

Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela

Distribution Network Reconfiguration and Capacitor Switching in the Presence of Wind Generators and Solar Panels

Branko Stojanović*, Tomislav Rajić**, Darko Šošić**

*Tehnički opitni centar, Beograd, Srbija

**Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija

Rezime - Distributivna preduzeća su svedoci mnogih promena u današnje vreme. Kada je potrebno da naponi čvorova mreže budu unutar tolerancija 0,95-1,05 r.j. a da ulazni faktor snage bude veći od 0,85 sve tri moderne strategije pametne mreže kao što su rekonfiguracija, otočna kompenzacija i prisustvo distribuirane proizvodnje (DG) moraju biti angažovane. Čak i u tom slučaju prisustvo teretnog regulatora napona (OLTC) u napojnom čvoru je neophodno. U ovom radu prikazana je tehnička analiza osam realnih operativnih slučajeva pomoću metode simuliranog kaljenja (SA) i hibridnim algoritmom simuliranog kaljenja i minimalno razgranatog stabla (MST) koji je vremenski kraći. MST je primenjen na rekonfiguraciju a SA naknadno na kompenzaciju i dobijeni su bolji rezultati od primene samo metode simuliranog kaljenja simultano na rekonfiguraciju i kompenzaciju. Transparentna grafička metoda Monte Carlo za lokaciju distribuiranih generatora i kondenzatorskih baterija je prosta i jedinstvena. Pretpostavka je da su distribuirane jedinice već prisutne na samom početku. Gauss-ova i Weibull-ova raspodela za promenu potrošnje i izlazne snage vetro generatora kao i dnevni dijagrami potrošnje za radni i neradni dan i insolacija solarnih jedinica je uključena u analizu. Minimizira se funkcija cilja koju sačinjavaju gubici aktivne snage, cena kondenzatora i neisporučene električne energije. Primer mreža je IEEE mreža sa 69 čvorova i 73 grane koje sve mogu da komutuju. Uniformna raspodela vetro generatora i postavljanje kondenzatorskih baterija u skladu sa funkcijom cilja koje variraju iz sata u sat je nerealistična. Predložena je realnija sa fiksnim čvorovima za lokaciju vetro generatora, solarnih panela i kondenzatora, koji su najčešće posećeni. Krajnja funkcija cilja obuhvata cenu gubitaka vršne snage, ugrađenih kondenzatora, isporučene električne energije, komutacija, neisporučene električne energije i ugrađenog teretnog regulatora napona za period od mesec ipo dana.

Ključne reči - rekonfiguracija, kondenzatorske baterije, vetro generatori, solarni paneli, teretni regulator napona

Abstract - Distribution utilities witness many changes nowadays. If the network voltages must be in 0.95-1.05 p.u. limits and grid input power factor greater than 0.85 all three modern strategies of smart distribution network as reconfiguration, capacitors

switching and presence of distribution generation (DG) ought to be applied. Even in this case On Load Tap Changer (OLTC) in the supplying substation has to be used. In this paper, detailed technical analysis of eight realistic operation cases is presented by Simulated Annealing (SA) and by hybrid algorithm of Minimum spanning tree (MST) plus SA that works in shorter time. MST is used for tackling reconfiguration first and SA for capacitor switching afterwards that gives better results compared with SA alone. Implemented transparent graphical Monte Carlo method for locating of distributed generators and capacitor banks is unique and simple. Assumption is that DG is already present. Gauss and Weibull changing nodal loads and wind generators output, respectively as well as daily load curves for working and weekend day with insolation of solar panels are included in analysis. The objective function comprising of the cost of power losses, price of capacitors and undelivered energy is minimized. IEEE 69 bus network is analysed which has 69 nodes and 73 branches, all of which can commute. The basic switching logic of uniform distribution of wind generators to the nodes and capacitors in accordance with objective function that changes every hour is unrealistic. More realistic one was issued with fixed nodes for allocation of DG and capacitors (the most frequently visited nodes). The programme final objective function indicates the price of peak power losses, losses of delivered electrical energy, of the banks, of undelivered electrical energy, OLTC and commutations for the period of month and a half.

Index Terms - Reconfiguration, Capacitor banks, Wind generators, Solar panels, On-load tap changer

I UVOD

Poboljšanje snabdevanja električnom energijom se može postići različitim mešovitim strategijama kao što su koordinisano upravljanje izvorima električne energije i smanjenje u gubicima aktivne snage pri čemu je nužna ekonomska analiza upotrebljenih izvora. Distributivni sistemi su dobro poznati po velikoj vrednosti R/X odnosa i znatnim padovima napona što može dovesti do znatnih gubitaka aktivne snage. Gubici u distributivnoj mreži su znatno veći nego u prenosnoj tako da je kod distributivne mreže njihovo smanjenje od vitalnog interesa.

Udeo distributivne mreže iznosi 5-13% od ukupnih gubitaka u energetskom sistemu [1]. Operator ima na raspolaganju različite taktike da bi smanjio gubitke kao što su rekonfiguracija mreže, kompenzacija reaktivne snage, lokacija distribuiranih generatora (DG, eng. *distributed generation*), automatizacija distributivne mreže, redukcija vršnih opterećenja, simetrisanje opterećenja, korišćenje teretnih regulatora (OLTC, eng. *On Load Tap Changer*), naponskih regulatora, optimalni izbor kablova i upotreba transformatora i indukcionih motora. U dosadašnjoj literaturi nije mnogo pažnje posvećeno simultanom dejstvu DG, kompenzacije, rekonfiguracije i uticaja OLTC. Zajednička koordinacija ovih strategija može dati optimalne rezultate u cilju minimiziranja gubitaka, popravke naponskog profila i korekciju ulaznog faktora snage distributivne mreže uz zadovoljenje tehničkih ograničenja kao što su maksimalne struje grana i dozvoljene tolerancije napona čvorova.

Izgleda da je planiranje distributivnih mreža u prisustvu kondenzatorskih baterija i DG uz postojeću nesigurnost proizvodnje i potrošnje najozbiljniji izazov za operatere. Predložena šema u ovom radu daje smernice za najbolje rešenje sa tehničkog, ekonomskog i aspekta uticaja na okolinu uz zadovoljenje odgovarajućih operacionih ograničenja. Transparentnost primenjene grafičke Monte Carlo metode za lociranje vetro generatora i kondenzatorskih baterija je čini jedinstvenom i prostom u poređenju sa komplikovanijim algoritimima iz literature [1-12] na primeru koji je takođe originalan i nema ga u pomenutim člancima (osim što je IEEE mreža od 69 čvorova upotrebljena za analizu). Takođe je detaljno razrađena i funkcija cilja koja se sastoji od cene kondenzatora, troška koji otpada na gubitke aktivne snage i na neisporučenu električnu energiju. Važna pretpostavka je da su DG već prisutni u energetskom sistemu.

II NORMALNA I WEIBULL-OVA RASPODELA, INSOLACIJA I DNEVNI DIJAGRAMI POTROŠNJE

Za stohastičnost potrošnje, usvaja se normalna raspodela (Gauss-Laplace raspodela). Na početku je poznata očekivana vrednost potrošnje u nekoj tački sistema. Ona se usvaja prema podacima zadatim za taj čvor (P i Q). Odstupanja svake slučajne varijable od njene očekivane vrednosti posmatrana su kao „greške” i, na osnovu „zakona grešaka”, opisana su normalnom raspodelom. Zakon verovatnoća dat je u obliku, formula (1):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

$f(x)$ - funkcija gustine raspodele verovatnoća,
 m - očekivana vrednost potrošnje u jednom čvoru i
 σ - standardna devijacija, odstupanje od očekivane vrednosti.

Za σ je usvojeno 10%.

Slučajnost proizvodnje definisana je Weibull-ovom raspodelom jer se radi o vetro generatorima, formula (2). Njihova proizvodnja zavisi od brzine vetra na mestu ugradnje vetro turbine. Za maksimalnu snagu turbine usvojena je vrednost 0,2 MW. Verovatnoća duvanja vetra definisana je Weibull-ovom raspodelom [13]:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2)$$

v - brzina vetra [m/s],

A - parametar Weibull-ove skale u m/s, mera za karakterističnu brzinu vetra. A je proporcionalno srednjoj brzini vetra i

k - parametar Weibull-ove formule. Određuje oblik Weibull-ove raspodele i obično ima vrednost između 1 i 3.

Mala vrednost za k označava vrlo promenljive vetrove.

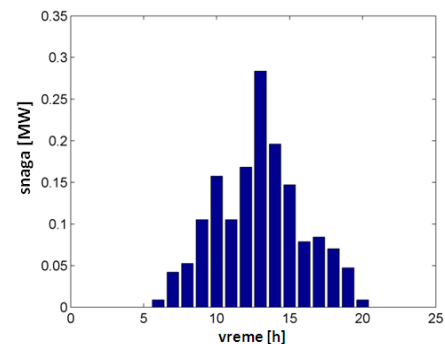
Ugrađeni su solarni paneli u čvoru 49 od 300 kW i u čvoru 61 od 500 kW. Ove vrednosti su dodeljene u skladu sa postupkom opisanim u poglavlju VII Približavanje podobnom rešenju. Dnevna insolacija je maksimalna u 13 sati. Ona varira u odnosu na prikazani dijagram (Slike 1 i 2) od 0 do 10% svakog sata. Tokom noći snaga solarnih panela je 0.

Tipični dijagrami potrošnje za radni i neradni dan dati su na Slikama 3 i 4. Pretpostavljeno je da postoji samo jedan tip potrošača u svim čvorovima mreže (stambeno naselje). Usvojena potrošnja menja se u toku dana prema dijagramu potrošnje u skladu sa Gauss-ovom raspodelom a prema nazivnim vrednostima [14].

III PROVERA KONEKTIVNOSTI MREŽE I MATPOWER ALGORITAM TOKOVA SNAGA

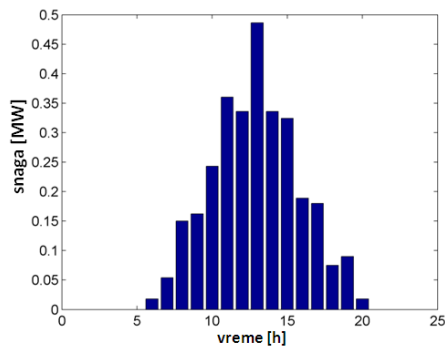
Topologija distributivnog sistema se može pretstaviti grafom koji ima m grana i n čvorova (sabirnica). Može se tvrditi da je topologija distributivne mreže radijalna ako zadovoljava sledeća dva uslova:

- 1) konfiguracija mora da poseduje $n-1$ granu;
- 2) konfiguracija mora biti povezana.

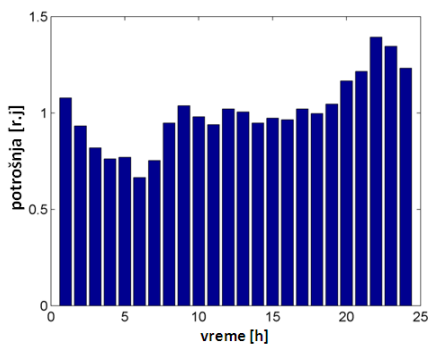


Slika 1. Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 49

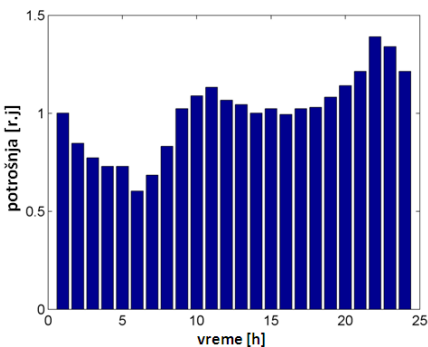
Najpre se formira matrica incidencije za mrežu čije su sve grane zatvorene (upetljana mreža). Broj vrsta odgovara broju čvorova (sa balansnim) a broj kolona broju grana (ukupan broj grana, sve zatvorene). Onda se briše prva vrsta (odgovara balansnom čvoru) i onoliko kolona koliko ima otvorenih grana. Dobijena matrica je kvadratna i može joj se sračunati determinanta koja u slučaju povezane mreže (koja je i radijalna s obzirom na broj uključenih grana) mora biti 1 ili -1 (različita od 0). Vrednosti 1 ili -1 se dobijaju u zavisnosti od konvencije definisanja matrice incidencije (grana incidentna čvoru i orjentisana od njega sa elementom 1 i grana incidentna čvoru i orjentisana ka njemu -1 ili obrnuto).



Slika 2. Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 61



Slika 3. Tipična kriva potrošnje za radni dan



Slika 4. Tipična kriva potrošnje za neradni dan

Tek na ovako izgenerisanu mrežu može se primeniti efikasni algoritam tokova snaga za sračunavanje gubitaka aktivne snage za konkretnu konfiguraciju. Primenjen je Newton-ov tačni efikasni algoritam tokova snaga u MATPOWER okruženju pogodan kako za statične (kompenzacija) tako i za dinamične probleme (rekonfiguracija) koji konvergira za maksimalno 10 iteracija, ukupnog trajanja stotih delova sekunde u zavisnosti od mreže koja se analizira [15].

IV PRIMENJENI ALGORITAM SIMULIRANOG KALJENJA I ALGORITAM MINIMALNO RAZGRANATOG STABLA

Simulirano kaljenje (SA) je probabilistička metoda kombinatorijske optimizacije koja iznalazi globalni optimum uz određene uslove a to je da proces spuštavanja temperature, koja teži 0, traje beskonačno dugo i da se na svakoj temperaturi ostvari stacionarna distribucija (homogeni algoritam). Postoji i nehomogeni algoritam koji snižava temperaturu pre svake primene Metropolis kriterijuma (posebni postupak prihvatanja

skupljih konfiguracija) koji je znatno brži od homogenog jer ne zahteva ostvarenje termičkog ekvilibrijuma ali zato, zbog brzog hlađenja, dovodi do rešenja koje je suboptimalno. Upravo zbog vremena trajanja algoritma, autori su se opredelili za nehomogeni algoritam, na štetu kvaliteta rešenja, u svojim istraživanjima. Usvojeni su sledeći parametri algoritma: početna temperatura ($T_{\text{početno}}$) 5000 °C, dužina Markov-ljevog lanca 3000, pravilo snižavanja temperature $T=0,95 \cdot T$ i stopa prihvatanja 0,001.

SA je vremenski vrlo zahtevan algoritam za koji je potrebno da budu ispunjeni određeni uslovi kod rekonfiguracije mreže a to je da ona bude povezana i radijalna. Ovo se proverava postupkom probaj i odbaci (eng. *try and error*) i zahteva najviše računarskog vremena. Iz ovog razloga bilo je neophodno upotrebiti neki drugi algoritam i autori su se opredelili za algoritam minimalno razgranatog stabla (MST), algoritam Kruskal-a i Prim-a [16]. Ovaj algoritam korišćen je za rekonfiguraciju a SA naknadno za kompenzaciju. Mada algoritmi nisu primenjeni simultano dobijeni su odlični rezultati. Odstupanje od globalnog optimuma kod MST algoritma je prihvatljivo (minimalni gubici aktivne snage) i hibridni algoritam daje bolje rezultate od samo primenjenog algoritma SA za simultanu rekonfiguraciju i kompenzaciju zato što je za indeks glavne while programske petlje usvojeno 3000 a globalni optimum se dobija nakon 100 000 iteracija što bi dovelo do prevelikog vremena proračuna. Treba napomenuti da kod MST algoritma postoji samo jedan proračun tokova snaga što je razlog njegove skalabilnosti.

Algoritam minimalno razgranatog stabla predstavlja mrežu kao neorijentisani graf sa težinskim koeficijentima grana koji su efektivne vrednosti struja grana za kompletno upetljanu mrežu (sve spojne grane zatvorene). Krajni rezultat metode je konektovana i radijalna mreža sa niskim gubicima aktivne snage koji su dobra aproksimacija najmanjih gubitaka (globalnog optimuma). Za mrežu primer [14] vreme proračuna je gotovo trenutno ($O(\log N)$). U izrazu u zagradi N je broj čvorova mreže. U [16] se navodi da je brzina izvršenja ovog algoritma, za mrežu od 10476 čvorova reda 1,4 sekunde što do sada ni jedna razvijena metoda ne može da ispoštuje. Treba napomenuti da gubici aktivne snage dominiraju u funkciji cilja opisanoj u jednom od narednih poglavlja i zato je MST algoritam pedesan. Kompenzacija SA algoritmom zahteva znatno više vremena reda sata za rad mreže od 1008 sati. Program je tako koncipiran da ovaj broj mora biti deljiv sa 24 koliko sati traje jedan dan.

Algoritam MST se može ukratko opisati:

- za potpuno upetljanu mrežu odrede se efektivne struje grana koje postaju težinski koeficijenti za svaku granu grafa mreže,
- kreće se od balansnog čvora koji se označava sa brojem 1,
- zatvara se grana sa najvećim težinskim koeficijentom a da pri tome ne nastane petlja,
- novodobijeni čvor se ubeležava u skup čvorova,
- ako su pređeni svi čvorovi mreže algoritam se zaustavlja,
- ako nisu nastavlja se istom logikom dok se ne pređu svi čvorovi mreže.

V PODACI O TEST MREŽI

Test mreža je srednje veličine, hipotetična, nazivnog napona 12,66 kV [14], prikazana na Slici 5. Sastoji se od 68 sekcionih

grana i 5 spojnih od kojih svaka može da komutuje, spojne grane prikazane su tačkasto. Ukupno aktivno i reaktivno opterećenje mreže iznosi 3802 kW i 2694 kVAr. Ukupni gubici su 225 kW što je 5,9% aktivne potrošnje. Mreža ima ulazni faktor snage $\cos\varphi=0,8212$ ($<0,85$) tako da nije dobro kompenzovana. Sve važi za nominalni nivo opterećenja. Pretpostavimo da minimalni napon iznosi 95 % od 12,66 kV. Kako je on u startu 90,9% on ne zadovoljava. Primenjen je algoritam tokova snaga u MATPOWER-u ('casejiang').

VI FUNKCIJE CILJA, OGRANIČENJA, OPERACIONI INDEKSI I DOZVOLJENI BROJ KOMUTACIJA PO GRANI

Funkcija cilja za svaki sat rada:

$$EOLDD_{i,j}[\$] = E1_{i,j} * 0.15 + 120 * P_{loss,i,j} + C_{int,i,j} = FINALCOST_{i,j} \quad (3)$$

$E1_{i,j}$ [\$] - cena kondenzatorskih baterija,

0,15 - godišnja stopa cene kondenzatorskih baterija,

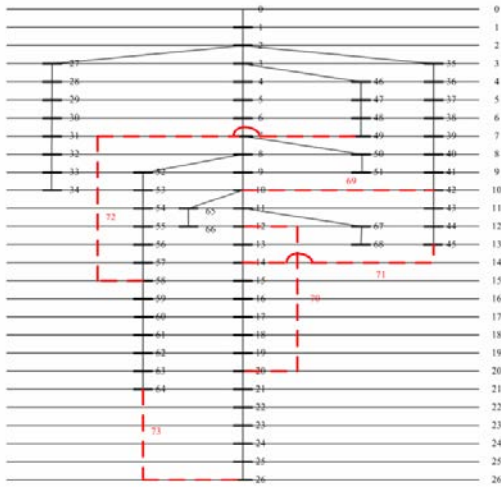
120 [\$/kW] - cena gubitaka aktivne snage,

$P_{loss,i,j}$ [kW] - gubici aktivne snage,

$C_{int,i,j}$ [\$] - trošak na neisporučenu električnu energiju [17],

j - oznaka koja se odnosi na tekući sat i

i - oznaka koja se odnosi na redni broj scenarija.



Slika 5. Mreža test primer [14]

Uštede svakog sata se sračunavaju:

$$SAVINGS_{i,j} = INITIAL_{i,j} - FINALCOST_{i,j} \quad (4)$$

$INITIAL_{i,j}$ - inicijalna funkcija cilja za polaznu konfiguraciju (bez komutacija i bez kondenzatorskih baterija).

Funkcija cilja uštede za ceo posmatani period od 1008 sati:

$$ENERGYSAVINGS_i [\$] = 120 * \max(P_{loss,initial,i,j}) +$$

$$+ 0.03 * \sum_{j=1}^{N_{hours}} P_{loss,initial,i,j} + \sum_{j=1}^{N_{hours}} C_{int,initial,i,j}$$

$$+ [0.15 * E1_{i,j} + 120 * \max(P_{loss,i,j}) + 0.03 * \sum_{j=1}^{N_{hours}} P_{loss,i,j} + \sum_{j=1}^{N_{hours}} C_{int,i,j} + C_{com,i}] \quad (5)$$

0.03 [\$/kWh] - cena gubitaka na isporučenu električnu energiju i
 $C_{com,i}$ - cena komutacija (cena jedne komutacije je 1 \$ ili 50 \$).

Ograničenja:

$$V^{\min} \leq V_{k,i,j} \leq V^{\max} \quad \forall k \in N, i \in I, j \in J \quad (6)$$

V^{\min}, V^{\max} - dozvoljena minimalna i maksimalna vrednost napona mreže,

V_k - napon čvora k u r.j.,

N - ukupan broj čvorova mreže,

I - skup svih scenarija,

J - skup svih sati rada mreže.

$$I_{k,i,j} \leq I_{k,i,j}^{\max} \quad \forall k \in N_b, i \in I, j \in J \quad (7)$$

I_k^{\max} - maksimalna dozvoljena struja grane k ,

I_k - vrednost struje grane k (A),

N_b - ukupan broj grana mreže.

$$Q_{b\min,i,j} \leq Q_{b,i,j} \leq Q_{b\max,i,j} \quad i = 3, 4, 7, 8, \forall j \in J \quad (8)$$

$$Q_{b\max,i,j} = Q_{initial,i,j} + Q_{dem,i,j} \quad i = 3, 4, 7, 8, \forall j \in J \quad (9)$$

Jednačina (9) pretpostavlja da mreža ne bude prekompenzovana.

$$Q_{b\min,i,j} = Q_{initial,i,j} + Q_{dem,i,j} - P_{00,i,j} * \frac{\sqrt{1-0.85^2}}{0.85} \quad i = 3, 4, 7, 8, \forall j \in J \quad (10)$$

Da bi se imao ulazni faktor snage veći od 0,85 primenjuje se jednačina (10) [18]. U jednačinama (9) i (10) zanemarene su dozemne admitanse mreže što je validno za test mrežu. U jednačinama (8-10) upotrebljene su sledeće oznake:

Q_b - ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,

$Q_{b\max}$ - maksimalna ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,

$Q_{initial}$ - reaktivna snaga za polaznu konfiguraciju bez instaliranih kondenzatora,

Q_{dem} - potrošnja reaktivne snage mreže,

$Q_{b\min}$ - minimalna ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,

P_{00} - injektirana aktivna snaga u balansni čvor mreže.

Jednačine balansa snaga u čvorovima mreže (11) - (14):

$$P_{ij} = \text{tap}^2 V_i^2 G_{ij} - \text{tap}^2 V_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (11)$$

$$Q_{ij} = -\text{tap}^2 V_i^2 B_{ij} - \text{tap}^2 V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (12)$$

$$P_{slack} + \sum_{d=1}^{NDG} P_{DG}(d) = \sum_{i=1}^{N-slack} P_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} P_{loss}(ij) \quad (13)$$

$$Q_{slack} + \sum_{k=1}^{NCB} Q_{CB}(k) = \sum_{i=1}^{N-slack} Q_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} Q_{loss}(ij) \quad (14)$$

U jednačinama (11-14) upotrebljene su sledeće oznake:

i, j - predajni i prijemni čvor grane ij ,

P_{ij} - aktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,

Q_{ij} - reaktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,

tap- položaj teretnog regulatora u r.j. (1 ili 1,025 r.j.),

V_i - napon čvora i kada nije primenjena regulacija,

G_{ij} - konduktansa grane ij ,

B_{ij} - susceptansa grane ij ,

δ_i - fazni stav napona u čvoru i ,

P_{slack} - aktivna snaga injektirana u balansni čvor,

Q_{slack} - reaktivna snaga injektirana u balansni čvor,

NDG - broj distribuiranih generatora,

P_{DG} - snaga distribuiranog generatora,

NCB - broj kondenzatorskih baterija,

Q_{CB} - snaga kondenzatorske baterije,

P_{dem} - aktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),

Q_{dem} - reaktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),

N_{br} - ukupan broj uključenih grana,

$P_{loss}(ij)$ - gubitak aktivne snage grane ij ,

$Q_{loss}(ij)$ - gubitak reaktivne snage grane ij .

Broj otepa teretnog regulatora napona je standardizovan. Analizirane su vrednosti u koracima od 2,5% nazivnog napona (-5%, -2,5%, 0%, 2,5% i 5%). U normalnom radnom režimu bira se otep u nultom položaju (nazivni napon). Dozvoljene su tolerancije napona od 0,95 do 1,05 r.j. Ove granice su zadovoljene samo u slučaju da je položaj teretnog regulatora 2,5%. U svim ostalim položajima napon je ili manji ili veći od dozvoljenog.

Ukupna instalisana snaga vetro generatora je 10% ukupne aktivne potrošnje mreže (3802,1 kW, IEEE 69 bus network [14]).

Cena kondenzatorskih baterija data je tabelarno (stepenastom funkcijom, Tabela 1) po koracima reaktivnih snaga baterije:

Tabela 1. Cena kondenzatorske baterije (\$)

snaga baterije	> 0, ≤ 300 kVAr	> 300, ≤ 600 kVAr	> 600, ≤ 900 kVAr	> 900, ≤ 1200 kVAr	> 1200 kVAr
cena	1900 \$	3200 \$	4500 \$	5400 \$	6000 \$
Cena održavanja i montaže uključena je u fiksni deo cene kondenzatorske baterije					

Ukupni indeks naponske slike:

$$TVPI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}^n} \quad (15)$$

Pojedinačni indeks naponske slike:

$$VPI_{i,j} = \sum_{k=1}^N |1 - V_{k,i,j}| \quad (16)$$

N - broj čvorova mreže,

$V_{k,i,j}$ - napon čvora k u relativnim jedinicama (r.j.) i

$VPI_{i,j}^n$ - pojedinačni indeks naponske slike za polaznu konfiguraciju.

Ukupni indeks gubitaka aktivne snage:

$$TPLI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} PLI_{i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} PLI_{i,j}^n} \quad (17)$$

$$PLI_{i,j} = \sum_{b=1}^{N_b} r_b * I_{b,i,j}^2 \quad (18)$$

N_b - ukupan broj grana,

r_b - aktivna otpornost grane b i

$I_{b,i,j}$ - vrednost struje grane b .

Za rad mreže od 24 sata i prekidač koji treba da radi 15 godina predviđa se maksimalni broj komutacija od 6, 4 za rekonfiguraciju i 2 za eventualnu restauraciju. Pretpostavljeno je da je ova vrednost ista za sve prekidače.

VII PRIBLIŽAVANJE PODOBNOM REŠENJU

Prvo puštanje programa sa solarnim panelima u čvoru 25 od 180 kW maksimalne snage kada se uniformno raspodeljuju vetro generatori (dve jedinice) čija snaga se menja po Weibull-ovoj raspodeli i pojedinačno iznosi maksimalno 200 kW a kondenzatorske baterije određuju po mestu i snazi pomoću SA metode za 1008 iteracija nije tehnički zadovoljilo jer je mreža u jednoj iteraciji imala promenjeni tok aktivne snage u ulaznom čvoru (injektirana snaga je bila negativna) pa MATPOWER algoritam tokova snaga nije iskonvergirao u 10 iteracija.

Usledele su izmene programa. Najopterećeniji čvorovi u nominalnom režimu su 61 (1,244 MW i 888 kVAr) i 49 (384,7 kW i 274,5 kVAr). U zagradi su navedene njihove nominalne aktivne i reaktivne potrošnje. U ovim čvorovima postavljeni su solarni paneli A1 od 1 MW i A2 od 0,6 MW tako da je bio ispunjen uslov da dva vetro-generatora i dva solarna panela zadovoljavaju 50 % potrošnje (2 MW) koja na nominalnom nivou potrošnje za mrežu primer iznosi 3802 kW. Pri ponovnom puštanju od 1008 iteracija jedna nije zadovoljila iz istih, gore navedenih razloga pa je kao posledica ovoga snaga dva solarna panela upola smanjena A1(čvor 61) 0,5 MW snaga i A2 (čvor 49) 0,3 MW snaga i sa ovim snagama solarnih panela se nadalje radilo.

Program je pušten da bi se odredili čvorovi za lociranje vetro generatora i kondenzatorskih baterija sa već prisutnim solarnim panelima. Da bi bila ispoštovana tehnička ograničenja napona u čvorovima (dozvoljeni opseg 0,95 r.j. do 1,05 r.j.) radilo se sa

1,025 r.j. (napon balansnog čvora, ugrađen OLTC) i usvojenim dozvoljenim vrednostima za efektivnim vrednostima struja čije su vrednosti navedene u nastavku teksta. Dobijeni su potpuno logični i zadovoljavajući rezultati. Deklarisane nazivne struje grana su: grane 1-9 (500 A), 10-45 (300 A), 46-50 (400 A), 51 i 52 (300 A), 53-65 (400 A) i 66-73 (300 A). Monte Carlo grafičkom metodom uzabrani su čvorovi 34 i 66 za postavljanje vetro generatora od 200 kW maksimalne snage. Proba sa uslovom 1,000 r.j. naponom balansnog čvora nije tehnički zadovoljila zbog promenjenog smera tokova snaga u jednoj iteraciji pa se je od nje odustalo.

Usledeo je izbor kondenzatorskih baterija. Postavljene su u čvorovima 24 (300 kVAr), 60 (1200 kVAr) i 63 (300 kVAr) pri čemu se ne računa balansni čvor. Dobijeno je da je u jednoj iteraciji mreža blago prekompenzovana pa ni ovaj scenario nije tehnički zadovoljio. Zbog ovog razloga smanjen je broj kondenzatorskih baterija.

Za novo puštanje programa baterija od 300 kVAr-a u čvoru 63 je anulirana. Simulirana je simultana rekonfiguracija uz prisutnu kompenzaciju navedenim baterijama. Najkritičnija struja za sve iteracije bila je 0,6406 A veća od deklarisanе (gotovo joj jednaka) tako da je ovaj scenario tehnički zadovoljio nametnuta ograničenja. Ovako dobijene vrednosti i lokacije za DG i kondenzatorske baterije su usvojene u daljem proračunu. Gornji primeri pokazuju da neadekvatno postavljanje DG može dovesti do prenapona i reverzibilnog toka aktivnih snaga u mreži a kondenzatorskih baterija do prekompenzacije reaktivnom snagom.

Analogna procedura urađena je kod hibridnog algoritma MST i SA. Postavljeni su solarni paneli kao u prethodnom slučaju. Za postavljanje vetro generatora izabrani su čvorovi 10 i 20. Za položaj OLTC izabran je otecep 1,025 r.j. s obzirom da otecep 1,000 r.j. nije tehnički zadovoljio u pogledu dozvoljenih naponskih granica. Kondenzatorske baterije od 300 kVAr, 300 kVAr i 900 kVAr su postavljene u čvorovima 26, 63 i 60 (ne računajući balansni čvor) respektivno.

Rezultati simulacije za 8 scenarija predstavljeni su u Tabelama 2 i 3. Zaključak je da tehnički zadovoljava samo scenario 4 (simultana rekonfiguracija i kompenzacija SA metodom i hibridni algoritam). U svim drugim scenarijima neko od tehničkih ograničenja nije zadovoljilo.

Iz svega rečenog se može zaključiti da imamo posla sa delikatnim planersko-eksploatacionim problemom koji zahteva zametnu proceduru probaj i odbaci dok se ne izgeneriše prihvatljivo rešenje.

VIII REZULTATI I DISKUSIJA

Na početku proračuna program se pušta 1008 puta da bi simulirao 1008 sati rada mreže ali pod pretpostavkom da čvorovi za lokaciju DG i kondenzatorskih baterija nisu fiksirani. Dobijene su Slike 6a-g. Ista procedura primenjena je dva puta, samo za SA algoritam pri simultanoj rekonfiguraciji i kompenzaciji i nezavisno od toga za hibridni algoritam MST i simuliranog kaljenja, prvo na rekonfiguraciju a zatim na kompenzaciju. Pretpostavka je da se vetro generatori uniformno raspodeljuju po čvorovima mreže a kondenzatorske baterije u

skladu sa funkcijom cilja (3) koja se minimizuje. Na Slikama 6a-g prikazane su osnove za primenu hibridnog algoritma. Očigledno je da se kondenzatorske baterije postavljaju u najopterećenijem čvoru reaktivnom potrošnjom.

Nadalje se sprovodi analiza osetljivosti. Sa Slike 6a vidi se da su najposećeniji čvorovi za postavljanje vetro generatora čvorovi 10 i 20 i oni su izabrani za dalju simulaciju. Sa Slike 6b do f može se zaključiti da isto važi za čvorove 26, 63 i 60 za kondenzatorske baterije i oni se biraju za postavljanje 300, 300 i 900 kVAr respektivno s tim što je vođeno računa da i mreža ne bude prekompenzovana. Ovakva analiza je dosta logična mada ne i sasvim precizna i nazvana je Monte Carlo grafičkom metodom.

Naknadno program se pušta 1008 puta ali za nove početne uslove (fiksirani čvorovi za postavljanje DG i kondenzatorskih baterija). U ovom slučaju dobijaju se sledeće slike za osam scenarija opisanih kasnije. Slike 7-10 prikazuju krive potrošnje aktivne i reaktivne snage za celu mrežu i za čvor 6.

Aktivna potrošnja se menja u skladu sa Gauss-ovom raspodelom oscilujući oko svoje srednje vrednosti. Za nasumice odabrani čvor 6 ona iznosi 2.6 kW, Slika 8 [14]. Isto važi i za reaktivnu potrošnju koja u čvoru 6 iznosi 2.2 kVAr, Slika 10. Snaga vetro generatora u funkciji od vremena za čvorove 10 i 20 data je na Slici 11 i ona se menja u skladu sa Weibull-ovom raspodelom.

Analizirani su sledeći scenariji:

- 1 i 1a scenariji su polazni kada nema ni rekonfiguracije ni kompenzacije a OLTC otecep je 1,025 r.j.,
- 2 i 2a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija a OLTC otecep je 1,025 r.j.,
- 3 i 3a scenariji su kada je prisutna kompenzacija sa izabranim kondenzatorskim baterijama a OLTC otecep je 1,025 r.j.,
- 4 i 4a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija i kompenzacija a OLTC otecep je 1,025 r.j.,
- 5 i 5a scenariji su polazni kada nema ni rekonfiguracije ni kompenzacije bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j.,
- 6 i 6a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j.,
- 7 i 7a scenariji su kada je prisutna kompenzacija sa izabranim kondenzatorskim baterijama bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j., i
- 8 i 8a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija i kompenzacija bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j.

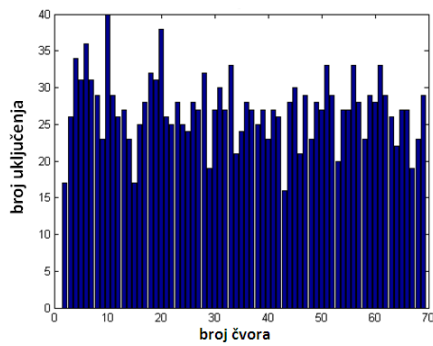
Napomene: Brojevi bez a označavaju simultani SA algoritam a sa a hibridni MST i SA metod.

Primenom navedenih algoritama dobijeni su rezultati predstavljeni u Tabelama 2 i 3.

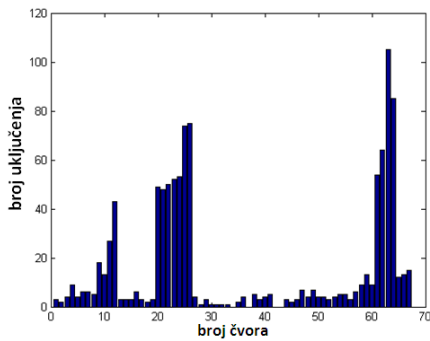
Bilo bi zametno predstaviti sve grafike za 8 scenarija i dve metode (većina krivih bi se preklapala) i slike ne bi bile jasne. Zato je u nastavku predstavljeno samo 4 krivih (Slike 12-15) za ekonomski i tehnički najpodobniji scenario 4a s obzirom da drugi ne zadovoljavaju operaciona ograničenja.

Ulazni faktor snage ($\cos\phi$), Slika 12, je veći od 0,85 samo kada je rekonfiguraciji pridružena kompenzacija (scenariji 4, 4a i 8, 8a). On postaje vrlo blizak 1 (0,9999) u iteraciji 486 (satu) za

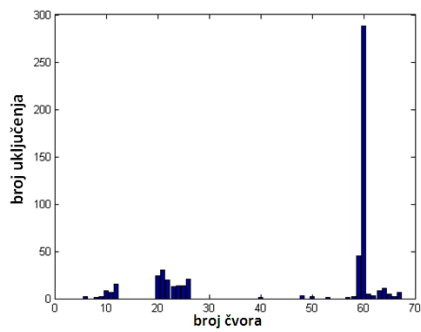
scenario 4a. Injektirana reaktivna snaga je gotovo nula u tom slučaju (0.569 kVAr), Slika 13.



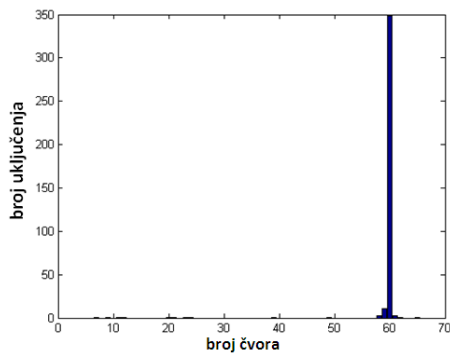
a)



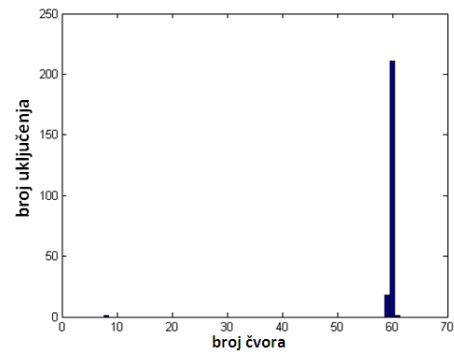
b)



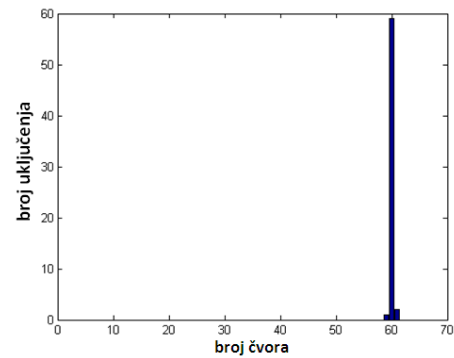
c)



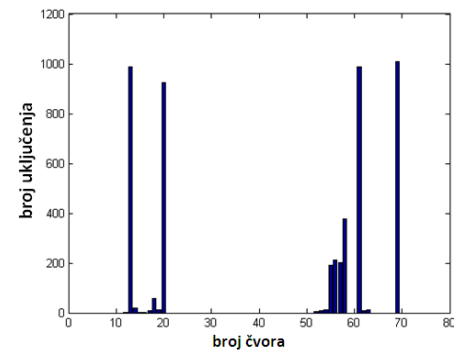
d)



e)

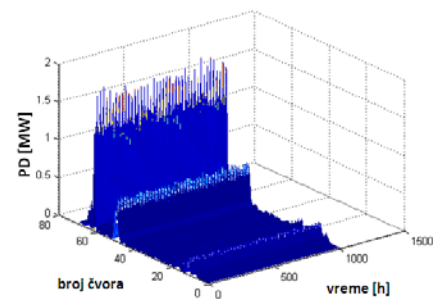


f)

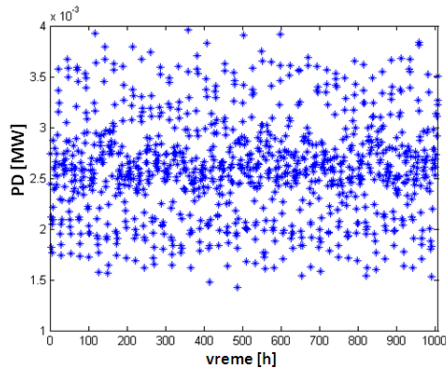


g)

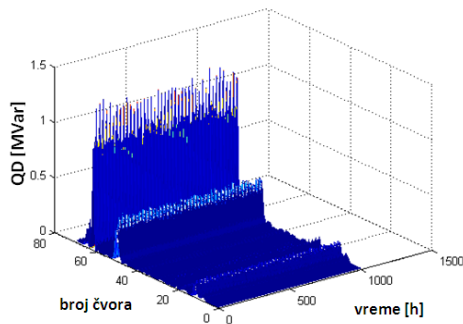
Slika 6. Broj uključenja kod hibridnog algoritma za: a) vetro generatore b) 300 kVAr c) 600 kVAr d) 900 kVAr e) 1200 kVAr f) 1500 kVAr g) otvaranja grana



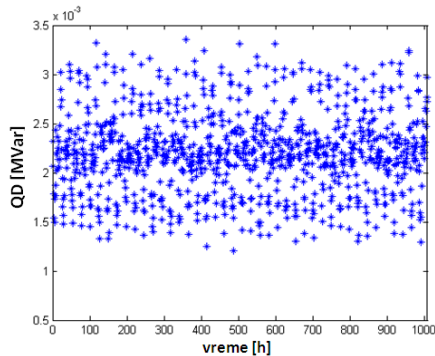
Slika 7. Kriva potrošnje aktivne snage za celu mrežu



Slika 8. Aktivna potrošnja u čvoru 6 za 1008 sati rada



Slika 9. Kriva potrošnje reaktivne snage za celu mrežu



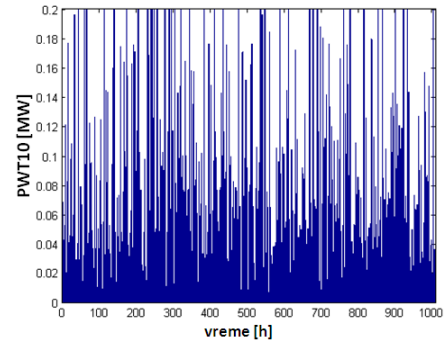
Slika 10. Reaktivna potrošnja u čvoru 6 za 1008 sati rada

Minimalni napon mreže, Slika 14, je veći od 0,95 samo za scenarije 4 i 4a. U ovim slučajevima u napojnom čvoru postoji OLTC. Zaključuje se da su tehnički podobni samo ovi scenariji. Gubici aktivne snage najmanji su u scenariju 4a, Slika 15. Ovo je direktna posledica primene rekonfiguracije i kompenzacije kod analizirane mreže.

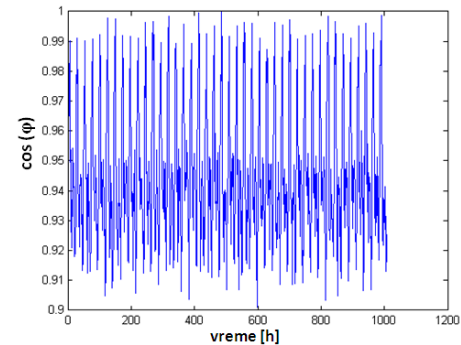
Važna primedba vezana za Slike 12-15 je da promenljive na njima osciluju oko očekivanih srednjih vrednosti što je uzrokovano Gausovom raspodelom potrošnje u čvorovima.

Iz Tabela 2 i 3 zaključujemo da se primenjenim metodama mogu postići značajne uštede. Najbolji je scenario 4a. Scenariji označeni sa a su bolji od onih bez a. Razlika između scenarija 5 i 5a je 34400\$ što pri proceni takođe treba uzeti u obzir. Indeksi TVPI i TPLI se mogu tačno proračunati samo onda kada nema OLTC u napojnom čvoru. Komutacije su znatno manje po broju kod hibridnog algoritma nego kod algoritma gde se SA primenjuje simultano. Efektivne vrednosti struja zadovoljavaju

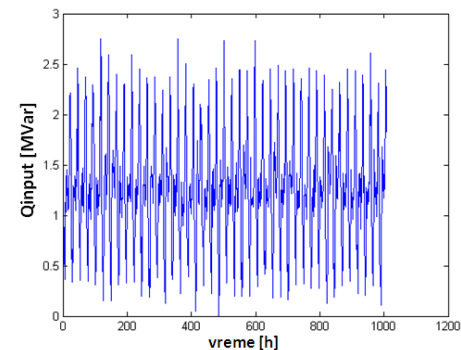
samo za scenarije 4 i 4a. Naponi u pogledu njihove maksimalne vrednosti su zadovoljeni u svim slučajevima dok minimalni napon zadovoljava samo u slučajevima 4 i 4a (veći od 0,95 r.j.). Ulazni faktor snage zadovoljava u scenarijima 4, 4a i 8, 8a. Mreža nikada nije prekompenzovana. U pogledu cene neisporučene električne energije najniži je scenario 4a.



Slika 11. Snaga vetro turbine postavljene u čvorovima 10 i 20



Slika 12. $\cos\varphi$ u funkciji od sati - scenario 4a



Slika 13. Ulazna reaktivna snaga u funkciji od sati - scenario 4a

Treba primetiti da je broj otvaranja grana kod rekonfiguracije 5040 (1008 sati rada, 5 otvaranja svakog sata). Sve polazne konfiguracije imaju za otvorene grane 69, 70, 71, 72 i 73. Grane 1-12, 14-17, 21-55, 59, 60, 62, 64-68 i 71-73 (scenario 4a i 2a) se nikada ne otvaraju tako da na njima prekidači nisu potrebni što daje dodatne uštede. Trajanje izvršenja programa za najzahtevniji scenario 4 iznosi 23 sata (ukupan broj iteracija je 3024000) što je približno 2,3% od planiranog perioda. Za scenario 4a CPU vreme je 15,5 sati što je približno za trećinu manje nego za scenario 4. Programiranje je izvršeno u programskom jeziku MATLAB R2010a na računaru Pentium IV PC; Intel core i7-4770; 3,4 GHz; 32 GB RAM.

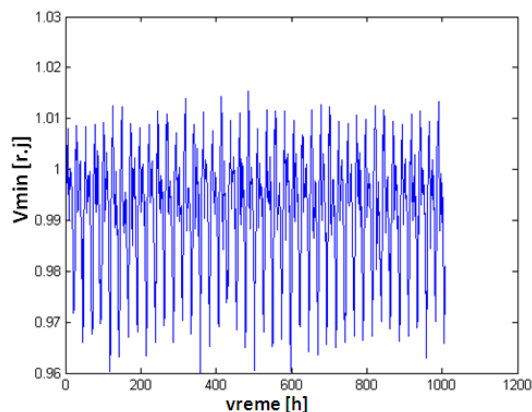
Tabela 2. Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati kada se simultano primenjuje algoritam SA na rekonfiguraciju i kompenzaciju

Scenario	Ulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena uključena	TVPI Ukupni indeks naponske slike	TPLI Ukupni indeks gubitaka aktivne snage	komutacije	ΔI polazno	ΔI krajnje	Umax polazno	Umax krajnje	Umin krajnje	$\cos\phi$	Qulazno	Trošak na neisporučenu električnu energiju
broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.		prekompenzovano	\$
1	1,025	2 116 495	10 237	-	-	0	-85,2970	-85,2970	1,0286	1,0286	0,8849	<0,85	nije	2 046 600
2	1,025	1 693 000 1 808 199	433 730 318 531	-	-	2 351 117 550	-85,2970	-68,7312	1,0286	1,0286	0,9354	<0,85	nije	1 657 400
3	1,025	2 046 395	80 337	-	-	0	-85,2970	-14,5369	1,0286	1,0286	0,9077	<0,85	nije	1 997 400
4	1,025	1 656 800 1 789 443	469 930 337 287	-	-	2 707 135 350	-85,2970	-0,6406	1,0286	1,0286	0,9628	>0,85	nije	1 629 400
5	1,000	2 181 195	0	1	1	0	-102,9836	-102,9836	1,0037	1,0037	0,8551	<0,85	nije	2 106 600
6	1,000	1 740 800 1 856 097	440 200 324 903	0,7897	0,4564	2 353 117 650	-102,9836	-82,8855	1,0037	1,0037	0,9086	<0,85	nije	1 704 500
7	1,000	2 104 795	76 389	0,8865	0,6452	0	-102,9836	-29,4254	1,0037	1,0037	0,8790	<0,85	nije	2 052 800
8	1,000	1 701 600 1 827 677	479 630 353 553	0,7017	0,3088	2 573 128 650	-102,9836	-13,9360	1,0037	1,0037	0,9299	>0,85	nije	1 674 500

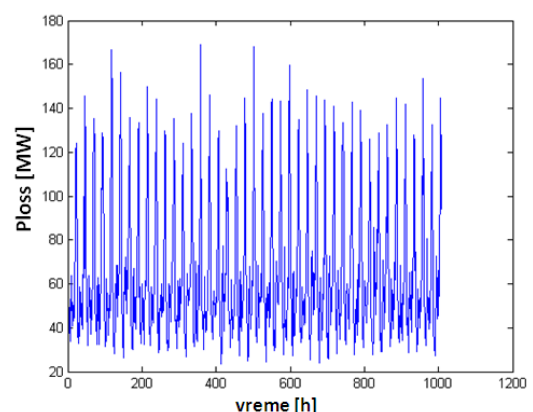
Napomena: - neboldovane brojke se odnose na cenu od 1\$ a boldovane od 50\$ po komutaciji,
 - Energy je izraz u srednjoj zagradi jednačine (5),
 - OLTC, proizvođač M.Reinhausen, type VVIII, 600 A, 40 kV, motorni pogon ED100S i pribor, cena 54463,5 \$

Tabela 3. Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati kada se primenjuje hibridni algoritam SA i MST

Scenario	Ulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena uključena	TVPI Ukupni indeks naponske slike	TPLI Ukupni indeks gubitaka aktivne snage	komutacije	ΔI polazno	ΔI krajnje	Umax polazno	Umax krajnje	Umin krajnje	$\cos\phi$	Qulazno	Trošak na neisporučenu električnu energiju
broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.		prekompenzovano	\$
1a	1,025	2 083 095	9 237	-	-	0	-85,2258	-85,2258	1,025	1,025	0,8849	<0,85	nije	2 013 400
2a	1,025	1 576 200 1 649 945	516 132 442 387	-	-	1 505 75 250	-85,2258	-67,4908	1,025	1,025	0,9383	<0,85	nije	1 543 000
3a	1,025	2 014 295	78 037	-	-	0	-85,2258	-14,4121	1,025	1,025	0,9088	<0,85	nije	1 965 500
4a	1,025	1 554 800 1 628 545	537 532 463 787	-	-	1 505 75 250	-85,2258	-1,1354	1,025	1,025	0,9602	>0,85	nije	1 529 900
5a	1,000	2 146 795	0	1	1	0	-102,9055	-102,9055	1	1	0,8552	<0,85	nije	2 072 400
6a	1,000	1 618 800 1 673 435	528 040 473 405	0,2795	0,4675	1 115 55 750	-102,9055	-83,2742	1	1	0,9107	<0,85	nije	1 584 100
7a	1,000	2 071 895	74 863	0,3961	0,6411	0	-102,9055	-29,2878	1	1	0,8801	<0,85	nije	2 020 000
8a	1,000	1 595 600 1 650 235	551 150 496 515	0,1957	0,3096	1 115 55 750	-102,9055	-14,6927	1	1	0,9333	>0,85	nije	1 569 900



Slika 14. Minimalni napon mreže u funkciji od sati - scenario 4a



Slika 15. Gubici aktivne snage u funkciji od sati - scenario 4a

IX ZAKLJUČAK

U ovom članku razmatra se rekonfiguracija distributivne mreže sa otočnom kompenzacijom uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela (u samome startu) pomoću dva algoritma SA i SA sa MST metodom. Analizira se IEEE mreža sa 69 čvorova i 73 grane od kojih svaka može da komutuje. Izvršena analiza pokazuje da se nakon analize osetljivosti i dodeljivanja čvorova za lokaciju vetro generatora i solarnih panela znatne uštede mogu postići pri čemu se u analizu uključuje i dnevni dijagram potrošnje. Krajnji $\cos\phi$ za najbolje scenarije je veći od 0,85 dok je polazni manji. Mreža nije prekompenzovana. Krajnji naponski profil je bolji od polaznog. Za scenarije 4 i 4a najmanji napon mreže je veći od 0,95 r.j. kada je prisustvo OLTC u napojnom transformatoru neophodno. Krajnji gubici su mnogo bolji od polaznih. Postignuta je značajna ušteda u isporučenoj električnoj energiji. Sa trajanjem programa od 15,5 sati (simulacija rada za 1008 sati) razvijeni algoritam se može upotrebiti u fazi planiranja. Neke grane se nikada ne otvaraju tako da na njima nisu neophodni prekidači što donosi dodatne uštede. Može se zaključiti da dobijeni rezultati prezentovani slikama i tabelama potvrđuju validnost Monte Carlo grafičke metode sprovedene samo pomoću SA algoritma i pomoću SA algoritma i MST metode što je bolje.

LITERATURA /REFERENCES

- [1] Salehi J., Oskuee M.R.J., Amini, A. Stochastics multi-objective modeling of simultaneous reconfiguration of power distribution network and allocation of DG's and capacitors, *International journal of Ambient Energy*, Vol. 39, No. 2, pp. 176-187, 2018. <https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1280084>
- [2] Rugthaicharoencheep, N., Nedphograw, S., Wanaratwjit W. Distribution system operation for power loss minimization and improved voltage profile with distributed generation and capacitor placements, in Proc. 2011 4th *International Conference of Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp.1185-1189, 6-9, July 2011. <https://doi.org/10.1109/DRPT.2011.5994074>
- [3] Saonerkar A.K., Bagde B.Y. Optimized DG placement in radial distribution system with reconfiguration and capacitor placement using genetic algorithm, in Proc. 2014 *IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, Ramanathapuram, India, pp.1077-1083, 8-10 May 2014. <https://doi.org/10.1109/ICACCCT.2014.7019263>
- [4] Gallano R.J., Nerves A.C. Multi-objective optimization of distribution network reconfiguration with capacitor and distributed generator placement, in Proc. *TENCON 2014-2014 IEEE Region 10 Conference*, Bangkok, Thailand, pp.1-6, 22-25. October 2014. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2014.7022365>
- [5] Tolabi H.B., Ali M.H., Rizwan M. Simultaneous reconfiguration, optimal placement of DSTATCOM, and photovoltaic array in a distribution system based on fuzzy-ACO approach, *IEEE Transactions on sustainable Energy*, Vol 6, No. 1, pp. 210-218, 2014. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2364230>
- [6] Hung D.Q., Mithulananthan N., Bansal R.C. A combined practical approach for distribution system loss reduction, *International Journal of Ambient Energy*, Vol. 36, No. 3, pp.123-131, 2015. <https://doi.org/10.1080/01430750.2013.829784>
- [7] Pawar B., Kaur S., Kumbhar G.B. An integrated approach for power loss reduction in primary distribution system, in Proc. 2016 *IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, New Delhi, India, pp.1-6, 4-6 March 2016. <https://doi.org/10.1109/ICPES.2016.7584049>
- [8] Mohammadi M., Rozbahani A.M., Bahmanyar S. Power loss reduction of distribution system using BFO based optimal reconfiguration along with DG and shunt capacitor placement simultaneously in fuzzy framework, *Journal of Central South University*, Vol. 24, No. 1, pp. 90-103, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/s11771-017-3412-1>
- [9] Muthukumar K., Jayalalitha S. Integrated approach of network reconfiguration with distributed generation and shunt capacitors placement for power loss minimization in radial distribution networks, *Applied Soft Computing*, Vol. 52, pp. 1262-1284, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2016.07.031>
- [10] Biswas P.P., Suganthan P.N., Amaratunga G.A. Distribution network reconfiguration together with distributed generator and shunt capacitor allocation for loss minimization, in Proc. 2018 *IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Rio de Janeiro, Brazil, pp.1-7, 8-13 July 2018. <http://dx.doi.org/10.1109/CEC.2018.8477894>
- [11] Ganesh S., Kanimozhi R. Meta-heuristic technique for network reconfiguration in distribution system with photovoltaic and D-STATCOM, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 12, No. 20, pp.4524-4535, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5629>
- [12] Murty V.V.V.S.N., Sharma A.K. Optimal coordinate control of OLTC, DG, D-STATCOM, and reconfiguration in distribution system for voltage control and loss minimization, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 29, No. 3, e2752, 2018. <https://doi.org/10.1002/etep.2752>
- [13] Stojanović B., Rajić. T. Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 4, pp. 45-52, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-4.455>
- [14] Jiang D. *Electric distribution system reconfiguration and capacitor switching: master thesis*, Worcester Polytechnic Institute, Worcester, Massachusetts, 1994.
- [15] Zimmerman R. D., Murillo-Sanchez C. E. *MATPOWER 6.0 User's Manual*, 2016. <https://usermanual.wiki/Pdf/MATPOWERmanual.256309517.pdf> [pristupljeno 14.03.2022]
- [16] Ahmadi H., Marti J.R. Minimum-loss network reconfiguration: A minimum spanning tree problem, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol 1, pp. 1-20, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2014.10.001>
- [17] Nahman J., Perić D. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 790-795, 2008. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.920047>
- [18] Stojanović B. Simulacija kaljenja i njena primena na kompenzaciju u radialnim distributivnim mrežama, Magistarski rad, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 1997.

AUTORI/AUTHORS

mr Branko Stojanović, Tehnički opitni centar, Beograd, Srbija, stojanovic.branko@rocketmail.com, ORCID [0000-0002-9846-4684](https://orcid.org/0000-0002-9846-4684)
dr Tomislav Rajić - docent, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, rajic@etf.rs, ORCID [0000-0003-4796-4117](https://orcid.org/0000-0003-4796-4117)
dr Darko Šošić - vanredni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, sosic@etf.rs, ORCID [0000-0001-9029-8979](https://orcid.org/0000-0001-9029-8979)