

**UNIVEZITET U PRIŠTINI
FAKULTET TEHNIČKIH NAUKA
KOSOVSKA MITROVICA**

DOKTORSKA DISERTACIJA

**OPTIMIZACIJA DISTRIBUTIVNE MREŽE SA
DISTRIBUIRANOM PROIZVODNjom
ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Mentor:

Prof. dr Miroljub Jevtić

Kandidat:

mr Jordan Radosavljević, dipl. inž. el.

Kosovska Mitrovica, 2009.

Komisija za pregled, ocenu i odbranu doktorske disertacije:

Predsednik komisije

dr Dragan Tasić, redovni profesor, Elektronski fakultet u Nišu

Mentor

dr Miroljub Jevtić, redovni profesor, Fakultet tehničkih nauka u Kosovskoj Mitrovici

Član komisije

dr Dardan Klimenta, docent, Fakultet tehničkih nauka u Kosovskoj Mitrovici

Mesto odbrane doktorske disertacije: Fakultet tehničkih nauka u Kosovskoj Mitrovici.

Kosovska Mitrovica, 12. 11. 2009. god.

Naslov: OPTIMIZACIJA DISTRIBUTIVNE MREŽE SA DISTRIBUIRANOM PROIZVODNJOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

Sažetak: U ovoj doktorskoj disertaciji su izložene metodologije za određivanje optimalnih lokacija i snaga distribuiranih generatora (DG), optimalnu regulaciju napona i estimaciju stanja u distributivnim mrežama u kojima su priključeni DG. Metodologija za određivanje optimalnih lokacija DG ima dva nivoa. U prvom nivou se formira preliminarna lista povoljnih lokacija DG. U drugom nivou se određuju optimalne lokacije i snage DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti i genetičkog algoritma (GA). Optimalna sezonska regulacija napona se bazira na prostornoj i vremenskoj dekompoziciji problema regulacije napona i svođenju niskonaponskih (NN) mreža na ekvivalentne linijske modele uz adekvatni tretman DG. Problem tekuće regulacije napona distributivnih mreža, koja podrazumeva istovremeno koordinisanje upravljačkih promenljivih čije se vrednosti mogu menjati u realnom vremenu je rešen primenom GA. Metodologija estimacije stanja radialnih distributivnih mreža sa uzimanjem u obzir DG se zasniva na modifikaciji algoritma estimacije na bazi korekcije opterećenja. Postupci i procedure u predloženim metodologijama su softverski realizovani u programskom paketu MATLAB. Testiranje je izvršeno na tri karakteristične test mreže, od kojih su dve realne sa priključenim DG u vidu mikro hidroelektrana a jedna je preuzeta iz literature.

Ključne reči: delimično pretraživanje varijanti, distribuirani generator, distributivna mreža, estimacija stanja, genetički algoritam, optimalna lokacija, optimalna regulacija napona, optimalna snaga.

Title: OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION NETWORK WITH DISTRIBUTED GENERATION

Abstract: Methodologies for the determination of optimal locations and powers of distributed generators (DG), the optimal voltage regulation and the state estimation in distribution networks with DGs are presented in this doctoral dissertation. The methodology for determination of the optimal locations of the DGs contains two stages. A preliminary list of the favourable locations of the DGs is created in the first stage, while the optimal locations and powers of the DGs are determined by the use of the genetic algorithm (GA) in the second one. The optimal voltage regulation during a season reposes on the spatial and time decompositions of the voltage regulation problem, and modelling of low-voltage networks by line equivalents and adequate treatment of DGs. An actual voltage regulation problem in distribution networks that implies a simultaneous coordination of controlling quantities whose values can be changeable in real time is treated by the GA solver. Also, a methodology for solving the radial distribution network with DGs state estimation problem by the use of a modified estimation algorithm, based on the load correction technique, is presented in this doctoral dissertation. The proposed methodologies, that is, procedures and techniques are realized in MATLAB programming language. Finally, three typical test networks, two real with micro-hydro power plants as the DGs and one that is taken from the References, are used for simulation, analysis, discussion, and verification of the feasibility of the proposed methodologies.

Keywords: distributed generator, distribution network, genetic algorithm, optimal location, optimal power, optimal voltage control, partial search of alternatives, state estimation.

SADRŽAJ

Skraćenice i simboli	v
1 Uvod	1
1.1 Ciljevi disertacije	3
1.2 Organizacija disertacije	3
2 Pregled literature	5
2.1 Optimalne lokacije i snage DG	5
2.2 Optimalna regulacija napona u distributivnim mrežama sa DG	7
2.3 Estimacija stanja u distributivnim mrežama sa DG	8
3 Proračun tokova snaga	11
3.1 Model distributivne mreže	11
3.2 Model potrošača	12
3.3 Model kondenzatora	13
3.4 Model voda	14
3.5 Model transformatora	14
3.6 Model DG	15
3.7 Algoritam za proračun tokova snaga	15
3.7.1 Tretman DG u algoritmu proračuna tokova snaga	17
3.7.2 Tretman petlji u algoritmu proračuna tokova snaga	19
4 Metodologija za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG	21
4.1 Preliminarne lokacije DG	22
4.2 Delimično pretraživanje varijanti	25
4.2.1 Određivanje optimalnih lokacija DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti	26
4.2.2 Određivanje optimalnih snaga DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti	28
4.3 Genetički algoritam	30
4.3.1 Određivanje optimalnih lokacija i snaga DG primenom GA	37
4.4 Testiranje i diskusija rezultata	39
4.4.1 Test mreža IEEE 30	39
4.4.2 Test mreža Zaječar	48
5 Metodologija za optimalnu regulaciju napona u distributivnim mrežama sa DG	55
5.1 Optimalna sezonska regulacija napona	57
5.1.1 Prvi nivo optimalne sezonske regulacije napona	58

5.1.1.1	Sezonski dijagram snage	59
5.1.1.2	Ekvivalentni model NN mreže	60
5.1.2	Drugi nivo optimalne sezonske regulacije napona	62
5.1.3	Uvažavanje PV čvorova u postupku optimalne sezonske regulacije napona	64
5.1.4	Korekcija napona PV čvorova	65
5.1.5	Testiranje i diskusija rezultata	66
5.1.5.1	Test mreža Knjaževac	66
5.1.5.2	Test mreža Zaječar	70
5.2	Optimalna tekuća regulacija napona	74
5.2.1	Testiranje i diskusija rezultata	76
6	Metodologija estimacije stanja u distributivnim mrežama sa DG	85
6.1	Estimacija stanja korekcijom opterećenja	86
6.1.1	Kalibracija promenljivih stanja	87
6.1.2	Proračun tokova snaga u postupku estimacije stanja	90
6.1.3	Korekcija promenljivih stanja	91
6.2	Testiranje i diskusija rezultata	91
6.2.1	Test mreža Knjaževac	92
6.2.2	Test mreža Zaječar	96
7	Zaključak	101
	Literatura	105
	Spisak radova koje je autor objavio na temu disertacije	110
	Dodatak D1 - Parametri test mreža	111
	Dodatak D2 – Matlab programi	118

SKRAĆENICE I SIMBOLI

Skraćenice

ASCII	Američki standardni kod za razmenu podataka u računaru (<i>American Standard Code for Information Interchange</i>)
AT	autotransformator
BLR	balansno-referentni čvor pri proračunu tokova snaga
CIGRE	Međunarodni savet za velike električne mreže (<i>Council International des Grands Reseaux Eleqtrique</i>)
DG	distribuirani generator
ED	Elektrodistribucija
EES	elektroenergetski sistem
EPRI	Američki institut za istraživanja u elektroenergetskim sistemima (<i>Electric Power Research Insistute</i>)
GA	genetički algoritam
IEEE	Institut inženjera elektrotehnike i elektronike (<i>Institut of Electrical and Electronic Engineers</i>)
KL	koeficijent lokacije
LSI	index osetljivosti promene gubitaka snage (<i>Loss Sensitivity Index</i>)
MHE	mikro hidroelektrane
NN	niski napon
PQ	potrošački čvor pri proračunu tokova snaga
PV	generatorski čvor pri proračunu tokova snaga
RTRBN	regulacioni transformator sa regulacijom u beznaponskom stanju
RTRPO	regulacioni transformator sa regulacijom pod opterećenjem
SCADA	Sistem za nadzor, upravljanje i prikupljanje podataka (<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)
SN	srednji napon
TF	transformator
VN	visoki napon
VSI	indeks osetljivosti promene napona (<i>Voltage Sensitivity Index</i>)

Simboli

a	koeficijent
b	binarni broj
B_i	binarna jedinica
B_{ij}	susceptansa elementa matrice admitansi nezavisnih čvorova
dg	donja granica
f	funkcija
gg	gornja granica
G_{ij}	konduktansa elementa matrice admitansi nezavisnih čvorova
i	opšta oznaka za čvor mreže
\underline{I}_C	kompleksna struja kondenzatora
\underline{I}_C^p	kompleksna struja kondenzatora konstantne snage
\underline{I}_C^y	kompleksna struja kondenzatora konstantne admitanse
\underline{I}_{DG}	kompleksna struja distribuiranog generatora
\underline{I}_P	kompleksna struja potrošača
\underline{I}_P^p	kompleksna struja potrošača konstantne snage
\underline{I}_P^i	kompleksna struja potrošača konstantne struje
\underline{I}_P^y	kompleksna struja potrošača konstantne admitanse
I^{kal}	kalibrisana vrednost struje
$\text{Im}\{ \}$	imaginarni deo kompleksnog broja
j	imaginarna jedinica
j^p	struja potrošača sa normalizovanog dnevnog hronološkog dijagrama struje za tip potrošnje p
\underline{J}	kompleksna struja grane
J	modul kompleksne struje grane
\mathbf{J}	matrica Jakobijana
$\underline{\mathbf{J}}_j$	vektor kompleksnih kompenzacionih struja grana
J^{mer}	izmerena vrednost struje izvoda
J_{DG}^{mer}	izmerena vrednost struje kod distribuiranih generatora
J_{max}	maksimalna trajno dozvoljena struja grane
k	opšta oznaka iteracije u proračunu tokova snaga
k_{opt}	koeficijent opterećenja
KL	koeficijent lokacije čvora
ℓ	opšta oznaka za granu mreže
M	broj vodova

M_p	broj preliminarnih lokacija
n	položaj regulacionog otepa transformatora
N	broj sekcija na vodu
N_C	ukupan broj kompenzatora reaktivne snage
N_{DG}	broj distribuiranih generatora
N_{GPV}	broj PV čvorova (distribuiranih generatora koji se modeluju kao PV čvorovi)
N_m	broj čvorova mreže
N_s	broj segmenata opsega snage distribuiranog generatora
N_{NP}	ukupan broj segmenata dijagrama opterećenja
N_{var}	broj varijacija bez ponavljanja
N_{var}^p	broj varijacija sa ponavljanjem
$ObjFun$	objektivna funkcija
p^p	aktivna snaga potrošača sa normalizovanog dnevnog hronološkog dijagrama snage za tip potrošnje p
P	nivo opterećenja
P	aktivna snaga
P^{kal}	kalibrisana vrednost aktivne snage
P^{mer}	izmerena vrednost aktivne snage izvoda
P_{DG}	aktivna snaga distribuiranog generatora
$P_{DG\ max}$	maksimalna aktivna snaga distribuiranog generatora
$P_{DG\ min}$	minimalna aktivna snaga distribuiranog generatora
P_{gub}	gubici aktivne snage
P_p	aktivna snaga potrošača
P_{psrj}	srednja vrednost snage segmenta dijagrama opterećenja
P_n	nominalna aktivna snaga
q^p	reaktivna snaga potrošača sa normalizovanog dnevnog hronološkog dijagrama snage za tip potrošnje p
Q	reaktivna snaga
Q_C	reaktivna snaga kondenzatora
Q_{DG}	reaktivna snaga distribuiranog generatora
$Q_{DG\ min}$	minimalna reaktivna snaga distribuiranog generatora
$Q_{DG\ max}$	maksimalna reaktivna snaga distribuiranog generatora
Q_p	reaktivna snaga potrošača
Q^{kal}	kalibrisana vrednost reaktivne snage

Q^{mer}	izmerena vrednost reaktivne snage izvoda
\mathbf{Q}_{DG}	vektor reaktivnih snaga distribuiranih generatora
r, R	aktivna otpornost
R_T	aktivna otpornost transformatora
R_V	aktivna otpornost voda
\underline{S}	kompleksna prividna snaga
\underline{S}_e	kompleksna prividna snaga injektiranja ekvivalentnog linijskog modela mreže
\underline{S}_P	kompleksna prividna snaga potrošača
t	nenominalni odnos transformacije transformatora
T	vreme (trenutak) merenja
v	binarni vektor, oznaka za varijantu rešenja
\underline{V}	fazor napona čvora
V	modul fazora napona čvora
V_d	odstupanje modula fazora napona u čvorovima mreže (objektivna funkcija)
\underline{V}_{DG}	fazor napona distribuiranog generatora
V_{DG}	modul fazora napona distribuiranog generatora
V_{min}	minimalna vrednost modula fazora napona čvora
V_{max}	maksimalna vrednost modula fazora napona čvora
V_0	modul fazora napona korenog čvora mreže
\underline{V}_2	fazor napona na kraju ekvivalentnog linijskog modela mreže
$\underline{\mathbf{V}}_{DG}$	vektor fazora napona distribuiranih generatora
w	težinski faktor
W	aktivna električna energija
x	realan broj, reaktansa, promenljiva stanja, vrednost pokazatelja potrošnje
X	reaktansa
X_T	reaktansa transformatora
X_V	reaktansa voda
\underline{Y}	kompleksna admitansa
\underline{Y}_C	admitansa kondenzatora
\underline{Y}_{ij}	element kompleksne matrice admitansi nezavisnih čvorova mreže
\underline{Y}_P	kompleksna admitansa potrošača
\underline{Y}_T^o	kompleksna otočna admitansa transformatora
\underline{Y}_V^o	kompeksna otočna admitansa voda

\underline{Z}	kompleksna impedansa
\underline{Z}_B	ekvivalentna impedansa između tačaka prekida
\underline{Z}_e	kompleksna impedansa ekvivalentnog linijskog modela mreže
\underline{Z}_{PV}	kompleksna impedansa osetljivosti PV čvora (distribuiranog generatora)
\underline{Z}_T	kompleksna impedansa transformatora
\underline{Z}_V	kompleksna impedansa voda
$\underline{\mathbf{Z}}_B$	matrica kompleksnih ekvivalentnih impedansi između tačaka prekida
$\underline{\mathbf{Z}}_{PV}$	matrica kompleksnih impedansi osetljivosti PV čvorova (distribuiranih generatora)
α	skup indeksa grana, čvorova
ΔP	debalans aktivne snage
ΔP_{DG}	korak promene snage distribuiranog generatora
ΔQ	debalans reaktivne snage
Δt	korak između regulacionih otcepa
ΔT_j	trajanje segmenta dijagrama opterećenja, trajanje nivoa opterećenja
$\Delta \underline{V}_j$	ekvivalentni kompleksni fazni napon između tačaka prekida
$\Delta \underline{\mathbf{V}}_j$	vektor ekvivalentnih kompleksnih faznih napona između tačaka prekida
ΔW	gubici aktivne energije u mreži
ε_v	proizvoljan zadati broj kao kriterijum konvergencije
θ	ugao fazora napona
φ	ugao između fazora napona i struje

1 UVOD

Distribuirana proizvodnja električne energije (engl. *distributed generation*) je termin koji se u poslednjih dvadesetak godina koristi za male generatorske jedinice priključene na distributivnu mrežu srednjeg ili niskog napona. U literaturi na engleskom jeziku postoji više sinonima za distribuiranu proizvodnju, kao što su: *dispersed generation*, *embedded generation* ili *decentralized generation*. Većina autora sugerira termin *distributed generation* [1,2]. Pored neusklađene terminologije, u literaturi ne postoji ni striktna definicija distribuirane proizvodnje.

Definicija distribuirane proizvodnje se najčešće daje prema instalisanoj snazi i lokaciji, odnosno tački priključenja generatora na elektroenergetski sistem. Na primer, Američki institut za istraživanja u elektroenergetskim sistemima (EPRI) definiše distribuiranu proizvodnju kao električne izvore instalisane snage od nekoliko kW do 50 MW. Radna grupa CIGRE definiše distribuiranu proizvodnju kao generatore, koji su obično priključeni na distributivnu mrežu, čija je maksimalna instalisana snaga od 50-100 MW [3]. Pri tome se podrazumeva da ti generatori nisu centralno upravljani, tj. nalaze se izvan sistema dispečinga prenosne mreže EES-a. Prema referenci [4], u distribuiranu proizvodnju se mogu svrstati:

- Svi izvori električne energije koji su priključeni na distributivni sistem;
- Generatori snage od 10 kW do 50 MW;
- Generatori koji su locirani u blizini potrošača ili su priključeni zajedno sa njima;

Najšire prihvaćena definicija je data u referencama [1,2] i ona glasi:

Distribuiranu proizvodnju čine svi izvori električne energije koji su direktno priključeni na distributivnu mrežu ili su u električnoj instalaciji priključeni sa potrošačke strane u odnosu na merno mesto.

Ova definicija je tačna samo ako postoji jasna granica između distributivnih i prenosnih sistema u EES-u. Autonomni izvori električne energije ili izvori za rezervno napajanje potrošača, koji nisu priključeni na distributivnu mrežu, takođe predstavljaju distribuiranu proizvodnju. Izvor električne energije koji vrši funkciju distribuirane proizvodnje se naziva distribuirani izvor ili distribuirani generator (DG).

Distribuirana proizvodnja se ne može posmatrati isključivo kao proizvodnja energije bez razmatranja uticaja na veličine, parametre i energetske funkcije distributivne mreže. U vreme kada je projektovana i građena većina distributivnih mreža, nivo distribuirane proizvodnje je bio zanemarljiv. To znači da tada nije predviđano postojanje generatorskih jedinica u samoj distributivnoj mreži. Shodno tome, energetske funkcije za planiranje, analizu, kontrolu i upravljanje su razvijane za pasivne distributivne mreže. Postojanje DG u distributivnoj mreži zahteva korekciju tih energetske funkcija.

Nivo distribuirane proizvodnje neprekidno raste. Njena uloga u distributivnim mrežama je sve veća. Efekti DG mogu biti pozitivni i negativni. Kvalitet i stepen uticaja zavisi od snage, lokacije, tipa i načina rada DG. Generalno, pozitivni efekti priključenja DG u distributivnoj mreži su [5-8]:

- Smanjenje ukupnog opterećenja distributivne mreže, jer DG preuzimaju napajanje dela lokalne potrošnje.
- Smanjenje ukupnih gubitaka energije u distributivnoj mreži, jer se smanjuju struje po glavnim fiderima mreže.
- Poboljšanje naponskog profila mreže, jer se zbog promene tokova snaga/struja u pojedinim delovima mreže smanjuju padovi napona na vodovima i transformatorima.
- Smanjenje (peglanje) vršnog opterećenja, jer smanjuju ukupno opterećenje mreže. Mogu se koristiti u programu upravljanja opterećenjem kao jedinice u pripravnosti za pokrivanje vrhova opterećenja, kada je energija koju distributivno preduzeće preuzima iz prenosnog sistema najskuplja.
- Prisustvo DG na više lokacija u distributivnoj mreži vodi ka povećanju pouzdanosti i neprekidnosti napajanja potrošača u odnosu na centralizovano snabdevanje električnom energijom (samo iz prenosne mreže).
- Mogu se koristiti kao generatori u pripravnosti za napajanje važnih potrošača u slučaju prekida redovnog napajanja.
- Omogućavaju oslobađanje prenosnih kapaciteta sistema (vodova, transformatora). Ponekad se u distributivnoj mreži javlja potreba za proširenjem ili izgradnjom novih vodova i transformatora zbog porasta opterećenja. Ukoliko se na datoj lokaciji, u blizini opterećenja priključi DG određene snage, smanjuje se opterećenje vodova i transformatora. Na taj način se izbegava ili odlaže zamena ili proširenje tih elemenata, što znači smanjenje investicija u distributivnu mrežu [5,6].

Priključenje DG ne mora izvesno doneti nabrojana poboljšanja. Naprotiv, u nekim slučajevima, zavisno od konfiguracije i opterećenja mreže, nabrojani efekti mogu ići u suprotnom smeru. Pored toga, negativni efekti koji se mogu javiti zbog prisustva DG u distributivnoj mreži su:

- Značajne promene napona u mreži usled naponskih flikera izazvanih startovanjem asinhronih generatora ili većim kolebanjima snaga DG.
- Pojava viših harmonika zbog upotrebe energetske pretvarača (ispravljača, invertora) za povezivanje nekih tipova DG sa mrežom.
- Povećanje nivoa struja kratkih spojeva u distributivnoj mreži jer su DG aktivni elementi.
- Opasnost od pojave samopobuđivanja kada se koriste asinhroni generatori.

Nameće se logično pitanje: Da li je moguće maksimizirati pozitivne a minimizirati negativne efekte DG u distributivnoj mreži? Zadatak se može posmatrati sa stanovišta planiranja i sa stanovišta eksploatacije. Problem planiranja se svodi na određivanje optimalnih lokacija i snaga DG. Eksploatacioni problem se može definisati kao optimalna koordinacija rada DG prema realnim uslovima mreže i usklađivanje regulacionih aktivnosti DG sa drugim regulacionim resursima u distributivnoj mreži.

1.1 Ciljevi disertacije

Ova disertacija ima nekoliko ciljeva. To su:

- Određivanje optimalnih lokacija i snaga DG u distributivnim mrežama radi minimizacije gubitaka snage i energije;
- Definisanje optimalnog sezonskog plana regulacije napona distributivnih mreža sa DG radi minimizacije odstupanja napona u čvorovima mreže;
- Rešavanje problema optimalne tekuće regulacije napona u distributivnim mrežama sa DG radi ostvarenja optimalnog stacionarnog stanja prema izabranom kriterijumu optimizacije - minimizacije odstupanja napona i minimizacije gubitaka snage;
- Adekvatno modelovanje DG u metodologiji estimacije stanja distributivnih mreža na bazi korigovanja opterećenja.

1.2 Organizacija disertacije

Disertacija se sastoji iz sedam poglavlja, uključujući uvodno poglavlje i zaključak, spiska literature i dva dodatka.

Nakon uvoda, u poglavlju 2 je dat pregled literature, koja je direktno ili indirektno korišćena u toku izrade disertacije.

Proračun tokova snaga je osnovna funkcija u analizi distributivnih mreža. Predstavlja ključni segment svih predloženih metodologija u ovoj disertaciji. Zato je proračunu tokova snaga posvećena posebna pažnja u okviru poglavlja 3. Pored osnovnog algoritma za proračun tokova snaga radijalnih i slaboupetljanih distributivnih mreža, detaljno je izložen način modelovanja DG u proračunu tokova snaga. Dati su modeli potrošnje i elemenata mreže.

Centralni deo disertacije su poglavlja 4, 5 i 6. U njima su izložene metodologije koje se predlažu za postizanje nabrojanih ciljeva disertacije, rezultati testiranja tih metodologija i diskusija rezultata. Testiranje predloženih metodologija je izvršeno na tri karakteristične test mreže, od kojih su dve realne a jedna preuzeta iz literature.

Najpre je u poglavlju 4 izložena metodologija za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG. Uzimajući za kriterijum optimalnosti minimizaciju gubitaka snage i energije u distributivnoj mreži, razvijen je postupak sa dva nivoa. U prvom nivou se formira preliminarna lista povoljnih lokacija DG, a u drugom nivou se primenom pretraživačkih tehnika delimičnog pretraživanja varijanti i genetičkog algoritma (GA) određuju optimalne lokacije i snage DG.

Metodologija za rešavanje problema optimalne regulacije napona je predstavljena u poglavlju 5. Na bazi prostorne i vremenske dekompozicije problema regulacije napona, predložena je procedura za optimalnu sezonsku regulaciju napona uz uvažavanje DG preko PQ i PV modela. Tekuća regulacija napona distributivnih mreža, koja podrazumeva istovremeno koordinisanje upravljačkih promenljivih čije se vrednosti mogu menjati u realnom vremenu je rešena primenom GA. Optimalne vrednosti upravljačkih promenljivih impliciraju promenljive stanja, tako da se ostvari zadati kriterijum optimizacije. Kao kriterijumi optimizacije su usvojeni minimizacija odstupanja napona čvorova od zadate referentne vrednosti i minimizacija gubitaka snage u distributivnoj mreži.

Osnovna funkcija estimacije stanja je proračun promenljivih stanja, odnosno režima rada mreže u posmatranom trenutku. Stoga je neophodno prilagoditi postojeće ili formirati nove algoritme estimacije stanja koji bi uvažili postojanje DG u distributivnim mrežama. U tom pravcu je, u poglavlju 6, predložen postupak za adekvatno modelovanje DG u algoritmu estimacije stanja radijalnih distributivnih mreža na bazi korekcije opterećenja.

U poglavlju 7 je dat zaključak koji sadrži osnovne rezultate i doprinose ove disertacije. Naznačeni su eventualni pravci daljeg istraživanja.

Na kraju je dat spisak korišćene literature i spisak radova koje je autor objavio na temu ove disertacije.

U dodatku D1 su dati parametri test mreža korišćenih u disertaciji. Svi predloženi postupci i procedure, programski su realizovani u MATLAB-u. U dodatku D2 su opisane strukture programa, mogućnosti programa i način unošenja ulaznih podataka.

2 PREGLED LITERATURE

U ovom poglavlju je dat pregled najznačajnijih radova koji se bave problemima optimalnih lokacija i snaga DG, optimalne regulacije napona, volt/var kontrole i estimacije stanja distributivnih mreža sa DG.

2.1 Optimalne lokacije i snage DG

Jedan analitički pristup za određivanje optimalnih lokacija DG u radijalnim i upetljenim mrežama, koji u sebi ne uključuje proračune tokova snaga, predstavljen je u referenci [9]. Za proste radijalne sisteme postupak se zasniva na pretpostavci da je vod konstantnih parametara a opterećenje uniformno raspodeljeno duž voda. Shodno toj pretpostavci izvedena je analitička funkcija promene struje duž voda sa promenom rastojanja od napojne tačke voda na kome je u nekoj proizvoljnoj tački priključen DG. Iz uslova za minimum snage gubitaka određuje se optimalna tačka priključenja DG definisane snage. Za velike upetljane mreže postupak se bazira na modifikaciji matrice admitansi nezavisnih čvorova pri dodavanju DG u čvorove mreže i ispitivanju vrednosti objektivne funkcije nakon nastale modifikacije.

Ocena povoljnosti čvorova za priključenje DG u smislu poboljšanja pouzdanosti napajanja potrošača, smanjenja gubitaka i poboljšanja naponskog profila mreže, u referenci [10] se vrši preko indeksa osetljivosti promene napona (VSI) i indeksa osetljivosti promene gubitaka (LSI) čvorova mreže.

Metodologija bazirana na primeni linearnog programiranja u referenci [11] rešava problem optimalnih lokacija u cilju maksimizacije snaga DG koji se mogu priključiti a da se pri tome ne naruše tehnička ograničenja, koja se odnose na dozvoljene vrednosti napona čvorova i granične vrednosti struja/snaga vodova i transformatora.

U referenci [12] predstavljen je jedan postupak za određivanje optimalnih lokacija DG na bazi GA. Pri tome su uvažena tehnička ograničenja kao što su prenosni kapaciteti vodova, dozvoljeno odstupanje napona i nivoa struja kratkih spojeva u čvorovima mreže. Objektivna funkcija koja se minimizira su ukupni troškovi rekonstrukcije mreže koja bi imala isti efekat na smanjenje gubitaka kao priključenje DG.

U referenci [13] je predstavljen metod za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG sa ciljem da se maksimizuje odnos dobit/troškovi, gde je dobit ekvivalentna smanjenju gubitaka snage u mreži a troškovi su investicije izgradnje (kupovine) i priključenja DG, uz garanciju prihvatljivog nivoa pouzdanosti i naponskog profila mreže. Za rešenje optimizacionog zadatka je korišćen GA u kombinaciji sa metodama za procenu uticaja DG na pouzdanost, gubitke snage i naponski profil distributivne mreže.

Za poznate karakteristike troškova po jedinici snage DG, u referenci [14] se po principu optimalnih tokova snaga određuju optimalne lokacije i snage DG u distributivnoj mreži. Cilj takve optimizacije je ostvarivanje maksimalnog profita za vlasnika DG, jer je u uslovima

deregulisanog tržišta cena energije najveća u periodima vršnog (maksimalnog) opterećenja, tako da angažovanje DG u tom periodu donosi najveću dobit za vlasnika.

Rešavanje problema optimalnih lokacija DG u referenci [15] se postiže kombinacijom fazi tehnike i GA. Za cilj optimizacije je odabrana minimizacija gubitaka snage uz tehnička ograničenja vezana za broj ili veličinu DG i odstupanje napona u čvorovima mreže. Objektivna funkcija sa ograničenjima se transformiše u multiobjektivnu funkciju i modeluje fazi skupom.

U referenci [16] je problem simultanog određivanja optimalnih lokacija i snaga DG, kao i kompenzatora reaktivnih snaga rešen primenom algoritma Tabu pretrage (*Tabu Search*). Minimizira se multiobjektivna funkcija troškova koju čine gubici snage, opterećenje vodova i ukupna reaktivna snaga u distributivnoj mreži.

Obuhvatanje više funkcija cilja u postupku određivanja optimalnih lokacija i snaga DG, kao što su minimizacija troškova rekonstrukcije mreže, kupovine energije, gubitaka energije i prekida napajanja je ostvareno u referenci [17] gde se kao metod optimizacije koristi jedan oblik GA.

Jedan hibridni metod koji koristi kombinaciju optimalnih tokova snaga i GA je dat u referenci [18]. Vršni izbor najbolje kombinacije lokacija i snaga unapred zadatog broja DG između velikog broja potencijalnih kombinacija u distributivnoj mreži.

Veća zastupljenost DG zahteva izvesnu promenu strategije planiranja distributivnih mreža. S tim u vezi je rad u referencama [19,23] u kojima je razvijen optimizacioni model koji pored ostalog razmatra i optimalne lokacije i snage DG u mreži. Optimalnim rešenjem se minimiziraju investicioni i eksploatacioni troškovi.

Jedan drugačiji pristup u planiranju DG je dat u referenci [20], gde je izložen metod za optimalno planiranje lokacija i snaga mikro hidroelektrana u slivnom području, u cilju minimizacije investicionih troškova po jedinici proizvedene električne energije. Ovaj metod omogućava određivanje optimalnog tipa turbine za svaku lokaciju, optimalne iskoristive neto padove i protoke kroz turbinu, kao i izlaznu snagu na osovini.

Metod u kome se primenom GA simultano određuju optimalne lokacije i snage DG, kao i kompenzatora reaktivnih snaga u cilju povećanja pouzdanosti i smanjenja gubitaka snage u distributivnoj mreži je predstavljen u referenci [21].

U referenci [22] je dat jedan heuristički pristup za rešavanje problema optimalnih lokacija i snaga DG koji uključuje mogućnost izbora ukupnog broja DG i opsega njihovih snaga kao i izdvajanje nepraktičnih lokacija koje se izuzimaju iz opsega mogućih rešenja. Predložena tehnika se zasniva na primeni optimalnih tokova snaga i GA.

U referenci [24] se problem optimalnog pozicioniranja i nivoa snaga DG posmatra sa aspekta mobilnih reaktivnih kompenzatora koji treba da omoguće maksimalnu naponsku stabilnost u distributivnoj mreži. Definiše se kvantitativni indeks naponske stabilnosti u čvorovima. Na bazi vrednosti tog indeksa se određuje optimalna lokacija i snaga DG.

Optimalne lokacije DG u radijalnim i upetljanim distributivnim mrežama određuju se na bazi naponske osetljivosti opterećenja u čvorovima mreže, [25].

Minimizacija gubitaka snage i održavanje napona u okviru propisanih granica, kada opterećenje zavisi od promene napona i frekvencije, su uslovi pod kojima se određuje optimalna lokacija DG u distributivnoj mreži u [26]. Optimizacioni problem je rešen primenom GA.

Primenom algoritma sekvencijalnog kvadratnog programiranja u [27] je razvijena optimizaciona metodologija za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG u cilju smanjenja gubitaka snage i troškova DG u distributivnoj mreži, uz uvažavanje naponskih ograničenja.

U referenci [28] se primenjuje PSO (*Particle Swarm Optimization*) za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG u cilju smanjenja gubitaka snage, poboljšanja naponskog profila i smanjenje ukupnog harmonijskog izobličenja napona (THD) distributivne mreže.

2.2 Optimalna regulacija napona u distributivnim mrežama sa DG

Radovi na ovu temu se bave analizom uticaja DG na naponske prilike, delovanje regulacionih resursa i optimalnom koordinacijom aktivnosti DG i raspoloživih regulacionih resursa u distributivnoj mreži. Radovi se razlikuju kako po cilju optimizacije tako i po metodologiji rešavanja optimizacionog problema.

U referencama [29,30] je analiziran uticaj DG na naponske prilike i regulaciju napona u prostom radijalnom sistemu. Analizirani su različiti scenariji u pogledu snage DG, položaja regulatora napona, nivoa snaga opterećenja i kondezatora za kompenzaciju reaktivnih snaga. Predložen je način koordinacije delovanja DG i regulatora napona.

Istraživanje delovanja regulatora napona u jednoj referentnoj 25 kV distributivnoj mreži sa značajnim učešćem distribuirane proizvodnje uključujući šest vetrogeneratora i jedne hidroelektrane, sa predlogom novog pristupa u planiranju rada mreže je predstavljeno u referenci [31].

U referenci [32] se analizira uticaj i određuje maksimalni nivo snage DG za dva različita načina funkcionisanja regulacionog transformatora sa regulacijom pod opterećenjem (RTRPO). Prvi način je kada je regulaciona tačka na sekundaru regulacionog transformatora a drugi kada je regulaciona tačka u dubini distributivne mreže.

Određivanje optimalnog zakona regulacije RTRPO uz uvažavanje naponskih prilika na svim vodovima koji se napajaju sa njegovog sekundara i uticaja DG koji je priključen na nekom od tih vodova je postignuto u referenci [33]. Predloženi metod se bazira na minimizaciji sume odstupanja napona na svim vodovima koji se napajaju sa RTRPO.

U referencama [34] i [40] se analizira uticaj DG na regulaciono dejstvo RTRPO i predlaže postupak za njihovu koordinaciju, što podrazumeva kontrolu reaktivne snage za dati nivo aktivne snage DG kako bi se napon u svim čvorovima distributivne mreže održavao u okviru dozvoljenih granica.

U referenci [35] se primenom GA određuju optimalni položaji regulacionih otcepa RTRPO, snage kondenzatorskih baterija i moduli napona DG koji se modeluju kao PV čvorovi. Pri tome se kao kriterijum optimizacije uzima minimizacija gubitaka snage.

Korišćenjem baze podataka koja sadrži relevantna rešenja problema regulacije napona i algoritma nelinearnog programiranja, u referenci [36] je formulisana jedna adaptivna pretraživačka tehnika kojom se problem optimalne regulacije napona rešava minimizacijom multiobjektivne funkcije. Članovi multiobjektivne funkcije su gubici aktivne snage, srednja vrednost odstupanja napona, maksimalna vrednost odstupanja napona u mreži i troškovi zbog reaktivne snage. Upravljačke promenljive su položaji regulacionih otcepa RTRPO, snage kondenzatora i reaktivne snage DG.

Metod baziran na minimizaciji troškova primenom sekvencijalnog kvadratnog programiranja u referenci [37] rešava optimalnu koordinaciju vrednosti reaktivnih snaga kondenzatora, DG i položaja regulacionih otepa regulacionih transformatora. Funkcija troškova koja se minimizira sadrži troškove gubitaka aktivne snage, troškove reaktivnih snaga kondenzatora i DG, kao i troškove "uvoza" reaktivne snage iz napojne mreže.

U referenci [38] se problem optimalne koordinacije regulacione aktivnosti RTRPO i reaktivne snage DG posmatra sa aspekta distributivnog menadžment sistema, a u referenci [39] se daje pregled pozitivnih i negativnih efekata priključenja DG na mrežu u pogledu naponskih prilika.

Regulacija napona primenom RTRPO se bazira na dva parametra: impedansi ekvivalentnog voda i napona kod potrošača. U referenci [41] se predlaže metod koji pri podešavanju parametara regulacije RTRPO, pored promene snage potrošača u obzir uzima i promenu snage DG priljučenog u distributivnoj mreži.

Metod za koordinaciju na osnovu nivoa prioriteta i kontrolnih zona regulacionih resursa je izložen u referenci [42]. Pri tome su pored RTRPO i DG uzeti u obzir i otočni kondenzatori, reaktori, itd.

U referenci [43] je razvijen algoritam za kreiranje regulacionih šema između RTRPO i DG primenom fazi logike. Analizirani su različiti scenariji sa i bez DG u distributivnoj mreži.

2.3 Estimacija stanja u distributivnim mrežama sa DG

Poslednjih petnaestak godina je razvijeno nekoliko metoda za estimaciju stanja distributivnih mreža. Ove metode se mogu podeliti u dve osnovne grupe. U prvoj grupi su metode koje se zasnivaju na modifikaciji standardnih metoda estimacije stanja u prenosnim mrežama. Druga grupa metoda bazira se na modifikaciji algoritma za proračun tokova snaga distributivnih mreža.

U referenci [44], razvijen je metod za estimaciju stanja trofaznih sistema koji se zasniva na klasičnoj metodi minimizacije ponderisanih kvadrata odstupanja. Vrednosti opterećenja se procenjuju na osnovu istorijskih podataka o naplati i kao takve se tretiraju kao pseudo-merene veličine.

U algoritmu estimacije stanja trofaznih distributivnih mreža koji je predložen u referenci [45] merene vrednosti snaga, struja i napona se konvertuju u njihove ekvivalentne struje, a elementi Jakobijana su konstantni i jednaki elementima matrice admitansi mreže.

Predloženi metod u referenci [46] pored estimiranih vrednosti omogućava izračunavanje odstupanja napona u čvorovima i tokove snaga. U radu su diskutovani i uticaji greške merenja, stepen korelacije greške opterećenja i lokacije merenja na odstupanje estimiranih vrednosti napona.

Estimacija stanja distributivnih mreža u [47,48] se bazira na uvođenju probabilističke dimenzije u algoritam tokova snaga, pri čemu se kao ograničenja postavljaju vrednosti merenja u realnom vremenu. Precena opterećenja se vrši na osnovu podataka o naplati i karakterističnih dnevnih dijagrama opterećenja.

Algoritam trofazne estimacije stanja koji radi sa strujama grana i koji koristi metodu najmanjih ponderisanih kvadrata je predložen u [49]. Sve merene veličine u jednoj fazi se izražavaju kao funkcija struje te faze, tako da se problem raspreže na tri potproblema. Ova

metoda je prilagođena za slaboupetljane distributivne mreže sa nekoliko petlji. U referenci [50] je taj algoritam unapređen, tako što je izvršeno raspredanje realnog i imaginarnog dela merenih struja. U referenci [51] su promenljive stanja moduli i uglovi struja grana. U radu je analiziran i uticaj lokacije merenja na tačnost estimiranih veličina.

U [52] se koristi fazi logika za integraciju estimacije stanja i tokova snaga, na bazi skupa raspoloživih istorijskih podataka o potrošnji i merenja u realnom vremenu.

Jedan praktični metod za estimaciju stanja primenom hibridnog PSO je dat u [53]. Estimiraju se vrednosti snaga opterećenja i DG putem minimizacije razlike između merenih i izračunatih vrednosti promenljivih stanja.

Jedna primena estimacije stanja za rešavanje problema monitoringa DG u distributivnim sistemima je izložena u [54]. Metoda omogućava i estimaciju nepoznate snage DG.

Praktična metoda za estimaciju stanja u distributivnoj mreži mora da uvaži realne uslove rada mreže. Zbog nedovoljnog broja telemetrisanih merenja, neophodno je na neki način dopuniti skup podataka uvođenjem tzv. pseudo-merenih veličina. To su podaci o potrošnji u svim čvorovima mreže. U suštini, podaci o potrošnji se dobijaju iz podataka o naplati, na osnovu tipičnih dijagrama opterećenja, merenja u realnom vremenu i podataka o mreži [55,56].

3 PRORAČUN TOKOVA SNAGA

Proračun tokova snaga je ključni segment svih predloženih metodologija u ovoj disertaciji. Zbog toga su ovde predstavljeni osnovni principi tog proračuna koji su istovremeno prilagođeni specifičnostima distributivnih mreža sa DG.

Rezultat proračuna tokova snaga predstavlja stanje sistema u datom trenutku. Izračunavaju se naponi čvorova, snage (struje) grana i gubici snage za dati napon korenog čvora, raspored i veličinu potrošača, snagu i tip DG i konfiguraciju distributivne mreže.

Distributivne mreže imaju određene specifičnosti u odnosu na prenosne mreže. To su radijalna struktura, visok odnos r/x i veliki broj čvorova. Ove osobine čine da većina iterativnih metoda koje su specijalizovane za proračun tokova snaga u prenosnim mrežama (*Newton-Raphson-ova*, *Gauss-Seidel-ova* i druge) budu neefikasne u rešavanju problema tokova snaga kod distributivnih mreža. Ta neefikasnost se ogleda u sporom proračunu, velikom broju potrebnih iteracija, maloj tačnosti proračuna, a često i nemogućnosti da postupak uopšte i konvergira [57]. Postoje pokušaji da se neke od tih metoda prilagode specifičnostima distributivnih mreža, kao na primer modifikacija *Newton-ove* metode za radijalne distributivne sisteme [58]. Polazeći od navedenih specifičnosti distributivnih mreža, poslednjih dvadesetak godina razvijene su specijalizovane metode za proračun tokova snaga i naponskih stanja u uravnoteženim, neuravnoteženim, trofaznim, monofaznim, radijalnim i slaboupetljanim distributivnim mrežama sa ili bez DG [59 - 63]. Kod ovih metoda proračun se vrši po granama distributivne mreže, čime se potiskuje potreba za rešavanjem slabo uslovljenih matričnih sistema jednačina, što je neophodno kod metoda za prenosne mreže. Na taj način, značajno se povećava konvergencija, brzina i tačnost proračuna.

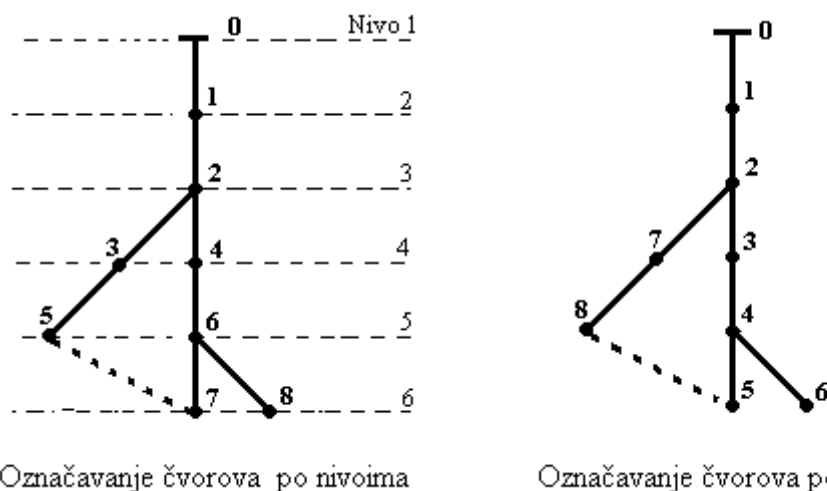
U ovoj disertaciji je, na bazi *Shirmohammadi-ove* metode [59,60], razvijen MATLAB program za rešavanje tokova snaga i naponskih stanja u uravnoteženim, trofaznim, radijalnim i slaboupetljanim distributivnim mrežama u kojima su priključeni DG. *Shirmohammadi-jeva* metoda se zbog iterativnog prolaženja duž grana mreže od perifernih čvorova do korenog čvora i obratno često zove metoda nazad/napred (*backward/forward sweep*). Zasniva se na direktnoj primeni prvog *Kirchoff-ovog* zakona pri sumiranju struja grana - prolaz unazad, i drugog *Kirchoff-ovog* zakona pri korekciji napona čvorova - prolaz unapred.

3.1 Model distributivne mreže

Efikasnost metode je vezana za radijalnu strukturu mreže. Zato je potrebno slediti određenu zakonitost pri označavanju grana i čvorova mreže. Primenjuju se dva načina numeracije grana i čvorova, kao na slici 3.1 [64]:

- Po nivoima, gde se izvrši podela distributivne mreže na nivoe, a zatim se čvorovi označe redom po nivoima, počevši od korenog čvora.

- Po ograncima, gde se prvo označe svi čvorovi najdužeg ogranka (sa najvećim brojem čvorova), a zatim se nastavi označavanje čvorova po ostalim ograncima, počev od ogranka koji je najudaljeniji od korenog čvora.



Slika 3. 1. Primer grafa radijalne (slaboupetljane) distributivne mreže, sa mogućim načinima označavanja čvorova.

Sa stanovišta modela za proračun tokova snaga, način označavanja ne utiče na efikasnost proračuna. Kod radijalnih struktura je broj čvorova za jedan veći od broja grana. Pošto se koreni čvor označava sa nulom, očigledno da postoji uzajamna veza u načinu označavanja čvorova i grana. Da bi se napravila razlika, indeks “ i ” će se koristiti kao tekući indeks čvorova a indeks “ ℓ ” kao tekući indeks za označavanje grana. Grane su usmerene od korenog čvora ka perifernim delovima mreže, što znači da se ℓ -ta grana uvek završava u i -tom čvoru ($i = \ell$).

Proračun se bez ograničenja može sprovesti u sistemu apsolutnih ili relativnih jedinica. U ovoj disertaciji je korišćen sistem relativnih jedinica.

3.2 Model potrošača

U opštem slučaju, snaga potrošača je funkcija napona i frekvencije [64,65]. Pošto se ovde razmatra proračun tokova snaga u stacionarnom stanju, vrednost frekvencije je unapred specificirana. To znači da su aktivna i reaktivna snaga potrošača priključenog u čvor i funkcije samo napona tog čvora. Kompleksna struja potrošača priključenog u čvor i se izračunava u skladu sa načinom modelovanja potrošača. Koriste se tri osnovna modela: model konstantne snage, model konstantne struje i model konstantne admitanse ili impedanse [66]. U opštem slučaju, u čvoru i može biti priključeno više potrošača različitih tipova, tako da se struja potrošnje u tom čvoru može izraziti kao linearna kombinacija:

$$\underline{I}_{Pi} = \underline{I}_{Pi}^p + \underline{I}_{Pi}^i + \underline{I}_{Pi}^y \quad (3.1)$$

odnosno:

$$\underline{I}_{Pi} = \left(\frac{\underline{S}_{Pi}}{\underline{V}_i} \right)^* + \underline{I}_{Pi}^i + \underline{Y}_{Pi} \cdot \underline{V}_i \quad (3.2)$$

gde su:

\underline{I}_{Pi} - ukupna kompleksna struja potrošnje u čvoru i ,

\underline{I}_{Pi}^p - kompleksna struja potrošača konstantne snage u čvoru i ,

\underline{I}_{Pi}^i - kompleksna struja potrošača konstantne struje u čvoru i ,

\underline{I}_{Pi}^y - kompleksna struja potrošača konstantne admitanse u čvoru i ,

\underline{S}_{Pi} - kompleksna prividna snaga potrošača u čvoru i , koji su predstavljeni modelom konstantne snage,

\underline{Y}_{Pi} - kompleksna admitansa potrošača u čvoru i , koji su predstavljeni modelom konstantne admitanse,

\underline{V}_i - fazor napona u čvoru i .

Često se za potrošače koji se predstavljaju modelom konstantne struje ili konstantne admitanse znaju samo specificirane aktivne i reaktivne snage. Tada se vrednost struje, odnosno admitanse u modelu potrošača izračunava na osnovu njihovih specificiranih vrednosti snaga i nominalne vrednosti napona.

3.3 Model kondenzatora

U distributivnim mrežama se koriste otočni kondenzatori za kompenzaciju reaktivnih snaga. Indirektna posledica priključenja kondenzatora je poboljšanje naponskog profila mreže i smanjenje gubitaka snage. Priključuju se, najčešće, na niženaponskim sabirnicama distributivnih transformatora. U ovoj disertaciji su kondenzatori predstavljeni preko modela konstantne snage i modela konstantne admitanse. Struja injektiranja kondenzatora priključenih u čvor i se, u opštem slučaju, može izraziti kao linearna kombinacija ova dva tipa:

$$\underline{I}_{Ci} = \underline{I}_{Ci}^p + \underline{I}_{Ci}^y \quad (3.3)$$

odnosno:

$$\underline{I}_{Ci} = \frac{jQ_{Ci}}{\underline{V}_i^*} + \underline{Y}_{Ci} \underline{V}_i \quad (3.4)$$

gde je:

\underline{I}_{Ci} - ukupna kompleksna struja kondenzatora priključenih u čvor i ,

\underline{I}_{Ci}^p - kompleksna struja kondenzatora konstantne snage u čvoru i ,

\underline{I}_{Ci}^y - kompleksna struja kondenzatora konstantne admitanse u čvoru i ,

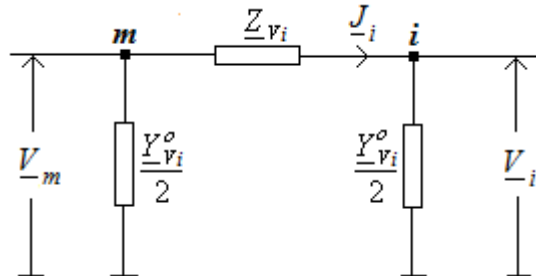
Q_{Ci} - reaktivna snaga kondenzatora u čvoru i , koji su predstavljeni modelom konstantne snage,

\underline{Y}_{Ci} - kompleksna admitansa kondenzatora u čvoru i , koji su predstavljeni modelom konstantne admitanse,

\underline{V}_i - fazor napona u čvoru i .

3.4 Model voda

Uobičajeno je da se vodovi u proračunima tokova snaga predstavljaju preko simetričnih π ekvivalenata. Na primer, za vod između čvorova m i i , sa rednom impedansom \underline{Z}_{vi} i otočnom admitansom \underline{Y}_{vi}^0 , simetrični π ekvivalent je dat na slici 3.2.

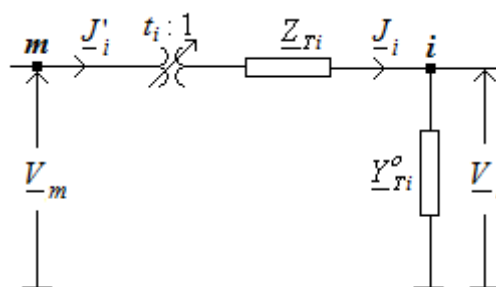


Slika 3.2. Simetrični π ekvivalent voda.

U distributivnim mrežama vodovi su kratki, pa se po pravilu u proračunima tokova snaga zanemaruje otočna admitansa.

3.5 Model transformatora

Ako je grana ℓ između čvorova m i i distributivne mreže dvonamotajni distributivni transformator, koristi se obrnuti “T” ekvivalent sa rednom impedansom \underline{Z}_{Ti} (impedansom kratkog spoja) i otočnom admitansom \underline{Y}_{Ti}^0 (admitansa grane magnećenja). Regulaciono svojstvo transformatora se uvažava preko nenominalnog odnosa transformacije $t_i = 1 + n\Delta t$, u rednoj grani ispred redne impedanse, kao na slici 3.3. Za transformatore sa regulacijom u beznaponskom stanju je obično $n = \pm 2$ a kod transformatora sa automatskom regulacijom $n = \pm(10 \div 12)$. Korak između regulacionih otepa Δt u relativnim jedinicama, obično je 0,025 odnosno 0,015 ili 0,0125.



Slika 3.3. Model distributivnog transformatora.

3.6 Model DG

Modelovanje DG pri proračunu tokova snaga zavisi od tehnologije, načina priključenja, tipa i snage DG. Moguća su tri karakteristična slučaja [60]:

- 1) DG konstantne aktivne i reaktivne snage je preko distributivnog voda priključen zajedno sa velikim potrošačem, ("u paralelnom radu"). U ovom slučaju efekat DG se svodi na smanjenje ukupnog opterećenja u tački priključenja i može se posmatrati kao "negativan potrošač". Pri proračunu tokova snaga se takav DG predstavlja modelom konstantne snage.
- 2) DG injektira aktivnu snagu uz približno konstantni faktor snage. Napon u tački priključenja DG raste sa rastom aktivne snage DG. I u ovom slučaju se DG može posmatrati kao "negativan potrošač" i predstaviti modelom konstantne snage (PQ).
- 3) DG injektira snagu sa specificiranim naponom u tački priključenja. Držanje modula napona na zadatoj vrednosti ostvaruje se regulacijom injektiranja reaktivne snage DG. Čvor u koji je priključen ovakav DG mora se tretirati kao PV čvor.

Kod PV modela, DG rade sa zadatim vrednostima aktivne snage (P) i modula napona (V). Uticaj promene snage u distributivnoj mreži na napon PV čvora se kompenzuje promenom injektiranja reaktivne snage PV čvora (DG). Na taj način se napon PV čvora drži na zadatoj (specificiranoj) vrednosti. To znači da se vrednosti modula napona PV čvorova mogu birati, odnosno nezavisno podešavati u određenom opsegu. Taj opseg je za dato stanje u distributivnoj mreži određen aktivnom snagom DG i mogućim opsegom promene reaktivne snage DG ($Q_{DG\min} < Q_{DG} < Q_{DG\max}$).

3.7 Algoritam za proračun tokova snaga

Distributivne mreže najčešće rade kao radijalne. Proračun napona čvorova i tokova snaga (struja) po granama izvodi se kroz sledeće iterativne korake:

Korak 1. Inicijalizacija postupka.

Inicijalizacija se sastoji u učitavanju podataka o potrošačima u čvorovima, napona u korenom čvoru, konfiguraciji distributivne mreže, numeraciji grana i čvorova i početnom pogađanju modula i uglova fazora napona čvorova. U sistemu relativnih jedinica se obično usvaja:

$$V_i^{(0)} = 1; \theta_i^{(0)} = 0; \quad i = 0, 1, \dots, N_m. \quad (3.5)$$

gde je:

$V_i^{(0)}$ - početno pogađanje modula fazora napona u čvoru i ,

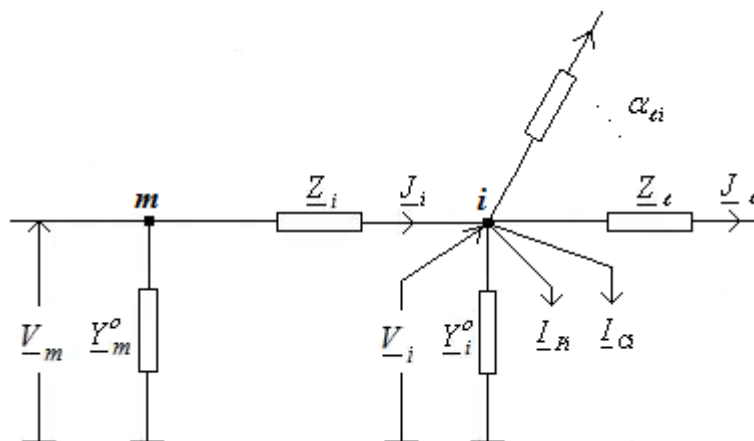
$\theta_i^{(0)}$ - početno pogađanje ugla fazora napona u čvoru i ,

N_m - ukupan broj čvorova mreže.

Korak 2. Zamena unazad

Iterativni proračun struja grana u k -toj iteraciji, zamenom unazad, koristeći vrednosti napona čvorova iz prethodne iteracije, počinje od poslednjeg (N_m) čvora. Kompleksna struja koja ulazi u čvor i po grani $\ell = i$ u k -toj iteraciji, prema slici 3.4 je:

$$\underline{J}_i^{(k)} = \underline{I}_{Pi}^{(k)} + \underline{I}_{Ci}^{(k)} + \underline{Y}_i^o \cdot \underline{V}_i^{(k-1)} + \sum_{\substack{\ell \in \alpha_i \\ \ell \neq i}} \underline{J}_\ell^{(k)}; \quad i = N_m, N_m-1, \dots, 0; \quad k = 1, 2, \dots \quad (3.6)$$



Slika 3.4. Raspodela struja u i -tom čvoru distributivne mreže.

gde je:

$\underline{I}_{Pi}^{(k)}$ - kompleksna struja potrošača u čvoru i u k -toj iteraciji,

$\underline{I}_{Ci}^{(k)}$ - kompleksna struja kondenzatora u čvoru i u k -toj iteraciji,

$\underline{J}_\ell^{(k)}$ - kompleksna struja grane ℓ koja polazi iz čvora i , u k -toj iteraciji. Ukoliko je grana ℓ transformator, ova struja se deli sa odgovarajućim nenominalnim odnosom transformacije t , u skladu sa načinom modelovanja transformatora (slika 3.3).

\underline{Y}_i^o - suma otočnih admittansi elemenata u čvoru i ,

α_i - skup indeksa grana incidentnih i -tom čvoru (koje polaze iz čvora i),

$\underline{V}_i^{(k-1)}$ - kompleksni napon čvora i iz prethodne ($k-1$) iteracije.

Struje potrošača ($\underline{I}_{Pi}^{(k)}$) i kondenzatora ($\underline{I}_{Ci}^{(k)}$) izračunavaju se u skladu sa načinom modelovanja, pri čemu se koristi napon čvora iz prethodne iteracije ($\underline{V}_i^{(k-1)}$).

Korak 3. Zamena unapred

Nakon izračunavanja struja grana, sledi zamena unapred, gde se počevši od korenog čvora izračunavaju padovi napona po granama i konsekventno naponi čvorova, prema sledećem izrazu:

$$\underline{V}_i^{(k)} = \underline{V}_m^{(k)} - \underline{Z}_i \underline{J}_i^{(k)} \quad (3.7)$$

Kada je grana između čvorova m i i transformator, a treba uvažiti njegov regulacioni efekat, onda se primenjuje sledeći izraz:

$$\underline{V}_i^{(k)} = \frac{\underline{V}_m^{(k)}}{t_i} - \underline{Z}_i \cdot \underline{J}_i^{(k)} \quad (3.8)$$

gde je:

\underline{Z}_i - kompleksna impedansa grane i ,

$\underline{V}_m^{(k)}, \underline{V}_i^{(k)}$ - fazori napona u čvorovima m i i u tekućoj k -toj iteraciji,

$\underline{J}_i^{(k)}$ - kompleksna struja redne grane i u tekućoj k -toj iteraciji,

t_i - nenominalni prenosni odnos transformatora

Korak 4. Provera kriterijuma konvergencije

Kao kriterijum konvergencije usvojen je uslov da maksimalna razlika modula napona svih čvorova u dve uzastopne iteracije bude manja od zadate vrednosti ε_V :

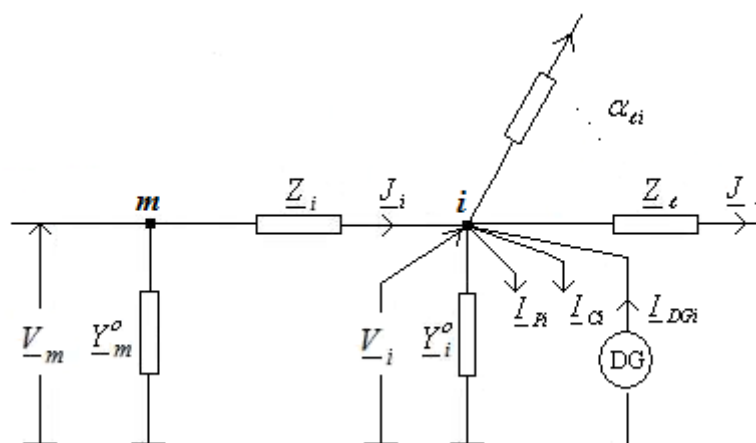
$$\max |V_i^{(k)} - V_i^{(k-1)}| \leq \varepsilon_V = (10^{-3} \div 10^{-5}) \quad (3.9)$$

3.7.1 Tretman DG u algoritmu proračuna tokova snaga

Uvažavanje DG u proračunu tokova snaga se postiže modifikacijom izraza (3.6), prema slici 3.5:

$$\underline{J}_i^{(k)} = \underline{I}_{Pi}^{(k)} + \underline{I}_{Ci}^{(k)} - \underline{I}_{DGi}^{(k)} + \underline{Y}_i^o \cdot \underline{V}_i^{(k-1)} + \sum_{\substack{\ell \in \alpha_{ti} \\ \ell \neq i}} \underline{J}_\ell^{(k)}; \quad i = N_m, N_m - 1, \dots, 0; \quad k = 1, 2, \dots \quad (3.10)$$

gde je $\underline{I}_{DGi}^{(k)}$ - kompleksna struja DG priključenog u čvor i u k -toj iteraciji;



Slika 3.5. Raspodela struje u i -tom čvoru distributivne mreže u koji je priključen distribuirani generator.

Proračun kompleksne struje DG zavisi od načina modelovanja (PQ ili PV). Kada se DG predstavlja modelom konstantne snage (PQ), izraz za kompleksnu struju DG je:

$$\underline{I}_{DGi}^{(k)} = \frac{P_{DGi}^{sp} - jQ_{DGi}^{sp}}{\underline{V}_i^{*(k-1)}}; \quad P_{DGi}^{sp} = const; \quad Q_{DGi}^{sp} = const; \quad (3.11)$$

gde su $P_{DGi}^{sp}, Q_{DGi}^{sp}$ specificirana aktivna i reaktivna snaga DG priključenog u čvor i . Međutim, kada DG injektirajući snagu kontroliše napon u tački priključenja, neophodno je takav čvor tretirati kao PV čvor. Izraz za struju injektiranja DG je sada:

$$\underline{I}_{DGi}^{(k)} = \frac{P_{DGi}^{sp} - jQ_{DGi}^{(k-1)}}{\underline{V}_i^{*(k-1)}} \quad (3.12)$$

Problem se svodi na određivanje reaktivne snage injektiranja DG ($Q_{DGi}^{(k-1)}$) na osnovu odstupanja izračunate vrednosti napona u odnosu na specificiranu (zadatu) vrednost napona u PV čvoru. U svakoj iteraciji (k) proračuna tokova snaga, u okviru koraka 3 (zamena unapred), izračunava se reaktivna snaga DG koja će se koristiti za izračunavanje struje injektiranja DG u sledećoj ($k+1$) iteraciji [57]:

$$Q_{DG}^{(k)} = Q_{DG}^{(k-1)} + \text{Im} \left\{ \underline{V}_{DG}^{sp} \cdot \left[\underline{Z}_{PV}^{-1} \cdot \left(\underline{V}_{DG}^{sp} - \underline{V}_{DG}^{(k)} \right) \right]^* \right\} \quad (3.13)$$

gde je:

Q_{DG} - reaktivna snaga injektiranja PV čvora,

\underline{V}_{DG}^{sp} - specificirani (zadati) fazor napona PV čvora,

\underline{V}_{DG} - fazor napona PV čvora dobijen u proračunu,

\underline{Z}_{PV} - kompleksna impedansa osetljivosti PV čvora koja se izračunava sumiranjem impedansi grana između PV čvora i korenog čvora.

k – tekuća iteracija proračuna tokova snaga.

Kada u distributivnoj mreži postoji više od jednog DG, primenjuje se vektorska jednačina:

$$\mathbf{Q}_{DG}^{(k)} = \mathbf{Q}_{DG}^{(k-1)} + \text{Im} \left\{ \mathbf{V}_{DG}^{sp} \cdot \left[\mathbf{Z}_{PV}^{-1} \cdot \left(\mathbf{V}_{DG}^{sp} - \mathbf{V}_{DG}^{(k)} \right) \right]^* \right\} \quad (3.14)$$

gde je:

$\mathbf{Q}_{DG} = [Q_{DG1}, Q_{DG2}, \dots, Q_{DGN_{GPV}}]$ - vektor injektiranja reaktivnih snaga PV čvorova,

\mathbf{V}_{DG}^{sp} - vektor specificiranih fazora napona PV čvorova,

\mathbf{V}_{DG} - vektor izračunatih fazora napona PV čvorova,

\mathbf{Z}_{PV} - je matrica kompleksnih impedansi osetljivosti PV čvorova, čiji se dijagonalni elementi \underline{Z}_{PVii} izračunavaju sumiranjem impedansi grana između PV čvora (i) i korenog čvora. Ukoliko dva PV čvora i i j nemaju zajedničke grane na putanjama do korenog čvora, tada je odgovarajući element \underline{Z}_{PVij} jednak nuli, a ukoliko imaju zajedničke grane na putu do korenog čvora tada je element \underline{Z}_{PVij} jednak sumi impedansi zajedničkih grana.

N_{GPV} – broj PV čvorova (DG koji se modeluju kao PV čvorovi).

k – tekuća iteracija proračuna tokova snaga.

Ukoliko je izračunata reaktivna snaga PV čvora i (Q_{DGi}) izvan zadatih granica ($Q_{DGi\min} < Q_{DGi} < Q_{DGi\max}$), reaktivna snaga generatora se postavlja na zadati limit a čvor i se u daljem proračunu tretira kao PQ čvor sa zadatom aktivnom i reaktivnom snagom. Pored toga matrica osjetljivosti PV čvorova \underline{Z}_{PV} se koriguje u skladu sa nastalom promenom.

3.7.2 Tretman petlji u algoritmu proračuna tokova snaga

Ukoliko u distributivnoj mreži postoje zatvorene petlje, ne može se direktno primeniti postupak za proračun radijalnih mreža. Zato se vrši transformacija slaboupetljane mreže u radijalnu, prekidanjem petlji na pogodno izabranim mestima, pri čemu se efekat upetljanosti simulira injektiranjem odgovarajućih kompenzacionih struja u tačkama prekida [60]. Na primer, ako u mreži postoji jedna petlja, tada se ona prekida raskidanjem grane j , kao na slici 3.6. Tako se formiraju dva nova čvora $j1$ i $j2$, u kojima su struje injektiranja u nekoj iteraciji k :

$$\underline{J}_{j1}^{(k)} = \underline{J}_j^{(k)}; \quad \underline{J}_{j2}^{(k)} = -\underline{J}_j^{(k)}; \quad (3.15)$$



Slika 3.6. Predstavljanje efekta upetljanosti primenom kompenzacionih struja.

Struje injektiranja u tačkama prekida nisu unapred poznate veličine. Izračunavaju se primenom iterativne kompenzacione metode:

$$\underline{J}_j^{(k+1)} = \underline{J}_j^{(k)} - \underline{Z}_B^{-1} \cdot \Delta \underline{V}_j^{(k)} \quad (3.16)$$

gde je:

\underline{Z}_B - ekvivalentna kompleksna impedansa koja se “vidi” iz tačaka prekida, koja se izračunava sabiranjem impedansi svih grana koje pripadaju petlji.

$\Delta \underline{V}_j^{(k)}$ - ekvivalentni kompleksni napon između tačaka prekida u k -toj iteraciji.

Za proračun napona $\Delta \underline{V}_j^{(k)}$ koristi se osnovni postupak proračuna tokova snaga i napona u radijalnim mrežama, pri čemu su u tačkama prekida struje injektiranja: $\underline{J}_{j1}^{(k)} = \underline{J}_j^{(k)}$ i $\underline{J}_{j2}^{(k)} = -\underline{J}_j^{(k)}$. Napon $\Delta \underline{V}_j^{(k)}$ se dobija kao razlika napona koji su izračunati u tačkama prekida.

Ukoliko u distributivnoj mreži postoji više petlji, na primer p petlji, postupak je analogan kao za slučaj jedne petlje. Sa skalarnih se prelazi na vektorske jednačine, tako da je izraz za proračun kompenzacionih struja:

$$\underline{J}_j^{(k+1)} = \underline{J}_j^{(k)} - \underline{Z}_B^{-1} \cdot \Delta \underline{V}_j^{(k)} \quad (3.17)$$

gde je:

\underline{J}_j - p - dimenzioni vektor kompenzacionih struja,

\underline{Z}_B - je konstantna kompleksna puna matrica tačkaka prekida ili matrica impedansi koje se “vide” iz tačkaka prekida dimenzija $p \times p$. Dijagonalni elementi matrice \underline{Z}_{Bjj} izračunavaju se tako što se sumiraju impedanse svih grana koje pripadaju petlji j . Vandijagonalni elementi matrice \underline{Z}_{Bij} se dobijaju tako što se sabere impedanse grana koje su zajedničke za petlju i i petlju j . Pri tome je znak negativan ukoliko su petlje suprotnih smerova (struje petlji).

$\Delta \underline{V}_j$ - p - dimenzioni vektor ekvivalentnih kompleksnih faznih napona između tačkaka prekida, koji se izračunava primenom proračuna tokova snaga radijalne mreže, pri čemu su u tačkama prekida injektirane struje $\underline{J}_{j1}^{(k)} = \underline{J}_j^{(k)}$ i $\underline{J}_{j2}^{(k)} = -\underline{J}_j^{(k)}$.

Iterativni postupak se završava kada se postigne zadovoljavajuća tačnost koja se iskazuje maksimalnom razlikom između napona u tačkama prekida u dve susedne iteracije.

4

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE OPTIMALNIH LOKACIJA I SNAGA DG

Stepen i kvalitet uticaja DG na rad sistema pre svega zavisi od njegove snage, tipa i lokacije. Smisao optimizacije lokacija i snaga DG je u povećanju pozitivnih i smanjenju negativnih efekata koje oni imaju na rad distributivne mreže. Shodno tome, izbor objektivne funkcije zavisi od željenog cilja. To su obično sledeći ciljevi:

- Minimizacija gubitaka snage i energije,
- Popravljanje naponskog profila mreže, odnosno minimizacija odstupanja napona,
- Povećanje raspoloživosti elemenata sistema,
- Povećanje pouzdanosti napajanja potrošača,
- Minimizacija nivoa struja kratkih spojeva,
- Minimizacija harmonijskih izobličenja,
- Minimizacija ukupnih troškova vezanih za rad mreže (ugradnja opreme, kupovina energije, gubici, prekidi napajanja),
- Minimizacija investicionih ulaganja, nabavke i priključenja DG, itd.

U pogledu mogućnosti određivanja lokacija i snaga, DG se mogu podeliti u dve grupe. Kod prve grupe su lokacije i snage u najvećoj meri određene geografskim i meteorološkim faktorima (vetrogeneratori i mini hidroelektrane). U tom slučaju može se govoriti o optimizaciji tačke priključenja na postojeću distributivnu mrežu samo ako je zadat određen skup čvorova u koje je moguće priključiti DG. Tu se mogu tražiti optimalna rešenja u fazi planiranja potpuno nove ili rekonstrukciji postojeće mreže na zadatom (geografski i meteorološki) dopustivom području. U drugu grupu se mogu svrstati svi oni DG sa predvidljivim izlazom (mikroturbine, gorivne ćelije i sl.), koji se mogu priključiti u bilo koju tačku distributivne mreže.

Za određivanje optimalne lokacije i snage DG potrebno je pronaći ili uočiti vezu između snage koju u datoj tački injektira DG i promene veličine čiju vrednost treba optimizirati. Najprostiji (trivijalni) način je sukcesivno postavljanje DG u svaki čvor i proračun zadate veličine. Pri tome je potrebno uvažiti različite nivoe snage i tipove DG, različite nivoe snaga opterećenja tokom posmatranog perioda. Kada se sve uzme u obzir, uz činjenicu da realne distributivne mreže imaju i po nekoliko hiljada čvorova, broj mogućih kombinacija koje treba uvažiti postaje ogroman. Međutim, taj broj je moguće značajno redukovati uvažavanjem određenih informacija o konfiguraciji i načinu rada mreže. Pored toga, primenom postupka za izračunavanje koeficijenata lokacija čvorova, može se formirati preliminarna rang lista povoljnih lokacija.

Ovde je predstavljen postupak koji ima dva nivoa. U prvom nivou proračunavaju se koeficijenti lokacija čvorova na osnovu promene gubitaka aktivne snage sa promenom injektiranja aktivne i reaktivne snage u čvorovima mreže. Na taj način se formira preliminarna

rang lista povoljnih lokacija (čvorova) za priključenje DG. Uzimanjem prvih M čvorova sa preliminarne rang liste, od ukupno N_m čvorova mreže, značajno se smanjuje broj kombinacija koje treba razmotriti. U drugom nivou se pomoću izabrane tehnike pretraživanja određuju optimalne lokacije i snage DG iz suženog skupa mogućih rešenja. U tom cilju korišćene su dve tehnike pretraživanja:

- Delimično pretraživanje varijanti;
- Primena GA.

4.1 Preliminarne lokacije DG

Postupak se zasniva na određivanju promene ukupne snage gubitaka u distributivnoj mreži sa promenom snage injehtiranja u čvorovima. Mera povoljnosti za priključenje DG se iskazuje preko koeficijentata lokacije čvorova.

Gubici aktivne i reaktivne snage u mreži su neizbežna posledica proticanja aktivne i reaktivne energije snagama P i Q , respektivno. Tokovi snaga, a time i gubici snage u sistemu su funkcija napona. Shodno tome, promena snage gubitaka P_{gub} sa promenom snage injehtiranja P i Q može se napisati na sledeći način [10]:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{gub}}{\partial P} \\ \frac{\partial P_{gub}}{\partial Q} \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{gub}}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_{gub}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

gde je \mathbf{J} matrica Jakobijana,

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Ukupni gubici snage se mogu odrediti kao suma injehtiranih aktivnih snaga u svim čvorovima mreže:

$$P_{gub} = \sum_{i=1}^{i=n} P_i = \sum_{i=1}^{i=n} \sum_{j \in \alpha_i} V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.3)$$

Iz jednačine (4.3), mogu se odrediti izvodi snage gubitaka po uglu i modulu fazora napona čvora i :

$$\frac{\partial P_{gub}}{\partial \theta_i} = \sum_{i=1}^{i=n} \sum_{j \in \alpha_i} V_i V_j [-G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.4)$$

$$\frac{\partial P_{gub}}{\partial V_i} = \sum_{i=1}^{i=n} \sum_{j \in \alpha_i} V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.5)$$

gde su:

P_i, Q_i - aktivna i reaktivna snaga injektiranja u čvor i ,

V_i, θ_i - modul i ugao fazora napona čvora i ,

V_j, θ_j - modul i ugao fazora napona čvora j ,

α_i - skup čvorova koji su povezani sa čvorom i ,

B_{ij}, G_{ij} - susceptansa i konduktansa elementa matrice admitansi nezavisnih čvorova mreže ($\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$).

Jednačine debalansa snaga injektiranja u čvorovima mreže, u hibridnoj formi su:

$$\Delta P_i = P_i - V_i^2 G_{ii} - V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.6)$$

$$\Delta Q_i = Q_i + V_i^2 B_{ii} - V_i \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.7)$$

Elementi matrice Jakobijana se izračunavaju parcijalnim diferenciranjem jednačina (4.6) i (4.7) po uglovima i modulima fazora napona čvorova:

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} = V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.8)$$

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_j} = -V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)], \quad j \neq i \quad (4.9)$$

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_i} = -2V_i G_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_j} = -V_i [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)], \quad j \neq i \quad (4.11)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_i} = -V_i \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.12)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)], \quad j \neq i \quad (4.13)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} = 2V_i B_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_j} = -V_i [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)], \quad j \neq i \quad (4.15)$$

Vrednosti modula i uglova fazora napona čvorova određuju se proračunom tokova snaga u distributivnoj mreži, primenom efikasnog algoritma koji je izložen u poglavlju 3 ove disertacije. Na taj način je omogućeno izračunavanje matrice Jakobijana i izvoda snage gubitaka po modulu i fazi napona čvorova. Tada se prema jednačini (4.1) mogu odrediti promene gubitaka aktivne snage u distributivnoj mreži sa promenom snaga injeckiranja u čvorovima. Za koeficijente lokacija (KL) čvorova, kao meru povoljnosti za priključenje DG, uzete su vrednosti indeksa osetljivosti gubitaka čvora (Loss Sensitivity Index - LSI) koji se prema referenci [10] određuju na sledeći način:

$$KL_i = LSI_i = w \frac{\partial P_{gub}}{\partial P_i} + (1 - w) \frac{\partial P_{gub}}{\partial Q_i} \quad (4.16)$$

U izrazu (4.16), w je težinski faktor koji zavisi od odnosa r/x mreže. Odnos otpornosti i reaktanse (r/x) vodova i transformatora u distributivnim mrežama varira u širokim granicama. U ovoj disertaciji je usvojen pristup da se kod distributivnih mreža sa velikim rasponom odnosa r/x , težinski faktor w računa za svaki čvor posebno. Zbog radijalne strukture mreže i relativno malih snaga, promena snage injeckiranja u datom čvoru, najviše utiče na gubitke snage u korespondentnoj grani. S obzirom na način numerisanja čvorova i grana, izračunavanje težinskih faktora je vrlo jednostavno:

$$w_i = 1 - \frac{1}{\frac{r_i}{x_i} + 1} \quad (4.17)$$

gde je:

w_i - težinski faktor za čvor i ,

r_i, x_i - otpornost i reaktansa grane i .

Potreba za ovakvim pristupom je naročito opravdana kod završnih čvorova radijalne mreže, jer se odnosi otpora i reaktansi distributivnih transformatora znatno razlikuju od odnosa r/x SN vodova sa kojim su povezani, posebno kada se u mreži uvažavaju manji distributivni transformatori. Ukoliko je mreža homogena (jedan naponski nivo), vodovi imaju približno iste parametre, tako da je odnos r/x u uskim granicama. Tada se za ceo sistem koristi jedinstven težinski faktor, koji se može odrediti kao srednja vrednost težinskih faktora svih čvorova izračunatih prema izrazu 4.17.

Pri sukcesivnom injeckiranju snage u dva čvora sa različitim vrednostima KL , veza između vrednosti KL i snage gubitaka u mreži zavisi od odnosa snage DG prema snazi potrošnje. Drugim rečima, vrednosti KL kao kriterijum za ocenu povoljnosti čvora za priključenje DG treba tumačiti uz uvažavanje odnosa snage DG prema ukupnoj snazi potrošača u mreži. Ovaj odnos je važan jer on definiše raspodelu snaga u mreži, a konsekvntno i gubitke. Generalno, ako je snaga DG manja od 50% snage potrošnje, čvorovi sa većim vrednostima KL su bolji kandidati za priključenje, i obrnuto kada je snaga DG veća od 50% snage potrošnje, čvorovi sa manjim vrednostima KL su bolji kandidati za priključenje DG.

Na bazi vrednosti KL , definiše se skup preliminarnih čvorova kao polazna osnova u određivanju optimalne lokacije ili više optimalnih lokacija za priključenje DG radi minimizacije gubitaka snage i energije u distributivnoj mreži. U tom cilju se primenjuje određena

optimizaciona procedura ili pretraživačka tehnika. Algoritam za formiranje preliminarnih lokacija DG, na bazi koeficijenata lokacije čvorova se može sažeti u 6 tačaka:

- 1) *Definisanje strukture (konfiguracije) mreže i parametara elemenata. Mreža se definiše numerisanjem čvorova po ograncima, tj. prvo se označe čvorovi najdužeg ogranka, a zatim se nastavi označavanje čvorova po ostalim ograncima, počev od ogranka koji je najudeljeniji od korenog čvora.*
- 2) *Određivanje snaga potrošača u datoj distributivnoj mreži. Tačne vrednosti je teško odrediti, ali se u praksi mogu poznavati minimalna i maksimalna snaga svakog čvora za određeni period. Ovom prilikom su snage potrošača određene množenjem nominalnih vrednosti (P_{ni} , Q_{ni}) sa koeficijentom opterećanja (k_{opt}) čija se vrednost kreće u granicama između 0 i 1:*

$$P_{Pi} = k_{opt} \cdot P_{ni} \quad (4.18)$$

$$Q_{Pi} = k_{opt} \cdot Q_{ni} \quad (4.19)$$

- 3) *Preliminarni proračun tokova snaga i napona čvorova.*
- 4) *Na bazi izračunatih vrednosti modula i uglova fazora napona čvorova mreže u koraku 3, određuju se elementi matrice Jakobijana (jednačine 4.8-4.15) i izvodi funkcije gubitaka snage (jednačine 4.4 i 4.5).*
- 5) *Izračunavanje koeficijenata lokacije KL za sve čvorove mreže (j-na 4.16).*
- 6) *Izbor preliminarnih lokacija na bazi vrednosti KL.*

Ukoliko u konkretnoj distributivnoj mreži već postoje DG, tada se oni pri određivanju KL čvorova tretiraju kao negativni potrošači konstantne snage (PQ).

4.2 Delimično pretraživanje varijanti

Varijantno pretraživanje podrazumeva proračun izabrane ciljne funkcije za svaku kombinaciju snage, tipa i lokacije DG. Međusobnim upoređivanjem vrednosti ciljne funkcije dolazi se do optimalnog rešenja. Svaka varijanta podrazumeva jedan proračun tokova snaga i napona. Kako broj mogućih kombinacija može biti veoma veliki, pribegava se njihovoj redukciji uvažavanjem određenih informacija o realnom radu mreže. Shodno tome, kao zasebna grupa metoda javljaju se algoritmi delimičnog pretraživanja. Na taj način se sa manjom ili većom efikasnošću pronalaze bolji ili lošiji lokalni optimumi. Cilj je da se što više približe globalnom optimumu, pri čemu se insistira da to bude u što kraćem vremenu, odnosno, pretraživanje što manje kombinacija na što je moguće efikasnije formulisan način. Ovakav postupak direktno podrazumeva (uključuje):

- Izbor pogodnog skupa čvorova za pretraživanje,
- Adekvatno modelovanje DG,
- Uzimanje u obzir različitog nivoa potrošnje u datom periodu,
- Definisane kriterijumske funkcije,
- Proračune tokova snaga i napona,
- Uvažavanje pogonskih ograničenja.

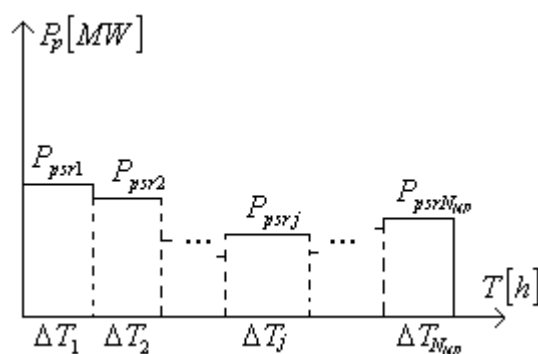
4.2.1 Određivanje optimalnih lokacija DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti

Ideja je da se korišćenjem rezultata ranijih istraživanja, polazeći od karakteristika konkretne mreže, skup nad kojim se primenjuje pretraživanje suzi i time ubrza dobijanje rešenja. Kriterijumi za suženje tog skupa mogu biti različiti. Na primer, pokazano je da priključenje DG u blizini referentne sabirnice minimalno utiče na smanjenje gubitaka i poboljšanje napona, odnosno da se u radijalnim mrežama najbolji efekti postižu postavljanjem DG u perifernim delovima (čvorovima) [7], ili na bazi koeficijentata lokacija čvorova određenih prema algoritmu u tački 4.1. Broj preliminarnih lokacija može se proizvoljno izabrati. Veći broj obezbeđuje pouzdanost optimalnog rešenja, ali se time povećava broj kombinacija i vreme proračuna. Sa druge strane, manji broj preliminarnih lokacija, znači manji broj varijanti za pretraživanje ali i veću verovatnoću da pronađeno optimalno rešenje ima lokalni karakter. Na ovaj način se broj varijanti za pretraživanje značajno smanjuje. Ponekad je iz drugih praktičnih razloga zadat određen skup čvorova u koje je moguće priključiti DG. Dakle, polazi se od M_p čvorova ($M_p < N_m$), koji čine preliminarni skup čvorova za priključenje DG. Jedna varijanta je jedna kombinacija lokacija (čvorova) za priključenje zadatog broja DG. Pri tome se usvaja da u jedan čvor može biti priključen samo jedan DG. Ako je broj preliminarnih lokacija M_p , a broj DG za koje treba odrediti optimalne lokacije N_{DG} , onda je broj varijanti koje treba ispitati jednak broju varijacija bez ponavljanja:
$$N_{var} = N_{DG}! \binom{M_p}{N_{DG}} = M_p (M_p - 1) (M_p - 2) \dots (M_p - N_{DG} + 1).$$

Za svaku moguću varijantu je potrebno izvršiti najmanje jedan proračun tokova snaga kako bi se utvrdio njen kvalitet prema usvojenom kriterijumu optimizacije. Prema tome, od ključnog značaja je efikasnost primenjenog metoda proračuna tokova snaga i napona u radijanoj distributivnoj mreži.

U zavisnosti od snage i tipa primenjenog generatora i sposobnosti regulacije napona (promenom injektiranja reaktivne snage) DG treba adekvatno modelovati. Ovde su korišćeni PQ i PV modeli DG.

Relevantnost rezultata je u direktnoj vezi sa tačnošću modela i nivoa potrošnje u posmatranom periodu. Ovde se pod periodom podrazumeva jedna godina (8760 h). Godišnji dijagram opterećenja se aproksimira stepenastom krivom, kao na slici 4.1. Ukoliko je broj segmenata stepenaste krive veći, to je aproksimacija tačnija.



Slika 4.1. Srednje vrednosti snaga u datom periodu (godini).

Oznake na slici 4.1 imaju sledeće značenje:

P_{psrj} - srednja vrednost snage karakterističnog dnevnog dijagrama opterećenja u segmentu j godišnjeg dijagrama opterećenja,

ΔT_j - trajanje segmenta j godišnjeg dijagrama opterećenja,

N_{NP} - ukupan broj segmenata godišnjeg dijagrama opterećenja.

Pretpostavlja se da je oblik godišnjeg dijagrama opterećenja isti za sve potrošače razmatrane distributivne mreže. To znači da je neophodno definisati samo jedan dijagram, na kome je snaga izražena u relativnim jedinicama u opsegu od 0 do 1. Stvarni godišnji dijagram opterećenja nekog potrošača se dobija množenjem instalisane ili maksimalne snage tog potrošača sa relativnim dijagramom.

Optimalno rešenje (optimalne lokacije DG) zavise od usvojenog kriterijuma optimizacije. Kao kriterijum optimizacije, najčešće se uzima uticaj DG na smanjenje gubitaka. Da bi se obuhvatio uticaj promene potrošnje u toku godine, za kriterijumsku funkciju su uzeti ukupni godišnji gubici aktivne energije u posmatranoj mreži. Prema tome, cilj koji se želi ostvariti optimizacijom je minimizacija godišnjih gubitaka aktivne energije:

$$\min \Delta W_v = \min \sum_{j=1}^{j=N_{NP}} P_{gub,v}^j \cdot \Delta T_j \quad (4.20)$$

gde su:

ΔW_v - ukupni godišnji gubici aktivne energije u mreži, za varijantu v lokacija DG,

$$v = 1, \dots, N_{var},$$

$P_{gub,v}^j$ - vrednost gubitaka snage u mreži u segmentu j godišnjeg dijagrama opterećenja, za

varijantu v lokacija DG, $v = 1, \dots, N_{var}$,

ΔT_j - vreme trajanja segmeta j, na godišnjem dijagramu opterećenja,

N_{NP} - ukupan broj segmenata godišnjeg dijagrama opterećenja.

Pri tome, moraju biti zadovoljena pogonska ograničenja:

$$V_{i\min} \leq V_i^j \leq V_{i\max} \quad (4.21)$$

$$J_i^j \leq J_{i\max} \quad (4.22)$$

gde je:

V_i^j - modul napona čvora i pri nivou opterećenja j,

$V_{i\min}, V_{i\max}$ - minimalna i maksimalna dozvoljena vrednost modula napona u čvoru i, respektivno,

J_i^j - modul struje grane i pri nivou opterećenja j,

$J_{i\max}$ - maksimalna trajno dozvoljena struja grane i.

Algoritam za određivanje optimalnih lokacija DG je vrlo jednostavan i sastoji se od nekoliko koraka:

- 1) *Definisanje konfiguracije mreže, podataka o parametrima elemenata mreže i potrošačima;*
- 2) *Definisanje parametara godišnjeg dijagrama opterećenja: P_{psrj} i ΔT_j , $j = 1, \dots, N_{NP}$ (prema slici 4.1) ;*
- 3) *Definisanje preliminarnih lokacija (čvorova) – na bazi koeficijenata lokacija čvorova; $i = 1, \dots, M_p$;*
- 4) *Definisanje broja N_{DG} , tipa i snaga DG koje treba locirati;*
- 5) *Definisanje mogućih varijanti lokacija DG, $v = 1, \dots, N_{var}$;*
- 6) *Izračunavanje kriterijumske funkcije ΔW_v (4.20) i ispitivanje ograničenja (4.21) i (4.22). Ako je narušeno neko od ograničenja, tekuća varijanta v se izuzima;*
- 7) *Poređenje dobijenih vrednosti kriterijumske funkcije i određivanje optimalne kombinacije lokacija za priključenje DG definisanih tipova i snaga.*

Algoritam je programski realizovan u MATLAB-u. Program je opisan u dodatku D2.

4.2.2 Određivanje optimalnih snaga DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti

Ovaj problem se može posmatrati kao eksploatacioni i planerski. Eksploatacioni problem je problem određivanja optimalne raspodele snaga između više DG, odnosno, određivanja optimalnog angažovanja DG u datom stacionarnom režimu mreže u cilju minimizacije gubitaka. Planerski problem je problem izbora instalisanih snaga DG koje treba priključiti na unapred definisane lokacije, koje ne moraju biti optimalne. U oba slučaja se radi o izboru optimalne varijante angažovanja DG priključenih u zadate čvorove mreže. Jedna varijanta je jedno moguće rešenje koje predstavlja kombinaciju snaga DG iz definisanih opsega snaga DG. Različiti DG mogu imati različite opsege snaga. Zbog kombinatorne prirode problema, pogodno je taj opseg predstaviti kao segmentnu funkciju u obliku:

$$P_{DGk} = a \cdot \Delta P_{DG} \quad (4.23)$$

gde je:

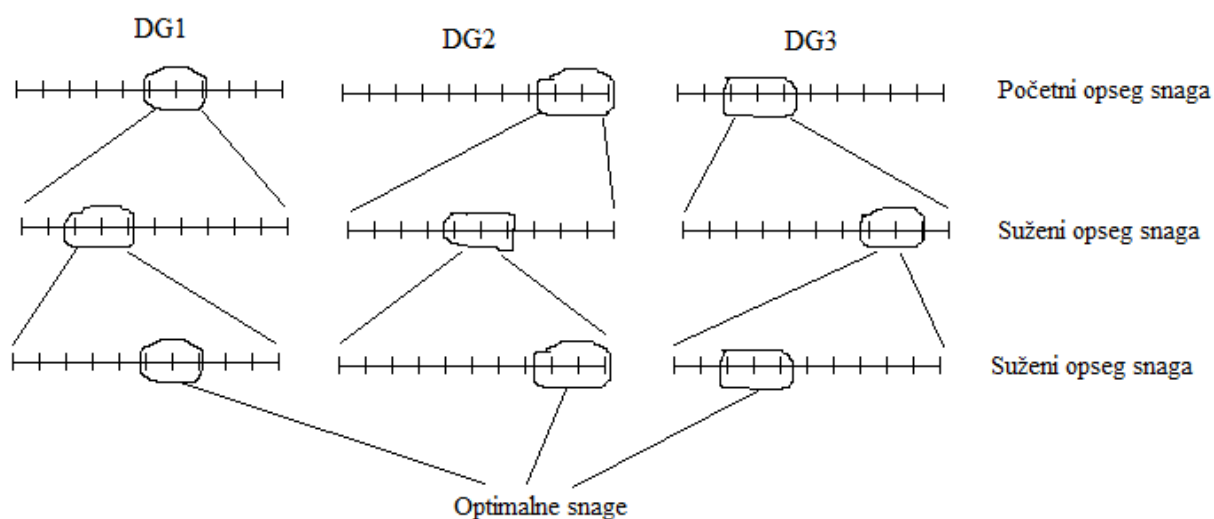
$a = 1, 2, \dots, N_s$ - koeficijent,

N_s - ukupan broj segmenata opsega snage DG,

ΔP_{DG} - korak promene snage u okviru definisanog opsega.

U opštem slučaju DG mogu imati različite opsege snaga. Međutim, svi se dele na isti broj segmenata čija širina zavisi od širine opsega konkretnog DG. Ako je N_{DG} broj lokacija DG, i ako je opseg snaga svih DG podeljen na N_s segmenata, tada je broj mogućih rešenja jednak broju varijacija sa ponavljanjem $N_{var}^p = N_s^{N_{DG}}$. Primera radi, ako je: $N_{DG} = 3$ i $N_s = 50$, onda

je broj varijanti koje treba ispitati $N_{\text{var}}^p = 125000$. Ako pretpostavimo da je računaru za ispitivanje jedne varijante rešenja potrebna 1 sekunda za mrežu od nekoliko desetina čvorova, onda bi za ispitivanje svih 125000 mogućih varijanti u ovom primeru bilo potrebno 35 sati. Zato je neophodno pribеći drastičnom smanjenju broja varijanti koje se ispituju. Pristup koji je ovde primenjen sastoji se u uzastopnom ponavljanju pretraživanja. Recimo, ako se u prethodnom primeru početni opseg snaga DG podeli na 10 segmenata, broj mogućih rešenja je 1000. U prvom pretraživanju se dobije gruba procena optimalnih snaga DG. Zatim se u sledećem koraku formiraju novi opsezi snaga DG u okolini dobijenih optimuma u prethodnom koraku. Ponovi se postupak pretraživanja na novoformiranim opsezima snaga sa istim brojem segmenata. Ceo ciklus se ponovi nekoliko puta. Na taj način se dobija zadovoljavajuće rešenje uz drastično smanjenje broja varijanti koje se ispituju. Na slici 4.2 je prikazan opisani pristup smanjivanja broja varijanti u postupku delimičnog pretraživanja.



Slika 4. 2. Smanjivanje broja varijanti sužavanjem opsega snaga DG.

Cilj je minimizacija gubitaka snage u mreži za dati nivo snage potrošača. Postupak delimičnog pretraživanja varijanti se sprovodi za sve nivoe potrošnje u datom periodu. Rezultat su optimalne snage DG za sve nivoe opterećenja u zadatom periodu. Za svaku varijantu snaga DG iz definisanih opsega, ispituju se ograničenja (4.21) i (4.22). Narušavanje nekog od ograničenja znači eliminisanje tekuće varijante. Kriterijumska funkcija su gubici snage u mreži $P_{gub,v}^j$, gde je v oznaka (broj) varijante, a j oznaka segmanta u toku perioda (godine). Algoritam za određivanje optimalnih snaga DG na zadatim lokacijama, primenom delimičnog pretraživanja varijanti se sastoji iz sledećih koraka:

- 1) *Definisanje konfiguracije mreže, podaci o parametrima elemenata mreže i potrošačima;*
- 2) *Definisanje parametara dijagrama potrošnje u datom periodu: P_{psrj} , i ΔT_j , $j = 1, \dots, N_{NP}$;*
- 3) *Definisanje lokacija i opsega snaga DG;*
- 4) *Definisanje broja segmenata N_s za podelu opsega snaga DG;*
- 5) *Definisanje broja ponavljanja sužavanja opsega;*
- 6) *Podela opsega snaga svih DG na isti broj segmenata N_s ;*

- 7) *Definisanje mogućih varijanti snaga DG – rešenja, $v = 1, \dots, N_{\text{var}}$;*
- 8) *Izračunavanje gubitaka snage $P_{\text{gub},v}^j$ za različite varijante snaga DG (v) za dati nivo (j) snage potrošača;*
- 9) *Provera uslova (4.21) i (4.22). Ako je neki od zadatih uslova narušen, tekuća varijanta se izuzima;*
- 10) *Poređenje dobijenih vrednosti gubitaka snage i određivanje optimalnih snaga DG;*
- 11) *Sužavanje opsega snaga DG u okolini optimalnih vrednosti i povratak na korak 6.*

Algoritam se sprovodi za sve nivoe snage potrošnje $j = 1, \dots, N_{NP}$. Realizovan je u obliku MATLAB programa koji je opisan u dodatku D2.

4.3 Genetički algoritam

Optimizacija distributivnih mreža podrazumeva rešavanje problema optimalnih lokacija i snaga DG, kondenzatora za kompenzaciju reaktivnih snaga, određivanje optimalnih šema uparavljanja naponima i gubicima. Distributivne mreže realnih dimenzija imaju i do nekoliko hiljada čvorova. Priroda promenljivih čije vrednosti treba optimizirati je dvojaka. Pored kontinualnih promenljivih kao što su naponi i snage, postoje i diskretne i celobrojne promenljive, kao što su lokacije (čvorovi), broj jedinica kondenzatora, broj otepa na regulatoru transformatora i sl. Primena klasičnih optimizacionih metoda koje se zasnivaju na diferenciranju objektivne funkcije je u tom slučaju teška i komplikovana. Zato se sve više koriste tzv. evolutivne optimizacione tehnike. One se baziraju na pretraživanju skupa mogućih rešenja primenom pravila prirodne evolucije. Zbog velikog broja mogućih rešenja, problemi optimizacije distributivne mreže sa DG se mogu posmatrati kao kombinatorni optimizacioni problemi.

Jedna od evolutivnih metoda koja je vrlo efikasna za rešavanje ovakvih kombinatornih optimizacionih problema je genetički algoritam (GA). Prednosti GA u odnosu na klasične optimizacione metode su [67,68]:

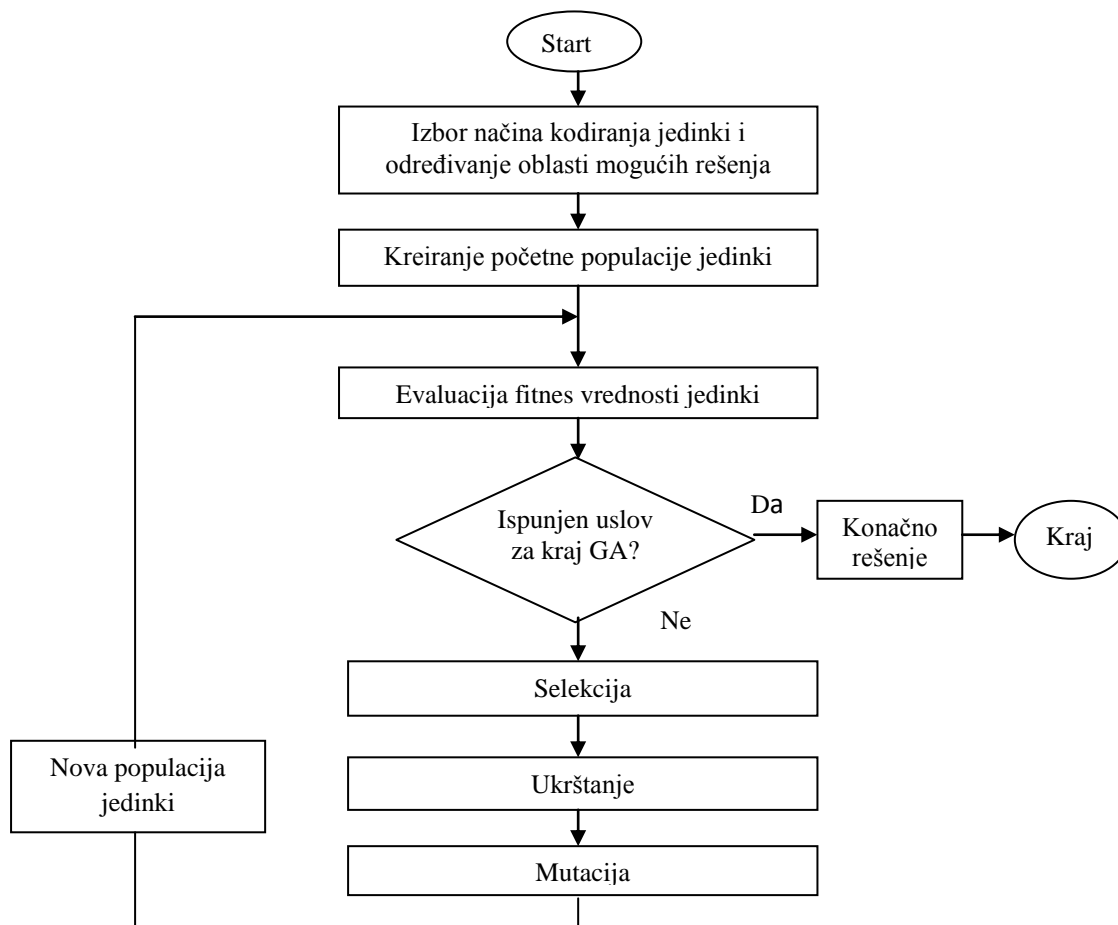
- Objektivna funkcija koju treba optimizirati je potpuno proizvoljna, tj. nema posebnih zahteva kao što su neprekidnost, diferencijabilnost i sl.;
- Primenljiv je na veliki broj problema različite prirode;
- Struktura algoritma nudi velike mogućnosti nadogradnje i povećanja efikasnosti algoritma;
- Pouzdanost rezultata se može povećati jednostavnim ponavljanjem postupka;
- Rezultat je skup rešenja a ne jedno rešenje. Ako već ne nađe globalni optimum, daje neko rešenje koje se može prihvatiti kao dobro;
- Rešava sve probleme koji se mogu predstaviti kao optimizacioni, bez obzira da li su promenljive stanja realni brojevi, bitovi ili znakovi;
- Jednostavno se primenjuje na višedimenzionalne probleme;

- Dostupnost programske podrške. Postoje gotovi programski paketi koji se mogu primeniti za rešavanje konkretnih problema. U ovoj disertaciji je korišćena programska realizacija GA u okviru programskog paketa MATLAB.

Slabije strane GA su:

- Potrebno ga je prilagoditi datim ograničenjima;
- Često je potrebno problem prilagoditi algoritmu;
- Veliki uticaj parametara na efikasnost. Ne postoji univerzalno pravilo za podešavanje parametara;
- Konvergencija je sporija od ostalih numeričkih metoda. Zbog izvođenja velikog broja operacija GA je spor;
- Ne može se postići 100 % pouzdanost rešenja.

Struktura GA je prikazana na slici 4.3.



Slika 4.3. Struktura genetičkog algoritma.

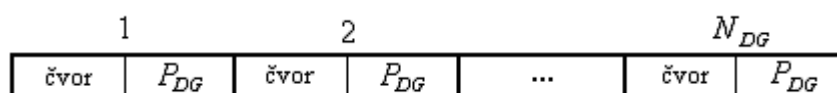
Genetički algoritam radi sa populacijom jedinki. Svaka jedinka je potencijalno rešenje datog optimizacionog problema. Jedinka se može opisati kao skup promenljivih stanja čije vrednosti se optimiziraju. Kvalitet jedinke se kvantifikuje preko vrednosti fitnes funkcije ili funkcije dobrote. Populacija jedinki je skup rešenja datog optimizacionog problema. Jedna generacija ima populaciju sa određenim brojem jedinki koje imaju bolje ili lošije vrednosti fitnes

funkcije. Genetički algoritam je proces koji se odvija sekvencijalno po iteracijama, primenom tri osnovna operatora: selekcije, ukrštanja i mutacije. Na kraju svake iteracije GA dobija se nova generacija populacije jedinki (rešenja). Nakon nekog broja generacija, postupak GA se zaustavlja kada se zadovolji unapred određeni uslov zaustavljanja. Najbolja jedinka iz poslednje generacije predstavlja rešenje optimizacionog problema, koje je obično sasvim blizu globalnog optimuma.

Jedna iteracija GA se obično može podeliti u dve faze. Na početku procesa ima se tekuća populacija. Selekcija omogućava eliminaciju loših jedinki (rešenja) i preživljavanje boljih jedinki (sa boljim fitness vrednostima). Time se kreira jedna među-populacija (parovi roditelja). Selekcija se može shvatiti kao formiranje parova – roditelja. Sledeću fazu čine operacije ukrštaja i mutacije. Ukrštanje je proces u kome rezmenom svojstava (gena) roditelja nastaju nove dve jedinke – deca. Nakon toga sledi mutacija, kojom se menjaju svojstva novonastalih jedinki slučajnom promenom gena. Na taj način se postiže da jedinke iz generacije u generaciju budu sve bolje, što znači da se vrednosti promenljivih stanja približavaju optimalnim vrednostima. Osnovne operacija GA su:

- Predstavljanje (kodiranje) jedinki – potencijalnih rešenja;
- Inicijalizacija – početna populacija;
- Definisanje fitness funkcije i evaluacija fitness vrednosti jedinki;
- Selekcija;
- Ukrštanje;
- Mutacija;
- Definisanje kontrolnih parametara.

Predstavljanje jedinki ili kodiranje. Jedinka je moguće rešenje zadanog optimizacionog problema. Svaka jedinka se može prikazati kao string (niz podataka) zapisan u obliku hromozoma. Svaki podatak u stringu je jedna promenljiva stanja u datom optimizacionom problemu. Pošto su to delovi stringa, mogu se nazvati substringovi. Broj substringova a time i veličina stringa zavisi od broja promenljivih koje se optimiziraju. Generalno, string može biti bilo kakva struktura podataka koja opisuje svojstva jedinke. Na primer za problem optimalnih lokacija i snaga DG struktura stringa je data na slici 4.4. U ovom slučaju substring sadrži podatak o lokaciji i snazi DG. Broj substringova a time i veličina stringa zavisi od broja DG (N_{DG}) za koje treba odrediti optimalne lokacije i snage. Za GA je značajno da string predstavlja moguće rešenje zadanog problema. Za svaku strukturu podataka treba definisati genetske operatore. Zato je za efikasnost GA izuzetno značajno na koji način se vrši predstavljanje podataka. Dakle, prva odluka koju treba doneti je kako predstaviti promenljive u stringu. Najčešće se primenjuje binarno i Gray-evo kodiranje, mada se može koristiti i znakovno kodiranje kao i direktno unošenje realnih vrednosti.



Slika 4.4. Struktura stringa pri određivanju optimalnih lokacija i snaga DG.

Kod većine GA stringovi su binarno predstavljeni (kodirani) i njihova dužina je konstantna u toku celog procesa. U praksi se pokazalo da binarno predstavljanje daje najbolje

rezultate u većini problema gde se može primeniti. String kao binarni vektor predstavlja kodiranu vrednost $x \in [dg, gg]$. Dužina n binarnog broja utiče na tačnost i označava broj bitova, odnosno broj jedinica ili nula u jednom stringu (substringu). U takav vektor je moguće zapisati 2^n različitih kombinacija nula i jedinica, odnosno moguće je zapisati bilo koji broj u opsegu $[0, 2^n - 1]$. Binarni vektor $v(0) = [000\dots 0]$ predstavlja vrednost $x = dg$, a vektor $v(2^n - 1) = [111\dots 1]$ predstavlja vrednost $x = gg$. Generalno, ukoliko je binarni broj $b \in [0, 2^n - 1]$ zapisan kao binarni vektor $v(b) = [B_{n-1}B_{n-2}\dots B_1B_0]$, gde je $B_i = 0$ ili 1 , tada je:

binarni broj:

$$b = \sum_{i=0}^{n-1} B_i 2^i \quad (4.24)$$

a ekvivalentni realan broj:

$$x = dg + \frac{b}{(2^n - 1)}(gg - dg) \quad (4.25)$$

Dekodiranje je proces pretvaranja binarnog broja u potencijalno rešenje. U ovom slučaju, potencijalno rešenje je bilo koji realan broj x u intervalu $[dg, gg]$. Binarni vektor $v(b)$ predstavlja vrednost x koja se izračunava prema formuli (4.25). Kodiranje, odnosno određivanje binarnog broja b za zadati realan broj x vrši se prema formuli:

$$b = \frac{x - dg}{gg - dg}(2^n - 1) \quad (4.26)$$

Binarno kodiranje je zbog svoje jednostavnosti pogodno za primenu. Međutim, ono ima jedan veliki nedostatak: *Hamming*-ova distanca između susednih brojeva može biti velika, u najgorem slučaju jednaka dužini binarnog zapisa (stringa). *Hamming*-ova distanca između dva binarna broja je broj bitova u kojima se ta dva broja razlikuju. Na primer, *Hamming*-ova distanca između brojeva $256_{10} = 100000000_2$ i $255_{10} = 011111111_2$ iznosi 9 (svih devet bitova je različito). Drugim rečima, ako je GA u nekom koraku pronašao jedno dobro rešenje za $b = 011111111_2$, a optimalno rešenje je za $b = 100000000_2$ potrebno je promeniti svih devet bitova. Kako bi se izbegao taj nedostatak, za kodiranje brojeva koristi se i *Gray*-ev kod.

Susedni brojevi kodirani u *Gray*-evom kodu razlikuju se samo u jednom bitu. Dakle, *Hamming*-ova distanca između susednih binarnih brojeva (stringova) je 1. Binarni broj se transformiše u *Gray*-ev kod prema određenom algoritmu.

Kod nekih realizacija GA moguće je specificirati dinamički opseg i rezoluciju za svaku promenljivu. Na primer, ako je vrednost promenljive u opsegu 2,5 do 6,5 (dinamički opseg je 4) i ako se želi rezolucija od tri decimalna mesta, proizilazi da dinamički opseg i rezolucija zahtevaju string dužine 12 bita. U tom slučaju string u kome su sve nule predstavlja vrednost 2,5. Osnovna prednost ovakvog predstavljanja promenljivih je što korisnik populaciju jedinki može da posmatra kao vektore sa realnim vrednostima elemenata a ne kao stringove (nizove) bitova.

Teorijski je moguće i znakovno (alfabetsko) predstavljanje, korišćenjem bilo kog određenog alfanumeričkog znaka. To znači da se pored jedinica i nula mogu koristiti

alfanumerički znaci koji se sastoje iz više karaktera ili brojeva. Međutim, većina GA koristi binarno označavanje.

Veličina populacije i početna populacija. Veličina populacije je broj jedinki koje je čine. Obično je konstantna, odnosno ne menja se tokom izvršavanja GA. Što je populacija veća, to je pretraživanje prostora mogućih rešenja kompletnije. Međutim to znači i duže vreme proračuna. Koja će veličina populacije biti usvojena zavisi pre svega od konkretnog problema koji se rešava, zatim od veličine jedinke (dužine stringa) kao i iskustva onoga koji to radi. Može se reći da veličina populacije raste približno linearno u odnosu na dužinu stringa jedinke. Međutim, "optimalna" veličina populacije, ako uopšte postoji, pre svega zavisi od konkretnog problema. Obično se veličina populacije kreće u opsegu između 20 i 200 jedinki.

Najčešće se početna populacija generiše slučajnim izborom rešenja (jedinke) iz domena rešenja. Početna populacija može biti i uniformna (sve individue su iste). Moguće je u početnu populaciju ugraditi jedinke koje su rešenja dobijena nekom drugom optimizacionom metodom. Na taj način se poboljšava konvergencija i brzina GA.

Fitnes funkcija – funkcija dobrote. Fitnes funkcija je ekvivalent objektivne funkcije koju treba optimizirati. Nakon formiranja početne populacije, za svaku jedinku se izračunava fitnes funkcija i pridružuje joj se fitnes vrednost (dobrota). Treba praviti razliku između objektivne funkcije i fitnes funkcije. Objektivna funkcija predstavlja meru datog rešenja (skupa promenljivih) nezavisno od ostalih mogućih rešenja. Fitnes funkcija transformiše tu meru u rang povoljnosti za reprodukciju (preživljavanje), tj. fitnes vrednost jedinke se definiše uz uvažavanje ostalih članova tekuće populacije. Posle dekodiranja hromozoma, tj. transformacije genotipa u fenotip, svakom stringu se pridružuje jedna fitnes vrednost. Fenotip se koristi kao ulaz u fitnes funkciju. Zatim se te fitnes vrednosti koriste za relativno ponderisanje (procenu, merenje) stringova u populaciji. Glavni problemi vezani za definisanje i specifikaciju fitnes funkcije su:

- Zavisnost od toga da li se problem odnosi na maksimizaciju ili minimizaciju
- Fitnes funkcija se može menjati sa dinamikom izvršavanja GA
- Procena (evaluacija) fitnes funkcije ponekad može biti samo aproksimativno izračunata
- Fitnes funkcija treba da alocira vrlo različite vrednosti jedinki u cilju lakše selekcije
- Moraju se obuhvatiti ograničenja
- Treba da imaju mogućnost uključivanja različitih sub-objektivnih funkcija.

Fitnes funkcija je crna kutija GA. Iznutra ona može biti matematička funkcija, simulacioni program, ili čovek-ekspert koji odlučuje o kvalitetu jedinki. Na početku iterativnog pretraživanja fitnes vrednosti jedinki su obično slučajno raspodeljene veličine. Kako pretraživanje napreduje određene vrednosti kod svih gena počinju da dominiraju. Varijacije fitnes vrednosti se smanjuju kako populacija konvergira. Promene u opsegu fitnes vrednosti tokom evolutivnog procesa često vode ka problemima prerane konvergencije.

Selekcija. Selekcijom se vrši izbor jedinki za reprodukciju. Jedinke se biraju prema njihovim fitnes vrednostima, tako da one koje imaju veće fitnes vrednosti imaju veću verovatnoću izbora (preživljavanja) a one sa manjim fitnes vrednostima imaju manju verovatnoću preživljavanja i učestvovanja u stvaranju nove populacije. Postupak selekcije bi se mogao sprovesti sortiranjem i izborom najboljih jedinki (sa najvećim fitnes vrednostima).

Međutim, to bi dovelo do prerane konvergencije GA, tj. process optimizacije bi se praktično završio u prvih nekoliko iteracija. Problem je u tome što bi se ovim postupkom izgubio “dobar” genetski materijal koji mogu imati loše jedinke (sa malim fitness vrednostima). Zato se primenjuju drugi mehanizmi selekcije.

Postupci selekcije se međusobno razlikuju prema načinu izbora boljih jedinki. Prema načinu prenošenja genetskog materijala boljih jedinki u sledeću iteraciju, postupci selekcije se dele na:

- Generacijske selekcije, kod kojih se direktno biraju bolje jedinke čiji će se genetski materijal preneti u sledeću iteraciju i
- Eliminacijske selekcije, kod kojih se biraju loše jedinke za eliminaciju, a bolje jedinke prežive postupak selekcije.

U zavisnosti od načina izbora boljih jedinki kod generacijskih selekcija, odnosno loših jedinki kod eliminacijskih selekcija, postupci selekcije se dele na:

- Proporcionalne selekcije i
- Rangirajuće selekcije

Važno je napomenuti da je zajednička osobina svih selekcija veća verovatnoća preživljavanja bolje jedinke od bilo koje druge lošije jedinke. Proporcionalne selekcije biraju jedinke sa verovatnoćom koja je proporcionalna fitness vrednosti jedinke, odnosno verovatnoća selekcije zavisi od odnosa fitness vrednosti jedinke i prosečne fitness vrednosti populacije. Rangirajuće selekcije biraju jedinke sa verovatnoćom koja zavisi od položaja jedinke u nizu jedinki sortiranih po fitness vrednostima. Rangirajuće selekcije se dele na sortirajuće i turnirske selekcije.

Ukrštanje. Ukrštanje je termin koji označava proces razmene (rekombinacije) genetičkih informacija u toku reprodukcije. Operacija ukrštanja je ono što razlikuje GA od ostalih optimizacionih metoda. Ukrštanje je proces razmene bitova (delova stringova) između dve jedinke - roditelja. Ukrštanjem nastaju dve ili jedna nova jedinka. Postoji više načina izbora delova jedinki (substringova) koji se ukrašaju, kao što su: ukrštanje sa jednom tačkom prekida, ukrštanje sa dve tačke prekida, ukrštanje sa više tačaka prekida ili uniformno ukrštanje.

Tradicionalni GA koriste ukrštanje sa jednom prekidnom tačkom. Kod ovog načina ukrštanja se kod oba roditelja slučajnim izborom označi jedna tačka u stringu. Desno od te tačke se izvrši ukrštanje (razmena bitova). Da li će bit ostati nepromenjen nakon ukrštanja zavisi od njegove pozicije u stringu i šemi ukrštanja. Nema opasnosti od potpune rekombinacije jer se jedan deo bitova, levo od tačke prekida, prenosi na nove jedinke - decu.

Kod ukrštanja sa dve tačke prekida, deca nasleđuju gene koji se nalaze izvan tačaka prekida. Bitovi unutar tačaka prekida se razmenjuju. To ih čini različitim od roditelja. Uniformno ukrštanje je ukrštanje sa $b-1$ tačaka prekida (b je broj bitova). Verovatnoća da dete nasledi gen jednog roditelja je 0,5. To znači da je verovatnoća nasleđivanja ista za oba roditelja.

Ako se te verovatnoće razlikuju za pojedine gene tada se radi o p -uniformnom ukrštanju. Na primer: ako je $p=0,3$ tada je verovatnoća da će jedan bit biti nasleđen od jednog roditelja 30%, a od drugog 70%. Ako je verovatnoća nasleđivanja različita za pojedine gene, tada se zadaje maska koja za svaki gen posebno definiše koja je verovatnoća nasleđivanja.

Segmentno ukrštanje je ukrštanje sa više tačaka prekida, s tim da su broj tačaka i pozicija prekida slučajne za svako pojedinačno ukrštanje. Mešajuće ukrštanje se obavlja u tri koraka. U prvom koraku izmešaju se bitovi svakom roditelju. Drugi korak je klasično ukrštanje sa jednom ili više tačaka prekida. Konačno u trećem koraku, izmešani bitovi kod roditelja vrata se na stara mesta (roditelji ostaju nepromenjeni).

Mutacija. Mutacija je slučajna promena jednog ili više gena jedinke (iz 1 u 0 tj. iz 0 u 1) koja se događa u svakoj generaciji sa određenom, unapred definisanom verovatnoćom. Najvažniji uticaj na kvalitet rešenja mutacija ima u finalnim generacijama, kada je većina jedinki sličnog kvaliteta. Mutacija je unarni operator jer deluje nad jednom jedinkom. Mutacija predstavlja mehanizam za izbegavanje lokalnih minimuma. Na primer, ako cela populacija teži nekom lokalnom optimumu, jedino se slučajnim pretraživanjem prostora rešenja može pronaći bolje rešenje. Dovoljno je da jedna jedinka (nastala mutacijom) bude bolja od ostalih, pa da se u nekoliko sledećih generacija sve jedinke presele u prostor sa boljim rešenjem. Uloga mutacije je takođe i u obnavljanju izgubljenog genetskog materijala. Ako se na primer, desi da sve jedinke populacije imaju isti gen na određenom mestu u stringu, bez mutacije se taj gen nikad ne bi mogao promeniti.

Verovatnoća mutacije je parametar genetičkog algoritma. Ako verovatnoća mutacije teži jedinici, tada se algoritam pretvara u algoritam slučajne pretrage prostora rešenja. Sa druge strane ako verovatnoća mutacije teži nuli, postupak optimizacije se najverovatnije završava u lokalnom optimumu. Verovatnoća mutacije zavisi od veličine populacije i načina predstavljanja jedinki. Verovatnoća mutacije se često uzima kao konstanta za ceo proces GA, mada ovaj pristup u mnogim slučajevima ne daje optimalna rešenja. Može se menjati u toku GA, i ukoliko se menja obično raste. Na primer, može početi sa 0,001 i završiti na 0,1 ili vrednosti koja se ima kada se ostvari specificirani broj generacija. Moguće je primeniti nekoliko načina mutacije:

- Jednostavna mutacija, koja svaki bit stringa menja sa istom verovatnoćom p_m ;
- Mešajuća mutacija je vrsta mutacije koja slučajnim postupkom izabere hromozom string za mutaciju, prvu i drugu granicu (ili uzorak) i tada ili izmeša gene ili ih slučajno generiše (potpuna mešajuća mutacija) ili ih invertuje (invertujuća mešajuća mutacija).

Kontrolni parametri GA. Parametri GA su veličina populacije, broj generacija ili iteracija, verovatnoća ukrštanja i verovatnoća mutacije. Kod eliminacijskih GA se umesto verovatnoće ukrštanja zadaje broj jedinki za eliminaciju.

Za različite vrednosti parametara, algoritam daje različite rezultate: brže ili sporije dolazi do boljeg ili lošijeg rešenja. Tokom izvršavanja GA ovi parametri mogu biti konstantni ili promenljivi. Generalno, bolji je pristup sa promenljivim parametrima. Konstantne vrednosti parametara mogu smanjiti efikasnost GA. Promena parametara GA može biti u funkciji vremena ili broja iteracije (što je najčešći slučaj) ili može biti funkcija veličine raspršenosti rešenja. Ako su rešenja raspršena, treba povećati verovatnoću ukrštanja, a smanjiti verovatnoću mutacije. Sa druge strane, ako su rešenja uniformna, treba povećati verovatnoću mutacije, a smanjiti verovatnoću ukrštanja, jer se ukrštanjem dva ista rešenja neće dobiti ništa novo.

Verovatnoća ukrštanja i mutacije uglavnom zavise od veličine populacije. Tipični opsezi vrednosti za veličinu populacije, verovatnoću ukrštanja i verovatnoću mutacije kod većine GA, su: $[20 \div 200]$, $[0.5 \div 1.0]$, $[0.001 \div 0.05]$, respektivno.

Proces nalaženja optimalnog rešenja primenom GA je iterativni proces, koji se završava kada se dostigne maksimalni broj generacija ili neki drugi kriterijum kao što je npr. minimalno odstupanje najbolje fitnes vrednosti od srednje fitnes vrednosti populacije u tekućoj generaciji.

4.3.1 Određivanje optimalnih lokacija i snaga DG primenom GA

Objektivna funkcija su gubici energije. Uzeti su u obzir oba tipa DG. Ukupni gubici energije se izračunavaju na osnovu gubitaka snage u sistemu i vremena u kome se ostvaruju ti gubici. Radi dobijanja što realističnijeg modela, kriva opterećenja se aproksimira stepenastom krivom sa N_{NP} nivoa, kao na slici 4.1. Objektivna funkcija gubitaka energije, u opštem slučaju se može formulisati na sledeći način:

$$\min \Delta W = \min \sum_{j=1}^{j=N_{NP}} P_{gub}^j \cdot \Delta T_j \quad (4.27)$$

gde su:

P_{gub}^j - gubici snage pri nivou opterećenja j ,

ΔT_j – trajanje nivoa opterećenja j .

Pri tome moraju biti zadovoljena pogonska ograničenja:

1) Jednačine tokova snaga:

$$f^j(x_j, P_{DG_i}^j) = 0 \quad (4.28)$$

gde je: $P_{DG_i}^j$ - snaga DG u čvoru i pri nivou potrošnje j ; x_j - promenljiva stanja (naponi čvorova) za nivo opterećenja j .

2) Naponi čvorova i struje grana moraju biti u propisanim granicama:

$$V_{i \min} \leq V_i^j \leq V_{i \max} \quad (4.29)$$

$$J_i^j \leq J_{i \max} \quad (4.30)$$

gde su:

V_i^j - napon čvora i pri nivou opterećenja j ;

$V_{i \min}, V_{i \max}$ - minimalna i maksimalna dozvoljena vrednost napona čvora i ;

J_i^j - struja grane i pri nivou opterećenja j ,

$J_{i \max}$ - maksimalno dozvoljena struja grane i .

3) Ograničenje veličine ili broja DG koji se mogu priključiti u pojedinim čvorovima DM:

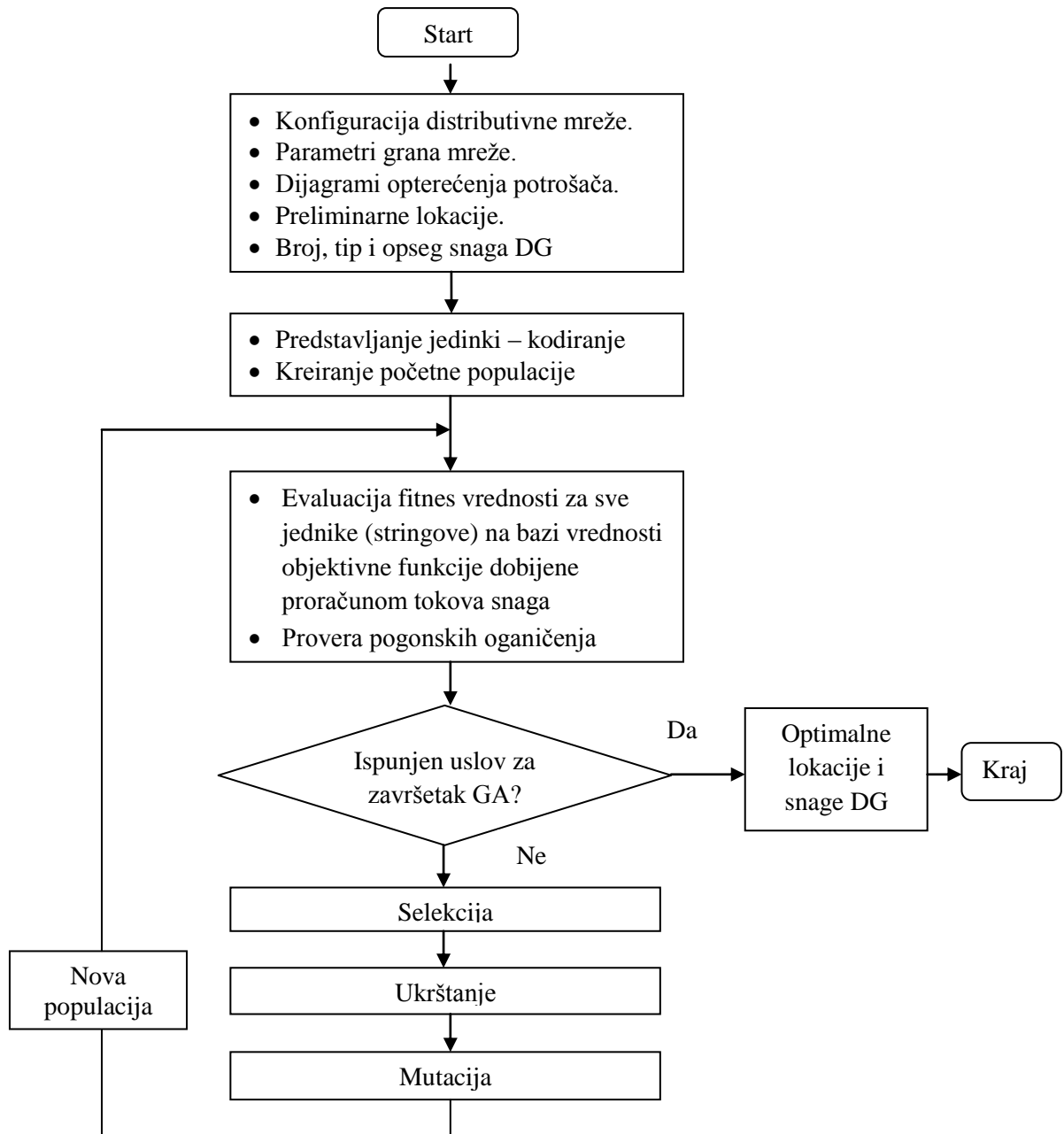
$$P_{DGi \min}^j \leq P_{DGi}^j \leq P_{DGi \max}^j \quad (4.31)$$

gde je:

P_{DGi}^j - veličina ili broj DG u čvoru i pri nivou opterećenja j;

$P_{DGi \min}^j$ i $P_{DGi \max}^j$ - minimalna i maksimalna snaga DG koja se može priključiti u čvoru i pri nivou opterećenja j.

Dijagram toka postupka za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG primenom GA dat na slici 4.5.



Slika 4.5. Dijagram toka primene GA za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG.

U ovoj disertaciji je korišćena programska realizacija GA u programskom paketu MATLAB u okviru toolbox/gads modula, sa parametrima i opcijama koji su dati u dodatku D2.

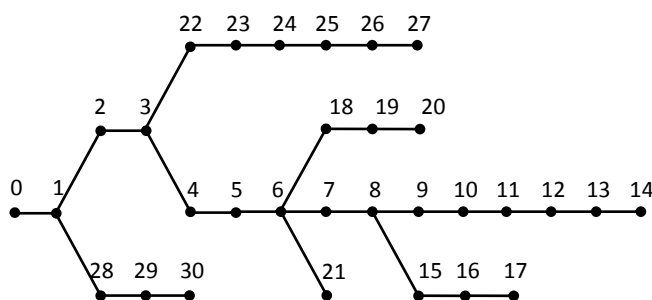
Polazeći od pretpostavke da je ukupan broj DG koje treba priključiti u distributivnoj mreži N_{DG} , svakom DG definisanog tipa i opsega snage pridružuje se po jedan skup čvorova. Pripadnost određenog čvora jednom skupu zavisi od datog ili usvojenog kriterijuma povoljnosti za priključenje DG u taj čvor. Kriterijumi mogu biti različiti, kako je već rečeno u prethodnom delu. Ovde su kao kriterijum za definisanje skupa preliminarnih čvorova uzete vrednosti KL , određene na način opisan u tački 4.1.

4.4 Testiranje i diskusija rezultata

Testiranje postupaka izloženih u tačkama 4.1 do 4.3 je sprovedeno na dve distributivne mreže. Prva je IEEE 30 distributivna test mreža, za koju su podaci preuzeti iz referenci [69,70]. Duga test mreža je realna distributivna mreža sa područja ED Zaječar.

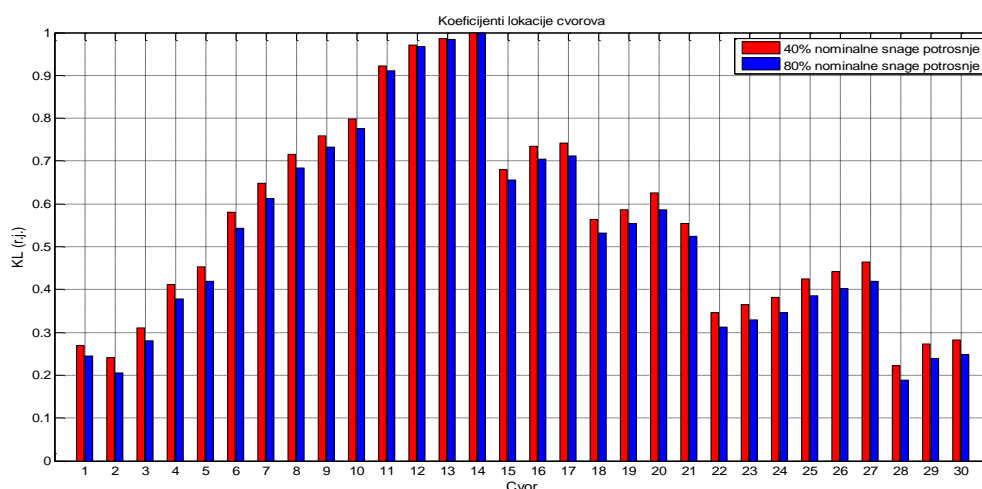
4.4.1 Test mreža IEEE 30

Mreža je prikazana na slici 4.6. Podaci o elementima mreže i potrošnji dati su u dodatku D1, gde su detaljno opisane sve test mreže korišćene u ovoj disertaciji. U svim proračunima koji slede napon korenog čvora je konstantan i iznosi 1 r.j.



Slika 4.6. Test mreža IEEE 30.

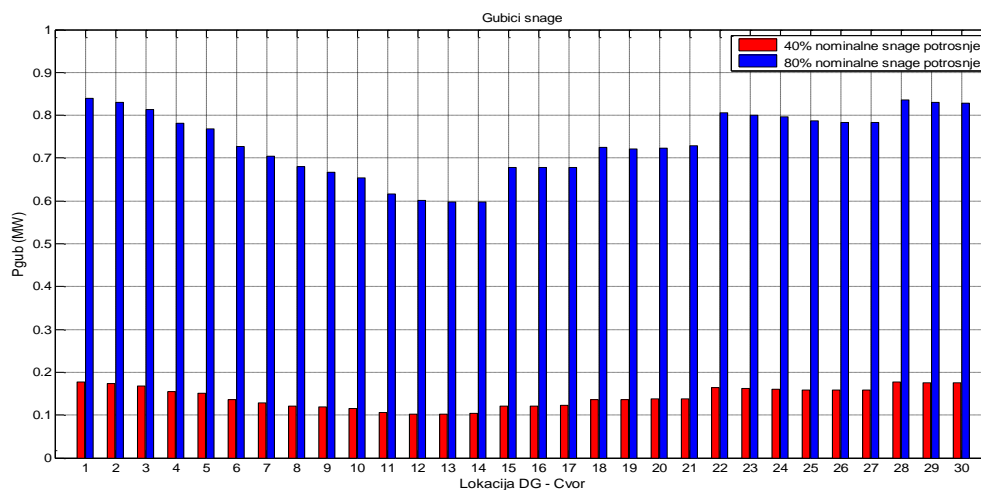
A. Preliminarne lokacije – koeficijenti lokacije čvorova



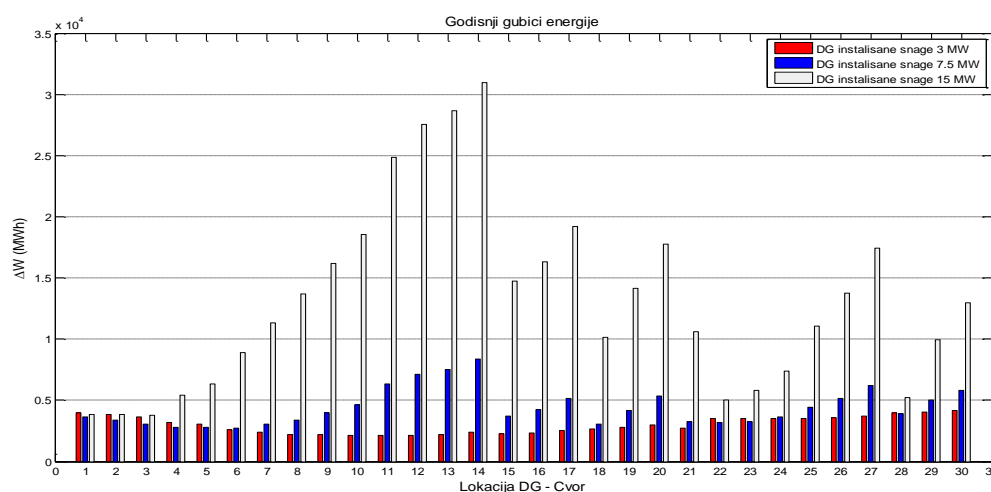
Slika 4.7. Vrednosti KL za test mrežu IEEE 30 za dva nivoa snage potrošnje.

Koeficijenti lokacije čvorova, kao kriterijumi za utvrđivanje preliminarnih lokacija DG u mreži izračunati su za dva nivoa snage potrošnje: 80% i 40% od nominalne snage. Rezultati su prikazani na slici 4.7. Iako su vrednosti KL čvorova određene za dva različita nivoa snage potrošnje, oblik dijagrama KL na slici 4.7 je isti u oba slučaja. Nešto veće vrednosti se imaju pri nižem nivou snage potrošnje. U oba slučaja je maksimalna vrednost KL u čvoru 14 a minimalna vrednost u čvoru 28. Redosled čvorova prema vrednostima KL , očigledno ne zavisi od nivoa snage opterećenja za koju se računaju. Oblik ili trend dijagrama na slici 4.7 jasno ukazuje da čvorovi na perifernim delovima mreže imaju veće vrednosti KL . Postoji jasna zakonitost porasta vrednosti KL za čvorove koji pripadaju pojedinačnim fiderima. Tako je za glavni fider mreže od čvora 2 do 14 trend porasta vrednosti KL približno linearnog karaktera. Za sporedne fidere između čvorova 15-17, 18-20 ili 22-27 zakonitost promene vrednosti KL je slična. Može se zaključiti da na vrednosti KL čvorova presudno utiče konfiguracija mreže.

Radi sagledavanja veze između KL čvorova i pogodnosti čvorova za priključenje DG u smislu smanjenja gubitaka snage u mreži, izračunati su gubici snage i energije pri sukcesivnom priključenju DG različitih snaga, pri različitim snagama potrošnje. Rezultati su dati na slikama 4.8a i 4.8b.



Slika 4.8a. Gubici aktivne snage u IEEE 30 mreži pri sukcesivnom priključenju DG snage 1MW u čvorove za dva nivoa snage potrošnje.



Slika 4.8b. Gubici aktivne energije u IEEE30 mreži pri sukcesivnom priključenju DG različitih snaga u čvorove pri godišnjem dijagramu snage potrošnje datom u tabeli 4.1.

Kada se uporede dijagrami na slici 4.7 i 4.8a, jasno se uočava veza između vrednosti KL i gubitaka snage u mreži. Minimalne vrednosti gubitaka se imaju pri injektiranju snage DG u čvorove u kojima su vrednosti KL najveće. Očigledno je da trend povećavanja KL prati trend smanjivanja gubitaka snage. Međutim, na slici 4.8b, dati su godišnji gubici energije u mreži pri sukcesivnom priključivanju DG različitih snaga. Izabrana su tri karakteristična slučaja: 3 MW što je 20% od ukupne nominalne snage potrošača, 7.5 MW što je 50% od nominalne snage potrošača i 15 MW što je 100% od nominalne snage potrošača u mreži. Dobijeni rezultati jasno ukazuju da optimalna lokacija DG zavisi od odnosa snage DG prema snazi potrošnje u distributivnoj mreži. Za DG sa manjim snagama, optimalne lokacije su u perifernim delovima mreže. Sa povećanjem snage DG, optimalna lokacija se pomera prema korenu mreže. Kada se uporede dijagrami na slici 4.8b i 4.7, za snage DG od 7.5 i 15 MW koje iznose 50% odnosno 100% snage potrošača u mreži, trend promene gubitaka energije prati trend vrednosti KL čvorova, odnosno oblici dijagrama se sa povećanjem snage DG izjednačavaju. To znači da se vrednosti KL čvorova, kao kriterijum za formiranje preliminarnih lokacija moraju uzimati uslovno. U tom smislu ovde je dat jedan orjentacioni okvir za definisanje preliminarnih lokacija na bazi vrednosti KL u zavisnosti od odnosa snage DG prema snazi potrošnje u distributivnoj mreži:

- Ukoliko je snaga DG manja od 30% ukupne snage potrošača u mreži, čvorovi sa većom vrednošću KL su bolji kandidati za priključenje DG u odnosu na čvorove sa manjim vrednostima KL . Za preliminarne lokacije se bira prvih M_p čvorova, sortiranih prema opadajućem nizu vrednosti KL , počevši od čvora sa maksimalnom vrednošću KL .
- Ukoliko je snaga DG veća od 70% ukupne snage potrošača u mreži, čvorovi sa manjim vrednostima KL su bolji kandidati za priključenje DG u odnosu na čvorove sa većim vrednostima KL . Preliminarne lokacije sada čini M_p čvorova sortiranih prema rastućem nizu vrednosti KL počevši od čvora sa minimalnom vrednošću KL .
- Za snage DG između 30% i 70% snage potrošača, vrednosti KL se ne mogu koristiti kao jasni kriterijumi za ocenu povoljnosti čvorova za priključenje DG.

B. Optimalne lokacije i snage – delimično pretraživanje varijanti

Test se sprovodi za snage DG manje od 30% snage potrošača. Shodno tome, za preliminarne lokacije kao kandidate za određivanje optimalnih lokacija uzeto je 10 čvorova sa najvećim vrednostima KL , iz tačke A. To su čvorovi: 14, 13, 12, 11, 10, 9, 17, 16, 8 i 15. Posmatra se period od jedne godine. Podaci o nivoima snage potrošnje i njihovom trajanju su dati u tabeli 4.1.

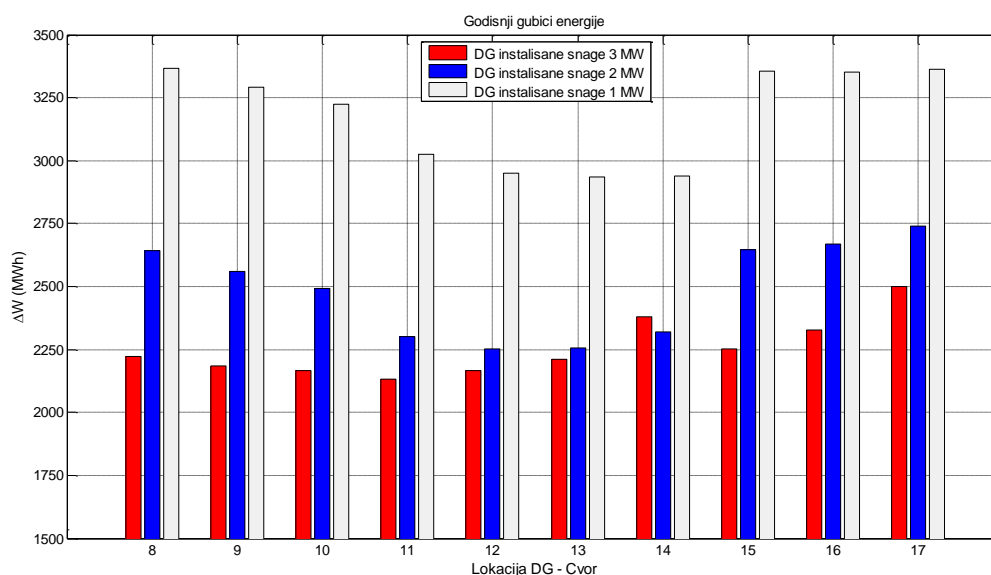
Tabela 4.1. Nivoi snage potrošnje i njihovo trajanje.

Nivoi snage potrošnje (r.j.)	1.0	0.8	0.6	0.4
Trajanje nivoa snage (h)	1215	1190	1515	4840

Test B1. Optimalna lokacija DG različitih snaga

Postupak određivanja optimalne lokacije je sproveden za 3 vrednosti instalisane snage DG: 3 MW, 2 MW i 1 MW. Pri tome su modelovani kao PQ čvorovi sa jediničnim faktorom snage. Rezultati su dati u formi dijagrama godišnjih gubitaka energije na slici 4.9. Prema

rezultatima na slici 4.9, optimalni čvorovi se razlikuju za različite vrednosti instalisane snage DG. Za snagu DG od 3 MW, optimalni čvor je 11, za snagu od 2 MW optimalni čvor je 12 a za 1 MW to je čvor 13. Kako se snaga DG povećava, optimalni čvor se pomera ka korenu mreže. Snaga DG od 1 MW pokriva snagu potrošnje u čvoru 13 i deo snage u čvoru 14. Na taj način rasterećuje vodove ispred i smanjuje gubitke u mreži. Kako se povećava snaga DG tako se povećava njegova sposobnost da pokrije više opterećenja iza i na taj način rastereti vodove ispred (prema korenu mreže). To je razlog pomeranja optimalne tačke u ovom konkretnom slučaju. Isti zaključak se može izvesti kada se pogleda dijagram na slici 4.8b.



Slika 4.9. Godišnji gubici aktivne energije u mreži sa DG u preliminarnim čvorovima za tri vrednosti snage.

Test B2. Optimalne lokacije više DG.

Ako je na raspolaganju više DG različitih snaga i tipova, uz ograničenje da se ne mogu priključiti u jedan čvor, treba odrediti optimalnu kombinaciju čvorova, tako da se ostvari postavljeni kriterijum optimizacije – minimizacija gubitaka energije. Kako je broj preliminarnih lokacija (čvorova) 10, a broj DG koje treba rasporediti 3, to je ukupan broj mogućih kombinacija čvorova za priključenje DG 720. Podaci o DG su dati u tabeli 4.2. Rezultati optimizacije su dati u poslednje dve kolone iste tabele.

Tabela 4.2. Podaci o DG i rezultati – optimalne lokacije.

	Oznaka DG	Tip	P_{DG} (MW)	$tg\phi$	Optimalne lokacije DG	Godišnji gubici energije sa DG na optimalnim lokacijama (MWh)
Primer 1	DG1	PQ	3	0	8	2206
	DG2	PQ	2	0	12	
	DG3	PQ	1	0	16	
Primer 2	DG1	PQ	3	0.4	8	1820
	DG2	PQ	2	0.4	15	
	DG3	PQ	1	0.4	13	
Primer 3	DG1	PV	3	-0.4÷0.4	15	1991
	DG2	PV	2	-0.4÷0.4	8	
	DG3	PV	1	-0.4÷0.4	11	

Određene su optimalne lokacije za tri DG u tri primera koji se razlikuju po načinu rada DG. Na prvi pogled rezultati se značajno razlikuju. Međutim, ako se pogleda struktura mreže, vidi se da su u sva tri primera optimalne lokacije skoncentrisane u okolini čvora 8 kao korena tog dela mreže. Rezultati se razlikuju zbog različitog načina modelovanja i rada DG. U Primerima 1 i 2 svi DG su predstavljeni PQ modelom sa konstantnim faktorom snage a u Primeru 3 PV modelom sa promenljivim faktorom snage u zadatom opsegu. Minimalni godišnji gubici energije su u Primeru 2, kada DG injektiraju konstantnu aktivnu i reaktivnu snagu. Zadana vrednost napona u svim čvorovima je nominalna vrednost (1 r.j.). U Primeru 3, DG injektiraju reaktivnu snagu u pozitivnom i negativnom smeru u nastojanju da postignu i održe specificiranu vrednost napona. To znači da se u postupku optimizacije mora voditi računa i o vrednostima modula napona koje se zadaju u PV čvorovima, shodno vrednosti napona korenog čvora (napojnog transformatora mreže), nivoa snage potrošnje, aktivne snage DG i mogućeg opsega promene reaktivne snage DG. To međutim spada u domen eksploatacije, pa je optimizacija zadatih vrednosti modula napona u PV čvorovima posebno obrađena u tačkama 5.2 i 5.3 disertacije. Poređenjem rezultata Testa B1 i Testa B2, vidi se da većim snagama DG odgovaraju optimalne lokacije bliže korenu mreže. To naravno zavisi od konfiguracije mreže, nivoa i raspodele potrošnje po čvorovima mreže i odnosa snage potrošnje i snage DG. U ovim test primerima su snage DG konstantne i izabrane proizvoljno. U praksi je potrebno uzeti u obzir promenljivost snage DG tokom određenog perioda, recimo godine. Za snagu sa kojom se ulazi u određivanje optimalne lokacije treba uzeti najverovatniju snagu sa kojom će DG raditi ili snagu sa kojom će DG najduže raditi tokom razmatranog perioda, kako bi dobijeni rezultati bili relevantni. Ta snaga DG zavisi od instalisane snage, tehnologije distribuirane proizvodnje i vrste primarnog izvora energije.

Test B3. Optimalne snage DG na definisanim lokacijama

U ovom test primeru se za definisane lokacije određuju optimalne snage DG iz zadatog opsega mogućih snaga. Smisao ovog zadatka je optimalna eksploatacija DG za dati nivo snage potrošnje. Treba odrediti optimalne snage DG pri jednovremenom radu u cilju minimizacije gubitaka snage u distributivnoj mreži.

Test je sproveden za podatke u tabeli 4.3. Izabrane su optimalne lokacije DG prema rezultatima Testa B2 u tabeli 4.2. Opsezi snaga DG u postupku sukcesivnog smanjivanja varijanti su deljeni na 10 jednakih segmenata. Rezultati su prikazani u tabeli 4.4.

Tabela 4.3. Podaci o DG za koje treba odrediti optimalne snage.

	<i>Oznaka i lokacija DG</i>	<i>Tip</i>	P_{DG} (MW)	$tg\phi$
Primer 1	DG1 u čvoru 8	PQ	0÷3	0
	DG2 u čvoru 12	PQ	0÷2	0
	DG3 u čvoru 16	PQ	0÷1	0
Primer 2	DG1 u čvoru 8	PQ	0÷3	0.4
	DG2 u čvoru 15	PQ	0÷2	0.4
	DG3 u čvoru 13	PQ	0÷1	0.4
Primer 3	DG1 u čvoru 15	PV	0÷3	-0.4÷0.4
	DG2 u čvoru 8	PV	0÷2	-0.4÷0.4
	DG3 u čvoru 11	PV	0÷1	-0.4÷0.4

Tabela 4.4. Optimalne kombinacije snaga DG.

	Nivo snage potrošnje		1.0	0.8	0.6	0.4
	Primer 1	DG1 u čvoru 8	P (MW)	3	2.4	1.8
DG2 u čvoru 12		P (MW)	2	2	1.5	1
DG3 u čvoru 16		P (MW)	1	1	0.7	0.5
Gubici aktivne snage u mreži, (MW)		0.4334	0.2618	0.1436	0.0623	
Godišnji gubici energije ΔW , (MWh)		1357				
	Nivo snage potrošnje		1.0	0.8	0.6	0.4
	Primer 2	DG1 u čvoru 8	P (MW)	3	3	2
DG2 u čvoru 15		P (MW)	2	1.4	1	0.6
DG3 u čvoru 13		P (MW)	1	1	1	0.9
Gubici aktivne snage u mreži, (MW)		0.3279	0.1898	0.0994	0.0419	
Godišnji gubici energije ΔW , (MWh)		978				
	Nivo snage potrošnje		1.0	0.8	0.6	0.4
	Primer 3	DG1 u čvoru 15	P (MW)	2.9	3	2.7
DG2 u čvoru 8		P (MW)	1.3	1	0.2	0
DG u čvoru 11		P (MW)	1	1	1	1
Gubici aktivne snage u mreži, (MW)		0.3857	0.2275	0.1123	0.0463	
Godišnji gubici energije ΔW , (MWh)		1134				

Dobijene vrednosti snaga u tabeli 4.4 su lokalni optimumi, iz jednostavnog razloga što su zadati opsezi mogućih snaga u postupku određivanja optimalnih snaga deljeni na konačan broj segmenata (videti sliku 4.2).

Smanjenje godišnjih gubitaka aktivne energije u mreži pri radu DG sa optimalnim snagama u odnosu na rad sa instalisanim snagama je:

Primer 1: 2206 MWh – 1357 MWh = 849 MWh

Primer 2: 1820 MWh – 978 MWh = 842 MWh

Primer 3: 1991 MWh – 1134 MWh = 857 MWh

Očigledna je ušteda energije pri radu DG sa optimalnim snagama. Međutim, osnovni motiv (cilj, interes) vlasnika distribuiranog izvora je da što više energije proizvede i isporuči mreži, odnosno potrošačima. Sa stanovišta pojedinačnog (privatnog) vlasnika distribuiranog izvora, gubici energije u distributivnoj mreži nisu mnogo bitni, pa samim tim i optimizacija snage DG postaje besmislena. Međutim, ako je vlasnik distribuiranih izvora distributivno preduzeće koje upravlja distributivnom mrežom, ono mora voditi računa o različitim tehničkim i ekonomskim aspektima priključenja i rada DG. U tom slučaju, optimizacija snaga DG dobija puni smisao i značaj. Pored toga, optimalno angažovanje DG podrazumeva i koordinaciju delovanja DG sa drugim regulacionim resursima u distributivnoj mreži.

C. Optimalne lokacije i snage – primena genetičkog algoritma

Test C1 Optimalna lokacija i snaga DG

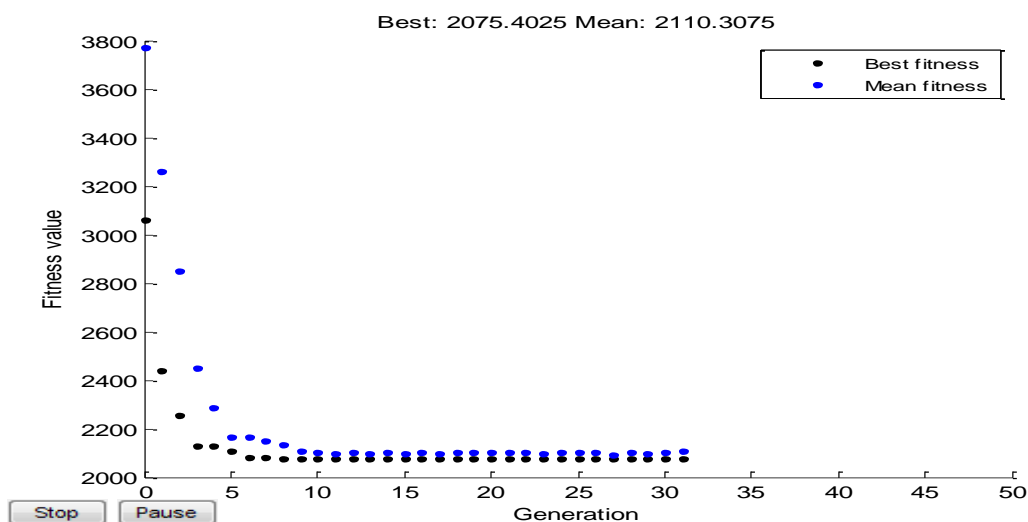
Za mogući opseg snage DG od 0 do 5 MW i listu preliminarnih čvorova (8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 i 17) određena je optimalna lokacija i snaga DG po kriterijumu minimizacije godišnjih gubitaka aktivne energije. Test je sproveden za dva modela DG:

- PQ model uz $tg\varphi = 0$
- PV model uz $tg\varphi = (-0.4 \div 0.4)$

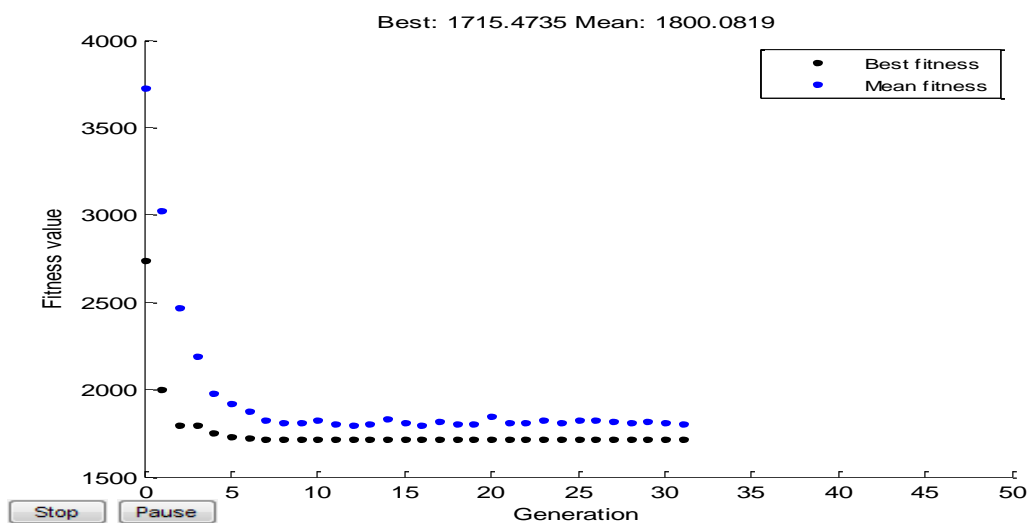
Rezultati su dati u tabeli 4.5. Primena GA omogućava sigurno približavanje globalnom optimumu, međutim zbog stohastičke prirode rešenja su ipak lokalni optimumi. Radi ilustracije, date su vrednosti dva lokalna optimuma, od kojih je jedno proglašeno za globalni optimum i konačno rešenje (rešenje koje je boldovano). U 9 slučajeva od 10 ponavljanja GA, dobija se jedno od ova dva rešenja. Na slikama 4.10 i 4.11 su date najbolje i srednje vrednosti fitnes funkcije tokom izvršavanja GA za ova dva primera. Parametri i opcije GA su date u dodatku D2.

Tabela 4.5. Rezultati primene GA u određivanju optimalne lokacije i snage DG.

Tip DG	Optimalna lokacija - čvor	Optimalna snaga (MW)	Godišnji gubici energije (MWh)
PQ	8	4.0736	2072.8
	11	2.8383	2127.4
PV	8	3.5251	1717.8
	8	3.5392	1715.5



Slika 4.10. Promena kriterijumske funkcije tokom GA pri određivanju optimalne lokacije i snage DG, PQ tipa.



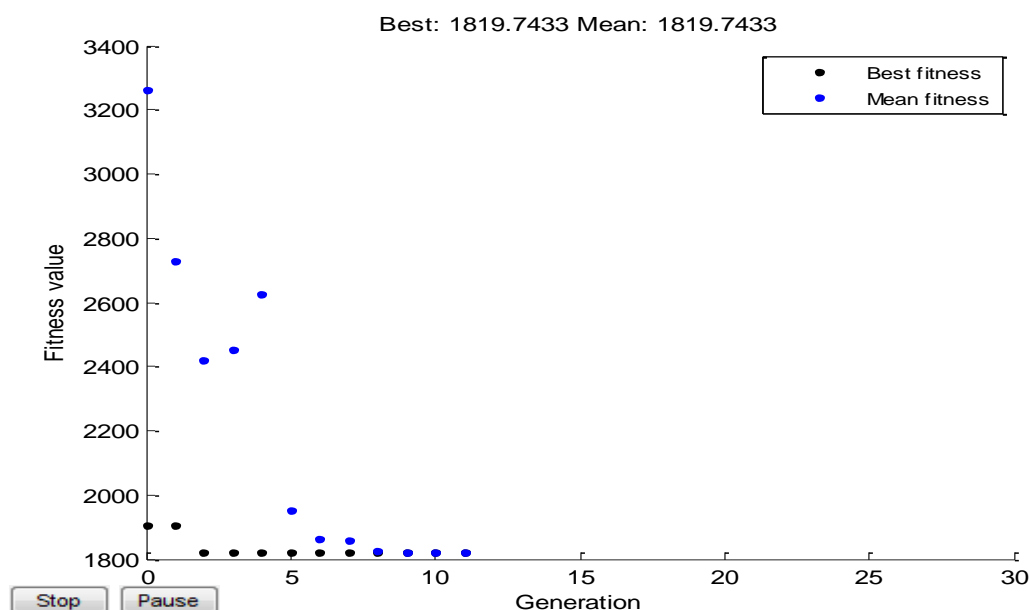
Slika 4.11. Promena kriterijumske funkcije tokom GA pri određivanju optimalne lokacije i snage DG, PV tipa.

Test C2 Optimalne lokacije više DG zdatih snaga

Određene su optimalne lokacije DG za Primer 2 iz tabele 4.2. Zbog stohastičke prirode GA dobijena rešenja imaju prirodu lokalnog optimuma. Zato je postupak sproveden nekoliko puta. U tabeli 4.6 su dati rezultati 10 uzastopnih ponavljanja GA. Na slici 4.12 je data promena fitnes vrednosti (kriterijumske funkcije) tokom izvršavanja GA, pri određivanju optimalnog rešenja. Pošto je primenom postupka delimičnog pretraživanja varijanti u Testu B2, određeno optimalno rešenje koje je jedinstveno, to se za označeni lokalni optimum u tabeli 4.6 sa sigurnošću može reći da je istovremeno i globalni optimum.

Tabela 4.6. Rezultati primene GA u određivanju optimalnih lokacija DG.

Redni br.	DG1	DG2	DG3	Kriterijumska funkcija – godišnji gubici energije (MWh)
1	15	12	8	1862.9
2	8	9	13	1842.0
3	8	15	13	1819.7
4	8	15	13	1819.7
5	8	12	16	1824.5
6	16	8	12	1922.7
7	8	15	13	1819.7
8	15	8	13	1845.8
9	15	9	13	1871.9
10	8	15	13	1819.7



Slika 4.12. Promena fitnes vrednosti tokom GA pri određivanju optimalnih lokacija DG za Primer 2 u tabeli 4.2.

Test C3. Optimalne snage DG na definisanim lokacijama

Primenom GA određene su optimalne snage DG za Primer 1 i Primer 3 iz tabele 4.3. Rezultati su dati u tabelama 4.7 i 4.8, respektivno.

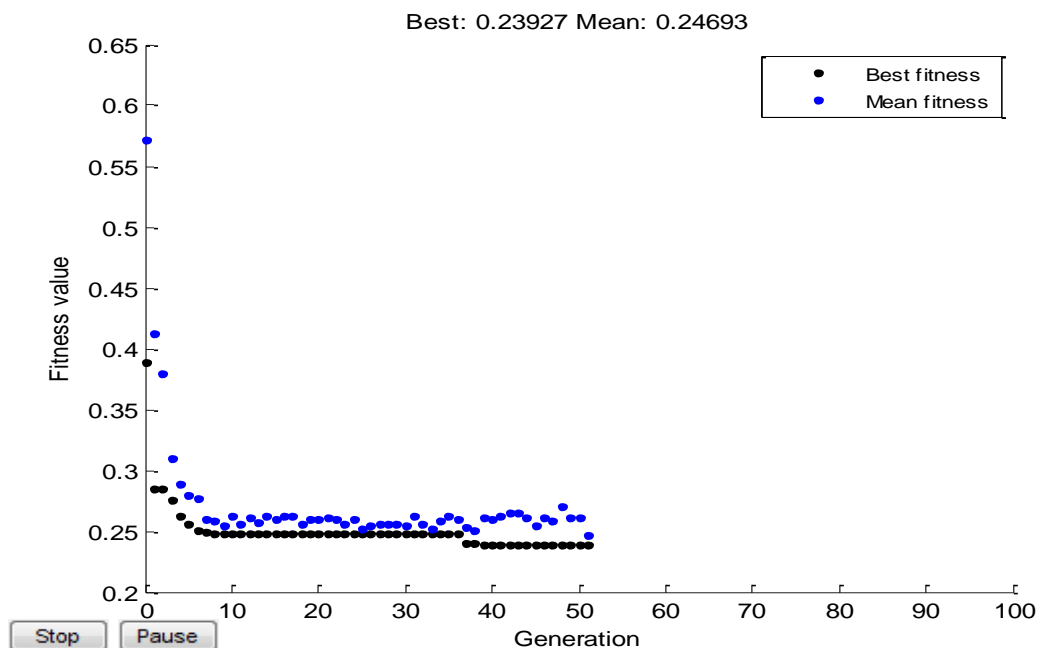
Tabela 4.7. Optimalne snage DG za Primer 1 dobijene primenom GA.

Nivo snage potrošnje	Optimalna snaga DG1 (8) (MW)	Optimalna snaga DG2 (12) (MW)	Optimalna snaga DG3 (16) (MW)	Kriterijumska funkcija - Gubici aktivne snage (MW)
1.0	3	2	1	0.4334
0.8	2.4137	1.9838	0.9786	0.2618
0.6	1.8083	1.4822	0.722	0.1436
0.4	1.2060	0.9876	0.4702	0.0623

Tabela 4.8. Optimalne snage DG za Primer 3 dobijene primenom GA.

Nivo snage potrošnje	Optimalna snaga DG1 (15) (MW)	Optimalna snaga DG2 (8) (MW)	Optimalna snaga DG3 (11) (MW)	Kriterijumska funkcija - Gubici aktivne snage (MW)
1.0	2.9019	1.3211	0.9931	0.3851
0.8	3	0.9373	1	0.2274
0.6	2.9	0.0504	1	0.1120
0.4	1.6059	0.0161	1	0.0463

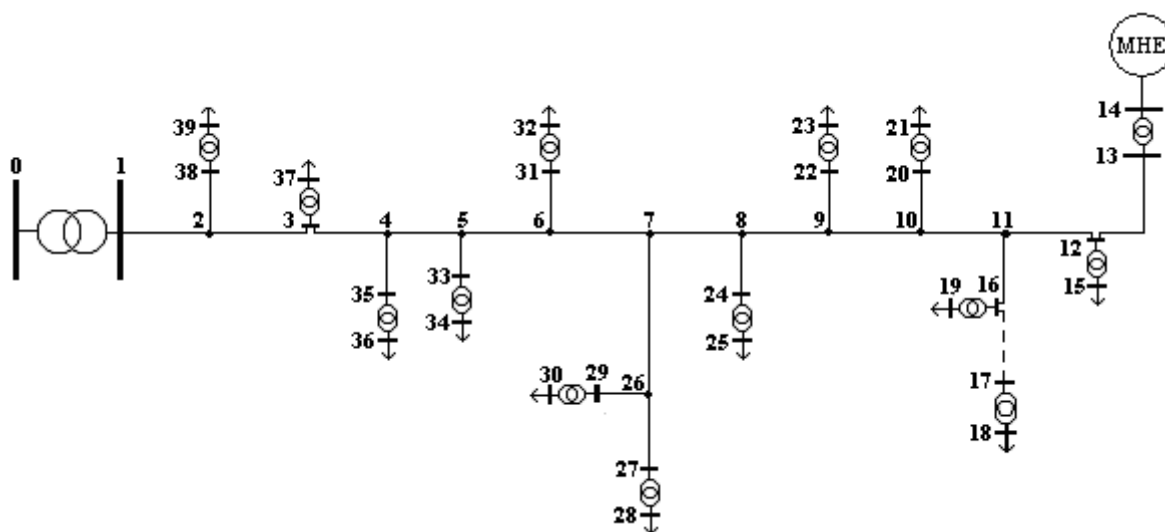
Kada se uporede rezultati iz tabela 4.7 i 4.8 sa odgovarajućim rezultatima iz tabele 4.4, vidi se da su oni veoma bliski. Međutim ni u jednom ni u drugom slučaju ne može se tvrditi da su postignuta jedinstvena optimalna rešenja (globalni optimumi). U prvom slučaju tačnost zavisi od učestanosti podele opsega snage, odnosno broja segmenata koji se razmatraju. Što je broj segmenata veći to je dobijeno rešenje tačnije. Kod primene GA, razlog je stohastička priroda procedure. Pored navedenih razloga, često postoji više od jednog globalnog optimuma, tj. postoji više rešenja – kombinacija promenljivih (snaga DG) za koje se ostvaruje minimum kriterijumske funkcije.



Slika 4.13. Promena fitness vrednosti tokom GA pri određivanju optimalnih snaga DG iz Primera 3 za nivo snage potrošnje 0.8.

4.4.2 Test mreža Zaječar

Test sistem na slici 4.14 je deo 10 kV distributivne mreže ED Zaječar na području Zvezdan-Gamzigrad. U mreži već postoji jedan DG. To je MHE u čvoru 14 koja ima dva sinhrona generatora nominalnih snaga po 160 kVA, $\cos \varphi = 0,7$. Na tom području postoje povoljni uslovi za izgradnju mikro i mini hidroelektrana, tako da rezultati koji slede mogu biti od koristi za izbor optimalne tačke priključenja, kao i u sagledavanju uticaja na rad distributivne mreže. Podaci o parametrima elemenata test mreže kao i snagama potrošača i DG (MHE) su dati u dodatku D1.



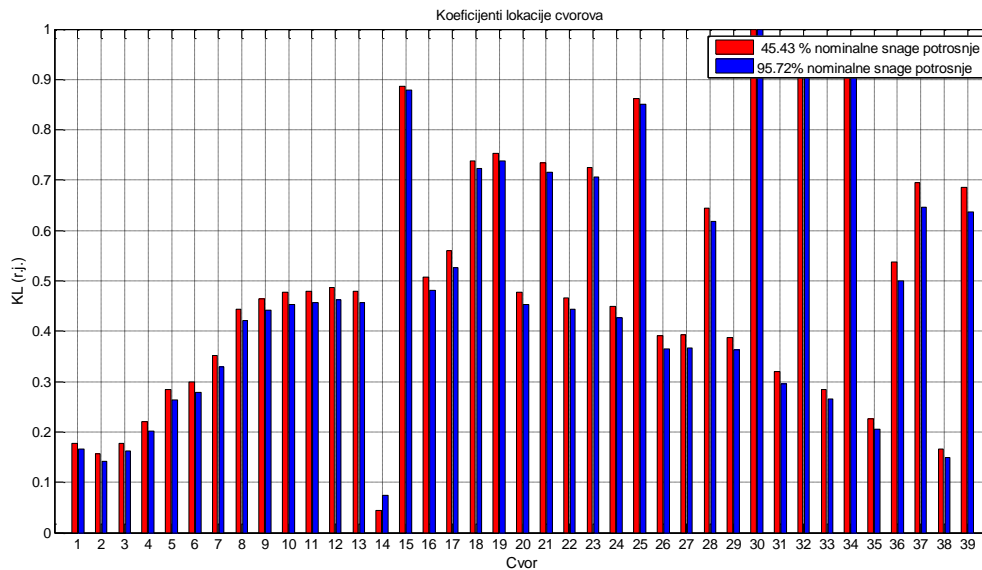
Slika 4.14. Test mreža Zaječar.

D. Preliminarne lokacije – koeficijenti lokacije čvorova

Postupak određivanja koeficijenata lokacija čvorova je sproveden za dve vrednosti snaga potrošača i DG u čvoru 14, dobijenih slučajnim izborom:

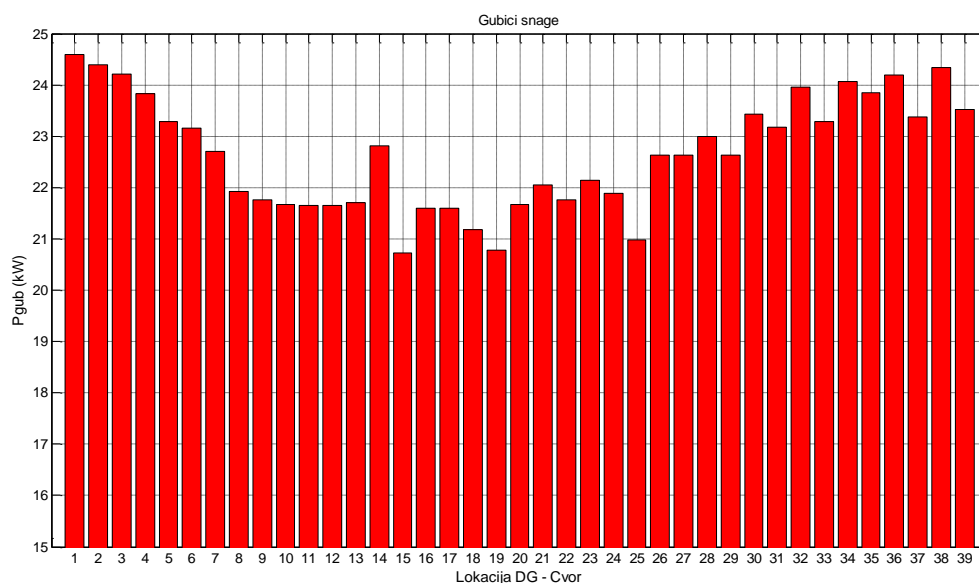
- za 45.43% od nominalne snage i
- za 95.72% od nominalne snage.

Na slici 4.15 su prikazane vrednosti KL čvorova za oba slučaja. Najveće vrednosti se imaju u čvorovima koji su niskonaponske sabirnice SN/NN transformatora, na kojima su priključeni potrošači. Razlog za to je velika impedansa transformatora u odnosu na SN vodove, kao i činjenica da se nalaze na periferiji radialne mreže. Oblik dijagrama KL je približno isti za oba nivoa snage opterećenja. To govori da na vrednosti KL presudno utiču konfiguracija mreže i vrednosti parametara elemenata (otpor i reaktansa). U čvoru 14 već postoji jedan DG (MHE), tako da vrednost KL u tom čvoru vidno odstupa od ostalih čvorova. To je još jedan, indirektan pokazatelj da su vrednosti KL dobri indikatori povoljnosti čvorova za priključenje DG (čvor u kome je već priključen DG ne može biti na listi preliminarnih lokacija za priključenje novih DG, što jasno pokazuje i vrednost KL tog čvora).

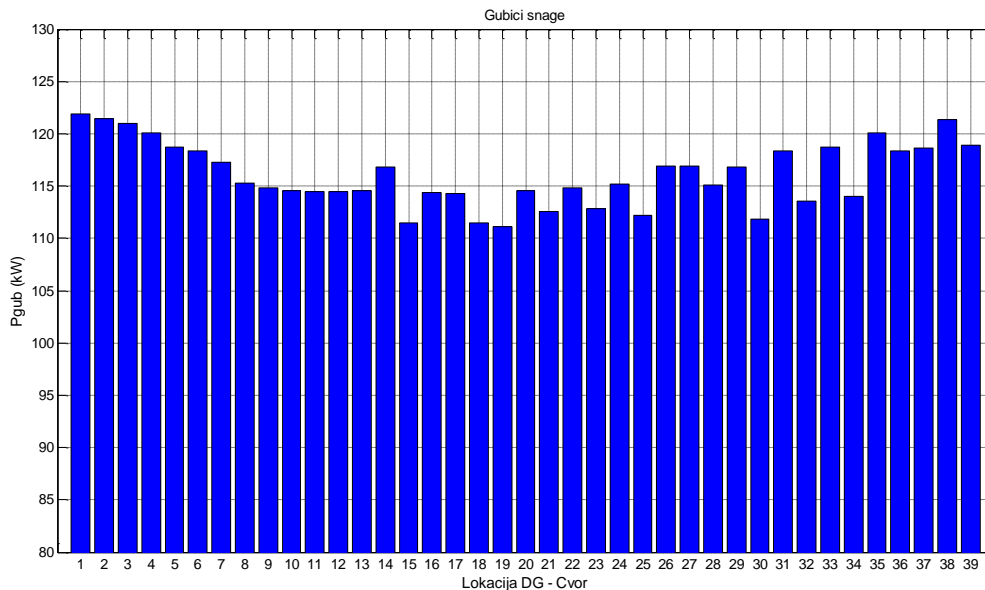


Slika 4.15. Vrednosti KL za test mrežu Zaječar, za dva nivoa snage opterećenja.

Radi utvrđivanja veze između KL čvorova i pogodnosti čvorova za priključenje DG u smislu smanjenja gubitaka snage u mreži, izračunati su gubici snage pri sukcesivnom priključenju DG snage 100 kW, za nivoa snaga potrošnje kao pri izračunavanju vrednosti KL . Pretpostavljeno je da DG radi sa jediničnim faktorom snage. Na slikama 4.16 i 4.17 su prikazane vrednosti gubitaka u mreži pri injektiranju snage DG u pojedinim čvorovima mreže. Kada se uporede dijagrami KL na slici 4.15 sa dijagramima gubitaka na slikama 4.16 i 4.17 jasno se uočava veza između vrednosti KL i gubitaka snage u mreži. Minimalne vrednosti gubitaka se imaju pri injektiranju snage DG u čvorove sa velikim vrednostima KL . Minimalni gubici snage za oba nivoa snage opterećenja odgovaraju priključenju DG u čvorove 15, 18, 19 i 25. Ovi čvorovi se mogu proglasiti za preliminarne lokacije u postupku određivanja optimalnih lokacija.



Slika 4.16. Gubici aktivne snage u distributivnoj mreži pri sukcesivnom priključenju DG snage 100 kW u čvorove za snagu opterećenja 45.43 % od nominalne.



Slika 4.17. Gubici aktivne snage u distributivnoj mreži pri sukcesivnom priključenju DG snage 100 kW u čvorove, za snagu opterećenja 95.72 % od nominalne.

E. Optimalne lokacije i snage

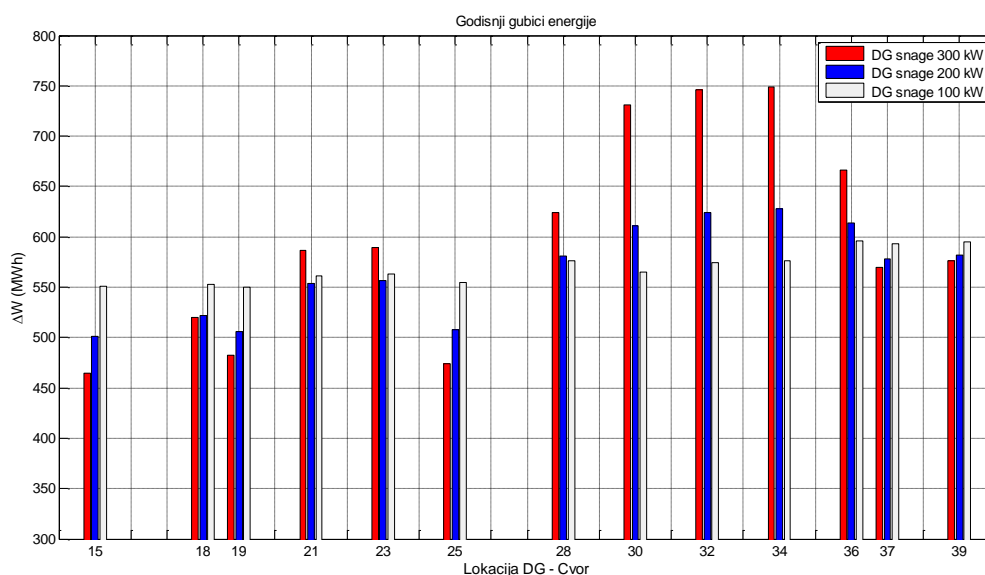
Za preliminarne lokacije, kao kandidate za određivanje optimalnih lokacija uzeti su čvorovi sa najvećim vrednostima KL iz tačke D. To su čvorovi: 15, 18, 19, 21, 23, 25, 28, 30, 32, 34, 36, 37 i 39. Posmatra se period od jedne godine. Godišnji dijagram snage potrošnje ima četiri nivoa u odnosu na nominalne snage distributivnih transformatora (1; 0.8; 0.6; 0.4), pri faktoru snage 0.9. Snaga postojećeg DG u čvoru 14 se menja po istom zakonu kao potrošnja (u odnosu na njegovu nominalnu snagu). Predstavljen je modelom konstantne snage kao negativan potrošač, sa nominalnim faktorom snage 0.7. Svi nivoi snage potrošnje imaju isti period trajanja: $8760/4=2190h$.

Test E1. Optimalna lokacija DG različitih snaga

Postupak određivanja optimalne lokacije je sproveden za vrednosti instalisane snage DG od: 300 kW, 200 kW i 100 kW. Pri tome su DG modelovani kao PQ čvorovi sa jediničnim faktorom snage. Pošto se tretira samo jedan DG, procedura je vrlo jednostavna i sastoji se u određivanju godišnjih gubitaka energije u mreži kada se DG zadate snage sukcesivno priključuje u definisane preliminarne čvorove.

Na slici 4.18 su dati rezultati - godišnji gubici energije u mreži za pojedine vrednosti instalisane snage DG. Za snagu DG od 300 kW i 200 kW, minimalni godišnji gubici energije su pri radu DG u čvoru 15. Shodno tome, čvor 15 je optimalni čvor za priključenje DG sa tim instalisanim snagama. Ako bi trebalo priključiti DG instalisane snage 100 kW optimalni čvor je 19, mada je razlika u odnosu na čvor 15 u tom slučaju praktično zanemarljiva, tako da se ne bi napravila greška ako bi se i u ovom slučaju čvor 15 proglasio za optimalni čvor. Prema rezultatima na slici 4.15, čvor 15 nema najveću vrednost KL , već čvor 30. Zato se vrednosti KL čvorova ne mogu uzimati kao apriori apsolutni pokazatelji optimalnosti, već samo kao dobar

putokaz ili dobro početno pogađanje, kao polazna osnova u daljem postupku konačnog određivanja optimalne ili optimalnih lokacija za priljučenje DG. Kao i u slučaju test mreže IEEE 30, optimalni čvorovi se i u ovom primeru nalaze na periferiji, odnosno dalje od korena mreže u odnosu na ostale preliminarne lokacije, što je rezultat odnosa snaga potrošnje i DG.



Slika 4.18. Godišnji gubici aktivne energije pri radu DG snage u preliminarim čvorovima.

Test E2. Optimalne lokacije za više DG zadatih instalisanih snaga

Za DG čiji su podaci dati u tabeli 4.9, rezultati optimizacije su dati u tabeli 4.10. U okviru iste tabele nalaze se rezultati primene oba postuka – delimičnog pretraživanja varijanti i primena GA. Rezultati su identični.

Kod primene postupka delimičnog pretraživanja varijanti, broj mogućih varijanti – kombinacija koji se ispituje, s obzirom na broj preliminarne lokacije i broj DG je 1716. Pošto su obuhvaćene sve moguće varijante rešenja prema definisanim kriterijumima, dobijeno rešenje je globalni optimum.

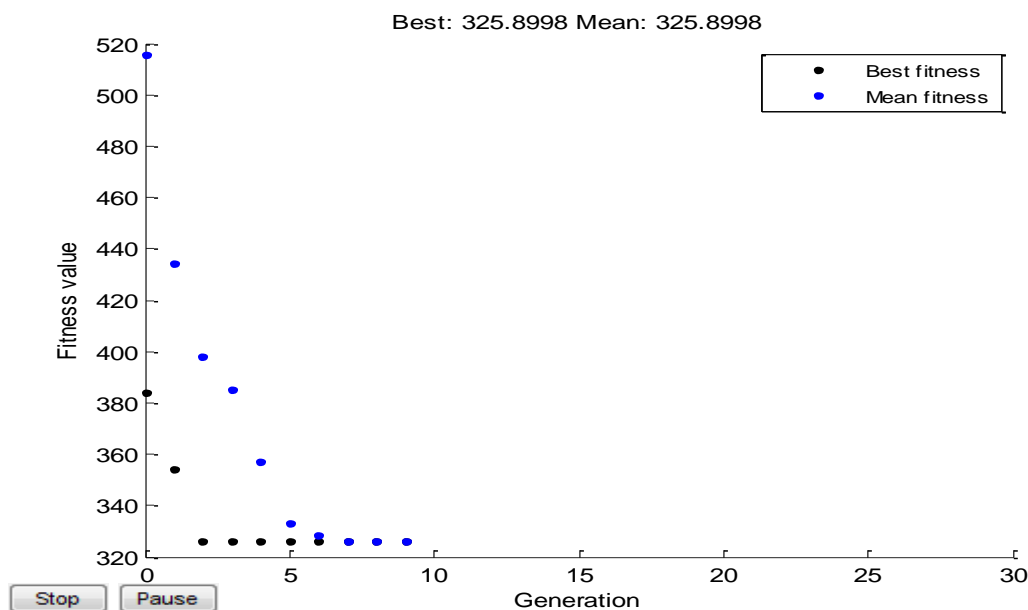
Kod primene GA, s obzirom na mali broj promenljivih, koje imaju istu prirodu (celi brojevi), rešenje se dobija vrlo brzo, već nakon 9 generacija. Uz to, i pored stohastičkog karaktera GA, zahvaljujući već pomenutoj prirodi promenljivih i relativno suženom skupu za pretraživanje (preliminarne lokacije) dobija se globalno rešenje. To je potvrđeno u nekoliko puta ponovljenoj proceduri GA, pri čemu se u svakoj dobijaju uvek identični rezultati kao u tabeli 4.10. Jedan primer toka GA u ovom testu je dat na slici 4.19.

Tabela 4.9. Podaci o DG za koje treba odrediti optimalne lokacije.

DG	Tip	P_{DG} (kW)	$tg\phi$
DG1	PV	300	-0.4±0.4
DG2	PQ	200	0
DG3	PQ	100	0

Tabela 4.10. Rezultati - optimalne lokacije DG.

Delimično pretraživanje varijanti		Primena GA		ΔW_{\min} (MWh)
DG	Optimalni čvor	DG	Optimalni čvor	326
DG1	15	DG1	15	
DG2	25	DG2	25	
DG3	19	DG3	19	



Slika 4.19. Promena fitness vrednosti tokom GA pri određivanju optimalnih lokacija DG u Testu E2.

Test E3. Optimalne snage DG na definisanim lokacijama

Test je sproveden za podatke u tabeli 4.11. Rezultati primene postupka delimičnog pretraživanja varijanti su dati u tabeli 4.12. U tabeli 4.13 su data rešenja dobijena primenom GA.

Tabela 4.11. Podaci o DG.

DG	tip	P_{DG} (kW)	$tg\phi$
DG1 u čvoru 15	PV	0 ÷ 300	-0.4 ÷ 0.4
DG2 u čvoru 25	PQ	0 ÷ 200	0
DG3 u čvoru 19	PQ	0 ÷ 100	0

Tabela 4.12. Optimalne snage DG dobijene primenom delimičnog pretraživanja varijanti.

Nivo snage potrošnje	Optimalna snaga DG1 (kW)	Optimalna snaga DG2 (kW)	Optimalna snaga DG3 (kW)	Gubici aktivne snage (kW)
1.0	300	200	100	76.6
0.8	300	200	100	42.5
0.6	300	200	100	20.5
0.4	210	180	100	8.5

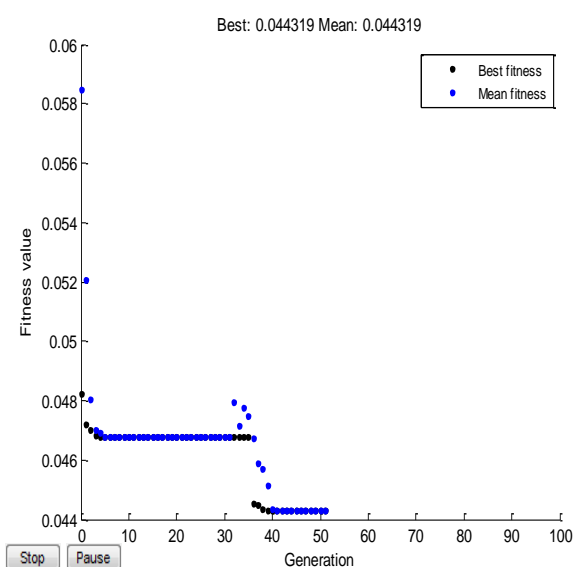
Tabela 4.13. Optimalne snage DG dobijene primenom GA.

Nivo snage potrošnje	Optimalna snaga DG1 (kW)	Optimalna snaga DG2 (kW)	Optimalna snaga DG3 (kW)	Gubici aktivne snage (kW)
1.0	300	200	100	76.6
0.8	300	200	100	42.5
0.6	300	200	100	20.5
0.4	202.3	184	100	8.5

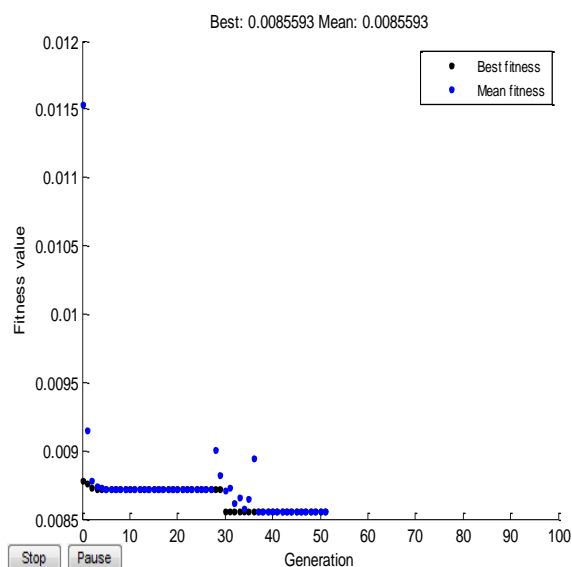
Pošto su za sve nivoe snaga potrošnje (osim za 0.4) kao optimalne snage DG dobijene maksimalne snage iz definisanih opsega, očigledno je da se kriterijumska funkcija nalazi na silaznoj putanji, i da je za dostizanje njenog minimuma potrebno još povećavati snage DG na datim lokacijama. Međutim, optimizacija podrazumeva uvažavanje realnih uslova, a ti uslovi govore da su DG ograničenih snaga. Shodno tome, dobijeni rezultati su za definisani opseg snaga DG globalni optimumi za sve nivoe snaga potrošnje osim za 0.4.

Kod primene postupka delimičnog pretraživanja varijanti, opsezi snaga DG su deljeni na 10 jednakih segmenata. Već u prvom pretraživanju su za sve nivoe snaga potrošnje osim za 0.4 dobijeni rezultati kao u tabeli 4.12. Međutim postupak je sproveden još jednom za sužene opsege snaga DG u okolini prethodno dobijenih optimuma, (za DG1 200 kW do 300 kW, za DG2 100 kW do 200 kW i za DG3 je korišćen isti opseg kao u prvom pretraživanju). Dobijeni su identični rezultati.

Primenom GA u ovom test primeru se do optimalnog rešenja dolazi nakon 52 generacije, kao što se može videti na slikama 4.20 i 4.21. To je nekoliko puta više vremena u odnosu na primer iz Testa E2. Razlog je što promenljive nisu celobrojne, imaju mnogo veći opseg mogućih vrednosti i samim tim mnogo veći broj mogućih rešenja. Ako se ovi rezultati uporede sa rezultatima u tabeli 4.12, očigledno je da su dobijeni globalni optimumi za sve nivoe snaga opterećenja osim za 0.4, kada dobijeno rešenje ima karakter lokalnog optimuma u odnosu na definisane opsege snaga DG.



Slika 4.20. Promena fitnes vrednosti tokom GA za nivo potrošnje 0.8.



Slika 4.21. Promena fitnes vrednosti tokom GA za nivo potrošnje 0.4.

5 METODOLOGIJA ZA OPTIMALNU

REGULACIJU NAPONA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA SA DG

Jedan od najvažnijih parametara kvaliteta električne energije je efektivna vrednost napona koja u svakoj tački distributivne mreže mora da bude u okviru propisanih granica. Svaki električni uređaj je projektovan da ima optimalne radne karakteristike pri određenoj, obično nominalnoj vrednosti napona. Odstupanje napona izvan propisanih granica može uzrokovati nepravilan rad, smanjenje stepena iskorišćenja, a u ekstremnim slučajevima i kvar na potrošaču. Granične vrednosti napona su standardizovane.

U konvencionalnim distributivnim mrežama regulacija napona se vrši promenom prenosnih odnosa transformatora i kompenzacijom reaktivnih snaga. Shodno tome, osnovni regulacioni resursi u distributivnim mrežama su:

- Regulacioni transformatori sa regulacijom pod opterećenjem (RTRPO), koji se obično nalaze u korenu SN mreža (VN/SN ili SN/SN).
- Regulacioni transformatori sa regulacijom u beznaponskom stanju (RTRBN), koji se nalaze u dubini distributivnih mreža (SN/NN ili SN/SN).
- Uređaji za kompenzaciju reaktivnih snaga: baterije kondenzatora, koje su uglavnom nepromenljivih kapaciteta i statički kompenzacioni sistemi koji imaju mogućnost promene kapaciteta.

Priključivanjem DG na distributivnu mrežu menjaju se bilansi aktivnih i reaktivnih snaga. Na taj način se menja raspodela struja po elementima mreže, a time i padovi napona na njima. To ima za posledicu promenu napona čvorova, odnosno naponskog profila dela mreže ili cele mreže, u zavisnosti od lokacije, tipa i snage DG. Adekvatna regulacija napona zahteva uvažavanje uticaja DG na naponske prilike u čvorovima mreže. Optimalna regulacija napona podrazumeva međusobnu koordinaciju delovanja regulacionih resursa i DG u cilju ostvarenja zadanog kriterijuma optimizacije.

Sposobnost DG da učestvuje u regulaciji napona distributivne mreže, pored snage i lokacije zavisi i od načina njegovog priključenja i rada. Moguća su tri karakteristična slučaja:

- 1) DG je preko distributivnog voda priključen zajedno sa velikim potrošačem konstantne aktivne i reaktivne snage, ("u paralelnom radu"). U ovom slučaju efekat DG se svodi na smanjenje ukupnog opterećenja u tački priključenja. Na taj način se povećava napon u tački priključenja DG. Čvor u koji je priključen DG se predstavlja kao PQ čvor, a sam DG posmatra kao "negativan potrošač".
- 2) DG injektira aktivnu snagu uz približno konstantan faktor snage. Napon u tački priključenja DG raste sa rastom aktivne snage DG. Takođe, i u ovom slučaju se čvor u

koji je priključen DG može predstaviti kao PQ čvor, a sam DG posmatrati kao “negativan potrošač”.

- 3) DG injektira snagu sa specificiranim naponom u tački priključenja. Održavanje modula napona na zadatoj vrednosti ostvaruje se kontrolom injektiranja reaktivne snage DG u skladu sa aktivnom snagom DG i trenutnim opterećenjem u mreži. Njihovo učešće u regulaciji napona distributivne mreže može biti značajno, što zavisi od snage DG. Čvor u koji je priključen ovakav DG je PV čvor.

Regulacija napona distributivne mreže sa DG se može predstaviti kao optimizacioni problem sa ograničenjima. Rešavanje tog problema podrazumeva određivanje upravljačkih promenljivih koje impliciraju promenljive stanja tako da se ostvari postavljeni kriterijum optimizacije. U zavisnosti od raspoloživih regulacionih resursa, upravljačke promenljive mogu biti: položaji regulacionih otecepa RTRPO, položaji regulacionih otecepa RTRBN, snage injektiranja DG (odnosno naponi u PV čvorovima) i snage uređaja za kompenzaciju reaktivnih snaga. Promenljive stanja su naponi čvorova mreže. Za objektivnu funkciju se najčešće usvajaju gubici snage u mreži, odstupanje napona od referentnih vrednosti, šteta koju trpe potrošači usled odstupanja napona od nominalnog, razlika minimalnih i maksimalnih vrednosti napona u odnosu na nominalnu vrednost, troškovi regulacije napona (DG, kondenzatora, gubitaka snage, reaktivne snage), itd.

Izbor objektivne funkcije zavisi od postavljenog cilja. Minimizacija jedne objektivne funkcije implicira smanjenje ostalih ali ne obavezno i njihovu minimizaciju. Međutim, različite objektivne funkcije mogu biti u koliziji, što znači da zadovoljenje jedne može imati suprotan efekat na drugu. Na primer minimizacija padova napona može ići na uštrb povećanja gubitaka snage, i obrnuto minimizacija gubitaka snage može povećati odstupanje napona, pogotovo kada su potrošači predstavljeni modelom konstantne snage. Srednje rešenje je izbor multiobjektivne funkcije koja uključuje više pojedinačnih objektivnih funkcija koje su ponderisane odgovarajućim koeficijentima na način koji zavisi od postavljenog cilja i stepena važnosti pojedinih članova te funkcije.

Rešenje optimalne regulacije napona mora zadovoljavati pogonska ograničenja u pogledu dozvoljenih vrednosti napona čvorova i struja grana distributivne mreže.

Realne distributivne mreže često imaju veoma veliki broj čvorova i grana (reda nekoliko stotina pa i hiljada), tako da je broj promenljivih koje treba obuhvatiti pri rešavanju problema optimalne regulacije napona veoma veliki. Zbog toga, kao i zbog radijalne prirode i velikog odnosa r/x , primenjuju se specifične optimizacione tehnike.

Uvažavanjem radijalne strukture distributivne mreže i prirode regulacionih transformatora, može se izvršiti prostorna i vremenska dekompozicija problema regulacije napona [71,72]. Regulaciona aktivnost RTRPO je centralizovana i locirana na izvoru razmatrane distributivne mreže, tako da pokriva veliki prostor SN mreže koju napaja. Regulaciono dejstvo RTRBN je decentralizovano, jer je njihov uticaj na napone mreža koje se napajaju sa drugih transformatora praktično zanemarljiv. Ovakva raspodela regulacije je osnov za prostornu dekompoziciju problema regulacije napona radijalnih distributivnih mreža. S druge strane, brzine delovanja regulacije obe vrste transformatora se suštinski razlikuju. Regulacija pod opterećenjem RTRPO je „brza“ (reda minuta). Nasuprot njoj, promena regulacionih otecepa RTRBN je „vrlo spora“ jer se vrši ručno, jednom ili dva puta godišnje. Takve brzine regulacije su osnov za

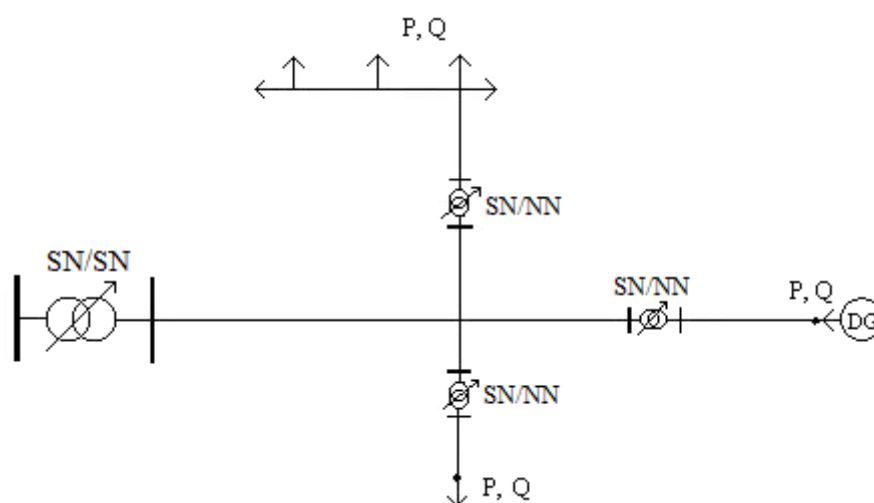
vremensku dekompoziciju problema regulacije napona, što omogućava definisanje sezonske i tekuće regulacije napona u radijalnim distributivnim mrežama.

U ovom poglavlju je izložena metodologija za rešavanje optimalne sezonske i optimalne tekuće regulacije napona u radijalnim distributivnim mrežama u kojima su priključeni DG. Postupak određivanja optimalne sezonske regulacije se zasniva na prostornoj dekompoziciji problema regulacije napona. Pri tome su uvaženi PQ i PV modeli DG. Problem optimalne tekuće regulacije napona je rešen primenom GA. U ovoj disertaciji je korišćena programska realizacija GA u okviru programskog paketa MATLAB. Parametri i opcije GA pri rešavanju problema optimalne regulacije napona su dati u dodatku D2.

5.1 Optimalna sezonska regulacija napona

Na slici 5.1 je predstavljena tipična radijalna distributivna mreža ruralnog tipa. Ona se sastoji od SN čvora (35 kV) – napojne tačke distributivne mreže, SN/SN napojnog transformatora (35kV/10kV), SN mreže (10 kV) i više SN/NN transformatora (10kV/0.4kV) sa pripadajućim NN mrežama. Napojni transformator SN/SN kao i krajni transformatori SN/NN su RTRBN. Potrošači i DG su predstavljeni modelom konstantne snage kao PQ čvorovi.

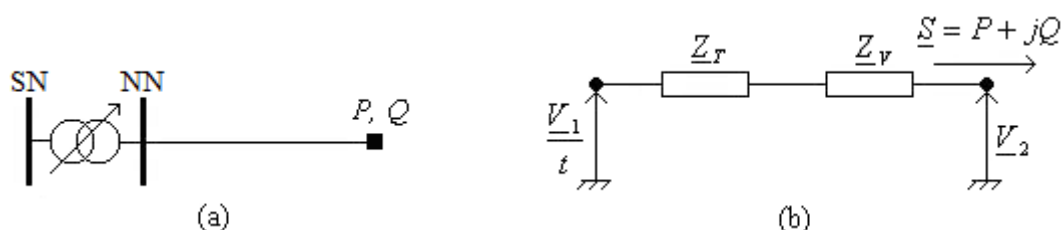
Regulaciona aktivnost napojnog SN/SN transformatora pokriva ceo prostor koji je “iza” njega (SN mrežu, SN/NN transformatore i posledično njihove NN mreže). Međutim, zbog radijalne strukture mreže, uticaj regulacionih aktivnosti krajnjih distributivnih SN/NN transformatora na napone NN mreža koje se napajaju sa drugih transformatora je veoma mali, tako da se može zanemariti. U daljoj analizi će se smatrati da regulacija napona na krajnim SN/NN transformatorima utiče samo na naponske prilike u pripadajućoj NN mreži. Kako je već rečeno, to je osnov za prostornu dekompoziciju problema regulacije napona. Prema tome, rešavanje problema optimalne sezonske regulacije napona se može podeliti na dva nivoa. Prvi nivo je određivanje optimalnih pozicija regulacionih otecepa krajnjih RTRBN, a drugi nivo je određivanje optimalne pozicije regulacionog otecepa napojnog RTRBN.



Slika 5.1. Radijalna distributivna mreža.

5.1.1 Prvi nivo optimalne sezonske regulacije napona

Kako je već pomenuto, zbog radijalnog karaktera distributivne mreže, regulacija napona na krajnjim distributivnim transformatorima utiče na napone potrošača (i DG koji se modeluju kao “negativni potrošači”) priključenih na taj transformator, ali ne utiče na napone potrošača i DG koji su priključeni na ostale transformatore. To znači da se određivanje pozicija regulacionih otcepa može vršiti nezavisno za svaki krajnji distributivni transformator. Za datu snagu na NN strani, napon na višenaponskom kraju SN/NN transformatora je približno konstantan u odnosu na poziciju regulacionog otcepa transformatora. Shodno tome, optimalna pozicija regulacionog otcepa se može odrediti kao funkcija snage potrošača (odnosno DG) na NN strani transformatora, napona na SN strani transformatora i specificirane vrednosti napona na NN strani transformatora. Pitanje izbora specificirane vrednosti napona se može postaviti kao optimizacioni kriterijum. Međutim, optimalan rad sistema je implicitno određen nominalnim vrednostima napona. U principu, cilj sezonske regulacije je da naponi kod potrošača budu što bliži nominalnim vrednostima.



Slika 5.2. Radijalni segment distributivne mreže; (a) – jednofazna šema; (b) – ekvivalentna šema.

Na slici 5.2 je prikazan deo distributivne mreže koji se sastoji od jednog SN/NN distributivnog transformatora, voda i potrošača (odnosno DG). Parametri i veličine na slici su izraženi u relativnim jedinicama (r.j.), gde je:

$\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ – kompleksna impedansa transformatora;

$\underline{Z}_V = R_V + jX_V$ - kompleksna impedansa voda;

\underline{V}_1 – fazor napona na SN sabirnicama transformatora;

\underline{V}_2 – fazor napona na kraju voda;

$\underline{S} = P + jQ$ – kompleksna snaga injektiranja u čvoru na kraju voda;

$t = 1 + n \cdot \Delta t$ – nenominalni prenosni odnos transformatora;

n – pozicija regulacionog otcepa;

Δt – korak između regulacionih otcepa.

Vrednosti napona čvorova u mreži, za datu snagu potrošača i DG, određuju se proračunom tokova snaga koji podrazumeva primenu algoritma opisanog u poglavlju 3. Relacija između modula napona V_1 i V_2 je:

$$\left(\frac{V_1}{t}\right)^2 = \left(V_2 + \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_2}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{V_2}\right)^2 \quad (5.1)$$

gde je: $R = R_T + R_V$ i $X = X_T + X_V$.

Za specificiranu vrednost napona V_2 , iz (5.1), izvodi se izraz za nenominalni odnos transformacije t :

$$t = \frac{V_1}{\sqrt{\left(V_2 + \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_2}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{V_2}\right)^2}}, \quad (5.2)$$

na osnovu kojeg se određuje optimalna pozicija regulacionog otepa transformatora kao:

$$n = \frac{t-1}{\Delta t} \quad (5.3)$$

Na osnovu dobijene vrednosti n prema izrazu (5.3), određuje se stvarna pozicija regulacionog otepa (n_s) kao najbliža celobroja vrednost iz opsega definisanih diskretnih vrednosti. Kod većine RTRBN taj opseg je $n_s = (-2, -1, 0, 1, 2)$. Ako je dobijena vrednost za n veća od maksimalne vrednosti iz definisanog opsega, tada se usvaja maksimalna vrednost iz opsega, tj. $n_s = n_{\max}$. Ukoliko je dobijena vrednost manja od minimalne vrednosti iz definisanog opsega, tada se za položaj regulacionog otepa usvaja minimalna vrednost ($n_s = n_{\min}$). Pošto se stvarni položaj regulacionog otepa n_s razlikuje od izračunate vrednosti n , stvarna vrednost napona V_2 se dobija rešavanjem kvadratne jednačine (5.1) po V_2 ili proračunom tokova snaga u celoj distributivnoj mreži. Pri tome se za vrednost nenominalnog odnosa transformacije uzima $t_s = 1 + \Delta t \cdot n_s$.

5.1.1.1 Sezonski (godišnji) dijagram snage

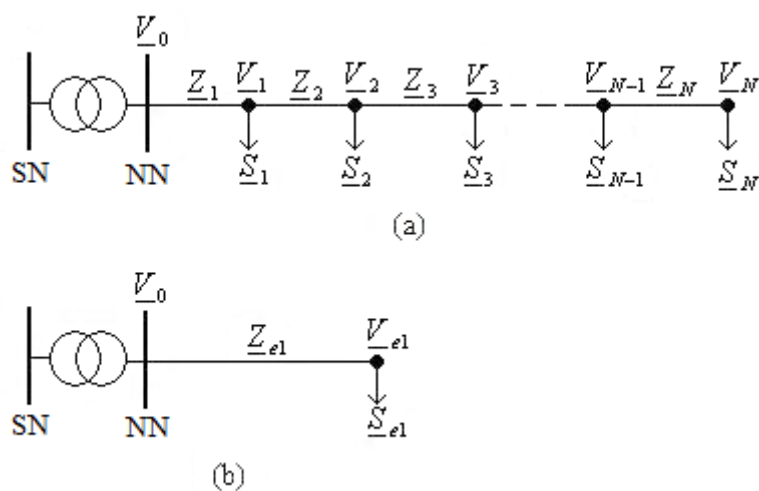
Pošto snage potrošača i DG nisu konstantne u toku dana, meseca i godine, potrebno je odrediti njihove reprezentativne vrednosti u datom periodu. Jedan od mogućih pristupa je model srednjih snaga. U zavisnosti od oblika, godišnji dijagrami snaga potrošača i DG se mogu podeliti na sezone. Obično su to dve sezone istih ili različitih trajanja. Snaga sezone je srednja vrednost snaga segmenata koji čine sezonu. U opštem slučaju, različiti dijagrami snaga mogu se podeliti na različite sezone. Međutim, s obzirom da sezonska regulacija napona u ovoj disertaciji podrazumeva istovremeno usklađivanje položaja regulacionih otepa napojnog transformatora i krajnjih distributivnih transformatora, neophodno je da sezone budu iste (koincidentne) za ceo sistem. Ovaj uslov je realno ostvariv ako važe sledeće dve pretpostavke:

- (1) Svi potrošači u razmatranoj distributivnoj mreži su slični, tj. imaju približno iste normalizovane godišnje dijagrame snaga;
- (2) DG koji su priključeni u distributivnoj mreži imaju slične godišnje dijagrame snaga.

5.1.1.2 Ekvivalentni model NN mreže

Da bi se opisani postupak mogao primeniti, potrebno je pripadajuće NN mreže transformisati u ekvivalentne linijske modele, kao na slici 5.2. Za određivanje impedanse ekvivalentnog linijskog modela i ekvivalentne snage injektiranja na kraju ekvivalentnog linijskog modela, koristi se princip ekvivalentnih padova napona i princip ekvivalentnih gubitaka snage u realnom (NN mreža) i ekvivalentnom (linijski model) sistemu.

Na slici 5.3 je prikazan radijalni NN vod sa N čvorova i sekcija i odgovarajući ekvivalentni linijski model. Sa \underline{Z}_i , \underline{S}_i i \underline{V}_i su označeni impedansa sekcije i , snaga injektiranja i napon u čvoru i , repektivno, ($i = 1, 2, \dots, N$).



Slika 5.3. (a) - Radijalni NN vod priključen na NN sabirnice transformatora; (b) - Ekvivalentni linijski model.

Impedansa ekvivalentnog linijskog modela \underline{Z}_{e1} se određuje prema principu ekvivalentnih padova napona:

$$\underline{Z}_{e1} = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{V}_1^*} + (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) \cdot \frac{\underline{S}_2^*}{\underline{V}_2^*} + \dots + (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \dots + \underline{Z}_N) \cdot \frac{\underline{S}_N^*}{\underline{V}_N^*}}{\sum_{i=1}^{i=N} \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{V}_i^*}} \quad (5.4)$$

Napon na kraju ekvivalentnog linijskog modela je:

$$\underline{V}_{e1} = \underline{V}_0 - \underline{Z}_{e1} \cdot \sum_{i=1}^{i=N} \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{V}_i^*} \quad (5.5)$$

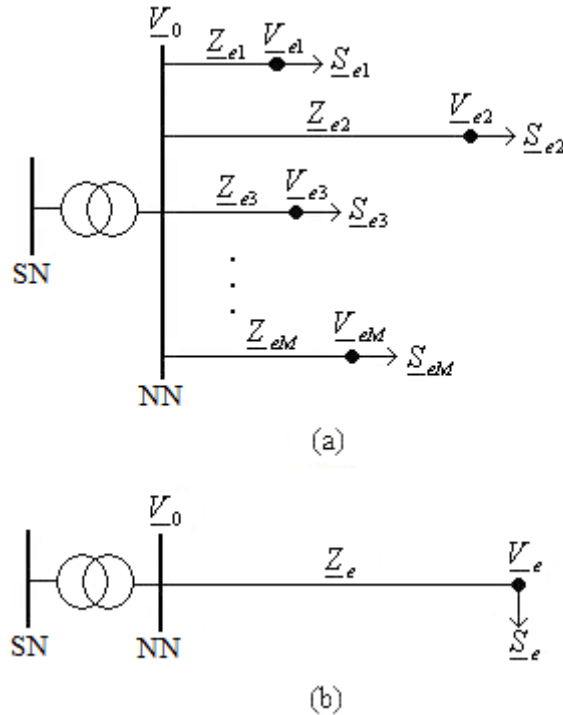
a snaga injektiranja na kraju ekvivalentnog linijskog modela je:

$$\underline{S}_{e1} = \underline{V}_{e1} \cdot \sum_{i=1}^{i=N} \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{V}_i^*} \quad (5.6)$$

U sistemu relativnih jedinica naponi čvorova su bliski jedinici, tako da se jednačine (5.4) i (5.6) mogu svesti na:

$$\underline{Z}_{e1} = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{S}_1 + (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) \cdot \underline{S}_2 + \dots + (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \dots + \underline{Z}_N) \cdot \underline{S}_N}{\sum_{i=1}^{i=N} \underline{S}_i} \quad (5.7)$$

$$\underline{S}_{e1} = \sum_{i=1}^{i=N} \underline{S}_i \quad (5.8)$$



Slika 5.4. (a) - Više NN vodova priključenih na NN sabirnice transformatora; (b) - Ekvivalentni linijski model.

Impedansa ekvivalentnog linijskog modela M radialnih NN vodova (priključenih na NN sabirnice SN/NN transformatora kao na slici 5.4) može se odrediti na osnovu principa ekvivalentnih gubitaka snage:

$$\underline{Z}_e = \frac{\underline{Z}_{e1} \cdot \left| \frac{\underline{S}_{e1}^*}{\underline{V}_{e1}} \right|^2 + \underline{Z}_{e2} \cdot \left| \frac{\underline{S}_{e2}^*}{\underline{V}_{e2}} \right|^2 + \dots + \underline{Z}_{eM} \cdot \left| \frac{\underline{S}_{eM}^*}{\underline{V}_{eM}} \right|^2}{\left| \sum_{j=1}^{j=M} \frac{\underline{S}_{ej}^*}{\underline{V}_{ej}} \right|^2} \quad (5.9)$$

Prethodna jednačina se može uprostiti:

$$\underline{Z}_e = \frac{\underline{Z}_{e1} \cdot |\underline{S}_{e1}|^2 + \underline{Z}_{e2} \cdot |\underline{S}_{e2}|^2 + \dots + \underline{Z}_{eM} \cdot |\underline{S}_{eM}|^2}{\left| \sum_{j=1}^{j=M} \underline{S}_{ej} \right|^2} \quad (5.10)$$

Snaga injektiranja na kraju ekvivalentnog linijskog modela je:

$$\underline{S}_e = \sum_{j=1}^{j=M} \underline{S}_{ej} \quad (5.11)$$

Oznake na slikama (5.3 i 5.4) i u jednačinama (5.4 – 5.11) imaju sledeće značenje:

\underline{Z}_i - kompleksna impedansa i -te grane (sekcije) radijalnog NN voda, $i = 1, 2, \dots, N$

\underline{S}_i - kompleksna snaga injeckiranja u čvoru i radijalnog NN voda, $i = 1, 2, \dots, N$

\underline{V}_i - fazor napona u čvoru i radijalnog NN voda, $i = 1, 2, \dots, N$

\underline{Z}_{ej} - kompleksna impedansa ekvivalentnog linijskog modela j -tog radijalnog NN voda, $j = 1, 2, \dots, M$

\underline{S}_{ej} - kompleksna snaga injeckiranja ekvivalentnog linijskog modela j -tog radijalnog NN voda, $j = 1, 2, \dots, M$

\underline{V}_{ej} - fazor napona ekvivalentnog linijskog modela j -tog radijalnog NN voda, $j = 1, 2, \dots, M$

\underline{Z}_e - kompleksna impedansa ekvivalentnog linijskog modela M radijalnih NN vodova (NN mreže)

\underline{S}_e - kompleksna snaga injeckiranja ekvivalentnog linijskog modela M radijalnih NN vodova

Pri izračunavanju snage injeckiranja čvora, pozitivan smer je od čvora (snaga potrošnje) a negativan smer je ka čvoru (snaga generisanja), odnosno: $\underline{S}_i = \underline{S}_{Pi} - \underline{S}_{DGi} - jQ_{Ci}$. Ukoliko se ne koristi uprošćeni pristup, naponi čvorova se određuju proračunom tokova snaga, pri čemu su svi regulacioni otepci transformatora u neutralnom položaju ($n_s = 0$).

5.1.2 Drugi nivo optimalne sezoneke reglacije napona

Drugi nivo u postupku rešavanja problema optimalne sezoneke reglacije napona je određivanje pozicije regulacionog otepa napojnog SN/SN transformatora. Pri rešavanju ovog zadatka, potrebno je pored zadovoljenja naponskih ograničenja ispuniti i određeni optimizacioni kriterijum. Ovde je izabran kriterijum minimizacije odstupanja napona čvorova od referentnih (nominalnih) vrednosti. Ovaj kriterijum se može iskazati preko sledeće jednačine:

$$ObjFun = \min V_d = \min \sqrt{\sum_{i=1}^{N_m} (V_i - V_{ref})^2}, \quad (5.12)$$

gde je:

V_d - objektivna funkcija, odstupanje napona u čvorovima mreže,

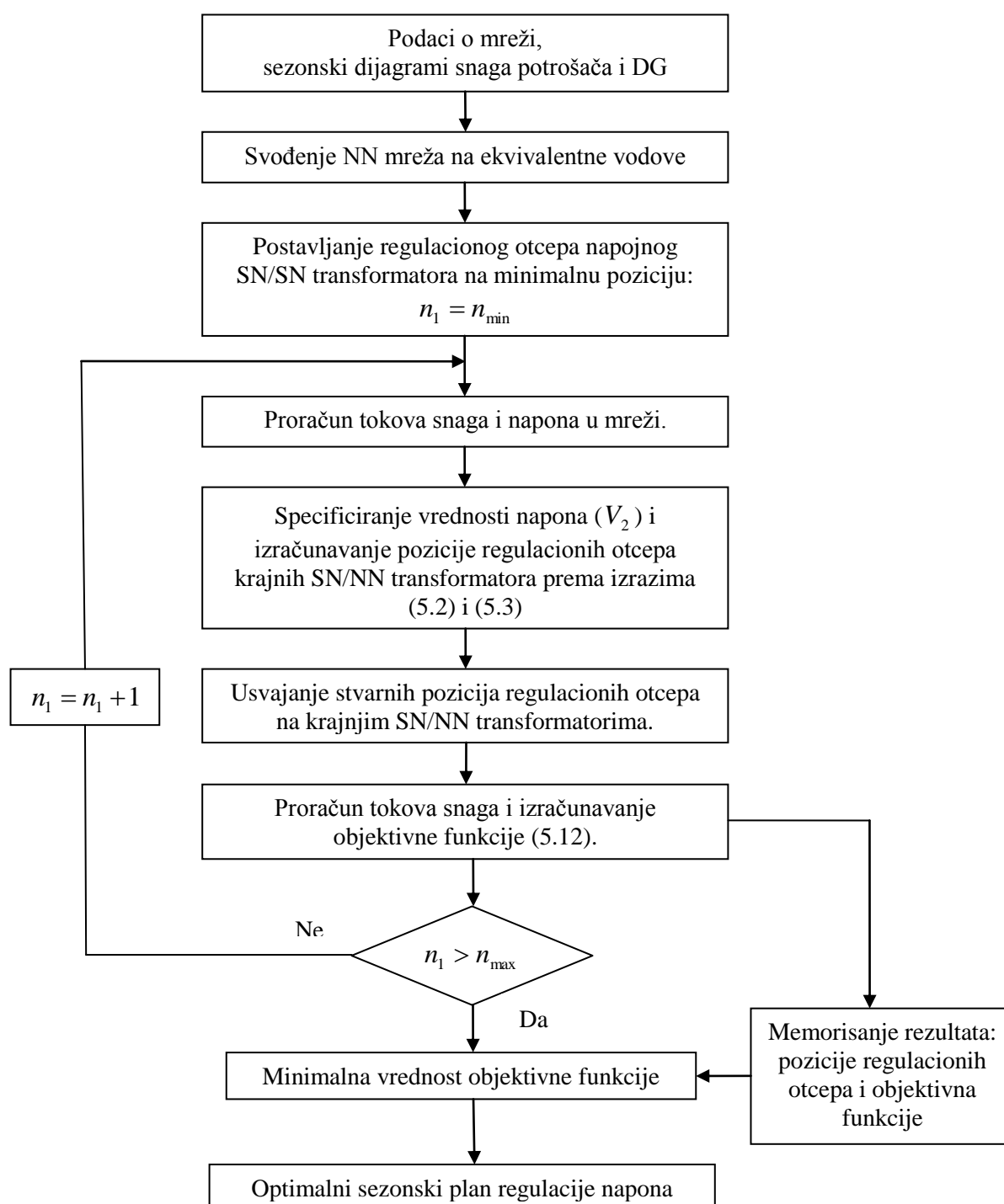
V_i - napon u čvoru i distributivne mreže,

V_{ref} - referentna (nominalna) vrednost napona,

N_m - broj čvorova distributivne mreže.

Rešavanje ovog optimizacionog zadatka se svodi na proračun tokova snaga za sve moguće pozicije regulacionog otepa napojnog transformatora. Pri svakom proračunu tokova

snaga za tekući poziciju regulacionog otepa napojnog SN/SN transformatora, određuju se pozicije regulacionih otepa krajnjih distributivnih transformatora prema postupku opisanom u tački 5.1.1 i izračunava se vrednost objektivne funkcije (5.12). Minimalna vrednost objektivne funkcije implicira optimalno rešenje, odnosno optimalne pozicije regulacionih otepa svih transformatora u razmatranoj mreži, odnosno optimalni sezonski plan regulacije napona. Usvojeni kriterijum optimizacije određuje sezonski plan regulacije napona. Na slici 5.5 je dat dijagram toka predloženog postupka.



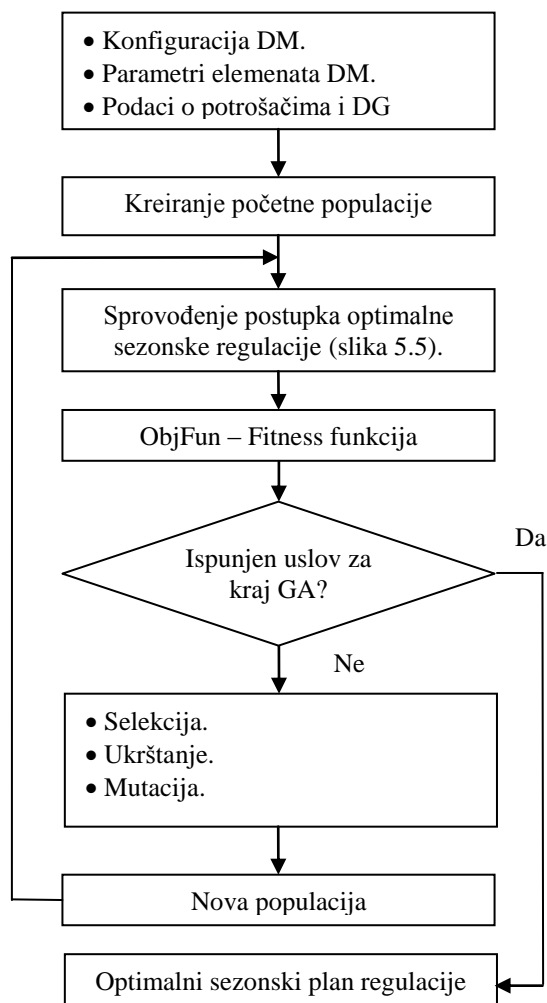
Slika 5.5. Dijagram toka optimalne sezonske regulacije napona radialnih distributivnih mreža sa DG.

Postupak određivanja optimalnog sezonskog plana regulacije se sprovodi:

- a) Redovno, jednom godišnje na bazi ažuriranih podataka o konfiguraciji mreže, parametrima elemenata sistema i dijagramu snaga iz tekuće godine,
- b) Vanredno, nakon značajnih promena u distributivnoj mreži tipa: dodavanja nove jedinice DG, rekonstrukcije mreže izgradnjom novog voda, transformatora i sl.

5.1.3 Uvažavanje PV čvorova u postupku optimalne sezonske regulacije napona

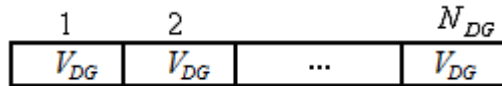
DG koji se modeluju kao PV čvorovi, rade sa konstantnom aktivnom snagom i konstantnim modulom napona. Uticaj promene snage u distributivnoj mreži na napon PV čvora se kompenzuje promenom injektiranja reaktivne snage PV čvora (DG). Na taj način se napon PV čvora drži na zadatoj (specificiranoj) vrednosti. To znači da se vrednosti modula napona PV čvorova mogu birati, odnosno nezavisno podešavati u određenom opsegu. Taj opseg je, za dato stanje u distributivnoj mreži, određen aktivnom snagom i mogućim opsegom promene reaktivne snage DG. Zato se pri definisanju optimalne sezonske regulacije napona može postaviti pitanje optimalnih vrednosti napona PV čvorova. Ovaj zadatak se može rešiti primenom GA.



Slika 5.6a. Uprošćeni dijagram toka optimalne sezonske regulacije napona uz uvažavanje PV čvorova.

Na slici 5.6a prikazan je dijagram toka postupka za određivanje optimalnog sezonskog plana

regulacije napona uz uvažavanje PV čvorova (DG). Postupak određivanja optimalne sezone regulacije napona (slika 5.5) sprovodi se za različite kombinacije vrednosti modula napona PV čvorova, pri čemu se te vrednosti selektiraju u genetičkom algoritmu prema datoj objektivnoj funkciji (izraz 5.12). Jediniku ili string sa kojim operiše GA u ovom slučaju čine moduli napona DG, kao na slici 5.6b. Veličina jedinice je jednaka broju DG PV tipa.

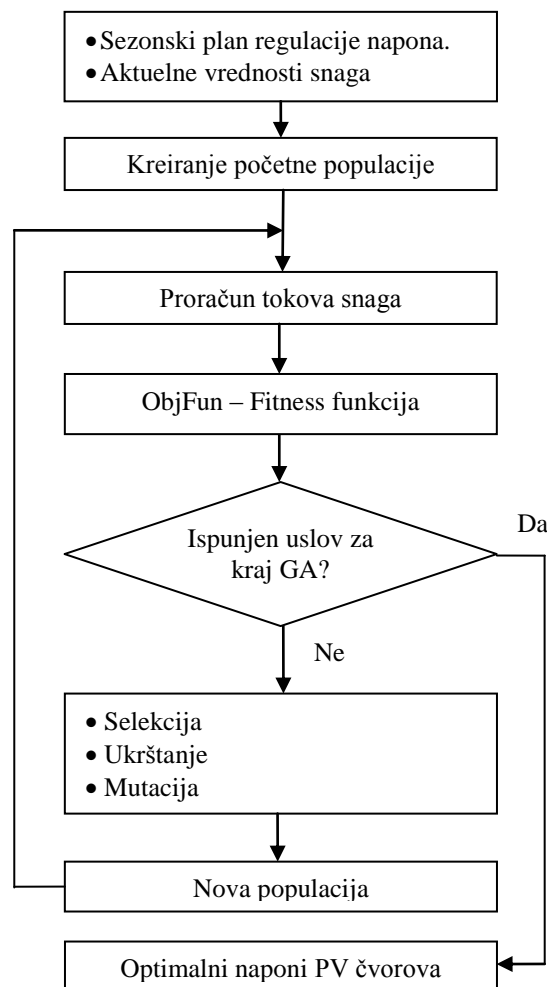


Slika 5.6b. Struktura stringa u GA za određivanje optimalnih napona PV čvorova.

U ovom slučaju, optimalni sezonski plan regulacije napona, pored optimalnih pozicija regulacionih otepa RTRBN, podrazumeva i optimalne vrednosti napona PV čvorova (DG).

5.1.4 Korekcija napona PV čvorova

Optimalni sezonski plan regulacije napona se definiše za usrednjene vrednosti snaga u zadatom periodu. Korekcija napona PV čvorova podrazumeva određivanje optimalnih vrednosti napona PV čvorova u skladu sa aktuelnim (tekućim) snagama opterećenja.



Slika 5.7. Uprošćeni dijagram toka postupka za korekciju napona PV čvorova.

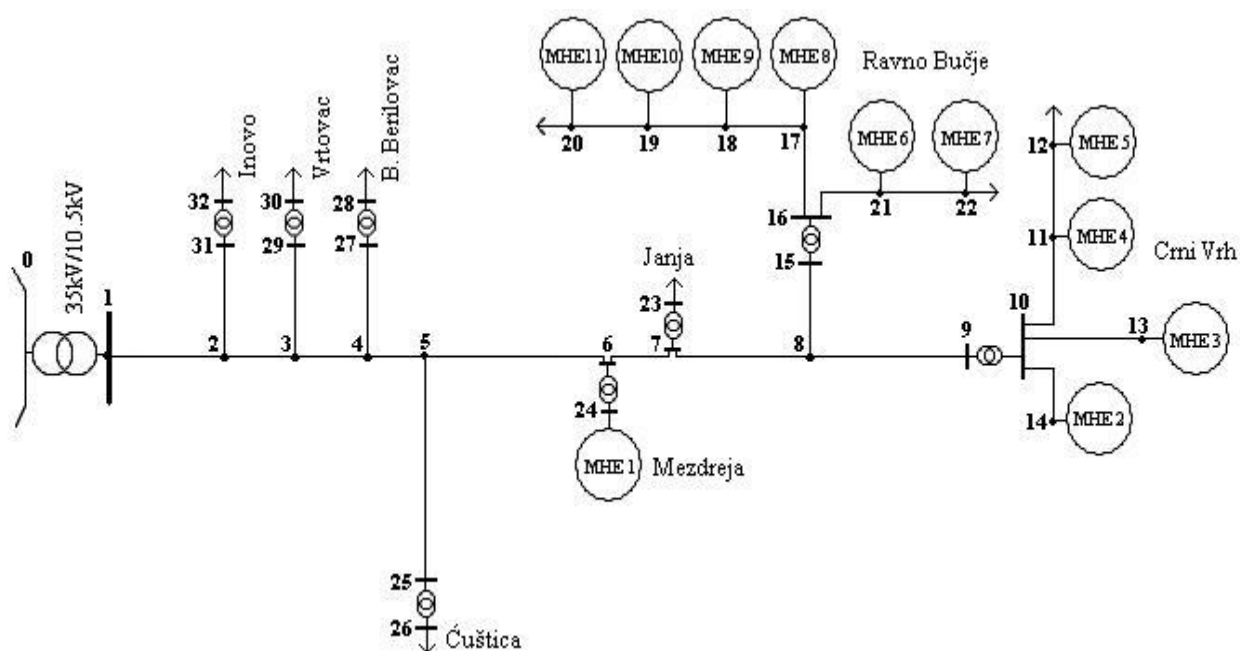
U ovom slučaju se polazi od optimalnog sezonskog plana regulacije napona. Primenom GA za aktuelnu snagu opterećenja i aktivne snage PV čvorova određuju se optimalne vrednosti napona PV čvorova. Objektivna funkcija i struktura stringa u ovoj proceduri su isti kao pri određivanju optimalnog sezonskog plana regulacije. Na slici 5.7 je dat uprošćeni dijagram toka za korekciju napona PV čvorova primenom GA. U suštini, ovde se zapravo radi o optimalnoj tekućoj regulaciji napona gde su DG PV tipa jedini regulacioni resursi.

5.1.5 Testiranje i diskusija rezultata

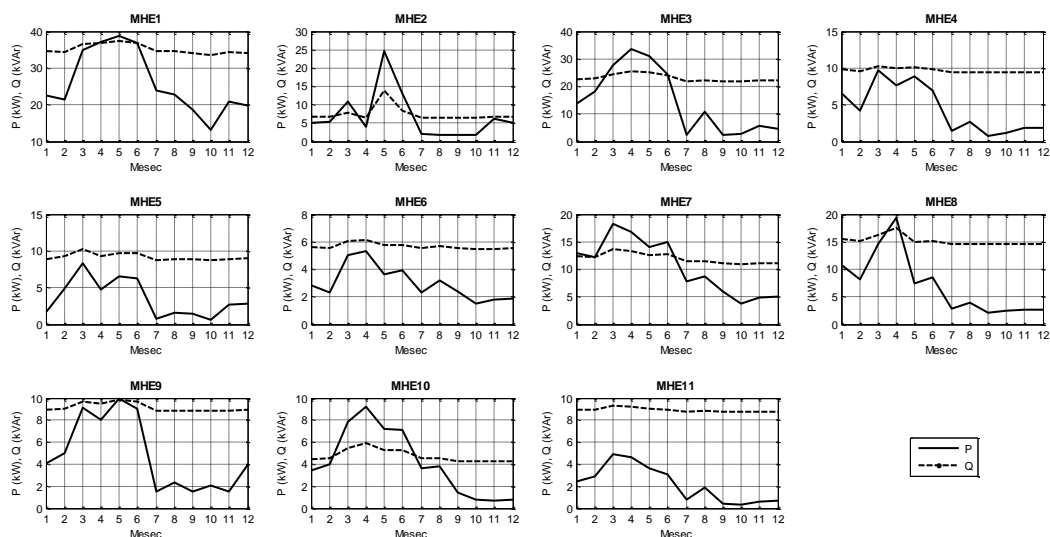
U ovoj tački su predstavljeni rezultati primene postupka za optimalnu sezonsku regulaciju napona na dve karakteristične distributivne meže. U prvoj mreži sa 33 čvorova je priključeno 11 DG (MHE) PQ tipa, a u drugoj mreži sa 40 čvorova je priključeno 3 DG, od kojih su dva PV tipa a jedan PQ tipa.

5.1.5.1 Test mreža Knjaževac

Na slici 5.8 je prikazana ruralna distributivna mreža sa 11 MHE. Srednjenaponska 10 kV mreža se napaja preko jednog RTRBN ($35\pm 2 \times 2.5\%$)/10.5 kV/kV. Na nju je priključeno osam SN/NN RTRBN ($10\pm 2 \times 2.5\%$)/0.4 kV/kV. Podaci o vodovima, transformatorima, potrošačima i MHE su dati u dodatku D1.



Slika 5.8. Test mreža Knjaževac.



Slika 5.9. Godišnji dijagram snaga DG.

Na slici 5.9 su dati godišnji dijagrami snaga MHE za 2007. godinu. Na njima se mogu identifikovati dva karakteristična perioda: period većih snaga (Januar-Jun) i period manjih snaga (Jul-Decembar). Zato je usvojeno da se postupak za određivanje optimalnog plana sezonske regulacije napona primeni na ova dva perioda - sezone. Pri tome su uzete srednje vrednosti snaga MHE u tim periodima. Pretpostavljeno je da su snage potrošača konstantne, zato što se radi o ruralnom području sa malim snagama, koje se vrlo malo menjaju u toku godine. Za vrednost napona V_2 (izraz 5.2), referentnu vrednost napona V_{ref} (izraz 5.12), kao i vrednost napona korenog (0) čvora, usvojeno je da iznose 1 r.j.

Impedanse i snage injektiranja ekvivalentnih linijskih modela NN mreža, koje pripadaju transformatorima 9-10 i 15-16, dati su u tabeli 5.1. Ove vrednosti su izračunate za srednje vrednosti snaga MHE u razmatranim periodima i napone NN čvorova dobijene proračunom tokova snaga pri neutralnim položajima regulacionih otepa transformatora. Optimalni sezonski plan regulacije napona je predstavljen u tabeli 5.2.

Tabela 5.1. Impedanse i snage injektiranja ekvivalentnih linijskih modela NN mreža.

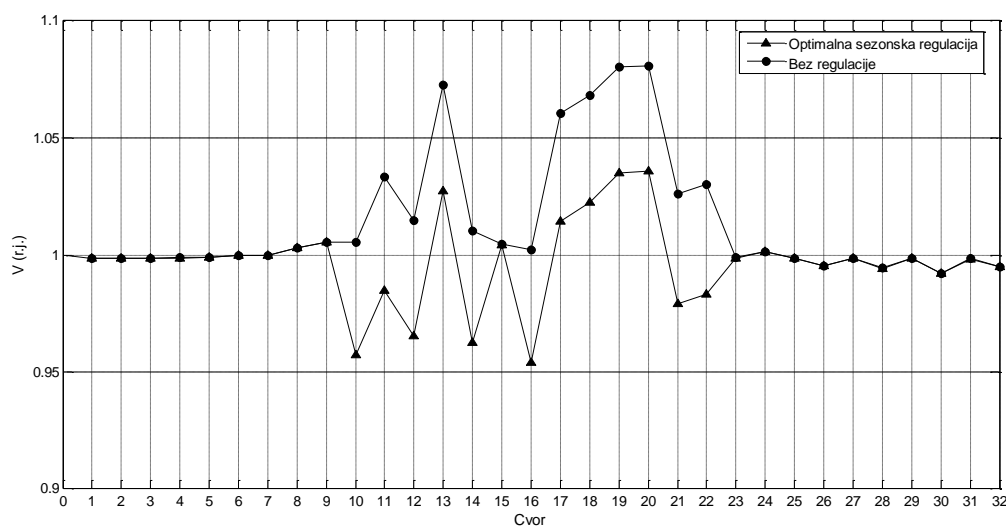
NN mreža		Januar-Jun		Jul-Decembar	
TF	čvorovi	\underline{Z}_e (r.j.)	\underline{S}_e (r.j.)	\underline{Z}_e (r.j.)	\underline{S}_e (r.j.)
9-10	11,12,13,14	$1,8899+j0,4162$	$-0,0408 + j0,0243$	$5,6586+j1,2793$	$-0,004 + j0,0193$
15-16	17,18,19,20,21,22	$1,9149 + j0,5245$	$-0,0456 + j0,0283$	$2,0187+j0,5035$	$-0,0136 + j0,0231$

Tabela 5.2. Optimalni sezonski plan regulacije napona.

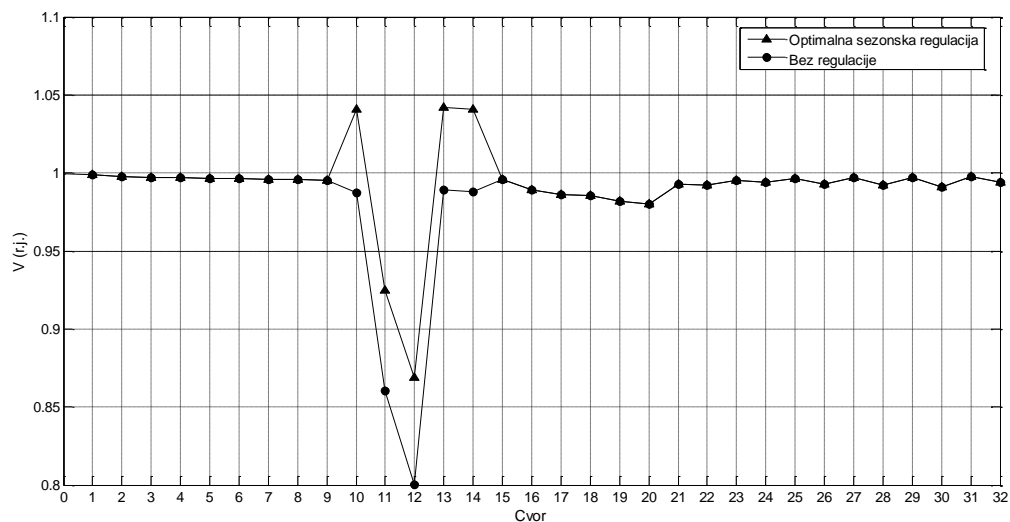
Sezona: Januar - Jun			
Transformator	9-10	15-16	Ostali transformatori
Pozicija regulacionog otepa, n_s	2	2	0
Sezona: Jul - Decembar			
Transformator	9-10	Ostali transformatori	
Pozicija regulacionog otepa, n_s	-2	0	

Prema dobijenim rezultatima, ostvarivanje optimalnog sezonskog plana regulacije zahteva promenu položaja regulacionih otepa samo na transformatorima koji povezuju MHE sa SN mrežom. Na ostalim transformatorima je položaj regulacionih otepa isti u oba perioda, što je posledica pretpostavke da su snage potrošača koje oni napajaju male i približno konstantne tokom cele godine. Treba naglasiti da su dobijeni rezultati optimalni samo za usvojene polazne pretpostavke o vrednostima napona (V_2, V_{ref} i V_0) i usvojeni kriterijum optimizacije. Drugi set referentnih vrednosti napona i/ili druga kriterijumska funkcija bi implicirali drugačije optimalno rešenje.

Na slikama 5.10a i 5.10b su prikazani naponski profili mreže pri maksimalnoj i minimalnoj jednovremenoj snazi MHE. Namerno su izabrana ova dva ekstrema kako bi se utvrdio efekat optimalne sezone regulacije u najnepovoljnijim slučajevima, s obzirom da je određena za srednje vrednosti snaga. Radi poređenja, dati su naponi za slučaj primene optimalnog sezonskog plana regulacije i za slučaj bez primene plana regulacije, tj. kada su regulacioni otepi svih transformatora u neutralnom položaju ($n_s = 0$).



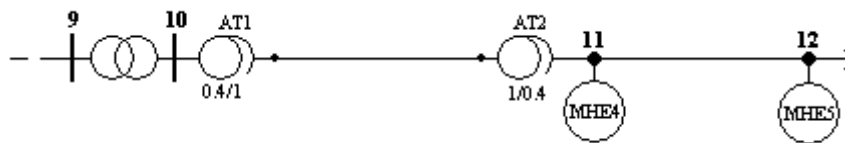
Slika 5.10a. Naponski profil mreže za maksimalnu jednovremenu snagu MHE (januar-jun).



Slika 5.10b. Naponski profil mreže za minimalnu jednovremenu snagu MHE (jul-decembar).

Prema slici 5.10a, korekcijom prenosnog odnosa transformatora 9-10 i 15-16, u skladu sa optimalnim sezonskim planom regulacije, vrednosti napona u čvorovima 13, 17, 18, 19 i 20 se smanjuju i svode u propisane granice (0.95 r.j. ÷ 1.05 r.j.). Na taj način je u potpunosti ispunjen zadatak sezonske regulacije napona, jer je analiziran ekstremni slučaj u datom periodu (januar-jun).

U slučaju minimalne jednovremene snage MHE rezultati su prikazani na slici 5.10b. Primena optimalne sezonske regulacije dovodi do poboljšanja napona u čvorovima 11 i 12, ali ipak nedovoljno jer su njihove vrednosti i dalje niže od minimalno dozvoljene (0.95). Međutim, u datim okolnostima, to je maksimalno poboljšanje naponskog profila, što govori o ograničenom domenu sezonske regulacije napona. Za rešenje problema sa naponom u čvorovima 11 i 12 postoji više načina. Jedna varijanta je rekonstrukcija NN voda na deonici između čvorova 10-11-12, zamenom postojećeg provodnika sa provodnikom većeg preseka. Na ovaj način se smanjuje impedansa voda a samim tim i pad napona. Druga varijanta bi bila izgradnja novog transformatora kod MHE5 i priključenje MHE4 i MHE5 preko tog transformatora. Treća varijanta koja se može kombinovati sa prethodne dve je izgradnja nove MHE u blizini MHE5 i njeno priključenje direktno na NN mrežu ili preko novog transformatora. Ovde je predloženo jedno netipično rešenje, sa dva autotransformatora (AT). Prvi AT sa prenosnim odnosom 0.4/1 kV/kV se postavlja na početku voda 10-11, a drugi AT iste snage sa prenosnim odnosom 1/0.4 kV/kV se postavlja na kraju voda kod čvora 11, kao na slici 5.11. Na ovaj način se efikasno rešava problem nedozvoljenih padova napona u udaljenim delovima NN mreže i tako privremeno odlažu investicije za veću rekonstrukciju mreže.

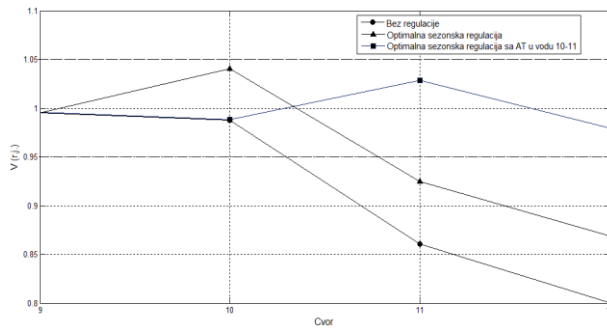


Slika 5.11. Primena AT za kompenzaciju nedozvoljenih padova napona na dugim deonicama NN mreže.

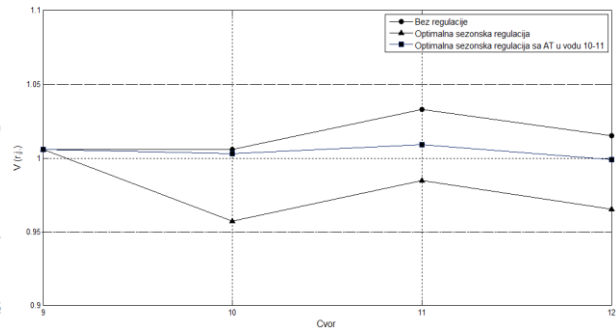
Primenom algoritma sezonske regulacije napona na ovom delu mreže, pri čemu se transformator između čvorova 9 i 10 uzima kao napojni, može se odrediti optimalni sezonski plan regulacije napona za ovaj deo mreže, što sa prethodno određenim planom regulacije za ostatak mreže čini sezonski plan regulacije napona u celoj mreži nakon njene rekonstrukcije (dodavanjem dva AT). U tabeli 5.3 dat je optimalni sezonski plan regulacije nakon dodavanja AT na vodu 10-11. Na slici 5.12 i 5.13 dati su naponski profili razmatranog dela mreže u razmatranim varijantama.

Tabela 5.3. Optimalni sezonski plan regulacije napona sa dodatim AT na vodu 10-11.

Sezona: Januar - Jun					
Transformator	9-10	AT1	AT2	15-16	Ostali transformatori
Pozicija regulacionog otcepa, n_s	0	-1	0	2	0
Sezona: Jul - Decembar					
Transformator	9-10	AT1	AT2	Ostali transformatori	
Pozicija regulacionog otcepa, n_s	0	-2	-1	0	



Slika 5.12. Naponski profili dela mreže (od čvora 9-12) za minimalnu jednovremenu snagu MHE.

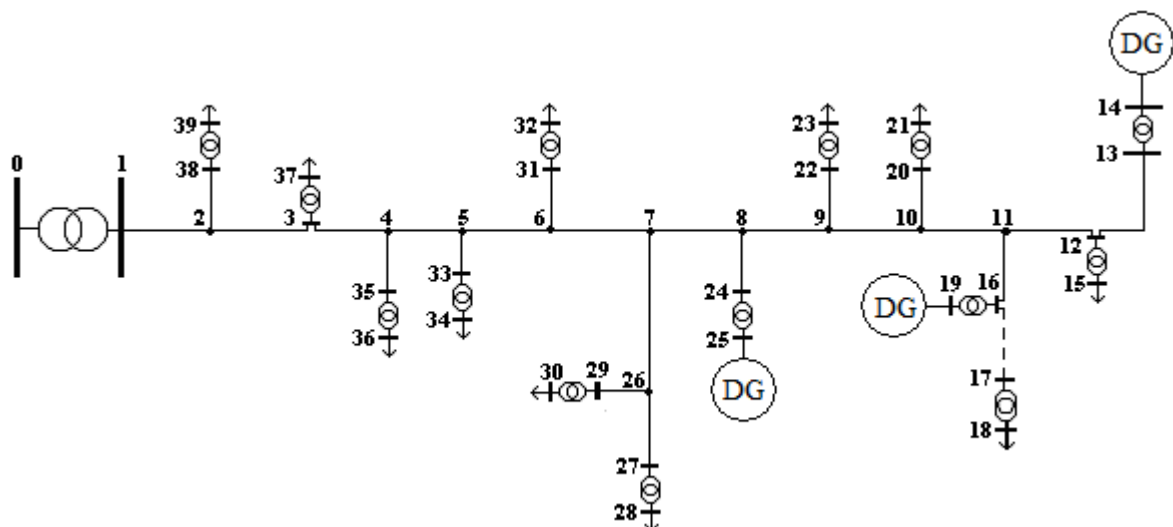


Slika 5.13. Naponski profili dela mreže (od čvora 9-12) za maksimalnu jednovremenu snagu MHE.

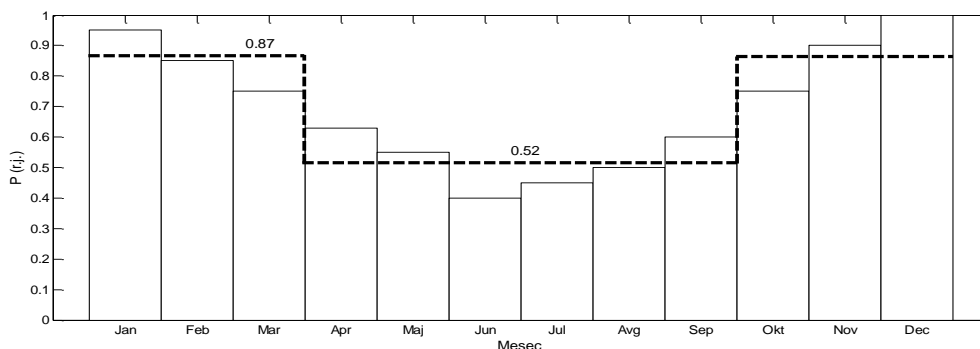
Prema slikama 5.12 i 5.13 je očigledno da postavljanje AT na kritičnom vodu (sa aspekta pada napona) obezbeđuje najbolji naponski profil, odnosno vrednosti napona u kritičnim čvorovima na vrednosti koje su vrlo bliske nominalnim.

5.1.5.2 Test mreža Zaječar

Za testiranje postupka optimalne sezoneke regulacije napona uz uvažavanje PV čvorova, kao i postupka korekcije napona PV čvorova, korišćena je mreža na slici 5.14. Na SN (10 kV) mrežu, koja se napaja preko RTRBN (35±2×2.5%)/10.5 kV/kV, priključeno je 14 SN/NN RTRBN (10±2×2.5%)/0.4 kV/kV. Podaci o impedansama grana mreže, kao i nominalnim snagama potrošača dati su u dodatku D1. Pretpostavlja se da svi potrošači imaju isti normalizovani godišnji dijagram snage, koji je prikazan na slici 5.15. Karakteristike DG su date u tabeli 5.4. U čvorovima 14 i 25 su priključeni DG koji daju konstantnu aktivnu snagu i imaju mogućnost kontrole reaktivne snage, odnosno modula napona. DG u čvoru 19 injektira konstantnu aktivnu snagu pri konstantnom faktoru snage ($\cos\varphi=0.7$).



Slika 5.14. Test mreža Zaječar.



Slika 5.15. Normalizovani godišnji dijagram snaga porošača.

Tabela 5.4. Karakteristike DG.

Čvor	Tip	P_{DG} (r.j.)	Q_{DG} (r.j.)	V (r.j.)
14	PV	0.2	$-0.2 \div 0.2$	$0.95 \div 1.05$
25	PV	0.2	$-0.2 \div 0.2$	$0.95 \div 1.05$
19	PQ	0.1	0.1	-

Optimalni sezonski plan regulacije napona koji je dat u tabeli 5.5, određen je za srednje vrednosti snaga koje su naznačene isprekidanom linijom na slici 5.15. Za vrednost napona V_2 (izraz 5.2), referentnu vrednost napona V_{ref} (izraz 5.12), i vrednost napona korenog čvora V_0 , je i u ovom slučaju usvojeno da iznose 1 r.j. Uz optimalne pozicije regulacionih otepa transformatora, sastavni deo optimalnog sezonskog plana regulacije su i optimalne vrednosti napona PV čvorova. Kao što se vidi iz tabele 5.5, optimalne pozicije regulacionih otepa na krajnjim RTRBN su iste u obe sezone, odnosno kad se jednom podese ne treba ih menjati (pod pretpostavkom da se godišnji dijagram opterećenja ne menja). Potrebne su minimalne akcije za ostvarivanje optimalnog plana regulacije (dva puta u toku godine se menja položaj regulacionog otepa na napojnom RTRBN i specificirane vrednosti napona DG u čvorovima 14 i 25).

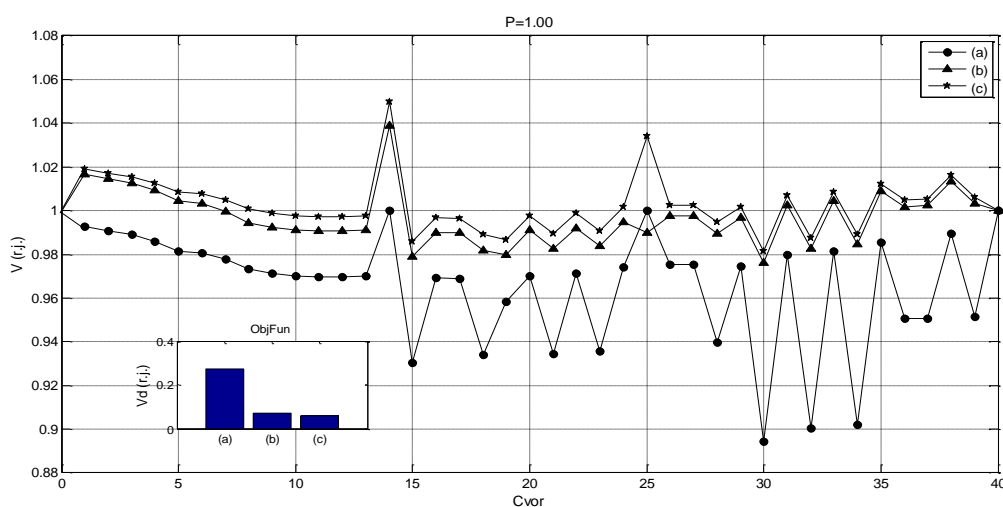
Tabela 5.5. Optimalni sezonski plan regulacije.

Transformator	Okt. - Mart. $P=0.87$	Apr. - Sep. $P=0.52$
0-1 (Napojni)	-1	0
13-14	-1	
12-15	-1	
17-18	-1	
16-19	0	
20-21	-1	
22-23	-1	
24-25	0	
27-28	-1	
29-30	-2	
31-32	-2	
33-34	-2	
35-36	-1	
3-37	-1	
38-39	-1	
V_{DG14} (r.j.)	1.0388	1.0500
V_{DG25} (r.j.)	0.9899	1.0304
Obj. Fun., V_d (r.j.)	0.0477	0.0295

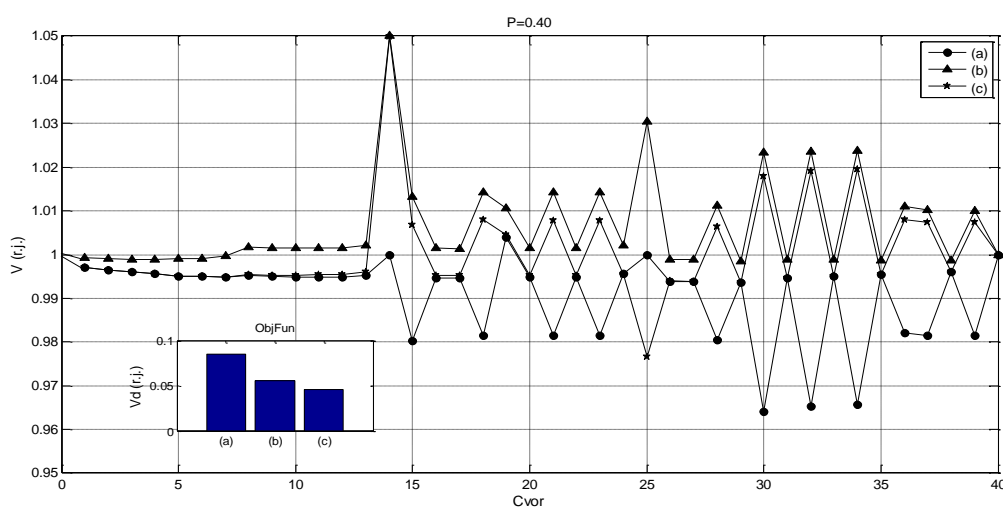
Primenom procedure za korekciju napona PV čvorova, određene su optimalne (korigovane) vrednosti napona PV čvorova za sve nivoe snage opterećenja sa dijagrama na slici 5.15. To su naponi u čvorovima 14 i 25. Rezultati su prikazani u tabeli 5.6. Korigovane vrednosti napona, posebno u čvoru 14, su vrlo bliske vrednostima iz optimalnog sezonskog plana (tabela 5.5). Na slikama 5.16 ÷ 5.19 su prikazani naponski profili i odgovarajuće vrednosti objektivnih funkcija za karakteristične nivoe snage potrošnje (maksimalni, minimalni i srednji), pri različitim scenarijima regulacije napona.

Tabela 5.6. Optimalni (korigovani) naponi PV čvorova.

	P=1.00	P=0.95	P=0.90	P=0.85	P=0.75	P=0.63	P=0.60	P=0.55	P=0.50	P=0.45	P=0.40
V_{DG14} (r.j.)	1.0498	1.0492	1.0500	1.0492	1.0041	1.0485	1.0498	1.0500	1.0462	1.0445	1.0499
V_{DG25} (r.j.)	1.0351	1.0260	0.9990	0.9782	0.9791	1.0281	1.0305	1.0302	1.0271	1.0063	0.9766
O. F., V_d (r.j.)	0.0569	0.0520	0.0487	0.0465	0.0467	0.0374	0.0305	0.0270	0.0325	0.0390	0.0458



Slika 5.16. Naponski profili mreže za maksimalni nivo opterećenja ($P=1.00$). (a) Bez regulacije napona (pozicije regulacionih otecpa svih transformatora su $n_s = 0$ a naponi PV čvorova su jednaki 1). (b) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona. (c) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona uz korekciju napona PV čvorova.



Slika 5.17. Naponski profili mreže za minimalni nivo opterećenja ($P=0.40$). (a) Bez regulacije napona (pozicije regulacionih otecpa svih transformatora su $n_s = 0$ a naponi PV čvorova su jednaki 1). (b) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona. (c) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona uz korekciju napona PV čvorova.

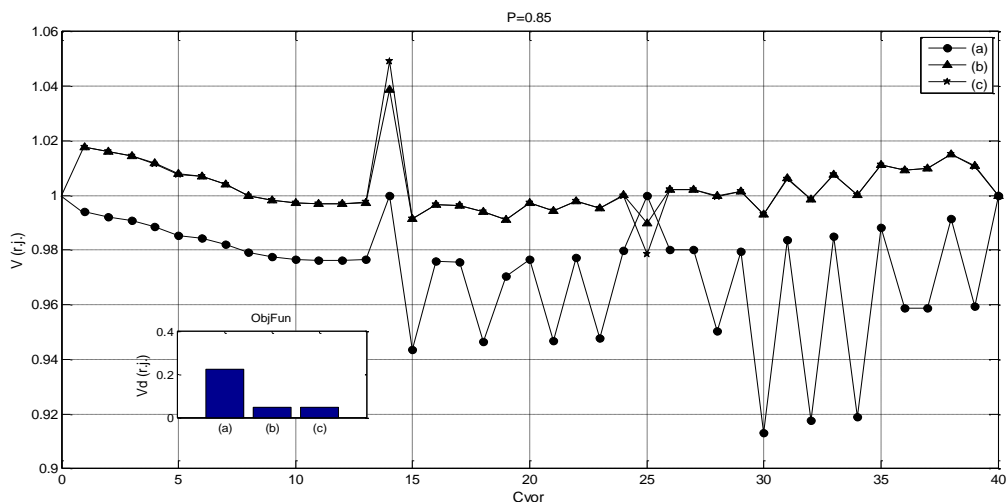
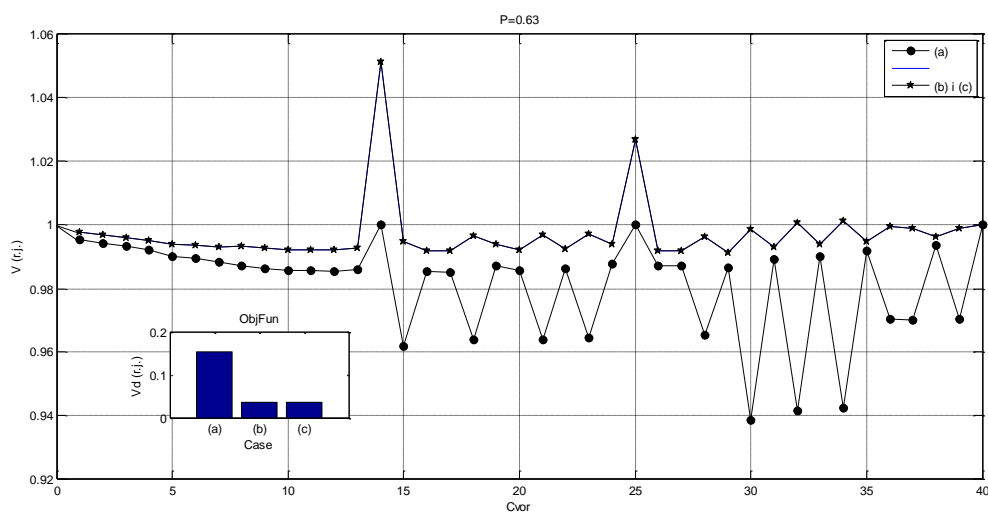


Figure 5.18. Naponski profili mreže za srednji nivo opterećenja ($P=0.85$). (a) Bez regulacije napona (pozicije regulacionih otecepa svih transformatora su $n_s = 0$ a naponi PV čvorova su jednaki 1). (b) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona. (c) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona uz korekciju napona PV čvorova.



Slika 5.19. Naponski profili mreže za srednji nivo opterećenja ($P=0.63$). (a) Bez regulacije napona (pozicije regulacionih otecepa svih transformatora su $n_s = 0$ a naponi PV čvorova su jednaki 1). (b) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona. (c) Pri optimalnoj sezonskoj regulaciji napona uz korekciju napona PV čvorova.

Primena optimalnog sezonskog plana regulacije omogućava značajno poboljšanje naponskog profila mreže u svim analiziranim slučajevima. Efekti korekcije napona PV čvorova na poboljšanje naponskog profila mreže su različiti za različite nivoe snage opterećenja. Kako se vidi sa slika 5.16 i 5.17, taj efekat je značajan pri ekstremnim vrednostima snage opterećenja. Za snage opterećenja koje su bliske srednjoj vrednosti snage u datom periodu (koje su korišćene pri definisanju sezonskog plana regulacije), taj efekat je vrlo mali ili čak potpuno beznačajan, a to se vidi sa slike 5.19, gde se naponski profili predstavljeni varijantama (b) i (c) potpuno poklapaju. Naravno, dobijeni rezultati odgovaraju usvojenim referentnim vrednostima napona (V_2, V_{ref} i V_0), zadatim snagama DG i usvojenom kriterijumu optimizacije.

5.2 Optimalna tekuća regulacija napona

Ovde se pod tekućom regulacijom napona distributivne mreže podrazumeva istovremena koordinacija upravljačkih promenljivih čije se vrednosti mogu menjati u realnom vremenu. To je moguće samo u uslovima automatizovane distributivne mreže u kojoj postoji mogućnost daljinske kontrole (monitoringa) i koordinacije rada komponenti sistema u realnom vremenu. Optimalne vrednosti upravljačkih promenljivih impliciraju promenljive stanja, tako da se ostvari zadati kriterijum optimizacije. Ovako postavljen zadatak optimalne regulacije napona se može posmatrati kao problem optimalnih tokova snaga u distributivnoj mreži. U svakom slučaju, svaki skup vrednosti upravljačkih promenljivih definiše određeno stacionarno stanje mreže. Tekuća regulacija napona se prema tome može rešavati kao optimizacioni problem sa ograničenjima, pri čemu rešenje zavisi od usvojenog kriterijuma optimizacije, odnosno objektivne funkcije.

U tom slučaju su upravljačke promenljive: pozicija regulacionih otepa RTRPO odnosno vrednosti napona u regulacionoj tački V_0 (napon na sekundaru RTRPO), vrednosti modula napona DG odnosno reaktivnih snaga injektiranja DG i vrednosti snaga kompenzatora reaktivne snage. Upravljačke promenljive se mogu predstaviti kao vektor y :

$$y = [V_0; V_{DG1}, \dots, V_{DGN_{DG}}; Q_{C1}, \dots, Q_{CN_C}] \quad (5.13)$$

Na osnovu vrednosti napona V_0 određuje se položaj regulacionog otepa RTRPO pod pretpostavkom da je vrednost napona na primarnoj strani RTRPO poznata. Napon V_0 je dakle specificirana vrednost napona u automatskom regulatoru napona čiji je zadatak da deluje na regulacioni prekidač RTRPO tako da se na sekundaru RTRPO dobije ta specificirana vrednost napona. Zbog greške koju unosi regulator i diskretne prirode regulacionih otepa dobijena vrednost se može neznatno razlikovati od specificirane vrednosti V_0 .

Promenljive stanja su naponi čvorova u mreži. Vektor promenljivih stanja x sadrži module i uglove fazora napona čvorova:

$$x = [V_1, V_2, \dots, V_{N_m}; \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_{N_m}] \quad (5.14)$$

Bilo koje rešenje mora zadovoljavati pogonska ograničenja. Prva grupa ograničenja su jednačine kojim se definišu tokovi snaga:

$$f(x, y) = 0 \quad (5.15)$$

Druga grupa ograničenja su dozvoljene vrednosti napona čvorova i struje grana mreže:

$$V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad i=1, 2, \dots, N_m \quad (5.16)$$

$$J_i \leq J_{i \max} \quad i=1, 2, \dots, N_m \quad (5.17)$$

Treća grupa ograničenja se odnosi na moguće opsege upravljačkih promenljivih:

$$V_{0 \min} \leq V_0 \leq V_{0 \max} \quad (5.18)$$

$$V_{DGi \min} \leq V_{DGi} \leq V_{DGi \max} \quad i = 1, 2, \dots, N_{DG} \quad (5.19)$$

$$Q_{DGi \min} \leq Q_{DGi} \leq Q_{DGi \max} \quad i = 1, 2, \dots, N_{DG} \quad (5.20)$$

$$Q_{Ci \min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci \max} \quad i = 1, 2, \dots, N_C \quad (5.21)$$

U prethodnim jednačinama korišćene oznake imaju sledeće značenje:

$V_i, V_{i \min}, V_{i \max}$ - modul napona čvora i , minimalna i maksimalna dozvoljena vrednost modula napona čvora i , respektivno,

$J_i, J_{i \max}$ - modul struje grane i , maksimalno dozvoljena vrednost modula struja grane i , respektivno,

$V_{DGi}, V_{DGi \min}, V_{DGi \max}$ - modul napona DG u čvoru i , minimalna i maksimalna vrednost modula napona DG u čvoru i , respektivno,

$Q_{DGi}, Q_{DGi \min}, Q_{DGi \max}$ - reaktivna snaga DG u čvoru i , minimalna i maksimalna reaktivna snaga DG u čvoru i , respektivno,

$Q_{Ci}, Q_{Ci \min}, Q_{Ci \max}$ - reaktivna snaga kompenzatora u čvoru i , minimalna i maksimalna snaga kompenzatora reaktivne snage u čvoru i , respektivno,

N_m, N_{DG}, N_C - ukupan broj čvorova (grana) mreže, broj DG (PV tipa), broj kompenzatora reaktivne snage.

Polazeći od definicije da je problem regulacije napona rešen kada se vrednosti napona u svim čvorovima mreže nađu unutar propisanih granica min-max, što odgovara ispunjenju ograničenja (5.16), problem optimalne regulacije napona se može posmatrati u širem kontekstu. To znači da postoji izvesna sloboda pri izboru objektivne funkcije. Na taj način se, sa jedne strane, kod svih potrošača obezbeđuju propisane vrednosti napona tako da oni normalno funkcionišu sa svojim projektovanim karakteristikama a sa druge strane minimizira usvojena objektivna funkcija i ostvaruje željeni stacionarni režim. U ovom slučaju su uzete u razmatranje dve različite objektivne funkcije:

- gubici snage u mreži,

$$ObjFun = P_{gub} = \sum_{i=1}^{N_m} R_i \cdot J_i^2 \quad (5.22)$$

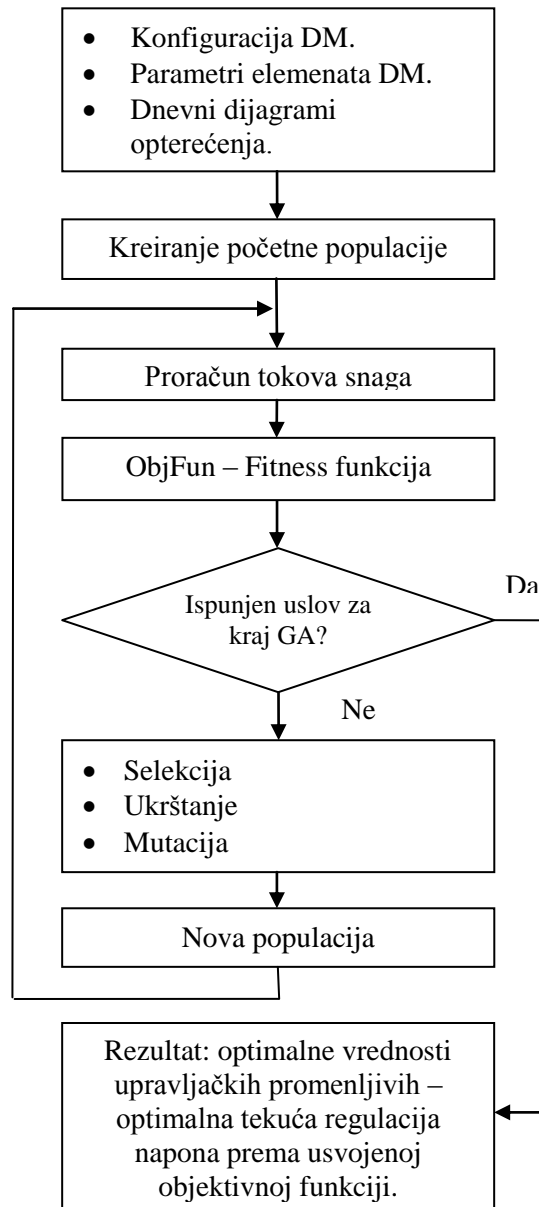
- odstupanje napona čvorova od referentnih (nominalnih) vrednosti,

$$ObjFun = V_d = \sqrt{\sum_{i=1}^{N_m} (V_i - V_{ref})^2} \quad (5.23)$$

Za rešavanje postavljenog optimizacionog zadatka korišćena je programska realizacija GA u okviru programskog paketa MATLAB. Jedinku ili string sa kojim operiše GA u ovom slučaju čine upravljačke promenljive, kao na slici 5.20. Na slici 5.21 je dat dijagram toka postupka za rešavanje problema optimalne tekuće regulacije napona. Postupak je veoma sličan postupku za korekciju napona PV čvorova u kontekstu poboljšanja sezonskog plana regulacije napona, predstavljen u tački 5.1.4.

V_0	V_{DG1}	...	$V_{DGN_{DG}}$	Q_{C1}	...	Q_{CN_C}
-------	-----------	-----	----------------	----------	-----	------------

Slika 5.20. Struktura stringa koji sadrži upravljačke promenljive za tekuću regulaciju napona.



Slika 5.21. Dijagram toka predloženog postupka za optimalnu tekuću regulaciju napona.

5.2.1 Testiranje i diskusija rezultata

Za testiranje postupka optimalne tekuće regulacije napona korišćena je IEEE 30 test mreža na slici 5.22. Kao što je već rečeno, podaci o parametrima elemenata i nominalnim snagama potrošača za ovu test mrežu, kao i za sve ostale u disretaciji, dati su u dodatku D1. Mreža se napaja preko RTRPO koji održava vrednost napona na sabirnicama 0 na zadatoj vrednosti V_0 . Na bazi rezultata optimizacije lokacija DG iz tačke 4.4.1, pretpostavljeno je da je DG priključen u čvor 8. U čvor 25 mreže priključen je kompenzator reaktivne snage sa promenljivim kapacitetom. Karakteristike DG su date u tabeli 5.7 a kompenzatora u tabeli 5.8.

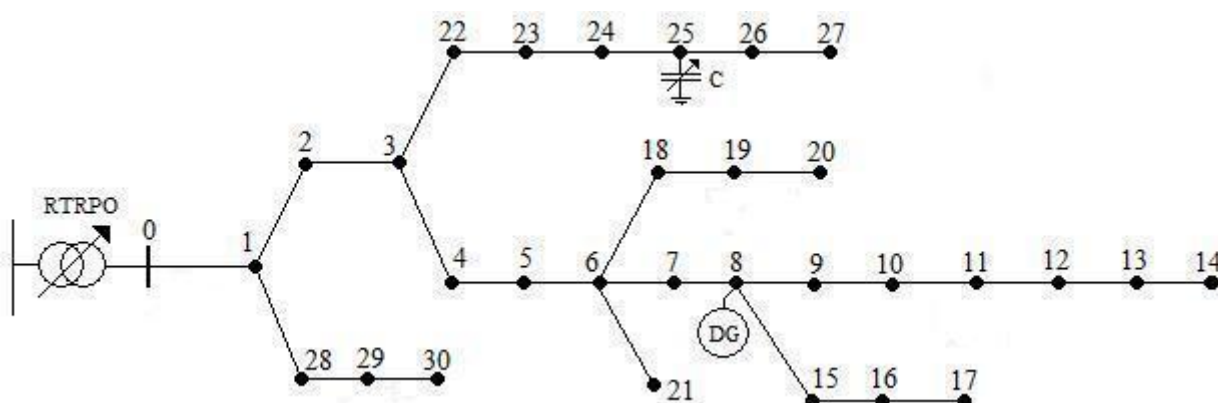
Tabela 5.7. Karakteristike DG.

Lokacija DG, čvor	tip	P_{DG} (r.j.)	$Q_{DG,min}$ (r.j.)	$Q_{DG,max}$ (r.j.)
8	PV	5	-4	4

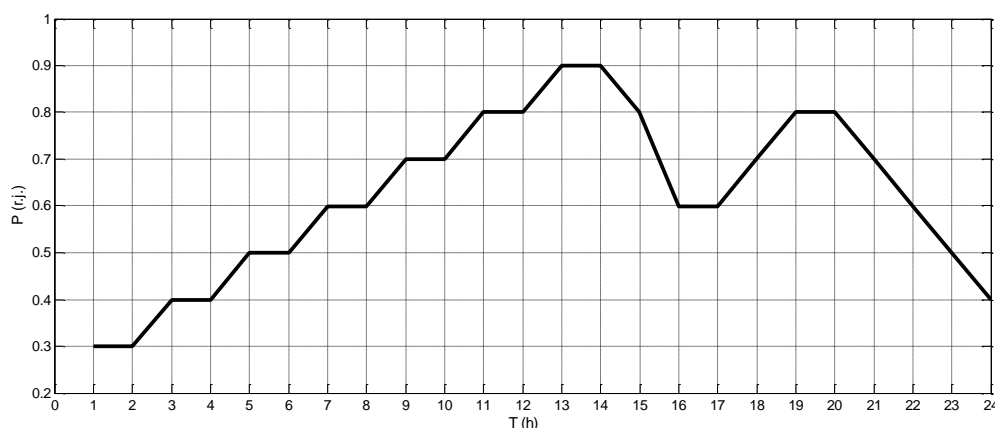
Tabela 5.8. Karakteristike kompenzatora.

Lokacija, čvor	$Q_{C,min}$ (r.j.)	$Q_{C,max}$ (r.j.)
25	0.75	1.35

Opseg promene napona u čvoru 0, odnosno na sabirnicama RTRPO je: $0.97 \text{ r.j.} \leq V_0 \leq 1.05 \text{ r.j.}$



Slika 5.22. IEEE 30 test mreža sa priključenim DG i kompenzatorom reaktivne snage.



Slika 5.23. Normalizovani dnevni dijagram opterećenja.

Zadatak tekuće regulacije napona u ovom konkretnom slučaju je određivanje optimalnih pozicija regulacionih otepa RTRPO odnosno vrednosti napona V_0 , optimalne vrednosti modula napona DG odnosno reaktivne snage injektiranja DG i optimalne vrednosti snage kompenzatora. Pretpostavljeno je da svi potrošači imaju isti dnevni dijagram opterećenja koji je dat na slici 5.23.

Postupak optimalne tekuće regulacije je sproveden za dve različite objektivne funkcije. U jednom slučaju, to su gubici aktivne snage (izraz 5.22) a u drugom odstupanje napona (izraz 5.23). Rezultati su dati u tabelama 5.9 i 5.10, respektivno. Na slikama 5.24 i 5.25 su dijagrami promene najboljih i srednjih vrednosti fitnes funkcije tokom izvršavanja GA u postupku optimalne tekuće regulacije napona kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage i kada je

objektivna funkcija odstupanje napona, respektivno. Zbog stohastičke prirode GA, dobijena rešenja su lokalni optimumi. To znači da sigurno postoje druga rešenja, tj. drugi skup vrednosti upravljačkih promenljivih koje bi dale istu vrednost objektivne funkcije ili čak manju vrednost objektivne funkcije. Međutim, dobijeno rešenje se sigurno nalazi u okolini globalnog optimuma. Radi povećanja pouzdanosti rezultata za svaku vrednost opterećenja postupak je sproveden po nekoliko puta. U nekim slučajevima su dobijeni potpuno identični rezultati, a u drugim su se samo neznatno razlikovali, kao što se može videti iz tabela 5.11 i 5.12 gde su data rešenja iz 5 uzastopnih ponavljanja postupka za slučaj kada je nivo opterećenja $P=0.6$ za oba scenarija regulacije.

Tabela 5.9. Rezultati optimalne tekuće regulacije napona kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage.

Nivo opterećenja	P=0.9	P=0.8	P=0.7	P=0.6	P=0.5	P=0.4	P=0.3
V_0 (r.j.)	1.0500	1.0500	1.0500	1.0412	1.0320	1.0225	1.0133
V_{DG} (r.j.)	1.0333	1.0423	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500
Q_{DG} (r.j.)	2.4889	2.1550	1.7603	1.4725	1.2174	0.9521	0.6671
Q_C (r.j.)	1.3500	1.2481	1.0452	0.8804	0.7500	0.7500	0.75
Obj. Fun. = P_{gub} (r.j.)	0.2951	0.2201	1.7603	0.1331	0.1180	0.1207	0.1414
V_d (r.j.)	0.1348	0.1627	0.1910	0.1795	0.1699	0.1635	0.1601

Tabela 5.10. Rezultati optimalne tekuće regulacije napona kada je objektivna funkcija odstupanje napona.

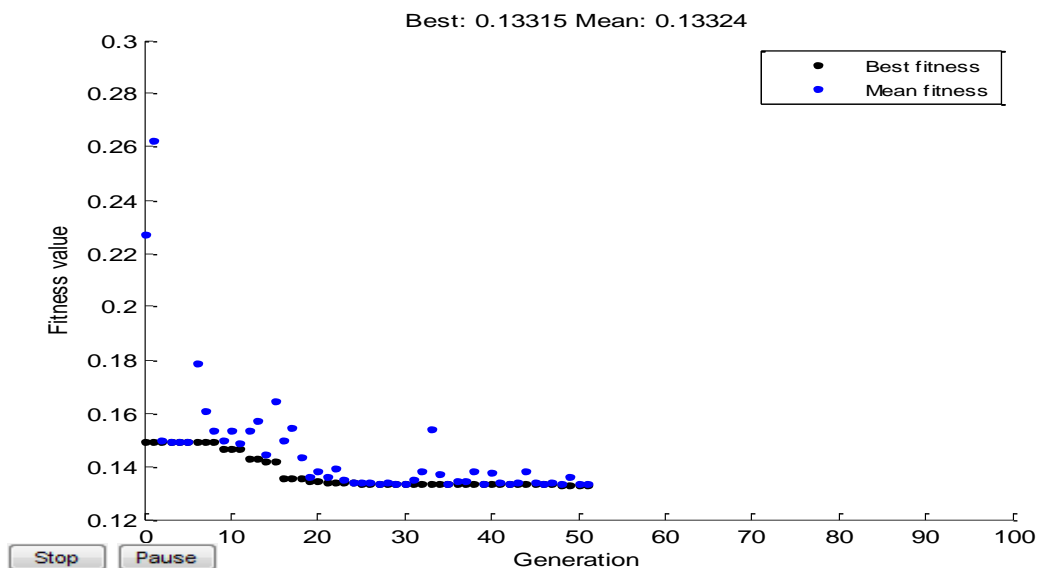
Nivo opterećenja	P=0.9	P=0.8	P=0.7	P=0.6	P=0.5	P=0.4	P=0.3
V_0 (r.j.)	1.0195	1.0160	1.0154	1.0147	1.0140	1.0138	1.0133
V_{DG} (r.j.)	1.0187	1.0183	1.0162	1.0141	1.0121	1.0100	1.0077
Q_{DG} (r.j.)	4	3.0621	1.7402	0.4733	-0.7426	-1.9414	-3.0982
Q_C (r.j.)	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.3500	1.2624	1.1884
Obj. Fun. = V_d (r.j.)	0.0677	0.0588	0.0503	0.0423	0.0349	0.0283	0.0226
P_{gub} (r.j.)	0.3445	0.2462	0.1782	0.1578	0.1807	0.2455	0.3487

Tabela 5.11. Rezultati 5 uzastopnih ponavljanja postupka optimalne tekuće regulacije napona kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage za nivo opterećenja $P=0.6$.

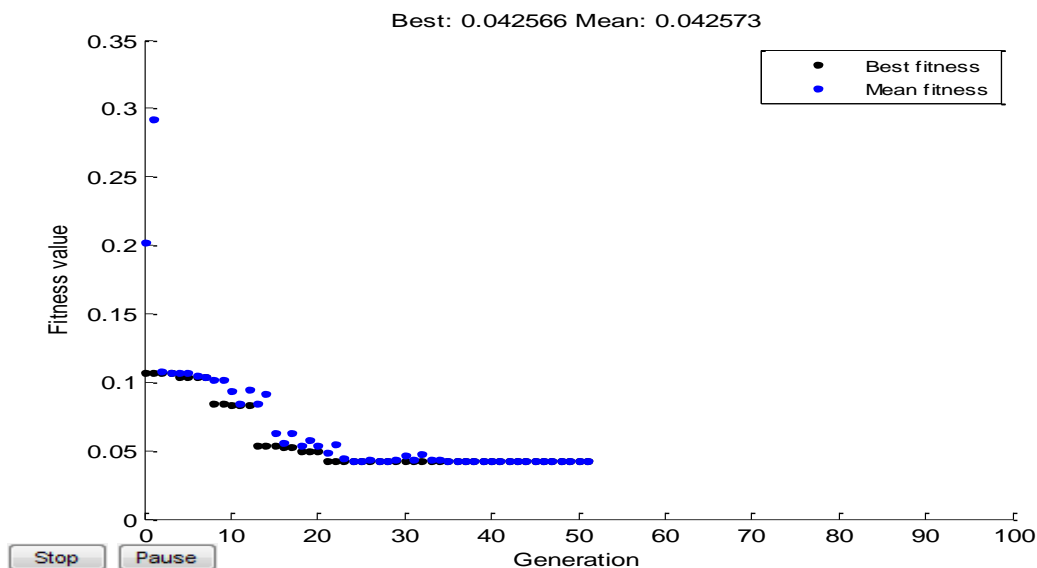
Redni broj	V_0 (r.j.)	V_{DG} (r.j.)	Q_C (r.j.)	Obj. Fun. = P_{gub} (r.j.)
1	1.0412	1.05	0.8804	0.1331
2	1.0412	1.05	0.8645	0.1331
3	1.0412	1.05	0.8792	0.1331
4	1.0411	1.05	0.9067	0.1331
5	1.0412	1.05	0.8810	0.1331

Tabela 5.12. Rezultati 5 uzastopnih ponavljanja postupka optimalne tekuće regulacije primenom GA kada je objektivna funkcija odstupanje napona za nivo opterećenja $P=0.6$.

Redni broj	V_0 (r.j.)	V_{DG} (r.j.)	Q_C (r.j.)	Obj. Fun. = V_d (r.j.)
1	1.0147	1.0141	1.3500	0.0423
2	1.0146	1.0141	1.3500	0.0423
3	1.0149	1.0141	1.3209	0.0424
4	1.0147	1.0141	1.3500	0.0423
5	1.0148	1.0141	1.3341	0.0423



Slika 5.24. Tok GA pri određivanju optimalne regulacije napona kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage za nivo opterećenja $P=0.6$.



Slika 5.25. Tok GA pri određivanju optimalne regulacije napona kada je objektivna funkcija odstupanje napona za nivo opterećenja $P=0.6$.

Na slikama 5.26 ÷ 5.29 dati su dnevni dijagrami optimalnih vrednosti upravljačkih promenljivih za oba scenarija regulacije napona. Jasno se uočava razlika između tih vrednosti kao posledica različitih kriterijuma optimizacije.

Kada je kriterijum optimizacije minimizacija gubitaka snage (P_{gub}):

- Trend promene optimalnih vrednosti V_0 na slici 5.26, prati trend promene nivoa opterećenja (slika 5.23), pri čemu za nivo opterećenja od 0.6 do 0.9 vrednost V_0 ima maksimalnu vrednost.
- Trend optimalnih vrednosti napona DG na slici 5.27 je suprotan od trenda promene nivoa opterećenja, tj. nižim nivoima opterećenja odgovara maksimalna vrednost

napona DG, dok se maksimalnom nivou snage opterećenja, ima minimalna vrednost napona DG, koja je opet dosta visoka (oko 1.033).

- Optimalne vrednosti reaktivne snage DG na slici 5.28 se menjaju u relativno uskom opsegu, tako da ta promena prati trend promene nivoa opterećenja. Reaktivna snaga DG je pozitivna za sve nivoe opterećenja.
- Optimalne vrednosti reaktivne snage kompenzatora sa slike 5.29 prate promenu nivoa opterećenja. Nižim nivoima opterećenja odgovaraju niže vrednosti snaga kompenzatora, i obratno.

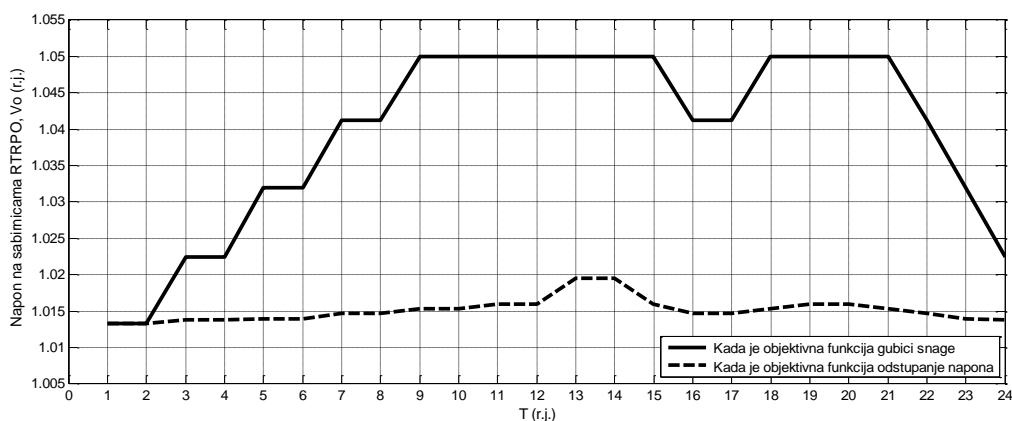
Kada je kriterijum optimizacije minimizacija odstupanja napona (V_d):

- Trend promene optimalnih vrednosti V_0 prati trend promene nivoa opterećenja, ali je opseg promene V_0 znatno uži nego u prvom slučaju. Vrednosti su približno jednake minimalnoj vrednosti V_0 koja se ima u prvom slučaju (oko 1.015 r.j.).
- Trend optimalnih vrednosti napona DG prati trend promene nivoa opterećenja. Te vrednosti su za sve nivoe opterećenja manje od odgovarajućih vrednosti za slučaj regulacije kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage.
- Optimalne vrednosti reaktivne snage DG prate trend promene nivoa snage opterećenja i menjaju se u vrlo širokom opsegu od -3 r.j. do 4 r.j. Te vrednosti se znatno razlikuju od odgovarajućih vrednosti za prvi slučaj kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage.
- Optimalne vrednosti reaktivne snage kompenzatora i u ovom slučaju prate promenu nivoa opterećenja, pri čemu su te vrednosti jednake maksimalnoj vrednosti za sve nivoe opterećenja iznad 0.5. Za niže vrednosti opterećenja, optimalne vrednosti snage kompenzatora su i dalje visoke, znatno veće od odgovarajućih vrednosti u slučaju kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage.

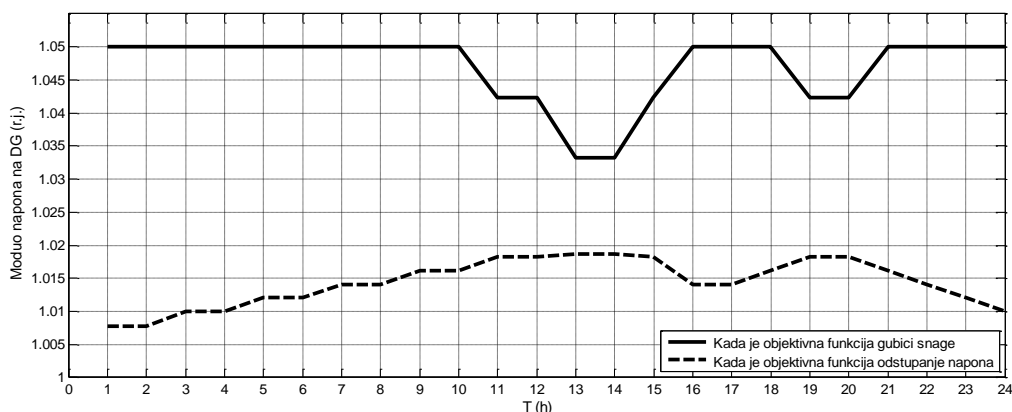
U prvom slučaju kada je cilj minimizacija gubitaka snage, dobijene su visoke vrednosti napona V_0 i V_{DG} u celom opsegu opterećenja. To je posledica predstavljanja potrošača preko modela konstantne snage. Pošto su gubici srazmerni kvadratu modula struje po granama mreže, u uslovima konstantne snage potrošača, minimizacija gubitaka se u ostvaruje povećanjem napona čvorova. Sa druge strane imaju se visoke vrednosti reaktivne snage kompenzatora i širok opseg promene reaktivne snage DG, koje su u funkciji održavanja napona na zadatoj vrednosti, odnosno minimizacije odstupanja napona u čvorovima mreže od zadate (nominalne) vrednosti. Regulacija napona je u direktnoj vezi sa kompenzacijom reaktivne snage.

Potvrda teze da minimizacija jedne objektivne funkcije ne mora da znači smanjenje ili minimizaciju druge je data na slikama 5.30 i 5.31. Radi poređenja uvedeno je jedno referentno stanje „bez regulacije“ u kome su: $V_0 = 1$ (r.j.) ; $V_{DG} = 1$ (r.j.); $Q_C = 0.75$ (r.j.), konstantni i jednaki za sve nivoe opterećenja. Na slici 5.30 su prikazane vrednosti gubitaka snage (P_{gub}) za tri različita scenarija regulacije. Logično, minimalni gubici se imaju u slučaju optimalne regulacije kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage. Međutim, za nivo opterećenja (0.3÷0.6) vrednost gubitaka je veća pri optimalnoj regulaciji kada objektivnu funkciju predstavlja odstupanje napona nego za referentno stanje „bez regulacije“. Još drastičniji primer je na slici

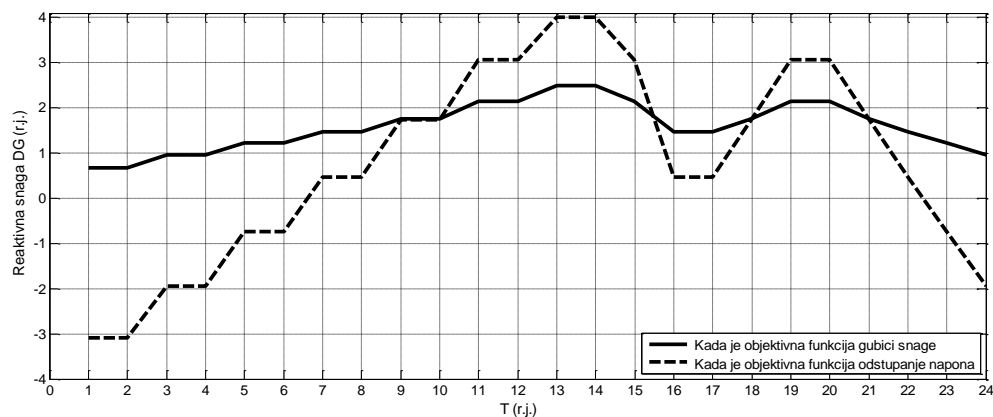
5.31 gde su date vrednosti odstupanja napona (V_d). Prirodno, minimalne vrednosti odstupanja napona se imaju pri optimalnoj regulaciji napona kada je objektivna funkcija odstupanje napona (V_d). Međutim vrednosti V_d su veće za slučaj optimalne regulacije napona kada je objektivna funkcija gubici snage nego za referentno stanje bez regulacije, za sve vrednosti opterećenja, osim za maksimalno. Dodatna ilustracija ovog efekta je na slici 5.32 gde su dati naponski profili mreže za tri nivoa opterećenja, za ta tri scenarija regulacije napona. Na istoj slici pored naponskih profila su prikazani dijagrami objektivne funkcije V_d .



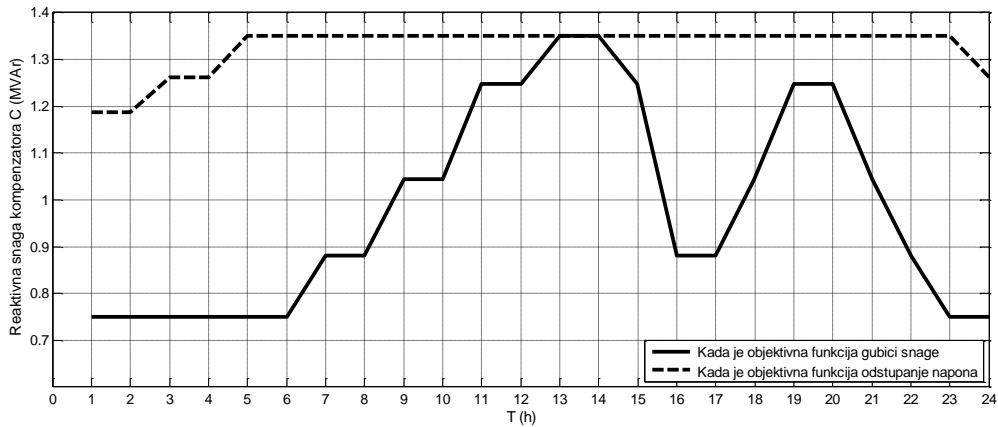
Slika 5.26. Vrednosti napona V_0 pri optimalnoj tekućoj regulaciji napona.



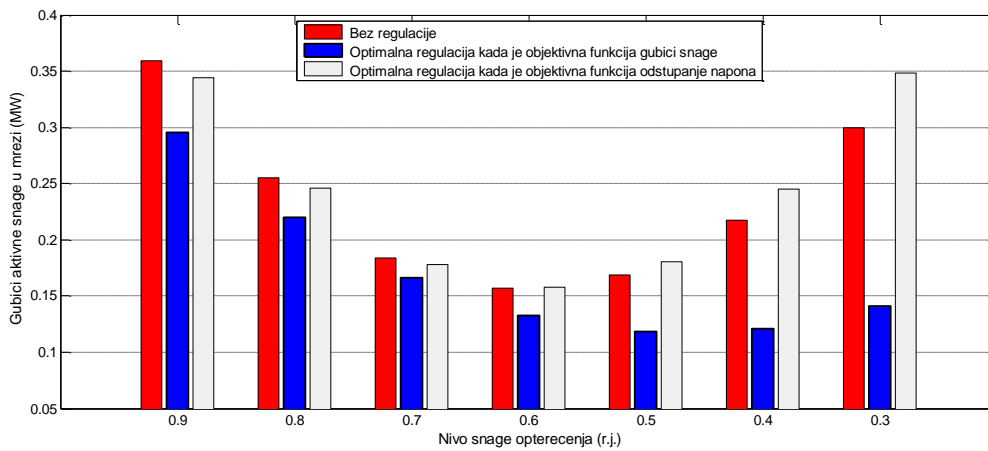
Slika 5.27. Vrednosti napona na DG (V_{DG}) pri optimalnoj tekućoj regulaciji napona.



Slika 5.28. Reaktivne snage DG pri optimalnoj tekućoj regulaciji napona.

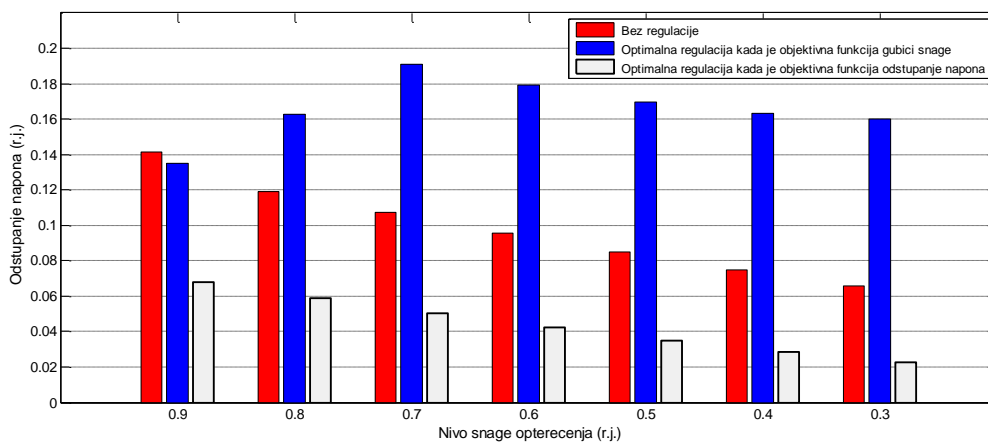


Slika 5.29. Reaktivne snage kompenzatora C pri optimalnoj tekućoj regulaciji napona.

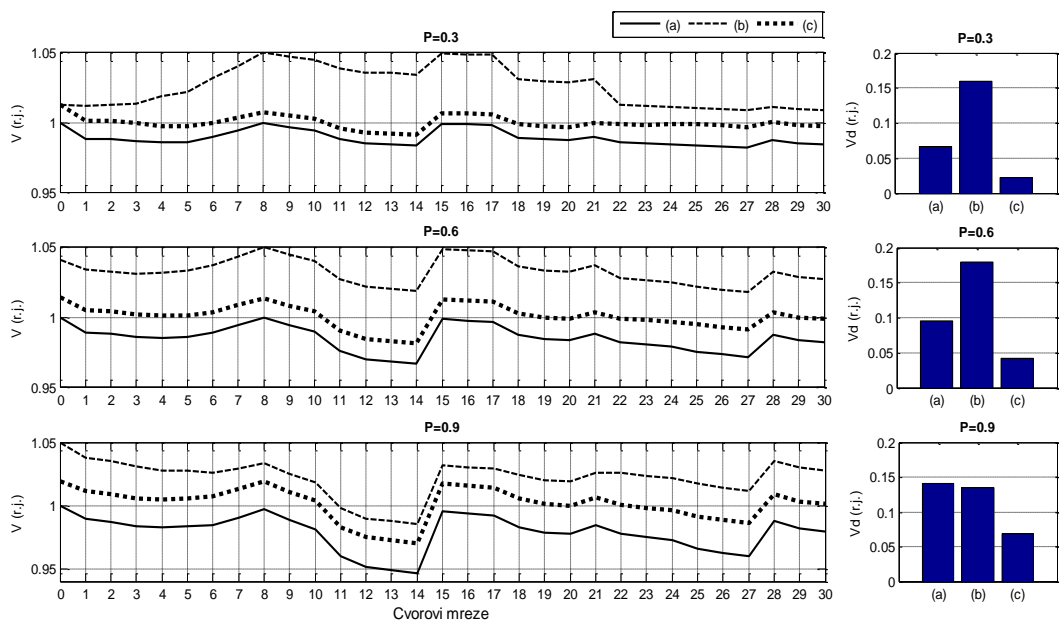


Slika 5.30. Gubici aktivne snage za različite nivoe opterećenja pri različitim scenarijima regulacije napona.

Referentno stanje „Bez regulacije“ je za: $V_0 = 1$ (r.j.); $V_{DG} = 1$ (r.j.); $Q_C = 0.75$ (r.j.).



Slika 5.31. Odstupanje napona za različite nivoe opterećenja pri različitim scenarijima regulacije napona.



Slika 5.32. Naponski profili mreže i odstupanje napona (V_d) za različite nivoe opterećenja pri različitim scenarijima regulacije napona: (a) Bez regulacije; (b) Optimalna regulacija kada objektivnu funkciju predstavljaju gubici snage; (c) Optimalna regulacija kada objektivnu funkciju predstavlja odstupanje napona.

6 METODOLOGIJA ESTIMACIJE STANJA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA SA DG

Estimacija stanja se koristi u procesu upravljanja elektroenergetskim sistemom u proširenom realnom vremenu. Estimator stanja je matematički algoritam pomoću kojeg se za raspoloživi skup merenih veličina i usvojeni kriterijum optimizacije dobijaju pouzdane i u datom trenutku najbolje procene stanja.

S obzirom na deregulisane uslove rada i sve veću primenu distribuiranih izvora, postoji potreba za efikasnijim upravljanjem distributivnim mrežama. Estimacija stanja je osnovna funkcija u procesu analize, upravljanja i planiranja distributivnih mreža. Osnovna namena estimacije stanja je proračun promenljivih stanja, odnosno režima rada mreže u posmatranom trenutku. Ona se obično primenjuje na režime iz realnog vremena, mada može da se odnosi i na bilo koji drugi trenutak od interesa. Specifičnosti realnih distributivnih mreža onemogućavaju direktnu primenu ranije razvijenih estimatora stanja za prenosne mreže u kojima se zahteva izračunavanje i inverzija matrice Jakobijana (prvi izvodi jednačina tokova snaga po promenljivim stanja). Te specifičnosti su, kako je već ranije pomenuto: radijalna struktura, visok odnos r/x , veliki broj čvorova i veoma ograničen broj merenja u realnom vremenu. Pod merenjima u realnom vremenu se ovde podrazumevaju telemetrisana merenja posredstvom SCADA sistema. Većina distributivnih mreža je samo delimično automatizovana tako da se SCADA sistemom obezbeđuje sasvim ograničen broj merenja i to uglavnom u napojnim transformatorskim stanicama (TS) VN/SN i manjem broju SN/SN. Vrlo retko se ta merenja vrše u dubini distributivne mreže. Zato je neophodno prilagoditi postojeće estimatore stanja prenosnih mreža ili razviti nove, koji su specijalizovani za distributivne mreže.

Praktičan metod za estimaciju stanja u distributivnoj mreži mora da uvaži realne uslove rada mreže. Zbog nedovoljnog broja telemetrisanih merenja, neophodno je na neki način dopuniti skup podataka uvođenjem tzv. pseudo-merenih veličina. To su podaci o potrošnji u svim čvorovima mreže. U suštini, podaci o potrošnji se dobijaju iz podataka o naplati, na osnovu modela opterećenja, merenja u realnom vremenu i podataka o mreži. Postupak određivanja pseudo-merenih veličina se naziva kalibracija.

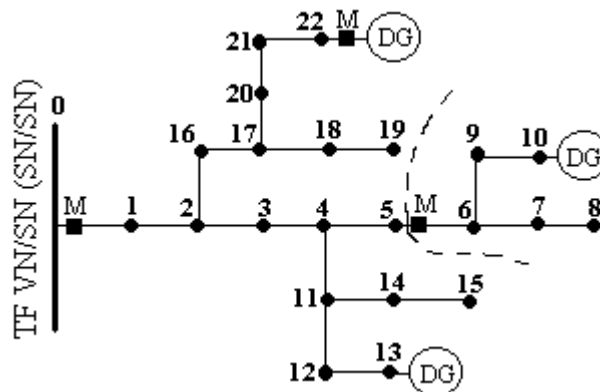
Tretman DG u postupku estimacije stanja zavisi od toga da li su obuhvaćeni sistemom merenja u realnom vremenu posredstvom SCADA. Realno je da su DG većih snaga uključeni u sistem daljinskog očitavanja merenja napona, struje i snage. Na taj način se povećava redundansa podataka distributivne mreže, a time i mogućnost za tačniju estimaciju. Zbog toga se nameće potreba za adekvatnim tretiranjem DG u algoritmima estimacije stanja distributivnih mreža. Jedan pristup u tom pravcu je prikazan u ovom poglavlju.

6.1 Estimacija stanja korekcijom opterećenja

U ovom poglavlju disertacije je predložen jedan postupak za estimaciju stanja radijalne distributivne mreže sa DG, koji predstavlja modifikaciju algoritma datog u referenci [57]. Spada u grupu metoda koje se zasnivaju na primeni osnovnog algoritma za proračun tokova snaga. Zahteva minimalne podatke koji su danas raspoloživi u većini distributivnih mreža, a to su:

- Merene vrednosti modula napona na sabirnicama napojnih TS VN/SN ili TS SN/SN;
- Merene vrednosti modula struja ili aktivne i reaktivne snage u izvodnim poljima TS VN/SN ili TS SN/SN;
- Pseudomerene vrednosti snaga opterećenja i proizvodnje DG dobijene postupkom kalibracije, i eventualno
- Merene vrednosti napona, struja i snaga DG;
- Merene vrednosti modula struje i napona u dubini mreže, (struje grane i napon odgovarajućeg čvora).

U radijalnoj mreži se pri poznatoj vrednosti napona napojnog čvora i opterećenja u svim čvorovima, režim rada može u potpunosti rekonstruisati proračunom tokova snaga. Polazeći od ove činjenice, estimacija stanja radijalne distributivne mreže se može svesti na iterativnu korekciju opterećenja tako da se stanje u sistemu maksimalno približi onom koje indiciraju merene veličine. S obzirom da se u većini distributivnih mreža daljinska merenja vrše samo na izvodima napojnih transformatorskih stanica, korekcija potrošnje se tada može vršiti jedino u odnosu na ta merenja. U slučaju da pored merenja na napojnim izvodima postoje i dodatna daljinska merenja po dubini mreže, tada se ovaj pristup može dopuniti, u zavisnosti od veličina koje se mere i tačaka u mreži gde se vrše ta dodatna merenja.



Slika 6.1. Radijalna distributivna mreža sa DG.

Predloženi postupak estimacije stanja se sastoji iz tri osnovna koraka:

- Kalibracija promenljivih stanja, ili izračunavanje pre-estimiranih (inicijalnih) vrednosti promenljivih stanja,
- Proračun tokova snaga,
- Korekcija svih promenljivih stanja u skladu sa razlikom izmerenih i izračunatih vrednosti veličina koje se mere.

6.1.1 Kalibracija promenljivih stanja

U opštem slučaju, pored snaga potrošnje, promenljivim stanja u postupku estimacije se mogu smatrati i snage DG koji nemaju daljinsko očitavanje merenja. U postupku kalibracije potrošnje koriste se podaci o karakteristikama i podaci o vrednostima potrošnje. Karakteristika potrošnje se opisuje tipom. Tipovi potrošnje se međusobno razlikuju po normalizovanom dnevnom hronološkom dijagramu potrošnje, pri čemu se, najčešće, implicitno podazumeva par takvih dijagrama: jedan za module struja (ili aktivne snage) i drugi za faktor snage (ili reaktivne snage). Uglavnom se potrošnja može podeliti na sledeće tipove: industrijska, individualna domaćinstva, poslovno-komercijalni objekti i sl. Može se uvesti pretpostavka da se potrošači istog tipa isto ponašaju radnim danima u toku sedmice, a različito u toku vikenda. Tako se sa dva dijagrama (jedan za radne dan i jedan za vikende) može u potpunosti opisati njihova karakteristika. Pomenuti skup od dva dijagrama za svaki tip potrošača se koristi za opis po sezonama u toku godine. Dovoljno dobri rezultati se mogu postići ako se uzmu dve sezone (sezona veće i sezona manje potrošnje). Pretpostavlja se da su svi potrošači jednog čvora istog tipa. Za vrednosti pokazatelja potrošnje (x) koristi se jedna od sledećih veličina:

- Vrednost nominalnih snaga transformatora SN/NN;
- Mesečne, sezonske ili godišnje maksimalne vrednosti struje potrošnje (maksigrafa) na transformatorima SN/NN;
- Vrednosti mesečnih, sezonskih ili godišnjih protoka energije kroz transformatore SN/NN.

Obično male jedinice distribuirane proizvodnje nisu uključene u sistem za daljinsko očitavanje merenja. U tom slučaju neophodno je, slično kao kod potrošnje, izvršiti kalibraciju aktivne snage i faktora snage ili aktivne i reaktivne snage DG. Za to je potrebno imati podatke o karakteristikama i vrednostima proizvodnje DG. Karakteristike zavise od tipa DG, odnosno od tipa primarnog izvora energije. S obzirom da je teško odrediti dnevni hronološki dijagram proizvodnje, obično se može prihvatiti pretpostavka da DG u zavisnosti od tipa (hidro, vetro, solarni...) ima u određenim periodima godine konstantni dnevni dijagram proizvodnje. Na bazi podataka o mesečnoj isporučenoj energiji, može se za svaki DG ili grupu DG priključenih na isti transformator, formirati normalizovani hronološki godišnji dijagram proizvodnje.

Kao pokazatelj vrednosti proizvodnje DG može se uzeti nominalna snaga ili podaci o isporučenoj energiji u određenom periodu. Na taj način se DG sa nepoznatom snagom može tretirati kao negativni potrošač. To znači da se u postupku kalibracije uzima kao potrošač sa negativnom snagom (slika 6.1, čvor 13).

Neka je u okviru jednog dana sezone izabran trenutak (T) za kalibraciju. Ako se raspolaže sa parom normalizovanih dnevnih hronoloških dijagrama struja-faktor snage i merenom vrednošću struje, kalibrisane vrednosti struje potrošnje u čvoru i , koji se napaja preko izvoda m , mogu se izračunati prema izrazu 6.1 i 6.2. Ukoliko se ima par normalizovanih dnevnih hronoloških dijagrama aktivna-reaktivna snaga i merene vrednosti aktivne i reaktivne snage, tada se kalibrisane vrednosti snaga potrošnje u čvoru i , koji se napaja preko izvoda m , određuju preko izraza 6.3 i 6.4.

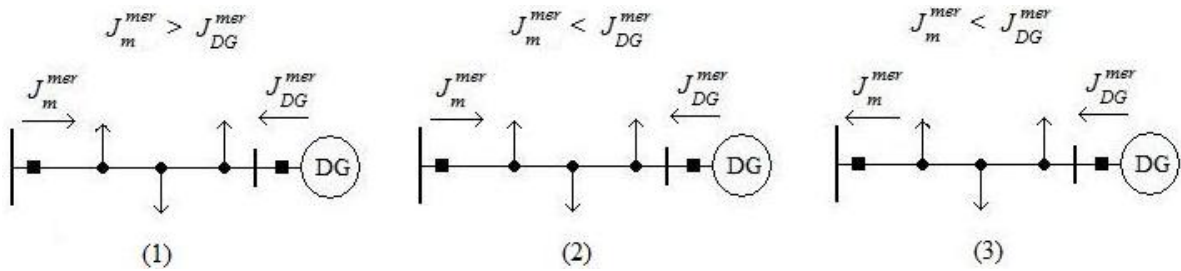
$$I_i^{kal}(T) = \frac{j_i^p(T) \cdot x_i}{\sum_{j \in \alpha_m} |j_j^p(T) \cdot x_j|} \cdot J_m^{mer}(T) \quad (6.1)$$

$$\cos \varphi_i^{kal}(T) = \cos \varphi_i^p(T) \quad (6.2)$$

$$P_i^{kal}(T) = \frac{p_i^p(T) \cdot x_i}{\sum_{j \in \alpha_m} |p_j^p(T) \cdot x_j|} \cdot P_m^{mer}(T) \quad (6.3)$$

$$Q_i^{kal}(T) = \frac{q_i^p(T) \cdot x_i}{\sum_{j \in \alpha_m} |q_j^p(T) \cdot x_j|} \cdot Q_m^{mer}(T) \quad (6.4)$$

Ukoliko u distributivnoj mreži postoje DG koji su uključeni u sistem za daljinsko očitavanje merenja (slika 6.1, čvor 22), tada se pri kalibraciji promenljivih stanja, pored merenih vrednosti struje ili snage u napojnom izvodu, moraju uzeti u obzir i merene vrednosti struje ili snage DG koji pripadaju tom izvodu. Pri tome se mogu javiti tri karakteristična slučaja, kao na slici 6.2:



Slika 4.2. Različite varijante odnosa struja iz mreže i struje DG.

- (1) Snaga, odnosno struja u napojnoj deonici izvoda je veća od ukupne snage ili struje svih DG (sa daljinskim očitavanjem merenja) koji pripadaju tom izvodu. Potrošači se napajaju delom iz napojne mreže a delom iz DG. Izraz za izračunavanje kalibrisane struje potrošnje u nekom čvoru i je sada:

$$I_i^{kal}(T) = \frac{j_i^p(T) \cdot x_i}{\sum_{j \in \alpha_m} |j_j^p(T) \cdot x_j|} \cdot [J_m^{mer}(T) + J_{DG}^{mer}(T)] \quad (6.5)$$

- (2) Snaga, odnosno struja u napojnoj deonici izvoda je manja od ukupne snage ili struje svih DG (sa daljinskim očitavanjem merenja) koji pripadaju tom izvodu i usmerena ka potrošačima. Potrošači se napajaju većim delom iz DG a manjim delom iz napojne mreže. Izraz za kalibrisanu struju u čvoru i je isti kao u prvom slučaju, (izraz 6.5).
- (3) Snaga, odnosno struja DG sa daljinskim očitavanjem merenja je veća od snage odnosno struje u napojnoj deonici izvoda usmerene ka napojnom čvoru. To znači da DG deo snage troše na napajanje lokalnih potrošača razmatranog izvoda a deo „izvoze“ ka potrošačima drugih izvoda ili preko napojnog transformatora u napojnu mrežu. U ovom slučaju, za izračunavanje kalibrisane struje potrošnje u čvoru i razmatranog izvoda m , treba koristiti izraz:

$$I_i^{kal}(T) = \frac{j_i^p(T) \cdot x_i}{\sum_{j \in \alpha_m} |j_j^p(T) \cdot x_j|} \cdot [J_{DG}^{mer}(T) - J_m^{mer}(T)] \quad (6.6)$$

Ukoliko se umesto struja koriste merene vrednosti snaga, odgovarajući izrazi za kalibrisane vrednosti snaga se dobijaju po analogiji sa izrazima 6.5 i 6.6.

U prethodnim izrazima (6.1- 6.6), korišćene oznake imaju sledeće značenje:

$I_i^{kal}(T)$, $P_i^{kal}(T)$, $Q_i^{kal}(T)$ - kalibrisana vrednost struje, aktivne i reaktivne snage u čvoru i u trenutku T , respektivno.

$j_i^p(T)$, $p_i^p(T)$, $q_i^p(T)$ - vrednost struje, aktivne i reaktivne snage potrošača i u trenutku (T), koja se očitava sa normalizovanog dnevnog hronološkog dijagrama struje, aktivne i reaktivne snage za tip potrošnje p , respektivno. Za DG to su odgovarajući dijagrami proizvodnje.

x_i - vrednost pokazatelja potrošnje u čvoru i , za koji se može uzeti nominalna snaga transformatora, maksimalna vrednost struje ili protok energije kroz transformator u određenom periodu,

$J_m^{mer}(T)$, $P_m^{mer}(T)$, $Q_m^{mer}(T)$ - izmerena vrednost struje, aktivne i reaktivne snage izvoda m u trenutku T ,

$J_{DG}^{mer}(T)$ - predstavlja zbir izmerenih vrednosti struja svih DG jednog izvoda kod kojih postoji telemetrijsko merenje u trenutku T .

α_m - skup indeksa čvorova potrošača koji pripadaju izvodu m .

Postupak se sprovodi za sve izvode jedne transformatorske stanice u kojoj postoje merenja.

Ukoliko u nekoj tački (grani), u dubini mreže postoji merenje i daljinsko očitavanje napona i struje, tada se kalibracija potrošnje od te tačke prema "dole" (ka krajevima) vrši u odnosu na to merenje, a taj deo mreže se isključuje iz kalibracije opterećenja ostatka mreže (slika 6.1, grana 5-6).

Kalibracija se sprovodi samo na početku i ima za cilj inicijalizaciju postupka estimacije stanja. Shodno tome, snage potrošača u čvorovima u prvoj iteraciji estimacije stanja su:

$$P_{p,i}^{(1)} = P_i^{kal}(T) \quad (6.7)$$

$$Q_{p,i}^{(1)} = Q_i^{kal}(T) \quad (6.8)$$

ili

$$P_{p,i}^{(1)} = I_i^{kal}(T) \cdot V_i \cos \varphi_i^{kal}(T) \quad (6.9)$$

$$Q_{p,i}^{(1)} = I_i^{kal}(T) \cdot V_i \sin \varphi_i^{kal}(T) \quad (6.10)$$

6.1.2 Proračun tokova snaga u postupku estimacije stanja

Proračun tokova snaga je “motor” estimacije stanja. Ovde se primenjuje efikasan metod za proračun tokova snaga, koji je predstavljen u poglavlju 3. Proračun se sprovodi u svakoj iteraciji e postupka estimacije.

Korak 1. Inicijalizacija

Napon korenog čvora 0 je izmerena vrednost napona sabirnica napojne TS. Za početne vrednosti napona u svim čvorovima mreže usvajaju se nominalne vrednosti, osim u čvorovima u kojima postoje merenja, gde se postavlja izmerena vrednost napona. Čvorovi u kojima su priključeni DG sa daljinskim očitavanjem merenja predstavljaju se kao PV čvorovi.

Korak 2. Kretanje unazad

Struja grane i u iteraciji k proračuna tokova snaga za iteraciju e estimacije stanja je:

$$\underline{J}_i^{(k)} = \frac{P_{P,i}^{(e)} - jQ_{P,i}^{(e)}}{\underline{V}_i^{(k-1)}} + \underline{Y}_i^o \cdot \underline{V}_i^{(k-1)} + \sum_{\substack{\ell \in \alpha_{ii} \\ \ell \neq i}} \underline{J}_\ell^{(k)}$$

(6.11)

gde su:

$P_{P,i}^{(e)}$ - estimirana vrednost aktivne snage potrošača u čvoru i u iteraciji e postupka estimacije

$Q_{P,i}^{(e)}$ - estimirana vrednost reaktivne snage potrošača u čvoru i u iteraciji e postupka estimacije

\underline{Y}_i^o - suma otočnih admitansi elemenata u čvoru i , uključujući i admitanse otočnih kondenzatorskih baterija za kompenzaciju reaktivnih snaga. U ovom slučaju su kondenzatori predstavljeni modelom konstantne admitanse. Razlog za to je što su njihove snage poznate (znaju se nominalne snage kondenzatorskih baterija), pa se na taj način isključuju iz estimacije snaga čvorova, tj. estimirane snage čvorova su jednake snagama potrošača.

Korak 3. Kretanje unapred

Nakon izračunavanja struja grana, sledi zamena unapred, gde se počevši od korenog čvora izračunavaju padovi napona po granama, i konsekventno, naponi čvorova. Pri tome, ukoliko je u nekom čvoru prisutno merenje napona, tada se umesto izračunate vrednosti modula napona zamenjuje izmerena vrednost napona.

Korak 4. Provera kriterijuma konvergencije

Kao kriterijum konvergencije u proračunu tokova snaga može se koristiti uslov da maksimalna razlika modula napona čvorova u dve uzastopne iteracije bude manja od unapred zadate vrednosti:

$$\max |V_i^{(k)} - V_i^{(k-1)}| \leq \varepsilon_V = (10^{-3} \div 10^{-5})$$

(6.12)

6.1.3 Korekcija promenljivih stanja

Nakon proračuna tokova snaga, upoređuju se izmerene i izračunate vrednosti veličina koje se mere. U zavisnosti od tretmana DG, koriste se različiti uslovi konvergencije u predloženom postupku estimacije stanja:

- (1) Ukoliko nema DG sa daljinskim očitavanjem merenja ili ukoliko ima DG sa daljinskim očitavanjem merenja, a izmerena vrednost snage, odnosno struje u napojnoj deonici razmatranog izvoda m je veća od izmerene snage odnosno struje svih DG sa daljinskim očitavanjem merenja koji pripadaju izvodu m , onda uslov konvergencije postaje:

$$|J_m^{mer} - J_m^{izr(e)}| \leq \varepsilon_e = (10^{-3} \div 10^{-5}) \quad (6.13)$$

Ako ovaj uslov nije ispunjen, treba izvršiti korekciju promenljivih stanja, tj. aktivne i reaktivne snage potrošnje, na sledeći način:

$$P_{P,i}^{(e+1)} = \frac{J_m^{mer}}{J_m^{izr(e)}} \cdot P_{P,i}^{(e)} \quad (6.14)$$

$$Q_{P,i}^{(e+1)} = \frac{J_m^{mer}}{J_m^{izr(e)}} \cdot Q_{P,i}^{(e)} \quad (6.15)$$

- (2) Ako je izmerena snaga, odnosno struja u napojnoj deonici izvoda m manja od izmerene snage odnosno struje svih DG sa daljinskim očitavanjem merenja koji pripadaju tom izvodu, onda se koristi sledeći uslov:

$$|J_{DG}^{mer} - J_{DG}^{izr(e)}| \leq \varepsilon_e = (10^{-3} \div 10^{-5}) \quad (6.16)$$

Ako ovaj uslov nije ispunjen, treba izvršiti korekciju promenljivih stanja, tj. aktivne i reaktivne snage potrošnje, na sledeći način:

$$P_{P,i}^{(e+1)} = \frac{J_{DG}^{mer}}{J_{DG}^{izr(e)}} \cdot P_{P,i}^{(e)} \quad (6.17)$$

$$Q_{P,i}^{(e+1)} = \frac{J_{DG}^{mer}}{J_{DG}^{izr(e)}} \cdot Q_{P,i}^{(e)} \quad (6.18)$$

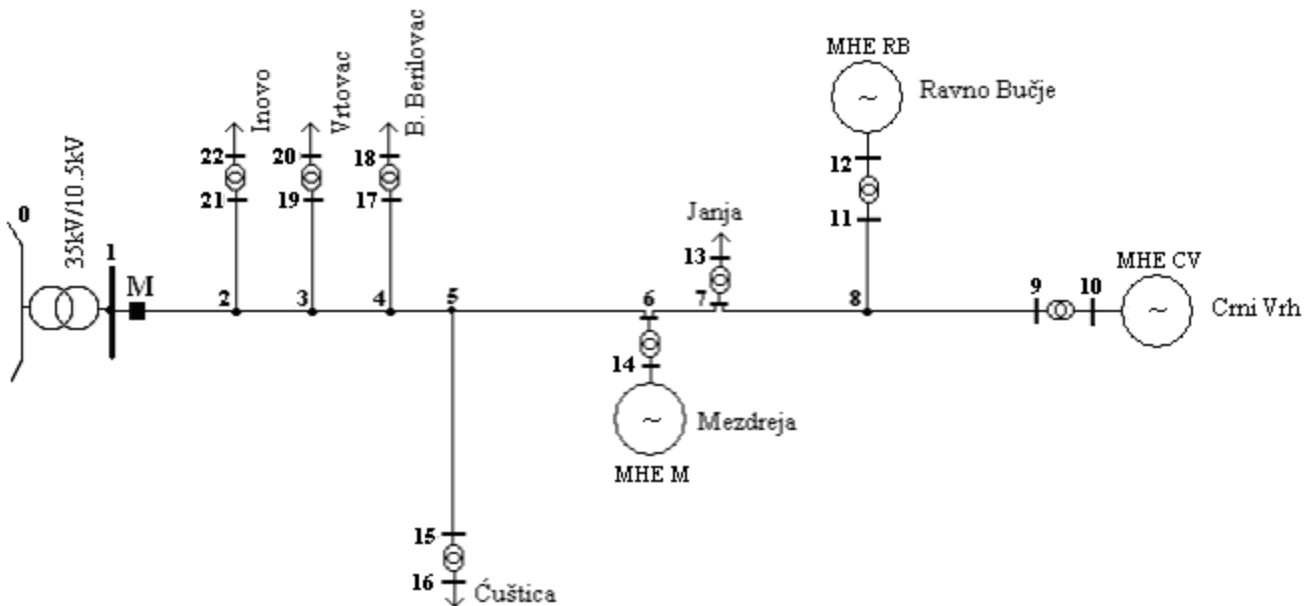
Indeks (e) označava tekuću iteraciju u procesu estimacije stanja. Sa novim vrednostima snaga čvorova, sprovodi se nova iteracija estimacije stanja. Proračun po tačkama 6.1.2 i 6.1.3 se ponavlja sve dok se ne ispuni uslov (6.13) odnosno (6.16). Kada se to dogodi, dobijene vrednosti iz poslednjeg proračuna tokova snaga predstavljaju estimirane vrednosti promenljivih stanja.

6.2 Testiranje i diskusija rezultata

Testiranje predložene metodologije estimacije stanja je sprovedeno na dve realne distributivne mreže.

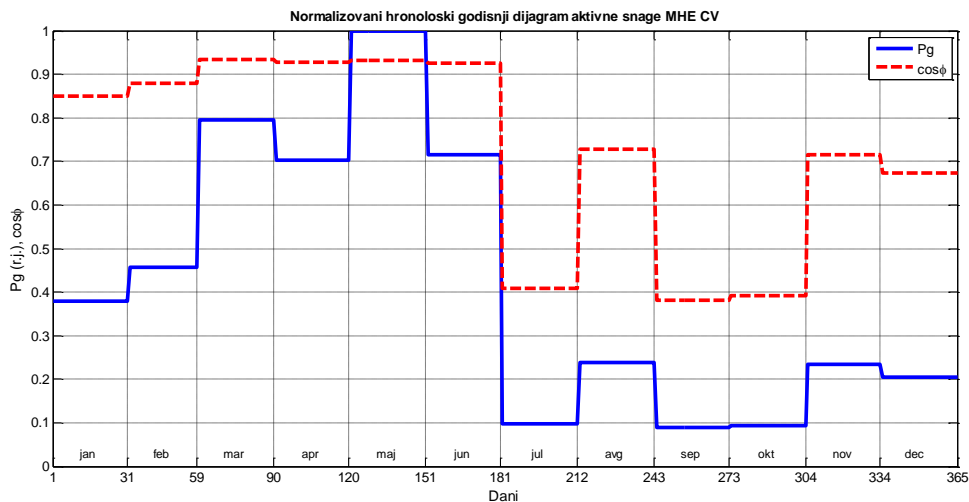
6.2.1 Test mreža Knjaževac

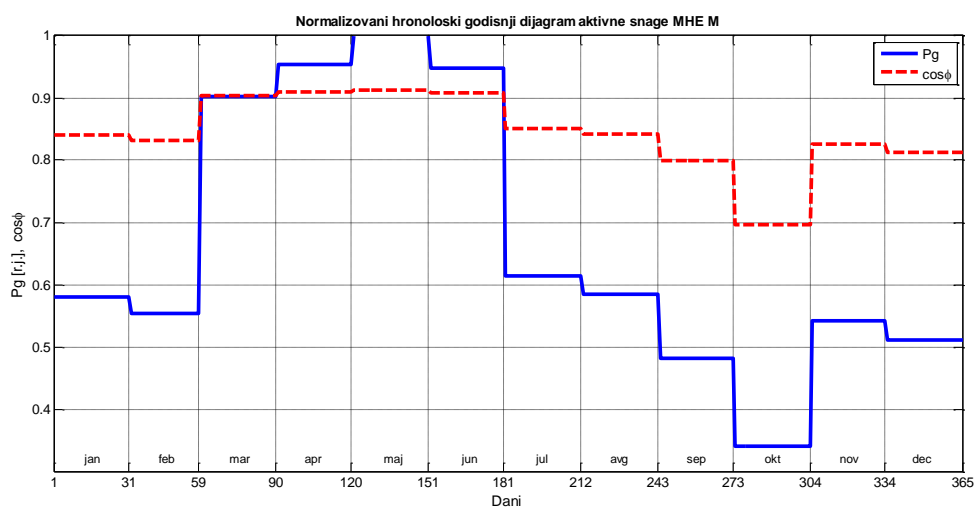
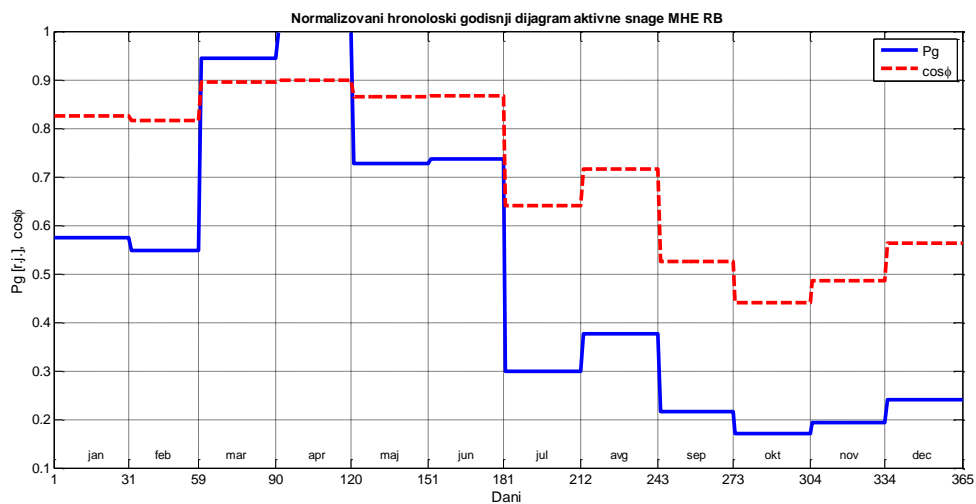
Na slici 6.3 je data modifikovana verzija test mreže Knjaževac sa 11 mikro hidroelektrana (MHE), koja se takođe nalazi u dodatku D1. Modifikacija se sastoji u tome što je više MHE koje su priključene na isti transformator predstavljeno jednom ekvivalentnom MHE. Kod MHE su priključeni kondenzatori za kompenzaciju reaktivnih snaga asinhronih generatora. Oni su u postupku estimacije predstavljeni modelom konstantne admitanse, tako da su isključeni iz estimacije snaga čvorova.



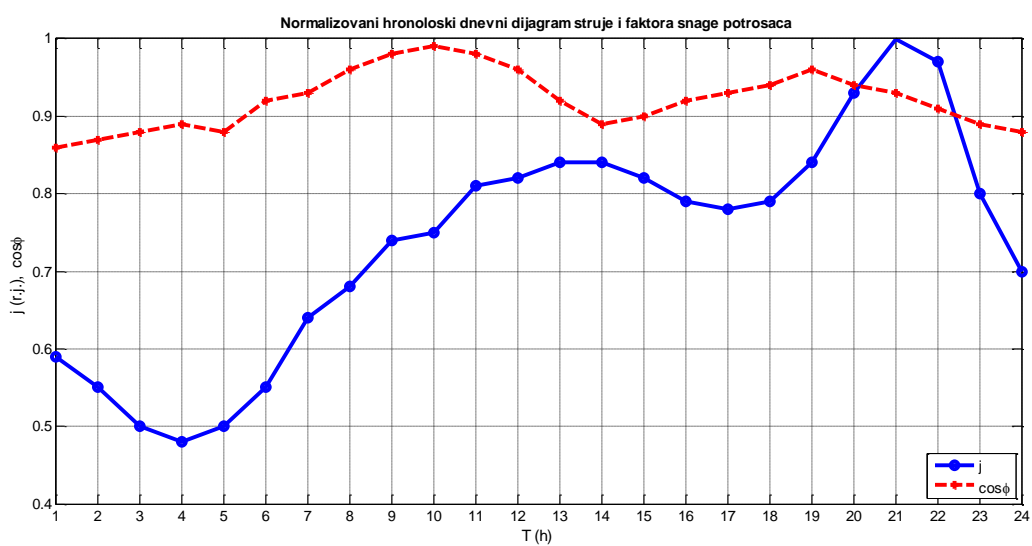
Slika 6.3. Deo distributivne mreže na području Elektrodistribucije Knjaževac.

Karakteristike proizvodnje MHE su date preko normalizovanih hronoloških godišnjih dijagrama aktivne snage i faktora snage (slika 6.4), koji su formirani na osnovu mesečnih očitavanja proizvedene energije u toku 2007. godine. Normalizacija je vršena u odnosu na maksimalnu snagu MHE tokom godine. Za pokazatelje proizvodnje MHE uzete su vrednosti godišnje proizvodnje energije. Ovaj kriterijum je ekvivalentan kriterijumu godišnjih protoka energije kroz transformatore SN/NN, jer je potrošnja na tim transformatorima zanemarljiva.





Slika 6.4. Normalizovani hronološki godišnji dijagrami snaga MHE dobijeni na osnovu mesečnih očitavanja energije u 2007. godini.



Slika 6.5. Dnevni hronološki dijagram potrošača [57]; normalizovani dijagram struje (j) i dijagram faktora snage za rezidencijalni tip potrošača (domaćinstva).

Karakteristike potrošača su predstavljene dnevnim hronološkim dijagramom struje i faktora snage na slici 6.5. Kao pokazatelji potrošnje, uzeti su godišnji protoci energije kroz transformatore SN/NN, na osnovu godišnje potrošnje aktivne energije. Podaci su dobijeni od elektrodistributivnog preduzeća. U tabeli 6.1 su dati podaci o vrednostima godišnje proizvodnje MHE, odnosno godišnjim protocima aktivne energije kroz pripadajuće transformatore za 2007. godinu.

Tabela 6.1. Podaci o godišnjim protocima energije kroz transformatore za 2007. godinu.

Transformator	W_P (kWh)	W_G (kWh)
9-10 (MHE CV)	0	258300
11-12 (MHE RB)	0	277524
7-13 (Janja)	24023	0
6-14 (MHE M)	0	226880
15-16 (Čuštica)	117805	0
17-18 (B. Berilovac)	154731	0
19-20 (Vrtovac)	218724	0
21-22 (Inovo)	120933	0

Estimacija stanja u mreži na slici 6.3 je izvršena na osnovu izmerenih vrednosti napona i struje napojnog izvoda. Merenje je izvršeno 11. Aprila 2007 godine u $T = 16$ (h):

$$V_1^{mer} = 10.1 \text{ (kV)} = 1.01 \text{ (r.j.)}; \quad J_1^{mer} = 6 \text{ (A)} = 0.1039 \text{ (r.j.)};$$

U tabeli 6.2 su dati rezultati estimacije vrednosti struja i snaga grana i napona čvorova mreže.

Tabela 6.2. Estimirane vrednosti struja, napona i snaga.

Čvor/Grana	I^{est} (A)	V^{est} (V)	P^{est} (kW)	Q^{est} (kVAr)
10	85.3	414.7	-60.6	24.6
12	126.1	414.6	-90.0	43.6
13	9.8	404.6	6.3	2.7
14	101.3	409.3	-70.9	32.4
16	48.4	399.8	30.8	13.1
18	63.8	398.5	40.5	17.3
20	90.8	395.7	57.3	24.4
22	49.8	399.3	31.7	13.5

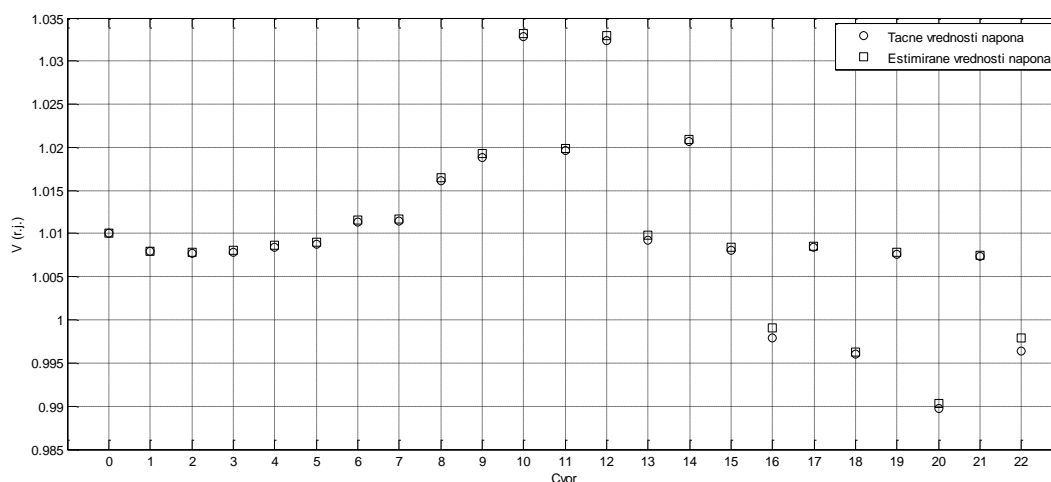
Negativna vrednost snage označava proizvodnju MHE (negativna potrošnja). Ukupni gubici aktivne i reaktivne snage u mreži su: $\Delta P^{est} = 7 \text{ (kW)}$ i $\Delta Q^{est} = 10 \text{ (kVAr)}$.

Pošto su tačne vrednosti snaga potrošača i MHE u datom trenutku nepoznate, nemoguće je oceniti tačnost dobijenih rezultata, odnosno postupka kojim su dobijeni ti rezultati. Zbog toga je izvršena simulacija merenja, tako što je za pretpostavljene (tačne) vrednosti snaga MHE, snaga potrošača i napona korenog čvora, izvršen proračun tokova snaga. Dobijene vrednosti napona, struja i snaga su uzete kao tačne (merene) veličine. Sa tim vrednostima kao izmerenim sproveden je postupak estimacije. Na osnovu dobijenih rezultata izvršena je procena greške

estimiranih veličina. Za $V_0 = 10.1 \text{ (kV)} = 1.01 \text{ (r.j.)}$ dobijene su vrednosti „merenih“ veličina $V_1^{mer} = 10.08 \text{ (kV)} = 1.008 \text{ (r.j.)}$ i $J_1^{mer} = 4.62 \text{ (A)} = 0.08 \text{ (r.j.)}$. U tabeli 6.3 su date tačne i estimirane vrednosti snaga i struja kao i procenjene greške estimiranih veličina za „merenje“ u 16 časova 11. Aprila 2007. godine. Na slici 6.6 su dati naponski profili mreže za tačne i estimirane vrednosti napona mreže.

Tabela 6.3. Rezultati estimacije stanja u test mreži Knjaževac za simulirano merenje.

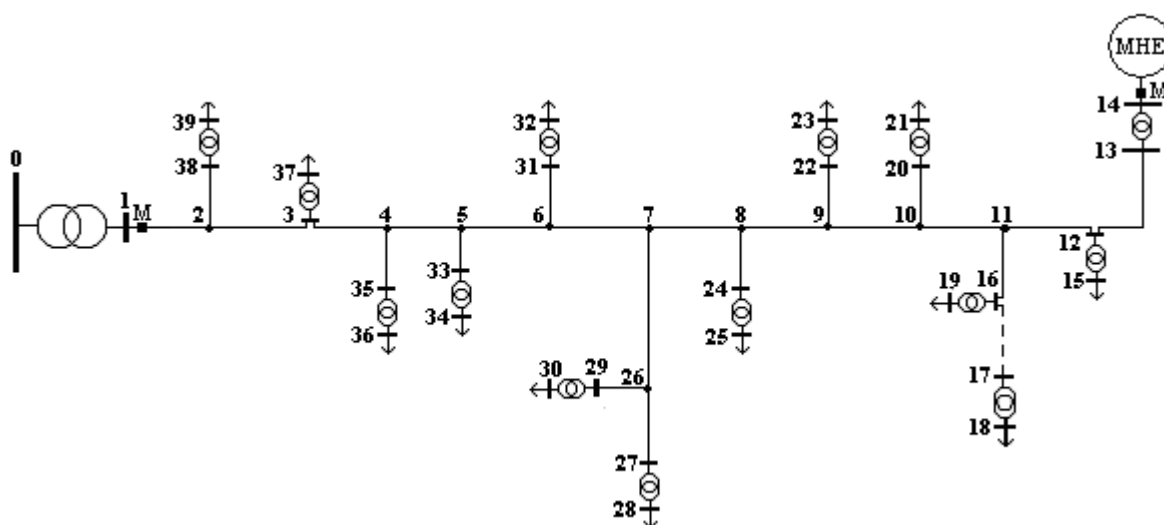
Čvor	P (kW)	P^{est} (kW)	Greška (%)	Q (kW)	Q^{est} (kW)	Greška (%)	I (A)	I^{est} (A)	Greška (%)
10	-50	-52.5	-5.0	20	21.3	-6.5	72.2	75.2	-4.2
12	-80	-77.9	2.6	40	37.8	5.5	112.3	109.1	2.8
13	6	5.4	10.0	3	2.3	23.3	9.6	8.5	11.5
14	-60	-61.4	-2.3	27	28.1	-4.1	85.3	87.4	-2.5
16	30	26.7	11.0	12	11.4	5.0	46.7	41.9	10.3
18	35	35.1	-0.3	15	15	0.0	55.2	55.3	-0.2
20	50	49.6	0.8	22	21.1	4.1	79.7	78.6	1.4
22	30	27.4	8.7	14	11.7	16.4	47.9	43.1	10.0



Slika 6.6. Stvarni i estimirani naponski profil mreže.

Greške estimiranih vrednosti su u opsegu koji omogućuje relativno dobru procenu režima mreže. Pošto se algoritam estimacije zasniva na korekciji snage potrošača tako da se ostvari zadata (merena) struja u određenom delu mreže (napojnoj grani), dobijeno rešenje nije jednoznačno. To znači da se zadovoljenje postavljenog kriterijuma može postići i sa drugačijim raspodelama snaga po čvorovima, koje bi prouzrokovale istu struju u napojnoj deonici. To se najbolje vidi na slici 6.6, gde se naponski profili mreže praktično poklapaju u svim čvorovima osim u čvorovima gde postoji injektiranje snage (potrošači i DG). Tačnost primenjenog postupka estimacije je u suštinskoj vezi sa tačnošću pokazatelja i tipa potrošnje, odnosno DG.

6.2.2 Test mreža Zaječar



Slika 6.7. Deo distributivne mreže na području Elektrodistribucije Zaječar.

Na distributivnu mrežu sa slike 6.7 priključena je jedna mini hidroelektrana (u čvoru 14) sa dva sinhrona generatora nominalnih snaga 160 kVA i nominalnim faktorom snage 0.7. Pretpostavljeno je da su svi potrošači istog tipa sa normalizovanim dnevnim hronološkim dijagramom struje i faktora snage na slici 6.5. Za pokazatelje potrošnje, pri kalibraciji potrošnje, uzete su nominalne snage transformatora, jer su to bili jedini raspoloživi podaci.

Pošto nije vršeno merenje, verifikacija algoritma estimacije stanja je sprovedena simulacijom meranja. Na bazi pretpostavljenih vrednosti napona u korenom čvoru i snaga potrošača i DG, izvršen je proračun tokova snaga. Dobijene vrednosti struja, napona i snaga u napojnoj deonici (čvor/grana 1) i kod MHE (čvor/grana 14), su usvojene kao merene vrednosti. Pretpostavljene vrednosti snaga potrošača, kao i vrednosti napona i struja dobijenih proračunom tokova snaga, uzete su kao tačne vrednosti, u odnosu na koje su procenjene greške estimiranih vrednosti. U tabeli 6.4 su date pretpostavljene (tačne) vrednosti snaga potrošača. Te vrednosti su određene množenjem nominalnih snaga transformatora pri konstantnom faktoru snage ($\cos\varphi=0.90$), sa slučajno izabranim brojem u opsegu između 0 i 1. U ovom slučaju to je bio broj 0,411.

Tabela 6.4. Snage potrošača u mreži.

Čvor	15	18	19	21	23	25	28	30	32	34	36	37	39
P (kW)	148	59	92	37	37	148	37	37	37	37	37	148	148
Q (kVAr)	70	29	45	18	18	70	18	18	18	18	18	70	70

Testiranje je izvršeno za dva karakteristična slučaja, sa različitim snagama DG, pri istim vrednostima pretpostavljenih (tačnih) snaga potrošača.

- (1) Za pretpostavljenu vrednost napona u čvoru 0 od $V_0 = 35.7$ (kV), aktivnu snagu DG od $P_{DG14} = 150$ (kW) i modul napona $V_{DG14} = 6.05$ (kV), proračunom tokova snaga dobijaju se sledeće „merene“ vrednosti:

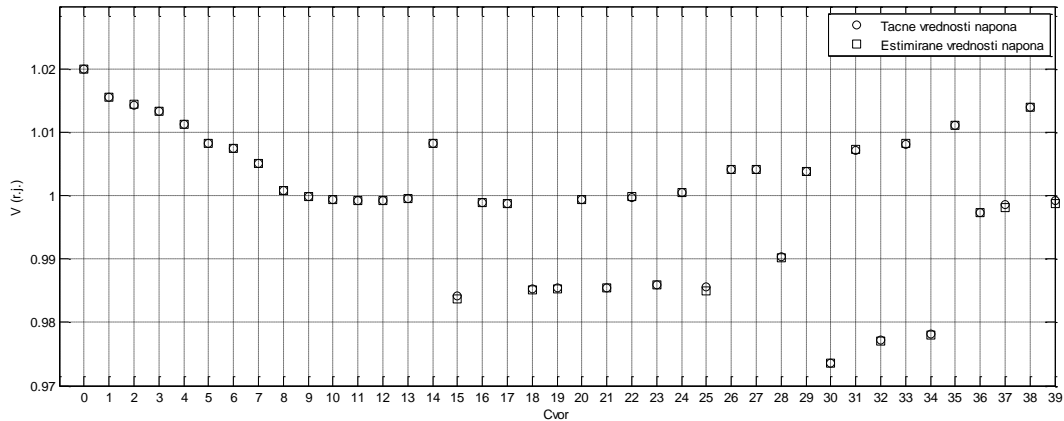
$$V_1^{mer} = 10.156 \text{ (kV)} = 1.0156 \text{ (r.j.)}; J_1^{mer} = 56.58 \text{ (A)} = 0.98 \text{ (r.j.)};$$

$$P_1^{mer} = 869 \text{ (kW)} = 0.869 \text{ (r.j.)}; Q_1^{mer} = 483.2 \text{ (kVAr)} = 0.4832 \text{ (r.j.)}$$

$$V_{DG14}^{mer} = 6.05 \text{ (kV)} = 1.0083 \text{ (r.j.)}; J_{DG14}^{mer} = 14.59 \text{ (A)} = 0.1513 \text{ (r.j.)};$$

$$P_{DG14}^{mer} = 150 \text{ (kW)} = 0.15 \text{ (r.j.)}; Q_{DG14}^{mer} = 27.5 \text{ (kVAr)} = 0.0275 \text{ (r.j.)};$$

Za vreme estimacije izabran je letnji radni dan u 14 časova kome odgovaraju normalizovani dnevni hronološki dijagrami potrošnje sa slike 6.5. U tabeli 6.5 su date pretpostavljene (tačne) i estimirane vrednosti snaga i struja potrošača u čvorovima mreže, a na slici 6.8 odgovarajući naponski profili.



Slika 6.8. Stvarni i estimirani naponski profil mreže kada je snaga iz napojne mreže veća od snage DG.

Tabela 6.5. Tačne i estimirane vrednosti snaga potrošača za slučaj (1).

Čvor	P (kW)	P^{est} (kW)	Greška (%)	Q (kW)	Q^{est} (kW)	Greška (%)	I (A)	I^{est} (A)	Greška (%)
15	148	145.7	1.56	70	74.6	-6.63	240.08	240.19	-0.0458
18	59	58.3	1.22	29	29.9	-2.96	96.31	95.94	0.1541
19	92	91.1	1.02	45	46.7	-3.67	150.01	149.89	0.0500
21	37	36.4	1.56	18	18.7	-3.67	60.26	59.95	0.1291
23	37	36.4	1.56	18	18.7	-3.67	60.23	59.92	0.1291
25	148	145.7	1.56	70	74.6	-6.63	239.76	239.87	-0.0458
28	37	36.4	1.56	18	18.7	-3.67	59.97	59.65	0.1333
30	37	36.4	1.56	18	18.7	-3.67	61.00	60.68	0.1333
32	37	36.4	1.56	18	18.7	-3.67	60.77	60.46	0.1291
34	37	36.4	1.56	18	18.7	-3.67	60.71	60.40	0.1291
36	37	36.4	1.56	18	18.7	-3.67	59.54	59.23	0.1291
37	148	145.7	1.56	70	74.6	-6.63	236.63	236.73	-0.0417
39	148	145.7	1.56	70	74.6	-6.63	236.48	236.58	-0.0417

- (2) U ovom slučaju je pretpostavljeno da je snaga DG veća od snage potrošača, što je nerealan (jer je MHE ograničene snage kao i transformator koji ga povezuje sa mrežom). Cilj ove nerealne pretpostavke je testiranje postupka estimacije za slučaj kada DG sa daljinskim očitavanjem merenja u potpunosti pokriva potrošnju datog izvoda i kada se višak snage izvozi ka potrošačima drugih izvoda napojne transformatorske stanice ili u napojnu mrežu. Za pretpostavljenu vrednost napona u

čvoru 0 od $V_0 = 35.35$ (kV) = 1.01 (r.j.), aktivnu snagu DG od $P_{DG14} = 1200$ (kW) = 1.2 (r.j.) i modul napona od $V_{DG14} = 6.3$ (kV) = 1.05 (kV), proračunom tokova snaga dobijaju se sledeće „merene“ vrednosti:

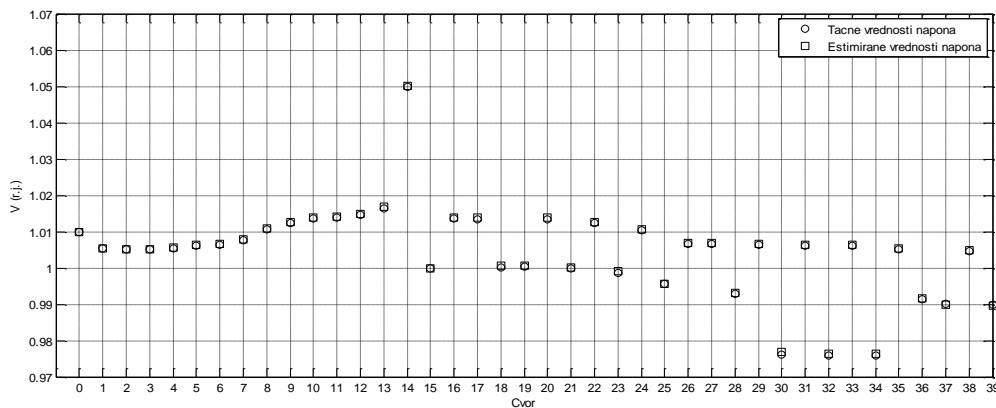
$$V_1^{mer} = 10.054$$
 (kV) = 1.0054 (r.j.); $J_1^{mer} = 37.8$ (A) = 0.6548 (r.j.);

$$P_1^{mer} = -126.3$$
 (kW) = -0.1263 (r.j.); $Q_1^{mer} = 646.1$ (kVAr) = 0.6461 (r.j.)

$$V_{DG14}^{mer} = 6.3$$
 (kV) = 1.05 (r.j.); $J_{DG14}^{mer} = 110.1$ (A) = 1.1439 (r.j.);

$$P_{DG14}^{mer} = 1200$$
 (kW) = 1.2 (r.j.); $Q_{DG14}^{mer} = 50.7$ (kVAr) = 0.0507 (r.j.);

Za vreme estimacije izabran je letnji radni dan u 14 časova kome odgovara normalizovani dnevni hronološki dijagram potrošnje sa slike 6.5. Rezultati su dati u tabeli 6.6 i na slici 6.9.



Slika 6.9. Naponski profil mreže u slučaju kada DG napaja potrošače a višak snage izvozi u napojnu mrežu.

Tabela 6.6. Tačne i estimirane vrednosti snaga potrošača za slučaj (2).

Čvor	P (kW)	P^{est} (kW)	Greška (%)	Q (kW)	Q^{est} (kW)	Greška (%)	I (A)	I^{est} (A)	Greška (%)
15	148	143.5	3.04	70	73.5	-5	236.36	232.80	1.51
18	59	57.4	2.71	29	29.4	-1.38	94.88	93.06	1.92
19	92	89.7	2.50	45	46.0	-2.22	147.79	145.38	1.63
21	37	35.9	2.97	18	18.4	-2.22	59.40	58.18	2.05
23	37	35.9	2.97	18	18.4	-2.22	59.47	58.24	2.07
25	148	143.5	3.04	70	73.5	-5	237.35	233.79	1.50
28	37	35.9	2.97	18	18.4	-2.22	59.82	58.59	2.06
30	37	35.9	2.97	18	18.4	-2.22	60.84	59.57	2.09
32	37	35.9	2.97	18	18.4	-2.22	60.85	59.59	2.07
34	37	35.9	2.97	18	18.4	-2.22	60.85	59.59	2.07
36	37	35.9	2.97	18	18.4	-2.22	59.91	58.68	2.05
37	148	143.5	3.04	70	73.5	-5	238.67	235.13	1.48
39	148	143.5	3.04	70	73.5	-5	238.75	235.21	1.48

Vidi se da su u ovom slučaju estimirane vrednosti snaga iste za iste nominalne snage transformatora. To je posledica usvajanja nominalne snage transformatora za pokazatelj potrošnje pri kalibraciji potrošnje. Međutim, u datom sistemu nisu postojali drugi podaci koji bi bili precizniji pokazatelji potrošnje, tipa protoka energije ili maksimalne struje na mesečnom ili

godišnjem nivou. Nominalne snage transformatora su bili jedini raspoloživi podaci za nekakvu kalibraciju opterećenja i estimaciju stanja u ovoj distributivnoj mreži.

Greške estimiranih veličina u test mreži Zaječar su u oba slučaja (tabele 6.5 i 6.6) manje od grešaka u test mreži Knjaževac (tabela 6.3), i pored kvalitetnijih pokazatelja potrošnje u test mreži 1. To je posledica dopunskog merenja u test mreži 2 (kod DG u čvoru 14). Prema tome, što je više merenih veličina, to je veća mogućnost tačne procene stanja.

Predstavljeni postupak estimacije stanja je jednostavan i lako se može primeniti. Zahteva minimum podataka, koji su dostupni u većini distributivnih mreža sa DG. Postupak se može popravljati i prilagođavati specifičnostima konkretne distributivne mreže, u skladu sa stepenom automatizacije, odnosno brojem i lokacijama merenja u realnom vremenu. Dobijeni rezultati daju relativno dobru sliku o raspodeli struja i snaga po elementima mreže. Glavni nedostatak postupka je što se ne može osigurati jednoznačnost rešenja. To znači da se zadovoljenje postavljenog kriterijuma estimacije (merena vrednost struje u napojnoj deonici) može postići sa različitim raspodelama snaga potrošnje po čvorovima. Shodno tome je tačnost rezultata estimacije dobijenog primenom ovog postupka je u suštinskoj vezi sa tačnošću pokazatelja i tipa potrošnje (normalizovanog hronološkog dijagrama snage potrošača, odnosno DG).

7 ZAKLJUČAK

Sa porastom nivoa distribuirane proizvodnje ukazala se potreba za revizijom metoda i postupaka za analizu i planiranje distributivnih mreža. Osnovni naučni doprinos ove disertacije sastoji se u razvoju i programskoj realizaciji metodologija za rešavanje problema optimalnih lokacija i snaga DG, kao i optimalne regulacije napona i estimacije stanja u distributivnim mrežama sa DG. To su:

❖ **Metodologija za rešavanje problema optimalnih lokacija i snaga DG u radijalnim distributivnim mrežama.** Postupak određivanja optimalnih lokacija DG ima dva nivoa. U prvom nivou se određuju preliminarne lokacije na osnovu vrednosti koeficijenata lokacija (*KL*) čvorova, koji se određuju po principu osetljivosti promene gubitaka snage sa promenom injektiranja snage u čvorovima mreže. Ovim se značajno redukuje broj mogućih varijanti rešenja, koja se pretražuju u drugom nivou postupka. Za pretraživanje su korišćene dve pretraživačke tehnike: delimično pretraživanje varijanti i primena GA. Primenom delimičnog pretraživanja varijanti na problem optimalnih snaga DG određuju se optimalne kombinacije snaga DG na definisanim lokacijama po kriterijumu minimizacije gubitaka energije distributivne mreže u određenom periodu. Postupak delimičnog pretraživanja varijanti se zasniva na drastičnom smanjenju broja kombinacija sukcesivnim sužavanjem opsega snaga DG u okolini optimuma dobijenih u prethodnom krugu pretraživanja. Za simultano određivanje optimalnih lokacija i snaga DG korišćen je GA.

Originalni elementi ove metodologije su:

- ✓ Smanjenje broja mogućih kombinacija uvođenjem preliminarne lokacija na bazi koeficijenata lokacija čvorova;
- ✓ Primena tehnike delimičnog pretraživanja varijanti na rešavanje problema optimalnih lokacija i snaga DG;
- ✓ Drastično smanjenje broja mogućih kombinacija u postupku određivanja optimalnih snaga DG primenom sukcesivnog sužavanja opsega snaga DG;
- ✓ Primena MATLAB programske realizacije genetičkog algoritma za rešavanje problema optimalnih lokacija i snaga DG;

Rezultati primene ove metodologije na dve karakteristične test mreže pokazali su sledeće:

- Vrednosti koeficijenata lokacija čvorova ne zavise od nivoa opterećenja pri kojima se računaju već samo od konfiguracije i parametara distributivne mreže. Vrednosti *KL* kao kriterijumi za definisanje preliminarne lokacije se mogu koristiti ako je snaga DG manja od 30 % od snage potrošača u razmatranoj distributivnoj mreži.
- Primena delimičnog pretraživanja varijanti i GA za određivanje optimalnih lokacija DG zadatih snaga dala je pouzdane i tačne rezultate kao globalne optimume, s obzirom na relativno mali broj i homogenu prirodu promenljivih (celi brojevi), kao i suženi skup mogućih rešenja dobijen na bazi *KL*.

- Optimalne lokacije zavise od odnosa snage DG i snage potrošača u distributivnoj mreži. Sa povećanjem snage DG, optimalna lokacija se pomera prema korenu mreže. Optimalne lokacije zavise od tipa DG, odnosno mogućnosti DG da injektira reaktivnu snagu, što je spregnuto sa problemom optimalnog planiranja i kontrole izvora reaktivnih snaga u mreži. To znači da se u postupku optimizacije mora voditi računa i o vrednostima modula napona koje se zadaju u PV čvorovima, što je problem koji se prepliće sa optimalnom eksploatacijom DG u mreži.
- Tačnost rezultata pri određivanju optimalnih snaga DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti zavisi od učestanosti podele opsega snaga DG, odnosno broja segmenata koji se razmatraju. Veći broj segmenata znači tačnije rešenje. To je razlog što dobijeno rešenje ima prirodu lokalnog optimuma.
- Često postoji više od jednog optimalnog rešenja – više kombinacija snaga DG obezbeđuju istu vrednost objektivne funkcije.
- Primena GA obezbeđuje sigurno približavanje globalnom optimumu, ali je rešenje uvek lokalni optimum, zbog stohastičke prirode GA, većeg opsega mogućih vrednosti i različitih karaktera promenljivih (celi brojevi i realni brojevi). Radi povećanja pouzdanosti rešenja postupak treba ponoviti nekoliko puta.
- Optimizacijom snaga DG ostvaruje se značajno smanjenje gubitaka energije u distributivnoj mreži.
- Optimalne snage DG zavise od tipa, odnosno načina rada DG u pogledu injektiranja reaktivnih snaga. Povećanjem injektiranja reaktivne snage DG se znatno smanjuju gubici energije u mreži pri čemu je prisutan trend smanjenja optimalnih vrednosti aktivnih snaga DG.

❖ **Metodologija za optimalnu sezonsku i optimalnu tekuću regulaciju napona u radijalnim distributivnim mrežama sa DG.** Optimalna sezonska regulacija napona se bazira na prostornoj i vremenskoj dekompoziciji problema regulacije napona i svođenju NN mreža na ekvivalentne linijske modele. Problem optimalne tekuće regulacije napona je rešen primenom GA za dve različite objektivne funkcije. Zbog stohastičke prirode GA, dobija se rešenje koje ima karakter lokalnog optimuma, ali se sigurno približava globalnom optimumu. Radi povećanja pouzdanosti rezultata postupak treba sprovesti nekoliko puta. Optimalne vrednosti upravljačkih promenljivih kao rezultati optimalne tekuće regulacije napona zavise od usvojenog kriterijuma optimizacije.

Originalni elementi ove metodologije su:

- ✓ Primena principa prostorne i vremenske dekompozicije na rešavanje problema optimalne regulacije napona distributivnih mreža sa DG;
- ✓ Svođenje NN mreža na ekvivalentne linijske modele pri rešavanju problema optimalne sezonske regulacije napona sa DG;
- ✓ Uvažavanje PV čvorova pri definisanju optimalnog sezonskog plana regulacije napona;
- ✓ Primena MATLAB programske realizacije genetičkog algoritma na rešavanje problema optimalne tekuće regulacije napona u distributivnim mrežama sa DG;

Na bazi rezultata testiranja na razmatranim test mrežama, mogu se izvesti sledeći zaključci:

- Primenom optimalne sezonske regulacije ostvaruju se minimalna odstupanja napona u čvorovima mreže u odnosu na zadatu nominalnu vrednost napona.

- Ostvarivanje optimalnog sezonskog plana regulacije podrazumeva podešavanje položaja regulacionih otcepa na svim transformatorima prema dobijenim rezultatima samo jednom, izuzev na transformatorima koji povezuju DG sa SN mrežom i eventualno napojnog transformatora, koje treba menjati po sezonama.
- U ruralnim mrežama sa NN vodovima velike dužine ponekad nije moguće i pored primene optimalne sezonske regulacije napona ostvariti zadovoljavajuće vrednosti napona. Za takve situacije, kada se radi o malim snagama, može se primeniti privremeno rešenje sa dva autotransformatora, čime se efikasno rešava problem velikog odstupanja napona u udaljenim tačkama.
- U mrežama sa DG PV tipa, uvažavanjem napona PV čvora u proceduri optimalne sezonske regulacije napona postiže se značajno poboljšanje naponskog profila mreže.
- Efekat korekcije napona PV čvorova je različit za različite nivoe snage opterećenja. Taj efekat je značajan pri ekstremnim vrednostima snage opterećenja. Pri snagama opterećenja koje su bliske srednjoj vrednosti snage u datom periodu (koje su korišćene pri definisanju sezonskog plana regulacije), efekat korekcije napona PV čvorova je praktično zanemarljiv.
- Kod optimalne tekuće regulacije napona, kada je kriterijum optimizacije minimizacija gubitaka snage u mreži, trend optimalnih vrednosti napona DG je suprotan od trenda promene nivoa opterećenja, tj. nižim nivoima opterećenja odgovara maksimalna vrednost napona DG, dok se pri maksimalnom nivou snage opterećenja, ima minimalna vrednost napona DG, koja je opet dosta visoka (iznad nominalne vrednosti). Optimalne vrednosti reaktivne snage DG se menjaju u relativno uskom opsegu, tako da ta promena prati trend promene nivoa opterećenja. Reaktivna snaga DG je pozitivna za sve nivoe opterećenja.
- Kod optimalne tekuće regulacije napona, kada je kriterijum optimizacije minimizacija odstupanja napona u čvorovima, optimalne vrednosti napona DG prate promenu nivoa opterećenja, tako da se sa povećanjem nivoa opterećenja povećava i napon DG. Te vrednosti su za sve nivoe opterećenja manje od odgovarajućih vrednosti za slučaj regulacije kada su za objektivnu funkciju uzeti gubici snage. Optimalne vrednosti reaktivne snage DG prate tendenciju promene nivoa snage opterećenja, i menjaju se u vrlo širokom opsegu od negativnih ka pozitivnim vrednostima. Te vrednosti se znatno razlikuju od odgovarajućih vrednosti za slučaj kada je objektivna funkcija gubici snage.

❖ **Metodologija za estimaciju stanja u radijalnim distributivnim mrežama sa DG.** Predloženi postupak estimacije stanja je modifikacija algoritma estimacije stanja baziranog na korigovanju opterećenja. Zasniva se na kalibraciji snaga potrošnje i DG, proračunu tokova snaga i korekciji promenljivih stanja u skladu sa izmerenim vrednostima veličina u ograničenom broju mernih mesta. Ima mogućnost različitog tretiranja DG u pogledu tipa (PQ ili PV) u zavisnosti da li se kod njih vrši merenje i daljinsko očitavanje merenja, i u pogledu nivoa snage DG prema snazi lokalne potrošnje. To se odnosi na način uzimanja u obzir merenja kod DG u postupku kalibracije struja, odnosno snaga potrošnje u čvorovima mreže. Originalni elementi ove metodologije su:

- ✓ Kalibracija snage DG koji nemaju daljinsko očitavanje merenja;

- ✓ Kalibracija struja ili snaga čvorova uzimanjem u obzir merenih vrednosti kod DG sa daljinskim očitavanjem merenja;
- ✓ Korekcija promenljivih stanja uz uvažavanje odnosa izmerenih vrednosti na DG sa daljinskim očitavanjem merenja prema izmerenim vrednostima struje ili snage u napojnoj deonici;

Rezultati primene predložene metodologije na dve realne test mreže navode na sledeće zaključke:

- Dobija se relativno dobra slika o raspodeli struja i snaga po elementima mreže. Tačnost rezultata estimacije je suštinski vezana sa tačnošću pokazatelja i tipa potrošnje (normalizovanog hronološkog dijagrama snage potrošača, odnosno DG).
- Pošto se algoritam estimacije zasniva na korigovanju snage potrošača i DG PQ tipa, tako da se ostvari zadata (merena) stuja u određenom delu mreže (napojnoj grani), rešenja koja se dobijaju nisu jednoznačna. To znači da se zadovoljenje postavljenog kriterijuma estimacije (minimizacija odstupanja merene i izračunate vrednosti veličine koja se meri) može postići sa drugačijim raspodelama snaga čvorova.
- Greške estimiranih vrednosti se smanjuju sa uvođenjem dopunskog merenja kod DG. U postupku estimacije stanja ovakvi DG se modeluju sa PV čvorovima.

Dalji pravci istraživanja u oblasti optimizacije distributivnih mreža sa DG mogu biti:

1. Modifikacija i prilagođavanje metodologija izloženih u ovoj disertaciji uslovima nesimetrične mreže i nesimetričnog opterećenja.
2. Razvoj koncepta mikromreže, rešavanje problema regulacije napona i frekvencije u uslovima rada DG u mikromreži.

LITERATURA

- [1] T. Ackermann, G. Anderson, L. Soder, “*Distributed generation: a definition*”, Electric Power Systems Research, vol. 57, 2001, pp. 195-204.
- [2] W. El-Khattam, M.M.A. Salama, “*Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits*”, Electric Power System Research, vol. 71, 2004, pp.119-128.
- [3] CIGRE, “*Impact of incesing contribution of dispersed generation on the power system*”, CIGRE Study Committee no 37, Final Report, Sep. 1998.
- [4] NRECA, “*White Paper on Distributed Generation*”, Aug. 2007, <http://www.nreca.org/PublicPolicy/ElectricIndustry.htm>
- [5] P.P. Barker, R.W. De Mello, “*Determining the Impact of Distributed Generation on Power System, I. Radial Distribution Systems*”, Power Engineering Society Summer Meeting IEEE, vol. 3, 2000. pp. 1645-1656.
- [6] D. Xu, A.A. Girgis, “*Optimal Load Shedding Strategy in Power System with Distributed Generation*”, Proceeding of the Power Engineering Society Winter Meeting IEEE, vol. 2, 2001. pp. 788-793.
- [7] J. Radosavljević, M. Jevtić, “*Uticaj distribuirane proizvodnje na padove napona, tokove snaga i gubitke snage u radijalnoj distributivnoj mreži*“, Elektroprivreda, Br. 1, 2005, str. 58-65.
- [8] J. Radosavljević, M. Jevtić, D. Klimenta, “*The analysis of a rural distribution network with distributed generation in catchment area of Stara Planina*“, FACTA UNIVERSITATIS, SER.: ELEC. ENERG. vol. 22 , No. 1, April 2009, 71-88.
- [9] C. Wang, M.H. Nehrir, “*Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, 2004, pp. 2068-2076.
- [10] D.H. Popović, J.A. Greatbanks, M. Begović, A. Pregelj, “*Placement of Distributed Generators and Reclosers for Distribution Network Security and Reliability*”, Electrical Power and Energy Systems, vol. 27, 2005, pp. 398-408.
- [11] A. Keane, M. O’Malley, “*Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, No. 3, 2005, pp. 1640-1646.
- [12] G. Celli, F. Pilo, “*Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks*”, 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference, 2001, pp. 81-86.
- [13] C.L.T. Borges, D.M. Falcao, “*Optimal Distributed Generation Allocation for Reliability, Losses and Voltage Improvement*”, Electrical Power and Energy Systems, [vol. 28](#), 2006, pp. 413-420.
- [14] D. Gautam, N. Mithulananthan, “*Optimal DG Placement in Deregulated Electricity Market*”, Electric Power Systems Research, [vol. 77](#), 2007, pp 1627-1636.
- [15] K.H. Kim, Y.J. Lee, S.B. Rhee, S.K. Lee, S.K. You, “*Dispersed Generator Placement using Fuzzy-GA in Distribution Systems*”, Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, vol. 3, 2002, pp. 1148 - 1153

- [16] M.E.H. Golshan, S.A. Arefifar, "Optimal Allocation of Distributed Generation and Reactive Sources Considering Tap Positions of Voltage Regulators as Control Variables", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 17, n^o3, 2007, pp. 219-239.
- [17] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, F. Pilo, "A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, 2005, pp. 750-757.
- [18] G.P. Harrison, A. Piccolo, P. Siano, A. R. Wallace, "Hybrid GA and OPF Evaluation of Network Capacity for Distributed Generation Connections", *Electric Power Systems Research*, [vol. 78](#), 2008, pp 392-398.
- [19] W. El-Khattam, Y.G. Hegazy, M.M.A. Salama, "An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20. No. 2, 2005, pp. 1158-1165.
- [20] S. Roy, "Optimal Planning of Generating Units Over Micro-Hydro Resources Within a Catchment Area", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, No. 1, 2005, pp. 231-236.
- [21] A.F. Khoshbakht, M. Raoufat, "Optimal allocation of DGs and RCSs to improve distribution network reliability and network energy loss", 2nd International Power and Energy Conference IEEE, Johor Bahru, 2008, pp. 1586 – 1591.
- [22] K.M. Sharma, K.P. Vittal, P. Seshagiri, "A heuristic approach for Distributed Generation sources location and capacity evaluation in distribution systems", *TENCON 2008, IEEE Region 10 Conference*, Hyderabad, 2008, pp. 1-6.
- [23] H. Mori, Y. Iimura, "An improved tabu search approach to distribution network expansion planning under new environment", *PowerCon 2004 International Conference on Power System Technology*, 2004, pp. 981-986.
- [24] Y. Yuan, K. Qian, C. Zhou, "The optimal location and penetration level of distributed generation", 2nd International Universities Power Engineering Conference, Brighton, 2007, pp. 917-923.
- [25] R.K. Singh, S.K. Goswami, "Optimal siting and sizing of distributed generations in radial and networked systems considering different voltage dependent static load models", *IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, Johor Bahru, 2008, pp. 1535-1540.
- [26] R.K. Singh, N.B.D. Choudhury, S.K. Goswami, "Optimal Allocation of Distributed Generation in Distribution Network with Voltage and Frequency Dependent Loads", *IEEE Region 10 and the Third international Conference on Industrial and Information Systems*, Kharagpur, India, 2008, pp. 1-5.
- [27] A.D.T. Le, M.A. Kashem, M. Negnevitsky, G. Ledwich, "Optimal Distributed Generation Parameters for Reducing Losses with Economic Consideration", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, 2007, pp. 1-8.
- [28] Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi, "A Particle Swarm Optimization for Siting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses", *43rd International Universities Power Engineering Conference*, Padova, ITALY, 2008, pp. 589-593.
- [29] Lj. Kojovic, "Impact of DG on Voltage Regulation", *Power Engineering Society Summer Meeting IEEE*, vol. 1, 2002, pp. 97-102.

- [30] Lj. A. Kojovic, "Coordination of Distributed Generation and Step Voltage Regulator Operations for Improved Distribution System Voltage Regulation", Power Engineering Society General Meeting IEEE, 2006, page(s) 6.
- [31] F. Katiraei, C. Abbey, R. Bahry, "Analysis of Voltage Regulation Problem for a 25-kV Distribution Network with Distributed Generation", Power Engineering Society General Meeting IEEE, 2006, page(s) 8.
- [32] V. A. Ferry, S. Ambra, D. Jaap, "Voltage control with on-load tap changers in medium voltage feeders in presence of distributed generation", Electric Power Systems Research, vol. 77, 2007, pp. 1314-1322.
- [33] J. H. Choi, J. C. Kim, "Advanced Voltage Regulation Method of Power Distribution System Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems", IEEE Transactions On Power Delivery, vol. 16, 2001, pp. 329-334.
- [34] T. E. Kim, J. E. Kim, "Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System", Power Engineering Society Summer Meeting IEEE, vol. 1, 2001, pp. 480-484.
- [35] T. Niknam, A. M. Ranjbar, A. R. Shirani, "Impact of distributed generation on volt/var control in distribution networks", Power Tech Conference Proceedings IEEE, vol. 3, 2003, page(s) 7.
- [36] D. Villacci, G. Bontempi, A. Vaccaro, "An Adaptive Local Learning-Based Methodology for Voltage Regulation in Distribution Networks With Dispersed Generation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, 2006, pp. 1131-1139.
- [37] R. Caldon, F. Rossetto, A. Scala, "Reactive power control in distribution networks with dispersed generators: a cost based method", Electric Power Systems Research, vol. 64, 2003, pp. 209-217.
- [38] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, "Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller", Electric Power Systems Research, vol. 78, 2008, pp. 634-645.
- [39] M.A. Kashem, G. Ledwich, "Multiple Distributed Generators for Distribution Feeder Voltage Support", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, No. 3, 2005, pp. 676-684.
- [40] T.E. Kim, J.E. Kim, "Considerations for the feasible operating range of distributed generation interconnected to power distribution system", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, Chicago, USA, pp. 42-48.
- [41] K. Miyong, R. Hara, H. Kita, "Design of the Optimal ULTC Parameters in Distribution System With Distributed Generations", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, 2009, pp. 297 – 305.
- [42] A.D.T. Le, K.M. Muttaqi, M. Negnevitsky, G Ledwich, "Response coordination of distributed generation and tap changers for voltage support", Universities Power Engineering Conference, Perth, WA, 2007, pp. 1-7.
- [43] S.K. Salman, Z.G. Wan, "Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/Embedded Generation", IEEE Power Tech, Lausanne, 2007, pp. 2128 – 2132.
- [44] M.E. Baran, A.W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, 1994, pp. 1601-1609.
- [45] C.N.Lu, J.H.Teng, W.H.E.Liu, "Distribution System State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, 1995, pp. 229-240.

- [46] K. Li, "State Estimation for Power Distribution System and Measurement Impacts", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, 1996, pp. 991-916.
- [47] A.K.Ghosh, D.L.Lubkeman, M.J.Downey, R.H.Jones, "Distribution Circuit State Estimation Using a Probabilistic Approach", IEEE Transactions Power Systems, vol. 12, No. 1, 1997, pp. 45-51.
- [48] D.L. Lubkeman, J.Zhang, A.K.Ghosh, R.H.Jones, "Field Results for a Distribution Circuit State Estimator Implementation", Transactions on Power Delivery, vol. 15, 2000, pp. 399-406.
- [49] M.E. Baran, A.W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, 1995, pp. 483-491.
- [50] W.M. Lin, J.H. Teng, S. J. Chen, "A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation" IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, 2001, pp. 433-439.
- [51] H.Wang, N. Schulz, "A Revised Branch Current – Based Distribution System State Estimation Algorithm and Meter Placement Impact", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, 2004, pp. 207-213.
- [52] A.T. Sarić, R.M. Ćirić, "Integrated Fuzzy State Estimation and Load Flow Analysis in Distribution Networks", Transactions on Power Delivery, vol. 18, 2003, pp. 571-578.
- [53] S. Naka, T. Genji, T. Yura, Y. Fukuyama, "Practical distribution state estimation using hybrid particle swarm optimization", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, OH, vol. 2, 2001, pp. 815-820.
- [54] A.S. Costa, M.C. Santos, "Real-Time Monitoring of Distributed Generation Based on State Estimation and Hypothesis Testing", IEEE Power Tech, Lausanne, 2007, pp. 538-543.
- [55] A.K.Ghosh, D.L.Lubkeman, R.H.Jones, "Load Modeling for Distribution Circuit State Estimation", Transactions on Power Delivery, vol. 12, 1997, pp. 999-1005.
- [56] H. Wang, N. Schulz, "A Load Modeling Algorithm for Distribution System State Estimation", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, vol. 1, 2001, pp. 102 – 105.
- [57] D. Popović, D. Bekut, V. Treskavica, "Specijalizovani DMS algoritmi", DMS Group, Novi Sad, 2004.
- [58] F. Zhang, C.S. Cheng, "A Modified Newton Method for Radial Distribution System Power Flow Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, 1997, pp. 389-397.
- [59] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, G. X. Luo, "A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, May 1988, pp. 753-762.
- [60] C.S. Cheng, D. Shirmohammadi, "A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, No. 2, May 1995, pp. 671-679.
- [61] D. Rajičić, A. Dimitrovski, "A New Method for Handling PV Nodes in Backward/Forward Power Flow for Radial and Weakly Meshed Networks", IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.
- [62] S. Khushalani, J.M. Solanki, N.N. Shulz, "Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG

- Models*“, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 22 No. 3. August, 2007, pp. 1019-1025.
- [63] V. S. Strezoski, P.M. Vidović, “*Proračun nesimetričnih tokova snaga distributivnih mreža*“, Elektroprivreda, br. 2, 2008., str. 35-47.
- [64] M. Čalovoć, A. Sarić, “*Osnovi analize elektroenergetskih mreža i sistema*” Akademska Misao, Beograd, 2004.
- [65] N. Rajaković, “*Analiza elektroenergetskih sistema I*“, Elektrotehnički fakultet, Akademska misao, Beograd, 2002.
- [66] N. Rajaković, “*Analiza elektroenergetskih sistema II*“, Elektrotehnički fakultet, Akademska misao, Beograd, 2008.
- [67] K.Y. Lee, M.A. El-Sharkawi, “*Tutorial on Modern Heuristic Optimization Techniques with Applications to Power Systems*”, IEEE Power Engineering Society, 2002, IEEE Catalog Number 02TP160.
- [68] D. Beasley, D.R. Bull, R.R. Martin, “*An Overview of Genetic Algorithms: Part I. Fundamentals*”, Complexity Intelligence, Charles Sturt University, <http://www.csu.edu.au/ci> .
- [69] N.I.Santoso, O.T.Tan, “*Neural-net based real-time control of capacitors installed on distribution systems*“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.5, No.1, pp. 266-272, Jan 1990.
- [70] S.Sundhararajan, A.Pahwa, “*Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm*“, IEEE Trans. on PWRD, Vol.5, No.3, pp. 1499–1505, Aug 1994.
- [71] V. S. Strezoski, N. A. Katic, D. S Janjic, “*Voltage control integrated in distribution management system*“, Electric Power Systems Research, vol. 60, 2001, pp. 85-97.
- [72] V. C. Strezoski, D. S. Janjić, “*Sistem regulacije napona radijalnih distributivnih mreža*“, Fakultet tehničkih nauka u Novom Sadu, Novi Sad, 1996.

Spisak radova koje je autor objavio na temu disertacije:

1. J. Radosavljević, M. Jevtić, D. Klimenta, "The analysis of a rural distribution network with distributed generation in catchment area of Stara Planina", FACTA UNIVERSITATIS, SER.: ELEC. ENERG. vol. 22 , No. 1, April 2009, 71-89.
2. J. Radosavljević, M. Jevtić, "Uticaj distribuirane proizvodnje na padove napona, tokove snaga i gubitke snage u radijalnoj distributivnoj mreži", Elektroprivreda, Br. 1, 2005, str. 58-65.
3. J. Radosavljević, M. Jevtić, D. Klimenta, "Određivanje optimalne lokacije malih elektrana u radijalnim distributivnim mrežama", Elektroprivreda, Br. 1, 2006, str. 63-71.
4. J. Radosavljević, M. Jevtić, "Upravljanje naponima i minimizacija gubitaka energije u distributivnoj mreži sa distribuiranim generatorima", Elektroprivreda, Br. 2, 2007, str. 20-30.
5. J. Radosavljević, M. Jevtić, M. Ćirić, "Estimacija stanja u radijalnim distributivnim mrežama sa distribuiranim generatorima", Elektroprivreda, Br. 3, 2006, str. 63-70.
6. J. Radosavljević, M. Jevtić, "Uticaj kratkih spojeva i neregularnih isključenja u distributivnoj mreži na rad asinhronih generatora", Elektroprivreda, Br. 4, 2005, str. 62-69.
7. J. Radosavljević, M. Jevtić, "Određivanje optimalnih lokacija i snaga distribuiranih generatora u radijalnim distributivnim mrežama primenom genetičkog algoritma", JUKO CIGRE, 28. Savetovanje, Vrnjačka Banja , 2007, Referat C6-02.
8. J. Radosavljević, M. Jevtić, M. Ćirić, "Analiza distributivne mreže sa većim brojem distribuiranih generatora", JUKO CIGRE, 28. Savetovanje, Vrnjačka Banja, 2007, Referat C6-01.
9. J. Radosavljević, M. Jevtić, D. Klimenta, A. Todorović, "Analiza distributivne mreže sa postojećim i budućim MHE u slivnom području Trgoviškog Timoka", ENERGETIKA 2009, Međunarodno savetovanje, Zlatibor, 2009., časopis Energija, br. 3-4, Mart 2009, str. 271-279.
10. J. Radosavljević, M. Jevtić, "Uticaj distribuiranih generatora na regulaciju napona sredjenaponskih vodova", JUKO CIGRE, 29. Savetovanje, Zlatibor, 2009, Referat C6-05 (prihvaćen rad).
11. J. Radosavljević, M. Jevtić, "Modelovanje i analiza efekta samopobuđivanja asinhronog generatora priključenog na distributivnu mrežu", JUKO CIGRE, 27. Savetovanje, Zlatibor, 2005, Referat C6-04.
12. J. Radosavljević, M. Jevtić, "Određivanje karakteristika i parametara asinhronog generatora priključenog na distributivnu mrežu", JUKO CIGRE, 27. Savetovanje, Zlatibor, 2005, Referat C6-11.
13. M. Jevtić, J. Radosavljević, M. Ćirić, A. Todorović i R. Stolić, "Povećanje energetske efikasnosti distributivne mreže sa 14 mikro hidroelektrana lociranih na slivnom području Trgoviškog Timoka", 13 Simpozijum termičara, Društvo termičara Srbije i Mašinski fakultet u Nišu, Zbornik radova, 16-19 oktobar, Sokobanja, 2007.
14. M. Jevtić, A. Todorović, J. Radosavljević, D. Klimenta, "Mogućnost povećanja energetske efikasnosti mikrohidroelektrana malih vodozahvata primenom inovirane cevne turbine", ENERGETIKA 2009, Međunarodno savetovanje, Zlatibor, 2009., časopis Energija, br. 3-4, Mart 2009, str. 179-182.
15. A. Todorović, M. Jevtić, J. Radosavljević, D. Klimenta, "Metodologija merenja stepena iskorišćenja asinhronih generatora i motora", ENERGETIKA 2009, Međunarodno savetovanje, Zlatibor, 2009., časopis Energija, br. 1-2, Mart 2009, str. 288-292.

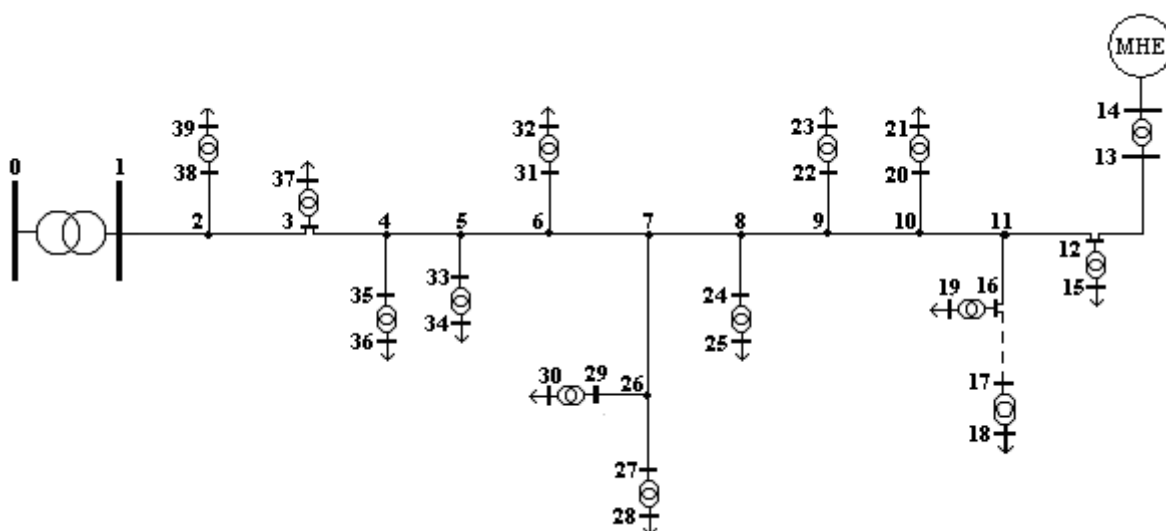
DODATAK D1

PARAMETRI TEST MREŽA

U ovom poglavlju su dati podaci o parametrima elemenata i snagama u čvorovima test mreža koje su korišćene za verifikaciju metodologija predloženih u disertaciji. Sve mreže su simetrične, trofazne i uravnotežene. Svi potrošači u čvorovima mreža su trofazni i simetrični.

Test mreža Zaječar

Jednopolna šema ove mreže je prikazana na slici D1.1. Radi se o realnoj mreži koja predstavlja deo distributivne mreže na području ED Zaječar. Mreža je karakteristična jer na području gde se nalazi postoje povoljni uslovi za izgradnju novih MHE, pored već postojeće u čvoru 14.



Slika D1.1. Test mreža Zaječar.

U tabeli D1.1 su dati podaci o vodovima. Zanemarene su odvodnosti i otočne kapacitivnosti vodova. U tabeli D1.2 su podaci o distributivnim transformatorima. Zanemarena je otočna grana magnećenja transformatora. Nominalne snage potrošača u čvorovima mreže date u tabeli D1.3 procenjene su prema nominalnim snagama pripadajućih transformatora, pri čemu je usvojeno da je faktor snage 0.90. Aktivni otpori i reaktanse transformatora su izračunati za viši naponski nivo, tj. za transformator 0-1 za naponski nivo 35 kV, a za ostale transformatore za naponski nivo 10 kV. Svodenje veličina i parametara u sistem relativnih jedinica je izvršeno za jedinstvenu baznu snagu od 1 MVA i bazne napone:

- 35 kV za transformator 0-1,
- 10 kV za ostale distributivne transformatore i vodove i
- 6 kV za MHE.

Tabela D1.1. Podaci o vodovima u test mreži Zaječar.

Vod	U_n (kV)	Tip	r (Ω /km)	x (Ω /km)	Dužina (m)	R (Ω)	X (Ω)	R (r.j.)	X (r.j.)
1 - 2	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	170	0.10108	0.05967	0.0010108	0.0005967
2 - 3	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	180	0.10703	0.06318	0.0010703	0.0006318
3 - 4	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	460	0.27350	0.16146	0.0027350	0.0016146
4 - 5	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	720	0.42810	0.25272	0.0042810	0.0025272
5 - 6	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	180	0.10703	0.06318	0.0010703	0.0006318
6 - 7	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	680	0.40433	0.23868	0.0040433	0.0023868
7 - 8	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	1390	0.82649	0.48789	0.0082649	0.0048789
8 - 9	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	490	0.29135	0.17200	0.0029135	0.0017200
9 - 10	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	300	0.17838	0.10530	0.0017838	0.0010530
10 - 11	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	100	0.05946	0.03510	0.0005946	0.0003510
11 - 12	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	150	0.07286	0.03981	0.0007286	0.0003981
12 - 13	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	330	0.17989	0.10299	0.0017989	0.0010299
11 - 16	10	AlČe 35/6mm ²	0.8353	0.362	230	0.19212	0.08326	0.0019212	0.0008326
16 - 17	10	XHE49A3×50	0.6411	0.1004	253	0.16217	0.02542	0.0016217	0.0002542
10 - 20	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	60	0.03557	0.02106	0.0003557	0.0002106
9 - 22	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	200	0.11892	0.07020	0.0011892	0.0007020
8 - 24	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	250	0.14865	0.08775	0.0014865	0.0008775
7 - 26	10	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.374	900	1.05211	0.33460	0.0105211	0.0033460
26 - 27	10	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.374	50	0.06014	0.01865	0.0006014	0.0001865
26 - 29	10	AlČe 35/6mm ²	0.8353	0.362	920	0.76848	0.33304	0.0076848	0.003304
6 - 31	10	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.374	600	0.72168	0.22380	0.0072168	0.002238
5 - 33	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	180	0.10703	0.06318	0.0010703	0.0006318
4 - 35	10	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.374	400	0.48112	0.14920	0.0048112	0.0014920
2 - 38	10	AlČe 50/8mm ²	0.5948	0.350	350	0.20811	0.12285	0.0020811	0.0012285

Tabela D1.2. Podaci o transformatorima u test mreži Zaječar.

TF	S_n (kVA)	m_T (kV/kV)	u_k (%)	P_{Cun} (kW)	R (Ω)	X (Ω)	R (r.j.)	X (r.j.)
0 - 1	2×4000	35/10.5	6	33	1.2630	9.1000	0.00103	0.00743
13 - 14	400	10/6	5.6	5.5	3.4300	14.000	0.03430	0.1400
12 - 15	400	10/0.4	5.6	5.5	3.4370	13.570	0.03437	0.1357
16 - 19	250	10/0.4	4.2	4.3	6.8800	15.326	0.0688	0.1533
17 - 18	160	10/0.4	4	3	11.719	22.080	0.1172	0.2208
20 - 21	100	10/0.4	4	2	20.000	34.6400	0.2000	0.3464
22 - 23	100	10/0.4	4	2	20.000	34.6400	0.2000	0.3464
24 - 25	400	10/0.4	5.6	5.5	3.4370	13.570	0.03437	0.1357
27 - 28	100	10/0.4	4	2	20.000	34.640	0.2000	0.3464
29 - 30	50	10/0.4	4	1.2	48.000	64.000	0.4800	0.6400
31 - 32	50	10/0.4	4	1.2	48.000	64.000	0.4800	0.6400
33 - 34	100	10/0.4	4	1.2	48.000	64.000	0.4800	0.6400
35 - 36	100	10/0.4	4	2	20.000	34.640	0.2000	0.3464
3 - 37	400	10/0.4	5.6	5.5	3.4370	13.570	0.03437	0.1357
38 - 39	400	10/0.4	5.6	5.5	3.4370	13.570	0.03437	0.1357

Tabela D1.3. Nominalne snage potrošača u test mreži Zaječar.

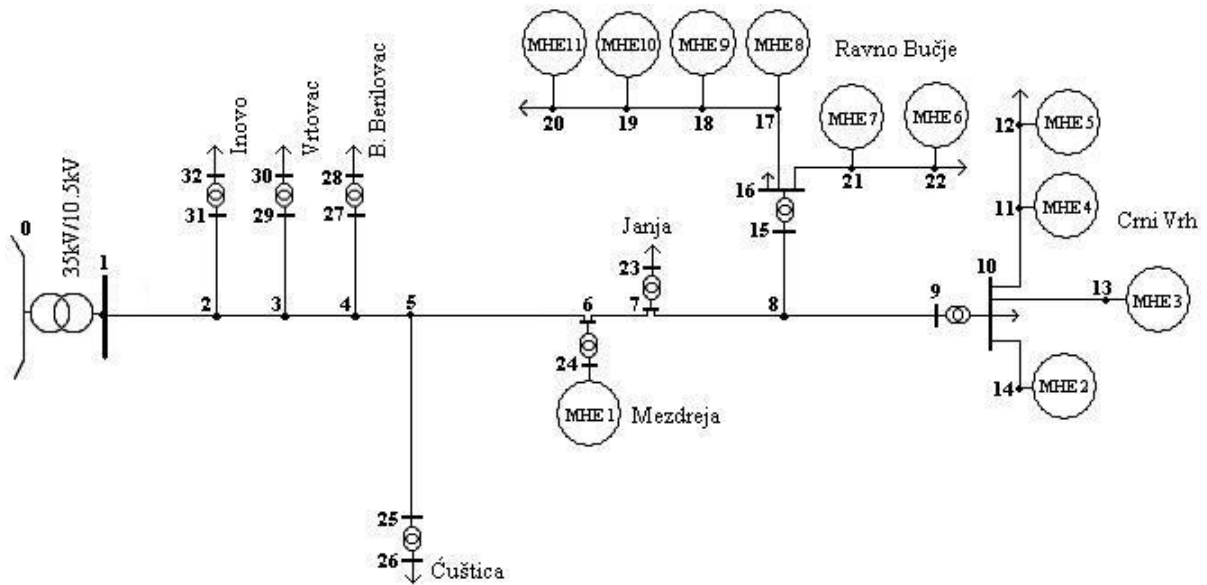
Čvor	P_p (kW)	Q_p (kVAr)	P_p (r.j.)	Q_p (r.j.)
15	360	170	0.360	0.170
18	144	70	0.144	0.070
19	225	109	0.225	0.109
21	90	43	0.090	0.043
23	90	43	0.090	0.043
28	90	43	0.090	0.043
30	90	43	0.090	0.043
32	90	43	0.090	0.043
34	90	43	0.090	0.043
36	90	43	0.090	0.043
37	360	170	0.360	0.170
39	360	170	0.360	0.170

Tabela D1.4. Podaci o MHE u čvoru 14 test mreže Zaječar.

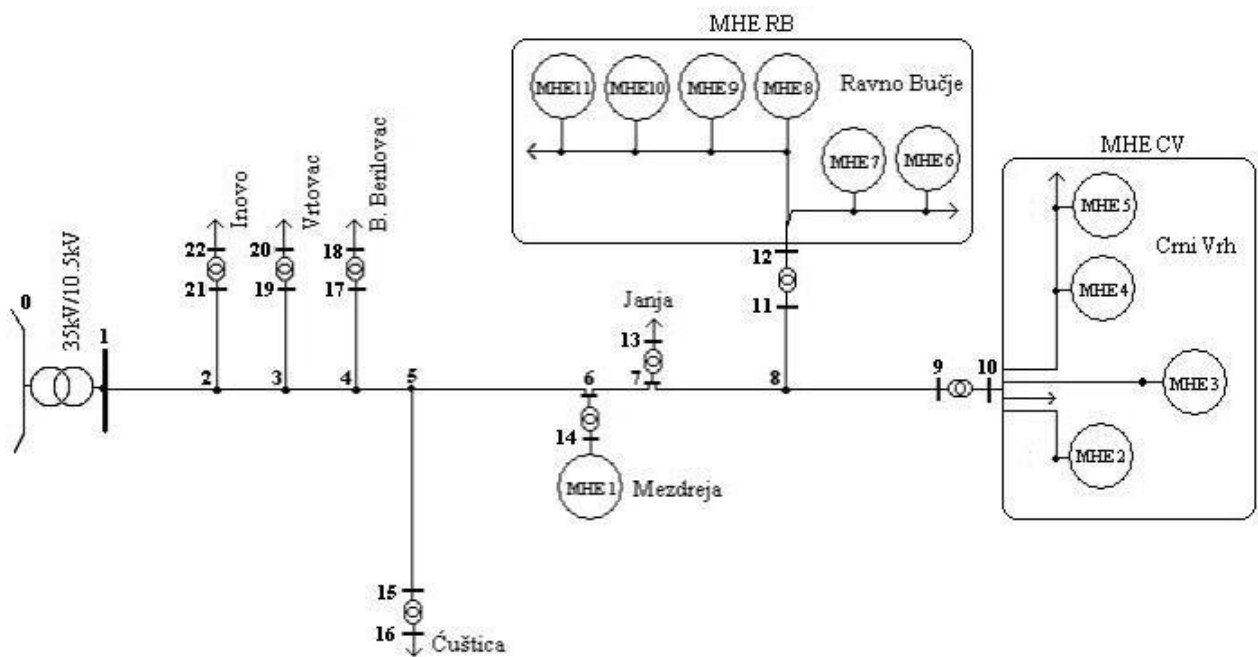
Čvor	Tip generatora	S_n (kVA)	U_n (kV)	$\cos\phi$
14	Sinhroni	2×160	6	0.7

Test mreža Knjaževac

Na području Stare Planine u Istočnoj Srbiji u slivu male reke Trgoviški Timok sagrađeno je 15 mikro hidroelektrana. Test mreža Knjaževac na slici D1.2 sa 11 MHE, predstavlja deo distributivne mreže ED Knjaževac na tom području.



Slika D1.2. Test mreža Knjaževac.



Slika D1.3. Modifikovana test mreža Knjaževac koja je korišćena u poglavlju 6.

U tabeli D1.5 dati su podaci o vodovima. Parametri distributivnih transformatora su dati u tabeli D1.6. Podaci o nominalnim snagama potrošača u čvorovima mreže su dati u tabeli D1.7. Nominalni parametri asinhronih generatora (AG) u MHE su dati u tabeli D1.8.

Vrednosti otpora u relativnim jedinicama računati su za bazni napon 35 kV za napojni transformator (0-1), i 10 kV za ostale transformatore. Veličine i parametri u relativnim jedinicama su računati za jedinstvenu baznu snagu od 1 MVA i bazne napone:

- 35 kV za transformator 0-1,
- 10 kV za ostale distributivne transformatore i SN (10 kV) deo mreže i
- 0.4 kV za NN (0.4 kV) deo mreže i MHE.

Tabela D1.5. Podaci o vodovima u test mreži Knjaževac.

Vod	U_n (kV)	Tip	r (Ω /km)	x (Ω /km)	Dužina (m)	R (Ω)	X (Ω)	R (r.j.)	X (r.j.)
1 - 2	10	AlČe 70/12mm ²	0.4130	0.340	2000	0.8260	0.6800	0.0083	0.0068
2 - 3	10	AlČe 70/12mm ²	0.4130	0.340	1600	0.6608	0.5440	0.0066	0.0054
3 - 4	10	AlČe 70/12mm ²	0.4130	0.340	1750	0.7228	0.5950	0.0073	0.0060
4 - 5	10	AlČe 70/12mm ²	0.4130	0.340	650	0.2685	0.2210	0.0027	0.0022
5 - 6	10	AlČe 70/12mm ²	0.4130	0.340	3500	1.4455	1.1900	0.0145	0.0119
6 - 7	10	AlČe 70/12mm ²	0.4130	0.340	250	0.1033	0.0850	0.0010	0.0009
7 - 8	10	AlČe 16/2.5mm ²	1.8793	0.387	2000	3.7586	0.7740	0.0376	0.0077
8 - 9	10	AlČe 16/2.5mm ²	1.8793	0.387	2750	5.1681	1.0643	0.0517	0.0106
10 - 11	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	1400	1.6839	0.5236	10.5262	3.2725
11 - 12	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	700	0.8420	0.2618	5.2631	1.6362
10 - 13	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	350	0.4210	0.1309	2.6316	0.8181
10 - 14	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	30	0.0361	0.0112	0.2256	0.0701
8 - 15	10	AlČe 16/2.5mm ²	1.8793	0.387	2400	4.5103	0.9288	0.0451	0.0093
16 - 17	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	420	0.5052	0.1571	3.1579	0.9818
17 - 18	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	70	0.0842	0.0262	0.5263	0.1636
18 - 19	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	210	0.2526	0.0785	1.5789	0.4909
19 - 20	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	110	0.1323	0.0411	0.8271	0.2571
16 - 21	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	240	0.2887	0.0898	1.8045	0.5610
21 - 22	0.4	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.335	310	0.3729	0.1159	2.3308	0.7246
5 - 25	10	AlČe 50/8mm ²	0.5946	0.350	3350	1.9919	1.1725	0.0199	0.0117
4 - 27	10	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.374	200	0.2406	0.0748	0.0024	0.00075
3 - 29	10	AlČe 25/4mm ²	1.2028	0.374	350	0.4210	0.1309	0.0042	0.0013
2 - 31	10	AlČe 25/4 mm ²	1.2028	0.374	1000	1.2028	0.3740	0.0120	0.0037

Tabela D1.6. Podaci o transformatorima u test mreži Knjaževac.

TF	S_n (kVA)	m_T (kV/kV)	u_k (%)	P_{Cun} (kW)	R (Ω)	X (Ω)	R (r.j.)	X (r.j.)
0 - 1	4000	35/10.5	6	33	2.526	18.20	0.0021	0.0149
9 - 10	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464
15 - 16	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464
7 - 23	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464
6 - 24	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464
25 - 26	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464
27 - 28	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464
29 - 30	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464
31 - 32	100	10/0.4	4	2	20	34.64	0.2000	0.3464

Tabela D1.7. Podaci o snagama potrošača u test mreži Knjaževac.

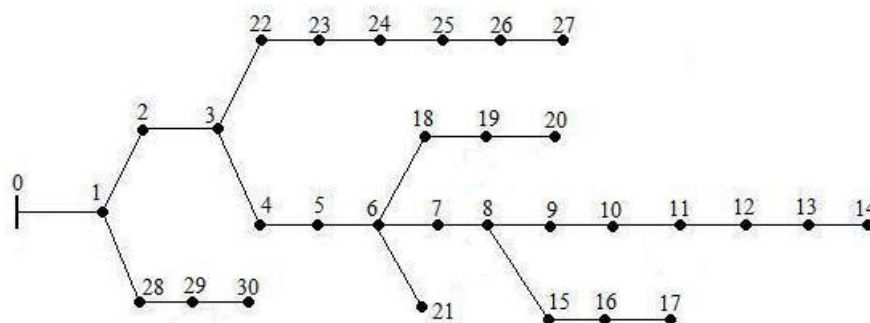
Čvor	P_p (kW)	Q_p (kVAr)	P_p (r.j.)	Q_p (r.j.)
12	7.4	3.6	0.0074	0.0036
20	1.4	0.7	0.0014	0.0007
22	0.8	0.4	0.0008	0.0004
23	2.8	1.4	0.0028	0.0014
26	9.6	4.1	0.0096	0.0041
28	12.6	5.4	0.0126	0.0054
30	17.8	7.6	0.0178	0.0076
32	9.9	4.2	0.0099	0.0042

Tabela D1.8. Podaci o asinhronim generatorima u MHE test mreže Knjaževac.

Oznaka MHE	tip	P_n (kW)	U_n (V)	f (Hz)	p	n (min ⁻¹)	η_n (%)	$\cos\varphi_n$	I_n (A)	I_k/I_n	Q_c (kVAr)
MHE 1	AG	55	400	50	4	761	92.5	0.81	106	6.8	20
MHE 2	AG	11	400	50	3	1035	89	0.83	22	7	5
MHE 3	AG	44	400	50	3	1020	92	0.85	83	6.9	15
MHE 4	AG	15	400	50	4	780	88	0.80	34	6.4	6
MHE 5	AG	11	400	50	4	785	84	0.72	26.5	4.4	5
MHE 6	AG	7.5	400	50	3	1050	84	0.77	17	5.5	3
MHE 7	AG	18.5	400	50	2	1540	88	0.82	37	6.2	6
MHE 8	AG	22	400	50	4	765	91	0.78	45	5.9	8
MHE 9	AG	15	400	50	3	1040	87	0.82	30.5	6	6
MHE 10	AG	7.5	400	50	2	1560	88	0.83	15	6.5	3
MHE 11	AG	11	400	50	4	785	84	0.72	26.5	4.4	5

Test mreža IEEE 30

Ova test mreža je preuzeta iz reference [69]. Jednofazna šema mreže je prikazana na slici D1.4. Aktivni otpori i reaktanse grana, kao i vrednosti maksimalnih snaga čvorova mreže dati su u tabeli D1.9. Vrednosti izražene u relativnim jedinicama su izračunate za baznu snagu 1 MVA i bazni napon 23 kV.



Slika D1.4. Test mreža IEEE 30.

Tabela D1.9. Aktivni otpori i reaktanse grana i maksimalne snage u čvorovima test mreže IEEE 30.

Grana	U_n (kV)	R (Ω)	X (Ω)	R (r.j.)	X (r.j.)	P_p (kW)	Q_p (kVAr)	P_p (r.j.)	Q_p (r.j.)
0 - 1	23	0.5096	1.7030	0.000963	0.003219	-	-	-	-
1 - 2	23	0.2191	0.0118	0.000414	0.000022	522	174	0.522	0.174
2 - 3	23	0.3485	0.3446	0.000659	0.000651	-	-	-	-
3 - 4	23	1.1750	1.0214	0.002221	0.001931	936	312	0.936	0.312
4 - 5	23	0.5530	0.4806	0.001045	0.000908	-	-	-	-
5 - 6	23	1.6625	0.9365	0.003143	0.001770	-	-	-	-
6 - 7	23	1.3506	0.7608	0.002553	0.001438	-	-	-	-
7 - 8	23	1.3506	0.7608	0.002553	0.001438	-	-	-	-
8 - 9	23	1.3259	0.7469	0.002506	0.001412	189	63	0.189	0.063
9 - 10	23	1.3259	0.7469	0.002506	0.001412	-	-	-	-
10 - 11	23	3.9709	2.2369	0.007506	0.004229	336	112	0.336	0.112
11 - 12	23	1.8549	1.0449	0.003506	0.001975	657	219	0.657	0.219
12 - 13	23	0.7557	0.4257	0.001429	0.000805	783	261	0.783	0.261
13 - 14	23	1.5389	0.8669	0.002909	0.001639	729	243	0.729	0.243
8 - 15	23	0.4752	0.4131	0.000898	0.000781	477	159	0.477	0.159
15 - 16	23	0.7282	0.4102	0.001377	0.000775	549	183	0.549	0.183
16 - 17	23	1.3053	0.7353	0.002467	0.001390	477	159	0.477	0.159
6 - 18	23	0.4838	0.4206	0.000915	0.000795	432	144	0.432	0.144
18 - 19	23	1.5898	1.3818	0.003005	0.002612	672	224	0.672	0.224
19 - 20	23	1.5389	0.8669	0.002909	0.001639	495	165	0.495	0.165
6 - 21	23	0.6048	0.5257	0.001143	0.000994	207	69	0.207	0.069
3 - 22	23	0.5639	0.5575	0.001066	0.001054	522	174	0.522	0.174
22 - 23	23	0.3432	0.3393	0.000649	0.000641	1917	639	1.917	0.639
23 - 24	23	0.5728	0.4979	0.001083	0.000941	-	-	-	-
24 - 25	23	1.4602	1.2692	0.002760	0.002399	1116	372	1.116	0.372
25 - 26	23	1.0627	0.9237	0.002009	0.001746	549	183	0.549	0.183
26 - 27	23	1.5114	0.8514	0.002857	0.001609	792	264	0.792	0.264
1 - 28	23	0.4659	0.0251	0.000881	0.000047	882	294	0.882	0.294
28 - 29	23	1.6351	0.9211	0.003091	0.001741	882	294	0.882	0.294
29 - 30	23	1.1143	0.6277	0.002106	0.001187	882	294	0.882	0.294

DODATAK D2

MATLAB PROGRAMI

Svi predloženi postupci i procedure u ovoj disertaciji su programski realizovani u MATLAB-u u vidu zasebnih programskih celina koje se sastoje od glavnog programa, funkcijskih potprograma i ulaznih datoteka. U okviru ove tačke su date strukture programa, njihove mogućnosti i načini unošenja ulaznih podataka.

Program `rdmrrns.m` za proračun tokova snaga

Rešava tokove snaga trofaznih, simetričnih, radijalnih distributivnih mreža sa DG. Ulazni podaci se zadaju u ASCII formatu preko datoteka `mreza.m` i `cvorovi.m`.

U ulaznoj datoteci `mreza.m` se definiše konfiguracija mreže i zadaju parametri elemenata, na sledeći način:

```
|cvor1 -> cvor2|element|tipel| r | x | b | duz | mtf | ctf | ntf |deltaa|
```

gde su:

<code>cvor1</code>	početni čvor elementa (grane),
<code>cvor2</code>	završni čvor elementa (grane),
<code>element</code>	redni broj elementa,
<code>tipel</code>	oznaka tipa elementa. Vod se iznačava sa 11, transformator sa 21.
<code>r</code>	aktivna otpornost redne grane elementa,
<code>x</code>	reaktansa redne grane elementa,
<code>b</code>	otočna susceptansa elementa,
<code>duz</code>	dužina voda (ako su <code>r</code> , <code>x</code> , <code>b</code> dati po jedinici dužine, u suprotnom unosi se vrednost 1 kao i kada je dotični element transformator),
<code>mntf</code>	nominalni prenosni odnos transformatora (kada je element vod upisuje se 1),
<code>ctf</code>	sprežni broj transformatora (kada je grana vod upisuje se 0)
<code>ntf</code>	položaj regulacionog optcepa na regulacionom namotaju transformatora,
<code>deltaa</code>	korak regulacionog otcepa.

U ulaznoj datoteci `cvorovi.m` se upisuju podaci o tipovima čvorova i specificiranim snagama čvorova, inicijalne vrednosti modula i uglova fazora napona čvorova:

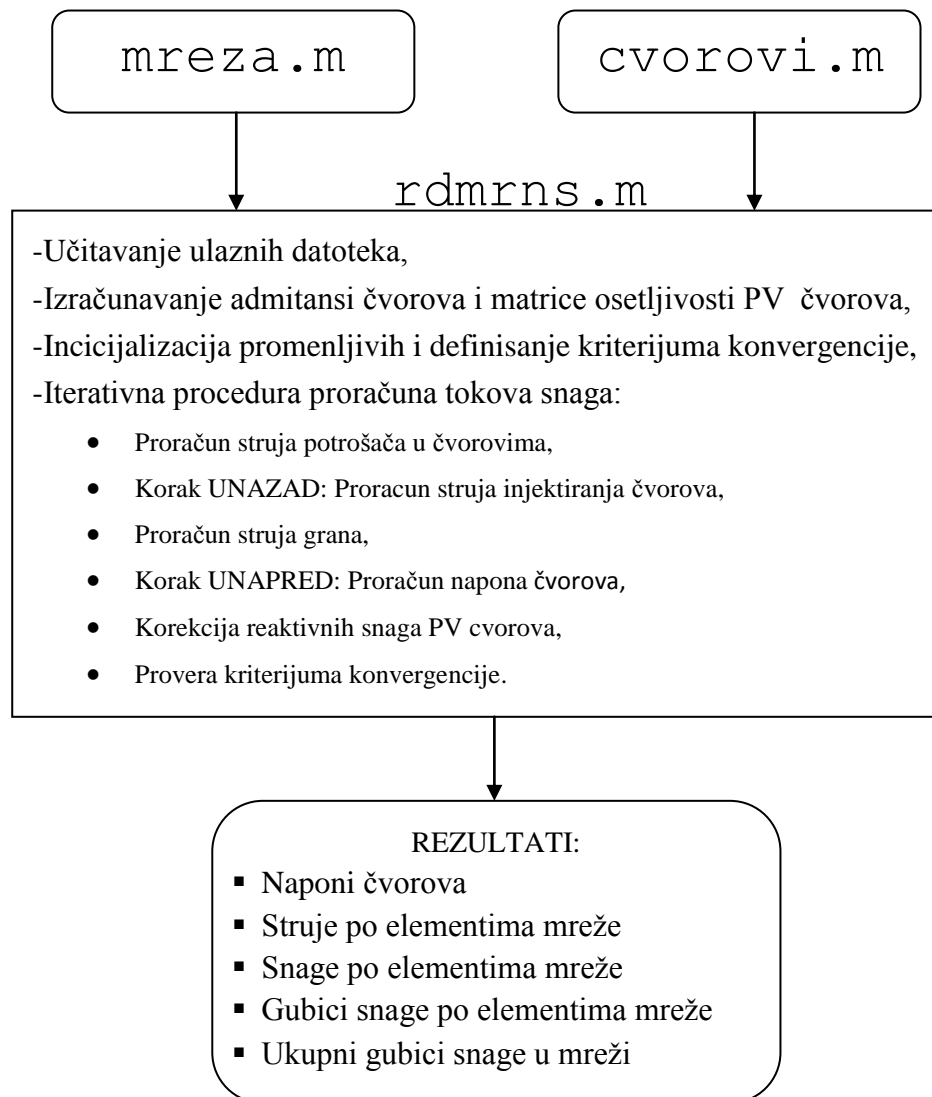
```
|cvor|tipcv|napon|ugao| Pg | Qg | Pp | Qp | Qc | Qgmin | Qgmax |
```

gde su:

<code>cvor</code>	redni broj čvora mreže,
<code>tipcv</code>	oznaka tipa čvora: 0-BLR; 11-PV; 21-PQ model konstantne snage; 22-PQ model konstantne struje; 23-PQ model konstantne impedanse (admitanse),
<code>napon</code>	inicijalne vrednost modula napona,

$ugao$	inicijalna vrednost ugla fazora napona,
P_g	aktivna snaga generisanja,
Q_g	reaktivna snaga generisanja,
P_p	aktivna snaga potrošnje,
Q_p	reaktivna snaga potrošnje,
Q_c	snaga kondenzatorske baterije,
Q_{gmin}	donja granica reaktivne snage DG (PV čvora),
Q_{gmax}	gornja granica reaktivne snage DG (PV čvora).

Program `rdmrns.m` je napisan u obliku komandne skript datoteke. Struktura programa je data na slici D2.1:



Slika D2.1. Struktura programa za proračun tokova snaga.

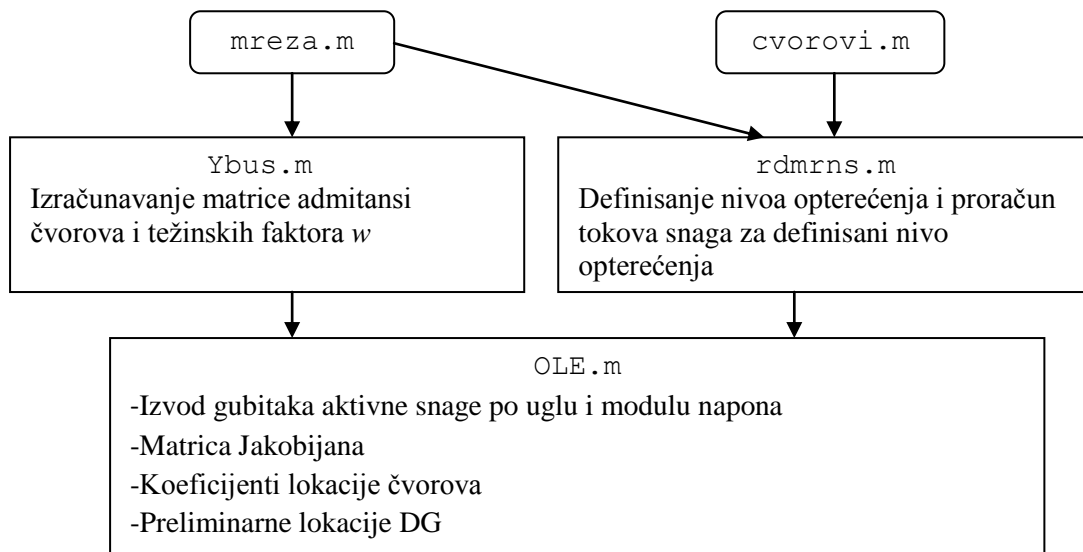
Kako je proračun tokova snaga osnovni segment postupaka i procedura u predloženim metodologijama, algoritam proračuna tokova snaga je realizovan i kao funkcijski program, u sledećem obliku:

```
function [V,teta]=rdmrns (mreza,cvorovi)
```

Pored datoteka `mreza.m` i `cvorovi.m` kao ulaznih argumenata i modula `V` i ugla `teta` fazora napona kao izlaznih argumenata, opciono su korišćene i druge veličine ili parametri u zavisnosti od konkretne primene funkcijskog programa za proračun tokova snaga.

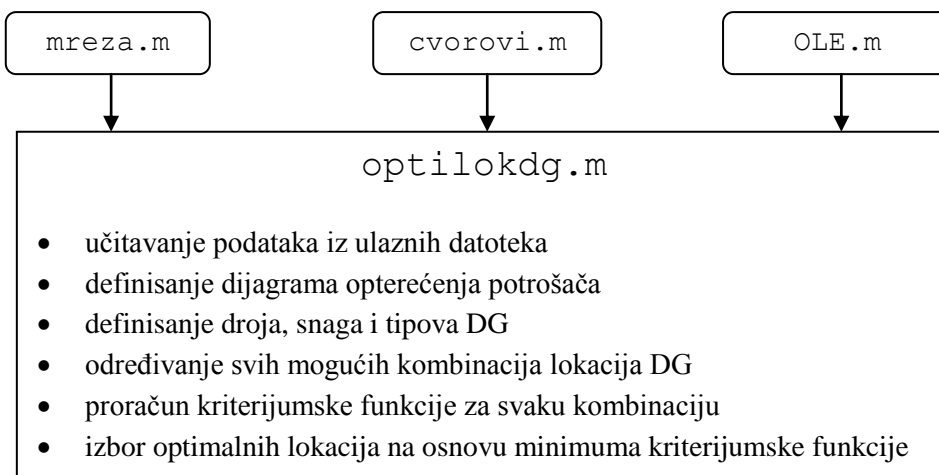
Program `OLE.m` za određivanje koeficijenata lokacija čvorova

Program `OLE.m` je napisan u obliku komandne skript datoteke. Ima dve ulazne datoteke (`mreza.m` i `cvorovi.m`) i dva funkcijska potprograma (`Ybus.m` i `rdmrns.m`). Struktura ovog programa je data na slici D2.2:



Slika D2.2. Struktura programa za izračunavanje koeficijenata lokacija čvorova.

Program `optilokdg.m` za određivanje optimalnih lokacija DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti

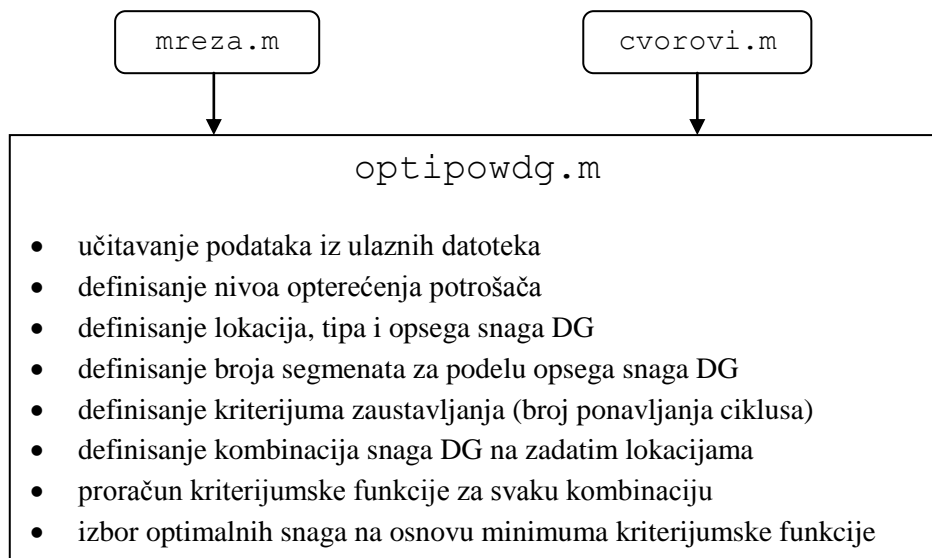


Slika D2.3. Struktura programa za određivanje optimalnih lokacija DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti.

Program `optilokdg.m` je napisan u obliku komandne skript datoteke. Ima dve ulazne datoteke (`mreza.m` i `cvorovi.m`) i jedan funkcijski potprogram (`OLE.m`). Funkcijski potprogram `OLE.m` se koristi za dobijanje liste preliminarnih lokacija (čvovova). Struktura programskog modula je data na slici D2.3.

Program `optipowdg.m` za određivanje optimalnih snaga DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti

Program `optipowdg.m` je napisan u obliku komandne skript datoteke. Koristi ulazne datoteke `mreza.m` i `cvorovi.m`. Struktura programa je data na slici D2.4.



Slika D2.4. Struktura programa za određivanje optimalnih snaga DG primenom delimičnog pretraživanja varijanti.

Program `ga.m` za određivanje optimalnih lokacija i snaga DG primenom GA

Korišćena je programska realizacija GA u okviru dodatnog modula `gads` MATLAB programskog paketa. Genetički algoritam je realizovan u obliku funkcijskog programa `ga.m`. Opšti oblik ovog programa je:

```
function [x, fval, exitFlag, output, population, scores] =
ga(fun, nvars, Aineq, bineq, Aeq, beq, lb, ub, nonlcon, options)
```

Rešava optimizacione probleme sa ograničenjima, u sledećem obliku:

$$\min_x F(X)$$

Pod ograničenjima: $A * X \leq B$, $A_{eq} * X = B_{eq}$ (linearna ograničenja)
 $C(X) \leq 0$, $C_{eq}(X) = 0$ (nelinearna ograničenja)
 $lb \leq X \leq ub$ (ograničenja vrednosti promenljive)

U zavisnosti od prirode, dimenzije problema i ograničenja koriste se različite opcije ovog programa. Za rešavanje problema optimizacije u ovoj disertaciji korišćen je sledeći oblik:

```
[x, fval] = ga(@fun, nvars, [], [], [], [], lb, ub, [], options)
```

gde su:

x	vektor promenljivih po kojima se vrši optimizacija
fval	vrednost kriterijumske funkcije
@fun	funkcijaska datoteka u kojoj se vrši proračun kriterijumse funkcije
nvars	broj promenljivih ili dužina stringa
lb	vektor čiji su elementi donje granice vrednosti promenljivih
ub	vektor čiji su elementi gornje granice vrednosti promenljivih
options	opciona struktura kojom se definišu operatori genetičkog algoritma

Elementi vektora x se definišu u okviru funkcijskog programa `@fun.m`. Pored toga u ovom programu se učitavaju podaci o strukturi i parametrima mreže, tipovima čvorova, zadaju i druge osobine promenljivih, kao što su recimo tip i lokacija DG čija se snaga određuje u GA, itd.

Konkretno, za Test C1 korišćena je sledeća opcija:

```
options = gaoptimset('PopulationSize', 20, ...
    'EliteCount', 2, ...
    'CrossoverFraction', 0.8, ...
    'Generations', 50, ...
    'TimeLimit', Inf, ...
    'FitnessLimit', -Inf, ...
    'StallGenLimit', 50, ...
    'StallTimeLimit', 20, ...
    'TolFun', 1e-6, ...
    'TolCon', 1e-6, ...
    'InitialPenalty', 10, ...
    'PenaltyFactor', 100, ...
    'PlotInterval', 1, ...
    'CreationFcn', {@gacreationlinearfeasible}, ...
    'FitnessScalingFcn', {@fitscalingrank}, ...
    'SelectionFcn', {@selectiontournament}, ...
    'CrossoverFcn', {@crossoverheuristic}, ...
    'MutationFcn', {@mutationadaptfeasible}, ...
    'DistanceMeasureFcn', {@distancecrowding}, ...
    'HybridFcn', {@fmincon}, ...
    'PlotFcns', {@gaplotbestf});
```

```
[x, fval] = ga(@kriter_funoptpowDG, 3, [], [], [], [], [8 0], [17 5], [], options)
```

gde je `kriter_funoptpowDG` funkcijski potprogram, u čijoj osnovi je program za proračun tokova snaga, koji izračunava zadatu kriterijumsku funkciju prema vrednostima promenljivih sadržanih u vektoru x . Ovaj funkcijski potprogram ima sledeći oblik:

```
function [FkritooptpowDG]=kriter_funoptpowDG(x,mreza,cvorovi)
```

Za Test C2, korišćena je sledeća opcija GA:

```
options = gaoptimset('PopulationSize', 20, ...
    'EliteCount', 2, ...
    'CrossoverFraction', 0.8, ...
    'Generations', 30, ...
    'TimeLimit', Inf, ...
    'FitnessLimit', -Inf, ...
```

```

'StallGenLimit', 30, ...
'StallTimeLimit', 20, ...
'TolFun', 1e-6, ...
'TolCon', 1e-6, ...
'InitialPenalty', 10, ...
'PenaltyFactor', 100, ...
'PlotInterval', 1, ...
'CreationFcn',{@gacreationlinearfeasible}, ...
'FitnessScalingFcn', {@fitscalingrank}, ...
'SelectionFcn', {@selectiontournament}, ...
'CrossoverFcn',{@crossoverheuristic}, ...
'MutationFcn',{@mutationadaptfeasible}, ...
'DistanceMeasureFcn',{@distancecrowding}, ...
'HybridFcn',{@fmincon}, ...
'PlotFcns', {@gaplotbestf});

```

```
[x,fval]=ga(@kriter_funoptlokDG,3,[],[],[],[],[8 8 8],[17 17 17],[],options)
```

gde je `kriter_funoptlokDG` funkcijski potprogram, u čijoj osnovi je takođe program za proračun tokova snaga, koji izračunava zadatu kriterijumsku funkciju prema vrednostima promenljivih sadržanih u vektoru `x`. Ovaj funkcijski potprogram ima sledeći oblik:

```
function [FkritoptlokDG]=kriter_funoptlokDG(x,mreza,cvorovi)
```

Za Test C3, korišćena je sledeća opcija GA:

```

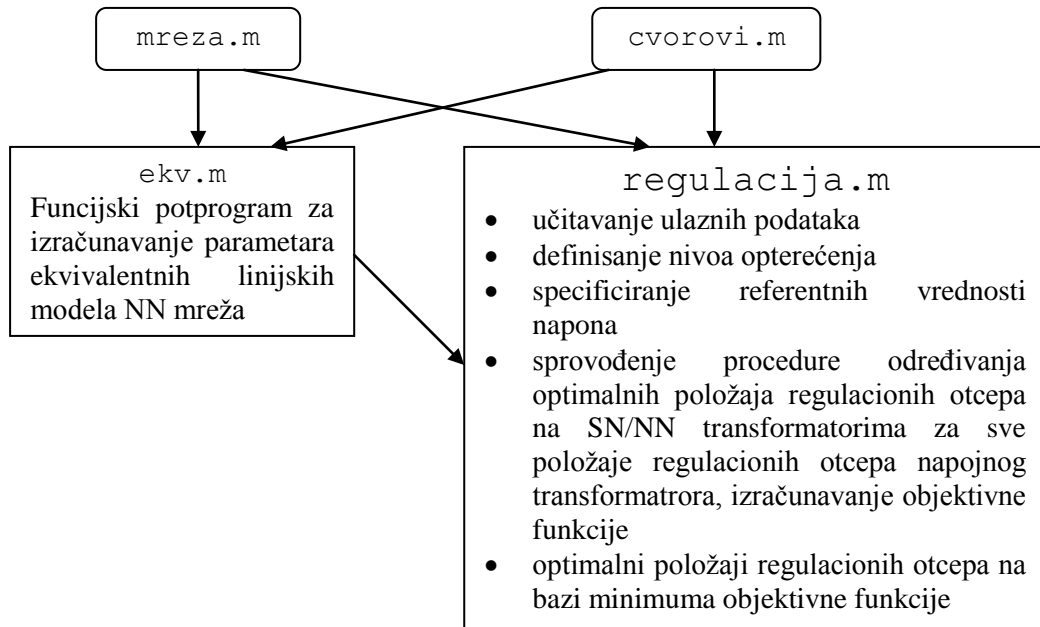
options = gaoptimset('PopulationSize', 20, ...
    'EliteCount', 2, ...
    'CrossoverFraction', 0.8, ...
    'Generations', 100, ...
    'TimeLimit', Inf, ...
    'FitnessLimit', -Inf, ...
    'StallGenLimit', 50, ...
    'StallTimeLimit', 20, ...
    'TolFun', 1e-6, ...
    'TolCon', 1e-6, ...
    'InitialPenalty', 10, ...
    'PenaltyFactor', 100, ...
    'PlotInterval', 1, ...
    'CreationFcn',{@gacreationlinearfeasible}, ...
    'FitnessScalingFcn', {@fitscalingrank}, ...
    'SelectionFcn', {@selectiontournament}, ...
    'CrossoverFcn',{@crossoverheuristic}, ...
    'MutationFcn',{@mutationadaptfeasible}, ...
    'DistanceMeasureFcn',{@distancecrowding}, ...
    'HybridFcn',{@fmincon}, ...
    'PlotFcns', {@gaplotbestf});
[x,fval] = ga(@kriter_funoptpowDG,3,[],[],[],[],[0 0 0],[3 2 1],[],options)

function [FkritoptpowDG]=kriter_funoptpowDG(x,mreza,cvorovi)

```

Program regulacija.m za određivanje optimalne sezonske regulacije napona u distributivnim mrežama sa DG

Program regulacija.m je napisan u obliku komandne skript datoteke. Ulazni podaci se zadaju u datotekama mreza.m i cvorovi.m. Određivanje parametara ekvivalentnih linijskih modela NN mreža se vrši pomoću funkcijskog potprograma ekv.m. Struktura programa je data na slici D2.5.



Slika D2.5. Struktura programa za optimalnu sezonsku regulaciju napona.

Primena GA u optimalnoj regulaciji napona

Uvažavanje napona PV čvorova u proceduri optimalne sezonske regulacije, korekcija napona PV čvorova u skladu sa promenom nivoa opterećenja kao i optimalna tekuća regulacija ostvaruje se primenom programa ga.m. Za konkretan primer pri rešavanju problema tekuće regulacije napona u tački 5.2.1, korišćene su sledeće opcije u programu ga.m:

```
options = gaoptimset('PopulationSize', 20, ...
    'EliteCount', 2, ...
    'CrossoverFraction', 0.8, ...
    'Generations', 100, ...
    'TimeLimit', Inf, ...
    'FitnessLimit', -Inf, ...
    'StallGenLimit', 50, ...
    'StallTimeLimit', 20, ...
    'TolFun', 1e-6, ...
    'TolCon', 1e-6, ...
    'InitialPenalty', 10, ...
    'PenaltyFactor', 100, ...
    'PlotInterval', 1, ...
    'CreationFcn', {@gacreationlinearfeasible}, ...
    'FitnessScalingFcn', {@fitscalingtop}, ...
    'SelectionFcn', {@selectiontournament}, ...
    'CrossoverFcn', {@crossoverheuristic}, ...
    'MutationFcn', {@mutationadaptfeasible}, ...
```

```
'DistanceMeasureFcn',{@distancecrowding}, ...
'HybridFcn',{@fmincon}, ...
'PlotFcns',{@gaplotbestf});
```

```
[x,fval] = ga(@tekuciplan,3,[],[],[],[],[0.97 0.95 0.75],[1.05 1.05
1.35],[],options)
```

```
function [Fkrit]=tekuciplan(x,mreza,cvorovi)
```

U funkcijskom potprogramu `tekuciplan.m` se definiše vektor x čiji su elementi promenljive stanja čije se vrednosti optimiziraju u programu `ga.m`, izračunava se vrednost kriterijumske funkcije, definišu parametri mreže, čvorova, nivo opterećenja, dodeljuju osobine promenljivim (tip čvora, lokacija DG...).

Kod rešavanja problema napona PV čvorova u sezonskoj regulaciji napona i korekcije napona PV čvorova, menja se samo struktura vektora x koji sadrži promenljive po kojima se vrši optimizacija.

Program `dse.m` za estimaciju stanja u distributivnim mrežama sa DG

Program `dse.m` je napisan u formi komandne skript datoteke koja sadrži funkcijski potprogram za proračun tokova snaga. Ulazni podaci se zadaju u datotekama `mreza.m`, `cvorovi.m`, `dijagpot.m` i `dijagprodg.m`. Oblik datoteke `mreza.m` je isti kao u programskom modulu za proračun tokova snaga. Datoteka `cvorovi.m` je ovde proširena sa dve kolone u kojima se zadaju podaci o pokazateljima i karakteristikama potrošnje koji su neophodni u postupku estimacije:

```
|cvor|tipcv|napon|ugao| Pg | Qg | Pp | Qp | Qc |Qgmin|Qgmax| qi |tippot|
```

`qi` pokazatelj potrošnje: instalisana snaga, maksigraf ili protok energije
`tippot` karakteristika potrošnje iskazana preko tipa dijagrama potrošnje uključujući i dijagrame proizvodnje DG.

U datoteci `dijagpot.m` se zadaju normalizovani hronološki dnevni dijagrami potrošnje:

```
|sat| hdp1 | cosfi1 | hdp2 |cosfi2| hdp3 |cosfi3|...
```

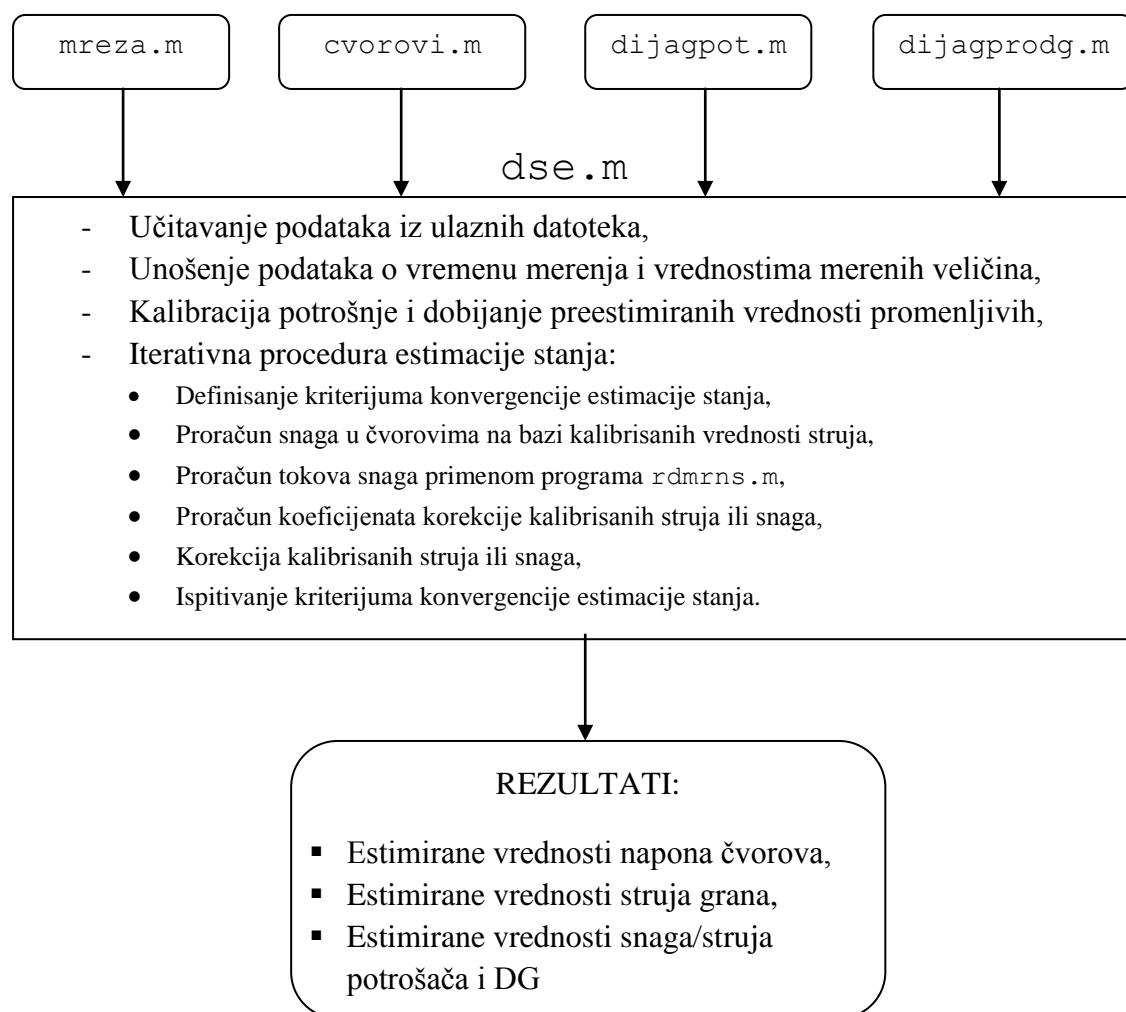
`sat` vreme u toku dana (1-24)
`hdp1` normalizovana struja ili snaga potrošača tipa 1
`cosfi1` faktor snage potrošača tipa 1
`hdp2` normalizovana struja ili snaga potrošača tipa 2
`cosfi2` faktor snage potrošača tipa 2, itd...

Normalizovani hronološki dijagrami proizvodnje DG u određenom periodu (godina, mesec, dan) se definiše u datoteci `dijagprodg.m` na sledeći način:

| T |hdg1|cosfidg1|hdg2|cosfidg2|hdg3|cosfidg3|...

T vreme (sat, dan, mesec) u toku datog perioda
hdg1 normalizovana struja ili snaga DG tipa 1
cosfidg1 faktor snage DG tipa 1
hdg2 normalizovana struja ili snaga DG tipa 2
cosfidg2 faktor snage DG tipa 2, itd...

Podaci o vremenu merenja (sat, dan, mesec) i izmerenim vrednostima napona, struja i snaga na bazi kojih se vrši kalibracija a potom i estimacija promenljivih stanja, zadaju se direktno, unošenjem preko tastature tokom izvršavanja programa. Struktura programa `dse.m` je data na slici D2.6.



Slika D2.6. Struktura programa za estimaciju stanja.

Прилог 3.

Изјава о коришћењу

Овлашћујем Универзитетску библиотеку да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Приштини, са привременим седиштем у Косовској Митровици унесе моју докторску дисертацију под насловом:

Оптимизација дистрибутивне мреже са дистрибуцијом произвођача енергије.

која је моје ауторско дело.

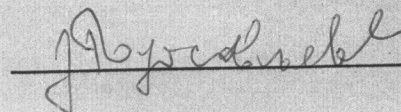
Дисертацију са свим прилозима предао/ла сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

Моју докторску дисертацију похрањену у Дигитални репозиторијум Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (Creative Commons) за коју сам се одлучио/ла.

1. Ауторство
2. Ауторство - некомерцијално
3. Ауторство – некомерцијално – без прераде
4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима
5. Ауторство – без прераде
6. Ауторство – делити под истим условима

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци, кратак опис лиценци дат је на полеђини листа).

Потпис докторанда



У Косовској Митровици, 05.12.2023. г.