

## UNAPREĐENJE RASPOLOŽIVOG KAPACITETA (HOSTING CAPACITY) U NISKONAPONSKIM DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA ZASNOVANO NA UPRAVLJANJU RIZIKOM

### A RISK-BASED APPROACH FOR HOSTING CAPACITY IMPROVEMENT IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS

Željko POPOVIĆ, Univerzitet u Novom Sadu, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija  
Neven KOVAČKI, Univerzitet u Novom Sadu, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija  
Marko OBRENIĆ, Univerzitet u Novom Sadu, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija  
Predrag VIDOVIĆ, Univerzitet u Novom Sadu, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, Srbija

#### KRATAK SADRŽAJ

U ovom radu je predložen pristup zasnovan na upravljanju rizikom za unapređenje raspoloživog kapaciteta (hosting capacity) u niskonaponskim distributivnim mrežama sa velikim brojem fotonaponskih (PV) sistema. U radu se razmatraju dva kriterijuma za unapređenje raspoloživog kapaciteta, to su ravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema i troškovi sečenja proizvodnje PV sistema i penala zbog narušenja naponskih ograničenja. Ravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema je uvažena kako bi se obezbedilo da svaki PV sistem u razmatranoj mreži ima ravnopravnu mogućnost za proizvodnju električne energije. Predloženi pristup primenjuje intervalnu aritmetiku za modelovanje neizvesnosti potrošnje i proizvodnje PV sistema, kao i algoritam zasnovan na višekriterijumskom simuliranom kaljenju za određivanje skupa planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta sa uvaženim neizvesnim veličinama. Procena dobijenih planova, kao i određivanje najboljeg plana kojim se minimizira rizik vrši se pomoću višekriterijumske tehnike odlučivanja TOPSIS i kriterijuma jednakih verovatnoća za procenu rizika. Predloženi pristup je primenjen na test distributivnoj mreži, a dobijeni rezultati su prikazani i komentarisani u radu.

**Ključne reči:** raspoloživi kapacitet, fotonaponski sistemi, rizik, intervalna aritmetika, višekriterijumsko, simulirano kaljenje

#### ABSTRACT

This paper proposes a risk-based approach for hosting capacity improvement in low voltage distribution networks with high penetration of photovoltaics (PVs). It considers two objectives for the hosting capacity improvement: fairness of PV curtailment and the costs of PV curtailment and the penalties due to voltage violations. Fairness of PV's curtailment is considered to ensure fair opportunity for the production of electrical energy for all PVs in the considered network. The proposed approach employs interval arithmetic to model the uncertainty of load and generation and a multi-objective simulated annealing algorithm to obtain a set of hosting capacity improvement plans in the uncertain environment. The obtained plans are evaluated, and the minimum risk plan is determined by employing a multi-objective decision-making technique TOPSIS and the Equal Likelihood criterion for measuring risk. The proposed approach is applied to the test distribution network and the results are presented and discussed in the paper.

**Key words:** hosting capacity, photovoltaics, risk, interval arithmetic, multi-objective, simulated annealing

Željko Popović, [zpopovic@uns.ac.rs](mailto:zpopovic@uns.ac.rs)  
Neven Kovački, [kovackin@uns.ac.rs](mailto:kovackin@uns.ac.rs)  
Marko Obrenić, [marko.obrenic@uns.ac.rs](mailto:marko.obrenic@uns.ac.rs)  
Predrag Vidović, [pvidovic@uns.ac.rs](mailto:pvidovic@uns.ac.rs)

## 1. UVOD

Poslednjih godina dolazi do značajnog porasta broja distribuiranih generatora (DG), naročito stambenih fotonaponskih (PV) sistema u niskonaponskim distributivnim mrežama. Zbog toga, problem raspoloživog kapaciteta za priključenje DG-a (hosting capacity) postaje jedan od najvažnijih aspekata u svakodnevnom radu operatera distributivnih sistema (ODS). Kada je proizvodnja PV sistema u niskonaponskim distributivnim mrežama prevelika, dolazi do inverznih tokova snaga a samim tim i do prekomernog porasta napona, naročito na krajevima mreže. Jedna od mera koje se u tom slučaju sprovode je sečenje (curtailment) proizvodnje PV sistema, kako bi se naponi svih potrošača održali u prihvatljivim granicama, ali ova mera dovodi i do finansijskih gubitaka. Sa upravljačkog stanovišta, cilj ODS-a je podrška distribuiranoj proizvodnji, tj. unapređenje raspoloživog kapaciteta za priključenje DG (u daljem tekstu koristi se skraćeni pojam – raspoloživi kapacitet) tako da se minimiziraju finansijski gubici, uz uvažavanje svih tehničkih ograničenja [1,2].

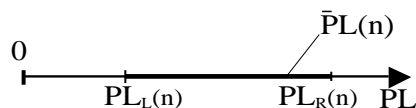
U [3,4] su predloženi pristupi za unapređenje raspoloživog kapaciteta kojim se minimizuju troškovi sečenja proizvodnje PV sistema, tako da se zadovolje naponska ograničenja. Pristupi zasnovani na optimizaciji nude veoma efektivna rešenja zbog sagledavanja performansi celog sistema i statusa drugih jedinica [1,3]. Međutim, pokazuje se da ovi pristupi uzrokuju neravnomernu raspodelu sečenja proizvodnje PV sistema, zato što je sečenje proizvodnje veće za PV sisteme koji se nalaze dalje od izvora NN mreže, tj. bliže obodu mreže. U [5-7] su predloženi pristupi za unapređenje raspoloživog kapaciteta u kojima se razmatra ravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema. Ravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema je važna kako bi se omogućilo da svaki PV sistem u mreži ima ravnopravnu mogućnost za proizvodnju električne energije i učešće u regulaciji naponskih prilika. Međutim, u pristupima [3-7] nije uvažena neizvesnost potrošnje krajnjih korisnika električne energije i proizvodnje PV sistema. Potrošnja i proizvodnja PV sistema se ne mogu precizno prognozirati i nevažavanje neizvesnosti ovih veličina prilikom donošenja odluke uzrokuje rizik od značajnih finansijskih gubitaka i neravnomerne raspodele sečenja proizvodnje PV sistema.

U ovom radu je predložen pristup za unapređenje raspoloživog kapaciteta u niskonaponskim distributivnim mrežama sa velikim brojem PV sistema, koji je zasnovan na upravljanju rizikom. Predloženi pristup uvažava neizvesnost potrošnje i proizvodnje PV sistema, a cilj je da se odredi plan za unapređenje raspoloživog kapaciteta kojim se minimizira rizik od značajnih finansijskih gubitaka i neravnomerne raspodele sečenja proizvodnje PV sistema, tako da budu zadovoljena sva tehnička ograničenja u mreži (naponska i termička). Dakle, predloženi optimizacioni model je dvokriterijumski, pri čemu je prvi kriterijum minimizacija finansijskih gubitaka, koji obuhvataju troškove sečenja proizvodnje PV sistema i penale zbog prekoračenja naponskih ograničenja, a drugi kriterijum je minimizacija neravnomerne raspodele sečenja proizvodnje PV sistema.

Predloženi pristup je zasnovan na upravljanju rizikom i primenjuje intervalnu RDM aritmetiku za modelovanje neizvesnosti potrošnje i proizvodnje PV sistema. Za sve kombinacije intervalnih vrednosti potrošnje i proizvodnje rešava se višekriterijumski optimizacioni model za unapređenja raspoloživog kapaciteta. Za rešavanje ovog optimizacionog modela predložen je algoritam na bazi višekriterijumskog simuliranog kaljenja. Na ovaj način dobija se skup planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta. Zatim se vrši analiza dobijenih planova za sve moguće ishode neizvesnih veličina. Uvažajući sve moguće ishode, najbolji plan unapređenja raspoloživog kapaciteta se određuje pomoću kriterijuma jednakih verovatnoća (Equal Likelihood) za procenu rizika i višekriterijumske tehnike odlučivanja TOPSIS (Technique for Order Preferences by Similarity to an Ideal Solution) za izbor najboljeg plana. Na ovaj način dobija se plan unapređenja raspoloživog kapaciteta kojim se minimizira rizik od značajnih finansijskih gubitaka i neravnomerne raspodele sečenja proizvodnje PV sistema u prisustvu neizvesnosti potrošnje i proizvodnje.

## 2. NEIZVESNOST POTROŠNJE I PROIZVODNJE

Neizvesnost potrošnje u čvoru ( $n$ ) opisuje se intervalnim brojem  $\bar{P}_L(n)=[P_{L_L}(n), P_{L_R}(n)]$ , kako je prikazano na slici 1.



Slika 1 – Intervalna potrošnja u čvoru ( $n$ )

Ovaj broj je definisan u terminima intervalne (RDM) aritmetike na sledeći način [8]:

$$\bar{P}_L(n)=P_{L_L}(n)+\alpha_{L(n)}\cdot(P_{L_R}(n) - P_{L_L}(n))=P_{L_L}(n)+\alpha_{L(n)}\cdot\Delta P_L(n), \quad \alpha_{L(n)} \in [0,1], \quad (1)$$

Neizvesnost proizvodnje PV sistema u čvoru ( $n$ ) opisuje se na sličan način:

$$\bar{P}_G(n)=P_{G_L}(n)+\alpha_{G(n)}\cdot(P_{G_R}(n) - P_{G_L}(n))=P_{G_L}(n)+\alpha_{G(n)}\cdot\Delta G(n), \quad \alpha_{G(n)} \in [0,1] \quad (2)$$

Izrazima (1) i (2) opisuju se redom naizvesnosti potrošnje i proizvodnje aktivne snage u čvoru ( $n$ ). Na isti način opisuju se i neizvesnosti potrošnje i proizvodnja reaktivne snage ( $\overline{QL}(n)$ ,  $\overline{QG}(n)$ ). Dakle, variranjem  $\alpha$ -vrednosti u izrazima (1) i (2) u intervalu  $[0,1]$  mogu se odrediti sve moguće vrednosti potrošnje i proizvodnje PV sistema u čvoru ( $n$ ), tj. mogu se odrediti sva stanja prirode koja se mogu realizovati u razmatranoj mreži. Podaci potrebni za definisanje ovih intervalnih brojeva dobijaju se na osnovu mišljenja eksperata, inženjerskog iskustva i dostupnih podataka. Tačne (crisp) vrednosti potrošnje i proizvodnje ( $\overline{PL}(n)$ ,  $\overline{PG}(n)$ ), dobijene za određene vrednosti ( $\alpha_{L(n)}$ ,  $\alpha_{G(n)}$ ) označavaju se redom sa  ${}^{\alpha}PL(n)$  i  ${}^{\alpha}PG(n)$ .

Korelacije koje postoje između potrošača, PV sistema, kao i između potrošača i PV sistema mogu se uvažiti kako je opisano u [9]. U ovom radu se pretpostavlja da postoji perfektna pozitivna korelacija između potrošnji svih potrošača, tj. pretpostavlja se da je parametar  $\alpha_{L(n)}$  u izrazu (1) isti za sve potrošače ( $n$ ). Takođe, pretpostavlja se postoji perfektna pozitivna korelacija između PV sistema u razmatranoj mreži, tj. parametar  $\alpha_{G(n)}$  je isti za sve PV sisteme ( $n$ ). Pored toga, pretpostavlja se da nema korelacije između potrošača i PV sistema, tj. nema zavisnosti između parametara  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$ .

### 3. PROCEDURA ZA UNAPREĐENJE RASPOLOŽIVOG KAPACITETA ZASNOVANA NA UPRAVLJANJU RIZIKOM

Cilj unapređenja raspoloživog kapaciteta u niskonaponskim distributivnim mrežama u uslovima neizvesnosti može se formulirati na sledeći način: potrebno je pronaći rešenje, tj. plan sečenja proizvodnje PV sistema kojim se minimizira rizik od značajnih finansijskih gubitaka i neravnomerne raspodele sečenja tako da budu zadovoljena sva tehnička ograničenja (naponska i termička).

Optimalan plan za unapređenje raspoloživog kapaciteta određuje se na sledeći način. Prvo se generiše skup planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta, koristeći proceduru koja je opisana u poglavlju 3.1. U ovoj proceduri se obrađuju sva moguća stanja prirode, tj. sve moguće realizacije neizvesnih veličina ( $\overline{PL}(n)$ ,  $\overline{PG}(n)$ ) i za svaku od njih se rešava višekriterijumski optimizacioni model za unapređenje raspoloživog kapaciteta koji je prikazan u poglavlju 3.2. Za rešavanje ovog modela predložen je algoritam na bazi višekriterijumskog simuliranog kaljenja, koji je opisan u poglavlju 3.3. Na ovaj način dobija se skup planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta. Zatim se sprovodi procena dobijenih planova analizom svih mogućih stanja prirode, tj. analizom dobijenih planova za sve moguće realizacije neizvesnih veličina ( $\overline{PL}(n)$ ,  $\overline{PG}(n)$ ). Izbor najboljeg plana, kojim se minimizira rizik vrši se pomoću višekriterijumske tehnike odlučivanja TOPSIS i kriterijuma jednakih verovatnoća za procenu rizika, kako je opisano u poglavlju 3.4.

#### 3.1 Generisanje skupa planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta

Procedura za generisanje skupa planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta sastoji se od sledećih koraka:

- 1) Izabrati period ( $t$ ) u okviru razmatranog horizonta planiranja, na primer neki sat u jednom danu.
- 2) Izabrati vrednosti parametara  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$ .
- 3) Za izabrane vrednosti  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$  iz koraka 2) proračunati tačne (crisp) vrednosti potrošnje i proizvodnje ( ${}^{\alpha}PL(n)$ ,  ${}^{\alpha}PG(n)$ ) u razmatranoj mreži koristeći izraze (1) i (2).
- 4) Za tačne vrednosti potrošnje i proizvodnje iz koraka 3) rešiti višekriterijumski optimizacioni model za unapređenje raspoloživog kapaciteta koji je prikazan u poglavlju 3.2. Na ovaj način dobija se skup neinferiornih rešenja, tj. planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta. Za rešavanje ovog optimizacionog modela koristi se algoritam višekriterijumskog simuliranog kaljenja koji je prikazan u poglavlju 3.3.
- 5) Ponavljati korake 2)-4) dok se ne obrade sve kombinacije parametara  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$ .
- 6) Ponavljati korake 1)-5) dok se ne obrade svi periodi u okviru razmatranog horizonta planiranja.

Primenom opisane procedure dobija se skup planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta, koji predstavlja uniju skupova neinferiornih rešenja dobijenih rešavanjem višekriterijumskog optimizacionog modela u okviru koraka 4.

#### 3.2 Višekriterijumski optimizacioni model za unapređenje raspoloživog kapaciteta

Optimizacioni model za unapređenje raspoloživog kapaciteta za izabranu kombinaciju vrednosti  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$  opisan je relacijama (3)-(12), koje slede u nastavku.

##### a) Kriterijumska funkcija

$$\min \{ {}^{\alpha}Cost, {}^{\alpha}Unfer \}, \alpha \equiv \{ \alpha_L, \alpha_G \}, (\alpha_L, \alpha_G) \in [0,1] \quad (3)$$

$${}^{\alpha}Cost = \sum_{k \in N_{DG}} {}^{\alpha}PG(k) \cdot (1 - {}^{\alpha}xpg(k)) \cdot CDG_k \cdot \Delta t + \sum_{i \in N} {}^{\alpha}CV(i) \quad (4)$$

$$\alpha CV(i) = \begin{cases} k_v \cdot (V_{min} - \alpha V_i)^2, & k_{min} \cdot V_{min} \leq V_i < V_{min} \\ k_v \cdot (\alpha V_i - V_{max})^2, & k_{max} \cdot V_{max} \geq V_i > V_{max} \\ M, & V_i > k_{max} \cdot V_{max} \\ 0, & V_{max} \geq \alpha V_i \geq V_{min} \end{cases} \quad (5)$$

$$\alpha Unfer = \sum_{k \in N_{DG}} \sum_{l \in N_{DG}} (\alpha xpg(k) - \alpha xpg(l))^2 \quad (6)$$

$$\alpha xpg(k) = \alpha pg(k) / \alpha PG(k), \quad k \in N_{DG}, \quad (7)$$

gde su :

$\alpha PG(k)$  – prognozirana proizvodnja aktivne snage PV sistema u čvoru (k), dobijena iz izraza (2),

$\alpha pg(k)$  – aktuelna proizvodnja aktivne snage PV sistema u čvoru (k), nakon sečenja,

$k_v$  – koeficijent koji predstavlja penal za prekoračenje naponskih ograničenja,

$k_{min}$ ,  $k_{max}$  – koeficijenti koji određuju minimalne i maksimalne vrednosti napona do kojih se obračunavaju penali za prekoračenje naponskih ograničenja (na primer,  $k_{min}=0.9$  i  $k_{max}=1.1$ ),

$M$  – konstanta koja predstavlja veoma velike penale za prekoračenje napona,

$N$  – skup čvorova distributivne mreže,

$N_{DG}$  – skup čvorova distributivne mreže u kojima su priključeni PV sistemi.

Jednačina (5) opisuje ukupne troškove ( $\alpha Cost$ ) sečenja proizvodnje PV sistema i penala zbog prekoračenja naponskih ograničenja. Troškovi penala za prekoračenje naponskih ograničenja ( $\alpha CV(i)$ ) u svakom čvoru ( $i$ ) određeni su jednačinom (5). Neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema ( $\alpha Unfer$ ) defisana je jednačinama (6) i (7).

### b) Ograničenja

$$\alpha p_i(\alpha PD(k), \alpha PG(k), \alpha xpg) = 0, \quad i \in N, \quad (8)$$

$$\alpha q_i(\alpha QD(k), \alpha QG(k)) = 0, \quad i \in N, \quad (9)$$

$$\alpha P_l^2 + \alpha Q_l^2 \leq S_{lmax}^2, \quad l \in NL \quad (10)$$

$$k_{min} \cdot V_{min} \leq \alpha V_i \leq k_{max} \cdot V_{max}, \quad i \in N \quad (11)$$

Bilansi aktivnih i reaktivnih snaga snaga u čvorovima distributivne mreže opisani su jednačinama (8) i (9). Pri tome je jednačinama (8) uvažena i mogućnost sečenja PV proizvodnje u čvorovima distributivne mreže ( $\alpha xpg$ ). Nejednakosti (10) predstavljaju ograničenja kapaciteta za grane razmatrane mreže, dok nejednakosti (11) predstavljaju naponska ograničenja.

Superskript  $\alpha$  u izrazima (3)-(11) označava da se razmatrani optimizacioni model za unapređenje raspoloživog kapaciteta rešava za sve dozvoljene kombinacije  $\alpha$  vrednosti intervalnih ulaznih veličina (potrošnje i proizvodnje), tj. za sve moguće kombinacije parametara  $\alpha_L$  i  $\alpha_G$ .

### 3.3 Algoritam simuliranog kaljenja za rešavanje višekriterijumskog optimizacionog modela

Višekriterijumski optimizacioni model za unapređenje raspoloživog kapaciteta koji je prikazan u poglavlju 3.2 rešava se algoritmom simuliranog kaljenja koji je prikazan u nastavku. S obzirom da se razmatra višekriterijumski problem, izlaz iz ovog algoritma predstavlja skup neinferiornih rešenja, tj. planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta. Predloženi algoritam se sastoji iz sledećih koraka:

1) Potrebno je odrediti početno rešenje ( $f(x^0)$ ), tj. početni plan unapređenja raspoloživog kapaciteta na sledeći način: najpre se proračunaju tokovi snaga u razmatranj mreži i proverava se da li je narušeno neko od termičih (10) ili naponskih (11) ograničenja; ako je neko od ograničenja narušeno, potrebno je smanjiti proizvodnju svih PV sistema za određeni korak (na primer 1 %) i ponoviti proračun. Opisana procedura se ponavlja, tj. svim PV sistemima se smanjuje proizvodnja za isti fiksni korak, sve dok sva ograničenja (10)-(11) ne budu zadovoljena. Na ovaj način se dobija inicijalni plan unapređenja raspoloživog kapaciteta. Potrebno je primetiti da ovaj plan pripada skupu neinferiornih rešenja zato što je vrednost kriterijuma  $\alpha Unfer$  jednaka nuli, tj. svim PV sistemima je ravnopravno smanjena proizvodnja za isti korak. Takođe, na ovaj način se dobijaju intervali  $\Delta P[\%]=[0, \Delta P_{max}]$  za sve PV sisteme u kojima se će u sledećim koracima određivati vrednosti sečenja PV proizvodnje  $\Delta p[\%]$ .

2) Odrediti početnu temperaturu:

$$T_{max} = T_1 = \max\left\{\frac{\mu}{-\ln\theta} \cdot f(C^0); \frac{\mu}{-\ln\theta} \cdot f(F^0)\right\} \quad (12)$$

gde se  $\theta$  [%] lošijih rešenja, koja su  $\mu$ [%] lošija od početnog rešenja  $f(x^0)$ , prihvataju na temperaturi  $T_{max}$ . U izrazu (12)  $f(C^0)$  predstavlja kriterijum troškova, a  $f(F^0)$  predstavlja kriterijum neravnomernosti sečenja proizvodnje PV sistema za početno rešenje iz koraka 1).

Postaviti brojač iteracija algoritma simuliranog kaljenja na vrednost  $k=1$ .

3) Izabrati na slučaj jedan PV sistem iz skupa razmatranih PV sistema (NPV). Ako je ovaj skup iscrpljen, preći na korak 7), u protivnom ukloniti izabrani PV sistem iz skupa NPV. Za izabrani PV sistem izabrati na slučaj vrednost sečenja aktivne snage iz intervala  $\Delta P[\%]=[0, \Delta P_{max}]$  koje je određen u koraku 1). Na ovaj način dobija se susedno rešenje.

- 4) Proračunati tokove snaga [10] za susedno rešenje dobijeno u koraku 3); na osnovu ovih rezultata proračunati ukupne troškove ( ${}^{\alpha}Cost$ ) i neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema ( ${}^{\alpha}Unfer$ ) za susedno rešenje primenom (4)-(7).
- 5) Neka  $f(\mathbf{S}_k) = \{f(Cost_k), f(Unfer_k)\}$  predstavlja vrednost višekriterijumske funkcije za susedno rešenje, a  $f(\mathbf{S}_i) = \{f(Cost_i), f(Unfer_i)\}$  vrednost višekriterijumske funkcije za tekuće rešenje. Proces prihvatanja susednog rešenja je opisan u nastavku.  
Prihvatiti sa verovatnoćom 1 svako rešenje koje nije striktno inferiorno, i koje je inferiorno za neke kriterijume a indiferentno je u ostalim kriterijumima. Ovo (slabo) pravilo prihvatanja omogućava diverzifikaciju u pretraživanju dopustivog skupa rešenja i definisano je na sledeći način [11]:
 
$$P(\text{Prihvati } \mathbf{S}_k) = \min \left\{ 1; \max \left\{ \exp \left( \frac{v_C \cdot (Cost_i - Cost_k)}{T_k} \right); \exp \left( \frac{v_F \cdot (Unfer_i - Unfer_k)}{T_k} \right) \right\} \right\} \quad (13)$$
 Ovde su  $v_F$  i  $v_C$  težinski faktori. Termin  $T_k/v_{C(F)}$  predstavlja temperaturu  $T$  za svaki od kriterijuma u ciljnoj funkciji, čime se postiže da svaki kriterijum ima svoju šemu simuliranog kaljenja. Sada se primenjuje sledeće
  - Ako je  $P(\text{Prihvati } \mathbf{S}_k)=1$ , susedno rešenje postaje tekuće rešenje ( $\mathbf{S}_k=\mathbf{S}_i$ ) i deo skupa neinferiornih rešenja.
  - Ako je  $P(\text{Prihvati } \mathbf{S}_k) < 1$ , primenjuje se sledeće:
    - Ako je  $P(\text{Prihvati } \mathbf{S}_k) > \text{random } [0,1]$ , susedno rešenje postaje tekuće rešenje.
    - Ako je  $P(\text{Prihvati } \mathbf{S}_k) < \text{random } [0,1]$ , susedno rešenje se ne prihvata.
- 6) Vratiti se na korak 3).
- 7) Odrediti novu vrednost temperature  $T_{k+1}=\varepsilon \cdot T_k$ , gde je  $\varepsilon$  konstanta iz intervala (0.5-0.99). Ako je dostignuta minimalna temperatura, preći na korak 8), u protivnom povećati brojač iteracija  $k=k+1$  i vratiti se na korak 3).
- 8) Završetak algoritma simuliranog kaljenja.

### 3.4 Izbor najboljeg plana za unapređenje raspoloživog kapaciteta

U prethodna tri poglavlja je pokazano kako se generiše skup planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta SPU. Sledeći korak predložene procedure jeste ocena dobijenih planova i izbor najboljeg plana. Potrebno je da se za svaki od dobijenih planova proračunaju očekivani troškovi sečenja proizvodnje PV sistema i penala zbog prekoračenja naponskih ograničenja, kao i očekivana neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema u prisustvu neizvesnosti. To se postiže tako što se za svaki od dobijenih planova analizira njegov ishod pri svim mogućim stanjima prirode. Dakle, za svaki od dobijenih planova se proračunavaju ukupni troškovi i neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema za sve moguće kombinacije parametara  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$  proračunom tokova snaga i primenom (4)-(7). Najbolji plan za unapređenje raspoloživog kapaciteta se određuje primenom kriterijuma jednakih verovatnoća za procenu rizika (Bayes-Laplace) [12] i tehnike TOPSIS [13] za rangiranje višekriterijumskih rešenja.

Kriterijum jednakih verovatnoća podrazumeva da su verovatnoće svih stanja prirode jednaka. Prema ovom kriterijumu najbolji plan unapređenja ( $HP_{opt}$ ) se određuje na sledeći način:

$$d(HP_{opt}) = \min_{i \in SPU} \left( \sum_{(\alpha_L, \alpha_G)} \frac{1}{n_{sn}} {}^{(\alpha_L, \alpha_G)} \mathbf{S}_i \right), (\alpha_L, \alpha_G) \in [0,1], \quad (14)$$

Gde je:

SPU – skup planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta,

$n_{sn}$  – broj stanja prirode, tj. broj kombinacija intervalnih vrednosti potrošnje i proizvodnje; na primer, ako je  $\alpha_G = \alpha_L = \{0, 0.1, 0.2, 0.3, \dots, 0.9, 1\}$  tada je  $n_{sn}=11 \times 11=121$ ,

${}^{(\alpha_L, \alpha_G)} \mathbf{S}_i$  – vektor koji sadrži ukupne troškove ( ${}^{\alpha}Cost$ ) i neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema ( ${}^{\alpha}Unfer$ ) za plan ( $i$ ) i stanje prirode koje odgovara vrednostima  $\alpha_G$  i  $\alpha_L$ .

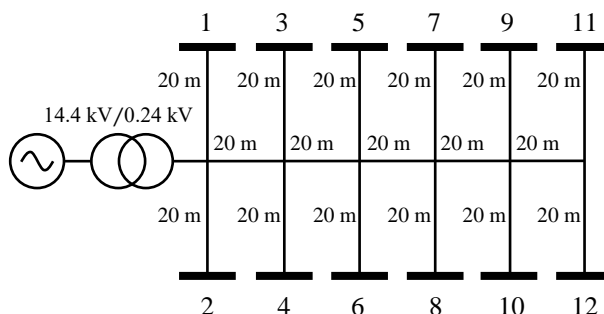
Rangiranje višekriterijumskih rešenja, tj. rangiranje vektora  ${}^{(\alpha_L, \alpha_G)} \mathbf{S}_i$  u (14) sprovodi se tehnikom TOPSIS. Na ovaj način određuje se plan kojim se minimizira rizik od značajnih troškova i neravnomerene raspodele sečenja proizvodnje PV sistema u razmatranoj mreži.

## 4. PRIMENA PREDLOŽENOG PRISTUPA

Predloženi pristup je primenjen na niskonaponskoj mreži prikazanoj na slici 2 [14]. Ona sadrži 12 potrošača sa integrisanim PV sistemima, koji su priključeni u čvorovima označenim sa 1-12. Pretpostavlja se da je proizvodnja PV sistema ista za sve potrošače i pripada intervalu  $[PG_L, PG_R] = [6.4 \text{ kW}, 8.4 \text{ kW}]$ . Takođe, pretpostavlja se da su svi potrošači stambenog tipa, pri čemu su potrošnje aktivne snage date u Tabeli 1, a faktor snage svih potrošača je 0.9. Napon na sekundaru transformatora se održava konstantnim na vrednosti 0.247 kV. Razmatrana mreža sadrži 17 sekcija, koje su sve dužine 20 m. Parametri sekcija na glavnoj putanji su:  $r = 0.346 \Omega/\text{km}$ ,  $x = 0.075 \Omega/\text{km}$  i  $b = 22.619 \mu\text{S}/\text{km}$ , dok su parametri sekcija na lateralima:  $r = 0.549 \Omega/\text{km}$ ,  $x = 0.072 \Omega/\text{km}$  i  $b = 17.279 \mu\text{S}/\text{km}$ .

Tabela 1 – Podaci o potrošnji

Čvor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PL <sub>L</sub> [kW]	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0	1.5
PL <sub>R</sub> [kW]	3.0	2.5	3.5	3.0	2.5	3.5	3.0	2.5	3.5	3.0	2.5	3.5



Slika 2 – Niskonaponska distributivna mreža

Usvojene su sledeće vrednosti parametara: cena sečenja proizvodnje PV sistema ( $CDG_k$ ) je ista za sve potrošače i iznosi 1\$/kWh, razmatrani period planiranja ( $\Delta t$ ) je 1 h, granične vrednosti napona su  $V_{\min} = 0.95 \cdot V_{\text{base}}$  i  $V_{\max} = 1.05 \cdot V_{\text{base}}$ , koeficijenti koji određuju minimalne i maksimalne vrednosti napona su  $k_{\min} = 0.95$  i  $k_{\max} = 1.05$  i koeficijent koji predstavlja penal za prekoračenje naponskih ograničenja ( $k_v$ ) iznosi 1 [\$/V]. Parametri  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$  se uzimaju iz intervala [0,1] sa korakom 0.02. Na ovaj način, sprovedena su 2601 (51x51) proračuna za unapređenje raspoloživog kapaciteta, prikazanih u poglavljima 3.2 i 3.3. Na ovaj način je dobijeno ukupno 33782 planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta (skup SPU). Za svaki od ovih planova proračunati su troškovi sečenja proizvodnje PV sistema i penala zbog prekoračenja naponskih ograničenja i neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema za sve kombinacije parametara  $\alpha_{L(n)}$  i  $\alpha_{G(n)}$ . Na osnovu ovih rezultata određeni se vektori  $^{(\alpha_L, \alpha_G)}S_i$  iz izraza (14) i određen je najbolji plan primenom tehnike TOPSIS.

U nastavku su analizirana tri plana za unapređenje raspoloživog kapaciteta, koji su označeni sa P1-P3. Ovi planovi su dobijeni iz skupa planova SPU koristeći tehniku TOPSIS za različite težinske faktore  $v_C$  i  $v_F$ . Pri tome,  $v_C$  predstavlja težinski faktor za očekivane troškove sečenja PV proizvodnje i penala zbog prekoračenja naponskih ograničenja, dok  $v_F$  predstavlja težinski faktor za očekivanu neravnomernost raspodele sečenja PV proizvodnje. Vrednosti težinskih faktora  $v_C$  i  $v_F$  korišćenih u tehnici TOPSIS za koje su dobijeni planovi P1-P3 su prikazani u tabeli 2. Detaljni rezultati za planove P1-P3 su prikazani u tabelama 3 i 4.

Tabela 2 – Težinski faktori ( $v_C, v_F$ ) korišćeni u tehnici TOPSIS

Plan unapređenja raspoloživog kapaciteta	P1	P2	P3
$v_C$	0.9	0.5	0.1
$v_F$	0.1	0.5	0.9

U planu P1 je usvojeno da je težinski faktor  $v_C$  znatno veći od težinskog faktora  $v_F$ . Na ovaj način se opisuje donosilac odluke koji vrednuje smanjenje finansijskih gubitaka više nego ravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema. Rezultati prikazani u tabelama 3 i 4 pokazuju da ovaj plan obezbeđuje najmanje troškove (19.52 \$) i najmanje sečenje proizvodnje PV sistema (14.068 kW) u odnosu na planove P2 and P3. Međutim, ovaj plan uzrokuje i najveću neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema, tako da je potrošačima na kraju niskonaponske mreže, npr. u čvorovima 9-12, više smanjena proizvodnja, nego potrošačima na početku mreže.

U planu P2 pretpostavljeno je da su težinski faktori jednaki, tj.  $v_C=v_F=0.5$ . Na ovaj način se opisuje donosilac odluke koji ravnopravno vrednuje oba razmatrana kriterijuma. Dobijeni rezultati pokazuju da ovaj plan uzrokuje veće očekivane troškove i veće sečenje proizvodnje PV sistema (24.26 \$, 15.122 kW) u odnosu na plan P1 (19.52 \$, 14.068 kW), ali obezbeđuje i ravnomerniju raspodelu sečenja proizvodnje PV sistema (očekivana neravnomernost 0.07) u odnosu na plan P1 (očekivana neravnomernost 2.67).

Na kraju, u planu P3 je pretpostavljeno da je težinski faktor  $v_F$  znatno veći od težinskog faktora  $v_C$ . Na ovaj način donosilac odluke vrednuje ravnomernost raspodele sečenja proizvodnje PV više nego smanjenje finansijskih gubitaka. Dobijeni rezultati pokazuju da ovaj plan obezbeđuje jednako sečenje proizvodnje (1.38 kW) za sve potrošače. Međutim, ovaj plan uzrokuje najveće troškove (25.39 \$) i najveće ukupno sečenje proizvodnje PV sistema (16.56 kW) u odnosu na planove P1 i P2.

Tabela 3 – Očekivani troškovi i neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema za planove P1-P3

Plan unapređenja raspoloživog kapaciteta	P1	P2	P3
Očekivani troškovi sečenja proizvodnje PV sistema i penala zbog prekoračenja naponskih ograničenja [\$]	19.52	24.26	25.39
Očekivana neravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema	2.67	0.07	0

Tabela 4 – Sečenje proizvodnje PV sistema za planove P1-P3

Čvor	Sečenje proizvodnje PV sistema [kW]		
	Plan P1	Plan P2	Plan P3
1	0.427	1.107	1.380
2	0.059	0.861	1.380
3	0.586	1.152	1.380
4	0.182	1.070	1.380
5	1.149	1.272	1.380
6	0.366	1.380	1.380
7	0.237	1.380	1.380
8	1.250	1.380	1.380
9	2.306	1.380	1.380
10	2.658	1.380	1.380
11	3.018	1.380	1.380
12	1.825	1.380	1.380
Ukupno	14.068	15.122	16.560

## 5. ZAKLJUČAK

U ovom radu je prikazan pristup za unapređenje raspoloživog kapaciteta u niskonaponskim distributivnim mrežama koji uvažava neizvesnost potrošnje i proizvodnje PV sistema. Prikazani pristup uvažava simultano troškove sečenja proizvodnje PV sistema, troškove prekoračenja naponskih ograničenja i ravnomernost sečenja proizvodnje PV sistema i generiše skup planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta koristeći intervalnu RDM aritmetiku za modelovanje neizvesnosti i predloženi algoritam zasnovan na višekriterijumskom simuliranom kaljenju. Najbolji plan unapređenja raspoloživog kapaciteta se određuje tako da se minimizira rizik od značajnih troškova i neravnomerne raspodele sečenja proizvodnje PV sistema. To se postiže primenom kriterijuma jednakih verovatnoća za procenu rizika i tehnike TOPSIS za rangiranje višekriterijumskih planova za unapređenje raspoloživog kapaciteta. Prikazani numerički rezultati pokazuju značaj uvažavanja ravnomerne raspodele sečenja proizvodnje PV sistema kao kriterijuma za unapređenje raspoloživog kapaciteta u niskonaponskim distributivnim mrežama.

## ZAHVALNICA

Ovo istraživanje je podržano od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija (br. ugovora: 451-03-65/2024-03/200156) i Fakulteta tehničkih nauka Univerziteta u Novom Sadu kroz projekat "Nučnoistraživački i umetničkoistraživački rad istraživača u nastavnim i saradničkim zvanjima Fakulteta tehničkih nauka Univerziteta u Novom Sadu" (br: 01-3394/1).

## LITERATURA

- [1] Mai TT, Nguyen PH, Tran QT et al., 2021, "An overview of grid edge control with the digital transformation", *Elect. Eng.*, 103, 1989-2007, DOI <https://doi.org/10.1007/s00202-020-01209-x>
- [2] Fatima S, Püvi V, Lehtonen M, 2020, "Review on the PV Hosting Capacity in Distribution Networks", *Energies*, 13(18), DOI <https://doi.org/10.3390/en13184756>
- [3] Dubravac M, Fekete K, Topić D, Barukčić M, 2022, "Voltage optimization in PV-rich distribution networks—A review", *Appl. Sci.*, 12(23), DOI <https://doi.org/10.3390/app122312426>
- [4] Mai TT, Haque N, Vo HT, Nguyen PH, 2019, "Coordinated active and reactive power control for overvoltage mitigation in physical LV microgrids", *J. Eng.*, 18, 5007-5011, DOI <https://doi.org/10.1049/joe.2018.9355>
- [5] Gebbran D, Mhanna S, Ma Y, Chapman AC, Verbič G, 2021, "Fair coordination of distributed energy resources with Volt-Var control and PV curtailment", *Appl. Energy*, 286, DOI

- <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116546>
- [6] Liu MZ, Procopiou AT, Petrou K, et al., 2020, "On the fairness of PV curtailment schemes in residential distribution networks," IEEE Trans. Smart Grid, 11(5), 4502-4512, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2983771>
- [7] Poudel S, Mukherjee M, Sadnan R, Reiman AP, 2023, "Fairness-aware distributed energy coordination for voltage regulation in power distribution systems," IEEE Trans. Sustain. Energy, 14(3), 1866-1880, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2023.3252944>
- [8] Piegat A, Landowski M, 2017, "Is an interval the right result of arithmetic operations on intervals?", Int. J. Appl. Math. Comput. Sci., 27(3), 575-590, DOI: <https://doi.org/10.1515/amcs-2017-0041>
- [9] Popovic ZN, Knezevic SD, Brbaklic BB, 2020, "A risk management procedure for island partitioning of automated radial distribution networks with distributed generators", IEEE Trans. Power Syst., 35(5), 3895 – 3905, DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2976763>
- [10] Kamh MZ, Irvani R, 2010, "Unbalanced model and power-flow analysis of microgrids and active distribution systems," IEEE Trans. Power Deliv., 25(4), 2851-2858, DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2042825>
- [11] K. Amine, 2019, "Multiobjective simulated annealing: Principles and algorithm variants", *Adv. Oper. Res.*, vol. 2019(6), 1-13, DOI: <https://doi.org/10.1155/2019/8134674>
- [12] Anderson G, Enriken R, Nitu P, 1999, "Risk assessment and financial management", IEEE Press, New York, US.
- [13] Tzeng GH, Huang JJ, 2011, "Multiple Attribute Decision Making: Methods and applications", Taylor & Francis Group, Boca Raton, USA, 69-76.
- [14] Tonkoski R, Lopes LAC, El-Fouly THM, 2011, "Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention," IEEE Trans. Sustain. Energy, 2(2), 139-147, DOI <https://doi.org/10.1109/TSTE.2010.2098483>