Broj rada: R4-12
DOI:10.46793/CIRED2026.R4-12_118

ULOGA ELEKTRIČNIH VOZILA U REGULACIJI NAPONA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA SA VELIKIM UDELOM SOLARNIH ELEKTRANA

THE ROLE OF ELECTRIC VEHICLES IN VOLTAGE REGULATION IN DISTRIBUTION NETWORKS WITH HIGH SOLAR PENETRATION

Doroteja ZAREV, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija*
Jelena STOJKOVIĆ TERZIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Luka ZOROJE, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Balša ĆERANIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Leposava RISTIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Predrag STEFANOV, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Integracija velikog broja distribuiranih izvora energije, naročito solarnih elektrana, u distributivne mreže dovodi do sve izraženijih problema sa naponskim odstupanjima i zagušenjima mrežnih elemenata, posebno u periodima visoke proizvodnje i niskog opterećenja. U takvim uslovima često dolazi do ograničavanja proizvodnje iz obnovljivih izvora, kao i do potrebe za skupim investicijama u jačanje mrežne infrastrukture. Električna vozila, kao fleksibilni i sve prisutniji potrošači sa ugrađenim sistemima za skladištenje energije, predstavljaju značajan potencijal za pružanje dodatnih usluga elektroenergetskom sistemu. U okviru ovog rada razmatra se uloga električnih vozila u regulaciji napona u distributivnim mrežama sa visokim udelom solarne proizvodnje. Poseban fokus stavljen je na scenarije sa ciljanim lokacijama za punjenje, poput tržnih centara, supermarketa i garaža, gde su vozila prirodno i duži vremenski period povezana na mrežu. Analiza se zasniva na razmatranju dva osnovna scenarija. U prvom scenariju posmatra se distributivna mreža sa visokim udelom distribuiranih solarnih elektrana, u kojoj u određenim periodima dolazi do pojave previsokih napona. U drugom scenariju, na odabranim lokacijama uvode se punjači električnih vozila, odnosno baterijski sistemi, čijim se režimima rada upravlja sa ciljem ublažavanja naponskih odstupanja. Posebna pažnja posvećena je uticaju ovakvog pristupa na naponski profil mreže, uz razmatranje potencijalnih efekata i na opterećenje mrežnih elemenata. Cilj rada je da se pokaže da koordinisano upravljanje punjenjem električnih vozila može doprineti ublažavanju naponskih problema, smanjenju zagušenja u mreži i povećanju prihvatnog kapaciteta za integraciju solarnih elektrana. Na taj način otvara se mogućnost za smanjenje ograničavanja proizvodnje iz obnovljivih izvora i odlaganje potrebe za dodatnim investicijama u mrežnu infrastrukturu, čime električna vozila postaju aktivan činilac u unapređenju fleksibilnosti i održivosti distributivnih mreža.

Ključne reči: električna vozila, regulacija napona, distributivne mreže, solarne elektrane, fleksibilnost

* Doroteja ZAREV, doroteja.zarev@etf.bg.ac.rs

ABSTRACT

The large-scale integration of distributed energy resources, particularly solar power plants, into distribution networks increasingly leads to voltage deviations and congestion of network elements, especially during periods of high generation and low demand. Under such operating conditions, renewable energy production is often curtailed, while costly investments in grid reinforcement become unavoidable. Electric vehicles, as flexible and rapidly growing consumers equipped with onboard energy storage systems, offer considerable potential to provide ancillary services to the power system. This paper investigates the role of electric vehicles in voltage regulation within distribution networks characterized by a high share of solar generation. Special attention is given to scenarios involving targeted charging locations, such as shopping centers, supermarkets, and parking garages, where vehicles are naturally connected to the grid for extended periods. The analysis considers two main scenarios. In the first scenario, a distribution network with a high penetration of distributed solar power plants is examined, in which overvoltage conditions occur during specific periods. In the second scenario, electric vehicle chargers, i.e., battery systems, are introduced at selected locations, and their operating modes are controlled in order to mitigate voltage deviations. Emphasis is placed on the impact of this approach on the network voltage profile, while potential effects on the loading of network components are also briefly considered. The objective of this study is to demonstrate that coordinated control of electric vehicle charging can effectively contribute to the mitigation of voltage issues, the alleviation of network congestion, and the increase of hosting capacity for solar power plants. Consequently, the curtailment of renewable energy generation can be reduced and the need for additional investments in grid infrastructure can be postponed, positioning electric vehicles as active enablers of flexibility and sustainability in distribution networks.

Keywords: electric vehicles, voltage regulation, distribution networks, solar power plants, flexibility

1 UVOD

Distributivne mreže se poslednjih godina suočavaju sa ubrzanim rastom distribuiranih energetskih resursa, posebno solarnih fotonaponskih (PV) elektrana i električnih vozila (EV). Globalni instalisani kapacitet PV elektrana premašio je 2800 GW krajem 2025. godine [1], dok je broj električnih automobila u svetu dostigao blizu 79 miliona [2]. Ova dva trenda zajedno stvaraju nove izazove, ali i mogućnosti za rad distributivnih mreža.

Visoka penetracija distribuiranih PV elektrana dovodi do pojave obrnutih tokova snaga i porasta napona iznad dozvoljenih granica, naročito na krajevima izvoda [3, 4], što često rezultira ograničavanjem proizvodnje iz obnovljivih izvora (OIE) ili skupim investicijama u jačanje mrežne infrastrukture [5]. Pokazano je da korišćenje baterijskih kapaciteta domaćinstava može ublažiti naponska odstupanja [6], kao i da pametno punjenje EV smanjuje njihov negativan uticaj, ali ne rešava u potpunosti probleme uzrokovane visokom penetracijom PV sistema [7]. EV, kao fleksibilni potrošači sa ugrađenim sistemima za skladištenje energije, predstavljaju značajan potencijal za pružanje pomoćnih usluga elektroenergetskom sistemu [8]. Koordinisano punjenje EV uz PV elektrane može smanjiti gubitke i naponska odstupanja [9], a distribuirani energetski resursi mogu doprineti smanjenju vršnog opterećenja i poboljšanju naponskog profila [10]. Algoritmi zasnovani na podsticajima mogu usmeriti flote EV ka regulaciji napona [11], dok koordinacija punjenja može delimično kompenzovati negativne

efekte istovremenog uticaja PV elektrana i punjača na mrežu [12]. Nasuprot tome, tradicionalni pristup podrazumeva ojačanje infrastrukture, koje je skupo i vremenski zahtevno [4].

U okviru ovog rada razmatra se uloga EV u regulaciji napona u distributivnim mrežama sa visokim udelom solarne proizvodnje na standardnoj IEEE 69 distributivnoj mreži [13], primenom probabilističke metodologije zasnovane na Monte Karlo simulacijama kombinovanim sa 24-časovnom vremenskom analizom. Cilj rada je da se pokaže kako koordinisano upravljanje punjenjem EV može doprineti ublažavanju naponskih problema, smanjenju ograničavanja proizvodnje iz OIE i odlaganju investicija u mrežnu infrastrukturu.

Rad je organizovan na sledeći način: poglavlje 2 opisuje primenjenu metodologiju, poglavlje 3 daje detaljan opis simulacionog modela i usvojenih parametara, poglavlje 4 prikazuje i analizira dobijene rezultate, dok se u poglavlju 5 iznose zaključci i pravci daljeg istraživanja.

2 METODOLOGIJA

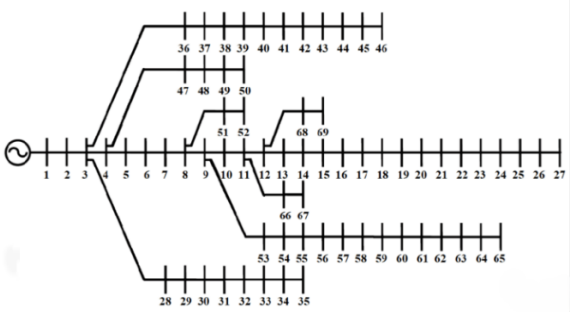
Analiza je sprovedena primenom probabilističkog pristupa zasnovanog na Monte Karlo simulacijama kombinovanog sa vremenskom analizom na satnom nivou. Ovakav pristup omogućava obuhvat širokog spektra mogućih radnih režima distributivne mreže i uzima u obzir neizvesnosti koje su karakteristične za realne uslove eksploatacije, poput varijabilnosti potrošnje, intermitentnosti solarne proizvodnje i nepredvidivosti ponašanja korisnika EV. Svaka Monte Karlo iteracija predstavlja jedan karakteristični dan rada sistema, koji se analizira na satnom nivou. Ključni stohastički parametri, nivo opterećenja, intenzitet solarne proizvodnje i iskorišćenost punjača za EV, variraju se nezavisno za svaki sat prema odgovarajućim raspodelama verovatnoće, čime se simulira prirodna varijabilnost realnog sistema. Konkretne vrednosti usvojenih parametara opisane su u poglavlju 3.

Za svaki sat i svaki scenario pokreće se proračun tokova snaga u softverskom paketu Matpower u MATLAB okruženju [14, 15]. Solarne elektrane modelovane su kao distribuirani izvori električne energije čija je trenutna proizvodnja određena instalisanom snagom, normalizovanim dnevnim profilom i stohastičkim faktorom oblačnosti. Punjači za EV modelovani su kao potrošnja određena instalisanom snagom punjačke stanice, normalizovanim profilom punjenja i faktorom iskorišćenosti za dati sat. Za ocenu uticaja razmatranih scenarija na rad mreže korišćeni su sledeći indikatori: maksimalni napon u mreži, gubici aktivne snage i tok prividne snage kroz vodove kao pokazatelj zagušenja mrežnih elemenata.

3 OPIS SIMULACIONOG MODELA

3.1 Test mreža

Za potrebe analize korišćena je standardna IEEE 69 radijalna distributivna mreža. Ova test mreža se široko primenjuje u istraživanjima vezanim za distributivne mreže i pogodna je za analizu naponskih prilika u uslovima visoke penetracije distribuiranih izvora energije. Mreža se sastoji od 69 čvorova i 68 grana (deonica vodova), sa jednim napojnim čvorom koji je priključen na nadređenu mrežu. Nominalni napon mreže iznosi 12,66 kV, a bazna snaga 100 MVA. Mreža sadrži jedan glavni izvod i više bočnih grana, što je tipično za realne distributivne mreže. Topologija IEEE 69 distributivne mreže prikazana je na Slici 1.



Slika 1 – Standardna IEEE 69 distributivna mreža

3.2 Modelovanje potrošnje

U cilju postizanja realističnog prikaza dnevnih režima rada distributivne mreže, potrošači su klasifikovani u tri kategorije, pri čemu svaka ima karakterističan dnevni profil potrošnje:

- Domaćinstva – većina čvorova u mreži. Profil potrošnje karakterišu jutarnji (oko 7-9h) i večernji pik (18-20h), uz izražen pad u podnevnim satima.
- Industrijski potrošači – čvorovi na granama 36-46 i 47-50, sa visokom i konstantnom potrošnjom tokom dana. Budući da originalna IEEE 69 mreža ima mala opterećenja na ovim čvorovima, dodato je opterećenje na čvorovima 40 (0,8 MW), 45 (0,6 MW) i 48 (0,5 MW).
- Komercijalni potrošači (tržni centri) – čvorovi 61, 42 i 30, sa zanemarljivom potrošnjom noću i značajnom potrošnjom u periodu od 10h do 21h. Na ove čvorove dodato je opterećenje: 0,5 MW na čvoru 61, 0,8 MW na čvoru 42 i 0,6 MW na čvoru 30.

Ukupna vršna aktivna snaga potrošnje u mreži, sa svim dodatim potrošačima, iznosi približno 7,6 MW.

3.3 Solarne elektrane

Na devet lokacija u mreži postavljene su PV elektrane ukupne instalisane snage 14,4 MW. Lokacije su birane tako da obuhvate krajeve izvoda distributivne mreže, gde je efekat porasta napona najizraženiji usled veće impedanse od napojnog čvora. Pregled lokacija i instalisanih snaga dat je u Tabeli I.

Tabela I – Lokacije i instalisane snage PV elektrana

Čvor	**Instalisana snaga (MW)**
10	1,35
21	0,72
27	2,25
30	1,08
42	1,80
50	1,35
55	1,80
61	1,35
65	2,70
Ukupno	**14,4**

Proizvodnja PV elektrana modelovana je normalizovanim dnevnim profilom u obliku zvonaste krive, sa maksimumom u 13. satu i nultom proizvodnjom u periodu od 20h do 5h.

3.4 Punjači za EV

Na šest lokacija u mreži postavljene su stanice za punjenje EV. Lokacije su odabrane u blizini PV elektrana, na čvorovima koji odgovaraju tržnim centrima, javnim garažama, ali i stambenim naseljima, mestima na kojima su vozila parkirana tokom dužeg vremenskog perioda. Korišćeni su punjači snage 22 kW, koji su uobičajeni za javno i kućno punjenje u Evropi. Pregled lokacija i kapaciteta dat je u Tabeli II.

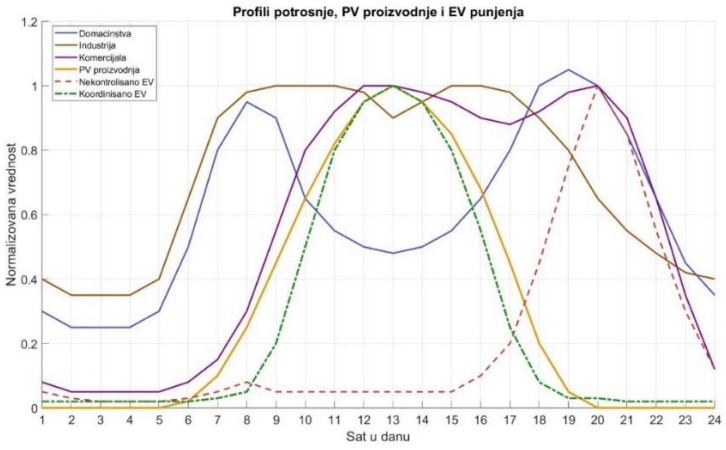
Tabela II – Lokacije i kapacitet punjačkih stanica za EV

Čvor	Broj punjača	Ukupna snaga (kW)
27	35	770
30	18	396
42	28	616
50	14	308
61	21	462
65	28	616
Ukupno	**134**	**2948**

Razmatrana su dva režima punjenja EV. U režimu nekontrolisanog punjenja, korisnici pune vozila bez koordinacije sa solarnom proizvodnjom, na stambenim lokacijama pretežno u večernjim satima (vršno opterećenje oko 19–20h), a na javnim punjačima ravnomernije tokom dana, ali bez prilagođavanja trenutnoj proizvodnji. Ukupan profil odražava tipično ponašanje korisnika bez upravljanja potrošnjom.

U režimu koordinisanog punjenja, profil je usklađen sa solarnom proizvodnjom, sa vršnim opterećenjem u periodu 11–14h, bez obzira na to da li se radi o javnim ili kućnim punjačima. Cilj je lokalna apsorpcija viška solarne energije, čime se smanjuju obrnuti tokovi snage i ublažavaju naponska odstupanja.

Normalizovani dnevni profili potrošnje za sve tri kategorije potrošača prikazani su na Slici 2, zajedno sa profilima solarne proizvodnje i punjenja EV.



Slika 2 – Profili potrošnje, proizvodnje i punjenja EV

3.5 Stohastički parametri

Za svaku Monte Karlo iteraciju, koja predstavlja jedan karakteristični dan, definisana su tri stohastička parametra koja se nezavisno variraju za svaki sat u okviru tog dana:

- Varijacija baznog opterećenja – za svaki čvor i svaki sat generiše se nezavisan faktor iz uniformne raspodele u opsegu [0,7; 1,3], kojim se množi nominalna snaga čvora i odgovarajući satni faktor profila potrošnje. Na taj način se simulira prirodna varijabilnost potrošnje između čvorova i sati.
- Faktor oblačnosti – za svaki sat generiše se faktor iz normalne raspodele (μ=0,80, σ=0,20), ograničen na [0,1; 1,0], kojim se skalira solarna proizvodnja svih elektrana. Satna varijacija simulira prolazak oblaka i promenljive meteorološke uslove tokom dana.
- Faktor iskorišćenosti punjača – za svaki sat generiše se faktor iz normalne raspodele (μ=0,70, σ=0,15), ograničen na [0,2; 1,0], kojim se skalira opterećenje punjačke stanice. Satna varijacija simulira promenu popunjenosti usled dolazaka i odlazaka vozila.

3.6 Scenariji

U okviru analize razmatrana su četiri scenarija:

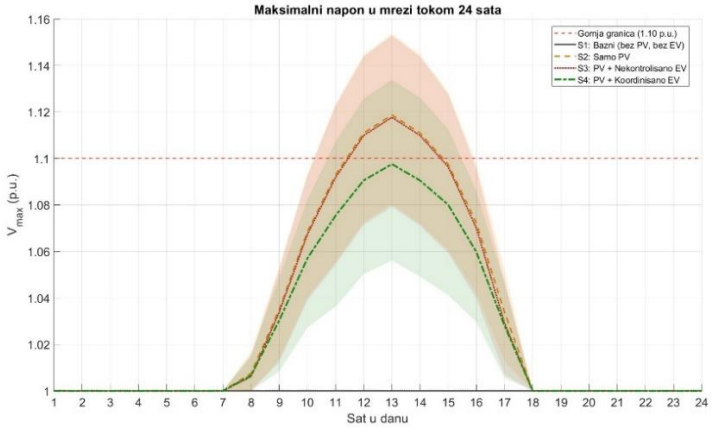
- S1 – Bazni slučaj: mreža bez PV elektrana i punjača za EV; služi kao referenca za poređenje.
- S2 – Samo PV: svih devet PV elektrana priključeno je na mrežu, bez punjača za EV. Očekuje se pojava povišenih napona u periodima visoke solarne proizvodnje i niskog opterećenja.
- S3 – PV sa nekontrolisanim EV punjenjem: PV elektrane i punjači za EV sa nekontrolisanim profilom punjenja (pik u večernjim satima); očekuje se da neće ublažiti povišene napone u podnevnom periodu.
- S4 – PV sa koordinisanim EV punjenjem: PV elektrane i punjači za EV u koordinisanom režimu, sa profilom punjenja usklađenim sa solarnom proizvodnjom; očekuje se smanjenje naponskih odstupanja i opterećenja mrežnih elemenata.

Za svaki sat u toku dana i svaki od četiri scenarija pokrenuto je po 1000 proračuna tokova snaga, odnosno 1000 iteracija Monte Karlo simulacije.

4 REZULTATI I DISKUSIJA

U nastavku su prikazani i analizirani rezultati Monte Karlo simulacija za četiri razmatrana scenarija. Analiza je organizovana u tri celine. Najpre je razmatran uticaj visoke penetracije PV elektrana i različitih režima punjenja EV na naponski profil mreže, kroz vremenski prikaz maksimalnog napona tokom 24 sata i prostorni prikaz naponskog profila po čvorovima u trenutku maksimalne proizvodnje iz PV elektrana. Nakon toga je sagledano na koji način različiti scenariji utiču na gubitke aktivne snage. Na kraju je analizirano opterećenje mrežnih elemenata kroz praćenje tokova prividne snage kroz najkritičniju deonicu mreže.

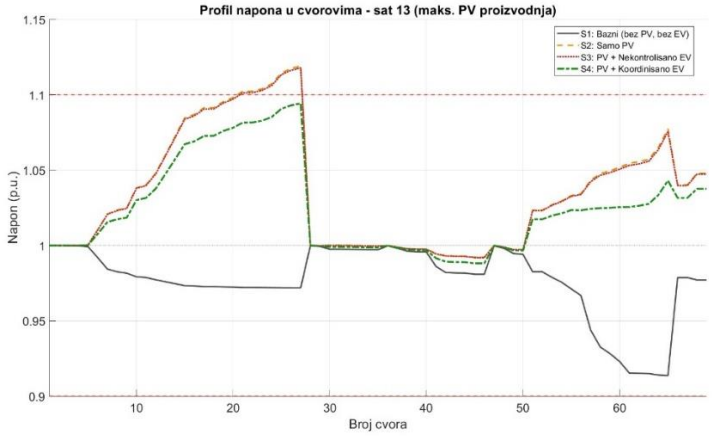
Na Slici 3 prikazan je profil srednje vrednosti maksimalnog napona u mreži tokom 24 sata, sa varijacijama koje su rezultat Monte Karlo simulacija.



Slika 3 – Maksimalni napon u mreži tokom 24h

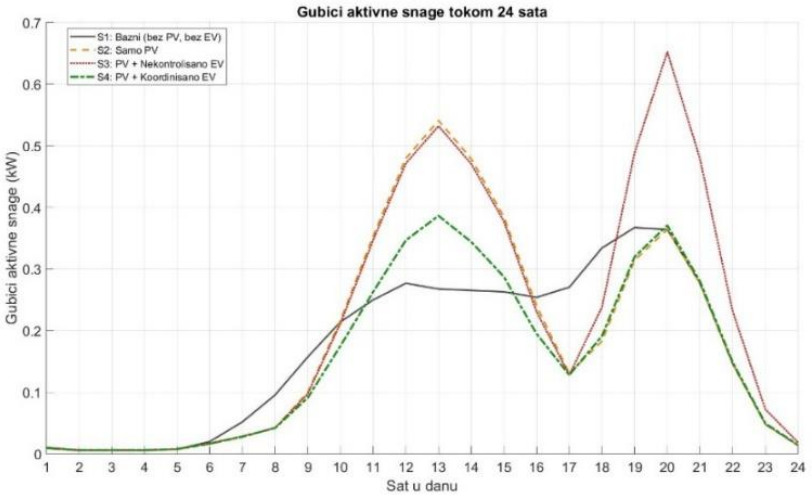
U baznom slučaju (S1) maksimalni napon tokom celog dana ostaje ispod nominalne vrednosti, što je posledica pada napona duž radijalne mreže. Priključenjem PV elektrana (S2) dolazi do izraženog porasta napona u periodu proizvodnje električne energije iz PV elektrana, sa maksimumom od oko 1,12 r.j. u 13h. Scenario S3 pokazuje gotovo identičan naponski profil kao S2 u podnevnim satima, što potvrđuje da nekontrolisano punjenje ne doprinosi ublažavanju povišenih napona. U scenariju S4 srednja vrednost maksimalnog napona u 13h iznosi oko 1,095 r.j, što je ispod dozvoljene granice.

Na Slici 4 prikazane su srednje vrednosti napona u svim čvorovima u mreži u 13h, kada proizvodnja iz PV elektrana dostiže maksimalnu vrednost. U baznom slučaju napon opada duž izvoda, dostižući oko 0,91 r.j. na krajnjim čvorovima. Prisustvo PV elektrana uzrokuje inverzan naponski profil na pojedinim deonicama – napon raste od napojnog čvora ka krajevima izvoda, dostižući maksimum od oko 1,12 r.j. na čvoru 27. Koordinisano punjenje (S4) pomera naponski profil nadole, čime se dobijaju manja odstupanja napona od nominalne vrednosti, u odnosu na druge scenarije. Ovakvi rezultati su posledica lokalne apsorpcije solarne energije na čvorovima gde su instalirani i punjači i PV elektrane, što dovodi do smanjenja obrnutih tokova snage prema napojnom čvoru, čime se direktno umanjuje porast napona.



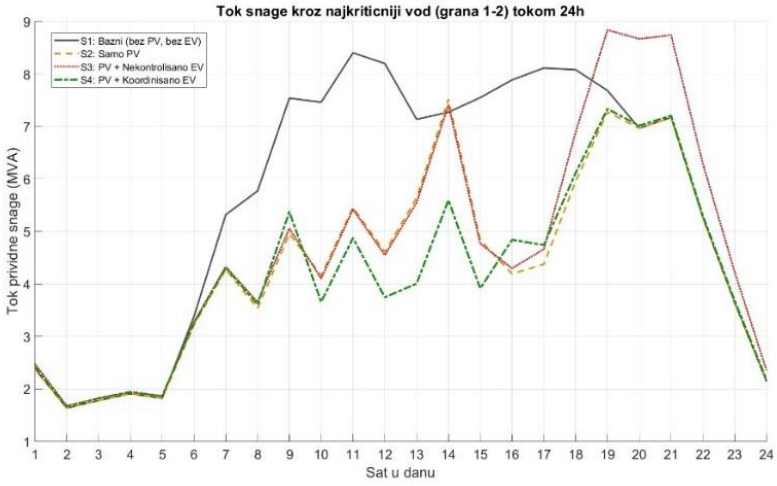
Slika 4 – Profil napona u čvorovima mreže u 13h

Gubici aktivne snage tokom 24h prikazani su na Slici 5. Prisustvo PV elektrana (S2) uzrokuje povećanje gubitaka u podnevnim satima – maksimum u 13h dostiže oko 0,54 kW, što je za oko 46% više od baznog slučaja, usled povećanih obrnutih tokova snage kroz deonice mreže. Koordinisano punjenje (S4) smanjuje gubitke u ovom periodu na oko 0,39 kW, što je blisko baznom slučaju. Nekontrolisano punjenje (S3) pokazuje izuzetno nepovoljan profil, gde koincidencija večernjeg vršnog opterećenja sa punjenjem EV rezultuje porastom gubitaka na oko 0,65 kW u 20h, što je za oko 76% više od baznog slučaja u istom trenutku.



Slika 5 – Gubici aktivne snage u mreži tokom 24h

S obzirom na to da termički limiti vodova u standardnoj IEEE 69-bus mreži nisu definisani, analiza je sprovedena praćenjem apsolutnih tokova prividne snage i njihovim poređenjem između scenarija. Na Slici 6 prikazani su tokovi snage kroz najkritičniju deonicu mreže (grana 1–2) tokom 24 sata.



Slika 6 – Tok snage kroz najkritičniji vod tokom 24h

U periodu proizvodnje električne energije iz PV elektrana, tok snage kroz deonicu 1–2 je smanjen u svim scenarijima sa PV u poređenju sa baznim, jer PV elektrane koje su distribuirane u mreži pokrivaju deo potrošnje. Koordinisano punjenje (S4) ostvaruje dodatno smanjenje –

prividna snaga u 13h pada na oko 4,1 MVA, što je za oko 42% niže od baznog slučaja i za oko 28% niže od S2. U večernjim satima nekontrolisano punjenje (S3) uzrokuje porast koji u 19–20h dostiže oko 8,8 MVA (+9% u odnosu na bazni slučaj), dok S4 ostaje blizak krivama S1 i S2, jer su vozila u tom periodu već napunjena. Prikazani rezultati ilustruju dvostruku prednost koordinisanog punjenja: smanjenje tokova snaga tokom dana uz istovremeno izbegavanje zagušenja u večernjim satima.

U Tabeli III je za sva 4 scenarija dat pregled rezultata razmatranih veličina.

Tabela III – Pregled rezultata

Scenario	V_{max} [r.j.]	Vršni gubici u toku dana [kW]	Tok snage kroz vod 1-2 u 13h [MVA]
S1	1,000	0,37	7,14
S2	1,120	0,54	5,64
S3	1,120	0,65	5,55
S4	1,095	0,39	4,01

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu analiziran je analiziran je uticaj koordinisanog punjenja EV na naponski profil IEEE 69 distributivne mreže sa visokim udelom solarne proizvodnje, primenom probabilističke metodologije zasnovane na Monte Karlo simulacijama.

Rezultati pokazuju da visoka penetracija PV elektrana uzrokuje značajna prekoračenja dozvoljene gornje naponske granice u podnevnim satima, kao i porast gubitaka aktivne snage usled obrnutih tokova snage. Nekontrolisano punjenje EV ne doprinosi ublažavanju ovih problema, a uz to uzrokuje zagušenje mrežnih elemenata i povećanje gubitaka u večernjim satima usled koincidencije sa vršnim opterećenjem mreže. Koordinisano punjenje, sa profilom usklađenim sa solarnom proizvodnjom na lokacijama tržnih centara i javnih garaža (lokacije koje se nalaze u blizini PV elektrana), vidljivo smanjuje naponska odstupanja i podnevne gubitke aktivne snage u poređenju sa scenarijom bez punjača.

Zaključuje se da EV, uz odgovarajuću koordinaciju punjenja, mogu biti aktivni učesnici u regulaciji napona distributivnih mreža, doprinoseći povećanju prihvatnog kapaciteta za integraciju solarnih elektrana i odlaganju investicija u mrežnu infrastrukturu. U daljem istraživanju planira se optimizacija upravljanja punjenjem sa kriterijumskim funkcijama za regulaciju napona i upravljanje zagušenjima, uz uvažavanje degradacije baterije, kao i razmatranje koncepta virtuelno podeljene baterije između mobilnosti i mrežne usluge.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je deo projekta E-COSMOS, koji predstavlja bilateralnu saradnju između Srbije i Italije, realizovanu kroz partnerstvo institucija sa srpske strane – Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu i Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu – i institucija sa italijanske strane – Univerzitet u Đenovi i Univerzitet u Paviji.

LITERATURA

[1] International Energy Agency (IEA), "Global Energy Review 2026 – Technology: Solar PV and Wind," IEA, Paris, 2026.

[2] International Energy Agency (IEA), "Global EV Outlook 2025", IEA, Paris, 2025.
[3] S. Hashemi, J. Østergaard, T. Degner, R. Brandl, W. Christiansen, "Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV", IET Renewable Power Generation, vol. 11, no. 2, pp. 205–214, 2017.
[4] C. L. Masters, "Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines", Power Engineering Journal, vol. 16, no. 1, pp. 5–12, Feb. 2002.
[5] F.R. Seguando Sevilla, D. Parra, N. Wyrsch, M.K. Patel, F. Kienzle, P. Korba, "Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration", Journal of Energy Storage, vol. 17, pp. 73–83, 2018.
[6] R. Zahedi, A. Ahmadian, K. SedghiSigarchi, R. Gadh, "An Optimal Methodology for Mitigating the Impacts of EVs and Solar Systems on the Grid by Utilizing Existing Residential Battery Storage Capacity With No Further Grid Upgrades", 2023 IEEE ITEC, pp. 1–6, 2023.
[7] F. Gonzalez Venegas, S. Meunier, C. Protopapadaki, Y. Perez, D. Saelens, M. Petit, "Impact of distributed energy resources and electric vehicle smart charging on low voltage grid stability", CIRED 2021 Conference, Geneva, pp. 1–5, 2021.
[8] R.A. Ibrahim, I.M. Gaber, N.E. Zakzouk "Analysis of multidimensional impacts of electric vehicles penetration in distribution networks", Scientific Reports, vol. 14, Art. no. 27854, Nov. 2024.
[9] A. Ganne, L. K. Sahu, Hemachander, "Impact Analysis of EV Charging System on Grid with and without Solar PV Integrated System", 2024 IEEE PEDES, pp. 1–6, 2024.
[10] A. Avila, P. Mandal, "Mitigation of Load Impacts of Commercial EVs on Distribution Grid with Effective Utilization of DERs", 2024 IEEE PESGM, pp. 1–5, 2024.
[11] J. Wang, R. A. Jacob, J. Zhang, "Voltage Regulation in Distribution Networks via Fleet Electric Vehicles Incentive Service", 2023 IEEE EEM, pp. 1–6, 2023.
[12] J. Choi, B. Ollis, "Combined Effects of Electric Vehicle Charging and Rooftop Solar Integration on Voltage Imbalance in Residential Distribution Networks", 2025 NAPS, pp. 1–6, 2025.
[13] Abhinav Lal (2025.) IEEE 69 Bus System (https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/88111-ieee-69-bus-system), MATLAB Central File Exchange. Retrieved February 25, 2025.
[14] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER 7.1 User's Manual," Power Systems Engineering Research Center (PSERC), Dec. 2020. Available: https://matpower.org
[15] The MathWorks, Inc., MATLAB, version R2023b, Natick, Massachusetts, USA, 2023.