

# Procjena mogućnosti priključenja fotonaponskog sistema na srednjenaponsku distributivnu mrežu primjenom sekvencijalne Monte Carlo simulacije

Predrag Mršić\*, Čedomir Zeljković\*\*, Predrag Stefanov\*\*\*

\* Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Srbija; Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, Republika Srpska, BiH

\*\* Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, Republika Srpska, BiH

\*\*\* Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Srbija

**Rezime** - U radu je razvijen simulator za procjenu mogućnosti priključenja fotonaponskog sistema date snage na unaprijed definisanoj lokaciji srednjenaponske distributivne mreže. Analiza je izvršena korišćenjem sekvencijalne Monte Carlo simulacije kojom se omogućava uvažavanje podataka sa velikim stepenom nesigurnosti, kao što su proizvodnja fotonaponskog sistema i potrošnja. Pored ovoga, sekvencijalna simulacija omogućava da se odrede periodi kada se narušavaju pogonska ograničenja. Za potrebe ove analize u radu je dat prijedlog probabilističkog modela vremenskih serija proizvodnje sistema i dijagrama potrošnje. Na bazi rezultata različitih radnih režima određene su raspodjele vjerovatnoće pojave vrijednosti napona u pojedinim tačkama mreže, opterećenja vodova, sa vjerovatnoćama prekoračenja pogonskih ograničenja. Baziran na ovim pokazateljima definisan je prijedlog postupka za procjenu prihvatljivosti priključenja željenog fotonaponskog sistema na posmatranu mrežu. Proračun tokova snaga je izvršen u OpenDSS simulatoru, a priprema vremenskih serija ulaznih podataka za simulaciju izvršena je u programskom paketu Matlab. Razvijeni metod je testiran na primjeru IEEE mreže sa 33 čvora.

**Ključne reči** - Distributivna mreža, PV sistem, procjena mogućnosti priključenja, sekvencijalna Monte Carlo simulacija

## I UVOD

Distributivne mreže su, u prošlosti, razvijane za prenos električne energije od prenosne mreže ka potrošačima, odnosno za tok energije u jednom smjeru. Razvojem distribuiranih izvora (engl. *Distributed Generation* – DG) električne energije, u prvom redu fotonaponskih (engl. *Photovoltaic* – PV) sistema, koji su manjih snaga i po prirodi se priključuju na distributivnu mrežu, mijenja se prvobitna namjena distributivnih mreža. Distributivne mreže sada treba da prenose energiju u oba smjera, od prenosne mreže ka potrošačima, ali i od distribuiranih izvora ka prenosnoj mreži u periodima kada je proizvodnja značajna, a potrošnja u distributivnoj mreži minimalna [1]. Prednost lokalne proizvodnje električne energije se prvenstveno ogleda u povećanju pouzdanosti i sigurnosti napajanja potrošača, smanjenju gubitaka u prenosu električne energije i poboljšanju naponskih prilika u mreži [2]. Pored navedenih prednosti, priključenje DG velike snage, bilo na jednu ili više lokacija, može dovesti do narušavanja pogonskih ograničenja mreže i potrebe za proširenjem prenosnih kapaciteta. Da bi se izbjegli dodatni

troškovi potrebni za proširenje prenosnih kapaciteta mreže, potrebno je detaljno analizirati do kakvih promjena će dovesti priključenje DG, te na osnovu toga odrediti da li se DG date snage može priključiti na postojeću distributivnu mrežu ili ne. Za generalizaciju ovog problema uveden je koncept procjene kapaciteta priključenja DG (engl. *hosting capacity*). Kapacitet priključenja DG je definisan kao maksimalna snaga DG koji mogu biti priključeni na distributivnu mrežu a da ne dođe do narušavanja pogonskih ograničenja mreže [1].

Za potrebe planiranja i eksploatacije elektroenergetskih mreža, uključujući i distributivne mreže, osnovne analize se zasnivaju na proračunu tokova snaga i naponskih prilika [3]. Tradicionalni deterministički proračun tokova snaga se vrši na osnovu poznate topologije mreže i poznatih snaga proizvodnje i potrošnje. Zbog prirode primarnih izvora DG, proizvodnja se stohastički mijenja, te deterministički pristup nije odgovarajući. Stoga je za analizu pogonskih stanja u mrežama u kojima se pojavljuju DG, koji posjeduju određenu neizvjesnost proizvodnje, potrebno koristiti probabilističke tokove snaga [4].

Probabilistički tokovi snaga su se pojavili ranih sedamdesetih godina dvadesetog vijeka [5]. Od tada, su razvijeni različiti matematički metodi za rješavanje problema probabilističkih proračuna tokova snaga. Jedan skup metoda koje se koriste za rješavanje problema probabilističkih tokova snaga je baziran na primjeni diskretne konvolucije [6] i alternativnih metoda koje uključuju Fourier-ovu transformaciju [7] i Von Mises metod [8]. Najčešće korišćena matematička metoda za rješavanje problema probabilističkih tokova snaga je nesekvencijalna Monte Carlo simulacija zasnovana na jednostavnom nasumičnom izvlačenju promjenljivih iz odgovarajućih raspodjela [9]. Takođe postoje i metodi u kojima se kombinuje Monte Carlo simulacija i konvolucija. Za ocjenu različitih metoda ne postoje jedinstveni kriterijumi, pa se kompromis bira između brzine proračuna i tačnosti. Monte Carlo metoda se izdvaja kao tačna, fleksibilna i robusna metoda ali je za postizanje visoke tačnosti potreban veliki broj proračuna, što povećava vrijeme trajanja simulacije. Iako se izvršava veliki broj proračuna tokova snaga, prethodne metode ne omogućavaju da se identifikuje period kada bi potencijalno došlo do narušavanja pogonskih ograničenja mreže.

Ideju za koncept procjene kapaciteta mogućeg priključenja DG na mrežu je predstavio Andre Even, a Math Bollen je 2011. godine jasno definisao koncept [10]. U radu [11] je predstavljen

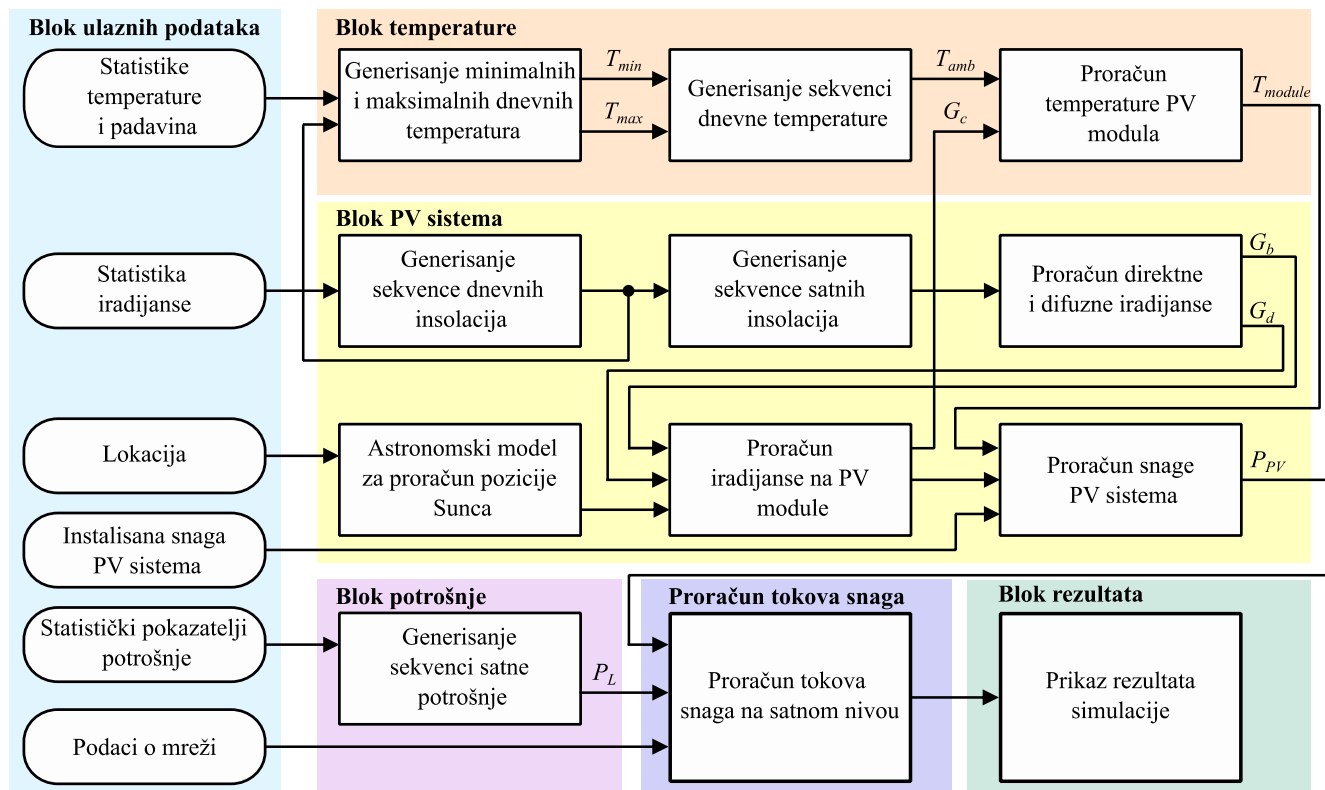
jedan način za procjenu vršne snage PV sistema koji se može priključiti na distributivnu mrežu, a da ne dođe do narušavanja pogonskih ograničenja. Analiza se vrši na osnovu Monte Carlo simulacije. Prvo se vrši procjena proizvodnje PV sistema i procjena potrošnje na osnovu odgovarajućih funkcija raspodjele vjerovatnoće, a zatim se vrši proračun tokova snaga na nivou sata. Takođe, koristeći Monte Carlo simulaciju za probabilistički proračun tokova snaga u [12] se proračunava maksimalna snaga DG. Uticaj topologije srednjenaponske i niskonaponske mreže na kapacitet mogućeg priključenja DG je analiziran u radu [13]. U [14] se procjena kapaciteta mogućeg priključenja PV sistema u distributivnu mrežu vrši samo na osnovu parametara distributivne mreže i podataka o naponu u priključnoj tački. Stohastički višekriterijumski model za maksimizaciju kapaciteta mogućeg priključenja DG i minimizaciju troškova za energiju u mreži sa integrisanim vjetroagregatima prikazan je u radu [15].

Proizvodnja PV sistema zavisi od niza promjenljivih koje se mijenjaju tokom vremena što dovodi do toga da se proizvodnja PV sistema stohastički mijenja. Pored proizvodnje PV sistema, mijenja se i potrošnja. Iako se radi o slučajnim promjenljivim, promjenljive su vremenski zavisne. S druge strane, za pravilan rad distributivne mreže je bitno da ni u jednom trenutku ne budu narušena pogonska ograničenja mreže. Za detaljnu analizu narušavanja pogonskih ograničenja, potreban je hronološki dijagram promjene ključnih promjenljivih, kao što su proizvod-

nja PV sistema, potrošnja, naponi u čvorovima i struje po granama mreže. Zbog ovoga, metodi zasnovani na nesekven- cijalnoj Monte Carlo simulaciji nisu odgovarajući jer se gubi podatak o vremenu. Da bi se sačuvao podatak o vremenu nastanka nekog događaja, mora se koristiti sekvencijalna Monte Carlo simulacija.

U ovom radu je razvijen simulator za procjenu mogućnosti priključenja PV sistema na distributivnu mrežu zasnovan na sekvencijalnoj Monte Carlo simulaciji. Na osnovu probabilističkog modela, generišu se vremenske serije ambijentalne temperature i iradijance, a zatim, na osnovu njih, vremenske serije proizvodnje PV sistema. U odnosu na [16] i [17] metod za generisanje vremenskih serija ambijentalne temperature je modifikovan tako da se izbjegnu nagle promjene srednje temperature između pojedinih mjeseci. Uzimajući u obzir godišnju, sedmičnu i dnevnu promjenu potrošnje izvršeno je i generisanje vremenskih serija potrošnje.

Ostatak rada je organizovan kako slijedi. U drugom dijelu je detaljno objašnjeno probabilističko modelovanje vremenskih serija. Takođe, objašnjen je način proračuna tokova snaga i prikaz rezultata simulacije. U trećem dijelu je prikazan ilustrativan primjer procjene mogućnosti priključenja PV sistema na distributivnu mrežu. Na kraju je dat zaključak u kome su sumirani rezultati rada i date preporuke za buduća istraživanja.



Slika 1. Blok dijagram simulatora

## II MODELOVANJE PROMJENLJIVIH I OPIS SIMULATORA

Blok dijagram probabilističkog simulatora je prikazan na slici 1. U funkcionalnom smislu, simulator je koncipiran tako da se

može uočiti šest cjelina. Ulazni podaci su osnov informacija za simulator i oni su objedinjeni u jedan blok. Da bi se uvažila korelacije između temperature i iradijance, odnosno uticaj temperature okoline na proizvodnju PV sistema prvo su generisane

vremenske serije ambijentalne temperature i iradijance. Zatim se vrši probabilističko modelovanje vremenskih serija proizvodnje PV sistema i potrošnje. Kada se generišu vremenske serije podataka, proračunavaju se tokovi snage i na kraju se prikazuju rezultati proračuna u vidu funkcija vjerovatnoće pojedinih promjenljivih i vjerovatnoće prekoračenja pogonskih ograničenja.

#### Blok ulaznih podataka

Blok ulaznih podataka obuhvata sve parametre koji se odnose na mrežu, PV sistem i ostale komponente, kao i statističke podatke o potrošnji i meteorološke podatke o temperaturama i padavinama. Parametri mreže su topologija mreže i karakteristike elemenata. Zatim, parametri PV sistema su snaga sistema, orijentacija modula, karakteristike modula, gubici na DC strani sistema i efikasnost invertora. Podaci o lokaciji su obuhvaćeni preko geografske dužine i širine posmatrane lokacije. Meteorološki ulazni podaci su vektori 12 prosječnih mjesečnih vrijednosti: broja dana sa padavinama, minimalnih i maksimalnih dnevnih temperatura, i insolacije. Statistički podaci o potrošnji su: statistička promjena dnevnog vršnog opterećenja u toku godine, statistička promjena dnevnog vršnog opterećenja u toku sedmice i dnevna promjena potrošnje.

#### Blok PV sistema

U bloku PV sistema se generišu godišnje vremenske serije proizvodnje PV sistema na bazi lokacije sistema i meteoroloških podataka srednjih mjesečnih insolacija na površini zemlje [18]. Podaci se generišu sa rezolucijom od 1 h. Na početku se učitavaju statistički podaci 12 srednjih mjesečnih insolacija za datu lokaciju, koji se mogu preuzeti sa specijalizovanih aplikacija kao što je PVGIS (engl. *Photovoltaic Geographic Information Service*) [19]. Dijeljenjem srednjih mjesečnih insolacija na horizontalnu podlogu sa insolacijom proračunatom van zemljine atmosfere, koja se može analitički izračunati, dobija se mjesečni indeks vedrine. Koristeći mjesečne indekse vedrine i matrice prelaza Markova generišu se sekvence dnevnih indeksa vedrine [20]. Zatim se na osnovu dnevnih indeksa vedrine koristeći vremenski zavisani, autoregresivni, Gausov metod generišu satni indeksi vedrine [21]. Generisani satni indeksi vedrine i iradijansa na horizontalnu podlogu van zemljine atmosfere omogućavaju da se odredi iradijansa na horizontalnu podlogu na površini zemlje. Da bi se na osnovu iradijance mogla procijeniti proizvodnja PV sistema potrebno je prvo proračunati iradijansu u ravni PV modula. Ovdje treba voditi računa da se direktna iradijansa ( $G_b$ ) i difuzna iradijansa ( $G_d$ ) ne mogu na isti način svesti u ravan PV modula, pa je prije svođenja iradijance u ravan modula potrebno odrediti direktnu i difuznu iradijansu na horizontalnu podlogu [22]. Direktna komponenta iradijance se svodi u ravan modula koristeći standardne izraze koji uzimaju u obzir položaj Sunca na nebeskoj sferi i orijentaciju PV modula [23], dok se za proračun difuzne komponente koristi Perez-ov anizotropski model [24]. Potrebni uglovi koji definišu položaj Sunca u odnosu na lokaciju PV modula se proračunavaju u astronomskom modelu.

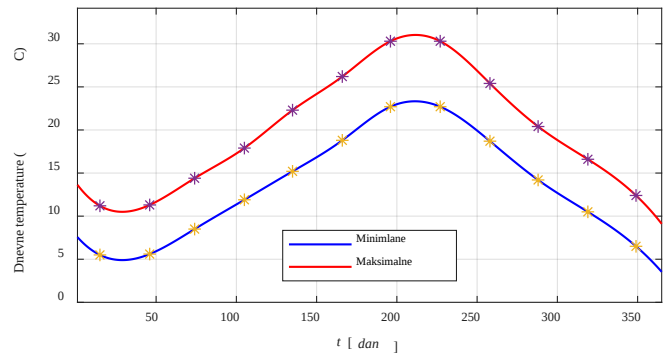
Proračun snage PV sistema se računa na sljedeći način [25]:

$$P_{PV}(t) = P_{PVn} \cdot \eta_{PV} \frac{G_c(t)}{1000} [1 + \gamma \cdot (T_c(t) - 25)], \quad (1)$$

gdje je  $P_{PVn}$  nominalna snaga PV sistema,  $\eta_{PV}$  ukupan stepen iskorišćenja (kojim se obuhvataju neusklađenosti modula, ožičenje, spojevi, zaprljanost modula, i dr.),  $t \in [1, 8760]$  posmatrani sat u toku godine,  $G_c(t)$  iradijansa na module posmatranog sata,  $\gamma$  koeficijent promjene snage PV sistema sa promjenom temperature i  $T_c(t)$  temperatura PV ćelije u posmatranom satu.

#### Blok temperature

Estimacija ambijentalne temperature je urađena u dva koraka. U prvom koraku se proračunavaju minimalne i maksimalne dnevne temperature, a u drugom se na osnovu tih temperatura estimiraju dnevna promjena temperature. Prema [16] i [17] minimalna i maksimalna dnevna temperatura se uzima iz normalne raspodjele za srednju vrijednost i standardnu devijaciju koje zavise od mjesečnih prosjeka minimalne i maksimalne temperature, te mjesečnog prosjeka broja dana sa padavinama. U odnosu na prikazani metod izvršena je interpolacija minimalnih i maksimalnih srednjih mjesečnih temperatura tako da se dobiju srednje minimalne i maksimalne temperature za svaki dan i na osnovu njih se formiraju raspodjele vjerovatnoća za izvlačenje minimalne i maksimalne dnevne temperature. Na ovaj način izbjegava se pojava naglih skokova srednjih dnevnih temperatura pri prelazima između pojedinih mjeseci. Na slici 2 prikazane su prosječne minimalne i maksimalne mjesečne temperature (označeno markerima) i interpolacija tih temperatura polinomom trećeg stepena (puna linija).



**Slika 2.** Prosječne minimalne i maksimalne dnevne temperature (puna linija) i mjesečne temperature (markeri)

Proračun srednje vrijednosti normalne raspodjele vjerovatnoće maksimalne dnevne temperature zavisi i od toga da li je dan oblačan / sa padavinama ili ne. Maksimalna dnevna temperatura je viša ako je dan vedar i sunčan nego kada je oblačan i pada kiša [17], [26]. Na osnovu prosječne srednje minimalne temperature ( $T_{min,d}$ ) i maksimalne temperature ( $T_{max,d}$ ) određenog dana, prvo se računa razlika tih temperatura:

$$\Delta T = \bar{T}_{max,d} - \bar{T}_{min,d}, \quad (2)$$

zatim se, na osnovu te razlike i vjerovatnoće pojave padavina (PW) računaju srednje vrijednosti normalnih raspodjela maksimalne dnevne temperature za vedar dan ( $T_{max,dry}$ ) i maksimalne dnevne temperature za oblačan dan ( $T_{max,wet}$ ):

$$T_{max,dry} = \bar{T}_{max,d} + 0,25 \cdot PW \cdot \Delta T, \quad (3)$$

$$T_{max,wet} = \bar{T}_{max,d} - 0,25 \cdot \Delta T. \quad (4)$$

Vjerovatnoća pojave padavina se računa iz srednjeg broja kišnih dana po mjesecima:

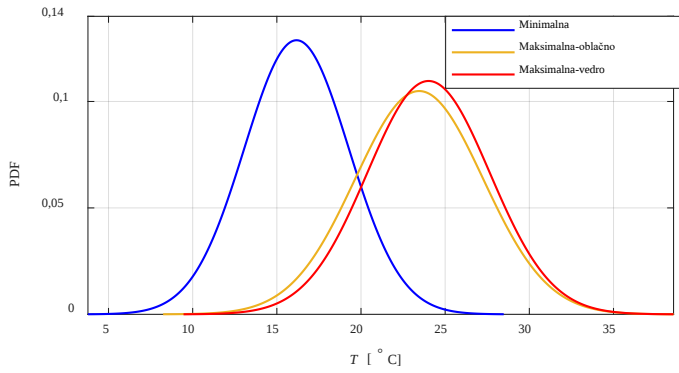
$$PW = \frac{R_m}{D_m}, \quad (5)$$

gdje je  $R_m$  broj kišnih dana u mjesecu, a  $D_m$  broj dana. Standardne devijacije raspodjela vjerovatnoća minimalne dnevne temperature ( $\sigma_{Tmin}$ ), maksimalne dnevne temperature za vedar dan ( $\sigma_{Tmax,dry}$ ) i maksimalne dnevne temperature za oblačan dan ( $\sigma_{Tmax,wet}$ ), se računaju korišćenjem relacija:

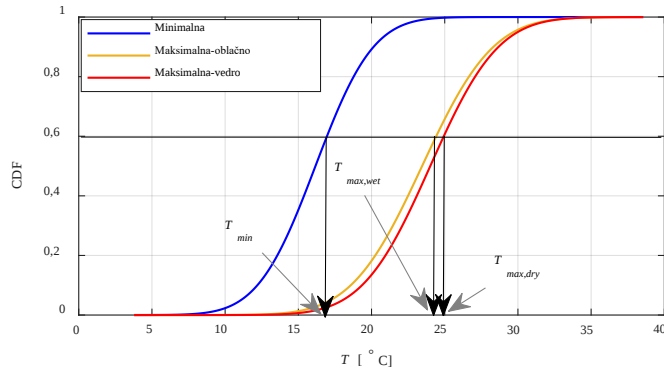
$$\sigma_{Tmin} = \max[0,5; (5,2 - 0,13 \cdot \bar{T}_{min,d})], \quad (6)$$

$$\sigma_{Tmax,dry} = \max[0,5; (5,8 - 0,09 \cdot \bar{T}_{max,dry})], \quad (7)$$

$$\sigma_{Tmax,wet} = \max[0,5; (5,8 - 0,09 \cdot \bar{T}_{max,wet})]. \quad (8)$$



**Slika 3.** Raspodjele vjerovatnoća minimalne i maksimalne temperature za oblačan i vedar dan

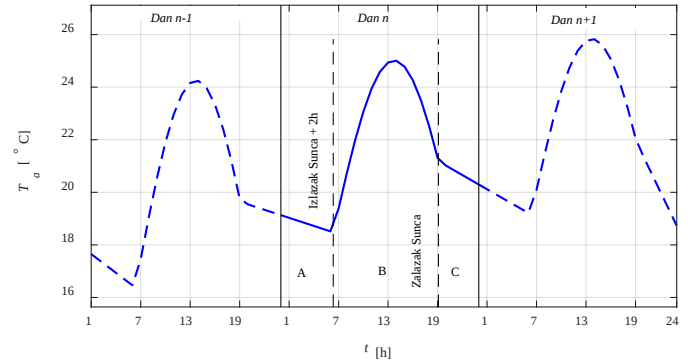


**Slika 4.** Kumulativne funkcije raspodjela vjerovatnoća minimalne i maksimalne temperature za oblačan i vedar dan

Da li je posmatrani dan vedar ili oblačan određuje se na osnovu dnevnog indeksa vedrine koji se estimira u bloku PV sistema. Ako je dnevni indeks vedrine manji od granične vrijednosti indeksa vedrine smatra se da je dan oblačan, u suprotnom je vedar. Granična vrijednost indeksa vedrine se bira tako da godišnji broj dana sa padavinama, koji se uzima kao ulazni podatak, odgovara prosječnoj vrijednosti broja dana sa padavinama u simulaciji. Funkcije raspodjela gustine vjerovatnoća (engl. *Probability Density Function* – PDF), minimalne i maksimalne temperature za oblačan i vedar dan, su prikazane na slici 3. Sa slike se može

uočiti da postoji određeno preklapanje funkcija raspodjele gustine vjerovatnoća koje može dovesti do toga da se izabere maksimalna dnevna temperatura manja od minimalne dnevne. Da bi se to izbjeglo, a da ne dođe do narušavanja funkcija raspodjele gustine vjerovatnoća, minimalna i maksimalna dnevna temperatura se uzimaju u istom koraku. Prvo se formiraju kumulativne funkcije raspodjele gustine vjerovatnoća (engl. *Cumulative Distribution Function* – CDF), kao na slici 4, a zatim se uzima broj u opsegu između 0 i 1 iz uniformne raspodjele. Presjek horizontalne prave koja odgovara izvučenom broju i kumulativnih funkcija raspodjele vjerovatnoća definiše minimalnu i maksimalnu dnevnu temperaturu. Primjer estimacije dnevne minimalne i maksimalne temperature, za broj 0,6 koji je izvučen iz uniformne raspodjele, prikazan je na slici 4.

Nakon proračuna minimalne i maksimalne dnevne temperature vrši se estimacija promjene dnevne temperature. Dan se podijeli na tri dijela: (A) od ponoći do dva sata nakon izlaska Sunca, (B) ostatak vidljivog dijela dana i (C) period od zalaska Sunca do ponoći. U periodu vidljivog dijela dana, korišćenjem podataka za minimalnu i maksimalnu dnevnu temperaturu vrši se provlačenje sinusne krive, a u ostala dva perioda temperatura se linearno interpolira uzimajući u obzir minimalne i maksimalne temperature prethodnog i narednog dana [27]. Primjer dnevne promjene temperature je prikazan na slici 5.



**Slika 5.** Estimacija dnevne promjene temperature

Proračun temperature PV modula je izvršen na osnovu nominalne radne temperature PV ćelije. Nominalna radna temperatura PV ćelije je procijenjena za temperaturu ambijenta od 20°C, iradijansu od 800 W/m<sup>2</sup> i brzinu vjetra od 1 m/s. Da bi se obuhvatile promjene meteoroloških uslova (temperature ambijenta i iradijanse) koristi se sljedeći izraz za procjenu temperature PV ćelije [23]:

$$T_c(t) = T_a(t) + \frac{G_c(t)}{800} (T_n - 20), \quad (9)$$

gdje je  $T_a(t)$  temperatura ambijenta posmatranog sata,  $T_n$  nominalna radna temperatura PV ćelije i  $G_c(t)$  iradijansa na module posmatranog sata.

#### Blok potrošnje

Dijagrami opterećenja potrošača zavise od tipa potrošača, posmatranog sata u toku dana, dana u toku sedmice i sedmice u toku godine. Hronološki dijagram opterećenja potrošača obično nije dostupan za većinu potrošača, pa se pribjegava sintetičkom

generisanju dijagrama. Jedan način da se vještački generiše hronološki dijagram opterećenja je uvažavanje sljedećih promjena [28], [29]:

- satne promjene opterećenja na nivou dana,
- vršne dnevne promjene opterećenja u toku sedmice i
- vršne sedmične/dnevne promjene opterećenja u toku godine.

Godišnji hronološki dijagram opterećenja, za potrebe simulatora izloženog u ovom radu, se generiše na osnovu sljedećeg izraza:

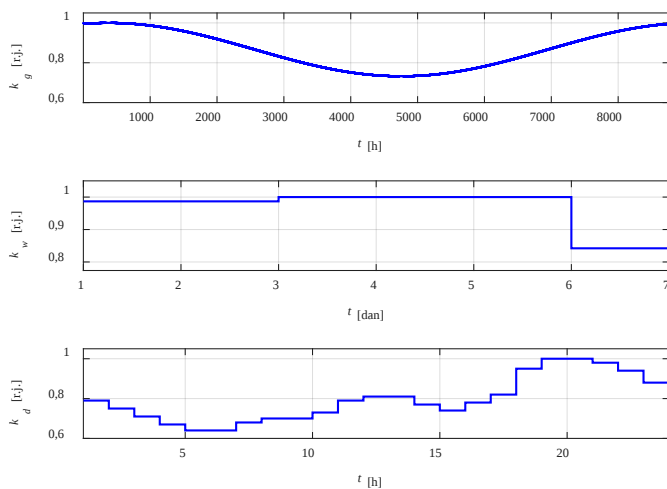
$$S_P(t) = S_m \cdot k_g(t) \cdot k_w(d) \cdot k_d(t) \cdot (1 + 0,05 \cdot N(0,1)), \quad (10)$$

gdje je  $S_m$  prosječna godišnja vršna snaga potrošača,  $k_g(t)$  koeficijent relativne vršne dnevne promjene opterećenja za posmatrani sat u toku godine,  $k_w(d)$  koeficijent relativne vršne dnevne promjene opterećenja u toku sedmice za posmatrani dan,  $k_d(t)$  koeficijent relativne dnevne promjene opterećenja za posmatrani sat u toku dana, i  $N(0,1)$  slučajni broj izvučen iz normalne raspodjele čija je srednja vrijednost 0, a devijacija 1. Na ovaj način se pored dnevne, sedmične i godišnje promjene opterećenja, uvažava i činjenica da dijagram opterećenja ima stohastički karakter.

Krive dnevne, sedmične i godišnje promjene opterećenja estimiraju se analizom hronološkog dijagrama individualnog potrošača. Jedan primjer datih krivih, koje će se koristiti za generisanje dijagrama opterećenja u ovom radu je prikazan na slici 6. Koeficijent godišnje promjene opterećenja je generisan na osnovu izraza:

$$k_g(t) = A \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{8760}t + \varphi\right) + O, \quad (11)$$

gdje su koeficijenti  $A = 0,1339$ ,  $\varphi = 1,3015$  rad i  $O = 0,8660$ , a  $t \in [1, 8760]$  je posmatrani sat u toku godine [30]. Koeficijenti sedmične promjene opterećenja su preuzeti iz [31], a dnevne promjene iz [32].



**Slika 6.** Krive godišnje, sedmične i dnevne promjene opterećenja

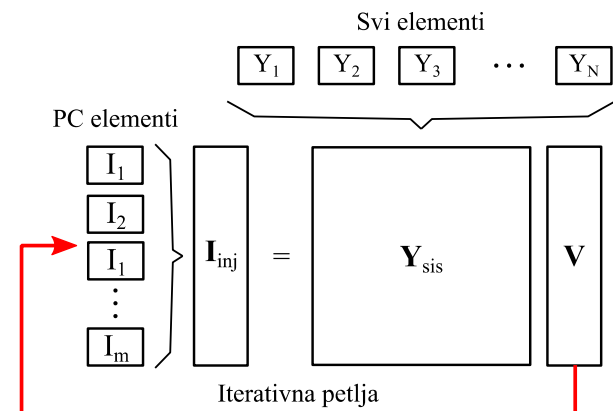
#### Proračun tokova snaga

Nakon generisanja vremenskih serija proizvodnje PV sistema i potrošnje vrši se proračun tokova snaga korišćenjem OpenDSS-a. Formira se petlja u kojoj se za svaki sat u toku godine,

korišćenjem podataka o proizvodnji PV sistema i podataka o potrošnji u datom satu, vrši proračun tokova snaga i naponskih prilika. Model elektroenergetske mreže se direktno učitava u OpenDSS, a podaci o proizvodnji PV sistema i potrošnji se putem COM interfejsa proslijeđuju iz Matlab-a. Rezultati proračuna se takođe putem COM interfejsa iz OpenDSS šalju u Matlab na obradu.

Proračun tokova snaga se može izvršiti iterativnim ili direktnim proračunom. Pri iterativnom proračunu svi nelinearni elementi se predstavljaju preko struja injektiranja, a pri direktnom proračunu svi elementi se predstavljaju samo preko matrice admitansi. Stoga je direktni proračun manje tačan i koristi se za proračun početnog rješenja u iterativnom procesu. Iterativni proračun se može izvršiti na dva načina, korišćenjem metoda injektiranja struja i Newton-ov metoda. Metoda injektiranja struja je brži, dok je Newton-ov mnogo robusniji i koristi se za kompleksnije proračune. Metoda injektiranja struja je relativno jednostavan iterativni metod fiksne tačke koji daje zadovoljavajuće rezultate za većinu proračuna u distributivnim sistemima u kojima postoji bar jedan stabilan izvor velike snage. Zbog svoje brzine ovaj metod se preporučuje za proračun tokova snaga u sekvencijalnim simulacijama [33], zbog čega je ovaj način proračuna korišćen i u ovom radu.

U OpenDSS-u postoje dvije osnovne grupe elemenata, elementi koji prenose energiju (engl. *Power Delivery Elements*) i elementi koji vrše konverziju električne energije u neki drugi vid ili obrnuto (engl. *Power Conversion Elements*). Elementi koji prenose energiju su standardni elementi mreže koji se mogu modelovati matricom admitansi. Elementi koji vrše konverziju energije (izvori i potrošači) se tipično modeluju Norton-ovim ekvivalentom, tj. konstantnom impedansom i strujnim izvorom. Vrijednost impedanse se, obično, ne mijenja tokom proračuna da se ne bi matrica admitansi sistema mijenjala. Nelinearnost elementa se uvažava promjenom struje strujnog izvora (kompenzacione struje). Nakon formiranja matrice admitansi za sve elemente posebno, formira se matrica admitansi za sistem i vektor struja injektiranja, koji uključuje i kompenzacione struje, te se vrši iterativni proračun. Iterativni proračun se tipično završava kada promjena napona u čvorovima u toku iteracije bude manja od 0,0001 r.j. Principijelna šema iterativnog postupka je prikazana na slici 7.



**Slika 7.** Principijelna šema iterativnog postupka [33]

Početno rješenje se dobija iz direktnog proračuna  $\mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V}$ , gdje

su potrošači i generatori modelovani linearnim pasivnim ekvivalentima. Vektor struja injektiranja zavisi od napona u čvorovima i u svakoj iteraciji se mijenja. U suštini, osnovni zadatak proračuna tokova snaga se svodi na rješavanje nelinearne matrice jednačine:

$$\mathbf{I}_{inj} = \mathbf{Y}_{sis} \mathbf{V}, \quad (12)$$

gdje je  $\mathbf{Y}_{sis}$  matrica admitansi sistema,  $\mathbf{V}$  matrica napona u čvorovima i  $\mathbf{I}_{inj}$  matrica struja injektiranja. Za rješavanje jednačine (12) koristi se metod fiksne tačke koji se može zapisati na sljedeći način [33]:

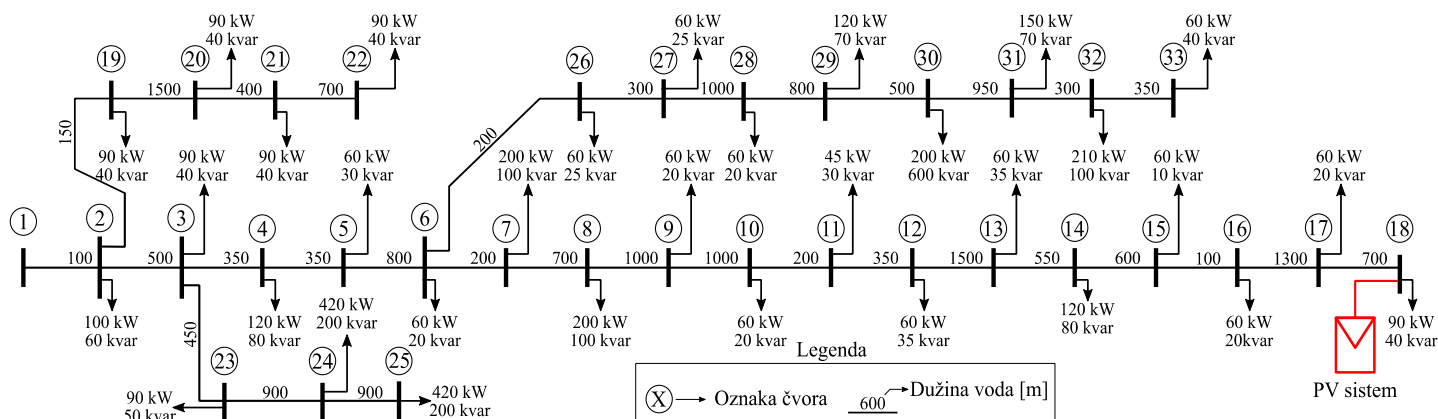
$$\mathbf{V}_{n+1} = [\mathbf{Y}_{sis}]^{-1} \mathbf{I}_{inj}(\mathbf{V}_n). \quad (13)$$

### A BLOK REZULTATA

U bloku rezultata se sumiraju svi rezultati, generišu funkcije raspodjela vjerovatnoća napona u čvorovima, struja po granama mreže, te funkcije raspodjele vjerovatnoća narušavanja pogonskih ograničenja. Na osnovu ovih rezultata donosi se odluka o mogućnosti priključenja PV sistema na distributivnu mrežu.

### III ILUSTRATIVNI PRIMJER

Razvijeni simulator je testiran na primjeru analize mogućnosti priključenja PV sistema na distributivnu mrežu. Meteorološki podaci kao što su broj dana sa padavinama, minimalne i maksimalne temperature, i insolacije su izabrane za okolinu Trebinja (42,70 N; 18,35 E), Republika Srpska, dok je za mrežu usvojena IEEE mreža sa 33 čvora. Topologija mreže, podaci o dužini vodova, kao i opterećenjima priključenim u čvorove mreže prikazani su na slici 8. Nazivni napon mreže je 12,66 kV, ukupno aktivno opterećenje je 3,715 MW, a reaktivno 2,30 Mvar. Analizira se mogućnost priključenja PV sistema snage 3,5 MWp u čvor 18 distributivne mreže. Meteorološki podaci za datu lokaciju, preuzeti iz meteorološkog atlasa [34] i PVGIS baze podataka [35], prikazani su u tabeli 1. Podaci o opterećenjima priključenim u čvorove mreže koja su data za IEEE mrežu sa 33 čvora se smatraju maksimalnim prosječnim opterećenjima. Promjene opterećenja u toku dana, sedmice i godine se obuhvataju preko koeficijenata koju su dati na slici 6. Ostali fiksni podaci potrebni za simulaciju su prikazani u tabeli 2. Kao kompromis između tačnosti i vremena izvršavanja simulacije, rezultati procjene mogućnosti priključenja PV sistema su bazirani na 100 pokretanja Monte Carlo simulacije. Računarsko vrijeme potrebno za izvršavanje jednog pokretanja Monte Carlo simulacije na personalnom računaru (Intel Core i5-10th gen CPU, 16 GB RAM) iznosi 17 s.



Slika 8. IEEE mreža sa 33 čvora i naznačenom lokacijom priključenja potencijalnog PV sistema

Tabela 1. Meteorološki podaci za lokaciju u okolini Trebinja

| Mjesec                                         | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Prosječni dnevni indeks vedrine                | 0,44 | 0,44 | 0,48 | 0,53 | 0,56 | 0,61 | 0,65 | 0,66 | 0,60 | 0,55 | 0,49 | 0,47 |
| Prosječne minimalne mjesečne temperature [°C]  | 5,5  | 5,6  | 8,5  | 11,9 | 15,2 | 18,8 | 22,7 | 22,7 | 18,7 | 14,2 | 10,5 | 6,5  |
| Prosječne maksimalne mjesečne temperature [°C] | 11,2 | 11,3 | 14,4 | 17,9 | 22,3 | 26,2 | 30,3 | 30,3 | 25,4 | 20,4 | 16,6 | 12,4 |
| Prosječan broj dana sa padavinama              | 12,2 | 12,9 | 11,6 | 10,2 | 9,5  | 6,7  | 2,4  | 2,5  | 6,4  | 10,3 | 15,3 | 13,5 |

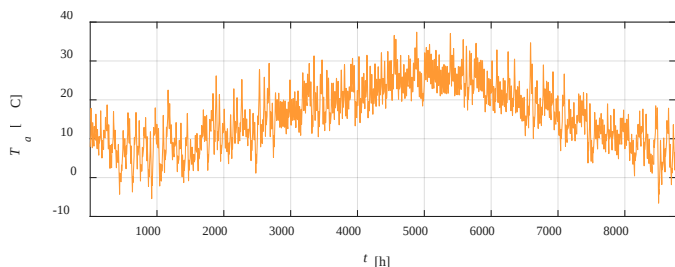
Tabela 2. Fiksni podaci korišćeni u simulaciji

|                                |              |
|--------------------------------|--------------|
| Azimutalna orijentacija modula | 0° (ka jugu) |
| Nagib modula                   | 35°          |
| Koeficijent refleksije podloge | 0,2          |
| Efikasnost invertora           | 96%          |
| Odnos DC i AC snage invertora  | 1,1          |
| Ukupni gubici PV sistema       | 14%          |

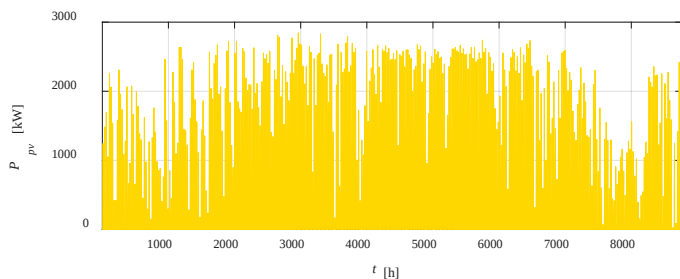
|                                                    |         |
|----------------------------------------------------|---------|
| Nominalna radna temperatura PV ćelije              | 46,51°C |
| Granična vrijednost indeksa vedrine za oblačan dan | 0,45    |

Na slici 9 prikazana je sekvenca promjene ambijentalne temperature za jednu proizvoljno izabranu godinu na lokaciji PV sistema. Sekvenca promjene proizvodnje PV sistema za jednu proizvoljno izabranu godinu prikazana je na slici 10. Iako je

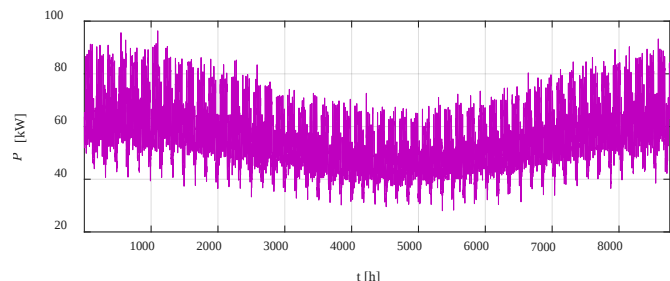
vršna snaga sistema 3,5 MW zbog postojanja gubitaka u sistemu, maksimalna snaga koja se predaje u mrežu je 2,85 MW. Takođe, sa dijagrama se jasno uočava stohastički karakter promjene snage PV sistema. Kao primjer dijagrama opterećenja potrošača, na slici 11, prikazana je sekvenca promjene opterećenja potrošača broj 18. Sa dijagrama se jasno uočava godišnja, sedmična, kao i dnevna promjena opterećenja. Raspodjela vjerovatnoća pojave napona u čvorovima mreže je data na slici 12. Prikazana je raspodjela vjerovatnoće za čvorove na početku mreže, sredini mreže i za čvorove na krajevima ogranaka. Čvor 3 je na samom početku mreže, te se napon u tom čvoru mijenja u jako uskim granicama oko nominalne vrijednosti (od 0,9822 do 1,003 r.j.), dok je čvor 6 je lociran dublje u mreži pa je i promjena napona veća (od 0,9474 do 1,018 r.j.). Napon u čvorovima 22 i 33, na krajevima ogranaka, je niži od nominalnog, a udaljenost potrošača od napojne tačke definiše promjenu napona. Čvor 22 je dosta bliži napojnoj tački od čvora 33 pa je i promjena napona manja. U čvor 18 je priključen PV sistem pa se napon značajnije mijenja u zavisnosti od snage injektiranja u mrežu (od 0,9092 do 1,225 r.j.). Da bi se mogla prikazati vjerovatnoća promjene napona u svim čvorovima, generisane su kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoće pojave napona. Kumulativne funkcije su grupisane u tri skupa i prikazane na slikama 13-15.



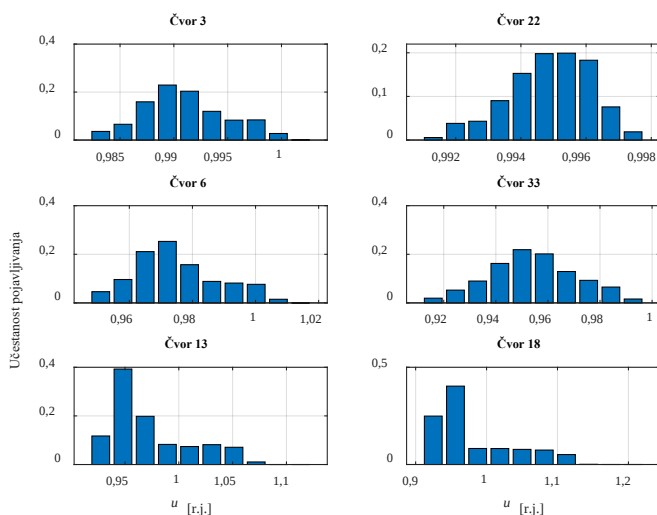
**Slika 9.** Satna sekvenca ambijentalne temperature generisana za jednu proizvoljnu godinu



**Slika 10.** Satna sekvenca proizvodnje PV sistema generisana za jednu proizvoljnu godinu



**Slika 11.** Satna sekvenca opterećenja potrošača broj 18 generisana za proizvoljnu godinu

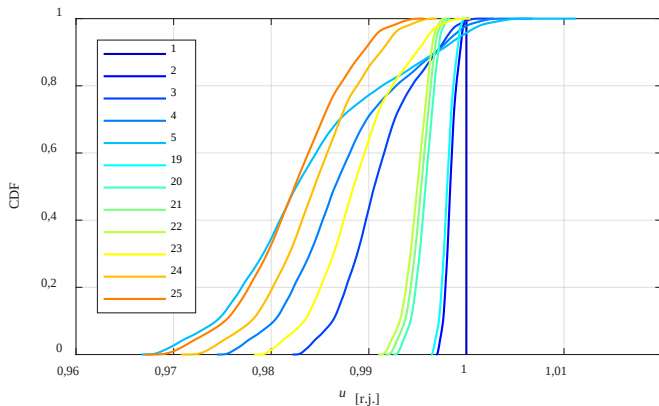


**Slika 12.** Raspodjela vjerovatnoća pojave napona u pojedinim čvorovima mreže

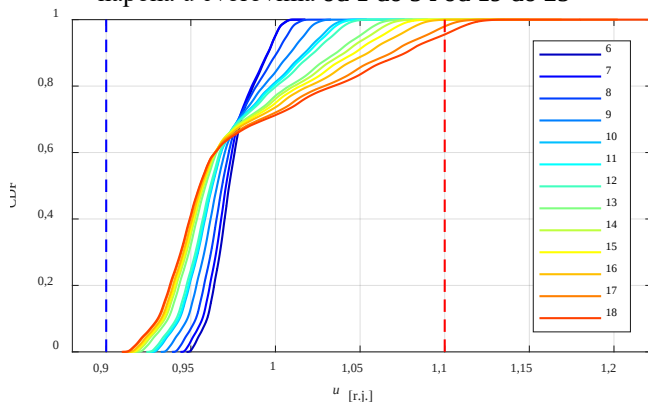
U prvom skupu, prikazanom na slici 13, prikazane su kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoće za čvorove koji su locirani na početku mreže pa su promjene napona manje. Čvor 1 je napojni čvor te je napon na njemu nominalan, bez obzira na radno stanje u mreži. Naponi u ostalim čvorovima zavise od radnog stanja, ali pošto su locirani blizu napojnog čvora, uticaj radnog stanja mreže nije toliko izražen. Na druge dvije slike je prikazana promjena napona na dva ogranka. Slika 14 prikazuje kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoća pojave napona u čvorovima od 6 do 18. Vertikalnim isprekidanim linijama su označene minimalne (plava) i maksimalne (crvena) vrijednosti napona prema normi EN 50160 za srednjenaponske mreže ( $\pm 10\%$ ). Sa slike je uočljivo da PV sistem koji je priključen u čvoru 18 dovodi do toga da je napon u pojedinim trenucima veći od nominalnog u čvorovima 17 i 18. Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j. je 0,95, dok za čvor 17 iznosi 0,98. Za ostale čvorove, vjerovatnoće da će naponi biti niži od 1,1 r.j. su približno jednake jedinici. Promjena nagiba krivih vidljiva na slici 14 je posljedica dijagrama proizvodnje PV sistema koji ne proizvodi energiju tokom čitavog dana. Na slici 15 su prikazane kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoće pojave napona u čvorovima od 26 do 33, tj. na ogranku mreže. Jasno se vidi da napon opada kako se čvor više udaljava od napojne tačke. Kriva kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoće napona u čvoru 33 nalazi se krajnje lijevo, jer odgovara krajnjem čvoru, a kriva 26 krajnje desno, jer odgovara prvom čvoru ogranaka. Kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoća napona u ostalim čvorovima se nalaze između njih.

Prema normi EN50160 definisano je da napon mora biti u opsegu  $\pm 10\%$  oko nominalne vrijednosti 95% vremena u toku sedmice. Prethodno je prikazano da je vjerovatnoća 0,95 da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j. Kako je proizvodnja PV sistema neravnomjerna tokom godine i vjerovatnoća da će napon biti niži od 1,1 r.j. će se mijenjati od sedmice do sedmice. Na slici 16 prikazana je vjerovatnoća da će napon biti niži od 1,1 r.j. za svaku sedmicu u toku godine (puna linija) i granica prema normi EN50160 (isprekidana linija). Sa slike se može vidjeti da je vjerovatnoća da će napon biti niži od 1,1 r.j. približno jednaka jedinici tokom zimskih mjeseci, kada je proizvodnja nešto niža,

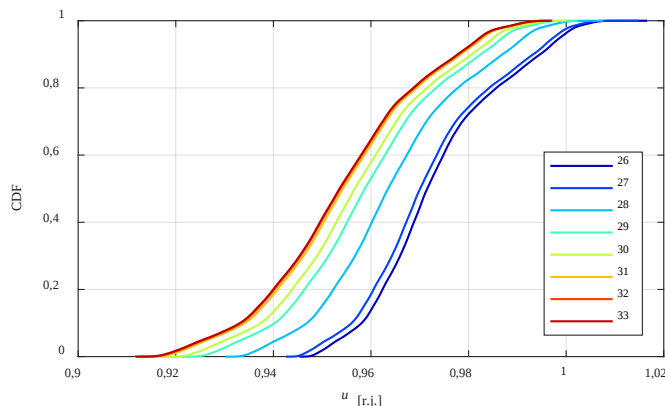
dok vjerovatnoća pada ispod graničnih 0,95 tokom većeg broja mjeseci u toku godine. Najniža vrijednost vjerovatnoće se javlja u 32. sedmici i iznosi 0,88. Na kraju, zaključujemo da će priključenje PV sistema dovesti do narušavanja naponskih ograničenja.



**Slika 13.** Kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoća napona u čvorovima od 1 do 5 i od 19 do 25



**Slika 14.** Kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoća napona u čvorovima od 6 do 18

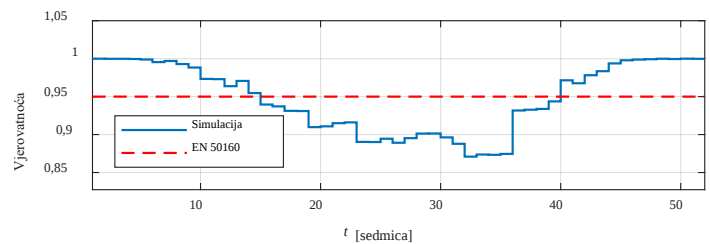


**Slika 15.** Kumulativne funkcije raspodjele vjerovatnoća napona u čvorovima od 26 do 33

Na slici 17 su prikazane sekvence opterećenja nekoliko vodova za proizvoljno izabranu godinu. Ako pretpostavimo da su maksimalne dozvoljene struje 400 A vodova između čvorova 1 i 9, a ostalih vodova 200 A [36], zaključuje se da neće doći do narušavanja prenosne moći vodova ako se na mrežu priključi PV sistem. Maksimalna struja voda 1 iznosi 218,35 A što je dosta

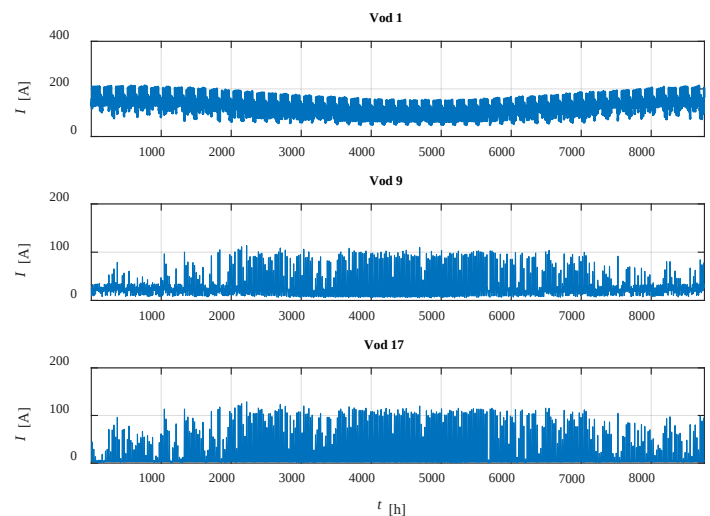
manje od 400 A, a maksimalna struja koja bi tekla vodom koji povezuje čvorove 17 i 18 je 136,3 što je manje od 200 A. Stohastička priroda proizvodnje PV sistema se može vidjeti i u promjeni efektivne vrijednosti struje po vodovima. Naravno, promjena je veća u okolini čvora na koji je povezan PV sistem (vod 17), dok je znatno manja na početku mreže (vod 1).

Na kraju kada se sumiraju svi rezultati proračuna, zaključuje se da bi priključenje PV sistema snage 3,5 MWp dovelo do narušavanja naponskih ograničenja mreže. Naime, prosječno 442,11 časova u toku godine napon u čvoru 18 bi bio veći od 1,1 r.j. Striktno gledano, PV sistem snage 3,5 MWp se ne može priključiti na distributivnu mrežu a da ne dođe do narušavanja pogonskih ograničenja mreže



**Slika 16.** Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 na nivou sedmice biti manji od 1,1 r.j.

Međutim, kako bi relativno mali broj časova bila narušena pogonska ograničenja mreže, može se dodatno analizirati koliko manje energije bi se isporučilo u mrežu ako bi se ograničila snaga proizvodnje PV sistema. Takođe, energija koja se ne može trenutno isporučiti u mrežu kada se proizvede, mogla bi se uskladištiti, te u nekom drugom trenutku isporučiti u mrežu. Ovo će svakako biti predmet narednih istraživanja. Sa druge strane, ako se isključi mogućnost ograničenja maksimalne snage PV sistema, onda bi trebalo smanjiti instalisanu snagu. Maksimalna snaga PV sistema koji bi se, prema normi EN 50160, mogao priključiti u čvor 18 (da napon u svim čvorovima mreže 95% vremena u toku sedmice bude u granicama  $\pm 10\%$  oko nominalne vrijednosti) iznosi 3,24 MWp.



**Slika 17.** Satna sekvenca opterećenja pojedinih vodova generisana za proizvoljnu godinu

## IV ZAKLJUČAK

U radu je razvijen simulator, na bazi sekvencijalne Monte Carlo simulacije, za analizu mogućnosti priključenja fotonaponskog sistema date snage na unaprijed definisanu lokaciju. U sklopu simulatora je prvo izvršeno probabilističko modelovanje vremenskih serija proizvodnje fotonaponskog sistema i potrošnje. Proračun tokova snaga je izvršen u specijalizovanom softveru za proračun distributivnih mreža, Open DSS-u. Za ilustraciju razvijenog simulatora izvršena je analiza mogućnosti priključenja fotonaponskog sistema snage 3,5 MWp na distributivnu mrežu. Analizom je utvrđeno da je vjerovatnoća 0,95 da će u toku godine napon na najkritičnijim sabirnicama biti manji od 1,1 r.j. Međutim kako je proizvodnja PV sistema promjenljiva tokom godine, ispostavlja se da je vjerovatnoća da će napon u toku sedmice biti niži od 1,1 r.j. niža od 0,95 koliko propisuje norma EN50160. Striktno gledano, priključenje posmatranog PV sistema će dovesti do narušavanja pogonskih ograničenja mreže, što dovodi do zaključka da se pomenuti sistem ne može priključiti na distributivnu mrežu. Kako je relativno mala vjerovatnoća da će biti narušena pogonska ograničenja, dodatne analize bi trebalo da budu usmjerene na načine upravljanja radom PV sistema tako da se narušavanja ograničenja izbjegnu.

## LITERATURA/REFERENCES

- [1] Ismael, S.M., Abdel Aleem, S.H.E., Abdelaziz, A.Y., Zobaa A.F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation, *Renewable Energy*, Vol. 130, pp. 1002-1020, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>
- [2] Adefarati, T., Bansal, R.C., Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review, *IET Renewable Power Generation*, Vol. 10, No. 7, pp. 873-884, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0378>
- [3] Schavemaker, P., van der Sluis, L. *Electrical Power System Essentials*, John Wiley, 2008.
- [4] Ramadhani, U.H., Shepero, M., Munkhammar, J., Widén, J., Etherden, N. Review of probabilistic load flow approaches for power distribution systems with photovoltaic generation and electric vehicle charging, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 120, No. 106003, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106003>
- [5] Borkowska, B. Probabilistic Load Flow, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93, No. 3, pp. 752-759, 1974. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1974.293973>
- [6] Allan, R.N., Grigg, C. H., Al-Shakarchi, M. R. G. Numerical techniques in probabilistic load flow problems, *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, Vol. 10, No. 4, pp. 853-860, 1976. <https://doi.org/10.1002/nme.1620100412>
- [7] Allan, R.N., Da Silva, A.M.L., Burchett, R.C. Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 5, pp. 2539-2546, 1981. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316721>
- [8] Hu, Z., Wang, X. A probabilistic load flow method considering branch outages, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, pp. 507-514, 2006. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873118>  
Rubinstein, R.Y., Kroese, D.P. *Simulation and the Monte Carlo Method*, John Wiley & Sons, 2017. <https://doi.org/10.1002/9781118631980>
- [9] Bollen, M., Hassan, F. *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Wiley – IEEE Press, Hoboken, USA, 2011.
- [10] Conti, S., Raiti, S. Probabilistic load flow using Monte Carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators, *Solar Energy*, Vol. 81, No 12, pp. 1473-1481, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.02.007>
- [11] Baut, J.L., Zehetbauer, P., Bletterie, B., Kadam, S., Hatzigargyriou, N., Smith, J., Rylander, M. Probabilistic evaluation of the hosting capacity in distribution networks, in *Proc. Proceedings IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Ljubljana, Slovenia, pp. 1-6, 9-12 October 2016. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2016.7856213>
- [12] Püvi, V., Lehtonen, M. Evaluating distribution network optimal structure with respect to solar hosting capacity, *Electric Power Systems Research*, Vol. 216, 109019, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.109019>
- [13] Zhao, Z., Xue, Y., Liu, Z., Zheng, W., Duan, S., Yu, L. A novel estimation method for maximum PV hosting capacity in radial distribution networks using bus voltage and electrical distance, *Electric Power Systems Research*, Vol. 224, 109791, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109791>
- [14] Rabiee, A., Mohseni-Bonab, S.M. Maximizing hosting capacity of renewable energy sources in distribution networks: A multi-objective and scenario-based approach, *Energy*, Vol. 120, pp. 417-430, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.095>
- [15] Schuol, J., Abbaspour, K.C. Using monthly weather statistics to generate daily data in a SWAT model application to West Africa, *Ecological Modelling*, Vol. 201, No. 3-4, pp. 301-311, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.ecolmodel.2006.09.028>
- [16] Pickering, N.B., Hansen, J.W., Jones, J.W., Wells, C.M., Chan, V.K., Godwin, D.C. WeatherMan: a utility for managing and generating daily weather data, *Agronomy Journal*, Vol. 86, No. 2, pp. 332-337, 1994. <https://doi.org/10.2134/agronj1994.00021962008600020023x>
- [17] Zeljković, Č., Mršić, P., Erceg, B. Simulation-based energy assessment of PV systems installed in an urban environment, in *Proc. 20th International Symposium Power Electronics Ee2019*, Novi Sad, Serbia, October 23-26, 2019. <http://dx.doi.org/10.1109/PEE.2019.8923517>
- [18] European Commission Joint Research Centre, PVGIS Solar radiation tool, <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> [preuzeto 03.02.2024]
- [19] Aguiar, R.J., Collares-Pereira, M., Conde, J.P. Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices, *Solar Energy*, Vol. 40, No. 3, pp.269-279, 1988. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(88\)90049-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(88)90049-7)
- [20] Aguiar, R.J., Collares-Pereira, M. TAG: A time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation, *Solar Energy*, Vol. 49, No. 3, pp.167-174, 1992. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(92\)90068-L](https://doi.org/10.1016/0038-092X(92)90068-L)
- [21] Ridley, B., Boland, J., Lauret, P. Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors, *Renewable Energy*, Vol. 35, No. 2, pp. 478-483, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.018>
- [22] Masters, G.M. *Renewable and efficient electric power systems*, Wiley Interscience, New York, 2004.
- [23] 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, No. 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)
- [24] Dobos, A. P. PVWatts version 5 manual, Technical report, National Renewable Energy Laboratory, Denver, USA, 2014.
- [25] Soltani, A., Hoogenboom, G. A statistical comparison of the stochastic weather generators WGEN and SIMMETEO, *Climate Research*, Vol. 24, No. 3, pp. 215-230, 2003. <https://doi.org/10.3354/cr024215>
- [26] Reicosky, D.C., Winkelman, L.J., Baker, J.M., Baker, D.G. Accuracy of hourly air temperatures calculated from daily minima and maxima, *Agricultural and Forest Meteorology*, Vol. 46, No. 3, pp. 193-209, 1989. [https://doi.org/10.1016/0168-1923\(89\)90064-6](https://doi.org/10.1016/0168-1923(89)90064-6)
- [27] Wang, P., Billinton, R. Time sequential distribution system reliability worth analysis considering time varying load and cost models, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, No. 3, pp. 1046-1051, 1999. <https://doi.org/10.1109/61.772352>
- [28] Bae, I.S., Kim, J.O., Kim, J.C., Singh, C. Optimal operating strategy for distributed generation considering hourly reliability worth, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, pp. 287-292, 2004. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.818738>
- [29] Starčević, V., Zeljković, Č., Kitić, N., Mršić, P., Erceg, B., Jovanović, V. PV System Integration Assessment by Automated Monte Carlo Simulation in DiGSILENT PowerFactory, in *Proc. 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA*, East Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 17-19 March 2021. <https://doi.org/10.1109/INFOTEH51037.2021.9400525>
- [30] Mahdavi, M., Sabillón, C., Ajalli, M., Monsef, H., Romero, R. A real test system for power system planning, operation, and reliability, *Journal of control, automation and electrical systems*, Vol. 29, pp.192-208, 2018. <https://doi.org/10.1007/s40313-017-0361-8>

- [31] Yaprakdal, F., Baysal, M., Anvari-Moghaddam, A. Optimal operational scheduling of reconfigurable microgrids in presence of renewable energy sources, *Energies*, Vol. 12, No. 10, pp. 1858, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12101858>
- [32] Dugan, R.C., Montenegro, D. *Reference guide, the open distribution system simulator*, Electric Power Research Institute, Inc., Washington, 2022.
- [33] Weather Atlas, <https://www.weather-atlas.com/> [pristupljeno 20.02.2024]
- [34] European Commission Joint Research Centre, PVGIS Solar radiation tool, <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> [pristupljeno 20.2.2024]
- [35] Cruz, M. R. M., Fitiwi, D. Z., Santos, S. F., Catalão, J. P. S. Influence of distributed storage systems and network switching/reinforcement on RES-based DG integration level, in *Proc. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Porto, Portugal, pp. 1-5, 6-9 June 2016. <https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521337>

## AUTORI/AUTHORS

**Predrag Mršić** – Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet; Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, [predrag.mrsic@etf.unibl.org](mailto:predrag.mrsic@etf.unibl.org), ORCID [0000-0002-8717-7292](https://orcid.org/0000-0002-8717-7292)

**dr Čedomir Zeljković** – vanredni profesor, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, [cedomir.zeljkovic@etf.unibl.org](mailto:cedomir.zeljkovic@etf.unibl.org), ORCID [0000-0002-1467-0035](https://orcid.org/0000-0002-1467-0035)

**dr Predrag Stefanov** – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, [stefanov@etf.bg.ac.rs](mailto:stefanov@etf.bg.ac.rs), ORCID [0000-0003-4054-2202](https://orcid.org/0000-0003-4054-2202)

## Assessing the Possibility of PV Integration to the Medium Voltage Distribution Network by Using Sequential Monte Carlo Simulation

**Abstract** – In this paper, a simulator for assessing the possibility of PV integration to the medium voltage distribution network is developed. The PV location and peak power are defined in advance. The simulator is based on sequential Monte Carlo simulation with various possible uncertainties such as photovoltaic production and load. In addition, the sequential simulation enables detection of period when the network constraints are violated. For this analysis, time series of essential variables such as PV system production and load are modeled. Based on the results of power flow calculation, probability distributions of the voltage at various nodes, the loads on individual lines as well as the probability of network constraints exceeding are determined. Depending on the network constraints, possibility of connecting the PV system to the network at the desired location is assessed. The power flow calculation is executed by using the OpenDSS simulator, while the input time series are prepared in Matlab. The method presented in this paper is tested on IEEE 33 distribution test network.

**Index Terms** – Distribution network, PV system, Hosting capacity, Sequential Monte Carlo simulation