doi: 10.46793/EEE26-3.53R

Stručni rad
UDK 621.311.243:621.316

Analiza uticaja integracije fotonaponske elektrane na elektroenergetski sistem

Željana Ristić, Mileta Žarković
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet u Beogradu

Rezime **-** Sve veća integracija fotonaponskih elektrana donosi nove izazove u pogledu efikasnog rada, pouzdanosti i stabilnosti elektroenergetskih sistema. Optimalno mesto priključenja i dimenzionisanje fotonaponskih izvora imaju ključnu ulogu u smanjenju tehničkih gubitaka, poboljšanju naponskih prilika i povećanju ukupne energetske efikasnosti elektroenergetskog sistema. U ovom radu razmatra se opšti optimizacioni pristup za određivanje pogodnih lokacija i nominalnih snaga fotonaponskih elektrana, pri čemu je korišćena standardna IEEE mreža, sa ciljem unapređenja rada elektroenergetskog sistema u različitim radnim uslovima. Različita angažovanja generatora uzeta su u obzir kako bi se uvideo njihov uticaj na ponašanje elektroenergetskog sistema. Performanse elektroenergetskog sistema posmatraju se na osnovu više kriterijuma, kao što su smanjenje gubitaka, poboljšanje naponskog profila i povećanje operativne stabilnosti, uz poštovanje tehničkih ograničenja. Dobijeni rezultati ukazuju da optimalna integracija fotonaponskih elektrana može značajno doprineti efikasnijem i pouzdanijem radu elektroenergetskog sistema, pružajući osnovu za planiranje budućih elektroenergetskih sistema sa većim udelom obnovljivih izvora.

Ključne reči - fotonaponske elektrane, optimalno lociranje i dimenzionisanje, optimizacija elektroenergetskog sistema, poboljšanje naponskog profila, smanjenje gubitaka snage, integracija obnovljivih izvora energije.

I UVOD

Analiza tokova snaga koristi se za planiranje, projektovanje i upravljanje elektroenergetskim sistemima, sa ciljem održavanja sigurnog i ekonomičnog rada sistema. Prvi proračuni tokova snaga predstavljali su kompleksne matematičke probleme temeljene na rešavanju linearnih i nelinearnih jednačina. Pojavom raznih softverskih alata, zasnovanih na alternativnim i inovativnim algoritmima, znatno su se povećale tačnosti proračuna tokova snaga [1]. Pravilan proračun tokova snaga važan je za održavanje proizvodnje i potrošnje električne energije, kako bi se redukovali gubici snage i troškovi proizvodnje, u suprotnom bi došlo do velikih problema u mreži. Svaki proračun tokova snaga započinje definisanjem problema i formulisanjem matematičkog modela za rešavanje sistema linearnih i nelinearnih jednačina. Nakon definisanja problema i formulacije matematičkog modela, neophodno je odrediti i izabrati iterativni postupak koji će biti korišćen. Ovaj rad je motivisan pronalaženjem optimalnog mesta priključenja i veličine solarne elektrane za različite radne režime. Generalno, moguće je integrisati elektroenergetski sistem koji kombinuje koncentrisanu solarnu elektranu, sistem za skladištenje toplotne energije i hibridno napajanje, sa ciljem unapređenja održivosti i ekonomske efikasnosti rada sistema. Poseban akcenat stavljen je na optimizaciju rada kroz minimizaciju operativnih i ekoloških troškova [2]. Treba uočiti i probleme koji se javljaju pri optimalnom planiranju i upravljanju elektroenergetskim sistemom sa integrisanim obnovljivim izvorima energije, razvojem matematičkog modela optimizacije koji uzima u obzir tehnička ograničenja sistema, varijabilnost proizvodnje i zahteve potrošnje. Posebno je istaknuta važnost koordinisanog upravljanja izvorima i opterećenjem radi postizanja stabilnog rada sistema u uslovima povećanog udela obnovljivih izvora energije [3].

Cilj rada je određivanje optimalnih lokacija i instalisanih snaga fotonaponskih elektrana primenom optimizacionog pristupa na standardnoj IEEE-14 mreži, radi unapređenja performansi elektroenergetskog sistema u različitim radnim uslovima. Analizom različitih angažovanja generatora ispituje se njihov uticaj na gubitke, naponski profil i operativnu stabilnost uz poštovanje tehničkih ograničenja. Rad je koncipiran u četiri poglavlja, gde prvo poglavlje predstavlja uvodni deo. Drugo poglavlje prikazuje metodologiju i IEEE-14 test sistem sa njegovim karakteristikama. Treće poglavlje prikazuje najznačajnije rezultate i njihovu analizu, dok četvrto poglavlje sumira rezultate.

II METODOLOGIJA

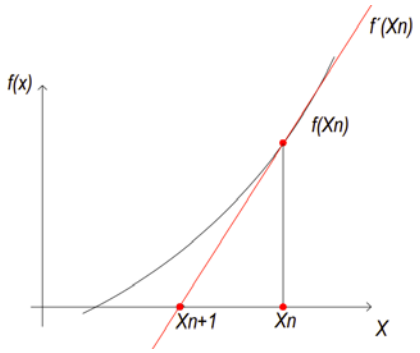
Najčešći iterativni postupak koji se koristi je *Newton Raphson-ov* metod. Metod zahteva definisanje nepoznatih i poznatih parametara u analiziranom sistemu. Promenljive koje su od interesa i ulaze u proračun su moduo i fazni stav napona, aktivna i reaktivna snaga injektiranja, kao i aktivna i reaktivna snaga potrošnje. Nakon definisanja poznatih i nepoznatih veličina, neophodno je klasifikovati čvorove. Podela čvorova prema tipu je prikazana u Tabeli 1.

Tabela 1. Klasifikacija čvora elektroenergetskog sistema

tip čvora	poznate veličine	nepoznate veličine
generatorski (P, U)	P, U	Q, θ
potrošački (P, Q)	P, Q	U, θ
slack (balansni)	U, θ	P, Q

Kod generatorskih čvorova se aktivna snaga održava na zadatoj

vrednosti pomoću turbinskih regulatora, dok se efektivna vrednost napona održava pomoću regulatora pobude. Potrošački čvorovi održavaju aktivnu i reaktivnu snagu na konstantnoj vrednosti, dok se kod balansog čvora na zadatoj vrednosti održavaju moduo i fazni stav napona. *Newton Raphson-ova* metoda smatra se standardnim postupkom za iterativno rešavanje sistema nelinearnih jednačina prilikom proračuna raspodele tokova snaga u elektroenergetskom sistemu. Ovaj postupak poseduje vrlo dobre karakteristike s obzirom na kvadratnu konvergenciju, tako da se danas gotovo svi moderni programi za proračun tokova zasnivaju na ovoj metodi. Matematička formulacija je data na Slici 1.



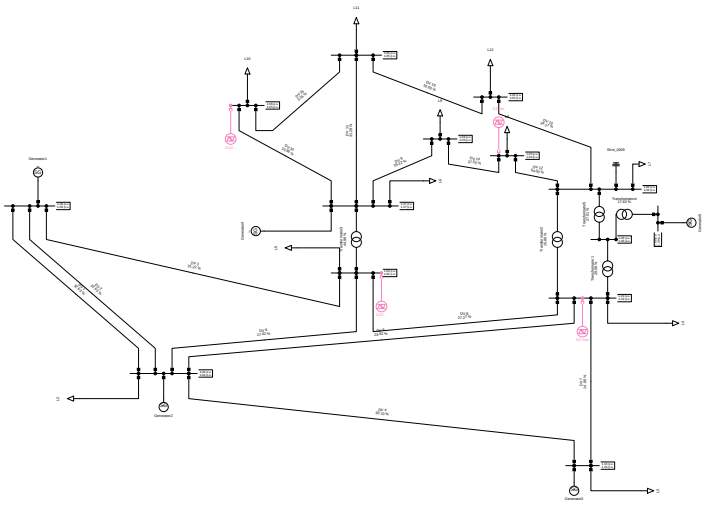
Slika 1. Matematička formulacija *Newton Raphson-ovog* postupka

Iterativni postupak se izvodi na osnovu *Slike 1*, pri čemu je krajnja interpretacija data formulom (1).

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (1)$$

Za siguran rad mreže moraju se poštovati ograničenja aktivne i reaktivne snage generatora u svakom trenutku. Stoga neophodno je da budu ispunjeni uslovi (2) i (3).

$$P_{g,min} < P_g < P_{g,max} \quad (2)$$
$$Q_{g,min} < Q_g < Q_{g,max} \quad (3)$$



Slika 2. IEEE-14 test sistem

Za analizu se razmatra sistem sa više međusobno povezanih čvorova i velikim brojem opterećenja. IEEE-14-čvorni sistem predstavlja pogodan izbor za takvu analizu, jer ima dva glavna izvora koji napajaju 14 međusobno povezanih čvorova sa više opterećenja [4]. Za kompenzaciju reaktivne snage, IEEE14 sistem uključuje tri statička kompenzatora postavljena na različitim lokacijama [5,6]. Istraživanja pokazuju da visoka penetracija PV sistema može dovesti do naponskih odstupanja i potrebe za dodatnom regulacijom reaktivne snage, pri čemu invertori imaju značajnu ulogu u održavanju stabilnosti napona [7,8]. Analiza optimalne lokacije distribuiranih izvora predstavlja važan aspekt unapređenja naponskog profila i smanjenja gubitaka u mreži [9]. Standardizovani test sistemi, poput IEEE-14-čvornog sistema, često se koriste za evaluaciju uticaja integracije obnovljivih izvora zbog svoje reprezentativne strukture i pogodnosti za simulacione analize naponske stabilnosti [10]. Analiza sistema je vršena u softverskom alatu *DIgSILENT* [11], na IEEE-14 sistemu, koji je prikazan na Slici 2.

U cilju analize uticaja integracije proizvodnje na rad elektroenergetskog sistema, izvršeno je ispitivanje zavisnosti snage gubitaka i ukupnog pada napona u mreži od nivoa aktivne snage priključenog generatora. Alat u *DIgSILENT, Hosting Capacity*, omogućava sistematsku analizu uticaja priključenja novih izvora proizvodnje (*distributed energy resources – DER*) ili dodatnog opterećenja (eng. *spare load capacity*) na elektroenergetski sistem. *Hosting capacity* se definiše kao maksimalni nivo nove proizvodnje ili potrošnje koji se može priključiti na mrežu bez narušavanja propisanih tehničkih ograničenja sistema, uključujući kriterijume napona, termička ograničenja elemenata mreže, stabilnost sistema i uslove zaštite, pri čemu se ne razmatraju investicije u proširenje ili rekonstrukciju mrežne infrastrukture.

Ograničenja koja određuju prihvatljivi nivo integracije nove proizvodnje ili potrošnje mogu se kvantifikovati pomoću indeksa performansi (eng. *performance index*). Ovaj indeks predstavlja objedinjenu meru odstupanja od dozvoljenih operativnih granica i može biti definisan na osnovu prekoračenja naponskih limita, preopterećenja vodova i transformatora, podešavanja zaštitnih uređaja, kao i drugih relevantnih operativnih kriterijuma.

U ovom radu, razvijen je matematički model optimizacije koji uzima u obzir tehnička ograničenja sistema, varijabilnost proizvodnje i zahteve potrošnje.

III Analiza rezultata

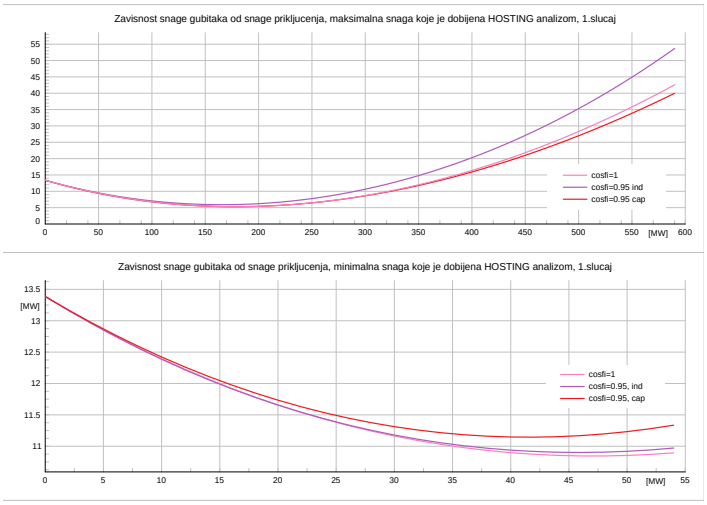
U nastavku rada, na osnovu *Hosting capacity* analize, uz poštovanje naponskih i termičkih ograničenja, dobijene su različite vrednosti maksimalnih snaga priključenja na određene čvorove, uključujući aspekt uticaja lokacije priključenja pri promeni faktora snage. Posebna pažnja posvećena je prikazu zavisnosti snage gubitaka i ukupnog pada napona od nivoa proizvodnje generatora. Grafički prikazi su formirani za karakteristične granične slučajeve, odnosno za minimalne (označene zelenim vrednostima u tabelama) i maksimalne (označene crvenim vrednostima u tabelama) dozvoljene vrednosti priključne snage identifikovane tokom simulacija. Na ovaj način omogućeno je sagledavanje ponašanja sistema u kritičnim radnim tačkama, odnosno u uslovima kada se mreža nalazi blizu operativnih ograničenja. U daljem tekstu će biti prikazana analiza kroz tabelu i grafike za svaki od slučajeva, respektivno.

Najpre je analiziran slučaj rada generatora sa faktorom snage *cosφ*=1, odnosno bez razmene reaktivne snage sa mrežom. Rezultati prikazani u Tabeli 2 pokazuju da maksimalna dozvoljena aktivna snaga značajno varira u zavisnosti od lokacije priključenja.

Tabela 2. Aktivna snaga priključenog generatora, pri *cosφ*=1

čvor	max aktivna snaga priključenog generatora [MW]
14	87,860
13	127,540
12	56,180
11	100,020
10	96,620
9	292,020
7	196.613
5	600
4	590

Ovakvo ponašanje je očekivano, jer električna udaljenost čvora od izvora napajanja, impedansa vodova, kao i lokalna opterećenja utiču na naponske prilike i mogućnost prihvatanja dodatne proizvodnje. Primećuje se da pojedini čvorovi omogućavaju priključenje znatno većih snaga, što ukazuje na manju osetljivost napona na povećanje injektirane aktivne snage.



Slika 3. Zavisnost snage gubitaka od snage priključenja, za slučaj *cosφ=1*, kapacitivno, koja je dobijena *HOSTING* analizom

Na gornjem dijagramu, Slika 3, uočava se karakterističan parabolični (U-oblik) trend krive gubitaka, što predstavlja tipično ponašanje elektroenergetskog sistema pri postepenom povećanju lokalne proizvodnje. U početnoj fazi integracije, pri nižim vrednostima aktivne snage, dolazi do smanjenja ukupnih gubitaka sistema. Ovaj efekat je posledica činjenice da lokalna proizvodnja pokriva deo lokalne potrošnje. Sa daljim povećanjem priključene snage dostiže se tačka minimalnih gubitaka, koja odgovara približnom balansu između lokalne proizvodnje i lokalne potrošnje. U toj tački su tokovi kroz pojedine delove mreže minimalni, te sistem ostvaruje energetski optimum sa aspekta gubitaka. Nakon prelaska ove tačke dolazi do promene režima rada sistema, gde lokalna proizvodnja premašuje lokalnu potrošnju. Uticaj faktora snage jasno je izražen u ovom opsegu.

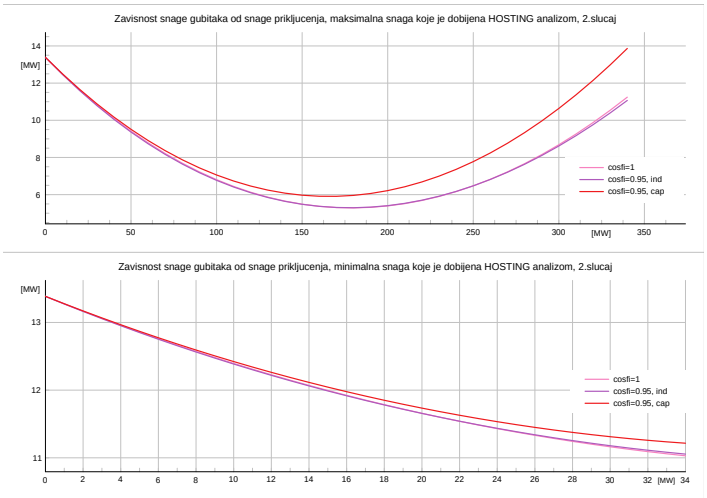
Induktivni režim rada dovodi do većih ukupnih gubitaka u odnosu na rad sa *cosφ*=1, usled dodatne reaktivne komponente struje koja povećava efektivnu vrednost ukupne struje u vodovima. Nasuprot tome, kapacitivni režim pokazuje povoljnije energetske performanse pri višim nivoima proizvodnje, jer doprinosi kompenzaciji reaktivne snage u mreži i redukciji ukupnih tokova.

Za razliku od prethodnog slučaja, na donjem grafiku , Slika 3 ne uočava se parabolični karakter krive, već monotono opadanje gubitaka sa porastom priključene snage. Ovakvo ponašanje ukazuje da sistem u celokupnom analiziranom opsegu ostaje u režimu lokalnog pokrivanja potrošnje. U ovom slučaju ograničenja koja su zadata (naponska i/ili termička) nastupaju pre dostizanja optimalne tačke (minimalnih gubitaka), što znači da tehnički kriterijumi ograničavaju integraciju proizvodnje već u početnoj fazi.

Razmatran je i slučaj rada generatora sa induktivnim faktorom snage (*cosφ*=0,95), čiji su rezultati dati u Tabeli 3. U ovom režimu rada, generator preuzima deo reaktivnog opterećenja iz mreže, što dovodi do drugačijeg uticaja na naponski profil i tokove snaga.

Tabela 3. Aktivna snaga priključenog generatora, pri *cosφ=0,95* induktivno

čvor	max aktivna snaga priključenog generatora [MW]
14	43,380
13	71,860
12	35,620
11	48,180
10	58,580
9	80,020
7	114,095
5	340
4	330,50



Slika 4. Zavisnost snage gubitaka od snage priključenja, za slučaj *cosφ*=0,95, induktivno, koja je dobijena *HOSTING* analizom

Može se uočiti da su maksimalno dozvoljene aktivne snage u ovom slučaju značajno niže u odnosu na režim sa jediničnim faktorom snage. Usled induktivnog rada, sistem brže dostiže operativna ograničenja, što ograničava integraciju novih izvora.
I u ovom slučaju na gornjem grafiku, Slika 4, uočava se karakterističan parabolični (U-oblik) trend krive gubitaka. U početnoj fazi povećanja proizvodnje dolazi do smanjenja ukupnih gubitaka. Sa daljim povećanjem priključene snage sistem dostiže tačku minimalnih gubitaka, koja odgovara približnom balansu između lokalne proizvodnje i lokalne potrošnje, dok se daljim povećanjem snage proizvodnje, povećavaju gubici.

U poređenju sa prvim analiziranim slučajem, maksimalna *hosting* snaga u ovom scenariju je niža (oko 350 MW), ali i ukupni nivo gubitaka u čitavom opsegu je niži.

Nasuprot tome, u slučaju opsega snage, do približno 35 MW (donji grafik na Slici 4), sistem ostaje u zoni u kojoj lokalna proizvodnja ne premašuje lokalnu potrošnju. U tom režimu dolazi isključivo do smanjenja gubitaka, što rezultuje monotonim opadanjem gubitaka bez pojave optimalne tačke.

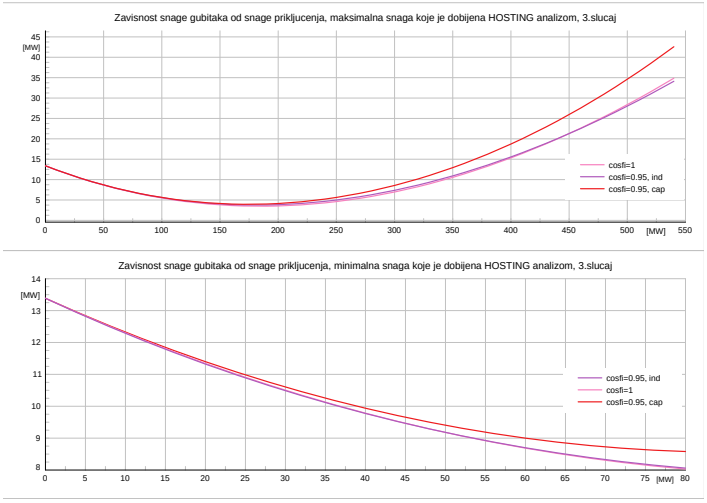
Tabela 4. Aktivna snaga priključenog generatora, pri $cos\varphi$=0,95 kapacitivno

čvor	max aktivna snaga priključenog generatora [MW]
14	105,780
13	113,460
12	112,820
11	111,540
10	84,660
9	256,180
7	196,613
5	512,500
4	558

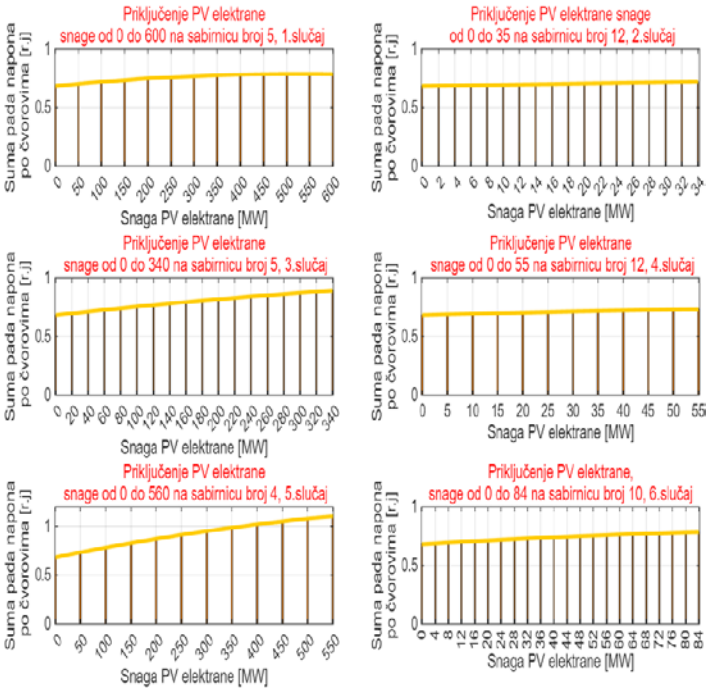
Nasuprot rezultatima iz Tabele 3, rezultati prikazani u Tabeli 4 za kapacitivni režim rada ($cos\varphi$=0,95 kapacitivno) pokazuju poboljšanje maksimalno dozvoljene aktivne snage u odnosu na induktivni slučaj, a u pojedinim čvorovima čak i u odnosu na rad sa $cos\varphi=1$. Kapacitivni rad generatora podrazumeva injektiranje reaktivne snage u mrežu, što doprinosi lokalnom podizanju napona.

I u ovoj analizi, trend gornjeg grafika, Slika 5 je tipičnog U-izgleda. Uticaj faktora snage ostaje konzistentan sa prethodnim analizama. Kapacitivni režim rada rezultuje najvećim ukupnim gubicima, usled dodatne reaktivne komponente struje koja povećava efektivnu vrednost ukupne struje u mreži. Induktivni režim pokazuje povoljnije karakteristike pri višim nivoima proizvodnje, zahvaljujući delimičnoj kompenzaciji reaktivne snage u sistemu. Donji grafik, Slika 5, kao i u prethodnim slučajevima, dovodi do zaključka da su ograničenja *hosting* analize dostignuti pre nego optimalna radna tačke.

U nastavku rada biće prikazana zavisnost sume padova napona od snage proizvodnje PV elektrane. Analiza je sprovedena tako što su za svaki posmatrani faktor snage izračunati ukupni mrežni gubici, a zatim je uočen režim rada pri kojem su ti gubici minimalni. Grafici su potom prikazani upravo za onaj faktor snage koji daje najmanje ukupne gubitke, kako bi se sagledao naponski odziv sistema u najpovoljnijem režimu rada.



Slika 5. Zavisnost snage gubitaka od snage priključenja, za slučaj $cos\varphi=0,95$, kapacitivno, koja je dobijena *HOSTING* analizom



Slika 6. Zavisnost sume pada napona od snage prikljucenja, pri $cos\varphi$=0,95, induktivno (levi grafici) i $cos\varphi$=1 (desni grafici)

Prikazani rezultati potvrđuju da suma padova napona raste sa povećanjem priključene snage PV elektrane u svim analiziranim čvorovima, pri čemu je porast približno linearan u celom razmatranom opsegu. Intenzitet promene napona značajno zavisi od lokacije priključenja. Sabirnice 4 i 5 omogućavaju integraciju znatno većih snaga (≈560 MW i ≈600 MW), uz relativno umeren porast naponskih odstupanja. Nasuprot tome, sabirnice 12 i 10 pokazuju izraženiju naponsku osetljivost, te se dozvoljena granica integracije dostiže pri znatno nižim nivoima proizvodnje

(≈35MW i ≈84 MW). U svim slučajevima naponsko ograničenje predstavlja dominantan kriterijum koji je definisanim *hosting* kapacitetetom. Ako se posmatra relacija pada napona, dominantan uticaj na amplitudu ima realan deo relacije 4.

$$\underline{U_1} = \underline{U_2} + \frac{P_2*R+Q_2*X}{\underline{U_2^*}} + j\frac{P_2*X+Q_2*R}{\underline{U_2^*}} \quad (4)$$

Prema datoj relaciji, porast injektirane aktivne snage direktno utiče na promenu naponskog profila. Rezultati jasno potvrđuju da izbor lokacije priključenja ima presudan značaj u proceni integracionog potencijala distribuirane proizvodnje.

IV Zaključak

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da lokacija priključenja i režim rada generatora imaju presudan uticaj na maksimalno dozvoljenu snagu, kao i na ponašanje gubitaka i ukupnih padova napona u mreži. U budućim istraživanjima model bi se mogao unaprediti uključivanjem detaljnije vremenske analize, odnosno višesatne ili višednevne optimizacije sa realnim profilima potrošnje i proizvodnje iz obnovljivih izvora. Dodatno je moguće izvršiti optimalno planiranje i upravljanje elektroenergetskim sistemom sa integrisanim obnovljivim izvorima energije, što predstavlja ključni korak ka unapređenju pouzdanosti, stabilnosti i ekonomske efikasnosti rada elektroenergetskog sistema. Rad bi mogao da se unapredi i korišćenjem optimalnog proračuna tokova snaga (OPF), gde bi se u obzir uzela optimalna raspodela proizvodnje električne energije, tako da se zadovolji potražnja uz minimalne troškove ili gubitke, pri čemu se poštuju sva tehnička ograničenja sistema.

Literatura

[1] Jozsa, L. *Tokovi snaga u mreži*, Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Elektrotehnički fakultet, Osijek, 2009.

[2] Li, Mengyu, Liu, Y., Li, J., Li, F., An, Y, Gao, X. Optimizing sustainable energy integration: A novel approach using concentrated solar plant and hybrid power supply, Electric Power Systems Research, Vol. 237, 111050, 2024. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.111050

[3] Liang, C., ding, C., Zuo, X., Li, J., Guo, Q. Capacity configuration optimization of wind-solar combined power generation system based on improved grasshopper algorithm, Electric Power Systems Research, Vol. 225, 109770, 2023. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109770

[4] Aziz, N.F.A., Rahmat, N.A., Muhammad-Sukki, F., Rahman, T.K.A., Yasin, Z.M., Wahab, N.A., Salim, N.A. A new weak area identification method in power system based on voltage stability, Journal of Telecommunication, Electronic and Computer Engineering (JTEC), Vol. 9, No. 2-11, pp. 171-177, 2017.

[5] Ghosh, N., Sharma, S., Bhattacharjee, S. A load flow based approach for optimum allocation of distributed generation units in the distribution network for voltage improvement and loss minimization, International Journal of Computer Applications, Vol. 50, No. 15, pp. 15-17, 2012. https://doi.org/10.5120/7847-1075

[6] Poornazaryan, B., Karimyan, P., Gharehpetian, G. B., Abedi, M. Optimal allocation and sizing of DG units considering voltage stability, losses and load variations, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 79, pp. 42-52, 2016. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.12.034

[7] Turitsyn, K., Sulc, P., Backhaus, S., Chertkov, M. Local control of reactive power by distributed photovoltaic generators, in Proc. *2010 first IEEE international conference on smart grid communications*, Gaithersburg, MD, USA, pp. 79-84, 4-6 October 2010. https://doi.org/10.1109/SMARTGRID.2010.5622021

[8] Tonkoski, R., Turcotte, D., El-Fouly, T.H. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, No. 3, pp. 518-527, 2012. https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2191425

[9] Acharya, N., Mahat, P., Mithulananthan, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 28, No. 10, pp. 669-678, 2006. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2006.02.013

[10] IEEE Power Systems Test Case Archive – IEEE 14 Bus System. https://electricgrids.engr.tamu.edu/electric-grid-test-cases/ieee-14-bus-system/ [pristupljeno 20.02.2026]

[11] DIgsilent, Power system solutions, https://www.digsilent.de/en/downloads.html [pristupljeno 20.02.2026]

Autori

Željana Ristić – diplomirani inženjer elektrotehnike i računarstva Elektrotehnički fakultet, rz253022m@student.etf.bg.ac.rs, ORCID 0009-0009-5284-7995

Mileta Žarković – vanredni profesor, Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.bg.ac.rs, ORCID 0000-0001-5855-6595

Analysis of the Impact of Photovoltaic Power Plant Integration on the Power System

Abstract – The increasing integration of photovoltaic power plants introduces new challenges in terms of efficient operation, reliability, and stability of power systems. The optimal placement and sizing of photovoltaic sources play a crucial role in reducing technical losses, improving voltage profiles, and enhancing the overall energy efficiency of the power system. This paper presents a general optimization approach for determining suitable locations and nominal capacities of photovoltaic power plants, using the standard IEEE 14-bus test system, with the aim of improving power system performance under different operating conditions. Various generator dispatch scenarios are considered in order to analyse their impact on system behaviour. Power system performance is evaluated based on multiple criteria, including loss reduction, voltage profile improvement, and enhancement of operational stability, while satisfying all technical constraints. The obtained results indicate that the optimal integration of photovoltaic power plants can significantly contribute to a more efficient and reliable operation of the power system, providing a solid foundation for planning future power systems with a higher share of renewable energy sources.

Index Terms – Photovoltaic power plants, Optimal placement and sizing, Power system optimization, Voltage profile improvement, Power loss reduction, Renewable energy integration

Rad primljen: 12.03.2026., prihvaćen: 18.08.2026.