odnosno trenutak u budućnosti od kog će se više isplatiti investiranje u vertikalne fotonaponske elektrane sa bifacijalnim modulima.



Slika 12. Uticaj promene parametara na vreme preseka

Parametri koji najviše utiču na godinu preseka dve krive profita su životni vek projekta i stopa rasta cene električne energije. Uvažavajući moguće varijacije ovih veličina, trenutak izjednačavanja profita monofacijalne i bifacijalne elektrane se može sa sigurnošću očekivati u periodu od 2022.-2026. godine.

VI ZAKLJUČAK

Sprovedena analiza ukazuje da se kod procene isplativosti investiranja u solarne elektrane mora uvažiti i perspektivni razvoj cena na slobodnom tržištu električne energije. U bliskoj budućnosti može očekivati da vertikalno postavljeni bifacijalni moduli orijentisani u pravcu istok-zapad postanu konkurentni monofacijalnim južno orijentisanim. U uslovima objedinjenog evropskog tržišta, očekuje se da fotonaponske elektrane sa vertikalno postavljenim bifacijalnim modulima postanu isplativije od standardnih solarnih elektrana već u narednih 5 godina. Uticaj kombinacije obeju tehnologija na cenu električne energije biće predmet daljih analiza.

LITERATURA

- [1] Babić, I.M., Đurišić, Ž.R. Impact of daily variation of solar radiation on photovoltaic plants economy at the open market: A case study "Bavanište"(Serbia). *Thermal Science*, Vol 19, Issue 3, pp. 837-844. 2015. <https://doi.org/10.2298/TSCI141025009B>
- [2] Haas, R., Lettner, G., Auer, H., Duic, N. The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally. *Energy*, Vol. 57, pp. 38-43, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.04.034>
- [3] Zervos, A.L.C.M.J., Lins, C., Muth, J. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union—Re-thinking 2050. 2010. https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/0005/registered/916500_13720-46_european_renewable_energy_council_en.pdf [pristupljeno 08.02.2020]
- [4] Guerrero-Lemus, R., Vega, R., Kim, T., Kimm, A., Shephard, L.E. Bifacial solar photovoltaics—A technology review. *Renewable and sustainable energy reviews*, Vol. 60, pp. 1533-1549, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.041>

- [5] Khan, M.R., Hanna, A., Sun, X., Alam, M.A. Vertical bifacial solar farms: Physics, design, and global optimization. *Applied energy*, Vol. 206, pp. 240-248, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.042>
- [6] Rodríguez-Gallegos, C.D., Liu, H., Gandhi, O., Singh, J.P., Krishnamurthy, V., Kumar, A., Stein, J.S., Wang, S., Li, L., Reindl, T., Peters, I.M. Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems. *Joule*, Vol. 4, Issue 7, pp. 1514-1541, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.005>
- [7] Chudinow, D., Nagel, S., Güsewell, J., Eltrop, L. Vertical bifacial photovoltaics—a complementary technology for the European electricity supply?. *Applied Energy*, Vol. 264, pp.114782, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114782>
- [8] Riedel-Lyngskær, N., Poulsen, P.B., Jakobsen, M.L., Nørgaard, P., Vedde, J. Value of bifacial photovoltaics used with highly reflective ground materials on single-axis trackers and fixed-tilt systems: a Danish case study. *IET Renewable Power Generation*, Vol. 14, Issue 19, pp. 3946-3953, 2021. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2020.0580>
- [9] Mikulović, J., Đurišić, Ž. *Solarna energetika*, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, 2019.
- [10] PVsyst, <https://www.pvsyst.com/> [pristupljeno 18.01.2021]
- [11] Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C. The true competitiveness of solar PV - A European case study, European Technology & Innovation Platform, <https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/the-true-competitiveness-of-solar-pv-a-european-case-study> [pristupljeno 18.01.2020]
- [12] Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, IRENA (2020), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf [pristupljeno 18.01.2021]
- [13] Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F.C., Graichen, V. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016: Estimation and distributional implications, *Energy economics*, Vol. 44, pp. 302-313, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.020>
- [14] SMARD, <https://www.smard.de/home> [pristupljeno 18.01.2020]
- [15] Energy-Charts, <https://energy-charts.info> [pristupljeno 19.01.2020]
- [16] ENTSOE, <https://www.entsoe.eu/> [pristupljeno 19.01.2020]
- [17] Feldhaus, P., Vahlenkamp, T. Transformation of Europe's Power System until 2050 Including Specific Considerations for Germany Electric Power and Natural Gas Practice, 2010. https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/client_service/epng/pdfs/transformation_of_europes_power_system.ashx [pristupljeno 19.01.2020]
- [18] World Energy Outlook 2018, IEA, Paris, <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en> [pristupljeno 19.01.2020]

AUTORI

Đorđe Lazović, master inž. el., Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, lazovic@gmail.com
Kristina Džodić, master inž. el., Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, kristinadz@gmail.com
dr Željko Đurišić - vanredni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, djurisic@etf.rs