

UNIVERZITET CRNE GORE
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET PODGORICA

Lazar Šćekić

**PROCJENA MAKSIMALNE SPOSOBNOSTI NISKONAPONSKE
ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE ZA PRIKLJUČENJE DISTRIBUIRANE
PROIZVODNJE NA BAZI METODA ZA PRORAČUN TOKOVA SNAGA ZA
NEIZBALANSIRANE MREŽE**

Magistarski rad

Podgorica, 2022. godine

PODACI I INFORMACIJE O MAGISTRANDU

Ime i prezime: Lazar Šćekić

Datum i mjesto rođenja: 01.02.1998. godine, Nikšić, Crna Gora

Naziv završenog osnovnog studijskog programa i godina diplomiranja: Energetika i automatika, 2019. godine

Naziv završenog specijalističkog studijskog programa i godina diplomiranja: Elektroenergetski sistemi, 2020. godine

INFORMACIJE O MAGISTARSKOM RADU

Naziv postdiplomskog studija: Elektroenergetski sistemi

Naslov rada: Procjena maksimalne sposobnosti niskonaponske elektrodistributivne mreže za priključenje distribuirane proizvodnje na bazi metoda za proračun tokova snaga za neizbalansirane mreže

Fakultet na kojem je rad odbranjen: Elektrotehnički fakultet

UDK, OCJENA I ODBRANA MAGISTARSKOG RADA

Datum prijave magistarskog rada: 24.11.2021. godine

Datum sjednice Vijeća na kojoj je prihvaćena tema: 03.02.2022. godine

Komisija za ocjenu teme i podobnosti magistranda:

1. Prof. dr Saša Mujović
2. Prof. dr Vladan Radulović
3. Prof. dr Zoran Miljanić

Komisija za ocjenu rada:

1. Prof. dr Saša Mujović
2. Prof. dr Vladan Radulović
3. Prof. dr Zoran Miljanić

Komisija za odbranu rada:

1. Prof. dr Saša Mujović
2. Prof. dr Vladan Radulović
3. Prof. dr Zoran Miljanić

Datum odbrane: 22.07.2022. godine

ETIČKA IZJAVA

U skladu sa članom 22 Zakona o akademskom integritetu i članom 24 Pravila studiranja na postdiplomskim studijama, pod krivičnom i materijalnom odgovornošću, izjavljujem da je magistarski rad pod naslovom

"Procjena maksimalne sposobnosti niskonaponske elektrodistributivne mreže za priključenje distribuirane proizvodnje na bazi metoda za proračun tokova snaga za neizbalansirane mreže"

moje originalno djelo.

Lazar Šćekić
Jun, 2022. godine

Predgovor

Kao posljedica deregulacije elektroenergetskog sektora, liberalizacije tržišta električne energije i tehnoloških inovacija na polju konverzije obnovljivih izvora energije, elektrodistributivni sistemi širom svijeta su suočeni sa sve većom integracijom distribuiranih generatora. Iako se sličan trend očekuje i u budućnosti, suštinsko pitanje koje ga prati tiče se maksimalne sposobnosti elektrodistributivne mreže za priključenje distribuirane proizvodnje. U odsustvu standardizovanih rješenja, operatori distributivne mreže pribjegavaju približnim procjenama priključne sposobnosti, uzimajući rezervu na strani sigurnosti. Nažalost, iako se ovakve procjene zasnivaju na prethodnom iskustvu, njihova tačnost u velikoj mjeri zavisi od karakteristika elektrodistributivne mreže i distribuiranih generatora. Iz tog razloga, u ovom radu je predstavljena metodologija koja omogućava preciznu procjenu priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže u odnosu na ograničenja normalnog pogona propisana nacionalnim mrežnim pravilima i relevantnim međunarodnim standardima.

Rješenje problema, po pravilu, počiva u njegovom razumijevanju. Prirodno, postaviti pravo pitanje je ključ razumijevanja problema. Koristim ovu priliku da iskažem iskrenu zahvalnost mentoru Prof. dr Zoranu Miljaniću za postavljanje ključnih pitanja tokom izrade ovog rada, kao i za postavljanje pitanja integriteta, pravednosti i entuzijazma tokom zajedničke saradnje.

Lazar Šćekić
Jun, 2022. godine

Sažetak

Usljed specifičnih pogonskih karakteristika tradicionalnih pasivnih elektrodistributivnih mreža, prekomjerna integracija distribuiranih generatora može rezultirati preopterećenjem mrežnih elemenata, degradacijom naponskog profila i narušavanjem kvaliteta električne energije u elektrodistributivnoj mreži. Za potrebe efikasnijeg odgovora na nove zahtjeve za priključenje distribuiranih generatora i za potrebe planiranja budućeg razvoja elektrodistributivne mreže, od interesa je odrediti najveću instalisanu snagu distribuiranih generatora koja se može priključiti na elektrodistributivnu mrežu bez narušavanja kvaliteta njenog pogona. Ova vrijednost instalisane snage distribuiranih generatora naziva se priključnom sposobnošću elektrodistributivne mreže. U zavisnosti od opsega koji se tretira analizom, razlikuju se pojmovi centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti, koji se vezuju za priključnu sposobnost pojedinačnih čvorova i elektrodistributivne mreže u cjelini, respektivno.

U ovom radu je problem određivanja centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti formulisan kao optimizacioni problem koji teži da maksimizuje instalisanu snagu distribuiranih generatora priključenih na elektrodistributivnu mrežu, vodeći računa da priključenje distribuiranih generatora ne smije rezultirati nedozvoljenim odstupanjima, varijacijama, nesimetrijom ili harmonijskom distorzijom napona, kao ni preopterećenjem mrežnih elemenata u produženom trajanju. Posmatranje svih važnih pokazatelja kvaliteta pogona elektrodistributivne mreže omogućeno je razvojem metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim aktivnim distributivnim mrežama. Optimizacioni problem je formulisan u istorijskom okviru koji obezbjeđuje očuvanje vremenske korelacije između potražnje aktivne i reaktivne snage konzuma i proizvodnje distribuiranih generatora. Za rješavanje optimizacionog problema je predložen metod pretrage šablona koji pripada klasi numeričkih metoda direktnog pretraživanja. Dodatno, na bazi predloženog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga je predloženo i proširenje konvencionalne stohastičke metodologije za određivanje decentralizovane priključne sposobnosti.

Primjena predloženih metoda za određivanje centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti predstavljena je na primjeru CIGRE testne niskonaponske elektrodistributivne mreže koja vjerodostojno opisuje karakteristike realnih niskonaponskih mreža. U skladu sa predstavljenim numeričkim rezultatima, predložene metode predstavljaju superioran pristup određivanju priključne sposobnosti u odnosu na klasične pristupe i pristupe zasnovane na primjeni metaheurističkih metoda optimizacije. Uz nisku proračunsku složenost i visoku tačnost dobijenih rezultata, predložene metode predstavljaju efikasan alat za analizu centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti u realnim elektrodistributivnim mrežama.

Ključne riječi: distribuirana proizvodnja, priključna sposobnost, kvalitet električne energije, proračun harmonijskih tokova snaga

Abstract

Due to the specific operational characteristics of the traditional passive distribution networks, excessive integration of distributed generation can lead to congestion, voltage profile degradation, and power quality degradation in the distribution network. In order to efficiently respond to new interconnection requests and facilitate the planning of future developments, it is of utmost importance to determine the maximum installed capacity of distributed generation that can be connected to the distribution network without affecting its performance. This value of installed capacity is referred to as the hosting capacity. Depending on the scope of the analysis, a distinction should be made between centralized and decentralized hosting capacities, which refer to the connection capacity of individual nodes and the entire distribution network, respectively.

In this thesis, the problem of determining the centralized and decentralized hosting capacity is formulated as an optimization problem aiming to maximize the installed capacity of distributed generators connected to the distribution network. Moreover, the connection of new generation capacities must not lead to congestion, voltage and power quality issues in the distribution network. Monitoring of the key performance indicators of the distribution network is enabled by a novel harmonic power method for unbalanced active distribution networks. The optimization problem is formulated in a historical framework that preserves the temporal correlation between the load demand and the generation of distributed generators. A direct search method, called pattern search, is proposed to solve the optimization problem. Moreover, based on the proposed harmonic power flow method, an extension of the conventional stochastic methodology is proposed to determine the decentralized hosting capacity.

The application of the proposed methods is demonstrated on the CIGRE test low voltage network, which credibly represents the characteristics of realistic low-voltage networks. According to the presented numerical results, the proposed methods represent a superior approach to determining the hosting capacity of the distribution network compared to the classical techniques and those based on the application of metaheuristic optimization methods. Due to the low computational cost and high accuracy of the obtained results, the proposed methods represent an efficient tool for determining the centralized and decentralized hosting capacity in practice.

Key words: distributed generation, hosting capacity, power quality, harmonic power flow analysis

Sadržaj

1. Uvod	1
2. Pregled literature	4
2.1 Determinističke metode.....	4
2.2 Stohastičke metode.....	8
2.3 Optimizacione metode.....	13
2.4 Empirijske metode.....	17
2.5 Praznina u literaturi	18
3. Analiza harmonijskih tokova snaga	20
3.1 Formulacija problema harmonijskih tokova snaga	20
3.2 Osnove harmonijske analize.....	22
3.3 Matematički modeli za analizu harmonijskih tokova snaga	23
3.3.1 Spregnuti Newton-Raphsonov metod za proračun harmonijskih tokova snaga.....	24
3.3.2 Raspregnuti metod za proračun harmonijskih tokova snaga	32
3.3.3 Raspregnuti backward-forward sweep metod za proračun harmonijskih tokova snaga	34
3.4 Predloženi metod za proračun harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim aktivnim distributivnim mrežama.....	36
4. Predložene metode za određivanje priključne sposobnosti	42
4.1 Tehnički zahtjevi za priključenje distribuiranih generatora	42
4.2 Istorijski okvir za određivanje priključne sposobnosti.....	46
4.3 Određivanje centralizovane priključne sposobnosti.....	48
4.4 Određivanje decentralizovane priključne sposobnosti.....	57
5. Proračun centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti	60
5.1 Testna elektrodistributivna mreža	60
5.2 Statistička analiza istorijskih podataka o potrošnji i proizvodnji distribuiranih generatora	61
5.3 Harmonijska analiza fotonaponskih sistema	66
5.3.1 Simulacioni model fotonaponskih sistema	67
5.3.2 Harmonijski model fotonaponskih sistema	69
5.4 Harmonijski model potrošača.....	74
5.5 Analiza centralizovane priključne sposobnosti.....	74
5.5.1 Validacija predložene metode za određivanje centralizovane priključne sposobnosti.	74

5.5.2 Tumačenje rezultata analize centralizovane priključne sposobnosti	77
5.5.3 Identifikacija kritičnih scenarija potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema	81
5.6 Analiza decentralizovane priključne sposobnosti	84
5.6.1 Proračun decentralizovane priključne sposobnosti primjenom metoda optimizacije ..	84
5.6.2 Stohastička analiza decentralizovane priključne sposobnosti	88
6. Zaključak	92
Literatura	95

Popis slika

Slika 1. Pseudokod spregnutog Newton-Raphsonovog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga	30
Slika 2. Pseudokod raspregnutog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga.....	33
Slika 3. Pseudokod predloženog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga	41
Slika 4. Proces diskretizacije potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema.....	47
Slika 5. Funkcija raspodjele potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema	47
Slika 6. Dijagram toka klasične metode za određivanje centralizovane priključne sposobnosti .	48
Slika 7. Formiranje scenarija zastupljenosti distribuiranih generatora	58
Slika 8. Raspodjela instalisane snage fotonaponskih sistema za domaćinstva	59
Slika 9. Jednopolna šema niskonaponske elektrodistributivne mreže.....	60
Slika 10. Raspodjela potrošnje konzuma na godišnjem nivou	61
Slika 11. Raspodjela proizvodnje fotonaponskog sistema na godišnjem nivou.....	65
Slika 12. Karakteristični scenariji potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema.....	65
Slika 13. Simulink model fotonaponskog sistema	68
Slika 14. Vremenska raspodjela ukupne harmonijske distorzije struje	70
Slika 15. Vremenska raspodjela pojedinačnih harmonika struje.....	71
Slika 16. Statistička raspodjela ukupne harmonijske distorzije struje i napona u funkciji izlazne snage fotonaponskog sistema	72
Slika 17. Raspodjela pojedinačnih harmonika struje u zavisnosti od izlazne snage sistema	73
Slika 18. Mapa priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže.....	78
Slika 19. Funkcije raspodjele vjerovatnoće normalnog i poremećenog pogona	79
Slika 20. Profil ograničenja elektrodistributivne mreže	80
Slika 21. Korelacija relativne opterećenosti napojnog voda sa potrošnjom i proizvodnjom fotonaponskih sistema	81
Slika 22. Korelacija odstupanja napona u čvorovima sa potrošnjom i proizvodnjom	82
Slika 23. Korelacija harmonijske distorzije napona sa potrošnjom i proizvodnjom.....	83
Slika 24. Optimalna raspodjela instalisanih snaga distribuiranih generatora.....	85
Slika 25. Raspodjela opterećenja u elektrodistributivnoj mreži.....	86
Slika 26. Raspodjela napona u elektrodistributivnoj mreži.....	86
Slika 27. Raspodjela harmonijske distorzije napona u elektrodistributivnoj mreži	87
Slika 28. Poređenje harmonijske distorzije napona određene klasičnim i predloženim pristupom	88
Slika 29. Raspodjela ukupne instalisane snage izvodljivih scenarija.....	89
Slika 30. Optimalna raspodjela instalisanih snaga distribuiranih generatora određena stohastičkim pristupom.....	90
Slika 31. Trendovi karakterističnih parametara režima distributivne mreže.....	91

Popis tabela

Tabela 1. Pregled determinističkih metoda za proračun priključne sposobnosti.....	5
Tabela 2. Pregled stohastičkih metoda za proračun priključne sposobnosti.....	9
Tabela 3. Pregled optimizacionih metoda za proračun priključne sposobnosti.....	13
Tabela 4. Pregled promjenljivih veličina u problemu harmonijskih tokova snaga.....	25
Tabela 5. Pregled jednačina problema harmonijskih tokova snaga.....	28
Tabela 6. Dozvoljene vrijednosti individualnih harmonika napona	45
Tabela 7. Karakteristike korišćenog fotonaponskog modula.....	64
Tabela 8. Koeficijenti funkcionalne zavisnosti pojedinačnih harmonika	73
Tabela 9. Komparativna analiza metoda za određivanje centralizovane priključne sposobnosti	76
Tabela 10. Komparativna analiza metoda za određivanje decentralizovane priključne sposobnosti	84

1. Uvod

Od početka XXI vijeka do danas, elektroenergetski sistemi širom svijeta suočeni su sa sve većom integracijom distribuiranih generatora. U najširem smislu, distribuirana proizvodnja uključuje proizvodne kapacitete relativno niske instalisane snage priključene na distributivnu mrežu u neposrednoj blizini krajnjih potrošača. Koncept primjene distribuiranih generatora ne predstavlja novitet u elektroenergetskom sektoru. Naprotiv, na samom početku razvoja elektroenergetskih sistema, on je predstavljao osnovnu razvojnu paradigmu, u okviru koje su distribuirani generatori napajali sopstvena potrošačka područja u izolovanom radu. Nažalost, primjena jednosmjerne struje niskog napona je, zbog velikih padova napona i Džulovih gubitaka, značajno usporila dalji razvoj primitivnih elektroenergetskih sistema. Gotovo deceniju kasnije, pronalazak energetskog transformatora i sistema trofaznih naizmjeničnih struja inicirao je razvoj savremenih elektroenergetskih sistema sa geografski rasprostranjenom proizvodnjom i potrošnjom, međusobno povezanih kompleksnom mrežnom infrastrukturom. Ponovno interesovanje za distribuiranom proizvodnjom nastalo je kao rezultat globalnih težnji za očuvanjem životne sredine, razvoja novih proizvodnih tehnologija i povećanja njihove efikasnosti, smanjenja investicionih troškova distribuiranih generatora, ali i promjene pravno-regulatornog okvira u elektroenergetskom sektoru. Vrtoglavi rast interesovanja za distribuiranom proizvodnjom se najlakše uočava u Kaliforniji, u kojoj je u periodu od 2003. godine do danas stavljeno u pogon više od milion distribuiranih generatora u vlasništvu domaćinstava priključenih na niskonaponsku mrežu, sa ukupnom instalisanom snagom od 7 GW [1].

Potencijalni benefiti integracije distribuiranih generatora razmatrani su u brojnim istraživanjima. Sa aspekta domaćinstava i komercijalnih potrošača, priključenje distribuiranih generatora u njihovom vlasništvu smanjuje potrebu za nabavkom električne energije iz mreže, čini ih manje osjetljivim na promjene cijene električne energije i u krajnjem rezultira većim stepenom energetske nezavisnosti. Dodatno, primjena distribuiranih generatora zasnovanih na obnovljivim izvorima energije rezultira značajnom finansijskom uštedom zbog zanemarljivih troškova pogona i održavanja tokom cijelog perioda eksploatacije. Takođe, distribuirani generatori se pod određenim uslovima mogu koristiti kao rezerva u slučaju prekida glavnog napajanja, čime se postiže veća pouzdanost napajanja električnom energijom. S aspekta operatora distributivne mreže, priključenje proizvodnih kapaciteta u blizini centara potrošnje dovodi do rasterećenja mrežnih elemenata, što u krajnjem rezultira smanjenjem ukupnih gubitaka snage i energije i poboljšanjem naponskog profila u mreži. Dodatno, ovim se značajno odlaže potreba za proširenjem i razvojem novih mrežnih kapaciteta u cilju zadovoljenja potreba potrošača uz ispunjene kriterijume sigurnosti, pouzdanosti i kvaliteta električne energije. Distribuirani generatori takođe mogu pružati pomoćne usluge kao što su usluge regulacije učestanosti, rezerve i regulacije napona, čime se doprinosi ukupnoj sigurnosti pogona elektroenergetskog sistema.

I pored brojnih benefita tehničke i socio-ekonomske prirode, usljed specifične konfiguracije i pogonskih karakteristika elektrodistributivne mreže, prekomjerna integracija

distribuiranih generatora je praćena brojnim tehničkim problemima. Neki od njih uključuju narušavanje termičkih ogranićenja mrežnih elemenata, pojavu nedozvoljeno visokih napona, flikera i varijacija napona, pojavu viših harmonika struja i napona, povećanje struja kratkih spojeva, negativan uticaj na djelovanje zaštitnih relejnih uređaja i mnoge druge. Iz tog razloga, postoji realna potreba za određivanjem nivoa instalisane snage distribuiranih generatora koji se može priključiti na elektrodistributivnu mrežu, bez narušavanja kvaliteta njenog pogona. Ovaj nivo instalisane snage distribuiranih generatora se naziva priključna sposobnost elektrodistributivne mreže (eng. Hosting Capacity - HC).

Istorijski posmatrano, problem određivanja maksimalne snage potrošaća ili generatora koja se može priključiti na određenoj lokaciji u mreži datira od samog početka razvoja elektroenergetskih sistema. Ipak, pojam priključne sposobnosti je prvi put formalno definisan 2005. godine, a izvorni termin na engleskom jeziku je od tada zastupljen i u domaćoj i u stranoj literaturi [2]. Usljed sve veće integracije različitih tehnologija distribuiranih generatora širom svijeta, problem određivanja priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže postaje sve više aktuelan u akademskim i industrijskim krugovima. U prilog ovom tvrđenju ide činjenica da je u periodu od 2017. godine do danas, u Google Scholar bazi podataka referencirano više od 22.300 istraživačkih radova i tehničkih izvještaja čija je tema određivanje priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže.

Imajući u vidu aktuelnost problema i odsustvo standardizacije u ovoj oblasti, cilj ovog rada je razvoj sveobuhvatne metodologije koja omogućava preciznu procjenu priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže, uzimajući u obzir njene realne karakteristike i realne karakteristike distribuiranih generatora. U tom kontekstu, ovaj rad je strukturiran na sljedeći način:

- U drugom poglavlju je predstavljena komparativna analiza postojećih pristupa za određivanje priključne sposobnosti, uzimajući u obzir predložene formulacije problema, primijenjene metode, usvojena ogranićenja normalnog pogona i izložene rezultate. Na samom kraju, uoćen je prostor za njihovo unaprjeđenje u pogledu preciznosti određivanja priključne sposobnosti i proraćunske složenosti.
- U trećem poglavlju je formulisan problem analize harmonijskih tokova snaga kao sprege između analize tokova snaga i harmonijske analize elektroenergetskih sistema. U nastavku su predstavljene postojeće metode za proraćun harmonijskih tokova snaga, uz kritičku analizu njihovih prednosti i nedostataka. Na samom kraju, predložena je nova metoda za proraćun harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim aktivnim distributivnim mrežama.
- U četvrtom poglavlju su, nakon kratkog pregleda postojećih standarda za prikljućenje distribuiranih generatora, na bazi predloženog metoda za proraćun harmonijskih tokova snaga, predložene nove metode za određivanje priključne sposobnosti pojedinaćnih ćvorova i elektrodistributivne mreže u cjelini.

- U petom poglavlju su predstavljene numerički rezultati koji uključuju statističku analizu historijskih podataka o potrošnji i proizvodnji distribuiranih generatora, razvoj harmonijskog modela distribuiranih generatora, primjer primjene predloženih metoda za određivanje priključne sposobnosti i poređenje njihovih rezultata sa nekim od postojećih pristupa iz literature.
- Na samom kraju, u šestom poglavlju su predstavljene glavni zaključci istraživanja, fokusirajući se na rezultate proračuna priključne sposobnosti primjenom predloženih metoda.

2. Pregled literature

Od same definicije pojma priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže, razvijen je veliki broj različitih metoda za njeno određivanje. Iako se implementacije pojedinačnih metoda značajno razlikuju, suštinu proračuna priključne sposobnosti čine četiri osnovna koraka. U prvom koraku se sprovodi izbor karakterističnih mjerljivih pokazatelja koji kvantifikuju kvalitet pogona distributivne mreže. U drugom koraku se za sve pojedinačne pokazatelje definišu njihove granične vrijednosti u normalnom pogonu u skladu sa nacionalnim mrežnim pravilima ili relevantnim međunarodnim standardima. U trećem koraku se za potencijalne scenarije razvoja distributivne mreže sprovode mrežne analize neophodne za određivanje vrijednosti odabranih pokazatelja kvaliteta pogona. Na samom kraju se, upoređivanjem proračunatih vrijednosti pojedinačnih pokazatelja sa njihovim graničnim vrijednostima, donosi zaključak o izvodljivosti posmatranih scenarija razvoja.

Izbor ograničenja normalnog pogona uslovljava i spektar mrežnih analiza koje je neophodno sprovesti u cilju donošenja zaključka o izvodljivosti posmatranog razvojnog scenarija. Ograničenja normalnog pogona koja su dominantno zastupljena u dostupnim metodama za procjenu priključne sposobnosti vezuju se za preopterećenje mrežnih elemenata, odstupanje, nesimetriju i varijacije napona u čvorovima mreže. Dodatno, izobličenje talasnih oblika struja i napona je uzeto u obzir u nekoliko različitih istraživanja. Imajući u vidu prethodno navedena ograničenja, najveći broj metoda za proračun priključne sposobnosti zasnovan je na različitim metodama za proračun tokova snaga.

U zavisnosti od opsega koji se tretira analizom, postojeći pristupi u literaturi su prilagođeni određivanju centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti, pri čemu se ovi pojmovi vezuju za priključnu sposobnost pojedinačnih čvorova i elektrodistributivne mreže u cjelini, respektivno. U skladu sa podjelom izloženom u [3], metode za određivanje centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti se mogu svrstati u kategoriju determinističkih, stohastičkih i optimizacionih metoda. Pored ovih, u ovom radu se uvodi i kategorija empirijskih metoda koja uključuje iskustva operatora distributivne mreže širom svijeta. U nastavku je izložen pregled najvažnijih metoda iz sve četiri kategorije, uzimajući u obzir usvojena ograničenja normalnog pogona, predstavljene rezultate, njihove prednosti i mane.

2.1 Determinističke metode

Osnovna pretpostavka determinističkih metoda za procjenu priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže je da su svi podaci o konfiguraciji mreže, parametrima mrežnih elemenata, potrošnji i proizvodnji distribuiranih generatora unaprijed poznati. Za određenu instalisanu snagu distribuirane proizvodnje u mreži, podaci o lokaciji, snagama i svojstvima pojedinačnih generatora se usvajaju kao poznati. Na osnovu poznatih ulaznih podataka sprovode se mrežne analize od interesa, u cilju određivanja karakterističnih pokazatelja pogona elektrodistributivne mreže. Poređenjem vrijednosti pojedinačnih pokazatelja sa njihovim

graničnim vrijednostima, donosi se zaključak o izvodljivosti posmatranog nivoa instalisane snage distribuiranih generatora u mreži. Ukupna instalisana snaga distribuirane proizvodnje u mreži se povećava do narušavanja nekog od ograničenja normalnog pogona. Posljednja analizirana vrijednost ukupne instalisane snage distribuirane proizvodnje koja ne dovodi do narušavanja ograničenja normalnog pogona usvaja se za priključnu sposobnost elektrodistributivne mreže. Pregled nekih od postojećih determinističkih metoda za procjenu priključne sposobnosti sa usvojenim ograničenjima normalnog pogona predstavljen je u Tabeli 1. Kao što se uočava, različite determinističke metode karakteriše diversifikovan pristup u izboru ograničenja normalnog pogona.

U [4], autori su predstavili metodologiju za proračun maksimalne sposobnosti pojedinačnih čvorova za priključenje fotonaponskih sistema. Najniža zabilježena vrijednost centralizovane priključne sposobnosti predstavlja instalisanu snagu fotonaponskog sistema koja se može priključiti u svakom od čvorova elektrodistributivne mreže, bez narušavanja ograničenja normalnog pogona. Procedura proračuna priključne sposobnosti za pojedinačne čvorove zasnovana je na iterativnom povećavanju instalisane snage distribuiranog generatora u tom čvoru i evaluaciji ograničenja normalnog pogona primjenom metoda za proračun tokova snaga. Predstavljene numerički rezultati ukazuju da se priključna sposobnost pojedinačnih čvorova značajno razlikuje u odnosu na usvojena ograničenja normalnog pogona. Za analizirane elektrodistributivne mreže, varijacija napona nakon priključenja distribuiranih generatora predstavlja glavni ograničavajući faktor za dalje povećanje njihove instalisane snage. Dodatno, analizom osjetljivosti je uočena značajna korelacija između nivoa aktivne i reaktivne snage konzuma u elektrodistributivnoj mreži i njene priključne sposobnosti. Na primjeru konkretne elektrodistributivne mreže, u zavisnosti od snage konzuma, proračunate vrijednosti priključne sposobnosti variraju između 25 i 49 kW. Drugim riječima, u cilju realne procjene priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže, neophodno je uzeti u obzir varijabilnu prirodu potrošnje. Koncept centralizovane priključne sposobnosti primijenjen je i u [5], gdje su autori pojam priključne sposobnosti vezali za ograničenja harmonijske distorzije napona u čvorovima elektrodistributivne mreže. Predstavljene rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga ukazuju na značajnu zavisnost između harmonijskog zaprljanja elektrodistributivne mreže i mjesta priključenja distribuiranih generatora. Drugim riječima, priključna sposobnost pojedinačnih čvorova značajno varira u odnosu na dozvoljene vrijednosti harmonijske distorzije napona.

Tabela 1. Pregled determinističkih metoda za proračun priključne sposobnosti

Referenca	Ograničenja normalnog pogona				
	<i>Preopterećenje mrežnih elemenata</i>	<i>Odstupanje napona</i>	<i>Varijacija napona</i>	<i>Nesimetrija napona</i>	<i>Harmonijska distorzija napona</i>
[4]	✓	✓	✓		
[5]					✓
[6]	✓	✓			
[7]	✓	✓			
[8]	✓	✓			
[9]		✓		✓	
[10]		✓		✓	

Numerički rezultati takođe ukazuju na negativne efekte prisustva baterija kondenzatora u nelinearnim sredinama. Zbog promjene ekvivalentne impedanse, postojanje baterija kondenzatora u mreži značajno uvećava harmonijsku distorziju nakon priključenja distribuiranih generatora, čime se značajno smanjuje priključna sposobnost. Statistička analiza rezultata dobijenih primjenom koncepta centralizovane priključne sposobnosti za 216 srednjenaponskih mreža predstavljena je u [6]. Posmatrane mreže su različitih karakteristika, sa ukupnom dužinom kablovskih dionica između 1,8 i 52,5 km, naponskim nivoima između 4 i 34,5 kV i vršnim opterećenjima između 0,6 i 28,5 MW. Statistički rezultati ukazuju da u analizama priključne sposobnosti nije dovoljno posmatrati samo slučaj najnižeg opterećenja, već je potrebno razmotriti i slučaj vršnog opterećenja. Takođe, za 72% od 216 analiziranih distributivnih mreža, prekomjerna penetracija distribuiranih generatora dovodi do nedozvoljenog porasta napona, što djeluje kao glavni ograničavajući faktor. Za razliku od prethodnih istraživanja koja su tretirala isključivo mrežu niskog odnosno srednjeg napona, u literaturi su zabilježeni i pokušaji za sagledavanje njihove međusobne interakcije prilikom proračuna priključne sposobnosti. U [7], autori su predstavili integrisanu metodologiju koja omogućava proračun priključne sposobnosti za srednjenaponsku mrežu uzimajući u obzir potencijalne scenarije razvoja niskonaponske mreže. U prvom koraku, za sve niskonaponske mreže priključene na posmatranu srednjenaponsku mrežu putem distributivnog transformatora se određuje priključna sposobnost primjenom prethodno opisane procedure. U drugom koraku, procjena priključne sposobnosti sprovodi se za srednjenaponsku mrežu uz pretpostavku da je u pripadajućim niskonaponskim mrežama priključen dozvoljen nivo distribuiranih generatora. Predstavljeni rezultati ukazuju da je uticaj visoke zastupljenosti distribuiranih generatora u niskonaponskoj mreži zanemarljiv prilikom proračuna priključne sposobnosti srednjenaponske mreže, uz pretpostavku da je ukupna instalisana snaga distribuiranih generatora u niskonaponskoj mreži niža od njene priključne sposobnosti.

U prethodno izloženim metodama, distribuirani generatori predstavljeni su modelom konstantne snage koja odgovara instalisanoj snazi samih generatora. Maksimalna proizvodnja distribuiranih generatora se dalje posmatra u kombinaciji sa najnižim opterećenjem u mreži, što predstavlja najgori mogući scenario s aspekta pojave nedozvoljeno visokih napona. Mana ovakvog pristupa počiva na činjenici da minimalna potrošnja najčešće ne koincidira sa maksimalnom proizvodnjom distribuiranih generatora, što je posebno izraženo kod fotonaponskih sistema. Drugim riječima, posmatranje kombinacije minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora rezultira značajnom potečenom stvarne priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže. Ovaj fenomen je analiziran u [8], gdje su autori posmatrali scenarije sa instalisanom snagom distribuiranih generatora koja je višestruko veća od centralizovane priključne sposobnosti određene posmatranjem kombinacije minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje. Integracijom distribuiranih generatora instalisane snage 200% veće od određene priključne sposobnosti i simuliranjem godišnjeg perioda u desetominutnoj rezoluciji koristeći realne dijagrame opterećenja i proizvodnje fotonaponskih sistema, pokazuje se da do narušavanja graničnih vrijednosti napona u čvorovima mreže dolazi u manje od 5% slučajeva. Drugim riječima, realna priključna sposobnost distributivne mreže je značajno veća od one određene

determinističkim metodama koje tretiraju najgori mogući scenario. U cilju rješavanja ovog problema, nastala je klasa determinističkih metoda koje uzimaju u obzir varijabilnu prirodu proizvodnje distribuiranih generatora.

Kod determinističkih metoda koje tretiraju varijabilnu prirodu proizvodnje distribuiranih generatora, svim komponentama elektrodistributivne mreže za izraženom dugoročnom dinamikom pripisuju se karakteristični dijagrami promjene. U zavisnosti od usvojenih ograničenja normalnog pogona, mrežne analize od interesa sprovode se sa što većom vremenskom rezolucijom čime se omogućava objektivna i pouzdana ocjena izvodljivosti posmatranog scenarija zastupljenosti distribuiranih generatora. Ova klasa determinističkih metoda se dominantno koristi za procjenu sposobnosti elektrodistributivne mreže za priključenje fotonaponskih sistema, zbog njihove proizvodnje koju karakteriše izražena vremenska zavisnost. U [9], autori su analizirali uticaj različitih nivoa zastupljenosti fotonaponskih sistema na kvalitet pogona gradske niskonaponske mreže u Šri Lanki. Na primjeru konkretne mreže, rezultati proračuna tokova snaga sprovedeni u petnaestominutnoj rezoluciji ukazuju da do promjene toka aktivne snage kroz distributivni transformator dolazi u slučaju kada instalisana snaga fotonaponskih sistema u mreži iznosi 40, a instalisana snaga potrošnje 77% naznačene snage transformatora. Daljim povećanjem instalisane snage fotonaponskih sistema se dodatno povećava tok aktivne snage ka mreži srednjeg napona za vrijeme njihove maksimalne proizvodnje, što povećava opasnost od pojave nedozvoljeno visokih napona. Takođe, kako se potrebe potrošača za reaktivnom snagom zadovoljavaju iz mreže srednjeg napona, smanjenje potreba za aktivnom snagom u niskonaponskoj mreži rezultira niskim faktorom snage na mjestu priključka distributivnog transformatora. Slična metodologija je primijenjena za procjenu priključne sposobnosti realne elektrodistributivne mreže u Velikoj Britaniji [10]. Metodologija za procjenu priključne sposobnosti je primijenjena koristeći vještački generisane nedjeljne dijagrame opterećenja i proizvodnje fotonaponskih sistema u desetominutnoj rezoluciji. Dodatno, predstavljen je pohlepni (eng. greedy) algoritam za alokaciju baterijskih sistema za skladištenje električne energije sa ciljem povećanja priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže. Numerički rezultati ukazuju da priključenje baterijskih sistema uz fotonaponske sisteme doprinosi povećanju priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže sprječavanjem povratnih tokova snaga.

Iako se tretiranjem dugotrajne dinamike mrežnih komponenti, potrošača i distribuiranih generatora priključna sposobnost elektrodistributivne mreže određuje sa visokim stepenom pouzdanosti, mana ovakvog pristupa je potreba za opsežnom bazom mjernih podataka koje često nijesu dostupne. Dodatno, u cilju dobijanja što preciznijih rezultata, obično se teži što većoj vremenskoj rezoluciji, čime se značajno povećava proračunska složenost i vrijeme potrebno za određivanje priključne sposobnosti konkretne mreže.

Determinističke metode za određivanje priključne sposobnosti distributivne mreže su izuzetno praktične metode koje najveću primjenu mogu naći u analizama mogućnosti priključenja konkretnih distribuiranih generatora. Primjenom determinističkih metoda, operatori distributivnog sistema za svaki čvor u mreži mogu jednostavno proračunati maksimalnu instalisanu snagu različitih tipova distribuiranih generatora koja ne dovodi do narušavanja ograničenja normalnog

pogona. Ovakav pristup bi u velikoj mjeri ubrzao proceduru priključenja novih proizvodnih kapaciteta na distributivnu mrežu i tranziciju na obnovljive izvore energije. Nakon priključenja novih distribuiranih generatora ili ulaska u pogon novih mrežnih elemenata, neophodno je nanovo sprovesti proračun za sve čvorove. Sa druge strane, mana determinističkih metoda je što ne uzimaju u obzir neizvjesnost u pogledu lokacije i instalisane snage distribuiranih generatora na različitim lokacijama i njihovu međusobnu interakciju. Ovo onemogućava procjenu ukupne instalisane snage distribuiranih generatora koja se može priključiti na elektrodistributivnu mrežu, bez narušavanja njenih pogonskih karakteristika.

2.2 Stohastičke metode

Elektroenergetski sistemi su kompleksni, dinamički entiteti sa širokim spektrom uticajnih faktora koji podliježu manje ili više poznatim zakonima vjerovatnoće. U kontekstu proračuna priključne sposobnosti distributivne mreže, lokacija, tip i instalisana snaga novih distribuiranih generatora su unaprijed nepoznate promjenljive. Pored ovih, proizvodnja distribuiranih generatora zasnovanih na varijabilnim obnovljivim izvorima energije je takođe slučajan proces u korelaciji sa lokalnim meteorološkim uslovima. Sve ove promjenljive u manjoj ili većoj mjeri utiču na priključnu sposobnost distributivne mreže. U cilju što realnijeg sagledavanja različito vjerovatnih scenarija razvoja distributivnih mreža, razvijena je klasa stohastičkih metoda za procjenu njihove priključne sposobnosti.

Stohastičke metode za procjenu priključne sposobnosti distributivne mreže su dominantno zasnovane na primjeni Monte Karlo tehnike, iako su u literaturi, u značajno manjoj mjeri, dostupne metode zasnovane na primjeni Nataf transformacije [11], tehnike rijetkih matrica [12] i kvazi Monte Karlo tehnike [13]. Monte Karlo tehnika se obično koristi za generisanje različitih scenarija razvoja distributivne mreže u pogledu zastupljenosti distribuiranih generatora, njihovih lokacija i instalisanih snaga. U brojnim istraživanjima su najčešće unaprijed definisani diskretni nivoi zastupljenosti distribuiranih generatora, a za pojedinačne nivoe se primjenom Monte Karlo tehnike generišu njihove lokacije i instalisane snage. Za sve pojedinačne scenarije razvoja sprovode se mrežne analize u cilju evaluacije njihove izvodljivosti. Pored binarne ocjene izvodljivosti, stohastičke tehnike omogućavaju i određivanje vjerovatnoće narušavanja ograničenja normalnog pogona za pojedinačne nivoe zastupljenosti distribuiranih generatora, što rezultira većom fleksibilnošću prilikom izvođenja razvojnih studija.

Sami počeci stohastičke metodologije za procjenu priključne sposobnosti distributivne mreže vezuju se za tehnički izvještaj Instituta za energetska istraživanja (eng. Electric Power Research Institute - EPRI) iz 2012. godine [14]. U izvještaju je predstavljen stohastički okvir zasnovan na Monte Karlo tehnici kojim se formira skup mogućih scenarija razvoja distributivne mreže u pogledu zastupljenosti distribuiranih generatora. Predloženi okvir podrazumijeva da sve potrošače u posmatranoj mreži karakteriše jednaka vjerovatnoća za ugradnju fotonaponskih sistema. Na osnovu definisanih funkcija raspodjele, za unaprijed specificiran broj domaćinstva i komercijalnih potrošača u mreži se slučajno generiše instalisana snaga fotonaponskih sistema. Broj

potrošača sa ugrađenim fotonaponskim sistemima se postupno povećava do željenog nivoa zastupljenosti, čime je potpuno definisan skup scenarija od interesa. Ovakav stohastički okvir je od svog razvoja postao standard u proračunima priključne sposobnosti i kao takav je zastupljen u brojnim istraživanjima. Pregled najznačajnijih stohastičkih metoda za proračun priključne sposobnosti sa usvojenim ograničenjima normalnog pogona predstavljen je u Tabeli 2. Slično kao i u slučaju determinističkih metoda, različite pristupe karakterišu različita ograničenja normalnog pogona, međutim, zajedničko za sve analizirane stohastičke metode je zanemarivanje harmonijskog uticaja distribuiranih generatora.

U [15], autori su koristeći predstavljeni stohastički okvir sproveli proračun priključne sposobnosti za konkretnu sredjenaponsku distributivnu mrežu, uzimajući u obzir ograničenja u pogledu odstupanja, varijacije i nesimetrije napona. Za razliku od prethodnih istraživanja u kojima se priključna sposobnost kvantifikuje jednom vrijednošću, autori su definisali dvije ekstremne vrijednosti priključne sposobnosti. Prva predstavlja ukupnu instalisanu snagu fotonaponskih sistema pri kojoj u najmanje jednom scenariju dolazi do narušavanja ograničenja normalnog pogona, dok druga predstavlja ukupnu instalisanu snagu pri kojoj ne postoji nijedan izvodljiv razvojni scenario. Proračun tokova snaga sproveden je za sve scenarije zastupljenosti fotonaponskih sistema za slučaj njihove maksimalne proizvodnje u kombinaciji sa minimalnim i maksimalnim dnevnim opterećenjem. Rezultati proračuna potvrđuju činjenicu da kritičan scenario s aspekta pojave nedozvoljeno visokih napona predstavlja kombinacija maksimalne proizvodnje fotonaponskih sistema i minimalnog opterećenja u mreži. Za konkretnu mrežu, priključna sposobnost s aspekta pojave nedozvoljeno visokih napona varira između 9,4 za maksimalno i 5,4 MW za minimalno opterećenje. Obrnuta zavisnost uočena je kod brzih varijacija napona izazvanih naglim povećanjem proizvodnje fotonaponskih sistema, gdje se značajno više vrijednosti priključne sposobnosti uočavaju pri minimalnom opterećenju. Isti autori su u [16] matematički definisali pojam minimalne i maksimalne priključne sposobnosti u odnosu na pojavu nedozvoljeno visokih napona. Za razliku od njihovog prethodnog istraživanja gdje su posmatrane ekstremne kombinacije, u predloženom metodu se za sve scenarije proračun tokova snaga sprovodi u satnoj rezoluciji koristeći teorijski dijagram proizvodnje fotonaponskih sistema i statistički značajno

Tabela 2. Pregled stohastičkih metoda za proračun priključne sposobnosti

Referenca	Ograničenja normalnog pogona				
	<i>Preopterećenje mrežnih elemenata</i>	<i>Odstupanje napona</i>	<i>Varijacija napona</i>	<i>Nesimetrija napona</i>	<i>Harmonijska distorzija napona</i>
[15]		✓	✓	✓	
[16]		✓			
[17]		✓	✓		
[18]		✓		✓	
[19]	✓	✓			
[20]		✓		✓	
[21]	✓	✓		✓	
[22]		✓			
[23]	✓	✓			

minimalno opterećenje. Primjenom stohastičkog okvira, priključna sposobnost distributivne mreže određena je za svaki sat sa nenultom proizvodnjom fotonaponskih sistema. Ovako određena promjena priključne sposobnosti u vremenu se može opisati idealno simetričnom funkcijom koja najnižu vrijednost dostiže oko podneva za vrijeme maksimalne proizvodnje fotonaponskih sistema. Pored uključivanja vremenske zavisnosti proizvodnje fotonaponskih sistema, formulisana je i metodologija za ocjenu preciznosti priključne sposobnosti određene primjenom Monte Carlo tehnike. Dodatno, sprovedena je analiza osjetljivosti promjene priključne sposobnosti na promjenu snage kratkog spoja i napona na sabirnicama napojne trafostanice i odnosa R/X posmatrane mreže.

Kao što je ranije navedeno, stohastički okvir za formiranje mogućih scenarija razvoja podrazumijeva da sve potrošače u posmatranoj mreži karakteriše jednaka vjerovatnoća za ugradnju fotonaponskih sistema. U realnosti, vjerovatnoća za ugradnju fotonaponskih sistema zavisi od intenziteta sunčevog zračenja na slobodnim krovnim površinama u vlasništvu potrošača. Polazeći od ove činjenice, u [17] je predstavljen stohastički okvir koji uzima u obzir potencijal objekata u vlasništvu potrošača za ugradnju fotonaponskih sistema. Topografskom analizom geografske oblasti kojoj pripada posmatrana distributivna mreža identifikuje se skup objekata sa povoljnim karakteristikama za instalaciju fotonaponskih sistema. Povezivanjem ovih objekata sa pripadajućim čvorovima distributivne mreže formira se skup čvorova u kojima se u budućnosti može očekivati priključenje fotonaponskih sistema. Na ovaj način se smanjuje dimenzionalnost problema i broj scenarija koje je neophodno simulirati primjenom Monte Carlo tehnike. Iako ovakav pristup ubrzava sam proračun priključne sposobnosti, istovremeno značajno povećava potrebu za ulaznim podacima usljed zahtjeva za formiranjem detaljnog prostornog modela geografske oblasti kojoj pripada distributivna mreža. Prema tome, iako se na ovaj način proces pretraživanja ograničava na scenarije sa većom vjerovatnoćom ostvarenja u budućnosti, ostaje nejasno da li povećana preciznost opravdava potrebu za formiranjem detaljnog prostornog modela geografske oblasti mreže.

Za razliku od prethodno izloženih metoda u kojima se lokacija i instalisana snaga fotonaponskih sistema tretiraju kao promjenljive u Monte Carlo simulacijama, u [18] su autori u promjenljive uključili i maksimalnu snagu pojedinačnih potrošača, njihove dnevne dijagrame opterećenja i dnevne dijagrame proizvodnje fotonaponskih sistem. Dodatne promjenljive se u svakom koraku biraju iz unaprijed definisanog skupa uzoraka na osnovu uniformne raspodjele. Statističkom analizom rezultata proračuna tokova snaga u petominutnoj rezoluciji za posmatrane scenarije razvoja, autori su formirali funkcije raspodjele koje opisuju vjerovatnoću pojave nedozvoljeno visokih napona i nesimetrije napona za različite nivoe zastupljenosti fotonaponskih sistema u mreži. Dodatno, razvijena metodologija je prilagođena tako da omogući analizu priključne sposobnosti u odnosu na pojavu propada napona izazvanu kratkim spojem na nekoj od kritičnih lokacija u mreži. Predstavljeni rezultati ukazuju da se vjerovatnoća pojave nedozvoljeno visokih napona povećava sa povećanjem ukupne instalisane snage fotonaponskih sistema u mreži, dok se obrnuta zavisnost uočava kod pojave nedozvoljene nesimetrije napona. Takođe, uočen je pozitivan uticaj povećane penetracije fotonaponskih sistema na amplitudu propada napona izazvanih kratkim spojem na različitim lokacijama u mreži. Slična metodologija je u [19]

primijenjena za određivanje priključne sposobnosti 7 realnih niskonaponskih mreža u odnosu na naponska ograničenja i termička ograničenja mrežnih elemenata. Za razliku od prethodnih istraživanja koja su tretirala mogućnost priključenja fotonaponskih sistema, autori su koncept priključne sposobnosti proširili na elektro-termičke tehnologije kao što su toplotne pumpe i jedinice za kogeneraciju električne energije i toplote, ali i na stanice za punjenje električnih vozila. Kod svih tehnologija osim visokoeffikasne kogeneracije je uočena ista zavisnost – povećanjem njihove zastupljenosti u mreži se povećava vjerovatnoća pojave preopterećenja i nedozvoljenih odstupanja napona. Sa druge strane, jedinice za kogeneraciju električne energije i toplote značajno doprinose poboljšanju naponskih prilika u mreži kako njihova proizvodnja koincidira sa vršnim opterećenjem. Kako se procentualna zastupljenost pojedinačnih tehnologija koja dovodi do narušavanja ograničenja normalnog pogona značajno razlikuje za analizirane mreže, autori su u cilju donošenja generalnih zaključaka sprovedli proračun priključne sposobnosti za 128 niskonaponskih mreža različitih karakteristika. Korelacionom analizom je uočena snažna povezanost između priključne sposobnosti mreže i njene inicijalne opterećenosti bez priključenja novih tehnologija. Takođe, veliki uticaj na priključnu sposobnost mreže takođe ima ukupna otpornost putanje (eng. Total Path Resistance – TPR) koja predstavlja ukupnu otpornost između niskonaponskih sabirnica distributivnog transformatora i svih potrošača pojedinačno. Slična analiza sprovedena u [20] potvrđuje izraženu korelaciju između priključne sposobnosti distributivne mreže i ukupne otpornosti putanje. Primjenom izloženog stohastičkog okvira, sprovedena je analiza osjetljivosti priključne sposobnosti na lokaciju i faktor snage fotonaponskih sistema. Predstavljeni rezultati ukazuju da se, u slučaju da ne postoji mogućnost regulacije napona nizvodno od napojne trafostanice, veće vrijednosti priključne sposobnosti dobijaju ograničavanjem zone priključenja distribuiranih generatora na čvorove koji su električno bliski napojnoj trafostanici. Dodatno, radom invertora u induktivnom režimu se povećava priključna sposobnost distributivne mreže u odnosu na naponska ograničenja, jer povećana potreba za reaktivnom snagom ublažava efekat porasta napona u mreži usljed smanjene potrebe za aktivnom snagom.

Najiscrpnija statistička analiza priključne sposobnosti distributivnih mreža predstavljena je u [21], gdje su autori primjenom pojednostavljene Monte Karlo tehnike koja uzima u obzir samo lokaciju fotonaponskih sistema kao slučajnu promjenljivu odredili priključnu sposobnost za 50.000 detaljno modelovanih niskonaponskih mreža u Brazilu. Statističkom analizom dobijenih rezultata ustanovljeno je da se priključna sposobnost posmatranih mreža može opisati lognormalnom raspodjelom sa srednjom vrijednošću od 38,2 i standardnom devijacijom od 17,6%. Procentualne vrijednosti vezuju se za priključnu sposobnost koja je definisana kao odnos ukupne instalisane snage fotonaponskih sistema u mreži i naznačene snage napojnog transformatora. Relativno visoka standardna devijacija u iznosu od skoro 50% srednje vrijednosti ukazuje da se rezultati ne mogu lako generalizovati i da priključna sposobnost u velikoj mjeri zavisi od karakteristika konkretne distributivne mreže. Predstavljeni rezultati ukazuju da su pojava nedozvoljeno visokih napona i preopterećenje mrežnih elemenata najvažniji ograničavajući faktori

priključne sposobnosti sa udjelom od 61,5 i 27,7% u ukupnom broju prekoračenja granica normalnog pogona. Nesimetrija i pojava nedozvoljeno niskih napona su zastupljeni sa 9,6 i 1,2%.

Vremenska rezolucija u kojoj se sprovodi proračun tokova snaga u prethodnim istraživanjima varira između 5 i 60 minuta. Rezultati predstavljeni u [22] ukazuju na značajan uticaj vremenske rezolucije podataka o dnevnom dijagramu opterećenja i proizvodnje fotonaponskih sistema na tačnost proračuna priključne sposobnosti. Na primjeru konkretne distributivne mreže, priključna sposobnost proračunata primjenom stohastičkog okvira iznosi 21% u slučaju tridesetominutne, odnosno 40% u slučaju satne rezolucije ulaznih podataka. Veća vremenska rezolucija obezbjeđuje veću tačnost proračuna, ali istovremeno povećava proračunsku složenost i potrebu za ulaznim podacima koji često nijesu dostupni. Prema tome, izbor vremenske rezolucije u konkretnim primjenama zavisi od dostupnosti ulaznih podataka i zahtijevane tačnosti.

Potreba za simuliranjem velikog broja različitih scenarija razvoja u cilju određivanja priključne sposobnosti distributivne mreže predstavlja najveći nedostatak stohastičkih metoda zasnovanih na Monte Karlo tehnici. U cilju rješavanja ovog problema, u [23] je predložen postupak koji kombinuje Monte Karlo tehniku i metodu regula falsi za rješavanje nelinearnih jednačina. U prvom koraku se za posmatranu mrežu identifikuju potencijalne lokacije za priključenje distribuiranih generatora. Nakon toga se slučajno generiše niz realnih brojeva iz opsega $[0, 1]$ tako da je njihov zbir jednak jedinici. Ovako definisan niz brojeva kvantifikuje udio instalisane snage pojedinačnih generatora u ukupnoj instalisanoj snazi distribuirane proizvodnje u mreži. Ukupna instalisana snaga distribuirane proizvodnje je promjenljiv parametar koji se mijenja primjenom regula falsi metode tako da se distributivna mreža približava granici normalnog radnog režima. Drugim riječima, primjenom regula falsi metode se za unaprijed definisanu raspodjelu distribuiranih generatora i njihovih relativnih snaga u mreži određuje apsolutna vrijednost priključne sposobnosti. Kako regula falsi metoda konvergira u nekoliko iteracija, na ovaj način se značajno smanjuje broj mrežnih analiza koje je potrebno sprovesti kako bi se za određen raspored distribuiranih generatora u mreži odredila njihova ukupna instalisana snaga koja ne dovodi do narušavanja ograničenja normalnog pogona. I pored ove modifikacije, zbog velikog broja mogućih kombinacija u pogledu lokacije i instalisane snage distribuiranih generatora, neophodno je analizirati veliki broj mogućih scenarija razvoja kako bi se postigla zadovoljavajuća tačnost proračuna.

I pored činjenice da zahtijevaju analizu velikog broja mogućih scenarija razvoja, stohastičke metode omogućavaju procjenu priključne sposobnosti distributivne mreže u domenu neizvjesnosti u pogledu lokacije i instalisane snage distribuiranih generatora. Takođe, promjenom broja posmatranih scenarija pravi se kompromis između tačnosti i brzine proračuna, pa se za potrebe brze procjene priključne sposobnosti proračun može sprovesti i sa manjim brojem scenarija. Dodatno, stohastičke metode ne zahtijevaju iscrpnu bazu ulaznih podataka, jer se, uz određen uticaj na tačnost, nepoznati ulazni podaci mogu predstaviti odgovarajućim funkcijama raspodjele. Sve ovo je razlog zašto su stohastičke metode našle najveću primjenu u praksi.

2.3 Optimizacione metode

Kao što im samo ime kaže, problem određivanja priključne sposobnosti se kod optimizacionih metoda formuliše kao optimizacioni problem. U zavisnosti od formulacije optimizacionog problema i usvojenih ograničenja normalnog pogona, u literaturi su dostupni različiti pristupi određivanju priključne sposobnosti distributivne mreže. Pregled najznačajnijih optimizacionih metoda za proračun priključne sposobnosti predstavljen je u Tabeli 3. U odnosu na determinističke i stohastičke metode, kod optimizacionih metoda je izražen unifikovan pristup u izboru ograničenja normalnog pogona, pri čemu su preopterećenje mrežnih elemenata i odstupanje napona dominantno zastupljeni kriterijumi. Sa druge strane, uticaj nesimetrije i harmonijske distorzije napona na priključnu sposobnost nije tretiran u analiziranim istraživanjima.

U jednom od najranijih istraživanja u ovoj oblasti, predstavljen je metod za određivanje priključne sposobnosti zasnovan na rješavanju problema optimalnih tokova snaga (eng. Optimal Power Flow – OPF) [24]. Predložena metodologija podrazumijeva predstavljanje distribuiranih generatora negativnim potrošačima sa unaprijed definisanim faktorom snage, čime se problem maksimizovanja distribuirane proizvodnje mijenja problemom rasterećenja potrošnje. Primjenom predložene metodologije, sprovedena je analiza priključne sposobnosti za dio elektroenergetskog sistema Velike Britanije koji je detaljno modelovan na svim naponskim nivoima od 11 do 400 kV. Predstavljani rezultati potvrđuju već analizirane zavisnosti priključne sposobnosti od nivoa opterećenja u mreži i faktora snage distribuiranih generatora. Dodatno, predstavljani rezultati ukazuju da se instalirana snaga distribuiranih generatora u pojedinačnim izvodima značajno razlikuje od njihove priključne sposobnosti kada se teži maksimizovati priključna sposobnost cjelokupne mreže. Drugim riječima, iako se priključenjem distribuiranih generatora u određenim izvodima ne narušavaju propisana ograničenja normalnog pogona, time se u manjoj ili većoj mjeri utiče na priključnu sposobnost cjelokupne mreže. Isti autori su u [25] predstavili hibridni pristup zasnovan na primjeni genetskog algoritma (eng. Genetic Algorithm – GA) za minimizovanje funkcije cilja koja se određuje rješavanjem problema optimalnih tokova snaga.

Tabela 3. Pregled optimizacionih metoda za proračun priključne sposobnosti

Referenca	Formulacija problema	Ograničenja normalnog pogona				
		<i>Preopterećenje mrežnih elemenata</i>	<i>Odstupanje napona</i>	<i>Varijacija napona</i>	<i>Nesimetrija napona</i>	<i>Harmonijska distorzija napona</i>
[24]	OPF	✓	✓			
[25]	GA – OPF	✓	✓			
[26]	MP – OPF	✓	✓			
[27]	MP – OPF	✓	✓			
[28]	RO – LP	✓	✓			
[29]	LP	✓	✓	✓		
[30]	RO – LP	✓	✓			
[31]	RO – LP	✓	✓			
[32]	MO – PSO	✓	✓			
[33]	MO – MINLP	✓	✓			

Genetski algoritam se koristi za izbor najpovoljnijih lokacija za priključenje distribuiranih generatora, dok se rješavanjem problema optimalnih tokova snaga za konkretne lokacije određuje instalisana snaga distribuiranih generatora koja minimizuje funkciju cilja. Funkcija cilja predstavlja negativnu vrijednost ukupnih prihoda mrežnog operatora od naknada za korišćenje distributivne mreže koji je, u skladu sa tada važećom regulativom u Velikoj Britaniji, proporcionalan instalisanoj snazi distribuiranih generatora. Na ovaj način se, minimizovanjem negativnog prihoda mrežnog operatora, maksimizuje instalisana snaga distribuiranih generatora u mreži. Predstavljeni rezultati ukazuju da se priraštaj maksimalne instalisane snage distribuiranih generatora u mreži u zavisnosti od broja distribuiranih generatora progresivno smanjuje kako se broj distribuiranih generatora povećava. Drugim riječima, pri određenom broju distribuiranih generatora, karakteristika koja opisuje njihovu ukupnu instalisanu snagu ulazi u zasićenje, a njena krajnja vrijednost predstavlja priključnu sposobnost distributivne mreže.

Za razliku od prethodno izloženih metoda zasnovanih na rješavanju problema optimalnih tokova snaga za slučaj ekstremne kombinacije minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora, u [26] je formulisan višeperiodni problem optimalnih tokova snaga (eng. Multi-Period Optimal Power Flow – MPOPF) s ciljem maksimizovanja godišnje proizvodnje energije iz vjetroagregata. Problem optimalnih tokova snaga je formulisan tako da uzima u obzir mogućnosti promjene otcjepa regulacionih transformatora pod opterećenjem, kontrolisanog smanjenja proizvodnje i reaktivne podrške od strane vjetroagregata. Predstavljeni rezultati ukazuju na značajan potencijal strategija aktivnog upravljanja distributivnom mrežom za povećanje njene priključne sposobnosti. Na primjeru konkretne distributivne mreže, instalisana snaga vjetroagregata i njihova godišnja proizvodnja električne energije je, primjenom strategija aktivnog upravljanja, uvećana za oko 30% u odnosu na osnovni scenario. Sličan pristup je predstavljen u [27], gdje je analiziran potencijal statičke i dinamičke rekonfiguracije distributivne mreže za povećanje njene priključne sposobnosti. Osim uključenja rekonfiguracije distributivne mreže u višeperiodni problem optimalnih tokova snaga, autori su predstavili iterativni postupak kojim se identifikuju kritični periodi koji ograničavaju priključnu sposobnost distributivne mreže, čime se značajno smanjuje proračunska složenost. Predstavljeni rezultati ukazuju da i statička i dinamička rekonfiguracija distributivne mreže značajno doprinose povećanju njene priključne sposobnosti. Suprotno očekivanom, dinamička rekonfiguracija distributivne mreže ne rezultira nužno većom vrijednošću priključne sposobnosti od statičke, što je posljedica činjenice da na potencijal dinamičke rekonfiguracije u velikoj mjeri utiče pozicija prekidača i rastavljača snage u mreži.

Zbog prirode jednačina tokova snaga i prirode ograničenja normalnog pogona, problem određivanja priključne sposobnosti je izrazito nelinearan problem, čije rješavanje za realne distributivne mreže postavlja visoke zahtjeve za procesorskom snagom i memorijom. Kao potencijalno rješenje za efikasnije određivanje priključne sposobnosti distributivne mreže nameće se linearizovanje optimizacionog problema, čime se omogućava njegovo rješavanje primjenom linearnog programiranja (eng. Linear Programming – LP). Problem određivanja priključne sposobnosti distributivne mreže je u [28] formulisan primjenom jednačina DistFlow metoda za proračun tokova snaga. Izvor nelinearnosti u jednačinama DistFlow metoda su gubici aktivne i

reaktivne snage izraženi u funkciji tokova aktivnih i reaktivnih snaga i modula napona u čvorovima mreže. Zanemarivanjem gubitaka aktivne i reaktivne snage u mreži sprovodi se linearizacija jednačina DistFlow metoda za proračun tokova snaga, a samim tim i linearizacija problema određivanja priključne sposobnosti. Kako preciznost linearizovanog DistFlow metoda za proračun tokova snaga u velikoj mjeri zavisi od karakteristika mreže i opterećenja, postoji potreba za temeljnom analizom preciznosti proračuna priključne sposobnosti primjenom predloženog metoda. U cilju očuvanja preciznosti uz istovremeno smanjenje proračunske složenosti, u [29] je predložen pristup zasnovan na linearizaciji jednačina DistFlow postupka razvojem kvadratnih članova koji odgovaraju gubicima u Tejlorov red u okolini početne radne tačke. Početna radna tačka podrazumijeva poznavanje približne vrijednosti napona, aktivne i reaktivne snage na početku svih grana u mreži za slučaj instalisane snage distribuiranih generatora u mreži koja odgovara njenoj priključnoj sposobnosti. Drugim riječima, za definiciju linearizovanog problema određivanja priključne sposobnosti potrebno je sa određenom preciznošću poznavati njegovo rješenje. Približna vrijednost priključne sposobnosti se određuje rješavanjem optimizacionog problema formulisanog primjenom jednačina linearizovanog DistFlow metoda koji zanemaruje postojanje gubitaka u mreži. Na ovaj način, nelinearni problem određivanja priključne sposobnosti se raspoređuje na dva međusobno zavisna linearna potproblema čijim se rješavanjem određuje priključna sposobnost distributivne mreže. Predstavljeni rezultati ukazuju da se primjenom linearizovanog DistFlow metoda koji zanemaruje gubitke pravi greška manja od 10% na primjeru konkretne distributivne mreže, dok se aproksimacijom gubitaka razvojem kvadratnih članova u Tejlorov red pravi greška u procjeni priključne sposobnosti manja od 1% u odnosu na rezultate dobijene rješavanjem nelinearnog problema. Sličan pristup je predstavljen u [30], gdje je linearizacija jednačina tokova snaga po granama mreže izvršena predstavljanjem napona u čvorovima njihovim apsolutnim odstupanjima od napona u balansnom čvoru i aproksimacijom trigonometrijskih funkcija linearnim članovima za male vrijednosti uglova. U ovako formulisanim jednačinama tokova snaga i dalje figurišu kvadrati odstupanja napona koji odgovaraju gubicima, pa se oni u prvom koraku aproksimiraju rezultatima proračuna tokova snaga sa zanemarenim gubicima. Rezultati poređenja sa klasičnim metodama za proračun tokova snaga ukazuju na relativno visoku preciznost u procjeni modula napona i tokova aktivnih i reaktivnih snaga po granama mreže, uz značajno smanjenje proračunske složenosti.

Linearizacijom problema određivanja priključne sposobnosti se, uz očuvanje visokog nivoa preciznosti, značajno smanjuju zahtjevi za memorijom i procesorskom snagom računskog sredstva, čime se omogućava primjena linearnog modela u različitim hibridnim pristupima. Dominantno zastupljen hibridni pristup podrazumijeva primjenu robusnog linearnog programiranja. Robusna optimizacija (eng. Robust Optimization – RO) je oblast optimizacione teorije koja se bavi rješavanjem optimizacionih problema definisanih sa određenim stepenom neizvjesnosti u ulaznim podacima. Cilj robusne optimizacije je određivanje rješenja optimizacionog problema koje je optimalno bez obzira na moguće vrijednosti ulaznih podataka. U [30] su primjenom robusne optimizacije uzete u obzir dnevne i sezonske varijacije potrošnje, tako da je proračunata vrijednost priključne sposobnosti robusna na najgoru moguću kombinaciju

potrošnje po čvorovima u mreži. Na primjeru konkretne distributivne mreže, priključna sposobnost proračunata primjenom robusne optimizacije je 30% niža od vrijednosti proračunate primjenom linearnog programiranja, što dodatno ukazuje na značajnu korelaciju između priključne sposobnosti i nivoa opterećenja u mreži. Pored nezvjesnosti u pogledu aktivne i reaktivne snage potrošača, u [28] su primjenom robusne optimizacije uzete u obzir i varijacije u proizvodnji distribuiranih generatora. Predložena metodologija omogućava definisanje prihvatljivog rizika za narušavanje ograničenja normalnog pogona, čime se postiže veća fleksibilnost prilikom proračuna priključne sposobnosti. Primjenom predložene metodologije sprovedena je analiza osjetljivosti priključne sposobnosti na promjenu prihvatljivog rizika od narušavanja ograničenja normalnog pogona i promjenu standardne devijacije kojom se opisuje mogućnost promjene potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. Kao što se moglo očekivati, povećanjem prihvatljivog rizika od narušavanja ograničenja normalnog pogona se povećava i priključna sposobnost distributivne mreže, a isti efekat se postiže smanjenjem standardne devijacije potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. Isti autori su u [31] proširili predloženu metodologiju na neizbalansirane distributivne mreže uzimajući u obzir strategije aktivnog upravljanja distributivnim mrežama. U poređenju sa pristupom zasnovanim na rješavanju višeperiodnog problema optimalnih tokova snaga predloženom u [27], razvijena metodologija rezultira realnijom vrijednošću priključne sposobnosti koja u najgorem scenariju minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora ne dovodi do narušavanja ograničenja normalnog pogona.

Suprotno očekivanom, imajući u vidu njihovu brojnost i primjenu u drugim oblastima, u dostupnoj literaturi ne postoji veliki broj pristupa za određivanje priključne sposobnosti distributivne mreže primjenom metaheurističkih metoda optimizacije. Zastupljeni pristupi se dominantno zasnivaju na primjeni višekriterijumske optimizacije (eng. Multiobjective Optimization – MO) za istovremenu optimizaciju priključne sposobnosti distributivne mreže i drugih tehničkih, ekonomskih ili ekoloških kriterijuma. U [32] je predstavljena metodologija koja se zasniva na primjeni optimizacije rojem čestica (eng. Particle Swarm Optimization – PSO) za određivanje optimalne snage distribuiranih generatora i optimalne lokacije uređaja za unaprjeđenje kvaliteta električne energije (eng. Unified Power Quality Conditioner – UPQC) s ciljem maksimizacije priključne sposobnosti i minimizacije gubitaka električne energije u mreži. Predstavljeni rezultati ukazuju na visok potencijal uređaja za unaprjeđenje kvaliteta električne energije u povećanju priključne sposobnosti. Na primjeru konkretne distributivne mreže, integracijom uređaja za unaprjeđenje kvaliteta električne energije formira se Pareto front čija su gotovo sva rješenja dominantna u odnosu na rješenja određena istim pristupom uz njihovo zanemarivanje. Numerički, integracijom uređaja za unaprjeđenje kvaliteta električne energije priključna sposobnost mreže se povećava za oko 40% uz istovremeno smanjenje gubitaka za oko 25%. Problem određivanja priključne sposobnosti distributivne mreže je u [33] formulisan kao problem mješovitog cjelobrojnog nelinearnog programiranja (eng. Mixed Integer Nonlinear Programming – MINLP). Usvojene funkcije cilja podrazumijevaju minimizaciju troškova električne energije preuzete iz mreže višeg napona i minimizaciju troškova pogona i održavanja distribuiranih generatora. Minimizacija troškova električne energije preuzete iz mreže višeg

napona se postiže integracijom što većeg broja distribuiranih generatora, tako da je prva funkcija cilja ekvivalent maksimizaciji priključne sposobnosti distributivne mreže. Višekriterijumski optimizacioni problem je uprošćen primjenom metode ε – ograničenja, kojom se jedna od funkcija cilja pretvara u ograničenje tipa nejednakosti. Rješavanjem jednokriterijumskog optimizacionog problema za različite vrijednosti ε , formira se skup Pareto optimalnih rješenja. Primjenom predložene metodologije sprovedena je analiza osjetljivosti priključne sposobnosti distributivne mreže na promjenu cijene električne energije i promjenu relativnih troškova pogona i održavanja distribuiranih generatora. Kao što se i moglo očekivati, priključna sposobnost distributivne mreže je neosjetljiva na ove promjene, jer je ograničena prevashodno tehničkim kriterijumima.

Usljed polazne pretpostavke optimizacionih metoda koje podrazumijevaju mogućnost izbora lokacije i instalisane snage distribuiranih generatora u cilju maksimizacije priključne sposobnosti distributivne mreže, njihova primjena u praksi je izostala. Ipak, potencijal za njihovu primjenu u praksi zasniva se na činjenici da optimizacione metode pružaju mogućnost određivanja optimalnog scenarija integracije distribuiranih generatora koji podrazumijeva njihove lokacije, tipove, instalisane snage i radne karakteristike. Na osnovu ovih podataka, operator distributivne mreže može, kroz niz finansijskih podsticaja, favorizovati određena tehnička rješenja distribuiranih generatora u cilju maksimizacije priključne sposobnosti distributivne mreže. Takođe, optimizacione metode pokazuju visok potencijal za primjenu kod integracije distribuiranih generatora u vlasništvu samog operatora distributivne mreže i integracije distribuiranih generatora većih snaga čija mjesto priključenja nije unaprijed definisano.

2.4 Empirijske metode

U posljednjih nekoliko godina, operatori distributivne mreže suočeni su sa sve većim brojem zahtjeva za priključenje distribuiranih generatora. Svaki zahtjev za priključenje je sam po sebi jedinstven u odnosu na lokaciju za priključenje, naponski nivo, instalisanu snagu i proizvodnu tehnologiju distribuiranog generatora. Brojnost zahtjeva za priključenje ograničava mogućnost operatora distributivne mreže za sprovođenjem detaljnih analiza u cilju kvantifikovanja povratnog uticaja distribuiranih generatora na distributivnu mrežu. U cilju rješavanja ovog problema, pojavila se potreba za primjenom približnih metoda za procjenu priključne sposobnosti distributivne mreže. Ove metode se dominantno zasnivaju na prethodnom iskustvu operatora distributivne mreže, pa se iz tog razloga nazivaju empirijskim.

Pregled empirijskih pravila koja koriste operatori distributivne mreže širom svijeta predstavljen je u [34]. Primjera radi, u skladu sa praksom operatora distributivnih sistema u Južnoj Koreji i Portugalu, ukupna instalisana snaga distribuiranih generatora u niskonaponskoj mreži ne smije biti veća od 20% odnosno 25% naznačene snage distributivnog transformatora, respektivno. U Italiji i Španiji su granične vrijednosti nešto više i iznose 50 i 65% naznačene snage distributivnog transformatora, respektivno. Sa druge strane, u Kanadi se dozvoljava integracija distribuiranih generatora do onog nivoa koji ne dovodi do povratnog toka većeg od 60% naznačene snage transformatora. Za razliku od pristupa koji priključnu sposobnost vezuju za naznačenu snagu

distributivnog transformatora, u Kini i Sjedinjenim Američkim Državama instalisana snaga distribuiranog generatora ne smije biti veća od 10% snage trolnog kratkog spoja na mjestu priključenja. Imajući prethodno u vidu, uočava se velika neusaglašenost pravila o mogućnosti priključenja distribuiranih generatora kod operatora distributivnih sistema na globalnom nivou.

U kategoriju empirijskih metoda za određivanje priključne sposobnosti ubraja se i takozvana „streamlined“ metodologija razvijena od strane Instituta za energetska istraživanja [35]. Streamlined metodologija predstavlja prirodan nastavak stohastičkog okvira za određivanje priključne sposobnosti razvijen u cilju smanjenja proračunske složenosti. Prvi korak u razvoju ove metodologije podrazumijeva analizu priključne sposobnosti primjenom detaljnog stohastičkog okvira za širok spektar distributivnih mreža različitih karakteristika. U drugom koraku, sprovodi se statistička analiza u cilju određivanja korelacije između priključne sposobnosti i različitih karakteristika distributivne mreže. Primjena streamlined metodologije na konkretnoj distributivnoj mreži podrazumijeva sprovođenje proračuna tokova snaga i kratkih spojeva za nekoliko različitih scenarija u cilju određivanja relevantnih karakteristika distributivne mreže. Na osnovu određenih karakteristika se ekstrapolacijom vrši procjena priključne sposobnosti distributivne mreže. Pored konvencionalnih ograničenja normalnog pogona, streamlined metodologija pruža mogućnost određivanja priključne sposobnosti u odnosu na probleme u radu zaštitnih uređaja. Nažalost, i pored velike baze podataka od 6.000.000 scenarija na kojima je sprovedena korelaciona analiza, streamlined metodologija je unaprijeđenje stohastičke metodologije samo u pogledu proračunske složenosti. Na primjeru realnih distributivnih mreža, greška u procjeni priključne sposobnosti iznosi i preko 50% u odnosu na rezultate detaljne stohastičke analize [36]. Implementacija razvijene metodologije je dostupna u softveru DRIVE (Distribution Resource Integration and Value Estimation), međutim, usljed opravdanih sumnji u preciznost proračuna priključne sposobnosti i činjenice da softver nije open-source, primjena streamlined metodologije u literaturi nije rasprostranjena.

Empirijske metode predstavljaju efikasan pristup za brzu procjenu priključne sposobnosti distributivne mreže, međutim njihova preciznost u velikoj mjeri zavisi od karakteristika konkretne distributivne mreže. Za potrebe precizne procjene priključne sposobnosti distributivne mreže je, zavisno od primjene, neophodno koristiti determinističke, stohastičke ili optimizacione metode.

2.5 Praznina u literaturi

U skladu sa izloženim pregledom, moguće je uočiti dvije ključne praznine koje su, do određenog nivoa, istražene u ovom radu:

- Suprotno očekivanom, u pregledanoj literaturi nije uočena direktna primjena metoda optimizacije za određivanje priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže. Dominantno zastupljen pristup određivanju priključne sposobnosti pojedinačnih čvorova u mreži podrazumijeva iterativno povećavanje instalisane snage distribuiranih generatora u tim čvorovima i sprovođenje proračuna tokova snaga u cilju evaluacije ograničenja normalnog pogona. Osim što je ovakav pristup izuzetno proračunski zahtjevan, njegova

tačnost je uslovljena veličinom koraka pretraživanja koji je usvojen tokom analize. Sa druge strane, pristupi određivanju priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže u cjelini su dominantno zasnovani na sprovođenju proračuna tokova snaga u različitim scenarijima razvoja generisanih primjenom Monte Karlo tehnike, dok je klasičan optimizacioni pristup zastupljen samo u nekoliko približnih modela zasnovanih na linearnom programiranju. Iz tog razloga, u ovom radu će biti predstavljene metode za određivanje centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti zasnovane na direktnoj primjeni metoda optimizacije za date uslove u elektrodistributivnoj mreži.

- Uticaj harmonijske distorzije napona na priključnu sposobnost elektrodistributivne mreže nije tretiran ni u jednom od stohastičkih i optimizacionih pristupa. Imajući u vidu realne karakteristike elektrodistributivne mreže i izražen harmonijski sadržaj distribuiranih generatora koji su priključeni na mrežu posredstvom energetske pretvarača, postavlja se potreba za razvojem sveobuhvatne metodologije koja inkorporira sva relevantna ograničenja normalnog pogona u proračun priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže. Iz tog razloga, u sljedećem poglavlju je predložena nova metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim aktivnim distributivnim mrežama. Na predloženoj metodi su zasnovani predloženi optimizacioni pristupi za određivanje priključne sposobnosti. Dodatno, na bazi razvijenog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga je predloženo i proširenje stohastičke metodologije za proračun priključne sposobnosti.

3. Analiza harmonijskih tokova snaga

Zahvaljujući svojoj visokoj efikasnosti, relativno niskoj cijeni i povoljnim upravljačkim karakteristikama, energetske pretvarači danas predstavljaju sastavni dio većine potrošačkih uređaja u širokom opsegu snaga. Prema brojnim procjenama, energetske pretvarači su u razvijenim zemljama zastupljeni u više od 50% potrošačkih uređaja, sa tendencijom daljeg rasta. Dodatno, u skladu sa aktuelnim trendovima priključenja distribuiranih generatora, stanica za punjenje električnih vozila i baterijskih sistema za skladištenje električne energije, u narednim godinama se očekuje još veći upliv energetskih pretvarača na svim naponskim nivoima. Zbog svoje prekidačke prirode, energetske pretvarači dovode do izobličenja talasnih oblika struja i napona, odnosno do pojave viših harmonika u mreži. Pojava viših harmonika struja i napona u mreži povezuje se sa brojnim negativnim efektima uključujući: pojavu rezonanse, povećano zagrijavanje transformatora, motora, kondenzatora i neutralnih provodnika u trofaznim sistemima, degradiranje performansi mjernih i zaštitnih uređaja, ispade osjetljivih električnih uređaja, interferenciju sa telekomunikacionim signalima i mnoge druge [37]. Iz tog razloga, harmonijska analiza i analiza harmonijskih tokova snaga u posljednjih nekoliko godina predstavljaju sastavni dio planiranja i eksploatacije elektroenergetskih sistema.

Nakon predstavljanja formulacije problema harmonijskih tokova snaga i osnova harmonijske analize, u nastavku je izložen kratak pregled postojećih metoda na osnovu kojeg je razvijen novi metod za proračun harmonijskih tokova snaga.

3.1 Formulacija problema harmonijskih tokova snaga

Problem harmonijskih tokova snaga sastoji se u određivanju fazora napona u čvorovima sistema za sve harmonike od interesa i promjenljivih stanja nelinearnih uređaja uz unaprijed definisane uslove u skladu sa klasifikacijom čvorova. Rješavanjem problema harmonijskih tokova snaga se kvantifikuju harmonijska distorzija talasnih oblika struja i napona na svim lokacijama u mreži, čime se omogućava analiza uticaja priključenja novih izvora i potrošača na funkcionisanje elektroenergetskog sistema, identifikacija izvora viših harmonika u mreži, analiza prostiranja viših harmonika i dimenzionisanje različitih konfiguracija filtara. Imajući u vidu njihov značaj i mogućnosti primjene, u literaturi su dostupne različite metode za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga. U skladu sa podjelom izloženom u [38], metode za proračun harmonijskih tokova snaga se mogu svrstati u tri kategorije: metode u vremenskom domenu, metode u frekventnom domenu i hibridne metode.

Metode u vremenskom domenu podrazumijevaju formiranje i numeričko rješavanje sistema diferencijalnih jednačina koji opisuju prelazne procese u posmatranom elektroenergetskom sistemu. Takođe, ova kategorija metoda omogućava jednostavno tretiranje nelinearnih uređaja, što se postiže proširivanjem sistema diferencijalnih jednačina jednačinama nelinearnih uređaja. Dostupne metode u vremenskom domenu zasnovane su na primjeni Wavelet transformacije koja predstavlja jedan od najčešćih pristupa u tranzijentnim analizama

elektroenergetskih sistema [39], [40]. I pored visoke preciznosti, metode u vremenskom domenu karakteriše visoka proračunska složenost i loša skalabilnost zbog činjenice da se povećanjem broja čvorova i broja nelinearnih uređaja u sistemu povećava i broj diferencijalnih jednačina koje opisuju ponašanje sistema. Iz tog razloga, one nijesu našle široku praktičnu primjenu. Ipak, neki od industrijskih softvera kao što je EMTP pružaju mogućnost harmonijske analize u vremenskom domenu [41].

Metode za proračun harmonijskih tokova snaga u frekventnom domenu predstavljaju prirodno proširenje metoda za proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti. Za razliku od metoda u vremenskom domenu, metode u frekventnom domenu podrazumijevaju stacionarno stanje sistema koje se može opisati sistemom nelinearnih algebarskih jednačina. Rješavanjem sistema nelinearnih jednačina koji opisuje problem harmonijskih tokova snaga određuju se fazori napona u čvorovima sistema za sve harmonike od interesa i promjenljive stanja nelinearnih uređaja. Formulacija problema harmonijskih tokova snaga u frekventnom domenu obezbjeđuje veliku fleksibilnost u pogledu izbora modela mrežnih elemenata i modela nelinearnih uređaja, čime se omogućava nalaženje kompromisa između preciznosti i proračunske složenosti. Iz tog razloga, metode u frekventnom domenu su našle najveću primjenu u praksi, a različite implementacije su dostupne u industrijskim softverima kao što su PSSE, NEPLAN, ETAP i DIgSILENT [42]–[45].

Najveću manu metoda u frekventnom domenu predstavlja potreba za eksplicitno određivanje strujno-naponske karakteristike nelinearnih uređaja u frekventnom domenu, što često nije jednostavno u slučaju prekidačkih uređaja sa kompleksnom upravljačkom logikom. U cilju rješavanja ovog problema, hibridne metode podrazumijevaju iterativnu primjenu metoda u vremenskom i metoda u frekventnom domenu [46], [47]. U prvom koraku se, koristeći pretpostavljene vrijednosti napona, numeričkim rješavanjem diferencijalnih jednačina određuju talasni oblici struja nelinearnih uređaja. U drugom koraku se, razvojem talasnih oblika struja u Furijeov red ili primjenom brze Furijeove transformacije, određuje harmonijski spektar struja nelinearnih uređaja. U trećem koraku se određuju korekcije napona u čvorovima sistema koristeći vrijednosti harmonijskih struja nelinearnih uređaja iz prethodnog koraka. Nove vrijednosti napona koriste se za određivanje talasnih oblika struja nelinearnih uređaja i njihovog harmonijskog spektra i ova procedura se ponavlja do zadovoljenja uslova konvergencije. Iako hibridne metode daju preciznije rezultate u odnosu na metode u frekventnom domenu zahvaljujući detaljnom modelovanju nelinearnih uređaja, zbog relativno visoke proračunske složenosti nijesu našle široku primjenu u praksi. Ipak, mogućnost za primjenu hibridnih metoda javlja se kod analize neizbalansiranih mreža zbog činjenice da brojni nelinearni uređaji generišu nekarakteristične harmonike struje kada su izloženi nesimetričnom mrežnom naponu.

Imajući u vidu fleksibilnost u pogledu izbora modela mrežnih elemenata i nelinearnih potrošača i relativno nisku proračunsku složenost u odnosu na metode u vremenskom domenu i hibridne metode, u ovom radu su korišćene metode za proračun harmonijskih tokova snaga u frekventnom domenu. U nastavku su predstavljene osnove harmonijske analize potrebne za definisanje matematičkih modela za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga.

3.2 Osnove harmonijske analize

Harmonijska analiza zasniva se na Furijeovoj teoremi u skladu sa kojom se proizvoljna periodična funkcija $x(t)$, pod određenim uslovima koji su obično ispunjeni u praksi, može predstaviti u obliku:

$$x(t) = X_0 + \sum_{h=1}^{\infty} X_h \sqrt{2} \sin(h\omega t + \theta_h) \quad (1)$$

gdje X_0 predstavlja srednju vrijednost funkcije $x(t)$, ω predstavlja kružnu učestanost osnovnog harmonika, a X_h i θ_h predstavljaju efektivnu vrijednost i fazni stav h – tog harmonika. Nakon određivanja harmonijskog sadržaja funkcije $x(t)$, njena efektivna vrijednost X određuje se kao:

$$X = \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} X_h^2} \quad (2)$$

Dva najčešća indikatora koja se koriste za kvantifikovanje izobličenja sinusnih talasnih oblika su individualna HDX_h i ukupna harmonijska distorzija $THDX$ koje se određuju kao:

$$HDX_h [\%] = \frac{X_h}{X_1} 100 \quad (3)$$

$$THDX [\%] = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} X_h^2}}{X_1} 100 \quad (4)$$

gdje X_1 predstavlja efektivnu vrijednost osnovnog harmonika.

Neka je primjenom Furijeove analize određen harmonijski sadržaj napona $v(t)$ i struje $i(t)$. Tada se talasni oblici struje i napona u funkciji pojedinačnih harmonika mogu predstaviti u obliku:

$$v(t) = V_0 + \sum_{h=1}^{\infty} V_h \sqrt{2} \sin(h\omega t + \theta_h^v) \quad (5)$$

$$i(t) = I_0 + \sum_{h=1}^{\infty} I_h \sqrt{2} \sin(h\omega t + \theta_h^i) \quad (6)$$

gdje su V_h i I_h efektivne vrijednosti, a θ_h^v i θ_h^i fazni stavovi pojedinačnih harmonika napona i struje, respektivno. Tada se aktivna i reaktivna snaga određuju primjenom relacija:

$$P = V_0 I_0 + \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos(\theta_h^v - \theta_h^i) \quad (7)$$

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_h^v - \theta_h^i) \quad (8)$$

a prividna snaga predstavlja proizvod efektivnih vrijednosti napona i struje:

$$S = \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} V_h^2} \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} I_h^2} \quad (9)$$

pri čemu je važno napomenuti da se ovako definisana prividna snaga u opštem slučaju razlikuje od definicije prividne snage na osnovnoj učestanosti za snagu distorzije D . Snaga distorzije se, uz poznatu prividnu, aktivnu i reaktivnu snagu, određuje kao:

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (10)$$

Drugačija definicija aktivne, reaktivne i prividne snage je takođe uslovila i drugačiju definiciju faktora snage. U prisustvu viših harmonika struja i napona, faktor snage λ se određuje primjenom relacije:

$$\lambda = \frac{P}{S} \quad (11)$$

što se, uz pretpostavku da viši harmonici nijesu pretjerano izraženi, svodi na:

$$\lambda = \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1 + THDI^2}} \quad (12)$$

gdje φ_1 predstavlja fazni stav struje osnovnog harmonika, a $THDI$ predstavlja ukupnu harmonijsku distorziju struje.

3.3 Matematički modeli za analizu harmonijskih tokova snaga

Imajući u vidu razlike u definiciji osnovnih fizičkih veličina u linearnim i nelinearnim sredinama, jasna je potreba za drugačijom formulacijom metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u odnosu na proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti. U literaturi su dostupni različiti matematički modeli koji omogućavaju rješavanje problema harmonijskih tokova snaga sa

različitim nivoima preciznosti i proračunske složenosti, a u nastavku su predstavljeni neki od najvažnijih uz analizu njihovih prednosti i nedostataka.

3.3.1 Spregnuti Newton-Raphsonov metod za proračun harmonijskih tokova snaga

Spregnuti Newton-Raphsonov metod predstavlja jedan od najstarijih metoda za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga čiji su osnovni teorijski principi izloženi u [48] i [49]. Osnovu spregnutog Newton-Raphsonovog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga predstavlja Newton-Raphsonov metod za proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti čija je formulacija proširena uključivanjem jednačina injektiranja harmonijskih struja u čvorovima sistema i jednačinama nelinearnih uređaja.

Primjena Newton-Raphsonovog metoda za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga podrazumijeva drugačiju klasifikaciju čvorova u odnosu na proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti. Pored balansnih, generatorskih i potrošačkih čvorova, problem harmonijskih tokova snaga nezavisno tretira čvorove u kojima su priključeni nelinearni uređaji kao izvori viših harmonika u mreži. Slično formulaciji problema tokova snaga na osnovnoj učestanosti, za balansni čvor se unaprijed definišu moduo $V_1^{(1)}$ i fazni stav napona $\theta_1^{(1)}$, dok se za generatorske čvorove unaprijed definišu aktivna snaga $P_i^{(1)}$ i moduo napona $V_i^{(1)}$ osnovnog harmonika. Za čvorove u kojima su priključeni linearni potrošači se unaprijed definišu aktivna $P_i^{(1)}$ i reaktivna snaga $Q_i^{(1)}$ osnovnog harmonika. Sa druge strane, za čvorove sa priključenim nelinearnim uređajima se unaprijed definišu prividna snaga S_i i tip nelinearnosti $\underline{g}_i^{(h)}$, pri čemu se poznavanje tipa nelinearnosti odnosi na poznavanje strujno-naponske karakteristike nelinearnog uređaja koja se najčešće definiše u funkciji pojedinačnih komponenti napona $\underline{V}_i^{(h)}$ i promjenljivih stanja α_i i β_i . U nastavku će problem harmonijskih tokova snaga biti formulisan za karakterističan slučaj distributivne mreže u kojoj su, pored balansnog, svi čvorovi potrošački.

Neka se posmatra proizvoljan elektroenergetski sistem od n čvorova u kojem je prvi čvor balansni, čvorovi $2, 3, \dots, m - 1$ su linearni potrošački čvorovi, a čvorovi $m, m + 1, \dots, n$ su nelinearni potrošački čvorovi. U ovom kontekstu, problem harmonijskih tokova snaga sastoji se u određivanju vektora stanja U koji sadrži fazore napona u čvorovima sistema za sve harmonike od interesa H i promjenljive stanja nelinearnih uređaja:

$$U = (V^{(1)}, V^{(2)}, \dots, V^{(H)}, \psi)^T \quad (13)$$

gdje su $V^{(1)} = (V_2^{(1)}, \theta_2^{(1)}, \dots, V_n^{(1)}, \theta_n^{(1)})$ i $V^{(h)} = (V_1^{(h)}, \theta_1^{(h)}, \dots, V_n^{(h)}, \theta_n^{(h)})$ vektori modula i faznih stavova napona osnovnog i h – tog harmonika u čvorovima sistema, respektivno, a vektor $\psi = (\alpha_m, \beta_m, \dots, \alpha_n, \beta_n)$ predstavlja vektor promjenljivih stanja nelinearnih uređaja. Pregled promjenljivih zastupljenih u problemu harmonijskih tokova snaga predstavljen je u Tabeli 4 za posmatranu konfiguraciju sistema.

Tabela 4. Pregled promjenljivih veličina u problemu harmonijskih tokova snaga

Fazori napona osnovnog harmonika u svim čvorovima osim balansnog	$2(n - 1)$
Fazori napona u svim čvorovima za sve više harmonike od interesa	$2n(H - 1)$
Promjenljive stanja nelinearnih uređaja	$2(n - m + 1)$
Ukupan broj promjenljivih	$2n(H + 1) - 2m$

Primjena Newton-Raphsonovog metoda za proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti podrazumijeva rješavanje sistema nelinearnih jednačina injektiranja aktivne i reaktivne snage oblika:

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i^{(1)} V_j^{(1)} Y_{ij}^{(1)} \cos(\theta_i^{(1)} - \theta_j^{(1)} - \varphi_{ij}^{(1)}) \quad (14)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i^{(1)} V_j^{(1)} Y_{ij}^{(1)} \sin(\theta_i^{(1)} - \theta_j^{(1)} - \varphi_{ij}^{(1)}) \quad (15)$$

koje je moguće formirati za sve čvorove osim balansnog. U prethodnim relacijama $V_i^{(1)}$ i $V_j^{(1)}$ predstavljaju module, a $\theta_i^{(1)}$ i $\theta_j^{(1)}$ fazne stavove napona u čvorovima i i j . Sa druge strane, $Y_{ij}^{(1)}$ i $\varphi_{ij}^{(1)}$ predstavljaju moduo i fazni stav elementa (i, j) matrice admitansi nezavisnih čvorova $Y_B^{(1)}$, a indeks (1) ukazuje na veličine koje odgovaraju osnovnoj učestanosti. Kako su injektiranja aktivne i reaktivne snage osnovnog harmonika unaprijed definisana samo za linearne potrošačke čvorove, to je jednačine injektiranja aktivne i reaktivne snage moguće formirati samo za njih, što rezultira sistemom od $2(m - 2)$ jednačina koje nijesu dovoljne za jednoznačno određivanje vektora stanja. Iz tog razloga, sistem jednačina injektiranja aktivne i reaktivne snage osnovnog harmonika je neophodno proširiti.

Prva grupa jednačina zasniva se na činjenici da je, iako injektiranja aktivne i reaktivne snage nijesu eksplicitno definisana za nelinearne potrošačke čvorove, injektiranja struje osnovnog harmonika moguće proračunati koristeći strujno-naponske karakteristike nelinearnih uređaja:

$$I_{r,i}^{(1)} = -g_{r,i}^{(1)} \left(\underline{V}_i^{(1)}, \underline{V}_i^{(2)}, \dots, \underline{V}_i^{(H)}, \alpha_i, \beta_i \right) \quad (16)$$

$$I_{i,i}^{(1)} = -g_{i,i}^{(1)} \left(\underline{V}_i^{(1)}, \underline{V}_i^{(2)}, \dots, \underline{V}_i^{(H)}, \alpha_i, \beta_i \right) \quad (17)$$

gdje $I_{r,i}^{(1)}$ i $I_{i,i}^{(1)}$ predstavljaju realni i imaginarni dio injektiranja struje osnovnog harmonika u čvoru i , a $g_{r,i}^{(1)}$ i $g_{i,i}^{(1)}$ kvantifikuju strujno-naponsku karakteristiku nelinearnih uređaja. Važno je napomenuti da je struje injektiranja neophodno proračunati u odnosu na napon balansnog čvora. Takođe, znak minus u prethodnim relacijama ukazuje na usvojenu aktivnu konvenciju. Sa druge strane, injektiranja struje osnovnog harmonika u nelinearnim potrošačkim čvorovima je moguće proračunati polazeći od jednačine metoda napona nezavisnih čvorova:

$$I_{r,i}^{(1)} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}^{(1)} V_j^{(1)} \cos(\theta_j^{(1)} - \varphi_{ij}^{(1)}) \quad (18)$$

$$I_{i,i}^{(1)} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}^{(1)} V_j^{(1)} \sin(\theta_j^{(1)} - \varphi_{ij}^{(1)}) \quad (19)$$

što rezultira u dodatnih $2(n - m + 1)$ jednačina.

Druga grupa jednačina generalizuje koncept primjene strujno-naponskih karakteristika na više harmonike i uključuje činjenicu da je injektiranje struje viših harmonika u svim linearnim čvorovima jednako nuli. Prema tome, vektor injektiranja harmonijskih struja je oblika:

$$\begin{pmatrix} I_{r,1}^{(h)} \\ I_{i,1}^{(h)} \\ \vdots \\ I_{r,m-1}^{(h)} \\ I_{i,m-1}^{(h)} \\ I_{r,m}^{(h)} \\ I_{i,m}^{(h)} \\ \vdots \\ I_{r,n}^{(h)} \\ I_{i,n}^{(h)} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ \mathcal{G}_{r,m}^{(h)}(\underline{V}_m^{(1)}, \underline{V}_m^{(2)}, \dots, \underline{V}_m^{(H)}, \alpha_m, \beta_m) \\ \mathcal{G}_{i,m}^{(h)}(\underline{V}_m^{(1)}, \underline{V}_m^{(2)}, \dots, \underline{V}_m^{(H)}, \alpha_m, \beta_m) \\ \vdots \\ \mathcal{G}_{r,n}^{(h)}(\underline{V}_n^{(1)}, \underline{V}_n^{(2)}, \dots, \underline{V}_n^{(H)}, \alpha_n, \beta_n) \\ \mathcal{G}_{i,n}^{(h)}(\underline{V}_n^{(1)}, \underline{V}_n^{(2)}, \dots, \underline{V}_n^{(H)}, \alpha_n, \beta_n) \end{pmatrix} \quad (20)$$

gdje $I_{r,i}^{(h)}$ i $I_{i,i}^{(h)}$ predstavljaju realni i imaginarni dio injektiranja struje h – tog harmonika u čvoru i . Zbog činjenice da matematički model nelinearnih uređaja tretira zavisnost struje h – tog harmonika od pojedinačnih harmonika napona, ovakva formulacija Newton-Raphsonovog metoda se naziva spregnutom. Sa druge strane, injektiranja harmonijskih struja je moguće odrediti prilagođavanjem jednačina metoda napona nezavisnih čvorova posmatranoj harmonijskoj učestanosti kao:

$$I_{r,i}^{(h)} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}^{(h)} V_j^{(h)} \cos(\theta_j^{(h)} - \varphi_{ij}^{(h)}) \quad (21)$$

$$I_{i,i}^{(h)} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}^{(h)} V_j^{(h)} \sin(\theta_j^{(h)} - \varphi_{ij}^{(h)}) \quad (22)$$

gdje $V_i^{(h)}$ i $V_j^{(h)}$ predstavljaju module, a $\theta_i^{(h)}$ i $\theta_j^{(h)}$ fazne stavove napona h – tog harmonika u čvorovima i i j , a $Y_{ij}^{(h)}$ i $\varphi_{ij}^{(h)}$ predstavljaju moduo i fazni stav elementa (i, j) matrice admitansi nezavisnih čvorova prilagođene h – toj harmonijskoj učestanosti. Proračun matrice admitansi čvorova na harmonijskim učestanostima sprovodi se na isti način kao i na osnovnoj učestanosti, uz prilagođavanje admitansi mrežnih elemenata posmatranoj harmonijskoj učestanosti. Na višim harmonijskim učestanostima vodovi se predstavljaju π – zamjenskom šemom, čija se redna impedansa $\underline{Z}_\pi^{(h)}$ i otočna admitansa $\underline{Y}_\pi^{(h)}$ na h – toj harmonijskoj učestanosti, određuju primjenom relacija:

$$\underline{Z}_\pi^{(h)} = \sqrt{h}R_\pi + jhX_\pi \quad (23)$$

$$\underline{Y}_\pi^{(h)} = jhB_\pi \quad (24)$$

gdje R_π , X_π i B_π predstavljaju otpornost, reaktansu i susceptansu voda na osnovnoj učestanosti. Očigledno, u prethodnim relacijama je zanemarena odvodnost vodova i uzet je u obzir uticaj skin efekta na njihovu otpornost. Ovakav model otočne admitanse voda koristi se i prilikom modelovanja rednih i otočnih reaktora i baterija kondenzatora. Koristeći iste principe, moguće je odrediti i parametre transformatora na višim harmonijskim učestanostima koji se koriste u ekvivalentnim zamjenskim šemama. Pored njenih standardnih sačinilaca, matrica admitansi čvorova $\underline{Y}_B^{(h)}$ uključuje ekvivalentne admitanse linearnih potrošača $\underline{Y}_{Li}^{(h)}$ koje se određuju primjenom relacije:

$$\underline{Y}_{Li}^{(h)} = \frac{P_i^{(1)}}{V_i^{(1)2}} - j \frac{Q_i^{(1)}}{hV_i^{(1)2}} \quad (25)$$

gdje $P_i^{(1)}$ i $Q_i^{(1)}$ predstavljaju aktivnu i reaktivnu snagu osnovnog harmonika potrošača u čvoru i , a $V_i^{(1)}$ predstavlja moduo napona osnovnog harmonika. Iako su u literaturi dostupni pojednostavljeni pristupi koji zanemaruju uticaj linearnih potrošača na višim harmonijskim učestanostima, njihovo zanemarivanje drastično smanjuje prigušnu sposobnost mreže i rezultira netačnim procjenama harmonijske distorzije. Formiranje prethodnih jednačina za sve čvorove u mreži i sve više harmonike rezultira u dodatnih $2n(H - 1)$ jednačina.

Treća grupa jednačina zasniva se na činjenici da je primjenom relacija (7) i (8) moguće proračunati injektiranja ukupne aktivne i reaktivne snage u nelinearnim potrošačkim čvorovima. Sa druge strane, ukupna injektiranja aktivne i reaktivne snage moguće je izraziti u funkciji fazora napona pojedinačnih čvorova kao:

$$P_i = \sum_{h=1}^H \sum_{j=1}^n V_i^{(h)} V_j^{(h)} Y_{ij}^{(h)} \cos(\theta_i^{(h)} - \theta_j^{(h)} - \varphi_{ij}^{(h)}) \quad (26)$$

$$Q_i = \sum_{h=1}^H \sum_{j=1}^n V_i^{(h)} V_j^{(h)} Y_{ij}^{(h)} \sin(\theta_i^{(h)} - \theta_j^{(h)} - \varphi_{ij}^{(h)}) \quad (27)$$

čime se formira $2(n - m + 1)$ preostalih jednačina potrebnih za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga.

Pregled jednačina koje jednoznačno opisuju problem harmonijskih tokova snaga predstavljen je u Tabeli 5. Matematički, primjena Newton-Raphsonovog metoda za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga podrazumijeva rješavanje sistema od $2n(H + 1) - 2m$ nelinearnih jednačina sa istim brojem nepoznatih. Kao što se uočava, ukupan broj promjenljivih i jednačina potrebnih za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga zavisi od ukupnog broja čvorova u sistemu n , broja nelinearnih potrošača $(n - m + 1)$ i posmatranog broja harmonika H .

Razvojem jednačina problema harmonijskih tokova snaga u Tejlorov red, sistem nelinearnih jednačina se svodi na sistem linearnih jednačina oblika:

$$\begin{pmatrix} \Delta W \\ \Delta I^{(1)} \\ \Delta I^{(2)} \\ \Delta I^{(3)} \\ \vdots \\ \Delta I^{(H)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J^{(1)} & J^{(2)} & J^{(3)} & \dots & J^{(H)} & 0 \\ YG^{(1,1)} & YG^{(1,2)} & YG^{(1,2)} & \dots & YG^{(1,H)} & G^{(1)} \\ YG^{(2,1)} & YG^{(2,2)} & YG^{(2,3)} & \dots & YG^{(2,H)} & G^{(2)} \\ YG^{(3,1)} & YG^{(3,2)} & YG^{(3,3)} & \dots & YG^{(3,H)} & G^{(3)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots \\ YG^{(H,1)} & YG^{(H,2)} & YG^{(H,3)} & \dots & YG^{(H,H)} & G^{(H)} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta V^{(1)} \\ \Delta V^{(2)} \\ \Delta V^{(3)} \\ \vdots \\ \Delta V^{(H)} \\ \Delta \psi \end{pmatrix} \quad (28)$$

koji povezuje promjene injektiranja aktivnih i reaktivnih snaga u čvorovima sistema i odstupanja injektiranja struje pojedinačnih harmonika sa promjenama modula i faznih stavova napona pojedinačnih čvorova.

Tabela 5. Pregled jednačina problema harmonijskih tokova snaga

Jednačine injektiranja aktivne i reaktivne snage osnovnog harmonika u linearnim potrošačkim čvorovima	$2(m - 2)$
Jednačine injektiranja struje osnovnog harmonika u nelinearnim potrošačkim čvorovima	$2(n - m + 1)$
Jednačine injektiranja harmonijskih struja u svim čvorovima sistema za sve harmonike od interesa	$2n(H - 1)$
Jednačine injektiranja ukupne aktivne i reaktivne snage u nelinearnim potrošačkim čvorovima	$2(n - m + 1)$
Ukupan broj jednačina	$2n(H + 1) - 2m$

Veličine koje figurišu u prethodnoj relaciji uključuju:

- $\Delta W = \left(\Delta P_2^{(1)}, \Delta Q_2^{(1)}, \dots, \Delta P_{m-1}^{(1)}, \Delta Q_{m-1}^{(1)}, \Delta P_m, \Delta Q_m, \dots, \Delta P_n, \Delta Q_n \right)^T$ – vektor promjena injektiranja aktivne i reaktivne snage osnovnog harmonika i promjena injektiranja ukupne aktivne i reaktivne snage u nelinearnim potrošačkim čvorovima,
- $\Delta I^{(1)} = \left(\Delta I_{r,m}^{(1)}, \Delta I_{i,m}^{(1)}, \dots, \Delta I_{r,n}^{(1)}, \Delta I_{i,n}^{(1)} \right)^T$ – vektor promjena injektiranja realne i imaginarnе komponente struje osnovnog harmonika u nelinearnim potrošačkim čvorovima,
- $\Delta I^{(h)} = \left(\Delta I_{r,1}^{(h)}, \Delta I_{i,1}^{(h)}, \dots, \Delta I_{r,n}^{(h)}, \Delta I_{i,n}^{(h)} \right)^T$ – vektor promjena injektiranja realne i imaginarnе komponente struje viših harmonika u svim čvorovima sistema,
- $\Delta V^{(1)} = \left(\Delta V_2^{(1)}, \Delta \theta_2^{(1)}, \dots, \Delta V_n^{(1)}, \Delta \theta_n^{(1)} \right)^T$ – vektor promjena modula i faznih stavova napona osnovnog harmonika u svim čvorovima osim balansnog,
- $\Delta V^{(h)} = \left(\Delta V_1^{(h)}, \Delta \theta_1^{(h)}, \dots, \Delta V_n^{(h)}, \Delta \theta_n^{(h)} \right)^T$ – vektor promjena modula i faznih stavova napona viših harmonika u svim čvorovima sistema,
- $J^{(h)}$ – blok matricu Jakobijana koja kvantifikuje osjetljivost promjene injektiranja aktivne i reaktivne snage u čvorovima sistema na promjene modula i faznih stavova napona h – tog harmonika,
- $YG^{(i,j)}$ – blok matricu Jakobijana koja kvantifikuje osjetljivost promjene injektiranja realne i imaginarnе komponente struje i – tog harmonika u čvorovima sistema na promjenu modula i faznih stavova napona j – tog harmonika,
- $G^{(h)}$ – blok matricu Jakobijana koja kvantifikuje osjetljivost promjene injektiranja realne i imaginarnе komponente struje h – tog harmonika na promjenu promjenljivih stanja nelinearnih uređaja.

Pseudokod algoritma za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga primjenom Newton-Raphsonovog metoda prikazan je na Slici 1, a sastoji se iz sljedećih koraka:

1. Na samom početku proračuna se pretpostavljaju početne vrijednosti modula i faznih stavova napona u čvorovima sistema za sve harmonike od interesa. Za početne vrijednosti modula i faznih stavova napona osnovnog harmonika usvajaju se rezultati proračuna tokova snaga na osnovnoj učestanosti u kojem se nelinearni potrošači tretiraju kao linearni. Sa druge strane, za početne vrijednosti modula i faznih stavova napona viših harmonika se obično usvajaju vrijednosti 0,01 i 0, respektivno.
2. Na osnovu vrijednosti modula i faznih stavova napona pojedinačnih harmonika iz prethodne iteracije, proračunavaju se injektiranja struje osnovnog harmonika u nelinearnim potrošačkim čvorovima i injektiranja struje viših harmonika u svim čvorovima sistema.

```

1  Učitavanje podataka o sistemu
2  Definisane početnih vrijednosti napona pojedinačnih harmonika u svim čvorovima sistema
3   $k = 0$ 
4  while ( $|\Delta M^{(k)}| \geq \varepsilon$ ) do
5       $k = k + 1$ 
6      Proračun specificiranih vrijednosti injektiranja struje, aktivne i reaktivne snage
7      Proračun procjena injektiranja struje, aktivne i reaktivne snage u čvorovima sistema
8      Određivanje vektora odstupanja  $\Delta M^{(k)}$ 
9      Formiranje matrice Jakobijana  $J^{(k)}$ 
10     Rješavanje sistema jednačina  $\Delta M^{(k)} = J^{(k)} \Delta U^{(k)}$ 
11     Proračun vektora stanja  $U^{(k)}$ 
12     Proračun ukupnih injektiranja aktivne  $P_i$  i reaktivne snage  $Q_i$ 
13 end
14 Proračun karakterističnih harmonijskih pokazatelja

```

Slika 1. Pseudokod spregnutog Newton-Raphsonovog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga

3. Na osnovu vrijednosti modula i faznih stavova napona pojedinačnih harmonika iz prethodne iteracije, proračunavaju se procjene injektiranja aktivne i reaktivne snage osnovnog harmonika u linearnim potrošačkim čvorovima, procjene injektiranja struje osnovnog harmonika u nelinearnim potrošačkim čvorovima, procjene injektiranja struje viših harmonika u svim čvorovima i procjene injektiranja ukupne aktivne i reaktivne snage u nelinearnim potrošačkim čvorovima.
4. Proračunavaju se odstupanja procijenjenih vrijednosti injektiranja aktivne i reaktivne snage i injektiranja struje osnovnog i viših harmonika od njihovih specificiranih vrijednosti čime se formira vektor odstupanja $\Delta M(U^{(k-1)})$. U ovom koraku se takođe provjerava konvergencija postupka poređenjem vrijednosti vektora odstupanja sa unaprijed definisanom tačnošću ε .
5. Na osnovu pretpostavljenih vrijednosti modula i faznih stavova napona pojedinačnih harmonika ili njihovih vrijednosti iz prethodne iteracije proračunavaju se elementi matrice Jakobijana $J^{(k)}$.
6. Rješavanjem sistema jednačina:

$$\Delta M^{(k)} = J^{(k)} \Delta U^{(k)} \quad (29)$$

određuje se korekcija vektora stanja $\Delta U^{(k)}$ koja se koristi za ažuriranje vektora stanja primjenom relacije:

$$U^{(k)} = U^{(k-1)} + \Delta U^{(k)} \quad (30)$$

gdje $U^{(k-1)}$ predstavlja vrijednost vektora stanja iz prethodne iteracije. Koraci 2 – 6 se ponavljaju do zadovoljenja uslova konvergencije.

Iako Newton-Raphsonov metod predstavlja jedan od najbržih i najrobusnijih metoda za proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti, njegova primjena za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga rezultira kompleksnim matematičkim modelom koji karakteriše nekoliko nedostataka:

- Primjena spregnutog Newton-Raphsonovog metoda za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga zahtijeva detaljno poznavanje strujno-naponske karakteristike nelinearnih uređaja, uzimajući u obzir međusobni uticaj pojedinačnih harmonika. Nažalost, eksplicitno određivanje strujno-naponskih karakteristika nelinearnih uređaja najčešće nije moguće, a njihova harmonijska analiza se najčešće sprovodi statističkom analizom mjernih podataka ostvarenih u dužem vremenskom intervalu.
- Konvergencija Newton-Raphsonovog metoda je zagarantovana isključivo ukoliko se početno rješenje nalazi u određenoj okolini stvarnog rješenja sistema nelinearnih algebarskih jednačina, pri čemu definicija okoline zavisi od karakteristika samog sistema. Za razliku od problema tokova snaga na osnovnoj učestanosti kod kojeg postoje opravdani razlozi za usvajanje početnog rješenja bliskog nominalnom naponu, kod problema harmonijskih tokova snaga ne postoji ni teorijsko ni praktično utemeljenje za izbor početnih vrijednosti napona viših harmonika. Iz tog razloga, Newton-Raphsonov metod za proračun harmonijskih tokova snaga je podložan divergenciji.
- Primjena Newton-Raphsonovog metoda za rješavanje sistema nelinearnih algebarskih jednačina podrazumijeva formiranje i inverziju matrice Jakobijana u svakoj iteraciji. Kako dimenzionalnost problema harmonijskih tokova snaga zavisi od broja čvorova i broja nelinearnih uređaja u sistemu, ali i od broja harmonika od interesa, primjena Newton-Raphsonovog metoda postavlja visoke zahtjeve za memorijom i snagom računskog sredstva.
- Iako u literaturi postoje varijante Newton-Raphsonovog metoda prilagođene neizbalansiranim sistemima, njihova generalizacija na problem harmonijskih tokova snaga rezultirala bi dodatnim usložnjavanjem matematičkog modela i značajnim povećanjem proračunske složenosti. Iz tog razloga, Newton-Raphsonov metod je praktično neprimjenljiv za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži.

Imajući prethodno u vidu, velika pažnja u literaturi je posvećena razvoju približnih metoda koje na uštrb visoke tačnosti proračuna omogućavaju veću fleksibilnost u modelovanju i postavljaju niže zahtjeve za memorijom i procesorskom snagom. U nastavku će biti predstavljene neke od približnih metoda koje su našle najveću primjenu.

3.3.2 Raspregnuti metod za proračun harmonijskih tokova snaga

Jedan od približnih metoda za proračun harmonijskih tokova snaga koji je našao najveću primjenu u praksi je raspregnuti metod čija je formulacija prvobitno predstavljena u [50]. Raspregnuti metod zasnovan je na pretpostavci da injektiranje struje h – tog harmonika od strane nelinearnog uređaja ne zavisi od drugih harmonika napona, već isključivo od istoimenog harmonika napona. Štaviše, nelinearnim uređajima se najčešće pripisuje odgovarajući harmonijski spektar određen statističkom analizom mjernih podataka u skladu sa kojim su struje viših harmonika direktno proporcionalne struji osnovnog harmonika. Zanimarivanjem međusobne interakcije pojedinačnih harmonika struja i napona, problem harmonijskih tokova snaga se raspreže na međusobno nezavisne probleme koji odgovaraju pojedinačnim harmonijskim učestanostima.

Polazne pretpostavke raspregnutog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga o unaprijed definisanim ulaznim podacima za pojedinačne tipove čvorova se razlikuju u odnosu na spregnuti Newton-Raphsonov metod. Dok se balansni i generatorski čvorovi tretiraju na identičan način, za sve potrošačke čvorove se unaprijed definišu aktivna $P_i^{(1)}$ i reaktivna snaga $Q_i^{(1)}$ osnovnog harmonika, nezavisno od toga da li se radi o linearnim ili nelinearnim potrošačima. Dodatno, za nelinearne potrošače je neophodno definisati i njihov harmonijski spektar $\underline{C}_i^{(h)}$ koji omogućava proračun viših harmonika struje nelinearnih uređaja. Harmonijski spektar struje nelinearnih uređaja se jednostavno određuje Furijeovom analizom njenih talasnih oblika i unaprijed je definisan za veliki broj uređaja.

Poznavanje injektiranja aktivne i reaktivne snage osnovnog harmonika u svim potrošačkim čvorovima u mreži omogućava primjenu standardnog pristupa u rješavanju problema tokova snaga na osnovnoj učestanosti. Vodovi i transformatori modeluju se ustaljenim zamjenskim šemama, a potrošači se predstavljaju modelom konstantne snage. Primjenom neke od konvencionalnih metoda za proračun tokova snaga određuju se fazori napona u čvorovima sistema na osnovnoj učestanosti koji se koriste u daljoj harmonijskoj analizi.

Za potrebe harmonijske analize, elektroenergetski sistem se posmatra kao linearni pasivni višekrajnik za koji se fazori napona u čvorovima sistema za pojedinačne harmonike mogu odrediti primjenom metode napona nezavisnih čvorova. Na h – toj harmonijskoj učestanosti, metoda napona nezavisnih čvorova može se formulirati kao:

$$I_B^{(h)} = Y_B^{(h)} V_B^{(h)} \quad (31)$$

gdje $I_B^{(h)}$ i $V_B^{(h)}$ predstavljaju vektore injektiranja struje i napona nezavisnih čvorova, a $Y_B^{(h)}$ predstavlja matricu admitansi nezavisnih čvorova. Kao i kod spregnutog Newton-Raphsonovog metoda, formiranje matrice admitansi nezavisnih čvorova $Y_B^{(h)}$ podrazumijeva prilagođavanje parametara mrežnih elemenata posmatranoj harmonijskoj učestanosti i uključivanje ekvivalentnih admitansi linearnih potrošača. Sa druge strane, vektor $I_B^{(h)}$ uključuje injektiranja struje viših harmonika nelinearnih potrošača. Struja h – tog harmonika nelinearnog potrošača u čvoru i se određuje na osnovu njenog harmonijskog spektra kao:

$$\underline{I}_i^{(h)} = -\underline{C}_i^{(h)} \left(\frac{P_i^{(1)} + jQ_i^{(1)}}{\underline{V}_i^{(1)}} \right)^* \quad (32)$$

gdje $P_i^{(1)}$ i $Q_i^{(1)}$ predstavljaju aktivnu i reaktivnu snagu, a $\underline{V}_i^{(1)}$ predstavlja napon osnovnog harmonika u čvoru i određen rješavanjem problema tokova snaga na osnovnoj učestanosti. Formiranjem matrice admitansi čvorova i vektora injektiranih struja, stiču se uslovi za rješavanje sistema jednačina (31), čime se određuju fazori napona h – tog harmonika u svim čvorovima sistema.

Na Slici 2 je prikazan pseudokod raspregnutog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga. Kao što se uočava, zanemarivanjem međusobne interakcije pojedinačnih harmonika struja i napona se omogućava iterativno rješavanje problema harmonijskih tokova snaga za pojedinačne harmonike. U prvom koraku se primjenom neke od konvencionalnih metoda za proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti određuju fazori napona u čvorovima sistema. Zatim, fazori napona viših harmonika u svim čvorovima sistema se određuju pojedinačno za sve harmonike rješavanjem sistema jednačina metoda napona nezavisnih čvorova. Na samom kraju se, uz poznate vrijednosti napona i struja svih harmonika od interesa, određuju karakteristični harmonijski pokazatelji.

```

1  Učitavanje podataka o sistemu
2  Proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti
3   $h = 1$ 
4  while ( $h < h_{max}$ ) do
5      Formiranje matrice admitansi čvorova  $Y_B^{(h)}$ 
6      Formiranje vektora injektiranih struja  $I_B^{(h)}$ 
7      Rješavanje sistema jednačina  $I_B^{(h)} = Y_B^{(h)} V_B^{(h)}$ 
8       $h = h + 1$ 
9  End
10 Proračun karakterističnih harmonijskih pokazatelja

```

Slika 2. Pseudokod raspregnutog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga

Raspregnuti metod očigledno karakteriše značajno jednostavniji matematički model u odnosu na spregnuti Newton-Raphsonov metod za proračun harmonijskih tokova snaga, što rezultira nižom proračunskom složenošću i nižim zahtjevima za memorijom. Takođe, i pored uvedenih pretpostavki u pogledu međusobne interakcije viših harmonika, raspregnuti metod karakteriše relativno visoka tačnost u odnosu na spregnuti Newton-Raphsonov metod [51]. Ipak, raspregnuti metod karakteriše nekoliko nedostataka. Naime, usljed primjene metoda napona nezavisnih čvorova za određivanje fazora napona u čvorovima sistema na višim harmonijskim učestanostima, to je na svim harmonijskim učestanostima potrebno izvršiti formiranje i inverziju matrice admitansi nezavisnih čvorova. Kako su dimenzije matrice admitansi čvorova proporcionalne dimenzionalnosti sistema, jasno je da je proces određivanja viših harmonika napona proračunski i memorijski intenzivan za sisteme sa velikim brojem čvorova. Dodatno, primjena raspregnutog metoda na neizbalansirane sisteme bi rezultirala dodatnim uvećanjem proračunske složenosti i većim zahtjevima za memorijom, zbog čega je njegova primjena u realnim distributivnim mrežama izostala.

3.3.3 Raspregnuti backward-forward sweep metod za proračun harmonijskih tokova snaga

Iako je njegova primjena u realnim distributivnim mrežama izostala, raspregnuti metod za proračun harmonijskih tokova snaga počiva na validnoj pretpostavci o zanemarivanju međusobne interakcije viših harmonika, koja je zadovoljena za najveći broj nelinearnih uređaja. Polazeći od iste pretpostavke, u [52] je predstavljen raspregnuti metod za proračun harmonijskih tokova snaga u radijalnim distributivnim mrežama zasnovan na backward-forward sweep (BFS) postupku.

Slično kao i u slučaju raspregnutog metoda, poznavanje injektiranja aktivne i reaktivne snage osnovnog harmonika u svim potrošačkim čvorovima u mreži omogućava direktnu primjenu neke od konvencionalnih metoda za proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti. Kako je predloženi metod namijenjen primjeni u radijalnim distributivnim mrežama, proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti sprovodi se primjenom Shirmohammadijevog metoda, čija je formulacija takođe prilagođena za određivanje fazora napona u čvorovima sistema na višim harmonijskim učestanostima [53].

Shirmohammadijev metod podrazumijeva iterativnu primjenu Kirhofovih zakona koji predstavljaju osnov BFS postupka. Struje grana se u opštem slučaju mogu odrediti primjenom relacije:

$$\underline{I}_l^{(h)} = -\underline{I}_j^{(h)} + \sum_{m \in M_j} \underline{I}_m^{(h)} \quad (33)$$

gdje $\underline{I}_l^{(h)}$ predstavlja injektiranje struje h – tog harmonika u prijemnom čvoru grane l , a M_j predstavlja skup svih grana incidentnih sa čvorom j koje se nalaze nizvodno od njega. Negativan

predznak injektirane struje u prethodnoj relaciji ukazuje na usvojenu aktivnu konvenciju. Sa druge strane, napon na prijemnom kraju grane $\underline{V}_j^{(h)}$ se može odrediti primjenom relacije:

$$\underline{V}_j^{(h)} = \underline{V}_i^{(h)} - \underline{Z}_l^{(h)} \underline{J}_l^{(h)} \quad (34)$$

gdje $\underline{V}_i^{(h)}$ predstavlja napon h – tog harmonika na napojnom kraju grane, a $\underline{Z}_l^{(h)}$ predstavlja impedansu grane l prilagođenu posmatranoj harmonijskoj učestanosti. Važno je napomenuti da se termini „napojni“ i „prijemni“ kraj grane vezuju za tipičan smjer napajanja u pasivnim distributivnim mrežama.

Kod proračuna tokova snaga na osnovnoj učestanosti, primjeni backward-forward sweep postupka prethodi proračun injektiranja struje u čvorovima sistema u svakoj iteraciji. Prvobitna formulacija raspregnutog BFS metoda podrazumijevala je da su injektiranja struje viših harmonika u svim čvorovima sistema unaprijed definisana. Na ovaj način, uz zanemarivanje struja otočnih elemenata, napone viših harmonika u čvorovima sistema je moguće odrediti u jednoj iteraciji direktnom primjenom relacija (33) i (34). Nažalost, kao što je ranije navedeno, zanemarivanjem otočnih elemenata na višim harmonijskim učestanostima se značajno smanjuje prigušna sposobnost mreže. Iz tog razloga, ista grupa autora je u [54] proširila raspregnuti BFS metod uključujući otočne elemente. Predstavljena formulacija podrazumijeva primjenu BFS postupka u matricnoj formi zasnovanoj na matrici incidencije grana i nezavisnih čvorova. Ideja matricne formulacije je da se matrice incidencije mogu unaprijed proračunati i skladištiti u memoriji za posmatranu konfiguraciju sistema, čime se izbjegava njihovo formiranje u svakoj iteraciji, a proračun napona u čvorovima i struja po granama mreže se svodi na sprovođenje matricnih operacija. Ipak, ne postoji konsenzus oko prednosti matricne nad klasičnom iterativnom formulacijom u kontekstu proračunske složenosti. Predstavljena formulacija je takođe prilagođena neizbalansiranim mrežama, međutim, modelovanje nelinearnih uređaja i distribuiranih generatora nije razmatrano. Naknadno je u [55] razmotreno tretiranje distribuiranih generatora linearne i nelinearne prirode, gdje su autori predstavili primjenu raspregnutog BFS metoda u prisustvu distribuiranih generatora. Ipak, predstavljena formulacija je prilagođena uravnoteženim simetričnim sistemima i ne uzima u obzir prigušnu sposobnost mreže višeg napona. Takođe, predstavljena formulacija podrazumijeva da je fazni stav harmonijskih struja unaprijed definisan što omogućava jednostavno određivanje injektiranih struja u čvorovima sistema u kojima postoji više nelinearnih uređaja. U praksi, fazni stavovi harmonijskih struja najčešće nijesu poznati, već se obično prilikom određivanja resultantne struje više harmonijskih izvora koriste empirijske relacije ili se pretpostavlja najgori mogući scenario. Kako u dostupnoj literaturi ne postoji potpuna formulacija metoda za proračun harmonijskih tokova snaga koja uključuje sve navedene aspekte, u nastavku je predstavljen matematički model raspregnutog BFS metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim aktivnim distributivnim mrežama.

3.4 Predloženi metod za proračun harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim aktivnim distributivnim mrežama

Primjena BFS metoda za proračun tokova snaga za neizbalansirane mreže podrazumijeva modelovanje pasivnih mrežnih elemenata pomoću matrica faznih impedansi koje uključuju sopstvene i međusobne impedanse pojedinačnih faza mrežnih elementa. Za sekciju voda l matrica faznih impedansi Z_l je oblika:

$$Z_l = \begin{pmatrix} \underline{Z_{aa,l}} & \underline{Z_{ab,l}} & \underline{Z_{ac,l}} \\ \underline{Z_{ab,l}} & \underline{Z_{bb,l}} & \underline{Z_{bc,l}} \\ \underline{Z_{ac,l}} & \underline{Z_{bc,l}} & \underline{Z_{cc,l}} \end{pmatrix} \quad (35)$$

Ovakva formulacija matrice faznih impedansi omogućava jednostavno modelovanje monofaznih i dvofaznih sekcija vodova koje se često javljaju u praktičnim distributivnim mrežama. Primjera radi, ukoliko posmatrana sekcija voda l sadrži samo fazu a , jedini nenulti element matrice faznih impedansi bi bio element $\underline{z_{aa,l}}$. Zbog jednostavnije interpretacije, indeksi pojedinačnih faza se u nastavku podrazumijevaju.

Proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti primjenom BFS metoda podrazumijeva iterativnu primjenu tri glavna koraka kojima u prvoj iteraciji prethodi pretpostavka vrijednosti napona u čvorovima za sve čvorove osim napojnog čiji se napon usvaja kao poznat. U prvom koraku se, uz poznate vrijednosti napona iz prethodne iteracije, vrši proračun injektiranja struje u svim čvorovima mreže. Injektiranja struje u čvorovima sistema se u k – toj iteraciji mogu odrediti primjenom relacije:

$$\begin{pmatrix} \underline{I_{ia}^{(1)(k)}} \\ \underline{I_{ib}^{(1)(k)}} \\ \underline{I_{ic}^{(1)(k)}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{P_{ia}^{(1)} + jQ_{ia}^{(1)}}{\underline{V_{ia}^{(1)(k-1)}}} \\ \frac{P_{ib}^{(1)} + jQ_{ib}^{(1)}}{\underline{V_{ib}^{(1)(k-1)}}} \\ \frac{P_{ic}^{(1)} + jQ_{ic}^{(1)}}{\underline{V_{ic}^{(1)(k-1)}}} \end{pmatrix}^* - \begin{pmatrix} \underline{Y_{ia}^{(1)}} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y_{ib}^{(1)}} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y_{ic}^{(1)}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{V_{ia}^{(1)(k-1)}} \\ \underline{V_{ib}^{(1)(k-1)}} \\ \underline{V_{ic}^{(1)(k-1)}} \end{pmatrix} \quad (36)$$

gdje $\underline{I_{ia}^{(1)(k)}}$ predstavlja injektiranje struje u čvoru i , $P_{ia}^{(1)}$ i $Q_{ia}^{(1)}$ predstavljaju injektiranja aktivne i reaktivne snage u čvoru i proračunata u skladu sa aktivnom konvencijom, $\underline{V_{ia}^{(1)(k-1)}}$ predstavlja napon čvora i iz prethodne iteracije, a $\underline{Y_{ia}^{(1)}}$ predstavlja ekvivalentnu impedansu svih pasivnih elemenata u čvoru i .

U drugom koraku se, uz poznata injektiranja struje u čvorovima sistema, vrši proračun struja po granama mreže polazeći od krajnjih čvorova mreže ka napojnom čvoru. Struja sekcije voda l koja povezuje čvorove i i j se u k – toj iteraciji može proračunati primjenom relacije:

$$\begin{pmatrix} \underline{J_{la}^{(1)(k)}} \\ \underline{J_{lb}^{(1)(k)}} \\ \underline{J_{lc}^{(1)(k)}} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \underline{I_{ja}^{(1)(k)}} \\ \underline{I_{jb}^{(1)(k)}} \\ \underline{I_{jc}^{(1)(k)}} \end{pmatrix} + \sum_{m \in M_j} \begin{pmatrix} \underline{J_{ma}^{(1)(k)}} \\ \underline{J_{mb}^{(1)(k)}} \\ \underline{J_{mc}^{(1)(k)}} \end{pmatrix} \quad (37)$$

gdje $\underline{J_{ma}^{(1)(k)}}$ predstavlja struju grane m u tekućoj iteraciji, a M_j predstavlja skup svih grana incidentnih sa čvorom j koje se nalaze nizvodno njega.

U trećem koraku se, uz poznate vrijednosti struja po granama mreže, vrši proračun napona u čvorovima polazeći od napojnog čvora ka krajnjim čvorovima mreže. Napon na prijemnom kraju grane l se u k – toj iteraciji može proračunati primjenom relacije:

$$\begin{pmatrix} \underline{V_{ja}^{(1)(k)}} \\ \underline{V_{jb}^{(1)(k)}} \\ \underline{V_{jc}^{(1)(k)}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{V_{ia}^{(1)(k)}} \\ \underline{V_{ib}^{(1)(k)}} \\ \underline{V_{ic}^{(1)(k)}} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \underline{z_{aa,l}^{(1)}} & \underline{z_{ab,l}^{(1)}} & \underline{z_{ac,l}^{(1)}} \\ \underline{z_{ab,l}^{(1)}} & \underline{z_{bb,l}^{(1)}} & \underline{z_{bc,l}^{(1)}} \\ \underline{z_{ac,l}^{(1)}} & \underline{z_{bc,l}^{(1)}} & \underline{z_{cc,l}^{(1)}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{J_{la}^{(1)(k)}} \\ \underline{J_{lb}^{(1)(k)}} \\ \underline{J_{lc}^{(1)(k)}} \end{pmatrix} \quad (38)$$

Sukcesivnom primjenom opisanih koraka određuju se fazori napona u čvorovima i struje po granama mreže, čime se omogućava jednostavan proračun gubitaka aktivne i reaktivne snage u mreži. Iterativni postupak se sprovodi dok god je apsolutna vrijednost odstupanja faznih napona u čvorovima sistema između dvije iteracije veća od unaprijed propisane tačnosti ε , odnosno dok god za sve čvorove u mreži nije zadovoljeno:

$$\left| V_i^{(k)} - V_i^{(k-1)} \right| \leq \varepsilon \quad (39)$$

gdje je $V_i^{(k)}$ vektor kompleksnih faznih napona u čvoru i iz tekuće iteracije. Ovakva formulacija proračuna tokova snaga zasnovana na direktnoj primjeni Kirhofovih zakona specijalno je prilagođena radijalnoj strukturi distributivne mreže i kao takva rezultira značajno bržom i pouzdanijom konvergencijom od metoda za proračun tokova snaga zasnovanih na Newton-Raphsonovom iterativnom postupku.

Primjena BFS metoda u harmonijskoj analizi počiva na pretpostavci da je poznat harmonijski sadržaj napona na sabirnicama napojne trafostanice, čime se omogućava proračun fazora napona u čvorovima mreže na svim harmonijskim učestanostima pojedinačno. U dostupnim

istraživanjima zasnovanim na primjeni raspregnutog BFS metoda za proračun harmonijskih tokova snaga se obično usvaja pretpostavka da napon napojnog čvora nema izražen harmonijski sadržaj, odnosno da su vrijednosti viših harmonika napona napojnog čvora jednake nuli. Drugim riječima, ostatak sistema se na višim harmonijskim učestanostima predstavlja idealnim naponskim izvorom čiji je napon jednak nuli, što je moguće isključivo pod uslovima da u ostatku sistema nijesu zastupljeni nelinearni uređaji i da je snaga kratkog spoja na sabirnicama napojne trafostanice beskonačno velika. U praksi, nižim vrijednostima snage kratkog spoja odgovara niža prigušna sposobnost mreže koja rezultira većom harmonijskom distorzijom napona pri nepromijenjenom harmonijskom sadržaju nelinearnih uređaja u mreži. Kako bi se uzela u obzir prigušna sposobnost ostatka sistema, u predloženom metodu se ostatak sistema predstavlja impedansom kratkog spoja koja se određuje kao:

$$Z_{KS} = \frac{U_n^2}{S_{3KS}} \quad (40)$$

gdje U_n predstavlja nominalni napon, a S_{3KS} predstavlja snagu trofaznog kratkog spoja na sabirnicama napojnog transformatora. U cilju preciznijeg proračuna, impedansa kratkog spoja se može razdvojiti na otpornost i reaktansu koje imaju izraženu frekventnu zavisnost. U toku proračuna se na osnovu impedanse kratkog spoja ažuriraju vrijednost napona napojnog čvora.

Primjeni glavnih koraka BFS metoda u harmonijskoj analizi prethodi prilagođavanje parametara mrežnih elemenata, linearnih i nelinearnih potrošača posmatranoj harmonijskoj učestanosti. Matrice faznih impedansi mrežnih elemenata $Z_l^{(h)}$ prilagođavaju se posmatranoj harmonijskoj učestanosti uzimajući u obzir postojanje skin efekta i linearnu zavisnost reaktanse od frekvencije. Sa druge strane, linearni potrošači se predstavljaju ekvivalentnim admitansama koje se određuju kao:

$$\begin{pmatrix} \underline{Y_{Lia}}^{(h)} \\ \underline{Y_{Lib}}^{(h)} \\ \underline{Y_{Lic}}^{(h)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{P_{Lia}^{(1)}}{V_{ia}^{(1)2}} \\ \frac{P_{Lib}^{(1)}}{V_{ib}^{(1)2}} \\ \frac{P_{Lic}^{(1)}}{V_{ic}^{(1)2}} \end{pmatrix} - j \begin{pmatrix} \frac{Q_{Lia}^{(1)}}{hV_{ia}^{(1)2}} \\ \frac{Q_{Lib}^{(1)}}{hV_{ib}^{(1)2}} \\ \frac{Q_{Lic}^{(1)}}{hV_{ic}^{(1)2}} \end{pmatrix} \quad (41)$$

gdje $P_{Lia}^{(1)}$ i $Q_{Lia}^{(1)}$ predstavljaju aktivnu i reaktivnu snagu osnovnog harmonika linearnog potrošača u čvoru i , a $V_{ia}^{(1)}$ predstavlja moduo napona osnovnog harmonika u čvoru i . Na samom kraju, nelinearni potrošači se predstavljaju idealnim strujnim izvorima čija se harmonijska struja na osnovu njihovog harmonijskog spektra $\underline{C_{NLi}}^{(h)}$ određuje kao:

$$\begin{pmatrix} \underline{I_{NLia}}^{(h)} \\ \underline{I_{NLib}}^{(h)} \\ \underline{I_{NLic}}^{(h)} \end{pmatrix} = -\underline{C_{NLi}}^{(h)} \begin{pmatrix} \frac{P_{NLia}^{(1)} + jQ_{NLia}^{(1)}}{\underline{V_{ia}}^{(1)}} \\ \frac{P_{NLib}^{(1)} + jQ_{NLib}^{(1)}}{\underline{V_{ib}}^{(1)}} \\ \frac{P_{NLic}^{(1)} + jQ_{NLic}^{(1)}}{\underline{V_{ic}}^{(1)}} \end{pmatrix}^* \quad (42)$$

gdje $P_{NLia}^{(1)}$ i $Q_{NLia}^{(1)}$ predstavljaju aktivnu i reaktivnu snagu osnovnog harmonika nelinearnog potrošača u čvoru i .

Ovim se stiču preduslovi za primjenu glavnih koraka BFS metoda. Kako se potrošači na višim harmonijskim učestanostima ne predstavljaju modelom konstantne snage već kompozitnim modelom koji se, u opštem slučaju, sastoji od ekvivalentne admitanse $\underline{Y_{Li}}^{(h)}$ i idealnog strujnog izvora $\underline{I_{NLi}}^{(h)}$, injektiranje struje u čvorovima sistema se na višim harmonijskim učestanostima određuje kao:

$$\begin{pmatrix} \underline{I_{ia}}^{(h)(k)} \\ \underline{I_{ib}}^{(h)(k)} \\ \underline{I_{ic}}^{(h)(k)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I_{NLia}}^{(h)} \\ \underline{I_{NLib}}^{(h)} \\ \underline{I_{NLic}}^{(h)} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \underline{Y_{ia}}^{(h)} + \underline{Y_{Lia}}^{(h)} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y_{ib}}^{(h)} + \underline{Y_{Lib}}^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y_{ic}}^{(h)} + \underline{Y_{Lic}}^{(h)} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{V_{ia}}^{(h)(k-1)} \\ \underline{V_{ib}}^{(h)(k-1)} \\ \underline{V_{ic}}^{(h)(k-1)} \end{pmatrix} \quad (43)$$

gdje $\underline{Y_{ia}}^{(h)}$ predstavlja ekvivalentnu admitansu svih pasivnih elemenata u čvoru i prilagođenu posmatranoj harmonijskoj učestanosti. Očigledno, prethodna relacija podrazumijeva da su jedini izvori harmonijske distorzije u mreži potrošači. U praksi, distribuirani generatori su takođe izvori harmonijske distorzije i za potrebe harmonijske analize se predstavljaju na isti način kao nelinearni potrošači. Struje pojedinačnih harmonika distribuiranog generatora određuju se na bazi njihovog harmonijskog spektra $\underline{C_{DGi}}^{(h)}$ kao:

$$\begin{pmatrix} \underline{I_{DGia}}^{(h)} \\ \underline{I_{DGib}}^{(h)} \\ \underline{I_{DGic}}^{(h)} \end{pmatrix} = \underline{C_{DGi}}^{(h)} \begin{pmatrix} \frac{P_{DGia}^{(1)} + jQ_{DGia}^{(1)}}{\underline{V_{ia}}^{(1)}} \\ \frac{P_{DGib}^{(1)} + jQ_{DGib}^{(1)}}{\underline{V_{ib}}^{(1)}} \\ \frac{P_{DGic}^{(1)} + jQ_{DGic}^{(1)}}{\underline{V_{ic}}^{(1)}} \end{pmatrix}^* \quad (44)$$

gdje $P_{DG_{ia}}^{(1)}$ i $Q_{DG_{ia}}^{(1)}$ predstavljaju aktivnu i reaktivnu snagu osnovnog harmonika distribuiranog generatora u čvoru i . Ovako određene struje distribuiranih generatora se jednostavno uzimaju u obzir prilikom proračuna injektiranja struje u čvorovima sistema, pri čemu je njihov smjer uzet u obzir u skladu sa aktivnom konvencijom. Uz poznate vrijednosti injektiranja struje u čvorovima sistema, stižu se uslovi za određivanje struja po granama mreže i napona u čvorovima sistema primjenom relacija (37) i (38), uz obavezno prilagođavanje mrežnih matrica posmatranoj harmonijskoj učestanosti.

Kao što je ranije naznačeno, primjena ovakvog modela distribuiranih generatora podrazumijeva da su harmonijskim spektrom definisani moduo i fazni stav struje pojedinačnih harmonika u odnosu na osnovni. U praksi, pod harmonijskim spektrom se najčešće podrazumijeva poznavanje isključivo procentualnog udjela pojedinačnih harmonika u ukupnoj struji. U tom slučaju, usljed nepoznatog faznog stava struje distribuiranog generatora, njeno vektorsko sabiranje sa strujom potrošača nije moguće. Posmatrajući mogući opseg faznog stava struje distribuiranog generatora u odnosu na struju nelinearnog potrošača, uočavaju se dva kritična scenarija. U prvom, struja distribuiranog generatora i struja nelinearnog potrošača se nalaze u fazi. Kao posljedica, ukupna harmonijska distorzija struje u tački zajedničkog priključenja će biti najveća i kao takva će rezultirati najvećim izobličenjem napona u čvorovima sistema i struja mrežnih elemenata. U drugom scenariju, struja distribuiranog generatora i struja nelinearnog potrošača se nalaze u kontrafazi, što rezultira najnižim izobličenjem ukupne struje u tački zajedničkog priključenja. Iako moguća, oba scenarija su malo vjerovatna i rijetko se uočavaju u praksi, pa bi njihova primjena rezultirala precjenjivanjem/potcjenjivanjem efekata priključenja distribuiranih generatora na distributivnu mrežu. Furijeovom analizom velikog broja talasnih oblika pojedinačnih struja nelinearnih uređaja i njihove rezultatne struje, IEC standard 61000-3-6 definiše analitički izraz za određivanje rezultatne struje pojedinačnih harmonika u slučaju kada fazni stavovi harmonijskih struja pojedinačnih konstituenata nijesu poznati. U tom slučaju, rezultatna struja posmatranog harmonika $I_r^{(h)}$ određuje se primjenom relacije:

$$I_r^{(h)} = \sqrt{\sum_{i=1}^N (I_i^{(h)})^\sigma} \quad (45)$$

gdje su $I_i^{(h)}$ struje pojedinačnih nelinearnih uređaja, a σ je eksponent sumiranja koji zavisi od posmatranog harmonika uzima vrijednosti:

$$\sigma = \begin{cases} 1, & h < 5 \\ 1,4, & 5 \leq h < 15 \\ 2, & h \geq 15 \end{cases} \quad (46)$$

```

1  Učitavanje podataka o sistemu
2  Proračun tokova snaga na osnovnoj učestanosti
3   $h = 2$ 
4  while ( $h < h_{max}$ ) do
5      Formiranje matrica faznih impedansi mrežnih elemenata  $Z_i^{(h)}$ 
6      Proračun ekvivalentnih admitansi linearnih potrošača  $Y_{L_i}^{(h)}$ 
7      Proračun injektiranja struje nelinearnih potrošača  $I_{L_i}^{(h)}$ 
8       $k = 1$ 
9      while ( $|V_i^{(k)} - V_i^{(k-1)}| \geq \varepsilon$ ) do
10         Proračun injektiranja struje u čvorovima sistema
11         Proračun struja po granama mreže
12         Proračun napona u čvorovima sistema
13          $k = k + 1$ 
14     end
15      $h = h + 1$ 
16 end
17 Proračun karakterističnih harmonijskih pokazatelja

```

Slika 3. Pseudokod predloženog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga

U slučaju nepoznatih faznih stavova harmonijskih struja distribuiranih generatora/potrošača, primjenom analitičkog izraza moguće je izvršiti procjenu resultantne struje koja se može koristiti za određivanje efekata izobličenja talasnog oblika struje na ostatak distributivne mreže.

Pseudokod predloženog metoda je predstavljen je na Slici 3. Predložena formulacija je prilagođena rješavanju problema harmonijskih tokova snaga u aktivnim neizbalansiranim distributivnim mrežama i kao takva omogućava proračun karakterističnih pokazatelja kvaliteta pogona elektrodistributivne mreže u prisustvu širokog spektra nelinearnih uređaja. Rasprezanjem osnovne formulacije problema harmonijskih tokova snaga omogućava se njegovo iterativno rješavanje za pojedinačne harmonike, a primjenom BFS postupka se izbjegava potreba za formiranjem i inverzijom matrice Jakobijana i matrice admitansi nezavisnih čvorova, čime se značajno smanjuju zahtjevi za memorijom i proračunskom snagom.

4. Predložene metode za određivanje priključne sposobnosti

Kako polazni korak u određivanju priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže predstavlja izbor determinišućih ograničenja normalnog pogona, na samom početku ovog poglavlja su predstavljeni tehnički zahtjevi za priključenje distribuiranih generatora u nacionalnim i međunarodnim standardima. Nakon toga, predstavljen je istorijski okvir koji podrazumijeva formiranje karakterističnih scenarija potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora koji omogućavaju realnu procjenu priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže. Na samom kraju, predstavljene su dvije nove metode za određivanje centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže.

4.1 Tehnički zahtjevi za priključenje distribuiranih generatora

U cilju očuvanja normalnog pogona elektrodistributivnog sistema i zadovoljenja propisanih kriterijuma kvaliteta električne energije pod različitim uslovima rada, priključenje distribuiranih generatora je regulisano brojnim nacionalnim i međunarodnim standardima. Ovi standardi definišu osnovne kriterijume za priključenje distribuiranih generatora, moguće načine priključenja, načine mjerenja električne energije i snage, potrebne zaštitne uređaje i njihove karakteristike i brojne druge aspekte. Drugim riječima, standardi definišu tehničke zahtjeve koje nove interkonekcije moraju ispuniti kako svojim priključenjem ne bi dovele do narušavanja kvaliteta pogona elektrodistributivnog sistema.

Brojni nacionalni i međunarodni standardi tretiraju različite aspekte priključenja distribuiranih generatora u kontekstu normalnog i poremećenog pogona elektrodistributivnog sistema. Prateći istraživanja izložena u prethodnom poglavlju, u ovom radu je zanemaren uticaj distribuiranih generatora na povećanje struje kratkog spoja, već se priključna sposobnost vezuje isključivo za normalan pogon elektrodistributivne mreže. U tom kontekstu, priključenje distribuiranih generatora ne smije dovesti do nedozvoljenih odstupanja, varijacija, nesimetrije ili harmonijske distorzije napona, ni do preopterećenja mrežnih elemenata. Granične vrijednosti za pojedinačne pokazatelje usklađene su sa važećom Tehničkom preporukom za priključenje distribuiranih izvora u Crnoj Gori i Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije [56], [57]. Propisane granične vrijednosti su u nastavku analizirane u kontekstu njemačkog VDE-AR-N 4105 i američkog IEEE 1547 standarda za priključenje distribuiranih generatora, ali i evropskim standardom o kvalitetu električne energije EN 50160.

- *Odstupanje efektivne vrijednosti napona*

Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije u Crnoj Gori su u pogledu odstupanja napona usklađena sa evropskim standardom EN 50160 i definišu maksimalna odstupanja efektivne vrijednosti napona u svim čvorovima distributivnog sistema koja mogu nastati kao posljedica priključenja distribuiranog generatora. Dozvoljeni opseg odstupanja napona

zavisi od naponskog nivoa i za distributivnu mrežu niskog napona su dozvoljena odstupanja od $\pm 10\%$ nominalnog napona. Matematički, ograničenje odstupanja efektivne vrijednosti napona se može formulisati kao:

$$0,9V_{in} \leq \sqrt{\sum_{h=1}^H V_i^{(h)2}} \leq 1,1V_{in} \quad (47)$$

gdje V_{in} predstavlja nominalnu vrijednost napona čvora i , $V_i^{(h)}$ predstavlja napon h – tog harmonika u čvoru i , a H je broj posmatranih harmonika koji u EN 50160 standardu iznosi 40. Ovako definisane granične vrijednosti odnose se na 95% desetominutnih usrednjenih vrijednosti napona. Za razliku od evropskog standarda o kvalitetu električne energije, IEEE 1547 standard ne tretira odstupanja napona u stacionarnom stanju nakon priključenja distribuiranih generatora. Takođe, VDE-AR-N 4105 standard ne propisuje dozvoljen opseg napona na mjestu priključenja, već obavezuje da maksimalna promjena napona u stacionarnom stanju nakon priključenja distribuiranog generatora u odnosu na napon prije njegovog priključenja ne smije biti veća od 3% nominalnog napona.

- *Varijacija efektivne vrijednosti napona*

U skladu sa Tehničkom preporukom za priključenje distribuiranih izvora u Crnoj Gori, najveća dozvoljena varijacija napona na mjestu priključenja, pri uključenju ili isključenju generatora za mrežu niskog napona iznosi 3% nominalnog napona. Ovakav pristup usklađen je sa VDE-AR-N 4105 standardom, dok IEEE 1547 standard dozvoljava varijacije ne veće od 5% nominalnog napona. Važno je napomenuti da se ova ograničenja u IEEE 1547 standardu ne odnose na rijetke događaje kao što su priključenje i isključenje, već se odnosi na varijacije napona usljed učestalih promjena otcjepa baterija kondenzatora i regulacionih transformatora i iznenadne varijacije prouzrokovane pogrešnim radom distribuiranog generatora. Takođe, važno je napomenuti da se kriterijum varijacije ne provjerava kod distribuiranih generatora koji se priključuju na mrežu preko uređaja energetske elektronike, jer oni, zahvaljujući mogućnosti regulacije, sprječavaju naglu promjenu snage distribuiranog generatora. Kriterijum varijacije efektivne vrijednosti napona se može matematički formulisati kao:

$$\Delta V^0 = \left| \frac{V_i - V_i^0}{V_{in}} \right| 100 \leq 3\% \quad (48)$$

gdje V_i i V_i^0 predstavljaju efektivnu vrijednost napona nakon i prije priključenja distribuiranog generatora, respektivno, a V_{in} predstavlja nominalnu vrijednost napona u čvoru i .

- *Nesimetrija napona*

Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema i VDE-AR-N 4105 standard se pozivaju na EN 50160 standard u pogledu naponske nesimetrije na mjestu priključenja distribuiranog generatora, koji obavezuje da se 95% desetominutnih usrednjenih vrijednosti faktora nesimetrije napona ΔV_i mora nalaziti unutar dozvoljenog opsega vrijednosti:

$$0 \leq \Delta V_i \leq 3\% \quad (49)$$

gdje faktor nesimetrije napona ΔV_i predstavlja procentualni odnos inverzne i direktne komponente napona osnovnog harmonika, koje se jednostavno određuju na osnovu faznih napona. Sa druge strane, IEEE 1547 standard ne tretira naponsku nesimetriju.

- *Harmonijska distorzija struja i napona*

I važeća pravila za funkcionisanje distributivnog sistema u Crnoj Gori i analizirani međunarodni standardi za priključenje distribuiranih generatora definišu maksimalna dozvoljena injektiranja struje viših harmonika od strane distribuiranih generatora. Ipak, evropski i američki pristup u definisanju graničnih vrijednosti struja viših harmonika se značajno razlikuju. IEEE 1547 standard definiše maksimalne procentualne vrijednosti struja viših harmonika u odnosu na naznačenu struju distribuiranog generatora. Sa druge strane, pristup koji je usvojen u VDE-AR-N 4105 standardu uzima u obzir prigušnu sposobnost distributivne mreže koja zavisi od snage kratkog spoja na mjestu priključenja distribuiranog generatora. U tom kontekstu, VDE-AR-N 4105 definiše relativne granične vrijednosti struja viših harmonika koje su svedene na snagu kratkog spoja. Tada je maksimalna dozvoljena struja h – tog harmonika $I_{max}^{(h)}$ na mjestu priključenja:

$$I_{max}^{(h)} = S_{SC} i_{max}^{(h)} \quad (50)$$

gdje je S_{SC} snaga kratkog spoja na mjestu priključenja u MVA, a $i_{max}^{(h)}$ je granična vrijednost relativne struje kratkog spoja u A/MVA. Na ovaj način se u čvorovima mreže sa većom snagom kratkog spoja omogućava priključenje distribuiranih generatora sa većom harmonijskom distorzijom struje. Važeća pravila za funkcionisanje distributivnog sistema u Crnoj Gori koriste isti pristup u definisanju graničnih vrijednosti struja viših harmonika. Ipak, definisane granične vrijednosti struja viših harmonika su empirijske vrijednosti koje uzimaju rezervu na strani sigurnosti u pogledu prigušne sposobnosti mreže. Ukoliko je harmonijski sadržaj struje viših harmonika takav da ne narušava propisane granične vrijednosti, za očekivati je da priključenje distribuiranog generatora neće rezultirati nedozvoljenom harmonijskom distorzijom napona u čvorovima sistema i tako ugroziti ostale korisnike distributivnog sistema. Ipak, u situaciji kada su konfiguracija i parametri elektrodistributivne mreže poznati, najprecizniju procjenu harmonijskog

Tabela 6. Dozvoljene vrijednosti individualnih harmonika napona

Neparni harmonici		Parni harmonici	
Red	Dozvoljena vrijednost [%]	Red	Dozvoljena vrijednost [%]
3	5	2	2
5	6	4	1
7	5	6	0,5
9	1,5	8	0,5
11	3,5	10	0,5
13	3	12	0,5
15	0,5	14	0,5
17	2	16	0,5
19	1,5	18	0,5
21	0,5	20	0,5
23	1,5	22	0,5
25	/	24	0,5

uticaja distribuiranog generatora je moguće sprovesti primjenom neke od metoda za proračun harmonijskih tokova snaga. Iz tog razloga, u ovom radu se harmonijski uticaj distribuiranih generatora procjenjuje upoređivanjem individualne i ukupne harmonijske distorzije napona u čvorovima sistema nakon priključenja distribuiranog generatora sa njihovim graničnim vrijednostima. Granične vrijednosti su usvojene u skladu sa EN 50160 standardom koji propisuje da 95% desetominutnih usrednjenih efektivnih vrijednosti individualnih harmonika napona mora biti niže od dozvoljenih vrijednosti definisanih u Tabeli 6. Uz isti procenat prihvatanja, ukupna harmonijska distorzija napona mora biti niža od 8%.

- *Termička ograničenja mrežnih elemenata*

Iako se granične vrijednosti pokazatelja kvaliteta električne energije razlikuju od standarda do standarda, zajednički kriterijum u svim standardima je da priključenje distribuiranih generatora ne smije rezultirati narušavanjem termičkih ograničenja mrežnih elemenata. Za razliku od prethodnih ograničenja čija se narušavanja dozvoljavaju u određenom trajanju, analizirani scenario razvoja se označava neizvodljivim u slučaju da u bilo kojem od analiziranih perioda dolazi do narušavanja termičkih ograničenja mrežnih elemenata. Drugim riječima, u svakom analiziranom periodu, efektivne vrijednosti struje po svim mrežnim elementima moraju biti niže od njihovih naznačenih vrijednosti:

$$\sqrt{\sum_{h=1}^H I_i^{(h)2}} \leq I_{in} \quad (51)$$

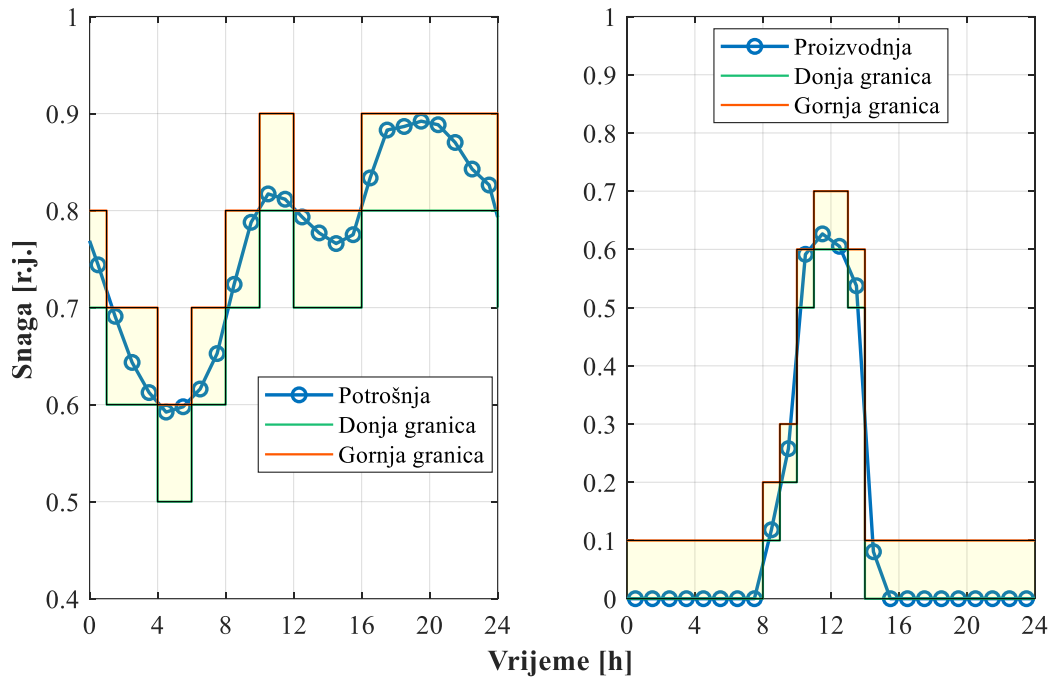
gdje $I_i^{(h)}$ i I_{in} predstavljaju struju h – tog harmonika i naznačenu struju i – tog elementa, respektivno.

4.2 Istorijski okvir za određivanje priključne sposobnosti

U brojnim istraživanjima i tehničkim izvještajima analiziranim tokom pregleda literature, procjena efekata priključenja distribuiranih generatora sprovodi se analizom rezultata proračuna tokova snaga sprovedenog za slučaj minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora. Posmatranjem dnevnih dijagrama potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora, najčešće se uočava jasna dijahronija između minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje. Drugim riječima, primjena ovakvog pristupa rezultirala bi nerealan niskim vrijednostima priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže. U cilju rješavanja ovog problema, brojni pristupi u literaturi zasnovani su na sprovođenju proračuna tokova snaga u satnoj rezoluciji koristeći karakteristične dnevne dijagrame potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. Mana ovakvog pristupa počiva na činjenici da primjenom karakterističnih dijagrama nije moguće uzeti u obzir raznovrsnost potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora na godišnjem nivou. U cilju što realnijeg određivanja priključne sposobnosti, pristup predložen u ovom radu podrazumijeva analizu karakterističnih scenarija određenih statističkom analizom godišnjih podataka o potrošnji i proizvodnji distribuiranih generatora, uz očuvanje njihove vremenske korelacije i ekvivalentnog trajanja.

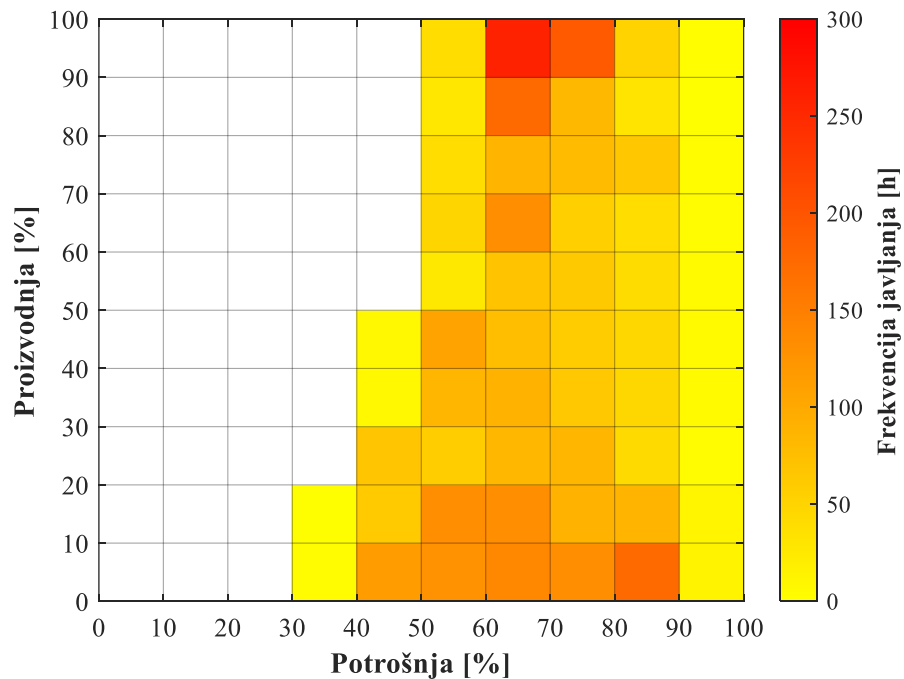
Određivanje karakterističnih scenarija se sprovodi statističkom analizom normalizovanih istorijskih podataka o aktivnoj i reaktivnoj snazi konzuma u posmatranoj distributivnoj mreži i tipičnoj proizvodnji distribuiranih generatora u satnoj rezoluciji. U svakom satu, vrijednosti potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora raspoređuju se u jedan od diskretnih ravnomjerno raspodijeljenih intervala u mogućem opsegu vrijednosti od 0 do 1. Proces diskretizacije kroz 10 intervala predstavljen je na Slici 4 na primjeru dnevnog dijagrama potrošnje i dnevnog dijagrama proizvodnje fotonaponskog sistema. Prebrojavanjem svih zastupljenih kombinacija diskretnih intervala potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora određuje se karakteristična funkcija raspodjele koja opisuje vjerovatnoću pojave i očekivano vrijeme trajanja njihovih pojedinačnih kombinacija. Posmatranjem većeg broja diskretnih intervala ostvaruje se vjerodostojnija funkcija raspodjele, međutim, ovim se povećava proračunska složenost usljed povećanja broja mogućih kombinacija. Drugim riječima, kontrolisanjem broja intervala u kojim se diskretizuju dnevni dijagrami potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora pravi se kompromis između preciznosti i proračunske složenosti. Primjera radi, na Slici 5 je prikazana funkcija raspodjele potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema za slučaj dnevnih dijagrama diskretizovanih kroz 10 intervala.

Prednost ovakvog pristupa je što je statističkom analizom očuvana vremenska korelacija između potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora, uključujući sve ekstremne scenarije koji determinišu priključnu sposobnost elektrodistributivne mreže. Sa druge strane, mana ovakvog pristupa je potreba za sprovođenjem proračuna tokova snaga za veliki broj scenarija, čime se



Slika 4. Proces diskretizacije potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema

povećava proračunska složenost. Za potrebe brze procjene priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže moguće je posmatrati samo kritične scenarije o čijoj će identifikaciji biti riječi u narednom poglavlju.

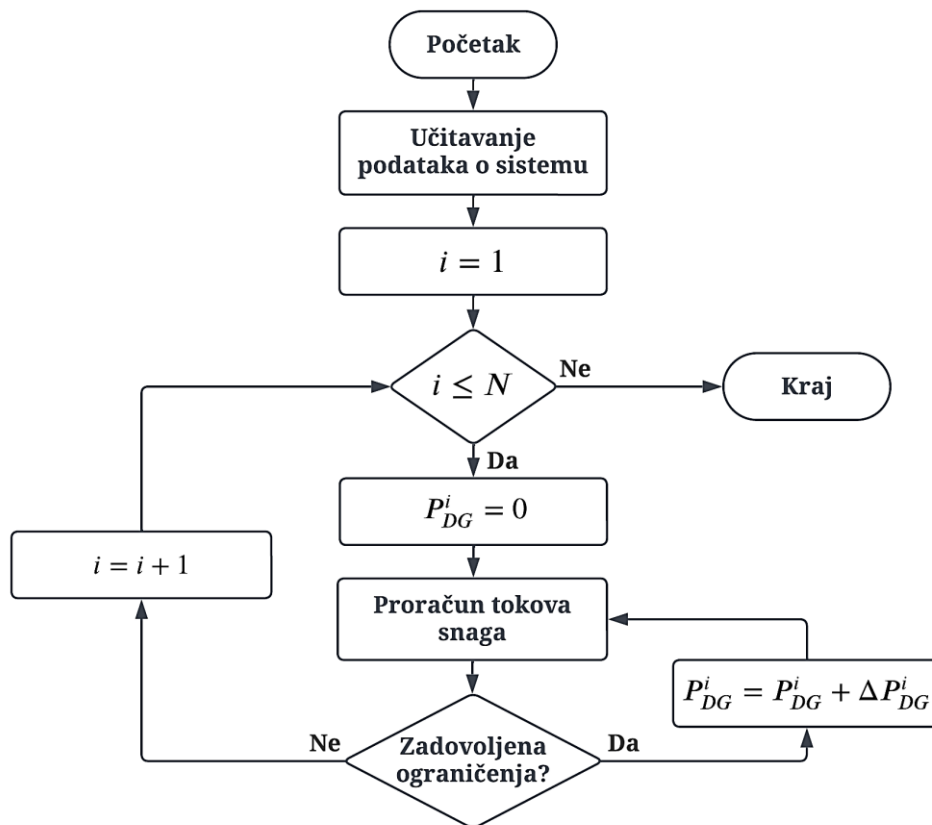


Slika 5. Funkcija raspodjele potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema

4.3 Određivanje centralizovane priključne sposobnosti

Klasična metoda za određivanje centralizovane priključne sposobnosti, čiji je dijagram toka predstavljen na Slici 6, je zastupljena u velikom broju nezavisnih istraživanja i tehničkih izvještaja izloženih tokom pregleda literature. Kao što se uočava, određivanje centralizovane priključne sposobnosti primjenom klasične metode podrazumijeva iterativno povećavanje instalisane snage distribuiranog generatora priključenog u posmatranom čvoru i provjeru ograničenja normalnog pogona na osnovu rezultata proračuna tokova snaga. Najveća vrijednost instalisane snage distribuiranog generatora koja ne dovodi do narušavanja ograničenja normalnog pogona usvaja se za priključnu sposobnost posmatranog čvora.

Primjena klasične metode na bazi metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u predstavljenom istorijskom okviru zahtijeva provjeru ograničenja normalnog pogona na osnovu rezultata proračuna harmonijskih tokova snaga u svim posmatranim scenarijima proizvodnje i potrošnje. Nažalost, sprovođenje proračuna harmonijskih tokova snaga za sve scenarije od interesa značajno povećava proračunsku složenost do nivoa koji ugrožava primjenu ovakve metodologije u realnim distributivnim mrežama. Visoka proračunska složenost je posljedica klasičnog pristupa



Slika 6. Dijagram toka klasične metode za određivanje centralizovane priključne sposobnosti

zasnovanog na iscrpnom pretraživanju sa unaprijed definisanim korakom ΔP_{DG}^i . Izborom adekvatne vrijednosti koraka pretraživanja moguće je postići kompromis između proračunske složenosti i preciznosti, međutim, usljed specifične prirode problema, smanjenje proračunske složenosti je moguće isključivo na uštrb preciznosti.

U cilju otklanjanja nedostataka klasične metode, problem određivanja centralizovane priključne sposobnosti je u ovom radu formulisano kao optimizacioni problem koji teži da odredi instalisanu snagu distribuiranog generatora P_{DG}^i koja maksimizuje ukupnu proizvodnju električne energije distribuiranog generatora u posmatranim scenarijima:

$$\max_{P_{DG}^i} \sum_{s=1}^S P_{DG}^{i,s} \Delta t_s \quad (52)$$

gdje $P_{DG}^{i,s}$ predstavlja radnu snagu distribuiranog generatora u scenariju s , a Δt_s predstavlja njegovo trajanje. U skladu sa tehničkim zahtjevima za priključenje distribuiranih generatora izloženih u prethodnom poglavlju, priključenje distribuiranog generatora ne smije rezultirati nedozvoljenim odstupanjima, varijacijama, nesimetrijom ili harmonijskom distorzijom napona, kao ni preopterećenjem mrežnih elemenata u produženom trajanju. Klasična formulacija optimizacionih problema koji tretiraju stacionarno stanje elektroenergetskog sistema podrazumijeva direktno tretiranje naponskih ograničenja u čvorovima sistema i termičkih ograničenja mrežnih elemenata. S obzirom na usklađenost sa evropskim standardom EN 50160 koji dozvoljava kratkotrajno narušavanje propisanih graničnih vrijednosti za pojedinačne pokazatelje kvaliteta pogona, tretiranje mrežnih ograničenja u ovom radu zasniva se na njihovom ekvivalentnom trajanju. U tom kontekstu, odstupanje efektivne vrijednosti napona koje se vezuje za 95% desetominutnih usrednjenih vrijednosti se može zapisati kao:

$$\sum_{s=1}^S C_V^s \Delta t_s \leq T_V \quad (53)$$

gdje T_V predstavlja dozvoljeno trajanje odstupanja napona većeg od propisanih graničnih vrijednosti, a $C_V^s \in [0,1]$ predstavlja indikator ispunjenosti naponskih ograničenja na nivou mreže u scenariju s , koji uzima vrijednost 0 ukoliko su naponska ograničenja zadovoljena u svim čvorovima i obrnuto. Na ovaj način se, za određenu instalisanu snagu distribuiranog generatora, određuje ukupno trajanje narušavanja naponskih ograničenja i njegovim poređenjem sa dozvoljenim trajanjem donosi se zaključak o mogućnosti priključenja distribuiranog generatora posmatrane instalisane snage. Analognom procedurom transformišu se i ostala ograničenja normalnog pogona, čime se dolazi do kompletne formulacije optimizacionog problema za određivanje centralizovane priključne sposobnosti:

$$\max_{P_{DG}^i} \sum_{s=1}^S P_{DG}^{i,s} \Delta t_s \quad (54)$$

pod ograničenjima:

$$\sum_{s=1}^S C_V^s \Delta t_s \leq T_V \quad (55)$$

$$\sum_{s=1}^S C_{\Delta V}^s \Delta t_s \leq T_{\Delta V} \quad (56)$$

$$\sum_{s=1}^S C_{\Delta V^0}^s \Delta t_s \leq T_{\Delta V^0} \quad (57)$$

$$\sum_{s=1}^S C_{HDV}^s \Delta t_s \leq T_{HDV} \quad (58)$$

$$\sum_{s=1}^S C_T^s \Delta t_s = 0 \quad (59)$$

gdje se indeksi V , ΔV , ΔV^0 i HDV odnose na odstupanje, nesimetriju, varijaciju i harmonijsku distorziju napona, a indeks T se odnosi na termička ograničenja mrežnih elemenata. Kao što se može uočiti, naponska ograničenja pripadaju klasi ograničenja tipa nejednakosti, dok termička ograničenja pripadaju klasi ograničenja tipa jednakosti zbog činjenice da se preopterećenje mrežnih elemenata ne dozvoljava u produženom trajanju. Važno je napomenuti da su, prilikom analize konkretnih distributivnih mreža, uočene situacije u kojima su ograničenja normalnog pogona narušena u odsustvu distribuiranih generatora. U tom slučaju se za granične vrijednosti pojedinačnih pokazatelja usvajaju njihove vrijednosti prije priključenja distribuiranih generatora. Drugim riječima, priključenje distribuiranog generatora je moguće ukoliko ne dovodi do dodatnog pogoršanja pogonskih uslova u distributivnoj mreži.

Rješavanjem ovako formulisanog optimizacionog problema, određuje se maksimalna instalisana snaga distribuiranog generatora koji se može priključiti u posmatranom čvoru bez narušavanja ograničenja normalnog pogona. Iako je usvojena kriterijumska funkcija linearna, sam optimizacioni problem je izrazito nelinearan usljed prirode ograničenja normalnog pogona. Iz tog razloga, njegovo rješavanje zahtjeva primjenu savremenih metoda optimizacije. Među brojnim metodama optimizacije, najveću primjenu u različitim oblastima našli su genetski algoritam (eng. Genetic Algorithm – GA), diferencijalna evolucija (eng. Differential Evolution – DE) i optimizacija rojem čestica (eng. Particle Swarm Optimization – PSO). Sva tri navedena algoritma pripadaju klasi populacionih metaheurističkih algoritama koji inkorporiraju princip opstanka jedinki u prirodi sličnim matematičkim formulacijama. Iako sva tri algoritma omogućavaju rješavanje optimizacionog problema za određivanje centralizovane priključne sposobnosti, visoka

proračunska složenost koja proističe iz potrebe za evaluacijom kriterijumske funkcije i važećih ograničenja za sve jedinice u populaciji onemogućava njihovu praktičnu primjenu na realnim distributivnim mrežama. Iz tog razloga, u ovom radu je za rješavanje optimizacionog problema predložen metod pretrage šablona (eng. Pattern Search – PS).

Prvi metod pretrage šablona se pod tim imenom pominje 1961. godine kada je u [58] predstavljen Hooke – Jeeves algoritam. Metod pretrage šablona je iterativni postupak čije se iteracije sastoje iz opcione primjene *search* i *poll* koraka. Oba koraka podrazumijevaju evaluaciju kriterijumske funkcije u okolini baznog rješenja x_k s ciljem pronalaska probnog rješenja koje pripada dopustivom prostoru i koje, uz pretpostavku o problemu minimizacije, karakteriše niža vrijednost kriterijumske funkcije. Osnovna razlika između *search* i *poll* koraka je u načinu izbora probnih rješenja. Izbor *search* strategije je potpuno proizvoljan i nije neophodan za funkcionisanje algoritma, ali je moguće definisati kada postoje unaprijed poznate informacije o dopustivom prostoru i izgledu kriterijumske funkcije. Nažalost, kod velikog broja praktičnih problema nije moguće definisati *search* strategiju tako da ona u opštem slučaju rezultira boljim rješenjima. Iz tog razloga, metod pretrage šablona je formulisan tako da sprovođenje *search* koraka nije neophodno. Ukoliko je pak *search* strategija definisana i njena primjena rezultira pronalaženjem probnog rješenja sa nižom vrijednošću kriterijumske funkcije, probno rješenje postaje novo bazno rješenje. Sa druge strane, ukoliko *search* strategijom nije unaprijeđeno trenutno bazno rješenje, pristupa se primjeni *poll* strategije.

Poll strategija predstavlja sastavni dio metoda koji sprovodi evaluaciju kriterijumske funkcije za p probnih rješenja koja se nalaze na fiksnoj mreži sa centrom u okolini baznog rješenja x_k . Probna rješenja na mreži se formiraju primjenom šablona P_k , odakle i potiče naziv metode. Formiranje šablona u opštem slučaju zahtijeva definisanje bazne B i generišuće matrice C_k . Bazna matrica je nesingularna kvadratna matrica dimenzija prostora pretraživanja n koja je konstantna tokom cijelog proračuna. Sa druge strane, generišuća matrica C_k je matrica dimenzija $n \times p$, uz uslov $p > 2n$. Generišuća matrica se obično predstavlja kao:

$$C_k = (M_k \quad -M_k \quad L_k) = (\Gamma_k \quad L_k) \quad (60)$$

gdje je M_k nesingularna matrica dimenzija $n \times n$, a L_k je matrica dimenzija $n \times (p - 2n)$ koja sadrži najmanje jednu kolonu – kolonu nula. Uz definisanu baznu i generišuću matricu, šablon P_k se određuje kao:

$$P_k = BC_k = (BM_k \quad -BM_k \quad BL_k) = (B\Gamma_k \quad BL_k) \quad (61)$$

čime se definišu smjer i pravac promjene pojedinačnih promjenljivih potrebni za generisanje p probnih rješenja. Uslov potreban za konvergenciju postupka je da je matrica BM_k dijagonalna matrica. Uz definisan šablon P_k , probna rješenja se određuju kao:

$$x_k^i = x_k + s_k^i = x_k + P_k^i \Delta_k \quad (62)$$

za $i = 1, 2, \dots, p$, gdje P_k^i predstavlja kolonu i šablona, a Δ_k predstavlja korak pretraživanja u tekućoj iteraciji. Primjera radi, u slučaju dvodimenzionalnog prostora pretraživanja $x_k = (x_{k1}, x_{k2})^T$, jedan od mogućih šablona rezultira probnim rješenjima $(x_{k1} + \Delta_k, x_{k2})^T$, $(x_{k1} - \Delta_k, x_{k2})^T$, $(x_{k1}, x_{k2} + \Delta_k)^T$ i $(x_{k1}, x_{k2} - \Delta_k)^T$. Ovakav način generisanja probnih rješenja je tipičan za optimizacione probleme koji uključuju samo ograničenja pojedinačnih promjenljivih. Kod optimizacionih problema koji sadrže linearna ograničenja, postoji alternativni pristup generisanju probnih rješenja koji osigurava ostanak baznog rješenja unutar dopustivog prostora. Procedura generisanja probnih rješenja za ovu klasu optimizacionih problema je detaljno predstavljena u [59] i neće biti razmatrana u ovom radu, jer je moguće izbjeći koristeći pretpostavku da je rješenje koje zadovoljava ograničenja bolje od rješenja koje ne zadovoljava ograničenja, nezavisno od vrijednosti kriterijumske funkcije. Isti efekat se postiže definisanjem kriterijumske funkcije kao:

$$f(x) = \begin{cases} f(x), & x \in \Omega \\ \infty, & x \notin \Omega \end{cases} \quad (63)$$

gdje Ω predstavlja dopustivi prostor rješenja.

Nakon opcione primjene *search* i *poll* koraka, na kraju iteracije se sprovodi ažuriranje koraka pretraživanja primjenom relacije:

$$\Delta_{k+1} = \tau^\alpha \Delta_k \quad (64)$$

gdje je τ baza, a α eksponent povećanja/smanjenja koraka pretraživanja. Vrijednost eksponenta α zavisi od ishoda *search* i *poll* koraka. Ako je ili *search* ili *poll* korak rezultirao unaprjeđenjem trenutne pozicije baznog rješenja, α uzima pozitivnu vrijednost što odgovara proširenju mreže povećanjem koraka pretraživanja. Sa druge strane, ukoliko ni *search* ni *poll* koraci nijesu rezultirali boljim rješenjem, α uzima negativnu vrijednost što odgovara smanjenju koraka pretraživanja i suženju mreže. Tipičan izbor baze skaliranja koraka pretraživanja τ je 2, dok se vrijednost eksponenta α najčešće definiše kao:

$$\alpha = \begin{cases} 1, & f(x_k^i) < f(x_k) \\ -1, & f(x_k^i) \geq f(x_k) \end{cases} \quad (65)$$

tako da se veličina mreže u uspješnim iteracijama povećava, a u neuspješnim smanjuje dva puta. U slučaju pronalaska optimalnog rješenja, *search* i *poll* koraci nijesu u mogućnosti da pronađu bolje rješenje, pa se u uzastopnim iteracijama vrijednost koraka pretraživanja smanjuje. Ukoliko se vrijednost koraka pretraživanja smanji ispod unaprijed definisane tačnosti δ^* , smatra se da je postupak konvergirao.

Ovakva formulacija metoda pretrage šablona omogućava rješavanje optimizacionih problema sa linearnim ograničenjima i ograničenjima pojedinačnih promjenljivih. Ipak, njegova

primjena na tip problema sa nelinearnim ograničenjima tipa jednakosti i tipa nejednakosti zahtijeva nešto drugačiji pristup. U nastavku je izložen matematički model metoda proširenih Lagranžovih multiplikatora koji predstavlja jednu od mogućih modifikacija metoda pretrage šablona za primjenu u optimizacionim problemima sa nelinearnim ograničenjima. Matematički model izložen u nastavku predstavlja kombinaciju metoda izloženih u [59]–[61]. Neka se posmatra optimizacioni problem oblika:

$$\min_x f(x) \quad (66)$$

pod ograničenjima:

$$Ax \leq b \quad (67)$$

$$h(x) = 0 \quad (68)$$

$$g(x) \leq 0 \quad (69)$$

gdje je f kriterijumska funkcija, x je vektor upravljačkih promjenljivih dimenzije $n \times 1$, $Ax \leq b$ predstavlja matrični zapis linearnih ograničenja i ograničenja upravljačkih promjenljivih, a $h(x)$ i $g(x)$ su vektorske funkcije dimenzija $m \times 1$ i $p \times 1$ koje kvantifikuju nelinearna ograničenja tipa jednakosti i nejednakosti, respektivno.

Primjena metode proširenih Lagranžovih multiplikatora podrazumijeva formiranje proširene kriterijumske funkcije $\Phi(x, \lambda, \mu)$ oblika:

$$\begin{aligned} \Phi(x, \lambda, \mu) = & f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(x) + \frac{1}{2\mu} \sum_{i=1}^m h_i(x)^2 \\ & + \frac{\mu}{2} \sum_{i=1}^p \left(\max \left(0, \lambda_i + \frac{g_i(x)}{\mu} \right)^2 - \lambda_i^2 \right) \end{aligned} \quad (70)$$

gdje je λ vektor Lagranžovih multiplikatora, a μ je inverzni faktor penalizacije. Iako se u prethodnoj relaciji koristi ista notacija za Lagranžove multiplikatore uz nelinearna ograničenja tipa jednakosti i nejednakosti, oni se definišu na različite načine u zavisnosti od tipa ograničenja. Drugim riječima, suštinski postoje dva vektora Lagranžovih multiplikatora dimenzija $m \times 1$ i $p \times 1$. U ovoj formulaciji su zanemareni težinski koeficijenti S koji se pripisuju pojedinačnim ograničenjima, jer se smatra da su u problemu određivanja priključne sposobnosti sva ograničenja normalnog pogona jednako važna.

Primjenom metode proširenih Lagranžovih multiplikatora se optimizacioni problem u kojem su eksplicitno definisana nelinearna ograničenja tipa jednakosti i tipa nejednakosti transformiše u optimizacioni problem oblika:

$$\min_x \Phi(x, \lambda, \mu) \quad (71)$$

pod ograničenjima:

$$Ax \leq b \quad (72)$$

gdje su nelinearna ograničenja implicitno uključena u formulaciju proširene kriterijumske funkcije Φ . Ovako formulisan optimizacioni problem se rješava iterativno, gdje se prije svake iteracije vrši ažuriranje Lagranžovih multiplikatora i inverznog faktora penalizacije. Za ažuriranje Lagranžovih multiplikatora se koristi Hestenes – Powell metod u skladu sa kojim je za nelinearna ograničenja tipa jednakosti:

$$\lambda_i^{(k+1)} = \lambda_i^{(k)} + \frac{h_i(x)}{\mu} \quad (73)$$

za $i = 1, 2, \dots, m$, dok se za nelinearna ograničenja tipa nejednakosti mora uzeti u obzir da su zadovoljena za sve vrijednosti $g_i(x) \leq 0$, tako da je:

$$\lambda_i^{(k+1)} = \max\left(0, \lambda_i^{(k)} + \frac{g_i(x)}{\mu}\right) \quad (74)$$

za $i = 1, 2, \dots, p$. Hestenes – Powell metod je jedini način za ažuriranje Lagranžovih multiplikatora u slučaju kada nije moguće odrediti ili procijeniti gradijent kriterijumske funkcije i ograničenja. Sa druge strane, za ažuriranje inverznog faktora penalizacije koristi se jednostavna šema:

$$\mu^{(k+1)} = \tau \mu^{(k)} \quad (75)$$

gdje je τ koeficijent skaliranja manji od 1. Na ovaj način, kako se broj iteracija povećava, vrijednost inverznog faktora penalizacije se smanjuje, čime u proširenoj kriterijumskoj funkciji Φ preovlađuju vrijednosti ograničenja ukoliko ona nijesu zadovoljena.

Kako u prvim iteracijama ne postoji potreba za što preciznijim rješavanjem optimizacionog problema, tačnost $\delta^{(k)}$ do koje je potrebno riješiti optimizacioni problem se izražava u funkciji Lagranžovih multiplikatora i inverznog faktora penalizacije preko veličine:

$$\theta^{(k)}(\lambda, \mu) = \frac{1}{1 + \|\lambda^{(k)}\| + \frac{1}{\mu^{(k)}}} \quad (76)$$

koja očigledno teži nuli kako se vrijednost norme vektora Lagranžovih multiplikatora povećava i kako se smanjuje vrijednost inverznog faktora penalizacije. Drugim riječima, u kasnijim

iteracijama se postavlja zahtjev za rješavanjem optimizacionog problema sa većom tačnošću. Imajući prethodno u vidu, koraci algoritma za rješavanje optimizacionog problema primjenom metode proširenih Lagranžovih multiplikatora dati su u nastavku.

- *Inicijalizacija*

Definišu se početne vrijednosti Lagranžovih multiplikatora za ograničenja tipa jednakosti i nejednakosti $\lambda^{(0)}$ i početna vrijednost inverznog faktora penalizacije $\mu^{(0)}$. Definiše se koeficijent skaliranja inverznog faktora penalizacije τ . Definiše se željena tačnost za ispunjavanje ograničenja η^* i željena tačnost δ^* za minimizovanje kriterijumske funkcije $\Phi^{(k)}(x, \lambda, \mu)$. Pored njih, definišu se i početna tačnost za ispunjavanje ograničenja $\eta^{(0)}$ i minimizovanje kriterijumske funkcije $\delta^{(0)}$. I jedna i druga se tokom iteracija mijenjaju prema unaprijed definisanim zavisnostima koje se vezuju za promjenljivu ω , čija se početna vrijednost $\omega^{(0)}$ takođe definišu u ovom koraku. U ovom koraku se definišu i faktori skaliranja tačnosti $\alpha_\omega, \beta_\omega, \alpha_\eta$ i β_η . Tipične vrijednosti gore navedenih parametara su $\eta^* = \delta^* = 10^{-6}$, $\tau = 10^{-2}$, $\alpha_\omega = \beta_\omega = \eta^{(0)} = \omega^{(0)} = 1$, $\alpha_\eta = \mu^{(0)} = 10^{-1}$, $\beta_\eta = 0,9$.

- *Rješavanje potproblema*

Primjenom metoda pretrage šablona rješava se optimizacioni problem (71) pod ograničenjima (72) do tačnosti $\delta^{(k)}$, čime se određuje rješenje potproblema u k – toj iteraciji $x^{(k)}$. Određivanjem vrijednosti ograničenja $h(x^{(k)})$ i $g(x^{(k)})$ donosi se odluka o daljim koracima. Ako su vrijednosti ograničenja takve da je $\|h(x^{(k)})\| \leq \eta^{(k)}$ i $\| \max(0, g(x^{(k)})) \| \leq \eta^{(k)}$, tada se rješenje potproblema smatra uspješnim i pristupa se provjeravanju uslova konvergencije. Ako je tačnost sa kojom je riješen potproblem niža od δ^* i ako su ograničenja zadovoljena sa tačnošću $\eta^{(k)}$, smatra se da je postupak konvergirao. U suprotnom, nastavlja se sa ažuriranjem Lagranžovih multiplikatora. Ako je rješenje potproblema neuspješno, nastavlja se sa ažuriranjem inverznog faktora penalizacije.

- *Ažuriranje Lagranžovih multiplikatora*

Ažuriranje Lagranžovih multiplikatora $\lambda^{(k+1)}$ se sprovodi primjenom relacija (73) i (74) u zavisnosti od tipa ograničenja i njihovih vrijednosti i vrijednosti inverznog faktora penalizacije iz tekuće iteracije. Vrijednost faktora penalizacije $\mu^{(k+1)}$ ostaje nepromijenjena. Pored Lagranžovih multiplikatora, ažuriraju se tačnost za ispunjavanje ograničenja:

$$\eta^{(k+1)} = \eta^{(k)} \left(\min(\gamma, \mu^{(k+1)}) \right)^{\beta_\eta} \quad (77)$$

i tačnost za rješavanje potproblema:

$$\delta^{(k+1)} = \theta(\lambda^{(k+1)}, \mu^{(k+1)})\omega^{(k+1)} \quad (78)$$

gdje se $\omega^{(k+1)}$ proračunava kao:

$$\omega^{(k+1)} = \omega^{(k)} \left(\min(\gamma, \mu^{(k+1)}) \right)^{\beta\omega} \quad (79)$$

U prethodnim relacijama uveden je dodatni parametar γ koji se koristi za ograničavanje vrijednosti kojom se skalira ω kako se u kasnijim iteracijama kada se vrijednost inverznog faktora penalizacije značajno smanjuje ne bi prekomjerno smanjila tačnost do koje je potrebno riješiti potproblem. Tipična vrijednost parametra γ je 0,1.

- *Ažuriranje inverznog faktora penalizacije*

Ažuriranje inverznog faktora penalizacije $\mu^{(k+1)}$ se sprovodi primjenom relacije (75), dok vrijednosti Lagranžovih multiplikatora u sljedećoj iteraciji ostaju nepromijenjene. Pored faktora penalizacije, kao i u slučaju uspješnog rješenja potproblema, neophodno je ažurirati tačnost za ispunjavanje ograničenja:

$$\eta^{(k+1)} = \eta^{(0)} \left(\min(\gamma, \mu^{(k+1)}) \right)^{\alpha\eta} \quad (80)$$

i tačnost za rješavanje potproblema:

$$\delta^{(k+1)} = \theta(\lambda^{(k+1)}, \mu^{(k+1)})\omega^{(k+1)} \quad (81)$$

gdje se $\omega^{(k+1)}$ proračunava kao:

$$\omega^{(k+1)} = \omega^{(0)} \left(\min(\gamma, \mu^{(k+1)}) \right)^{\alpha\omega} \quad (82)$$

U oba slučaja, nezavisno od uspješnog ili neuspješnog rješavanja potproblema, nakon ažuriranja Lagranžovih multiplikatora i inverznog faktora penalizacije, pristupa se ponovnom rješavanju optimizacionog problema do zadovoljenja uslova konvergencije.

Iako predloženi metod karakteriše relativno složen matematički model i potreba za iterativnim rješavanjem optimizacionog problema sa linearnim ograničenjima, u nastavku će biti pokazano da ovakav pristup ima značajne prednosti u odnosu na populacione metaheurističke tehnike.

4.4 Određivanje decentralizovane priključne sposobnosti

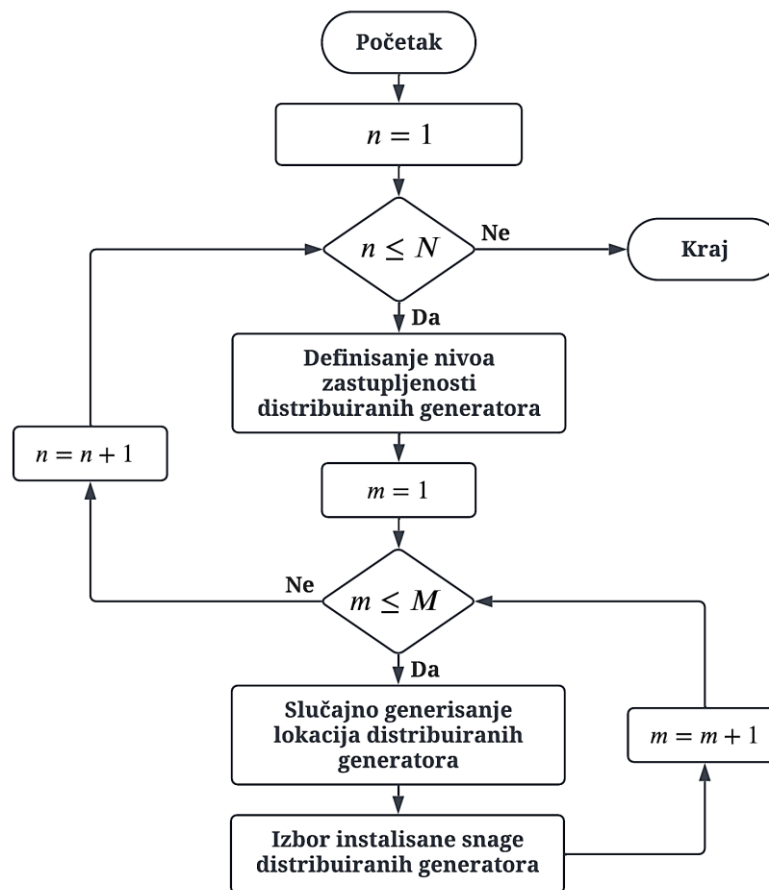
Kao što je ranije navedeno, u dostupnoj literaturi ne postoji veliki broj pristupa u kojima je problem određivanja decentralizovane priključne sposobnosti distributivne mreže formulisan kao optimizacioni problem. Imajući u vidu formulaciju problema određivanja centralizovane priključne sposobnosti, ona se može jednostavno prilagoditi za određivanje decentralizovane priključne sposobnosti. Dok se problem centralizovane priključne sposobnosti sastoji u određivanju maksimalne instalisane snage distribuiranog generatora koja se može priključiti u posmatranom čvoru, cilj problema decentralizovane priključne sposobnosti je određivanje instalisanih snaga pojedinačnih generatora $P_{DG} = (P_{DG}^1, P_{DG}^2, \dots, P_{DG}^n)^T$ koje, bez narušavanja ograničenja normalnog pogona, maksimizuju ukupnu instalisanu snagu distribuiranih generatora u mreži:

$$\max_{P_{DG}} \sum_{i=1}^n P_{DG}^i \quad (83)$$

gdje P_{DG}^i predstavlja instalisanu snagu distribuiranog generatora u čvoru i , a n predstavlja broj potencijalnih lokacija za priključenje distribuiranih generatora. Kako je fokus ovog rada na niskonaponskoj distributivnoj mreži, potencijalne lokacije za priključenje distribuiranih generatora predstavljaju lokacije krajnjih potrošača u mreži, ali predložena formulacija se može jednostavno generalizovati na sve čvorove u mreži. U slučaju da je unaprijed sproveden proračun centralizovane priključne sposobnosti, snage distribuiranih generatora u pojedinačnim čvorovima se mogu ograničiti u skladu sa pripadajućim vrijednostima priključne sposobnosti. Imajući u vidu prethodnu formulaciju, suštinska razlika između problema određivanja centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti je dimenzija optimizacionog prostora.

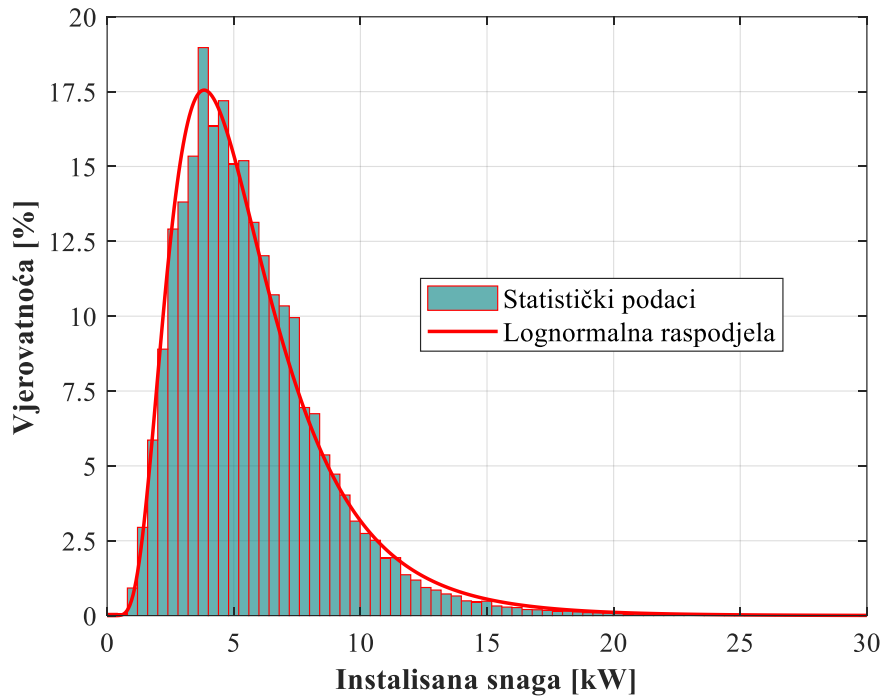
Rješavanjem ovako formulisanog optimizacionog problema, određuje se optimalna raspodjela instalisanih snaga distribuiranih generatora u čvorovima sistema koja maksimizuje ukupnu instalisanu snagu distribuiranih generatora u mreži bez narušavanja ograničenja normalnog pogona. Ovakav pristup omogućava identifikaciju optimalnih lokacija u distributivnoj mreži koje omogućavaju priključenje distribuiranih generatora većih snaga, bez negativnog uticaja na priključnu sposobnost ostatka distributivne mreže. Ipak, mana ovakvog pristupa je što podrazumijeva mogućnost uticaja operatora distributivne mreže na instalisanu snagu distribuiranih generatora u pojedinačnim čvorovima. U praksi, instalisana snaga distribuiranih generatora u vlasništvu krajnjih potrošača zavisi od njihovih potreba za električnom energijom na godišnjem nivou. Nažalost, ona se u opštem slučaju razlikuje od optimalne instalisane snage distribuiranog generatora na lokaciji potrošača, što u krajnjem rezultira smanjenjem decentralizovane priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže u odnosu na optimalnu.

Kako bi se uzela u obzir sloboda potrošača u pogledu izbora instalisane snage distribuiranih generatora, u velikom broju istraživanja se određivanje decentralizovane priključne sposobnosti sprovodi na bazi stohastičkog okvira koji podrazumijeva slučajno generisanje različitih scenarija



Slika 7. Formiranje scenarija zastupljenosti distribuiranih generatora

zastupljenosti distribuiranih generatora u mreži. Dijagram toka ovakvog stohastičkog okvira predstavljen je na Slici 7. U prvom koraku se definiše skup od N diskretnih nivoa zastupljenosti fotonaponskih sistema u mreži. Pojedinačni nivoi predstavljaju procenat ukupnog broja potrošača u mreži sa ugrađenim fotonaponskim sistemima. U drugom koraku se, za sve pojedinačne nivoje zastupljenosti, primjenom Monte Karlo tehnike simulira M različitih scenarija u pogledu lokacije i instalisane snage fotonaponskih sistema. Dok se potencijalne lokacije generišu u skladu sa uniformnom raspodjelom, instalisane snage distribuiranih generatora se za odabrane potrošače generišu u skladu sa njihovom funkcijom raspodjele. Funkciju raspodjele instalisane snage distribuiranih generatora je moguće formirati statističkom analizom tržišnih podataka o njihovoj prodaji i ugradnji. U ovom radu je korišćena funkcija raspodjele instalisane snage fotonaponskih sistema za domaćinstva i komercijalne potrošače formirana na osnovu baze podataka o karakteristikama distribuiranih generatora u Kaliforniji [62]. Korišćena baza podataka podataka sadrži detaljne podatke o 1.184.465 fotonaponskih sistema stavljenih u pogon u Kaliforniji od 1982. godine do danas. Histogram instalisanih snaga fotonaponskih sistema za rezidencijalne potrošače prikazan je na Slici 8, zajedno sa pripadajućom funkcijom raspodjele. Instalisan snaga fotonaponskih sistema se za domaćinstva može opisati lognormalnom raspodjelom sa očekivanom



Slika 8. Raspodjela instalisane snage fotonaponskih sistema za domaćinstva

vrijednošću $\mu = 1,61$ i standardnom devijacijom $\sigma = 0,52$. Iako se instalisane snage fotonaponskih sistema generišu slučajno u skladu sa ovako definisanom funkcijom raspodjele, one se ograničavaju u skladu sa instalisanim snagama potrošača u odabranim čvorovima distributivne mreže ili u skladu sa podacima o priključnoj sposobnosti posmatranih čvorova. Primjenom ovakvog stohastičkog okvira, formira se skup od $M \times N$ potencijalnih scenarija razvoja distributivne mreže u pogledu zastupljenosti fotonaponskih sistema.

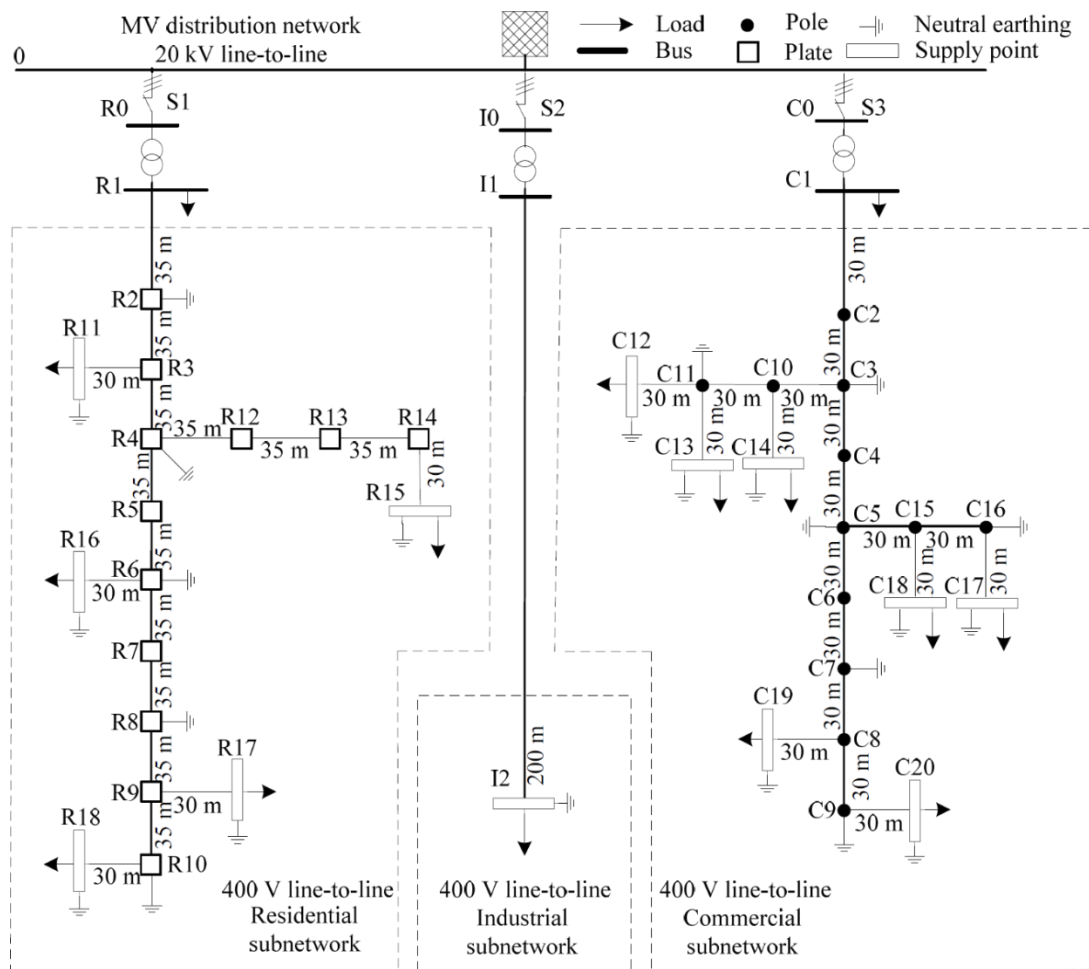
Nakon formiranja skupa potencijalnih scenarija razvoja distributivne mreže, kako bi se utvrdila izvodljivost pojedinačnih scenarija, neophodno je sprovesti proračun harmonijskih tokova snaga u svim karakterističnim scenarijima potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. Posmatrani scenario razvoja se smatra izvodljivim ukoliko ne dovodi do narušavanja propisanih ograničenja normalnog pogona u produženom trajanju. Za razliku od prethodnih istraživanja na bazi predstavljenog stohastičkog okvira, predložena metoda za rješavanje problema harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim mrežama omogućava analizu uticaja nesimetrije i harmonijske distorzije napona na decentralizovanu priključnu sposobnost.

5. Proračun centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti

U ovom poglavlju su predstavljene numerički rezultati proračuna centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti primjenom predloženih metoda na primjeru testne elektrodistributivne mreže. Dodatno, predstavljene su potrebni ulazni podaci za analizu i rezultati razvoja harmonijskog modela fotonaponskih sistema.

5.1 Testna elektrodistributivna mreža

Za predstavljanje rezultata predloženih metoda za određivanje priključne sposobnosti je u nastavku korišćena niskonaponska elektrodistributivna mreža čija je jednopolna šema prikazana na Slici 9. Ovakva konfiguracija razvijena je od strane CIGRE radne grupe u [63], s ciljem da što vjerodostojnije prikaže uslove u realnim niskonaponskim distributivnim mrežama. Posmatrana mreža se sastoji iz tri izvoda koja se napajaju iz 20 kV mreže putem 20/0,4 kV/kV transformatora.

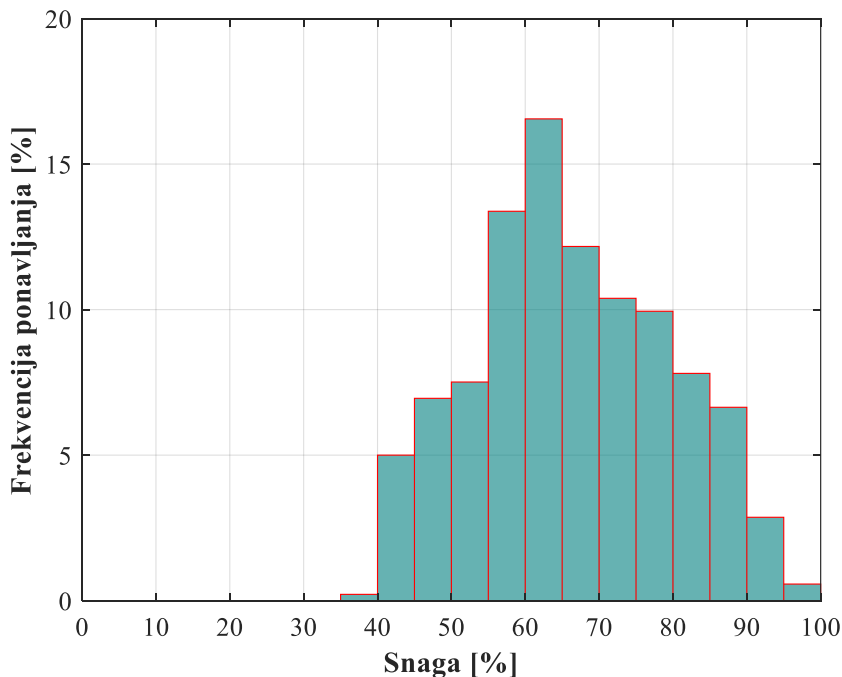


Slika 9. Jednopolna šema niskonaponske elektrodistributivne mreže

Pojedinačni izvodi odgovaraju različitim tipovima konzuma, uključujući rezidencijalne, industrijske i komercijalne potrošače. Maksimalna snaga konzuma iznosi 690 kW, dok maksimalna snaga pojedinačnih potrošača varira u opsegu od 7 do 200 kW, pri faktoru snage između 0,85 i 0,95 induktivno. Osim toga, udaljenost pojedinačnih potrošača od trafostanice varira između 30 i 350 metara. Pojedinačne dionice se takođe značajno razlikuju u pogledu njihove dužine, poprečnog presjeka i odnosa R/X koji varira u opsegu od 1 do 10. Ostatak sistema je modelovan impedansom kratkog spoja koja je proračunata u odnosu na snagu trolnog kratkog spoja od 5 MVA i odnos R/X od 0,5.

5.2 Statistička analiza istorijskih podataka o potrošnji i proizvodnji distribuiranih generatora

Glavni preduslov za primjenu predstavljene metodologije za određivanje priključne sposobnosti je formiranje karakterističnih scenarija potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora statističkom analizom istorijskih mjernih podataka. Istorijski podaci o aktivnoj i reaktivnoj snazi konzuma su najčešće dostupni u satnoj ili nižoj rezoluciji na osnovu njihovih mjerenja u pripadajućim trafostanicama. U nedostatku realnih mjernih podataka, u daljoj analizi je, bez gubitka opštosti, usvojena pretpostavka da konzumu posmatrane elektrodistributivne mreže odgovara normalizovani dijagram potrošnje na nivou crnogorskog elektroenergetskog sistema. Istorijski podaci o opterećenju na nivou crnogorskog elektroenergetskog sistema su dostupni u satnoj rezoluciji na ENTSO-E Transparency platformi [64]. Raspodjela aktivne snage konzuma predstavljena je na Slici 10, pri čemu su procentualne vrijednosti snage proračunate u odnosu na



Slika 10. Raspodjela potrošnje konzuma na godišnjem nivou

maksimalnu snagu na godišnjem nivou. Minimalna zabilježena vrijednost aktivne snage konzuma iznosi 39%, dok srednja vrijednost na godišnjem nivou iznosi 66%.

Sa druge strane, istorijske podatke o proizvodnji distribuiranih generatora je moguće obezbijediti simuliranjem njihovog rada na godišnjem nivou. Kod distribuiranih generatora zasnovanih na konverziji obnovljivih izvora energije, godišnje simulacije je moguće sprovesti na osnovu istorijskih mjernih podataka o karakterističnim meteorološkim pokazateljima. U nastavku je izložena procedura za određivanje istorijskih dijagrama proizvodnje za proizvoljnu konfiguraciju fotonaponskog sistema na proizvoljnoj lokaciji.

Široko zastupljena praksa u industrijskim softverima za računarske simulacije sistema za konverziju solarne energije podrazumijeva korišćenje tipične meteorološke godine (eng. Typical Meteorological Year – TMY). Tipična meteorološka godina predstavlja tipičnu vremensku promjenu karakterističnih meteoroloških pokazatelja u satnoj rezoluciji za period od godinu dana. Od razvoja metodologije za sintezu tipične meteorološke godine 1978. godine, razvijeno je nekoliko različitih open–source servisa koji obezbjeđuju potrebne podatke za proizvoljnu lokaciju. Podaci korišćeni u ovom radu dobijeni su primjenom neinteraktivnog servisa fotonaponskog geografskog informacionog sistema (eng. Photovoltaic Geographical Information System – PVGIS), koji predstavlja open–source servis Evropske Komisije [65]. PVGIS obezbjeđuje podatke o tipičnoj meteorološkoj godini za sve lokacije u Evropi i Africi, kao i za veliki broj lokacija u Aziji i Americi. Baza podataka sadrži podatke o temperaturi okolnog vazduha, atmosferskom pritisku, relativnoj vlažnosti vazduha, brzini i smjeru vjetra, ali i o pojedinačnim komponentama sunčevog zračenja na posmatranoj lokaciji.

Nakon dobijanja podataka o tipičnoj meteorološkoj godini, podatke o sunčevom zračenju za posmatranu lokaciju neophodno je transponovati na ravan fotonaponskih modula analiziranog sistema. U ovom radu je za određivanje sunčevog zračenja incidentnog sa fotonaponskim modulima I_{POA} iskorišćen PVLIB, open–source biblioteka za modelovanje fotonaponskih sistema razvijena od strane Nacionalne laboratorije Sandia (eng. Sandia National Laboratories) [66]. Fizički, zračenje incidentno sa ravni fotonaponskog modula sastoji se od tri nezavisne komponente i to: direktne I_b , reflektovane I_g i difuzne I_d . Direktna, reflektovana i difuzna komponenta zračenja su međusobno povezane relacijom:

$$I_{POA} = I_b + I_g + I_d \quad (84)$$

Direktna komponenta zračenja na fotonaponskom nizu se može izračunati na osnovu direktnog normalnog zračenja I_{dn} uzimajući u obzir specifičnu orijentaciju posmatranog fotonaponskog sistema:

$$I_b = I_{dn} \cos(\theta_i) \quad (85)$$

gdje θ_i predstavlja ugao incidencije između sunčevih zraka i ravni fotonaponskih modula. Za proizvoljnu lokaciju na površini Zemlje, ugao incidencije se može odrediti primjenom relacije:

$$\cos(\theta_i) = \cos(\theta_Z) \cos(\theta_T) + \sin(\theta_Z) \sin(\theta_T) \cos(\theta_A - \theta_A^a) \quad (86)$$

gdje θ_A i θ_Z predstavljaju azimutni i zenitni ugao Sunca, a θ_T and θ_A^a predstavljaju nagibni i azimutni ugao fotonaponskog niza. Dok su nagibni i azimutni ugao fotonaponskog niza konstantni kod fiksiranih instalacija, pozicija Sunca u odnosu na bilo koju lokaciju na Zemlji se mijenja u toku godine. U PVLIB – u je implementirano nekoliko različitih algoritama za određivanje relativne pozicije Sunca, međutim, najprecizniji je algoritam razvijen od strane Nacionalne laboratorije za obnovljivu energiju (eng. National Renewable Energy Laboratory – NREL), sa dokazanom tačnošću od $\pm 0,0003^\circ$ [67].

Reflektovana komponenta zračenja može se odrediti na osnovu globalnog horizontalnog zračenja I_{gh} uzimajući u obzir konfiguraciju terena i koeficijent refleksije površine u okruženju posmatranog sistema ρ primjenom relacije:

$$I_g = \frac{1}{2} \rho I_{gh} (1 - \cos(\theta_T)) \quad (87)$$

Koeficijent refleksije površine se često naziva albedo i uzima vrijednosti između 0 za crne i 1 za bijele i metalne površine, respektivno, što znači da pravilan izbor albeda igra veliku ulogu u procjeni reflektovane komponente zračenja. Može se uočiti da faktor konfiguracije uzima vrijednosti između 0 za horizontalno i 0,5 za vertikalno postavljene fotonaponske nizove.

Difuzna komponenta zračenja sastoji se od tri nezavisne komponente i to: izotropske, cirkumsolarne i zračenja blizu linije horizonta. U PVLIB – u je implementirano nekoliko različitih modela za određivanje difuzne komponente sunčevog zračenja, prije svega Hej–Dejvisov, Rendlov i Perezov model. Perezov model, zasnovan na skupu empirijskih koeficijenata koji kvantifikuju pojedinačne komponente difuznog zračenja, dokazano daje najpreciznije rezultate, pa je kao takav usvojen u ovom radu [68].

Nakon određivanja pojedinačnih komponenti sunčevog zračenja, efektivno zračenje incidentno sa fotonaponskim modulima određuje se uzimanjem u obzir relevantnih gubitaka primjenom relacije:

$$I_e = k_{sp} k_s (k_r I_b + I_g + I_d) \quad (88)$$

gdje k_{sp} kvantifikuje spektralne gubitke, k_s kvantifikuje gubitke usljed zasjenčenja i k_r kvantifikuje gubitke usljed refleksije. U ovom radu, gubici usljed zasjenčenja se smatraju konstantnim i iznose 2% ukupnog zračenja incidentnog sa fotonaponskim nizom. Sa druge strane, spektralni gubici i gubici usljed refleksije određuju se u zavisnosti od atmosferskog pritiska i ugla incidencije između sunčevih zraka i ravni fotonaponskog niza.

Određivanjem efektivnog zračenja, stižu se uslovi za rješavanje ekvivalentne zamjenske šeme koja opisuje strujno-naponsku karakteristiku fotonaponske ćelije kao:

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s I}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (89)$$

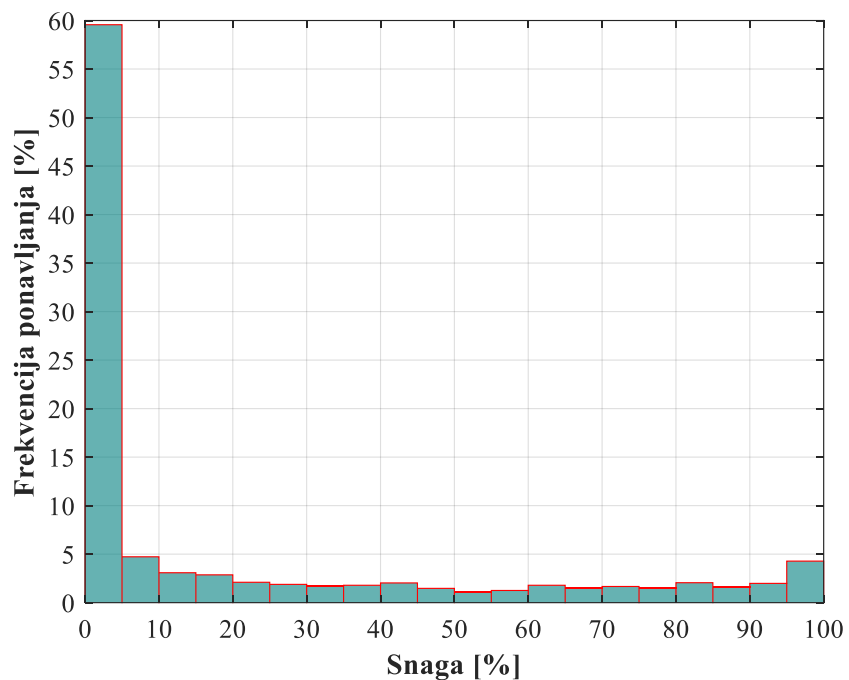
gdje I_L predstavlja generisanu fotostruju, I_0 , V_T i n predstavljaju struju zasićenja, termički napon i faktor idealnosti diode, respektivno, R_s i R_p predstavljaju rednu i paralelnu otpornost ćelije, a V i I predstavljaju napon i struju na njenim krajevima. Uvažavajući način vezivanja fotonaponskih ćelija u module i način vezivanja modula u fotonaponske nizove, prethodna relacija se može jednostavno prilagoditi proizvoljnoj konfiguraciji fotonaponskog niza [69].

Uz poznate promjene struje i napona fotonaponskog niza, njihovim proizvodom se jednostavno određuje i izlazna snaga fotonaponskog niza P_{DC} , na osnovu koje se, uzimanjem u obzir efikasnosti invertora, određuje izlazna snaga fotonaponskog sistema. PVLIB uzima u obzir promjenu efikasnosti invertora u zavisnosti od njegove izlazne snage, pri čemu su karakteristike efikasnosti dostupne za različite modele invertora.

Koristeći opisanu metodologiju, godišnji dijagram proizvodnje u satnoj rezoluciji je određen za krovni fotonaponski sistem lociran u Podgorici (42.4429°, 19.2409°). Fotonaponski moduli su orijentisani ka jugu i postavljeni pod uglom od 30°. Fotonaponski niz se sastoji od 6 paralelnih stringova, pri čemu se svaki string sastoji od 6 redno vezanih modula proizvođača Luxor, čije su karakteristike pri standardnim testnim uslovima predstavljene u Tabeli 7. Fotonaponski niz je povezan na mrežu putem KACO Blueplanet 10 TL3 invertora naznačene snage 10 kVA i naznačenog napona 400 V. Maksimalna efikasnost invertora pri naznačenim uslovima rada iznosi 98,5%. Raspodjela proizvodnje testnog fotonaponskog sistema na godišnjem nivou je predstavljena na Slici 11. Kako je proizvodnja fotonaponskih sistema uslovljena intenzitetom sunčevog zračenja, to je njihova izlazna snaga više od 50% vremena na godišnjem nivou jednaka nuli. Iz tog razloga fotonaponski sistemi na godišnjem nivou rade sa relativno niskim faktorom kapaciteta koji na primjeru posmatranog sistema iznosi 20%. Kao što se uočava, posmatrani sistem relativno dugo funkcioniše sa snagom koja je bliska naznačenoj, što je posljedica predimenzionisanja fotonaponskog niza u odnosu na inverter. Predimenzionisanje fotonaponskog niza u odnosu na inverter je česta praksa zasnovana na činjenici da, usljed varijabilne prirode intenziteta sunčevog zračenja i temperature, fotonaponski moduli rijetko rade sa naznačenom snagom. Ovo omogućava korišćenje invertora niže snage od naznačene snage fotonaponskog niza čime se obezbjeđuje rad invertora pri naznačenim uslovima u dužem trajanju na godišnjem nivou i smanjuje vrijednost investicije.

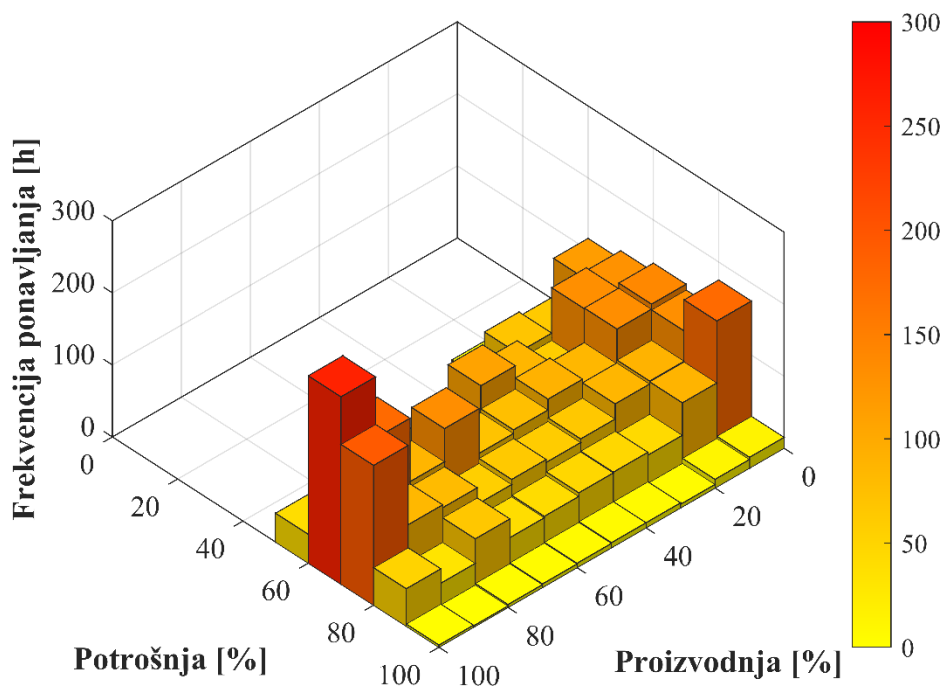
Tabela 7. Karakteristike korišćenog fotonaponskog modula

Model	Luxor Solar LX-320M/156-72+
Maksimalna snaga	320 W
Napon praznog hoda	46,2 V
Struja kratkog spoja	8,9 A
Napon u tački maksimalne snage	37,3 V
Struja u tački maksimalne snage	8,58 A



Slika 11. Raspodjela proizvodnje fotonaponskog sistema na godišnjem nivou

Sprovođenjem procesa diskretizacije opisanog u prethodnom poglavlju, formira se funkcija raspodjele potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema prikazana na Slici 12. Kao što se uočava,



Slika 12. Karakteristični scenariji potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema

diskretizacija potrošnje i proizvodnje kroz 10 intervala rezultira u 100 mogućih kombinacija koje se na godišnjem nivou javljaju sa različitom vjerovatnoćom. Od 100 mogućih scenarija, čak 40 nije uopšte zastupljeno na godišnjem nivou, dok se od preostalih 60 kombinacija čak 15 javlja manje od 10 sati na godišnjem nivou. Predstavljena raspodjela oslikava i najveću manu determinističkih metoda za određivanje priključne sposobnosti koje tretiraju kombinaciju minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora. Naime, dok minimalna aktivna snaga konzuma na godišnjem nivou iznosi 39%, minimalna vrijednost aktivne snage konzuma koja koincidira sa maksimalnom proizvodnjom fotonaponskih sistema iznosi skoro 58%. Drugim riječima, posmatranje kritične kombinacije minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora rezultira nerealno niskim vrijednostima priključne sposobnosti.

5.3 Harmonijska analiza fotonaponskih sistema

U brojnim istraživanjima u oblasti priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže i optimalne alokacije i dimenzionisanja distribuiranih generatora, fotonaponski sistemi su za potrebe harmonijske analize predstavljeni ekvivalentnim strujnim izvorima. Na višim harmonijskim učestanostima, struja fotonaponskog sistema određuje se na osnovu tipičnog harmonijskog spektra pri nominalnim uslovima rada. Ovaj pristup je generalizacija raspregnutog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga, u skladu sa kojim se nelinearni uređaji na različitim nivoima potrošnje predstavljaju tipičnim harmonijskim spektrom pri nominalnoj snazi. U praksi, harmonijske emisije fotonaponskih sistema se značajno mijenjaju u zavisnosti od njihove izlazne snage. Konkretno, harmonijska distorzija struje fotonaponskih sistema raste sa smanjenjem njihove izlazne snage, što je posebno izraženo tokom jutarnjih i večernjih časova sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja. Ovaj fenomen je zabilježen u nekoliko nezavisnih istraživanja. U [70], autori su sproveli terenska mjerenja u periodu od četiri dana za fotonaponske sisteme različitih konfiguracija. Frekvencijskom analizom rezultata mjerenja utvrđeno je da rastom izlazne snage sistema raste i apsolutna vrijednost struje pojedinačnih harmonika, dok njihova relativna vrijednost u odnosu na struju osnovne učestanosti značajno opada. Dodatno, uočeno je da kada fotonaponski sistem radi sa izlaznom snagom većom od 20% njegove nominalne snage, ukupna harmonijska distorzija struje je gotovo uvijek ispod 10%. Ove rezultati su dodatno verifikovani u [71], gdje su autori sproveli terenska mjerenja na prvom fotonaponskom sistemu u Hrvatskoj. Posmatrani fotonaponski sistem povezan je na niskonaponsku mrežu pomoću četiri invertora ukupne snage 10 kW. Analizom rezultata mjerenja koja su sprovedena u periodu od nedjelju dana u ljetnjim i zimskim uslovima, uočena je dominacija neparnih harmonika u talasnom obliku struje, prije svega trećeg, petog, sedmog i devetog. Koristeći rezultate mjerenja, autori su parametrizovali model fotonaponskog sistema u DIGSILENT – u i razmotrili uticaj fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu kroz nekoliko različitih scenarija razvoja. Slični rezultati ostvareni su u [72], gdje su autori sproveli terenska mjerenja pri identičnim meteorološkim uslovima za nekoliko fotonaponskih sistema sa različitim orijentacijama fotonaponskih modula. Zbog varijabilne

prirode harmonijskih emisija fotonaponskih sistema, autori su istakli potrebu za postojanjem standarda kojim se ograničava harmonijski sadržaj struje fotonaponskih sistema pri nenominalnim uslovima rada. Njihovo istraživanje je dodatno prošireno u [73], gdje su autori posmatrali interakciju više monofaznih fotonaponskih sistema priključenih na istu mrežu. Numerički rezultati ukazuju da, iako struje pojedinačnih invertora mogu imati visoko izražen harmonijski sadržaj, njihovu rezultantnu struju po pravilu karakteriše manje izobličenje talasnog oblika zbog efekta poništavanja.

Iako su u prethodnim istraživanjima obrađeni različiti aspekti varijabilnih harmonijskih emisija fotonaponskih sistema, ostvareni rezultati zasnovani su na terenskim mjerenjima sa relativno kratkom rezolucijom mjerenja ne većom od nedjelju dana. Dodatno, imajući u vidu jasnu korelaciju između izlazne snage fotonaponskih sistema i harmonijske distorzije struje, postoji potreba za njenom kvantifikacijom, kako bi se omogućilo jednostavno tretiranje ovog fenomena u mrežnim analizama. U nastavku je izložen MATLAB/Simulink model fotonaponskog sistema kojim je omogućena temeljna harmonijska analiza fotonaponskih sistema na godišnjem nivou, uzimajući u obzir karakteristične promjene meteoroloških uslova.

5.3.1 Simulacioni model fotonaponskih sistema

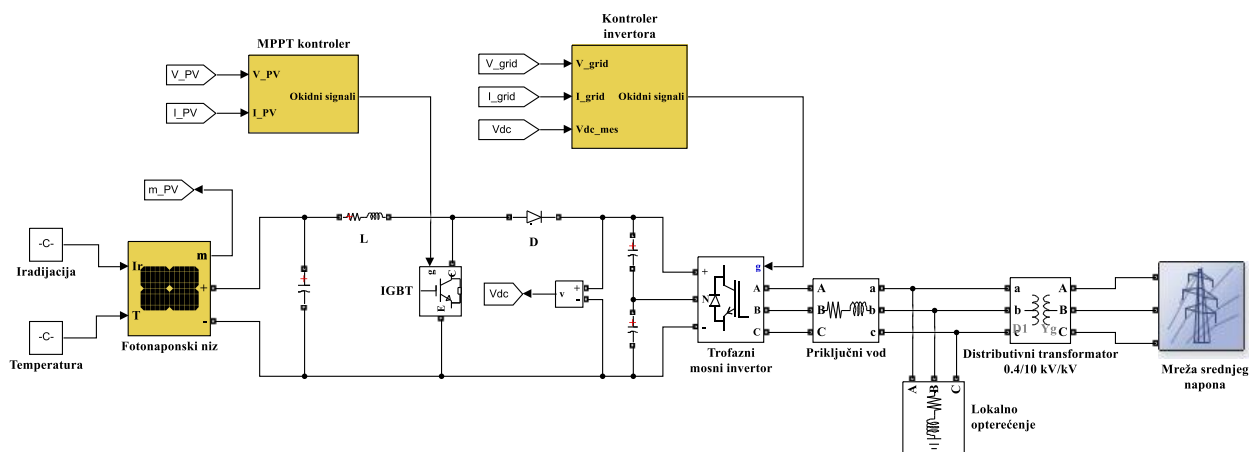
Osnovni preduslov za dugoročnu harmonijsku analizu fotonaponskih sistema je razvoj reprezentativnog okvira za simulaciju. Prateći istraživanja u dostupnoj literaturi, uočava se da harmonijska distorzija struje fotonaponskih sistema dominantno zavisi od njihove izlazne snage. Imajući to u vidu, eksperimentalni okvir treba da omogući jednostavnu promjenu parametara koji dominantno utiču na izlaznu snagu fotonaponskih sistema. Izlazna snaga fotonaponskih sistema gotovo u potpunosti zavisi od vladajućih meteoroloških uslova koje karakterišu velike sezonske i dnevne varijacije. U cilju što vjerodostojnije harmonijske analize fotonaponskih sistema, funkcionisanje fotonaponskih sistema je u ovom radu simulirano u satnoj rezoluciji za period od godinu dana, koristeći podatke o intenzitetu sunčevog zračenja određene primjenom ranije izložene metodologije.

Osnovne komponente fotonaponskih sistema su fotonaponski moduli. U zavisnosti od veličine instalacije, moduli se povezuju redno i paralelno kako bi se postigli odgovarajući nivoi struja i napona. Fotonaponske module karakteriše relativno nizak stepen iskorišćenja konverzije solarne u električnu energiju. U cilju povećanja njihove efikasnosti, većina savremenih fotonaponskih sistema opremljeno je sistemima za praćenje tačke maksimalne snage (eng. Maximum Power Point Tracking – MPPT). Tehnike za praćenje tačke maksimalne snage vrše podešavanje radnog napona/struje fotonaponskih nizova kako bi se pod određenim meteorološkim uslovima dobila što veća izlazna snaga. Ovaj proces se sprovodi indirektno podešavanjem faktora popunjenosti DC/DC pretvarača. U dostupnoj literaturi razvijene su brojne tehnike za praćenje tačke maksimalne snage sa različitim stepenom preciznosti, brzine konvergencije i proračunske složenosti [74]. Iako se u posljednje vrijeme sve veća pažnja posvećuje metodama zasnovanim na fuzzy logici i neuralnim mrežama, metoda perturbacije (eng. Perturb and Observe – P&O) i metoda

inkrementalne konduktanse (eng. Incremental Conductance – INC) našle su najveću primjenu u praksi zbog svoje jednostavnosti i dobrih performansi. Kako metoda inkrementalne konduktanse rezultira nižim gubicima proizvodnje, ona je uključena u razvijeni model fotonaponskih sistema [75].

Izlaz DC/DC pretvarača povezan je na ulaz invertora. Kako se u ovom radu razmatraju trofazni fotonaponski sistemi, korišćen je trofazni mosni inverter koji kao prekidačke elemente koristi anti-paralelnu vezu IGBT - ja (eng. Insulated Gate Bipolar Transistor) i diode. Zavisno od primijenjene tehnike upravljanja, moguće je razlikovati nekoliko različitih modela invertora. U ovom radu, usvojen je model strujno-kontrolisanih naponskih invertora usvojen iz [76] i [77], koji je istovremeno i najčešće korišćen model invertora za fotonaponske sisteme. Primijenjena tehnika upravljanja sastoji se iz dva upravljačka kruga. Unutrašnji upravljački krug podrazumijeva konverziju mjenjenih napona i struja na izlazu invertora u Parkov domen primjenom Parkove transformacije. Mjerene vrijednosti direktne i poprečne komponente struje upoređuju se sa njihovim referentnim vrijednostima, a dva PI kontrolera se koriste za minimizaciju greške praćenja. Uključivanjem pada napona sa krajeva invertora do mjesta priključenja na mrežu, formiraju se referentni signali za direktnu i poprečnu komponentu napona. Pretvaranjem ovih signala u standardni sinhroni okvir i njihovim poređenjem sa signalom nosioca visoke frekvencije dobijaju se okidni signali za pojedinačne prekidače u trofaznom invertoru. Spoljašnji upravljački krug koristi se za podešavanje napona na ulazu invertora što se sprovodi posredno podešavanjem referentnog signala za direktnu komponentu struje u unutrašnjem upravljačkom krugu. Referentna vrijednost za poprečnu komponentu struje podešava se u skladu sa potrebom za radom invertora u induktivnom ili kapacitivnom režimu. U slučaju da fotonaponski sistem treba da radi sa jediničnim faktorom snage, referentna vrijednost za poprečnu komponentu struje podešava se na nulu.

Opisani model fotonaponskog sistema implementiran je u Simulinku i njegov blok dijagram prikazan je na Slici 13. Fotonaponski niz je parametrizovan tako da odgovara ranije analiziranom 10 kW sistemu. DC/DC boost pretvaračem upravlja se primjenom metode



Slika 13. Simulink model fotonaponskog sistema

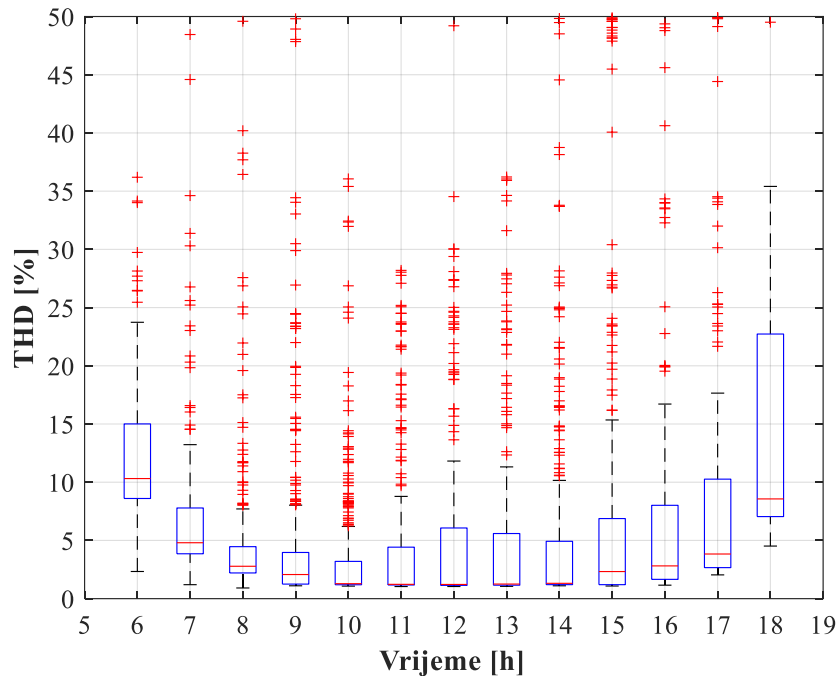
inkrementalne konduktanse čime se obezbjeđuje praćenje tačke maksimalne snage. Trofazni mosni inverter predstavlja interfejs između fotonaponskog sistema i niskonaponske mreže, a implementirana tehnika upravljanja osigurava da inverter radi sa nominalnim naponom na svojim krajevima i jediničnim faktorom snage. Fotonaponski sistem je, zajedno sa lokalnim opterećenjem, priključen na mrežu srednjeg napona posredstvom 0,4/10 kV/kV distributivnog transformatora. Mreža srednjeg napona je detaljno modelovana do napojnog transformatora 110/10 kV/kV. Mreža visokog napona je predstavljena snagom trolnog kratkog spoja 1000 MVA i odnosom $X/R = 8$. Bez promjena u topologiji razvijenog modela, jedini parametri koji utiču na izlaznu snagu fotonaponskog sistema su efektivno zračenje incidentno sa fotonaponskim nizom i temperatura okolnog vazduha. Simuliranjem modela fotonaponskog sistema određuju se talasni oblici napona i struja invertora u stacionarnom stanju za određene vrijednosti meteoroloških pokazatelja.

Jedna od najčešće korišćenih tehnika za potrebe procjene kvaliteta električne energije zasniva se na analizi mjerenih struja i napona u frekvencijskom domenu. Savremeni mjerni uređaji analogne mjerne signale konvertuju u digitalne, što je omogućeno činjenicom da se svaki analogni signal može predstaviti nizom njegovih odbiraka, uz pretpostavku da je zadovoljena teorema odabiranja (Koteljnikova, Nikvist–Šenonova ili kardinalna teorema interpolacije). Primjenom diskretne Furijeove transformacije (eng. Discrete Fourier Transform – DFT) sprovodi se dekompozicija odbiraka mjerene veličine na pojedinačne komponente različitih učestanosti. U praktičnim primjenama, najčešće se izbjegava primjena diskretne Furijeove transformacije, već se dominantno koristi algoritam brze Furijeove transformacije (eng. Fast Fourier Transform – FFT) koji smanjuje proračunsku složenost sa $O(N^2)$ na $O(N \log(N))$, gdje je N broj odbiraka mjerene veličine.

Kako bi se osigurala polazna pretpostavka Furijeove transformacije da je posmatrani signal periodičan u vremenu, simulacija fotonaponskog sistema se sprovodi do ulaska u stacionarno stanje. Simulacija se sprovodi u diskretnom domenu sa korakom odabiranja od 1 μ s, što rezultira u 20.000 odbiraka u toku jednog perioda naizmjenične struje/napona. Nakon primjene brze Furijeove transformacije i dobijanja harmonijskog spektra struje/napona, jednostavno se proračunavaju individualna i ukupna harmonijska distorzija.

5.3.2 Harmonijski model fotonaponskih sistema

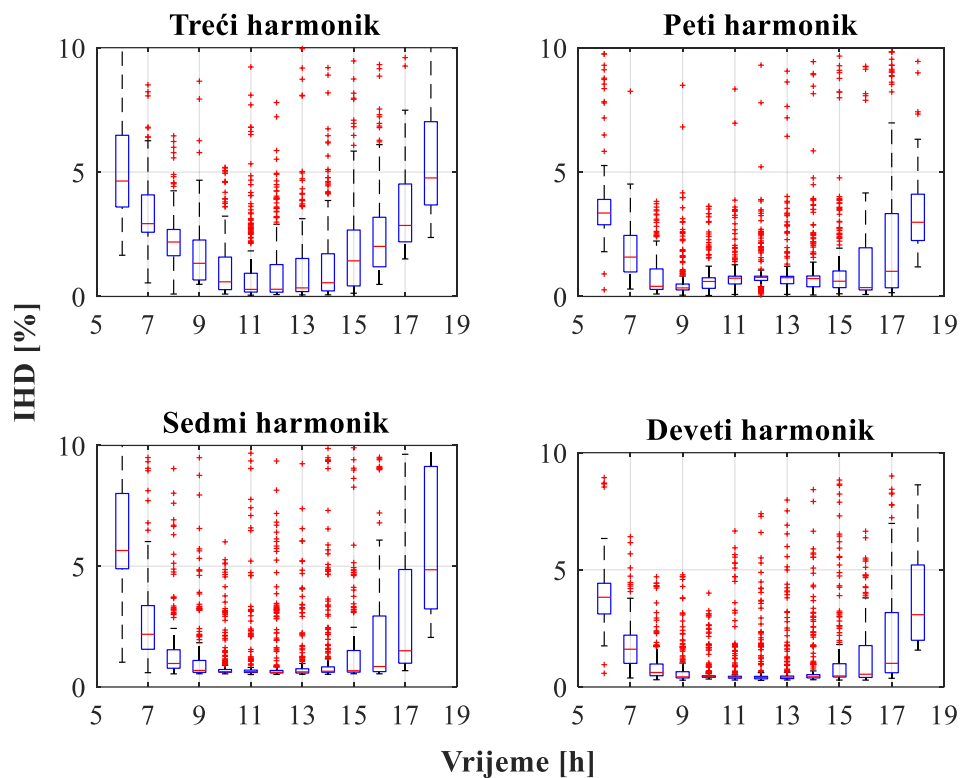
Kao što je objašnjeno u prethodnim poglavljima, prvi korak u dugoročnoj harmonijskoj analizi fotonaponskih sistema je priprema podataka o tipičnim meteorološkim uslovima za lokaciju i konfiguraciju posmatranog fotonaponskog sistema. Primjenom prethodno opisane metodologije određeno je efektivno zračenje incidentno sa fotonaponskim nizom i temperatura okolnog vazduha za svaki sat u periodu od godinu dana. Simuliranjem modela fotonaponskog sistema za različite vrijednosti efektivnog sunčevog zračenja i temperature vazduha određeni su talasni oblici struje i napona fotonaponskog sistema u stacionarnom stanju za svaki sat u periodu od godinu dana. Nakon toga, primjenom brze Furijeove transformacije, za svaki sat određen je harmonijski spektar struje i napona fotonaponskog sistema.



Slika 14. Vremenska raspodjela ukupne harmonijske distorzije struje

Na Slici 14 je prikazana statistička raspodjela ukupne harmonijske distorzije struje za svaki sat sa nenultom proizvodnjom fotonaponskog sistema. Crveni plusevi predstavljaju situacije sa ekstremno visokim izobličenjem talasnog oblika struje koje nastaje kao posljedica niskog efektivnog sunčevog zračenja u oblačnim uslovima kada invertor radi daleko od svoje nominalne radne tačke. Kao što se uočava, ekstremno visoko izobličenje talasnog oblika struje može se javiti u bilo kojem satu u toku dana. Zanimljivo je, međijani ukupne harmonijske distorzije struje prate vremenski trend prethodno zabilježen u literaturi. Konkretno, u opštem slučaju, najviše vrijednosti harmonijske distorzije struje uočavaju se u jutarnjim i večernjim časovima koje karakteriše najniža proizvodnja fotonaponskih sistema. Sa druge strane, harmonijska distorzija struje se značajno smanjuje kako se fotonaponski sistem približava nominalnim uslovima rada. Satna varijacija medijana harmonijske distorzije struje može se sa visokom preciznošću opisati parabolom drugog reda centriranom oko podneva.

Sličan vremenski trend koji opisuje ukupnu harmonijsku distorziju struje uočen je i kod pojedinačnih harmonika struje. Na Slici 15 je prikazana statistička raspodjela individualne harmonijske distorzije struje za četiri najdominantnija harmonika u cijelom spektru. Neparni harmonici su dominantni u cijelom spektru, dok parni harmonici imaju relativno niske vrijednosti individualne harmonijske distorzije pri svim radnim uslovima. Uočava se da treći, sedmi i deveti harmonik prate tipičnu vremensku promjenu koja opisuje i ukupnu harmonijsku distorziju struje, dok udio petog harmonika blago raste oko podneva i istovremeno predstavlja najdominantniji harmonik u spektru pri nominalnim uslovima rada. Ovaj fenomen je u skladu sa terenskim



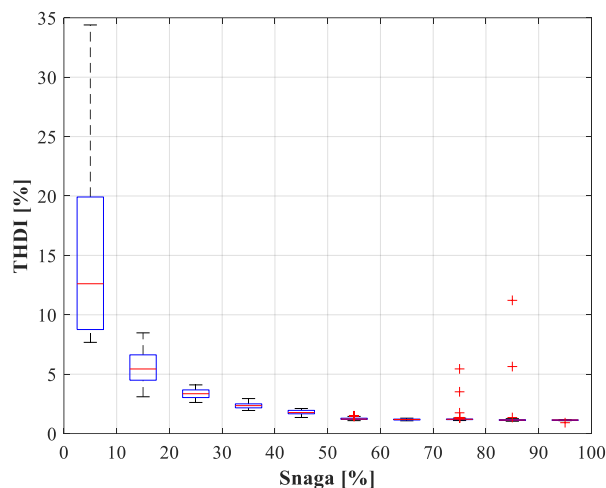
Slika 15. Vremenska raspodjela pojedinačnih harmonika struje

mjerenjima struje fotonaponskih sistema [71]. Vremensku promjenu pojedinačnih harmonika struje je moguće sa visokom tačnošću opisati polinomom petog stepena, međutim, ovakva zavisnost ne bi bila pretjerano korisna u raznim mrežnim analizama. Najveća fleksibilnost se može postići opisivanjem zavisnosti udjela pojedinačnih harmonika u funkciji izlazne snage fotonaponskog sistema.

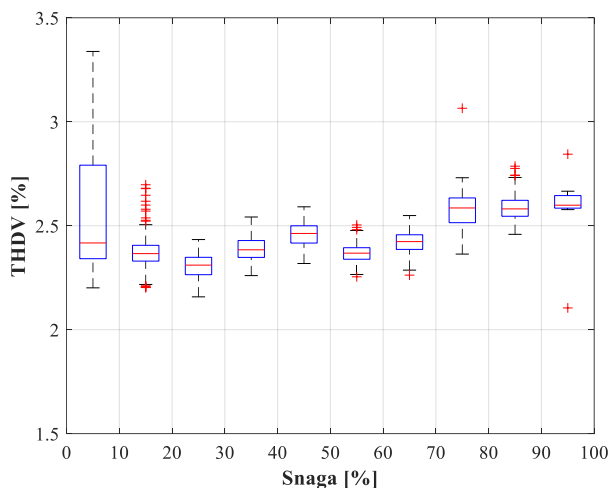
Otklanjanjem uzoraka sa ekstremno visokim izobličenjem talasnog oblika struje koji ne pripadaju opsegu 0 – 95% vrijednosti i razvrstavanjem pojedinačnih uzoraka u grupe u zavisnosti od izlazne snage fotonaponskog sistema (0 – 10, 10 – 20, 20 – 30 %, ...) određuje se statistička raspodjela ukupne harmonijske distorzije struje u funkciji izlazne snage fotonaponskog sistema prikazana na Slici 16.1. Prikazana zavisnost potvrđuje dodatno potvrđuje fenomen varijabilnih harmonijskih emisija fotonaponskih sistema u zavisnosti od njihove izlazne snage. Matematički, promjena medijana procentualne harmonijske distorzije struje u zavisnosti od izlazne snage fotonaponskog sistema se može opisati eksponencijalnom funkcijom:

$$THDI(P) = 17,47e^{-1,1P} + 2,645e^{-0,1058P} \quad (90)$$

sa visokom preciznošću koja se ogleda vrijednošću R^2 od 99,8%.



1) Raspodjela ukupne harmonijske distorzije struje



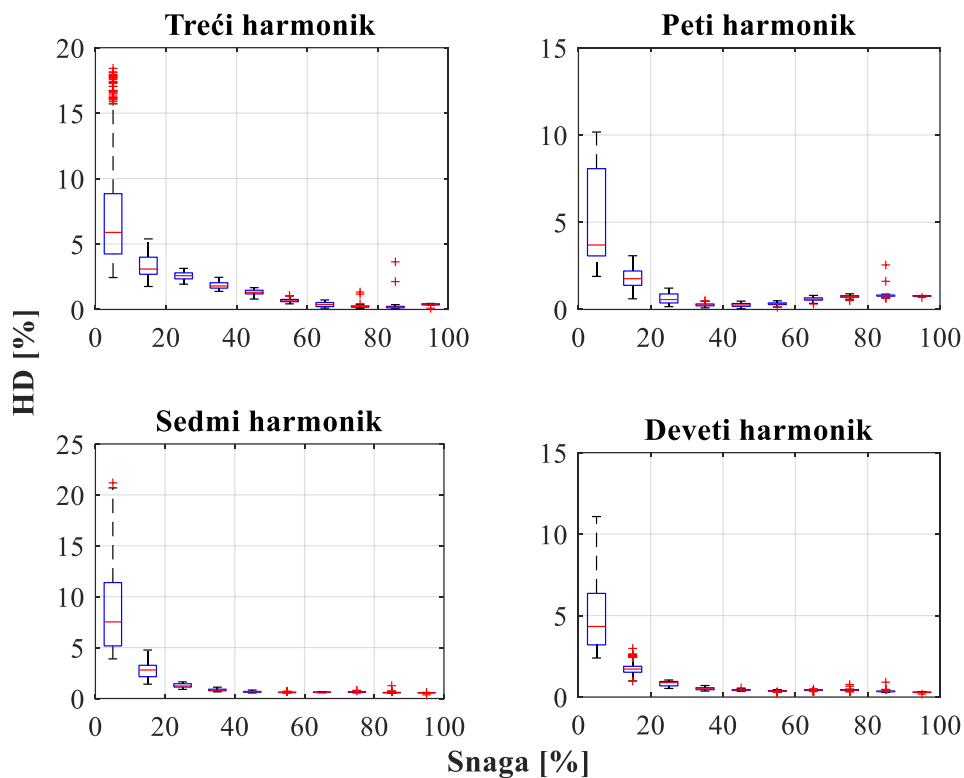
2) Raspodjela ukupne harmonijske distorzije napona

Slika 16. Statistička raspodjela ukupne harmonijske distorzije struje i napona u funkciji izlazne snage fotonaponskog sistema

Kao što je ranije ukazano, tok harmonijskih struje po mrežnim elementima rezultira izobličenjem talasnih oblika napona u čvorovima mreže. Raspodjela ukupne harmonijske distorzije napona na mjestu priključenja fotonaponskog sistema prikazana je na Slici 16.2. Kao što se uočava, iako se ukupna harmonijska distorzija struje drastično mijenja u zavisnosti od izlazne snage fotonaponskog sistema, rezultujuća harmonijska distorzija napona na mjestu priključenja fotonaponskog sistema varira u relativno uskom opsegu. Ovaj fenomen je posljedica činjenice da rastom izlazne snage sistema značajno opada relativna vrijednost struje pojedinačnih harmonika, međutim apsolutna vrijednost struje pojedinačnih harmonika raste, što u krajnjem rezultira približno jednakom harmonijskom distorzijom napona. Imajući prethodno u vidu, u mrežnim analizama je neophodno uzeti u obzir uticaj fotonaponskih sistema izvan nominalnih uslova rada. Statistička raspodjela individualne harmonijske distorzije za četiri najdominantnija harmonika u cijelom spektru prikazana je na Slici 17. Poređenjem sa raspodjelom ukupne harmonijske distorzije struje, uočava se gotovo identična zavisnost, osim kod petog harmonika koji blago raste kako se fotonaponski sistem približava nominalnim uslovima rada. Statističkom analizom je za sve harmonike zaključno sa četrdesetim određen matematički model koja opisuje njihov udio u ukupnoj struji u zavisnosti od izlazne snage fotonaponskog sistema. Na ovaj način, pri određenoj izlaznoj snazi fotonaponskog sistema, moguće je odrediti harmonijski sadržaj njegove struje numeričkom evaluacijom relacije:

$$HDI^{(h)}(P) = ae^{bP} + ce^{dP} \quad (91)$$

čime se omogućava jednostavno uključivanje varijabilne prirode harmonijskih emisija fotonaponskih sistema u brojne mrežne analize. Koeficijenti koji figurišu u prethodnoj relaciji su za prvih 20 harmonika predstavljeni u Tabeli 8.



Slika 17. Raspodjela pojedinačnih harmonika struje u zavisnosti od izlazne snage sistema

Tabela 8. Koeficijenti funkcionalne zavisnosti pojedinačnih harmonika

Red harmonika	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
2	-0.0001	5.2037	0.4430	-2.9486
3	11.3759	-95.6259	6.8031	-4.0999
4	0.1359	-2.3615	0.0000	21.8990
5	0.0941	2.3924	5.8324	-9.4443
6	0.0954	-2.7343	-0.0001	3.0753
7	12.3723	-11.5706	0.5916	-0.0009
8	-0.0297	-4.4661	0.1448	-4.7699
9	0.4637	-0.3281	6.7256	-11.0338
10	-0.1628	0.0642	0.2146	-0.2758
11	-5.2721	-0.7464	6.1282	-0.8981
12	0.0503	-2.4591	0.0000	14.4108
13	-21.2191	-7.1943	23.3774	-7.2384
14	26.1725	-0.0232	-26.1385	-0.0216
15	0.6500	-1.4995	4.3487	-16.4200
16	-0.5767	0.4068	0.6034	0.3530
17	0.1017	0.6917	3.6879	-13.2519
18	-0.0366	-0.2761	0.0504	-0.2970
19	0.1451	-0.5787	33.1072	-96.9051
20	1.9365	-0.4582	-1.9075	-0.4394

5.4 Harmonijski model potrošača

Iako distribuirani generatori koji kao interfejs sa distributivnom mrežom koriste pretvaračke uređaje energetske elektronike predstavljaju značajan izvor viših harmonika, glavni izvor nelinearnosti u distributivnoj mreži predstavljaju potrošači. Dok je harmonijski spektar struje industrijskih i komercijalnih potrošača najčešće poznat, u dostupnoj literaturi još uvijek ne postoji unificiran pristup harmonijskom modelovanju domaćinstava.

Kako bi se što vjerodostojnije predstavio harmonijski spektar struje tipičnog domaćinstva, neophodno je uzeti u obzir harmonijski spektar pojedinačnih potrošačkih uređaja. Kako harmonijski sadržaj struje domaćinstva zavisi od aktivnih uređaja i njihovog tipa, prvi korak u određivanju harmonijskog modela domaćinstva podrazumijeva formiranje decentralizovanog dijagrama potrošnje koji sadrži informacije o tome kada su, sa kolikom snagom i koliko dugo aktivni pojedinačni potrošački uređaji na nivou domaćinstva. Nakon toga se, koristeći harmonijske modele pojedinačnih potrošača, na osnovu rezultata proračuna harmonijskih tokova snaga određuje harmonijski spektar struje na mjestu priključenja domaćinstva na distributivnu mrežu. U literaturi je zabilježeno nekoliko istraživanja zasnovanih na sličnoj „bottom-up“ metodologiji [78], [79].

Razvoj harmonijskog modela domaćinstva predstavlja izuzetno aktuelnu oblast istraživanja koja je omogućena sve većom količinom dostupnih podataka o potrošačkim uređajima, njihovim harmonijskim modelima, vremenu i načinu upotrebe. Ipak, razvoj harmonijskog modela domaćinstva prevazilazi okvire ovog rada. Iz tog razloga, harmonijski spektri pojedinačnih potrošača u mreži su slučajno generisani normalnom raspodjelom, pri čemu su srednje vrijednosti struja pojedinačnih harmonika usklađene sa terenskim mjerenjima izloženim u [80].

5.5 Analiza centralizovane priključne sposobnosti

5.5.1 Validacija predložene metode za određivanje centralizovane priključne sposobnosti

U cilju validacije predložene metode za određivanje centralizovane priključne sposobnosti, na samom početku je izvršeno poređenje njenih rezultata sa rezultatima klasične metode zasnovane na iterativnom povećavanju instalisane snage distribuiranih generatora. Dodatno, optimizacioni problem određivanja centralizovane priključne sposobnosti je riješen primjenom genetskog algoritma i algoritma diferencijalne evolucije. Za sve optimizacione postupke je usvojena ista tačnost ispunjavanja ograničenja od 10^{-6} . U slučaju genetskog algoritma i algoritma diferencijalne evolucije su ispitane različite veličine populacije, pri čemu je utvrđeno da je najmanje 25 jedinki potrebno za sigurnu konvergenciju i minimalno odstupanje rezultata pri uzastopnim proračunima. Kod genetskog algoritma je implementirana turnir selekcija, a vrijednosti vjerovatnoće ukrštanja i vjerovatnoće mutacije su 0,8 i 0,1, respektivno. Sa druge strane, kod algoritma diferencijalne

evolucije je usvojena ista vrijednost vjerovatnoće ukrštanja, a vrijednost faktora skaliranja je postavljena na 0,8.

Kod oba optimizaciona algoritma su testirane tri metode za tretiranje nelinearnih ograničenja uključujući metod proširenih Lagranžovih multiplikatora predstavljen u prethodnom poglavlju, Debov metod zasnovan na uticaju dopustivih rješenja na nedopustiva i Lampinenov metod koji prilikom poređenja dva rješenja uzima u obzir da li pripadaju dopustivom prostoru ili ne. Kod Debovog metoda, ako pozicija x ne pripada dopustivom prostoru Ω , ne postoji potreba za proračunom kriterijumske funkcije, već se za njenu vrijednost usvaja zbir najgore vrijednosti kriterijumske funkcije u dijelu populacije koji pripada dopustivom prostoru i apsolutne vrijednosti nezadovoljenih ograničenja [81]. Matematički, Debov metod se može formulisati kao:

$$\Phi(x) = \begin{cases} f(x), & x \in \Omega \\ f_{max} + \sum_{i=1}^m |h_i(x)| + \sum_{i=1}^p \langle g_i(x) \rangle, & x \notin \Omega \end{cases} \quad (92)$$

gdje f_{max} predstavlja najgoru vrijednost kriterijumske funkcije u dijelu populacije koji pripada dopustivom prostoru, a $\langle g_i(x) \rangle$ predstavlja kraći zapis $\max(0, g_i(x))$. Sa druge strane, Lampinenov metod podrazumijeva modifikaciju binarne turnir selekcije koja počiva na sljedećim principima [82]:

- Ako oba rješenja zadovoljavaju sva ograničenja, boljim se smatra ono koje karakteriše niža vrijednost kriterijumske funkcije.
- Prilikom poređenja dva rješenja od kojih jedno zadovoljava, a drugo ne zadovoljava sva ograničenja, boljim se smatra ono rješenje koja pripada dopustivom prostoru.
- Prilikom poređenja dva rješenja koja ne pripadaju dopustivom prostoru, boljim se smatra ono rješenje koje narušava manje ograničenja.

Ovako formulisan metod je razvijen specijalno za primjenu diferencijalne evolucije u optimizacionim problemima sa nelinearnim ograničenjima i tokom sprovedenih numeričkih eksperimenata se pokazao kao najbolji izbor za algoritam diferencijalne evolucije. Sa druge strane, Debov metod doprinosi najbržoj i najpouzdanijoj konvergenciji kod genetskog algoritma.

U Tabeli 9 je predstavljen sažetak numeričkih rezultata dobijenih proračunom centralizovane priključne sposobnosti u testnoj elektrodistributivnoj mreži primjenom odabranih metoda. Vrijednosti srednjeg odstupanja i vremena proračuna su usrednjene na osnovu rezultata proračuna priključne sposobnosti za sve čvorove u mreži. Kao referentne vrijednosti za proračun procentualnih odstupanja su usvojene maksimalne vrijednosti priključne sposobnosti pojedinačnih čvorova proračunate primjenom odabranih metoda. Kao što se uočava, predloženi metod karakterišu najniže srednje i maksimalno odstupanje od referentnih vrijednosti, što ukazuje da je za najveći broj čvorova rezultirao najvećom vrijednošću priključne sposobnosti, a u suprotnom je ona proračunata sa greškom manjom od 0,03%. Algoritam diferencijalne evolucije se pokazao kao

Tabela 9. Komparativna analiza metoda za određivanje centralizovane priključne sposobnosti

Metodologija	Srednje odstupanje [%]	Maksimalno odstupanje [%]	Vrijeme proračuna [s]
Klasični pristup	1,1174	5,1315	142
Genetski algoritam	0,0488	0,3401	875
Diferencijalna evolucija	0,0108	0,1344	604
Predloženi metod	0,0064	0,0283	52

bolji izbor za rješavanje problema centralizovane priključne sposobnosti od genetskog algoritma, jer je na primjeru konkretne elektrodistributivne mreže rezultirao nešto nižim odstupanjima od referentnih vrijednosti. U skladu sa očekivanjima, klasični pristup rezultira najvećom greškom prilikom određivanja priključne sposobnosti u maksimalnom iznosu od 5%. U apsolutnim jedinicama, maksimalno odstupanje priključne sposobnosti određene klasičnim pristupom iznosi približno 1 kW, što odgovara usvojenom koraku povećanja instalisane snage distribuiranih generatora u mreži. Iako je klasični pristup manje precizan u odnosu na populacione metaheurističke metode, karakteriše ga značajno niža proračunska složenost, što ga čini znatno praktičnijim izborom za proračun priključne sposobnosti u realnim distributivnim mrežama. Sa druge strane, predloženi metod je pokazao značajno nižu proračunsku složenost i od klasičnog pristupa i od populacionih metaheurističkih metoda, pri čemu je za proračun priključne sposobnosti jednog čvora u opštem slučaju potrebno manje od 60 sekundi.

Razlog značajno niže proračunske složenosti predloženog metoda je primjena metoda pretrage šablona za rješavanje potproblema kod metoda proširenih Lagranžovih multiplikatora. Kako dimenzija optimizacionog prostora zavisi od broja promjenljivih, u slučaju određivanja centralizovane priključne sposobnosti dopustivi prostor predstavlja dio skupa realnih brojeva \mathbb{R}^1 ograničen minimalnom i maksimalnom vrijednošću instalisane snage distribuiranog generatora. U takvom kontekstu, primjena *poll* koraka sprovodi evaluaciju kriterijumske funkcije i ograničenja u okolini $(-\Delta_k, \Delta_k)$ oko baznog rješenja x_k . Imajući u vidu linearnu prirodu kriterijumske funkcije, ovakav pristup relativno brzo rezultira optimalnim rješenjem. Takođe, kod određivanja centralizovane priključne sposobnosti, kriterijumska funkcija ima samo jedan optimum, tako da ne postoji opasnost od zaglavljivanja algoritma na podoptimalnom rješenju. Sa druge strane, ukoliko se za rješavanje potproblema kod metoda proširenih Lagranžovih multiplikatora koristi neka od populacionih metaheurističkih metoda, broj evaluacija kriterijumske funkcije i ograničenja se značajno povećava, jer su vrijednosti kriterijumske funkcije i ograničenja neophodne za sve jedinice u populaciji u svim generacijama do konvergencije, što u krajnjem rezultira značajnim povećanjem proračunske složenosti.

Dodatna prednost predloženog metoda u odnosu na metaheurističke metode optimizacije je činjenica da uzastopno pokretanje proračuna, uz isto početno bazno rješenje, uvijek rezultira istom vrijednošću priključne sposobnosti, što značajno olakšava tumačenje dobijenih rezultata. Sa druge strane, kako metaheurističke metode optimizacije imaju izloženu stohastičku prirodu, u cilju validacije rezultata obično postoji potreba za sprovođenjem optimizacionog postupka nekoliko puta.

Suštinsko pitanje koje se nameće kod primjene predložene metode za određivanje centralizovane priključne sposobnosti tiče se izbora početnog baznog rješenja. U toku implementacije je testirano nekoliko različitih šema za inicijalizaciju proračuna, čija mogućnost primjene zavisi od dostupnih podataka. Zbog monotone prirode kriterijumske funkcije i ograničenja, uočena je niska osjetljivost kvaliteta proračuna na izbor početnog rješenja. Ipak, izdvajaju se dva logična načina za inicijalizaciju koja su tokom analize rezultirala uspješnim rješavanjem optimizacionog problema i to:

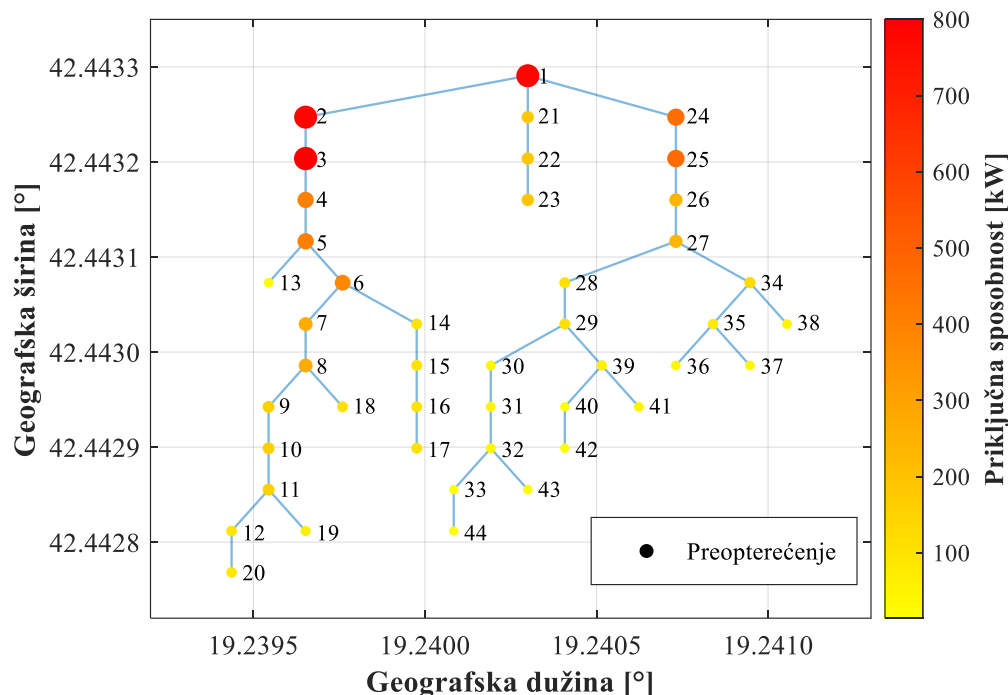
- Ukoliko se proračun centralizovane priključne sposobnosti sprovodi za sve čvorove u mreži, predlaže se pristup analogan *backward sweep* – u kod Shirmohammadijevog metoda za proračun tokova snaga. Na taj način se za početnu vrijednost priključne sposobnosti posmatranog čvora može usvojiti vrijednost približna zbiru priključnih sposobnosti čvorova koji su povezani sa njim i nalaze se nizvodno od njega.
- Ukoliko se proračun centralizovane priključne sposobnosti sprovodi za krajnji čvor u mreži koji ne predstavlja početni čvor nijedne grane, za početnu vrijednost priključne sposobnosti se može usvojiti vrijednost približna instalisanjoj snazi potrošača u tom čvoru ili naznačenoj snazi napojnog voda ili transformatora.

Izborom početnog rješenja koje je blisko optimalnom se značajno ubrzava proces konvergencije i to je ujedno jedini pokazatelj koji je pokazao visoku osjetljivost na izbor početnog rješenja.

U skladu sa izloženim rezultatima, predloženi metod predstavlja superioran pristup određivanju centralizovane priključne sposobnosti koji nudi brzu i pouzdanu konvergenciju za različite uslove u distributivnoj mreži. Iz tog razloga, rezultati izloženi u nastavku su posljedica njegove direktne primjene u različitim scenarijima.

5.5.2 Tumačenje rezultata analize centralizovane priključne sposobnosti

Sprovođenjem proračuna centralizovane priključne sposobnosti za sve čvorove, formiraju se mape koje na intuitivan način predstavljaju mogućnost priključenja na različitim lokacijama u elektrodistributivnoj mreži. Primjer mape centralizovane priključne sposobnosti za testnu elektrodistributivnu mrežu predstavljen je na Slici 18. Boja i veličina pojedinačnih čvorova ukazuju na vrijednost instalisane snage distribuiranog generatora koja, priključena u tom čvoru, ne dovodi do narušavanja ograničenja normalnog pogona. Na primjeru konkretne elektrodistributivne mreže, glavni ograničavajući faktor za priključenje distribuiranih generatora predstavljaju termička ograničenja mrežnih elemenata. Kao što se uočava, kako termička ograničenja mrežnih elemenata predstavljaju ograničavajući faktor za dalje povećanje instalisane snage distribuiranih generatora, priključna sposobnost pojedinačnih čvorova se povećava sa povećanjem naznačene snage mrežnih elemenata kako se približava napojnom čvoru mreže. Ipak,

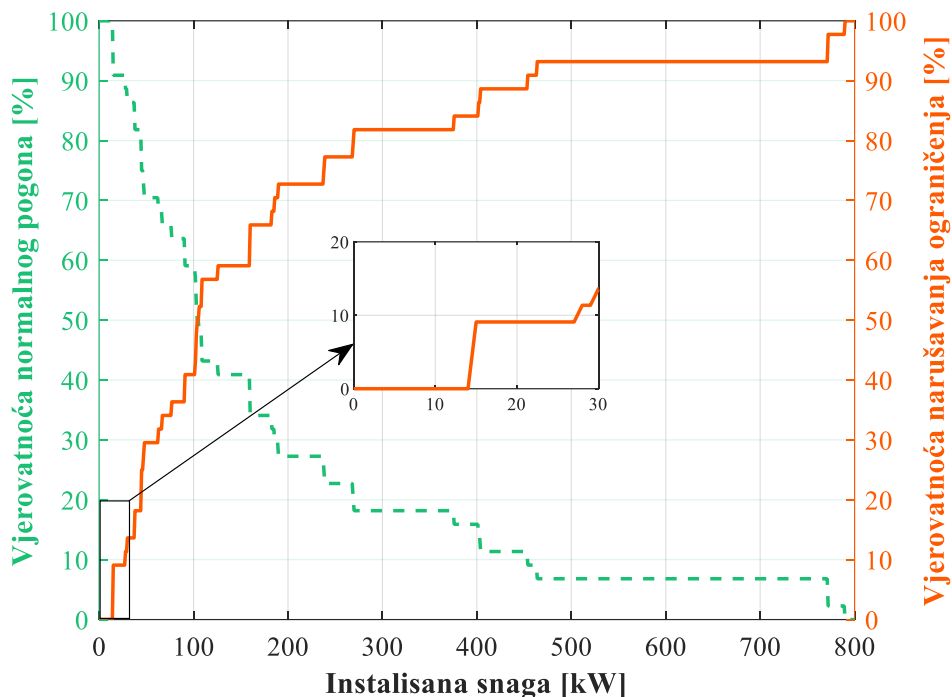


Slika 18. Mapa priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže

to je slučaj isključivo ukoliko se, usljed mogućnosti regulacije izlazne snage od strane invertora, zanemaruje doprinos fotonaponskih sistema varijacijama napona. U nastavku će biti pokazano da varijacije napona predstavljaju značajan ograničavajući faktor ukoliko se eksplicitno tretiraju prilikom proračuna priključne sposobnosti.

Na osnovu rezultata proračuna centralizovane priključne sposobnosti moguće je jednostavno formirati funkcije raspodjele vjerovatnoće normalnog pogona za različite scenarije razvoja elektrodistributivne mreže. Primjer takvih funkcija prikazan je na Slici 19 za slučaj testne elektrodistributivne mreže. Kao što se uočava, ovakvim funkcijama raspodjele se za različite nivoe instalisane snage distribuiranih generatora definišu vjerovatnoća normalnog pogona i vjerovatnoća narušavanja ograničenja normalnog pogona. Na primjeru konkretne elektrodistributivne mreže, maksimalna snaga fotonaponskog sistema koja se može priključiti u bilo kojem čvoru u mreži bez rizika od narušavanja ograničenja normalnog pogona iznosi 14 kW. Za distribuirane generatore većih snaga neophodno je izvršiti izbor mjesta priključenja u skladu sa priključnom sposobnošću pojedinačnih čvorova koje se mogu jednostavno očitati sa pripadajućih mapa. Nakon integracije novih distribuiranih generatora, neophodno je ažuriranje mapa priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže i funkcija raspodjele vjerovatnoće normalnog pogona kako bi se omogućila njihova direktna primjena prilikom novih zahtjeva za priključenje.

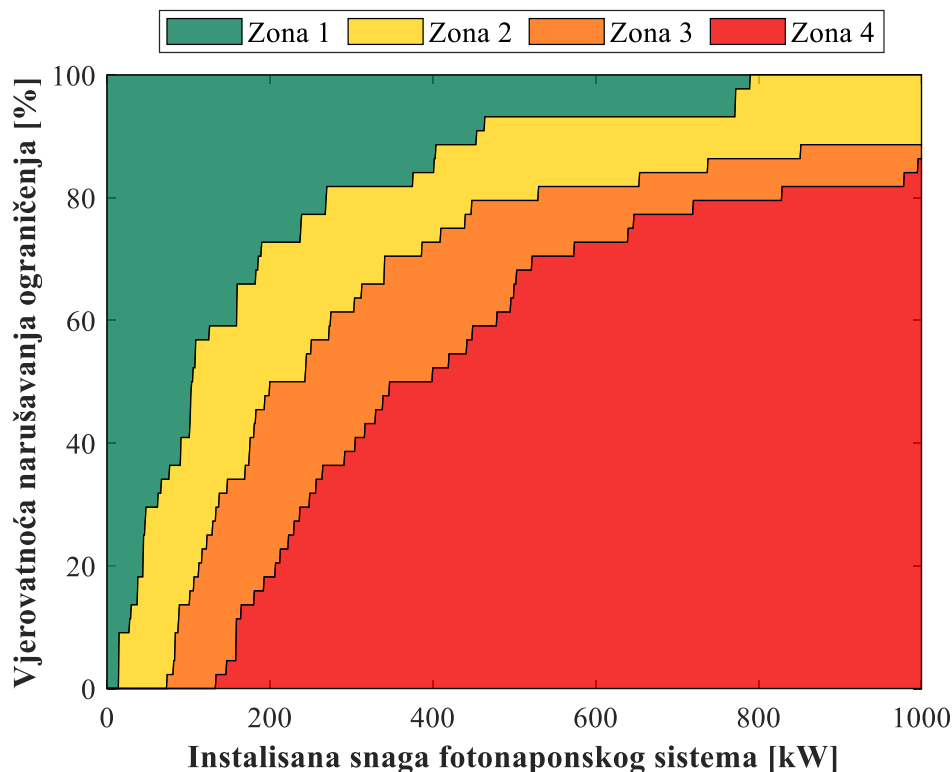
Pored klasične primjene, po uzoru na [83], na osnovu rezultata proračuna centralizovane priključne sposobnosti je moguće formirati profil elektrodistributivne mreže koji opisuje vjerovatnoću nastanka pojedinačnih ograničenja za različite vrijednosti instalisanih snaga distribuiranih generatora. Određivanje profila elektrodistributivne mreže je u [83] zasnovano na



Slika 19. Funkcije raspodjele vjerovatnoće normalnog i poremećenog pogona

klasičnom pristupu i podrazumijeva iterativno povećavanje instalisane snage distribuiranih generatora u svim čvorovima pojedinačno u širokom opsegu snaga. Formulacija predložena u ovom radu omogućava nešto drugačiji pristup koji pruža značajno veću fleksibilnost i izbjegava potrebu za sprovođenjem proračuna tokova snaga u širokom opsegu snaga za sve čvorove u mreži. Primjenom predloženog metoda je moguće određivanje priključne sposobnosti pojedinačnih čvorova u odnosu na pojedinačna ograničenja. Drugim riječima, moguće je odrediti vjerovatnoću narušavanja pojedinačnih ograničenja u zavisnosti od instalisane snage distribuiranih generatora. Profil testne elektrodistributivne mreže s aspekta usvojenih ograničenja normalnog pogona prikazan je na Slici 20, pri čemu je moguće identifikovati četiri zone koje se u manjoj ili većoj mjeri međusobno preklapaju i to:

- Zonu 1, koja uključuje distribuirane generatore koji se mogu priključiti u barem jednom čvoru elektrodistributivne mreže,
- Zonu 2, koja uključuje distribuirane generatore koji mogu dovesti do narušavanja termičkih ograničenja mrežnih elemenata,
- Zonu 3, koja uključuje distribuirane generatore koji, osim preopterećenja mrežnih elemenata, mogu dovesti i do pojave nedozvoljenih varijacija napona i
- Zonu 4, koja uključuje distribuirane generatore koji mogu dovesti do preopterećenja mrežnih elemenata, pojave nedozvoljenih varijacija i nedozvoljeno visokih napona.



Slika 20. Profil ograničenja elektrodistributivne mreže

Prilikom određivanja profila ograničenja testne elektrodistributivne mreže, uzeta je u obzir i mogućnost pojave nedozvoljenih varijacija napona, iako se po pravilu ona zanemaruje u slučaju fotonaponskih sistema. Kao što se uočava, na primjeru konkretne elektrodistributivne mreže, do pojave nedozvoljenih varijacija napona dolazi pri značajno nižim vrijednostima instalisane snage distribuiranih generatora u odnosu na pojavu nedozvoljeno visokih napona. Prema tome, kod distribuiranih generatora koje karakterišu učestale promjene snage, neophodno je sprovesti analizu njihovog uticaja na pojavu nedozvoljenih varijacija napona. Kako se fotonaponski sistemi tokom analize priključuju trofazno u izbalansiranoj konfiguraciji, a u osnovnom scenariju bez distribuiranih generatora se u mreži ne javljaju problemi u pogledu naponske nesimetrije, povećanje instalisane snage fotonaponskih sistema ne dovodi do narušavanja graničnih vrijednosti naponske nesimetrije u mreži. Takođe, u opsegu snaga distribuiranih generatora koje ne prelaze naznačenu snagu napojnog transformatora, ni u jednom od scenarija ne dolazi do narušavanja graničnih vrijednosti individualne i ukupne harmonijske distorzije napona, što je posljedica relativno visokih graničnih vrijednosti koje EN 50160 standard definiše za niskonaponske mreže.

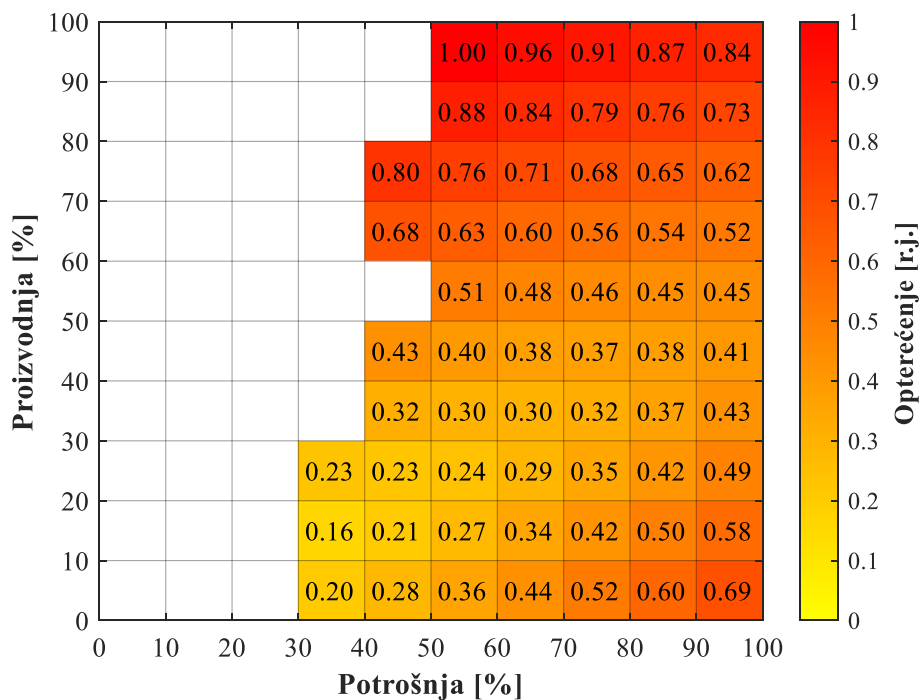
Najjednostavniji način za tumačenje profila ograničenja je posmatranjem vertikalnih odbiraka koji odgovaraju određenoj instalisanoj snazi distribuiranog generatora. Primjera radi, priključenje distribuiranog generatora instalisane snage 200 kW u približno 70% čvorova bi dovelo do preopterećenja nekog od mrežnih elemenata, u 50% čvorova bi dovelo i do pojave nedozvoljenih varijacija napona, a u 20% čvorova bi dovelo i do pojave nedozvoljeno visokih

napona. Drugim riječima, profil ograničenja elektrodistributivne mreže pruža informacije o glavnim ograničavajućim faktorima za priključenje distribuiranih generatora, koje se mogu iskoristiti kao osnov za planiranje budućeg razvoja elektrodistributivne mreže.

5.5.3 Identifikacija kritičnih scenarija potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema

Na samom kraju, nakon sprovođenja proračuna centralizovane priključne sposobnosti, sprovođenjem proračuna harmonijskih tokova snaga za instalisane snage distribuiranih generatora koje odgovaraju priključnoj sposobnosti čvora, moguće je izvršiti identifikaciju kritičnih scenarija potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora u kojima dolazi do narušavanja ograničenja normalnog pogona. Identifikacijom kritičnih scenarija za pojedinačna ograničenja normalnog pogona se eliminiše potreba za sprovođenjem proračuna harmonijskih tokova snaga za sve moguće scenarije potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. U krajnjem, ovo omogućava značajno bržu procjenu priključne sposobnosti, bez uticaja na tačnost proračuna.

Sprovođenjem proračuna harmonijskih tokova snaga u svim scenarijima od interesa i skladištenjem vrijednosti karakterističnih pokazatelja pogona, formirane su njihove zavisnosti od potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. Na Slici 21 je prikazana zavisnost relativne opterećenosti napojnog voda u različitim scenarijima potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. Pod napojnim vodom se podrazumijeva vod kojim se čvor u kojem je priključen distribuirani generator napaja u situacijama kada je potrošnja nizvodno od njega veća od

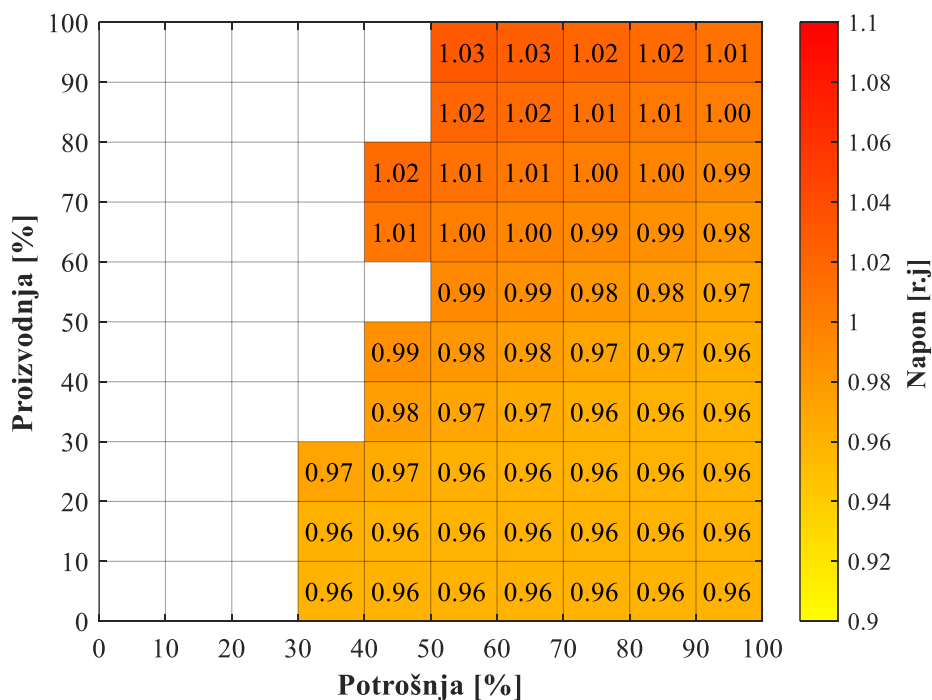


Slika 21. Korelacija relativne opterećenosti napojnog voda sa potrošnjom i proizvodnjom fotonaponskih sistema

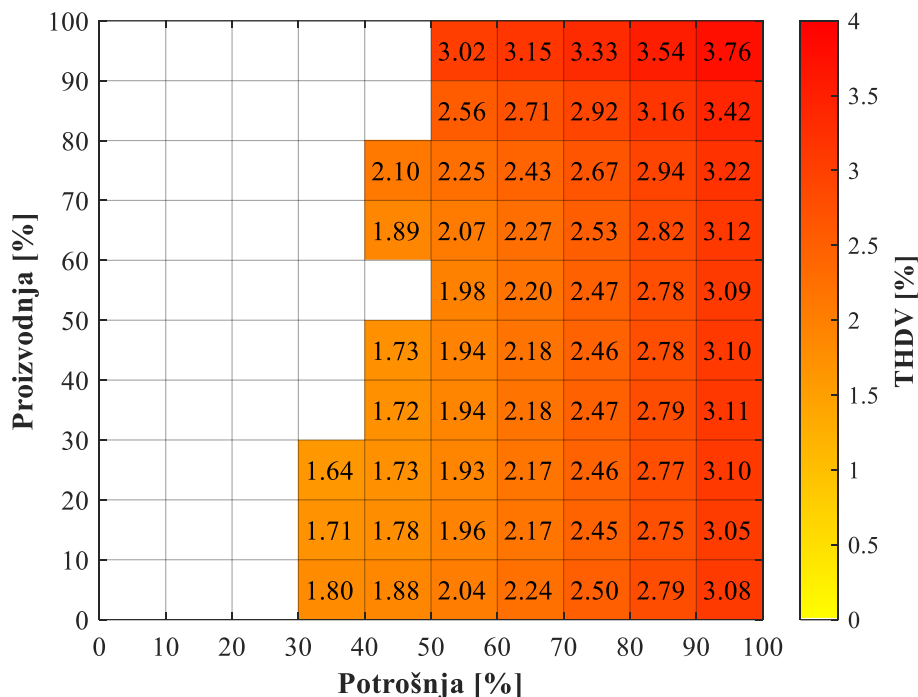
proizvodnje distribuiranog generatora. Kao što se uočava, kritičan scenario u kojem je napojni vod opterećen sa naznačenom snagom predstavlja kombinaciju maksimalne proizvodnje fotonaponskih sistema i minimalne potrošnje koja sa njom koincidira. Kritični scenario se, za posmatrane dnevne dijagrame potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema javlja manje od 0,5% vremena, što odgovara ukupnom trajanju od oko 40 sati na godišnjem nivou.

Ista zavisnost uočena između relativne opterećenosti mrežnih elemenata i nivoa potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora javlja se i u slučaju odstupanja napona, čije su toplotne mape prikazane na Slici 22. Ovakvi trendovi su očekivani, imajući u vidu da je promjena smjera toka snage praćena povećanjem napona čvora. Povećanje napona zavisi od nivoa snage koji teče od čvora ka ostatku mreže, pa je jasno da do najvećeg povećanja napona dolazi u toku kombinacije minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje distribuiranog generatora. Prirodno, slična zavisnost se nameće i u slučaju varijacija napona. Ipak, ako se evaluacija odstupanja i varijacija napona sprovodi u skladu sa EN 50160 standardom i procentom prihvatanja od 95%, prilikom proračuna je neophodno posmatrati kombinaciju maksimalne proizvodnje fotonaponskih sistema i aktivne snage konzuma iz opsega od 50 do 100% maksimalne snage.

Za razliku od relativne opterećenosti mrežnih elemenata, odstupanja i varijacija napona, harmonijska distorzija napona u čvorovima sistema pokazuje nešto drugačiju zavisnost od potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora. Slika 23 ukazuje na izraženu zavisnost između harmonijske distorzije napona i nivoa aktivne snage konzuma u mreži, dok je uticaj proizvodnje distribuiranih generatora značajno manji. Razlog ovakve zavisnosti je posljedica činjenice da



Slika 22. Korelacija odstupanja napona u čvorovima sa potrošnjom i proizvodnjom



Slika 23. Korelacija harmonijske distorzije napona sa potrošnjom i proizvodnjom

potrošači predstavljaju dominantan izvor viših harmonika u distributivnoj mreži i da je nivo harmonijske distorzije određen brojem aktivnih nelinearnih potrošača u mreži i njihovim harmonijskim sadržajem. S tim u vezi, uočava se da se u opsegu od 90 do 100% maksimalne potrošnje javljaju najviše vrijednosti harmonijske distorzije napona, nezavisno od proizvodnje fotonaponskih sistema. Kritičan scenario u kojem se javljaju najviše vrijednosti harmonijske distorzije napona predstavlja kombinaciju maksimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje fotonaponskih sistema. U cilju evaluacije vrijednosti koje su narušene više od 5% vremena, neophodno je posmatrati moguće kombinacije potrošnje i proizvodnje fotonaponskih sistema u opsegu od 70 do 100% maksimalne snage. Takođe, uočava se da harmonijska distorzija napona ne raste u cijelom opsegu sa povećanjem proizvodnje fotonaponskog sistema, već se u opsegu proizvodnje od 0 do 10% instalisane snage javlja nešto veće izobličenje talasnog oblika napona. Ovo je posljedica relativno visoke harmonijske distorzije struje fotonaponskih sistema pri niskoj proizvodnji. Kako je struja osnovnog harmonika relativno niska pri niskoj proizvodnji, to je i apsolutna vrijednost struje viših harmonika relativno niska i ne dovodi do pretjeranog povećanja harmonijske distorzije napona. Ipak, kod visoke zastupljenosti fotonaponskih sistema u mreži, neophodno je analizirati njihov kumulativni uticaj na harmonijsku distorziju napona pri niskoj proizvodnji.

Posmatranjem isključivo kritičnih kombinacija potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora, značajno se ubrzava proračun centralizovane priključne sposobnosti. Na primjeru predložene metode, vrijeme potrebno za određivanje priključne sposobnosti pojedinačnih čvorova varira između 7 i 9 sekundi, dok vrijeme potrebno za određivanje centralizovane priključne

sposobnosti na nivou mreže od 44 čvora iznosi nešto više od 5 minuta. Važno je napomenuti da posmatranje samo kritičnih scenarija ne narušava tačnost proračuna. Imajući u vidu njegovu preciznost i nisku proračunsku složenost, predloženi metod pokazuje visok potencijal za praktičnu primjenu realnim distributivnim mrežama, uz pretpostavku da su dostupni podaci o njenoj konfiguraciji i parametrima.

5.6 Analiza decentralizovane priključne sposobnosti

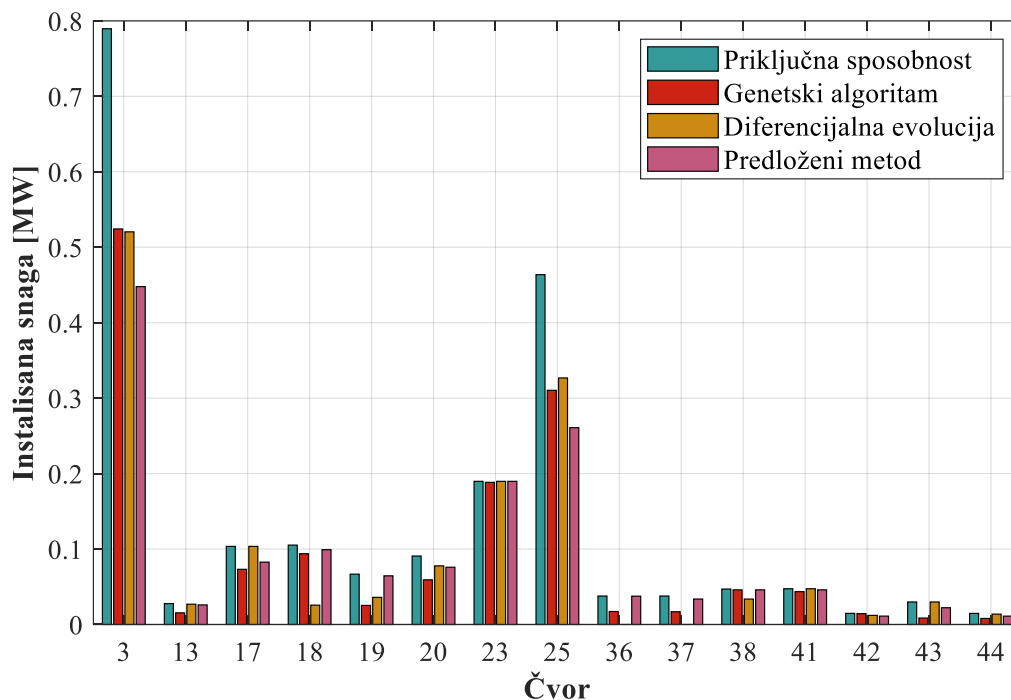
5.6.1 Proračun decentralizovane priključne sposobnosti primjenom metoda optimizacije

Slično prethodnom poglavlju, na samom početku će biti sprovedena validacija predložene metode za određivanje decentralizovane priključne sposobnosti. Potencijalne lokacije za priključenje distribuiranih generatora predstavljaju lokacije krajnjih potrošača u mreži. Kako je u prethodnom poglavlju sprovedena analiza centralizovane priključne sposobnosti, instalisane snage distribuiranih generatora u pojedinačnim čvorovima su ograničene u skladu sa priključnom sposobnošću čvora. Rezultati rješavanja optimizacionog problema za određivanje decentralizovane priključne sposobnosti primjenom genetskog algoritma, algoritma diferencijalne evolucije i metoda pretrage šablona predstavljeni su Tabeli 10. U slučaju genetskog algoritma i algoritma diferencijalne evolucije, izloženi rezultati predstavljaju najveću vrijednost priključne sposobnosti koja je zabilježena u 10 uzastopnih pokretanja optimizacionog postupka. Kao što se uočava, predloženi metod rezultira približno 10 kW većom vrijednošću priključne sposobnosti u značajno kraćem vremenskom periodu i kao takav predstavlja superiorno rješenje za određivanje priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže. Vrijednost priključne sposobnosti određena primjenom predloženog metoda iznosi približno 200% maksimalne aktivne snage konzuma na nivou mreže. Ovakav rezultat je posljedica činjenice da su mrežni elementi predimenzionisani u odnosu na maksimalnu aktivnu snagu konzuma. Utemeljenje za ovakvo tvrđenje uočava se na Slici 21 koja predstavlja korelaciju relativne opterećenosti mrežnih elemenata sa potrošnjom i proizvodnjom distribuiranih generatora. Naime, pri zanemarljivoj proizvodnji distribuiranih generatora i maksimalnoj potrošnji u mreži, relativna opterećenost mrežnih elemenata iznosi približno 70%, što znači da su mrežni elementi dimenzionisani da prihvate značajan rast potrošnje.

Razlike u vrijednostima priključne sposobnosti su posljedica drugačije raspodjele instalisanih snaga distribuiranih generatora po čvorovima sistema koje su prikazane na Slici 24.

Tabela 10. Komparativna analiza metoda za određivanje decentralizovane priključne sposobnosti

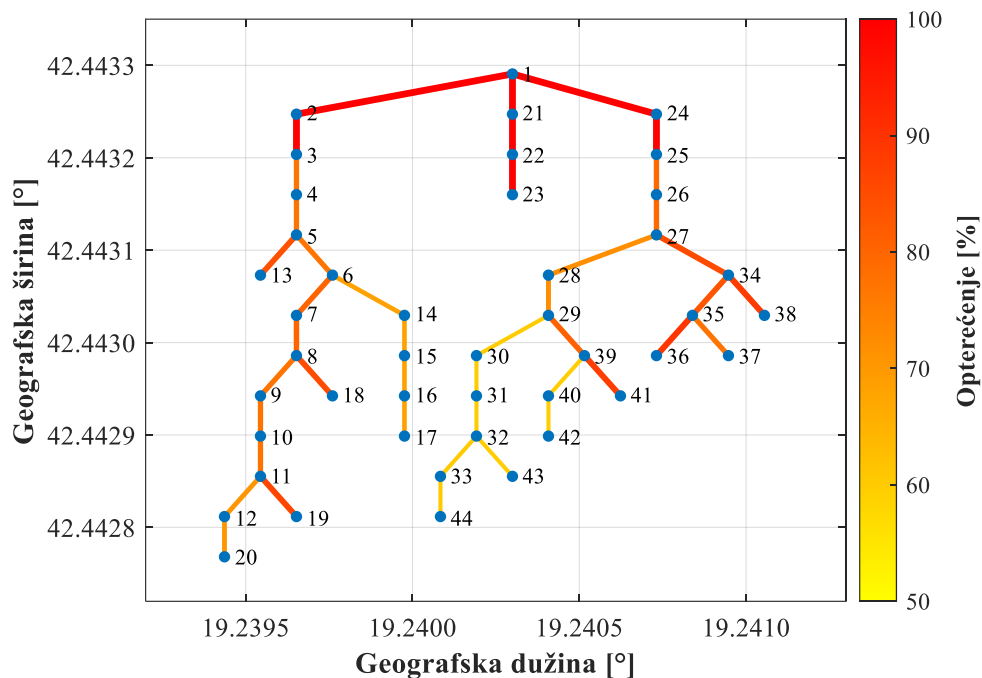
Metodologija	Priključna sposobnost [MW]	Vrijeme proračuna [s]
Genetski algoritam	1.4443	5704
Diferencijalna evolucija	1.4433	4915
Predloženi metod	1.4541	743



Slika 24. Optimalna raspodjela instalisanih snaga distribuiranih generatora

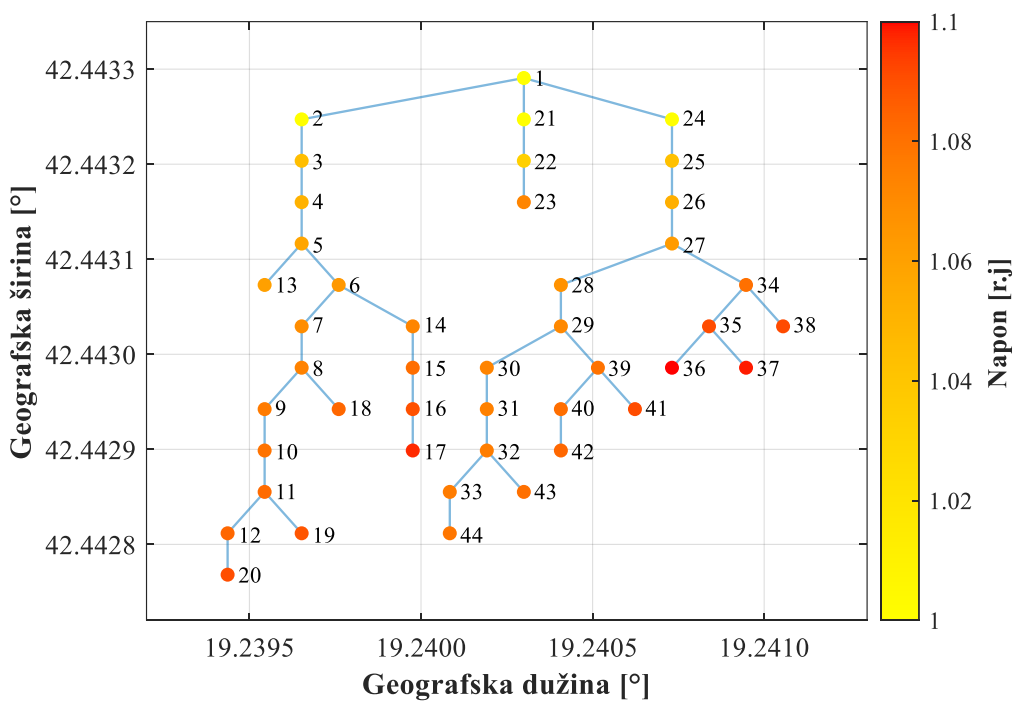
Optimalne instalisane snage distribuiranih generatora određene primjenom genetskog algoritma i algoritma diferencijalne evolucije su slične u najvećem broju čvorova, uz izuzetak nekoliko čvorova u kojima je diferencijalna evolucija rezultirala nultom instalisanom snagom. Sa druge strane, predloženi metod rezultira značajno nižim instalisanim snagama distribuiranih generatora u čvorovima 3 i 25 koji se nalaze u neposrednoj blizini distributivne trafostanice, na račun čega ostvaruje povećanje instalisane snage distribuiranih generatora u ostalim čvorovima.

U cilju ocjene karakterističnih pokazatelja pogona elektrodistributivne mreže u situaciji kada ukupna instalisana snaga distribuiranih generatora u njoj odgovara decentralizovanoj priključnoj sposobnosti, za sve scenarije od interesa je sproveden proračun harmonijskih tokova snaga. Za raspodjelu instalisanih snaga distribuiranih generatora po čvorovima mreže je usvojena raspodjela određena primjenom predloženog metoda. Na Slikama 25, 26 i 27 je prikazana raspodjela opterećenja po granama mreže, raspodjela modula i raspodjela harmonijske distorzije napona u čvorovima mreže, respektivno. Kao što se uočava, većina mrežnih elemenata je opterećena približno naznačenom snagom, pri čemu su počeci pojedinačnih izvoda dominantno opterećeni kao posljedica pretpostavljene jednovremenosti proizvodnje fotonaponskih sistema na lokalitetu elektrodistributivne mreže. Usljed promjene smjera tokova snaga po granama mreže, uočava se izražen rast napona od distributivne trafostanice ka krajevima pojedinačnih izvoda, a naponi u nekim od krajnjih čvorova elektrodistributivne mreže su veoma bliski gornjoj graničnoj vrijednosti od 110% nominalnog napona. Slična raspodjela se uočava i kod harmonijske distorzije

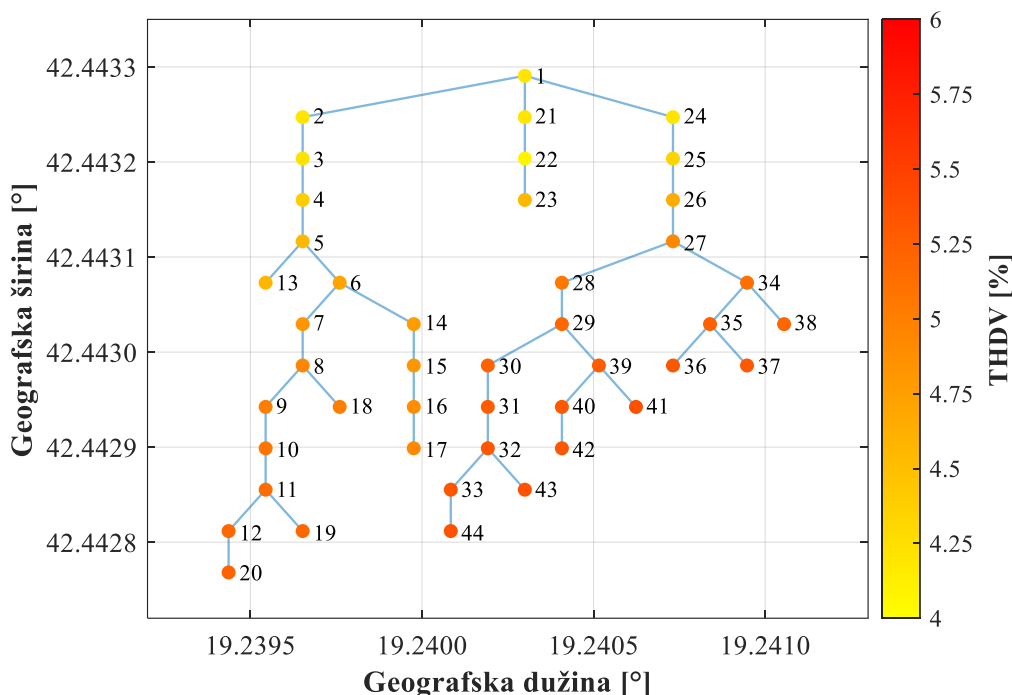


Slika 25. Raspodjela opterećenja u elektrodistributivnoj mreži

napona u čvorovima mreže. Kao što se uočava, najveće izobličenje talasnog oblika napona javlja se kod krajnjih potrošača u mreži, a smanjuje se približavanjem napojnom čvoru usljed



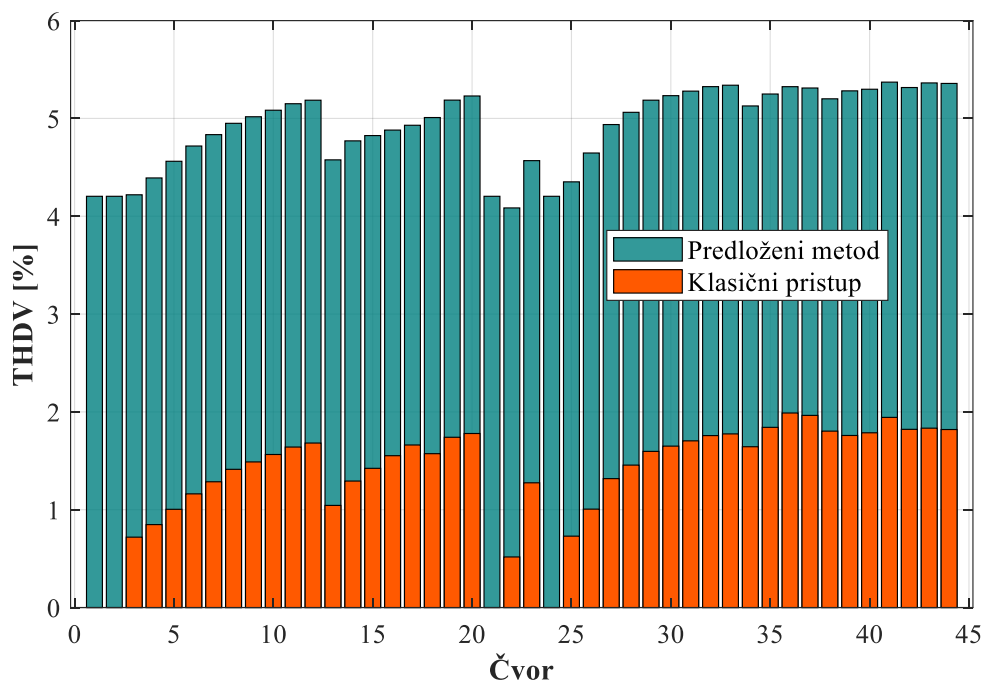
Slika 26. Raspodjela napona u elektrodistributivnoj mreži



Slika 27. Raspodjela harmonijske distorzije napona u elektrodistributivnoj mreži

međusobnog poništavanja harmonijskih struja zbog različitih faznih stavova. Važno je uočiti da harmonijska distorzija napona napojnog čvora iznosi više od 4% kao posljedica izražene nelinearne prirode distribuiranih generatora i potrošača u elektrodistributivnoj mreži. Drugim riječima pretpostavka o beskonačnoj prigušnoj sposobnosti ostatka sistema koja je usvojena u [52], [54], [55] nije validna. Kako bi se potvrdilo ovo tvrdjenje, na Slici 28 su predstavljeni rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga primjenom predloženog metoda i primjenom klasičnog pristupa zasnovanog na pretpostavci o harmonijski čistom naponu napojnog čvora. Kao što se uočava, primjena klasičnog pristupa rezultira značajnom potcjenom uticaja nelinearnih uređaja na izobličenje talasnog oblika napona u čvorovima mreže. U odnosu na rezultate proračuna primjenom predložene metode, srednja greška harmonijske distorzije napona u čvorovima sistema iznosi 3,6%, dok je najveća u slučaju napojnog čvora i iznosi 4,2%. Imajući u vidu graničnu vrijednost harmonijske distorzije napona od 8% propisanu EN 50160 standardom, jasno je da je klasični pristup nepouzdan za ocjenu harmonijskog uticaja distribuiranih generatora.

U skladu sa izloženim raspodjelama karakterističnih pokazatelja pogona elektrodistributivne mreže, jasno je da, u situaciji kada ukupna instalisana snaga distribuiranih generatora u mreži odgovara njenoj decentralizovanoj priključnoj sposobnosti, elektrodistributivna mreža funkcioniše na samoj granici normalnog pogona. U takvoj situaciji postoji izražen rizik od nastanka preopterećenja, pojave nedozvoljeno visokih napona ili nedozvoljenog izobličenja talasnog oblika napona. Iz tog razloga, postoji potreba za manje ili više konzervativnim pristupom kojim bi se na osnovu rezultata proračuna optimalne priključne sposobnosti ograničila mogućnost priključenja distribuiranih generatora na mrežu.

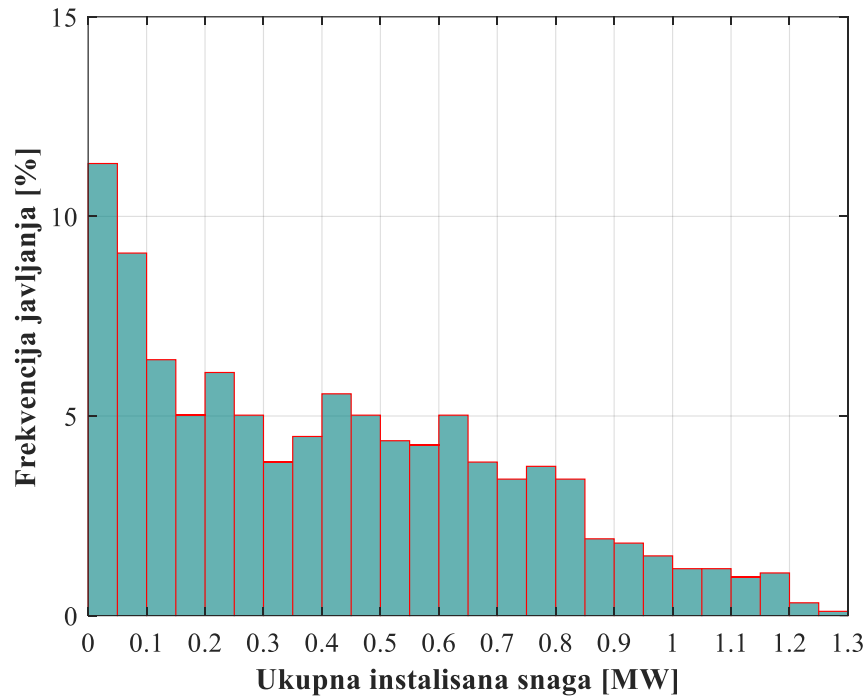


Slika 28. Poređenje harmonijske distorzije napona određene klasičnim i predloženim pristupom

5.6.2 Stohastička analiza decentralizovane priključne sposobnosti

Kao što je ukazano u prethodnom poglavlju, kako bi se uzela u obzir neizvjesnost u pogledu instalisane snage distribuiranih generatora na različitim lokacijama u mreži, u velikom broju istraživanja je izložena stohastička analiza decentralizovane priključne sposobnosti. U cilju poređenja stohastičkog i optimizacionog pristupa, u ovom poglavlju je predstavljena analiza decentralizovane priključne sposobnosti primjenom predložene stohastičke metode zasnovane na istorijskom okviru i primjeni proračuna harmonijskih tokova snaga.

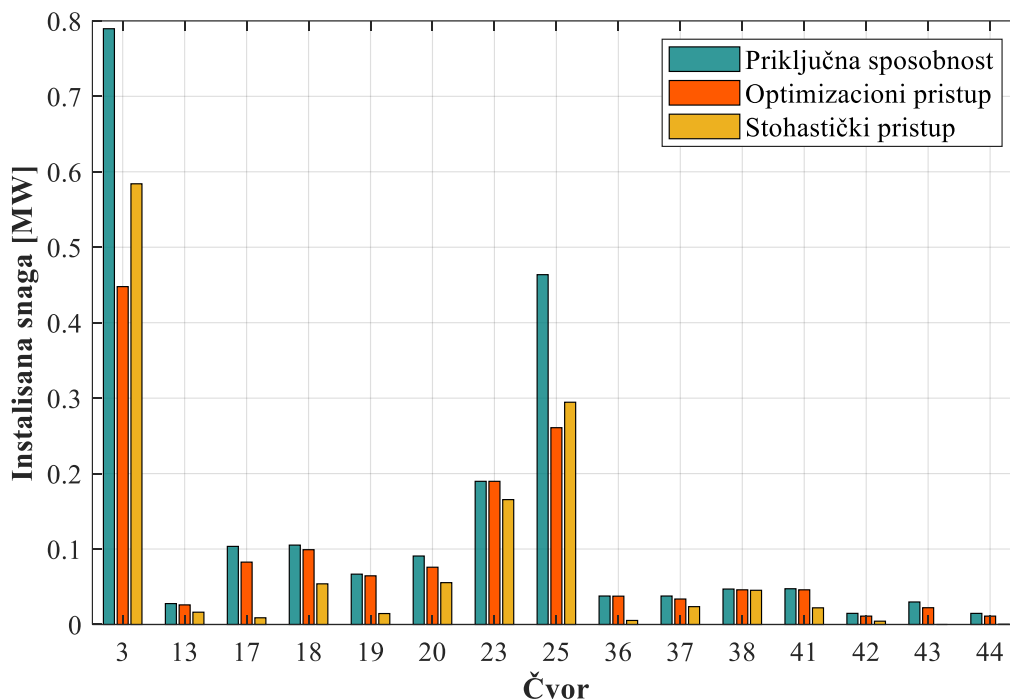
Stohastička analiza decentralizovane priključne sposobnosti testne elektrodistributivne mreže sprovedena je simuliranjem 1500 scenarija koji se razlikuju u pogledu broja distribuiranih generatora, njihovih instalisanih snaga i njihovih lokacija u mreži. Izvodljivost pojedinačnih scenarija zastupljenosti distribuiranih generatora je određena sprovođenjem proračuna harmonijskih tokova snaga za sve istorijske scenarije potrošnje i proizvodnje. Na Slici 29 je prikazana raspodjela ukupne instalisane snage distribuiranih generatora za sve izvodljive scenarije zabilježene tokom analize. Vrijednosti ukupne instalisane snage distribuiranih generatora u izvodljivim scenarijama se kreću u opsegu od 2,7 kW do 1,29 MW, a maksimalna zabilježena vrijednost ujedno predstavlja i decentralizovanu priključnu sposobnost elektrodistributivne mreže. Kao što se uočava, vrijednost decentralizovane priključne sposobnosti određena stohastičkim pristupom je približno 10% niža od vrijednosti koja je određena optimizacionim putem. Ova razlika je, prirodno, posljedica različite raspodjele instalisanih snaga distribuiranih generatora po



Slika 29. Raspodjela ukupne instalisane snage izvodljivih scenarija

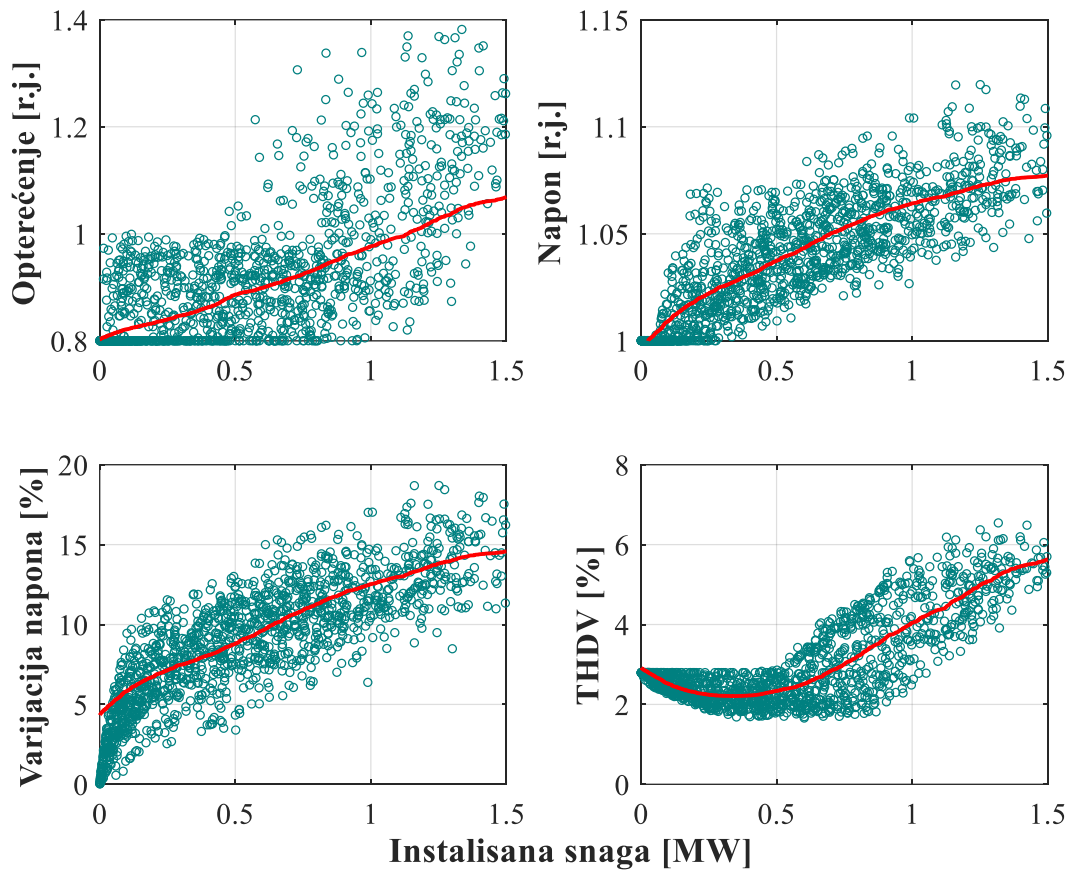
čvorovima mreže koja je prikazana na Slici 30. Važno je napomenuti da je maksimalna vrijednost priključne sposobnosti primjenom stohastičkog pristupa zabilježena u scenariju u kojem distribuirani generatori nijesu priključeni u svim čvorovima. Sa druge strane, scenariji sa većim brojem distribuiranih generatora ili nijesu izvodljivi, ili ih karakteriše niža vrijednost priključne sposobnosti. Imajući u vidu jasna odstupanja između rezultata stohastičkog i optimizacionog pristupa, jasno je da stohastički pristup ne pruža preciznu procjenu decentralizovane priključne sposobnosti elektrodistributivne mreže.

Iako se stohastička metodologija ne može koristiti za preciznu procjenu decentralizovane priključne sposobnosti bez nužnog povećanja proračunske složenosti koje prati povećanje broja posmatranih scenarija, ona omogućava jednostavnu identifikaciju trendova karakterističnih parametara režima u zavisnosti od ukupne instalisane snage distribuiranih generatora u mreži. Trendovi relativnog opterećenja mrežnih elemenata, napona u čvorovima mreže, mogućih varijacija i harmonijske distorzije napona za posmatranu elektrodistributivnu mrežu su predstavljeni na Slici 31. Kao što se uočava, relativna opterećenost mrežnih elemenata pokazuje najveću varijaciju i najveće odstupanje od linije trenda, jer ona u velikoj mjeri zavisi od rasporeda distribuiranih generatora u mreži. S tim u vezi, uočavaju se brojni scenariji sa relativno visokom instalisanom snagom distribuiranih generatora koji ne dovode do preopterećenja nijednog od mrežnih elemenata. Sa druge strane, kod maksimalne vrijednosti napona u čvorovima mreže i kod mogućih varijacija napona se uočava značajno jača korelacija sa ukupnom instalisanom snagom distribuiranih generatora u mreži. Rastom ukupne instalisane snage distribuiranih generatora u



Slika 30. Optimalna raspodjela instalisane snage distribuiranih generatora određena stohastičkim pristupom

mreži, značajno se povećava rizik od pojave nedozvoljeno visokih napona i nedozvoljenih varijacija napona. U skladu sa EN 50160 standardom, u normalnom pogonu distributivne mreže su moguće povremene varijacije napona koje ne prevazilaze 10% nominalnog napona, a sve veće promjene napona se smatraju propadom napona. Očigledno, ukoliko se za graničnu vrijednost varijacija napona usvoji 10% nominalnog napona, priključna sposobnost elektrodistributivne mreže bi bila ograničena na manje od 0,7 MW, odnosno na 50% vrijednosti proračunate primjenom metoda optimizacije uz zanemarivanje varijacija napona. Predstavljene vrijednosti varijacija napona proračunate su uz pretpostavku da se izlazna snaga svih distribuiranih generatora u mreži mijenja istovremeno. Iako je ovaj scenario moguć kod fotonaponskih elektrana priključenih na niskonaponsku elektrodistributivnu mrežu u uskom geografskom području, zbog razlika u njihovom nagibu i orijentaciji, kao i konačnoj brzini kretanja oblaka, on je malo vjerovatan, a slično važi i za druge tipove distribuiranih generatora. Drugim riječima, posmatrajući realne scenarije u praksi, može se očekivati slabiji uticaj varijacija napona na priključnu sposobnost elektrodistributivne mreže. Na samom kraju, uočava se zanimljiv trend harmonijske distorzije napona u funkciji ukupne instalisane snage distribuiranih generatora u mreži. Naime, do određenog nivoa instalisane snage distribuiranih generatora u mreži, maksimalna harmonijska distorzija napona u čvorovima sistema opada, da bi nakon toga počela da raste približno linearno. Smanjenje harmonijske distorzije napona pri nižim vrijednostima instalisane snage distribuiranih generatora je posljedica međusobnog poništavanja harmonijskih struja usljed faznih stavova koji se u opštem slučaju razlikuju. Instalisan snaga distribuiranih generatora pri kojoj počinje ponovni



Slika 31. Trendovi karakterističnih parametara režima distributivne mreže

rast harmonijske distorzije napona odgovara onoj snazi pri kojoj glavni izvor nelinearnosti u mreži postaju distribuirani generatori. Daljim povećanjem instalisane snage distribuiranih generatora u mreži se linearno povećava i harmonijsko izobličenje napona. Ovakve zavisnosti varijacije i harmonijske distorzije napona nijesu uočene u pregledanoj literaturi.

Posmatrajući prethodne trendove karakterističnih parametara režima elektrodistributivne mreže, uočava se značajna korelacija između kvaliteta pogona i ukupne instalisane snage distribuiranih generatora u mreži. Povećanjem ukupne instalisane snage distribuiranih generatora u mreži se progresivno povećava rizik od preopterećenja mrežnih elemenata, pojave nedozvoljeno visokih napona i nedozvoljenih varijacija napona, ali i do harmonijskog izobličenja talasnih oblika struja i napona u mreži izvan propisanih granica. Ipak, intenzitet narušavanja kvaliteta normalnog pogona zavisi od lokacije i instalisane snage pojedinačnih generatora u mreži. Kao što se može uočiti, pri istoj ukupnoj vrijednosti instalisane snage distribuiranih generatora, određeni scenariji dovode do narušavanja ograničenja normalnog pogona, a određeni ne. Iz tog razloga, na osnovu rezultata optimizacije decentralizovane priključne sposobnosti, moguće je favorizovati određene scenarije integracije distribuiranih generatora.

6. Zaključak

Usljed specifične konfiguracije elektrodistributivne mreže prilagođene jednostranom napajanju, prekomjerna integracija distribuiranih generatora je praćena brojnim tehničkim problemima uključujući pojavu nedozvoljeno visokih napona, flikera i varijacija napona, pojavu viših harmonika struja i napona i mnoge druge. Iz tog razloga, postoji realna potreba za određivanjem priključne sposobnosti koja kvantifikuje nivo instalisane snage distribuiranih generatora koji se može priključiti na elektrodistributivnu mrežu bez narušavanja ograničenja normalnog pogona.

Detaljnim pregledom prethodnih istraživanja u ovoj oblasti ustanovljeno je da u literaturi ne postoji sveobuhvatan pristup koji uzima u obzir realne pogonske karakteristike elektrodistributivne mreže i distribuiranih generatora, kao ni sva relevantna ograničenja normalnog pogona propisana nacionalnim mrežnim pravilima i međunarodnim standardima. Kako bi se omogućila procjena svih karakterističnih parametara režima elektrodistributivne mreže, polazeći od postojećih pristupa u literaturi, u ovom radu je predstavljen novi metod za proračun harmonijskih tokova snaga u neizbalansiranim aktivnim distributivnim mrežama. Predloženi metod za proračun harmonijskih tokova snaga uzima u obzir realnu prigušnu sposobnost mreže višeg napona koja je kvantifikovana snagom kratkog spoja na sabirnicama napojne trafostanice. Predstavljeni numerički rezultati ukazuju da pretpostavka o beskonačnoj prigušnoj sposobnosti mreže višeg napona koja je usvojena u brojnim istraživanjima rezultira značajnom potcjenom harmonijskog uticaja nelinearnih potrošača i distribuiranih generatora.

Polazeći od predloženog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga, predložena su dva nova pristupa određivanju priključne sposobnosti pojedinačnih čvorova i elektrodistributivne mreže u cjelini. Problem određivanja priključne sposobnosti je u oba slučaja formulisan kao optimizacioni problem koji teži da maksimizuje instalisanu snagu distribuiranih generatora uz zadovoljena termička ograničenja mrežnih elemenata i zadovoljena ograničenja u pogledu pojave nedozvoljeno visokih napona, varijacija, nesimetrije i harmonijske distorzije napona. Uzimajući u obzir monotonost kriterijumske funkcije i funkcije ograničenja, za rješavanje ovako formulisanog optimizacionog problema predložen je metod pretrage šablona. Osim predloženih optimizacionih pristupa, na bazi predloženog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga je predstavljeno i proširenje stohastičkog pristupa za određivanje priključne sposobnosti.

Kako bi se omogućila direktna analiza harmonijskog uticaja distribuiranih generatora, predstavljena je procedura razvoja harmonijskog modela fotonaponskih sistema koja se može jednostavno generalizovati na druge proizvodne tehnologije. Za razliku od klasičnog pristupa u literaturi u kojem se fotonaponski sistemi predstavljaju harmonijskim spektrom pri naznačenim uslovima rada, predstavljeni harmonijski model tretira zavisnost udjela viših harmonika od izlazne snage fotonaponskog sistema. Predstavljeni harmonijski model fotonaponskih sistema omogućava jednostavnu analizu njihovog harmonijskog uticaja.

Nakon analize potrebnih ulaznih podataka, predstavljen je primjer proračuna centralizovane i decentralizovane priključne sposobnosti primjenom predloženih metoda. Na

osnovu rezultata proračuna priključne sposobnosti na realnoj elektrodistributivnoj mreži moguće je izvesti sljedeće zaključke:

- Glavni ograničavajući faktor za priključenje distribuiranih generatora u pojedinačnim čvorovima mreže predstavljaju termička ograničenja mrežnih elemenata. U tom kontekstu, priključna sposobnost pojedinačnih čvorova je u direktnoj korelaciji sa propusnim kapacitetom pripadajućeg napojnog voda.
- Do narušavanja graničnih vrijednosti varijacija napona dolazi pri nižem nivou instalisane snage distribuiranih generatora nego što dolazi do pojave nedozvoljeno visokih napona. Drugim riječima, kod distribuiranih generatora koje karakterišu frekventne promjene proizvodnje, izazivanje nedozvoljenih varijacija napona je vjerovatan ograničavajući faktor za povećanje njihove instalisane snage.
- Pri niskoj ukupnoj instalisanoj snazi distribuiranih generatora, potrošači predstavljaju glavni izvor nelinearnosti u mreži. Iz tog razloga, nije za očekivati da priključenje distribuiranog generatora u nekom od čvorova mreže može rezultirati značajnijim dodatnim izobličenjem talasnih oblika struja i napona.
- Kritičan scenario za evaluaciju pojave preopterećenja, nedozvoljeno visokih napona i nedozvoljenih varijacija napona predstavlja kombinacija maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora i minimalne potrošnje. Sa druge strane, kritičan scenario za evaluaciju nedozvoljenog nivoa harmonijskog izobličenja talasnih oblika struja i napona predstavlja kombinacija maksimalne proizvodnje distribuiranih generatora i maksimalne potrošnje. Pri tome, pod minimalnom/maksimalnom potrošnjom se podrazumijeva najniža/najviša vrijednost aktivne snage konzuma koja koincidira sa maksimalnom proizvodnjom distribuiranih generatora. Drugim riječima, prilikom određivanja karakterističnih scenarija za analizu, neophodno je uzeti u obzir vremensku korelaciju potrošnje i proizvodnje distribuiranih generatora.
- Rizik od pojave nedozvoljeno visokih napona, nedozvoljenih varijacija ili izobličenja talasnog oblika napona je u direktnoj korelaciji sa udaljenošću od distributivne trafostanice i do prekoračenja njihovih graničnih vrijednosti najbrže dolazi u najudaljenijim čvorovima.
- Povećanjem ukupne instalisane snage distribuiranih generatora u mreži se progresivno povećava rizik od narušavanja svih ograničenja normalnog pogona, pri čemu pojava nedozvoljenih varijacija napona predstavlja glavni ograničavajući faktor.
- Intenzitet narušavanja kvaliteta normalnog pogona zavisi od lokacije i instalisane snage pojedinačnih generatora u mreži. Pri istoj ukupnoj vrijednosti instalisane snage distribuiranih generatora, određeni scenariji dovode do narušavanja ograničenja normalnog pogona, a određeni ne. Rješavanjem problema decentralizovane priključne sposobnosti određuje se optimalna raspodjela instalisanih snaga distribuiranih generatora koja maksimizuje njihovu kumulativnu instalisanu snagu u mreži. Na osnovu ovih rezultata, moguće je identifikovati povoljne lokacije za priključenje distribuiranih generatora.

Predstavljeni numerički rezultati demonstriraju superiornost predloženih metoda u odnosu na klasične pristupe i pristupe zasnovane na primjeni metaheurističkih metoda optimizacije u pogledu preciznosti i proračunske složenosti. Primjenom predloženih optimizacionih pristupa određuje se maksimalna instalirana snaga distribuiranih generatora pri kojoj se distributivna mreža nalazi na granici između normalnog i poremećenog pogona. Tako određena vrijednost priključne sposobnosti je obavezujuća i nije je moguće povećati bez implementacije strategija aktivnog upravljanja elektrodistributivnom mrežom ili dodatnog proširenja mrežnih kapaciteta. U tom kontekstu, predložene metode predstavljaju efikasan pristup koji se može primijeniti prilikom ocjene mogućnosti priključenja novih distribuiranih generatora i prilikom studija budućeg razvoja elektrodistributivne mreže.

Literatura

- [1] “California DG Statistics” <https://www.californiadgstats.ca.gov/> (accessed Jan. 23, 2022).
- [2] M. H. J. Bollen, “Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers.”
- [3] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, “A review of the tools and methods for distribution networks’ hosting capacity calculation,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 11, pp. 1–25, 2020, doi: 10.3390/en13112758.
- [4] J. Peppanen, M. Bello, and M. Rylander, “Service Entrance Hosting Capacity,” *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC*, pp. 1451–1456, 2018, doi: 10.1109/PVSC.2018.8547340.
- [5] M. D. Braga, S. D. Machado, I. C. Oliveira, T. E. C. de Oliveira, P. F. Ribeiro, and B. I. L. Lopes, “Harmonic hosting capacity approach in a radial distribution system due to PV integration using OpenDSS,” *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2018 - Proceedings*, pp. 222–228, 2019, doi: 10.1109/INDUSCON.2018.8627342.
- [6] M. J. Reno and R. J. Broderick, “Statistical analysis of feeder and locational PV hosting capacity for 216 feeders,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016-Novem, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741269.
- [7] B. B. Navarro and M. M. Navarro, “A comprehensive solar PV hosting capacity in MV and LV radial distribution networks,” *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260210.
- [8] “Sensitivity Analysis of the CIGRE Distribution Network Benchmark According to the Large-Scale Connection of Renewable Energy Generators”.
- [9] D. Chaturangi, U. Jayatunga, M. Rathnayake, A. Wickramasinghe, A. Agalgaonkar, and S. Perera, “Potential power quality impacts on LV distribution networks with high penetration levels of solar PV,” in *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP*, Jun. 2018, vol. 2018-May, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378890.
- [10] M. Bartecka, G. Barchi, and J. Paska, “Time-series PV hosting capacity assessment with storage deployment,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 10, May 2020, doi: 10.3390/en13102524.
- [11] H. Al-Saadi, S. F. Al-Sarawi, R. Zivanovic, and Hatim G. Abood, “Hourly-Assessment of Grid Hosting Capacity for Active Distribution Network,” 2018.
- [12] H. Al-Saadi, R. Zivanovic, and S. F. Al-Sarawi, “Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, no. 5, pp. 2519–2532, Oct. 2017, doi: 10.1109/TII.2017.2698505.

- [13] H. Al-Saadi and R. Zivanovic, "Probabilistic Analysis of Maximum Allowable PV Connections across Bidirectional Feeders within a Distribution Network," 2017.
- [14] EPRI, "Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV," *EPRI Technical Update 1026640*, pp. 1–50, 2012.
- [15] A. Dubey, S. Santoso, and A. Maitra, "Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2015-Septe, 2015, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286510.
- [16] A. Dubey and S. Santoso, "On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit's Photovoltaic Hosting Capacity," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2779–2789, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2622286.
- [17] H. Sadeghian and Z. Wang, "A novel impact-assessment framework for distributed PV installations in low-voltage secondary networks," *Renewable Energy*, vol. 147, pp. 2179–2194, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.117.
- [18] S. Pukhrem, M. Basu, and M. F. Conlon, "Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV Integration in Low-Voltage Distribution Networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3246–3254, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2797599.
- [19] A. Navarro-Espinosa and L. F. Ochoa, "Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2192–2203, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2448663.
- [20] F. Ding and B. Mather, "On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1010–1020, Jul. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2640239.
- [21] R. Torquato, D. Salles, C. O. Pereira, P. C. M. Meira, and W. Freitas, "A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1002–1012, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2798707.
- [22] M. Seydali, S. Abad, J. Ma, D. Zhang, A. Shabir Ahmadyar, and H. Marzooghi, "Sensitivity of Hosting Capacity to Data Resolution and Uncertainty Modeling."
- [23] M. Rossi, G. Viganò, D. Moneta, and D. Clerici, "Stochastic Evaluation of Distribution Network Hosting Capacity: Evaluation of the Benefits introduced by Smart Grid Technology."
- [24] G. P. Harrison and A. R. Wallace, "Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation," in *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, Jan. 2005, vol. 152, no. 1, pp. 115–122. doi: 10.1049/ip-gtd:20041193.
- [25] G. P. Harrison, A. Piccolo, P. Siano, and A. R. Wallace, "Hybrid GA and OPF evaluation of network capacity for distributed generation connections," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 3, pp. 392–398, Mar. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.03.008.

- [26] P. Siano, P. Chen, Z. Chen, and A. Piccolo, "Evaluating maximum wind energy exploitation in active distribution networks," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 4, no. 5, pp. 598–608, May 2010, doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0548.
- [27] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian, and N. D. Hatziargyriou, "Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 346–356, Jan. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2320895.
- [28] X. Chen, W. Wu, B. Zhang, and C. Lin, "Data-Driven DG Capacity Assessment Method for Active Distribution Networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3946–3957, Sep. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2633299.
- [29] M. S. S. Abad, J. Ma, D. Zhang, A. S. Ahmadyar, and H. Marzooghi, "Probabilistic Assessment of Hosting Capacity in Radial Distribution Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1935–1947, Oct. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2018.2819201.
- [30] M. Alturki, A. Khodaei, A. Paaso, and S. Bahramirad, "Optimization-based distribution grid hosting capacity calculations," *Applied Energy*, vol. 219, pp. 350–360, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.127.
- [31] X. Chen, W. Wu, and B. Zhang, "Robust Capacity Assessment of Distributed Generation in Unbalanced Distribution Networks Incorporating ANM Techniques," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 651–663, Apr. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2754421.
- [32] S. Lakshmi and S. Ganguly, "Simultaneous optimisation of photovoltaic hosting capacity and energy loss of radial distribution networks with open unified power quality conditioner allocation," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 12, pp. 1382–1389, Sep. 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5389.
- [33] A. Rabiee and S. M. Mohseni-Bonab, "Maximizing hosting capacity of renewable energy sources in distribution networks: A multi-objective and scenario-based approach," *Energy*, vol. 120, pp. 417–430, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2016.11.095.
- [34] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renewable Energy*, vol. 130. Elsevier Ltd, pp. 1002–1020, Jan. 01, 2019. doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.
- [35] "A New Method for Characterizing Distribution System Hosting Capacity for Distributed Energy Resources: A Streamlined Approach for Solar Photovoltaics." <https://www.epri.com/research/products/000000003002003278> (accessed Feb. 20, 2022).
- [36] M. Rylander, J. Smith, and W. Sunderman, "Streamlined method for determining distribution system hosting capacity," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 1, pp. 105–111, Jan. 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2472357.
- [37] W. M. Grady and S. Santoso, "Understanding Power System Harmonics."

- [38] S. Herraiz, L. Sainz, and J. Clua, “Review of harmonic load flow formulations,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3. pp. 1079–1087, Jul. 2003. doi: 10.1109/TPWRD.2003.813604.
- [39] T. B. Zheng Elham Makram Adly A Girgis IEEE Student Member IEEE Senior Member IEEE Fellow, “Power System Transient and Harmonic Studies using Wavelet Transform,” 1999.
- [40] G. T. Heydt, “Transient Power Quality Problem.”
- [41] “EMTP® Home.” <https://www.emtp.com/> (accessed Apr. 05, 2022).
- [42] “PSS®E – transmission planning and analysis | PSS® power system simulation and modeling software | Siemens Global.” <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-e.html> (accessed Apr. 06, 2022).
- [43] “NEPLAN – power system analysis.” <https://www.neplan.ch/> (accessed Apr. 06, 2022).
- [44] “ETAP | Electrical Power System Analysis Software | Power Management System.” <https://etap.com/> (accessed Apr. 06, 2022).
- [45] “PowerFactory - DIgSILENT.” <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (accessed Apr. 06, 2022).
- [46] Asemlyen and M. Shlash, “Principles of modular harmonic power flow methodology.”
- [47] G. N. Bathurst, B. C. Smith, N. R. Watson, and J. Arrillaga, “A Modular Approach to the Solution of the Three-Phase Harmonic Power-Flow,” 2000.
- [48] Daozhi Xia and G. T. Heydt, “Harmonic Power Flow Studies - Part I: Formulation and Solution,” 1982.
- [49] Daozhi Xia and G. T. Heydt, “Harmonic Power Flow Studies - Part II: Implementation and Practical Application,” 1982.
- [50] Y. Baghzouz, “Effects of Nonlinear Loads on Optimal Capacitor Placement in Radial Feeders,” 1991.
- [51] A. Ulinuha, M. A. S. Masoum, and S. M. Islam, “Harmonic Power Flow Calculations for a Large Power System with Multiple Nonlinear Loads Using Decoupled Approach.” doi: <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2007.4548132>.
- [52] J.-H. Teng and C.-Y. Chang, “A Fast Harmonic Load Flow Method for Industrial Distribution Systems.”
- [53] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” 1988.
- [54] J. H. Teng and C. Y. Chang, “Backward/forward sweep-based harmonic analysis method for distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1665–1672, 2007, doi: 10.1109/TPWRD.2007.899523.

- [55] M. Milovanović, J. Radosavljević, and B. Perović, “A backward/forward sweep power flow method for harmonic polluted radial distribution systems with distributed generation units,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, no. 5, May 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12310.
- [56] “Tehnička preporuka za priključenje distribuiranih izvora u Crnoj Gori,” 2012.
- [57] “Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije,” 2016.
- [58] R. Hooke and T. A. Jeeves, “Direct Search Solution of Numerical and Statistical Problems,” 1961.
- [59] T. G. Kolda, R. M. Lewis, and V. Torczon, “Stationarity Results for Generating Set Search for Linearly Constrained Optimization,” 2003. [Online]. Available: <http://www.doe.gov/bridge>
- [60] R. Michael Lewis and V. Torczon, “Pattern Search Algorithms for Bound Constrained Minimization,” 1999. [Online]. Available: <http://www.siam.org/journals/ojsa.php>
- [61] R. Michael Lewis, V. Torczon, and S. J. Optim, “A Globally Convergent Augmented Lagrangian Pattern Search Algorithm for Optimization with General Constraints and Simple Bounds,” 2002. [Online]. Available: <http://www.siam.org/journals/ojsa.php>
- [62] “California Distributed Generation Statistics.” <https://www.californiadgstats.ca.gov/charts/> (accessed Jan. 23, 2022).
- [63] K. Strunz, E. Abbasi, R. Fletcher, N. D. Hatziargyriou, R. Iravani, and G. Joos, “Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,” 2014.
- [64] “ENTSO-E Transparency Platform.” <https://transparency.entsoe.eu/> (accessed Apr. 17, 2022).
- [65] “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) | EU Science Hub.” <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accessed Jan. 09, 2022).
- [66] “PV Performance Modeling Collaborative | PV_LIB Toolbox.” https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv_lib-toolbox/ (accessed Jan. 09, 2022).
- [67] I. Reda and A. Andreas, “Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications (Revised),” 2000. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>
- [68] P. G. Loutzenhiser, H. Manz, C. Felsmann, P. A. Strachan, T. Frank, and G. M. Maxwell, “Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation,” *Solar Energy*, vol. 81, no. 2, pp. 254–267, Feb. 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.03.009.
- [69] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, and P. Jenkins, “A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels,” *Solar Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2695–2706, Sep. 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.06.004.
- [70] G. Chicco, J. Schlabbach, and F. Spertino, “Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations,” *Solar Energy*, vol. 83, no. 7, pp. 1026–1039, Jul. 2009, doi: 10.1016/j.solener.2009.01.005.

- [71] K. Fekete, Z. Klaic, and L. Majdandzic, "Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid," *Renewable Energy*, vol. 43, pp. 140–148, Jul. 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.026.
- [72] Y. Du, D. D. C. Lu, G. James, and D. J. Cornforth, "Modeling and analysis of current harmonic distortion from grid connected PV inverters under different operating conditions," *Solar Energy*, vol. 94, pp. 182–194, Aug. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.05.010.
- [73] D. G. Infield, P. Onions, A. D. Simmons, and G. A. Smith, "Power quality from multiple grid-connected single-phase inverters," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 4, pp. 1983–1989, Oct. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2004.829950.
- [74] T. Esum and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [75] H. Rezk and A. M. Eltamaly, "A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol. 112, pp. 1–11, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2014.11.010.
- [76] E. Muljadi, M. Singh, and V. Gevorgian, "PSCAD Modules Representing PV Generator," 2013. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [77] A. Chidurala, T. K. Saha, and N. Mithulananthan, "Harmonic impact of high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks - Learning from an urban photovoltaic network," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, pp. 485–494, Apr. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0188.
- [78] G. Ye, M. Nijhuis, V. Cuk, and J. F. G. Cobben, "Stochastic residential harmonic source modeling for grid impact studies," *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 3, 2017, doi: 10.3390/en10030372.
- [79] P. Rodríguez-Pajarón, E. Caro, A. H. Bayo, and M. Izzeddine, "A Bottom-up Model for Simulating Residential Harmonic Injections," *Energy and Buildings*, p. 112103, Apr. 2022, doi: 10.1016/J.ENBUILD.2022.112103.
- [80] H. E. Mazin, E. E. Nino, W. Xu, and J. Yong, "A study on the harmonic contributions of residential loads," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 3, pp. 1592–1599, 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2096236.
- [81] K. Deb, "An Efficient Constraint Handling Method for Genetic Algorithms," 2000. [Online]. Available: www.elsevier.com/locate/cma
- [82] J. Lampinen, "A Constraint Handling Approach for the Differential Evolution Algorithm," 2002.
- [83] M. J. Reno, K. Coogan, S. Grijalva, R. J. Broderick, and J. E. Quiroz, "PV interconnection risk analysis through distribution system impact signatures and feeder zones," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2014-October, no. October, pp. 4–8, 2014, doi: 10.1109/PESGM.2014.6939028.