

UNIVERZITET CRNE GORE
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

MSc Stevan Rakočević

**Predlozi za poboljšanje integracije
fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu
bazirani na primjeni harmonijskih filtera i
FACTS uređaja**

– Doktorska disertacija –

Podgorica, 2025. godine

UNIVERSITY OF MONTENEGRO
FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING

MSc Stevan Rakočević

**Proposals for improving photovoltaic
systems integration to the distribution
network based on the implementation of
harmonic filters and FACTS devices**

– Doctoral dissertation –

Podgorica, 2025.

PODACI O DOKTORANDU, MENTORIMA I ČLANOVIMA KOMISIJE

PODACI O DOKTORANDU:

Ime i prezime: Stevan Rakočević

Datum i mjesto rođenja: 13. 08. 1998. godine, Nikšić, Crna Gora

Naziv završenog studijskog programa: Energetika i automatika, Automatika i industrijska elektrotehnika

Godina završetka: 2020

MENTOR: dr Martin Čalasan, vanredni profesor,
Univerzitet Crne Gore,
Elektrotehnički fakultet, Podgorica

KOMISIJA ZA ODBRANU DOKTORSKE DISERTACIJE:

Prof. dr Vladan Vujačić
Univerzitet Crne Gore,
Elektrotehnički fakultet, predsjednik

Prof. dr Martin Čalasan
Univerzitet Crne Gore,
Elektrotehnički fakultet, mentor

Prof. dr Ivan Čelanović
Massachusetts Institute of Technology,
Institute for Soldier Nanotechnologies, član

Prof. dr Vladan Radulović
Univerzitet Crne Gore,
Elektrotehnički fakultet, član

Doc. dr Vladan Durković
Univerzitet Crne Gore,
Elektrotehnički fakultet, član

Datum odbrane: 23. 12. 2025. godine

ZAHVALNICA

Neizmjernu zahvalnost dugujem mojoj porodici, čija je безусловna ljubav i podrška bila pokretač za rad i stvaranje. Njihova prisutnost, topla riječ i vjera u mene bili su prijeko potreban oslonac u teškim trenucima. Bez njih, ovaj put ne bi bio moguć.

Posebnu zahvalnost dugujem mom mentoru, prof. dr Martinu Čalasanu. Njegovi korisni savjeti, nesebična pomoć, uloženo vrijeme i neprekidna podrška bili su neprocjenjivi tokom mog istraživanja i pisanja doktorske disertacije. Ali, iznad svega, zahvalan sam mu na ukazanom povjerenju i iskrenom prijateljstvu u vremenima kada je to prava rijetkost.

Veliku zahvalnost dugujem doc. dr Milošu Milovanoviću sa Fakulteta tehničkih nauka, Univerziteta u Prištini u Kosovskoj Mitrovici, koji je bio ključna figura na početku mog istraživačkog rada. Njegova podrška i prijateljski savjeti bili su od velike vrijednosti tokom trajanja doktorskih studija.

Izuzetnu zahvalnost dugujem kolegi Draženu Jovanoviću iz Crnogorskog elektrodistirbutivnog sistema i prof. dr Milutinu Petronijeviću sa Elektronskog Fakulteta, Univerziteta u Nišu, za ostvarenu saradnju i pomoć prilikom sprovođenja eksperimentalnih mjerenja.

PODACI O DOKTORSKOJ DISERTACIJI

Naziv doktorskih studija:	Doktorske studije elektrotehnike
Naziv doktorske disertacije:	Predlozi za poboljšanje integracije fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu bazirani na primjeni harmonijskih filtera i FACTS uređaja
Ključne riječi:	Distributivna mreža, fotonaponski sistemi, kvalitet električne energije, FACTS uređaji, harmonijski filteri, optimizacione metode
Naučna oblast:	Automatika i industrijska elektrotehnika
Uža naučna oblast:	Energetski pretvarači

REZIME

Ova doktorska disertacija bavi se predlogom pristupa za poboljšanje integracije fotonaponskih sistema u distributivne mreže. U okviru istraživanja, razvijen je novi raspregnuti metod za proračun harmonijskih tokova snaga, zasnovan na primjeni nelinearnog programiranja. Sa aspekta optimalne integracije fotonaponskih sistema, predložena je metoda za određivanje optimalne lokacije i snage, bazirana na mješovito-cjelobrojnom nelinearnom programiranju. Dalje unapređenje performansi distributivne mreže sa već instaliranim fotonaponskim sistemima ostvareno je kroz optimalnu alokaciju i dimenzionisanje FACTS uređaja, koristeći hibridnu optimizacionu metodu koja kombinuje indeks stabilnosti napona i mješovito-cjelobrojno nelinearno programiranje. Dodatno, u disertaciji je razmatran i problem optimalne alokacije i parametrizacije pasivnih harmonijskih filtera u distributivnim mrežama sa integrisanim fotonaponskim sistemima, primjenom hibridne metode bazirane na indeksu stabilnosti napona i metaheurističkim algoritmima. Ciljevi optimizacije uključuju smanjenje gubitaka snage, poboljšanje naponskog profila i minimizaciju investicionih troškova za ugradnju uređaja. Poseban akcenat stavljen je na uticaj fotonaponskih sistema, FACTS

uređaja i harmonijskih filtera na kvalitet električne energije u distributivnoj mreži. Prilikom rješavanja optimizacionih problema, uzete su u obzir nesigurnosti koje se odnose na varijabilnost proizvodnje fotonaponskih sistema i promjenjivu potrošnju električne energije. U harmonijskoj analizi distributivnih mreža, korišćen je harmonijski spektar struje fotonaponskog invertora, dobijen na osnovu laboratorijskih i terenskih mjerenja. Simulacioni rezultati prikazani u disertaciji dobijeni su korišćenjem standardnih IEEE testnih mreža, kao i podataka sa realnih distributivnih mreža iz elektrodistributivnog sistema Crne Gore.

UDK:

INFORMATION ON DOCTORAL DISSERTATION

Doctoral studies:	Doctoral studies of electrical engineering
Dissertation title:	Proposals for improving photovoltaic systems integration to distribution network based on the implementation of harmonic filters and FACTS devices
Key words:	Distribution network, photovoltaic systems, power quality, FACTS devices, harmonic filters, optimization methods
Scientific field:	Automation and industrial electrotechnics
Specific scientific area:	Power converters

ABSTRACT

This doctoral dissertation presents a novel approach aimed at enhancing the integration of photovoltaic systems into the distribution network. It introduces a new decoupled method for calculating harmonic power flows using nonlinear programming. To further improve the integration of photovoltaic systems, the dissertation proposes a method for determining the optimal location and power output based on mixed-integer nonlinear programming. Additionally, the research focuses on enhancing distribution network performance with existing photovoltaic systems. This improvement is achieved through the optimal allocation and sizing of FACTS devices, utilizing a hybrid optimization method that incorporates the voltage stability index and mixed-integer nonlinear programming. The dissertation also addresses the challenge of optimal allocation and parameterization of passive harmonic filters within distribution networks that include integrated photovoltaic systems. This is accomplished using a hybrid method that combines the voltage stability index with metaheuristic algorithms. The optimization objectives encompass reducing power losses, improving voltage profiles, and minimizing

the investment costs associated with device installation. Special emphasis is placed on understanding the impacts of photovoltaic systems, FACTS devices, and harmonic filters on power quality in the distribution network. When solving these optimization problems, the research takes into account uncertainties related to variations in photovoltaic system output and consumer consumption. Additionally, the harmonic analysis of distribution networks containing integrated photovoltaic systems utilizes the harmonic current spectrum of photovoltaic inverter, which was determined from both laboratory and field measurements. The simulation results presented in this dissertation are derived from IEEE test networks and real distribution networks in Montenegro's distribution system.

UDK:

Predgovor

Fotonaponski (PV) sistemi zauzimaju važno mjesto u savremenim energetske strategijama koje teže dekarbonizaciji i održivom razvoju elektroenergetskog sektora. Njihova uloga temelji se prvenstveno na činjenici da sunčeva energija predstavlja obnovljivi izvor koji tokom pretvaranja u električnu energiju ne stvara emisije ugljen-dioksida. Osim ekoloških prednosti, sunčeva energija posjeduje visok energetske potencijal i široku dostupnost, što PV sisteme čini pogodnim za primjenu u gotovo svim krajevima svijeta.

Većinu instalisane snage PV sistema danas čine proizvodne jedinice priključene na distributivne mreže. Integracija ovakvih decentralizovanih izvora energije u distributivni sistem može donijeti brojne prednosti, kako operatorima sistema, tako i krajnjim potrošačima. Ključne među njima su smanjenje gubitaka, povećanje efikasnosti prenosa energije i mogućnost poboljšanja naponskih prilika. Ipak, integracija PV sistema nosi i određene izazove, prije svega zbog promjenljivog karaktera njihove izlazne snage. Naime, proizvodnja PV sistema zavisi od klimatskih uslova, konkretno od sunčeve insolacije i ambijentalne temperature, što može uzrokovati brze i značajne promjene u generisanoj snazi, a time i oscilacije napona u distributivnoj mreži. Ove pojave su naročito izražene u mrežama sa visokim stepenom penetracije PV tehnologije.

PV sistemi se na mrežu priključuju putem energetske elektronske pretvarača, najčešće invertora, koji rade u prekidačkom režimu. Takav režim rada generiše više harmonike u izlaznoj struji, a njihovo prisustvo u mreži dovodi do izobličenja talasnih oblika napona i struja i narušavanja kvaliteta električne energije.

Uzimajući u obzir složenost integracije PV sistema u savremene distributivne mreže, istraživanje prikazano u ovoj doktorskoj disertaciji podijeljeno je u nekoliko tematske cjelina. Prva cjelina posvećena je razvoju novog raspregnutog metoda za proračun harmonijske tokova snage, koji se, za razliku od tradicionalnih pristupa, formuliše kao optimizacioni problem i rješava primjenom nelinearnog programiranja.

Druga cjelina bavi se određivanjem optimalne lokacije i instalisane snage PV sistema unutar distributivne mreže, uzimajući u obzir vremenske varijacije kako u proizvodnji, tako i u potrošnji. Treća i četvrta cjelina istraživanja fokusirane su na unapređenje performansi postojećih mreža sa instaliranim PV sistemima, kroz optimalnu integraciju FACTS uređaja i harmonijskih filtera. U okviru svih navedenih oblasti korišćeni su različiti optimizacioni pristupi – od matematičkog programiranja (uključujući mješovito-cjelobrojno nelinearno programiranje), preko metaheurističkih algoritama, do metoda baziranih na indeksima performansi distributivnog sistema, poput indeksa stabilnosti napona.

Značajan segment istraživanja obuhvata rad sa podacima iz realnih distributivnih mreža Crne Gore, čime je obezbijeđena veća vjerodostojnost rezultata. Takođe, radi dobijanja preciznog harmonijskog modela izlazne struje PV invertora, sprovedena su eksperimentalna mjerenja na komercijalnim PV sistemima, kako u laboratorijskim, tako i u realnim uslovima.

Na kraju, rezultati prikazani u ovoj disertaciji pružaju temelje ne samo za dalja istraživanja u oblasti integracije PV sistema, već i za razvoj konkretnih inženjerskih rješenja koja se mogu primijeniti u praksi, s ciljem unapređenja kvaliteta, stabilnosti i održivosti distributivnih mreža.

U Podgorici, juna 2025. godine

Izvod teze

Izazovi u integraciji fotonaponskih (PV) sistema u distributivne mreže mogu se posmatrati sa više aspekata. Primarno, nestacionarna proizvodnja PV sistema, koja značajno varira tokom dana, dovodi do problema u pogledu stabilnosti i kvaliteta napona. Ti problemi uključuju pojavu prenapona usljed prekomjernog injektiranja snage u periodima niskog opterećenja, kao i oscilacije napona uzrokovane fluktuacijama izlazne snage PV sistema. Dodatno, PV sistemi se povezuju na mrežu putem energetskih poluprovodničkih pretvarača, što neizbježno uzrokuje pojavu viših harmonika i smanjenje kvaliteta električne energije. Stoga, fokus ove doktorske disertacije jeste predlog metoda za poboljšanje integracije PV sistema u distributivne mreže.

Posebna pažnja u okviru doktorske disertacije posvećena je problemu proračuna harmonijskih tokova snaga, s obzirom na uticaj PV sistema na kvalitet električne energije. U dostupnoj literaturi pretežno se koristi raspregnuti metod proračuna harmonijskih tokova snaga (DHLF), baziran na konvencionalnim metodama poput Njutn-Rafsonove i "nazad-naprijed" metode. U okviru ove disertacije predložena je nova formulacija DHLF metode, bazirana na principima nelinearnog programiranja. Primarni cilj predložene formulacije jeste unapređenje konvergencijskih karakteristika metode, kroz izbjegavanje inverzije matrice admitanse na harmonijskim učestanostima. Evaluacija metode izvršena je na IEEE testnim mrežama sa integrisanim nelinearnim potrošačima, decentralizovanom proizvodnjom i uređajima za kompenzaciju reaktivne snage. Tačnost rezultata provjerena je poređenjem sa rezultatima dobijenim konvencionalnim metodama implementiranim u komercijalnim softverskim alatima, kao i sa rezultatima navedenim u dostupnoj literaturi. Rezultati pokazuju da predložena DHLF metoda daje tačne rezultate uz značajno poboljšane konvergencijske karakteristike proračuna.

Dalji dio istraživanja fokusiran je na različite pristupe optimizaciji integracije PV sistema na distributivne mreže. Prvi obrađeni problem odnosi se na optimalnu alokaciju i dimenzionisanje PV sistema. Većina radova u dostupnoj literaturi ovaj problem rješava primjenom metaheurističkih algoritama, često zanemarujući nestacionarnost proizvodnje

i potrošnje, kao i uticaj PV sistema na kvalitet električne energije. U okviru disertacije razvijena je metoda bazirana na mješovito-cjelobrojnom nelinearnom programiranju (MINLP), sa ciljem smanjenja gubitaka snage i poboljšanja naponskog profila, pri čemu se uzimaju u obzir nesigurnosti vezane za proizvodnju PV sistema i potrošnju konzuma. Kvalitet električne energije analiziran je korišćenjem prethodno razvijene DHLF metode, uz realan spektar harmonijskih struja PV invertora dobijen na osnovu laboratorijskih mjerenja. Simulacije su sprovedene na standardnoj IEEE testnoj mreži, kao i na realnoj mreži iz distributivnog sistema Crne Gore. Rezultati pokazuju da predloženi pristup omogućava značajno smanjenje gubitaka i poboljšanje naponskih prilika. Uključivanje harmonijske analize u proces optimizacije dodatno osigurava očuvanje indikatora kvaliteta električne energije u propisanim granicama. Takođe, poređenjem sa metaheurističkim algoritmima, utvrđeno je da metoda predložena u ovoj disertaciji daje bolje optimlano rješenje, uz značajno stabilnije numeričke performanse.

Naredna faza istraživanja bavi se optimalnom integracijom FACTS uređaja za regulaciju reaktivne snage u distributivnim mrežama sa integrisanim PV sistemima. Za razliku od većine istraživanja, u ovoj disertaciji uzete su u obzir vremenske promjene proizvodnje PV sistema i potrošnje konzuma. Uticaj FACTS uređaja na kvalitet električne energije analiziran je na osnovu harmonijskog spektra struja PV invertora, dobijenog terenskim mjerenjima. Optimizacija je izvedena hibridnom metodom gdje je indeks stabilnosti napona korišćen za određivanje optimalne lokacije, dok je MINLP metod primijenjen za optimalno dimenzionisanje. Pored standardnih ciljeva (smanjenje gubitaka, poboljšanje naponskog profila, očuvanje kvaliteta električne energije), razmatrani su i troškovi ugradnje FACTS uređaja. Poređenje konvencionalnih kompenzatora (baterija kondenzatora) i savremenih FACTS uređaja sprovedeno je na unaprijeđenoj IEEE testnoj mreži i realnoj distributivnoj mreži iz Crne Gore. Rezultati pokazuju da FACTS uređaji doprinose značajnom poboljšanju naponskih prilika i povećanju stabilnosti napona, uz značajno bolje performanse u odnosu na baterije kondenzator. Rezultati takođe pokazuju da se efekat povećanih gubitaka i viših investicionih troškova FACTS uređaja u poređenju sa baterijama kompenzatora značajno smanjuje sveobuhvatnom višeciljnom optimizacijom tehno-ekonomskih parametara.

U završnom dijelu disertacije razmatra se problem optimalne integracije harmonijskih filtera, sa ciljem unapređenja kvaliteta električne energije u distributivnoj

mreži sa integriranim PV sistemima. Predložena je hibridna metoda u kojoj se lokacija filtera određuje na osnovu indeksa stabilnosti napona, čime se valorizuje njihov reaktivni potencijal u cilju poboljšanja naponskih prilika i stabilnosti napona. Parametrizacija filtera vrši se metaheurističkim algoritmima, sa ciljem minimizacije harmonijskog izobličenja napona, gubitaka snage i troškova ugradnje filtera. Simulacije, sprovedene na unaprijđenoj IEEE testnoj mreži sa PV sistemima i nelinearnim potrošačima, pokazuju da optimalna alokacija i parametrizacija harmonijskih filtera značajno doprinose poboljšanju kvaliteta električne energije, naponskog profila i ukupne efikasnosti mreže.

Thesis overview

Challenges in integrating photovoltaic (PV) systems into distribution networks can be viewed from multiple aspects. Primarily, the non-stationary production of PV systems, which significantly varies throughout the day, leads to issues regarding voltage stability and quality. These issues include the occurrence of overvoltage due to excessive power injection during periods of low load, as well as voltage oscillations caused by fluctuations in the output power of PV systems. Additionally, PV systems are connected to the grid via power semiconductor converters, which inevitably cause the appearance of higher harmonics and a reduction in power quality. Therefore, the focus of this doctoral dissertation is the proposal of methods for improving the integration of PV systems into distribution networks.

Special attention in the doctoral dissertation is given to the problem of harmonic power flow calculation, considering their impact on power quality. The available literature predominantly uses the decoupled harmonic load flow (DHLF) method, based on conventional methods such as Newton-Raphson and the backward-forward method. This dissertation proposes a new formulation of the DHLF method, based on the principles of nonlinear programming. The primary goal of the proposed formulation is to improve the convergence characteristics of the method by avoiding the inversion of the admittance matrix at harmonic frequencies. The method was evaluated on IEEE test networks with integrated nonlinear loads, decentralized generation, and reactive power compensation devices. The accuracy of the results was verified by comparison with the results obtained using conventional methods implemented in commercial software tools, as well as with the results reported in the available literature. The results show that the proposed DHLF method provides accurate results with significantly improved convergence characteristics.

The further part of the research focuses on different approaches to optimizing the integration of PV systems. The first addressed problem relates to the optimal allocation and sizing of PV systems. Most works in the available literature solve this problem by

applying metaheuristic algorithms, often neglecting the non-stationarity of production and consumption, as well as the impact of PV systems on power quality. This dissertation developed a method based on mixed-integer nonlinear programming (MINLP), aiming to reduce power losses and improve the voltage profile, taking into account the uncertainties related to PV system production and consumer consumption. Power quality was analyzed using the previously developed DHLF method, with a realistic spectrum of harmonic currents of PV inverters obtained from laboratory measurements. Simulations were conducted on a standard IEEE test network, as well as on a real network from the distribution system of Montenegro. The results show that the proposed approach enables significant reduction of losses and improvement of voltage conditions. Including harmonic analysis in the optimization process additionally ensures that power quality indicators remain within prescribed limits. Also, compared to metaheuristic algorithms, the method proposed in this dissertation provides a better optimal solution, with significantly more stable numerical performance.

The next phase of the research deals with the optimal integration of FACTS devices for reactive power regulation in distribution networks with integrated PV systems. Unlike most studies, this dissertation considers the temporal changes in PV system production and consumer consumption. The impact of FACTS devices on power quality was analyzed based on the harmonic spectrum of PV inverter currents obtained from field measurements. Optimization was performed using a hybrid method where the voltage stability index was used to determine the optimal location, while the MINLP method was applied for optimal sizing. In addition to standard objectives (reducing losses, improving voltage profile, maintaining power quality), the costs of installing FACTS devices were also considered. The comparison of conventional compensators (capacitor banks) and modern FACTS devices was conducted on an improved IEEE test network and a real distribution network from Montenegro. The results show that FACTS devices contribute to significant improvement in voltage conditions and increase voltage stability, with significantly better performance compared to capacitor banks. Also, the results show that the effect of increased losses and higher investment costs of FACTS devices compared to capacitor banks is significantly reduced by comprehensive multi-objective optimization of techno-economic parameters.

In the final part of the dissertation, the problem of optimal integration of harmonic filters is considered, with the aim of improving power quality in the distribution network with integrated PV systems. A hybrid method is proposed in which the location of the filters is determined based on the voltage stability index, thereby valorizing their reactive potential to improve voltage conditions and stability. The parameterization of the filters is performed using metaheuristic algorithms, aiming to minimize harmonic voltage distortion, power losses, and installation costs. Simulations conducted on an extended IEEE test network with PV systems and nonlinear loads show that the optimal location and configuration of the filters significantly contribute to improving power quality, voltage profile, and overall network efficiency.

Sadržaj

Poglavlje 1

Uvod	1
1.1 Pregled literature.....	2
1.1.1 Optimalno lociranje i dimenzionisanje PV sistema u savremenim distributivnim mrežama	3
1.1.2 Optimalna regulacija napona u savremenim distributivnim mrežama	5
1.1.3 Optimalna alokacija i parametrizacija pasivnih harmonijskih filtera u savremenim distributivnim mrežama	8
1.2 Novitet i naučni doprinos.....	9
1.3 Organizacija disertacije.....	11

Poglavlje 2

Fotonaponski sistemi u savremenim distributivnim mrežama	14
2.1 Razvoj savremenih distributivnih mreža.....	14
2.2 Fotonaponski sistemi	16
2.2.1 Konfiguracije fotonaponskih sistema.....	17
2.2.2 Pretvaračka kola za fotonaponske sisteme	19
2.2.2.1 DC-DC pretvarači	19
2.2.2.2 DC-AC pretvarači	20
2.2.3 Upravljanje fotonaponskim sistemima.....	22
2.2.3.1 Praćenje tačke maksimalne snage.....	22
2.2.3.2 Fleksibilna regulacija aktivne snage.....	25
2.2.3.3 Regulacija reaktivne snage.....	26
2.3 Standardi i zakonske regulative za priključenje fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu	28
2.3.1 Standard IEEE 1547-2018	28
2.3.2 Standard IEC 61727-2004.....	30
2.3.3 Zakonske regulative i procedure u Crnoj Gori.....	31
2.4 Analiza uticaja fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu.....	32
2.4.1 Uticaj instalisane snage i lokacije fotonaponskog sistema na gubitke snage	33
2.4.2 Uticaj instalisane snage i lokacije fotonaponskog sistema na naponske prilike.....	36
2.4.3 Regulacija napona primjenom fotonaponskih sistema	39

Poglavlje 3

Distribuirani uređaji za fleksibilan prenos električne energije..... 42

3.1 Teorija kompenzacije reaktivne snage	42
3.1.1 Paralelna kompenzacija reaktivne snage.....	43
3.1.2 Serijska kompenzacija reaktivne snage.....	46
3.2 Istorijat razvoja uređaja za fleksibilan prenos električne energije	48
3.2.1 Prva generacija uređaja za fleksibilan prenos električne energije	49
3.2.2 Druga generacija uređaja za fleksibilan prenos električne energije	51
3.3 Distribuirani statički kompenzator reaktivne snage.....	54
3.3.1 Princip rada tiristorski kontrolisane prigušnice.....	54
3.3.2 Princip rada tiristorski uklopljivog kondenzatora	57
3.3.3 Radna karakteristika distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage.....	59
3.3.4 Upravljanje distribuiranim statičkim kompenzatorom reaktivne snage	61
3.4 Analiza uticaja kompenzatora reaktivne snage na naponske prilike i gubitke u distributivnoj mreži sa integrisanim fotonaponskim sistemima.....	63
3.4.1 Uticaj lokacije i instalisane snage kondenzatorske baterije na naponske prilike u mreži	64
3.4.2 Uticaj lokacije i instalisane snage distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage na naponske prilike i gubitke.....	64

Poglavlje 4

Kvalitet električne energije u savremenim distributivnim mrežama 69

4.1 Problem kvaliteta električne energije.....	69
4.1.1 Uzroci problema kvaliteta električne energije.....	70
4.1.2 Klasifikacija problema kvaliteta električne energije	71
4.2 Viši harmonici.....	72
4.2.1 Indikatori izobličenja talasnog oblika	74
4.2.2 Izvori viših harmonika u elektroenergetskom sistemu	76
4.2.2.1 Tiristorski ispravljači	76
4.2.2.2 Pogoni sa promjenjivom brzinom.....	78
4.2.2.3 Punjači za električna vozila.....	80
4.2.2.4 Fotonaponski sistemi	82
4.3 Standardi viših harmonika u distributivnim mrežama	85
4.3.1 Standard IEEE 519-2014	85
4.3.2 Standard IEC 61000.....	86
4.3.3. Standard EN 50160.....	88
4.4 Tehnike eliminacije viših harmonika	88
4.4.1 Pasivni filteri.....	89

4.4.1.1 Prosti usklađeni filter	90
4.4.1.2 Visokopropusni filter drugog reda	93
4.5 Analiza uticaja lokacije i parametara pasivnih filtera na harmonijska izobličenja, gubitke snage i napone u distributivnoj mreži	94

Poglavlje 5

Metode optimizacije u elektroenergetskim sistemima 99

5.1 Definicija optimizacionog problema.....	99
5.2 Klasifikacija optimizacionih metoda	101
5.3 Nelinearno programiranje	102
5.3.1 Konvergenijski test.....	103
5.3.2 Globalno i lokalno optimalno rješenje	104
5.3.3 Neizvodljivost rješenja.....	104
5.3.4 Metode rješavanja podproblema	105
5.3.4.1 Sekvencijalno linearno programiranje	105
5.3.4.2 Sekvencijalno kvadratno programiranje.....	106
5.3.4.3 Metoda unutrašnje tačke	106
5.3.5 CONOPT solver	107
5.4 Mješovito-cjelobrojno nelinearno programiranje	109
5.4.1 Linearizacija.....	110
5.4.2 Generisanje i rješavanje podproblema	111
5.4.3 BONMIN solver.....	112
5.4.3.1 B&B algoritam	112
5.5 Metaheuristički algoritmi.....	114
5.5.1 Optimizacija rojem čestica.....	115
5.5.2 Gravitacioni algoritam	116
5.5.3 Algoritam sivog vuka.....	118
5.5.4 Algoritam slijepog miša	119

Poglavlje 6

Predlog novog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga baziranog na principima matematičkog programiranja..... 122

6.1 Konvencionalne metode proračuna harmonijskih tokova snaga.....	122
6.2 Modeli komponenti distributivne mreže na višim učestanostima.....	124
6.2.1 Distributivni vodovi i kablovi	125
6.2.2 Linearni i nelinearni potrošači	125
6.2.3 Distribuirani izvori.....	127

6.2.4 Kondenzatorske baterije.....	128
6.3 Predložena formulacija metoda raspregnutih harmonijskih tokova snaga.....	128
6.3.1 Proračun na osnovnoj učestanosti	128
6.3.2 Proračun na višim učestanostima	130
6.4 Rezultati simulacije.....	131
6.4.1 Slučaj 1 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integrisanim nelinearnim potrošačima.....	132
6.4.2 Slučaj 2 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integrisanim distribuiranim izvorima.....	136
6.4.3 Slučaj 3 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integrisanim kondenzatorskim baterijama	140
6.4.4 Slučaj 4 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integrisanim distribuiranim izvorima i kondenzatorskim baterijama	144
6.4.5 Slučaj 5 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integrisanim punjačima za električna vozila.....	146
6.4.6 Numerička evaluacija.....	149

Poglavlje 7

Kompleksnost integracije fotonaponskih sistema: optimalno rješenje za minimizaciju gubitaka snage i poboljšanje naponskog profila uzimajući u obzir nesigurnosti i stepen harmonijskog izobličenja 152

7.1 Formulacija problema optimalne alokacije i dimenzionisanja fotonaponskih sistema...	152
7.1.1 Model izlazne snage fotonaponskog sistema i varijacije konzuma.....	155
7.2 Model fotonaponskog invertora na višim učestanostima.....	156
7.2.1 Eksperimentalno određivanje harmonijskog spektra fotonaponskog invertora.....	156
7.3 Rezultati simulacije.....	159
7.3.1 Slučaj 1 – IEEE 33-čvorna testna mreža.....	160
7.3.1.1 Poređenje <i>BONMIN</i> solvera i metaheurističkih algoritama.....	165
7.3.2 Slučaj 2 – distributivna mreža „Bijela“	168

Poglavlje 8

Optimalno upravljanje tokovima reaktivne snage u cilju poboljšanja naponskog profila i stabilnosti distributivne mreže sa integrisanim fotonaponskim sistemima, bazirano na primjeni distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage... 173

8.1 Pregled predložene metodologije.....	173
--	-----

8.2 Formulacija problema optimalne alokacije i dimenzionisanja distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage.....	176
8.3 Određivanje harmonijskog spektra fotonaponskog invertora na osnovu terenskih mjerenja	178
8.4 Model distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage na višim učestanostima	180
8.5 Rezultati simulacije.....	181
8.5.1 Slučaj 1 – unaprijeđena IEEE 33-čvorna testna mreža	182
8.5.2 Slučaj 2 – realna distributivna mreža „Kličevo–Vrtac“	189

Poglavlje 9

Strategijsko lociranje i optimalna parametrizacija pasivnih harmonijskih filtera u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije u distributivnim mrežama sa integrisanim fotonaponskim sistemima

9.1 Predložena metodologija.....	195
9.2 Formulacija problema optimalne alokacije i parametrizacije pasivnih harmonijskih filtera	196
9.3 Rezultati simulacije.....	200

Poglavlje 10

Zaključak.....

Literatura

Prilog A

Podaci o distributivnim mrežama

A.1 IEEE 18-čvorna testna mreža.....	227
A.2 IEEE 33-čvorna testna mreža.....	228
A.3 IEEE 69-čvorna testna mreža.....	229
A.4 Distributivna mreža „Bijela“	232
A.5 Distributivna mreža „Kličevo–Vrtac“	234

Prilog B

Harmonijski spektar nelinearnih potrošača

Prilog C

Varijacije insolacije, ambijentalne temperature i konzuma

Poglavlje 1

Uvod

Kontinuirani porast emisija CO₂ i njegov negativni uticaj na životnu sredinu usloveli su da dekarbonizacija postane ključni faktor buduće ekspanzije elektroenergetskog sistema (EES-a). U kontekstu globalne agende dekarbonizacije energetskega sektora, tehnologije proizvodnje električne energije zasnovane na fosilnim gorivima ne mogu se smatrati prihvatljivim rješenjem. Dodatni izazov predstavljaju ograničene zalihe fosilnih goriva kao dominantnog izvora energije, koje, u kombinaciji s regulatornim politikama usmjerenim na ograničavanje proizvodnje u termoelektranama, dovode u pitanje dugoročnu održivost snabdijevanja električnom energijom iz konvencionalnih izvora. Sve je izraženiji zaokret u paradigmi funkcionisanja EES-a usljed aktuelne energetske tranzicije, koja obuhvata širok spektar tehničkih i socio-ekonomskih mjera usmjerenih na pronalaženje alternativnih i dugoročno održivih rješenja u proizvodnji električne energije [1]. Proces integracije tehnologija zasnovanih na obnovljivim izvorima energije (OIE), kao što su solarna energija, energija vjetra i hidroenergija, zauzima centralno mjesto u razvoju savremenog EES-a. OIE se izdvajaju kao održivo rješenje prije svega zbog činjenice da proizvodnja električne energije iz ovih izvora ne emituje CO₂ [2]. Osim očiglednih benefita po životnu sredinu, integracija OIE donosi i značajne ekonomske prednosti, imajući u vidu znatno niže troškove proizvodnje električne energije [3]. Na njihov rastući značaj ukazuju i rekordno visoka ulaganja. Prema podacima Međunarodne agencije za energetiku (IEA – *International Energy Agency*), investicije u OIE u 2024. godini bile su dvostruko veće u odnosu na ulaganja u proizvodne kapacitete zasnovane na fosilnim gorivima [4].

Energija sunčevog zračenja čini 99.9% ukupnog energetskega potencijala na Zemlji, što obuhvata direktnu energiju zračenja, kao i dio te energije koji se pretvara u druge energetske oblike, poput energije vjetra i hidroenergije [5]. Osim što posjeduje

izuzetno visok potencijal, energija sunčevog zračenja dostupna je, u većoj ili manjoj mjeri, u svim dijelovima svijeta, što je čini jednom od okosnica procesa zelene tranzicije EES-a. Među tehnologijama koje koriste energiju sunčevog zračenja, najznačajniju ekspanziju zabilježili su fotonaponski (PV – *Photovoltaic*) sistemi. Njihova integracija dominantno se odvija na distributivnoj mreži, budući da je u periodu od 2019. do 2020. godine instalirano čak 167 GW distribuiranih PV sistema, što odgovara maksimalnoj potrošnji električne energije Francuske i Velike Britanije [6]. Uopšteno posmatrano, integracija distribuiranih izvora električne energije, poput PV sistema, predstavlja obećavajuće rješenje koje doprinosi efikasnijem prenosu električne energije uz minimalan negativan uticaj na životnu sredinu [7]. Dodatno, instalacija distribuiranih izvora na strani potrošača omogućava razmjenu električne energije s mrežom, čime se ostvaruje ekonomska korist kroz naplatu tarife za isporučenu električnu energiju, ali i povoljnije preuzimanje energije iz distributivne mreže [2].

Pored prednosti PV sistema, postoji niz tehničkih izazova njihove integracije na distributivnu mrežu, od kojih se posebno izdvajaju [8]:

- **Nestacionarna proizvodnja** – proizvodnja PV sistema zavisi od sunčevog zračenja i ambijentalne temperature, koji se značajno mijenjaju u toku dana. Nestacionaran karakter proizvodnje PV sistema uvodi dodatne nesigurnosti koje otežavaju proces upravljanja i planiranja distributivnog sistema,
- **Stabilnost i kvalitet napona** – nagle promjene izlazne snage PV sistema mogu negativno uticati na stabilnost napona, dok prekomjerno injektiranje snage PV sistema u periodima niskog konzuma predstavlja najčešći uzrok prenapona u savremenim distributivnim mrežama,
- **Uticaj na kvalitet električne energije** – s obzirom da se interkonekcija PV sistema i distributivne mreže ostvaruje pomoću energetske poluprovodničkih pretvarača, neizostavna je pojava injektiranja viših harmonika i narušavanje kvaliteta električne energije.

1.1 Pregled literature

Uzimajući u obzir prethodne izazove, naučna javnost je usmjerena ka predlaganju rješenja koja će omogućiti optimalnu integraciju PV sistema na distributivnu mrežu.

Pristupi navedenoj problematici suštinski se mogu podijeliti u dvije grupe. Prvi pristup sastoji se od određivanja optimalne lokacije i instalisane snage PV sistema. Rješavanje ovoga problema teži da u fazi planiranja razvoja distributivne mreže omogući priključenje PV sistema tako da se ne naštetiti ili doprinese poboljšanju performansi distributivne mreže. Međutim, u većini slučajeva distribuirani PV sistemi su neplanski priključeni na distributivnu mrežu. U tom scenariju rješava se problem unapređivanja performansi distributivne mreže sa integriranim PV sistemima, koji se najčešće sastoji od optimalne alokacije i dimenzionisanja uređaja za kompenzaciju reaktivne snage, harmonijskih filtera ili uređaja za skladištenje električne energije.

1.1.1 Optimalno lociranje i dimenzionisanje PV sistema u savremenim distributivnim mrežama

U većini istraživanja posmatra se jednovremena analiza tokova snaga, gdje se PV sistemi tretiraju kao konstantan izvor aktivne snage [9–22]. Primarni cilj optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u navedenim istraživanjima predstavlja smanjivanje gubitaka snage, dok određeni broj istraživanja dodatno razmatra uticaj PV sistema na naponske prilike i životnu sredinu. Za rješavanje optimizacionog problema, autori u navedenoj literaturi predlažu metaheurističke algoritme, kao što su optimizacija rojem čestica (PSO – *Particle Swarm Optimization*) [9], genetski algoritam (GA – *Genetic Algorithm*) [10–11], binarna optimizacija rojem čestica i algoritam skoka žabe (BPSO-SLFA – *Binary Particle Swarm Optimization and Shuffled Frog Leap Algorithm*) [12], fazorska optimizacija rojem čestica (PPSO – *Phasor Particle Swarm Optimization*) [13], parametarski unaprijeđena optimizacija rojem čestica i sekvencijalno kvadratno programiranje (PIPSO-SQP – *Parameter Improved PSO and Sequential Quadratic Programming*) [14], biogeografska optimizacija (BBO – *Biogeography-Based Optimization*) [15], unaprijeđeni genetski algoritam (EGA – *Enhanced Genetic Algorithm*) [16], unaprijeđena optimizacija divljih konja (IWHO – *Improved Wild Horse Optimization*) [17], unaprijeđena optimizacija povratne pretrage (IBSO – *Improved Backtracking Search Optimization*) [18], dingo optimizacioni algoritam (DOA – *Dingo Optimization Algorithm*) [19], algoritam svitca i optimizacije rojem čestica (FA-PSO – *Firefly Algorithm and Particle Swarm Optimization*) [20] i modifikovani algoritam reptila (MRSA – *Modified Reptile Search Algorithm*) [21]. Za razliku od metaheurističkih algoritama, u [22] predložena je inovativna metoda za optimalnu alokaciju i

dimenzionisanje PV sistema bazirana na analizi napona čvorova i robusnom indeksu stabilnosti napona. Rezultati navedeni u literaturi dobijeni su kroz simulaciju na standardnim testnim mrežama: IEEE 33- [9, 12–22], IEEE 69- [9–10, 12, 14–18, 20, 22], IEEE 118- [10, 14] i IEEE 119-čvornoj mreži [16–17], dok se u određenom broju istraživanja razmatraju i realne distributivne mreže [11, 13, 19–20]. Međutim, bitno je istaći da prethodna istraživanja nijesu uzela u obzir oscilaciju izlazne snage PV sistema nastale usljed sezonskih i satnih promjena insolacije i ambijentalne temperature. Dodatno, prilikom optimizacije sprovedene u navedenim istraživanjima nijesu uzete u obzir promjene opterećenja konzuma.

U [23–28] optimalna integracija PV sistema na distributivnu mrežu sprovedena je uzimajući u obzir nesigurnosti u pogledu proizvodnje PV sistema i potrošnje konzuma. Kao i u prethodnim istraživanjima, autori dominantno predlažu upotrebu metaheurističkih algoritama: PSO [23], optimizacija traženja hrane za mante (MRFO – *Manta Ray Foraging Optimization*) [24], vrednosno adaptivan težinski agregirani optimizator sivog vuka (VAWA-GWO – *Value-Adaptive Weight-Aggregated Gray Wolf Optimizer*) [25] i optimizator trupe gorila (GTO – *Gorilla Troop's Optimizer*) [26]. U [27] problem optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema riješen je primjenom Monte Karlo simulacije (MCS – *Monte-Carlo Simulation*). Identičan problem formulisan je primjenom mješovito cjelobrojnog koničnog programiranja drugog reda (MISOCP – *Mixed-Integer Second Order Conic Programming*) i riješen korišćenjem solvera CPLEX u [28]. Iako su optimalna rješenja u navedenim istraživanjima dobijena uzimajući u obzir nesigurnosti, što predstavlja značajan pomak u odnosu na istraživanja prezentovana u [9–22], izostaje harmonijska analiza distributivne mreže sa integrisanim PV sistemima. Ignorisanje harmonijskih struja injektiranih od strane PV sistema znači da nije sprovedena sveobuhvatna optimizacija lokacije i snage, koja bi obuhvatila i uticaj na kvalitet električne energije u distributivnoj mreži. Harmonijska analiza i procjena ukupnog izobličenja talasnih oblika napona i struja nakon optimalne integracije PV sistema u distributivnoj mreži razmatrana je isključivo u [15].

Sa aspekta optimizacionih metoda, autori u dostupnoj literaturi dominantno predlažu upotrebu metaheurističkih algoritama [9–27]. Primjena metaheurističkih algoritama za rješavanje optimizacionih problema u elektroenergetici je popularna usljed njihove jednostavnosti i efikasnosti procesa pronalaženja optimalnog rješenja. Međutim,

optimalno rješenje dobijeno primjenom metaheurističkih algoritama u velikoj mjeri zavisi od zadatih početnih uslova i pokazuje značajne varijacije tokom različitih izvođenja istog algoritma [29]. Navedene karakteristike mogu značajno opteretiti postupak optimizacije, naročito u slučaju kada se razmatra optimalna alokacija i dimenzionisanje većeg broja PV sistema uz satne i sezonske varijacije insolacije i konzuma. Iako su alternativne metode predložene u [27–28], navedenim istraživanjima nedostaje detaljno poređenje predloženih metoda i metaheurističkih algoritama.

1.1.2 Optimalna regulacija napona u savremenim distributivnim mrežama

Regulaciju napona u savremenim distributivnim mrežama moguće je vršiti na strani PV sistema, korišćenjem naprednih upravljačkih tehnika kao što su Volt/VAr i Volt/Watt regulacija. U [30] autori su predstavili evaluaciju Volt/VAr i Volt/Watt tehnika upravljanja PV sistemom u cilju regulacije napona u distributivnoj mreži. Pristup digitalnog klona za automatsku regulaciju napona u distributivnoj mreži primjenom tehnike Volt/VAr regulacije PV sistema razrađen je u [31]. Pored regulacije napona na strani PV sistema, savremene tehnike uključuju upotrebu agregatora. U energetske sistemima, agregator se definiše kao agent koji vrši uslugu agregacije potrošnje ili proizvodnje električne energije [32]. U [33] algoritam baziran na nekooperativnoj teoriji igara predložen je za optimalnu koordinaciju agregatora u cilju unapređivanja performansi savremene distributivne mreže. Optimalna koordinacija agregatora na bazi električnih vozila u mikromreži izvršena je primjenom JAYA algoritma u [34]. Iako su navedeni pristupi regulacije napona validni, postoje određene poteškoće u praktičnoj implementaciji. Prvo, pristup Volt/Watt regulaciji direktno utiče na smanjenje aktivne snage PV sistema, dok agregator dodatno vrši smanjenje potrošnje konzuma. Sa druge strane, reaktivna snaga koja se preda ili preuzme iz distributivne mreže od strane PV sistema u Volt/VAr režimu regulacije ograničava se na 44% instaliranog kapaciteta [35]. Posljednje, najznačajnije ograničenje praktične implementacije prethodno navedenih metoda jeste to što iste ne mogu biti implementirane od strane operatora distributivnog sistema (ODS), već zahtijevaju uključivanje trećeg lica.

Metoda regulacije napona u distributivnim mrežama koja može biti izvedena od strane ODS jeste integracija kompenzatora reaktivne snage. Konvencionalna metoda regulacije reaktivne snage u distributivnim mrežama uključuje optimalno lociranje i

dimenzionisanje kondenzatorskih baterija (SC – *Shunt Capacitors*). U [36] optimalna lokacija i instalirana snaga SC određena je u cilju postizanja maksimalne efikasnosti distributivne mreže, primjenom PSO algoritma i stvarno kodiranog genetskog algoritma (RCGA – *Real Coded Genetic Algorithm*). Metoda bazirana na mješovitom cjelobrojnom linearnom programiranju (MINLP – *Mixed-Integer Linear Programming*) predložena je u [37] za optimalnu integraciju SC, s ciljem smanjenja gubitaka snage i poboljšanja naponskog profila distributivne mreže. Problem optimalne alokacije i dimenzionisanja SC u radijalnoj distributivnoj mreži, uzimajući u obzir različit stepen opterećenja konzuma, riješen je u [38] primjenom algoritma optimizacije polarnog medvjeda (PBOA – *Polar Bear Optimization Algorithm*). U [39] predložena je probabilistička metoda bazirana na MCS za koordinisanu alokaciju distribuiranih izvora (DER – *Distributed Energy Resources*) i SC. Problem integracije DER i SC formulisan je pretpostavljajući naponski zavisani nelinearni model potrošača u [40], pri čemu je optimalno rješenje dobijeno primjenom hibridnog metaheurističkog algoritma baziranog na PSO, GA i vještačkoj koloniji pčela (ABC – *Artificial Bee Colony*). Međutim, fiksna kompenzacija reaktivne snage SC ne odgovara u potpunosti savremenim distributivnim mrežama, uzimajući u obzir varijacije konzuma i proizvodnje PV sistema [41].

Za razliku od SC, kompenzatori reaktivne snage bazirani na energetskim poluprovodničkim pretvaračima, kao što su uređaji za fleksibilan prenos električne energije (FACTS – *Flexible Alternating Current Transmission System*), nude kontinuiranu kontrolu reaktivne snage u induktivnom i kapacitivnom režimu, čime se značajno povećava fleksibilnost i efikasnost regulacije napona [42]. Među raznim FACTS uređajima, značajnu primjenu u distributivnim mrežama nalazi distribuirani statički kompenzator reaktivne snage (D-SVC – *Distributed Static VAR Compensator*). U dostupnoj literaturi akcenat je stavljen na pronalaženje optimalne lokacije i snage D-SVC u distributivnim mrežama. U [43] problem optimalne koordinacije DER i D-SVC u distributivnoj mreži riješen je primjenom MILP pristupa, dok su optimalna lokacija i instalirana snaga D-SVC određene primjenom PSO algoritma u [44]. Inovativni algoritam gradijentnog optimizatora sa unakrsnim operatorom (GBOC – *Gradient-Based Optimizer with Crossover operator*) predložen je u [45] za optimalnu alokaciju i dimenzionisanje D-SVC u cilju maksimizacije godišnje uštede električne energije. U [46] poboljšanje naponskog profila distributivne mreže ostvareno je kroz optimalnu integraciju D-SVC

primjenom GA. Adaptivni algoritam svitca (AFA – *Adaptive Firefly Algorithm*) predložen je u [47] za optimalnu alokaciju i dimenzionisanje D-SVC u cilju poboljšanja naponske stabilnosti distributivne mreže. U [48] algoritam meduze (JSA – *Jellyfish Search Algorithm*) iskorišćen je za optimalnu koordinaciju DER i D-SVC, uzimajući u obzir različit stepen potrošnje konzuma. Problem optimalne integracije D-SVC u distributivnoj mreži, uzimajući u obzir nesinusoidalni režim rada, riješen je primjenom optimizacije rojem čestica u više stanja (MSPSO – *Multi-State Particle Swarm Optimization*) u [49]. Uključivanje harmonijskog spektra D-SVC u proces optimalne alokacije i dimenzionisanja primjenom iscrpne analitičke pretrage (EAS – *Exhaustive Analytical Search*) predstavljeno je u [50]. Problem koordinisanog alociranja i dimenzionisanja DER, D-SVC i SC u realnoj egipatskoj distributivnoj mreži riješen je u [51] primjenom unaprijeđenog algoritma sivog vuka (IGWA – *Improved Grey Wolf Algorithm*). U [52] ublažavanje fluktuacija napona u marokanskoj niskonaponskoj distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima izvršeno je kroz optimalnu integraciju D-SVC. U [53] optimalno lociranje i dimenzionisanje D-SVC primjenom algoritma medojednog jazavca (HBA – *Honey Badger Algorithm*) razmatrano je u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima, uzimajući u obzir nesigurnost proizvodnje i reaktivni kapacitet PV sistema. Optimalna alokacija i dimenzionisanje D-SVC u cilju poboljšanja naponskog profila distributivne mreže sa integrisanim PV sistemima i vjetrogeneratorima predstavljena je u [54]. Procjena potencijala D-SVC za poboljšanje kvaliteta električne energije u distributivnoj mreži sa hibridnim PV sistemima i vjetrogeneratorima izvršena je u [55] primjenom softvera ETAP.

Iako su prethodni radovi napravili značajan naučni doprinos u oblasti optimalne integracije D-SVC, postoje određene praznine u istraživanjima koje je neophodno istaći. Prvenstveno, prilikom analize integracije D-SVC u distributivnim mrežama zanemaruje se nestacionarna proizvodnja PV sistema i potrošnja konzuma, što ne oslikava stvarno stanje u praksi [44–47, 50–51, 55]. Dostupna istraživanja rijetko razmatraju harmonijsku analizu i procjenu indikatora kvaliteta električne energije nakon optimalne integracije D-SVC [49, 54]. Dodatno, za optimizaciju lokacije i snage D-SVC koriste se isključivo metaheuristički algoritmi, dok izostaje primjena alternativnih pristupa [44–49, 51, 53–54]. Konačno, izuzev istraživanja prezentovanih u [51–52], problem optimalne

integracije D-SVC razmatra se u IEEE standardnim testnim mrežama, bez osvrta na integraciju u realnim distributivnim mrežama.

1.1.3 Optimalna alokacija i parametrizacija pasivnih harmonijskih filtera u savremenim distributivnim mrežama

Prethodno predloženi pristupi poboljšanja integracije PV sistema na distributivnu mrežu najčešće direktno ne utiču na smanjenje harmonijskog izobličenja talasnih oblika napona i struja. Efikasan način za eliminaciju viših harmonika u savremenim distributivnim mrežama ogleda se u integraciji pasivnih harmonijskih filtera (PHF). Da bi se maksimizirao učinak PHF, neophodno je pronaći optimalnu lokaciju i podešavanja parametara filtera. Značajan dio naučne literature posvećen je ovoj oblasti.

U [56] problem optimalne integracije PHF u cilju eliminacije viših harmonika i smanjenja ograničenja penetracije DER sa aspekta kvaliteta električne energije riješen je primjenom algoritma slijepog miša (BAT). Identičan problem riješen je u [57] primjenom višekriterijumske optimizacije algoritma slijepog miša bazirane na Pareto frontu (PB-MOBA – *Pareto-Based Multi-Objective Bat Algorithm*). Optimalna alokacija i parametrizacija PHF u radijalnoj distributivnoj mreži primjenom GA predstavljena je od strane autora u [58]. Primjena metode mješovito cjelobrojne distribuirane optimizacije kolonije mrava (MIDACO – *Mixed-Integer Distributed Ant Colony Optimization*) za rješavanje problema optimalne integracije PHF prikazana je u [59]. Savremeni pristup metodologiji dizajniranja PHF baziran na primjeni optimizatora divljeg konja (WHO – *Wild Horse Optimizer*) prezentovan je u [60]. Problem optimalnog lociranja i podešavanja parametara PHF, sa ciljem eliminacije viših harmonika i smanjenja troškova instalacije filtera, riješen je u [61] primjenom nedominantno sortirajućeg genetskog algoritma II (NSGA-II – *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*). U [62] predstavljena je primjena GA za optimalnu integraciju PHF u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije u nesimetričnoj distributivnoj mreži. PSO algoritam primijenjen je za optimalno lociranje i parametrizaciju PHF u [63]. Integracija PHF u cilju sveobuhvatne optimizacije tehno-ekonomskih performansi mreže predstavljena je u [64], gdje su optimalna lokacija i podešavanje filtera određeni primjenom optimizacije bakterijskog hranjenja (BFO – *Bacterial Foraging Optimization*). U [65] optimalna alokacija i parametrizacija PHF, uzimajući u obzir različit stepen potrošnje konzuma, izvršena je primjenom algoritma

nehomogene pretrage kukavice (NoCuSA – *Nonhomogeneous Cuckoo Search*). Koordinacija optimalnog planiranja PHF i rekonfiguracije distributivne mreže primjenom GA, uzimajući u obzir varijacije konzuma, prezentovana je od strane autora u [66]. Pristup baziran na višekriterijumskoj kovarijantnoj matrici i evolucionoj pretrazi (MOCMA-ES – *Multi-Objective Covariance Matrix Adaptation-Evolution Strategy*) predložen je u [67] za optimalnu alokaciju invertorskih DG, optimalnu integraciju PHF i optimalnu rekonfiguraciju distributivne mreže. U [68] adaptivna optimizacija bakterijskog hranjenja (ABFO – *Adaptive Bacterial Foraging Optimization*) predložena je za koordinisanu alokaciju DER i PHF u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije i smanjenja investicionih troškova. Probabilističko planiranje integracije PHF primjenom MCS i GA, sa ciljem smanjenja harmonijskih struja PV sistema, gubitaka i postizanja ekonomskih benefita, predstavljeno je u [69].

Prethodni radovi značajno su proširili oblast istraživanja. Međutim, u većini publikacija razmatra se optimalna integracija PHF u distributivnim mrežama bez integrisanih PV sistema [58–66]. Dodatno, u publikacijama u kojima se razmatra optimalna alokacija i parametrizacija PHF u prisustvu DER, zanemaruje se nestacionarna proizvodnja DER i potrošnja konzuma [56–57, 67–68]. Bitno je istaći da istraživanja prezentovana u [56–69] optimalnu lokaciju i podešavanje parametara PHF određuju s primarnim ciljem eliminacije viših harmonika, dok u slučaju višekriterijumske optimizacije funkcija cilja obuhvata gubitke snage i troškove integracije filtera. Međutim, uzimajući u obzir da je kondenzatorska baterija sastavni dio konfiguracije PHF, u navedenim istraživanjima lokacija i parametri filtera nijesu određeni prema valorizaciji potencijala PHF za kompenzaciju reaktivne snage i regulaciju napona u distributivnoj mreži.

1.2 Novitet i naučni doprinos

Ova doktorska disertacija bavi se savremenim pristupima za poboljšanje integracije PV sistema u distributivnu mrežu, baziranim na optimalnoj alokaciji i dimenzionisanju PV sistema, kao i optimalnoj integraciji FACTS uređaja i PHF u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima. Optimalno rješenje problema dobijeno je primjenom različitih optimizacionih metoda. Problem optimalnog dimenzionisanja i alokacije PV sistema u distributivnoj mreži, sa ciljem smanjenja gubitaka snage i poboljšanja

naponskog profila, formulisan je korišćenjem MINLP, dok je optimalno rješenje dobijeno primjenom BONMIN solvera. Rezultati dobijeni BONMIN solverom upoređeni su sa rezultatima dobijenim primjenom popularnih metaheurističkih algoritama. U slučaju optimalne alokacije i dimenzionisanja FACTS uređaja, fokus je stavljen na D-SVC. Optimalna lokacija D-SVC određena je na osnovu minimalne vrijednosti indeksa stabilnosti napona (*VSI – Voltage Stability Index*). Optimalno dimenzionisanje D-SVC izvedeno je rješavanjem MINLP problema primjenom BONMIN solvera, sa ciljem smanjenja devijacije napona, gubitaka snage i troškova instalacije uređaja. Pristup optimalne alokacije na osnovu VSI primijenjen je i u slučaju integracije PHF, kako bi se osiguralo poboljšanje naponskog profila i stabilnosti. Za optimalnu parametrizaciju PHF, u cilju smanjenja ukupnog harmonijskog izobličenja, gubitaka snage i investicionih troškova, primijenjen je PSO algoritam.

Prilikom rješavanja optimizacionih problema u ovoj doktorskoj disertaciji, uzete su u obzir nesigurnosti u proizvodnji PV sistema i potrošnji konzuma u dvadesetčetvoročasovnom periodu tokom četiri godišnja doba. Promjene sunčeve insolacije i ambijentalne temperature korišćene su za modelovanje vremenske varijabilnosti proizvodnje PV sistema. Insolacija je generisana na osnovu Beta raspodjele, koristeći petnaestogodišnje podatke sa više lokacija u Crnoj Gori, dostupne u bazi podataka PVGIS-a. Ista baza upotrijebljena je za određivanje prosječnih krivih ambijentalne temperature. Model potrošnje konzuma formiran je na osnovu realnih mjerenja i istorijskih podataka iz distributivnog sistema Crne Gore. Predloženi pristup verifikovan je primjenom na standardnim IEEE testnim mrežama, ali i na realnim mrežama iz distributivnog sistema Crne Gore.

Važan akcenat prilikom razmatranja pristupa poboljšanju integracije PV sistema u distributivnu mrežu stavljen je na kvalitet električne energije. Stoga se u ovoj doktorskoj disertaciji, nakon optimalne integracije PV sistema, D-SVC i PHF, vrši proračun harmonijskih tokova snaga, kojim se utvrđuje ukupno harmonijsko izobličenje talasnih oblika napona u mreži. Dodatno, u okviru rada predložena je nova metoda za proračun harmonijskih tokova snaga, zasnovana na principima nelinearnog programiranja (*NLP – Non-Linear Programming*) i primjeni CONOPT solvera. Novo predložena metoda simulirana je na standardnim IEEE testnim mrežama sa integrisanim nelinearnim potrošačima, DER i SC, dok je tačnost proračuna verifikovana poređenjem sa rezultatima

dobijenim korišćenjem komercijalnih softvera. Prilikom harmonijske analize savremenih distributivnih mreža sa integrisanim PV sistemima, uzet je u obzir realan harmonijski spektar PV invertora, koji je određen na osnovu laboratorijskog eksperimenta i mjerenja na realnom PV sistemu priključenom na distributivnu mrežu.

Na osnovu priloženog, sljedeći su najznačajniji naučni doprinosi ove doktorske disertacije:

- Optimalna integracija PV sistema, D-SVC i PHF sprovedena je uzimajući u obzir nestacionarnu proizvodnju PV sistema i varijacije konzuma, čime se u potpunosti odgovara izazovima u savremenim distributivnim mrežama,
- Optimalno rješenje problema utvrđeno je kroz sveobuhvatnu, višekriterijumsku optimizaciju gubitaka snage, naponskog profila i investicionih troškova, sa posebnim akcentom na očuvanje kvaliteta električne energije,
- Pored metaheurističkih algoritama, prilikom rješavanja problema optimalne integracije PV sistema, D-SVC i PHF primijenjeni su optimizacioni metodi bazirani na metodama matematičkog programiranja, kao što su NLP i MINLP, i indeksima performansi distributivne mreže, kao što je VSI,
- Predložena je nova metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u savremenim distributivnim mrežama,
- Pored standardnih IEEE testnih mreža, analiza pristupa za poboljšanje integracije PV sistema sprovedena je i na realnim mrežama iz distributivnog sistema Crne Gore.

1.3 Organizacija disertacije

Pored uvodnog, ova doktorska disertacija sadrži devet poglavlja i tri priloga.

U Poglavlju 2 ove disertacije opisani su distribuirani fotonaponski sistemi. Poglavlje je otvoreno osvrtom na razvoj savremenih distributivnih mreža, nakon čega je predstavljen opis sastavnih komponenti i tehnika upravljanja PV sistemima. U ovom poglavlju izloženi su i važeći svjetski standardi i zakonske regulative u Crnoj Gori koje uređuju integraciju PV sistema na distributivnu mrežu. Na kraju, napravljena je analiza uticaja instalisane snage i lokacije PV sistema na gubitke i naponske prilike u distributivnoj mreži.

Poglavlje 3 posvećeno je FACTS uređajima. U njemu je izložena opšta teorija kompenzacije reaktivne snage, sa akcentom na analizu uticaja serijskih i paralelnih kompenzatora na prenosni kapacitet i ugaonu stabilnost EES-a. Osvrt je napravljen na istorijat razvoja i primjene FACTS uređaja. U nastavku je dat detaljan opis principa rada i upravljanja D-SVC. Na kraju poglavlja predstavljena je analiza uticaja lokacije i instalisane snage D-SVC na naponske prilike i gubitke u distributivnoj mreži.

Poglavlje 4 bavi se problematikom kvaliteta električne energije u savremenim distributivnim mrežama. Na početku su definisani osnovni pojmovi i indikatori kvaliteta električne energije. Izložena je teorija viših harmonika, sa posebnim osvrtom na izvore harmonika u savremenim distributivnim mrežama. Takođe, opisane su tehnike eliminacije viših harmonika, sa akcentom na različite konfiguracije pasivnih harmonijskih filtera. Poglavlje se završava analizom uticaja lokacije i parametara pasivnih filtera na talasno izobličenje napona, gubitke snage i naponski profil distributivne mreže.

U Poglavlju 5, kroz dvije cjeline, izložene su optimizacione metode u savremenim EES-ima. U prvoj cjelini opisane su metode matematičkog programiranja, konkretno NLP i MINLP. Posebna pažnja posvećena je NLP solveru CONOPT i MINLP solveru BONMIN. Druga cjelina posvećena je metaheurističkim algoritmima, sa osvrtom na PSO, algoritam gravitacione pretrage (GSA – *Gravitational Search Algorithm*), GWO i BAT algoritam.

U Poglavlju 6 predložena je nova metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u savremenim distributivnim mrežama. Na početku je dat pregled konvencionalnih metoda za proračun harmonijskih tokova snaga. Nakon izlaganja modela komponenti mreže na višim učestanostima, izložena je matematička formulacija proračuna novopredloženom metodom. Verifikacija tačnosti izvršena je simulacijom na IEEE testnim mrežama sa integrisanim DG, SC i nelinearnim potrošačima.

Poglavlje 7 posvećeno je optimalnoj alokaciji i dimenzionisanju PV sistema u distributivnoj mreži primjenom MINLP BONMIN solvera. Pored predložene matematičke formulacije problema, matematički su definisane nesigurnosti u pogledu proizvodnje PV sistema i potrošnje konzuma. Posebna pažnja posvećena je modelu PV sistema na višim učestanostima i eksperimentalnom određivanju spektra komercijalnog PV invertora. Simulacija predložene metode izvršena je na IEEE testnoj i realnoj mreži

iz distributivnog sistema Crne Gore, gdje su rezultati dobijeni BONMIN solverom upoređeni sa rezultatima dobijenim primjenom metaheurističkih algoritama.

Poglavlje 8 bavi se optimalnom alokacijom i dimenzionisanjem D-SVC u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima primjenom VSI-BONMIN metode. Nakon pregleda metodologije i definisanja matematičkog modela optimizacionog problema, pažnja je usmjerena na određivanje spektra PV invertora na osnovu terenskih mjerenja na komercijalnom PV sistemu i definisanje modela D-SVC na višim učestanostima. Verifikacija metode izvršena je na IEEE testnoj i realnoj distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima, gdje su, uporedo sa rezultatima optimalno lociranih i dimenzionisanih D-SVC, prikazani i rezultati za optimalnu alokaciju i dimenzionisanje SC.

U Poglavlju 9 prikazana je primjena VSI-PSO metode za optimalno alociranje i parametrizaciju PHF u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima. Na početku je dat pregled predložene metodologije, nakon čega je predstavljen matematički model optimizacionog problema. Rezultati simulacije prikazani su na kraju poglavlja i dobijeni su na IEEE testnoj mreži sa integrisanim PV sistemima.

U Poglavlju 10 napravljen je pregled disertacije, izložena su završna razmatranja i diskutovani mogući pravci budućih istraživanja.

Poglavlje 2

Fotonaponski sistemi u savremenim distributivnim mrežama

U ovom poglavlju biće opisani fotonaponski sistemi priključeni na distributivnu mrežu. Na početku je napravljen osvrt na proces razvoja savremenih distributivnih mreža. Posebna pažnja biće posvećena sastavnim elementima fotonaponskog sistema, sa akcentom na: konfiguracije fotonaponskih sistema, topologije energetskih pretvarača i načine upravljanja. Na kraju poglavlja dat je pregled važećih standarda, zakonskih regulativa i procedura koje su neophodne za priključenje fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu.

2.1 Razvoj savremenih distributivnih mreža

Od svog postanka, distributivne mreže služe za prenos električne energije od visokonaponskih i srednjenaponskih trafostanica do krajnjih korisnika, snižavajući naponski nivo na vrijednost prikladnu za upotrebu [70]. Sastavne elemente distributivne mreže čine distributivne trafostanice, nadzemni vodovi i nadzemni/podzemni kablovi, koji su međusobno povezani u radijalnoj ili prstenastoj strukturi. Iako struktura distributivnih mreža može biti radijalna ili prstenasta, većina ih ima radijalnu strukturu zbog isplativosti i jednostavnosti u planiranju, dizajnu i zaštiti [71]. Distributivne mreže karakterišu srednji i niski naponski nivoi, pri čemu su u Crnoj Gori zastupljene mreže nazivnih napona: 0.4 kV, 10 kV, 20 kV i 35 kV.

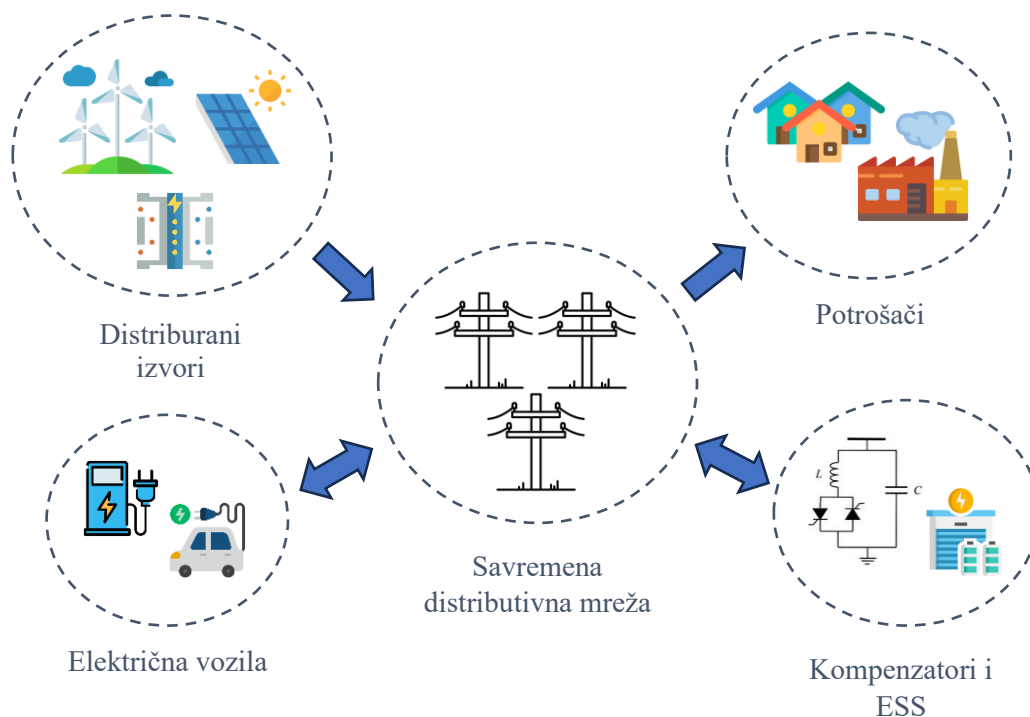
Prema konvencionalnom ustrojstvu EES-a, električna energija se proizvodi u proizvodnim jedinicama velikih instalisanih snaga (termoelektrane i hidroelektrane), nakon čega posredstvom podsistema prenosa i distribucije dolazi do potrošača [72]. U ovakvoj strukturi EES-a distributivna mreža ima pasivnu ulogu, sa predefinisanim tokovima snaga od distributivne trafostanice do potrošača. Ipak, razvoj čovječanstva doveo je do novih izazova i preispitivanja konvencionalne strukture EES-a. Iscrpnost

fosilnih goriva kao dominantnog izvora u proizvodnji električne energije i saobraćaju, kao i njihov negativan uticaj na životnu sredinu povezan sa visokim stepenom emisije CO₂, motivisali su tranziciju ka OIE. Elektrifikacija saobraćaja i rastuća potražnja za električnom energijom zahtijevaju efikasnija rješenja u pogledu proizvodnje i prenosa električne energije [73].

U toku energetske tranzicije, značajan dio promjena desio se u distributivnim mrežama. U strukturi savremenih distributivnih mreža neizostavna je integracija DER, koji predstavljaju decentralizovane jedinice za proizvodnju električne energije, instalisane snage od nekoliko kW do 5 MW, locirane u blizini ili sa neposredne strane konzuma [74]. Tehnologije DER mogu biti zasnovane na konvencionalnim izvorima električne energije, kao što su fosilna goriva (dizel agregati) ili potencijalna energija vode (male hidroelektrane). Međutim, značajnije mjesto u konfiguraciji savremenih distributivnih mreža zauzimaju DER bazirani na obnovljivim izvorima, sa posebnim akcentom na izvore zasnovane na energiji sunčevog zračenja (PV sistemi) i kinetičkoj energiji vjetroa (vjetroatregati) [75]. Iako PV sistemi i vjetroatregati, zbog nulte emisije CO₂, imaju primat među DER tehnologijama, značajne oscilacije proizvodnje iz ovih izvora, uslovljene naglim promjenama vremenskih prilika, mogu dovesti do problema u funkcionisanju distributivne mreže, naročito u pogledu oscilacija snage i pogoršanja naponskih prilika..

Uzimajući u obzir povećanje instalisanog kapaciteta DER u distributivnim mrežama i njihov intermitentan karakter proizvodnje, neophodna je primjena dodatnih mjera za efikasniju distribuciju električne energije. Rješenja čija se primjena u distributivnim mrežama intenzivno istražuje uključuju integraciju uređaja za skladištenje električne energije (ESS – *Energy Storage Systems*) i kompenzacionih uređaja baziranih na poluprovodničkim pretvaračima, pri čemu je važno istaći i primjenu savremenih tehnika upravljanja pretvaračima, tehnika energetskog dispečinga, naprednih tehnika komunikacije i vještačke inteligencije [75]. Dodatno, promjene u strukturi savremenih distributivnih mreža uslovljene su trendovima u elektrifikaciji saobraćajnog sektora. Naime, za uspješnu primjenu električnih vozila, neophodna je dostupnost stanica za punjenje, čija integracija u distributivnu mrežu donosi brojne izazove, ali i potencijalne benefite po performanse sistema [76]..

Prethodno ukazuje da savremena distributivna mreža postaje aktivan podsistem EES-a, sa izraženo kompleksnijom strukturom i smjerom tokova snaga u odnosu na konvencionalne distributivne mreže. U skladu sa savremenim trendovima razvoja EES-a, u literaturi se za savremenu distributivnu mrežu često upotrebljava termin mikromreža (*microgrid*). Šematski prikaz strukture savremene distributivne mreže, odnosno mikromreže, dat je na slici 2.1.



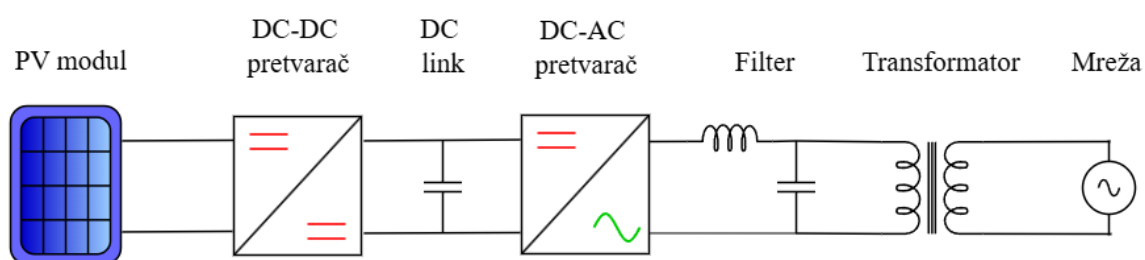
Slika 2.1 Struktura svaremene distibutivme mreže

2.2 Fotonaponski sistemi

PV sistemi predstavljaju integrisan skup PV modula, energetske pretvarača i sistema za upravljanje i monitoring, koji primarnu energiju sunčevog zračenja direktno pretvaraju u električnu energiju [77]. U zavisnosti od načina rada, PV sistemi mogu biti autonomni ili povezani na distributivnu mrežu. Kod autonomnih PV sistema električna energija se predaje AC ili DC potrošaču koji nije priključen na distributivnu mrežu. U slučaju PV sistema priključenih na distributivnu mrežu, proizvedena električna energija koristi se za napajanje potrošača na neposrednoj lokaciji sistema, dok se viškovi predaju

distributivnoj mreži. U nastavku poglavlja fokus je stavljen na PV sisteme priključene na distributivnu mrežu.

Centralnu komponentu PV sistema čine PV moduli, koji po principu fotoelektričnog efekta konvertuju energiju sunčevog zračenja u DC napon na izlazu. Više PV modula vezuje se serijski u stringove, čime se ostvaruje željena vrijednost izlaznog napona. PV stringovi se zatim paralelno povezuju radi postizanja željene vrijednosti struje i preko kondenzatora („DC-linka“) dovode na ulaz DC-AC pretvarača (PV invertora). Uloga invertora je da prilagodi AC napon i struju PV invertora naponu i struji mreže na koju se vrši priključenje. Neke konfiguracije PV sistema uključuju i DC-DC pretvarač za prilagođavanje DC napona PV panela prije njegove transformacije u invertoru. Na izlazu PV invertora nalazi se harmonijski filter (L, LC ili LCL), kojim se obezbjeđuje da harmonici izlazne struje budu ispod propisanih vrijednosti. U zavisnosti od vrijednosti napona na izlazu invertora, prije priključenja na mrežu, neki PV sistemi integrišu i niskonaponske (NN) na srednjenaponske (SN) energetske transformatore. Prikaz sastavnih elemenata PV sistema dat je na slici 2.2 [78].



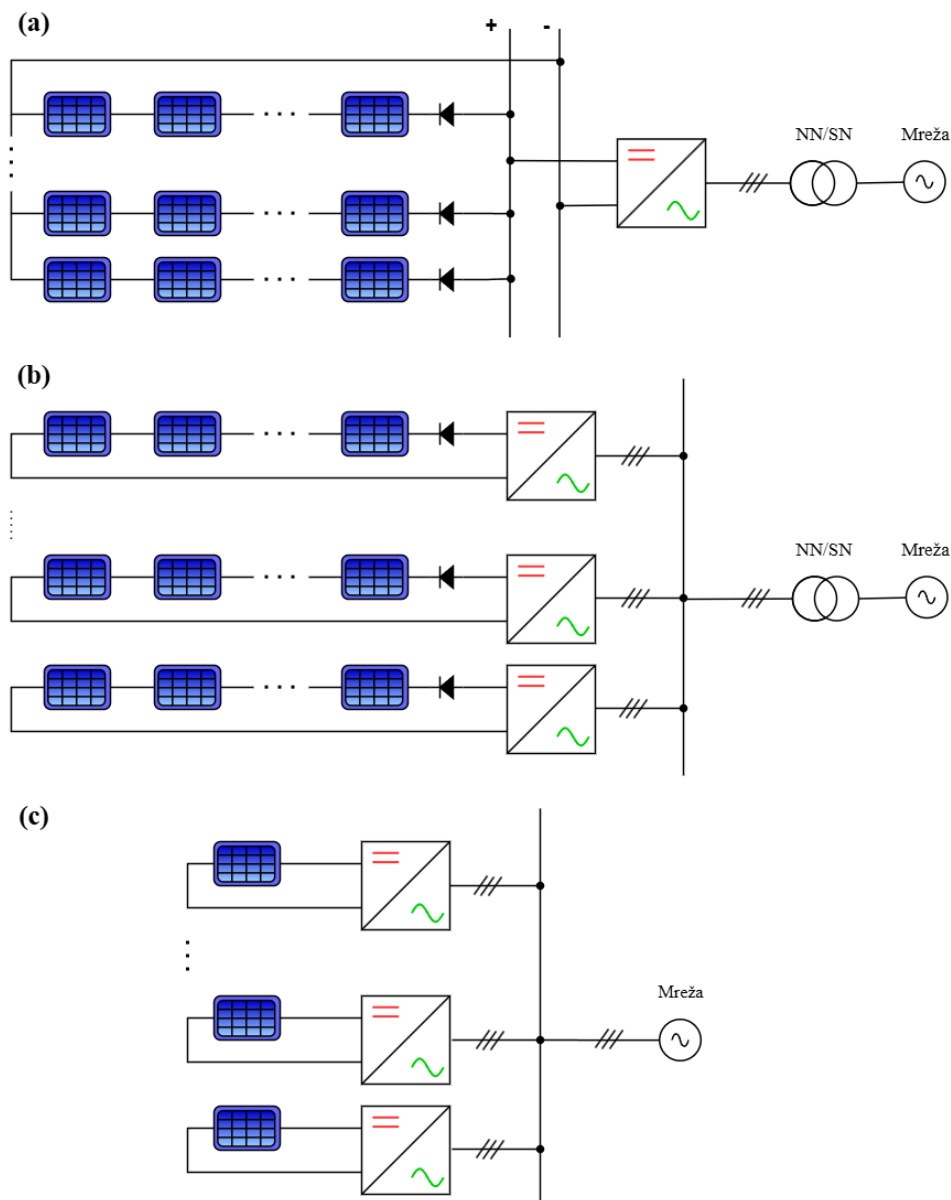
Slika 2.2 Elementi PV sistema priključenog na mrežu

2.2.1 Konfiguracije fotonaponskih sistema

Za priljučenje PV sistema na distributivnu mrežu koriste se sljedeće tri konfiguracije [78-79]:

- centralna,
- multistring ili
- modulski integrisana.

Dijagram prethodno navedenih konfiguracija prikazani su na slici 2.3.



Slika 2.3 Konfiguracije PV sistema: (a) centralna, (b) multistring i (c) modulski integrisana

U konfiguraciji sa centralnim PV invertorom, više paralelnih PV stringova spojeno je na zajednički DC ulaz invertora, čime se značajno smanjuju investicioni troškovi (slika 2.3.a). Međutim, spajanje više različitih stringova na ulaz centralnog invertora nije efikasno sa aspekta praćenja tačke maksimalne snage (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), što negativno utiče na godišnju proizvodnju PV sistema. Konfiguracija PV sistema sa centralnim invertorom pretežno se upotrebljava za instalisane snage u opsegu od 100 kW do 2 MW [79].

Multistring konfiguracija, prikazana na slici 2.3.b, može se ostvariti povezivanjem stringova na zasebne DC ulaze više PV invertora ili na inverter sa više odvojenih DC ulaza. Na ovaj način na svakom DC ulazu obezbjeđuje se poseban MPPT, što značajno unapređuje efikasnost proizvodnje. Multistring invertori koriste se za instalisane snage do 100 kW, pri čemu se više multistring invertora može upariti radi formiranja modularnih PV sistema većih instalisanih snaga [78].

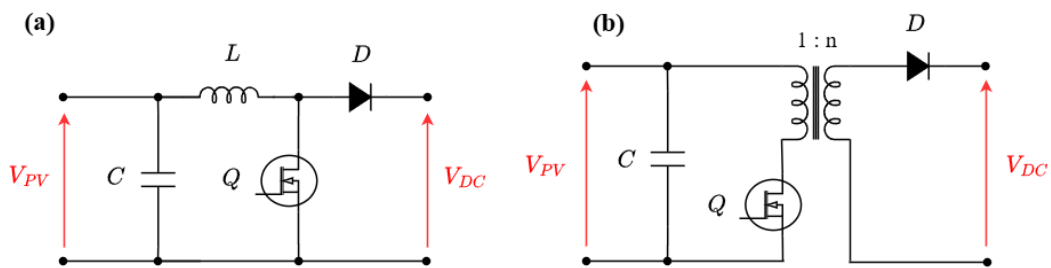
Na slici 2.3.c prikazana je modularna konfiguracija, kod koje svaki PV modul ima integrisan mikroinverter, čime se ostvaruje potpuna prednost u pogledu MPPT. Ipak, ovu konfiguraciju odlikuje najveća cijena investicije. S obzirom na to da je inverter integrisan u sklopu PV modula, ova konfiguracija pretežno se koristi za sisteme manjih instalisanih snaga koji su direktno priključeni na NN mrežu. Mikroinvertori mogu biti trofazni ili monofazni. Iako je većina integrisanih mikroinvertora monofazna, oni ne mogu prenositi veliku snagu, a snaga pulsira dvostrukom nazivnom učestanošću [79]. Navedeni problemi riješeni su primjenom trofaznih mikroinvertora, ali uz veće vrijednosti ulaznog DC napona.

2.2.2 Pretvaračka kola za fotonaponske sisteme

Kao što je prethodno naglašeno, sastavni dio PV sistema čine pretvaračka kola, koja služe za podešavanje izlaznog DC napona i njegovo transformisanje u AC napon prikladan za priključenje na mrežu. U nastavku biće opisane najčešće korišćene topologije DC-DC i DC-AC pretvarača i njihovo upravljanje u savremenim PV sistemima.

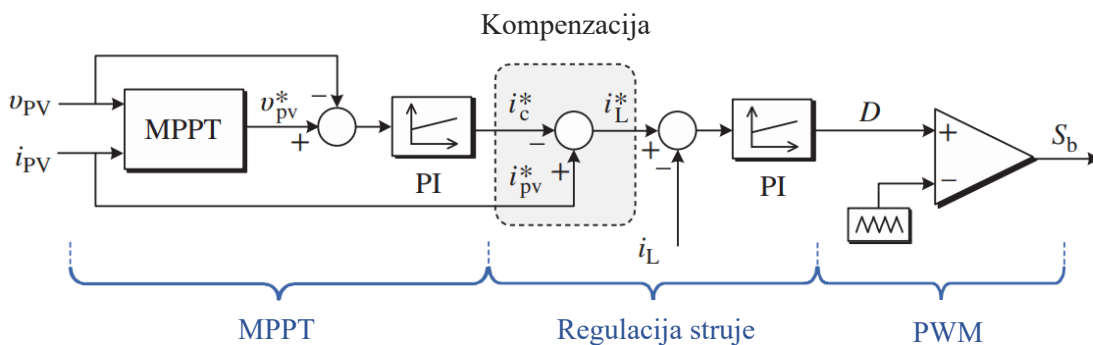
2.2.2.1 DC-DC pretvarači

DC-DC pretvarači najčešće se primjenjuju kod modulske integrirane konfiguracije, kao i kod određenih multistring konfiguracija. U tim slučajevima, DC-DC pretvarač sprovodi MPPT i vrši regulaciju DC napona PV sistema, dok PV inverter preuzima ulogu regulisanja AC napona i struje na izlazu [78]. Sve različite topologije DC-DC pretvarača koje se koriste u savremenim PV sistemima mogu se svrstati u jednu od dvije kategorije: *Boost* ili *Flyback* pretvarači. Električna kola standardnog *Boost* i *Flyback* pretvarača prikazana su na slici 2.4.



Slika 2.4 DC-DC pretvaračka kola: (a) Boost i (b) Flyback

Primjer regulacione petlje *Boost* pretvarača prikazan je na slici 2.5. Prva cjelina regulacione petlje je MPPT, koja na osnovu izmjerene vrijednosti napona (v_{PV}) i struje (i_{PV}) PV sistema generiše referencu napona (v_{PV}^*). Detaljniji osvrt na MPPT algoritme izložen je u nastavku poglavlja. PI regulator u okviru MPPT cjeline služi za generisanje referentne vrijednosti struje kondenzatora (i_c^*), dok se njenim oduzimanjem od i_{PV} dobija referentna vrijednost struje kalema (i_L^*). Greška između stvarne i referentne vrijednosti struje kalema prosljeđuje se PI regulatoru strujne petlje, koji na izlazu generiše željeni faktor ispunjenosti *Boost* pretvarača (D). Ovaj faktor se dalje koristi za generisanje PWM (*Pulse Width Modulation*) impulsa za kontrolu uključivanja/isključivanja poluprovodničkog prekidača Q (slika 2.4.a)

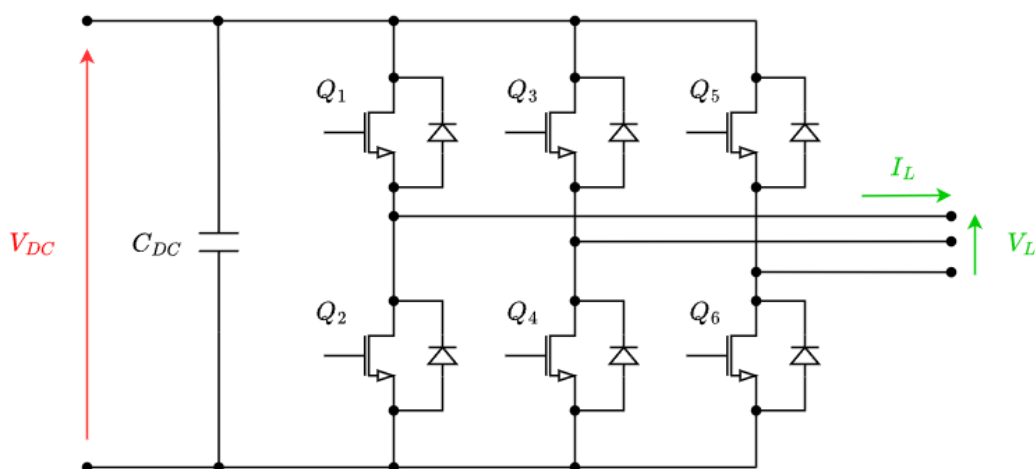


Slika 2.5 Regulaciona petlja DC-DC pretvarača [80]

2.2.2.2 DC-AC pretvarači

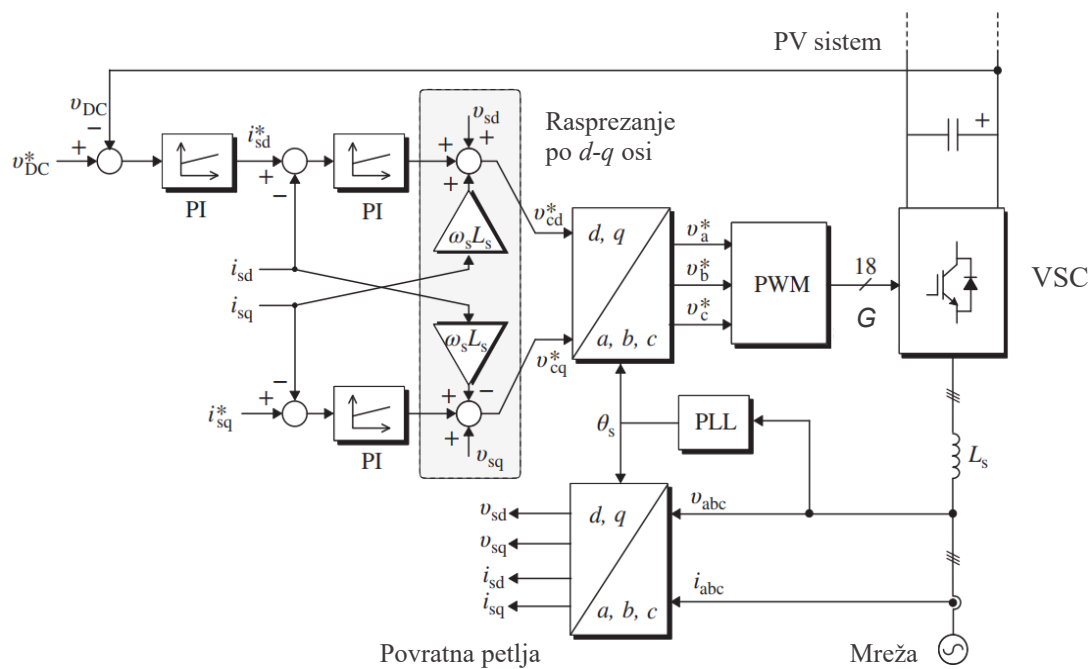
DC-AC pretvarač, odnosno PV inverter, služi za kontrolu aktivne i reaktivne snage PV sistema, sinhronizaciju sa mrežom i zaštitu. Dodatno, kod multistring i centralizovanih konfiguracija, gdje je često izostavljen DC-DC pretvarač, PV inverter preuzima funkciju MPPT-a. Topologija DC-AC pretvarača koja dominira u PV inverterima jeste dvostepeni trofazni naponski konvertor (VSC – *Voltage Source*

Converter), iako je moguća i primjena trostepenog trofaznog VSC-a [78]. Električno kolo dvostepenog trofaznog VSI-ja prikazano je na slici 2.6.



Slika 2.6 Električno kolo dvostepenog trofaznog VSC

Regulacija trofaznih VSC najčešće se sprovodi primjenom naponski orijentisanog upravljanja (VOC – *Voltage-Oriented Control*), čija je regulaciona petlja prikazana na slici 2.7. VOC se zasniva na kaskadnoj upravljačkoj strukturi, gdje spoljna petlja služi za formiranje referentnih struja po d -osi (i_{sd}^*) i q -osi (i_{sq}^*) sinhrono rotirajućeg koordinatnog sistema. Ove referentne struje koriste se za regulaciju aktivne i reaktivne snage PV sistema, respektivno [80]. U unutrašnjoj petlji sprovodi se raspregnuto upravljanje pomoću PI regulatora, koji na svom izlazu generišu referentne napone po d -osi (v_{cd}^*) i q -osi (v_{cq}^*). Primjenom Parkovih transformacija, ovi naponi se transformišu u referentne fazne napone v_a^* , v_b^* i v_c^* , na osnovu kojih se u PWM bloku generišu upravljački impulsi za poluprovodničke prekidače Q_1 – Q_6 (slika 2.6). Povratna sprega u VOC ostvaruje se mjerenjem faznih struja i napona na izlazu VSC, koji se potom transformišu u d - q koordinatni sistem. Dodatno, na izlazu PI regulatora unutrašnje petlje primjenjuje se unakrsna kompenzacija pomoću struja po d - q osi (slika 2.7). Upotrebom PLL bloka i mjerenjem faznih napona određuje se ugao vektora mrežnog napona (θ_s), koji je neophodan za sinhronizaciju VSC.



Slika 2.7 Regulatorna petlja dvostepenog trofaznog VSC [80]

2.2.3 Upravljanje fotonaponskim sistemima

Zadatak PV sistema pri normalnim uslovima rada distributivne mreže jeste da što efikasnije isporuči električnu energiju zadovoljavajućeg kvaliteta. Međutim, poremećaji u distributivnoj mreži su neminovni, uzimajući u obzir integraciju DER, promjene u navikama konzuma i atmosferske prilike. Kako bi PV sistem bio u stanju da odgovori na promjene u distributivnoj mreži, razvijene su različite upravljačke tehnike, koje se mogu svrstati u sljedeće kategorije [78–80]:

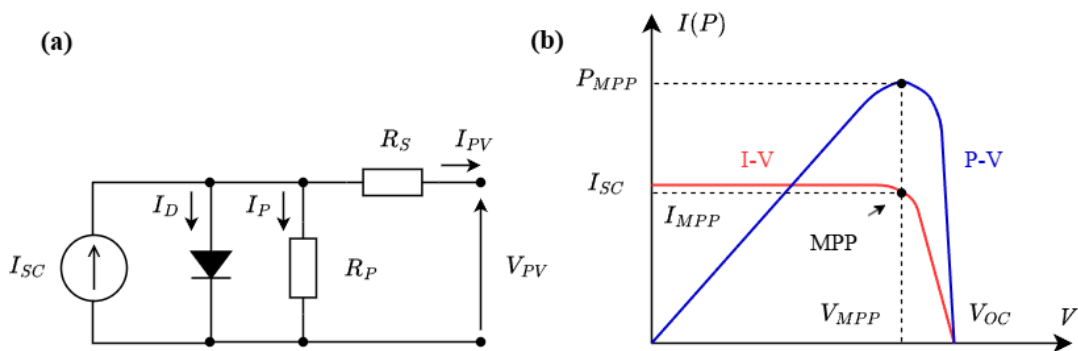
- praćenje tačke maksimalne snage,
- fleksibilna regulacija aktivne snage, ili
- regulacija reaktivne snage,

2.2.3.1 Praćenje tačke maksimalne snage

PV ćelije odlikuju se svojom struja-napon ($I-V$) karakteristikom. Pretpostavljajući model PV ćelije sa jednom diodom, prikazan na slici 2.8.a, izlazna struja definiše se sljedećim izrazom [81]:

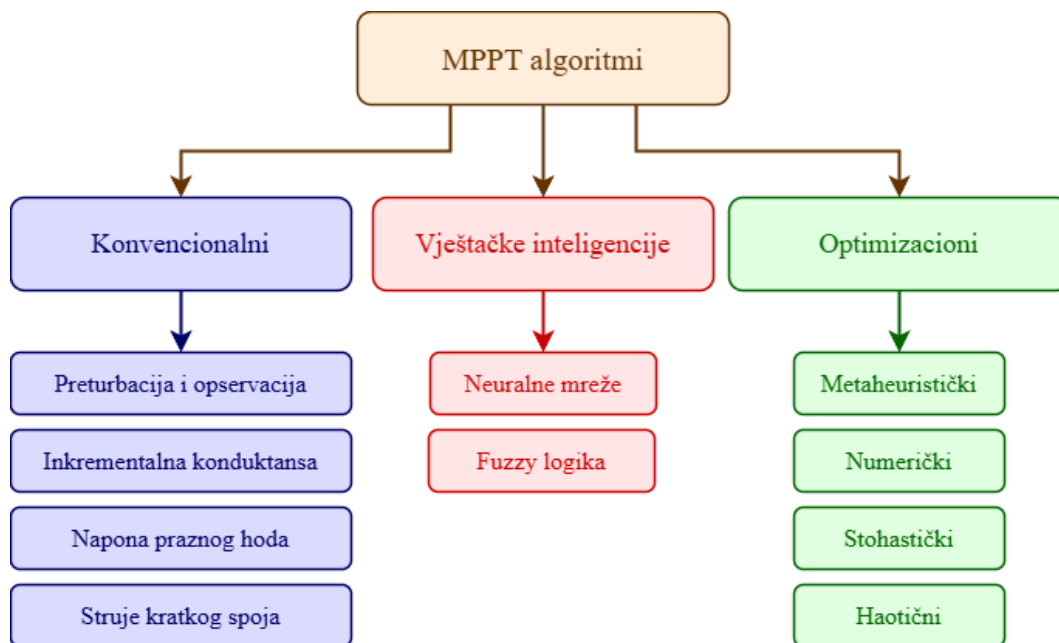
$$I_{PV} = I_{SC} - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q \cdot (V_{PV} + I_{PV} \cdot R_s)}{k \cdot T}} - 1 \right] - \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} \cdot R_s}{R_p} \right), \quad (2.1)$$

gdje su I i V napon i struja na izlazu PV ćelije, respektivno, I_{SC} je struja kratkog spoja PV ćelije, I_0 predstavlja struju zasićenja diode, R_s i R_p su serijska i paralelna otpornost ćelije, respektivno, T je temperatura PV modula, $q = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{C}$ je naelektrisanje elektrona, dok $k = 1.381 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$ označava Bolcmanovu konstantu. Svaka radna tačka na I - V karakteristici PV ćelije ima odgovarajuću tačku na snaga-napon (P - V) karakteristici. I - V i P - V karakteristike ćelije prikazane su na slici 2.8.b. Na osnovu izraza (2.1) jasno je da oblik dvije karakteristike dominantno zavisi od insolacije i temperature ćelije. Karakteristična tačka na I - V , odnosno P - V , karakteristici je tačka maksimalne snage (MPP – *Maximum Power Point*) (slika 2.8.b). Prema definiciji, MPP predstavlja radnu tačku PV ćelije u kojoj se za date uslove insolacije i temperature ostvaruje maksimalna snaga [13].



Slika 2.8 PV ćelija: (a) ekvivalentno kolo sa jednom diodom i (b) I - V i P - V karakteristika

MPPT upravljanjem vrši se kontrola energetskih DC–DC ili DC–AC pretvarača tako da se radna tačka sistema poklopi sa MPP, čime se osigurava optimalna eksploatacija u zadatim vremenskim uslovima. Za to je potreban MPPT algoritam, koji na osnovu izmjerenih vrijednosti napona i struje PV sistema generiše referentnu vrijednost DC napona koju treba postići na izlazu PV stringa kako bi se ostvarila maksimalna proizvodnja. Različiti MPPT algoritmi predloženi su u literaturi i razlikuju se prema hardverskoj implementaciji i performansama pod različitim uslovima rada PV sistema – kao što su ravnomjerno raspoređena insolacija, parcijalno zasjenčenje i slično [79]. Na slici 2.9 grafički je prikazana standardna klasifikacija MPPT algoritama [82].



Slika 2.9 Klasifikacija MPPT algoritama

Konvencionalni MPPT algoritmi prvobitno su dizajnirani za praćenje MPP u uslovima ravnomjerno raspoređene insolacije. Najpopularniji algoritam, perturbacije i opservacije (P&O – *Perturb and Observe*), zasniva se na podešavanju referentnog napona tako da se postigne nulta vrijednost izvoda snage po naponu, odnosno da se dosegne maksimum P–V krive. Iako je P&O najjednostavniji za implementaciju, karakteriše ga spora konvergencija pri promjenjivoj insolaciji [79]. Algoritam inkrementalne konduktanse (InC – *Incremental Conductance*) zasniva se na istom principu. Međutim, kod ovog algoritma referentna vrijednost napona definiše se prema vrijednosti izvoda struje po naponu. Iako InC algoritam ne zahtijeva iterativni proračun snage PV sistema, njegove performanse u slučajevima ravnomjerne i promjenjive insolacije su identične kao i kod P&O [79]. Algoritmi konstantnog napona praznog hoda i struje kratkog spoja zasnovani su na pretpostavci da je odnos napona praznog hoda (V_{OC}), odnosno struje kratkog spoja (I_{SC}), i maksimalne snage konstantan. Upravljački algoritam kratkotrajno dovodi PV sistem u režim praznog hoda ili kratkog spoja, a zatim se na osnovu izmjerenih vrijednosti V_{OC} i I_{SC} proračunava maksimalna snaga. Prednost ovih algoritama je što zahtijevaju samo po jedan naponski, odnosno strujni senzor. Međutim, prekidanje proizvodnje dovođenjem sistema u režim praznog hoda ili kratkog spoja dovodi do gubitka snage [79]. Dodatnu grešku unosi i pretpostavka da je odnos V_{OC} , odnosno I_{SC} , i maksimalne snage konstantan.

U uslovima neravnomjerne raspodjele insolacije i parcijalnog zasjenčenja, oblik $P-V$ karakteristike je takav da su, pored globalnog maksimuma snage, prisutni i lokalni maksimumi [80]. Stoga se predlaže primjena naprednih optimizacionih tehnika i vještačke inteligencije, koje značajno unapređuju MPPT. Fuzzy logika zasniva se na integraciji ljudskog iskustva i lingvističkih izraza u procesu upravljanja. Značajna prednost fuzzy logičkih MPPT algoritama ogleda se u jednostavnosti iskaza koji se koriste u procesu donošenja odluka [82]. Neuralne mreže predstavljaju matematički model inspirisan konfiguracijom neurona u ljudskom mozgu. Veći broj neurona neuralne mreže obrađuje set ulazno-izlaznih podataka prema zadatom algoritmu treniranja, s ciljem predikcije izlaza na osnovu zadatog ulaza. Ukoliko se neuralne mreže primjenjuju za MPPT, neophodno je njihovo ponovno treniranje usljed promjena vremenskih uslova kao i karakteristika PV modula [82]. Metahuristički algoritmi, inspirisani prirodnim procesima, predstavljaju popularna rješenja u naučnoj literaturi. Stohastički algoritmi zasnivaju se na primjeni slučajnih vrijednosti, dok haotični algoritmi koriste rekurzivne funkcije i niz slučajno generisanih vrijednosti koji predstavljaju potencijalne radne tačke sistema. Praktična primjena metahurističkih, stohastičkih i haotičnih algoritama je diskutabilna usljed kompleksnosti, dok korišćenje slučajnih vrijednosti negativno utiče na konvergenciju [79]. Numerički MPPT algoritmi, poput „podjele trouglova“ (DIRECT), ne zahtijevaju računanje izvoda snage, odnosno struje po naponu, što značajno olakšava praktičnu implementaciju [79].

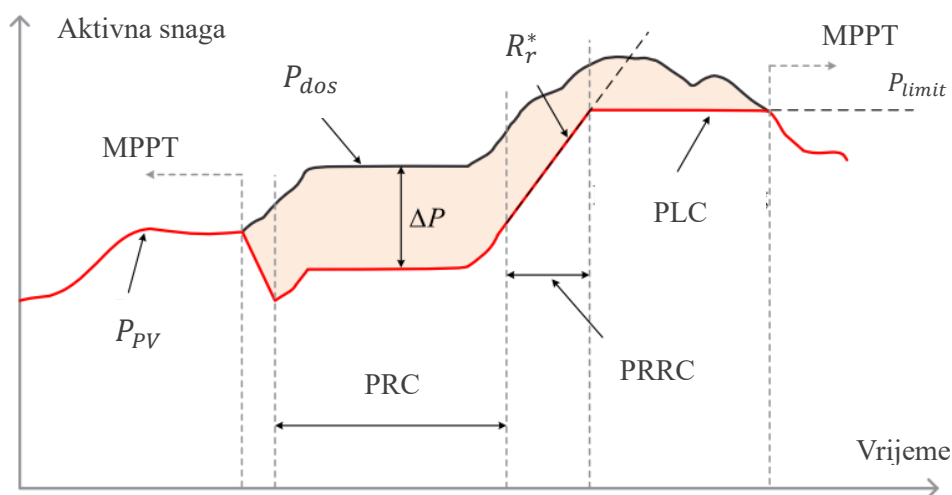
2.2.3.2 Fleksibilna regulacija aktivne snage

Iako MPPT upravljanje osigurava maksimalnu proizvodnju, ukoliko aktivna snaga PV sistema značajno premašuje nivo konzuma u distributivnoj mreži, može doći do porasta napona [78]. Ovaj porast je dodatno izražen u mrežama sa visokim stepenom penetracije PV sistema. Takođe, u konvencionalnoj strukturi EES-a frekvencija se reguliše kroz upravljanje aktivnom snagom kod upravljivih izvora, kao što su gasne elektrane i termoelektrane. U savremenim distributivnim mrežama, integrisani PV sistemi ne posjeduju taj nivo upravljivosti, pa se poremećaji u frekvenciji najčešće otklanjaju njihovim isključenjem sa mreže [83]. Međutim, istovremeno isključenje većeg broja PV sistema u slučaju frekventnih poremećaja moglo bi izazvati nagli gubitak velike količine aktivne snage i dodatno narušiti stabilnost distributivne mreže.

Prethodno navedeni problemi mogu se prevazići uvođenjem fleksibilne regulacije aktivne snage PV sistema. Ova regulacija može se realizovati na sljedeće načine [83]:

- **Limitiranjem aktivne snage (PLC – Power-Limiting Control)** – maksimalna aktivna snaga PV sistema (P_{PV}) ograničava se na zadatu vrijednost (P_{limit}),
- **Upravljanjem promjenom aktivne snage (PRRC – Power Ramp-Rate Control)** – maksimalna promjena, odnosno nagib aktivne snage ograničava se na zadatu vrijednost (R_r^*),
- **Upravljanjem rezervom snage (PRC – Power Reserve Control)** – vrijednost aktivne snage PV sistema reguliše se ispod dostupne snage (P_{dost}) kako bi se obezbijedila rezerva (ΔP).

Metode fleksibilne regulacije aktivne snage grafički su prikazane na slici 2.10. Uvođenjem ovog koncepta PV sistem, pored ostvarivanja maksimalne proizvodnje, pruža podršku distributivnoj mreži u regulaciji napona i frekvencije. Ipak, praktična realizacija ovih metoda zahtijeva naprednu infrastrukturu za monitoring i komunikaciju [78].



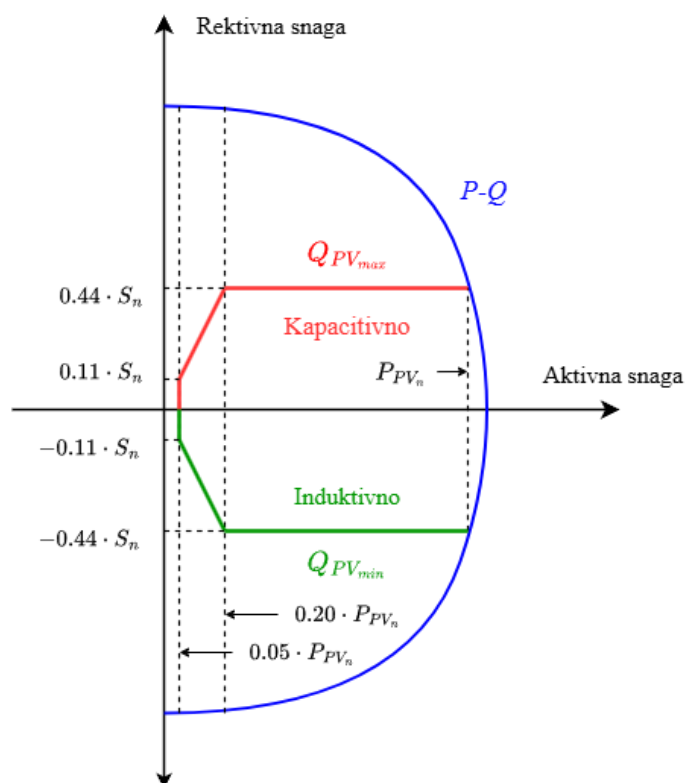
Slika 2.10 Tehnike fleksibilne regulacije aktivne snage PV sistema [83]

2.2.3.3 Regulacija reaktivne snage

Prema važećem standardu IEEE 1547-2018, PV invertori imaju mogućnost regulacije reaktivne snage, u induktivnom i kapacitivnom režimu, pri čemu je ograničenje izlazne reaktivne snage definisano u skladu sa sljedećom karakteristikom [35]:

$$Q_{PV_{min,max}} = \begin{cases} 0, & P_{PV} < 0.05 \cdot P_{PV_n} \\ \pm 2.2 \cdot S_{PV_n} \cdot P_{PV}, & 0.05 \cdot P_{PV_n} \leq P_{PV} < 0.20 \cdot P_{PV_n} \\ \pm 0.44 \cdot S_{PV_n}, & 0.20 \cdot P_{PV_n} \leq P_{PV} < P_{PV_n} \end{cases}, \quad (2.2)$$

gdje su P_{PV_n} i S_{PV_n} instalisana aktivna i reaktivna snaga PV invertora, respektivno. Predznaci + i - u jednačini (2.2) definišu injektiranje (kapacitivne) i apsorpciju (induktivne) reaktivne snage, respektivno. Grafički prikaz karakteristike definisane jednačinom (2.2) dat je na slici 2.11.



Slika 2.11 Pogonski (P-Q) dijagram i reaktivna karakteristika PV invertora

Metode regulacije reaktivne snage PV sistema moguće je klasifikovati na lokalne i centralizovane metode [84–85]. U lokalne metode regulacije reaktivne snage PV sistema ubrajaju se [84]:

- **Fiksna regulacija reaktivne snage** – upravljanje PV sistemom vrši se s ciljem postizanja konstantne reaktivne snage, odnosno faktora snage ($\cos \varphi$),
- **$\cos \varphi$ regulacija** – PV sistem radi s promjenjivim faktorom snage, koji može biti u funkciji lokalnog napona u tački priključka ili u funkciji aktivne snage PV sistema,

- **Volt/VAr regulacija** – regulacija injektiranja ili apsorpcije reaktivne snage PV sistema vrši se u funkciji lokalnog napona.

Prednost lokalnih metoda regulacije reaktivne snage je njihova jednostavna implementacija, s obzirom na to da se regulacija ostvaruje na osnovu lokalnih parametara čija su mjerenja lako dostupna PV invertoru. Međutim, prethodno opisane metode mogu se koristiti isključivo za lokalnu regulaciju napona, čime izostaje mogućnost korišćenja reaktivnih kapaciteta PV invertora za globalno poboljšanje naponskih prilika ili smanjenje gubitaka u prenosu [85].

Metode centralizovane regulacije reaktivne snage koriste komunikacione kanale za prikupljanje podataka s više različitih tačaka u distributivnoj mreži, nakon čega se, korišćenjem optimizacionih tehnika, dolazi do optimalne raspodjele reaktivne snage među PV inverterima [85]. Na taj način moguće je ostvariti efikasnu (optimalnu) regulaciju reaktivne snage na nivou cjelokupne distributivne mreže. Međutim, nedostaci implementacije centralizovanih metoda su: potreba za kompleksnom i skupom komunikacionom infrastrukturom, potreba za preciznim podacima o parametrima distributivne mreže i stalne računarske operacije prilikom rješavanja optimizacionog problema [85].

2.3 Standardi i zakonske regulative za priključenje fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu

Proces integracije PV sistema na distributivnu mrežu mora biti u skladu sa važećim standardima i zakonskim regulativama za priključenje DER. Cilj tih standarda i regulativa jeste omogućavanje priključenja proizvodnih kapaciteta, bilo od strane operatora distributivnog sistema (ODS) ili kupca-proizvođača, uz očuvanje stabilnog i pouzdanog rada distributivne mreže. U nastavku poglavlja dat je osvrt na važeće svjetske standarde IEEE 1547-2018 i IEC 61727-2004, kao i na važeće zakonske regulative u Crnoj Gori.

2.3.1 Standard IEEE 1547-2018

IEEE 1547-2018 standard, koji je izdao Institut elektrotehničkih i elektroničarskih inženjera (IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*), definiše uslove za interkonekciju između distributivne mreže i DER sistema [35]. Tehničke specifikacije i uslovi za priključenje definisani u okviru standarda IEEE 1547-2018 predstavljaju

univerzalna pravila koja su dovoljna za većinu aplikacija, dok su dodatni zahtjevi potrebni u slučaju većeg stepena penetracije DER.

Prema IEEE 1547-2018, ukoliko se DER priključuje na SN distributivnu mrežu, odgovarajući nivo napona diktira konfiguracija i nominalna vrijednost napona mreže. U slučaju priključenja DER na niskonaponsku mrežu, odgovarajući nivo napona određuje se na osnovu NN sekundara energetskog transformatora. Minimalne i maksimalne vrijednosti napona, odnosno frekvencije, pri kojima je dozvoljena interkonekcija između DER i mreže, date su u Tabeli 2.1. Standard takođe definiše uslove neophodne za sinhronizaciju DER i mreže. Suštinski, paralelan rad distributivne mreže i DER dozvoljen je ukoliko se napon u tački priključenja ne promijeni više od 3% kod priključenja na SN mrežu, odnosno 5% kod priključenja na NN mrežu. Dozvoljena odstupanja napona (ΔV), frekvencije (Δf) i faznog ugla ($\Delta \theta$) između mreže i DER, prije sinhronizacije, za različite instalisane snage, prikazana su u Tabeli 2.2.

Tabela 2.1 Raspon napona i frekvencije distributivne mreže neophodan za priključenje DER

Kriterijum	Vrijednost	Standardno podešenje	Mogući raspon
Napon	Minimalna	≥ 0.917 p.u.	0.88 p.u. – 0.95 p.u.
	Maksimalna	≤ 1.050 p.u.	1.05 p.u. – 1.06 p.u.
Frekvencija	Minimalna	≥ 59.5 Hz	59.0 Hz – 59.9 Hz
	Maksimalna	≤ 60.1 Hz	60.1 Hz – 61.0 Hz

Od velike važnosti za integraciju DER u distributivnim mrežama jeste ispunjavanje tehničkih kriterijuma u uslovima prestanka napajanja. Prema standardu IEEE 1547-2018, u slučaju prekida napajanja, DER-u se ne dozvoljava injektiranje aktivne snage prema distributivnoj mreži [35]. Alternativno, ukoliko ODS odluči da odvoji dio sistema u kojem je priključen DER, može se dozvoliti injektiranje aktivne snage u izolovani dio mreže. Međutim, razmjena reaktivne snage je neizbježna usljed postojanja reaktivnih komponenti filtera na izlazu iz invertora. U slučaju nestanka napajanja, prema IEEE 1547-2018, za DER instalisane snage ispod 500 kVA dozvoljava se razmjena reaktivne snage u iznosu od 10% instalisanog kapaciteta, dok je za DER iznad 500 kVA dozvoljena razmjena reaktivne snage u iznosu od 3% instalisanog kapaciteta.

Pored prethodno opisanih uslova za priključenje DER, standard IEEE 1547-2018 takođe daje smjernice u pogledu: neophodnih zaštita DER, opreme za komunikaciju i

monitoring, ispitivanja i verifikacije, mogućnosti regulacije napona (Poglavlje 2.2.2.3) i uticaja DER na kvalitet električne energije (Poglavlje 4).

Tabela 2.2 Dozvoljena odstupanja napona, frekvencije i faznog stava prije sinhronizacije DER sa distributivnom mrežom

Instalisana snaga [kVA]	ΔV [%]	Δf [Hz]	$\Delta \theta$ [°]
0 – 500	10	0.3	20
500 – 1500	5	0.2	15
> 1500	3	0.1	13

2.3.2 Standard IEC 61727-2004

Ovaj standard izdat je od strane Međunarodne elektrotehničke komisije (IEC – *International Electrotechnical Commission*) i definiše karakteristike priključenja PV sistema na niskonaponsku distributivnu mrežu [86]. Navedeni standard primjenjuje se na sisteme instalisane snage do 10 kVA, pri čemu su obuhvaćeni i trofazni i monofazni priključci.

U okviru standarda IEC 61727-2004 naglašava se da PV sistem injektira struju u mrežu i da, u većini slučajeva, nije zadužen za regulaciju napona. Samim tim, preporučuje se da se opseg izlaznog napona PV invertora bira u svrhu zaštite samog sistema, a ne za regulaciju napona u tački priključenja na distributivnu mrežu. Ovo je suštinski suprotno standardu IEEE 1547-2018, koji jasno definiše pogonska ograničenja PV invertora u pogledu reaktivne snage, kao i režime regulacije napona.

Prema IEC 61727-2004, u slučaju nestanka napajanja u distributivnoj mreži, usljed kvara ili isključenja napojnog voda radi održavanja, ne dozvoljava se injektiranje struje od strane PV sistema kako bi se spriječio ostrvski režim rada. Dodatno, ukoliko je snaga PV sistema manja od 1 kW, nije neophodno fizičko odvajanje PV invertora sa distributivne mreže.

Standard IEC 61727-2004 jasno definiše odziv PV sistema u slučaju poremećaja napona i frekvencije. Ukoliko napon u tački priključenja odstupa od definisanog opsega, PV inverter će isključiti sistem sa mreže. U Tabeli 2.3 prikazani su dozvoljeni naponski opsezi u tački priključenja i odgovarajuća vremena isključenja sistema. Važno je istaći da se određeno vremensko odlaganje isključenja uvodi kako bi se spriječio nepotreban odziv

na kratkotrajne poremećaje napona. Takođe, prema IEC 61727-2004, PV sistem će biti isključen sa mreže u roku od 0,2 s ukoliko frekvencija odstupa od nominalne vrijednosti ± 1 Hz. Nakon isključenja, PV sistem se neće automatski rekonektovati na mrežu u trajanju od 20 s do 5 minuta, čak i kada se napon i frekvencija vrate u dozvoljeni opseg.

Tabela 2.3 Opseg napona i odgovarajuće vrijeme isključenja PV sistema sa mreže

Opseg napona (p.u.)	Vrijeme isključenja [s]
$V < 0.5$	0.1
$0.5 \leq V < 0.85$	2.0
$0.85 \leq V \leq 1.10$	Kontinualan rad
$1.10 < V < 1.35$	2.0
$1.35 \leq V$	0.05

2.3.3 Zakonske regulative i procedure u Crnoj Gori

Sadašnji trendovi u pogledu korišćenja obnovljivih izvora električne energije u Crnoj Gori zasnovani su na konceptu kupca-proizvođača. Konkretno, PV sistemi se ugrađuju na krovne konstrukcije komercijalnih objekata ili stambenih zgrada, dok se priključak vrši na NN distributivnu mrežu. U skladu sa članom 62 *Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora* (Sl. list CG br. 82/2024), instalisana snaga PV sistema ne smije premašivati instalisanu snagu objekta. Navedeni član zakona navodi da ODS ima pravo da utvrdi pojednostavljeni postupak za priključenje PV sistema instalisane snage do 16 kW, odnosno snage ekvivalentne snazi monofaznog priključka.

Za distribuirane PV sisteme većih instalisanih snaga, a koji se ne koriste od strane kupca-proizvođača, primjenjuje se složenija procedura. Za PV sisteme instalisane snage do 10 MVA primjenjuju se odredbe *Procedure za izdavanje dokumenata za priključenje malih elektrana na distributivnu mrežu*, izdate od strane Elektroprivrede Crne Gore [87]. Investitor se obraća ODS-u zahtjevom za izdavanje uslova za priključenje, dostavljajući katastarski plan sa ucrtanim objektima, relevantne izvode iz tehničke dokumentacije i planirano vrijeme puštanja u pogon. Postupajući po zahtjevu investitora, ODS utvrđuje tip i trasu priključnog voda, način priključenja na distributivnu mrežu i izrađuje elaborat o uticaju DER na distributivnu mrežu. Sljedeći korak je izdavanje uslova za priključenje

od strane ODS-a. Uslovi za priključenje DER na distributivnu mrežu mogu se svrstati u tri kategorije:

- **Elektroenergetski uslovi** – napon priključka, instalisana snaga i maksimalna jednovremena snaga predata, odnosno preuzeta iz distributivne mreže,
- **Tehnički uslovi** – detaljniji uslovi priključenja koji obuhvataju: vrstu, način i mjesto priključenja (spojno mjesto, rastavno mjesto i sl.), trase, naponski nivo, kao i tip priključnog voda i energetske objekata,
- **Posebni uslovi** – definišu se u slučajevima kada DER ne može biti direktno priključen na distributivnu mrežu bez dodatnih ulaganja u infrastrukturu.

Nakon definisanja uslova za priključenje od strane ODS-a, investitor je dužan da, u skladu sa odredbama *Zakona o uređenju prostora i izgradnji objekata* (Sl. list CG br. 51/2008), izradi Glavni projekat priključenja na distributivnu mrežu. Projekat mora biti izrađen u skladu sa članom 122 *Zakona o energetici* (Sl. list CG br. 82/2020), koji jasno definiše pravila funkcionisanja distributivnog sistema Crne Gore..

Tek nakon revidovanog i odobrenog projekta može doći do zaključivanja ugovora o priključenju između ODS-a i investitora. Prema članu 175, stav 3 *Zakona o energetici* (Sl. list CG br. 82/2020), ODS je dužan da zaključi ugovor o priključenju, pri čemu će dati prioritet proizvodnim objektima koji koriste obnovljive izvore električne energije. Takođe, po članu 175, stav 4 navedenog zakona, ODS nema pravo odbijanja priključenja energetske objekata po osnovu ograničenja raspoloživih kapaciteta ili dodatnih troškova potrebnih za povećanje kapaciteta.

2.4 Analiza uticaja fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu

U nastavku poglavlja biće analiziran uticaj PV sistema na gubitke i naponske prilike u distributivnoj mreži. Konkretno, analiziraće se uticaj na gubitke i naponske prilike u slučaju različitih vrijednosti instalisanih snaga i mjesta priključenja (lokacije) PV sistema. Dodatno, biće analizirana mogućnost regulacije napona primjenom PV invertora. U tu svrhu, izvršena je simulacija priključenja PV sistema na IEEE 33-čvornu testnu mrežu, nazivnog napona 12.66 kV i ukupne aktivne i reaktivne snage konzuma 3715 kW i 2300 kVAr, respektivno [88]. Linijski dijagram, karakteristike vodova i instalisane snage potrošača IEEE 33-čvorne mreže predstavljeni su u Prilogu A. Proračun tokova snaga

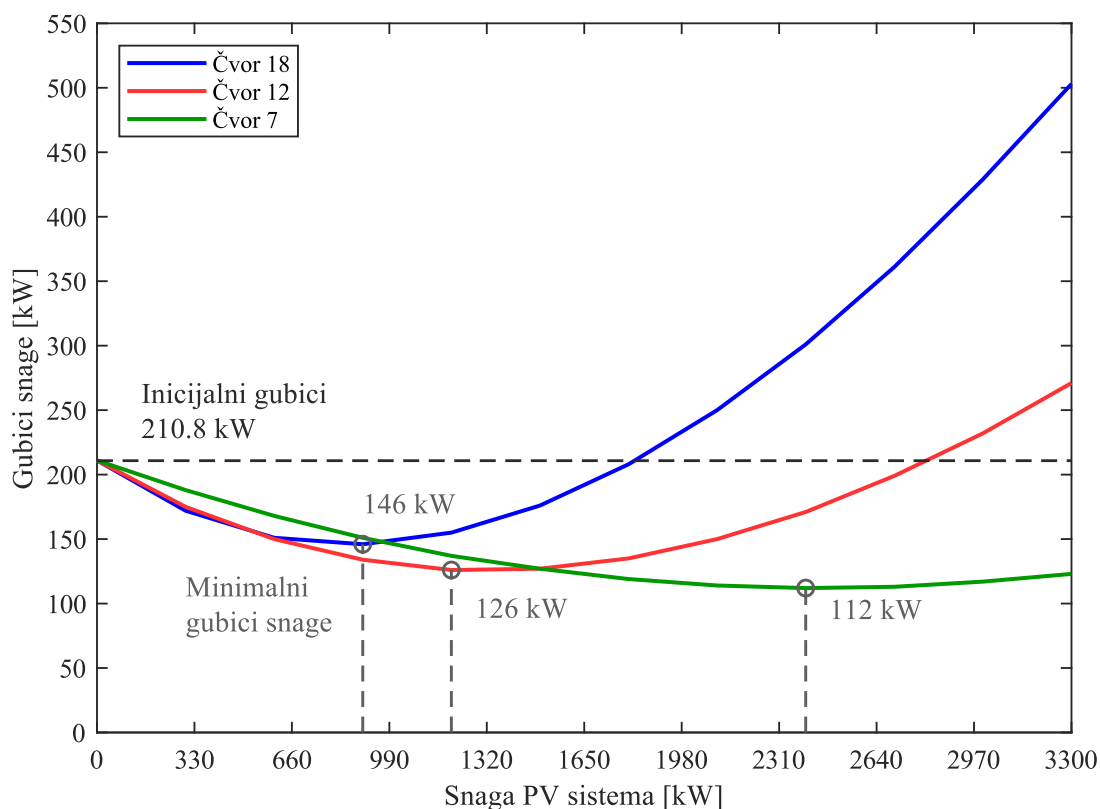
nakon priključenja PV sistema izvršen je u softveru PowerFactory DIgSILENT 15.1.6. Bitno je istaći da je sprovedena jednovremena analiza, pa se prilikom proračuna tokova snaga pretpostavlja da je PV sistem idealni izvor koji injektira instalisanu aktivnu snagu u mrežu.

2.4.1 Uticaj instalisane snage i lokacije fotonaponskog sistema na gubitke snage

Inicijalnim proračunom tokova snaga IEEE 33-čvorne mreže u DigSILENT-u dolazi se do iznosa gubitaka od 210.8 kW. Nakon inicijalnog proračuna, pretpostavlja se jedan PV sistem priključen na tri različita čvora mreže: 7, 12 i 18. Na svim navedenim lokacijama vrijednost snage PV sistema se mijenja u diskretnim koracima od 0 do 3300 kW.

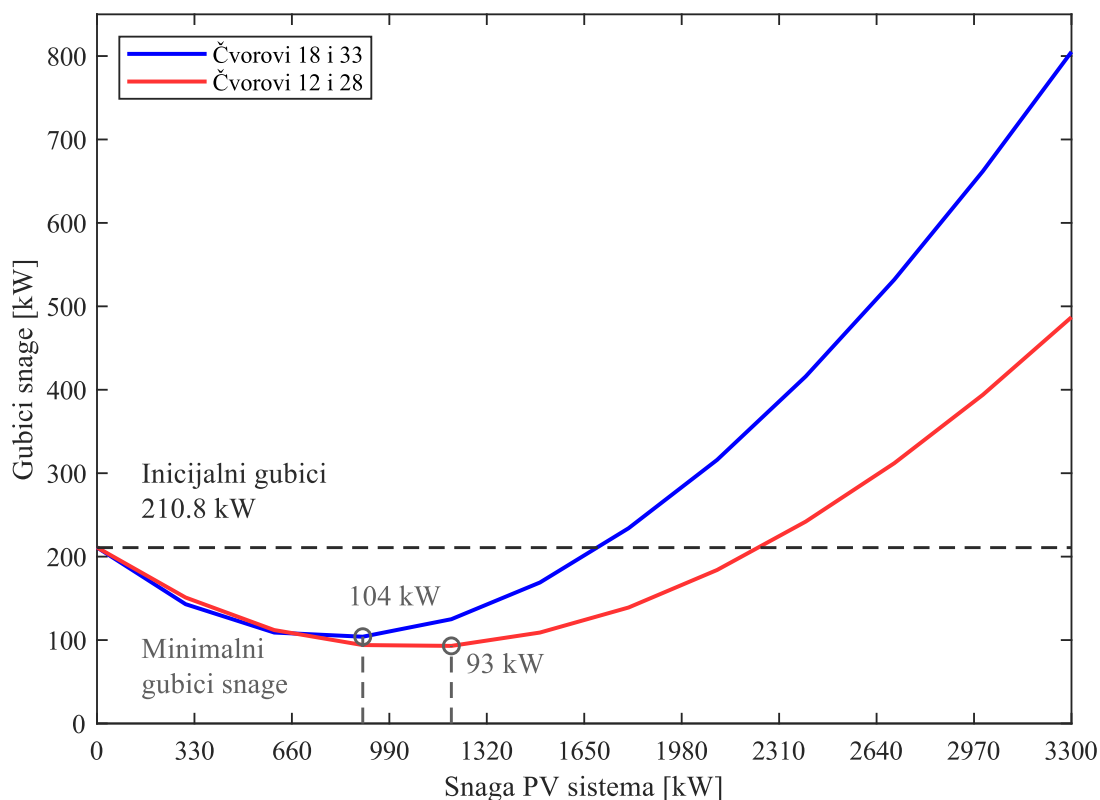
Zavisnost gubitaka u mreži od promjene snage PV sistema za navedene lokacije prikazana je na slici 2.12. Grafički prikaz gubitaka na slici 2.12 jasno ukazuje da povećavanje instalisane snage PV sistema na razmatranim lokacijama dovodi do smanjenja gubitaka. U određenoj tački postiže se vrijednost instalisane snage koja na odgovarajućoj lokaciji rezultira minimalnom vrijednošću gubitaka (slika 2.12). Tako priključenje PV sistema instalisane snage 900 kW u čvoru 18 rezultira smanjenjem inicijalnih gubitaka za 30.7%. U slučaju PV sistema instalisane snage 1200 kW priključenog u čvoru 17, inicijalni gubici su smanjeni za 40.2%, dok priključenjem 2400 kW PV sistema u čvoru 7 smanjenje gubitaka iznosi 46.9%.

Dalje povećavanje instalisane snage PV sistema dovodi do povećanja gubitaka, koji za određenu vrijednost snage PV sistema premašuju inicijalnu vrijednost (slika 2.12). Na slici 2.12, drastičan porast gubitaka sa povećanjem instalisane snage PV sistema javlja se u slučaju priključenja u čvoru 18. Za slučaj maksimalne instalisane snage od 3300 kW, gubici nakon priključenja PV sistema u čvoru 18 porasli su za 136.8%. Za PV sistem u čvoru 12, porast gubitaka iznad inicijalne vrijednosti javlja se na značajno većim vrijednostima instalisane snage u odnosu u čvoru 18, dok je vrijednost gubitaka za maksimalnu razmatranu snagu porasla za 28.6%. Bitno je istaći da u slučaju priključenja PV sistema u čvoru 7 gubici nijesu premašili inicijalnu vrijednost u razmatranom opsegu instalisanih snaga..



Slika 2.12 Zavisnost gubitaka snage od promjene instalisane snage PV sistema za različite lokacije u mreži

Kako bi analiza obuhvatila slučaj većeg broja PV sistema, pretpostavlja se priključenje dva generatora u čvorovima 18 i 33, odnosno na 12 i 28. Zavisnost gubitaka snage od promjene instalisane snage PV sistema na respektivnim lokacijama prikazana je na slici 2.13. Poređenjem grafičkih rezultata sa slika 2.12 i 2.13 uočavaju se sličnosti u pogledu zavisnosti gubitaka snage od lokacije i instalisane snage PV sistema. Bitno je istaći da je u slučaju dva PV sistema efekat smanjenja gubitaka izraženiji u odnosu na slučaj jednog PV sistema. Konkretno, u slučaju dva PV sistema instalisane snage 900 kW, priključenih u čvorovima 18 i 33, inicijalni gubici su smanjeni za 50.6%, dok u slučaju PV sistema instalisane snage 1200 kW, priključenih u čvorovima 12 i 28, smanjenje gubitaka iznosi 55.9%. Međutim, u slučaju dva PV sistema vrijednost instalisane snage pri kojoj dolazi do prekoračenja inicijalne vrijednosti gubitaka manja je u odnosu na slučaj jednog PV sistema.



Slika 2.13 Zavisnost gubitaka snage od promjene instalisane snage dva PV sistema, za različite lokacije u mreži

Na osnovu prethodne analize i grafičkih rezultata na slikama 2.12 i 2.13 mogu se izvući sljedeći zaključci:

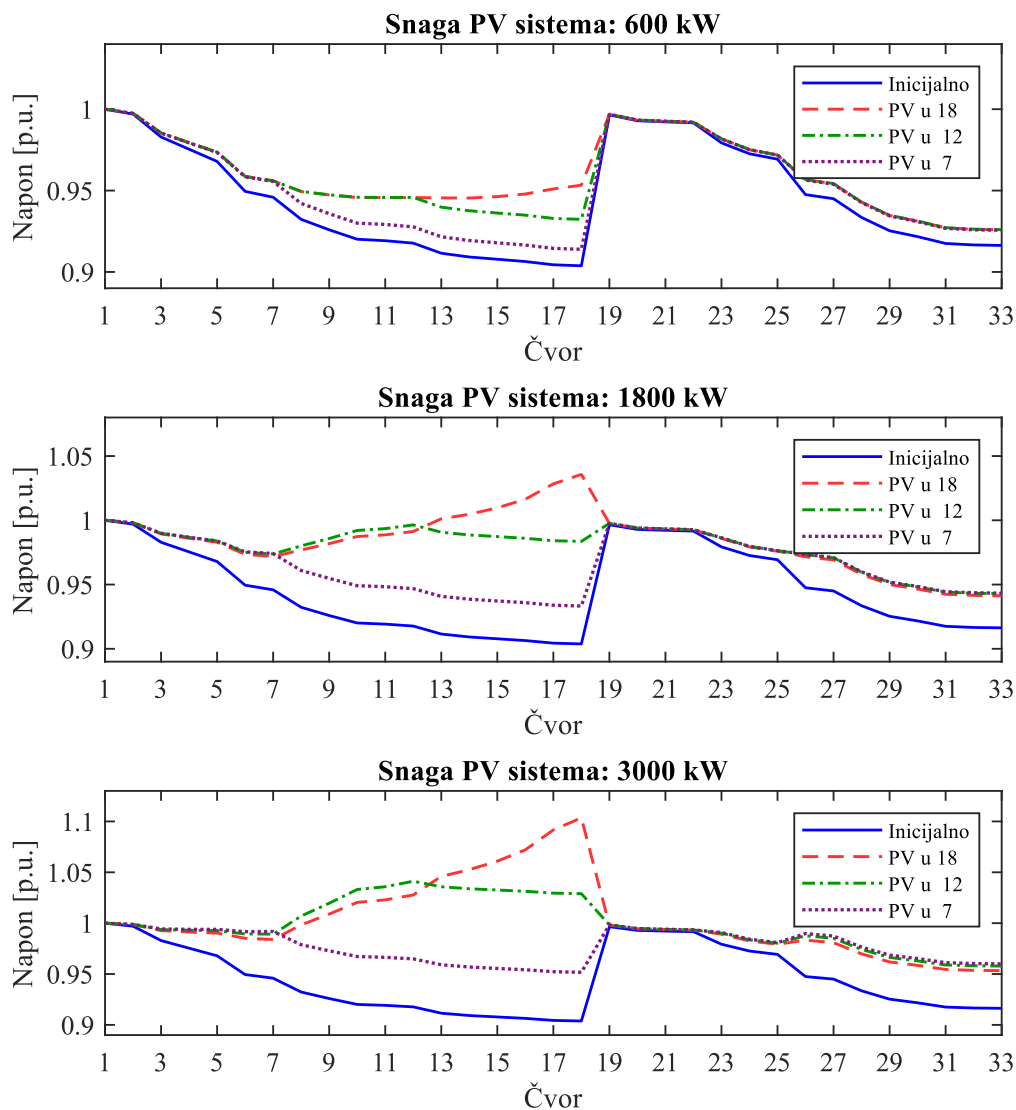
- Za određeni broj PV sistema moguće je pronaći lokaciju priključenja i instalisanu snagu koja dovodi do minimalne vrijednosti gubitaka,
- Povećavanjem instalisane snage PV sistema može doći do povećanja gubitaka, čak i iznad inicijalne vrijednosti,
- Osjetljivost gubitaka na promjenu instalisane snage PV sistema zavisi od lokacije priključenja,
- Povećanjem broja PV sistema raste efekat smanjenja gubitaka, ali i osjetljivost gubitaka snage na povećanje instalisane snage PV sistema.

2.4.2 Uticaj instalisane snage i lokacije fotonaponskog sistema na naponske prilike

Analiza uticaja jednog PV sistema na naponske prilike u distributivnoj mreži sprovedena je kao i u prethodnom slučaju, razmatrajući priključenje sistema u čvorovima 7, 12 i 18. Takođe, razmatrane su tri različite vrijednosti instalisane snage PV sistema: 600 kW, 1800 kW i 3000 kW.

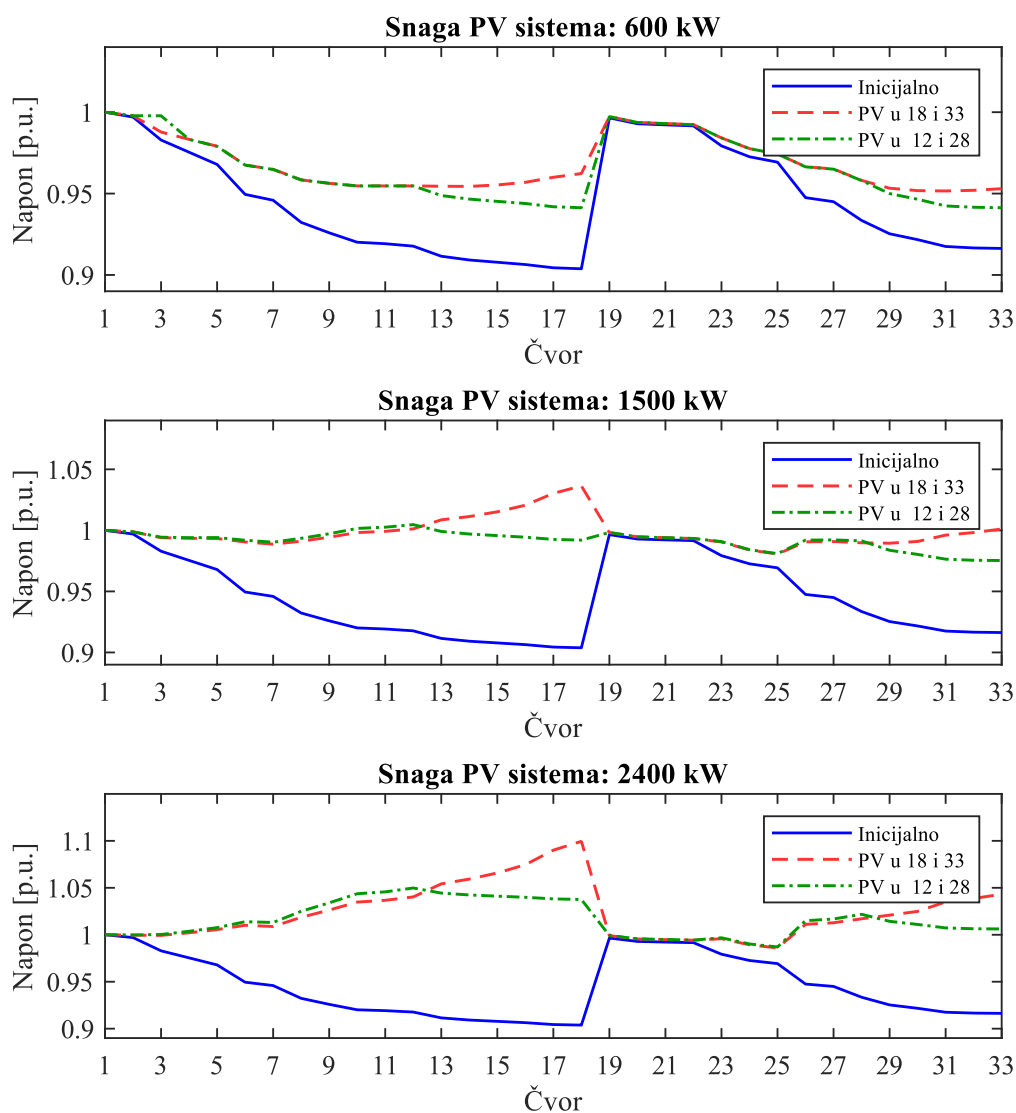
Grafički prikaz naponskih prilika IEEE 33-čvorne mreže prije i nakon priključenja PV sistema prikazan je na slici 2.14. Rezultati jasno ukazuju da aktivna snaga injektirana od strane PV sistema podiže vrijednost napona u čvorovima (slika 2.14). Kao i u slučaju gubitaka snage, uticaj PV sistema na naponske prilike u mreži zavisi od instalisane snage i mjesta priključenja. U slučaju PV sistema instalisane snage 600 kW, najpovoljnije naponske prilike javljaju se u slučaju priključenja sistema u čvoru 18 (slika 2.14). Shodno rezultatima sa slike 2.14, najpovoljniji naponski profil mreže u slučaju PV sistema instalisane snage 1800 kW i 3000 kW ostvaruje se priključenjem sistema u čvorovima 12, odnosno 7.

Međutim, uočava se da prekomjerno povećanje instalisane snage PV sistema može dovesti do drastičnog porasta vrijednosti napona. Osjetljivost promjene napona sa porastom snage PV sistema najizraženija je u čvoru 18, gdje u slučaju PV sistema snage 3000 kW napon dostiže gornju granicu od +10% nominalne vrijednosti (slika 2.14). Nasuprot tome, grafički rezultati sa slike 2.14 pokazuju da je osjetljivost napona na promjenu snage PV sistema najniža u čvoru 7, gdje ni u slučaju maksimalne razmatrane instalisane snage naponi čvorova ne prelaze nominalnu vrijednost. Bitno je istaći da je za poboljšanje naponskih prilika priključenjem PV sistema u čvoru 18 potrebna tri puta manja snaga u odnosu na sistem priključen u čvoru 12, odnosno pet puta manja u slučaju sistema priključenog u čvoru 7.



Slika 2.14 Naponski profil IEEE 33-čvorne mreže prije i nakon priključenja PV sistema

Na slici 2.15 prikazane su naponske prilike u mreži nakon priključenja dva PV sistema u čvorovima 12 i 28, odnosno 18 i 33, pri čemu su razmatrane tri vrijednosti instalisane snage oba PV sistema: 600 kW, 1500 kW i 2400 kW. Poređenjem rezultata sa slika 2.14 i 2.15 jasno je da se naponski profil mreže značajnije poboljšava priključenjem dva PV sistema. Optimalne naponske prilike postižu se priključenjem sistema instalisane snage 1500 kW u čvorovima 12 i 28 (slika 2.15). U slučaju dva PV sistema, osjetljivost napona na porast instalisane snage je znatno veća u odnosu na jedan PV sistem, pri čemu se najveći porast napona javlja u slučaju priključenja sistema instalisane snage 2400 kW u čvorovima 18 i 33 (slika 2.15).



Slika 2.15 Naponski profil IEEE 33-čvorne mreže prije i nakon priključenja dva PV sistema

Na osnovu analize i priloženih rezultata mogu se izvući sljedeći zaključci:

- Priključenjem PV sistema na distributivnu mrežu, pored smanjenja gubitaka snage, moguće je ostvariti poboljšanje naponskog profila, pri čemu je navedeni efekat izraženiji u slučaju većeg broja PV sistema,
- Moguće je odrediti tačnu kombinaciju lokacije i instalisane snage koja će dovesti do optimalne vrijednosti napona čvorova,
- Prilikom povećanja instalisanog kapaciteta PV sistema, neophodno je voditi računa o eventualnom porastu napona izvan dozvoljenih granica.

2.4.3 Regulacija napona primjenom fotonaponskih sistema

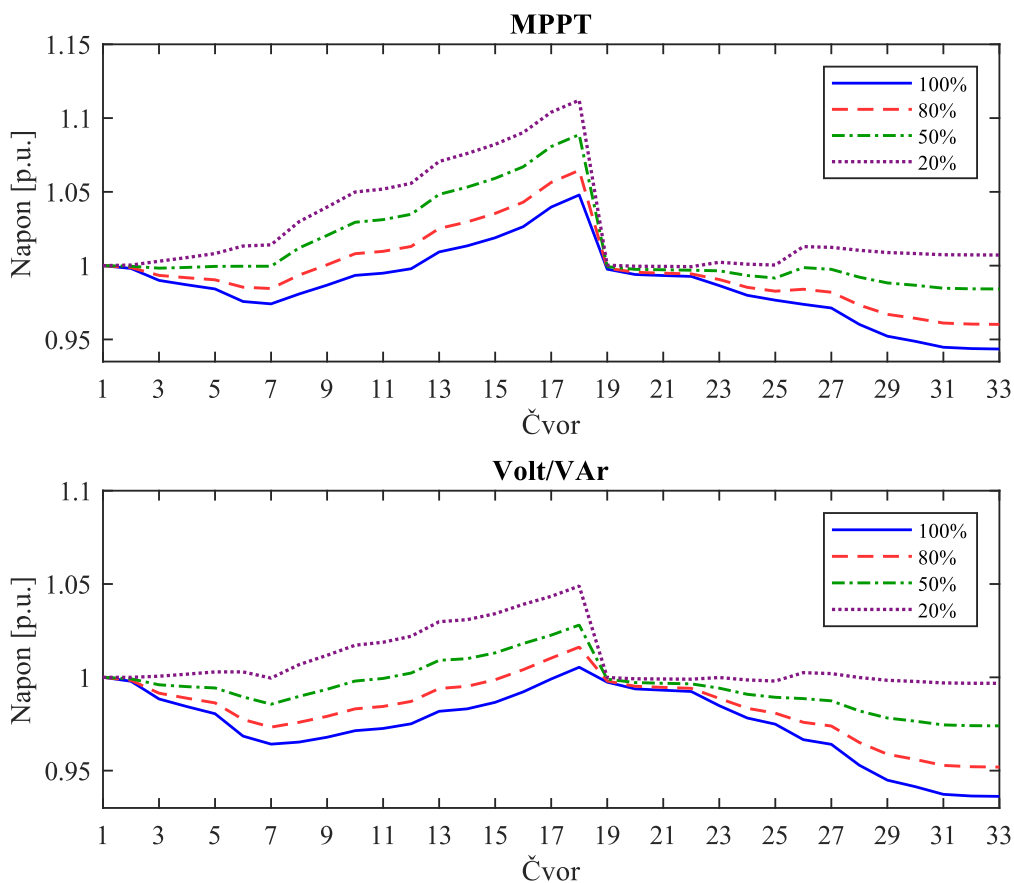
Kako što je prethodno konstatovano, značajan problem integracije PV sistema na distributivnu mrežu jeste pojava prenapona u slučaju visokog stepena penetracije PV sistema i niskih vrijednosti konzuma. U svrhu analize mogućnosti PV invertora za regulaciju napona u navedenim situacijama, pretpostavlja se PV sistem priključen u čvoru 18 koji injektira 2 MW aktivne snage. Analiziraće se uticaj dva režima rada PV invertora: MPPT i Volt/VAr. Prilikom implementacije Volt/VAr režima pretpostavlja se ograničenje reaktivne snage PV invertora u skladu sa standardom IEEE 1547-2018. Prilikom analize uzeta su četiri scenarija sa različitim nivoima konzuma: 100%, 80%, 50% i 20% nominalne vrijednosti.

U Tabeli 2.4 prikazani su gubici i devijacija napona u sistemu za različite nivoe opterećenja u MPPT, odnosno Volt/VAr režimu rada PV invertora, gdje je LF razmatrani nivo konzuma u procentu instalisane vrijednosti, Q_{PV} reaktivna snaga PV invertora, P_{loss} gubici aktivne snage, a V_{div} predstavlja devijaciju napona. U slučaju da PV inverter radi u MPPT režimu, za slučaj 50%, odnosno 20% konzuma, devijacija napona se povećava za 23.2%, odnosno 131.9%, u odnosu na slučaj kada je sistem pod punim opterećenjem. Međutim, ukoliko inverter radi u Volt/VAr režimu, dolazi do apsorpcije reaktivne snage i značajnog poboljšanja naponskih prilika. Konkretno, u slučaju 100% opterećenja, devijacija napona se značajno ne mijenja, dok se pri 80% konzuma smanjuje za 20% (Tabela 2.4). U slučaju polovine instalisanog opterećenja, PV inverter u Volt/VAr režimu doprinosi poboljšanju devijacije napona od 80.2%, dok u slučaju najnižeg razmatranog konzuma dolazi do smanjenja devijacije napona za 83.3% (Tabela 2.4).

Tabela 2.4 Gubici snage i devijacija napona za različite procenete konzuma

Režim PV invertora	LF [%]	Q_{PV} [kVAr]	P_{loss} [kW]	V_{div} [p.u.]
MPPT	100	/	234.86	0.0263
	80		205.81	0.0220
	50		191.62	0.0324
	20		209.19	0.0610
Volt/VAr	100	620.3	334.55	0.0330
	80	716.6	311.42	0.0176
	50	914.7	314.65	0.0064
	20	982.7	318.97	0.0102

Rezultati u Tabeli 2.4 pokazuju da se apsorpcija reaktivne snage PV invertora mijenja u zavisnosti od potreba sistema. Tako je, u slučaju 50%, odnosno 20% konzuma, reaktivna snaga PV invertora veća za 27.6%, odnosno 37.1% u odnosu na reaktivnu snagu na 80% konzuma (Tabela 2.4). Iako apsorpcija reaktivne snage iz mreže od strane PV invertora značajno poboljšava naponske prilike, ona istovremeno predstavlja dodatno reaktivno opterećenje, čime se povećavaju gubici u prenosu. Na osnovu rezultata iz Tabele 2.4, pod punim opterećenjem gubici u Volt/VAr režimu PV invertora povećani su za 42.4% u odnosu na MPPT režim. U Volt/VAr režimu, na 80% konzuma gubici su povećani za 51.3%, dok pri 50% konzuma povećanje gubitaka iznosi 64.2% u poređenju sa MPPT režimom (Tabela 2.4). Konačno, pri 20% konzuma, apsorpcija reaktivne snage u Volt/VAr režimu dovodi do povećanja gubitaka snage od 52.4%.



Slika 2.16 Naponski profil za različite procenete konzuma

Na slici 2.16 prikazane su naponske prilike u mreži za različite stepene konzuma u MPPT i Volt/VAr režimu rada PV invertora. Grafički rezultati pokazuju da, ukoliko PV inverter radi u MPPT režimu, bez regulacije reaktivne snage, sa smanjenjem konzuma napon čvorova značajno raste. Najnepovoljnije naponske prilike, očekivano, nastaju u slučaju kada konzum iznosi 20% instalisanog kapaciteta, pri čemu napon prelazi dozvoljeno ograničenje od +10% (slika 2.16.a). Međutim, na slici 2.16.b jasno se uočava da, ukoliko PV inverter radi u Volt/VAr režimu, čak i pri najnižem konzumu, napon čvorova ne prelazi granicu od +5% nominalne vrijednosti. Iz prethodnog se može zaključiti da, u Volt/VAr režimu regulacije, PV sistem uspješno reguliše naponske prilike u mreži bez obzira na trenutno opterećenje, pri čemu se obezbjeđuje maksimalna iskorišćenost sistema izbjegavanjem ograničenja ili smanjivanja aktivne snage.

Poglavlje 3

Distribuirani uređaji za fleksibilan prenos električne energije

U ovom poglavlju opisani su distribuirani uređaji za fleksibilan prenos električne energije. Na početku poglavlja izložena je opšta teorija kompenzacije reaktivne snage u EES-u, sa fokusom na analizu uticaja paralelnog i serijskog kompenzatora. Poglavlje se nastavlja osvrtom na istorijat razvoja uređaja za fleksibilan prenos električne energije. Posebna pažnja u ovom poglavlju posvećena je analizi principa rada i karakteristika statičkog kompenzatora reaktivne snage. Na kraju, napravljena je analiza uticaja kompenzatora reaktivne snage na naponske prilike i gubitke u mreži..

3.1 Teorija kompenzacije reaktivne snage

Prisustvo reaktivne snage u EES-u rezultat je njegove strukture, koju čine potrošači i proizvođači reaktivne energije [89]. Potrošači reaktivne energije su elementi EES-a koji za normalno funkcionisanje, pored aktivne, zahtijevaju i određenu količinu reaktivne energije. U najveće potrošače reaktivne energije ubrajaju se:

- asinhroni motori,
- energetske transformatori,
- elektrolučne i elektroindukcione peći i
- fluorescentna rasvjeta.

Proizvođači reaktivne energije, kao što su:

- sinhroni generatori,
- sinhroni kompenzatori,
- neopterećeni ili slabo opterećeni prenosni vodovi i
- kondenzatorske baterije,

injektiraju reaktivnu energiju u mrežu. Bitno je istaći da sinhronne mašine (generatori i kompenzatori), zbog prirode pobudnog sistema, mogu biti i potrošači i proizvođači reaktivne energije.

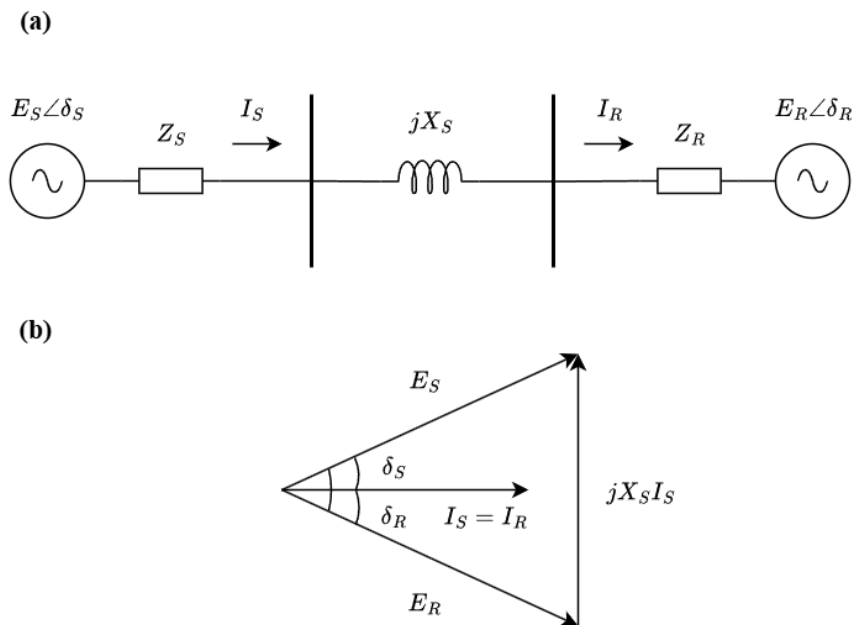
Termin kompenzacija reaktivne snage odnosi se na proces ugradnje proizvođača ili potrošača reaktivne energije, čime se na mjestu montaže kontroliše reaktivna energija preuzeta iz mreže [90]. Pravilnom kompenzacijom reaktivne snage ostvaruje se niz benefita za potrošače električne energije, kao i za cjelokupan EES. Smanjivanjem preuzete reaktivne energije iz mreže, smanjuju se i računi za utrošenu električnu energiju, jer, ukoliko potrošač preuzima više od 50% reaktivne energije uz utrošenu aktivnu energiju, neophodno je da plati i prekoračenje preuzete reaktivne energije [91]. Sa aspekta funkcionisanja EES-a, uzimajući u obzir snažnu korelaciju između reaktivne snage i napona, kompenzacijom reaktivne snage moguće je ostvariti regulaciju napona u mreži [92]. Dodatno, kompenzacijom reaktivne snage direktno se smanjuje reaktivna komponenta struje vodova, što za posljedicu ima povećanje stabilnosti sistema i smanjenje gubitaka u prenosu [92].

Prilikom izlaganja teorije kompenzacije reaktivne snage, posmatra se simetričan dvogeneratorski sistem, čije su ekvivalentno električno kolo i fazorski dijagram prikazani na slici 3.1, gdje su E_S i E_R elektromotorne sile izvora i prijemnika, respektivno, respektivno, Z_S i Z_R su impedanse izvora i prijemnika, respektivno, I_S i I_R su struje izvora i prijemnika, respektivno, δ_S i δ_R su fazni stavovi elektromotorne sile izvora i prijemnika, respektivno i X_S je reaktansa voda između izvora i prijemnika [90]. U nastavku poglavlja biće analiziran uticaj idealnog paralelnog, odnosno serijskog kompenzatora na sistem prikazan na slici 3.1.

3.1.1 Paralelna kompenzacija reaktivne snage

Radi prikazivanja uticaja paralelnog kompenzatora reaktivne snage, pretpostavlja se priključenje idealnog kompenzatora paralelno na sredini voda simetričnog dvogeneratorskog sistema. Ekvivalentno električno kolo sistema nakon priključenja idealnog kompenzatora prikazano je na slici 3.2.a, gdje su V_N i δ_N magnituda i fazni stav napona u tački priključka kompenzatora, V_{SC} i δ_{SC} predstavljaju magnituda i fazni stav napona kompenzatora i I_{SC} označava struja idealnog kompenzatora [90].

Fazorski dijagram sistema nakon priključenja paralelnog kompenzatora prikazan je na slici 3.2.b [90]. Bitno je istaći da je fazorski dijagram formiran uz pretpostavku da idealni kompenzator ne razmjenjuje aktivnu energiju sa mrežom. Sa slike 3.2.b jasno je da su fazni stavovi elektromotornih sila izvora i prijemnika $\delta/2$ i $-\delta/2$, respektivno, dok se pretpostavlja identična magnituda napona V . Shodno tome, struje I_S i I_R se razlikuje, te struja I_S predstavlja struju od izvora ka vodu, dok je I_R označena kao struja od voda ka prijemniku. Fazor struje I_{SC} ortogonalan fazoru napona V_{SC} , što je očekivano, uzimajući u obzir pretpostavku da idealni kompenzator isključivo vrši razmjenu reaktivne energije sa mrežom (slika 3.2.b).



Slika 3.1 Simetrični dvogeneratorski sistem: (a) ekvivalentno električno kolo i (b) fazorski dijagram

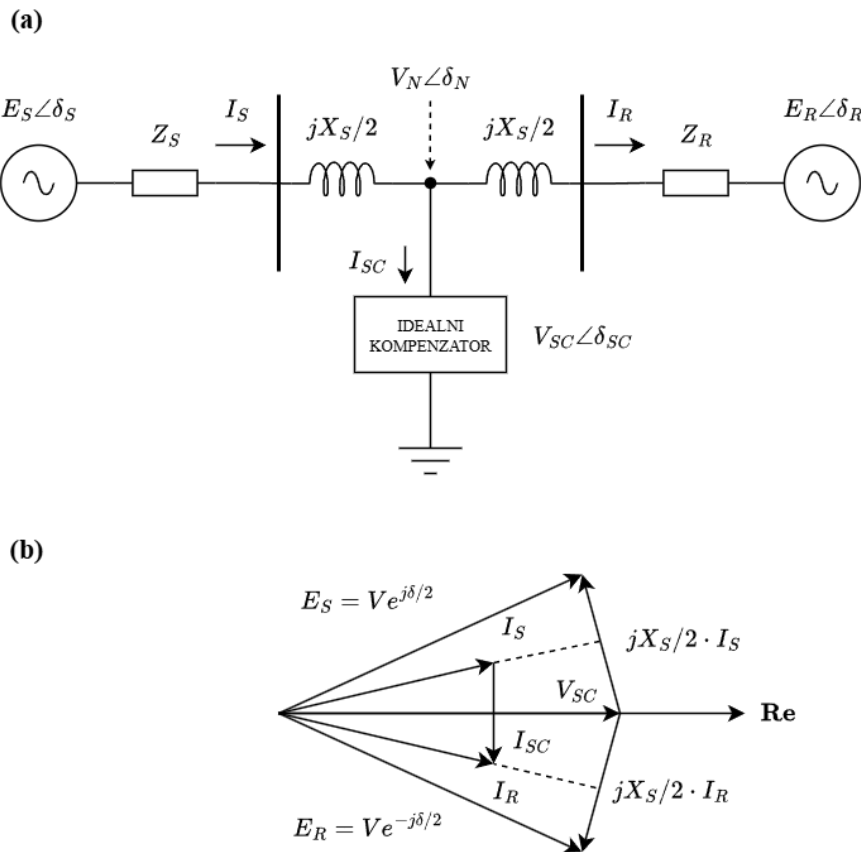
Aktivna snaga koja se prenosi vodom prije priključenja paralelnog kompenzatora definisana je sljedećim izrazom [90]:

$$P = \frac{V^2}{X_S} \cdot \sin \delta. \quad (3.1)$$

U slučaju priključenja paralelnog kompenzatora na sredini voda, aktivna snaga između voda i kompenzatora definiše se izrazom (3.2) [90]:

$$P_1 = \frac{2E^2}{X_S} \cdot \sin \frac{\delta}{2}, \quad (3.2)$$

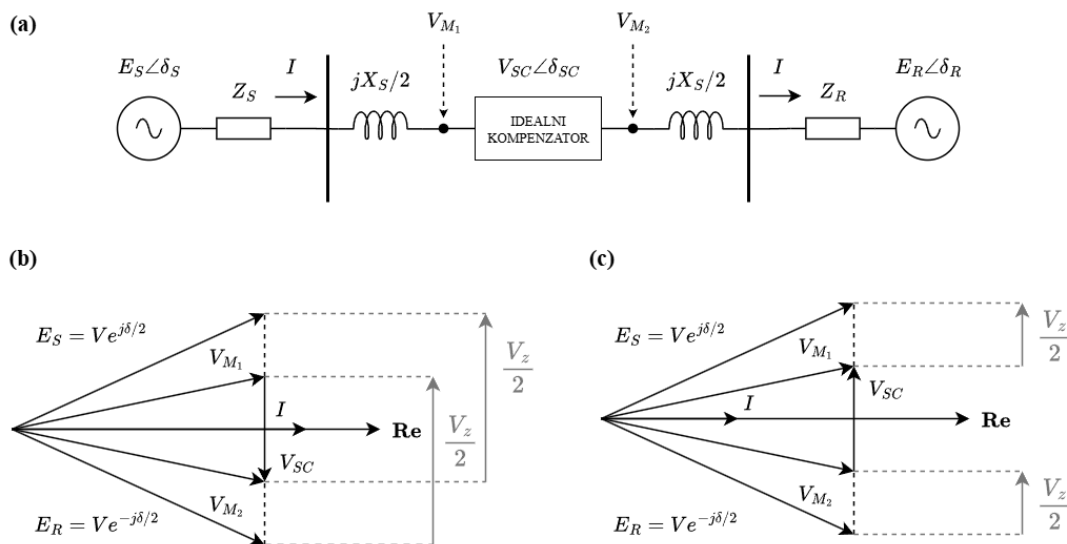
gdje je E vektorski zbir elektromotornih sila E_S i E_R (slika 3.2). Poređenjem izraza (3.1) i (3.2) uočava se da priključenje paralelnog kompenzatora na sredini voda udvostručuje prenosni kapacitet. Dodatno, ugaona karakteristika sistema prije priključenja paralelnog kompenzatora, u izrazu (3.1), definisana je u rasponu ugla δ od 0 do π , što znači da se stabilan rad ostvaruje u slučaju $\delta \in [0, \pi/2]$. Posmatrajući izraz (3.2), jasno je da je ugaona karakteristika sistema nakon priključenja paralelnog kompenzatora definisana u rasponu ugla δ od 0 do 2π , što znači da je zona stabilnog rada sistema definisana kao $\delta \in [0, \pi]$. Odnosno, priključenjem paralelnog kompenzatora na sredini voda doprinosi se povećanju margine stabilnosti sistema.



Slika 3.2 Simetrični dvogeneratorski sistem sa idealnim paralelnim kompenzatorom: (a) ekvivalentno električno kolo i (b) fazorski dijagram

3.1.2 Serijska kompenzacija reaktivne snage

Pretpostavlja se idealni serijski kompenzator priključen na sredini voda dvogeneratorskog sistema. Ekvivalentno električno kolo sistema nakon priključenja kompenzatora prikazano je na slici 3.3, gdje V_{M_1} i V_{M_2} predstavljaju napone u priključnim tačkama idealnog kompenzatora [90].



Slika 3.3 Simetrični dvogeneratorski sistem sa idealnim serijskim kompenzatorom: (a) ekvivalentno električno kolo, (b) fazorski dijagram u induktivnom režimu i (c) fazorski dijagram u kapacitivnom režimu

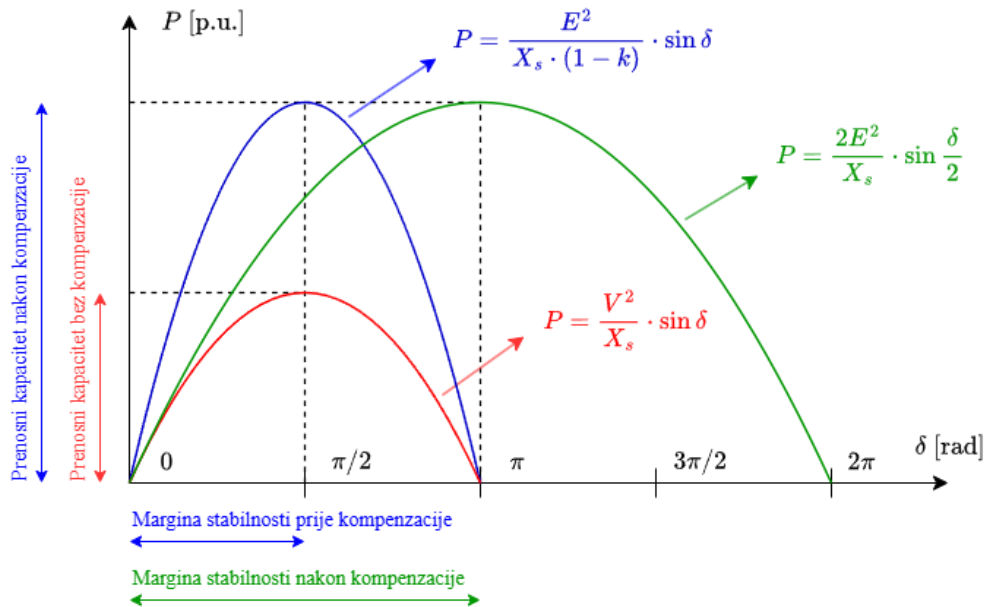
Prilikom analize pretpostavlja se da idealni kompenzator nema razmjenu aktivne energije sa sistemom. Kao idealni izvor reaktivne energije, serijski kompenzator može imati kapacitivni ili induktivni karakter. Ekvivalentna reaktansa sistema nakon priključenja idealnog serijskog kompenzatora definisana je sljedećim izrazom [90]:

$$X_{eq} = X_S \cdot (1 + k),$$

$$k = \frac{X_{SC}}{X_S}, \quad 0 \leq |k| \leq 1 \quad (3.3)$$

gdje je k odnos reaktanse kompenzatora i prenosnog voda. Koeficijent k može imati predznak „+“ u slučaju induktivnog serijskog kompenzatora ili „-“ ukoliko je riječ o kapacitivnom serijskom kompenzatoru. Na osnovu izraza (3.3) jasno je da induktivni serijski kompenzator povećava ekvivalentnu reaktansu voda, dok je kapacitivni smanjuje.

Fazorski dijagrami sistema nakon priključenja idealnog serijskog kompenzatora u induktivnom i kapacitivnom režimu prikazani su na slici 3.3.b i 3.3.c, respektivno [90]. Fazor napona idealnog kompenzatora V_{SC} nalazi se pod uglom od 90° u odnosu na struju voda I , pošto je pretpostavljena nulta razmjena aktivne energije između kompenzatora i sistema. Ukoliko je riječ o induktivnom serijskom kompenzatoru, struja voda prednjači naponu kompenzatora (slika 3.3.b). To znači da će pad napona na vodu V_Z nakon priključenja kompenzatora biti veći u odnosu na slučaj sistema bez kompenzatora. Nasuprot, u slučaju kapacitivnog serijskog kompenzatora, napon kompenzatora prednjači struji voda, tako da je pad napona V_Z manji u odnosu na slučaj bez kompenzatora (slika 3.3.c). Na osnovu fazorskih dijagrama na slici 3.3 jasno je da induktivni serijski kompenzator povećava struju voda, dok je kapacitivni serijski kompenzator smanjuje.



Slika 3.4 Ugaone karakteristike dvogeneratorskog sistema sa i bez idealnog paralelnog, odnosno serijskog kompenzatora

Uzimajući u obzir ekvivalentnu reaktansu sistema nakon priključenja kapacitivnog serijskog kompenzatora (3.3), aktivna snaga koja se prenosi definiše se na sljedeći način:

$$P_2 = \frac{E^2}{X_S \cdot (1 - k)} \cdot \sin \delta. \quad (3.4)$$

Poređenjem izraza (3.4) i (3.1) jasno je da priključenjem kapacitivnog serijskog kompenzatora dolazi do povećanja prenosnog kapaciteta voda, pri čemu je efekat

izraženiji sa većim vrijednostima indeksa k . Teorijski, primjenom serijskog kompenzatora moguće je beskonačno povećati prenosni kapacitet voda. Ipak, u praksi se najčešće postavlja maksimalno ograničenje serijske kompenzacije na 75% reaktanse voda [90]. Izraz (3.4) ukazuje da ne dolazi do promjene opsega ugla δ ugaone karakteristike, što znači da kapacitivni serijski kompenzator ne utiče na povećanje margina stabilnosti sistema. Ugaone karakteristike dvogeneratorskog sistema prije i nakon priključenja paralelnog, odnosno serijskog kompenzatora, prikazane su na slici 3.4.

3.2 Istorijat razvoja uređaja za fleksibilan prenos električne energije

Konvencionalni uređaji za kompenzaciju reaktivne snage u EES-u uključuju: fiksne ili mehanički uklopljive baterije kondenzatora ili kalema, mehanički upravljive regulacione transformatore, transformatore za zakretanje faza i sinhronne kompenzatore [92]. Iako konvencionalni kompenzatori reaktivne snage nalaze svoju primjenu u savremenom EES-u, određene mane prate njihov rad. Fiksne baterije kondenzatora i kalema, kao najjednostavniji vid kompenzatora, daju fiksnu reaktivnu snagu bez mogućnosti regulacije, što u većini slučajeva nije u korelaciji sa dinamikom savremenih sistema. Ovaj problem se djelimično prevazilazi mehanički uklopljivim baterijama. Međutim, u tom slučaju kompenzacija nije kontinuirana, a javljaju se i problemi tokom prelaznog procesa uklapanja baterije. Slični problemi javljaju se i kod mehanički upravljivih regulacionih transformatora i transformatora za zakretanje faza. Sinhronni kompenzatori imaju mogućnost kontinuirane regulacije reaktivne snage u podpobuđenom i nadpobuđenom režimu, čime pružaju značajnu podršku u regulaciji napona prilikom prelaznih procesa. Međutim, pošto je riječ o obrtnoj električnoj mašini, ne može se očekivati momentalan odziv na dinamičke promjene u EES-u.

Rapidan razvoj energetske elektronike u periodu nakon Drugog svjetskog rata doveo je do pojave nove generacije kompenzatora reaktivne snage, koji se jednim imenom nazivaju uređaji za fleksibilan prenos električne energije (FACTS – *Flexible Alternating Current Transmission Systems*) [92]. Prema definiciji IEEE, FACTS uređaji predstavljaju sisteme bazirane na energetskej elektronici i drugim statičkim komponentama, koji omogućavaju upravljanje jednim ili više parametara EES-a, kao što su: napon, impedansa i fazni pomjeraj [95]. Integracijom FACTS uređaja različitih konfiguracija poboljšava se upravljivost sistema i povećava njegov prenosni kapacitet

[96]. Pošto se regulacija reaktivne snage vrši pomoću poluprovodničkih komponenti, otklonjeni su svi nedostaci integracije baterija kondenzatora i kalema, dok u poređenju sa sinhronim kompenzatorom, FACTS uređaji omogućavaju trenutni odziv na promjene u sistemu.

Tehnologije FACTS uređaja razvijale su se u okviru dvije generacije [95]. U prvoj generaciji FACTS uređaja, kao poluprovodnička komponenta koristi se tiristor, dok prisustvo statičkih komponenti (kondenzatora i kalema) čini strukturu sličnom konvencionalnim kompenzatorima. Razvoj druge generacije FACTS uređaja obilježen je primjenom naprednijih poluprovodničkih komponenti, kao što su: GTO, IGBT i MOSFET. Kao rezultat, u konfiguracijama druge generacije FACTS uređaja dominantno se koristi naponski konvertor (VSC – *Voltage Source Converter*). Detaljniji istorijat razvoja prve i druge generacije FACTS uređaja izložen je u nastavku.

3.2.1 Prva generacija uređaja za fleksibilan prenos električne energije

Razvoj prve generacije FACTS uređaja suštinski je bio motivisan rješavanjem problema mehanički uklopivih kondenzatorskih baterija, što je postignuto zamjenom mehaničkih prekidača energetskim tiristorima [94–95]. Prvi tiristor proizveden je od strane kompanije *General Electric* 1957. godine, čime je dobijena poluprovodnička komponenta koja radi na visokim prekidačkim učestanostima uz nisku vrijednost gubitaka tokom komutacije [96]. Iako je tokom daljeg razvoja FACTS uređaja tiristor zamijenjen naprednijim poluprovodničkim komponentama, njegove karakteristike ga i dalje čine nezamjenjivim u sistemima velikih instaliranih snaga.

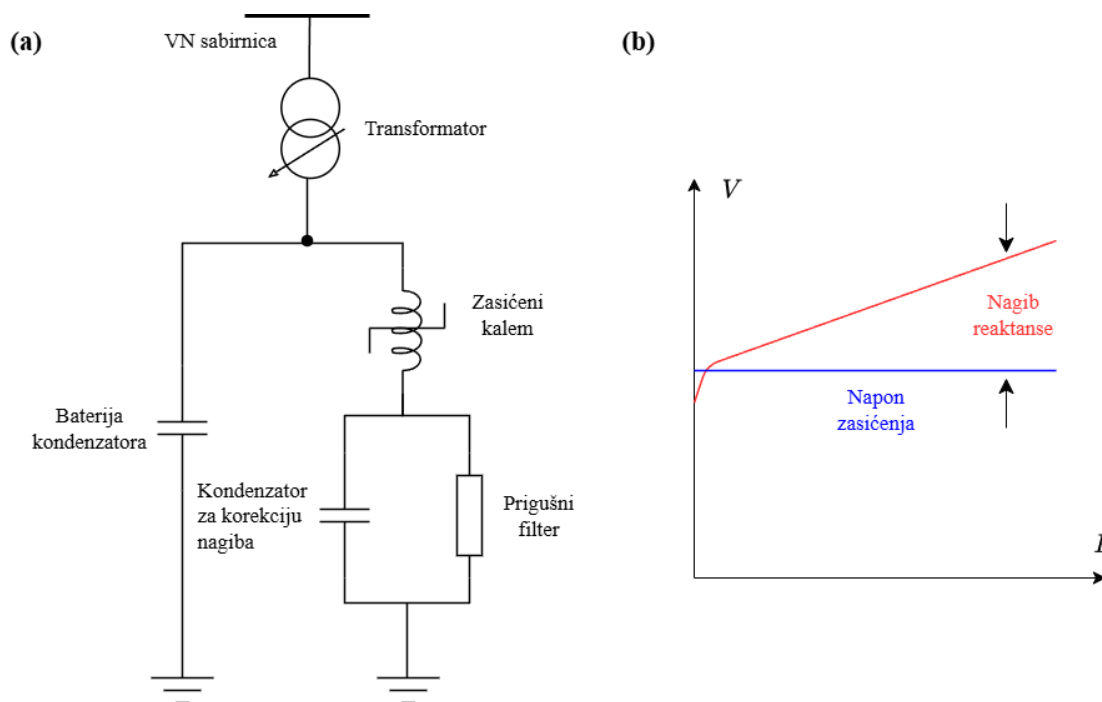
U prvu generaciju FACTS uređaja ubrajaju se sljedeći uređaji [95]:

- Tiristorski kontrolisana prigušnica (*TCR – Thyristor Controlled Reactor*),
- Tiristorski uklopivi kondenzator (*TSC – Thyristor Switched Capacitor*),
- Statički kompenzator reaktivne snage (*SVC – Static VAR Compensator*),
- Tiristorski kontrolisan serijski kompenzator (*TCSC – Thyristor Controlled Series Compensator*),
- Tiristorski upravljivi transformator za zakretanje faze (*TCPST – Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*),

- Tiristorski upravljivi regulator faznog ugla (*TCPAR – Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*).

Prva konfiguracija SVC, a ujedno i prvog FACTS uređaja, konstruisana je korišćenjem kombinacije kondenzatorske baterije i kalema sa zasićenim željeznim jezgrom u Velikoj Britaniji, u periodu između 1950. i 1960. godine [92]. Ekvivalentno električno kolo i radna (*I-V*) karakteristika kompenzatora sa kalemom sa zasićenim jezgrom prikazani su na slici 3.5. *I-V* karakteristika prati *B-H* krivu zasićenog magnetnog jezgra kalema, pri čemu ima dvije komponente. Osnovna komponenta odgovara naponu zasićenja, dok druga komponenta predstavlja nagib krive koji određuje promjenu struje kojom se dalje može povećati vrijednost napona [92]. Ovaj sistem mogao je biti priključen na mrežu nazivnog napona do 66 kV, pri čemu je omogućavao regulaciju napona u opsegu $\pm 10\%$ nominalne vrijednosti, i to bez upotrebe povratne sprege. Nakon 1970. godine i razvoja tiristora, konstruisani su prvi SVC uređaji na bazi poluprovodničkih komponenti, koji su zamijenili kompenzator sa kalemom sa zasićenim jezgrom. Neke od prvih SVC uređaja konstruisali su *General Electric* (u Nebraski, 1974. godine) i *Westinghouse* (u Minesoti, 1975. godine), pri čemu su se SVC uređaji u oba slučaja koristili za regulaciju napona [94].

Ideja razvoja TCSC uređaja započela je konvencionalnom tehnikom priključenja serijske (redne) baterije kondenzatora. Prvi dalekovod sa serijskom baterijom kondenzatora pušten je u rad u Švedskoj 1952. godine [95]. Međutim, nedostaci serijskih kondenzatorskih baterija ogledali su se u ograničenoj fleksibilnosti kompenzacije i tehničkim problemima mehaničkog uklapanja. Dio ovih problema riješen je 1992. godine od strane tima Džordža Karadija, koji je predstavio tiristorski uklopljiv serijski kondenzator (*TSSC – Thyristor Switched Series Capacitor*). Sistem se sastojao od paralelne veze kondenzatora i GTO tiristora, pri čemu je više ovakvih jedinica bilo povezano redno, radi postizanja željenog nivoa kompenzacije. Revolucija u oblasti serijske kompenzacije nastupila je razvojem TCSC uređaja. Pilot projekat priključenja TCSC uređaja, instalisane snage 165 MVAR, realizovan je 1992. godine u prenosnom sistemu Kajenta, SAD [97]. Prva praktična instalacija TCSC uređaja izvedena je 1995. godine na 500 kV dalekovodu u sjeverozapadnom Oregonu, SAD [95].



Slika 3.5 Prva konfiguracija SVC: (a) ekvivalentno električno kolo, (b) radna (I–V) karakteristika

Dalji razvoj FACTS uređaja baziranih na tiristorskoj tehnologiji tekao je u smjeru povećanja instalisanog kapaciteta i primjene savremenih tehnika upravljanja. Tako je SVC uređaj instalisanog kapaciteta $-200/+220$ MVar ugrađen u trafostanici Kangasala u Finskoj, sa ciljem prigušivanja oscilacija u elektroenergetskom sistemu. Na prostoru Kine, do kraja 2018. godine, u 30 trafostanica nazivnog napona 220 kV i 500 kV instalirani su SVC uređaji ukupnog kapaciteta do 720 MVar. U okviru strategije vlade Ujedinjenog Kraljevstva da do 2020. godine udio proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora dostigne 15%, 2015. godine u 400 kV postrojenju Hutton, UK, ugrađena su dva TCSC uređaja kapaciteta po 395 MVar. Integracija TCSC doprinijela je povećanju prenosnog kapaciteta između prenosnih sistema Engleske i Škotske za 1 GW, kao i poboljšanju stabilnosti elektroenergetskog sistema.

3.2.2 Druga generacija uređaja za fleksibilan prenos električne energije

Za razliku od prve generacije, konfiguracija druge generacije FACTS uređaja unaprijeđena je primjenom VSC, dok je tiristor zamijenjen naprednijim poluprovodničkim tehnologijama. Među prvim energetske poluprovodničkim komponentama, 1960. godine, razvijen je GTO, koji pored standardnih karakteristika

tiristora nudi mogućnost prinudnog isključivanja, što dodatno povećava upravljivost pretvarača [95]. Tokom 1975. godine, razvoj metal-oksidnih poluprovodničkih materijala doveo je do pojave MOSFET-a, dok je najveći iskorak postignut 1980. godine konstruisanjem IGBT-a [95]. Superiornost IGBT proizilazi iz činjenice da su u ovoj komponenti objedinjene karakteristike MOSFET-a i bipolarnog tranzistora.

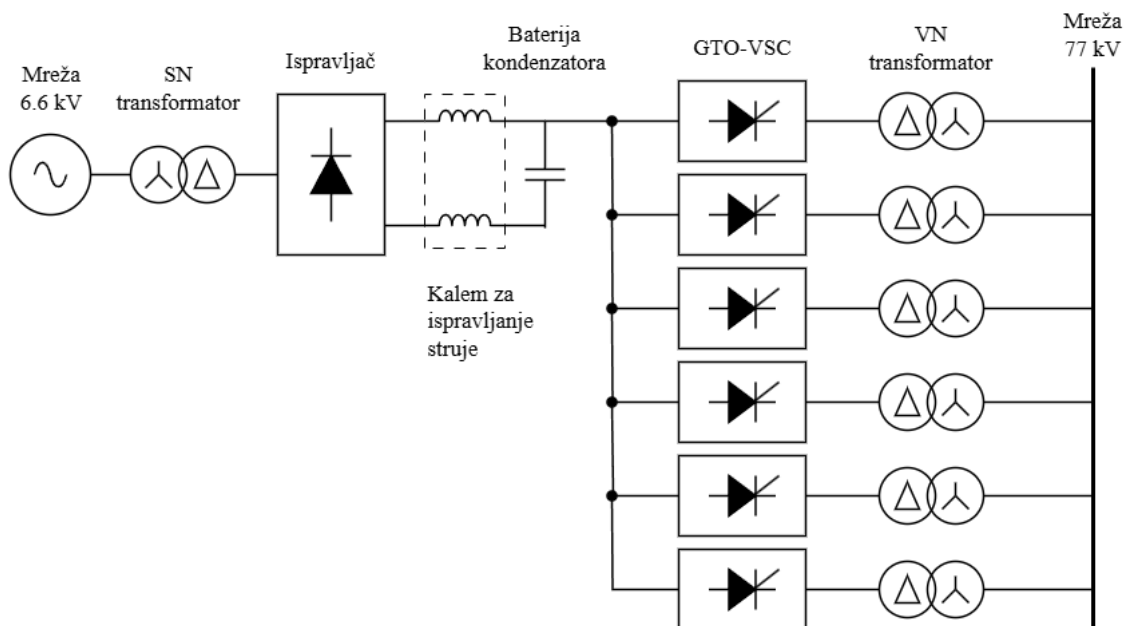
U drugu generaciju FACTS uređaja ubrajaju se [95]:

- Statički sinhroni kompenzator (STATCOM – *Static Synchronous Compensator*),
- Statički sinhroni redni kompenzator (SSSC – *Static Series Synchronous Compensator*),
- Univerzalni kontroler tokova snage (UPFC – *Universal Power Flow Controller*),
- Međulinijski kontroler tokova snage (IPFC – *Interline Power Flow Controller*).

Prve konfiguracije STATCOM-a koristile su VSC sa GTO kao prekidačkim elementima. Prvi registrovani STATCOM uređaj dizajniran je od strane *Kansai Power Co. Inc.* i *Mitsubishi Motors* 1981. godine [98]. Sistem je sadržao VSC na bazi GTO, koji je na izlazu davao napon 77 kV, dok je kapacitet sistema iznosio 20 MVAR. Konfiguracija sistema prikazana je na slici 3.6. Nešto kasnije, 1986. godine, Westinghouse Electric proizveo je STATCOM kapaciteta 1 MVAR, koji je bio ugrađen u prenosnom sistemu Spring Vali, SAD [99]. Ovaj sistem je ujedno bio i prvi uređaj koji je koristio centralni GTO-VSC velike instalisane snage..

Dalji razvoj tehnologije STATCOM-a doveo je do upotrebe IGBT-a u konvertorskim konfiguracijama. Jedan takav uređaj, instalisane snage 22.5 MVAR, ugrađen je 2007. godine u prenosnom sistemu Slovenije [95]. U 220 kV postrojenju Sero Navija, Čile, 2011. godine ugrađen je STATCOM sa IGBT-VSC kapaciteta ± 102.5 MVAR [97]. Prvenstveno, sistem je imao ulogu regulacije napona na 220 kV sabirnicama, tokom ustaljenog i tranzijentnog režima rada. Vrhunac primjene STATCOM uređaja baziranog na IGBT tehnologiji predstavlja regulacija reaktivne snage u HVDC postrojenjima. Takvi primjeri ugradnje dešavaju se u Kini, gdje su 2014. godine, u 500 kV HVDC postrojenju Hulunbuir, ugrađena dva STATCOM-a instalisanog kapaciteta 20 MVAR, dok su, u HVDC

postrojenju, u junu 2016. godine, ugrađena tri STATCOM-a instalisanog kapaciteta 100 MVar [96].



Slika 3.6 Prva konfiguracija STATCOM-a bazirana na GTO tehnologiji

Pored STATCOM-a, UPFC je doživio značajnu primjenu u prenosnim sistemima. Bitna karakteristika UPFC-a, koja ga razlikuje od ostalih FACTS uređaja druge generacije, jeste prisustvo i paralelnog i serijskog kompenzatora. Prva konfiguracija UPFC-a predložena je 1991. godine od strane *Westinghouse Science and Technology*, *Western Area Power Administration* i *Electrical Power Research Institute* [100]. Akcenat je stavljen na teorijsko razmatranje uređaja, dok je simulacija izvršena na 500 kV prenosnom sistemu u Feniksu, SAD. Prvi UPFC pušten je u rad 1998. godine u trafostanici Ineza, SAD [95]. Uređaj je sadržao GTO-VSC, dok je kapacitet iznosio 320 MVA ravnomjerno raspoređenih između rednog i paralelnog dijela kompenzatora. Tehnologija UPFC zasnovana na GTO-VSC-u implementirana je sve do 2015. godine, nakon čega počinje razvoj UPFC-a koji sadrži standardne ili modularne VSC bazirane na IGBT tehnologiji. U periodu od 2015. do 2018. u prenosnom sistemu Kine registrovane su tri instance ugradnje UPFC na bazi IGBT tehnologije: u postrojenju Nanking, instalisanog kapaciteta 160 MVA, više jedinica kapaciteta 50 MVA u prenosnom sistemu Šangaja i u HVDC postrojenju Šizo, instalisane snage 250 MVA [97].

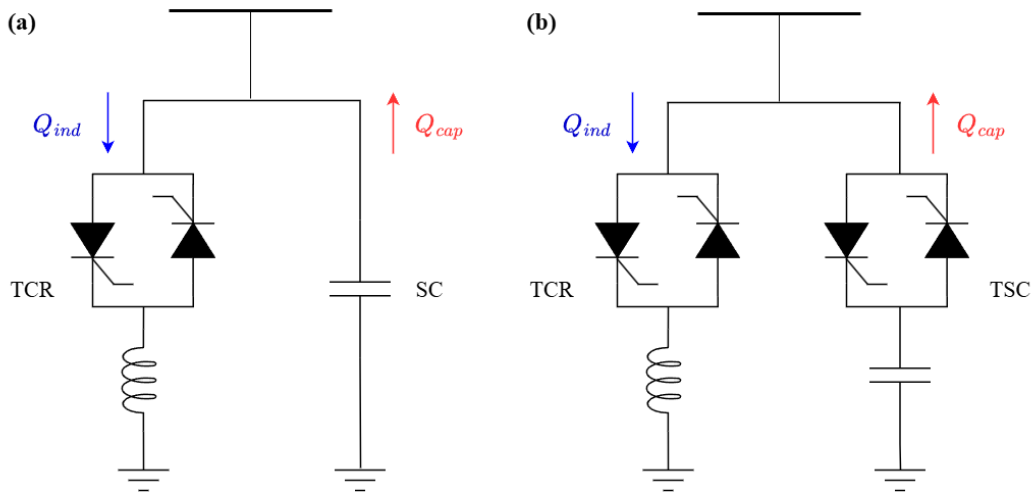
3.3 Distribuirani statički kompenzator reaktivne snage

Prema definiciji IEEE i Međunarodnog savjeta za velike električne sisteme (CIGRE – *Conseil International des Grands Réseaux Electriques*), SVC predstavlja statički generator reaktivne snage čiji izlaz varira između injektiranja kapacitivne i apsorpcije induktivne struje sa ciljem regulacije parametara EES-a [94]. Najčešće se SVC primjenjuje za regulaciju napona, pri čemu se priključuje paralelno na sredini voda ili na potrošačkim sabirnicama. Za razliku od mehanički uklopljivih kondenzatora i kalemova, SVC ima trenutni odziv i visok stepen pouzdanosti, što je postignuto primjenom tiristora kao prekidačkog elementa [95]. Iako se dominantno koristi u prenosnim sistemima, snažan naučni fokus usmjeren je na primjenu SVC u distributivnim mrežama. Stoga se u naučnoj literaturi za SVC priključen na distributivnu mrežu koristi termin „distribuirani“ statički kompenzator reaktivne snage (D-SVC – *Distributed Static VAR Compensator*).

Postoje dvije moguće konfiguracije D-SVC, čija su ekvivalentna kola prikazana na slici 3.7 [95]. U prvoj konfiguraciji D-SVC predstavlja paralelnu vezu TCR i fiksne baterije kondenzatora (SC) (slika 3.7.a). Pošto je u ovakvoj konfiguraciji baterija kondenzatora fiksno priključena na mrežu, ukoliko se želi postići potpuni opseg regulacije reaktivne snage u induktivnom i kapacitivnom režimu, kalem TCR-a mora biti dvostrukog instalisanog kapaciteta baterije. Prethodni problem je prevaziđen konfiguracijom na slici 3.7.b, gdje se umjesto fiksne baterije kondenzatora koristi TSC, kod kojeg se upotrebom tiristora omogućava uklapanje, odnosno isklapanje baterije kondenzatora.

3.3.1 Princip rada tiristorski kontrolisane prigušnice

TCR se sastoji od linearnog kalema redno povezanog sa dva antiparalelno vezana tiristora. Ekvivalentno električno kolo TCR-a prikazano je na slici 3.8.a. Trenutne tehnologije tiristora projektovane su za radni napon 4–9 kV i radne struje 3–6 kA [95]. Stoga je svakoj paralelnoj tiristorskoj grani vezano više energetskih tiristora redno, kako bi se ostvarila veća vrijednost napona [92].



Slika 3.7 Konfiguracije D-SVC: (a) TCR i SC i (b) TCR i TSC

Regulacijom ugla paljenja tiristora (α) moguće je ostvariti kontinualnu regulaciju struje TCR-a. Dovođenje okidnog signala na tiristore T_1 i T_2 vrši se sekvencijalno, pri čemu je vrijednost ugla α podešena tako da, dok jedan od tiristora provodi, drugi je u blokadi. Prethodno se ostvaruje tako što se okidni signal na drugi tiristor dovodi sa kašnjenjem od $\alpha + \pi$ [94]. U literaturi se određivanje vrijednosti ugla paljenja tiristora vrši na dva načina: u odnosu na trenutak kada talasni oblik napona prolazi kroz nulu (slika 3.8.b) ili u odnosu na trenutak kada talasni oblik napona dostiže maksimalnu vrijednost (slika 3.8.c) [95]. U slučaju da se ugao α određuje u odnosu na trenutak prolaska talasnog oblika napona kroz nulu, potpuno provođenje se ostvaruje za $\alpha = 90^\circ$, dok su tiristori blokirani za $\alpha = 180^\circ$. Nasuprot, ukoliko je ugao α određen na osnovu trenutka maksimalne vrijednosti napona na tiristoru, potpuno provođenje se ostvaruje za $\alpha = 0^\circ$, a blokada rada tiristora za $\alpha = 90^\circ$.

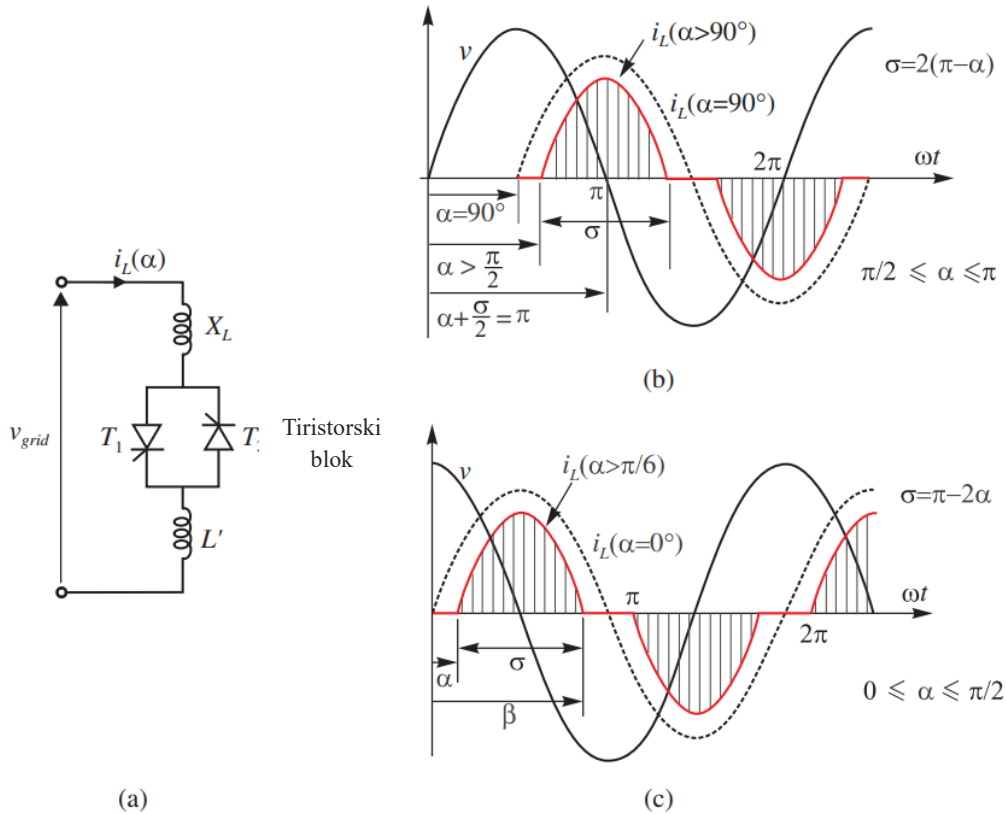
Pretpostavljajući talasne oblike napona i struje TCR-a prikazane na slici 3.8.c, osnovna komponenta struje TCR-a definiše se sljedećim izrazom [95]:

$$I_{TCR_1} = \frac{V}{\omega L} \cdot \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi} \right), \quad (3.5)$$

gdje je V efektivna vrijednost napona TCR-a, L induktivnost kalema TCR-a i ω učestanost. Ukoliko se izraz (3.5) podijeli sa naponom, dobija se osnovna komponenta susceptanse TCR-a, definisana izrazom (3.6) [95]:

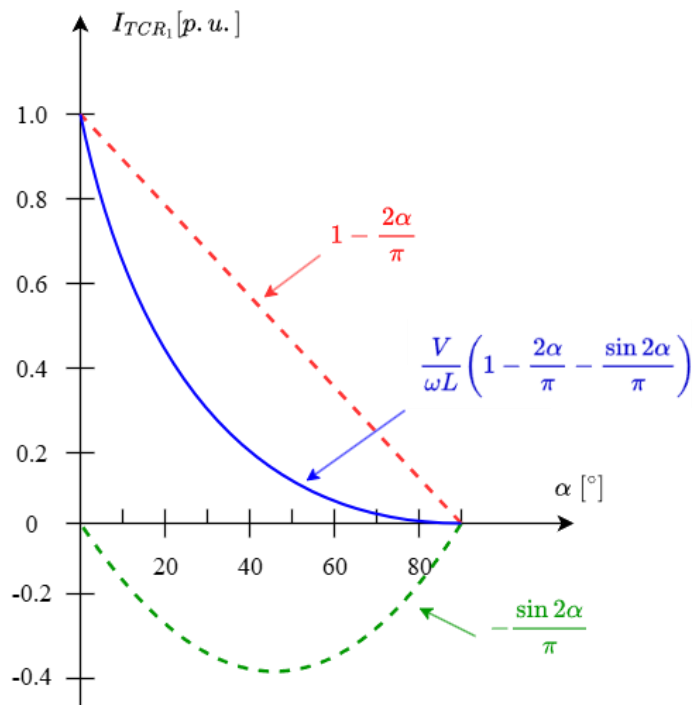
$$B_{TCR_1} = B_{max} \cdot \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi}\right), \quad (3.6)$$

gdje je $B_{max} = 1/\omega L$ maksimalna susceptansa TCR-a. Grafički prikaz osnovne komponente struje TCR-a u zavisnosti od ugla α dat je na slici 3.9.

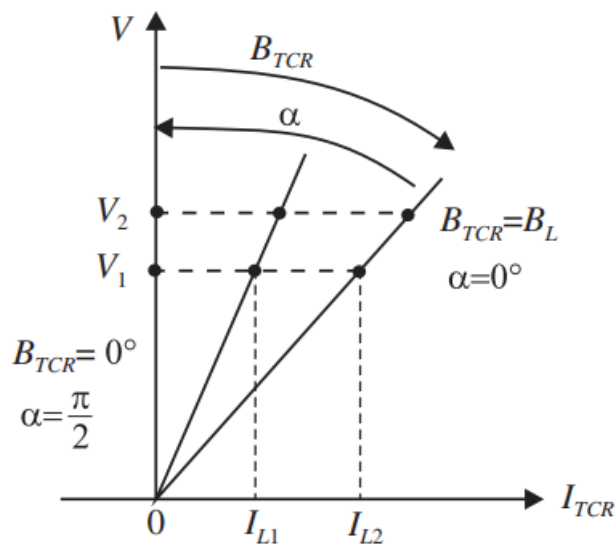


Slika 3.8 TCR: (a) ekvivalentno električno kolo, (b) talasni oblici struje i napona za trenutak paljenja tiristora određen u trenutku prolaska napona kroz nulu i (c) talasni oblici struje i napona za trenutak paljenja tiristora određen u trenutku maksimalne vrijednosti napona [95]

Shodno jednačini (3.6), promjenom ugla α susceptansa TCR-a se kontinulano mijenja od nulte vrijednosti do maksimalne vrijednosti koja je definisana reaktansom kalema. Svakoј vrijednosti susceptanse TCR-a odgovara određena $V-I$ karakteristika. Grafički prikaz $V-I$ karakteristike TCR-a dat je na slici 3.10. Konkretna $V-I$ karakteristika predstavlja pravu povučenu iz koordinatnog početka, dok je nagib jednak trenutnoj vrijednosti susceptanse TCR-a [95]. Bitno je istaći da ista vrijednosti napona rezultuju dvijema različitim vrijednostima struja apsorpcije u zavisnosti od trenutne vrijednosti ugla α TCR-a (slika 3.10).



Slika 3.9 Zavisnost osnovne komponente struje TCR-a od ugla α



Slika 3.10 V - I karakteristika TCR-a pri različitim vrijednostima ugla α [95]

3.3.2 Princip rada tiristorski uklopljivog kondenzatora

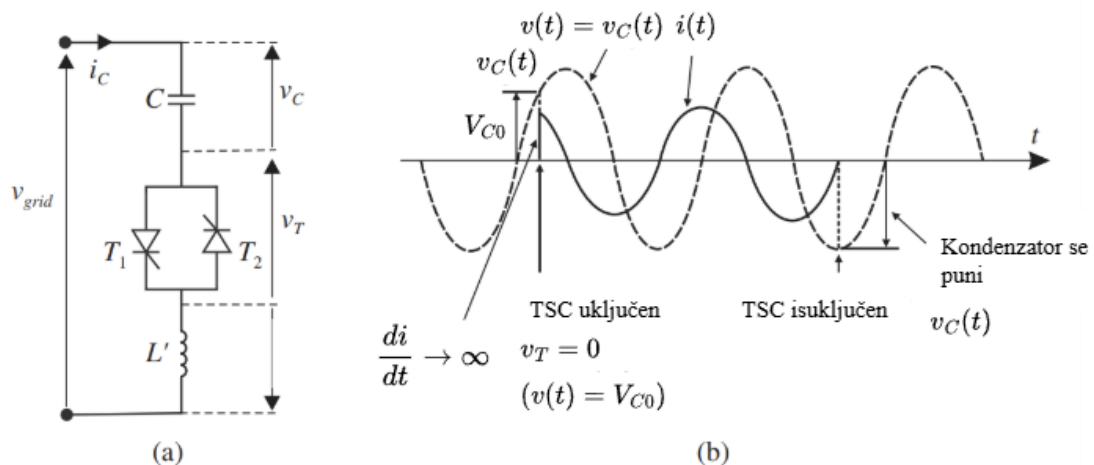
Ekvivalentno električno kolo TSC prikazano je na slici 3.11.a. Pored kondenzatora i antiparalno vezanih tiristora, TSC ima i kalem (L') niske induktivnosti. Kalem u električnom kolu TSC ima funkciju ograničavanja struje tiristora u abnormalnim

režimima rada, kao što su slučajno ili pogrešno uključivanje tiristora, a pri čemu se prethodno nijesu ispunili uslovi sigurnog uklopa [92].

Najznačajniji problem implementacije TSC jeste određivanje trenutka uključivanja tiristora, koji će osigurati uklapanje bez propratnih prelaznih procesa. U idealnom slučaju to se može ostvariti ukoliko su ispunjeni sljedeći uslovi [95]:

$$\cos(\alpha) = 0 \wedge \sin(\alpha) = 1 \wedge V_{C_0} = V \cdot \frac{n^2}{n^2 - 1} \quad (3.7)$$

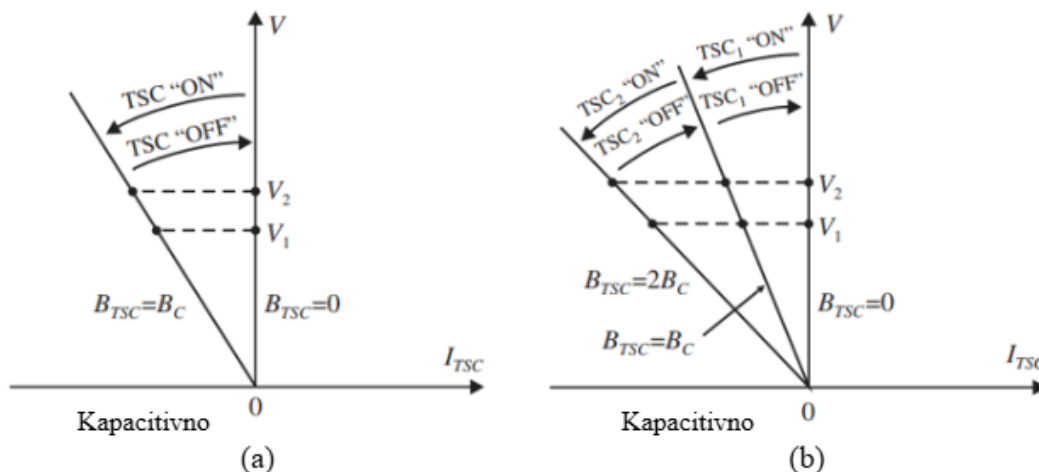
gdje je V_{C_0} početni napon kondenzatora, V je efektivna vrijednost naizmjeničnog napona mreže i $n^2/(n^2 - 1)$ je faktor pojačanja koji zavisi od podešenja LC kola TSC ($n = \sqrt{X_C/X_L}$). Shodno izrazu (3.7), uključenje tiristora TSC-a treba izvršiti u trenutku kada je napon mreže maksimalan. Samim tim, maksimalna vrijednost ugla α odgovara jednom punom ciklusu naizmjeničnog napona mreže, odnosno iznosi π [92]. Talasni oblici napona i struje TSC prikazani su na slici 3.11.b. Uzimajući u obzir specifične zahtjeve u pogledu eliminisanja tranzijenta, zaključuje se da kontinualna regulacija ugla α TSC-a nije moguća. Iz toga proizilazi da TSC ne daje kontinualnu kompenzaciju reaktivne snage, već za $\alpha = 0^\circ$ kapacitivna struja iznosi nulu, dok za $\alpha = 90^\circ$ TSC injektira maksimalnu kapacitivnu struju u mrežu [95].



Slika 3.11 TSC: (a) ekvivalentno električno kolo i (b) talasni oblici napona i struje [95]

Radna (V - I) karakteristika TSC prikazana je na slici 3.12. U skladu sa principom rada TSC-a, V - I karakteristika se u slučaju isključenja tiristora poklapa sa ordinatom, dok u slučaju kada su tiristori uključeni predstavlja pravu sa nagibom koji je jednak

susceptansi kondenzatora (slika 3.12.a). Bitno je istaći da za veću vrijednost napona, TSC u režimu uključivanja injektira veću vrijednost kapacitivne struje [95]. Ukoliko se želi postići veći stepen slobode u regulaciji reaktivne snage, moguće je reaktansu TSC-a podijeliti na dvije paralelne grane. V - I karakteristika TSC koji se sastoji od dvije paralelne grane prikazana je na slici 3.12.b.



Slika 3.12 V - I karakteristika TSC sa: (a) jednom i (b) dvije paralelne grane [95]

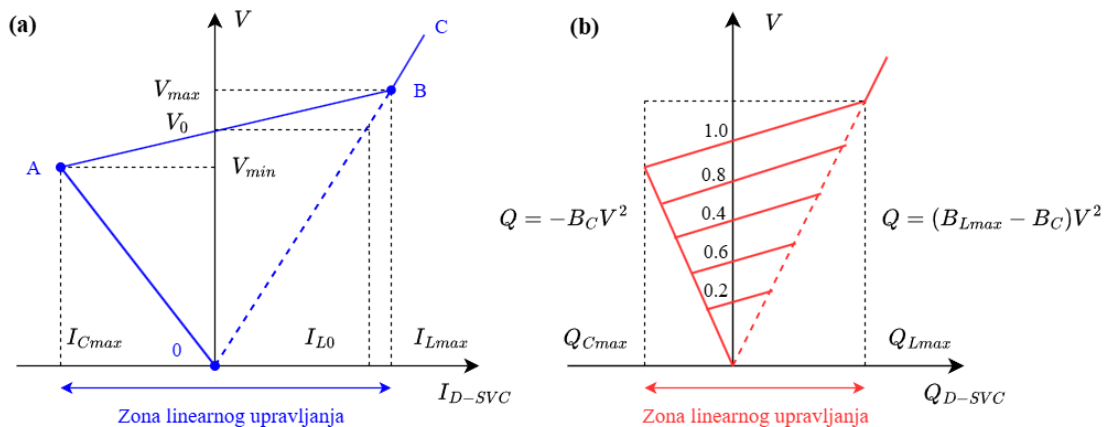
3.3.3 Radna karakteristika distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage

V - I karakteristika D-SVC, za dvije moguće konfiguracije prikazane na slici 3.7, data je na slici 3.13.a. Suštinski, V - I karakteristika D-SVC dobija se spajanjem karakteristika TCR-a i kondenzatorske baterije, odnosno TCR-a i TSC-a [95]. Dodatno, na slici 3.13.b prikazana je radna karakteristika D-SVC u ravni napon–reaktivna snaga (V - Q).

Pretpostavljajući ustaljeni režim rada, karakteristike D-SVC prikazane na slici 3.13 mogu se podijeliti na tri regiona [95]:

- **Zona linearnog upravljanja** – definisana je pravom između tačaka A i B. U ovoj zoni upravljačka petlja definiše iznos reaktivne snage potrebne za regulaciju napona u tački priključka. Zona je ograničena snagom Q_{Cmax} koju snabdijeva susceptansa B_C u slučaju kada je TCR blokiran, odnosno snagom Q_{Lmax} apsorbovanom od strane ekvivalentne susceptanse ($B_{Lmax} - B_C$) u slučaju potpunog provođenja tiristora TCR-a,

- **Zona visokog napona** – definisana je pravom između tačaka B i C. U ovoj zoni reaktivna snaga prekoračuje induktivni limit ($Q_{D-SVC} > Q_{Lmax}$), što znači da je D-SVC izvan upravljivog opsega i ponaša se kao fiksni kalem,
- **Zona niskog napona** – definiše se pravom između koordinatnog početka 0 i tačke A. U ovoj zoni napon je dostigao minimalnu vrijednost te se D-SVC ponaša kao fiksni kondenzator.



Slika 3.13 D-SVC karakteristike: (a) napon–struja i (b) napon–reaktivna snaga

Sa aspekta analize rada D-SVC neophodna je analiza karakteristike kompenzatora priključenog na mrežu. Karakteristika energetske mreže može se definisati korišćenjem ekvivalentnog Teveninovog generatora [95]:

$$\underline{V} = \underline{E}_{Th} \mp X_{Th} \cdot \underline{I}_S, \quad (3.8)$$

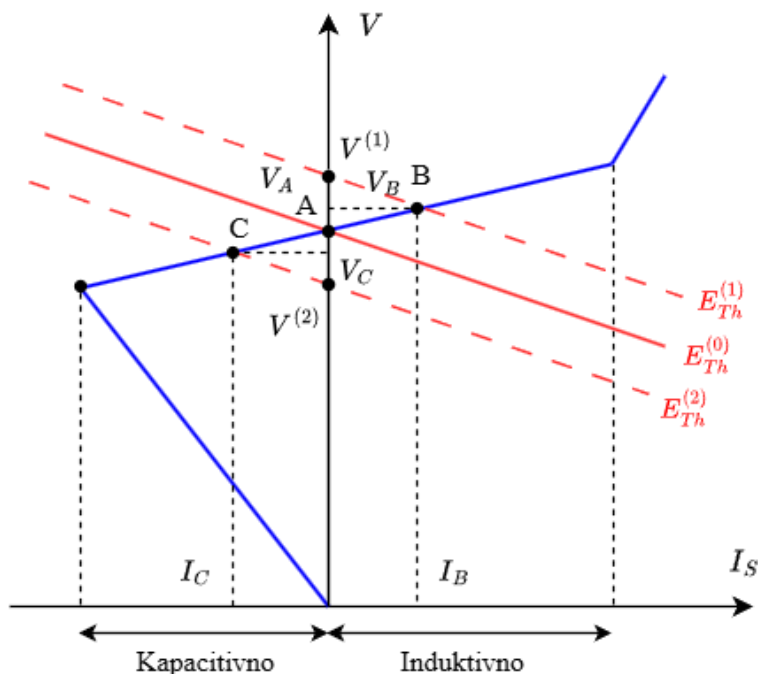
gdje su \underline{E}_{Th} i X_{Th} elektromotorna sila i reaktansa ekvivalentnog Teveninovog generatora. Kombinovana $V-I$ karakteristika D-SVC i mreže prikazane su na slici 3.14.

Na slici 3.14 razmatraju se tri karakteristike mreže različitog napona $E_{Th}^{(1)} > E_{Th}^{(0)} > E_{Th}^{(2)}$. Karakteristika $E_{Th}^{(0)}$ predstavlja mrežu u normalnim uslovima rada i ona sječe karakteristiku D-SVC u tački A ($V_A = V^{(0)}$ i $I_A = 0$). Dodatno se razmatraju dva slučaja [95]:

- Ukoliko usljed smanjenja opterećenja dođe do povećanja napona mreže, kada nije priključen D-SVC, radna tačka prelazi na karakteristiku $E_{Th}^{(1)}$ dok bi se vrijednost napona u tački priključka povećala s inicijalne vrijednosti $V^{(0)}$ na

$V^{(1)}$. Međutim, ukoliko je priključen D-SVC, isti apsorbira reaktivnu struju I_B iz mreže, što znači da će se radna tačka pomjeriti u B, dok je napon u tački priključka smanjen na vrijednost $V_B < V^{(1)}$,

- Ako bi došlo do smanjenja napona mreže, usljed povećanja opterećenja u mreži bez D-SVC, radna tačka bi se pomjerila na krivu $E_{Th}^{(2)}$. Posljedično, vrijednost napona u tački priključka povećala se s inicijalne vrijednosti $V^{(0)}$ na $V^{(2)}$. U slučaju priključenja D-SVC na mrežu, dolazi do injektiranja kapacitivne struje I_C čime se radna tačka pomjera u tačku C, što znači da se napon u tački priključka povećava na vrijednost $V_C > V^{(2)}$.

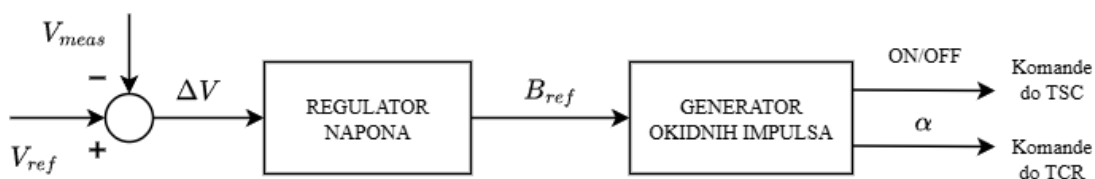


Slika 3.14 Kombinovana V–I karakteristika D-SVC i mreže

3.3.4 Upravljanje distribuiranim statičkim kompenzatorom reaktivne snage

U skladu s prethodno izloženim radnim karakteristikama D-SVC, jasno je da se upravljanje vrši sa ciljem regulacije napona u tački priključka. Blok dijagram upravljačke petlje D-SVC prikazan je na slici 3.15 [95]. U centru petlje nalazi se regulator napona koji, na osnovu razlike izmjenjenog napona (V_{meas}) i zadate reference napona (V_{ref}), generiše referentnu vrijednost susceptanse kompenzatora (B_{ref}). Generator impulsa, na

osnovu B_{ref} , na svom izlazu daje odgovarajuće okidne impulse tiristora TCR-a i/ili okidne signale za tiristore TSC-a.



Slika 3.15 Blok dijagram upravljačke petlje D-SVC

Detaljan prikaz dizajna naponskog regulatora u D-SVC upravljačkoj petlji prikazan je na slici 3.16. Ukoliko se vrši direktno mjerenje struje D-SVC, koristi se naponski regulator sa dodatnom povratnom spregom po struji, prikazan na slici 3.16.a. Izmjerena struja I_{D-SVC} množi se sa pojačanjem K_{SL} , koje predstavlja nagib karakteristike u ustaljenom režimu [95]. Na ovaj način dodatni naponski signal V_{SL} se prosljeđuje sumatoru, pri čemu, ukoliko je struja D-SVC induktivna, referentni napon će se povećati, dok će se u slučaju kapacitivne struje referentni napon smanjiti. Regulator napona je integralnog tipa, pri čemu R_R definiše vrijeme potrebno da sistem pređe iz potpuno induktivnog u potpuno kapacitivni režim rada u slučaju da naponska greška iznosi 1 p.u. [95]. Alternativno, naponski regulator može biti dizajniran tako da se naponski signal V_{SL} generiše na osnovu povratne sprege po susceptansi (slika 3.16.b). Ukoliko se za određivanje referentne susceptanse koristi isključivo napon u mjestu priključka, upotrebljava se regulator prvog reda, čije je statičko pojačanje inverzno proporcionalno nagibu krive u ustaljenom režimu ($K_R = 1/K_{SL}$), dok je vremenska konstanta integratora $T_R = R_R/K_{SL}$ (slika 3.16.c) [95].

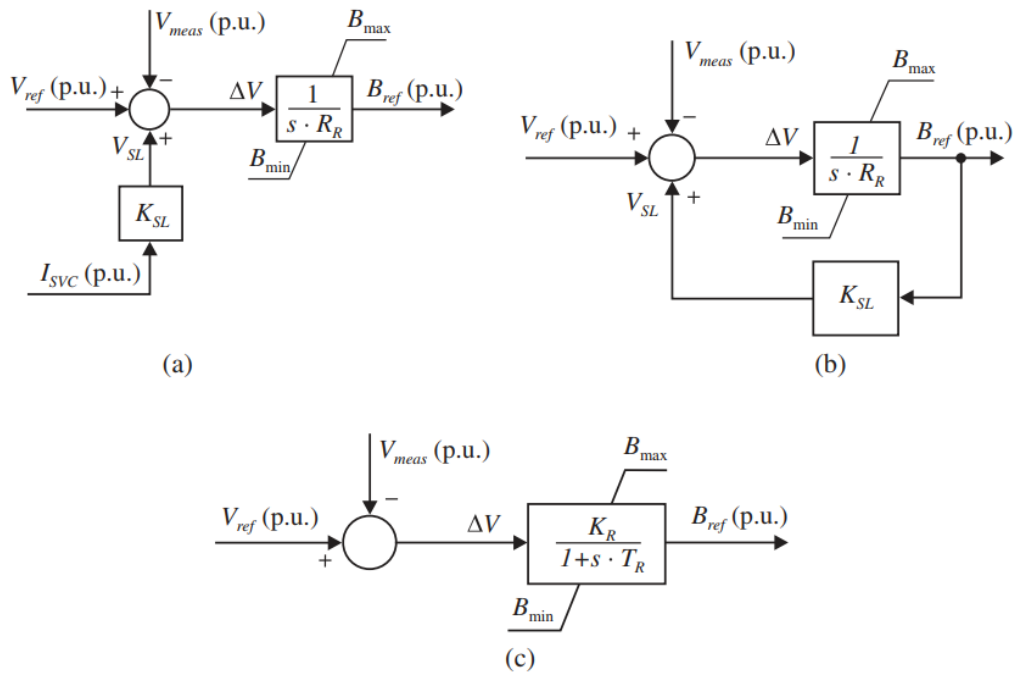
Generator okidnih impulsa D-SVC ima višestruku ulogu. Prvo, potrebno je odrediti broj paralelnih grana TSC-a (n_c) koje će biti uključene kako bi se postigla referentna vrijednost susceptanse. Prethodno se postiže dijeljenjem referentne susceptanse sa susceptansom kondenzatora, pri čemu je rezultat cijeli broj [95]:

$$n_c = \text{round}(B_{ref}/B_C). \quad (3.9)$$

Sljedeći korak je određivanje susceptanse TCR-a, kako bi se eliminisali viškovi kapacitivne susceptanse [95]:

$$B_{TCR} = n_c \cdot B_C - B_{ref}. \quad (3.10)$$

Na osnovu susceptanse TCR-a, izračunate shodno izrazu (3.10), određuje se vrijednost ugla α . Konverzija susceptanse u ugao paljenja tiristora TCR-a vrši se u mikroprocesoru na osnovu prethodno definisane „look-up“ tabele [95]. Bitno je istaći da, prilikom uključivanja paralelnih TSC grana, blok za generisanje okidnih impulsa prati vrijednost i polaritet napona na tiristorima kako bi se minimizovao tranzijent prilikom uključenja.



Slika 3.16 Regulator napona D-SVC: (a) sa strujnom petljom, (b) sa povratnom spregom po susceptansi i (c) sistem prvog reda [95]

3.4 Analiza uticaja kompenzatora reaktivne snage na naponske prilike i gubitke u distributivnoj mreži sa integrisanim fotonaponskim sistemima

U nastavku poglavlja biće predstavljena analiza uticaja instalisane snage i lokacije D-SVC na naponske prilike i gubitke u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima. Simulacije su izvršene na IEEE 33-čvornoj testnoj mreži korišćenjem softvera DIgSILENT. U cilju poređenja D-FACTS i konvencionalnih tehnologija kompenzacije reaktivne snage, dodatno se analizira uticaj lokacije i instalisane snage SC na naponske prilike u mreži. Kao i u prethodnom poglavlju, podrazumijeva se jednovremena analiza tokova snaga.

3.4.1 Uticaj lokacije i instalisane snage kondenzatorske baterije na naponske prilike u mreži

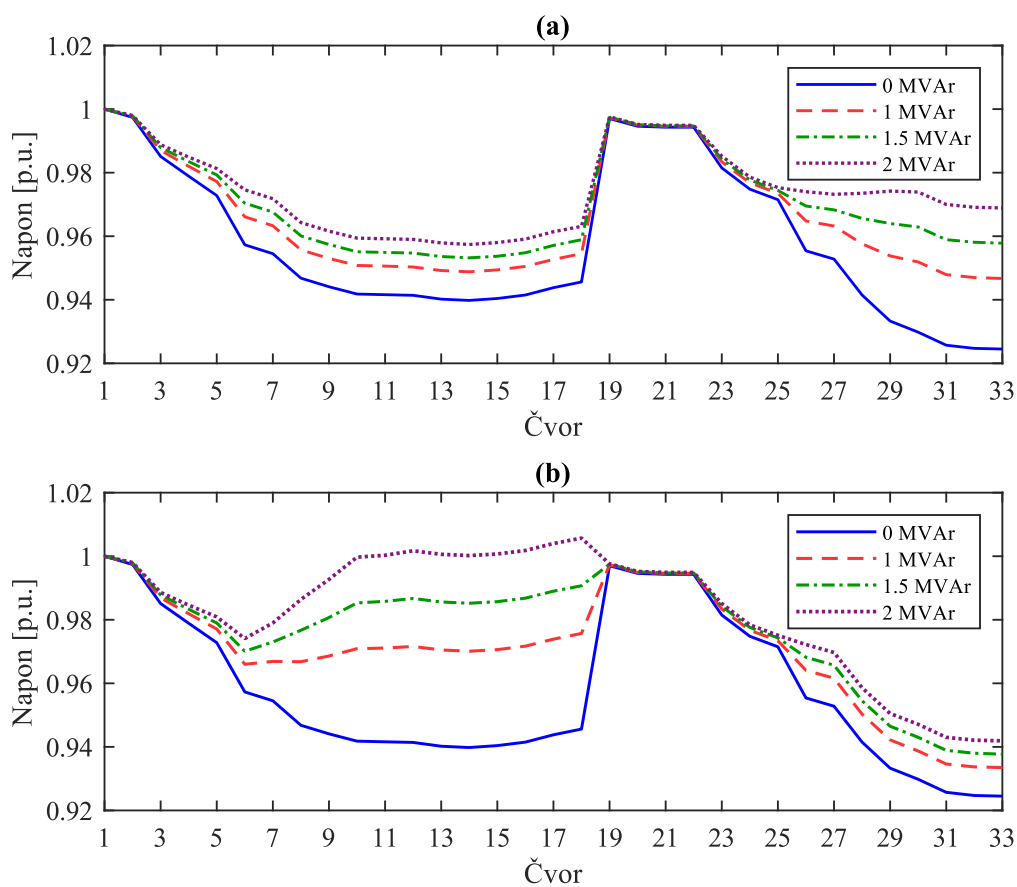
Pretpostavlja se PV sistem instalisanog kapaciteta 0.5 MW priključen u čvoru 18. Dodatno, pretpostavlja se da sistem radi sa jediničnim faktorom snage u MPPT režimu upravljanja. Na slici 3.17 prikazane su naponske prilike u inicijalnom slučaju i nakon priključenja SC različite instalisane snage u čvoru 30 (slika 3.17.a), odnosno u čvoru 12 (slika 3.17.b). Grafički rezultati pokazuju da integracijom kondenzatorske baterije dolazi do poboljšanja naponskih prilika u mreži. Takođe, povećanjem instalisanog kapaciteta SC pospješuje se pozitivan efekat na naponske prilike. Najpovoljnije naponske prilike u slučaju priključenja SC na obje lokacije u mreži postižu se za maksimalnu razmatranu snagu baterije od 2 MVar. Bitno je istaći da, pored instalisanog kapaciteta, značajan uticaj na napone ima i lokacija SC. Na osnovu grafičkih rezultata na slici 3.17 jasno je da je poboljšanje naponskih prilika izraženije priključenjem SC u čvoru 12 u odnosu na slučaj priključenja SC u čvoru 30.

Iako prethodni rezultati ukazuju da SC doprinosi poboljšanju naponskih prilika u mreži, nije uzeta u obzir promjena aktivne snage injektirane od strane PV sistema. Iz tog razloga, na slici 3.18 prikazani su rezultati simulacije u mreži za slučaj SC snage 2 MVar priključen u čvoru 12, pri čemu se povećava instalisana snaga PV sistema. Grafički rezultati jasno ukazuju da SC ne može da isprati povećanje snage PV sistema, što je očekivano s obzirom na to da SC nudi fiksnu kompenzaciju reaktivne snage. Iako je prethodni slučaj priključenja SC bio optimalan za naponske prilike u slučaju PV sistema snage 0.5 MW, za slučaj kada PV sistem injektira 2 MW aktivne snage dolazi do neadekvatne kompenzacije, gdje napon prelazi gornju granicu +10% nominalne vrijednosti (slika 3.18).

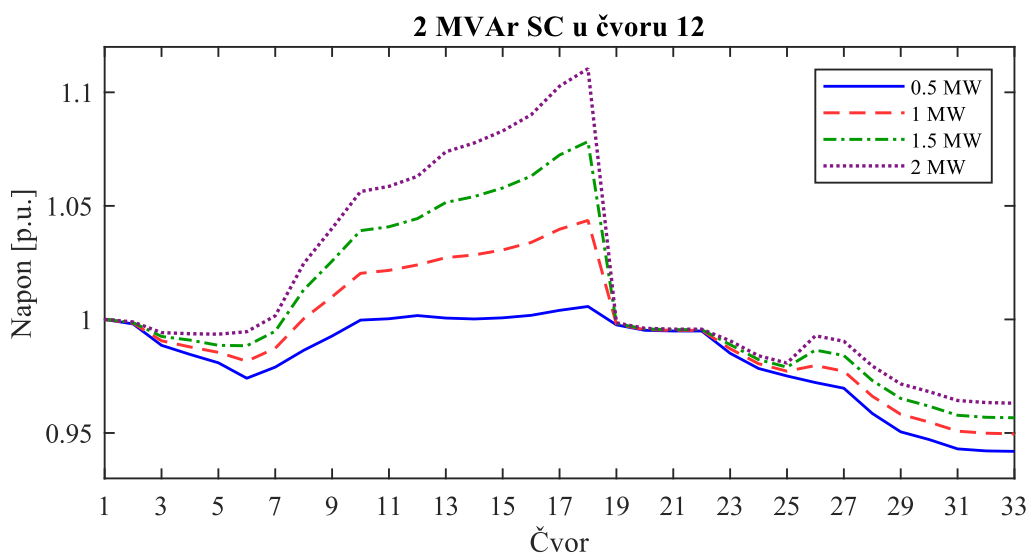
3.4.2 Uticaj lokacije i instalisane snage distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage na naponske prilike i gubitke

Za analizu integracije D-SVC na distributivnu mrežu uzima se identična postavka kao i u prethodnoj analizi, sa PV sistemom jediničnog faktora snage u čvoru 18. U okviru analize razmatra se D-SVC instalisanog kapaciteta 2 MVar, pri čemu se pretpostavlja potpuni opseg kompenzacije reaktivne snage u induktivnom i kapacitivnom režimu. Bitno

je istaći da D-SVC radi u režimu lokalne regulacije napona u tački priključka, pri čemu je zadata vrijednost podešena na 1 p.u.

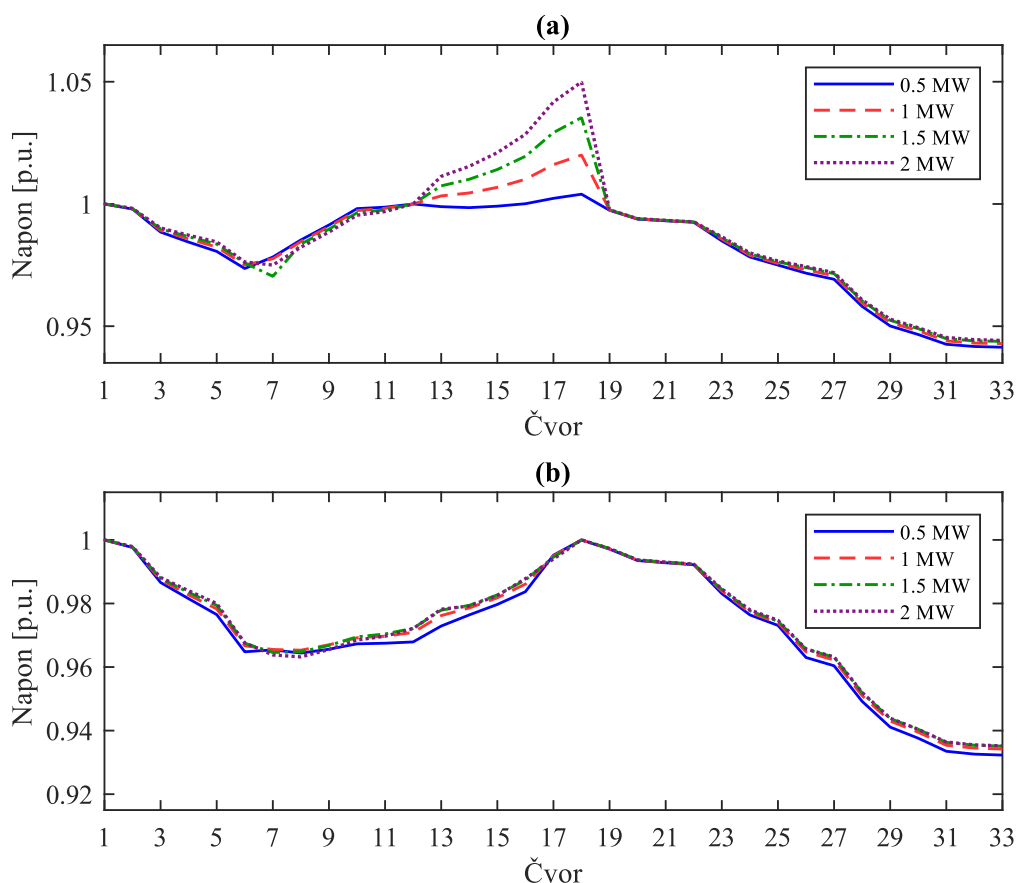


Slika 3.17 Naponske prilike u mreži nakon integracije SC u čvorovima: (a) 30 i (b) 12



Slika 3.18 Naponske prilike u mreži sa integrisanim SC, nakon povećanja instalisanog kapaciteta PV sistema

Na slici 3.19.a prikazane su naponske prilike za različite vrijednosti snage PV sistema za slučaj kada je D-SVC priključen u čvoru 12. Poređenjem grafičkih rezultata na slikama 3.18 i 3.19.a jasno je da D-SVC, za razliku od SC, prati promjenu snage PV sistema i održava napon u propisanim granicama za sve razmatrane slučajeve injektiranja PV sistema. Superiornost D-SVC u odnosu na SC najbolje se ogleda u slučaju injektiranja 2 MW snage PV sistema, gdje maksimalna vrijednost napona čvorova nakon integracije D-SVC ne prelazi +5% nominalne vrijednosti (slika 3.19.a). U Tabeli 3.1 prikazana je promjena reaktivne snage D-SVC sa promjenom snage PV sistema, gdje predznak „+“ odgovara kapacitivnom, a predznak „-“ induktivnom režimu. Za razliku od SC, D-SVC injektira promjenjivu reaktivnu snagu spram naponskih prilika, pa u slučaju kada PV sistem injektira 0.5 MW, D-SVC injektira 97.3% instalisanog kapaciteta, dok u slučaju penetracije PV u iznosu 2 MW injektira svega 3.2% (Tabela 3.1).



Slika 3.19 Naponski profil mreže pri različitim snagama PV sistema nakon integracije D-SVC u čvorovima: (a) 12 i (b) 18

Na slici 3.19.b prikazan je naponski profil u slučaju D-SVC priključenog u čvoru 18. Poređenjem grafičkih rezultata može se zaključiti da je priključenje D-SVC u čvoru 18 značajno ograničilo vrijednost napona u tački priključka PV i njenoj neposrednoj blizini (slika 3.19). Sa slike 3.19.b jasno se uočava da maksimalna vrijednost napona čvorova ne prelazi nominalnu vrijednost. Međutim, sveobuhvatno poboljšanje naponskih prilika za razmatrane nivoe proizvodnje PV sistema izraženije je za slučaj D-SVC u čvoru 12. Prethodno se dodatno potvrđuje analizom vrijednosti devijacije napona prikazanih u Tabeli 3.1. Za snagu PV sistema u iznosu od 0.5 MW i 1 MW, devijacija napona priključenjem D-SVC u čvoru 12 niža je za 42.2% i 38.7%, respektivno, u odnosu na identične slučajeve kada se kompenzator nalazi u čvoru 18 (Tabela 3.1). Prethodno važi i za ostale nivoe proizvodnje PV sistema, te je u slučaju vrijednosti 1.5 MW devijacija napona za D-SVC u čvoru 12 niža za 32% u odnosu na vrijednosti u čvoru 18, odnosno 25.6% u slučaju kada PV sistem proizvodi 2 MW (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 Gubici snage i devijacija napona u mreži sa PV sistemima nakon integracije D-SVC

Lokacija D-SVC	P_{PV} [MW]	Q_{D-SVC} [MVar]	P_{loss} [kW]	V_{div} [p.u.]
12	0.5	1.9460	183.30	0.0227
	1.0	1.2207	122.60	0.0222
	1.5	0.5870	143.78	0.0238
	2.0	0.0635	229.42	0.0262
18	0.5	0.8665	145.90	0.0393
	1.0	0.2635	130.10	0.0362
	1.5	-0.2511	205.60	0.0350
	2.0	-0.6935	351.48	0.0352

Za dvije razmatrane lokacije priključenja D-SVC u Tabeli 3.1 prikazani su gubici snage. U slučaju kada PV sistem generiše 0.5 MW, gubici snage nakon priključenja D-SVC u čvoru 18 su 20.4% manji u odnosu na slučaj priključenja D-SVC u čvoru 12, dok se vrijednost gubitaka na dvije lokacije neznatno razlikuje u slučaju kada PV sistem generiše 1 MW (Tabela 3.1). Međutim, za slučaj većeg stepena penetracije PV, gubici snage su znatno povoljniji kada je D-SVC priključen u čvoru 12. Konkretno, na osnovu rezultata u Tabeli 3.1, za slučaj kada PV sistem generiše 1.5 i 2 MW, gubici snage su 30% i 34.7% manji nakon priključenja D-SVC u čvoru 12, respektivno. Prethodno je očekivano, uzevši u obzir da za navedene slučajeve proizvodnje PV sistema, D-SVC u

čvoru 18 radi u induktivnom režimu, odnosno predstavlja potrošač reaktivne energije (Tabela 3.1).

Pored lokacije priključenja D-SVC, značajan uticaj na performanse distributivne mreže ima i instalisana snaga. Posmatrajući vrijednosti reaktivne snage D-SVC prikazane u Tabeli 3.1 može se zaključiti da bi, za većinu razmatranih slučajeva proizvodnje PV sistema, kompenzator instalisane snage 1 MVar imao identične performanse kao i kompenzator od 2 MVar koji je razmatran u analizi. Prethodno je tačno za sve razmatrane slučajeve D-SVC u čvoru 18, dok se za D-SVC u čvoru 12 odnosi na slučajeve kada PV sistem proizvodi 1.5 MW, odnosno 2 MW (Tabela 3.1). Ako se uzme u obzir da cijena investicije u integraciju D-SVC zavisi od instalisane snage, korišćenje D-SVC instalisane snage 1 MVar u navedenim slučajevima značajno bi smanjilo investicione troškove. Međutim, D-SVC instalisane snage 1 MVar ne bi bio odgovarajući u čvoru 12 u slučajevima kada PV sistem proizvodi 0.5 MW, odnosno 1 MW, s obzirom na to da je za poboljšanje naponskog profila potreban veći iznos reaktivne snage (Tabela 3.1)

Na osnovu analize predstavljene u ovom poglavlju mogu se izvući sljedeći zaključci:

- Pravilnim dimenzionisanjem i lociranjem SC može se doprinijeti poboljšanju naponskog profila u distributivnim mrežama sa integrisanim PV sistemima. Međutim, fiksna reaktivna snaga SC ne prati promjene snage PV sistema, tako da u slučajevima visoke proizvodnje može dovesti do neadekvatne kompenzacije,
- D-SVC daje mogućnost kontinualne kompenzacije u induktivnom, odnosno kapacitivnom režimu, što znači da u potpunosti prati promjenu proizvodnje PV. Za razliku od SC, D-SVC održava napone u propisanim granicama čak i u slučaju visoke proizvodnje PV sistema,
- Lokacija D-SVC diktira uticaj na naponske prilike u mreži. Dodatno, od lokacije D-SVC zavisi i vrijednost gubitaka snage, pri čemu uticaj D-SVC na gubitke zavisi i od toga da li se kompenzacija vrši u kapacitivnom ili induktivnom režimu,
- Veća instalisana snaga D-SVC povoljnija je sa aspekta kompenzacije reaktivne snage, pri čemu smanjenje instalisane snage snižava investicione troškove.

Poglavlje 4

Kvalitet električne energije u savremenim distributivnim mrežama

U ovom poglavlju izložena je problematika kvaliteta električne energije savremenih distributivnih mreža. Na početku su date definicije pojma, uzroka nastanka i klasifikacije problema kvaliteta električne energije u EES-u. U nastavku je napravljen osvrt na teoriju viših harmonika, indikatore izobličenja talasnih oblika napona i struje, i izvore viših harmonika u EES-u. Takođe, u poglavlju su predstavljeni važeći standardi i propisi primjenjivi u oblasti kvaliteta električne energije. Posebna pažnja u ovom poglavlju posvećena je pasivnim filterima za eliminaciju viših harmonika i analizi njihovog uticaja na performanse distributivne mreže.

4.1 Problem kvaliteta električne energije

U dostupnoj literaturi termin kvalitet električne energije koristi se sa različitim značenjem, pa u zavisnosti od izvora predstavlja sinonim za: pouzdanost napajanja, kvalitet napona, kvalitet struje itd. Sudeći po različitim definicijama, kvalitet električne energije generalno izražava kvalitet napona, odnosno struje, pri čemu se odnosi na mjere, analize i tehnike poboljšanja sa ciljem održavanja čisto sinusoidalnog talasnog oblika na nazivnoj vrijednosti napona i učestanosti [101]. Izobličenja talasnih oblika napona i struja nastaju usljed injektiranja viših harmonika struje ili napona u mrežu. Konkretno, viši harmonici predstavljaju struje i napone koji osciluju na učestanosti jednakoj proizvodu reda harmonika i osnovne učestanosti sistema [102]. Tako u EES-u nazivne učestanosti 50 Hz, drugi, treći i peti harmonik imaju učestanost 100 Hz, 150 Hz i 250 Hz, respektivno. Bitno je istaći da, pored problema nesinusoidalnog talasnog oblika napona i struje, značajan udio problema kvaliteta električne energije podrazumijeva i poremećaje i

oscilacije napona i frekvencije u mreži, tranzijentne procese, pojavu DC komponenti itd. [101-102].

4.1.1 Uzroci problema kvaliteta električne energije

Postoji niz klasifikacija izvora poremećaja kvaliteta električne energije u EES-u. Međutim, u distributivnoj mreži isti se mogu klasifikovati na probleme generisane od strane: elektroprivreda, potrošača i proizvođača opreme [101]. S obzirom na to da električna energija koja dolazi do distributivne mreže dominantno potiče iz konvencionalnih elektrana sa sinhronim generatorima, sa sigurnošću se može pretpostaviti čisto sinusoidalni talasni oblik napona i struja, sa niskim učešćem viših harmonika. Konkretni problemi kvaliteta električne energije generisani od strane elektroprivreda pretežno se odnose na varijacije napona, naponsku nestabilnost, prekide napajanja i tranzijente [101]. Ovakvi poremećaji dominantno nastaju slučajnim procesima (npr. atmosferska pražnjenja), dok postoji i određeni udio poremećaja nastalih usljed nesavjesnog održavanja ili eksploatacije sistema.

Na distributivnu mrežu priključeni su različiti potrošači električne energije. U savremenim distributivnim mrežama proces konverzije električne energije u korisne oblike energije neizostavno uključuje upotrebu energetske pretvarača. Prethodno je tačno za domaćinstva i komercijalne objekte gdje se primjenjuju pretvarači malih instalisanih snaga (klima-uređaji, mašine za pranje veša, računari, LED rasvjeta itd.), ali i za industrijske pogone kod kojih je neizostavna upotreba pretvarača velikih instalisanih snaga [103]. Dodatno, u skladu sa savremenim trendovima razvoja EES-a, sa strane potrošača mogu biti priključeni dodatni uređaji bazirani na pretvaračkim tehnologijama, kao na primjer DER, uređaji za skladištenje električne energije, uređaji sigurnosnog napajanja, punjači za električna vozila i FACTS uređaji [101]. Prethodno navedene uređaje karakteriše visok stepen izobličenja talasnog oblika struje, koje prvenstveno dovodi do izobličenja talasnog oblika napona u tački priključka, a posljedično i u ostalim čvorovima distributivne mreže.

Problemi generisani od strane proizvođača opreme mogu se posmatrati sa dva aspekta [101]. Prvi je nedostatak standarda za testiranje, verifikovanje, prodaju, ugradnju i samu upotrebu elektronskih uređaja i opreme, što predstavlja najveći uzrok poremećaja kvaliteta električne energije ovoga tipa. Drugi je senzitivnost elektronskih uređaja i

opreme koja ih čini nekompatibilnim sa strukturom EES-a (npr. računarski bazirani uređaji i oprema).

4.1.2 Klasifikacija problema kvaliteta električne energije

Prema IEC standardima problemi kvaliteta električne energije mogu se svrstati u sljedeće dvije kategorije [104]:

- nisko-frekvencijski problemi i
- visoko-frekvencijski problemi.

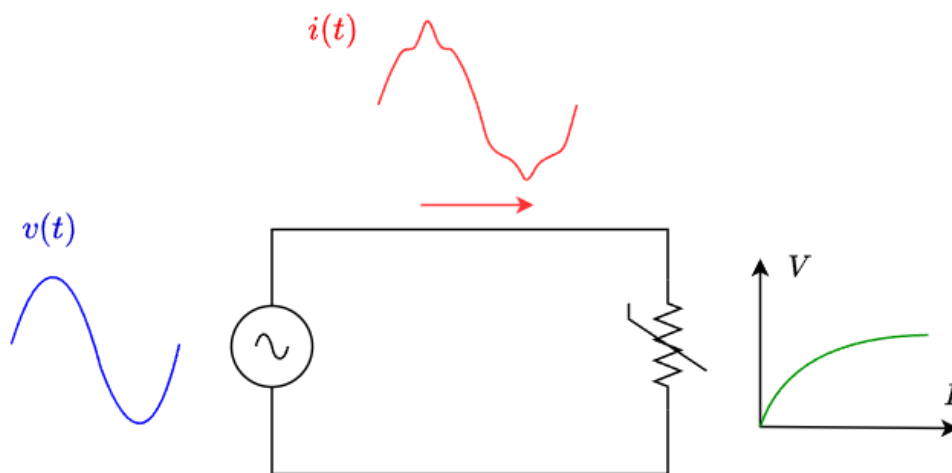
U zavisnosti od načina rasprostiranja elektromagnetskih veličina, prethodne dvije grupe problema mogu se klasifikovati kao kondukcione smetnje ili smetnje zračenjem. Sa aspekta funkcionisanja distributivne mreže od interesa su nisko-frekvencijske kondukcione smetnje u koje, prema IEC standardu, spadaju [103-104]:

- **Viši harmonici i međuharmonici** – kao što je prethodno definisano, viši harmonici predstavljaju cjelobrojne umnoške osnovne učestanosti, dok se međuharmonici nalaze na učestanostima između viših harmonika,
- **Fluktuacije napona i flikeri** – predstavljaju periodične ili aperiodične oscilacije vrijednosti napona, najčešće nastale varijacijama aktivne i/ili reaktivne snage,
- **Nesimetrija napona** – pretežno karakteristično za niskonaponsku distributivnu mrežu gdje potrošnja aktivne i reaktivne energije nije ravnomjerno raspoređena po fazama trofaznog sistema,
- **Kratkotrajne varijacije napona** – u ovu grupu problema spadaju: propadi i preskoci napona, kratkotrajna ili dugotrajna beznaponska pauza, podnaponi i prenaponi,
- **Varijacije frekvencije** – dešavaju se u nestabilnim mrežama, izolovanim ili kaskadnim sistemima i mrežama kod kojih su česte oscilacije aktivne snage,
- **Tranzijenti** – iznenadni i kratkotrajni poremećaji praćeni ekstremno visokim/niskim vrijednostima napona i/ili struja. Tranzijenti mogu biti impulsni, odnosno nagli skokovi ili padovi vrijednosti napona ili struje, odnosno oscilatorni, koji predstavljaju brze varijacije napona i/ili struje od pozitivne ka negativnoj vrijednosti.

U nastavku poglavlja biće napravljen detaljniji osvrt na više harmonike kao najveći uzrok problema kvaliteta električne energije u savremenim distributivnim mrežama.

4.2 Viši harmonici

Prisustvo viših harmonika u talasnim oblicima napona i struja posljedica je prisustva nelinearnih potrošača, odnosno generatora električne energije. Pretpostavlja se električno kolo na slici 4.1 koje se sastoji od naponskog generatora čisto sinusnog napona $v(t)$ i nelinearnog potrošača modelovanog promjenjivom impedansom. Zbog nelinearne zavisnosti napona od struje potrošača, iako je napon izvora čisto sinusnog oblika, struja potrošača $i(t)$ imaće izobličen talasni oblik (slika 4.1) [104].



Slika 4.1 Izobličenje talasnog oblika struje izazvano nelinearnim potrošačem

Svaki nesinusoidalni talasni oblik može se rastaviti u Furijeov niz, koji čini sumu sinusoida određenih viših frekvencija, koje se nazivaju harmonijske komponente. Odnosno, izobličeni talasni oblici napona i struja definisani su sljedećim Furijeovim nizovima [101]:

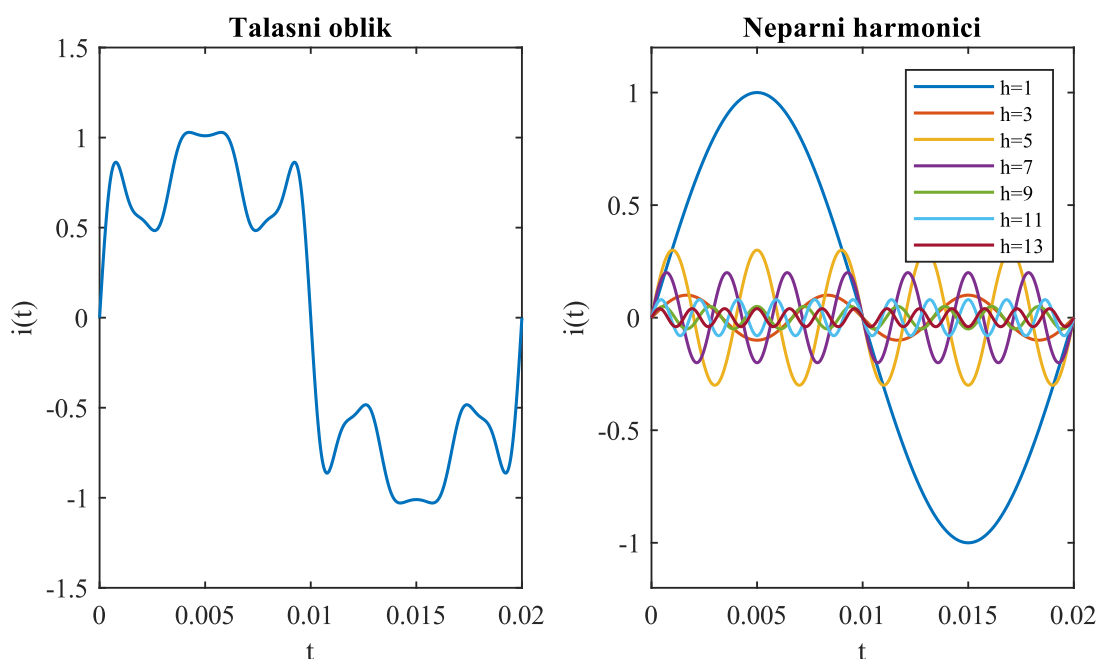
$$v(t) = V_{DC} + \sum_{h=1}^n V_{rms}^{(h)} \cdot \cos(h\omega_0 t + \alpha_h) = V_{DC} + v_1(t) + v_2(t) + v_3(t) \dots, \quad (4.1)$$

$$i(t) = I_{DC} + \sum_{h=1}^n I_{rms}^{(h)} \cdot \cos(h\omega_0 t + \beta_h) = I_{DC} + i_1(t) + i_2(t) + i_3(t) \dots, \quad (4.2)$$

gdje su V_{DC} i I_{DC} jednosmjerne komponente talasnih oblika napona i struje, respektivno, h je red harmonika, $V_{rms}^{(h)}$ i $I_{rms}^{(h)}$ su efektivne vrijednosti h -te harmonijske komponente

napona i struje, respektivno, ω_0 je osnovna učestanost napona i struje, dok α_h i β_h označavaju fazni pomjeraj h -te harmonijske komponente napona i struje, respektivno. Furijeova analiza predstavlja univerzalan koncept koji omogućava da se uticaj svake harmonijske komponente razmatra posebno, što je mnogo jednostavnije nego analiza EES-a sa cjelokupnim izobličenim talasnim oblicima napona, odnosno struja.

Harmonici reda $h = 0$ i $h = 1$ predstavljaju jednosmjernu komponentu i osnovnu učestanost napona ili struje, respektivno. Ukoliko pozitivna i negativna poluperioda imaju identičan izgled, tada se u talasnom obliku napona ili struje sadrže isključivo neparni harmonici ($h = 3, 5, 7, 9, 11, 13, \dots$), dok prisustvo parnih harmonika ($h = 2, 4, 6, 8, 10, 12, \dots$) ukazuje na nepravilan rad uređaja ili opreme za mjerenje ili je karakteristično za specifičnu vrstu nelinearnih potrošača, kao što su polu-taladni ispravljači i elektrolučne peći [104]. Što se tiče harmonika višeg reda ($h > 25$), oni imaju neznatan uticaj na analizu EES-a, ali mogu izazvati interferencije sa elektronskim uređajima male instalisane snage. Na slici 4.2 prikazan je proizvoljni izobličen talasni oblik struje, uporedno sa pojedinačnim neparnim harmonicima.



Slika 4.2 Izobličen talasni oblik struje i odgovarajući neparni harmonici

4.2.1 Indikatori izobličenja talasnog oblika

Prisustvo viših harmonika u distributivnim mrežama povlači niz negativnih efekata, među kojima su [105]:

- **Rezonansa** – postoje dvije vrste rezonanse: paralelna, koja se najčešće javlja između kondenzatorskih baterija i harmonijskog izvora, i redna, koja se javlja između kondenzatorske baterije i induktivnosti vodova, odnosno transformatora. Pojavu rezonanse karakterišu prenaponi i prekomjerne struje,
- **Povećanje gubitaka** – prisustvo viših harmonika u talasnim oblicima povećava gubitke snage u prenosu, kao i sopstvene gubitke kondenzatorskih baterija, električnih mašina i transformatora,
- **Negativan uticaj na tačnost mjernih instrumenata** – instrumenti za mjerenje napona, struje, snage i električne energije dizajnirani su za linearne potrošače i ulazne veličine na osnovnoj učestanosti. Ukoliko se mjerni instrumenti koriste za veličine sa prekomjernim sadržajem viših harmonika, može doći do povećanja greške mjerenja iznad klase tačnosti mjernog instrumenta,
- **Interferencija sa telekomunikacionim signalima** – viši harmonici se prenose elektromagnetskom interferencijom, koja je najizraženija ukoliko su energetski i telekomunikacioni vodovi postavljeni u neposrednoj blizini. Najveće probleme viši harmonici izazivaju na telefonskim signalima i računarskim komunikacijama.

Uzimajući u obzir prethodne negativne efekte viših harmonika, sa aspekta prevencije krucijalno je definisati indikatore izobličenja talasnih oblika napona i struja kako bi se kvantifikovao stepen prisustva viših harmonika u mreži. Prvenstveno, viši harmonici utiču na efektivnu vrijednost struje ili napona nesinusoidalnog talasnog oblika shodno izrazu (4.3) [101]:

$$I_{rms} = \sqrt{I_{DC}^2 + \left(I_{rms}^{(1)}\right)^2 + \left(I_{rms}^{(2)}\right)^2 + \left(I_{rms}^{(3)}\right)^2 + \dots + \left(I_{rms}^{(N)}\right)^2}. \quad (4.3)$$

Korišćenjem efektivne vrijednosti može se proračunati faktor oblika (FF – *Form Factor*) na sljedeći način [101]:

$$FF = \frac{I_{rms}}{I_{avg}}, \quad (4.4)$$

gdje I_{avg} označava srednju vrijednost struje. S obzirom na to da je srednja vrijednost sinusoidalnog signala u okviru jedne periode jednaka nuli, u jednačini (4.4) I_{avg} je proračunata za jednu poluperiodu.

Faktor talasnosti (RF – *Ripple Factor*) mjeri brze promjene napona ili struje u odnosu na jednosmjernu komponentu. Konkretno, RF se definiše kao količnik naizmjenične i jednosmjerne komponente [101]:

$$RF = \frac{I_{AC}}{I_{DC}}. \quad (4.5)$$

S obzirom na to da je naizmjenična komponenta $I_{AC} = \sqrt{(I_{rms})^2 - (I_{DC})^2}$, faktor talasnosti se može izraziti korišćenjem faktora oblika na sljedeći način:

$$RF = \frac{\sqrt{(I_{rms})^2 - (I_{DC})^2}}{I_{DC}} = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_{DC}}\right)^2 - 1} = \sqrt{FF^2 - 1}. \quad (4.6)$$

Iako prethodno definisani indikatori daju informacije o talasnom obliku napona, odnosno struje, faktor harmonijske distorzije je superioran u pogledu analize uticaja viših harmonika na energetski sistem. Harmonijska distorzija se može definisati na dva načina: individualna harmonijska distorzija (IDH – *Individual Harmonic Distortion*) ili ukupna harmonijska distorzija (THD – *Total Harmonic Distortion*) [105]. Faktor IDH mjeri udio pojedinačnog višeg harmonika u talasnom obliku napona i struje te je definisan odnosom efektivne vrijednosti struje h -tog harmonika i efektivne vrijednosti struje na osnovnoj učestanosti [101]:

$$IHD = \frac{I_{rms}^{(h)}}{I_{rms}^{(1)}}. \quad (4.7)$$

THD predstavlja najčešće korišćen indikator kvaliteta električne energije, koji pokazuje ukupno izobličenje talasnog oblika napona ili struje. Konkretno, THD definiše odnos efektivne vrijednosti viših harmonika izražen u procentima efektivne vrijednosti napona ili struje na osnovnoj učestanosti [101]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (I^{(h)})^2}}{I^{(1)}}. \quad (4.8)$$

Prednost THD-a je jednostavan račun, što znači da ovaj faktor daje brzu informaciju o vrijednosti izobličenja napona, odnosno struje. Međutim, THD, shodno izrazu (4.8), ne daje informacije o magnitudi pojedinačnih harmonijskih komponenti te nije pogodan za analizu harmonijskog spektra napona i struje [101].

4.2.2 Izvori viših harmonika u elektroenergetskom sistemu

Potrošači i proizvođači električne energije sa nelinearnom zavisnošću struje i napona predstavljaju izvor viših harmonika i izobličenja talasnih oblika napona i struja u EES-u. Konkretno, najveći broj izvora viših harmonika implementira energetske pretvarače koje karakteriše prekidački režim rada energetskih poluprovodničkih komponenti [105].

U ovom poglavlju biće napravljena analiza sljedećih dominantnih izvora viših harmonika: tiristorskih ispravljača, pogona sa promjenljivom brzinom, punjača za električna vozila i PV sistema. Radi prikaza izobličenja talasnog oblika i harmonijskog spektra naizmjenične struje izvora viših harmonika korišćen je softver MATLAB/Simulink R2021a.

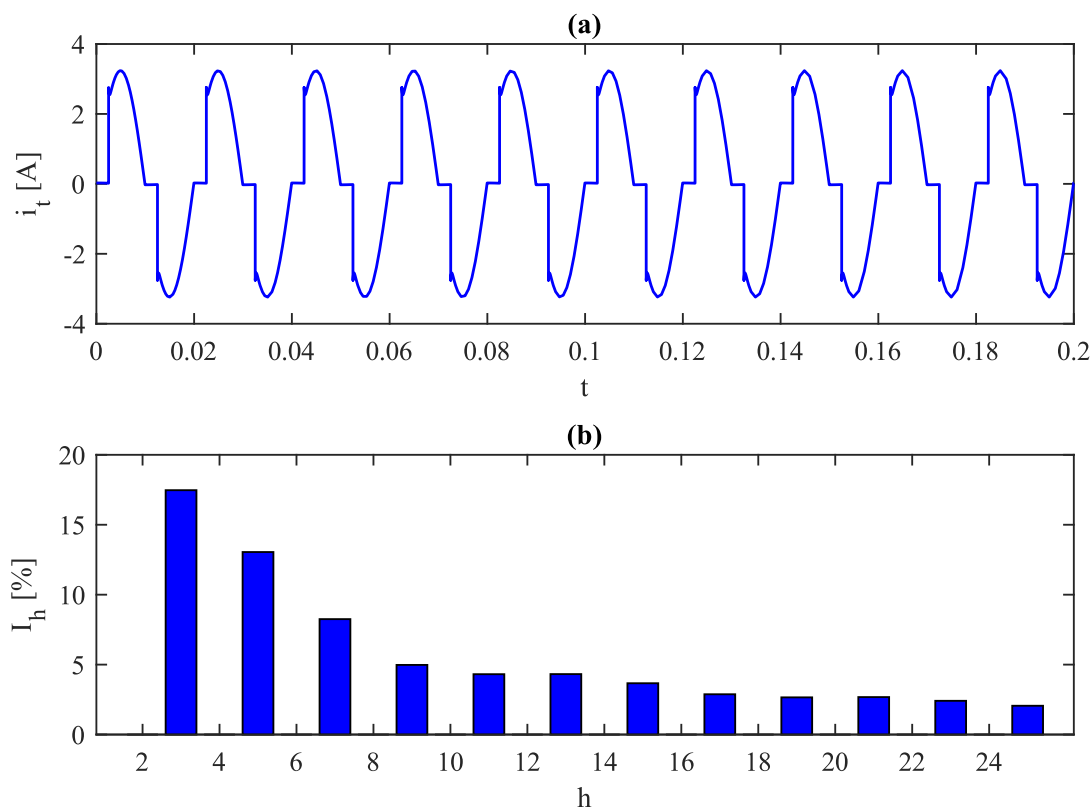
4.2.2.1 Tiristorski ispravljači

Ispravljač vrši pretvaranje ulaznog monofaznog, odnosno trofaznog, naizmjeničnog napona u jednosmjerni napon na izlazu. Prvobitna topologija ispravljačkih kola sadrži energetske diode kao prekidačku poluprovodničku komponentu, koja omogućava ispravljanje naizmjeničnog napona, ali ne i regulaciju vrijednosti jednosmjernog napona na izlazu. Radi postizanja potpune upravljivosti, u topologiji ispravljača se umjesto energetskih dioda koriste energetski tiristori. Iako se integracijom tiristora uvode dodatne oscilacije izlaznog napona, regulacijom ugla paljenja tiristora α moguće je regulisati i vrijednost napona na izlazu [106].

Ispravljači nalaze široku primjenu u savremenim energetskim sistemima. Monofazni ispravljači sastavni su dio pretvaračkih kola za: sisteme besprekidnog napajanja (UPS – *Uninterruptible Power Supply*), punjače baterija računara i smart telefona i LED rasvjetu [102]. Šestopulsni trofazni ispravljači nalaze primjenu u

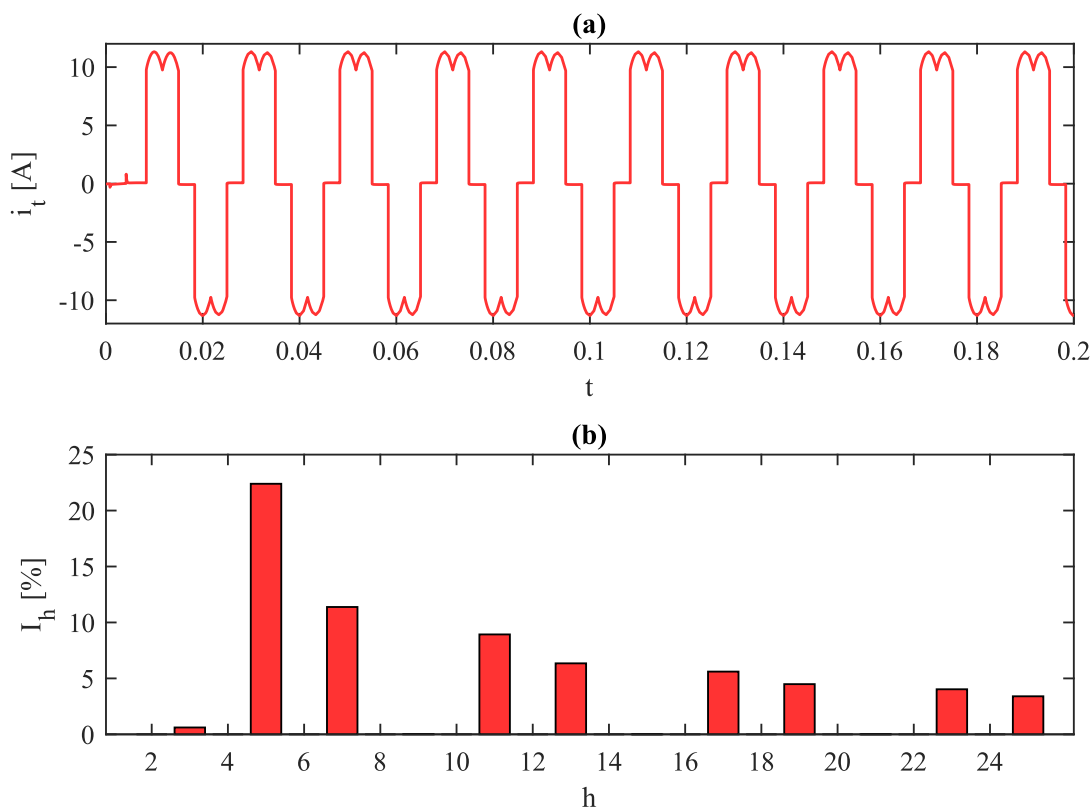
pretvaračkim kolima: UPS sistema visoke snage, pogonima za regulaciju jednosmjernih i naizmjeničnih električnih mašina, sistema električnog transporta, ciklokonvertora itd. [102, 106]. Bitno je istaći da 12-pulsne i 24-pulsne ispravljačke topologije predstavljaju sastavni dio pretvaračkih kola u visokonaponskim jednosmjernim (HVDC – *High Voltage Direct Current*) sistemima za prenos električne energije [106].

Na slici 4.3.a prikazan je talasni oblik naizmjenične struje monofaznog tiristorskog ispravljača za slučaj $\alpha = 45^\circ$. Pretpostavlja se da je ispravljač priključen na naizmjenični izvor čisto sinusnog napona, efektivne vrijednosti 230 V. Na izlazu ispravljača nalazi se omsko-induktivno opterećenje. Harmonijski spektar struje prikazan je na slici 4.3.b. Analizirajući harmonijski spektar, uočava se izraženo prisustvo neparnih harmonika djeljivih sa tri, pri čemu su najdominantniji treći harmonik sa 17.47% i deveti harmonik sa 4.97% (slika 4.3.b). Što se tiče ostalih neparnih harmonika, najveći udio imaju peti harmonik (13.04%) i sedmi harmonik (8.25%). THD struje talasnog oblika prikazanog na slici 4.3.a iznosi 25.53%.



Slika 4.3 Struja monofaznog tiristorskog ispravljača: (a) talasni oblik i (b) harmonijski spektar

Taladni oblik naizmjenične struje trofaznog šestopulsnog tiristorskog ispravljača prikazan je na slici 4.4.a. Pretpostavlja se ugao paljenja $\alpha = 15^\circ$ i omsko-induktivno opterećenje na izlazu. Ispravljač je priključen na izvor simetričnog trofaznog napona, efektivne vrijednosti linijskog napona 400 V. Analizirajući harmonijski spektar struje (slika 4.4.b), može se uočiti značajno manji udio neparanih harmonika djeljivih sa tri. Od ostalih neparanih harmonika najdominantniji je peti harmonik sa udjelom od 22.39%, nakon čega se ističe sedmi harmonik sa udjelom od 11.38%. Jedanaesti i trinaesti harmonik učestvuju u izobličenju talasnog oblika struje sa 8.93% i 6.34%, respektivno, dok se udio ostatka neparanih harmonika kreće u rasponu od 3% do 5%. THD struje talasnog oblika prikazanog na slici 4.4.a iznosi 28.82%.



Slika 4.4 Struja trofaznog šestopulsnog tiristorskog ispravljača: (a) talasni oblik i (b) harmonijski spektar

4.2.2.2 Pogoni sa promjenjivom brzinom

Naizmjenični pogoni čine značajan udio potrošača električne energije. Pojam pogoni obuhvata skup: električnih mašina, energetskih poluprovodničkih pretvarača,

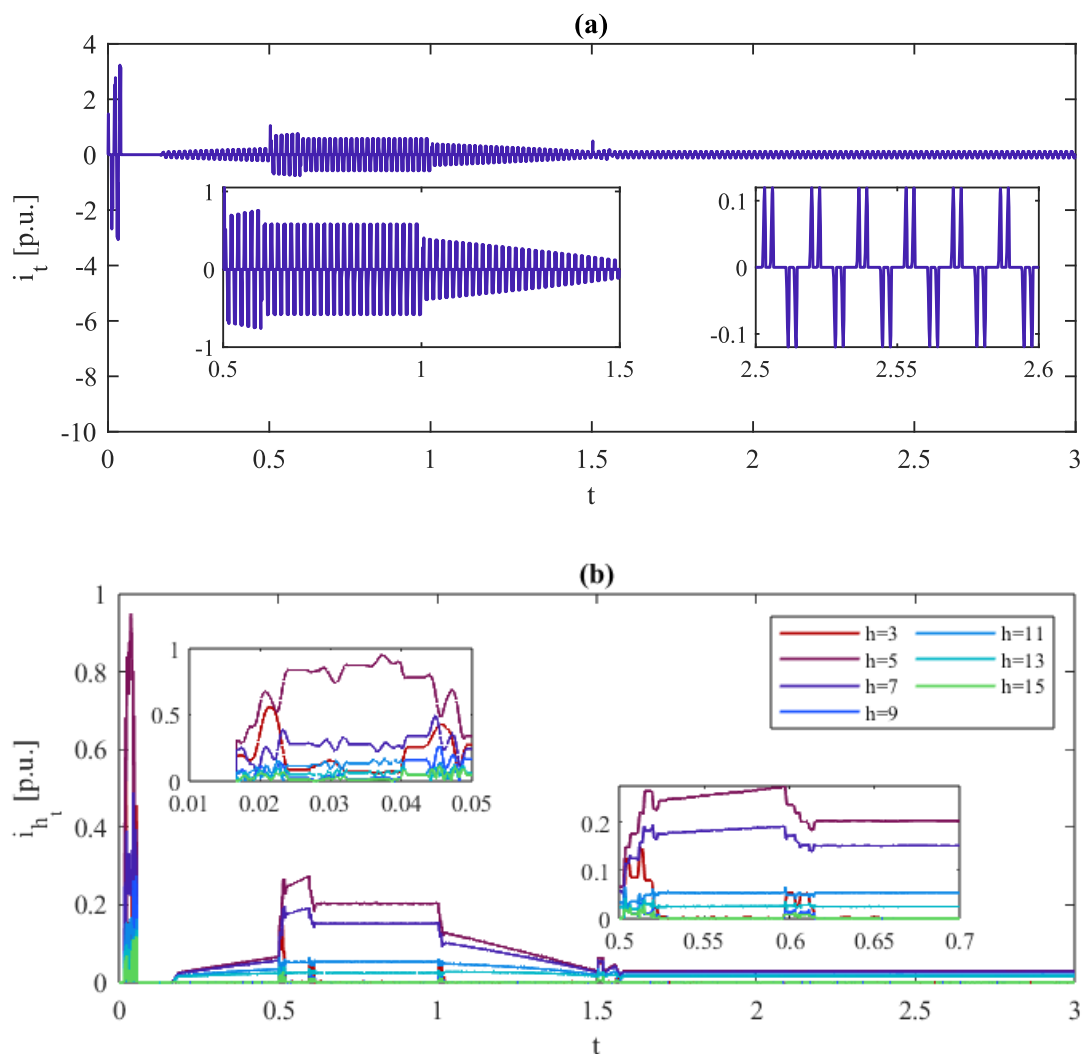
upravljačkog sistema, instrumentacije i softvera za konverziju električne energije u mehaničku energiju. Od postanka motora naizmjenične struje razvijeni su pogoni visokih performansi za upravljanje brzinom, momentom ili magnetnim fluksom. Konkretno, pogoni sa promjenjivom brzinom mogu se podijeliti na osnovu tehnika upravljanja na skalarnu i vektorsku [107].

U skalarnu pogone ubrajaju se: pogoni sa upravljanjem na bazi konstantnog odnosa napona i frekvencije (V/f) i frekventni regulatori (VFD – *Variable Frequency Drives*). Iako su skalarni pogoni jednostavni za implementaciju i nude dobar odziv u ustaljenom stanju, odlikuje ih slab dinamički odziv [107]. Kako bi se ostvarila visoka preciznost u praćenju promjene brzine, razvijene su tehnike vektorskog upravljanja (FOC – *Field Oriented Control*). Razvoj vektorskog upravljanja motivisan je superiornim performansama pogona za jednosmjernu struju, kod kojih se upravljanje magnetnim poljem i elektromagnetnim momentom motora vrši nezavisno, regulacijom struje pobude i struje armature, respektivno. Prethodno se kod naizmjeničnih pogona postiže pravilnim odabirom sinhrono rotirajućeg $d-q$ koordinatnog sistema tako da se d -osa poklapa sa osom fluksa (polja) mašine, čime se ostvaruje raspredanje fluksa i momenta. U tehnike vektorskog upravljanja ubrajaju se [107]:

- Indirektno vektorsko upravljanje (IFOC – *Indirect Field Oriented Control*),
- Direktno vektorsko upravljanje (DFOC – *Direct Field Oriented Control*),
- Direktno upravljanje momentom (DTC – *Direct Torque Control*).

Na slici 4.6.a prikazan je talasni oblik ulazne naizmjenične struje u slučaju pogona sa promjenjivom brzinom, kod koga je implementirano IFOC. Pogon je priključen na trofazni generator čisto sinusnog napona, pri čemu se vrši regulacija brzine asinhronog motora sa kaveznim rotorom. Pretvaračko kolo pogona sastoji se od AC-DC-AC konvertora (ciklokonvertora), gdje se AC-DC konverzija vrši pomoću trofaznog diodnog ispravljača, dok se DC-AC konverzija vrši preko dvostepenog trofaznog VSC. Na slici 4.6.b prikazani su neparni harmonici: 3, 5, 7, 9, 11, 13 i 15. U toku prelaznog procesa startovanja pogona uočava se visok udio svih razmatranih neparnih harmonika u talasnom obliku struje, dok nakon završetka startovanja značajno opada udio neparnih harmonika djeljivih sa tri (slika 4.6.b). Sagledavanjem cjelokupnog harmonijskog spektra prikazanog

na slici 4.6.b može se zaključiti da je u talasnom obliku struje najdominantniji udio petog i sedmog harmonika.



Slika 4.5 Pogon sa promjenjivom brzinom: (a) talasni oblik struje i (b) harmonijski spektar

4.2.2.3 Punjači za električna vozila

Razvoj infrastrukture za punjenje električnih vozila (EV – *Electric Vehicle*) preduslov je uspješne integracije e-saobraćaja u savremenim distributivnim mrežama. Prema definiciji, punjač za EV predstavlja objekat koji sadrži neophodnu opremu za punjenje baterije EV [108]. Svaki EV punjač sadrži dva ili više priključaka i potrebne priključne provodnike i konektore, čime se omogućava potpuna komunikacija sa vozilom. Konkretno, oprema EV punjača razlikuje se u zavisnosti od nivoa punjenja.

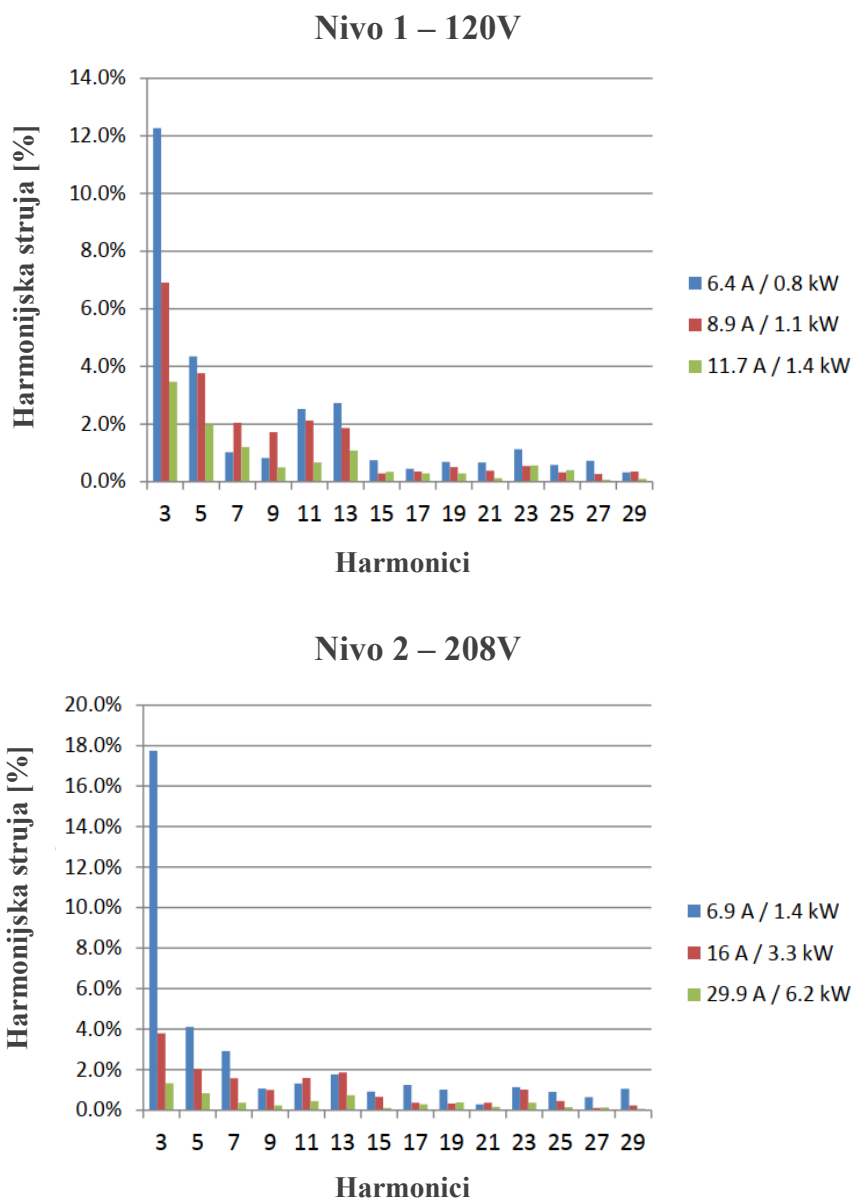
Kategorizacija nivoa punjenja EV vrši se na osnovu snage punjenja na sljedeći način [108]:

- **Nivo 1** ($< 3.7 \text{ kW}$) – ovaj nivo punjenja omogućava priključivanje EV direktno na monofaznu priključnicu, koja u većini evropskih zemalja ima nazivni napon 230 V i nazivnu struju 16 A . Ovakav tip punjenja koristi se u rezidencijalnim objektima, gdje punjenje traje u prosjeku od 8 do 10 h.
- **Nivo 2** ($> 3.7 \text{ kW}$ i $< 22 \text{ kW}$) – ovakav tip punjača koristi se u velikim stambenim jedinicama i komercijalnim objektima (supermarketi, tržni centri itd.). Prosječno trajanje punjenja iznosi od 3 do 4 h.
- **Nivo 3** ($> 22 \text{ kW}$ i $< 43.5 \text{ kW}$) – ova vrsta punjača pretežno zahtijeva montažu spolja usljed gabarita opreme i sistema za hlađenje elektronskih uređaja. Dodatno, instalisana snaga ovih punjača zahtijeva trofazni naizmjenični priključak. EV punjači nivoa 3 mogu biti dizajnirani za DC priključak do 400 kW , koji se koristi u slučaju brzog punjenja baterije (vrijeme trajanja punjenja ispod 20 minuta).

Centralnu komponentu EV punjača čine energetske poluprovodničke pretvarači. DC-AC pretvarač služi za regulisanje protoka snage iz mreže i održavanje vrijednosti DC napona punjača. Pošto EV punjač karakteriše dvosmjerna razmjena energije sa distributivnom mrežom, koriste se bidirekcionim DC-AC pretvaračima, koji se najčešće realizuju sa dva paralelno vezana VSI [109]. Za regulaciju DC napona koji dopijeva direktno do EV baterije koriste se DC-DC pretvarači. Najčešća topologija koja se primjenjuje u EV punjačima je polumosni bidirekcionim Buck-Boost DC-DC pretvarač [109].

Na slici 4.6 prikazan je harmonijski spektar naizmjenične struje EV punjača Nissan Leaf-a 2015. EV punjač je testiran sa dva nivoa punjenja pri nazivnom naponu 120 V i 208 V , respektivno [110]. Nissan Leaf punjač opremljen je litijum-jonskom baterijom nazivnog kapaciteta 24 kWh . Na osnovu harmonijskog spektra na slici 4.6 može se konstatovati izraženo prisustvo trećeg harmonika, čiji udio u talasnom obliku struje iznosi 12.0% za Nivo 1, odnosno približno 18.0% za Nivo 2. Pored trećeg harmonika, dominantno je prisustvo petog, jedanaestog i trinaestog harmonika (slika 4.6). Bitno je istaći da procenat viših harmonika u talasnom obliku struje varira sa opterećenjem i

naponom punjenja EV. Za Nivo 1 (120 V), THD naizmjenične struje pri minimalnom opterećenju (0.75 kW) iznosi 13.8%, dok za maksimalno opterećenje (1.38 kW) iznosi 4.5% [110]. THD struje za minimalno opterećenje (1.41 kW) u slučaju Nivoa 2 (208 V) iznosi 18.9%, odnosno 2.0% za slučaj maksimalnog opterećenja (6.16 kW) [110].

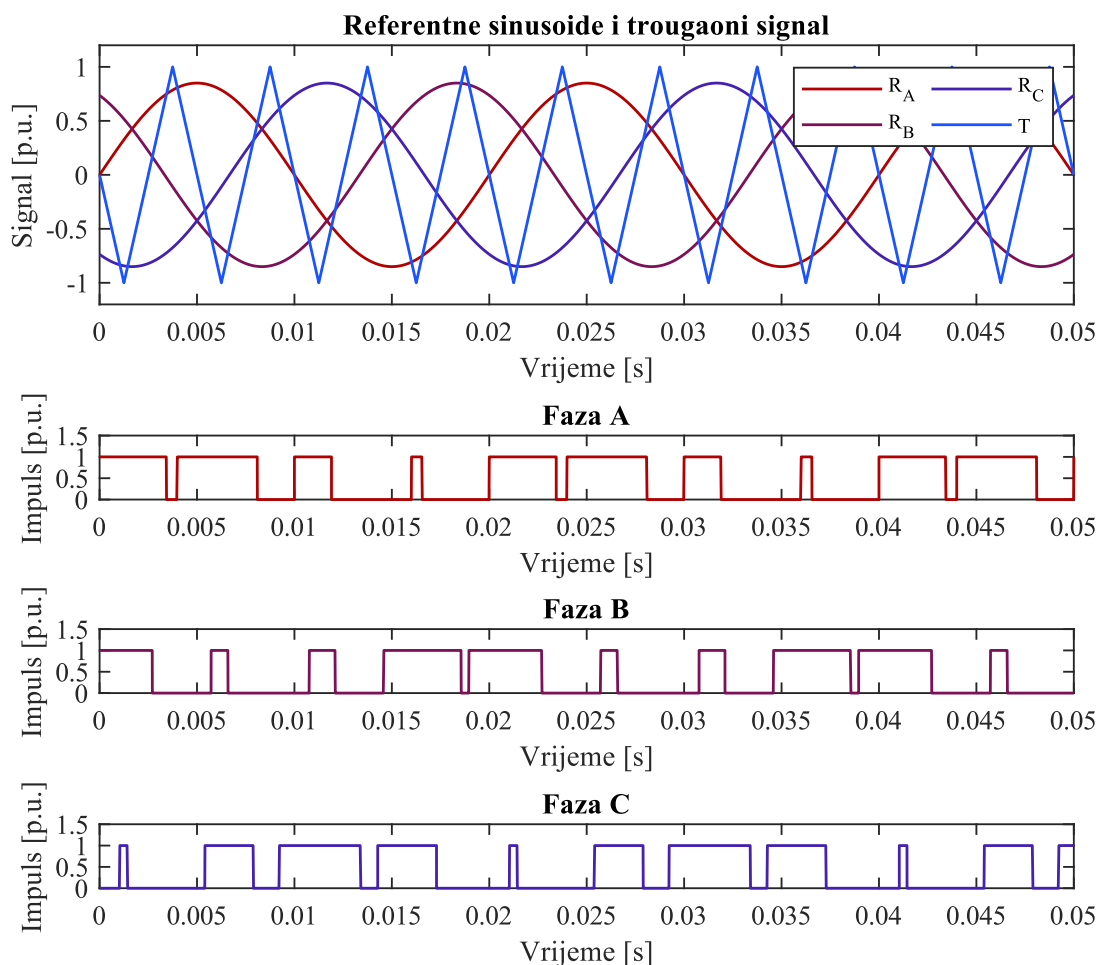


Slika 4.6 Harmonijski spektar naizmjenične struje EV punjača Nissan Leaf 2015 za dva nivoa punjenja [110]

4.2.2.4 Fotonaponski sistemi

Kao što je izloženo u Poglavlju 2, sastavni dio PV sistema predstavlja inverter (DC-AC pretvarač). Pretežno se kao pretvaračka topologija primjenjuje dvostepeni trofazni

VSI, dok se u složenijim aplikacijama primjenjuje i trostepeni VSI. Izvor viših harmonika kod VSI potiče od prekidačkog režima rada, gdje se okidanje energetskih poluprovodničkih prekidača vrši korišćenjem impulsno-širinske modulacije (PWM – *Pulse Width Modulation*). Najstarija PWM tehnika za dvostepeni trofazni VSI je sinusno-trougaona impulsno-širinska modulacija (STPWM – *Sine Triangular Pulse Width Modulation*) [79]. Upravljački impulsi generišu se poređenjem referentne sinusoide i trougaonog signala, kao što je ilustrovano na slici 4.7. Ova tehnika se rijetko implementira za upravljanje trofaznim VSI u praksi usljed smanjene zone linearnog rada.



Slika 4.7 STPWM upravljanje trofaznim dvostepenim VSI

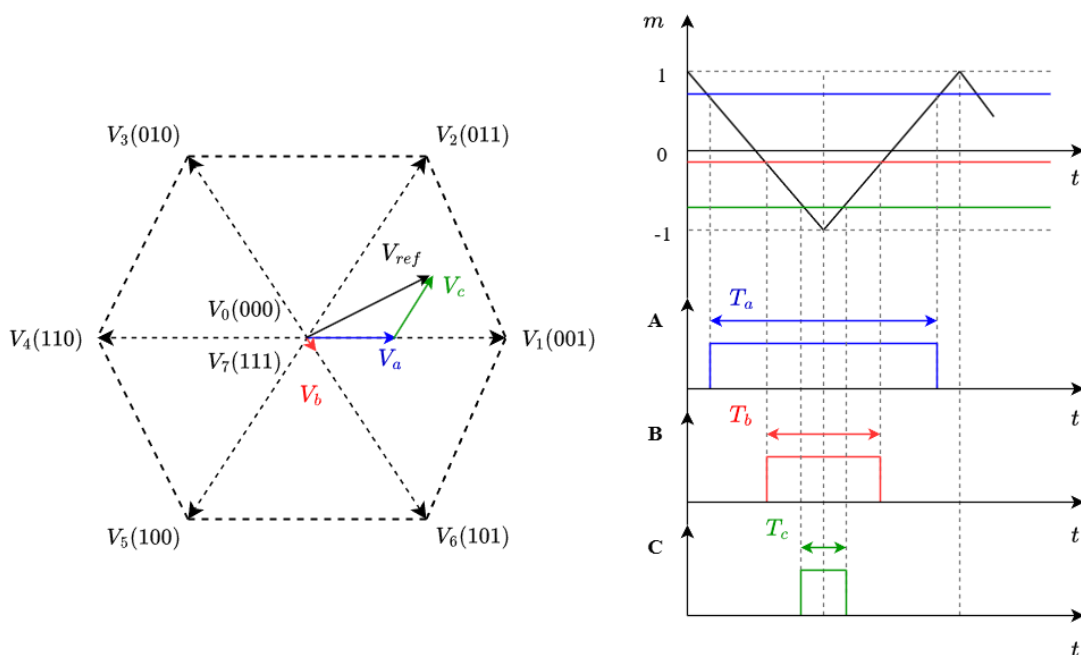
Najčešće korišćena napredna PWM tehnika za trofazne VSI je modulacija prostornim vektorom (SVM – *Space Vector Modulation*) [79]. S obzirom na to da dvostepeni VSI u svakoj grani sadrži dva poluprovodnička prekidača koja mogu da rade u *on/off* režimu, ukupan broj mogućih prekidačkih kombinacija iznosi $2^3 = 8$ (slika 2.6).

Svakoj prekidačkoj kombinaciji odgovara jedan od šest nenultih vektora (V_1, V_2, \dots, V_6) ili dva nulta vektora napona (V_0 i V_7). Prostorni vektori grafički su prikazani na slici 4.8. SVM tehnika počiva na činjenici da se bilo koji referentni vektor napona može predstaviti kao zbir dva susjedna nenulta prostorna vektora i jednog nultog vektora, koji se uvodi radi postizanja mrtvog vremena u sekvenci upravljačkih impulsa [79]. Konkretno, referentni napon V_{ref} nalazi se između prostornih vektora $V_1(001)$ i $V_2(011)$, pa se, shodno SVM, može V_{ref} konstruisati na sljedeći način:

$$V_{ref} = V_a + V_b + V_c, \quad (4.8)$$

$$V_a = \frac{t_a}{T} \cdot V_1(001), V_b = \frac{t_b}{T} \cdot V_0(000), V_c = \frac{t_c}{T} \cdot V_2(011),$$

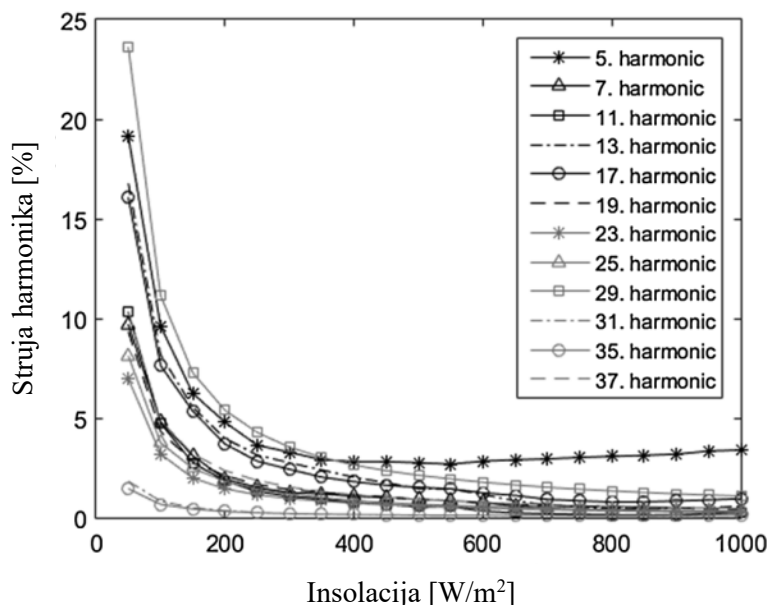
gdje su t_a, t_b i t_c širine impulsa faze A, B i C, respektivno, i $T = t_a + t_b + t_c$ perioda. Intenzitet i ugaona brzina vektora V_{ref} određuju amplitudu i učestanost napona na izlazu VSI, respektivno.



Slika 4.8 Generisanje PWM signala dvostepenog trofaznog VSI primjenom SVM

U okviru konfiguracije PV sistema na izlazu VSI nalaze se filteri za eliminisanje viših harmonika nastalih u talasnom obliku struje usljed PWM upravljanja (Poglavlje 2). Međutim, kako insolacija varira u toku dana, pri niskoj ulaznoj snazi VSI generiše znatna harmonijska izobličenja. Pošto se PWM signal VSI generiše sa učestanošću reda desetina

i stotina kHz, pri niskom opterećenju PV sistema značajan stepen viših harmonika generisan je usljed suvišnog uključivanja/isključivanja energetskih poluprovodničkih prekidača [111]. Rezultati simulacija harmonijskog spektra PV sistema za različite nivoe insolacije prikazani na slici 4.9 preuzeti su iz [112].



Slika 4.9 Harmonijski spektar PV sistema za različite vrijednosti insolacije [112]

4.3 Standardi viših harmonika u distributivnim mrežama

Kako bi se očuvali parametri kvaliteta električne energije, priključenje potrošača i proizvođača električne energije mora da bude u skladu sa važećim standardima za više harmonike u distributivnim mrežama. U nastavku poglavlja biće napravljen osvrt na sljedeće standarde: IEEE 519-2014, IEC 61000 i EN 50160.

4.3.1 Standard IEEE 519-2014

Standard IEEE 519-2014 definiše maksimalna harmonijska izobličenja napona i struja u tački priključka potrošača na distributivnu mrežu [113]. Ovaj standard definiše preporuke kojima se ograničava harmonijsko izobličenje talasnih oblika mrežnog napona nastalih usljed nelinearnih i izobličenih struja potrošača, ali i obaveze DSO u pogledu snabdijevanja potrošača čistim sinusoidalnim naponom. Odnosno, standard IEEE 519-2014 definiše kriterijume ograničenja: harmonika struje nelinearnih potrošača/generatora i harmonika napona distributivne mreže.

U Tabeli 4.1 data su maksimalna dozvoljena individualna (IHD_v) i ukupna harmonijska izobličenja (THD_v) talasnog oblika napona u distributivnim mrežama. Tabela 4.2 prikazuje maksimalne dozvoljene vrijednosti neparnih harmonika struje potrošača, gdje I_{SC} predstavlja efektivnu vrijednost struje kratkog spoja na mjestu priključka, dok I_L označava prosječnu maksimalnu vrijednost struje osnovnog harmonika potrošača. Bitno je istaći da su vrijednosti struja parnih harmonika ograničene na 25% vrijednosti odgovarajućih struja neparnih harmonika [113].

Tabela 4.1 Maksimalne dozvoljene vrijednosti individualnog i ukupnog harmonijskog izobličenja napona u distributivnoj mreži prema standardu IEEE 519-2014

Napon u tački priključka	IHD_v [%]	THD_v [%]
$V \leq 1$ kV	5.0	8.0
1 kV $\leq V \leq 69$ kV	3.0	5.0

Tabela 4.2 Maksimalne dozvoljene vrijednosti neparnih harmonika struje u procentima struje osnovnog harmonika potrošača u distributivnim mrežama nazivnog napona do 69 kV prema standardu IEEE 519-2014

I_{SC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h > 35$	THD_i [%]
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	3.0	2.5	1.4	20.0

4.3.2 Standard IEC 61000

Standardi iz serije IEC 61000 bave se problematikom elektromagnetne kompatibilnosti (EMC – *Electromagnetic Compatibility*). Iz navedene serije standarda, najznačajniji sa aspekta limitiranja vrijednosti viših harmonika u talasnim oblicima napona i struja su standardi IEC 61000-2-4 i IEC 61000-3-6 [114–115].

U okviru standarda IEC 61000-2-4 definisane su dozvoljene vrijednosti viših harmonika u talasnom obliku napona distributivnih mreža nazivnog napona do 35 kV i frekvencije 50 Hz. Dodatno, ograničenja viših harmonika napona propisana standardom IEC 61000-2-4 definisana su za navedene tri klase:

- Klasa 1 – osjetljivi potrošači,
- Klasa 2 – potrošačke sabirnice u javnim distributivnim mrežama,
- Klasa 3 – industrijske mreže.

Dozvoljene vrijednosti viših harmonika i ukupno dozvoljeno izobličenje talasnog oblika napona za navedene tri kategorije prikazane su u Tabeli 4.3.

Standard IEC 61000-3-6 definiše obaveze koje nelinearni potrošač mora da ispuni sa aspekta vrijednosti viših harmonika prije priključenja na distributivnu mrežu. U Tabeli 4.4 prikazane su dozvoljene vrijednosti viših harmonika napona za srednjenaponsku distributivnu mrežu nazivnog napona od 1 kV do 35 kV, pri čemu su vrijednosti klasifikovane sa aspekta EMC i sa aspekta planiranja distributivne mreže.

Tabela 4.3 Dozvoljene vrijednosti viših harmonika napona izražene u procentima nazivnog napona prema standardu IEC 61000-2-4

Red harmonika (<i>h</i>)	Klasa 1	Klasa 2	Klasa 3
2	2	2	3
3	3	5	6
4	1	1	1.5
5	3	6	8
6	0.5	0.5	1
7	3	5	7
8	0.5	0.5	1
9	1.5	1.5	2.5
10	0.5	0.5	1
10 > umnošci broja 2	0.2	0.2	1
11	3	3.5	5
13	3	3	4.5
15	0.3	0.3	2
17	2	2	4
19	1.5	1.5	4
21	0.2	0.2	1.75
21 > umnošci broja 3	0.2	0.2	1
23	1.5	1.5	3.5
25	1.5	1.5	3.5
25 > nisu umnošci brojeva 2 i 3	$0.2 + 12.5/h$	$0.2 + 12.5/h$	$5 \cdot \sqrt{(11/h)}$
THD_v [%]	5	5	10

Tabela 4.4 Dozvoljene vrijednosti viših harmonika napona u srednjenaponskoj distributivnoj mreži sa aspekta EMC i planiranja distributivne mreže prema standardu IEC 61000-3-6

Harmonici	Red harmonika	Aspekt EMC	Aspekt planiranja
Neparni nedjeljivi brojem 3	$h = 5$	6	5
	$h = 7$	5	4
	$h = 11$	3.5	3
	$h = 13$	3	2.5
	$17 \leq h \leq 49$	$2.27 \cdot 17/h - 0.27$	$1.9 \cdot 17/h - 0.2$
Neparni djeljivi brojem 3	$h = 3$	3	4
	$h = 9$	9	1.2
	$h = 15$	15	0.3
	$h = 21$	21	0.2
	$21 \leq h \leq 45$	0.2	0.2
Parni	2	2	1.8
	4	1	1
	6	0.5	0.5
	8	0.5	0.5
	$21 \leq h \leq 50$	$0.25 \cdot 10/h - 0.25$	$0.25 \cdot 10/h - 0.22$

4.3.3. Standard EN 50160

Standard EN 50160, izdat od strane Evropskog komiteta za elektrotehničku standardizaciju (CENELEC – *Comité Européen de Normalisation Électrotechnique*), definiše bitne karakteristike naizmjeničnog napona NN i SN distributivnih mreža u normalnom pogonu [116]. Prema standardu EN 50160, talasni oblik napona mreže pri normalnom pogonu ne smije da prekorači ukupno harmonijsko izobličenje od 8% u toku 95% vremena. U Tabeli 4.5 date su desetominutne srednje vrijednosti pojedinačnih viših harmonika napona koje ne smiju biti prekoračene u toku normalnog pogona distributivne mreže. Bitno je istaći da se standardom EN 50160 zanemaruju vrijednosti viših harmonika napona iznad 25.

4.4 Tehnike eliminacije viših harmonika

Viši harmonici u talasnom obliku napona i struja mogu biti eliminisani pravilnom integracijom harmonijskih filtera. Harmonijski filteri se dimenzionišu tako da naprave bajpas za harmonijske struje i spriječe njihovu penetraciju u mrežu ili da vrše

kompenzaciju harmonijske struje kako bi se smanjio udio viših harmonika u talasnim oblicima napona [101]. Bitno je istaći da, pored eliminacije viših harmonika, harmonijski filteri mogu poboljšati i sveobuhvatni kvalitet napona distributivne mreže.

Tabela 4.5 Dozvoljene vrijednosti viših harmonika izražene u procentima osnovne komponente napona u distributivnim mrežama prema standardu EN 50160

Harmonici	Red harmonika	Vrijednost
Neparni nedjeljivi brojem 3	$h = 5$	6
	$h = 7$	5
	$h = 11$	3.5
	$h = 13$	3
	$h = 17$	2
	$h = 19$	1.5
	$h = 23$	1.5
	$h = 25$	1.5
Neparni djeljivi brojem 3	$h = 3$	5
	$h = 9$	1.5
	$h = 15$	0.5
	$h = 21$	0.5
Parni	2	2
	4	1
	$6 \leq h \leq 24$	0.5

Različite konfiguracije harmonijskih filtera mogu se svrstati u tri kategorije [101–103]:

- **Pasivni filteri** – u svojoj konfiguraciji sadrže isključivo pasivne elemente: kondenzator, kalem i otpornik,
- **Aktivni filteri** – pored pasivnih elemenata kao što je kondenzator, u svojoj konfiguraciji sadrže energetske poluprovodničke pretvarače,
- **Hibridni filteri** – implementiraju različite topologije pasivnih i aktivnih filtera.

U nastavku poglavlja biće opisani pasivni filteri, koji su fokus ove doktorske disertacije.

4.4.1 Pasivni filteri

Pasivni filteri (PHF) mogu se priključiti redno ili paralelno u distributivnoj mreži. U ovom istraživanju, paralelni PHF su u fokusu zbog niza prednosti. Konkretno, redni

PHF se dimenzionišu za punu nazivnu struju nelinearnog potrošača, što znači mnogo veći instalisani kapacitet pasivnih komponenti i posljedično veće investicione troškove [102]. Nasuprot tome, paralelni PHF predstavljaju nisko-impedantne puteve za harmonijske struje, te se dimenzionišu za frakciju struje potrošača, što rezultuje nižim investicionim troškovima i jednostavnijom instalacijom, pri čemu omogućavaju značajno snabdijevanje reaktivnom energijom [101].

Topologije PHF razlikuju se prema broju pasivnih komponenti, učestanosti eliminacije viših harmonika, gubicima itd. [103]. Na slici 4.10 prikazana su ekvivalentna električna kola najznačajnijih konfiguracija PHF. Prosti usklađeni filter koristi se u slučaju kada je potrebno eliminisati specifične harmonijske učestanosti nižeg reda, a koje dominiraju u talasnim oblicima napona i struja [102]. Visokopropusni filteri, kao što su prvog, drugog i trećeg reda ili C-filter, koriste se za eliminisanje harmonika višeg reda, dok se u slučajevima kada je neophodno eliminisanje većeg raspona harmonijskih komponenti primjenjuje dvostruko usklađeni filter [102].

4.4.1.1 Prosti usklađeni filter

Prosti usklađeni filter predstavlja rednu vezu kondenzatora i kalema, dok redna otpornost u električnom kolu najčešće potiče od unutrašnje otpornosti kalema (slika 4.10.a). Ovaj tip filtera najčešće se primjenjuje za eliminisanje specifičnih harmonijskih komponenti nižeg reda ($h \leq 10$).

Prenosna funkcija prostog usklađenog filtera definisana je jednačinom (4.9) [101]:

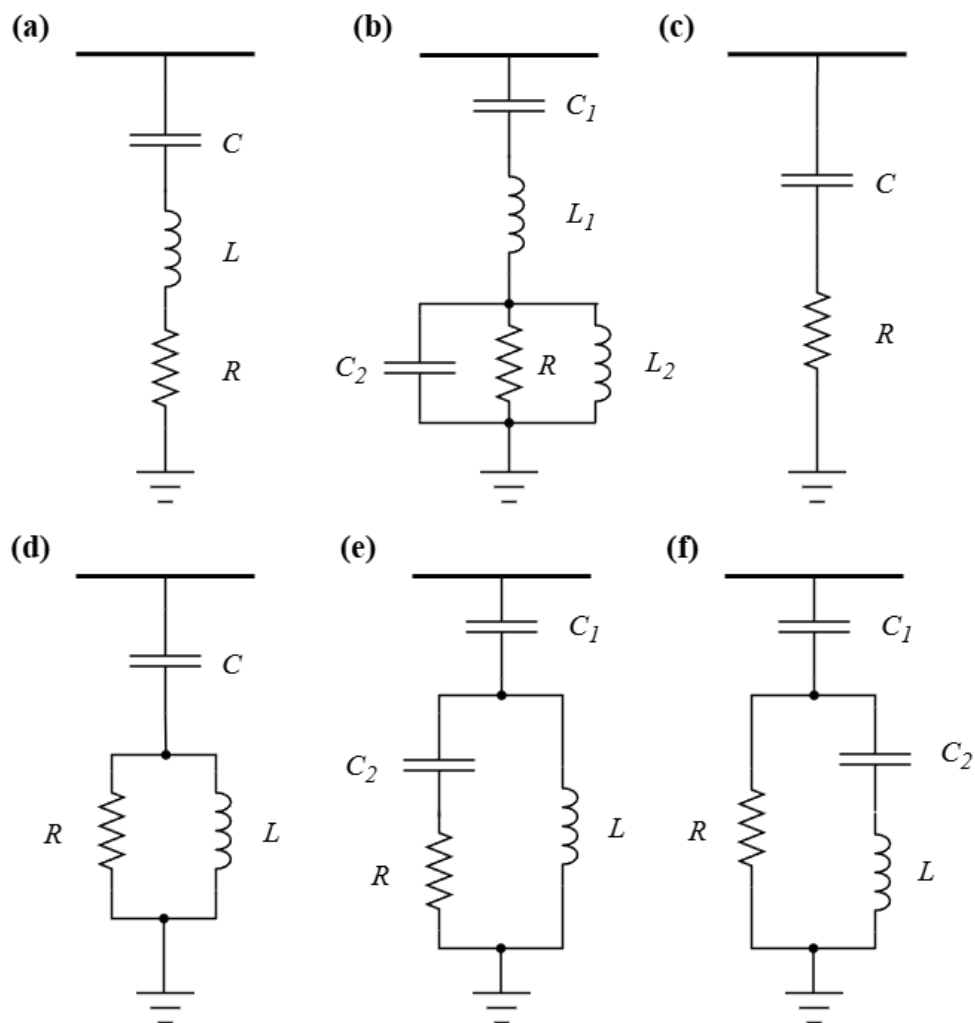
$$H_f(j\omega) = R_f + j\omega L_f + \frac{1}{j\omega C_f} = \frac{A}{j\omega} \cdot \left[1 + \frac{1}{Q} \cdot \frac{j\omega}{\omega_0} + \left(\frac{j\omega}{\omega_0} \right)^2 \right],$$

$$Q = \frac{1}{R_f} \cdot \sqrt{\frac{L_f}{C_f}}, \quad \omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_f C_f}},$$
(4.9)

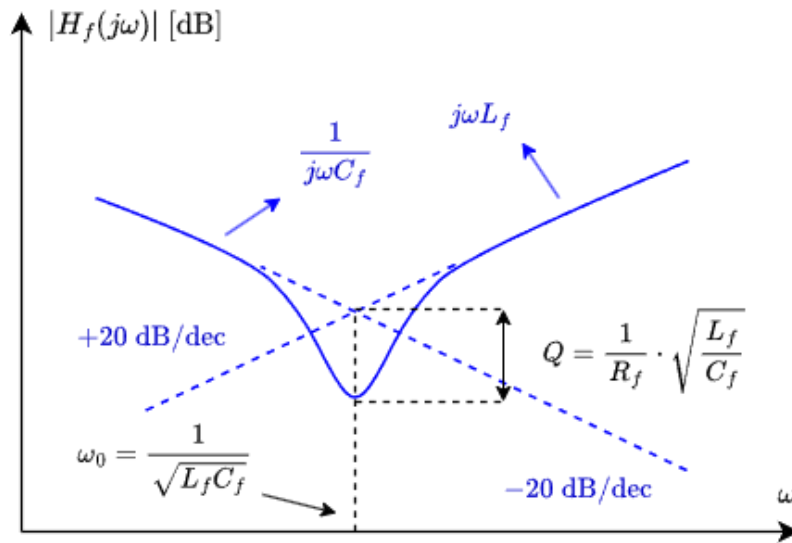
gdje su R_f , L_f i C_f otpornost, induktivnost i kapacitivnost filtera, respektivno, A pojačanje filtera, Q faktor dobrote i ω_0 rezonantna učestanost.

Frekvencijski odziv prostog usklađenog filtera, prenosne funkcije definisane jednačinom (4.9), grafički je prikazan na slici 4.11, pri čemu [101]:

- Za niske učestanosti ($\omega \ll \omega_0$) filter je dominantno kapacitivan, što znači da frekvencijski odziv opada za 20 dB po dekadi,
- Za visoke učestanosti ($\omega \gg \omega_0$) filter ima dominantno induktivni karakter, pa frekvencijski odziv raste za 20 dB po dekadi,
- Na rezonantnoj učestanosti ($\omega = \omega_0$) filter je čisto omskog karaktera, pri čemu je prigušenje frekvencijskog odziva izraženije pri manjim vrijednostima otpornosti.



Slika 4.10 Konfiguracije pasivnih filtera: (a) prosti usklađeni filter, (b) dvostruko usklađeni filter, (c) visokopropusni filter prvog reda, (d) visokopropusni filter drugog reda, (e) visokopropusni filter trećeg reda i (f) visokopropusni C-filter



Slika 4.11 Frekvencijski odziv prostog usklađenog filtera

Posmatrajući ekvivalentno električno kolo prostog usklađenog filtera prikazano na slici 4.10.a može se izvesti izraz za ekvivalentnu impedansu filtera na h -toj harmonijskoj učestanosti:

$$\underline{Z}_f^{(h)} = R + j\omega L + \frac{1}{j\omega C} = R + jhX_{L_1} + \frac{1}{jhX_{C_1}}, \quad (4.11)$$

gdje je $\omega = 2\pi h f_1$ harmonijska učestanost, a X_{L_1} i X_{C_1} induktivna i kapacitivna reaktansa filtera na osnovnoj učestanosti. Vrijednost ekvivalentne impedanse filtera određuje i njegov uticaj na harmonijska izobličenja u mreži. Prilikom projektovanja prostog usklađenog filtera neophodno je odrediti faktor dobrote, koji za ovaj tip filtera uzima vrijednost u opsegu od 50 do 150 [17]. Dodatno, potrebno je podesiti filter na rezonantnu učestanost harmonika koji se želi eliminisati. Pošto pasivni filteri sadrže reaktivne elemente, neophodno je odrediti instalisanu reaktivnu snagu filtera, koja ne samo da utiče na harmonijska izobličenja već i na naponske prilike i gubitke snage na osnovnoj učestanosti. Pretpostavljajući prosti usklađeni filter faktora dobrote Q i instalisane reaktivne snage Q_f , koji je podešen na rezonantnu učestanost $\omega_r = h_r \cdot \omega_r$, parametri pasivnog filtera na osnovnoj učestanosti mogu se odrediti shodno sljedećim izrazima [117]:

$$X_{C_1} = \frac{V_{nL}^2}{Q_f} \cdot \left(\frac{h_r^2}{h_r^2 - 1} \right), \quad (4.12)$$

$$X_{L_1} = \frac{X_{C_1}}{h_r^2}, \quad (4.13)$$

$$R = \frac{h_r \cdot X_{L_1}}{Q}. \quad (4.14)$$

4.4.1.2 Visokopropusni filter drugog reda

Visokopropusni filter drugog reda predstavlja prosti usklađeni filter kod koga se paralelno kalemu i otporniku dodaje prigušna otpornost. Ovaj filter se pretežno primjenjuje u praksi za eliminisanje harmonijskih komponenti višeg reda ($h > 10$), pri čemu ga odlikuju značajno niži gubici snage u odnosu na visokopropusni filter prvog reda [117].

Prenosna funkcija visokopropusnog filtera drugog reda definisana je na sljedeći način [101]:

$$\begin{aligned} H_f(j\omega) &= \frac{1}{\frac{1}{R_f + j\omega L_f} + \frac{1}{R_b}} + \frac{1}{j\omega C_f} = \\ &= \frac{A}{j\omega \cdot \left(1 + \frac{j\omega}{\omega_p}\right)} \cdot \left[1 + \frac{1}{Q} \cdot \frac{j\omega}{\omega_0} + \left(\frac{1}{\omega_0}\right)^2\right], \end{aligned} \quad (4.15)$$

$$A = \frac{1}{C_f}, \omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_f C_f}}, Q = \frac{R_f + R_b}{\omega_0 \cdot (R L_f C_f + L_f)}, \omega_p = \frac{R_b}{L_f},$$

gdje je R_b dodatna prigušna otpornost, a ω_p učestanost pola visokopropusnog filtera. Bitno je istaći da su parametri A , ω_0 , Q i ω_p izvedeni pod pretpostavkom da je sopstvena otpornost kalema (R_f) mnogo manja od dodate prigušne otpornosti (R_b). Frekvencijski odziv visokopropusnog filtera drugog reda prikazan je na slici 4.15. Poređenjem odziva prostog prigušenog filtera (slika 4.11) i visokopropusnog filtera drugog reda (slika 4.15) može se jasno uočiti da dodavanje prigušne otpornosti značajno utiče na performanse filtera na visokim učestanostima.

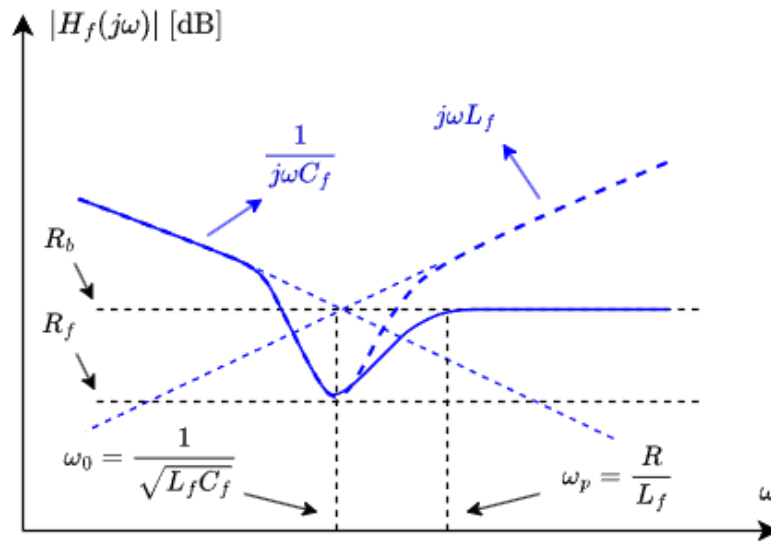
Ekvivalentna impedansa visokopropusnog filtera drugog reda, shodno ekvivalentnom kolu na slici 4.10.d, definisana je sljedećim izrazom:

$$\underline{Z}_f^{(h)} = \frac{1}{j\omega C} + \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L} \right)^{-1} = \frac{1}{jhX_{C_1}} + \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{jhX_{L_1}} \right)^{-1}. \quad (4.16)$$

Reaktanse X_{L_1} i X_{C_1} visokopropusnog filtera drugog reda određuju se na identičan način kao i kod prostog usklađenog filtera, dok se otpornost R određuje na sljedeći način [117]:

$$R = Q \cdot h_r \cdot X_{L_1}. \quad (4.17)$$

Faktor dobrote visokopropusnog filtera drugog reda kreće se u opsegu od 0.5 do 2.



Slika 4.12 Frekvencijski odziv visokopropusnog filtera drugog reda

4.5 Analiza uticaja lokacije i parametara pasivnih filtera na harmonijska izobličenja, gubitke snage i napone u distributivnoj mreži

U nastavku biće predstavljena analiza uticaja PHF na THD napona, naponske prilike i gubitke snage u distributivnoj mreži. Simulacija je izvršena na IEEE 33-čvornoj testnoj mreži korišćenjem softverskog paketa DIgSILENT. Pretpostavlja se DER sistem instalisane snage 1 MW priključen u čvoru 18 preko invertora. Dodatno, pretpostavlja se da su u čvorovima 7, 17 i 31 priključeni nelinearni potrošači, odnosno šestopulsni ispravljač Tip 1. Harmonijski spektar šestopulsnog ispravljača i standardnog DER invertora dat je u Prilogu B.

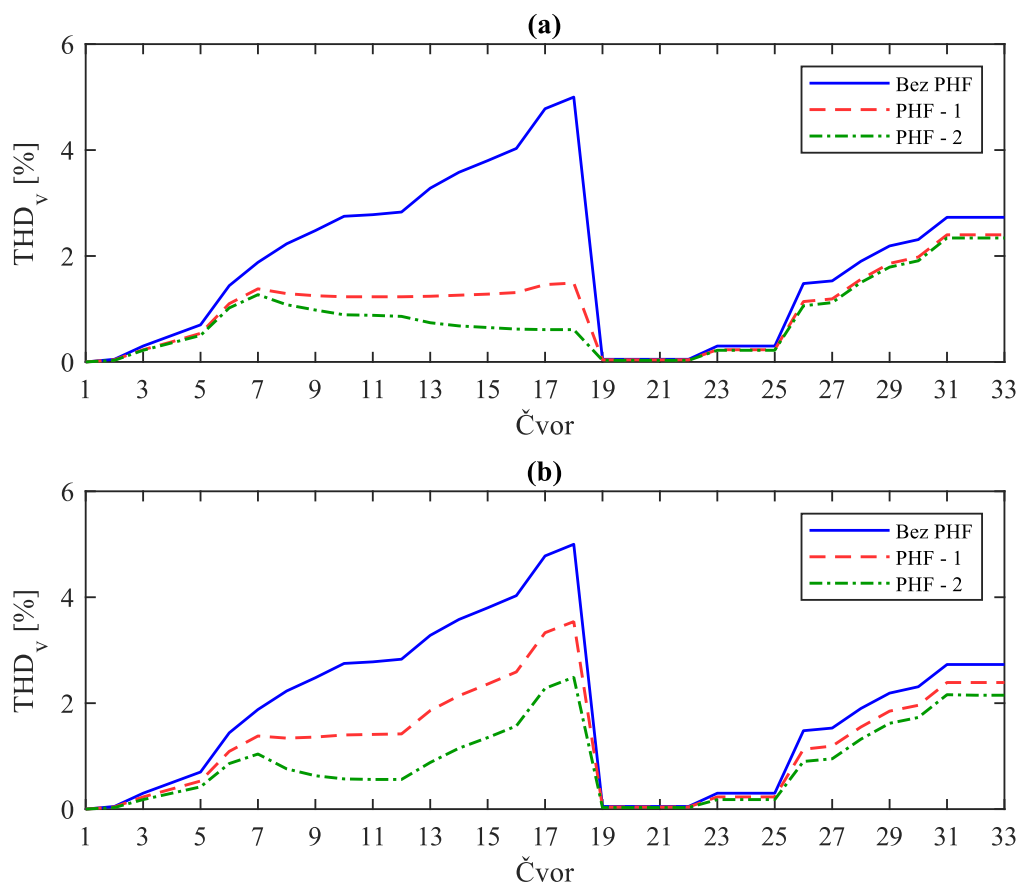
Pretpostavlja se konfiguracija prostog usklađenog filtera, pri čemu je simulacija izvršena za slučaj kada je filter priključen u čvorovima 18 i 12. Dodatno, prilikom simulacije razmatraju se sljedeći scenariji parametara prostog usklađenog filtera:

1. $Q_f = 1$ MVar, $h_r = 5$ i $Q = 100$, i
2. $Q_f = 2$ MVar, $h_r = 7$ i $Q = 130$,

U Tabeli 4.6 prikazani su: maksimalni THD napona (THD_{max}), devijacija napona i gubici snage prije i nakon priključenja prostog usklađenog filtera. Na osnovu prezentovanih rezultata može se zaključiti da se maksimalni THD napona značajno redukovao integracijom PHF. U slučaju PHF podešenog parametrima 1, priključenog u čvoru 18, maksimalni THD se smanjio za 2.60% u odnosu na slučaj bez filtera, dok je za PHF identičnih parametara priključen u čvoru 12 smanjen za 1.46% (Tabela 4.6). Ukoliko se PHF podesi na parametre 2, maksimalni THD se u odnosu na slučaj bez filtera redukuje za 2.66% u slučaju čvora 18, odnosno 2.51% u slučaju čvora 12 (Tabela 4.6). Bitno je istaći da je promjena parametara filtera značajno uticala na redukciju viših harmonika za PHF priključen u čvoru 12, dok se neznatna promjena registruje za PHF na čvoru 18. Na slici 4.13 prikazani su THD napona čvorova prije i nakon priključenja PHF parametara 1 i 2, respektivno. Grafički rezultati dodatno potvrđuju značajnu redukciju THD nakon integracije PHF (slika 4.13). Sumirajući rezultate u Tabeli 4.6 i grafički prikaz THD profila na slici 4.13, jasno je da je smanjenje THD u slučaju PHF priključenog u čvoru 18 mnogo značajnije u odnosu na slučaj priključenja filtera u čvoru 12, dok se na obje razmatrane lokacije bolji rezultati postižu u slučaju PHF podešenog parametrima 2.

Tabela 4.6 Maksimalni THD, devijacija napona i gubici snage nakon priključenja prostog usklađenog filtera u čvorovima 18 i 12

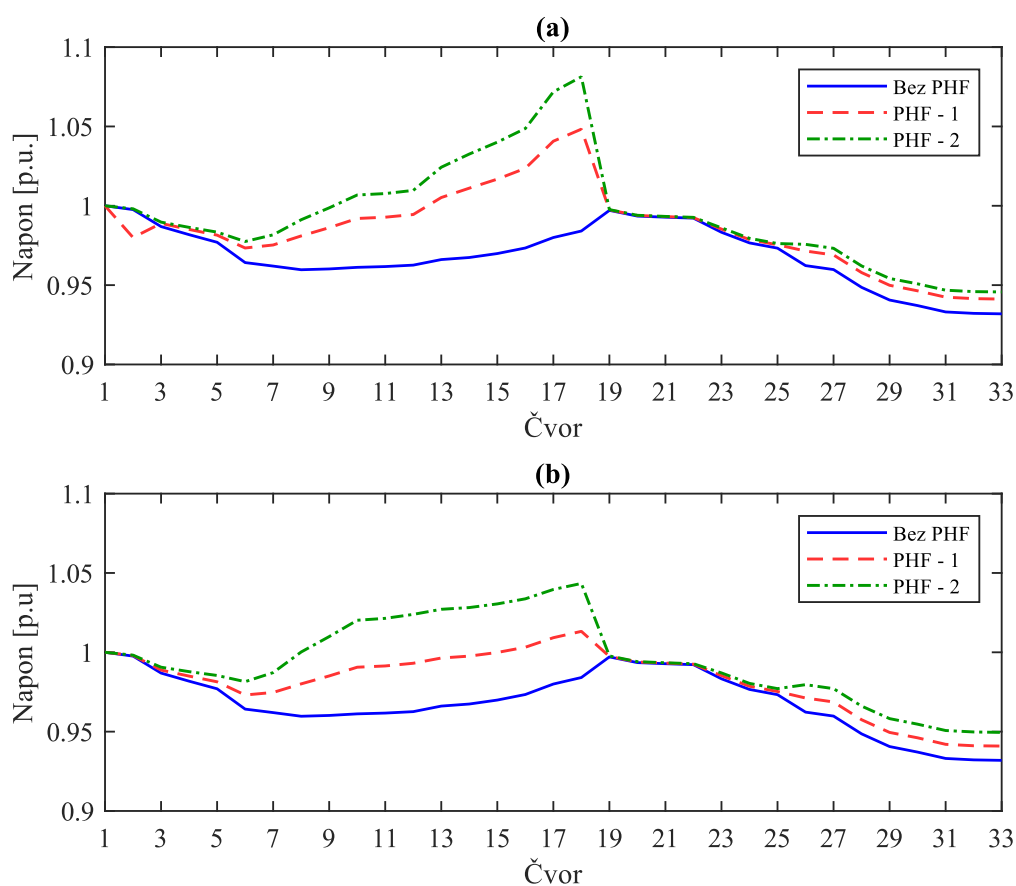
Lokacija	Parametri	THD_{max} [%]	V_{div} [p. u.]	P_{loss} [kW]
/	/	5.00	0.0444	147.31
18	1	2.40	0.0286	147.26
	2	2.34	0.0364	224.20
12	1	3.54	0.0240	117.15
	2	2.49	0.0241	182.13



Slika 4.13 THD napona prije i nakon priključenja PHF u čvorovima: (a) 18 i (b) 12

Na osnovu rezultata u Tabeli 4.6 jasno je da priključenje PHF na distributivnu mrežu značajno utiče na naponske prilike. Konkretno, priključenje PHF podešenog parametrima 1 u čvoru 18 doprinosi smanjenju ukupne devijacije napona za 35.60%, odnosno za 18.02% u slučaju PHF podešenog parametrima 2 (Tabela 4.6). U slučaju filtera priključenog u čvoru 12, rezultati u Tabeli 4.6 pokazuju smanjenje devijacije napona za 45.95%, odnosno 45.72% za PHF podešen parametrima 1 i 2, respektivno. Uticaj PHF na naponske prilike u distributivnoj mreži diktiraju parametri PHF, pri čemu se navedeno dominantno odnosi na instalisanu reaktivnu snagu filtera. Tako, u slučaju PHF priključenog u čvoru 18, za podešenje filtera parametrima 1, gdje instalisana snaga iznosi 1 MVar, rezultuje značajnijim poboljšanjem naponskih prilika u odnosu na slučaj podešenja parametrima 2, gdje instalisana snaga filtera iznosi 2 MVar (Tabela 4.6). Dodatno, lokacija priključenja značajno utiče na naponske prilike nakon priključenja filtera. Tako priključenje PHF u čvoru 12 rezultira nižom vrijednošću devijacije napona u odnosu na slučaj priključenja u čvoru 18, za oba razmatrana podešenja parametara PHF

(Tabela 4.6). Naponski profil distributivne mreže prije i nakon priključenja PHF prikazan je na slici 4.14. Bitno je istaći da, iako rezultati u Tabeli 4.6 pokazuju da se devijacija napona priključenjem PHF podešenog parametrima 2 u čvoru 18 smanjila u odnosu na slučaj bez filtera, grafički rezultati na slici 4.14.a pokazuju da u navedenom slučaju maksimalna vrijednost napona čvorova prelazi +8% nominalne vrijednosti. S obzirom na to da se PHF sastoji od reaktivnih komponenti, kao i kod kondenzatorskih baterija, prisutna je fiksna kompenzacija, pa je bitno odabrati instalisani kapacitet i lokaciju priključenja tako da ne dođe do neadekvatne kompenzacije reaktivne snage.



Slika 4.14 Naponski profil distributivne mreže prije i nakon priključenja PHF u čvorovima: (a) 18 i (b) 12

Sa aspekta uticaja PHF na gubitke snage, rezultati u Tabeli 4.6 pokazuju da su gubici snage nakon priključenja PHF u čvoru 18, pri parametrima 1, ostali nepromijenjeni, dok su u slučaju priključenja PHF identičnih parametara u čvoru 12 gubici snage smanjeni za 20.47% vrijednosti prije priključenja PHF. Međutim, priključenjem PHF podešenog parametrima 2 u čvorovima 18 i 12, dolazi do povećanja

gubitaka snage za 52.20%, odnosno 23.64% vrijednosti prije priključenja filtera, respektivno (Tabela 4.6). Povećanje gubitaka snage nakon priključenja PHF posljedica je prevelikog injektiranja reaktivne snage. Kao i u slučaju naponskih prilika, rezultati u Tabeli 4.6 pokazuju da je čvor 12 pogodnija za priključenje PHF sa aspekta gubitaka snage, za oba razmatrana scenarija parametara filtera.

Na osnovu rezultata simulacije i diskusije mogu se izvući sljedeći zaključci:

- Priključenjem PHF značajno se redukuje THD napona u distributivnim mrežama sa integrisanim PV sistemima i nelinearnim potrošačima, pri čemu stepen eliminacije viših harmonika diktiraju lokacija i parametri podešenja PHF,
- PHF kao reaktivni elementi nude mogućnost kompenzacije reaktivne snage, pri čemu mogu dovesti do značajnog poboljšanja naponskog profila. Međutim, s obzirom na to da se u konfiguracijama PHF nalaze pasivne komponente koje karakteriše fiksna kompenzacija reaktivne snage, neophodno je odabrati lokaciju i parametre filtera (sa posebnim akcentom na instalisanu reaktivnu snagu) tako da ne dođe do neadekvatne kompenzacije,
- Prilikom odabira lokacije priključenja i parametara PHF potrebno je voditi računa da ne dođe do prekomjernog povećanja gubitaka snage.

Poglavlje 5

Metode optimizacije u elektroenergetskim sistemima

U ovom poglavlju predstavljene su metode optimizacije u savremenim elektroenergetskim sistemima. Na početku poglavlja data je definicija optimizacionog problema i klasifikacija optimizacionih metoda. Poseban osvrt napravljen je na metode matematičkog programiranja, pri čemu su izloženi koncepti nelinearnog i mješovito-cjelobrojnog nelinearnog programiranja. Takođe, izložene su karakteristike populacionih metaheurističkih algoritama, gdje je posebna pažnja posvećena optimizaciji rojem čestica, gravitacionom algoritmu, optimizatoru sivog vuka i algoritmu slijepog miša.

5.1 Definicija optimizacionog problema

Širok spektar inženjerskih optimizacionih problema, pa i onih u EES-u, može se predstaviti adekvatnim matematičkim modelom. Matematički model optimizacionog problema predstavlja vjerodostojnu aproksimaciju fizičkog procesa, koja se sastoji od seta matematičkih relacija i niza promjenjivih koje mogu biti kontinualne ili diskretne, pri čemu međusobna zavisnost promjenjivih može biti linearna ili nelinearna. Uopšteni matematički model optimizacionih problema definisan je sljedećim sistemom jednačina [118]:

$$\begin{aligned} \min/\max F(\mathbf{x}), \\ g(\mathbf{x}) = 0, \\ h(\mathbf{x}) \leq 0, \\ \mathbf{x} \in \mathbf{X}. \end{aligned} \tag{5.1}$$

U jednačini (5.1) $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ označava n -dimenzioni vektor kontrolnih promjenjivih čije vrijednosti predstavljaju rješenje optimizacionog problema. $F(\mathbf{x})$ predstavlja funkciju cilja koja definiše mjeru performansi modela, pri čemu je cilj optimizacije pronaći vrijednost promjenjivih \mathbf{x} tako da se minimizuje, odnosno

maksimizuje ova funkcija. Funkcije $g(\mathbf{x})$ i $h(\mathbf{x})$ definišu ograničenja tipa jednakosti i nejednakosti, respektivno. Egzaktna matematička formulacija ograničenja zavisi od tipa optimizacionog problema, pri čemu se ista uvode kako bi optimalno rješenje zadovoljilo kriterijume sigurnog rada fizičkog procesa koji se optimizuje. \mathbf{X} u jednačini (5.1) definiše prostor mogućih, odnosno izvodljivih rješenja optimizacionog problema.

U zavisnosti od tipa promjenjivih \mathbf{x} , optimizacioni problemi mogu biti diskretni ili kontinualni. Najpoznatiji primjer diskretne optimizacije je problem „putujućeg prodavca“, gdje je cilj minimizacija putanje između polazne tačke i tačno definisanog broja gradova [119]. Za razliku od diskretnih optimizacionih problema, gdje promjenjive uzimaju tačno određen broj vrijednosti, kontinualna optimizacija ima neograničen broj rješenja te se ne može garantovati globalni optimum. Primjer kontinualnog optimizacionog problema je traženje vrijednosti promjenjivih matematičkog modela tako da što vjerodostojnije prikaže fizički proces [120]. U inženjerskoj praksi većinu problema opisuju i kontinualne i diskretne promjenjive, tako da navedena podjela optimizacionih problema nije u potpunosti primjenjiva.

Preciznija klasifikacija optimizacionih problema može se izvršiti na osnovu sljedećih svojstava funkcije cilja, ograničenja tipa jednakosti i ograničenja tipa nejednakosti [118]:

- Prema linearnosti dijele se na:
 - linearne i
 - nelinearne,
- Prema konveksnosti dijele se na:
 - konveksne i
 - nekonveksne,
- Prema diferencijabilnosti funkcija dijele se na:
 - diferencijabilne i
 - nediferencijabilne,
- Prema definisanim ograničenjima dijele se na:
 - ograničene i
 - neograničene.

5.2 Klasifikacija optimizacionih metoda

Metode (algoritmi) rješavanja optimizacionih problema mogu se klasifikovati u klasične i heurističke. Većina klasičnih metoda zasniva se na principima matematičkog programiranja. Klasične metode optimizacije dizajnirane su tako da za širok spektar optimizacionih problema mogu garantovati postizanje optimalnog rješenja. Najznačajnije klasične metode optimizacije mogu se svrstati u sljedeće kategorije metoda matematičkog programiranja [121–122]:

- **Linearno programiranje** (LP – *Linear Programming*) – podrazumijeva da model optimizacionog problema sadrži linearne funkcije cilja i ograničenja, kao i jednostavna ograničenja na promjenjive,
- **Nelinearno programiranje** (NLP – *Non-Linear Programming*) – podrazumijeva nelinearne funkcije cilja i/ili ograničenja, pri čemu se, za razliku od LP, primjenjuju prosta i funkcionalna ograničenja na promjenjive,
- **Kvadratno programiranje** (QP – *Quadratic Programming*) – predstavlja specijalan slučaj NLP koji karakteriše kvadratna funkcija cilja i linearna ograničenja tipa jednakosti i nejednakosti,
- **Mješovito-cjelobrojno programiranje** (MIP – *Mixed-Integer Programming*) – označava klasu metoda matematičkog programiranja koje rješavaju probleme sa kontinualnim i cjelobrojnim promjenjivima, pri čemu su funkcije cilja i ograničenja linearne,
- **Mješovito-cjelobrojno nelinearno programiranje** (MINLP – *Mixed-Integer Non-Linear Programming*) – za razliku od MIP, koristi se za širu klasu optimizacionih problema koje karakterišu nelinearne funkcije.

Riječ heuristički potiče od grčke riječi *heurisko*, što u prevodu znači „pronaći“, „znati“ ili „istražiti“ [118]. Od heurističkih metoda posebno se ističu metaheuristički algoritmi. Ove algoritme karakteriše jednostavan matematički model, gdje princip rješavanja problema imitira biološke, fizičke ili sociološke pojave i procese [118–119]. Postupak pronalaženja rješenja kod metaheurističkih algoritama zasnovan je na pretraživanju i eksploataciji. Pretraživanje definiše sposobnost algoritma da proširi oblast mogućih rješenja, dok se eksploatacija odnosi na sposobnost algoritma da pronađe optimalno rješenje u okolini trenutnog rješenja. Klasifikaciju metaheurističkih algoritama

moguće je izvršiti na više načina, pri čemu se oni fundamentalno dijele na osnovu broja rješenja u toku jedne iteracije na [118]:

- **Metaheuristike jedinstvenog rješenja** – takođe se nazivaju i metode trajektorije, kod kojih jedna iteracija algoritma daje jedinstveno rješenje,
- **Populacione metaheuristike** – na početku algoritma generiše se populacija određenog broja agenata. Agenti pretražuju oblast izvodljivog rješenja, dok se na kraju iteracije bira najbolje rješenje svih agenata.

Metaheuristike jedinstvenog rješenja više su orijentisane ka procesu eksploatacije, dok su populacione metaheuristike više fokusirane na proces pretraživanja.

Za razliku od metoda matematičkog programiranja, metaheuristički algoritmi se oslanjaju na generisanje slučajnih vrijednosti, što znači da optimalno rješenje varira sa različitim pokretanjem istog algoritma [120]. Samim tim, metaheurističke metode ne mogu garantovati pronalaženje optimalnog rješenja. Međutim, metode matematičkog programiranja mogu da budu neefikasne u slučaju da matematička formulacija optimizacionog problema nema određena svojstva, kao što su: linearnost, diferencijabilnost i konveksnost [118]. U tim situacijama dobijeno rješenje nije optimalno, već se pretežno postiže lokalni minimum, odnosno maksimum.

5.3 Nelinearno programiranje

Većina optimizacionih problema aproksimira se linearnim funkcijama, pa je optimalno rješenje moguće pronaći primjenom LP metoda. Međutim, pretpostavka da su funkcije u matematičkom modelu linearne može dovesti do greške u aproksimaciji realnog fizičkog procesa. Prethodno predstavlja motivaciju za razvijanje NLP metode. Konkretno, optimizacioni problem se klasifikuje kao NLP ukoliko su funkcija cilja i ograničenja koja definišu zonu izvodljivih rješenja nelinearna [123].

U nastavku biće prikazana svojstva metoda za rješavanje ograničenog NLP optimizacionog problema, koji se definiše na sljedeći način [121]:

$$\begin{aligned} \min f(x), \\ c(x) = 0, \quad x \geq 0, \end{aligned} \tag{5.2}$$

gdje $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ predstavlja funkciju cilja, $c: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ je funkcija ograničenja tipa jednakosti, dok x definiše kontrolne promjenjive. Bitno je istaći da u jednačini (5.2) ograničenje tipa nejednakosti predstavlja jednostavno ograničenje vrijednosti kontrolnih promjenjivih x .

Rješenje optimizacionog problema definisanog u (5.2) izvodi se sekvencijalno, tako što se glavni problem podijeli na niz podproblema [121]. Počevši od inicijalnog rješenja x_0 , rješavanjem podproblema dobija se sekvenca rješenja $[x_1, x_2, \dots, x_n]$, gdje svako rješenje predstavlja početnu tačku za naredni podproblem. Čitav navedeni proces predstavlja glavnu iteraciju algoritma, dok iterativno rješavanje podproblema predstavlja manju iteraciju. Prototip NLP metode prikazan je algoritmom 5.1.

Algoritam 5.1 Prototip NLP metoda [121]

1. Odabir inicijalnog rješenja x_0 i podproblema $k = 0$
2. Evaluacija kriterijuma za zaustavljanje iteracija
3. Za trenutnu tačku x_k određuje se lokalna formulacija modela shodno izrazu (5.2)
4. Aproximativno rješavanje podproblema kako bi se dobila bolja estimacija rješenja x_{k+1}
5. Uvećanje brojača $k = k + 1$ i povratak na korak 2

5.3.1 Konvergenjski test

Ispitivanje konvergencije NLP metoda zasniva se na Karuš–Kun–Takerovim (KKT) uslovima, koji su formulisani na sljedeći način [121]:

$$\|c(x_k)\| \leq \varepsilon_1, \quad (5.3)$$

$$\|\nabla f(x_k) - \nabla c(x_k) \cdot y_k - z_k\| \leq \varepsilon_2, \quad (5.4)$$

$$\|\min\{x_k, z_k\}\| \leq \varepsilon_3, \quad (5.5)$$

gdje ε_1 , ε_2 i ε_3 predstavljaju tolerancije, dok y_k i z_k predstavljaju multiplikatore ograničenja jednakosti i nejednakosti, respektivno. U jednačini (5.4) $\nabla f(x_k)$ predstavlja gradijent funkcije cilja, dok je $\nabla c(x_k)$ Jakobijan ograničenja jednakosti u tački x_k . Postoji mogućnost da konvergencija algoritma ne može da zadovolji uslove definisane u (5.3)–(5.5), pa se u tim situacijama modifikuje kriterijum u jednačini (5.4) [121]:

$$\|\nabla c(x_k) \cdot y_k + z_k\| \leq \varepsilon_2. \quad (5.6)$$

5.3.2 Globalno i lokalno optimalno rješenje

Za razliku od LP problema, optimalno rješenje NLP problema, čak i u slučaju da su ograničenja linearne funkcije, može se javiti u sljedećim tačkama oblasti izvodljivog rješenja [123]:

- u unutrašnjoj tački oblasti izvodljivog rješenja,
- u tački na granici oblasti izvodljivog rješenja, a koja nije ekstremna tačka,
- u ekstremnoj tački oblasti izvodljivog rješenja.

Rješenje NLP problema može biti lokalno ili globalno optimalno. Globalno optimalno rješenje rezultira u globalnom minimumu, odnosno maksimumu definisane funkcije cilja. Nasuprot tome, lokalno optimalno rješenje predstavlja minimum ili maksimum funkcije cilja samo u pogledu rješenja izvodljive oblasti koja su bliska tački lokalnog optimuma.

Pretpostavlja se skup izvodljivih rješenja $x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ maksimizacionog problema sa funkcijom cilja $f(x)$. Rješenje x predstavlja [123]:

- globalni maksimum ako je $f(x) \geq f(y)$ za svako izvodljivo rješenje $y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$,
- lokalni maksimum ako za svako izvodljivo rješenje $y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$ u blizini x važi da je $f(x) \geq f(y)$. Odnosno, ukoliko postoji dovoljno mali broj $\varepsilon > 0$ takav da za svaku promjenjivu unutar radijusa ε od x_j , postoji izvodljivo rješenje y_j za koje važi da je $x_j - \varepsilon \leq y_j \leq x_j + \varepsilon$.

Analogna definicija važi i za globalni, odnosno lokalni minimum.

5.3.3 Neizvodljivost rješenja

Na samom početku algoritma neophodno je odrediti početno rješenje x_0 (Algoritam 5.1). Proračun inicijalnog rješenja predstavlja specifičan proces, jer ukoliko problem nije konveksan, ne može se garantovati konvergencija čak ni do izvodljivog rješenja. Ispitivanje rješenja vrši se rješavanjem sljedećeg problema izvodljivosti [121]:

$$\min_{x \geq 0} \|c(x)\|. \quad (5.7)$$

Problem (5.7) moguće je riješiti primjenom koraka prikazanih u Algoritmu 5.1, samo ako je riječ o nelinearnoj i diferencijabilnoj funkciji. Prethodni uslov se može obezbijediti ukoliko se funkcija cilja u jednačini (5.7) zamijeni težinskim normama [121]:

$$\|\nabla c(x_k) \cdot y_k - z_k\| \leq \varepsilon \wedge \|\min(x_k, z_k)\| \leq \varepsilon. \quad (5.8)$$

5.3.4 Metode rješavanja podproblema

Shodno Algoritmu 5.1 prilikom rješavanja NLP problema potrebno je formirati model optimizacionog problema za razmatranu tačku x_k . Ključna razlika između različitih NLP metoda jeste način formiranja podproblema, pri čemu se širok spektar modela i metoda rješavanja podproblema mogu svesti na sljedeće tri kategorije [121]:

- Sekvencijalno linearno programiranje (SLP – *Sequential Linear Programming*),
- Sekvencijalno kvadratno programiranje (SQP – *Sequential Quadratic Programming*),
- Metoda unutrašnje tačke (IPM – *Interior Point Method*).

5.3.4.1 Sekvencijalno linearno programiranje

SLP metoda zasniva se na linearizaciji NLP problema definisanog jednačinom (5.2). U sklopu LP formulacije problema nema definisanih ograničenja, te je potrebno uvesti dodatne sigurnosne zone. Matematička formulacija SLP problema definisana je sljedećim sistemom jednačina [121]:

$$\begin{aligned} \min_d m_k(d) &\triangleq \nabla f(x_k)^T \cdot d, \\ c(x_k) + \nabla c(x_k)^T \cdot d &= 0, \\ x_k + d &\geq 0, \\ \|d\|_\infty &\leq \Delta_k, \end{aligned} \quad (5.9)$$

gdje je $m_k(d)$ model podproblema u razmatranoj tački x_k , d pravac pretraživanja i $\Delta_k > 0$ radijus sigurnosne zone. Konvergencija rješenja je osigurana ukoliko $\Delta_k \rightarrow 0$. SLP metoda se smatra metodom strmog spusta i njena konvergencija je uglavnom linearna.

5.3.4.2 Sekvencijalno kvadratno programiranje

SQP metoda bazirana je na rješavanju modela $m_k(d)$ definisanog kvadratnom funkcijom, dok su ograničenja linearna. Matematička formulacija SQP metode data je sistemom jednačina (5.10) [121]:

$$\begin{aligned} \min_d m_k(d) &\triangleq \nabla f(x_k)^T \cdot d + \frac{1}{2} d^T \cdot H_k \cdot d, \\ c(x_k) + \nabla c(x_k)^T \cdot d &= 0, \\ x_k + d &\geq 0, \end{aligned} \quad (5.10)$$

gdje je $H_k \triangleq \nabla_{xx}^2 L(x_k, \lambda_k)$ Hesijan Lagranžove funkcije problema definisanog u (5.2), dok λ_k predstavlja Lagranžov multiplikator, proračunat za pravac pretraživanja $d \triangleq x - x_k$. U svakoj novoj iteraciji unapređuje se rješenje $x_{k+1} = x_k + d$, kao i Lagranžov multiplikator λ_{k+1} . Ukoliko matrica H_k nije pozitivno definitna, onda podproblem nije konveksan, pa SQP metoda daje rješenje koje predstavlja lokalni minimum problema definisanog sistemom jednačina (5.10) [121].

5.3.4.3 Metoda unutrašnje tačke

IPM predstavlja alternativni Njutnov metod, kod koga se ograničenja određuju na kraju svake iteracije algoritma. U okviru IPM algoritma vrši se perturbacija uslova optimalnosti prvog reda koja uključuje: Lagranžovu funkciju, uslove izvodljivosti i komplementarne uslove [121]:

$$F_\mu(x, y, z) = \begin{bmatrix} \nabla f(x) - \nabla c(x)^T y - z \\ c(x) \\ Xz - \mu e \end{bmatrix} = 0, \quad (5.11)$$

gdje $\mu > 0$ predstavlja barijeru, X je dijagonalna matrica komponenti vektora x , dok je e vektor svih jediničnih komponenti.

IPM metoda počinje generisanjem početne unutrašnje tačke $x_0, z_0 > 0$, nakon čega se generiše sekvenca unutrašnjih tačaka $x_k, z_k > 0$ koje predstavljaju aproksimativna rješenja problema definisanog sistemom jednačina (5.11). Podproblem se formuliše primjenom Njutnovog metoda na sistem (5.11) u okolini tačke x_k [121]:

$$\begin{bmatrix} H_k & -\nabla c(x_k) & -I \\ \nabla c(x_k)^T & 0 & 0 \\ Z_k & 0 & X_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \\ \Delta z \end{bmatrix} = -F_\mu(x, y, z), \quad (5.12)$$

gdje je H_k aproksimacija Hesijana Lagranžove funkcije, dok je Z_k dijagonalna matrica elemenata vektora z_k . Sljedeći korak je ažuriranje rješenja prema sljedećem izrazu [121]:

$$(x_{k+1}, y_{k+1}, z_{k+1}) = (x_k, y_k, z_k) + (\alpha_x \Delta x, \alpha_y \Delta y, \alpha_z \Delta z), \quad (5.13)$$

gdje su α_x , α_y i α_z koraci određeni tako da se osigura striktna pozitivnost narednog rješenja x_{k+1}, z_{k+1} .

5.3.5 CONOPT solver

CONOPT solver predstavlja generalizovani metod gradijentnog spusta, pri čemu se skup podproblema rješava kombinovanom primjenom SLP i SQP metoda. CONOPT solver koristi m jednačina ograničenja $c(x) = 0$ NLP problema definisanog u (5.2) kako bi eliminisao m promjenjivih [121]. To znači da se vektor x dijeli na dva subvektora $x_b \in \mathbb{R}^m$ i $x_n \in \mathbb{R}^{n-m}$ pa se sistem jednačina ograničenja jednakosti može preformulisati u $c_1(x_n) = 0$.

Egzaktan analitički izraz za funkciju c_1 nije moguće jednostavno odrediti, osim u slučaju linearnih ograničenja. Međutim, prema teoremi implicitnih funkcija, ukoliko postoji tačka (x_b^0, x_n^0) za koju važi $c(x_b^0, x_n^0) = 0$ i ako je Jakobijan $\partial c / \partial x_b$ nesingularan i punog ranga m , tada je u okolini tačke (x_b^0, x_n^0) moguće transformisati $c(x_b, x_n) = 0$ u $x_b = c_1(x_n)$ [121]. Pretpostavljajući da je c_1 diferencijabilna, funkcija $x_b = c_1(x_n)$ može se pronaći na sljedeći način [121]:

$$\frac{\partial c_1}{\partial x_n} = \frac{\partial x_b}{\partial x_n} = - \left(\frac{\partial c}{\partial x_b} \right)^{-1} \cdot \frac{\partial c}{\partial x_n}. \quad (5.14)$$

Funkcija $x_b = c_1(x_n)$, dobijena iz jednačine (5.14), koristi se za novu formulaciju funkcije cilja [121]:

$$f(x_b, x_n) = f(c_1(x_n), x_n) \triangleq F(x_n), \quad (5.15)$$

pa se NLP problem definisan u (5.2) transformiše prema izrazu (5.16) [121]:

$$\begin{aligned}
& \min F(x_n), \\
& x_b = c_1(x_n), \\
& l_b < x_b < u_b, l_n < x_n < u_n,
\end{aligned} \tag{5.16}$$

gdje l_b i l_n predstavljaju donje granice promjenjivih x_b i x_n , respektivno, dok u_b i u_n označavaju gornje granice tih promjenjivih. Koraci rješavanja NLP problema primjenom CONOPT solvera prikazani su u Algoritmu 5.2.

Algoritam 5.2 CONOPT solver [121]

1. Odabrati inicijalno rješenje x^0
2. Izračunati Jakobijan $\partial c/\partial x$. Podijeliti vektor x na subvektore $x_b \in \mathbb{R}^m$ i $x_n \in \mathbb{R}^{n-m}$, tako da važi $l_b < x_b < u_b$ i da je submatrica $\partial c/\partial x_b$ nesingularna
3. Izračunati inverznu submatricu $(\partial c/\partial x_b)^{-1}$
4. Izračunati Lagranžove multiplikatore rješavanjem sistema:
$$\frac{\partial c}{\partial x_b} \cdot u = -\frac{\partial f}{\partial x_b},$$
5. Izračunati redukovani gradijent:
$$r = \frac{\partial f}{\partial x_n} + u \cdot \frac{\partial c}{\partial x_n},$$
6. Izračunati projekciju h redukovanog gradijenta na prostor definisan jednostavnim ograničenjima:
$$h_i = \begin{cases} 0, & r_i < 0 \wedge x_{ni}^0 = l_{ni} \\ 0, & r_i < 0 \wedge x_{ni}^0 = u_{ni} \\ r_i, & \text{ostalo} \end{cases}$$
7. Ako je $h = 0$, zaustaviti algoritam
8. Odabrati vrijednost $\alpha > 0$ i za različite vrijednosti α minimizovati funkciju $F(x_n^0 + \alpha h)$ prema sljedećem postupku:
 1. $x_{ni} = \begin{cases} l_{ni}, & x_{ni}^0 + \alpha h_i < l_{ni} \\ u_{ni}, & x_{ni}^0 + \alpha h_i > u_{ni} \\ x_{ni}^0 + \alpha h_i, & \text{ostalo} \end{cases}$
 2. Izračunati $x_b = c_1(x_n)$, tj. riješiti sistem jednačina $c(x_b, x_n) = b$,
 3. Izračunati $F(x_n^0 + \alpha h) = f(x_b, x_n)$,
9. Sačuvati najbolje rješenje i vratiti se na korak 2

Pored niza algoritama za rješavanje NLP problema, kao što su MINOS, IPOPT, SNOPT i KNITRO, u istraživanju ove doktorske disertacije odabran je CONOPT solver zbog sljedećih karakteristika [124]:

- pogodan je za rješavanje problema sa izrazito nelinearnim ograničenjima,
- tokom rješavanja problema omogućava proračun drugog izvoda,
- interna logika algoritma omogućava prebacivanje između SLP i SQP metoda, u zavisnosti od toga koji je pogodniji za rješavanje podproblema u datom trenutku,
- pored toga što je dizajniran za probleme „velikih dimenzija“ sa diferencijabilnim funkcijama, koristi se i za modele sa nediferencijabilnim funkcijama.

5.4 Mješovito-cjelobrojno nelinearno programiranje

MINLP obuhvata probleme kod kojih su funkcija cilja i ograničenja nelinearne, dok matematička formulacija problema sadrži realne i cjelobrojne promjenjive [122]. Ovakvi problemi često se sreću u inženjerskoj praksi, budući da se u većini optimizacionih modela cjelobrojne promjenjive koriste za opis diskretnih promjena veličina ili logičkih operacija.

Matematička formulacija uopštenog MINLP problema definisana je jednačinom (5.17) [122]:

$$\begin{aligned} z_{MINLP} &= \min f(x), \\ g_j(x) &\leq 0, \quad \forall j \in J, \\ x &\in X, \quad x_I \in \mathbb{Z}^{|I|}, \end{aligned} \tag{5.17}$$

gdje z_{MINLP} predstavlja funkciju cilja MINLP problema, g_j je funkcija ograničenja tipa nejednakosti, J je skup indeksa nelinearnih ograničenja, I je skup indeksa cjelobrojnih promjenjivih, dok x_I predstavlja vektor cjelobrojnih promjenjivih. Prilikom izlaganja MINLP-a pretpostavlja se da su funkcije $f: X \rightarrow \mathbb{R}$ i $g_j: X \rightarrow \mathbb{R}$ konveksne i diferencijabilne. Dodatno, pretpostavlja se da je skup X ograničen konačnim donjim i gornjim vrijednostima L_I i U_I , respektivno, dok se za cjelobrojne promjenjive najčešće podrazumijeva binarni karakter, odnosno $x_i \in \{0,1\}, \forall i \in I$ [122].

Metode rješavanja MINLP problema zasnivaju se na principu generisanja ograničenja na vrijednost optimalnog rješenja [122]. Razlika između različitih MINLP algoritama ogleda se u načinu na koji se generišu ograničenja. Međutim, svi MINLP algoritmi imaju sljedeće zajedničke korake: linearizacija, generisanje i rješavanje podproblema.

5.4.1 Linearizacija

Pošto je funkcija cilja MINLP problema definisanog u (5.17) nelinearna, optimalno rješenje može se pojaviti u unutrašnjoj tački konveksnog omotača skupa mogućih rješenja [122]. MINLP algoritmi vrše linearizaciju funkcije cilja uvođenjem pomoćnih promjenjivih, dok se originalna funkcija cilja transformiše u ograničenje. Nakon linearizacije, MINLP problem se formuliše na sljedeći način [122]:

$$\begin{aligned} \min \eta, \\ f(x) \leq \eta \\ g_j(x) \leq 0, \quad \forall j \in J, \\ x \in X, \quad x_I \in \mathbb{Z}^{|I|}, \end{aligned} \tag{5.17}$$

gdje η predstavlja pomoćnu promjenjivu. U dostupnoj literaturi proces linearizacije funkcije cilja MINLP problema još se naziva i „linearna relaksacija“.

Većina MINLP algoritama zasniva se na linearnoj relaksaciji funkcije cilja i ograničenja u okolini tačke \hat{x} . S obzirom na inicijalne pretpostavke da su funkcija cilja (f) i funkcije ograničenja (g_j) konveksne i diferencijabilne, ograničenja u jednačini (5.17) mogu se definisati na sljedeći način [122]:

$$f(\hat{x}) + \nabla f(\hat{x})^T \cdot (x - \hat{x}) \leq f(x), \tag{5.18}$$

$$g_j(\hat{x}) + \nabla g_j(\hat{x})^T \cdot (x - \hat{x}) \leq g_j(x). \tag{5.19}$$

Jednačine (5.18)–(5.19) važe za svako $j \in J$ i $\hat{x} \in \mathbb{R}^n$. S obzirom na to da je $f(x) \leq \eta$ i $g_j(x) \leq 0$, slijedi da se linearna ograničenja MINLP problema mogu zapisati korišćenjem sljedeće formulacije [122]:

$$f(\hat{x}) + \nabla f(\hat{x})^T \cdot (x - \hat{x}) \leq \eta, \tag{5.20}$$

$$g_j(\hat{x}) + \nabla g_j(\hat{x})^T \cdot (x - \hat{x}) \leq 0. \tag{5.21}$$

Linearizacija funkcije cilja u jednačini (5.20) naziva se „podcjenjivanje“ funkcije cilja, dok se linearizacija ograničenja u jednačini (5.21) označava kao spoljašnja aproksimacija oblasti izvodljivosti.

5.4.2 Generisanje i rješavanje podproblema

Najvažniji podproblem kod MINLP algoritama sastoji se od relaksacije i restrikcije ograničenja nad cjelobrojnim promjenjivima, što je u literaturi poznato kao „NLP relaksacija“. Pretpostavljajući ograničenja nad cjelobrojnim promjenjivima $(l_I, u_I) = \{(l_i, u_i) \mid \forall i \in I\}$, NLP relaksacija MINLP problema formuliše se na sljedeći način [122]:

$$\begin{aligned} z_{NLP}(l,u) &= \min f(x), \\ g_j(x) &\leq 0, \quad \forall j \in J, \\ x &\in X, \quad l_I \leq x_I \leq u_I \end{aligned} \tag{5.22}$$

gdje $z_{NLP}(l,u)$ označava funkciju cilja podproblema, koja ujedno predstavlja i donju granicu funkcije z_{MINLP} .

Ukoliko su cjelobrojne promjenjive fiksirane $l_I = u_I = \hat{x}_I$, tada se radi o fiksnom NLP problemu shodno jednačini (5.23) [122]:

$$\begin{aligned} z_{NLP}(\hat{x}_I) &= \min f(x), \\ g_j(x) &\leq 0, \quad \forall j \in J, \\ x &\in X, \quad x_I = \hat{x}_I, \end{aligned} \tag{5.23}$$

gdje je $z_{NLP}(\hat{x}_I)$ funkcija cilja fiksnog NLP podproblema. Ukoliko $\hat{x}_I \in \mathbb{Z}^{|I|}$ i fiksni NLP podproblem definisan jednačinom (5.23) ima izvodljivo rješenje, tada vrijednost funkcije cilja $z_{NLP}(\hat{x}_I)$ predstavlja gornju granicu MINLP problema. Međutim, ukoliko problem (5.23) nema izvodljivo rješenje, algoritam prelazi na rješavanje podproblema izvodljivosti, koji se matematički definiše na sljedeći način [122]:

$$\begin{aligned} z_{NLPF}(\hat{x}_I) &= \min \sum_{j=1}^m w_j \cdot g_j(x)^+, \\ x &\in X, \quad x_I = \hat{x}_I, \end{aligned} \tag{5.24}$$

gdje $z_{NLPF}(\hat{x}_i)$ definiše funkciju cilja podproblema izvodljivosti, $w_j > 0$ predstavlja težinski koeficijent, dok $g_j(x)^+ = \max\{0, g_j(x)\}$ mjeri stepen prekoračenja nelinearnih ograničenja.

5.4.3 BONMIN solver

BONMIN (eng. *Basic Open-source Nonlinear Mixed INteger Programming*), razvijen u okviru COIN-OR projekta, predstavlja solver za rješavanje MINLP problema korišćenjem četiri različita pristupa [125]:

- **B&B** – algoritam grananja i ograničavanja (*Branch-and-bound*),
- **B-OA** – algoritam spoljašnje aproksimacije i dekompozicije (*Outer-approximation and decomposition*),
- **B-QG** – Quesada i Grossmann algoritam grananja i kidanja (*Branch-and-cut*),
- **B-Hyb** – hibridni algoritam spoljašnje aproksimacije, grananja i kidanja (*Hybrid outer-approximation and branch-and-cut*).

U ovoj doktorskoj disertaciji odabran je BONMIN integrisani B&B algoritam, s obzirom na to da se isti preporučuje za rješavanje nekonveksnih MINLP problema [124].

5.4.3.1 B&B algoritam

B&B se klasifikuje u grupu optimizacionih algoritama „podijeli pa osvoji“ [122]. U okviru B&B algoritma, podjela (grananje) se vrši dijeljenjem skupa mogućih rješenja na manje podskupove, dok se proces osvajanja (ograničavanja) realizuje postavljanjem granica na vrijednost najboljeg mogućeg rješenja.

Koraci izvršavanja B&B prikazani su u Algoritmu 5.3. Inicijalni korak podrazumijeva određivanje početne donje (z_L) i gornje (z_U) granice MINLP rješenja (z_{MINLP}). Gornja granica se u startu postavlja na beskonačnu vrijednost, dok se donja granica, uz pretpostavljena inicijalna ograničenja na cjelobrojne promjenjive (L_I, U_I), dobija rješavanjem NLP relaksacije (Algoritam 5.3). Vrijednost donje granice rješenja se dalje ažurira sukcesivnim NLP relaksacijama, pri čemu se skup mogućih rješenja dijeli na podskupove, odnosno čvorove (N), što kao rezultat daje inicijalno stablo pretraživanja (\mathcal{L}). Gornja i donja granica rješenja MINLP problema nastavljaju da se ažuriraju tokom izvršavanja Algoritma 5.3.

Algoritam 5.3 B&B algoritam [122]

1. Inicijalizacija: $\mathcal{L} \leftarrow \{(L_I, U_I)\}$; $z_U = \infty$; $x^* = \emptyset$
2. Ako je $\mathcal{L} = \emptyset$ algoritam se obustavlja, a x^* je optimalno rješenje
3. Iz stabla \mathcal{L} odabрати čvor $N^i = (l_i^i, u_i^i)$
4. Za odabrani čvor N^i riješiti NLP relaksaciju. Ako podproblem nema izvodljivo rješenje, vratiti se na korak 2. U suprotnom $z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i)$ je optimalna vrijednost funkcije cilja, a \hat{x}^i optimalno rješenje
5. Ako je $z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i) \geq z_U$ vratiti se na korak 2. Ukoliko je \hat{x}^i frakciono rješenje nastaviti na korak 6. U suprotnom, $z_U \leftarrow z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i)$ i $x^* \leftarrow \hat{x}^i$, iz stabla \mathcal{L} izbrisati sve čvorove za koje važi $z_L^j \geq z_U$ i vratiti se na korak 2
6. Podijeliti skup mogućih rješenja čvora N^i na podskupove, čime se generišu čvorovi $N^{i_1}, N^{i_2}, \dots, N^{i_k}$. Za svaki čvor $j = 1, 2, \dots, k$ riješiti NLP relaksaciju, odrediti donju granicu $z_L^{i_j} \leftarrow z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i)$ i čvor dodati u stablo \mathcal{L} . Vratiti se na korak 2

Korak 2 definiše kriterijum za zaustavljanje algoritma, prema kojem je algoritam pronašao optimalno rješenje x^* ukoliko je stablo \mathcal{L} prazan skup. Odabir podproblema, odnosno čvora u koraku 3, vrši se sa ciljem smanjenja gornje granice z_U kroz izbor izvodljivih rješenja i dokazivanje optimalnosti rješenja x^* , kako bi se što brže smanjila vrijednost donje granice z_L [122]. Postoje dvije vrste metoda odabira čvorova [122]:

- **Pretraživanje po dubini** (*Depth-first search*) – u svakoj iteraciji bira se čvor sa najvećom dubinom, odnosno čvor koji je posljednji dodat u stablo \mathcal{L} . Prednost ovog metoda ogleda se u malom broju pretraženih čvorova i brzom pronalaženju izvodljivog rješenja. Međutim, performanse metode su loše ukoliko vrijednost gornje granice nije zadovoljavajuća,
- **Najbolja granica** (*Best-bound*) – za razliku od prethodnog metoda, bira se čvor sa najnižom donjom granicom z_L^j . Ova metoda smanjuje broj pretraženih čvorova kod fiksnog grananja, dok je u suprotnom potrebna velika količina memorije za skladištenje stabla \mathcal{L} .

Nakon selekcije čvora rješava se NLP relaksacija u koraku 4, pri čemu se, na osnovu izvodljivog rješenja $z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i)$, vrši ažuriranje gornje granice i optimalnog rješenja u koraku 5. Ukoliko je rješenje NLP relaksacije frakciono, neophodno je izvršiti grananje,

što je opisano u koraku 6. Suština granjanja je da se poveća donja granica, jer, shodno koraku 5, ukoliko je donja granica podproblema iznad globalne gornje granice ($z_L^j \geq z_U$), čvor se briše iz stabla [122]. Pretpostavljajući čvor N^i i trenutno rješenje \hat{x}^i , cilj je odabrati cjelobrojnu promjenjivu $x_j \in I$ koja nije cjelobrojno izvodljiva ($\hat{x}_j^i \notin \mathbb{Z}$), tako da se generišu dva podproblema: grananje dolje ($x_j \leq \lfloor \hat{x}_j^i \rfloor$) i grananje gore ($x_j \geq \lceil \hat{x}_j^i \rceil$) [122]. Pretpostavlja se da za svaku promjenjivu x_j postoji estimacija D_{j-}^i i D_{j+}^i povećanja donje granice nakon granjanja dolje ili gore, respektivno. Vrijednosti D_{j-}^i i D_{j+}^i se kombinuju se kako bi se ocijenio rezultat granjanja promjenjive x_j , pri čemu se za ocjenjivanje najčešće koristi sljedeća formulacija [122]:

$$\mu \cdot \min(D_{j-}^i, D_{j+}^i) + (1 - \mu) \cdot \max(D_{j-}^i, D_{j+}^i), \quad (5.25)$$

gdje parametar μ uzima vrijednost između 0 i 1. Za estimaciju vrijednosti D_{j-}^i i D_{j+}^i primarno se koriste dva metoda [122]:

- **Snažno grananje** (*Strong-branching*) – estimacija vrijednosti D_{j-}^i i D_{j+}^i vrši se rješavanjem odgovarajućih podproblema. Ukoliko ne postoji izvodljivo rješenje, čvor N^i u kojem se vrši grananje briše se iz stabla,
- **Pseudo-kost** (*Pseudo-cost*) – metod zasnovan na čuvanju historijata promjena promjenjive granjanja, na osnovu čega se vrši njena selekcija.

5.5 Metaheuristički algoritmi

U ovom radu fokus je stavljen na populacione metaheurističke algoritme. Osnovni elementi ovih algoritama definišu se na sljedeći način [118]:

- **Agent**, $\mathbf{x}(t)$ – rješenje u iteraciji t , predstavljeno u vidu n -dimenzionog vektora, gdje je n broj kontrolnih promjenjivih optimizacionog problema,
- **Populacija**, $\mathbf{P}(t)$ – vektor od N agenata, odnosno $\mathbf{P}(t) = [\mathbf{x}_1(t), \mathbf{x}_2(t), \dots, \mathbf{x}_N(t)]^T$,
- **Individualno najbolje rješenje**, $\mathbf{p}_{best_i}(t)$ – najbolje rješenje koje je i -ti agent pronašao u trenutnoj iteraciji t ,
- **Globalno najbolje rješenje**, $\mathbf{g}_{best_i}(t)$ – najbolje rješenje svih agenata u populaciji,

Princip optimizacije populacionim metaheurističkim algoritmima zasniva se na generisanju nove populacije primjenom algoritamskih operacija nad rješenjima dobijenim pretragom prethodne populacije. Egzaktna forma generisanja nove populacije zavisi od konkretnog algoritma. Uopštena procedura izvršavanja populacionih metaheurističkih algoritama prikazana je u okviru Algoritma 5.4.

Algoritam 5.4 Populacioni metaheuristički algoritam [118]

1. Definisati funkciju cilja $F(\mathbf{X})$ i skup mogućih rješenja \mathbf{X}
2. Generisati inicijalnu populaciju od N agenata: $\mathbf{P}(1) = [\mathbf{x}_1(1), \mathbf{x}_2(1), \dots, \mathbf{x}_N(1)]^T \subseteq \mathbf{X}$. Inicijalna pozicija agenata predstavlja slučajno generisanu vrijednost u granicama minimalne i maksimalne vrijednosti kontrolnih promjenjivih
3. Izračunati vrijednost funkcije cilja $F(\mathbf{x}_i(t))$ za svakog agenta $\mathbf{x}_i(t)$ iz populacije $\mathbf{P}(t)$
5. Formirati novu populaciju: $\mathbf{P}(t + 1) = [\mathbf{x}_1(t + 1), \mathbf{x}_2(t + 1), \dots, \mathbf{x}_N(t + 1)]^T \subseteq \mathbf{X}$ primjenom matematičkih formulacija konkretnog metaheurističkog algoritma na trenutnoj populaciji $\mathbf{P}(t)$
6. Ako je $t > T_{max}$ zaustaviti izvršavanje algoritma. U suprotnom $t = t + 1$ i vratiti se na korak 3

5.5.1 Optimizacija rojem čestica

Optimizacija rojem čestica (PSO) predstavlja populacioni metaheuristički algoritam kod koga je proces pronalaženja optimalnog rješenja inspirisan ponašanjem jata ptica i riba [126]. Agenti PSO algoritma nazivaju se čestice, dok populacija čestica čini roj. PSO algoritam koristi informacije o udaljenosti između trenutnog i individualno najboljeg rješenja, kao i udaljenosti između trenutnog i globalno najboljeg rješenja, kako bi ažurirao poziciju čestica. Prilikom ažuriranja pozicije i -te čestice u populaciji, najprije je potrebno ažurirati njenu brzinu, shodno sljedećem izrazu [118]:

$$\mathbf{v}_i(t + 1) = w \cdot \mathbf{v}_i(t) + C_1 \cdot r_1 \cdot (\mathbf{p}_{best_i}(t) - \mathbf{x}_i(t)) + C_2 \cdot r_2 \cdot (\mathbf{g}_{best}(t) - \mathbf{x}_i(t)), \quad (5.26)$$

gdje \mathbf{v}_i predstavlja brzinu i -te čestice, C_1 i C_2 su konstante ubrzanja, r_1 i r_2 su proizvoljne vrijednosti u intervalu $[0,1]$, generisane prema normalnoj raspodjeli, dok w označava koeficijent inercije.

U jednačini (5.26) član $C_1 \cdot r_1 \cdot (\mathbf{p}_{best_i}(t) - \mathbf{x}_i(t))$ definiše proces kretanja čestice na osnovu sopstvenog znanja i memorije, dok član $C_2 \cdot r_2 \cdot (\mathbf{g}_{best}(t) - \mathbf{x}_i(t))$ određuje kretanje čestice na osnovu kolektivnog znanja populacije. Shodno tome, vrijednosti koeficijenata C_1 i C_2 određuju u kojoj mjeri se proces optimizacije oslanja na pretraživanje (*exploration*), odnosno eksploataciju (*exploitation*). Nakon ažuriranja brzine, pozicija i -te čestice se ažurira prema jednačini (5.27) [118]:

$$\mathbf{x}_i(t + 1) = \mathbf{x}_i(t) + \mathbf{v}_i(t + 1). \quad (5.27)$$

PSO algoritam sadrži fiksne i dinamičke (adaptivne) parametre [118]. Konkretno, fiksni parametri PSO algoritma su: koeficijenti ubrzanja C_1 i C_2 , veličina populacije N , kao i maksimalni broj iteracija T_{max} . Prilikom odabira veličine populacije, bitno je voditi računa da veći broj čestica omogućava sveobuhvatniju pretragu optimalnog rješenja, ali istovremeno dovodi i do dužeg vremena izvršavanja algoritma. Što se tiče koeficijenata ubrzanja, oni diktiraju kretanje čestica ka lokalno, odnosno globalno najboljem rješenju, pri čemu se u literaturi najčešće pretpostavlja da su njihove vrijednosti jednake.

Koeficijent inercije w može biti definisan kao pozitivna konstanta ili kao dinamički parametar, odnosno funkcija vremena (linearno ili nelinearno zavisna od iteracija). Pretpostavljajući da koeficijent inercije ima minimalnu i maksimalnu vrijednost, w_{min} i w_{max} , njegova promjena u vremenu može se definisati na sljedeći način [118]:

$$w(t) = w_{min} + \frac{(t_{max} - t) \cdot (w_{max} - w_{min})}{(t_{max} - 1)}. \quad (5.28)$$

5.5.2 Gravitacioni algoritam

Gravitacioni algoritam (GSA) predstavlja populacioni metaheuristički algoritam inspirisan Njutnovim zakonima gravitacije, kretanja i interakcije između masa [127]. Sastavni elementi, kao što su agent (masa), brzina agenta i populacija, identično su definisani kao i kod PSO algoritma.

Pretpostavljajući populaciju od N agenata, za svakog i -tog agenta može se izračunati masa na sljedeći način [118]:

$$M_i(t) = \frac{m_i(t)}{\sum_{j=1}^N m_j(t)}, \quad (5.29)$$

$$m_i(t) = \frac{F_i(t) - F_{worst}(t)}{F_{best}(t) - F_{worst}(t)}, \quad (5.30)$$

gdje $F_i(t)$ predstavlja vrijednost funkcije cilja i -tog agenta u iteraciji t , dok su $F_{best}(t)$ i $F_{worst}(t)$ najbolja i najgora vrijednost funkcije cilja svih agenata u iteraciji t . U zavisnosti od toga da li je riječ o minimizacionom ili maksimizacionom problemu, najbolja i najgora vrijednost funkcije cilja u jednačini (5.30) određuju se shodno sljedećim izrazima [118]:

$$F_{best}(t) = \min/\max_{\{j=1,2,\dots,N\}} (F_j(t)), \quad (5.31)$$

$$F_{worst}(t) = \max/\min_{\{j=1,2,\dots,N\}} (F_j(t)). \quad (5.32)$$

Prema Njutnovom zakonu, gravitaciona sila koja djeluje na i -tog agenta u iteraciji t može se odrediti shodno jednačini (5.33) [118]:

$$\mathbf{F}_i(t) = \sum_{j \in K_{best}, j \neq i} r \cdot G(t) \cdot \frac{M_j(t) \cdot M_i(t)}{R_{i,j}(t) + \varepsilon} \cdot (\mathbf{x}_j(t) - \mathbf{x}_i(t)), \quad (5.33)$$

gdje r predstavlja proizvoljno generisanu vrijednost u intervalu $[0,1]$, $G(t)$ je gravitaciona konstanta u iteraciji t , $M_i(t)$ i $M_j(t)$ su mase i -tog i j -tog agenta u iteraciji t , respektivno, ε je jako malu vrijednost, $R_{i,j}(t) = \|\mathbf{x}_i(t) - \mathbf{x}_j(t)\|_2$ je Euklidova distanca između i -tog i j -tog agenta, dok K_{best} predstavlja skup od K rješenja sa najboljom funkcijom cilja. Na osnovu gravitacione sile iz jednačine (5.33), moguće je, shodno zakonima kretanja, izračunati ubrzanje i -tog agenta [118]:

$$\mathbf{a}_i(t) = \frac{\mathbf{F}_i(t)}{M_i(t)}. \quad (5.34)$$

Nakon određivanja ubrzanja shodno jednačini (5.34), moguće je ažurirati brzinu agenata i njihove pozicije prema sljedećim izrazima [118]:

$$\mathbf{v}_i(t+1) = r_i \cdot \mathbf{v}_i(t) + \mathbf{a}_i(t), \quad (5.35)$$

$$\mathbf{x}_i(t+1) = \mathbf{x}_i(t) + \mathbf{v}_i(t+1), \quad (5.36)$$

gdje je r_i proizvoljan broj u intervalu $[0,1]$, generisan prema normalnoj raspodjeli, čime se uvodi nasumičnost u proces pretraživanja.

Parametri GSA algoritma su pretežno adaptivni. Posebno značajan parametar jeste gravitaciona konstanta, koja se najčešće mijenja tokom vremena po eksponencijalnoj zavisnosti [118]:

$$G(t) = G_0 \cdot e^{-\alpha(t/t_{max})}, \quad (5.37)$$

gdje G_0 predstavlja inicijalnu gravitacionu konstantu, dok je α realan broj. Posmatrajući izraz (5.37), jasno je da na početku GSA algoritma gravitaciona konstanta ima veliku vrijednost. To znači da u inicijalnim koracima postoji snažnije privlačenje masa, odnosno intenzivnije kretanje agenata, čime se daje prioritet procesu pretraživanja skupa mogućih rješenja. Kako vrijeme prolazi, vrijednost gravitacione konstante opada, što znači da se algoritam postepeno fokusira na pronalaženje optimalnog rješenja.

Još jedan adaptivni parametar GSA algoritma jeste skup najboljih rješenja, čija se promjena u vremenu definiše sljedećim izrazom [118]:

$$K_{best} = K_0 \cdot \left[\frac{t}{t_{max}} \cdot (1 - p) + 1 \right], \quad (5.37)$$

gdje je $0.2 \leq K_0 \leq 1$, dok p definiše dio agenata u posljednjoj iteraciji. Parametar K_{best} koristi se za balansiranje procesa pretraživanja i eksploatacije, kontrolišući broj agenata koji privlače druge agente. Shodno izrazu (5.37), parametar K_{best} ima veliku početnu vrijednost kako bi se u inicijalnim koracima gotovo svi agenti međusobno privlačili, čime se izbjegava da GSA bude zarobljen u lokalnom optimumu, dok njegova vrijednost opada u vremenu radi poboljšanja konvergencije ka optimalnom rješenju [118].

5.5.3 Algoritam sivog vuka

Algoritam sivog vuka (GWO) predstavlja populacioni metaheuristički algoritam inspirisan procesom lova čopora sivih vukova [128]. U socijalnoj hijerarhiji čopora razlikuju se četiri klase: alfa (α), beta (β), delta (δ) i omega (ω). Tokom lova, α vuk je donosilac odluka, dok su β i δ vukovi odmah ispod njega u hijerarhiji. Što se tiče ω vukova, kao najniža klasa u hijerarhiji, oni su potčinjeni α , β i δ vukovima. Matematički posmatrano, tri najbolja rješenja optimizacionog problema predstavljaju klase α , β i δ , respektivno, dok se sva ostala rješenja svrstavaju u klasu ω .

Inicijalna faza traženja rješenja primjenom GWO algoritma simulira proces opkoljavanja plijena, što se matematički modeluje sljedećim izrazima [128]:

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t)|, \quad (5.38)$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_p(t) + \vec{A} \cdot \vec{D}, \quad (5.39)$$

gdje je \vec{X} vektor pozicije vuka (agenta), dok \vec{X}_p predstavlja vektor pozicije plijena (rješenja). Na osnovu jednačine (5.38) jasno je da \vec{D} označava vektor rastojanja između vuka i plijena, dok su \vec{A} i \vec{C} u jednačinama (5.38) i (5.39), vektori koeficijenata koji se računaju prema sljedećim izrazima [128]:

$$\vec{A} = 2\vec{a} \cdot \vec{r}_1 - \vec{a}, \quad (5.40)$$

$$\vec{C} = 2\vec{r}_2, \quad (5.41)$$

gdje je \vec{a} vektor koji linearno opada u intervalu od 2 do 0, dok su \vec{r}_1 i \vec{r}_2 vektori proizvoljnih vrijednosti generisanih u intervalu [0,1].

Sljedeći korak GWO algoritma je lovljenje plijena, odnosno ažuriranje pozicije. Na osnovu svih pozicija u trenutnoj iteraciji t bira se najbolje moguće rješenje koje predstavlja α vuka, dok sljedeća dva najbolja rješenja predstavljaju β i δ vukove, respektivno. Na osnovu ova tri najbolja rješenja moguće je ažurirati pozicije svih agenata, uključujući i ω vukove, shodno sljedećim izrazima [128]:

$$\vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X}|; \vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta - \vec{X}|; \vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X}|, \quad (5.42)$$

$$\vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha + \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\alpha; \vec{X}_2 = \vec{X}_\beta + \vec{A}_2 \cdot \vec{D}_\beta; \vec{X}_3 = \vec{X}_\delta + \vec{A}_3 \cdot \vec{D}_\delta, \quad (5.43)$$

$$\vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3}, \quad (5.44)$$

Na osnovu matematičkog modela predstavljenog izrazima (5.38)–(5.44), jasno je da, izuzev veličine populacije i maksimalnog broja iteracija, parametri GWO algoritma imaju adaptivni karakter. Konkretno, vektori \vec{r}_1 i \vec{r}_2 uvode proizvoljnost u proces traženja optimalnog rješenja, dok linearno opadajući vektor \vec{a} omogućava fokusiranje na optimalno rješenje kako se vukovi približavaju plijenu [128].

5.5.4 Algoritam slijepog miša

Algoritam slijepog miša (BAT) inspirisan je kretanjem populacije mikro slijepih miševa koji koriste ehokolaciju, odnosno biološki sonar [129]. Mikro slijepi miševi šalju snažan zvučni impuls koji se reflektuje od objekata, te na osnovu eha detektuju plijen i

izbjegavaju prepreke. Prilikom formulisanja matematičkog modela BAT algoritma uvode se sljedeće aproksimacije [129]:

- slijepi miševi (agenti) koriste eholokaciju za mjerenje distance, pri čemu razlikuju plijen od pozadine,
- agenti lete proizvoljno sa fiksnom brzinom \mathbf{v}_i na poziciji \mathbf{x}_i , pri čemu se pretpostavlja fiksna učestanost f_{min} , promjenjiva talasna dužina λ i jačina zvučnog impulsa A_0 . Takođe, dozvoljena je automatska promjena talasne dužine ili emisije impulsa $r \in [0,1]$ u zavisnosti od blizine plijena (rješenja),
- iako u prirodi intenzitet zvučnog impulsa značajno varira, prilikom izvršavanja algoritma pretpostavlja se maksimalna i minimalna vrijednost zvučnog impulsa A_0 i A_{min} , respektivno.

U okviru BAT algoritma, poziciju i brzinu i -tog agenta u populaciji moguće je ažurirati na sljedeći način [129]:

$$f_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min}) \cdot \beta, \quad (5.45)$$

$$\mathbf{v}_i^{t+1} = \mathbf{v}_i^t + (\mathbf{x}_i^t - \mathbf{x}_*) \cdot f_i, \quad (5.46)$$

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = \mathbf{x}_i^t + \mathbf{v}_i^t, \quad (5.47)$$

gdje f_i predstavlja frekvenciju i -tog agenta, $\beta \in [0,1]$ je proizvoljan broj generisan prema normalnoj raspodjeli, dok \mathbf{x}_* označava trenutno optimalno rješenje. U jednačini (5.45) ravnopravno se može koristiti i talasna dužina λ_i i -tog agenta, s obzirom da proizvod $\lambda_i \cdot f_i$ predstavlja inkrement brzine.

Ažuriranje pozicije i -tog agenta vrši se shodno jednačini (5.48) [129]:

$$\mathbf{x}_{t+1} = \mathbf{x}_t + \varepsilon \cdot A^t, \quad (5.48)$$

gdje ε predstavlja proizvoljan broj u intervalu $[-1,1]$, dok A^t označava srednju vrijednost intenziteta zvučnog impulsa svih agenata u populaciji.

Tokom izvršavanja BAT algoritma vrši se ažuriranje intenziteta i emisije zvučnog impulsa shodno sljedećim izrazima [129]:

$$A_i^{t+1} = \alpha \cdot A_i^t, \quad (5.49)$$

$$r_i^{t+1} = r_i^0 \cdot [1 - e^{-\gamma t}], \quad (5.50)$$

gdje su $0 < \alpha < 1$ i $\gamma > 0$ konstante, pri čemu se u literaturi, radi jednostavnosti, najčešće pretpostavlja da je $\alpha = \gamma$.

Posmatrajući jednačine (5.49) i (5.50), zaključuje se da tokom izvršavanja BAT algoritma za $t \rightarrow \infty$ važi $A_i^t \rightarrow 0$, dok $r_i^t \rightarrow 0$. Navedeno je saglasno sa prirodnim procesom kretanja slijepih miševa, gdje, kako se populacija približava plijenu, intenzitet zvučnog signala opada, dok emisija raste [129].

Podešavanje parametara BAT algoritma zahtijeva eksperimentisanje, a preporuka je da agenti u populaciji imaju različite inicijalne vrijednosti intenziteta i emisije zvučnog signala, što se postiže uvođenjem slučajnih promjenjivih. Bitno je istaći da se ažuriranje intenziteta i emisije zvučnog signala, shodno izrazima (5.49) i (5.50), respektivno, vrši isključivo ukoliko je pronađeno novo globalno optimalno rješenje.

Poglavlje 6

Predlog novog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga baziranog na principima matematičkog programiranja

U ovom poglavlju predložen je inovativni metod za proračun harmonijskih tokova snaga, baziran na primjeni matematičkog programiranja. Na početku poglavlja dat je pregled dostupne literature i ukazano je na nedostatke postojećih metoda za proračun harmonijskih tokova snaga. Prikazane su osnovne karakteristike opšteprihvaćenog metoda raspregnutih harmonijskih tokova snaga, kao i modelovanja komponenti EES-a na harmonijskim učestanostima. Nakon predstavljanja matematičke formulacije predloženog metoda, izvršen je proračun na IEEE testnim mrežama sa integrisanim nelinearnim potrošačima, distribuiranim izvorima i baterijama kondenzatora, dok je verifikacija tačnosti metoda izvršena kroz poređenje sa rezultatima dobijenim primjenom komercijalnih softvera.

6.1 Konvencionalne metode proračuna harmonijskih tokova snaga

U odnosu na prethodno prikazane trendove razvoja savremenih distributivnih mreža, koji uključuju integraciju različitih pretvaračkih tehnologija, evidentan je porast problema kvaliteta električne energije, što se primarno odnosi na prisustvo i negativan uticaj viših harmonika. Kako bi se pravilno estimirali indikatori kvaliteta električne energije i promptno reagovalo u cilju eliminacije viših harmonika u talasnim oblicima napona i struja, neophodno je sprovesti precizan proračun harmonijskih tokova snaga (HLF – *Harmonic Load Flow*) u distributivnoj mreži.

S obzirom na značaj materije, u dostupnoj literaturi predložen je niz HLF metoda. Pregled HLF formulacija u frekvencijskom domenu predstavljen je u [130], gdje je fokus istraživanja stavljen na matematičke formulacije i klasifikaciju HLF metoda. U odnosu

na formulaciju, HLF metode se mogu klasifikovati na spregnute i raspregnute. Spregnute metode simultano vrše proračun tokova snaga na osnovnoj i harmonijskim učestanostima, što u najvećem broju slučajeva dovodi do povećanog vremena izvršenja [131]. Stoga je razvijen metod raspregnutih harmonijskih tokova snaga (DHLF – *Decoupled Harmonic Load Flow*), gdje se proračun vrši zasebno na svim učestanostima, što rezultira vremenski manje zahtjevnim proračunom, sa većom tačnošću u odnosu na spregnute metode [132]. DHLF se sprovodi na sljedeći način [133]:

1. Proračun tokova snaga (LF – *Load Flow*) na osnovnoj učestanosti, čime se dobijaju vrijednosti napona i struja, kao i odgovarajući fazni stavovi,
2. Na osnovu podataka iz LF na osnovnoj učestanosti, vrši se modelovanje komponenti sistema na harmonijskim učestanostima, nakon čega se formira matrica admitanse sistema i proračunavaju harmonijske struje injektirane od strane nelinearnih potrošača i izvora,
3. Proračun napona viših harmonika korišćenjem inverzne matrice admitanse i vektora injektiranja harmonijskih struja.

Za rješavanje LF na osnovnoj učestanosti tradicionalno se koristi Njutn-Rafsonov (N-R) metod [134]. U dostupnoj literaturi predlažu se modifikacije N-R metoda koje su pretežno usmjerene na poboljšanje numeričkih performansi. U [135] autori predlažu dekompoziciju singularnih vrijednosti s ciljem faktorizacije Jakobijeve matrice, kako bi dodatno poboljšali performanse N-R metoda za rješavanje DHLF. Autori u [136] predložili su iterativni N-R metod korišćenjem Kravčikovog operatora, čime se dobijaju intervali gornje i donje granice napona viših harmonika i THD. Rezultati istraživanja pokazali su da primjena intervalne aritmetike smanjuje vrijeme izvršavanja DHLF. Međutim, s obzirom na to da distributivne mreže karakteriše radijalna topologija i visok odnos reaktanse i otpornosti (X/R), DHLF baziran na primjeni N-R metoda u većini slučajeva ne može da konvergira do konačnog rješenja [137].

Kako bi se prevazišli nedostaci N-R metoda, u određenom broju istraživanja rješavanje LF na osnovnoj učestanosti izvršeno je primjenom nazad-naprijed (BFS – *Backward-Forward Sweep*) metoda. U [138] prikazana je formulacija DHLF bazirana na primjeni BFS metoda za proračun u neizbalansiranoj distributivnoj mreži. Adaptacija konvencionalne BFS metode korišćene za DHLF predložena je od strane autora u [139].

Primjena BFS metoda za DHLF proračun u radijalnoj distributivnoj mreži, sa visokim stepenom udjela viših harmonika, prikazana je u [140], dok je identičan metod primijenjen od strane autora u [141], gdje je DHLF izvršen u prisustvu DER. Iako navedena istraživanja ukazuju na dobre numeričke performanse BFS metoda, direktna inverzija matrice admitanse u posljednjoj fazi DHLF je memorijski i vremenski zahtjevna, naročito u slučaju velikih distributivnih mreža, gdje se proračun vrši za širok spektar viših harmonika. Dodatno, većina konvencionalnih metoda zasniva se na primjeni LU dekompozicije matrice admitanse prije njene inverzije. S obzirom na to da se LU dekompozicija vrši na svakoj razmatranoj harmonijskoj učestanosti, jasno je da se na ovaj način uvodi dodatno numeričko opterećenje. Alternativni pristup DHLF metodu, baziran na korišćenju praktičnih podataka o magnitudi i faznom stavu viših harmonika, predstavljen je u [142].

Kako bi se poboljšale numeričke performanse standardnog DHLF, moguća je primjena optimizacionih metoda, tako što se proračun na osnovnoj i višim učestanostima formuliše kao minimizacioni problem. Konkretno, određeni broj istraživanja u dostupnoj literaturi fokusiran je na primjeni optimizacionih metoda za rješavanje LF na osnovnoj učestanosti. Do sada su, za sprovođenje LF analize, predložene sljedeće optimizacione tehnike: Levenberg-Marquardt [143], Ljapunova minimizacija [144] i Gaus-Njutnov metod [145]. Iako se Levenberg-Marquardt i Ljapunova optimizacija predlažu kao robusna rješenja za proračun LF, ove metode sporo konvergiraju ili uopšte ne konvergiraju, u zavisnosti od blizine početnog i optimalnog rješenja [146]. Dodatno, Gaus-Njutnov metod nije dizajniran za probleme sa velikom količinom ulaznih parametara.

6.2 Modeli komponenti distributivne mreže na višim učestanostima

Kao što je prethodno konstatovano, DHLF se zasniva na zasebnom proračunu tokova snaga na osnovnoj i višim učestanostima. Nakon LF analize na osnovnoj učestanosti, za proračun na višim učestanostima koristi se matrica admitanse i vektor struja viših harmonika injektiranih od strane nelinearnih potrošača. Prilikom formiranja matrice admitanse neophodno je modelovati komponente distributivne mreže na višim učestanostima. U dostupnoj literaturi koriste se aproksimativni modeli koji se sastoje od

pasivnih elemenata i strujnih izvora [130–141]. U nastavku poglavlja izloženi su matematički modeli komponenti distributivne mreže na višim učestanostima.

6.2.1 Distributivni vodovi i kablovi

Pretpostavljajući „ Π “ ekvivalentnu električnu šemu distributivnog voda, odnosno kabla, admitansa na višim učestanostima definiše se na sljedeći način [140]:

$$\underline{Y}_{long}^{(h)} = \frac{1}{R_{ij}^{(1)} + jhX_{ij}^{(1)}}, \quad (6.1)$$

$$\underline{Y}_{shunt}^{(h)} = jh B_C^{(1)}, \quad (6.2)$$

gdje $\underline{Y}_{long}^{(h)}$ i $\underline{Y}_{shunt}^{(h)}$ predstavljaju podužnu i otočnu admitansu voda ili kabla na h -toj harmonijskoj učestanosti, respektivno, $R_{ij}^{(1)}$ i $X_{ij}^{(1)}$ su otpornost i reaktansa voda ili kabla između čvorova i i j na osnovnoj učestanosti ($h = 1$), respektivno, dok je $B_C^{(1)}$ susceptansa otočne grane distributivnog voda ili kabla na osnovnoj učestanosti.

Prilikom definisanja podužne admitanse voda ili kabla u jednačini (6.2) nije uzeta u obzir pojava skin efekta na višim učestanostima. Prisustvo skin efekta direktno mijenja otpornost voda ili kabla na višim učestanostima, pri čemu se ekvivalentna otpornost na h -toj harmonijskoj učestanosti može proračunati na osnovu sljedećeg aproksimativnog izraza [132]:

$$R_{ij}^{(h)} = R_{ij}^{(1)} \left(1 + \frac{0.646h^2}{192 + 0.518h^2} \right), \quad (6.3)$$

6.2.2 Linearni i nelinearni potrošači

Prilikom proračuna na osnovnoj učestanosti, linearni i nelinearni potrošači modeluju se korišćenjem modela konstantne snage. Međutim, na višim učestanostima linearni potrošači predstavljaju se modelom konstantne impedanse, čije električno kolo čine paralelna i redna veza otpornika i kalema. Postoje različiti modeli konstantne impedanse koji su primjenjivi za linearne potrošače. Bitno je istaći da način modelovanja linearnih potrošača utiče na proračun DHLF metode, s obzirom na to da isti, iako ne proizvode više harmonike, „obaraju“ frekvencijski odziv i utiču na rezonansu [147].

Detaljna analiza uticaja različitih modela linearnih potrošača na tačnost proračuna DHLF metode prikazana je u [148].

U ovom istraživanju podrazumijevaju se paralelni i serijski model linearnog potrošača. Admitansa potrošača modelovanog paralelnim modelom definisana je sljedećim izrazom [132, 140]:

$$\underline{Y}_{LLi}^{(h)} = \frac{P_{LLi}}{|\underline{V}_i^{(1)}|^2} - j \frac{Q_{LLi}}{h|\underline{V}_i^{(1)}|^2}, \quad (6.4)$$

gdje $\underline{Y}_{LLi}^{(h)}$ označava admitansu linearnog potrošača na h -toj harmonijskoj učestanosti, P_{LLi} i Q_{LLi} su aktivna i reaktivna snaga linearnog potrošača u čvoru i , dok je $\underline{V}_i^{(1)}$ vrijednost napona u čvoru i na osnovnoj učestanosti. Ukoliko se koristi serijski model linearnog potrošača, parametri ekvivalentnog električnog kola i admitansa definišu se sljedećim izrazima [147]:

$$R_{LLi} = P_{LLi} \cdot \frac{|\underline{V}_i^{(1)}|^2}{P_{LLi}^2 + Q_{LLi}^2}, \quad (6.5)$$

$$X_{LLi}^{(h)} = h \cdot Q_{LLi} \cdot \frac{|\underline{V}_i^{(1)}|^2}{P_{LLi}^2 + Q_{LLi}^2}, \quad (6.6)$$

$$\underline{Y}_{LLi}^{(h)} = \frac{1}{R_{LLi} + jX_{LLi}^{(h)}}, \quad (6.7)$$

gdje R_{LLi} i $X_{LLi}^{(h)}$ predstavljaju otpornost i reaktansu linearnog potrošača u i -tom čvoru.

Kao što je izloženo u Poglavlju 4, nelinearni potrošači predstavljaju izvore viših harmonika u EES-u. Prilikom proračuna na višim učestanostima, nelinearni potrošači modeluju se kao idealni strujni izvori. Struja nelinearnog potrošača na osnovnoj učestanosti može se proračunati na sljedeći način:

$$\underline{I}_{NLi}^{(1)} = \left(\frac{\underline{S}_{NLi}}{\underline{V}_i^{(1)}} \right)^* = \left(\frac{P_{NLi} + jQ_{NLi}}{\underline{V}_i^{(1)}} \right)^*, \quad (6.8)$$

gdje je $\underline{I}_{NLi}^{(1)}$ struja nelinearnog potrošača u čvoru i na osnovnoj učestanosti, dok su P_{NLi} i Q_{NLi} aktivna i reaktivna snaga nelinearnog potrošača u čvoru i , respektivno. Koristeći

struju nelinearnog potrošača iz jednačine (6.8), struja na višim učestanostima računa se shodno izrazu (6.9) [142]:

$$\underline{I}_{NL_i}^{(h)} = C(h) \cdot I_{NL_i}^{(1)}, \quad (6.9)$$

gdje je $\underline{I}_{NL_i}^{(h)}$ vrijednost struje nelinearnog potrošača na h -toj harmonijskoj učestanosti, dok $C(h)$ predstavlja procenat h -tog harmonika struje nelinearnog potrošača u odnosu na vrijednost struje na osnovnoj učestanosti, definisan spektrom harmonijske struje nelinearnog potrošača. Na kraju, fazni stav struje nelinearnog potrošača definiše se na sljedeći način [149]:

$$\theta_{NP_i}^{(h)} = \theta_{NP}^{(h-spectrum)} + h\theta_i^{(1)} + (h+1)\frac{\pi}{2}, \quad (6.10)$$

gdje $\theta_{NP_i}^{(h)}$ označava fazni stav struje nelinearnog potrošača u čvoru i na h -toj harmonijskoj učestanosti, $\theta_{NP}^{(h-spectrum)}$ je fazni stav h -te harmonijske struje nelinearnog potrošača, definisan harmonijskim spektrom, dok $\theta_i^{(1)}$ predstavlja fazni stav struje nelinearnog potrošača u čvoru i na osnovnoj učestanosti.

6.2.3 Distribuirani izvori

U zavisnosti od procesa konverzije energije, distribuirani izvori (DER) integrisani u savremenim distributivnim mrežama mogu se klasifikovati kao linearni ili nelinearni generatori. Linearni generatori sadrže obrtne, najčešće sinhronne električne mašine, te se pretpostavlja da su priključeni na distributivnu mrežu preko impedanse čija se vrijednost mijenja u zavisnosti od harmonijske učestanosti, prema sljedećem izrazu [141]:

$$\underline{Z}_{DER}^{(h)} = \sqrt{h} \cdot R_{DER} + jhX_{DER}'' \quad (6.11)$$

gdje $\underline{Z}_{DER}^{(h)}$ predstavlja impedansu linearnog DER-a na h -toj harmonijskoj učestanosti, R_{DER} je unutrašnja otpornost linearnog DER-a, a X_{DER}'' subtranzijentna reaktansa linearnog DER-a.

Nelinearni generatori, kao što su PV sistemi i vjetroelektrane, priključeni su na mrežu preko energetske pretvarača. Samim tim, ovaj tip DER-a na harmonijskim učestanostima modeluje se kao idealni strujni izvor, gdje se efektivna vrijednost i fazni

stav harmonijske struje određuju na isti način kao i za nelinearne potrošače, shodno izrazima (6.9) i (6.10). Bitno je istaći da se prilikom proračuna harmonijskih tokova snaga struja nelinearnih DER-ova uzima sa suprotnim predznakom u odnosu na struju nelinearnih potrošača [141].

6.2.4 Kondenzatorske baterije

Kao i u slučaju linearnih potrošača, kondenzatorske baterije se na višim učestanostima predstavljaju modelom konstantne impedanse. Admitansa kondenzatorske baterije definiše se na sljedeći način [140]:

$$\underline{Y}_{SC_i}^{(h)} = jh\omega C, \quad (6.12)$$

gdje $\underline{Y}_{SC_i}^{(h)}$ predstavlja admitansu kondenzatorske baterije u čvoru i na h -toj harmonijskoj učestanosti.

6.3 Predložena formulacija metoda raspregnutih harmonijskih tokova snaga

U sklopu ovog istraživanja predlaže se nova formulacija DHLF-a korišćenjem elemenata matematičkog programiranja. U nastavku poglavlja definisani su optimizacioni problemi proračuna tokova snaga na osnovnoj i višim učestanostima.

6.3.1 Proračun na osnovnoj učestanosti

Za formulaciju proračuna na osnovnoj učestanosti razmatra se sljedeći optimizacioni problem [149–151]:

$$\min(F_{obj}) = \min \left(\sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} G_{i,j}/2 [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_{i,j})] \right), \quad (6.14)$$

$$P_{i,j} = G_{i,j} V_i^2 - V_i V_j [G_{i,j} \cos(\delta_{i,j}) + B_{i,j} \sin(\delta_{i,j})], \quad (6.15)$$

$$Q_{i,j} = -V_i^2 [B_{i,j} + B_C/2] - V_i V_j [G_{i,j} \sin(\delta_{i,j}) - B_{i,j} \cos(\delta_{i,j})], \quad (6.16)$$

$$P_{Gi} + P_{DGi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^{N_b} P_{i,j} = 0, \quad (6.17)$$

$$Q_{Gi} + Q_{Sci} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^{N_b} Q_{i,j} = 0, \quad (6.18)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{max}}, \quad (6.19)$$

$$\theta_{i_{min}} \leq \theta_i \leq \theta_{i_{max}},$$

$$P_{ij_{min}} \leq P_{ij} \leq P_{ij_{max}}, \quad (6.20)$$

$$Q_{ij_{min}} \leq Q_{ij} \leq Q_{ij_{max}},$$

$$P_{Gi_{min}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi_{max}}, \quad (6.21)$$

$$Q_{Gi_{min}} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_{max}},$$

U gore prikazanom sistemu jednačina, izraz (6.14) predstavlja definiciju funkcije cilja optimizacionog problema, gdje je F_{obj} funkcija cilja, N_b je broj čvorova, $G_{i,j}$ označava provodnost grane između čvorova i i j , V_i i V_j su efektivne vrijednosti napona u čvorovima i i j , respektivno, dok $\delta_{i,j}$ predstavlja razliku faznih stavova napona u čvorovima i i j . U navedenoj formulaciji za funkciju cilja odabrani su ukupni gubici snage. Bitno je istaći da u okviru proračuna tokova snaga nema kontrolnih promjenljivih, te se funkcija cilja definiše isključivo kao kriterijum za zaustavljanje proračuna. Samim tim, definicija funkcije cilja ne utiče na ishod proračuna.

Jednačine (6.15)–(6.18) definišu ograničenja tipa jednakosti. Konkretno, izrazi (6.15) i (6.16) predstavljaju jednačine tokova aktivnih i reaktivnih snaga, respektivno, gdje $P_{i,j}$ i $Q_{i,j}$ označavaju aktivnu i reaktivnu snagu koja protiče granom između čvorova i i j , respektivno, $B_{i,j}$ je susceptansa grane između čvorova i i j , a B_C je otopna susceptansa grane između čvorova i i j . Izrazi (6.17) i (6.18) predstavljaju balansne jednačine tokova aktivnih, odnosno reaktivnih snaga, respektivno, gdje su P_{Gi} i Q_{Gi} aktivna i reaktivna snaga u čvoru i , povučene iz eksterne mreže, respektivno, P_{Li} i Q_{Li} su aktivna i reaktivna snaga linearnog ili nelinearnog potrošača u čvoru i , respektivno, P_{DERi} aktivna snaga DER-a priključenog u čvoru i , dok Q_{Sci} označava reaktivnu snagu kondenzatorske baterije priključene u čvoru i .

Ograničenja tipa nejednakosti definisana su jednačinama (6.19)–(6.21). Izraz (6.19) definiše ograničenja efektivne vrijednosti i faznog stava (θ_i) napona u čvoru i , dok su ograničenja u pogledu prenesene aktivne, odnosno reaktivne snage između čvorova i i j

definisana izrazom (6.20). Na kraju, izraz (6.21) definiše ograničenja u pogledu aktivne i reaktivne snage koja se preuzima iz eksterne mreže, pri čemu su ove vrijednosti u realnoj distributivnoj mreži određene kapacitetom distributivne trafostanice.

6.3.2 Proračun na višim učestanostima

Prvi korak standardnog DHLF metoda je formiranje matrice admitanse korišćenjem prethodno definisanih modela komponenti distributivne mreže na višim učestanostima. Na osnovu rezultata dobijenih proračunom tokova snaga na osnovnoj učestanosti moguće je izračunati struje nelinearnih potrošača, odnosno izvora. Korišćenjem matrice admitanse i vektora harmonijskih struja određuju se harmonici napona rješavanjem sljedećeg sistema jednačina [140–141]:

$$\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)} \cdot \underline{\mathbf{V}}^{(h)} = \underline{\mathbf{I}}^{(h)}, \quad (6.21)$$

gdje su $\underline{\mathbf{V}}^{(h)} = [\underline{V}_1^{(h)}, \underline{V}_2^{(h)}, \dots, \underline{V}_{N_b}^{(h)}]$ i $\underline{\mathbf{I}}^{(h)} = [\underline{I}_1^{(h)}, \underline{I}_2^{(h)}, \dots, \underline{I}_{N_b}^{(h)}]$ vektori h -tog harmonika napona i struja u čvorovima, dok $\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)}$ predstavlja matricu admitanse sistema na h -toj harmonijskoj učestanosti. Za rješavanje sistema jednačina neophodno je odrediti inverznu matricu admitanse sistema, što predstavlja glavni izvor numeričke kompleksnosti proračuna primjenom klasične DHLF metode.

U ovom radu, polazeći od činjenice da metode matematičkog programiranja ne poznaju kompleksne brojeve, sistem jednačina (6.21) raspriježe se na realni i imaginarni dio matrica, odnosno vektora:

$$\begin{aligned} & \left(\operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)}\} + j\operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)}\} \right) \cdot \left(\operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{V}}^{(h)}\} + j\operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{V}}^{(h)}\} \right) \\ & = \left(\operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{I}}^{(h)}\} + j\operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{I}}^{(h)}\} \right). \end{aligned} \quad (6.22)$$

Polazeći od jednakosti imaginarnih dijelova sa lijeve i desne strane jednačine, iz jednačine (6.22) moguće je dobiti dva sistema linearnih jednačina:

$$\operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)}\} \cdot \operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{V}}^{(h)}\} = \operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{I}}^{(h)}\}, \quad (6.23)$$

$$\operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)}\} \cdot \operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{V}}^{(h)}\} = \operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{I}}^{(h)}\}. \quad (6.24)$$

Kako bi se sistem jednačina (6.23)–(6.24) riješio bez inverzije matrice admitanse, u ovom radu primjenjuje se optimizacioni metod. Radi definisanja kriterijuma za zaustavljanje proračuna na višim učestanostima, definiše se sljedeća funkcija cilja:

$$\min(F_{obj}) = \min \left(\sum_{i=1}^{N_b} \sum_{h=5}^{h_{max}} 1 - \sqrt{\operatorname{Re}\{V_i^{(h)}\}^2 + \operatorname{Im}\{V_i^{(h)}\}^2} \right). \quad (6.25)$$

Rješenje optimizacionog problema definisanog jednačinama (6.23)–(6.25) je vektor harmonika napona $\underline{V}^{(h)}$, na osnovu kojeg je moguće proračunati efektivnu vrijednost napona u čvorovima (V_{rms_i}), i ukupni THD napona u čvorovima (THD_{V_i}), prema sljedećim izrazima [140–141]:

$$V_{rms_i} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} |\underline{V}_i^{(h)}|^2}, \quad (6.26)$$

$$THD_{V_i} = \frac{1}{|\underline{V}_i^{(h)}|} \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} |\underline{V}_i^{(h)}|^2}, \quad (6.27)$$

gdje je h_{max} maksimalni razmatrani red harmonika. Dodatno, moguće je proračunati i gubitke snage na specifičnim harmonijskim učestanostima, na sljedeći način [140–141]:

$$P_{loss}^{(h)} = \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} R_{ij}^{(h)} \left(|\underline{V}_j^{(h)} - \underline{V}_i^{(h)}| \cdot |\underline{Y}_{ij}^{(h)}| \right)^2. \quad (6.28)$$

6.4 Rezultati simulacije

Predložena formulacija DHLF metode simulirana je na IEEE 18-, 33- i 69-čvornim testnim mrežama [88, 155–156]. Linijski dijagrami, parametri prenosnih vodova i instalisane snage potrošača u čvorovima navedenih testnih mreža prikazani su u Prilogu A. Simulacija u ovom poglavlju izvršena je podrazumijevajući sljedeće slučajeve i mreže:

- **Slučaj 1** – DHLF u IEEE 33- i 69-čvornoj mreži sa integrisanim nelinearnim potrošačima,
- **Slučaj 2** – DHLF u IEEE 33- i 69-čvornoj mreži sa integrisanim DER,
- **Slučaj 3** – DHLF u IEEE 18-, 33- i 69-čvornoj mreži sa integrisanim SC,

- **Slučaj 4** – DHLF u IEEE 33-čvornoj mreži sa integrisanim DER i SC,
- **Slučaj 5** – DHLF u IEEE 33- i 69-čvornoj mreži sa integrisanim električnim vozilima.

Verifikacija rezultata dobijenih metodom predloženom u ovom istraživanju u slučajevima 1, 2, 3 i 5 izvršena je poređenjem sa rezultatima dobijenim proračunom harmonijskih tokova snaga u komercijalnim softverima DIgSILENT i ETAP. U slučaju 4, verifikacija predložene metode izvršena je poređenjem sa rezultatima navedenim u dostupnoj literaturi.

Prilikom proračuna usvojene su sljedeće pretpostavke:

- distributivna mreža je izbalansirana,
- distributivna mreža se napaja iz distributivne trafostanice u čvoru 1, koji predstavlja balansni čvor napona fiksne efektivne vrijednosti 1 p.u. i fiksnog faznog stava 0 rad,
- pretpostavljajući snažnu vezu mreže i trafostanice, u balansnom čvoru 1 nema harmonijskih izobličenja talasnog oblika napona,
- prilikom proračuna uzimaju se u obzir sljedeći neparni harmonici: 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29 i 31.

Uzimajući u obzir matematičku formulaciju DHLF metode predstavljenu u ovom poglavlju, jasno je da se optimizacioni problem može klasifikovati kao NLP. Modelovanje problema izvršeno je u programskom paketu *General Algebraic Modelling System* (GAMS), dok je rješenje dobijeno primjenom CONOPT solvera. Rezultati dobijeni novopredloženim metodom za proračun harmonijskih tokova snaga objavljeni su u [152], dok je u [153] posebna pažnja posvećena izlaganju i verifikaciji metoda za proračun tokova snaga u radijalnim distributivnim mrežama na osnovnoj učestanosti.

6.4.1 Slučaj 1 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integrisanim nelinearnim potrošačima

U cilju proračuna harmonijskih tokova snaga u čvorovima 7, 17 i 31 IEEE 33-čvorne mreže, odnosno u čvorovima 12, 21, 27, 33, 45, 49 i 64 IEEE 69-čvorne mreže, pretpostavljaju se nelinearni potrošači, konkretno pogoni sa promjenjivom brzinom (ASD). Harmonijski spektar ASD prikazan je u Prilogu B. U Tabeli 6.1 sumirani su

rezultati proračuna dobijeni primjenom CONOPT solvera i komercijalnih softvera DIgSILENT i ETAP, gdje su V_{min} i THD_{max} minimalna vrijednost napona čvorova i maksimalna vrijednost THD napona čvorova, respektivno. Bitno je istaći da navedeni softveri implementiraju DHLF metod baziran na unaprijeđenom Njutn-Rafsonovom metodu proračuna tokova snaga.

Tabela 6.1 Slučaj 1 – rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga dobijeni primjenom predložene DHLF metode, kao i softvera DIgSILENT i ETAP

Tetsna mreža	Metod	V_{min} (čvor) [p.u.]	THD_{max} (čvor) [%]
IEEE 33-čvorna	CONOPT	0.9061 (18)	7.95 (33)
	ETAP	0.9061 (18)	7.99 (33)
	DIgSILENT	0.9064 (18)	8.00 (33)
IEEE 69-čvorna	CONOPT	0.9114 (65)	7.01 (65)
	ETAP	0.9114 (65)	6.97 (65)
	DIgSILENT	0.9116 (65)	7.22 (65)

Rezultati prikazani u Tabeli 6.1 pokazuju da predloženi DHLF metod daje identične rezultate onima dobijenim proračunom u komercijalnim softverima. Konkretno, u pogledu minimalne vrijednosti napona čvorova, vrijednosti dobijene primjenom CONOPT solvera u potpunosti se poklapaju sa rezultatima dobijenim proračunom u ETAP-u, za obje razmatrane testne mreže (Tabela 6.1). Prema rezultatima iz Tabele 6.1, minimalna vrijednost napona dobijena CONOPT solverom razlikuje se u odnosu na vrijednosti dobijene proračunom u DIgSILENT-u svega 0.0003 p.u. za IEEE 33-čvornu mrežu, odnosno 0.0002 p.u. za IEEE 69-čvornu mrežu. U pogledu maksimalne vrijednosti THD u IEEE 33-čvornoj mreži, vrijednost dobijena primjenom CONOPT solvera razlikuje se za 0.01% u odnosu na rezultat dobijen u ETAP-u i 0.05% u odnosu na rezultat proračuna u DIgSILENT-u (Tabela 6.1). Za slučaj IEEE 69-čvorne mreže javlja se nešto veće odstupanje maksimalne vrijednosti THD. Prema Tabeli 6.1, maksimalni THD proračunat primjenom CONOPT solvera razlikuje se za 0.04% u odnosu na vrijednost dobijenu u ETAP-u, odnosno 0.19% u odnosu na vrijednost proračunatu u DIgSILENT-u.

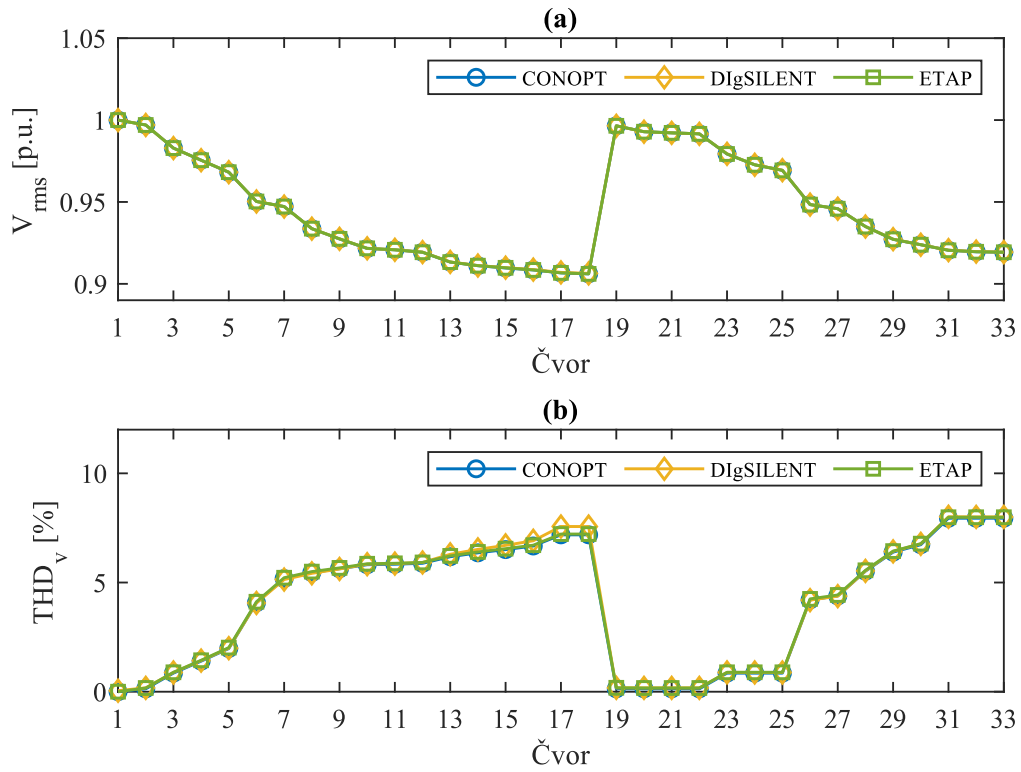
Kompletnija slika o tačnosti proračuna primjenom predložene metode može se dobiti na osnovu Tabele 6.2, gdje su prikazana maksimalna i srednja apsolutna odstupanja efektivne vrijednosti napona i THD-a. Priložena maksimalna i srednja apsolutna

odstupanja efektivne vrijednosti napona u Tabeli 6.2 potvrđuju značajno poklapanje rezultata dobijenih primjenom predložene metode i komercijalnih softvera. Posebno je značajno istaći da je, u slučaju analize na IEEE 69-čvornoj mreži, zabilježeno najniže srednje apsolutno odstupanje efektivne vrijednosti napona između rezultata dobijenih korišćenjem CONOPT solvera i referentnih rezultata iz ETAP-a, pri čemu odstupanje iznosi reda veličine 10^{-6} , dok su u preostalim analiziranim slučajevima ta odstupanja reda veličine 10^{-5} (Tabela 6.2). Sa aspekta proračunatih vrijednosti THD-a, rezultati u Tabeli 6.2 pokazuju da se maksimalno odstupanje između CONOPT solvera i ETAP-a, u iznosu od 0.10%, javlja prilikom proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži. Najveće maksimalno odstupanje THD-a, u iznosu od 0.38%, javlja se između predložene metode i DIgSILENT-a za slučaj proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži (Tabela 6.2). Dodatno, prema rezultatima iz Tabele 6.2, prosječna apsolutna odstupanja vrijednosti THD između CONOPT solvera i oba razmatrana komercijalna softvera su niska, imajući u vidu da maksimalno srednje apsolutno odstupanje iznosi svega 0.07%. Poklapanje rezultata dobijenih predloženom metodom i proračunom u komercijalnim softverima dodatno se potvrđuje na slikama 6.1 i 6.2, gdje su prikazane efektivne vrijednosti i THD napona čvorova za IEEE 33-čvornu i 69-čvornu mrežu, respektivno.

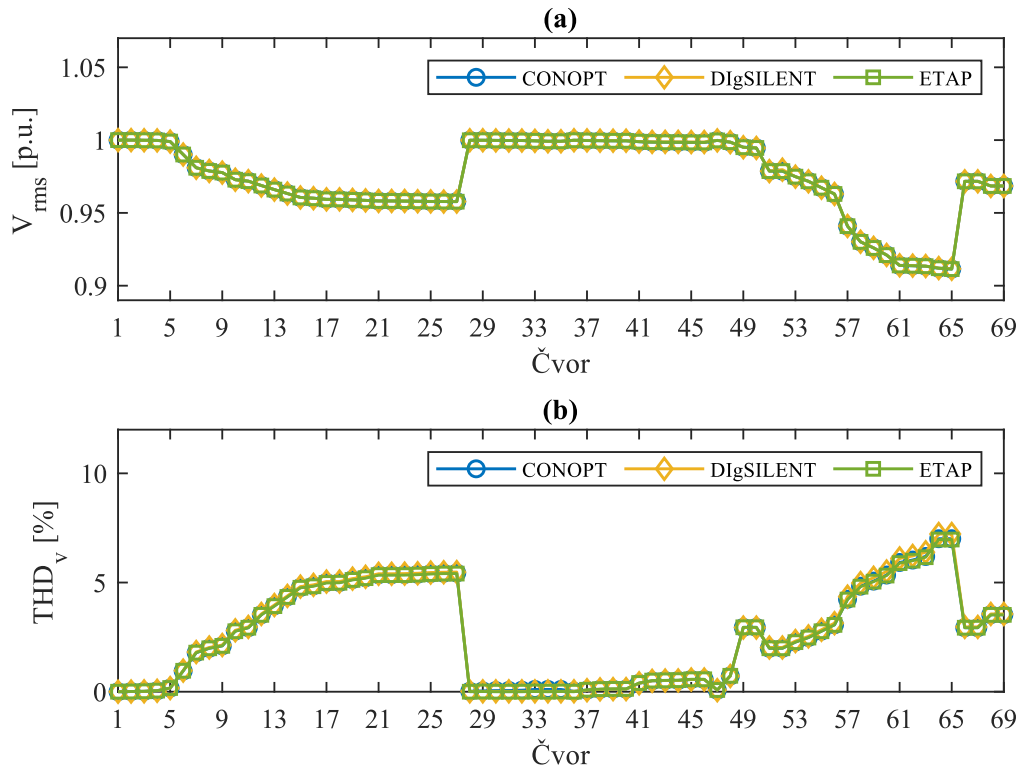
Tabela 6.2 Slučaj 1 – maksimalna i srednja apsolutna odstupanja efektivne vrijednosti i THD-a napona čvorova između predložene metode i komercijalnih softvera

Testna mreža	Metod	ΔV_{max} [p.u.]	ΔV_{mean} [p.u.]	ΔTHD_{max} [%]	ΔTHD_{mean} [%]
IEEE 33- čvorna	ETAP	0.0001	$1.2121 \cdot 10^{-5}$	0.05	0.04
	DIgSILENT	0.0003	$6.6667 \cdot 10^{-5}$	0.38	0.07
IEEE 69- čvorna	ETAP	0.0001	$4.3478 \cdot 10^{-6}$	0.10	0.02
	DIgSILENT	0.0010	$5.5072 \cdot 10^{-5}$	0.22	0.05

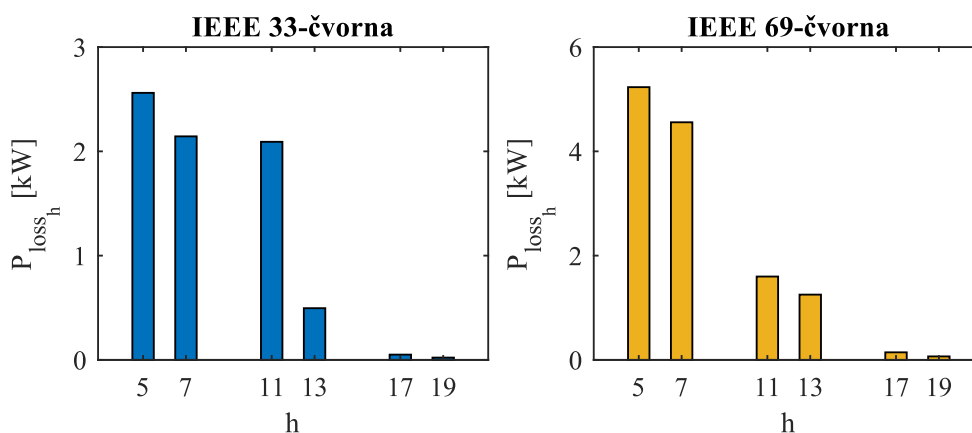
Bitno je istaći da softveri DIgSILENT i ETAP ne prikazuju podatke o vrijednosti gubitaka snage. Proračun gubitaka na osnovnoj i višim učestanostima od posebnog je značaja sa aspekta evaluacije negativnog uticaja viših harmonika na distributivnu mrežu i njene elemente. Primjenom predložene metode i CONOPT solvera, ukupni gubici aktivne snage – uključujući osnovnu i više učestanosti – iznose 218.3578 kW za IEEE 33-čvornu mrežu, odnosno 237.9888 kW za IEEE 69-čvornu mrežu. Na slici 6.3 grafički su prikazane vrijednosti gubitaka na dominantnim harmonijskim učestanostima.



Slika 6.1 Slučaj 1 – IEEE 33-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona



Slika 6.2 Slučaj 1 – IEEE 69-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona



Slika 6.3 Slučaj 1 – gubici snage na dominantnim harmonijskim učestanostima

6.4.2 Slučaj 2 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integriranim distribuiranim izvorima

Pretpostavlja se invertorski DER instalisanog kapaciteta 2 MW, priključen u čvoru 28 IEEE 33-čvorne mreže, odnosno u čvoru 65 IEEE 69-čvorne mreže. Raspored i tip nelinearnih potrošača u čvorovima ostaju identični kao i u Slučaju 1, pri čemu se pretpostavlja da je DER priključen preko šestopulsnog pretvarača tipa 1. Harmonijski spektar šestopulsnog pretvarača prikazan je u Prilogu B. Minimalne vrijednosti napona i maksimalne vrijednosti THD-a u čvorovima, dobijene proračunom primjenom predložene DHLF metode i komercijalnih softvera, prikazane su u Tabeli 6.3. Posmatrajući maksimalne vrijednosti THD-a, može se uočiti odstupanje između rezultata dobijenih proračunom u ETAP-u i DIgSILENT-u. Ovo odstupanje objašnjava se činjenicom da su u ETAP-u linearni potrošači modelovani paralelnim, a u DIgSILENT-u serijskim modelom, što utiče na proračun harmonijskih tokova snaga u prisustvu DER [148]. Radi vjerodostojnog poređenja rezultata, proračuni primjenom predložene DHLF metode izvršeni su za slučajeve kada se linearni potrošači modeluju paralelnim modelom (CONOPT-P) i serijskim modelom (CONOPT-S).

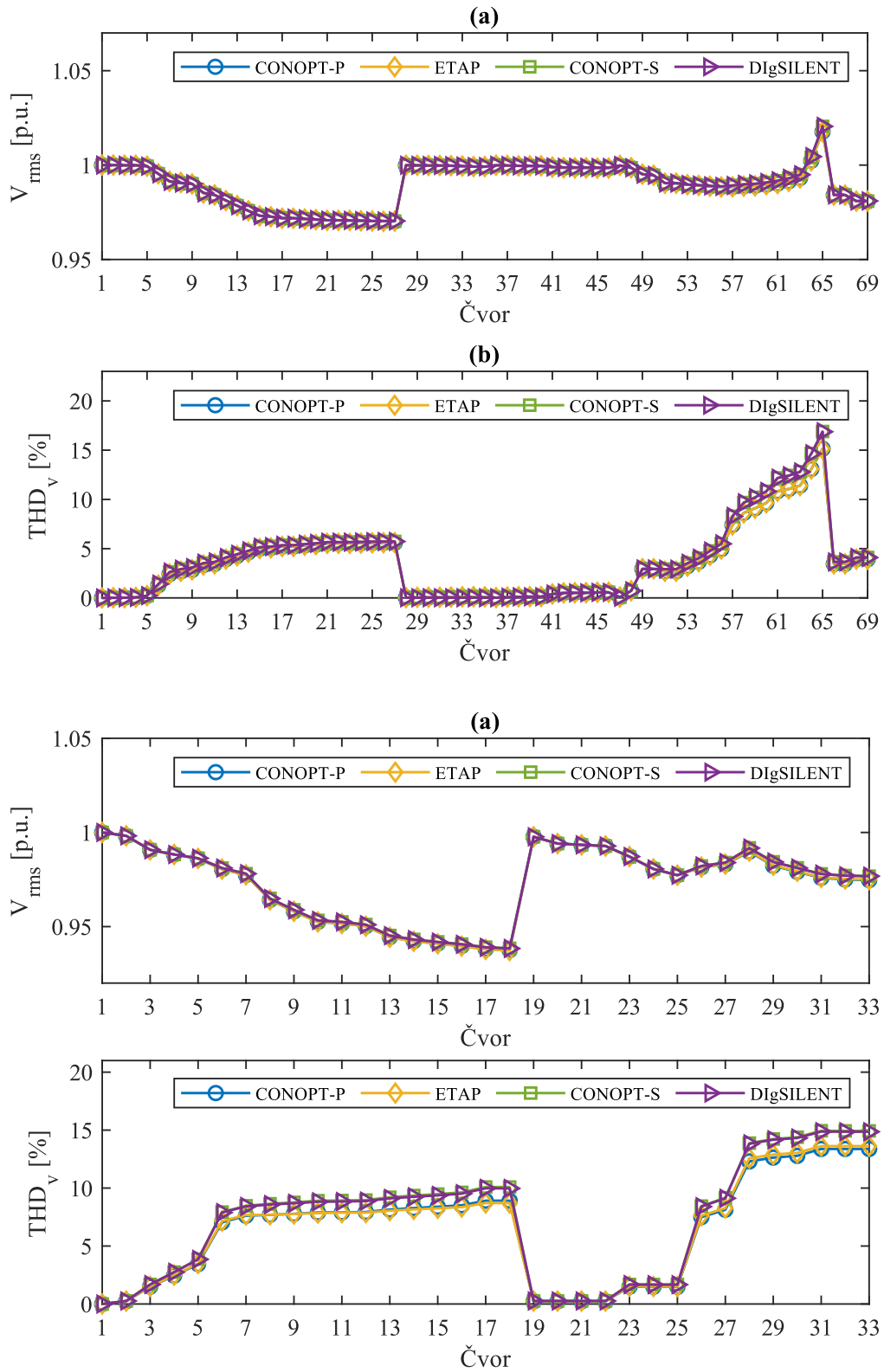
Na osnovu rezultata prikazanih u Tabeli 6.3, može se konstatovati dobro poklapanje minimalnih vrijednosti napona čvorova dobijenih proračunom primjenom CONOPT solvera i komercijalnih softvera. U slučaju IEEE 33-čvorne mreže, maksimalno odstupanje minimalne vrijednosti napona između CONOPT solvera i ETAP-a iznosi 0.0003 p.u. (Tabela 6.3). Maksimalno odstupanje minimalne vrijednosti napona čvorova

u IEEE 69-čvornoj mreži podjednako je između predložene metode i oba komercijalna softvera i iznosi 0.0001 p.u. (Tabela 6.3). Sa aspekta maksimalne vrijednosti THD-a, prema Tabeli 6.3, za slučaj proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži maksimalno odstupanje od 0.07% javlja se između rezultata dobijenih primjenom CONOPT solvera i DIgSILENT-a. Slično važi i za IEEE 69-čvornu mrežu, gdje maksimalno odstupanje vrijednosti THD-a između CONOPT-a i DIgSILENT-a iznosi svega 0.02% (Tabela 6.3). Na osnovu priloženih rezultata može se zaključiti da integracija DER u distributivnoj mreži nije narušila tačnost proračuna primjenom predložene metode.

Tabela 6.3 Slučaj 2 – rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga u prisustvu DER, dobijeni primjenom predložene DHLF metode, kao i softvera DIgSILENT i ETAP

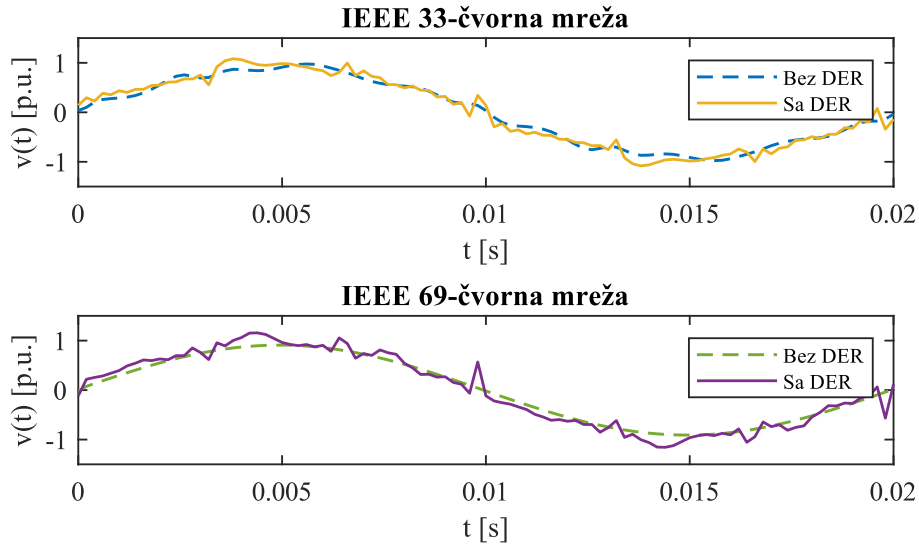
Tetsna mreža	Metod	V_{min} (čvor) [p.u.]	THD_{max} (čvor) [%]
IEEE 33-čvorna	CONOPT-P	0.9376 (18)	13.65 (33)
	ETAP	0.9373 (18)	13.62 (33)
	CONOPT-S	0.9385 (18)	14.93 (33)
	DIgSILENT	0.9384 (18)	14.86 (33)
IEEE 69-čvorna	CONOPT-P	0.9702 (27)	15.14 (65)
	ETAP	0.9703 (27)	15.14 (65)
	CONOPT-S	0.9703 (27)	16.89 (65)
	DIgSILENT	0.9704 (27)	16.87 (65)

Poklapanje rezultata dobijenih primjenom nove DHLF metode i komercijalnih softvera dodatno se potvrđuje na slikama 6.4 i 6.5, gdje su grafički prikazane efektivne vrijednosti i THD napona čvorova IEEE 33-čvorne i 69-čvorne mreže, respektivno. Posmatrajući grafički prikaz napona na slikama 6.4.a i 6.5.a, jasno je da različit način modelovanja linearnih potrošača ne utiče na efektivne vrijednosti napona čvorova. Nasuprot tome, različiti model linearnih potrošača utiče na odstupanja THD-a, pri čemu je taj efekat izraženiji u slučaju IEEE 33-čvorne mreže (slike 6.4.b i 6.5.b). Na slici 6.6 prikazani su talasni oblici napona u čvorovima 33 i 65 IEEE 33- i 69-čvorne mreže, respektivno, prije i nakon integracije DER. Odabrani čvorovi imaju maksimalno harmonijsko izobličenje napona (Tabela 6.3). Posmatrajući talasne oblike napona na slici 6.6, jasno se uočava povećano izobličenje nakon integracije DER, što je u skladu sa vrijednostima THD-a prikazanim u Tabeli 6.3.

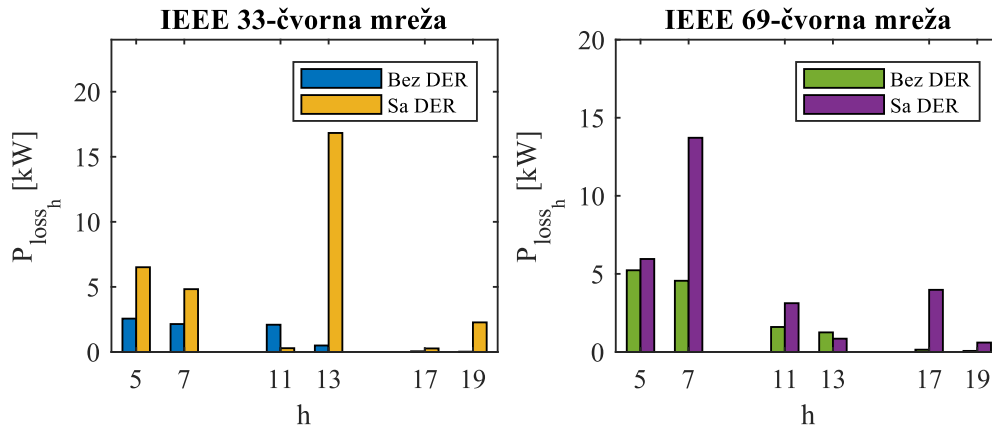


Slika 6.4 Slučaj 2 – IEEE 33-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona

Slika 6.5 Slučaj 2 – IEEE 69-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona



Slika 6.6 Slučaj 2 – talasni oblici napona u čvorovima sa najvećom vrijednošću THD-a prije i nakon integracije DER



Slika 6.7 Slučaj 2 – gubici snage na dominantnim harmonijskim učestanostima prije i nakon integracije DER

Nakon integracije DER-a, ukupni gubici snage iznose 154.1072 kW za IEEE 33-čvornu mrežu, odnosno 155.7657 kW za IEEE 69-čvornu mrežu. Vrijednosti gubitaka na dominantnim harmonijskim učestanostima prije i nakon integracije DER prikazane su na slici 6.7. Iako su ukupni gubici snage nakon integracije DER smanjeni, grafički prikaz na slici 6.7 pokazuje povećanje ili smanjenje gubitaka na višim učestanostima nakon integracije DER. Konkretno, uočava se značajan porast gubitaka trinaestog harmonika u IEEE 33-čvornoj mreži i gubitaka sedmog harmonika u IEEE 69-čvornoj mreži nakon

integracije DER-a (slika 6.7). S druge strane, gubici na jedanaestom i trinaestom harmoniku u IEEE 33- i IEEE 69-čvornoj mreži, respektivno, smanjuju se nakon integracije DER. Iz prethodnog se može zaključiti da je smanjenje ukupnih gubitaka dominantno na osnovnoj učestanosti.

6.4.3 Slučaj 3 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integriranim kondenzatorskim baterijama

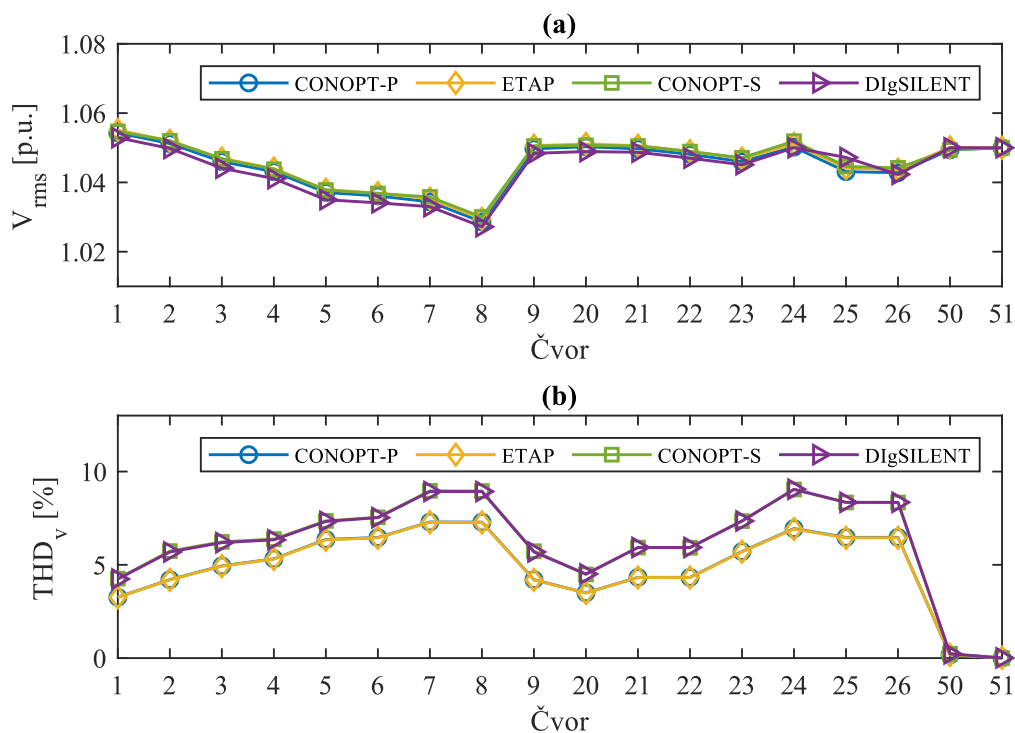
U trećem slučaju, IEEE 33- i 69-čvorne mreže modifikovane su dodavanjem SC instalisane snage 1.2 MVAR u čvorovima 30 i 55, respektivno. Raspored i tip nelinearnih potrošača ostaju identični kao u prethodnom slučaju. Dodatno, predloženi DHLF pristup primijenjen je i na IEEE 18-čvornu mrežu, koja sadrži SC u čvorovima 2, 3, 4, 5, 7, 20, 21, 24, 25 i 50, dok se u čvoru 5 nalazi šestopulsni ispravljač tipa 1. Linijski dijagram, podaci o parametrima vodova i potrošnji u čvorovima za IEEE 18-čvornu mrežu prikazani su u Prilogu A. Rezultati proračuna sumirani su u Tabeli 6.4. Kao i u prethodnom slučaju, uzimajući u obzir uticaj tipa modela linearnih potrošača na rezultate proračuna, predložena DHLF metoda simulirana je uzimajući u obzir paralelni i serijski model.

Tabela 6.4 Slučaj 3 – rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga u prisustvu SC, dobijeni primjenom predložene DHLF metode, kao i softvera DIgSILENT i ETAP

Tetsna mreža	Metod	V_{min} (čvor) [p.u.]	THD_{max} (čvor) [%]
IEEE 18-čvorna	CONOPT-P	1.0286 (8)	7.29 (7)
	ETAP	1.0295 (8)	7.28 (7)
	CONOPT-S	1.0300 (8)	9.04 (24)
	DIgSILENT	1.0272 (8)	9.05 (24)
IEEE 33-čvorna	CONOPT-P	0.9161 (18)	10.37 (30)
	ETAP	0.9160 (18)	10.34 (30)
	CONOPT-S	0.9163 (18)	12.18 (30)
	DIgSILENT	0.9163 (18)	12.20 (30)
IEEE 69-čvorna	CONOPT-P	0.9198 (65)	9.36 (65)
	ETAP	0.9198 (65)	9.38 (65)
	CONOPT-S	0.9233 (65)	12.80 (65)
	DIgSILENT	0.9232 (65)	12.73 (65)

Rezultati prikazani u Tabeli 6.4 ukazuju na visoku tačnost proračuna primjenom predložene metode. Maksimalno odstupanje u proračunatoj minimalnoj vrijednosti napona čvorova u IEEE 18-čvornoj mreži, u iznosu od 0.0028 p.u., pojavljuje se između

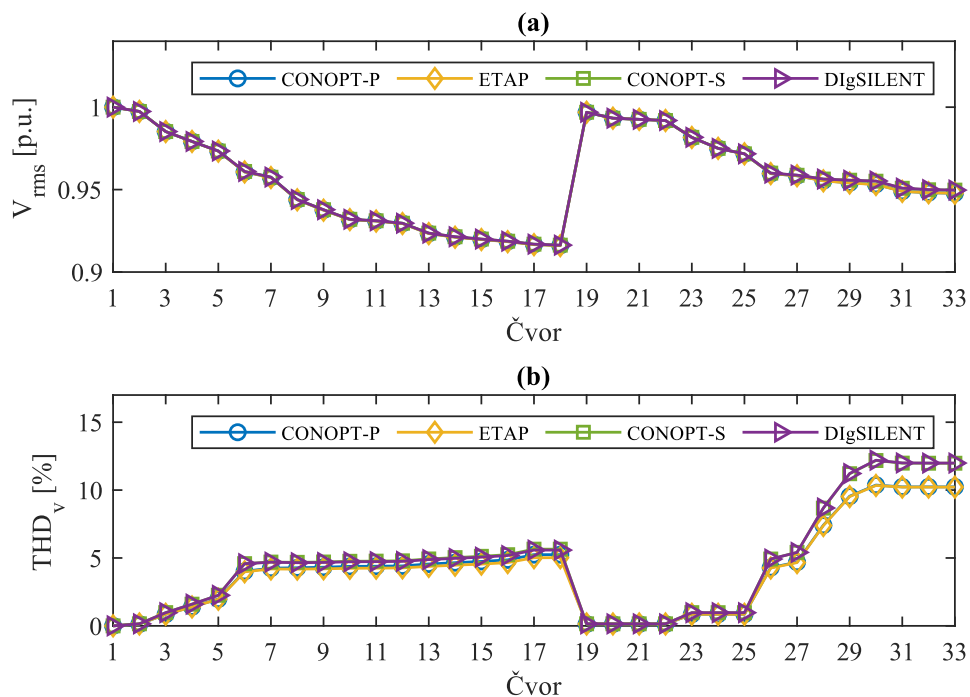
CONOPT solvera i DIgSILENT-a (Tabela 6.4). Prema rezultatima iz Tabele 6.4, u slučaju proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži maksimalno odstupanje minimalne vrijednosti napona, od 0.0001 p.u., javlja se između CONOPT solvera i ETAP-a, dok se za slučaj proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži identično odstupanje javlja između predložene metode i DIgSILENT-a. Sa aspekta maksimalne vrijednosti THD-a u IEEE 18-čvornoj mreži, rezultati dobijeni primjenom CONOPT solvera odstupaju 0.01% u odnosu na rezultate dobijene primjenom komercijalnih softvera (Tabela 6.4). U IEEE 33-čvornoj mreži najveće odstupanje THD-a, u iznosu od 0.03%, javlja se između predložene metode i ETAP-a (Tabela 6.4). Rezultati prikazani u Tabeli 6.4 pokazuju da u slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži maksimalni THD, proračunat primjenom CONOPT solvera, odstupa od vrijednosti dobijene u DIgSILENT-u za 0.07%.



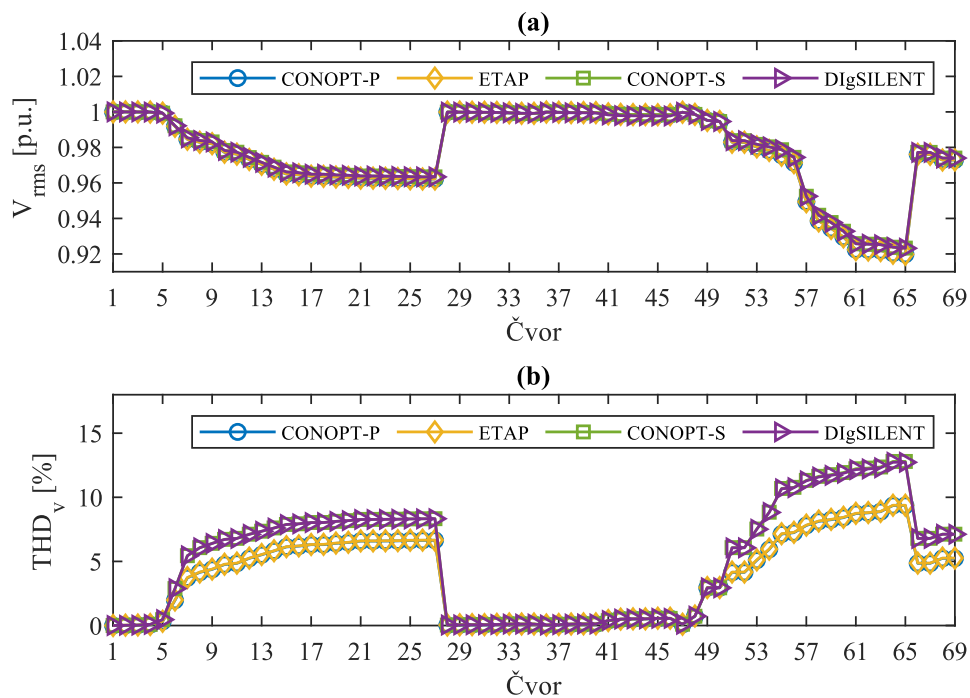
Slika 6.8 Slučaj 3 – IEEE 18-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona

ačnost proračuna primjenom predložene metode dodatno se potvrđuje grafičkim prikazom efektivnih vrijednosti i THD-a napona čvorova na slikama 6.8, 6.9 i 6.10. Kao i u prethodnom slučaju, različit model linearnih potrošača ne utiče na proračun vrijednosti napona čvorova (slike 6.8.a, 6.9.a i 6.10.a). Međutim, grafički prikazi na slikama 6.8.b, 6.9.b i 6.10.b pokazuju da, u prisustvu SC, model linearnih potrošača značajno utiče na

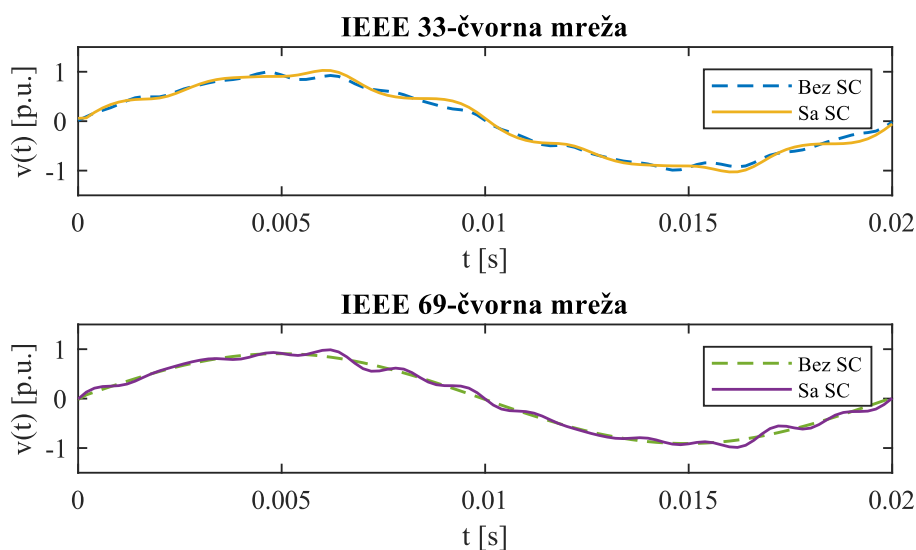
proračunatu vrijednost THD-a. Na slici 6.11 prikazani su talasni oblici napona čvorova sa najvećim učešćem viših harmonika u IEEE 33- i 69-čvornoj mreži, prije i nakon integracije SC.



Slika 6.9 Slučaj 3 – IEEE 33-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona

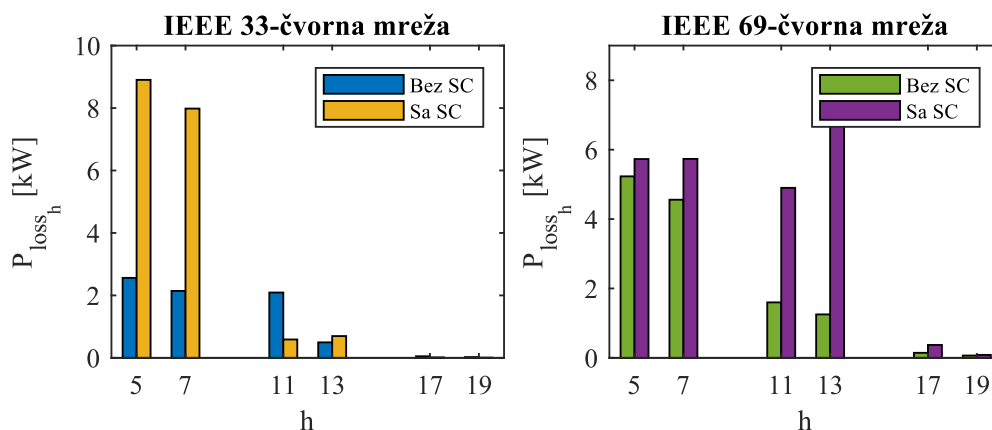


Slika 6.10 Slučaj 3 – IEEE 69-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona



Slika 6.11 Slučaj 3 – talasni oblici napona u čvorovima sa najvećom vrijednošću THD-a prije i nakon integracije SC

Korišćenjem predložene DHLF metode proračunate su ukupne vrijednosti gubitaka: 287.2101 kW u IEEE 18-čvornoj mreži, 170.7040 kW u IEEE 33-čvornoj mreži i 234.8301 kW u IEEE 69-čvornoj mreži. Gubici snage na dominantnim harmonijskim učestanostima, prije i nakon integracije SC u IEEE 33- i 69-čvornoj mreži, grafički su prikazani na slici 6.12. Kao i u prethodnom slučaju, dolazi do povećanja gubitaka na višim učestanostima, pri čemu je integracija SC doprinijela značajnom povećanju gubitaka na petom i sedmom harmoniku u IEEE 33-čvornoj mreži, odnosno na jedanaestom i trinaestom harmoniku u IEEE 69-čvornoj mreži.



Slika 6.12 Slučaj 3 – gubici snage na dominantnim harmonijskim učestanostima prije i nakon integracije SC

6.4.4 Slučaj 4 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integriranim distribuiranim izvorima i kondenzatorskim baterijama

U prethodno razmatranim slučajevima, rezultati dobijeni primjenom predložene formulacije DHLF metode poređeni su sa rezultatima dobijenim primjenom DHLF metoda baziranog na N–R metodi, implementiranog u ETAP i DIgSILENT softverima. Kako bi se predloženi metod uporedio sa DHLF metodom baziranom na BFS proračunu tokova snaga, razmatra se konfiguracija koja uključuje DER i SC. Rezultati u ovom slučaju biće upoređeni sa rezultatima navedenim u dostupnoj literaturi. Konkretno, u [154] je izvršena optimalna alokacija DER i SC u IEEE 33-čvornoj mreži primjenom PPSO, GAS i PPSOGSA algoritama, nakon čega je proračun harmonijskih tokova snaga sproveden primjenom BFS-DHLF metode. Prilikom simulacije, pretpostavlja se da su potrošači u čvorovima 6, 18 i 30 priključeni preko šestopulsnih pretvarača tipa 1, 2 i 3, respektivno, dok je priključenje DER izvršeno pomoću invertora (Prilog B).

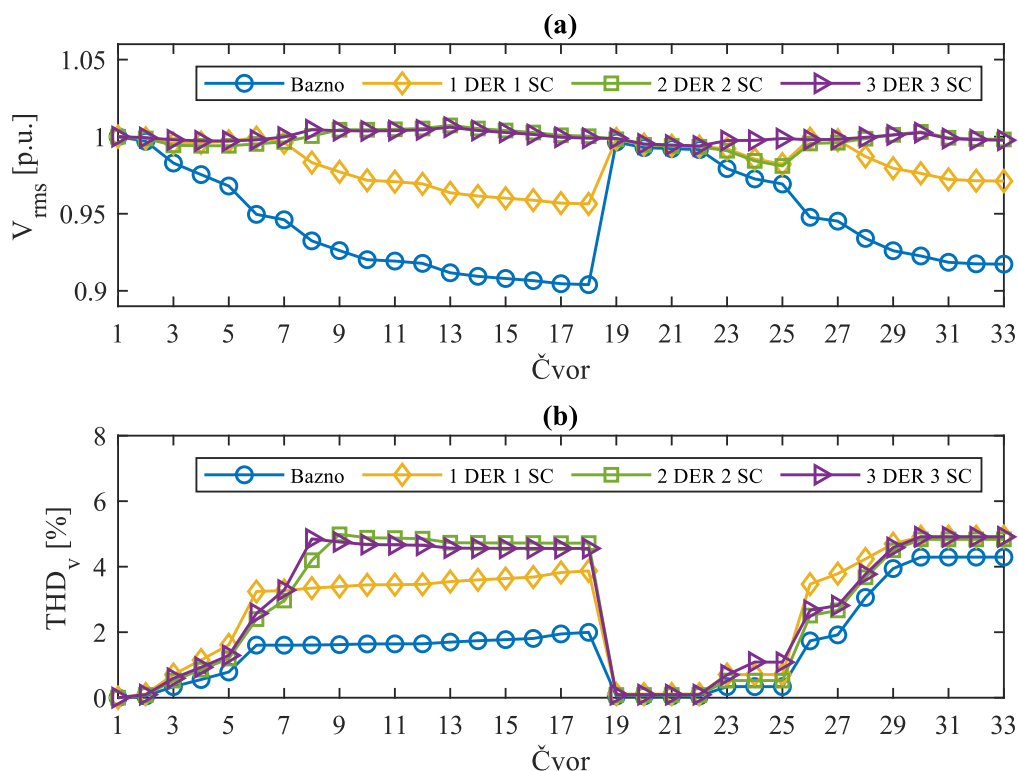
Rezultati dobijeni primjenom CONOPT solvera i proračunom iz [154] prikazani su u Tabeli 6.5. Poređenje rezultata dobijenih primjenom predložene metode i rezultata iz dostupne literature izvršeno je na osnovu proračunatih vrijednosti ukupnih gubitaka, minimalnog napona i maksimalnog THD-a. U Tabeli 6.5 prikazani su rezultati simulacije za bazni slučaj, bez integriranih DER i SC, kao i za slučajeve priključenja jednog, dva i tri DER i SC, na lokacijama i sa instaliranim snagama dobijenim primjenom PPSO, GSA i PPSOGSA algoritama. U slučaju jednog DER i SC, najveće odstupanje vrijednosti gubitaka između CONOPT solvera i BFS metode iznosi 1.8588 kW, odnosno 2.55% vrijednosti gubitaka navedenih u literaturi. Prema rezultatima iz Tabele 6.5, maksimalno odstupanje ukupnih gubitaka proračunatih primjenom CONOPT solvera za slučaj dva DER i SC iznosi 0.5367 kW, odnosno 1.30%. U slučaju integracije tri DER i SC, maksimalno odstupanje gubitaka proračunatih primjenom predložene metode i BFS metode iz literature iznosi 0.4809 kW, odnosno 1.73% (Tabela 6.5). Prethodni rezultati ukazuju na visoku tačnost CONOPT solvera u pogledu proračuna ukupnih gubitaka snage.

Posmatrajući rezultate u Tabeli 6.5, može se uočiti da odstupanje minimalne efektivne vrijednosti napona čvorova dobijenih primjenom predložene metode i BFS metode iz literature ne prelazi 0.0001 p.u. u svim razmatranim slučajevima integracije

DER i SC. Sa aspekta maksimalne vrijednosti THD, najveće odstupanje rezultata dobijenih CONOPT solverom i rezultata iz literature, u slučaju jednog DER i SC, iznosi 0.0009% (Tabela 6.5). Prema rezultatima iz Tabele 6.5, u slučaju integracije dva, odnosno tri DER i SC, maksimalno odstupanje između CONOPT solvera i BFS–DHLF metode iznosi 0.0023% i 0.0044%, respektivno. Efektivne vrijednosti i THD napona čvorova prikazane su na slici 6.13. Očekivano, grafički rezultati na slici 6.13.a pokazuju značajno poboljšanje naponskog profila nakon integracije DER i SC, dok se na slici 6.13.b uočava povećanje THD napona. Bitno je istaći da se grafički rezultati na slici 6.13, dobijeni primjenom predložene DHLF metode, u potpunosti poklapaju sa grafičkim rezultatima prikazanim u [154].

Tabela 6.5 Slučaj 4 – ukupni gubici, minimalna vrijednost napona i maksimalni THD u IEEE 33-čvornoj mreži sa integrisanim DER i SC, dobijeni primjenom predložene i BFS–DHLF metode [154]

Slučaj	Algoritam	P_{DER} (čvor) [MW]	Q_{SC} (čvor) [MVar]	P_{loss} [kW]		V_{min} [p.u.]		THD_{max} [%]	
				Literatura	CONOPT	Literatura	CONOPT	Literatura	CONOPT
Bazno	-	-	-	213.8196	213.8196	0.9040	0.9040	4.2928	4.2927
1	PPSO	2.5326 (6)	1.5 (27)	72.8503	73.4765	0.9563	0.9564	4.9167	4.9158
	GSA	2.4062 (26)	1.65 (6)	74.8869	76.7457	0.9559	0.9559	4.5536	4.5530
	PPSOGSA	2.5326 (6)	1.50 (27)	72.8503	73.4765	0.9563	0.9564	4.9167	4.9158
2	PPSO	0.8444 (13)	0.60 (10)	41.3022	41.8387	0.9807	0.9807	4.8829	4.8852
		1.1525 (30)	1.05 (28)						
	GSA	0.8411 (13)	0.60 (3)	48.8468	48.9057	0.9814	0.9815	4.3729	4.3710
		1.1558 (30)	1.50 (6)						
	PPSOGSA	0.8423 (13)	0.90 (9)	39.9226	39.9226	0.9810	0.9810	4.9862	4.9877
		1.1503 (30)	0.90 (30)						
3	PPSO	0.7603 (14)	0.75 (10)	27.7403	27.2594	0.9941	0.9941	4.8797	4.8830
		1.0608 (24)	0.30 (25)						
		1.0548 (30)	1.20 (29)						
	GSA	1.6175 (3)	0.75 (4)	31.6376	31.2964	0.9864	0.9864	4.9883	4.9927
		0.7532 (13)	0.60 (16)						
		1.0098 (30)	0.60 (30)						
	PPSOGSA	0.8063 (13)	1.05 (8)	25.8001	26.0006	0.9939	0.9940	4.9126	4.9128
		0.8023 (25)	0.45 (24)						
		1.0098 (30)	0.75 (30)						



Slika 6.13 Slučaj 4 – IEEE 33-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona prije i nakon integracije DER i SC

6.4.5 Slučaj 5 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integriranim punjačima za električna vozila

U Slučaju 5 predloženi DHLF metod primijenjen je na distributivnu mrežu sa integriranim EV punjačima. U odnosu na Slučaj 1, konfiguracija IEEE 33-čvorne mreže izmijenjena je dodavanjem Nissan Leaf EV punjač u čvorovima 5, 16 i 28, dok je struktura IEEE 69-čvorne mreže modifikovana dodavanjem EV punjača u čvorovima 5, 17, 24, 35, 65 i 67. U svakom čvoru IEEE testnih mreža pretpostavlja se prisustvo 20 punjača, pri čemu svaka radi u Nivo 2 režimu punjenja, gdje pojedinačne EV punjači zahtijevaju 6.2 kW aktivne snage iz mreže [110]. Harmonijski spektar EV punjači Nissan Leaf prikazan je u Prilogu B.

U Tabeli 6.6 prikazani su rezultati proračuna dobijeni primjenom CONOPT solvera, DIgSILENT-a i ETAP-a. Integracija EV punjač nije uticala na tačnost proračuna napona čvorova primjenom predložene metode, što se ogleda u neznatnom odstupanju rezultata dobijenih CONOPT solverom i komercijalnim softverima. Konkretno, u slučaju IEEE 33-

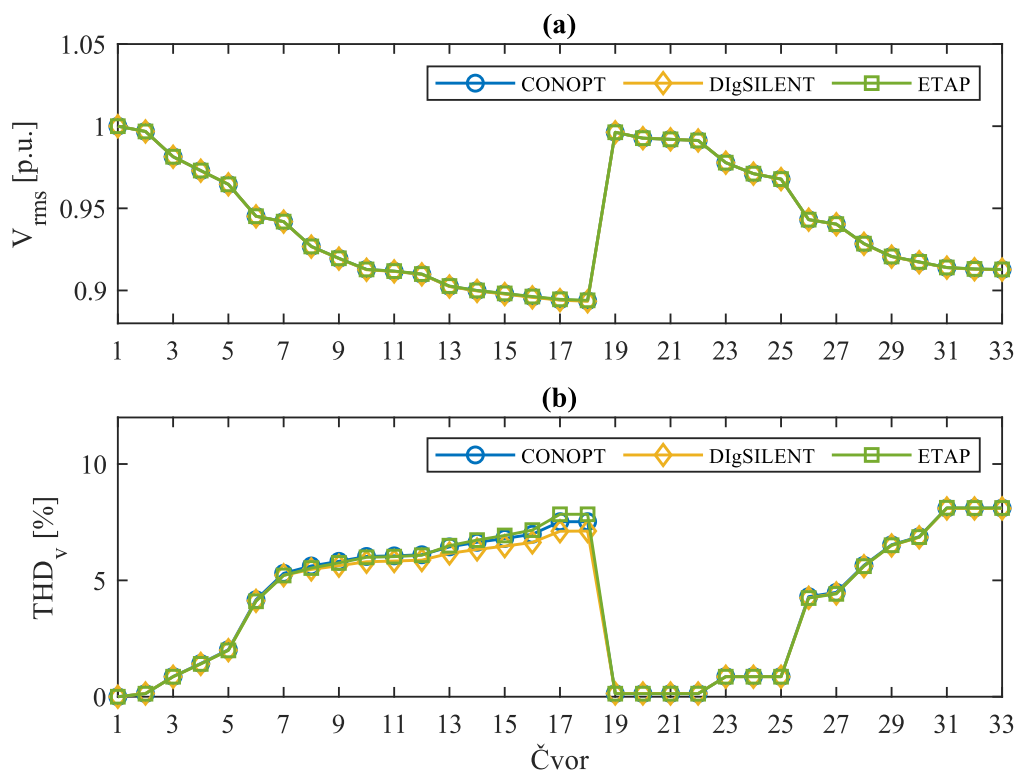
čvorne mreže, minimalna vrijednost napona čvorova proračunata CONOPT solverom odstupa 0.0003 p.u. u odnosu na vrijednost dobijenu komercijalnim softverima (Tabela 6.6). Za slučaj IEEE 69-čvorne mreže, u Tabeli 6.6 uočava se maksimalno odstupanje minimalne vrijednosti napona između CONOPT solvera i DIgSILENT-a, u iznosu 0.0001 p.u. Identično važi i za proračunatu vrijednost THD napona. Shodno rezultatima prikazanim u Tabeli 6.6, maksimalna odstupanja vrijednosti THD za IEEE 33-čvornu i 69-čvornu mrežu iznose 0.01% i 0.2%, respektivno, pri čemu se navedena odstupanja u oba slučaja javljaju između proračuna izvršenih primjenom CONOPT solvera i DIgSILENT-a.

Tabela 6.6 Slučaj 5 – rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga u prisustvu EV, dobijeni primjenom predložene DHLF metode, kao i softvera DIgSILENT i ETAP

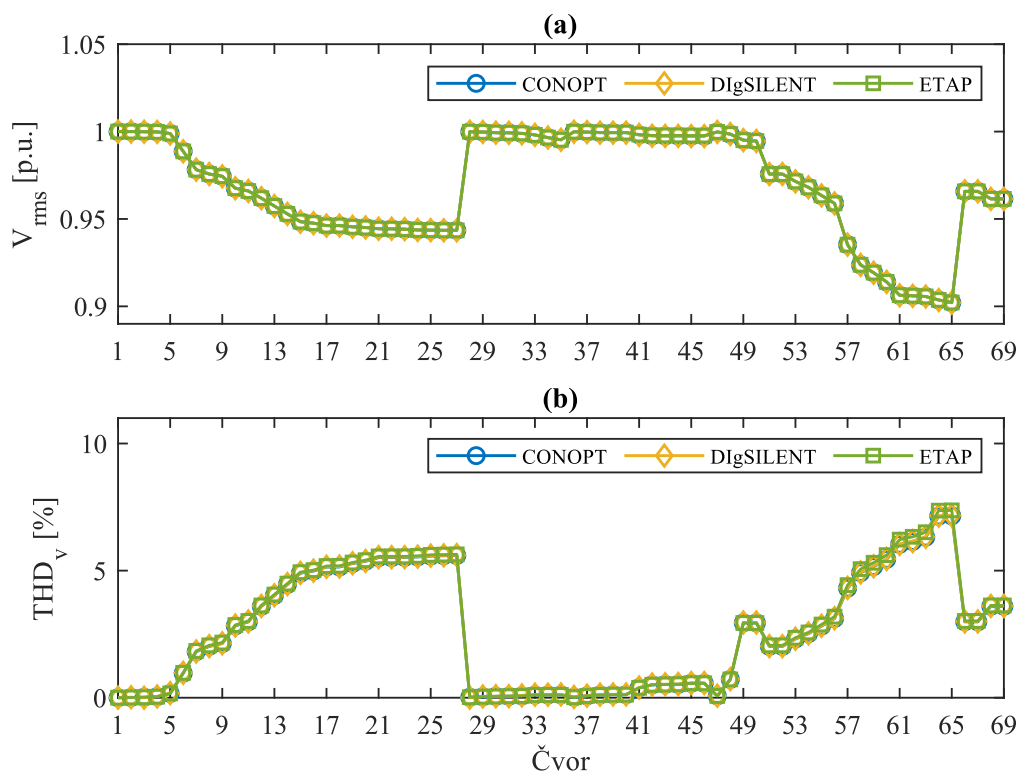
Tetsna mreža	Metod	V_{min} (čvor) [p.u.]	THD_{max} (čvor) [%]
IEEE 33-čvorna	CONOPT	0.8937 (18)	8.10 (33)
	ETAP	0.8934 (18)	8.09 (33)
	DIgSILENT	0.8940 (18)	8.11 (33)
IEEE 69-čvorna	CONOPT	0.9021 (65)	7.16 (65)
	ETAP	0.9021 (65)	7.17 (65)
	DIgSILENT	0.9022 (65)	7.36 (65)

Na slikama 6.14 i 6.15 prikazane su efektivne vrijednosti i THD napona čvorova u IEEE 33-čvornoj i 69-čvornoj mreži, respektivno. Grafički rezultati dodatno potvrđuju da se tačnost proračuna primjenom predložene DHLF metode nije promijenila nakon integracije EV. Dodatno, na slici 6.16 prikazan je talasni oblik napona čvorova prije i nakon integracije EV, gdje se jasno uočava neznatna promjena talasnih oblika napona. Ovi nalazi su u saglasnosti sa vrijednostima maksimalnih THD napona prikazanim u Tabelama 6.1 i 6.6, kao i sa harmonijskim spektrom EV punjači datim u Prilogu B.

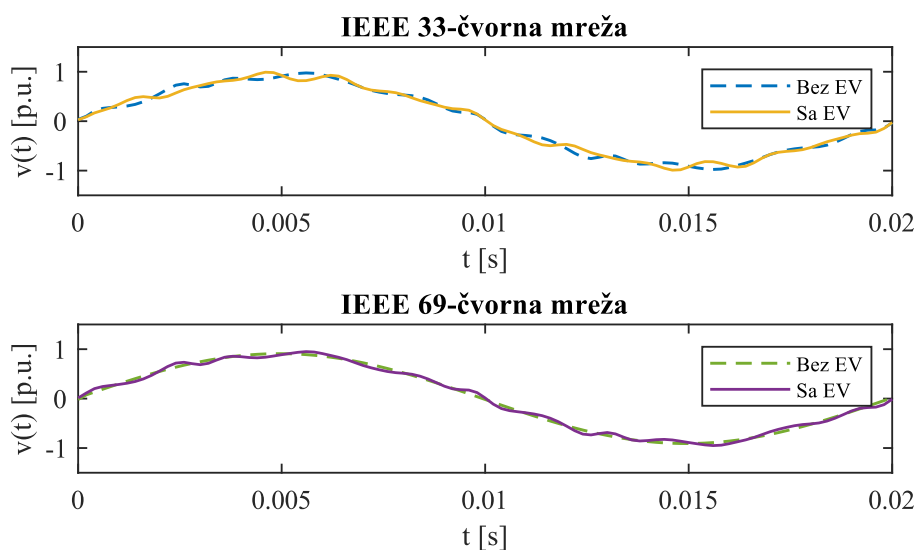
Proračunom je utvrđeno da nakon integracije EV u IEEE 33-čvornoj mreži gubici snage iznose 269.3597 kW, dok u IEEE 69-čvornoj mreži iznose 290.9758 kW. Povećanje gubitaka je očekivano, s obzirom na to da EV punjači predstavljaju dodatne potrošače električne energije. Na slici 6.17 prikazani su gubici snage na dominantnim harmonijskim učestanostima IEEE 33- i 69-čvorne mreže. Jasno se uočava da nije došlo do značajnog povećanja gubitaka nakon integracije EV, osim u IEEE 33-čvornoj mreži, gdje se primjećuje izraženo povećanje gubitaka na jedanaestom harmoniku (slika 6.17.a).



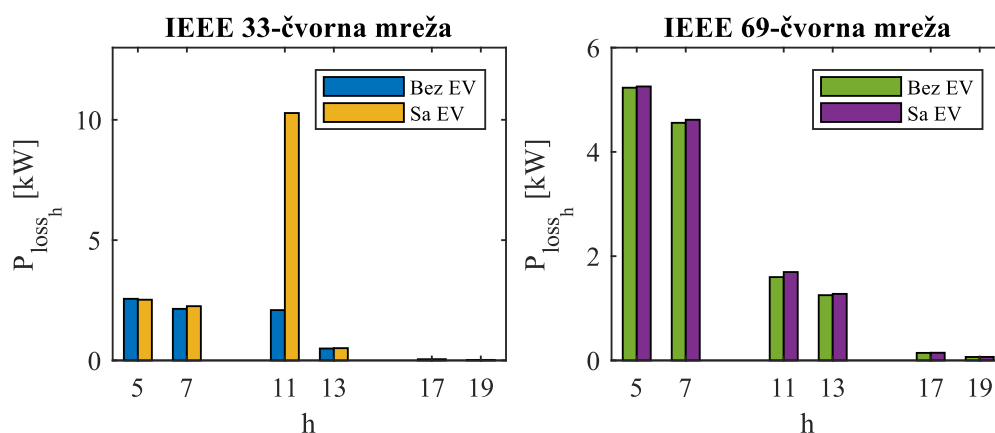
Slika 6.14 Slučaj 5 – IEEE 33-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona



Slika 6.15 Slučaj 5 – IEEE 69-čvorna mreža: (a) efektivna vrijednost napona i (b) THD napona



Slika 6.16 Slučaj 5 – talasni oblici napona u čvorovima sa najvećom vrijednošću THD prije i nakon integracije EV



Slika 6.17 Slučaj 5 – gubici snage na dominantnim harmonijskim učestanostima prije i nakon integracije EV

6.4.6 Numerička evaluacija

Prethodna analiza bila je usmjerena na evaluaciju tačnosti proračuna primjenom predložene DHLF metode. Međutim, radi potpune verifikacije predloženog metoda za proračun harmonijskih tokova snaga, neophodno je izvršiti numeričku evaluaciju u odnosu na metode primijenjene u komercijalnim softverima i literaturi. Numerička evaluacija podrazumijeva poređenje metoda sa aspekta vremena izvršenja programa i broja iteracija algoritma.

Komercijalni softveri ETAP i DIgSILENT ne daju informaciju o vremenu izvršenja niti o broju iteracija potrebnih za konvergenciju proračuna, dok ista informacija nije navedena u [154]. Ipak, autori u [141] naveli su vrijeme izvršenja DHLF metode bazirane na N–R metodi, implementirane u komercijalnim softverima ETAP i DIgSILENT, kao i DHLF metode bazirane na BFS algoritmu, koja je korišćena za proračun harmonijskih tokova snaga u [154]. U Tabeli 6.7 prikazana su vremena izvršenja proračuna primjenom predložene DHLF metode i vremena izvršenja konvencionalnih DHLF metoda navedenih u literaturi, za slučajeve proračuna u IEEE 18-, 33- i 69-čvornoj mreži. Simulacije su izvršene na računaru sa procesorom Intel Core i3 2.30 GHz, 8 GB RAM i 64-bitnim Windows 10 operativnim sistemom.

Tabela 6.7 Vrijeme izvršenja proračuna harmonijskih tokova snaga primjenom predložene i konvencionalnih DHLF metoda [141]

Testna mreža	Metod	Vrijeme izvršenja [s]
IEEE 18-čvorna	CONOPT	0.0160
	CONOPT	0.0160
IEEE 33-čvorna	N-R	0.0239
	BFS	0.0172
IEEE 69-čvorna	CONOPT	0.0620
	N-R	0.1852
	BFS	0.1283

Posmatrajući rezultate u Tabeli 6.7, jasno je da predložena DHLF metoda, bazirana na primjeni CONOPT solvera, rezultira značajno bržim proračunom harmonijskih tokova snaga u odnosu na konvencionalne metode koje se navode u literaturi. Konkretno, u poređenju sa N–R metodom, CONOPT solver je 33.05% brži u proračunu za IEEE 33-čvornu mrežu, odnosno 66.52% brži u slučaju IEEE 69-čvorne mreže (Tabela 6.7). Performanse CONOPT solvera u slučaju proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži približne su rezultatima dobijenim primjenom BFS metode. Međutim, u slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži, predložena metoda ostvaruje 51.68% kraće vrijeme proračuna (Tabela 6.7). Na osnovu priloženih rezultata potvrđuje se postavljena hipoteza da eliminacijom inverzije matrice admitansi dolazi do poboljšanja numeričkih performansi DHLF proračuna.

Bitno je istaći da predloženu formulaciju DHLF metode karakteriše robusnost proračuna sa aspekta promjene konfiguracije distributivne mreže. Shodno rezultatima u Tabeli 6.7, proračun izveden primjenom CONOPT solvera ima isto vrijeme izvršenja za IEEE 18- i 33-čvornu mrežu. U slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži, vrijeme izvršenja predložene metode duže je za 74.19%, što je očekivano, uzimajući u obzir da 69-čvorna mreža sadrži značajno veći broj čvorova u odnosu na prethodno razmatrane testne mreže. Dodatno, rezultati prikazani u Tabeli 6.7 pokazuju da je, u slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži, vrijeme izvršenja CONOPT solvera od dva do tri puta kraće u odnosu na metode predložene u literaturi. Ovo potvrđuje da su konvencionalne metode manje robusne u pogledu promjene konfiguracije distributivne mreže.

Poglavlje 7

Kompleksnost integracije fotonaponskih sistema: optimalno rješenje za minimizaciju gubitaka snage i poboljšanje naponskog profila uzimajući u obzir nesigurnosti i stepen harmonijskog izobličenja

U ovom poglavlju izložena je problematika optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u savremenim distributivnim mrežama. Na početku poglavlja izložena je matematička formulacija problema, koja u ovom istraživanju predstavlja višeciljnu optimizaciju gubitaka snage i naponskog profila. Prilikom optimizacije uzete su u obzir nesigurnosti u pogledu proizvodnje PV sistema i varijacija potrošnje konzuma. Poseban akcenat stavljen je na model PV invertora na višim učestanostima i proces eksperimentalnog snimanja harmonijskog spektra komercijalnog PV invertora. Na kraju su prikazani rezultati simulacije na IEEE testnoj mreži i realnoj mreži iz distributivnog sistema Crne Gore. Optimalno rješenje dobijeno je primjenom mješovito-cjelobrojnog nelinearnog programiranja, pri čemu je evaluacija predloženog metoda izvršena poređenjem sa metaheurističkim algoritmima.

7.1 Formulacija problema optimalne alokacije i dimenzionisanja fotonaponskih sistema

Problem određivanja optimalne lokacije i instalisane snage PV sistema u distributivnoj mreži matematički je definisan sistemom jednačina (7.1)–(7.13) [149–151]:

$$\min(F_{obj}) = \min(w_1 \cdot F_1 + w_2 \cdot F_2), \quad (7.1)$$

$$F_1 = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} G_{i,j}/2 \cdot [V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2 - 2V_{i,t}V_{j,t} \cos(\delta_{i,j})], \quad (7.2)$$

$$F_2 = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_b} (1 - V_{i,t})^2, \quad (7.3)$$

$$P_{i,j,t} = G_{i,j}V_{i,t}^2 - V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t}) + B_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t})], \quad (7.4)$$

$$Q_{i,j,t} = -V_{i,t}^2[B_{i,j} + B_C/2] \quad (7.5)$$

$$- V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t}) - B_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t})],$$

$$P_{G_{i,t}} + P_{PV_{i,t}} - P_{L_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} P_{i,j,t} = 0, \quad (7.6)$$

$$Q_{G_{i,t}} - Q_{L_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} Q_{i,j,t} = 0, \quad (7.7)$$

$$P_{PV_{i,t}} = \frac{P_{PV_{max}}}{M_{max} \cdot S_b} \cdot M_i \cdot PVC_i, \quad (7.8)$$

$$\sum_{i=1}^{N_b} PVC_i = N_{PV_{max}}, \quad (7.9)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i_{max}}, \quad (7.10)$$

$$\theta_{i_{min}} \leq \theta_{i,t} \leq \theta_{i_{max}},$$

$$P_{ij_{min}} \leq P_{i,j,t} \leq P_{ij_{max}}, \quad (7.11)$$

$$Q_{ij_{min}} \leq Q_{i,j,t} \leq Q_{ij_{max}},$$

$$P_{G_{i_{min}}} \leq P_{G_{i,t}} \leq P_{G_{i_{max}}}, \quad (7.12)$$

$$Q_{G_{i_{min}}} \leq Q_{G_{i,t}} \leq Q_{G_{i_{max}}},$$

$$\max(THD_{i,t}) \leq THD_{max}, \quad (7.13)$$

U jednačini (7.1) definisana je višeciljna kriterijumska funkcija kao zbir ukupnih gubitaka snage definisanih jednačinom (7.2) i ukupne devijacije napona definisane u (7.3), pri čemu su w_1 i w_2 težinski koeficijenti gubitaka snage i devijacije napona, respektivno. Vrijednost težinskih koeficijenata definiše prioritet optimizacije. Ukoliko je

$w_1 > w_2$ tada je, shodno izrazu (7.1), optimizacija usmjerena ka minimizaciji gubitaka snage, dok je u slučaju $w_1 < w_2$ akcenat stavljen na minimizaciju devijacije napona. U ovom istraživanju uzete su sljedeće vrijednosti težinskih koeficijenata: $w_1 = 100$ i $w_2 = 5$. Navedene vrijednosti težinskih koeficijenata određene su eksperimentalno, tako da se vrijednosti gubitaka snage i devijacije napona postave u približno istu ravan, što rezultira sveobuhvatnijom optimizacijom gubitaka snage i naponskog profila.

Za ograničenja tipa jednakosti odabrane su jednačine tokova aktivnih i reaktivnih snaga definisane u (7.4) i (7.5), respektivno, kao i balansne jednačine aktivnih i reaktivnih snaga definisane shodno izrazima (7.6) i (7.7), respektivno. Za razliku od formulacije optimizacionog problema u Poglavlju 6, sve promjenljive imaju indeks t , što znači da se uzima u obzir vremenska analiza, gdje je N_t maksimalni broj razmatranih vremenskih odbiraka. Dodatno, u balansnoj jednačini aktivnih snaga (7.6) dodata je promjenljiva $P_{PV_{i,t}}$ koja predstavlja aktivnu snagu PV sistema u čvoru i u vremenskom trenutku t .

Bitnu razliku u odnosu na optimizacioni problem u prethodnom poglavlju predstavljaju ograničenja tipa jednakosti u izrazima (7.8) i (7.9), gdje je $P_{PV_{n_i}}$ instalisana snaga PV sistema u čvoru i , $P_{PV_{max}}$ maksimalna instalisana snaga PV sistema, M_i i PVC_i kontrolne cjelobrojne promjenljive, dok je $N_{PV_{max}}$ maksimalan broj optimalno lociranih i dimenzionisanih PV sistema. Izraz (7.8) definiše proces optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema. Kontrolna promjenljiva $M_i \in \{M_{min}, M_{max}\}$ predstavlja cjelobrojni umnožak maksimalno razmatranog kapaciteta PV sistema i uvodi se radi diskretizacije procesa dimenzionisanja. Promjenljiva $PVC_i \in \{0,1\}$ binarnog je karaktera i služi za modelovanje logike traženja optimalne lokacije PV sistema, gdje, u slučaju $PVC_i = 1$, PV sistem je priključen u čvoru i , dok suprotno važi za slučaj $PVC_i = 0$. Izraz (7.9) predstavlja ograničenje sume vrijednosti promjenljive PVC_i po čvorovima i , čime se definiše broj razmatranih PV sistema.

Ograničenja tipa nejednakosti definisana izrazima (7.10)–(7.12) uvode se kako bi optimalno rješenje zadovoljilo kriterijume pravilnog funkcionisanja distributivne mreže. S obzirom na to da se optimalno rješenje određuje vodeći računa o uticaju integracije PV sistema na kvalitet električne energije, u ovom poglavlju uvodi se ograničenje (7.13), čime se ograničava maksimalno dozvoljeno izobličenje talasnih oblika napona.

7.1.1 Model izlazne snage fotonaponskog sistema i varijacije konzuma

Uzimajući u obzir intermitentan karakter proizvodnje, promjena izlazne snage PV sistema u vremenu definisana je shodno sljedećem izrazu [157]:

$$P_{PV_{i,t}} = P_{PV_{n_i}} \cdot \frac{I_t}{I_n} \cdot [1 - \mu_c \cdot (T_t - T_n)] \cdot \eta_{inv}, \quad (7.14)$$

gdje su I_t i T_t sunčeva insolacija i ambijentalna temperatura u trenutku t , respektivno, $I_n = 1000 \text{ W/m}^2$ i $T_n = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ su nominalna sunčeva insolacija i ambijentalna temperatura, respektivno, $\mu_c \in \{0.037, 0.047\}$ je temperaturni koeficijent PV sistema u tački maksimalne snage, a $\eta_{inv} \in \{0.95, 0.99\}$ je koeficijent efikasnosti PV invertora.

Posmatrajući izraz (7.14), jasno je da se varijacija izlazne snage PV sistema u simulacijama uvodi promjenom insolacije i temperature u vremenu. Varijacije insolacije i temperature moguće je ostvariti korišćenjem prosječnih satnih profila ili uvođenjem slučajno generisanih vrijednosti. U ovom istraživanju vrijednost solarne insolacije u vremenskom trenutku t generisana je na osnovu Beta raspodjele, čija je funkcija raspodjele vjerovatnoće definisana sljedećim izrazom [158]:

$$f_b(I'_t) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \cdot \Gamma(\beta)} \cdot I_t'^{\alpha-1} (1 - I_t')^{\beta-1}, & 0 \leq I_t' \leq 1, \\ 0, & \text{ostalo} \end{cases}, \quad (7.15)$$

gdje je f_b Beta funkcija raspodjele, I'_t vrijednost sunčeve insolacije u trenutku t generisana prema Beta raspodjeli, Γ Gama funkcija, dok su $\alpha = 4$ i $\beta = 2$ koeficijenti Beta funkcije. S obzirom na to da je vrijednost insolacije generisana shodno izrazu (7.15) realan broj u opsegu od 0 do 1, neophodno je izvršiti preskalanje insolacije na praktično primjenljivu vrijednost shodno sljedećem izrazu [158]:

$$I_t = (I_{max} - I_{min})I'_t + I_{min}, \quad (7.16)$$

gdje I_{min} i I_{max} predstavljaju minimalnu, odnosno maksimalnu vrijednost sunčeve insolacije, respektivno.

Varijacije u pogledu potrošnje konzuma definišu se na sljedeći način:

$$S_{L_{i,t}} = (P_{L_{i_n}} + jQ_{L_{i_n}}) \cdot LF_t, \quad (7.17)$$

gdje je $S_{L_{i,t}}$ prividna snaga potrošača u čvoru i u trenutku t , $P_{L_{i,t}}$ i $Q_{L_{i,t}}$ instalisane aktivna i reaktivna snaga potrošača u čvoru i , respektivno, a $LF_t \in \{0,1\}$ faktor opterećenja u trenutku t .

7.2 Model fotonaponskog invertora na višim učestanostima

S obzirom na to da se priključak PV sistema na distributivnu mrežu ostvaruje pomoću invertora, isti se klasifikuju kao nelinearni distribuirani izvori. Shodno modelu nelinearnih distribuiranih izvora prikazanom u Poglavlju 6.2, harmonijska struja na izlazu PV invertora definisana je na sljedeći način:

$$I_{PV_{i,t}}^{(h)} = C_{PV_t}^{(h)} \cdot I_{PV_{i,t}}^{(1)}, \quad (7.18)$$

$$\theta_{PV_{i,t}}^{(h)} = \theta_{PV_t}^{(h-spectrum)} + h\theta_{PV_{i,t}}^{(1)} + (h+1)\pi/2, \quad (7.19)$$

gdje su $I_{PV_{i,t}}^{(h)}$ i $\theta_{PV_{i,t}}^{(h)}$ efektivna vrijednost i fazni stav h -te harmonijske struje PV invertora priključenog u čvoru i , respektivno, u trenutku t , $I_{PV_{i,t}}^{(1)}$ i $\theta_{PV_{i,t}}^{(1)}$ efektivna vrijednost i fazni stav struje PV invertora u čvoru i , respektivno, na osnovnoj učestanosti u trenutku t , $C_{PV_t}^{(h)}$ udio h -te harmonijske struje PV invertora u harmonijskom spektru PV invertora u trenutku t , dok $\theta_{PV_t}^{(h-spectrum)}$ predstavlja fazni pomjeraj h -te harmonijske struje u trenutku t iz harmonijskog spektra PV invertora.

7.2.1 Eksperimentalno određivanje harmonijskog spektra fotonaponskog invertora

Kao što je prethodno navedeno u Poglavlju 4, harmonijski spektar struje PV invertora, definisan sa $C_{PV_t}^{(h)}$ i $\theta_{PV_t}^{(h-spectrum)}$, mijenja se u vremenu sa promjenom sunčeve insolacije, odnosno izlazne snage PV sistema. U dostupnoj literaturi, ukoliko se prilikom rješavanja problema optimalne integracije PV sistema razmatra uticaj na kvalitet električne energije, najčešće se pretpostavlja konstantan harmonijski spektar PV invertora [154]. Međutim, harmonijski spektar inverzno zavisi od snage PV sistema, odnosno sunčeve insolacije, što znači da nizak stepen injektiranja PV sistema rezultira većim izobličanjem talasnog oblika struje PV invertora (slika 4.9). Varijacije harmonijskog spektra PV invertora snimljene su u [112] kroz simulaciju u MATLAB/Simulink

okruženju, dok su autori u [159] izvršili terenska mjerenja na realnom PV invertoru priključenom na distributivnu mrežu.

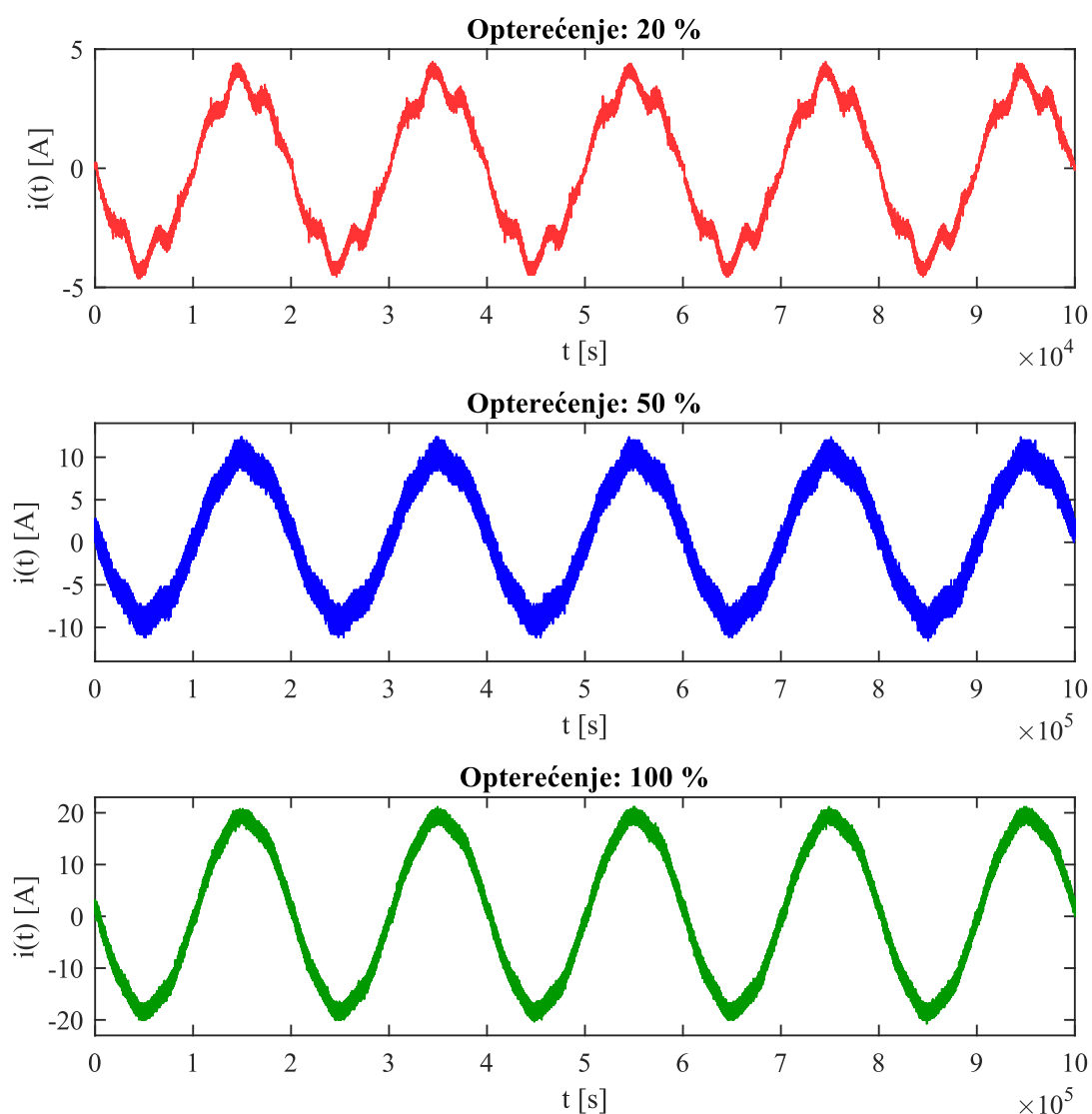
U ovom istraživanju izvršeno je eksperimentalno snimanje harmonijskog spektra PV invertora u Laboratoriji za mikromreže i pametne mreže (MiSGrid Lab – *Micro-grid and Smart-grid Research Lab*) na Katedri za energetiku Elektronskog fakulteta Univerziteta u Nišu. Laboratorijska postavka prikazana je na slici 7.1. Snimanje harmonijskog spektra izvršeno je na komercijalnom PV invertoru SMA Sunny Boy 3300 VA. Varijacije ulazne snage PV invertora od 20% do 100% instalisanog kapaciteta izvršene su pomoću emulatora DC napona. Harmonijski spektar izlaznog napona i struje PV invertora, uzimajući u obzir opseg od 5. do 99. harmonika, snimljen je korišćenjem instrumenta ZES Zimmer LMG 450. U Tabeli 7.1 prikazano je ukupno harmonijsko izobličenje struje, kao i efektivna vrijednost i fazni stav struja dominantnih neparnih harmonika za različite nivoe opterećenja invertora. Za prikazivanje talasnih oblika napona i struja korišćen je osciloskop Tektronix DPO4034, sa osmobarbitnom rezolucijom. Oscilogrami struja za različite stepene opterećenja PV invertora prikazani su na slici 7.2.



Slika 7.1 Laboratorijska postavka za snimanje harmonijskog spektra struje PV invertora

Tabela 7.1 Ukupno harmonijsko izobličenje struje, efektivna vrijednost i fazni stav harmonijskih struja PV invertora SMA Sunny Boy 3300 VA

Opterećenje [%]	I_{THD} [%]	h	I_h [A]	θ_h [°]
20	114.12	1	2.675	100.43
		5	0.174	-140.72
		7	0.229	-70.05
		11	0.054	138.59
		13	0.026	-135.24
		17	0.008	-95.97
		19	0.007	154.17
		23	0.003	-91.02
		25	0.009	100.52
		29	0.007	100.23
50	4.819	1	6.632	0.00
		5	0.205	41.76
		7	0.223	-132.11
		11	0.006	56.86
		13	0.045	-152.65
		17	0.015	-83.60
		19	0.013	-137.44
		23	0.011	-52.83
		25	0.013	-78.88
		29	0.006	-86.99
100	2.649	1	13.205	0.00
		5	0.210	44.03
		7	0.220	-134.80
		11	0.009	54.07
		13	0.045	-164.61
		17	0.019	-127.47
		19	0.024	-139.37
		23	0.018	-136.50
		25	0.021	-132.93
		29	0.014	-152.41



Slika 7.2 Oscilogrami struja PV invertora SMA Sunny Boy 3300 VA pri različitim nivoima opterećenja

7.3 Rezultati simulacije

U nastavku su predstavljeni rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u distributivnoj mreži. Kroz sljedeća dva slučaja izvršena je simulacija posmatrajući dvije distributivne mreže:

- **Slučaj 1** – IEEE 33-čvorna testna mreža,
- **Slučaj 2** – realna mreža „Bijela“ iz distributivnog sistema Crne Gore.

Prilikom simulacije uzete su sljedeće pretpostavke:

- Priključak mreže na distributivnu trafostanicu uzima se za balansni čvor fiksne efektivne vrijednosti napona 1 p.u. i faznog stava 0 rad,
- Prilikom određivanja optimalne lokacije PV sistema razmatraju se svi čvorovi distributivne mreže, osim balansnog čvora, pri čemu samo jedan PV sistem može biti priključen na pojedinačnom čvoru,
- Instalirana snaga PV sistema ne smije preći instaliranu aktivnu snagu konzuma,
- Efektivna vrijednost napona u čvorovima ograničena je na $\pm 10\%$ nominalne vrijednosti, dok fazni stav napona čvorova mora biti u opsegu od $(-\pi/2)$ do $(\pi/2)$ rad,
- Distributivna mreža je u balansnom čvoru priključena na krutu mrežu, što znači da u talasnom obliku napona balansnog čvora nema harmonijskih izobličenja,
- Maksimalna dozvoljena vrijednost THD napona čvorova iznosi 5%, u skladu sa standardom IEEE 519-2014.

Posmatrajući sistem jednačina (7.1)–(7.13), jasno je da je problem optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u ovom istraživanju formulisan kao MINLP. Matematičko modelovanje problema izvršeno je u programskom paketu GAMS, dok je optimalno rješenje dobijeno primjenom BONMIN solvera. Radi verifikacije predloženog MINLP pristupa, u Slučaju 1 izvršeno je detaljno poređenje rezultata dobijenih primjenom BONMIN solvera i sljedećih metaheurističkih algoritama: PSO, GSA, GWO i BAT. Simulacioni rezultati predstavljeni u nastavku publikovani su u [160].

7.3.1 Slučaj 1 – IEEE 33-čvorna testna mreža

Prilikom simulacije na IEEE 33-čvornoj mreži, radi postizanja nesinusoidalnog režima rada, pretpostavlja se da su potrošači u čvorovima 14, 18 i 27 priključeni preko šestopulsnog konvertora tipa 1. Simulacija je izvršena uz pretpostavku sezonskih i satnih promjena insolacije, temperature i konzuma. Promjene insolacije generisane su Beta raspodjelom, koristeći mjerenja u periodu od 2005. do 2020. godine, dostupna u okviru baze podataka *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) SARAH 3. Prilikom analize izabrana je lokacija iz centralne regije Crne Gore, konkretno u opštini Nikšić, geografske širine 42.782° i geografske dužine 18.943° . Za istu lokaciju, prilikom simulacije, korišćene su prosječne satne i sezonske krive temperature dostupne u okviru PVGIS-a. Varijacije konzuma generisane su na osnovu analize podataka o potrošnji

električne energije u centralnom dijelu Crne Gore, pri čemu su vrijednosti faktora potrošnje adaptirane tako da odgovaraju profilu IEEE 33-čvorne mreže [13]. Grafički prikaz sezonskih i satnih promjena insolacije, temperature i konzuma za IEEE 33-čvornu mrežu dat je u Prilogu C. Rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja jednog, dva i tri PV sistema, dobijeni primjenom BONMIN solvera, sumirani su u Tabeli 7.2, gdje $\sum P_{loss}$ i $\sum V_{div}$ označavaju ukupne gubitke i devijaciju napona, respektivno.

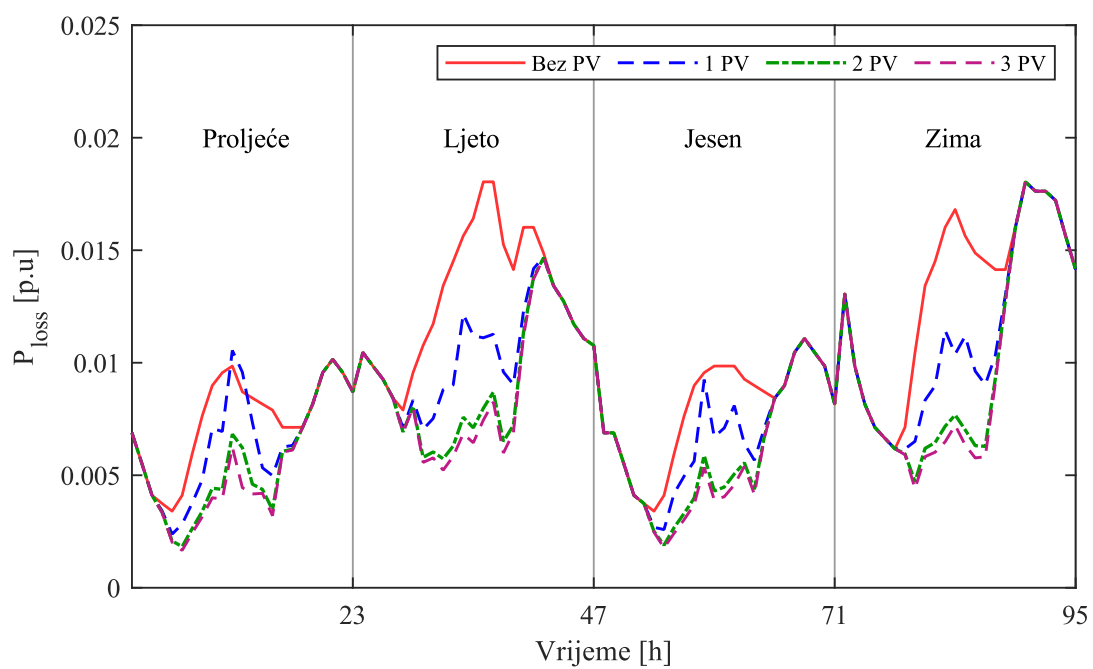
Tabela 7.2 Slučaj 1 – rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u IEEE 33-čvornoj mreži dobijeni primjenom BONMIN solvera

Scenario	Lokacija (čvor)	Snaga (MW)	$\sum P_{loss}$ [p.u.]	$\sum V_{div}$ [p.u.]	THD_{max} [%]
Bez PV	/	/	0.99777	6.30790	2.76603
1 PV	12	1.9000	0.82924	4.19905	2.86089
2 PV	15	1.0520	0.75110	3.90268	2.94317
	30	1.4640			
3 PV	13	1.2400	0.73381	3.89932	2.84870
	25	0.4400			
	31	1.1200			

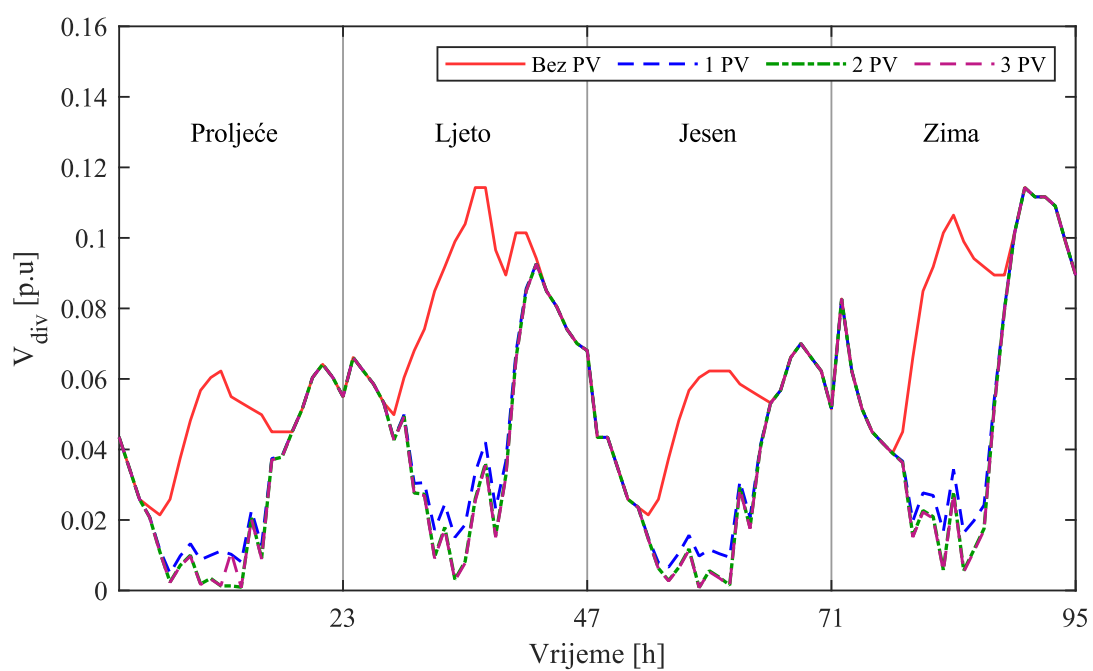
Shodno Tabeli 7.2, u poređenju sa slučajem bez PV sistema priključenih na distributivnu mrežu, optimalna integracija PV sistema doprinosi minimizaciji gubitaka i značajnom poboljšanju naponskog profila. Konkretno, u slučaju optimalne alokacije i dimenzionisanja jednog PV sistema, gubici snage i devijacija napona redukovani su za 16.89% i 33.43%, respektivno (Tabela 7.2). Povećanjem broja razmatranih PV sistema moguća je dalja minimizacija gubitaka i devijacije napona. Tako, u slučaju optimalnog lociranja i dimenzionisanja dva PV sistema, rezultati u Tabeli 7.2 ukazuju na smanjenje gubitaka za 24.75% i smanjenje devijacije napona za 38.13%. Konačno, optimalna integracija tri PV sistema dovodi do redukovanja gubitaka i devijacije napona za 26.46% i 38.18%, respektivno (Tabela 7.2). Iako je optimalna alokacija i dimenzionisanje tri PV sistema dovela do značajnog smanjenja gubitaka snage i poboljšanja naponskog profila u odnosu na slučaj bez PV sistema, efekat redukcije gubitaka i devijacije napona nije toliko izražen kao u slučaju optimalne alokacije i dimenzionisanja dva PV sistema (Tabela 7.2). Prethodno navedeno ukazuje na zaključak da povećanje broja razmatranih PV sistema, preko određene vrijednosti, ne dovodi do značajnog poboljšanja performansi distributivne mreže.

Sezonske i satne promjene gubitaka snage i devijacije napona prije i nakon integracije optimalno lociranih i dimenzionisanih PV sistema u IEEE 33-čvornoj mreži prikazane su na slikama 7.3 i 7.4, respektivno. Od krucijalnog značaja je naglasiti ulogu proizvodnje iz PV sistema u časovima najveće potražnje konzuma, posebno u ljetnjem i zimskom periodu, gdje se pokazuje značajno smanjenje gubitaka i poboljšanje naponskih prilika (slike 7.3 i 7.4). Dodatno, neophodno je ukazati na potrebu za pažljivom procjenom stepena penetracije PV sistema u distributivnoj mreži, pošto pretjerano visoka integracija možda neće dovesti do srazmjernog poboljšanja performansi mreže. Demonstrirane sezonske i satne promjene gubitaka i devijacije napona na slikama 7.3 i 7.4 naglašavaju važnost uvažavanja dinamičkih faktora, kao što je nestacionarna proizvodnja PV sistema, kako bi se osigurala optimalna integracija PV sistema koja neće narušiti performanse distributivne mreže u pogledu efikasnog prenosa energije i regulacije napona čvorova. Izostavljanje dinamičkih faktora iz procesa optimalne integracije PV sistema može biti posebno štetno u slučaju neusklađenosti vršnih sati proizvodnje PV sistema i potrošnje konzuma. Na primjer, ako se vršna proizvodnja PV sistema poklapa sa niskom potrošnjom električne energije, gotovo je izvjesno da će naponi čvorova porasti iznad dozvoljene granice. Zbog toga je dodatno ulaganje u poboljšanje infrastrukture distributivne mreže i regulaciju napona na strani PV invertora od suštinskog značaja, naročito za distributivne mreže sa visokim stepenom penetracije PV sistema.

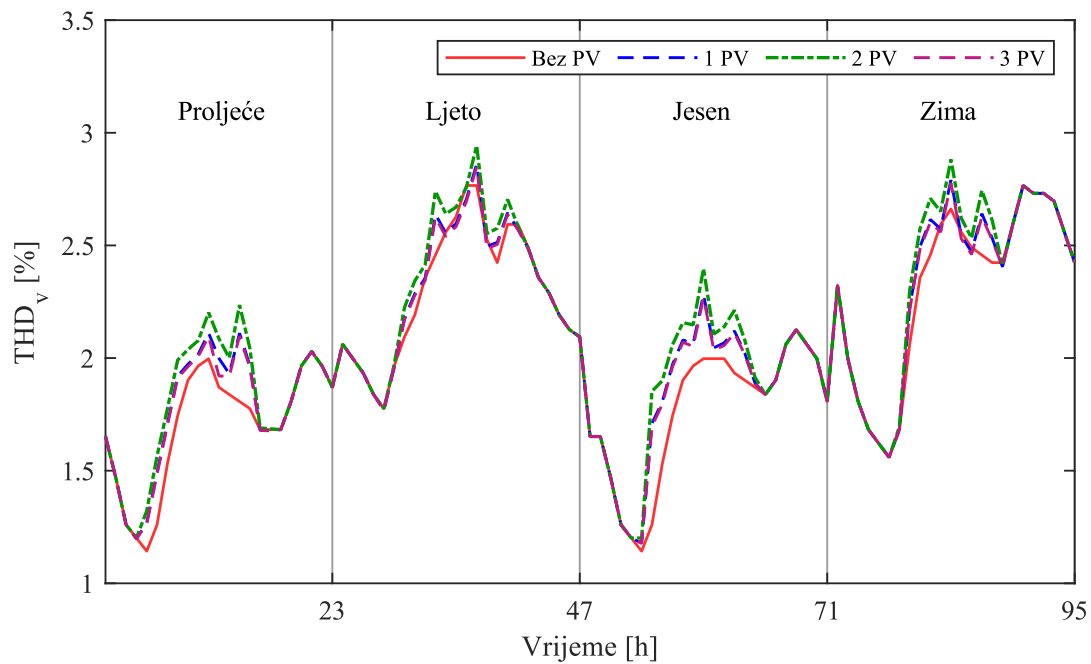
Što se tiče kvaliteta električne energije, rezultati u Tabeli 7.2 pokazuju da optimalna alokacija i dimenzionisanje PV sistema dovodi do povećanja maksimalne vrijednosti THD. Prethodno je očekivano, uzimajući u obzir da PV invertori injektiraju dodatne harmonike struja u distributivnu mrežu. Međutim, evidentno je da porast vrijednosti THD napona nije drastičan, imajući u vidu da maksimalne vrijednosti THD-a, u svim razmatranim scenarijima optimalne integracije PV sistema, ne prelaze prethodno definisani dozvoljeni limit od 5%. Sezonske i satne promjene THD napona u IEEE 33-čvornoj mreži, prije i nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema, prikazane su na slici 7.5.



Slika 7.3 Slučaj 1 – gubici snage IEEE 33-čvorne mreže prije i nakon optimalne integracije PV sistema



Slika 7.4 Slučaj 1 – devijacija napona IEEE 33-čvorne mreže prije i nakon optimalne integracije PV sistema



Slika 7.5 Slučaj 1 – THD napona IEEE 33-čvorne mreže prije i nakon optimalne integracije PV sistema

Iako eksperimentalna mjerenja u Tabeli 7.1 i oscilogrami struja prikazani na slici 7.2 pokazuju da je sadržaj viših harmonika u struji PV invertora najveći pri niskoj ulaznoj snazi, maksimalne vrijednosti THD na slici 7.5 javljaju se tokom časova sa maksimalnom proizvodnjom PV sistema. Prethodno je očekivano, uzimajući u obzir da izobličenja talasnog oblika napona, izazvana harmonijskim strujama PV invertora, pored prirode harmonijskog spektra, zavise i od intenziteta struje na osnovnoj učestanosti, koji je najveći pri najvećem stepenu proizvodnje. Bitno je istaći da rezultati u Tabeli 7.2 i grafički prikaz na slici 7.5 pokazuju da je vrijednost THD napona veća u scenariju gdje su razmatrana dva PV sistema, u odnosu na scenarije sa jednim, odnosno tri PV sistema. Prethodna opservacija dovodi do zaključka da izobličenja talasnog oblika napona usljed injektiranja struja viših harmonika PV invertora zavise ne samo od ukupnog instalisanog kapaciteta PV sistema, već i od njihove lokacije i rasporeda instalisane snage po priključnim čvorovima. Preciznije, ukupna instalisana snaga tri PV sistema u Tabeli 7.2 iznosi 2.8 MW, što je veće u odnosu na 2.516 MW instalisane snage dva PV sistema, odnosno 1.9 MW instalisane snage jednog PV sistema. Međutim, instalisane snage tri PV sistema mnogo su bolje distribuirane po priključnim lokacijama, što dovodi do nižeg

instalisanog kapaciteta po čvorovima, a što, shodno Tabeli 7.2 i slici 7.5, rezultira nižom vrijednošću THD u odnosu na ostala dva slučaja.

7.3.1.1 Poređenje BONMIN solvera i metaheurističkih algoritama

Radi verifikacije kvaliteta optimalnog rješenja i numeričkih performansi predloženog MINLP pristupa i BONMIN solvera, izvršeno je poređenje sa rezultatima dobijenim primjenom sljedećih metaheurističkih algoritama: PSO, GSA, GWO i BAT. Specifični parametri metaheurističkih algoritama prikazani su u Tabeli 7.3. Rezultati simulacije na IEEE 33-čvornoj mreži, dobijeni primjenom BONMIN solvera i navedenih metaheurističkih algoritama, prikazani su u Tabeli 7.4. Pored verifikacije rezultata na osnovu optimalnog rješenja i minimalne vrijednosti funkcije cilja, poređenje numeričkih performansi izvršeno je na osnovu vremena izvršenja (Ex_t) i broja pokretanja algoritma (NoRS) (Tabela 7.4). Kao što je već napomenuto, simulacija primjenom BONMIN solvera izvršena je u GAMS okruženju, dok je za realizaciju navedenih metaheurističkih algoritama korišćen programski paket MATLAB R2021b. Sve navedene simulacije izvršene su na računaru sa procesorom Intel Core i3 2.30 GHz, 8 GB RAM i 64-bitnim operativnim sistemom Windows 10.

Tabela 7.3 Podešavanja parametara metaheurističkih algoritama

Algoritam	Veličina populacije (N)	Max. broj iteracija (t_{max})	Specifični parametri
PSO	20	100	$c_1 = 2, c_2 = 2,$ $w_{min} = 0.4, w_{max} = 0.9$
GSA	20	100	$G_0 = 100, \alpha = 2, p = 2,$ $K_0 = 1$
BAT	20	100	$r_0 = 0.1, \alpha = 0.995, \gamma = 0.02$ $f_{min} = 0, f_{max} = 5$
GWO	20	100	/

Rezultati u Tabeli 7.4 pokazuju da, u poređenju sa respektivnim metaheurističkim algoritmima, predloženi BONMIN solver daje optimalno rješenje koje rezultira minimalnom vrijednošću funkcije cilja u svim razmatranim scenarijima optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema. U pogledu numeričkih performansi, na osnovu Tabele 7.4, konstatuje se značajno niže vrijeme izvršenja optimizacije primjenom metaheurističkih algoritama, posebno u scenarijima gdje su razmatrana dva i tri PV

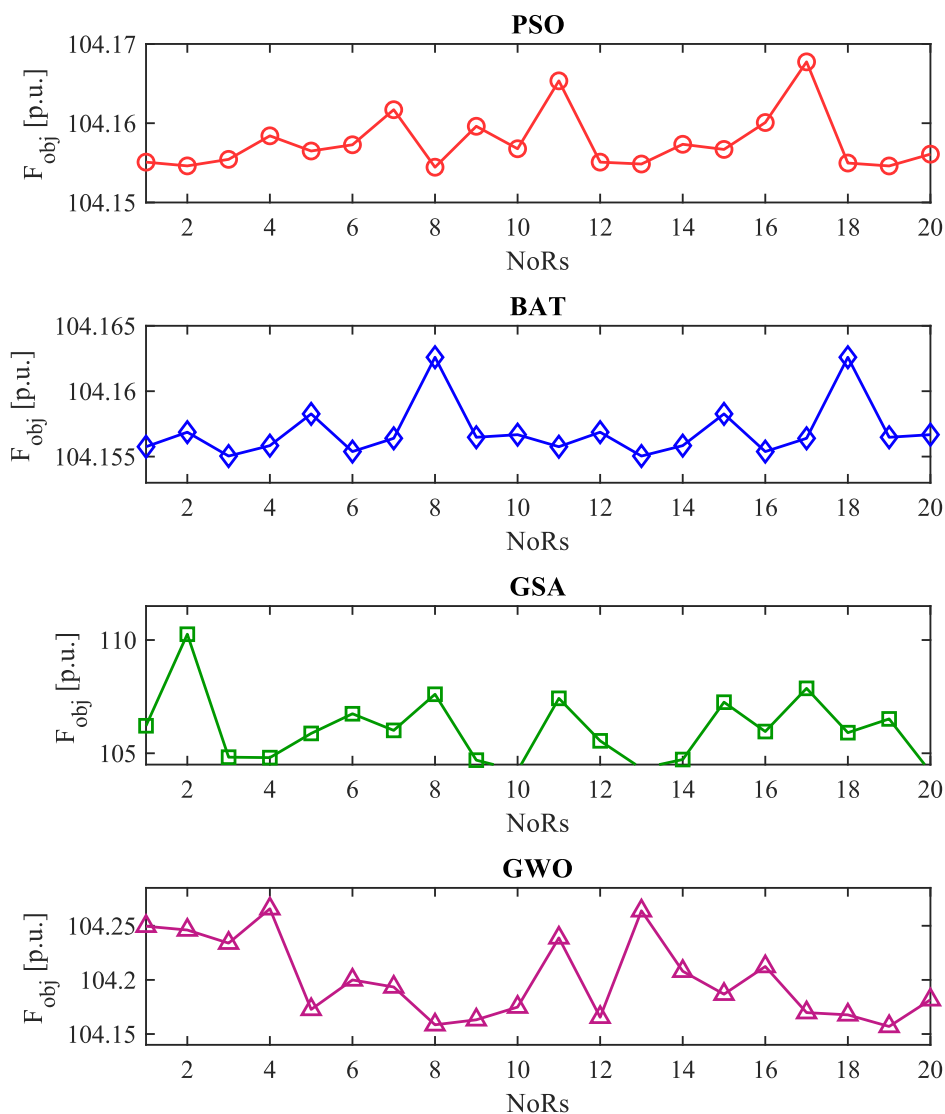
sistema. U svim razmatranim scenarijima najniže vrijeme izvršenja optimizacije pripada GSA algoritmu (Tabela 7.4). Međutim, glavna odlika metaheurističkih algoritama je niska robusnost, što znači da optimalno rješenje može značajno da varira tokom različitih izvršavanja identičnog algoritma. Stoga literatura nalaže da je optimalno rješenje neophodno dobiti kroz najmanje 30 nezavisnih startovanja respektivnog metaheurističkog algoritma [161]. Shodno rezultatima u Tabeli 7.4, optimalna lokacija i instalisana snaga jednog PV sistema dobijene su kroz 20 izvršavanja PSO, GSA, GWO i BAT algoritama, dok je za scenarije sa dva i tri PV sistema bilo potrebno 30 izvršavanja. Varijacije optimalnog rješenja respektivnih metaheurističkih algoritama u slučaju optimalne integracije jednog PV sistema prikazane su na slici 7.6. Na osnovu priloženih grafičkih rezultata uočavaju se najmanje varijacije optimalnog rješenja kod PSO algoritma, dok su varijacije optimalnog rješenja najizraženije u slučaju GSA algoritma (slika 7.6).

Tabela 7.4 Slučaj 1 – rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema dobijeni primjenom predloženog BONMIN solvera i metaheurističkih algoritama

Scenario	Metoda	Lokacija (čvor)	P_{PV} [MW]	F_{obj} [p. u.]	Ex_t [s]	NoRs
1 PV	BONMIN	12	1.9000	103.91925	554.391	1
	PSO	10	1.9999	104.15445	404.120	20
	GSA	10	1.9975	104.15698	393.234	20
	GWO	9	1.9956	104.17337	400.258	20
	BAT	10	1.9994	104.15504	437.281	20
2 PV	BONMIN	15; 30	1.0520; 1.4640	94.62376	973.453	1
	PSO	11; 30	1.5874; 1.5703	96.73832	477.038	30
	GSA	11; 30	1.5975; 1.6119	96.74832	413.912	30
	GWO	15; 29	1.3951; 1.7159	97.46690	422.663	30
	BAT	12; 30	1.5693; 1.5583	96.72906	441.870	30
3 PV	BONMIN	13; 25; 31	1.2400; 0.4400; 1.1200	92.95547	2851.687	1
	PSO	13; 24; 30	1.2890; 1.5084; 1.5099	94.40572	489.226	30
	GSA	13; 24; 29	1.1959; 1.2602; 1.6894	94.68135	427.716	30
	GWO	4; 16; 31	1.6959; 0.7488; 1.3984	96.99091	454.241	30
	BAT	13; 24; 31	1.3140; 1.5411; 1.3729	94.55593	463.434	30

Nasuprot metaheurističkim algoritmima, rješenje dobijeno rješavanjem MINLP formulacije primjenom BONMIN solvera ne varira sa različitim izvršavanjima istog algoritma, što je ujedno karakteristika optimizacionih metoda baziranih na principima

matematičkog programiranja (Tabela 7.4). To znači da, uzimajući u obzir vrijeme i broj izvršavanja programa, predložena MINLP metoda ima superiorne performanse za rješavanje problema optimalne integracije PV sistema, u poređenju sa metaheurističkim algoritmima. Koegzistentnost i deterministička priroda rješenja dobijenog primjenom BONMIN solvera, nasuprot varijabilnosti rješenja uočenoj kod metaheurističkih algoritama, naglašava prednost metoda matematičkog programiranja u pogledu obezbjeđivanja okvira za postizanje robusnog rješenja optimalne integracije PV sistema. Prethodno je izuzetno relevantno sa aspekta praktične primjene, gdje je neophodno osigurati pouzdanost i ponovljivost optimalne lokacije i instalisane snage PV sistema.



Slika 7.6 Slučaj 1 – varijacija funkcije cilja u slučaju optimalne integracije PV sistema za različite metaheurističke algoritme

7.3.2 Slučaj 2 – distributivna mreža „Bijela“

U drugom slučaju, optimalna alokacija i dimenzionisanje PV sistema primjenom predloženog BONMIN solvera testirani su na realnoj mreži iz distributivnog sistema Crne Gore. Razmatrana mreža nalazi se u sjevernoj regiji Crne Gore, u mjestu Bijela, na lokaciji geografske širine 43.005° i dužine 19.063° . Linijski dijagram, podaci o parametrima vodova i potrošnji u čvorovima prikazani su u Prilogu A. Kao i u prethodnom slučaju, radi uspostavljanja nesinusoidalnog režima rada, pretpostavlja se da su potrošači u čvorovima 15, 25, 40, 47 i 53 priključeni posredstvom šestopulsnog konvertora tipa I. Sezonske i satne promjene sunčeve insolacije i ambijentalne temperature generisane su na osnovu petnaestogodišnjih mjerenja iz baze podataka PVGIS–SARAH 3, dok je njihov grafički prikaz dat u Prilogu C. Sezonske i satne varijacije konzuma generisane su na osnovu analize podataka o potrošnji električne energije izmjerene u 22 distributivne trafostanice na prostoru Crne Gore (Prilog C).

Tabela 7.5 Slučaj 2 – rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u distributivnoj mreži „Bijela“ dobijeni primjenom BONMIN solvera

Scenario	Lokacija (čvor)	Snaga (kW)	$\sum P_{loss}$ [p.u.]	$\sum V_{div}$ [p.u.]	THD_{max} [%]
Bez PV	/	/	0.03028	2.05329	0.83941
1 PV	35	10.0000	0.02767	1.87637	0.86366
2 PV	29	5.2000	0.02449	1.49627	0.85491
	58	7.6000			
3 PV	26	4.4500	0.02347	1.47550	0.84860
	29	3.3600			
	59	5.3300			

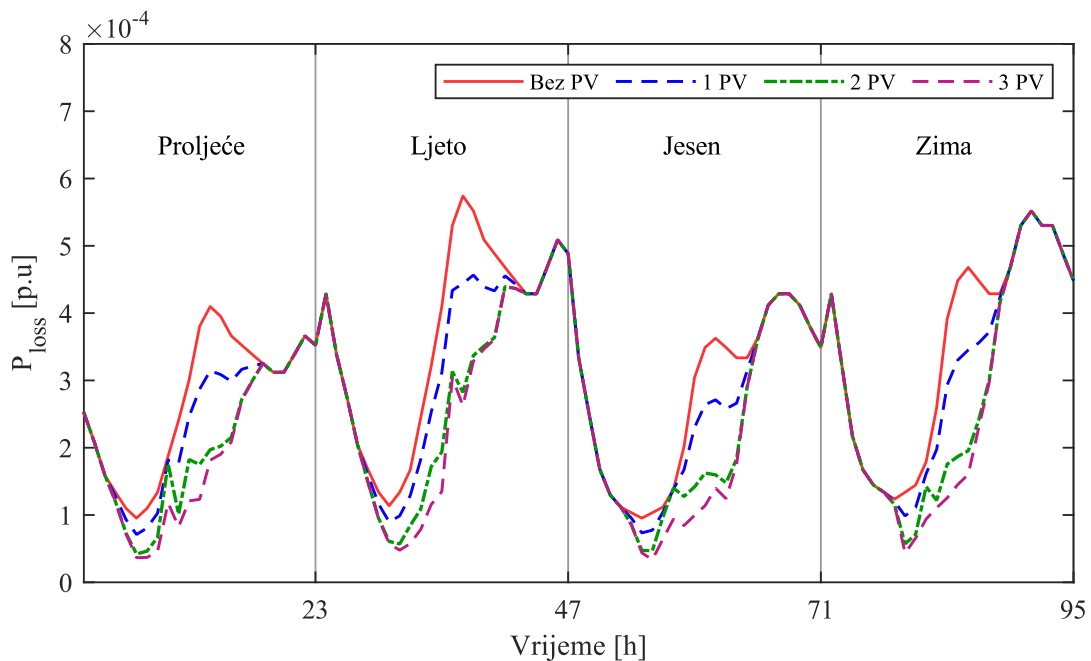
Rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u distributivnoj mreži „Bijela“, dobijeni primjenom BONMIN solvera, prikazani su u Tabeli 7.5. Očekivano, optimalna integracija PV sistema doprinosi smanjenju gubitaka snage i devijacije napona u realnoj distributivnoj mreži. Shodno rezultatima u Tabeli 7.5, optimalna alokacija i dimenzionisanje jednog PV sistema doprinosi smanjenju gubitaka i devijacije napona za 8.62% u odnosu na vrijednosti u inicijalnom slučaju. Povećanjem broja PV sistema značajno se povećava efekat smanjenja gubitaka i devijacije napona, što pokazuje scenario optimalne integracije dva PV sistema, gdje su se gubici snage i devijacija napona smanjili za 19.12% i 27.13% (Tabela 7.5), respektivno. Ukoliko se razmatraju tri PV

sistema, rezultati u Tabeli 7.5 ukazuju na smanjenje gubitaka snage od 22.49% i devijacije napona od 28.14%, što predstavlja značajan procenat u poređenju sa slučajem bez PV sistema i sa optimalno pozicioniranim jednim PV sistemom. Međutim, minimizacija gubitaka snage i poboljšanje naponskog profila u scenariju sa tri PV sistema ne predstavlja značajno unapređenje performansi u odnosu na scenario u kojem su razmatrana dva PV sistema. Ovo potvrđuje zaključak izveden u prethodnom slučaju – povećanje broja integrisanih PV sistema iznad određene vrijednosti ne mora rezultirati značajnim poboljšanjem performansi distributivne mreže.

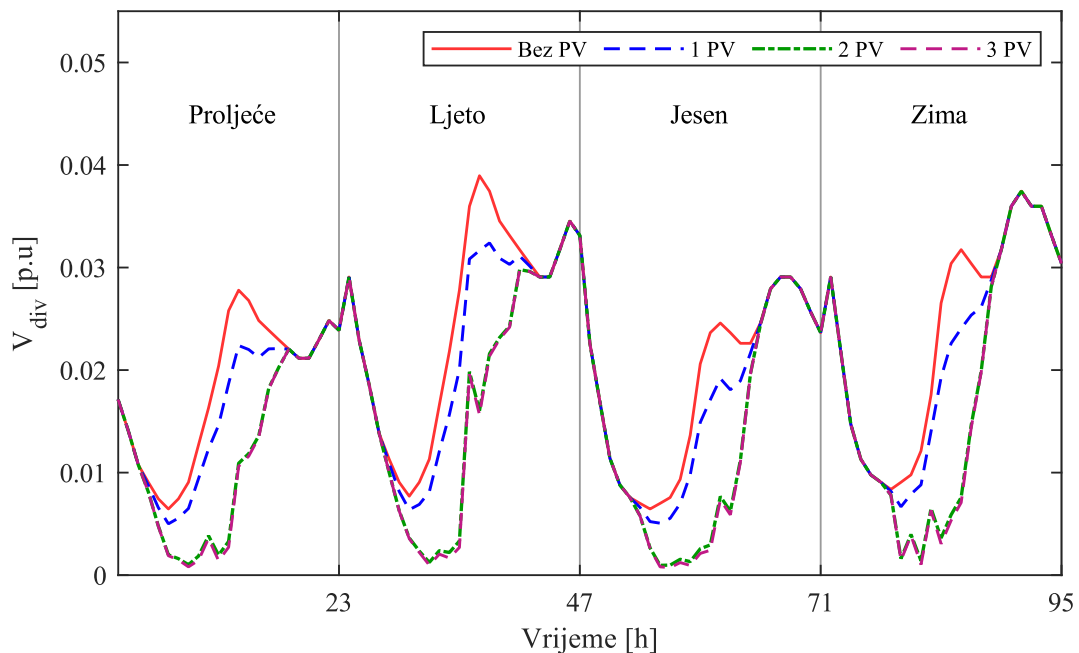
Prethodno navedene opservacije dodatno se potvrđuju na slikama 7.7 i 7.8, gdje su grafički prikazane sezonske i satne promjene gubitaka snage i devijacije napona, respektivno, prije i nakon integracije PV sistema. Kao i u prethodnom slučaju, grafički rezultati na slikama 7.7 i 7.8 pokazuju da optimalna integracija PV sistema doprinosi značajnom smanjenju gubitaka i poboljšanju naponskog profila u časovima maksimalne potražnje konzuma. Konstantno poboljšanje performansi distributivne mreže, u pogledu vrijednosti gubitaka snage i vrijednosti devijacije napona, ukazuje na značaj rješavanja problema optimalne integracije PV sistema. Dodatno, pronalaženje optimalne lokacije i instalisane snage PV sistema pruža operatorima i planerima distributivnog sistema značajan uvid na osnovu kojeg se može odrediti precizan stepen penetracije PV sistema, pri čemu se ostvaruju značajni ekonomski i tehnički benefiti.

Rezultati prikazani u Tabeli 7.5 pokazuju da, nakon optimalne integracije PV sistema u realnoj distributivnoj mreži „Bijela“, dolazi do povećanja maksimalne vrijednosti THD. Međutim, može se konstatovati da pogoršanje kvaliteta električne energije nije drastično, imajući u vidu da maksimalno povećanje vrijednosti THD, u iznosu od 0.024%, nastupa nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja jednog PV sistema (Tabela 7.5). Dodatno, na osnovu rezultata u Tabeli 7.5, jasno je da maksimalne vrijednosti THD ostaju značajno ispod definisanog limita u svim razmatranim scenarijima optimalne integracije PV sistema. Sezonske i satne promjene THD napona prije i nakon integracije PV sistema prikazane su na slici 7.9. Grafički rezultati jasno ukazuju da najveće povećanje vrijednosti THD nastupa u slučaju integracije jednog PV sistema (slika 7.9). Prethodno je u saglasju sa zaključcima izvedenim na osnovu rezultata u Slučaju 1, gdje je pokazano da veći broj optimalno pozicioniranih PV sistema ima ravnomjerniju

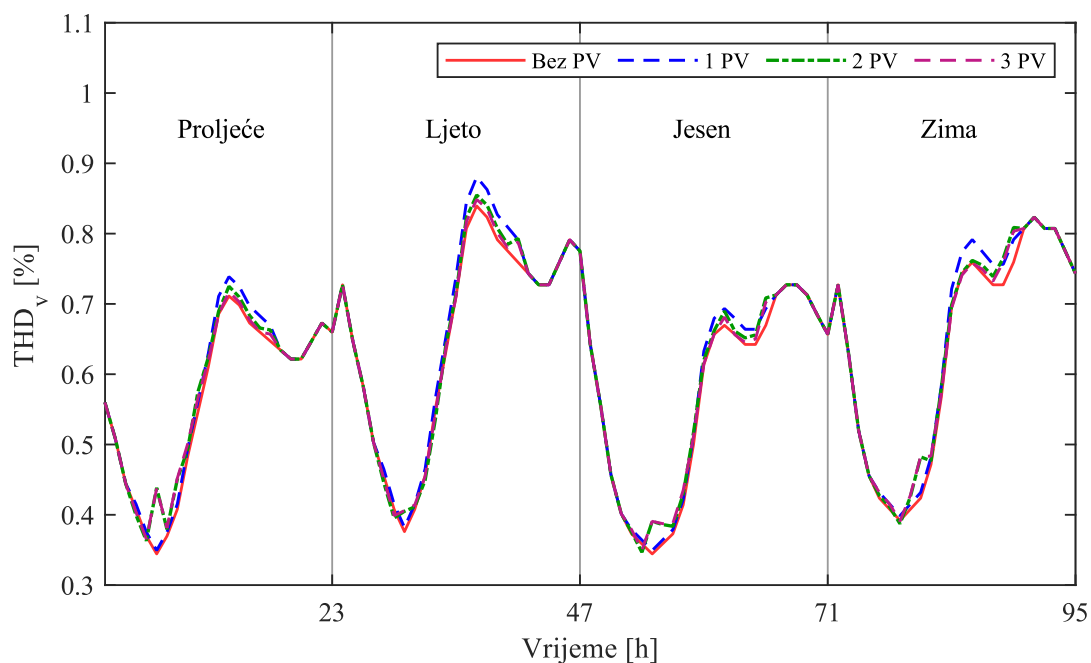
distribuciju instalisane snage, što rezultira povoljnijom situacijom sa aspekta uticaja na kvalitet električne energije.



Slika 7.7 Slučaj 2 – gubici snage distributivne mreže „Bijela“ prije i nakon optimalne integracije PV sistema



Slika 7.8 Slučaj 2 – devijacija napona distributivne mreže „Bijela“ prije i nakon optimalne integracije PV sistema



Slika 7.9 Slučaj 2 – THD napona distributivne mreže „Bijela“ prije i nakon optimalne integracije PV sistema

Tabela 7.6 Slučaj 2 – numeričke performanse BONMIN solvera u distributivnoj mreži „Bijela“

Scenario	Ex _t [s]	NoRs
1 PV	681.253	1
2 PV	1165.362	1
3 PV	3079.080	1

Numeričke performanse BONMIN solvera prilikom rješavanja problema optimalne integracije PV sistema u distributivnoj mreži Bijela prikazane su u Tabeli 7.6. Poređenjem sa rezultatima u Slučaju 1 (Tabela 7.4), jasno je da je optimizacioni problem u Slučaju 2 numerički izazovniji, što se ogleda u većem vremenu izvršavanja programa (Tabela 7.6). Konkretno, u poređenju sa Slučajem 1, optimalna lokacija i instalisana snaga jednog, dva i tri PV sistema u Slučaju 2 dobijene su 18.62%, 16.47% i 7.39% sporije, respektivno (Tabele 7.4 i 7.6). Konstatovano povećanje vremena izvršenja je očekivano, imajući u vidu da distributivna mreža „Bijela“ ima skoro duplo više čvorova u odnosu na IEEE 33-čvornu mrežu. Međutim, rezultati u Tabeli 7.6 pokazuju da BONMIN solver, u svim

razmatranim scenarijima optimalne integracije PV sistema u Slučaju 2, daje jedinstveno optimalno rješenje pri različitim nezavisnim pokretanjima programa.

Poglavlje 8

Optimalno upravljanje tokovima reaktivne snage u cilju poboljšanja naponskog profila i stabilnosti distributivne mreže sa integriranim fotonaponskim sistemima, bazirano na primjeni distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage

U Poglavlju 8 prikazano je rješavanje problema optimalne alokacije i dimenzionisanja distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage u distributivnoj mreži sa fotonaponskim sistemima. Na početku poglavlja dat je pregled metodologije za pronalaženje optimalnog rješenja, nakon čega je predstavljena matematička formulacija problema optimizacije. Poseban akcenat stavljen je na proces određivanja harmonijskog spektra fotonaponskog invertora na osnovu terenskih mjerenja i definisanja modela statičkog kompenzatora na višim učestanostima. Na kraju, rezultati proračuna predstavljene metodologije analizirani su na IEEE testnoj mreži, kao i na realnoj distributivnoj mreži, u slučajevima optimalne alokacije distribuiranog statičkog kompenzatora i kondenzatorskih baterija.

8.1 Pregled predložene metodologije

Prilikom rješavanja problema optimalne integracije uređaja u distributivnoj mreži, lokacija priključenja najčešće predstavlja kontrolnu promjenljivu čiju optimalnu vrijednost određuje optimizacioni metod. Uzimajući u obzir da dimenziju kontrolne promjenljive lokacije definiše broj čvorova u mreži, ista predstavlja numeričko opterećenje za mreže sa većim brojem čvorova, kao i u slučaju optimalne alokacije većeg broja uređaja. Alternativno rješenje ogleda se u nezavisnom određivanju optimalne lokacije, nakon čega se optimizacioni metod koristi isključivo za optimalno

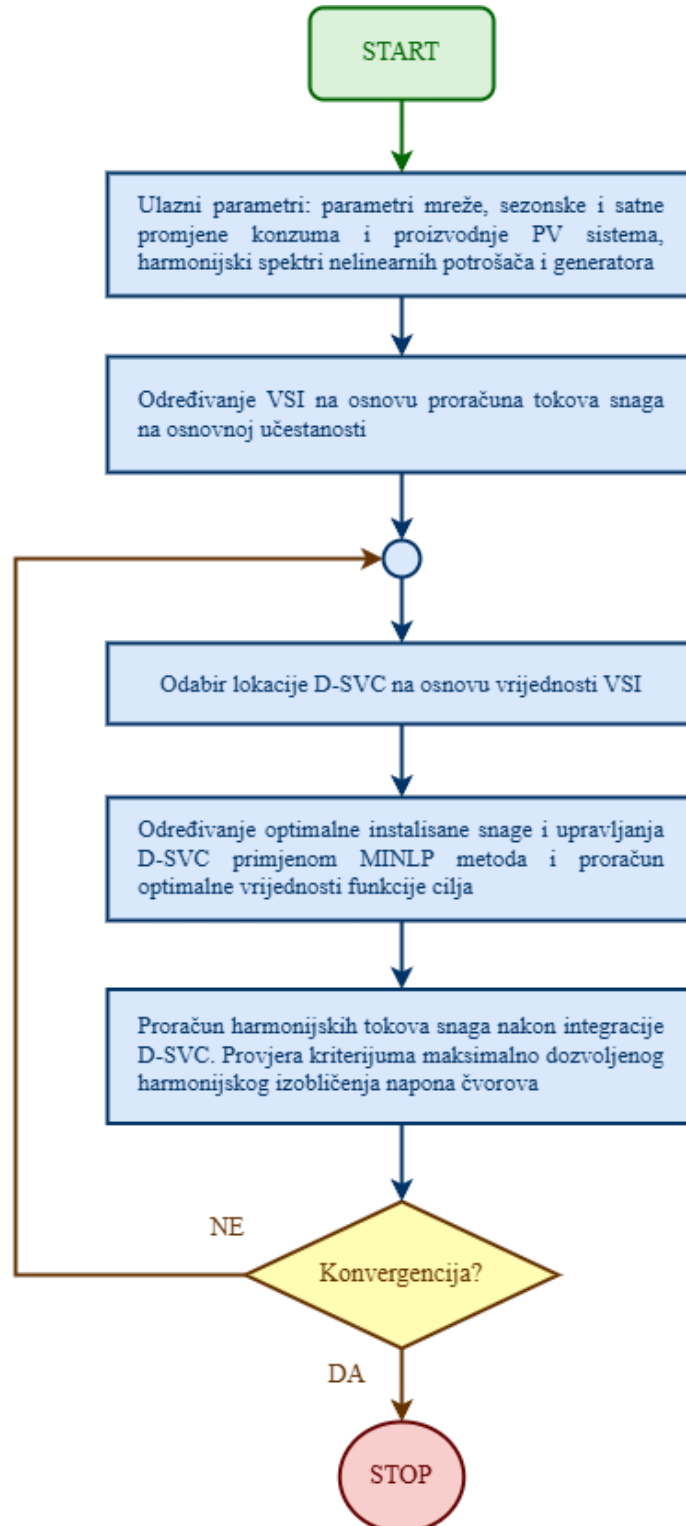
dimenzionisanje ili upravljanje. Na ovaj način omogućava se značajno numeričko rasterećenje optimizacionog procesa.

Uzimajući u obzir da se uređaji kao što su SC i D-FACTS koriste za regulaciju reaktivne snage, logično je da optimalnu lokaciju istih treba odrediti tako da se osigura poboljšanje naponskog profila u distributivnoj mreži. U novijoj literaturi, lokacija kompenzatora reaktivne snage pretežno se određuje na osnovu indeksa stabilnosti napona čvorova (*VSI – Voltage Stability Index*). VSI predstavlja mjeru sposobnosti sistema da u toku poremećaja održi napon čvora što bliže nominalnoj vrijednosti [162]. Iako VSI predstavlja indeks stabilnosti napona, moguće ga je iskoristiti za optimalno lociranje kompenzatora reaktivne snage, s obzirom na to da niska vrijednost VSI karakteriše kritične čvorove koji su potencijalne lokacije pogodne za poboljšanje naponskog profila [163]. U ovom istraživanju, optimalna lokacija D-SVC uređaja određena je na osnovu minimalne vrijednosti VSI čvorova, usrednjene na razmatranom vremenskom intervalu. Radi sigurnosti, pored čvora sa minimalnom vrijednošću VSI, kao potencijalne lokacije razmatra se dodatnih 10% čvorova mreže sa sljedećom najnižom vrijednošću VSI.

Nakon specificiranja optimalne lokacije kompenzatora, optimizacioni metod primjenjuje se za određivanje optimalne instalisane reaktivne snage, kao i optimalnog upravljanja u slučaju kompenzatora baziranih na poluprovodničkim pretvaračima. Iako se u dostupnoj literaturi pretežno primjenjuju metaheuristički algoritmi, u ovom istraživanju postavljena je MINLP formulacija problema, koja je riješena primjenom BONMIN solvera. Primjena MINLP formulacije problema opravdana je, imajući u vidu rezultate prikazane u Poglavlju 7, gdje je jasno pokazana superiornost MINLP metoda u odnosu na metaheurističke algoritme, sa aspekta robusnosti rješenja koje ne varira pri različitim pokretanjima identičnog programa.

Integracija kompenzatora reaktivne snage u distributivnoj mreži značajno utiče na kvalitet električne energije, posebno u slučaju kompenzatora baziranih na pretvaračkim tehnologijama, kao što je D-SVC, koji injektiraju harmonijske struje u mrežu [101]. Međutim, pregled literature pokazao je da se u dostupnim izvorima rijetko uzima u obzir uticaj D-SVC uređaja na izobličenja talasnih oblika napona u mreži. Stoga je u ovom istraživanju, nakon rješavanja problema optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC uređaja, izvršen proračun harmonijskih tokova snaga, kako bi se utvrdio uticaj

kompenzatora reaktivne snage na kvalitet električne energije. Harmonijska analiza izvedena je primjenom DHLF metoda predloženog u Poglavlju 6. Dijagram toka predložene metodologije prikazan je na slici 8.1.



Slika 8.1 Dijagram toka metode optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC

8.2 Formulacija problema optimalne alokacije i dimenzionisanja distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage

Za određivanje VSI čvorova u ovom radu koristi se sljedeći izraz [164]:

$$VSI_i = \frac{1}{N_t} \cdot \sum_{t=1}^{N_t} [2V_{i,t}^2 \cdot V_{j,t}^2 - V_{i,t}^4 - 2V_{i,t}^2 \cdot (R_{i,j}P_{i,j,t} + X_{i,j}P_{i,j,t}) - Z_{i,j}^2 \cdot (P_{i,j,t}^2 + Q_{i,j,t}^2)], \quad (8.1)$$

gdje je VSI_i vrijednost indeksa stabilnosti napona u čvoru i , usrednjena na vremenskom intervalu N_t , dok $Z_{i,j}$ predstavlja impedansu grane između čvorova i i j .

Formulacija problema optimalnog dimenzionisanja D-SVC uređaja definisana je sljedećim sistemom jednačina (8.2)–(8.15) [95, 149–151]:

$$\min(F_{obj}) = \min(w_1 \cdot F_1 + w_2 \cdot F_2 + w_3 \cdot F_3), \quad (8.2)$$

$$F_1 = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} G_{i,j}/2 \cdot [V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2 - 2V_{i,t}V_{j,t} \cos(\delta_{i,j})], \quad (8.3)$$

$$F_2 = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_b} (1 - V_{i,t})^2, \quad (8.4)$$

$$F_3 = k_R R_{Fi} - 0.3051 \cdot \Delta Q_{D-SVC} + 128.38 \quad (8.5)$$

$$P_{i,j,t} = G_{i,j}V_{i,t}^2 - V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t}) + B_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t})], \quad (8.6)$$

$$Q_{i,j,t} = -V_{i,t}^2[B_{i,j} + B_C/2] - V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t}) - B_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t})], \quad (8.7)$$

$$P_{G_{i,t}} + P_{PV_{i,t}} - P_{L_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} P_{i,j,t} = 0, \quad (8.8)$$

$$Q_{G_{i,t}} + Q_{D-SVC_{i,t}} - Q_{L_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} Q_{i,j} = 0, \quad (8.9)$$

$$B_{D-SVC_{i,t}} = \left[1 - 2 \cdot \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha_t - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha_t \right) \right] \cdot \frac{B_{D-SVC_{max}}}{M_{D-SVC_{max}}} \cdot M_{D-SVC} \cdot Z_b, \quad (8.10)$$

$$Q_{D-SVC_{i,t}} = B_{D-SVC_{i,t}} \cdot V_{i,t}^2, \quad (8.11)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i_{max}}, \quad (8.12)$$

$$\theta_{i_{min}} \leq \theta_{i,t} \leq \theta_{i_{max}},$$

$$P_{ij_{min}} \leq P_{i,j,t} \leq P_{ij_{max}}, \quad (8.13)$$

$$Q_{ij_{min}} \leq Q_{i,j,t} \leq Q_{ij_{max}},$$

$$P_{Gi_{min}} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi_{max}}, \quad (8.14)$$

$$Q_{Gi_{min}} \leq Q_{Gi,t} \leq Q_{Gi_{max}},$$

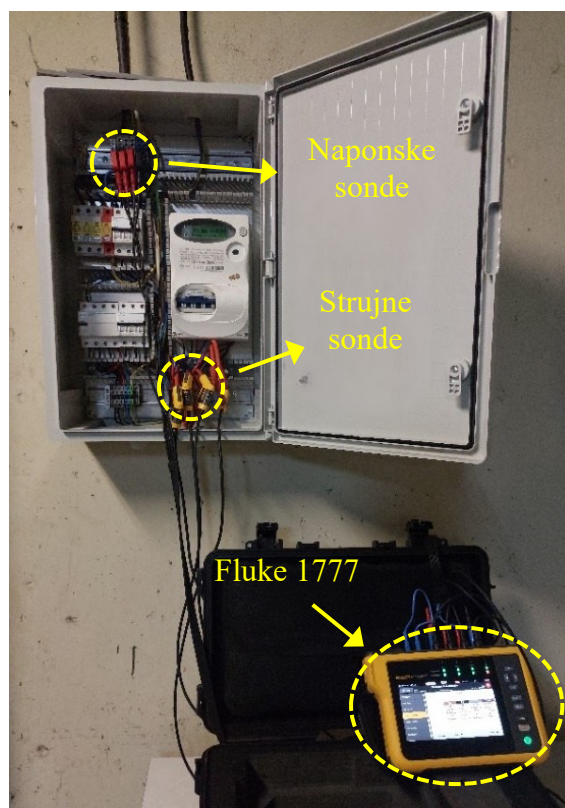
$$\max(THD_{i,t}) \leq THD_{max}, \quad (8.15)$$

Kao i u prethodnom poglavlju, razmatra se višekriterijumska optimizacija shodno izrazu (8.2), koja uključuje gubitke snage, devijaciju napona i instalacione troškove D-SVC, definisane jednačinama (8.3)–(8.5), respektivno. Težinski koeficijenti w_1 , w_2 i w_3 određeni su eksperimentalno, pri čemu je primat dat devijaciji napona.

Ograničenja tipa jednakosti definisana jednačinama (8.8)–(8.9) identična su kao u Poglavlju 7, uz dodatak promjenljive $Q_{D-SVC_{i,t}}$ u jednačini (8.9), koja označava reaktivnu snagu D-SVC priključenog u čvoru i u trenutku t . U odnosu na formulaciju problema u prethodnom poglavlju, dodata su ograničenja definisana u jednačinama (8.10) i (8.11), gdje je α_t kontrolna nelinearna promjenljiva ugla paljenja tiristora D-SVC u trenutku t , $B_{D-SVC_{i,t}}$ susceptansa D-SVC u čvoru i u trenutku t , $B_{D-SVC_{max}}$ označava maksimalnu vrijednost susceptanse D-SVC, dok je $M_{D-SVC} \in \{M_{D-SVC_{min}}, M_{D-SVC_{max}}\}$ kontrolna cjelobrojna promjenljiva umnoška ukupnog razmatranog instalisanog kapaciteta D-SVC. U jednačini (8.10), vrijednost cjelobrojne promjenljive M_{D-SVC} određuje optimalnu instalisanu snagu D-SVC, dok vrijednost nelinearne promjenljive α_t određuje optimalno upravljanje D-SVC u razmatranom vremenskom intervalu. Ograničenja (8.10) i (8.11) definisana su na osnovu matematičkog modela D-SVC predstavljenog u Poglavlju 3.3, pri čemu se razmatra konfiguracija D-SVC sa paralelnom konekcijom TCR i SC (slika 3.7.a). Ograničenja tipa nejednakosti definisana su jednačinama (8.12)–(8.15). Dodatno, varijacije konzuma i proizvodnje PV sistema definisane su shodno izrazima (7.13)–(7.16) u Poglavlju 7.1.1.

8.3 Određivanje harmonijskog spektra fotonaponskog invertora na osnovu terenskih mjerenja

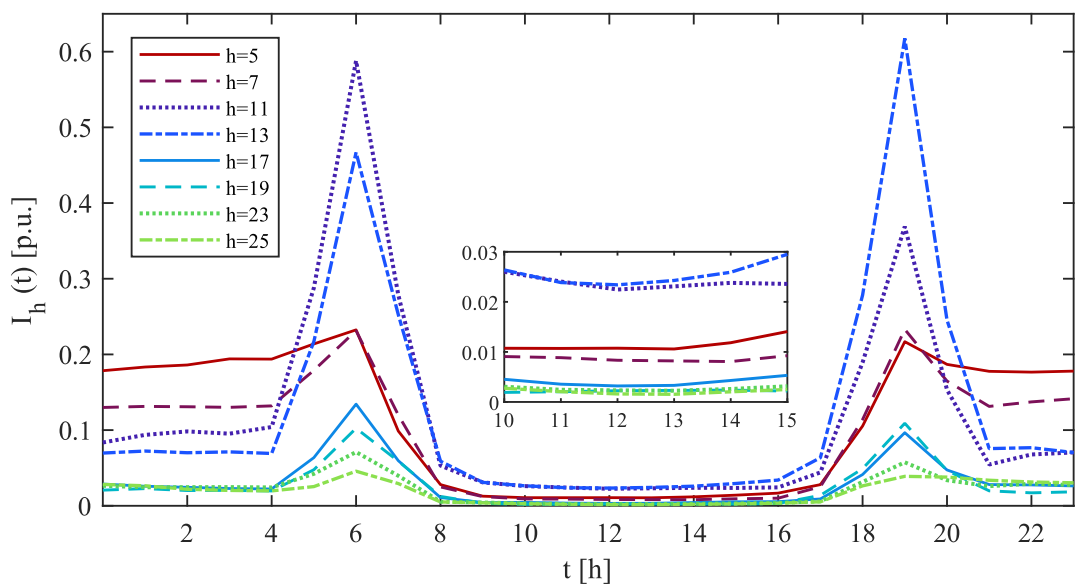
Za potrebe harmonijske analize uticaja PV sistema na kvalitet električne energije u distributivnoj mreži, u ovom poglavlju korišćeni su sedmodnevni podaci mjerenja sa invertora PV sistema instaliranog na krovu Laboratorije Mašinskog fakulteta Univerziteta Crne Gore. Mjerenje je izvršeno primjenom mrežnog analizatora Fluke 1777. Povezivanje strujnih i naponskih sonda uređaja Fluke 1777 na strujne i naponske izlaze PV invertora prikazano je na slici 8.2.



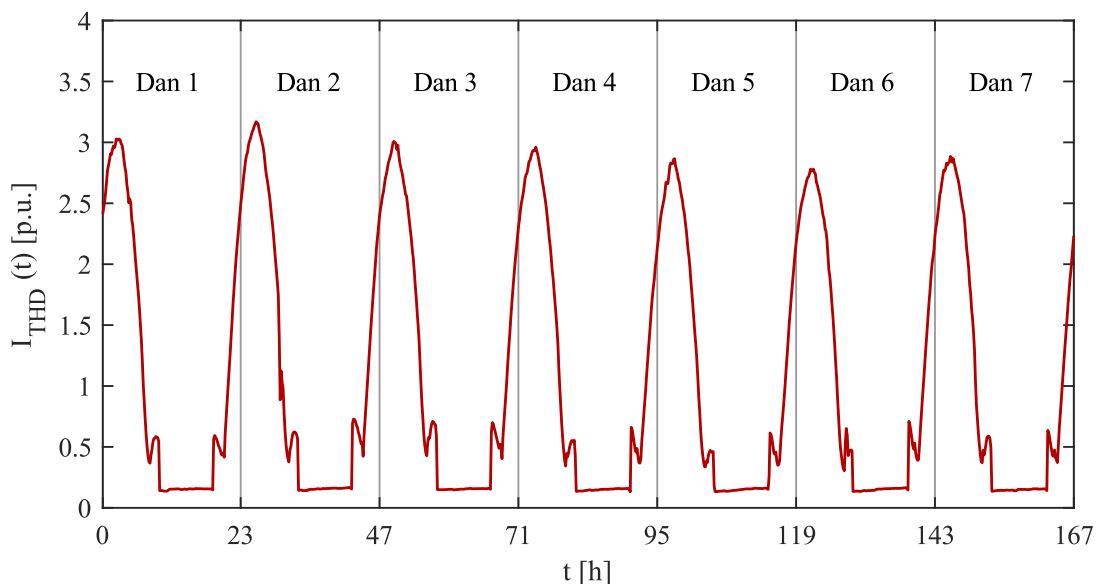
Slika 8.2 Postavka opreme za mjerenje harmonijskog spektra PV invertora

Satna promjena harmonijskog spektra PV invertora prikazana je na slici 8.3. Rezultati mjerenja u potpunosti se poklapaju sa literaturom, s obzirom na to da je udio viših harmonika najveći u ranim jutarnjim i večernjim časovima, kada je proizvodnja PV sistema najniža (slika 8.3). Takođe, rezultati mjerenja ukazuju na dominantan udio 11. i 13. harmonika, nakon čega su, očekivano, najizraženiji 5. i 7. harmonik (slika 8.3). Poređenjem rezultata prikazanih na slici 8.3 sa rezultatima mjerenja u laboratorijskom okruženju, prezentovanim u Poglavlju 7.2.1, jasno se ukazuje na značajno izobličeni

talasni oblik struje PV invertora u slučaju terenskih mjerenja. Ova pojava objašnjava se činjenicom da se u eksperimentalnom utvrđivanju harmonijskog spektra PV invertora, umjesto PV panela, koristi emulator DC napona, dok je harmonijski spektar sa slike 8.3 određen na osnovu mjerenja na realnom PV sistemu. Promjene THD struje PV invertora u razmatranom vremenskom intervalu prikazane su na slici 8.4.



Slika 8.3 Satna promjena harmonijskog spektra struje PV invertora



Slika 8.4 Dnevne i satne promjene THD struje PV invertora

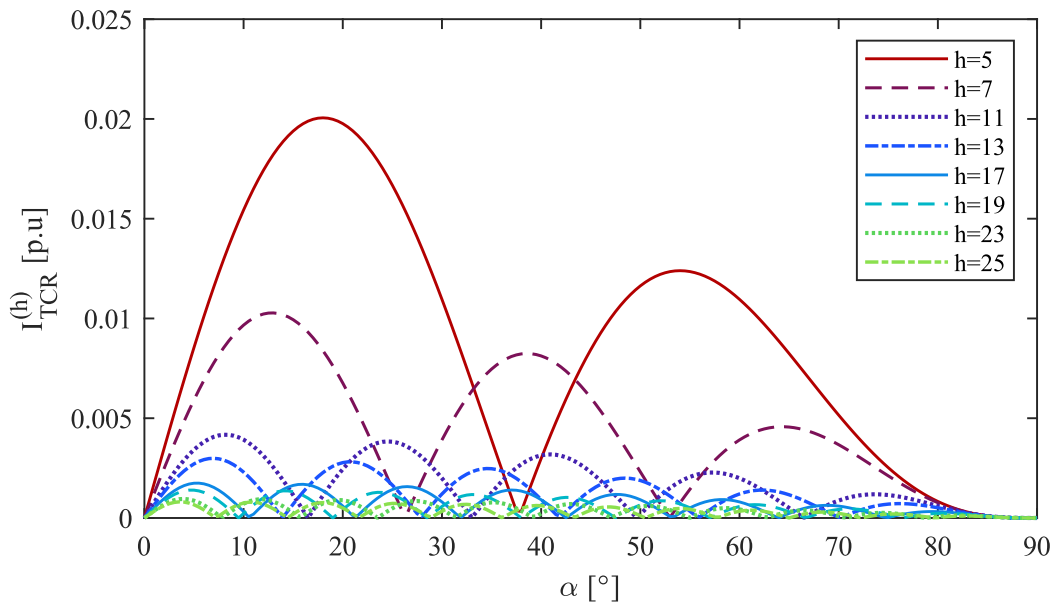
8.4 Model distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage na višim učestanostima

Kao što je prethodno naglašeno, prilikom optimalne integracije D-SVC pretpostavlja se konfiguracija koju čine paralelna konekcija TCR i SC. Na višim učestanostima, TCR predstavlja nelinearni potrošač koji se modeluje kao idealan izvor harmonijske struje [50]. Harmonijska struja TCR-a mijenja se s uglom paljenja tiristora α , shodno sljedećem izrazu [95]:

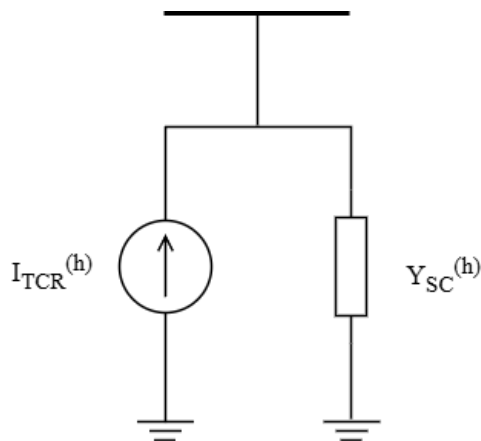
$$I_{TCR}^{(h)}(\alpha) = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V}{X_{TCR}} \cdot \left[\frac{\sin \alpha \cdot \cos(h\alpha) - h \cdot \sin(h\alpha) \cdot \cos \alpha}{h \cdot (h^2 - 1)} \right], \quad (8.16)$$

gdje je $I_{TCR}^{(h)}$ struja TCR-a na h -toj harmonijskoj učestanosti, dok V predstavlja napon na mjestu priključka. Promjena harmonijskog spektra struje TCR-a u zavisnosti od ugla α prikazana je na slici 8.5.

SC se na višim učestanostima predstavlja modelom konstantne impedanse (Poglavlje 6.2.4). Ekvivalentno električno kolo D-SVC na višim učestanostima prikazano je na slici 8.6.



Slika 8.5 Promjena harmonijskog spektra struje TCR-a u zavisnosti od ugla α



Slika 8.6 Ekvivalentno električno kolo D-SVC na višim učestanostima

8.5 Rezultati simulacije

Simulacija predloženog metoda za optimalno alociranje i dimenzionisanje D-SVC izvršena je u dva slučaja, uzimajući u obzir sljedeće distributivne mreže:

- **Slučaj 1** – unaprijeđena IEEE 33-čvorna testna mreža,
- **Slučaj 2** – realna mreža Kličevo–Vrtac iz distributivnog sistema Crne Gore.

U navedenim slučajevima razmatrana su tri scenarija, pri čemu je optimalna integracija D-SVC izvršena uzimajući u obzir sljedeće ciljeve:

- **Scenario 1** – minimizacija devijacije napona,
- **Scenario 2** – minimizacija devijacije napona i gubitaka snage,
- **Scenario 3** – minimizacija devijacije napona, gubitaka snage i troškova instalacije D-SVC.

Prilikom simulacije usvojene su sljedeće pretpostavke:

- Priključak distributivne mreže na eksternu mrežu pretpostavlja se kao balansni čvor, fiksnog napona i faznog stava 1.0 p.u. i 0 rad, respektivno,
- Ograničenja efektivne vrijednosti napona čvorova iznose od 0.9 do 1.1 p.u., dok su fazni stavovi napona čvorova ograničeni u opsegu od $(-\pi/2)$ do $(\pi/2)$ rad,
- Maksimalni opseg instalirane snage D-SVC iznosi ± 2 MVar,
- Pretpostavljajući jaku eksternu mrežu, u balansnom čvoru ne postoji izobličenje talasnog oblika napona,

- Maksimalno dozvoljeni THD napona čvorova iznosi 5%, shodno standardu IEEE 519-2014.

8.5.1 Slučaj 1 – unaprijeđena IEEE 33-čvorna testna mreža

Unaprijeđena IEEE 33-čvorna mreža je, u odnosu na svoju standardnu konfiguraciju, proširena dodavanjem DER i SC, kako bi što približnije prikazala konfiguraciju savremene distributivne mreže [165]. Lokacije i instalisane snage DER i SC prikazane su u Prilogu A. Kako bi se simulirao nesinusoidalni režim rada mreže, pretpostavljaju se nelinearni potrošači u čvorovima 7, 17 i 31. Prilikom simulacije pretpostavljaju se sljedeći nelinearni potrošači: EV punjač *Nissan Leaf*, ASD i šestopulsni pretvarači tipa I i II. Distribucija nelinearnih potrošača i njihov harmonijski spektar prikazani su u Prilogu B. U okviru ovog istraživanja, na lokacijama DER u unaprijeđenoj IEEE 33-čvornoj mreži pretpostavljaju se PV sistemi. Sezonske i dnevne varijacije insolacije i ambijentalne temperature generisane su na osnovu mjerenja dostupnih u PVGIS bazi podataka SARAH3, gdje je razmatran Glavni grad Crne Gore — Podgorica, geografske širine 42.440° i dužine 19.257° . Grafički prikaz promjena solarne insolacije i temperature dat je u Prilogu C. Sezonske i satne varijacije konzuma definisane su identično kao i u slučaju standardne IEEE 33-čvorne testne mreže (Prilog C).

Rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC primjenom VSI-BONMIN metode prikazani su u Tabeli 8.1. Radi poređenja performansi, dobijeni rezultati upoređeni su sa rezultatima optimalne alokacije i dimenzionisanja SC, gdje su razmatrane komercijalno dostupne instalisane snage i njihove respektivne cijene [166]. S obzirom na to da unaprijeđena IEEE 33-čvorna mreža ima integrisane SC, razmatrane su dvije konfiguracije:

1. sa integrisanim SC i
2. bez integrisanih SC.

U Tabeli 8.1, pod pojmom bazni slučaj podrazumijeva se stanje mreže bez dodatne kompenzacije reaktivne snage.

Shodno rezultatima u Tabeli 8.1, optimalna integracija D-SVC u Scenariju 1 doprinosi značajnijem poboljšanju naponskog profila u odnosu na SC. Za Konfiguraciju 1, Scenario 1, optimalnom alokacijom SC dolazi do smanjenja devijacije napona za

15.60%, dok integracija D-SVC smanjuje devijaciju napona za 68.18% (Tabela 8.1). U istom scenariju, za Konfiguraciju 2, optimalna integracija SC doprinosi smanjenju devijacije napona za 66.56%, dok optimalna integracija D-SVC rezultira smanjenjem devijacije napona za 77.12% (Tabela 8.1). Poređenje rezultata u Tabeli 8.1 za slučajeve Konfiguracija 1 i 2 jasno pokazuje da optimalna integracija SC ne doprinosi značajnom poboljšanju naponskog profila u situaciji kada u mreži već postoje kompenzatori reaktivne snage. Nasuprot tome, D-SVC omogućava značajno poboljšanje napona čak i u slučaju postojanja kompenzatora reaktivne snage u Konfiguraciji 1. Ovo je očekivano, uzimajući u obzir da D-SVC omogućava fleksibilnu i kontinualnu regulaciju reaktivne snage, dok SC nudi isključivo fiksnu kompenzaciju.

Tabela 8.1 Slučaj 1 – rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC i SC u unaprijedenoj IEEE 33-čvornoj mreži dobijeni primjenom VSI-BONMIN metode

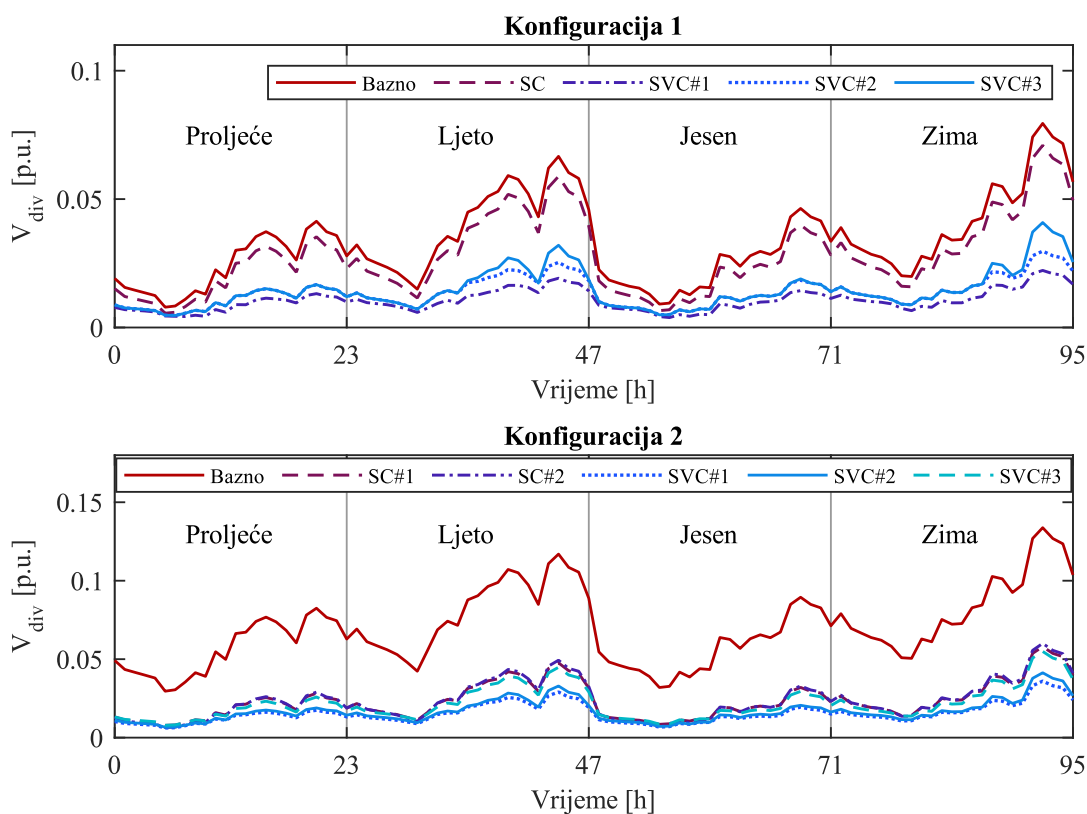
Konfig.	Slučaj	Scenario	Lokacija	Snaga (MVar)	ΣP_{loss} [p.u]	ΣV_{div} [p.u]	Troškovi [\$]	THD_{max} [%]	VSI_{min} [p.u]	
1	Bazni	/	/	/	0.77637	3.18249	/	3.79592	0.84234	
	SC	1	14	0.15000	0.79026	2.68617	75.01104	3.16321	0.85897	
		2	14	0.15000	0.79026	2.68617	75.01104	3.16321	0.85897	
		3	14	0.15000	0.79026	2.68617	75.01104	3.16321	0.85897	
	D-SVC	1	14	1.74898	1.27174	1.01264	2743.44563	4.41479	0.88062	
		2	12	1.29186	0.95479	1.37391	1351.06314	4.76487	0.87574	
		3	12	0.89436	0.93335	1.45443	547.94040	4.41941	0.87574	
	2	Bazni	/	/	/	1.06846	6.69486	/	5.22078	0.75810
		SC	1	17	1.20000	1.40964	2.23860	204.00000	2.04969	0.81634
2			15	1.20000	1.21821	2.25892	204.00000	1.97150	0.81684	
3			15	1.20000	1.21821	2.25892	204.00000	1.97150	0.81684	
D-SVC		1	15	1.98747	1.91519	1.53200	3668.98832	2.02763	0.83085	
		2	15	1.82847	1.34062	1.91148	3036.79169	2.02989	0.81980	
		3	15	1.41111	1.27789	2.03947	1665.94480	1.99844	0.81846	

Iako je pokazano da isključiva optimizacija devijacije napona, razmatrana u Scenariju 1, doprinosi značajnom poboljšanju naponskih prilika, rezultati u Tabeli 8.1 ukazuju na pogoršanje stanja sa aspekta vrijednosti gubitaka. U tom smislu, konkretno za Konfiguracije 1 i 2, optimalnom alokacijom i dimenzionisanjem D-SVC u Scenariju 1 dolazi do povećanja gubitaka snage za 63.81% i 79.25%, respektivno (Tabela 8.1) Međutim, značajno povećanje gubitaka nakon integracije D-SVC može se znatno

umanjiti višeciljnom optimizacijom devijacije napona i gubitaka u Scenariju 2. Rezultati u Tabeli 8.1 pokazuju da, nakon optimalne integracije D-SVC u Scenariju 2, gubici snage porastu za 22.98% u slučaju Konfiguracije 1, odnosno 25.47% za Konfiguraciju 2. Dodatno smanjenje gubitaka može se ostvariti postavljanjem većeg prioriteta u funkciji cilja, čime se rizikuje smanjenje efekta poboljšanja naponskog profila. Iako je efekat poboljšanja naponskog profila smanjen u odnosu na Scenario 1, on je i dalje značajan u poređenju sa baznim slučajem, što pokazuje smanjenje devijacije napona za 56.83% u Konfiguraciji 1, odnosno 71.45% u Konfiguraciji 2 (Tabela 8.1). Slični zaključci važe i u slučaju optimalne alokacije i dimenzionisanja SC, pri čemu se konstatuje nešto povoljnija situacija sa aspekta povećanja gubitaka.

Tabela 8.1 jasno ukazuje na značajno više troškove instalacije D-SVC u Scenariju 1 i 2 u poređenju sa SC. Prethodno je očekivano, uzimajući u obzir da je za instalaciju D-SVC, pored fiksne baterije kondenzatora, neophodan kalem, antiparalelno vezani tiristori i upravljački sistem. Dodatno, povećani troškovi instalacije D-SVC u Scenariju 1 i 2 potiču i od veće instalisane reaktivne snage. Međutim, uvođenjem troškova instalacije kompenzatora u funkciju cilja formulisanu u Scenariju 3, moguće je značajno sniziti troškove instalacije D-SVC. Za Konfiguraciju 1 u Scenariju 3, troškovi instalacije D-SVC niži su za 80.03% u odnosu na najveće troškove zabilježene u Scenariju 1 (Tabela 8.1). Slično, za Konfiguraciju 2 u Scenariju 3, troškovi instalacije sniženi su za 59.00% u odnosu na troškove u Scenariju 1 i 2 (Tabela 8.1). Uvođenjem troškova instalacije u funkciju cilja utiče se i na performanse D-SVC sa aspekta smanjenja gubitaka i poboljšanja naponskog profila. Rezultati u Tabeli 8.1 pokazuju da, nakon optimalnog lociranja i dimenzionisanja D-SVC u Scenariju 3, dolazi do dodatnog smanjenja gubitaka snage u poređenju sa Scenarijom 2. Pozitivan efekat na gubitke snage može se dovesti u vezu sa smanjenjem instalisanog kapaciteta D-SVC radi smanjenja troškova instalacije u Scenariju 3. Dodatno, u Scenariju 3, za obje razmatrane konfiguracije, rezultati u Tabeli 8.1 pokazuju negativan efekat sa aspekta poboljšanja naponskog profila, koji se ogleda u povećanju vrijednosti devijacije napona u odnosu na Scenario 1 i 2. Međutim, poboljšanje naponskog profila u Scenariju 3, u poređenju sa baznim slučajem, i dalje je značajno. Konkretno, za Konfiguraciju 1 u Scenariju 3 dolazi do smanjenja bazne vrijednosti devijacije napona za 56.08%, dok za Konfiguraciju 2 u istom scenariju integracija D-SVC doprinosi smanjenju devijacije napona za 54.59% bazne vrijednosti (Tabela 8.1).

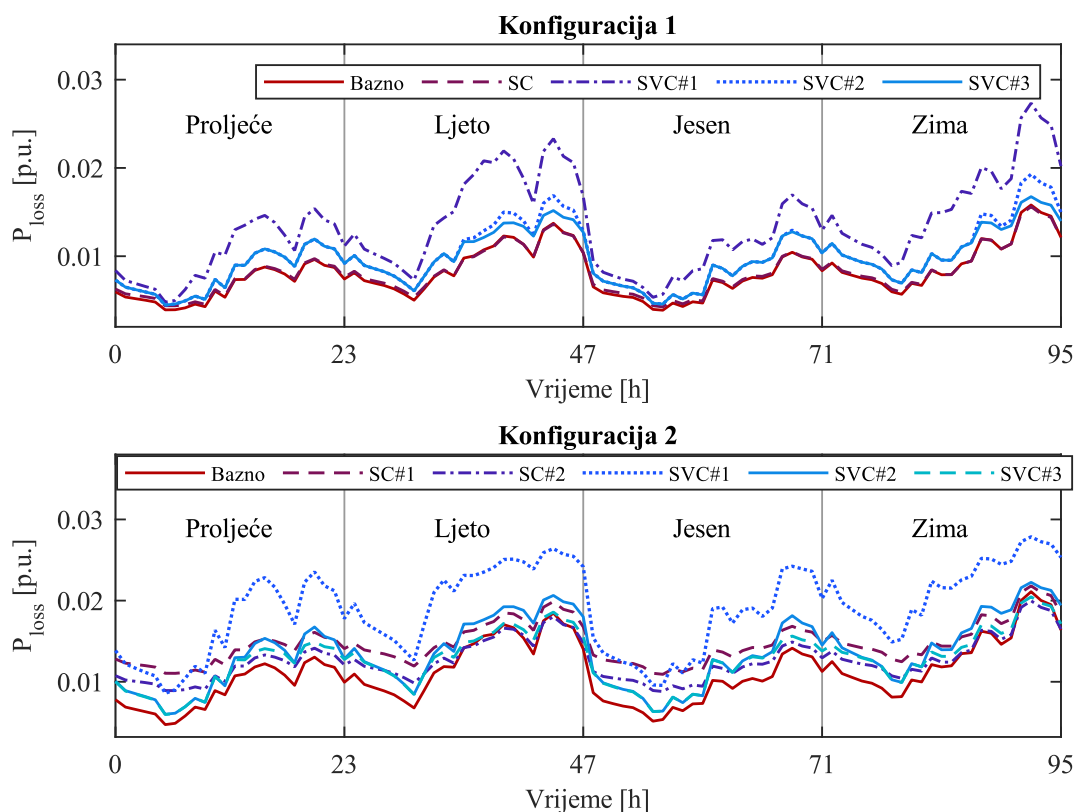
Na slikama 8.7 i 8.8 prikazane su promjene devijacije napona i gubitaka snage u razmatranom vremenskom intervalu, u svim razmatranim scenarijima integracije kompenzatora reaktivne snage, respektivno. Grafički rezultati dodatno potvrđuju superiornost D-SVC u odnosu na SC sa aspekta regulacije napona u distributivnoj mreži sa integriranim PV sistemima. Sumirajući prethodnu diskusiju i grafičke rezultate prikazane na slikama 8.7 i 8.8, jasno je da uvođenje troškova instalacije D-SVC u optimizaciju ne doprinosi značajnom pogoršanju performansi kompenzatora sa aspekta regulacije napona. Na osnovu priloženog, može se zaključiti da je sveobuhvatna optimizacija integracije D-SVC u Scenariju 3 najpogodnija sa aspekta poboljšanja tehnoloških performansi distributivne mreže sa integriranim PV sistemima.



Slika 8.7 Slučaj 1 – devijacija napona u unaprijeđenoj IEEE 33-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC

Shodno rezultatima u Tabeli 8.1, optimalna alokacija i dimenzionisanje SC i D-SVC doprinosi značajnom poboljšanju stabilnosti napona, što se ogleda u povećanju minimalne vrijednosti VSI. Na slici 8.9 prikazan je VSI za Konfiguraciju 1 i 2 kroz tri razmatrana scenarija optimalne integracije kompenzatora reaktivne snage. Očekivano,

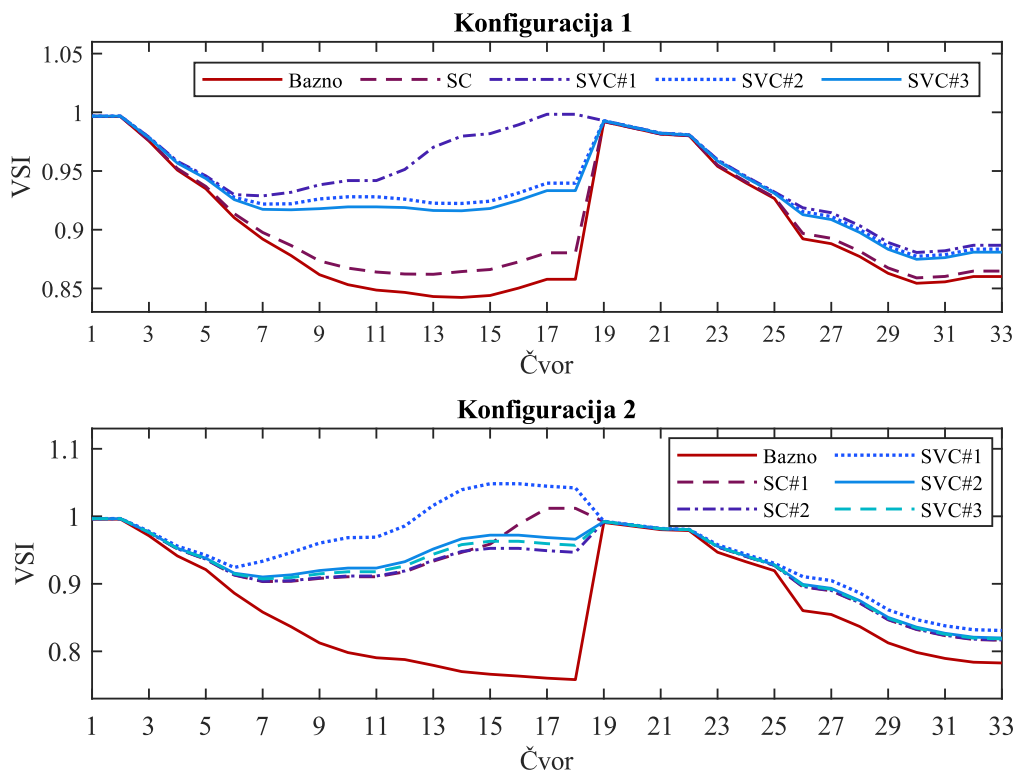
najznačajniji porast VSI evidentiran je u Scenariju 1, gdje je cilj optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC i SC isključivo poboljšanje naponskog profila. U Scenariju 2 i 3, gdje je razmatrana višekriterijumska optimizacija, smanjuje se pozitivan uticaj na VSI u poređenju sa Scenarijem 1. Međutim, povećanje stabilnosti napona i dalje je značajno u odnosu na bazni slučaj. Važno je istaći da rezultati prikazani na slici 8.9 ukazuju da optimalno integrisani D-SVC pokazuje značajno superiornije performanse u pogledu povećanja stabilnosti napona u odnosu na optimalnu integraciju SC.



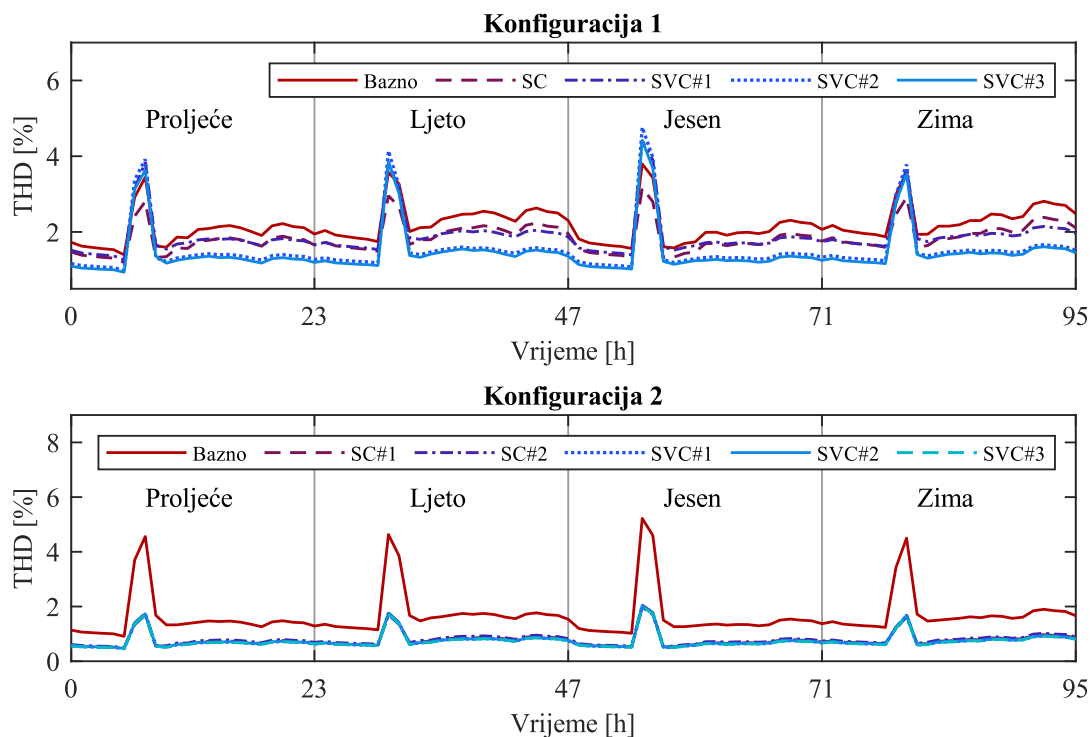
Slika 8.8 Slučaj 1 – gubici snage u unaprijedomj IEEE 33-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC

Rezultati u Tabeli 8.2 pokazuju da optimalno lociran i dimenzionisan SC u slučaju Konfiguracije 1 doprinosi poboljšanju kvaliteta električne energije, što se ogleda u smanjenju maksimalne vrijednosti THD napona za 16.67% u odnosu na bazni slučaj. Za istu konfiguraciju, optimalna integracija D-SVC doprinosi povećanju maksimalne vrijednosti THD, pri čemu je najveće povećanje od 25.53% zabilježeno u Scenariju 2 (Tabela 8.1). Na slici 8.10 prikazane su sezonske i satne promjene THD napona prije i nakon integracije kompenzatora reaktivne snage. Posmatrajući grafičke rezultate za

Konfiguraciju 1, jasno je da, iako integracija D-SVC povećava maksimalnu vrijednost THD, u toku dužeg vremenskog intervala evidentno je poboljšanje kvaliteta električne energije. Mogućnost D-SVC za filtriranje viših harmonika potiče od postojanja fiksne baterije kondenzatora, dok postojanje TCR znači injektiranje harmonijskih struja koje zavise od ugla paljenja tiristora. To znači da će uticaj D-SVC na kvalitet električne energije diktirati trenutna vrijednost ugla α . Posmatrajući zavisnost harmonijskog spektra struje TCR od ugla α (slika 8.5), jasno je da za opseg vrijednosti od 0° do 40° , struja TCR ima najveći udio viših harmonika. Uzimajući u obzir da je u ovom opsegu ugla α magnituda struje TCR na osnovnoj učestanosti najveća, očekivano je da dođe do porasta harmonijskih izobličenja napona. Prethodno se potvrđuje na slici 8.11, gdje su grafički prikazane sezonske i satne promjene ugla α za D-SVC u Scenariju 2, kao i maksimalne vrijednosti THD zabilježene u svakoj sezoni, respektivno. Dodatno, uticaj D-SVC na harmonijsko izobličenje napona zavisi i od instalisanog kapaciteta, kao i od optimalne lokacije, što pokazuju maksimalne vrijednosti THD prikazane u Tabeli 8.1.

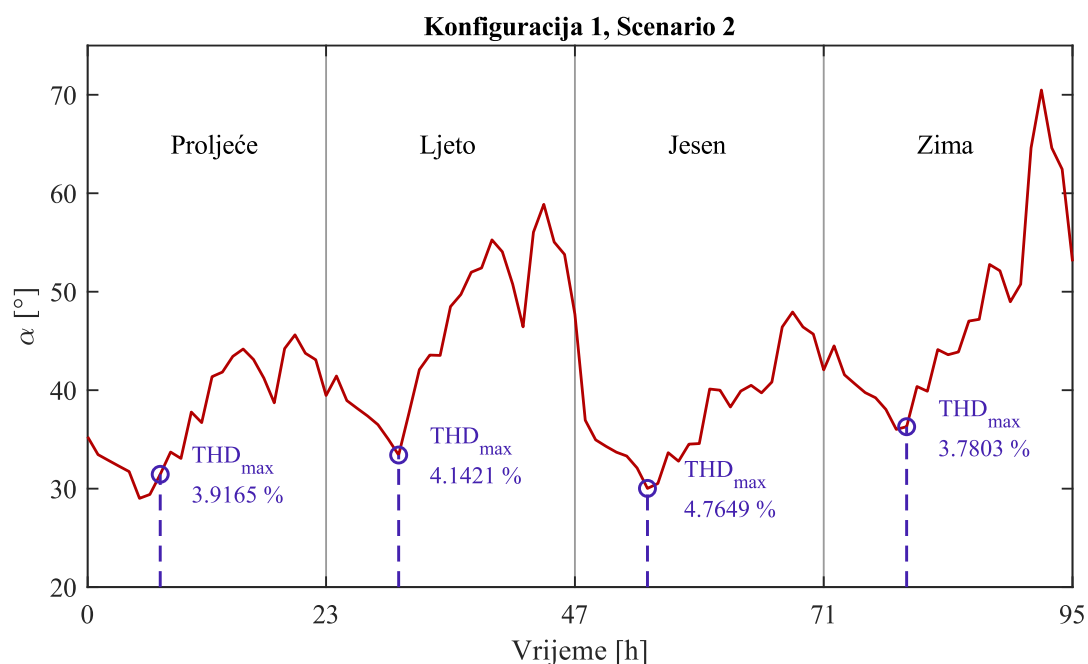


Slika 8.9 Slučaj 1 – VSI u unaprijedenoj IEEE 33-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC



Slika 8.10 Slučaj 1 – THD napona čvorova u unaprijeđenoj IEEE 33-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC

Za Konfiguraciju 2, rezultati u Tabeli 8.1 ukazuju da nakon integracije D-SVC i SC dolazi do značajnog poboljšanja kvaliteta električne energije, pri čemu su performanse oba kompenzatora dosta slične. Prethodno se dodatno potvrđuje posmatranjem grafičkog prikaza promjene THD u Konfiguraciji 2 prikazanog na slici 8.10. Najznačajnije smanjenje viših harmonika nakon integracije SC zabilježeno je u Scenarijima 2 i 3, gdje je maksimalni THD smanjen za 62.24% bazne vrijednosti (Tabela 8.1). U slučaju optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC, najpovoljnije stanje kvaliteta električne energije zabilježeno je u Scenariju 3, gdje je nakon integracije D-SVC maksimalni THD redukovan za 61.72% (Tabela 8.1). Važno je istaći da nagli skokovi vrijednosti THD prikazani na slici 8.10 u ranim jutarnjim časovima potiču od injektiranja harmonijskih struja PV invertora. Dostupna literatura, kao i terenska mjerenja sprovedena u okviru ovog istraživanja, potvrđuju ove rezultate, s obzirom na to da je u ranim jutarnjim časovima, usljed niske opterećenosti PV invertora, udio harmonika u izlaznoj struji najveći, dok se taj udio značajno smanjuje tokom dana kada je proizvodnja PV sistema veća.



Slika 8.11 Slučaj 1 – sezonske i satne promjene ugla α D-SVC i maksimalne zabilježene vrijednosti THD

8.5.2 Slučaj 2 – realna distributivna mreža „Kličevo–Vrtac“

Verifikacija predloženog pristupa za optimalnu alokaciju i dimenzionisanje D-SVC sprovedena je na realnoj 10 kV distributivnoj mreži lociranoj u području „Kličevo–Vrtac“, opština Nikšić, Crna Gora. Jednopolna šema distributivne mreže prikazana je u Prilogu A. U okviru konfiguracije distributivne mreže nalaze se dva PV sistema priključena na čvorove 4 i 9, instalisanog kapaciteta 150 kW i 90 kW, respektivno. Pretpostavlja se nelinearna potrošnja u čvorovima 6, 16, 28 i 35, pri čemu se razmatraju identični tipovi nelinearnih potrošača kao u prethodnom slučaju. Distribucija nelinearne potrošnje za distributivnu mrežu „Kličevo–Vrtac“ generisana je normalnom raspodjelom i prikazana u Prilogu B. Sezonske i satne promjene insolacije i temperature generisane su na osnovu podataka iz baze PVGIS SARA3 za egzaktnu lokaciju mreže. Za razliku od Slučaja 1, sezonske i satne promjene konzuma generisane su usrednjavanjem mjernih podataka o dvogodišnjoj potrošnji u distributivnoj mreži „Kličevo–Vrtac“, preuzetih od Crnogorskog elektrodistributivnog sistema (CEDIS). Grafički prikaz varijacija insolacije, temperature i konzuma prikazan je u Prilogu C.

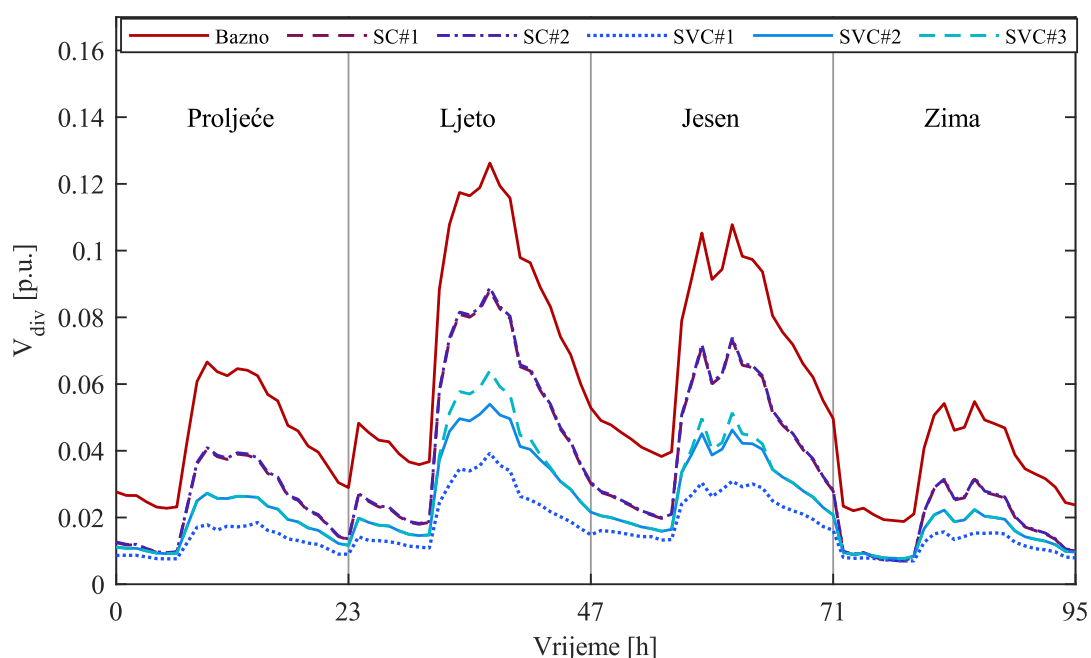
Rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC i SC u distributivnoj mreži Kličevo, dobijeni primjenom VSI–BONMIN metode, sumirani su u Tabeli 8.2. Očekivano, rezultati ukazuju da optimalna integracija SC u Scenariju 1 doprinosi smanjenju devijacije napona za 40.41% u odnosu na vrijednost u baznom slučaju (Tabela 8.2). Nasuprot tome, u istom scenariju, optimalnom alokacijom i dimenzionisanjem D-SVC dolazi do smanjenja devijacije napona za 70.03% u odnosu na bazni slučaj (Tabela 8.2). Međutim, kao i u prethodnom slučaju, optimalnom alokacijom i dimenzionisanjem kompenzatora reaktivne snage u Scenariju 1 dolazi do povećanja vrijednosti gubitaka snage. Shodno rezultatima u Tabeli 8.2, optimalna integracija D-SVC u Scenariju 1 doprinosi povećanju gubitaka za 75.71%, što je znatno više u poređenju sa povećanjem gubitaka od 7.06% nakon optimalne integracije SC u istom scenariju.

Tabela 8.2 Slučaj 2 – rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC i SC u realnoj distributivnoj mreži „Kličevo–Vrtac“ dobijeni primjenom VSI–BONMIN metode

Slučaj	Scenario	Lokacija	Snaga (MVar)	P_{loss} [p.u]	V_{div} [p.u]	Troškovi [\$]	THD_{max} [%]	VSI_{min} [p.u]
Bazni	/	/	/	0.25209	5.38849	/	2.26424	0.78908
SC	1	16	0.60000	0.26989	3.21096	132.00000	3.33563	0.83746
	2	31	0.60000	0.25527	3.24479	132.00000	3.20576	0.83823
	3	31	0.60000	0.25527	3.24479	132.00000	3.20576	0.83823
D-SVC	1	31	2.00025	0.44294	1.61497	3722.42932	0.82091	0.87346
	2	31	1.48019	0.32422	2.24702	1863.96561	0.85227	0.85713
	3	31	1.20015	0.31506	2.33392	1132.12158	1.18621	0.85573

Ipak, uvođenjem gubitaka snage u funkciju cilja razmatranu u Scenariju 2, značajno se smanjuje efekat povećanja gubitaka nakon integracije D-SVC. Prema Tabeli 8.2, optimalna alokacija i dimenzionisanje D-SVC u Scenariju 2 doprinosi povećanju gubitaka za 22.22%, što je 53.49% niže u odnosu na povećanje gubitaka zabilježeno u Scenariju 1. Iako proširivanje funkcije cilja u Scenariju 2 dovodi do nešto slabijeg efekta D-SVC na naponske profile, rezultati u Tabeli 8.2 pokazuju da optimizacija lokacije i snage u ovom scenariju doprinosi smanjenju devijacije napona za 58.30% u odnosu na bazni slučaj. Iako D-SVC u Scenariju 1 ima značajno superiornije performanse u pogledu regulacije napona u odnosu na SC, rezultati u Tabeli 8.2 ukazuju na poteškoće u integraciji D-SVC usljed značajno većih investicionih troškova u odnosu na SC. Troškovi instalacije D-SVC u Scenariju 2 redukovani su za 49.93% u odnosu na vrijednosti u Scenariju 1, što je

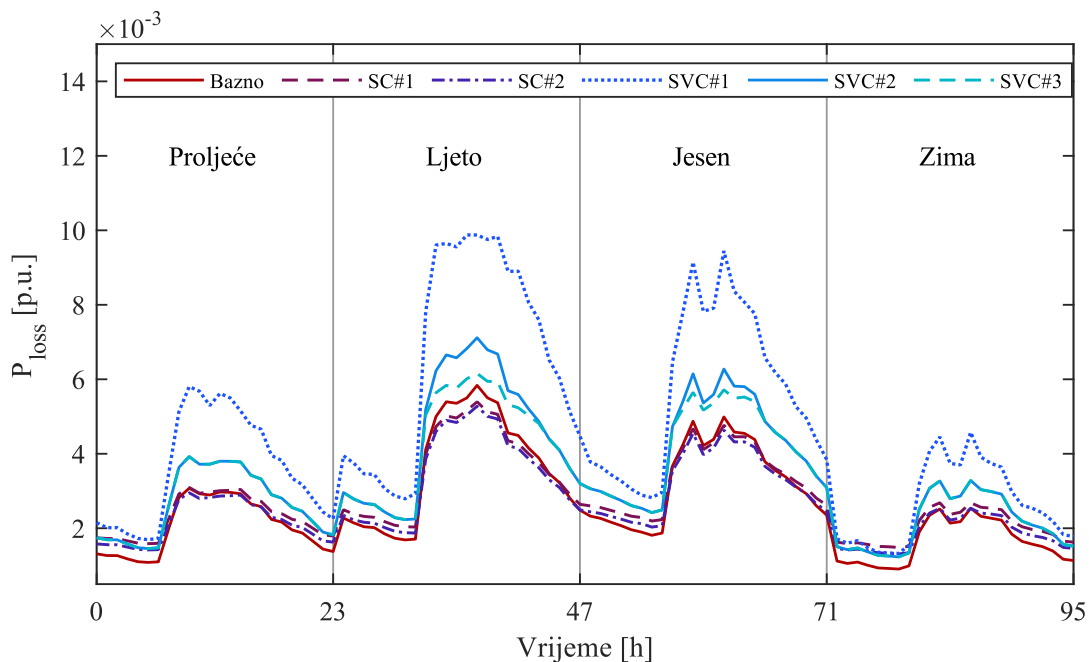
posljedica smanjenja instalisanog kapaciteta D-SVC (Tabela 8.2). Dodatno smanjenje troškova moguće je ostvariti u Scenariju 3, gdje je razmatrana višekriterijumska tehnokonska optimizacija lokacije i snage D-SVC. Konkretno, optimalnom integracijom D-SVC u Scenariju 3, troškovi instalacije redukovani su za 69.59% u odnosu na Scenario 1 (Tabela 8.2). Takođe, shodno Tabeli 8.2, optimalno lociranje D-SVC u Scenariju 3 doprinosi nešto povoljnijoj situaciji sa aspekta povećanja gubitaka, uz značajno poboljšanje naponskih prilika u odnosu na bazni slučaj, što se ogleda u smanjenju devijacije napona za 56.70%. Grafički prikaz devijacije napona i gubitaka u distributivnoj mreži prije i nakon optimalne integracije D-SVC i SC prikazan je na slikama 8.12 i 8.13, respektivno.



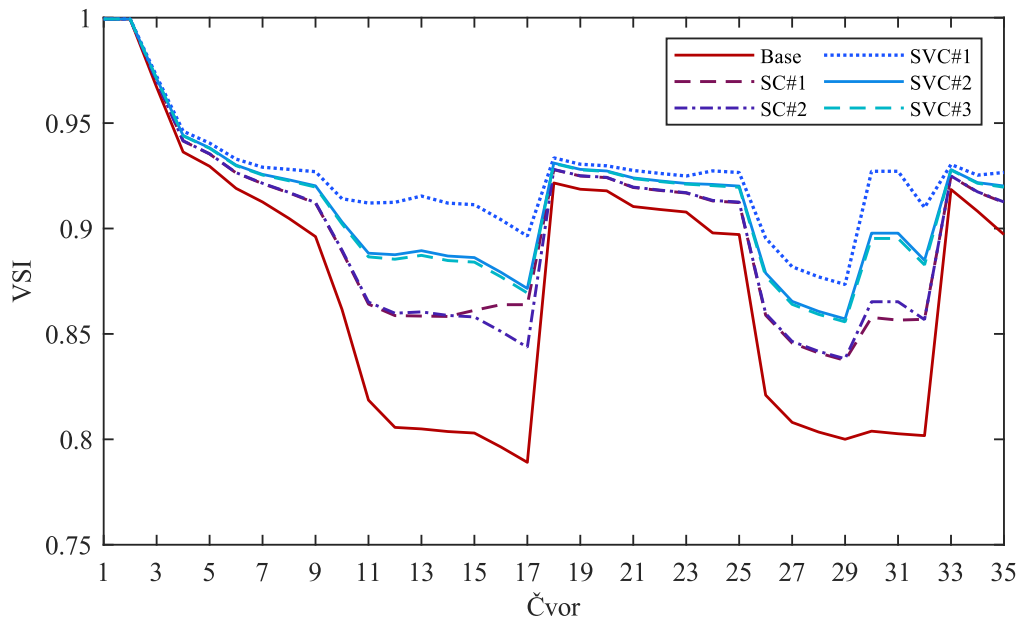
Slika 8.12 Slučaj 2 – devijacija napona u realnoj distributivnoj mreži „Kličevo–Vrtac“ prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC

Rezultati u Tabeli 8.2 ukazuju na poboljšanje naponske stabilnosti nakon optimalne integracije kompenzatora reaktivne snage u realnoj distributivnoj mreži. Očekivano, najveće povećanje stabilnosti zabilježeno je u Scenariju 1, gdje je nakon integracije SC i D-SVC minimalna vrijednost VSI porasla za 6.13% i 10.69% u odnosu na baznu vrijednost, respektivno (Tabela 8.2). Značajno poboljšanje naponskog profila nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja SC i D-SVC uočljivo je na slici 8.14. Grafički i numerički rezultati jasno ukazuju na značaj optimalne kontrole tokova reaktivne snage za

poboljšanje naponske stabilnosti distributivnih mreža sa integrisanim PV sistemima, pri čemu se akcentuje superiornost D-SVC u odnosu na konvencionalne tehnike kompenzacije reaktivne snage.

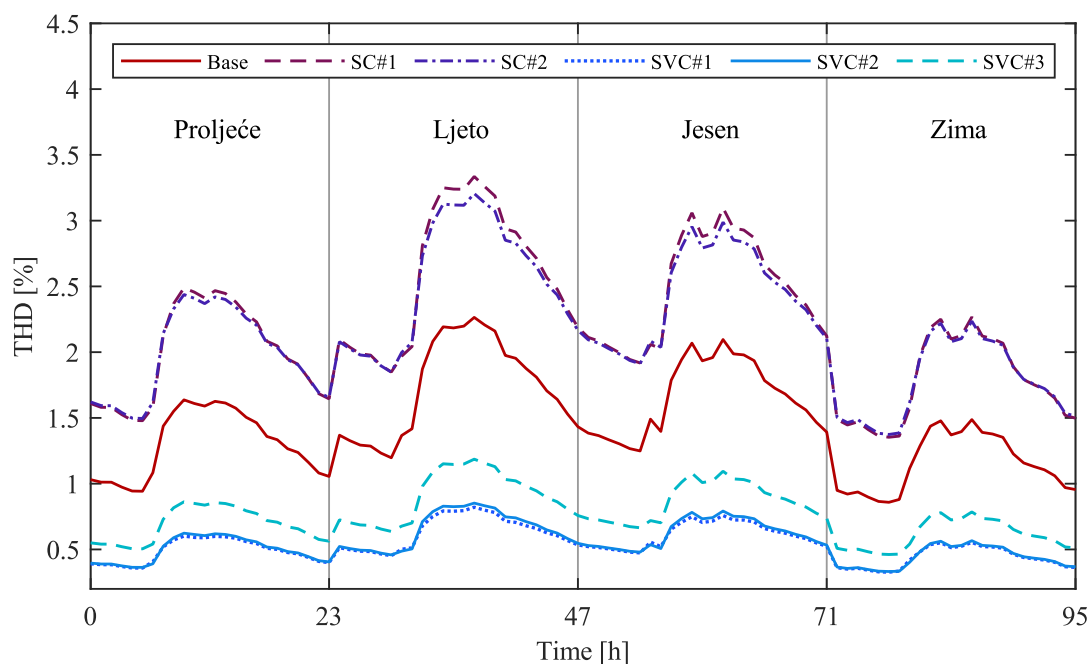


Slika 8.13 Slučaj 2 – gubici snage u realnoj distributivnoj mreži „Kličevo–Vrtac“ prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC



Slika 8.14 Slučaj 2 – VSI u realnoj distributivnoj mreži „Kličevo–Vrtac“ prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC

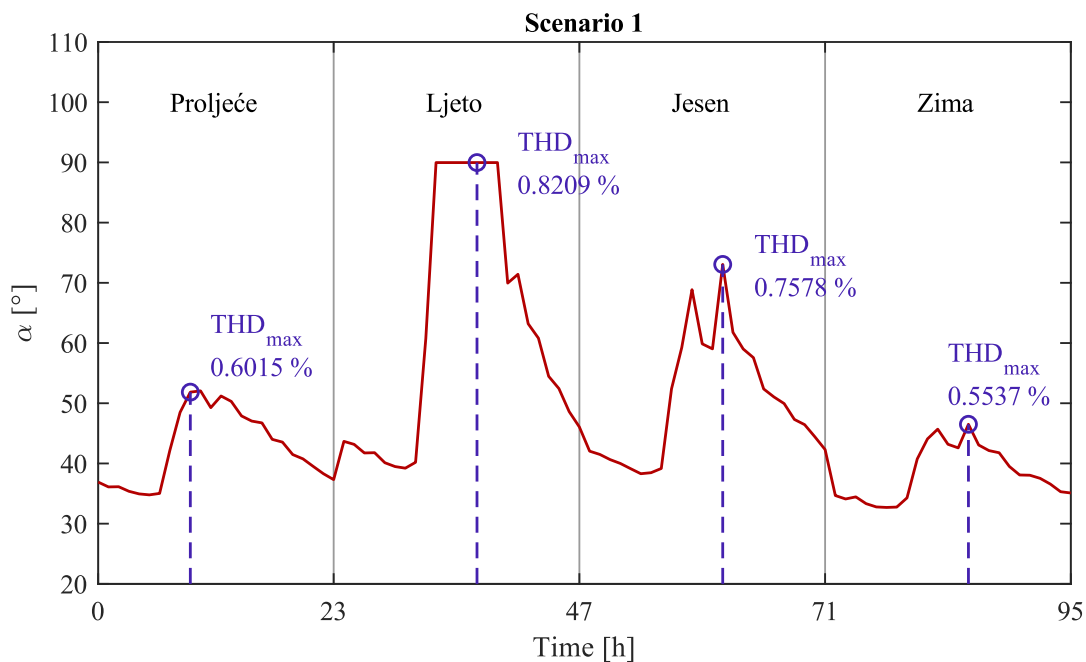
Posmatrajući maksimalnu vrijednost THD prikazanu u Tabeli 8.2, jasno je da optimalna integracija SC doprinosi pogoršanju kvaliteta električne energije. Najnepovoljnija situacija zabilježena je u Scenariju 1, gdje nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja SC dolazi do povećanja THD za 47.32% (Tabela 8.2). Nasuprot tome, rezultati u Tabeli 8.2 pokazuju da nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC dolazi do poboljšanja kvaliteta električne energije. U Scenariju 1, nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC, maksimalna vrijednost THD redukovana je za 63.74% (Tabela 8.2). Dodatno, u Scenariju 2 optimalna integracija D-SVC doprinosi smanjenju maksimalne vrijednosti THD za 62.36%, odnosno 47.61% u slučaju optimalne integracije D-SVC u Scenariju 3 (Tabela 8.2). Prethodna diskusija dodatno je potkrijepljena rezultatima prikazanim na slici 8.15, gdje su grafički predstavljene varijacije THD napona prije i nakon integracije SC i D-SVC u realnoj distributivnoj mreži.



Slika 8.15 Slučaj 2 – THD u realnoj distributivnoj mreži „Kličevo–Vrtac“ prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC

Superiorne performanse D-SVC u odnosu na SC sa aspekta kvaliteta električne energije, prikazane u Tabeli 8.2 i na slici 8.15, nisu očekivane s obzirom na to da je D-SVC baziran na poluprovodničkim pretvaračima koji unose harmonijska izobličenja. Međutim, djelovanje SC u smislu filtriranja viših harmonika definisano je njegovom

instalisanom snagom. S obzirom na to da je vrijednost THD napona uzeta kao tehničko ograničenje, a ne kao cilj optimizacije, ne može se garantovati da će SC izvršiti filtriranje viših harmonika. Dodatno, može se zaključiti da je instalisana snaga SC unutar razmatrane konfiguracije D-SVC značajno povoljnija sa aspekta eliminisanja viših harmonika, što potvrđuju numeričke vrijednosti u Tabeli 8.2 i grafički rezultati na slici 8.15. Na kraju, izostanak harmonijskog izobličenja napona usljed injektiranja viših harmonika struje TCR objašnjava se činjenicom da isti radi sa vrijednostima ugla α koje karakteriše nizak udio viših harmonika. Na slici 8.16 prikazane su sezonske i satne varijacije ugla α u Scenariju 1 optimalne integracije D-SVC, zajedno sa maksimalnim vrijednostima THD u svakoj sezoni. Posmatrajući grafički prikaz na slici 8.16, jasno je da se sezonski maksimumi THD nakon integracije D-SVC javljaju u trenucima kada vrijednost ugla α prelazi 50° , što, shodno harmonijskom spektru TCR prikazanom na slici 8.5, odgovara zoni niskog harmonijskog izobličenja izlazne induktivne struje.



Slika 8.16 Slučaj 2 – sezonske i satne promjene ugla α D-SVC i maksimalne zabilježene vrijednosti THD

Poglavlje 9

Strategijsko lociranje i optimalna parametrizacija pasivnih harmonijskih filtera u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije u distributivnim mrežama sa integriranim fotonaponskim sistemima

Poglavlje 9 posvećeno je tematici optimalnog lociranja i parametrizacije pasivnih harmonijskih filtera u distributivnim mrežama sa integriranim PV sistemima. Na početku poglavlja dat je pregled metodologije za određivanje lokacije i optimalnu parametrizaciju pasivnog harmonijskog filtera. Nakon predstavljanja matematičkog modela optimizacionog problema, izvršena je verifikacija predložene metode na unaprijedenoj IEEE testnoj mreži.

9.1 Predložena metodologija

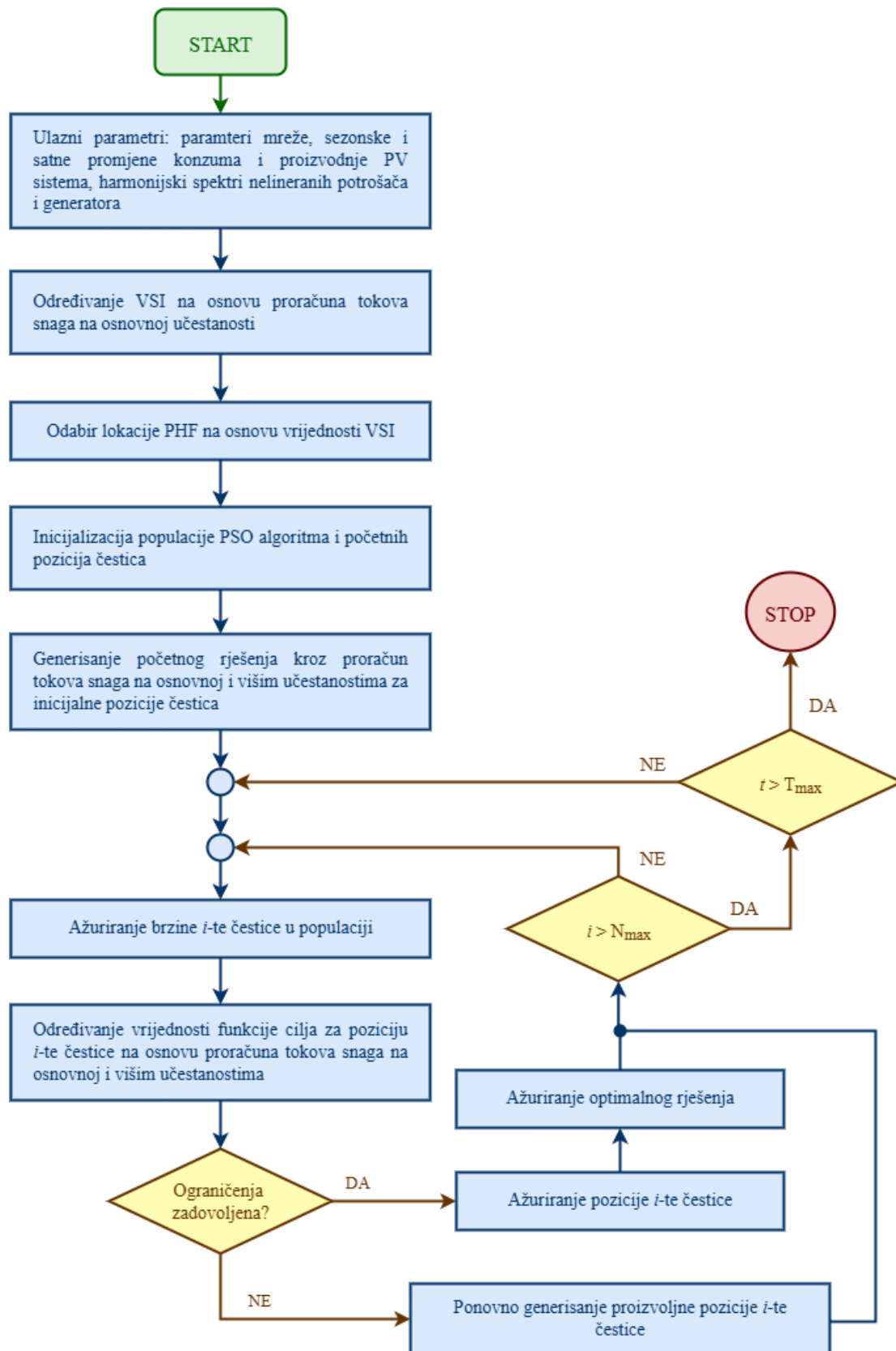
Osvrćući se na pregled literature predstavljen u uvodnom poglavlju, jasno je da većina dosadašnjih istraživanja ne razmatra reaktivni potencijal PHF za poboljšanje naponskog profila u distributivnim mrežama. Prethodno je opravdano iz razloga što bi proširivanje standardnih funkcija cilja, koje se predlažu u dostupnoj literaturi, dodavanjem kriterijuma kvaliteta naponskog profila, nametnulo dodatno numeričko opterećenje optimizacionom algoritmu. U okviru ovog istraživanja, metodologija optimalne integracije PHF bazirana je na određivanju optimalne lokacije na osnovu vrijednosti VSI. Na osnovu iskustava iz prethodnog poglavlja, ovakav način lociranja ističe mogućnost filtera za kompenzaciju reaktivne snage, čime se osigurava poboljšanje naponskog profila i stabilnosti napona. Dodatno, lociranje PHF na osnovu VSI eliminiše lokaciju kao kontrolnu promjenljivu u optimizaciji.

Nakon određivanja lokacije PHF, optimalna parametrizacija utvrđena je primjenom PSO algoritma. Razlog odabira metahurističke metode za optimizaciju parametara filtera, umjesto ranije korišćenih metoda matematičkog programiranja, kao što su NLP i MINLP, jeste činjenica da optimalna parametrizacija PHF zahtijeva sveobuhvatno sagledavanje tokova snaga na osnovnoj i višim učestanostima. Izrada ovakvih modela korišćenjem algebarskih programskih jezika matematičkog programiranja rezultuje modelom koji je nepravilno ili nepotpuno definisan, te samim tim nije adekvatan za primjenu NLP i MINLP metoda. Dodatno, odabir PSO algoritma, umjesto drugih metahuristika kao što su GSA, GWO i BAT, zasnovan je na numeričkoj evaluaciji prezentovanoj u Poglavlju 7.3.1.1. Konkretno, najznačajnija karakteristika PSO algoritma koja ga kandiduje za ovu optimizaciju jeste robusnost, koja se ogleda u niskoj varijaciji optimalnog rješenja pri različitim pokretanjima istog programa (slika 7.5)

Da bi se ocijenile performanse optimalne alokacije i parametrizacije PHF, neophodno je sprovesti harmonijsku analizu kojom će se dobiti precizna vrijednost harmonijskog izobličenja napona. Kao i do sada, proračun harmonijskih tokova snaga sproveden je DHLF metodom predstavljenom u Poglavlju 6. Postupak optimizacije lokacije i parametara PHF predloženom metodom prikazan je dijagramom na slici 9.1.

9.2 Formulacija problema optimalne alokacije i parametrizacije pasivnih harmonijskih filtera

Proračun VSI izvršen je shodno formulaciji definisanoj jednačinom (8.1) u Poglavlju 8.2. Matematička formulacija problema optimalne parametrizacije PHF definisana je sistemom jednačina (9.1)–(9.12) [149–151]. Prilikom određivanja parametara filtera, u jednačini (9.1) definisana je višekriterijumska funkcija cilja koja obuhvata gubitke snage (9.2), maksimalnu vrijednost THD napona (9.3) i troškove instalacije PHF (9.4). U jednačinama (9.3)–(9.4), $THD_{i,t}$ predstavlja THD napona u čvoru i u trenutku t , $V_{i,t}^{(1)}$ i $V_{i,t}^{(h)}$ vrijednosti napona u čvoru i u trenutku t , na osnovnoj i h -toj učestanosti, respektivno, R_{f_i} , L_{f_i} i C_{f_i} označavaju otpornost, induktivnost i kapacitivnost PHF u čvoru i , dok k_R , k_L i k_C predstavljaju jedinične cijene komponenti PHF. Težinski koeficijenti w_1 , w_2 i w_3 funkcija cilja F_1 , F_2 i F_3 u jednačini (9.2), respektivno, određeni su eksperimentalno, pri čemu je prioritet dat minimizaciji maksimalne vrijednosti THD.



Slika 9.1 Dijagram toka izvršavanja predložene metode optimalne alokacije i parametrizacije

PHF

$$\min(F_{obj}) = \min(w_1 \cdot F_1 + w_2 \cdot F_2 + w_3 \cdot F_3), \quad (9.1)$$

$$F_1 = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} G_{i,j}/2 \cdot [V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2 - 2V_{i,t}V_{j,t} \cos(\delta_{i,j})], \quad (9.2)$$

$$F_2 = \max(THD_{i,t}) = \max\left(\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (V_{i,t}^{(h)})^2}}{V_{i,t}^{(1)}}\right), \quad (9.3)$$

$$F_3 = k_R \cdot R_{f_i} + k_L \cdot L_{f_i} + k_C \cdot C_{f_i}, \quad (9.4)$$

$$P_{i,j,t} = G_{i,j}V_{i,t}^2 - V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t}) + B_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t})], \quad (9.5)$$

$$Q_{i,j,t} = -V_{i,t}^2[B_{i,j} + B_C/2] - V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t}) - B_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t})], \quad (9.6)$$

$$P_{G_{i,t}} + P_{PV_{i,t}} - P_{L_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} P_{i,j,t} = 0, \quad (9.7)$$

$$Q_{G_{i,t}} + Q_{f_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} Q_{i,j} = 0, \quad (9.8)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i_{max}}, \quad (9.9)$$

$$\theta_{i_{min}} \leq \theta_{i,t} \leq \theta_{i_{max}},$$

$$P_{ij_{min}} \leq P_{i,j,t} \leq P_{ij_{max}}, \quad (9.10)$$

$$Q_{ij_{min}} \leq Q_{i,j,t} \leq Q_{ij_{max}},$$

$$P_{G_{i_{min}}} \leq P_{G_{i,t}} \leq P_{G_{i_{max}}}, \quad (9.11)$$

$$Q_{G_{i_{min}}} \leq Q_{G_{i,t}} \leq Q_{G_{i_{max}}},$$

$$\max(THD_{i,t}) \leq THD_{max}. \quad (9.12)$$

Ograničenja tipa jednakosti u jednačinama (9.5)–(9.8) i ograničenja tipa nejednakosti u jednačinama (9.9)–(9.12) definisana su identično kao i u Poglavlju 8.2. U odnosu na prethodno poglavlje, u jednačini (9.8) dodata je promjenljiva $Q_{f_{i,t}}$ koja predstavlja reaktivnu snagu PHF u čvoru i u trenutku t .

Optimalna parametrizacija PHF u čvoru i definisana je sljedećim kontrolnim promjenljivama: h_{r_i} koja predstavlja rezonantnu učestanost filtera, Q_i koja definiše faktor dobrote filtera i $Q_{f_{i_n}}$ koja predstavlja instalisanu reaktivnu snagu filtera. U okviru ove doktorske disertacije razmatraju se dvije konfiguracije PHF:

- prosti usklađeni filter (STF) i
- visokopropusni filter drugog reda (SOHPF).

Shodno izlaganju u Poglavlju 4.4.1, parametrizacija prostog usklađenog filtera definisana je sljedećim sistemom jednačina:

$$X_{C_i}^{(1)} = \frac{V_n^2}{Q_{f_{i_n}}} \cdot \left(\frac{h_{r_i}^2}{h_{r_i}^2 - 1} \right), \quad (9.13)$$

$$X_{L_i}^{(1)} = \frac{X_{C_i}^{(1)}}{h_{r_i}^2}, \quad (9.14)$$

$$R_{f_i} = \frac{h_{r_i} \cdot X_{L_i}^{(1)}}{Q_i}, \quad (9.15)$$

gdje $X_{C_i}^{(1)}$ i $X_{L_i}^{(1)}$ predstavljaju reaktansu kondenzatora i kalema PHF priključenog u čvoru i na osnovnoj učestanosti, respektivno, dok V_n predstavlja nominalnu vrijednost napona čvorova. U slučaju visokopropusnog filtera drugog reda koristi se identičan sistem jednačina, uz sljedeću modifikaciju izraza (9.15):

$$R_i = Q_i \cdot h_{r_i} \cdot X_{L_i}^{(1)}. \quad (9.16)$$

Sistem jednačina (9.1)–(9.12) dodatno se proširuje sljedećim ograničenjima vrijednosti parametara filtera:

$$h_{r_{min}} \leq h_{r_i} \leq h_{r_{max}}, \quad (9.17)$$

$$Q_{f_{min}} \leq Q_{f_{i_n}} \leq Q_{f_{max}}, \quad (9.18)$$

$$Q_{min} \leq Q_i \leq Q_{max}. \quad (9.19)$$

Nakon određivanja parametara pasivnih filtera shodno izrazima (9.13)–(9.16), impedansa prostog usklađenog filtera i visokopropusnog filtera drugog reda na h -toj harmonijskoj učestanosti definisane su izrazima (9.20) i (9.21), respektivno:

$$\underline{Z}_{f_i}^{(h)} = R_{f_i} + jhX_{L_i}^{(1)} + \frac{1}{jhX_{C_i}^{(1)}}, \quad (9.20)$$

$$\underline{Z}_{f_i}^{(h)} = \frac{1}{jhX_{C_i}^{(1)}} + \left(\frac{1}{R_{f_i}} + \frac{1}{jhX_{L_i}^{(1)}} \right)^{-1}. \quad (9.21)$$

Prilikom proračuna harmonijskih tokova snaga primjenom DHLF metode, bazirane na primjeni CONOPT solvera, u prisustvu PHF vrši se modifikacija sistema jednačina (6.23)–(6.24) na sljedeći način:

$$\left[\operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)}\} + \operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{Y}}_f^{(h)}\} \right] \cdot \operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{V}}^{(h)}\} = \operatorname{Re}\{\underline{\mathbf{I}}^{(h)}\}, \quad (9.22)$$

$$\left[\operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{Y}}_{BUS}^{(h)}\} + \operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{Y}}_f^{(h)}\} \right] \cdot \operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{V}}^{(h)}\} = \operatorname{Im}\{\underline{\mathbf{I}}^{(h)}\}, \quad (9.23)$$

gdje $\underline{\mathbf{Y}}_f^{(h)}$ predstavlja matricu admitansi PHF na h -toj harmonijskoj učestanosti.

9.3 Rezultati simulacije

Predložena VSI-PSO metoda za optimalnu alokaciju i parametrizaciju PHF simulirana je na unaprijeđenoj IEEE 69-čvornoj testnoj mreži. U odnosu na standardnu konfiguraciju, mreža je proširena dodavanjem PV sistema. Lokacije i instalisane snage PV sistema prikazane su u Prilogu A. Dodatno, podrazumijeva se da svaki potrošački čvor IEEE 69-čvorne mreže ima određeni udio sljedećih nelinearnih potrošača: EV punjač Nissan Leaf, šestopulsni konvertor tipa I i II, te ASD. Raspodjela nelinearne potrošnje u unaprijeđenoj IEEE 69-čvornoj mreži prikazana je u Prilogu B. Prilikom harmonijske analize pretpostavlja se harmonijski spektar PV invertora utvrđen na osnovu terenskih mjerenja na realnom PV sistemu (Poglavlje 8.3)

Parametrizacija STF izvršena je na rezonantnim učestanostima petog i sedmog harmonika, odnosno jedanaestog i trinaestog harmonika u slučaju SOHPF. Simulacija predloženog metoda sprovedena je u dva scenarija u kojima se targetiraju sljedeće funkcije cilja:

- **Scenario 1** – minimizacija maksimalne vrijednosti THD i gubitaka snage,
- **Scenario 2** – minimizacija maksimalne vrijednosti THD, gubitaka snage i troškova integracije PHF.

Prilikom simulacije usvojene su sljedeće pretpostavke:

- Za balansni čvor usvaja se priključak distributivne mreže na eksternu mrežu. Vrijednost i fazni stav napona balansnog čvora iznose 1.0 p.u. i 0 rad, respektivno,

- Pretpostavljajući da je distributivna mreža priključena na snažnu eksternu mrežu, ne postoji harmonijsko izobličenje talasnog oblika napona u balansnom čvoru,
- Instalirana reaktivna snaga PHF ne smije biti veća od instalirane reaktivne snage konzuma,
- Faktor dobrote STF kreće se u opsegu $Q_i \in [50,150]$, dok se u slučaju SOHPF nalazi u opsegu vrijednosti $Q_i \in [0.5,2]$,
- Uzimajući u obzir razdešenost parametara filtera, rezonantna učestanost varira u opsegu od $0.92 \cdot h_{r_i}$ do $1.036 \cdot h_{r_i}$,
- Maksimalni THD napona čvorova ne smije preći 5%, shodno standardu IEEE 519-2014.

Modelovanje i rješavanje problema optimalnog lociranja i parametrizacije PHF primjenom predložene VSI-PSO metode izvršena je u GAMS okruženju.

Nakon proračuna tokova snaga na osnovnoj učestanosti utvrđeno je da čvor 65 ima najnižu vrijednost VSI, te se isti usvaja kao lokacija PHF. Rezultati optimalne parametrizacije PHF u čvoru 65, dobijeni primjenom PSO algoritma, prikazani su u Tabeli 9.1. Posmatrajući numeričke rezultate, jasno je da optimalna integracija PHF doprinosi značajnom poboljšanju kvaliteta električne energije u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima. Dodatno, vrijednosti maksimalnog THD prikazane u Tabeli 9.1 ukazuju da su performanse STF i SOHPF gotovo identične. Za slučaj STF u Scenariju 1, najizraženija eliminacija harmonika zabilježena je na rezonantnoj učestanosti $h = 7$ gdje je maksimalna vrijednost THD nakon integracije filtera redukovana za 54.27% u odnosu na bazni slučaj (Tabela 9.1). U slučaju SOHPF, najpovoljnije stanje kvaliteta električne energije u Scenariju 1 zabilježeno je na rezonantnoj učestanosti $h = 13$, gdje je maksimalni THD redukovano za 54.46% bazne vrijednosti (Tabela 9.1).

Prema rezultatima prikazanim u Tabeli 9.1, najveći troškovi instalacije PHF u Scenariju 1 zabilježeni su za slučaj STF na rezonantnoj učestanosti $h = 5$, dok su u istom scenariju, za identičnu konfiguraciju filtera na rezonantnoj učestanosti $h = 7$, investicioni troškovi niži za 44.03%. Za slučaj SOHPF podešenog na rezonantne učestanosti $h = 11$ i $h = 13$, investicioni troškovi u Scenariju 1 niži su za 13.67% i 24.34%, respektivno, u odnosu na maksimalne troškove zabilježene u Tabeli 9.1. Uvođenjem troškova instalacije

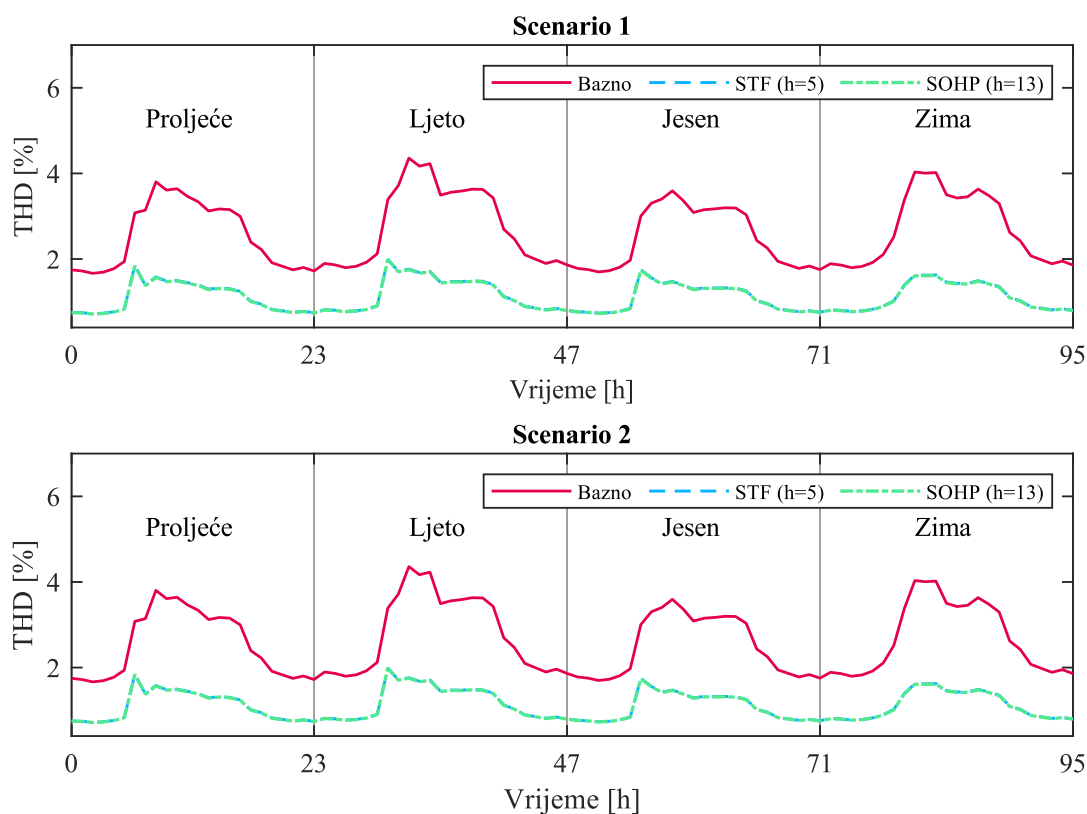
u funkciju cilja razmatranu u Scenariju 2 moguće je dodatno redukovati troškove instalacije PHF. Za STF na rezonantnoj učestanosti $h = 5$, troškovi instalacije u Scenariju 2 manji su za 28.11% u odnosu na Scenario 1 (Tabela 9.1). Shodno rezultatima iz Tabele 9.1, najniži troškovi instalacije u Scenariju 2 zabilježeni su za slučaj STF na rezonantnoj učestanosti $h = 7$, pri čemu su isti niži za 8.67% u odnosu na Scenario 1. Za SOHPF na rezonantnoj učestanosti $h = 11$, troškovi instalacije u Scenariju 2 redukovani su za 23.68% u odnosu na Scenario 1, dok su za isti filter na rezonantnoj učestanosti $h = 13$ troškovi instalacije smanjeni za 21.99% vrijednosti iz Scenarija 1 (Tabela 9.1). S obzirom na to da troškovi instalacije PHF zavise od vrijednosti pasivnih komponenti filtera, njihovo targetiranje u Scenariju 2 utiče na promjenu parametara Q_f , Q i h_r . Ipak, performanse PHF u pogledu eliminacije viših harmonika ostaju značajne i u Scenariju 2, što se ogleda u vrijednostima maksimalnog THD prikazanim u Tabeli 9.1. Dodatno, maksimalne vrijednosti THD nakon integracije PHF u Scenariju 2 nešto su niže u odnosu na vrijednosti zabilježene u Scenariju 1 (Tabela 9.1). Sezonske i satne varijacije THD prije i nakon optimalne integracije PHF prikazane su na slici 9.2.

Tabela 9.1 Rezultati optimalne alokacije i parametrizacije PHF u unaprijeđenoj IEEE 69-čvornoj mreži dobijeni primjenom VSI-PSO metode

Slučaj	Scenario	Q_f [MVar]	Q	h_r	THD_{max} [%]	ΣV_{div} [p.u]	ΣP_{loss} [p.u]	Troškovi [\$]	VSI_{min} [p.u]
Bazni	/	/	/	/	4.35824	3.38465	0.82466	/	0.80400
STF ($h=5$)	1	0.07084	82.89440	4.64053	1.99295	2.38254	0.61547	135.13520	0.84231
	2	0.11921	122.71877	5.14114	1.99018	1.85095	0.72582	97.15138	0.86559
STF ($h=7$)	1	0.07025	66.85644	6.96833	1.99298	2.38976	0.61542	75.64189	0.84202
	2	0.08906	127.44421	7.24389	1.99188	2.16850	0.63212	69.08068	0.85119
SOHPF ($h=11$)	1	0.07566	0.71083	10.89655	1.98722	2.32426	0.61699	116.66621	0.84470
	2	0.11617	0.50684	10.94900	1.98585	1.88095	0.71258	89.04228	0.86416
SOHPF ($h=13$)	1	0.08186	0.73756	12.53661	1.98495	2.25107	0.62198	102.24676	0.84769
	2	0.10380	0.51137	13.15134	1.98402	2.00771	0.66750	79.75992	0.85827

Rezultati prikazani u Tabeli 9.1 ukazuju na značajno poboljšanje naponskog profila nakon optimalne integracije PHF. U Scenariju 1, razmatrane konfiguracije filtera imaju slične performanse u pogledu smanjenja devijacije napona u mreži. Za STF, najpovoljnije naponske prilike ostvaruju se optimalnom alokacijom i parametrizacijom na rezonantnoj učestanosti $h = 5$, gdje je devijacija napona redukovana za 29.61% bazne vrijednosti

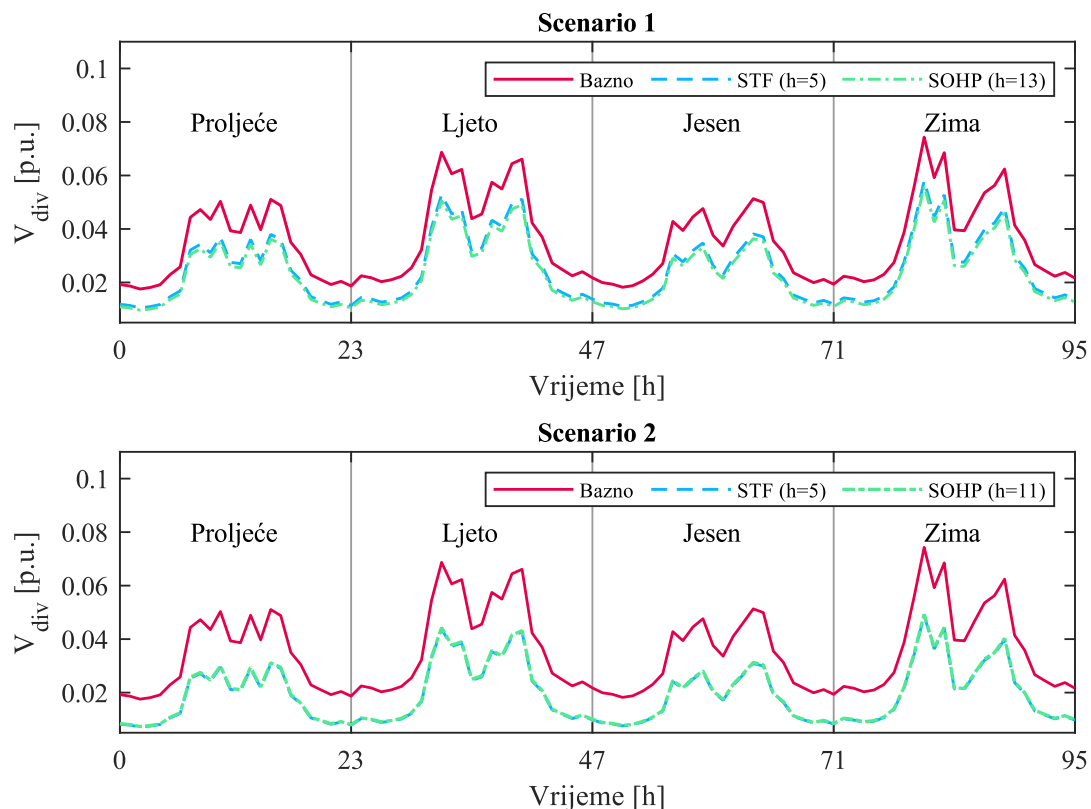
(Tabela 9.1). Što se tiče SOHPF, shodno rezultatima u Tabeli 9.1, najizraženije poboljšanje naponskog profila u Scenariju 1 ostvareno je optimalnom alokacijom i parametrizacijom na rezonantnoj učestanosti $h = 13$, što doprinosi smanjenju devijacije napona za 33.49%. Rezultati u Tabeli 9.1 dodatno pokazuju da optimalna parametrizacija PHF u Scenariju 2 dovodi do daljeg poboljšanja naponskog profila. Nakon optimalne alokacije i parametrizacije STF na rezonantnoj učestanosti $h = 5$ u Scenariju 2, devijacija napona redukovana je za 45.31% bazne vrijednosti, odnosno za 22.31% u odnosu na Scenario 1 (Tabela 9.1). Dodatno, za slučaj optimalne integracije SOHPF na rezonantnoj učestanosti $h = 11$, devijacija napona u Scenariju 2 niža je za 44.34% u odnosu na bazni slučaj, odnosno za 19.07% u odnosu na Scenario 1 (Tabela 9.1).



Slika 9.2 THD u unaprijedenoj IEEE 69-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije PHF

Uticaj PHF na naponske prilike dominantno diktira snaga injektirana od strane kondenzatora. Posmatrajući vrijednosti devijacije napona i optimalne reaktivne snage filtera u Tabeli 9.1 u Scenarijima 1 i 2, zaključuje se da se na odabranoj lokaciji PHF značajnije poboljšanje naponskog profila ostvaruje pri većem instalisanom reaktivnom kapacitetu filtera. Optimalan iznos reaktivne snage PHF, koji dovodi do izraženijeg

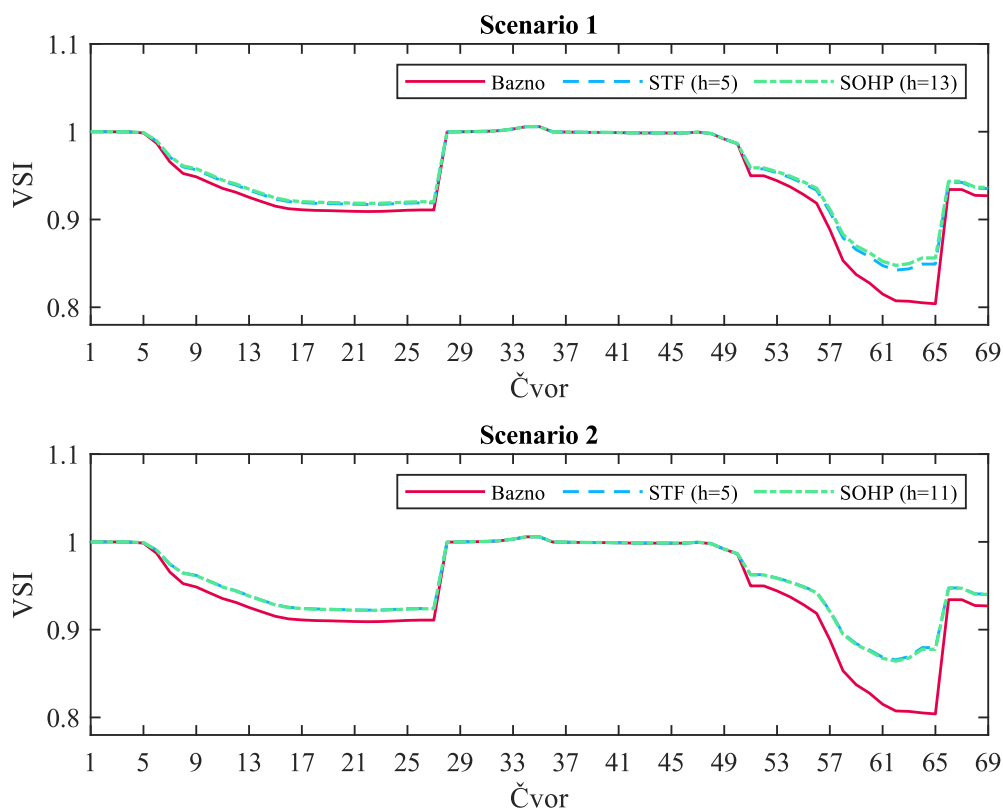
poboljšanja naponskog profila, zavisi od same lokacije filtera, potrošnje reaktivne snage, kao i od prisustva dodatnih kompenzatora reaktivne snage u mreži. Na slici 9.3 prikazana je devijacija napona u unaprijedomj IEEE 69-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije PHF u Scenarijima 1 i 2.



Slika 9.3 Devijacija napona u unaprijedomj IEEE 69-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije PHF

Rezultati simulacije prikazani u Tabeli 9.1 ukazuju na to da optimalna alokacija i parametrizacija PHF, primjenom predložene metode, doprinosi poboljšanju naponske stabilnosti. Najznačajnije uvećanje minimalne vrijednosti VSI u Scenariju 1, u iznosu od 4.67% i 5.43% bazne vrijednosti, zabilježeno je u slučaju optimalne alokacije i parametrizacije STF na rezonantnoj učestanosti $h = 5$ i SOHPF na rezonantnoj učestanosti $h = 13$, respektivno (Tabela 9.1). Kao i u slučaju naponskog profila, optimalna integracija PHF u Scenariju 2 doprinosi daljem poboljšanju stabilnosti napona. Konkretno, shodno rezultatima u Tabeli 9.1, nakon optimalne alokacije STF na rezonantnoj učestanosti $h = 5$ i SOHPF na rezonantnoj učestanosti $h = 11$, minimalna vrijednost VSI u odnosu na bazni slučaj uvećana je za 7.66% i 7.48%, respektivno. VSI čvorova prije i nakon

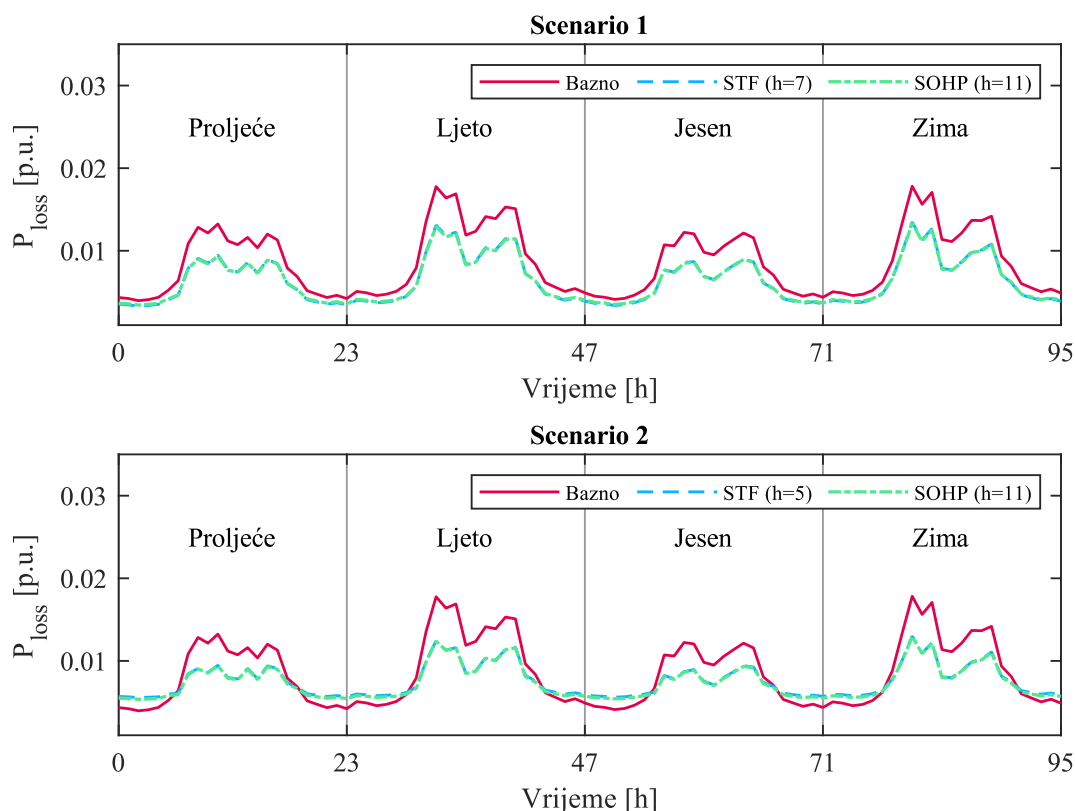
optimalne integracije PHF u mreži prikazan je na slici 9.4. Sumirajući numeričke rezultate u Tabeli 9.1, kao i grafičke rezultate prikazane na slikama 9.3 i 9.4, jasno je da predložena metoda za alokaciju PHF na osnovu minimalne vrijednosti VSI osigurava značajno poboljšanje naponskog profila i stabilnosti, čak i kada indikatori kvaliteta napona nijesu direktno tretirani u funkciji cilja.



Slika 9.4 VSI u unaprijeđenoj IEEE 69-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije PHF

Prema rezultatima prikazanim u Tabeli 9.1, optimalna integracija PHF doprinosi smanjenju gubitaka snage u distributivnoj mreži. U Scenariju 1, najznačajnije smanjenje gubitaka, u iznosu od 25.37%, zabilježeno je u slučaju optimalne alokacije i parametrizacije STF na rezonantnoj učestanosti $h = 7$ (Tabela 9.1). U istom scenariju, optimalna alokacija i parametrizacija SOHPF na rezonantnoj učestanosti $h = 11$ doprinosi smanjenju gubitaka za 25.18% u odnosu na bazni slučaj (Tabela 9.1). Rezultati prikazani u Tabeli 9.1 ukazuju na to da optimalna integracija PHF u Scenariju 2 negativno utiče na vrijednosti gubitaka, koje su uvećane u odnosu na Scenario 1. Konkretno, optimalna alokacija i parametrizacija STF i SOHPF na rezonantnim učestanostima $h = 5$ i $h = 11$, respektivno, u Scenariju 2 dovodi do uvećanja gubitaka snage za 17.93% i 15.49% u

odnosu na vrijednosti zabilježene u Scenariju 1 (Tabela 9.1). Prethodno se može objasniti činjenicom da u Scenariju 2, pored minimizacije THD i gubitaka snage, optimizacija targetira i smanjenje troškova instalacije PHF. Odnosno, proširivanje funkcije cilja uključivanjem troškova instalacije u Scenariju 2 smanjilo je prioritet gubitaka snage kao faktora optimalne parametrizacije PHF. Ipak, vrijednosti gubitaka za navedene konfiguracije PHF u Scenariju 2 i dalje su niže za 11.99% i 13.59% u odnosu na vrijednosti gubitaka prije optimalne alokacije i parametrizacije PHF. Što se tiče STF na rezonantnoj učestanosti $h = 7$ i SOHPF na rezonantnoj učestanosti $h = 13$, rezultati u Tabeli 9.1 ne ukazuju na značajno povećanje gubitaka nakon optimalne integracije navedenih konfiguracija PHF u Scenariju 2. Satne i sezonske varijacije gubitaka snage prije i nakon optimalne integracije PHF prikazane su na slici 9.5.



Slika 9.5 Gubici snage u unaprijedom IEEE 69-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije PHF

Sumirajući prethodnu diskusiju, jasno je da uvođenjem troškova instalacije PHF u funkciju cilja razmatranu u Scenariju 2 ne dolazi do pogoršanja performansi distributivne mreže u odnosu na Scenario 1, gdje su razmatrani samo tehnički aspekti integracije PHF.

Naprotiv, optimalno locirani i parametrizovani PHF doprinose eliminaciji viših harmonika, smanjenju gubitaka te poboljšanju naponskog profila i stabilnosti u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima. To znači da višekriterijumska optimalna alokacija i parametrizacija PHF doprinosi sveobuhvatnijem poboljšanju tehnoloških performansi savremenih distributivnih mreža.

Poglavlje 10

Zaključak

Prateći savremene trendove razvoja elektroenergetskog sektora, oblast integracije PV sistema u distributivne mreže ostaje izuzetno relevantna u inženjerskoj i naučnoj javnosti. Osim doprinosa smanjenju emisije CO₂, optimalna integracija PV sistema donosi niz benefita za distributivnu mrežu i krajnje korisnike električne energije. To se, prije svega, odnosi na smanjenje gubitaka, čime se povećava efikasnost prenosa električne energije. Dodatno, pravilnom integracijom PV sistema moguće je poboljšati performanse distributivne mreže u pogledu kvaliteta napona i dinamičke podrške sistemu.

Postojanje energetske poluprovodničkih pretvarača kao sastavnih dijelova PV sistema naglašava značaj analize harmonijskih tokova snaga, usljed viših harmonika struje koji se injektuju u distributivnu mrežu. U dostupnoj literaturi harmonijska analiza se najčešće sprovodi primjenom DHLF metoda zasnovanih na Njutn–Rafson ili BFS metodi za proračun tokova snaga. Prvi dio istraživanja ove doktorske disertacije fokusiran je na razvoj inovativne DHLF metode, pri čemu je proračun formulisan kao optimizacioni problem i riješen primjenom NLP solvera CONOPT. Verifikacija predložene metode izvršena je na IEEE 18-, 33- i 69-čvornim testnim mrežama koje uključuju nelinearne potrošače, DER, SC i EV punjače. Dobijeni rezultati upoređeni su sa rezultatima konvencionalnih DHLF metoda implementiranih u komercijalnim softverima PowerFactory DigSilent i ETAP, kao i sa podacima iz relevantne literature. Na osnovu prikazanih rezultata i sprovedene diskusije izvedeni su sljedeći ključni zaključci:

- U pogledu naponskog profila i izračunatih vrijednosti THD-a, predloženi CONOPT solver daje precizne rezultate koji se u potpunosti podudaraju sa rezultatima dobijenim u softverima DigSilent i ETAP, kao i sa podacima iz literature,

- Sa aspekta numeričkih performansi, predložena DHLF metoda zasnovana na CONOPT solveru pokazuje značajno kraće vrijeme izvršenja u odnosu na konvencionalne DHLF metode. Dodatno, metoda se odlikuje većom robusnošću pri promjenama konfiguracije mreže.

Drugi pravac istraživanja u okviru ove disertacije bavio se rješavanjem problema optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u savremenim distributivnim mrežama. U analizi su uzete u obzir nesigurnosti u pogledu satnih i sezonskih varijacija proizvodnje PV sistema i konzuma. Pored ciljeva minimizacije gubitaka snage i poboljšanja naponskog profila, poseban akcenat stavljen je na uticaj PV sistema na kvalitet napona. U cilju sprovođenja harmonijske analize izvršeno je određivanje harmonijskog spektra komercijalnih PV invertora u laboratorijskim uslovima, nakon čega je proračun harmonijskih tokova izvršen primjenom razvijene DHLF metode bazirane na CONOPT solveru. Optimizacioni problem formulisan je kao MINLP, a optimalno rješenje dobijeno je primjenom BONMIN solvera. Simulacije su sprovedene na IEEE 33-čvornoj testnoj mreži i realnoj mreži „Bijela“ iz distributivnog sistema Crne Gore. Rezultati dobijeni pomoću BONMIN solvera upoređeni su sa rezultatima optimizacije dobijenim pomoću metaheurističkih algoritama: PSO, GSA, GWO i BAT. Na osnovu analize rezultata izvedeni su sljedeći zaključci:

- Optimalno locirani i dimenzionisani PV sistemi doprinose značajnom smanjenju gubitaka i poboljšanju naponskih prilika, naročito tokom sati maksimalne proizvodnje,
- Iako prisustvo PV invertora povećava harmonijsko izobličenje napona, uključivanje pokazatelja kvaliteta električne energije, poput THD-a, u optimizacioni problem osigurava da izobličenja ostanu u granicama propisanih standarda,
- U pogledu postizanja minimalne vrijednosti funkcije cilja, predloženi BONMIN solver pokazuje bolje performanse u odnosu na razmatrane metaheurističke algoritme,
- Iako BONMIN solver zahtijeva duže vrijeme izvršavanja, za razliku od metaheurističkih algoritama koji zahtijevaju višestruka pokretanja zbog varijabilnosti rezultata, BONMIN uvijek daje konzistentno optimalno rješenje.

Treći pravac istraživanja obuhvata optimalno upravljanje tokovima reaktivne snage radi regulacije napona u distributivnim mrežama sa integrisanim PV sistemima. Fokus je bio na problemu optimalne alokacije i dimenzionisanja kompenzatora reaktivne snage – D-SVC (varijabilni) i SC (fiksni). Cilj optimizacije bio je poboljšanje naponskog profila, smanjenje gubitaka snage i redukcija investicionih troškova ugradnje kompenzatora. Optimalne lokacije određene su na osnovu minimalne vrijednosti VSI, dok je optimalno dimenzionisanje kompenzatora sprovedeno korišćenjem BONMIN solvera. Uticaj D-SVC i SC kompenzatora na kvalitet električne energije razmatran je kroz ograničenje maksimalne vrijednosti THD-a napona. DHLF metoda korišćena za analizu harmonijskih tokova uzima u obzir harmonijski spektar komercijalnog PV invertora, dobijen na osnovu terenskih mjerenja na realnom PV sistemu. Simulacije su izvršene na unaprijedenoj IEEE 33-čvornoj testnoj mreži i realnoj mreži „Kličevo–Vrtac“, uzimajući u obzir nestacionarnu proizvodnju PV sistema i konzum. Rezultati ukazuju na sljedeće:

- Optimalna integracija D-SVC i SC značajno poboljšava naponski profil i stabilnost napona distributivne mreže sa integrisanim PV sistemima. D-SVC pokazuje superiorne performanse u regulaciji napona u poređenju sa SC,
- Optimizacija koja cilja isključivo na poboljšanje naponskog profila može negativno uticati na druge pokazatelje, prvenstveno na gubitke snage, što se ublažava primjenom višekriterijumske optimizacije,
- Iako su troškovi instalacije D-SVC znatno veći u odnosu na SC, uključivanjem troškova u funkciju cilja moguće je postići ravnotežu između tehničkih i ekonomskih performansi,
- Integracija D-SVC može dovesti do porasta THD-a, ali generalno doprinosi poboljšanju kvaliteta električne energije. Na uticaj D-SVC na kvalitet električne energije presudno utiču veličina fiksnog kondenzatora (koji djeluje kao harmonijski filter) i harmonijske struje iz TCR-a, koje zavise od ugla paljenja tiristora.

Posljednji pravac istraživanja odnosi se na optimalnu alokaciju i parametrizaciju PHF u distributivnim mrežama sa integrisanim PV sistemima. U okviru ovog dijela istraživanja optimalno lociranje i parametrizacija sprovedeni su za STF i SOHP konfiguracije filtera. Lokacija PHF određena je na osnovu minimalne vrijednosti VSI,

kako bi se osigurao pozitivan doprinos reaktivnog kapaciteta filtera na naponski profil i stabilnost napona distributivne mreže. Optimalna parametrizacija izvršena je pomoću PSO algoritma, sa ciljem minimizacije maksimalne vrijednosti THD-a, uz dodatne kriterijume minimizacije gubitaka snage i troškova ugradnje filtera. Evaluacija predložene metode izvršena je na unaprijedenoj konfiguraciji IEEE 69-čvorne testne mreže sa nelinearnim potrošačima i integrisanim PV sistemima. Zaključci su sljedeći:

- Optimalna alokacija i parametrizacija PHF značajno doprinosi eliminaciji viših harmonika i smanjenju THD napona u distributivnoj mreži, čime se poboljšava kvalitet napajanja i funkcionalnost sistema,
- Određivanje optimalne lokacije PHF-a na osnovu minimalne vrijednosti VSI omogućava poboljšanje naponskog profila i ukupne naponske stabilnosti mreže. Pored toga, optimalnom parametrizacijom filtera moguće je značajno smanjiti gubitke snage,
- Uvrštavanjem troškova ugradnje PHF-a u funkciju cilja moguće je značajno smanjiti potrebne investicije. Budući da troškovi zavise od veličine pasivnih komponenti, njihovo smanjenje može uticati na performanse filtera u pogledu eliminacije viših harmonika, regulacije napona i smanjenja gubitaka. Ipak, rezultati simulacija pokazuju da su performanse PHF-a nakon razmatranja troškova instalacije ostale gotovo nepromijenjene.

Istraživanje sprovedeno u okviru ove doktorske disertacije, iako sveobuhvatno, ostavlja značajan prostor za dalji razvoj. Kada je riječ o optimizaciji lokacije i snage PV sistema, buduća istraživanja mogla bi razmatrati različite režime upravljanja, kao što su fleksibilna regulacija aktivne snage i upravljanje reaktivnom snagom. Sa aspekta integracije FACTS uređaja u distributivne mreže sa integrisanim PV sistemima, dalja istraživanja trebalo bi da obuhvate primjenu FACTS uređaja druge generacije, kao što je D-STATCOM, i da uporede njihove performanse sa uređajima prve generacije. Takođe, trebalo bi istražiti potencijal primjene serijskih FACTS uređaja u cilju unapređenja integracije PV sistema. Potencijalni pravci daljeg istraživanja uključuju i primjenu aktivnih harmonijskih filtera za poboljšanje kvaliteta električne energije u savremenim distributivnim mrežama. Na kraju, pored metaheurističkih algoritama i metoda matematičkog programiranja koje su korišćene u ovom istraživanju, korisno bi bilo

istražiti i mogućnost primjene metoda vještačke inteligencije za optimalnu integraciju PV sistema u distributivne mreže.

Literatura

- [1] N. S. Chipangamate, G. T. Nwaila, „Assessment of challenges and strategies for driving energy transitions in emerging markets: A socio-technological systems perspective“, *Energy Geoscience*, vol. 5, no. 2, p. 100257, 2024.
- [2] P. A. Owusu, S. Asumadu-Sarkodie, „A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation“, *Cogent Engineering*, vol. 3, no. 1, p. 1167990, 2016.
- [3] Tze-Zhang Ang, M. Salem, M. Kamarol, H. S. Das, M. A. Nazari, N. Prabakaran, „A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions“, *Energy Strategy Reviews*, vol. 43, p. 100939, 2022.
- [4] *World Energy Investment 2024*, International Energy Agency – IEA, 2024.
- [5] M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese, *Renewable energy: technology, and environment economics*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, 2007.
- [6] „Energy transition outlook“, *IRENA: International Renewable Energy Agency*, <https://www.irena.org/Energy-Transition/Outlook#national-outlooks>, Pristupano 2024.
- [7] R. K. Chauhan, K. Chauhan, „*Distributed energy resources in microgrids*“, Academic Press, London, 2020.
- [8] M. Shafiullah, S. D. Ahmed, F. A. Al-Sulaiman, „Grid integration challenges and solution strategies for solar PV systems: A Review“, *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52233-52257, 2022.
- [9] H. S. Avchat, S. Mhetre, „Optimal placement of distributed generation in distribution network using particle swarm optimization“, *2020 International Conference for Emerging Technology (INCET)*, Belgaum: Indija, 2020.
- [10] T. L. Gumus, S. Emiroglu, M. A. Yalcin, „Optimal DG allocation and sizing in distribution systems with Thevenin-based impedance stability index“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 144, p. 108555, 2023.
- [11] R. H. Siregar, Y. Away, Tarmizi, Akhyar, „Minimizing power losses for distributed generation (DG) placements by considering voltage profiles on distribution lines for different loads using genetic algorithms methods“, *Energies*, vol. 16, no. 14, p. 5388, 2023.

- [12] A. S. Hassan, Y. Sun, Z. Wang, „Multi-objective for optimal placement and sizing DG units in reducing loss of power and enhancing voltage profile using BPSO-SLFA“, *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1581-1589, 2020.
- [13] Z. Ullah, S. Wang, J. Radosavljević, „Novel method based on PPSO for optimal placement and sizing of distributed generation“, *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 14, no. 12, pp. 1754-1763, 2019.
- [14] S. Angalaeswari, P. Sanjeevikumar, K. Jamuna, Z. Leonowicz, „Hybrid PIPSO-SQP algorithm for real power loss minimization in radial distribution systems with optimal placement of distributed generation“, *Sustainability*, vol. 12, no. 14, p. 5787, 2020.
- [15] M. Q. Duong, T. D. Pham, T. T. Nguyen, A. T. Doan, H. V. Tran, „Determination of optimal location and sizing of solar photovoltaic distribution generation units in radial distribution systems“, *Energies*, vol. 12, no. 1, p. 174, 2019.
- [16] E. A. Almabsout, R. A. El-Sehiemy, O. N. Uc An, O. Bayat, „A hybrid local search-genetic algorithm for simultaneous placement of DG units and shunt capacitors in radial distribution systems“, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 54465-54481, 2020.
- [17] M. H. Ali, S. Kamel, M. H. Hassan, M. Tostado-Veliz, H. M. Zawbaa, „An improved wild horse optimization algorithm for reliability-based optimal DG planning of radial distribution networks“, *Energy Reports*, vol. 8, pp. 582-604, 2022.
- [18] W. Tang, K. Huang, Y. Zhang, T. Qian, „Optimal allocation of photovoltaic generations in buildings-to-distribution-network integration systems using improved backtracking search optimization algorithm“, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 17, no. 18, pp. 4086-4106, 2023.
- [19] S. O. Ayanlade, F. H. Ariyo, A. Jimoh, K. T. Akindeji, A. O. Adetunji, E. I. Ogunwole, D. E. Owolabi, „Optimal allocation of photovoltaic distributed generations in radial distribution networks“, *Sustainability*, vol. 15, no. 18, p. 13933, 2023.
- [20] M. Zellagui, A. Lasmari, S. Settoul, R. A. El-Sehiemy, C. Z. El-Bayeh, R. Chenni, „Simultaneous allocation of photovoltaic DG and DSTATCOM for techno-economic and environmental benefits in electrical distribution systems at different loading conditions using novel hybrid optimization algorithms“, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 8, 2021.
- [21] S. Kamel, H. Abdel-Mawgoud, F. A. Hashim, A. Bouaouda, J. L. Dominiquez-Garcia, „Achieving optimal PV allocation in distribution networks using a modified reptile search algorithm“, *IEEE Access*, vol. 12, pp. 42651-42666, 2024.
- [22] A. Kwagkaew, S. Skolthanarat, C. Charoenlarnopparut, M. Kaneko, „Optimal location and sizing of renewable distributed generators for improving robust voltage

- stability against uncontrollable reactive compensation“, *IEEE Access*, vol. 11, pp. 52260-52274, 2023.
- [23] B. Mukhopadhyay, D. Das, „Multi-objective dynamic and static reconfiguration with the optimized allocation of PV-DG and battery energy storage systems“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, p. 109777, 2020.
- [24] E. H. Nezhad, R. Ebrahimi, M. Ghanbari, „Fuzzy multi-objective allocation of photovoltaic energy resources in unbalanced network using improved manta ray foraging optimization algorithm“, *Expert Systems with Applications*, vol. 234, p. 121048, 2023.
- [25] S. Maji, P. Kayal, „A simplified multi-objective planning approach for allocation of distributed PV generators in unbalanced power distribution systems“, *Renewable Energy Focus*, vol. 48, p. 100541, 2024.
- [26] A. Amin, M. Ebeed, L. Nasrat, M. Aly, E. M. Ahmed, E. A. Mohamed, H. H. Alnuman, A. M. Abd El Hamed, „Techno-economic evaluation of optimal integration of PV based DG with DSTATCOM functionality with solar irradiance and loading variations“, *Mathematics*, vol. 10, no. 14, p. 2543, 2022.
- [27] M. Abdelaziz, M. Moradzadeh, „Monte-Carlo simulation-based multi-objective optimum allocation of renewable distributed generation using OpenCL“, *Electrical Power Systems Research*, vol. 170, pp. 81-91, 2019.
- [28] A. R. Kheirkhah, C. F. M. Almeida, N. Kagan, J. B. Leite, „Optimal probabilistic allocation of photovoltaic distributed generation: proposing scenario-based stochastic programming model“, *Energies*, vol. 16, no. 21, p. 7261, 2023.
- [29] M. Čalasan, T. Konjić, K. Keckojević, L. Nikitović, „Optimal allocation of static var compensators in electric power systems“, *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3219, 2020.
- [30] D. Chathurangi, U. Jayatunga, S. Perera, A. P. Agalgaonkar, T. Siyambalapatiya, „Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-VAR and Volt-Watt control strategies“, *Renewable Energy*, vol. 177, pp. 1063-1075, 2021.
- [31] Y. Gui, K. Nainar, C. Ciontea, J. D. Bendtsen, F. Iov, K. Shahid, J. Stoustrup, „Automatic voltage regulation application for PV inverters in low-voltage distribution grids – A digital twin approach“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 149, p. 109022, 2023.
- [32] I. Dincer, *Comprehensive energy systems*, Amsterdam: Elsevier, 2018.
- [33] M. Rayati, M. Bozorg, R. Cherkaoui, „Coordinating strategic aggregators in an active distribution network for providing operational flexibility“, *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106737, 2020.

- [34] P. Harsh, D. Das, „Optimal coordination strategy of demand response and electric vehicle aggregators for the energy management of reconfigured grid-connected microgrid“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 160, p. 112251, 2022.
- [35] *IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces*, IEEE 1547-2018, 2018.
- [36] R. Arunjothi, K. P. Meena, „Optimizing capacitor size and placement in radial distribution networks for maximum efficiency“, *Systems and Soft Computing*, vol. 6, p. 200111, 2024.
- [37] N. Al-Masood, A. Jawad, K. T. Ahmed, S. R. Islam, M. A. Islam, „Optimal capacitor placement in northern region of Bangladesh transmission network for voltage profile improvement“, *Energy Reports*, vol. 9, pp. 1896-1909, 2023.
- [38] M. W. Saddique, S. S. Haroon, S. Amin, A. R. Bhatti, I. A. Sajjad, R. Liaqat, „Optimal placement and sizing of shunt capacitors in radial distribution system using polar bear optimization algorithm“, *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 46, no. 2, pp. 873-899, 2020.
- [39] L. D. L. Pereira, I. Yahyaoui, R. Fiorotti, L. S. de Menezes, J. F. Fardin, H. R. O. Rocha, F. Tadeo, „Optimal allocation of distributed generation and capacitor banks using probabilistic generation models with correlations“, *Applied Energy*, vol. 307, p. 118097, 2022.
- [40] A. Ali, G. Abbas, M. U. Keerio, S. Mirsaeidi, S. Alshahr, A. Alshahr, „Multi-objective optimal siting and sizing of distributed generators and shunt capacitors considering the effect of voltage-dependent nonlinear load models“, *IEEE Access*, vol. 11, pp. 21465-21487, 2023.
- [41] M. T. L. Gayatri, A. M. Parimi, A. V. P. Kumar, „A review of reactive power compensation techniques in microgrids“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1030-1036, 2018.
- [42] B. H. Alajrash, M. Salem, M. Swadi, T. Senjyu, M. Kamarol, S. Motahhir, „A comprehensive review of FACTS devices in modern power systems: addressing power quality, optimal placement, and stability with renewable energy penetration“, *Energy Reports*, vol. 11, pp. 5350-5371, 2024.
- [43] S. Pirouzi, M. Zaghian, J. Aghaei, H. Chabok, M. Abbasi, M. Norouzi, M. Shafiekhah, J. P. S. Catalao, „Hybrid planning of distributed generation and distribution automation to improve reliability and operation indices“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 135, p. 107540, 2022.
- [44] J. G. Jammani, M. Pandya, „Coordination of SVC and TCSC for management of power flow by particle swarm optimization“, *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 321-326, 2019.

- [45] G. Moustaffa, „A gradient-based optimizer with a crossover operator for distribution static var compensator (D-SVC) sizing and placement in electrical systems“, *Mathematics*, vol. 11, no. 5, p. 1077, 2023.
- [46] A. Dandotia, M. K. Gupta, M. K. Banerjee, S. K. Singh, B. Đurin, D. Dogančić, N. Kranjčić, „Optimal placement and size of SVC with cost-effective function using genetic algorithm for voltage profile improvement in renewable integrated power systems“, *Energies*, vol. 16, no. 6, p. 2637, 2023.
- [47] P. Muthukumar, M. V. Ramesh, P. V. K. Babu, P. Rohinikumar, S. V. Satyanarayana, „Optimal integration of multiple D-SVCs for voltage stability enhancement in radial electrical distribution system using adaptive firefly algorithm“, *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 378-387, 2023.
- [48] A. M. Shaheen, A. M. Elsayed, A. R. Ginidi, E. E. Elattar, R. A. El-Sehiemy, „Effective automation of distribution systems with joint integration of DGs/ SVCs considering reconfiguration capability by jellyfish search algorithm“, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 92053-92069, 2021.
- [49] M. S. Alvarez-Alvarado, C. D. Rodriguez-Gallegos, D. Jayaweera, „Optimal planning and operation of static VAR compensators in a distribution system with non-linear loads“, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 15, pp. 3726-3735, 2018.
- [50] S. Malčeski, J. Vuletić, M. Todorovski, J. Angelov, „Optimal sizing and placement of D-SVC in radial distribution systems using an exhaustive analytical search“, *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*, vol. 69, no. 2, pp. 279-292, 2022.
- [51] A. A. A. El-Ela, R. A. El-Sehiemy, A. M. Shaheen, I. A. Eissa, „Optimal coordination of static VAR compensators, fixed capacitors, and distributed energy resources in Egyptian distribution networks“, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, pp. 1-26, 2020.
- [52] S. Naciri, I. Moufid, H. El Markhi, „Dynamic hosting capacity of photovoltaic systems analysis and enhancement using distributed SVC and STATCOM compensators: case study of university building“, *Renewable Energy Focus*, vol. 45, pp. 123-132, 2023.
- [53] R. Elazab, M. Ser-Alkhatm, M. A. Abu Adma, K. M. Abdel-Latif, „A two-stage stochastic programming approach for planning of SVCs in PV microgrids under load and PV uncertainty considering PV inverters reactive power using Honey Badger algorithm“, *Electric Power Systems Research*, vol. 228, p. 109970, 2024.

- [54] A. Savić, Ž. Đurišić, „Optimal sizing and location of SVC devices for improvement of voltage profile in distribution network with dispersed photovoltaic and wind power plants“, *Applied Energy*, vol. 134, pp. 114-124, 2014.
- [55] M. N. Absar, M. F. Islam, A. Ahmed, „Power quality improvement of a proposed grid-connected hybrid system by load flow analysis using static var compensator“, *Heliyon*, vol. 9, no. 7, p. 17915, 2023.
- [56] M. Bajaj, A. K. Singh, „Optimal design of passive power filter for enhancing the harmonic-constrained hosting capacity of renewable DG systems“, *Computers and Electrical Engineering*, vol. 97, p. 107646, 2022.
- [57] A. Bajaj, A. K. Singh, „Design and analysis of optimal passive filters for increasing the harmonic-constrained hosting capacity of inverter-based DG systems in non-sinusoidal grids“, *Electrical Engineering*, vol. 104, pp. 1883-1907, 2022.
- [58] M. Milovanović, J. Radosavljević, D. Klimenta, „GA-based approach for optimal placement and sizing of passive power filters to reduce harmonics in distorted radial distribution systems“, *Electrical Engineering*, vol. 101, pp. 787-803, 2019.
- [59] N. H. B. Abdul Kahar, A. F. Zobaa, „Application of mixed integer distributed ant colony optimization to the design of undamped single-tuned passive filters based harmonics mitigation“, *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 44, pp. 187-199, 2019.
- [60] A. M. Zobaa, S. H. E. Abdel Aleem, H. K. M. Youssef, „Bi-Level damped double-tuned harmonic passive filters design: Multi-criteria decision-making analysis“, *Ani Shams Engineering Journal*, vol. 14, no. 9, p. 102082, 2023.
- [61] M. Pomalis C. S., R. Chouhy Leborgne, A. R. Herrera-Orozco, A. S. Bretas, „NSGAI optimization for single phase passive filter allocation in distribution systems“, *Electric Power Systems Research*, vol. 176, p. 105923, 2019.
- [62] I. D. Melo, J. J. R. Pereira, A. M. Variz, P. F. Ribeiro, „Allocation and sizing of single tuned passive filters in three-phase distribution systems for power quality improvement“, vol. 180, p. 106128, 2020.
- [63] V. R. Pandi, H. H. Zeineldin, W. Xiao, „Passive harmonic filter planning to overcome power quality issues in radial distribution systems“, *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Sand Diego, SAD, 2012.
- [64] M. Mohammadi, „Bacterial foraging optimization and adaptive version for economically optimum sitting, sizing and harmonic tuning orders setting of LC harmonic passive power filters in radial distribution systems with linear and nonlinear loads“, *Applied Soft Computing*, vol. 29, pp. 345-356, 2015.

- [65] M. Ayoubi, R-A. Hooshmand, „A new fuzzy optimal allocation of detuned passive filters based on a Nonhomogeneous Cuckoo Search Algorithm considering resonance constraint“, *ISA Transactions*, vol. 89, pp. 186-197, 2019.
- [66] E. Kazemi-Robati, M. S. Sepasian, „Passive harmonic filter planning considering daily load variations and distribution system reconfiguration“, *Electric Power Systems Research*, vol. 166, pp. 125-135, 2019.
- [67] R. V. Doyran, M. Sedighzadeh, A. Rezazadeh, S. M. Alavi, „Optimal allocation of passive filters and inverter based DGs joint with optimal feeder reconfiguration to improve power quality in a harmonic polluted microgrid“, *Renewable Energy Focus*, vol. 32, pp. 63-78, 2020.
- [68] M. Mohammadi, A. M. Rozbahani, M. Montazeri, „Multi criteria simultaneous planning of passive filters and distributed generation simultaneously in distribution system considering nonlinear loads with adaptive bacterial foraging optimization approach“, *International Journal of Electrical power and Energy Systems*, vol. 79, pp. 253-262, 2016.
- [69] M. R. Jannesar, A. Sedighi, M. Savaghebi, A. Anvari-Moghaddam, J. M. Guerrero, „Optimal probabilistic planning of passive harmonic filters in distribution networks with high penetration of photovoltaic generation“, *International Journal of Electrical power and Energy Systems*, vol. 110, pp. 332-348, 2019.
- [70] E. Lakervi, E. J. Holmes, „*Electricity distribution networks design*“, The Institution of Engineering and Technology, London, 2003.
- [71] F. Shahnina, A. Arefi, G. Ledwich, „*Electrical distribution network planning*“, Springer, Singapore, 2018.
- [72] I. Vujošević, „*Analiza elektroenergetskih sistema I*“, Univerzitet Crne Gore, Podgorica, 2006.
- [73] „Energy transition outlook“, *IRENA: International Renewable Energy Agency*, <https://www.irena.org/Energy-Transition/Outlook#national-outlooks>, Pristupano 2024.
- [74] T. Funabashi, „*Integration of distributed energy resources in power systems: Implementation, operation and control*“, Academic Press, London, 2016.
- [75] R. K. Chauhan, K. Chauhan, „*Distributed energy resources in microgrids*“, Academic Press, London, 2020.
- [76] Y. Hakam, A. Gaga, B. Elhadadi, „Exploring the state of electric vehicles: An evidence-based examination of current and future electric vehicle technologies and smart charging stations“, *Energy Reports*, vol. 11, pp. 4102-4114, 2024.
- [77] J. Mikulović, Ž. Đurišić, *Solarna energetika*, Akademska misao, Beograd, 2019.

- [78] Y. Yang, K. A. Kim, F. Blaabjerg, A. Sangwongwanich, *Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems*, Woodhead Publishing, Dorking, 2018.
- [79] F. Blaabjerg, D. M. Ionel, *Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB® and ANSYS®*, CRC Press, Boca Raton, 2017.
- [80] H. Abu-Rub, M. Malinowski, K. Al-Haddad, *Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications*, Wiley, Chichester, 2014.
- [81] G. M. Masters, *Renewable and efficient electric power systems*, Wiley-Blackwell, Chichester, 2013.
- [82] M. Sarvi, A. Azadian, “A comprehensive review and classified comparison of MPPT algorithms in PV systems”, *Energy Systems*, vol. 13, pp. 281-320, 2021.
- [83] . Yahyaoui, *Advances in renewable energies and power technologies*. Amsterdam Elsevier, 2018.
- [84] Y. Gui *et al.*, “Automatic voltage regulation application for PV inverters in low-voltage distribution grids – a digital twin approach,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 149, p. 109022, 2023.
- [85] F. M. Aboshady, I. Pisica, A. F. Zobaa, G. A. Taylor, O. Ceylan, A. Ozdemir, “Reactive power control of PV inverters in active distribution grids with high PV penetration,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 81477–81496, 2023.
- [86] *IEC Photovoltaic (PV) systems – characteristics of the utility interface*, IEC 61727-2004, 2004.
- [87] *Procedura za izdavanje dokumenata za priključenje malih elektrana na distributivnu mrežu*, Elektroprivreda Crne Gore (EPCG) AD Nikšić, Podgorica, 2009.
- [88] V. Vita, „Development of decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution networks“, vol. 10, no. 9, p. 1433, 2017.
- [89] M. H. Rashid, *Electric renewable energy systems*, Academic Press, London, 2016.
- [90] N. M. Tabatabaei, A. J. Aghbolaghi, N. Bizon, F. Blaabjerg, *Reactive power control in AC power systems fundamentals and current issues*, Springer, Cham, 2018.
- [91] Y. Dai, Y. X. Ni, C. M. Shen, F. S. Wen, Z. X. Han, F. F. Wu, „A study of reactive power marginal price in electricity market“, *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 1, pp. 41-48, 2001.
- [92] Y. H. Song, A. T. Johns, *Flexible ac transmission systems (FACTS)*, IET Power and Energy, London, 1999.

- [93] “Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS)”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 4, pp. 1848–1853, 1997.
- [94] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, *Understanding FACTS : concepts and technology of flexible AC transmission systems*, IEEE Press, Delhi, 2001.
- [95] M. Eremia, C. C. Liu, A. A. Edris, *Advanced solutions in power systems : HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, IEEE Press, Hoboken, 2016.
- [96] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*, Springer, Berlin, 2012.
- [97] B. R. Andersen, S. L. Nilsson, *Flexible AC transmission systems: FACTS*, Springer – CIGRE, Kam, 2020.
- [98] Y. Sumi, Y. Harumoto, T. Hasegawa, M. Yano, K. Ikeda, T. Matsuura, „New static VAR control using force-commutated inverters“, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, no. 9, pp. 4216-4224, 1981.
- [99] C. W. Edwards, K. E. Mettern, E. J. Stacey, P. P. Nennery, J. Gubernick, „Advanced state var generator employing GTO thyristors“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, no. 4, pp. 1622-1627, 1988.
- [100] L. Gyugyi, C. D. Schauder, S. L. Williams, T. R. Rietman, D. R. Torgeson, A. Edris, „The unified power flow controller: a new approach to power transmission control“, *IEEE Transactions in Power Delivery*, Vol. 10, no. 2, pp. 1085-1097, 1995.
- [101] E. F. Fuchs, M. A. S. Masoum, *Power quality in power systems, electrical machines, and power-electronic drives*, Academic Press, London, 2023.
- [102] P. Sanjeevikumar, C. Sharmeela, J. B. Holm-Nielsen, P. Sivaraman, *Power quality in modern power systems*, Academic Press, London, 2020.
- [103] A. F. Zobaa, S. H. E. Abdel Aleem, *Power quality in future electric power systems*, The Institute of Engineering and Technology (IET), London, 2017.
- [104] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty, *Electirc power systems quality*, McGraw Hill, Nju Jork, 2012.
- [105] V. Katić, A. Tokić, T. Konjić, *Kvalitet električne energije*, Fakultet tehničkih nauka, Univerzitet Novi Sad, Novi Sad, 2007.
- [106] N. Patin, *Power Electronics Applied to Industrial Systems and Transports, Volume 2*, ISTE Press, London, 2015.
- [107] H. Abu-Rub, A. Iqbal, J. Guzinski, *High performance control of AC drives with MATLAB/Simulink*, John Wiley and Sons, Hoboken, 2021.

- [108] E. A. Nanaki, *Electric vehicles for Smart cities: trends, challenges, and opportunities*, Elsevier, Amsterdam, 2021.
- [109] M. A. G. de Birto, A. S. Volpato, E. A. Batista, R. B. Godoy, „Power electronic converters for electric charging stations: description and experimental evaluation“, *Transportation Research Procedia*, vol. 70, pp. 154-161, 2023.
- [110] Advanced Vehical Testing Activity, “Steady State Vehicle Charging Fact Sheet: 2015 Nissan Leaf”, *Idaho National Laboratory (INL)*, 2015.
- [111] A. Chidurala, T. K. Saha, N. Mithulananthan, R. C. Bansal „Harmonic emissions in grid connected PV systems: A case study on a large scale rooftop PV site“, *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, Meriland, SAD, 2014.
- [112] I. C. Barutcu, E. Karatepe, M. Boztepe, Impact of harmonic limits on PV penetration levels in unbalanced distribution networks considering load and irradiance uncertainty, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 118, p. 105780, 2020.
- [113] IEEE Std. 519-2014, *IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems*, 2014.
- [114] IEC Std. 61000-2-4:2024, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in power distribution systems in industrial locations for low-frequency conducted disturbances*, 2024.
- [115] IEC Std. 61000-3-6:2008, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*, 2008.
- [116] EN Std. 50160, *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, 2004.
- [117] J. C. Das, *power systems harmonics and passive filter designs*, John Wiley and Sons, Hoboken, 2015.
- [118] J. Radosavljević, *Metaheuristic optimization in power engineering*, The Institute of Engineering and Technology (IET), London, 2018.
- [119] P. Siarry, *Metaheuristics*, Springer, Čam, 2014.
- [120] A. Soroudi, *Power system optimization modeling in GAMS*, Springer, Čam 2017.
- [121] N. Andrei, *Continuous nonlinear optimization for engineering applications in GAMS technology*, Springer, Čam, 2017.
- [122] J. Lee, S. Leyffer, *Mixed integer nonlinear programming*, Springer, Čam, 2012.

- [123] S. P. Bradely, A. C. Hax, T. L. Magnanti, *Applied mathematical programming*, Riding: Addison-Wesley, 1992.
- [124] „Solver manuals“, *General Algebraic Modelling Systems (GAMS)*, https://gams.com/48/docs/S_MAIN.html, Pristupano: 2025.
- [125] „Basic Open-source Nonlinear Mixed INteger programming“, *Computational Infrastructure for Operational Research (COIN-OR)*, <https://www.coin-or.org/Bonmin/>, Pristupano: 2025.
- [126] J. Kennedy, R. C. Eberharts, „Particle swarm optimization“, *Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks*, Australija, Pert, 1995.
- [127] E. Rashedi, H. Nezamabadi-pour, S. Saryazdi, „GSA: a gravitational search algorithm“, *Information Sciences*, vol. 179, pp. 2232-2248, 2009.
- [128] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, A. Lewis, „Gery wolf optimizer“, *Advances in Engineering and Software*, vol. 69, pp. 46-61, 2014.
- [129] X. S. Yang, „A new metaheuristic bat-inspired algorithm“, u J. R. González, D. A. Pelta, C. Cruz, G. Terrazas, N. Krasnogor, *Nature Inspired Cooperative Strategies for Optimization (NICSO 2010)*, Springer, Berlin, 2010.
- [130] S. Herraiz, L. Sainz, J. Clua, „Review of harmonic load flow formulations“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 1079-1087, 2003.
- [131] S. M. Williams, G. T. Brownfield, J. W. Duffus, „Harmonic propagation on an electric distribution system: field measurements compared with computer simulation“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 2, pp. 547-552, 1993.
- [132] A. Ulinuha, M. A. Masoum, S. M. Islam, „Harmonic power flow calculations for a large power system with multiple non-linear loads using the decoupled approach“, *2007 Australasian Universities Power Engineering Conference*, Pert, Australija, 2007.
- [133] A. A. Mahmoud, R. D. Shultz, „A method for analyzing harmonic distortion in a.c. power systems“, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 101, no. 6, pp. 1815-1824, 1982.
- [134] Y. H. Yan, C. S. Chen, C. S. Moo, C. T. Hsu, „Harmonic analysis for industrial customers“, *IEEE Transaction on Industry Applications*, vol. 30, no. 2, pp. 462-468, 1994.
- [135] C. Dzienis, A. Bechry, Z. Styczynski, „Full harmonic load flow calculation in power systems for sensitivity investigation“, *17th International Zurich Symposium on Electromagnetic Compatibility*, Singapur, 2006.

- [136] I. D. Melo, J. Mingoranca, „Interval current injection method for harmonic analysis in distribution systems: an approach using the Krawczyk operator“, *Electrical Power Systems Research*, vol. 208, p. 107891, 2022.
- [137] M. P. Hajiabbas, B. Mohammadi-Ivatloo, *Optimization of power systems problems: methods, algorithms and MATLAB codes*, Springer, Čam, 2014.
- [138] J. Teng, C. Cheng, „Backward/forward sweep-based harmonic analysis method for distribution systems“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1665-1672, 2007.
- [139] I. Archundia-Aranda, R. O. Mota-Palomino, „Harmonic penetration method for radial distribution networks“, *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 111-117, 2014.
- [140] M. Milovanović, J. Radosavljević, B. Perović, M. Dragičević, „Power flow in radial distribution systems in the presence of harmonics“, *International Journal of Electrical Engineering and Computing*, vol. 2, no. 1, pp. 11-19, 2018.
- [141] M. Milovanović, J. Radosavljević, „A backward/forward sweep power flow method for harmonic polluted radial distribution systems with distributed generation units“, *International Transaction on Electrical Energy Systems*, vol. 30, no. 7, pp. 1-17, 2019.
- [142] O. S. Nduka, A. R. Ahmadi, „Data-driven robust extended computer-aided harmonic power flow analysis“, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 20, pp. 4398-4409, 2020.
- [143] R. Pourbagher, S. Y. Derakhshandeh, „A powerful method for solving the power flow problem in the ill-conditioned systems“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 94, pp. 88-96, 2018.
- [144] N. Xie, F. Torelli, E. Bompard, A. Vaccaro, „Dynamic computing paradigm for comprehensive power flow analysis“, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 7, no. 8, pp. 832-842, 2013.
- [145] M. Tostado, S. Kamel, F. Jurado, „An effective load-flow approach based on Gauss-Newton formulation“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 113, pp. 573-581, 2019.
- [146] F. Milano, „Analogy and convergence of Levenberg’s and Lyapunov-based methods for power flow analysis“, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1663-1664, 2016.
- [147] R. Bruch, G. Chang, C. Hatziadoniu, M. Grady, Y. Liu, M. Marz, T. Ortmeyer, S. Ranade, P. Riberio, W. Xu, „Impact of aggregate linear load modelling on harmonic analysis: a comparison of common practice and analytical models“, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 18, no. 2, pp. 625-630, 2003.

- [148] M. Milovanović, J. Radosavljević, S. Rakočević, M. Čalasan, „Impact of linear load modeling on harmonic power flow results in distribution network“, *23rd International Symposium INFOTEH-JAHORINA*, Jahornia, Republika Srpska, BiH, 2024.
- [149] J. C. Das, *Load flow optimization and optimal power flow*, CRC Press, Boca Raton, 2017.
- [150] C. Wang, M. Fan, Z. Zhang, *Mathematical models and algorithms for power system optimization: modeling technology for practical engineering problems*, Academic Press, London, 2019.
- [151] A. F. Zobaa, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, *Classical and recent aspects of power system optimization*, Academic Press, London, 2018.
- [152] S. Rakočević, M. Čalasan, M. Milovanović, S. H. E. Abdel Aleem, „Accurate computing paradigm for decoupled harmonic load flow analysis with CONOPT solvers for non-sinusoidal radial distribution systems“, *Electric Power Systems Research*, vol. 232, p. 110418, 2024.
- [153] S. Rakočević, M. Čalasan, S. Mujović, M. Milovanović, S. H. E. Abdel Aleem, „Efficient CONOPT solver for load flow calculations in modern radial distribution systems“, *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 49, no. 12, pp. 15985-16003, 2024.
- [154] M. Milovanović, D. Tasić, J. Radosavljević, B. Perović, „Optimal placement and sizing of inverter-based distributed generation units and shunt capacitors in distorted distribution systems using a hybrid phasor particle swarm optimization and gravitational search algorithm“, *Electric power Components and Systems*, vol. 48, no. 6, 2020.
- [155] W. M. Grady, M. J. Samotyj, A. H. Noyola, „The application of network objective functions for actively minimising the impact of voltage harmonics in power systems“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 3, pp. 1379-1386, 2002.
- [156] M. Chakravorty, D. Das, „Voltage stability analysis of radial distribution networks“, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 129-135, 2001.
- [157] M. H. Mostafa, S. H. E. Abdel Aleem, S. G. Ali, A. Y. Abdelaziz, P. F. Ribeiro, Z. M. Ali, “Robust energy management and economic analysis of microgrids considering different battery characteristics”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 54751-54775, 2020.
- [158] Y. Lv, L. Guan, Z. Tang, Q. Zhao, “A probability model of PV for middle-term and long-term power system analysis and its application”, *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 28-33, 2016.

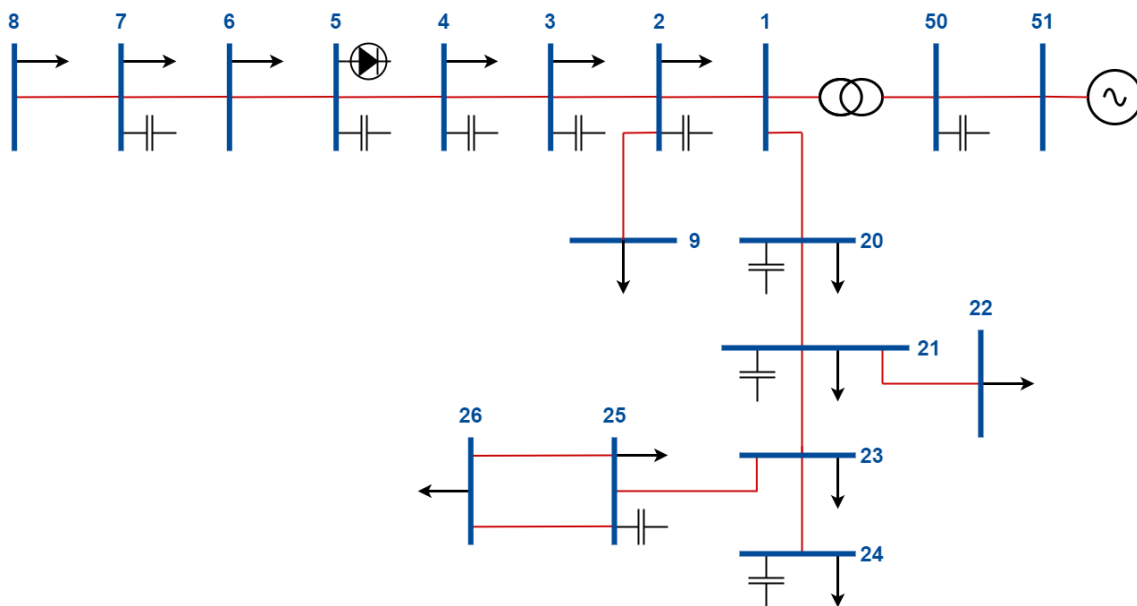
- [159] A. Chidurala, T. K. Saha, M. Mithulananthan, “Harmonic impact of high penetration photovoltaic systems on unbalanced distribution networks – learning from an urban photovoltaic network”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, 2016.
- [160] S. Rakočević, M. Čalasan, S. Vujošević, M. Petronijević, S. H. E. Abdel Aleem, „Navigating the complexity of photovoltaic system integration: an optimal solution for power loss minimization and voltage profile enhancement considering uncertainties and harmonic distortion management“, *Electrical Engineering*, 2024.
- [161] A. F. Zobaa, M. M. Abdel Aziz, S. H. E. Abdel Aleem, „Comparison of shunt-passive and series passive filters for DC drive loads“, *Electric Power Components and Systems*, vol. 38, no. 3, pp. 275-291, 2010.
- [162] S. Fawzy, E. E. Abd-Raboh, A. A. Eladl, „Optimal allocation of multi-type FACTS devices for mitigating wind power spillage with enhancing voltage stability and social welfare“, *Scientific Reports*, vol. 13, p. 17831, 2023.
- [163] B. Ismail, N. I. A. Wahab, M. L. Othman, M. A. M. Radzi, K. N. Vijyakumar, M. N. M. Naain, „A comprehensive review on optimal location and sizing of reactive power compensation using hybrid-based approaches for power loss reduction, voltage stability improvement, voltage profile enhancement and loadability enhancement“, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 222733-222765, 2020.
- [164] U. Eminoglu, M. H. Hocaoglu, „A voltage stability index for radial distribution networks“, *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, Brajton, UK, 2007.
- [165] S. H. Dolatabadi, M. Ghorbanian, P. Siano, N. D. Hatziargyriou, „An enhanced IEEE 33 bus benchmark test system for distribution system studies“, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2565-2572, 2021.
- [166] D. B. Prakash, C. Lakshminarayana, „Optimal siting of capacitors in radial distribution network using whale optimization algorithm“, *Alexandria Engineering Journal*, vol. 56, no. 4, pp. 499-509, 2017.

Prilog A

Podaci o distributivnim mrežama

A.1 IEEE 18-čvorna testna mreža

Jednopolna šema IEEE 18-čvorne testne mreže prikazana je na slici A.1. Parametri vodova i instalirane aktivne, odnosno reaktivne snage potrošača prikazani su u Tabeli A.1. Prilikom proračuna na IEEE 18-čvornoj mreži, sprovedenih u okviru ove doktorske disertacije, relativne vrijednosti određene su za baznu snagu $S_b = 10$ MVA i bazni napon $U_b = 12.5$ kV.



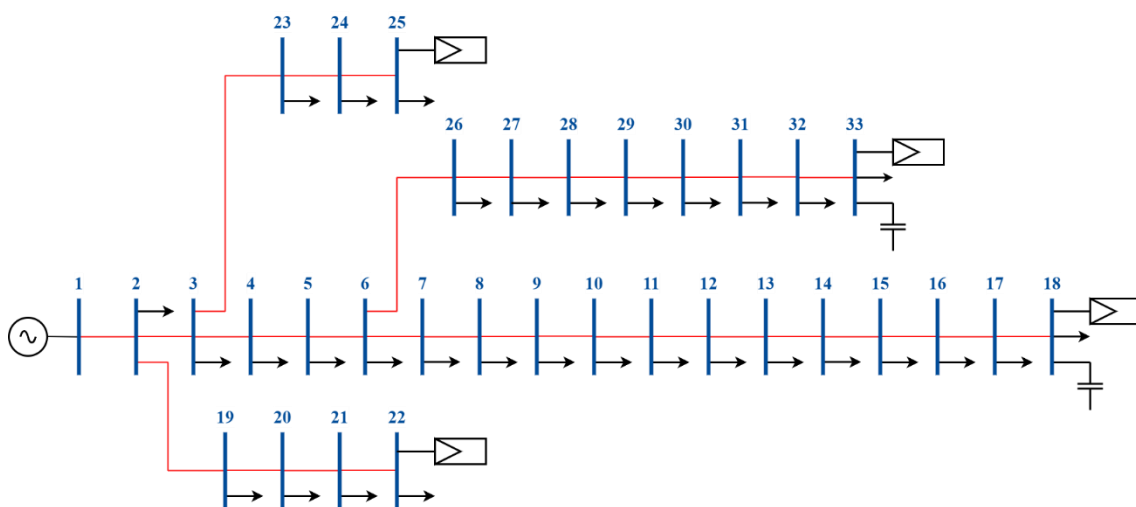
Slika A.1 Linijski dijagram IEEE 18-čvorne testne mreže

Tabela A.1 Parametri vodova i instalisane snage potrošača IEEE 18-čvorne mreže [155]

i	j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	B_C [Ω]	P_{L_j} [MW]	Q_{L_j} [MVar]	Q_{SC_j} [MVar]
1	2	0.06719	0.18750	0.00055	0.2000	0.1200	1.0500
2	3	0.09375	0.26250	0.00077	0.4000	0.2500	0.6000
3	4	0.05000	0.13750	0.00041	1.5000	0.9300	0.6000
4	5	0.14063	0.39063	0.00114	3.0000	2.2600	1.8000
5	6	0.04688	0.12812	0.00038	0.8000	0.5000	0.0000
6	7	0.26719	0.33125	0.00072	0.2000	0.1200	0.6000
7	8	0.63594	0.47656	0.00080	1.0000	0.6200	0.0000
2	9	0.26719	0.34531	0.00067	0.5000	0.3100	0.0000
1	20	0.45469	0.58906	0.00116	1.0000	0.6200	0.6000
20	21	0.34688	0.45000	0.00088	0.3000	0.1900	1.2000
21	22	0.75000	0.97187	0.00191	0.2000	0.1200	0.0000
22	23	0.62187	0.80625	0.00158	0.8000	0.5000	0.0000
23	24	0.45469	0.58906	0.00116	0.5000	0.3100	1.5000
23	25	0.58281	0.71719	0.00156	1.0000	0.6200	0.9000
25	26	0.17266	0.21250	0.00092	0.2000	0.1200	0.0000
25	26	0.17266	0.21250	0.00092	0.0000	0.0000	0.0000
1	50	0.04844	1.05469	0.00000	0.0000	0.0000	1.2000
50	51	0.00781	0.05375	0.00000	0.0000	0.0000	0.0000

A.2 IEEE 33-čvorna testna mreža

Linijski dijagram IEEE 33-čvorne testne mreže prikazan je na slici A.2, zajedno sa PV sistemima i SC u unaprijedenoj konfiguraciji. Tabela A.2 prikazuje parametre vodova i instalisane snage potrošača, kao i instalisane snage PV sistema i SC u unaprijedenoj konfiguraciji. Bazne vrijednosti korišćene u proračunu su $S_b = 10$ MVA i $U_b = 12.66$ kV.



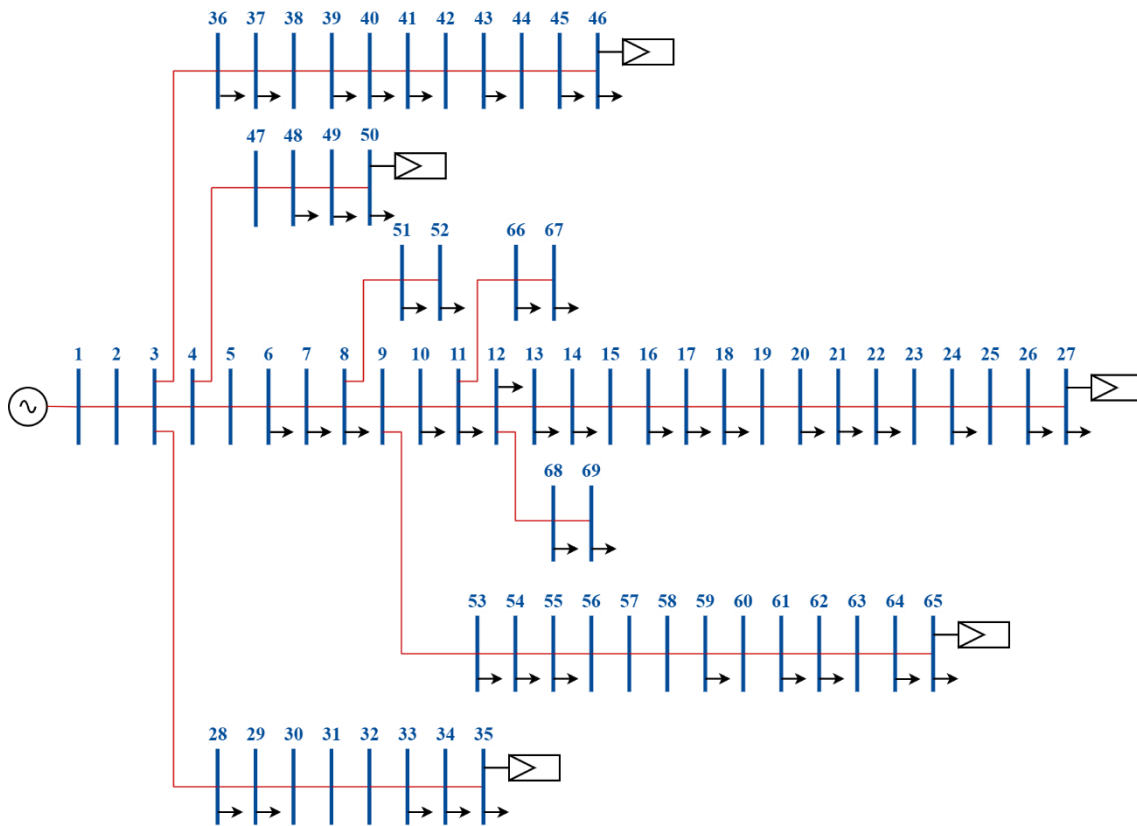
Slika A.2 Linijski dijagram (unaprijedene) IEEE 33-čvorne testne mreže

Tabela A.2 Parametri vodova, instalisane snage potrošača, instalisane snage PV sistema i instalisane snage SC (unaprijeđene) IEEE 33-čvorne mreže [88, 165]

i	j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_{L_j} [MW]	Q_{L_j} [MVar]	P_{PV_j} [MW]	Q_{SC_j} [MVar]
1	2	0.0922	0.0470	0.1000	0.0600	0.0000	0.0000
2	3	0.4930	0.2511	0.0900	0.0400	0.0000	0.0000
3	4	0.3660	0.1864	0.1200	0.0800	0.0000	0.0000
4	5	0.3811	0.1941	0.0600	0.0300	0.0000	0.0000
5	6	0.8190	0.7070	0.0600	0.0200	0.0000	0.0000
6	7	0.1872	0.6188	0.2000	0.1000	0.0000	0.0000
7	8	1.7114	1.2351	0.2000	0.1000	0.0000	0.0000
8	9	1.0300	0.7400	0.0600	0.0200	0.0000	0.0000
9	10	1.0440	0.7400	0.0600	0.0200	0.0000	0.0000
10	11	0.1966	0.0650	0.0450	0.0300	0.0000	0.0000
11	12	0.3744	0.1238	0.0600	0.0350	0.0000	0.0000
12	13	1.4680	1.1550	0.0600	0.0350	0.0000	0.0000
13	14	0.5416	0.7129	0.1200	0.0800	0.0000	0.0000
14	15	0.5910	0.5260	0.0600	0.0100	0.0000	0.0000
15	16	0.7463	0.5450	0.0600	0.0200	0.0000	0.0000
16	17	1.2890	1.7210	0.0600	0.0200	0.0000	0.0000
17	18	0.7320	0.5740	0.0900	0.0400	0.2000	0.4000
2	19	0.1640	0.1565	0.0900	0.0400	0.0000	0.0000
19	20	1.5042	1.3554	0.0900	0.0400	0.0000	0.0000
20	21	0.4095	0.4784	0.0900	0.0400	0.0000	0.0000
21	22	0.7089	0.9373	0.0900	0.0400	0.2000	0.0000
3	23	0.4512	0.3083	0.0900	0.0500	0.0000	0.0000
23	24	0.8980	0.7091	0.4200	0.2000	0.0000	0.0000
24	25	0.8960	0.7011	0.4200	0.2000	0.2000	0.0000
6	26	0.2030	0.1034	0.0600	0.0250	0.0000	0.0000
26	27	0.2842	0.1447	0.0600	0.0250	0.0000	0.0000
27	28	1.0590	0.9337	0.0600	0.0200	0.0000	0.0000
28	29	0.8042	0.7006	0.1200	0.0700	0.0000	0.0000
29	30	0.5075	0.2585	0.2000	0.6000	0.0000	0.0000
30	31	0.9744	0.9630	0.1500	0.0700	0.0000	0.0000
31	32	0.3105	0.3619	0.2100	0.1000	0.0000	0.0000
32	33	0.3410	0.5302	0.0600	0.0400	0.2000	0.6000

A.3 IEEE 69-čvorna testna mreža

Linijski dijagram IEEE 69-čvorne testne mreže prikazan je na slici A.3, dok su parametri vodova i instalisane snage potrošača prikazani u Tabeli A.3. U grafičkom prikazu na slici A.3 uključeni su i PV sistemi predloženi u unaprijeđenoj konfiguraciji. Instalisane snage PV sistema u unaprijeđenoj konfiguraciji date su u Tabeli A.3. Bazne vrijednosti korišćene u proračunu iznose $S_b = 10$ MVA i $U_b = 12.66$ kV.



Slika A.3 Linijski dijagram (unaprijedene) IEEE 69-čvorne testne mreže

Tabela A.3 Parametri vodova, instalisane snage potrošača i instalisane snage PV sistema (unaprijedene) IEEE 69-čvorne mreže [156]

i	j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_{L_j} [MW]	Q_{L_j} [MVar]	P_{PV_j} [MW]
1	2	0.0005	0.0012	0.0000	0.0000	0.0000
2	3	0.0005	0.0012	0.0000	0.0000	0.0000
3	4	0.0015	0.0036	0.0000	0.0000	0.0000
4	5	0.0251	0.0294	0.0000	0.0000	0.0000
5	6	0.3660	0.1864	0.0026	0.0022	0.0000
6	7	0.3811	0.1941	0.0404	0.0300	0.0000
7	8	0.0922	0.0470	0.0750	0.0540	0.0000
8	9	0.0493	0.0251	0.0300	0.0220	0.0000
9	10	0.8190	0.2707	0.0280	0.0190	0.0000
10	11	0.1872	0.0619	0.1450	0.1040	0.0000
11	12	0.7114	0.2351	0.1450	0.1040	0.0000
12	13	1.0300	0.3400	0.0080	0.0050	0.0000
13	14	1.0440	0.3450	0.0080	0.0055	0.0000
14	15	1.0580	0.3496	0.0000	0.0000	0.0000
15	16	0.1966	0.0650	0.0455	0.0300	0.0000

Tabela A.3 Nastavak

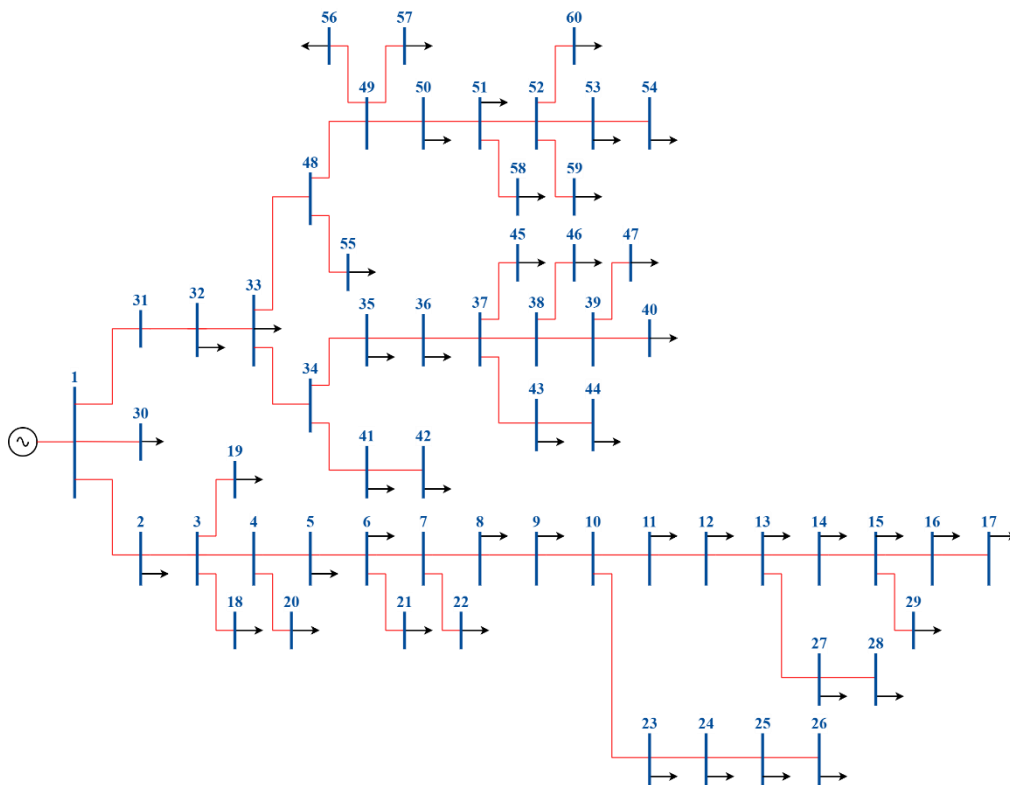
i	j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_{L_j} [MW]	Q_{L_j} [MVar]	P_{PV_j} [MW]
16	17	0.3744	0.1238	0.0600	0.0350	0.0000
17	18	0.0047	0.0016	0.0600	0.0350	0.0000
18	19	0.3276	0.1083	0.0000	0.0000	0.0000
19	20	0.2106	0.0690	0.0010	0.0006	0.0000
20	21	0.3416	0.1129	0.1140	0.0810	0.0000
21	22	0.0140	0.0046	0.0050	0.0035	0.0000
22	23	0.1591	0.0526	0.0000	0.0000	0.0000
23	24	0.3463	0.1145	0.0280	0.0200	0.0000
24	25	0.7488	0.2475	0.0000	0.0000	0.0000
25	26	0.3089	0.1021	0.0140	0.0100	0.0000
26	27	0.1732	0.0572	0.0140	0.0100	0.3000
3	28	0.0044	0.0108	0.0260	0.0186	0.0000
28	29	0.0640	0.1565	0.0260	0.0186	0.0000
29	30	0.3978	0.1315	0.0000	0.0000	0.0000
30	31	0.0702	0.0232	0.0000	0.0000	0.0000
31	32	0.3510	0.1160	0.0000	0.0000	0.0000
32	33	0.8390	0.2816	0.0140	0.0100	0.0000
33	34	1.7080	0.5646	0.0095	0.0140	0.0000
34	35	1.4740	0.4873	0.0060	0.0040	0.3000
3	36	0.0044	0.0108	0.0260	0.0186	0.0000
36	37	0.0640	0.1565	0.0260	0.0186	0.0000
37	38	0.1053	0.1230	0.0000	0.0000	0.0000
38	39	0.0304	0.0355	0.0240	0.0170	0.0000
39	40	0.0018	0.0021	0.0240	0.0170	0.0000
40	41	0.7283	0.8509	0.0012	0.0010	0.0000
41	42	0.3100	0.3623	0.0000	0.0000	0.0000
42	43	0.0410	0.0478	0.0060	0.0043	0.0000
43	44	0.0092	0.0116	0.0000	0.0000	0.0000
44	45	0.1089	0.1373	0.0392	0.0263	0.0000
45	46	0.0009	0.0012	0.0392	0.0263	0.3000
4	47	0.0034	0.0084	0.0000	0.0000	0.0000
47	48	0.0851	0.2083	0.0790	0.0564	0.0000
48	49	0.2898	0.7091	0.3847	0.2745	0.0000
49	50	0.0822	0.2011	0.3847	0.2745	0.3000
8	51	0.0928	0.0473	0.0405	0.0283	0.0000
51	52	0.3319	0.1114	0.0036	0.0027	0.0000
9	53	0.1740	0.0886	0.0044	0.0035	0.0000
53	54	0.2030	0.1034	0.0264	0.0190	0.0000
54	55	0.2842	0.1447	0.0240	0.0172	0.0000
55	56	0.2813	0.1433	0.0000	0.0000	0.0000
56	57	1.5900	0.5337	0.0000	0.0000	0.0000
57	58	0.7837	0.2630	0.0000	0.0000	0.0000

Tabela A.3 Nastavak

i	j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_{L_j} [MW]	Q_{L_j} [MVar]	P_{PV_j} [MW]
58	59	0.3042	0.1006	0.1000	0.0720	0.0000
59	60	0.3861	0.1172	0.0000	0.0000	0.0000
60	61	0.5075	0.2585	1.2440	0.8880	0.0000
61	62	0.0974	0.0496	0.0320	0.0230	0.0000
62	63	0.1450	0.0738	0.0000	0.0000	0.0000
63	64	0.7105	0.3619	0.2270	0.1620	0.0000
64	65	1.0410	0.5302	0.0590	0.0420	0.3000
11	66	0.2012	0.0611	0.0180	0.0130	0.0000
66	67	0.0047	0.0014	0.0180	0.0130	0.0000
12	68	0.7394	0.2444	0.0280	0.0200	0.0000
68	69	0.0047	0.0016	0.0280	0.0200	0.0000

A.4 Distributivna mreža „Bijela“

Distributivna mreža „Bijela“ nalazi se u sklopu distributivnog sistema Crne Gore, u opštini Šavnik. Linijski dijagram mreže prikazan je na slici A.4, dok su parametri vodova te instalisane aktivne i reaktivne snage potrošača prikazani u tabeli A.4. Prilikom proračuna na distributivnoj mreži „Bijela“ uzete su sljedeće bazne vrijednosti snage i napona: $S_b = 1$ MVA i $U_b = 0.4$ kV, respektivno.



Slika A.4 Linijski dijagram distributivne mreže „Bijela“

Tabela A.4 Parametri vodova i instalisane snage potrošača distributivne mreže „Bijela“

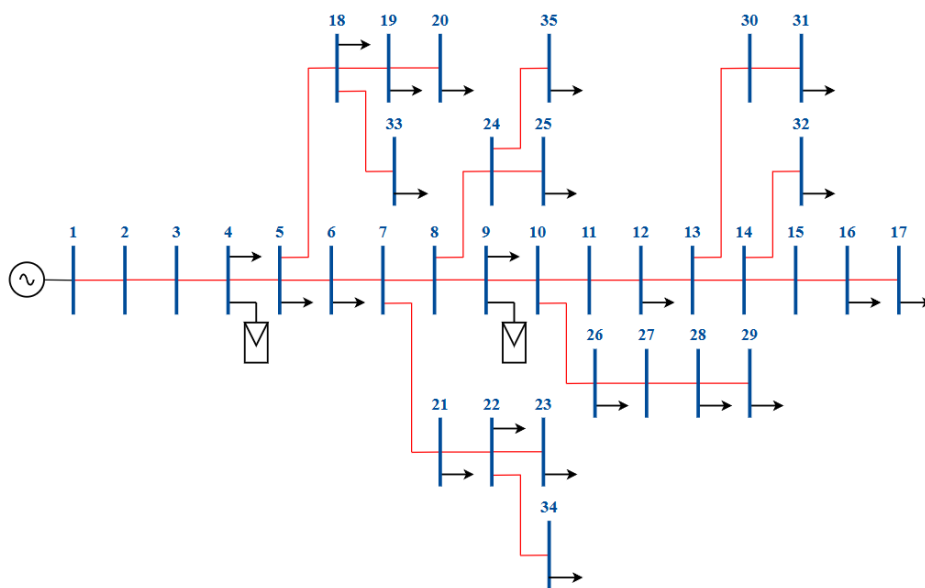
i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$P_{L_j} [\text{MW}]$	$Q_{L_j} [\text{MVar}]$
1	2	0.00974	0.00558	0.00575	0.00168
2	3	0.06492	0.03720	0.00000	0.00000
3	4	0.08656	0.04960	0.00000	0.00000
4	5	0.06546	0.03751	0.00575	0.00168
5	6	0.04436	0.02542	0.00575	0.00168
6	7	0.02164	0.01240	0.00000	0.00000
7	8	0.04425	0.01419	0.00575	0.00168
8	9	0.03087	0.00990	0.00575	0.00168
9	10	0.04322	0.01386	0.00000	0.00000
10	11	0.04322	0.01386	0.00575	0.00168
11	12	0.13583	0.04356	0.01150	0.00336
12	13	0.15023	0.04818	0.00575	0.00168
13	14	0.34369	0.11022	0.01150	0.00336
14	15	0.11319	0.03630	0.00575	0.00168
15	16	0.33443	0.10725	0.01150	0.00336
16	17	0.22124	0.07095	0.01150	0.00336
3	18	0.20786	0.06666	0.00575	0.00168
3	19	0.11422	0.03663	0.01725	0.00504
4	20	0.12965	0.04158	0.01150	0.00336
6	21	0.07791	0.01260	0.01725	0.00504
7	22	0.06380	0.02046	0.00575	0.00168
10	23	0.04116	0.01320	0.00575	0.00168
23	24	0.04116	0.01320	0.02300	0.00672
24	25	0.04116	0.01320	0.01150	0.00336
25	26	0.08904	0.01440	0.00575	0.00168
13	27	0.03396	0.01089	0.00575	0.00168
27	28	0.17081	0.05478	0.01150	0.00336
15	29	0.13686	0.04389	0.00575	0.00168
1	30	0.07346	0.01118	0.00000	0.00000
1	31	0.01785	0.01023	0.00575	0.00168
31	32	0.03787	0.02170	0.00575	0.00168
32	33	0.10820	0.06200	0.00000	0.00000
33	34	0.09468	0.05425	0.03450	0.01008
34	35	0.01623	0.00930	0.01725	0.00504
35	36	0.02218	0.01271	0.00000	0.00000
36	37	0.02164	0.01240	0.00000	0.00000
37	38	0.08656	0.04960	0.00000	0.00000
38	39	0.06765	0.03875	0.01150	0.00336
39	40	0.25725	0.08250	0.01150	0.00336
34	41	0.11319	0.03630	0.01150	0.00336
41	42	0.03190	0.01023	0.00575	0.00168
37	43	0.34050	0.10923	0.00575	0.00168
43	44	0.03807	0.01221	0.00575	0.00168

Tabela A.4 Nastavak

i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$P_{L_j} [\text{MW}]$	$Q_{L_j} [\text{MVar}]$
37	45	0.08014	0.01296	0.00000	0.00000
38	46	0.16472	0.02664	0.00000	0.00000
39	47	0.16670	0.05346	0.00575	0.00168
33	48	0.10290	0.03300	0.01150	0.00336
48	49	0.09055	0.02904	0.00575	0.00168
49	50	0.04116	0.01320	0.00000	0.00000
50	51	0.05145	0.01650	0.00000	0.00000
51	52	0.04116	0.01320	0.00575	0.00168
52	53	0.04116	0.01320	0.00575	0.00168
53	54	0.07203	0.02310	0.01725	0.00504
48	55	0.06894	0.02211	0.02300	0.00672
49	56	0.07791	0.01260	0.00575	0.00168
49	57	0.06233	0.01008	0.01150	0.00336
51	58	0.06689	0.02145	0.00575	0.00168
52	59	0.09127	0.01476	0.00575	0.00168
52	60	0.06901	0.01116	0.01150	0.00336

A.5 Distributivna mreža „Kličevo–Vrtac“

Distributivna mreža „Kličevo–Vrtac“ predstavlja SN izvod trafostanice Kličevo 2 u distributivnom sistemu Crne Gore, locirane u opštini Nikšić. Na slici A.5 prikazan je linijski dijagram mreže, dok su u tabeli A.5 prikazani parametri vodova, instalisane snage potrošača i PV sistema. Bazne vrijednosti snage i napona korišćene u proračunu u distributivnoj mreži Kličevo–Vrtac iznose $S_b = 31.5 \text{ MVA}$ i $U_b = 10 \text{ kV}$, respektivno.



Slika A.5 Linijski dijagram distributivne mreže „Kličevo–Vrtac“

Tabela A.5 Parametri vodova, instalisane snage potrošača i instalisane snage PV sistema distributivne mreže „Kličevo–Vrtac“

i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$S_{L_j} [\text{MVA}]$	$P_{PV_j} [\text{MW}]$
1	2	0.01030	0.00525	0.0000	0.0000
2	3	0.45320	0.23100	0.0000	0.0000
3	4	0.01854	0.00945	0.6300	0.1500
4	5	0.09270	0.04725	0.4000	0.0000
5	6	0.19570	0.09975	0.4000	0.0000
6	7	0.07210	0.03262	0.0000	0.0000
7	8	0.27540	0.28917	0.0000	0.0000
8	9	0.16684	0.07078	0.2500	0.0900
9	10	2.57351	1.09178	0.0000	0.0000
10	11	1.77685	0.75381	0.0000	0.0000
11	12	0.01668	0.00708	0.1500	0.0000
12	13	0.10010	0.04247	0.0000	0.0000
13	14	0.15016	0.06370	0.0000	0.0000
14	15	0.01668	0.00708	0.0000	0.0000
15	16	2.22731	0.94491	0.1600	0.0000
16	17	0.58394	0.24773	0.1600	0.0000
5	18	0.08240	0.04200	0.4000	0.0000
18	19	0.06180	0.03150	0.6300	0.0000
19	20	0.08240	0.04200	0.2500	0.0000
7	21	0.27540	0.28917	0.0500	0.0000
21	22	0.50052	0.21234	0.0000	0.0000
22	23	0.50052	0.21234	0.1000	0.0000
8	24	0.16684	0.07078	0.0000	0.0000
24	25	0.04120	0.02100	0.2500	0.0000
10	26	2.57351	1.09178	0.2500	0.0000
26	27	1.25130	0.53085	0.0000	0.0000
27	28	1.25130	0.53085	0.1000	0.0000
28	29	1.25130	0.53085	0.1000	0.0000
13	30	0.33368	0.14156	0.0000	0.0000
30	31	0.40698	0.42733	0.1600	0.0000
14	32	0.87591	0.37160	0.1600	0.0000
18	33	0.04120	0.01864	1.6300	0.0000
22	34	0.16684	0.07078	0.0500	0.0000
24	35	0.04120	0.02100	0.1600	0.0000

Prilog B

Harmonijski spektar nelinearnih potrošača

Tabela B.1 Harmonijski spektar struje nelinearnih potrošača [110, 140–141]

h	ASD		Šestopulsni pretvarač			DER inverter	Nissan Leaf punjač	
			Tip 1	Tip 2	Tip 3		I_h (%)	θ_h (°)
	I_h (%)	θ_h (°)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)			
5	82.8	-135.0	20.0	19.1	42	4.0	2.0	-67.0
7	77.5	69.0	14.3	13.1	14.3	4.0	2.0	-67.0
11	46.3	-62.0	9.1	7.2	7.9	2.0	1.5	-46.0
13	41.2	139.0	7.7	5.6	3.2	2.0	1.8	-46.0
17	14.2	9.0	5.9	3.3	3.7	1.5	0.0	0.0
19	9.7	-155.0	5.3	2.4	2.3	1.5	0.0	0.0
23	1.5	-158.0	4.3	1.2	2.3	0.6	0.0	0.0
25	2.5	98.0	4.0	0.8	1.4	0.6	0.0	0.0
29	0.0	0.0	3.4	0.2	0.0	0.6	0.0	0.0
31	0.0	0.0	3.2	0.2	0.0	0.6	0.0	0.0

Tabela B.2 Raspored nelinearnih potrošača u unaprijedenoj IEEE 33-čvornoj mreži i distributivnoj mreži Kličevo–Vrtac

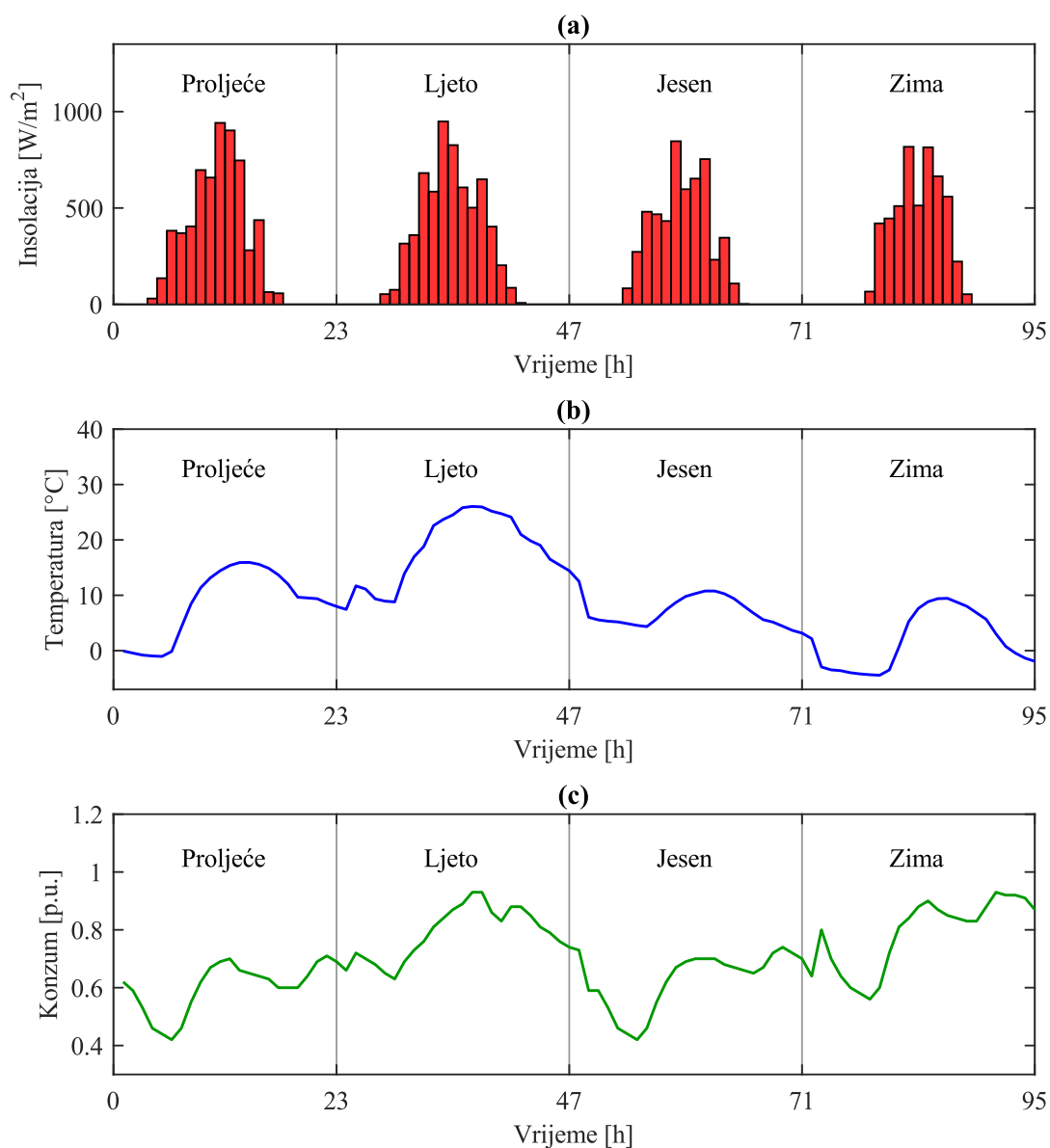
Mreža	Čvor	ASD	Šestopulsni pretvarač tip 1	Šestopulsni pretvarač tip 2	Nissan Leaf punjač
Unaprijedena IEEE 33-čvorna	7	15.0%	20.0%	25.0%	40.0%
	17	35.0%	15.0%	20.0%	30.0%
	31	10.0%	10.0%	30.0%	45.0%
Kličevo–Vrtac	6	10.0%	25.0%	20.0%	45.0%
	16	20.0%	30.0%	35.0%	15.0%
	29	30.0%	20.0%	15.0%	35.0%
	36	15.0%	35.0%	10.0%	40.0%

Tabela B.3 Raspored nelinearnih potrošača u unaprijedenoj IEEE 69-čvornoj mreži

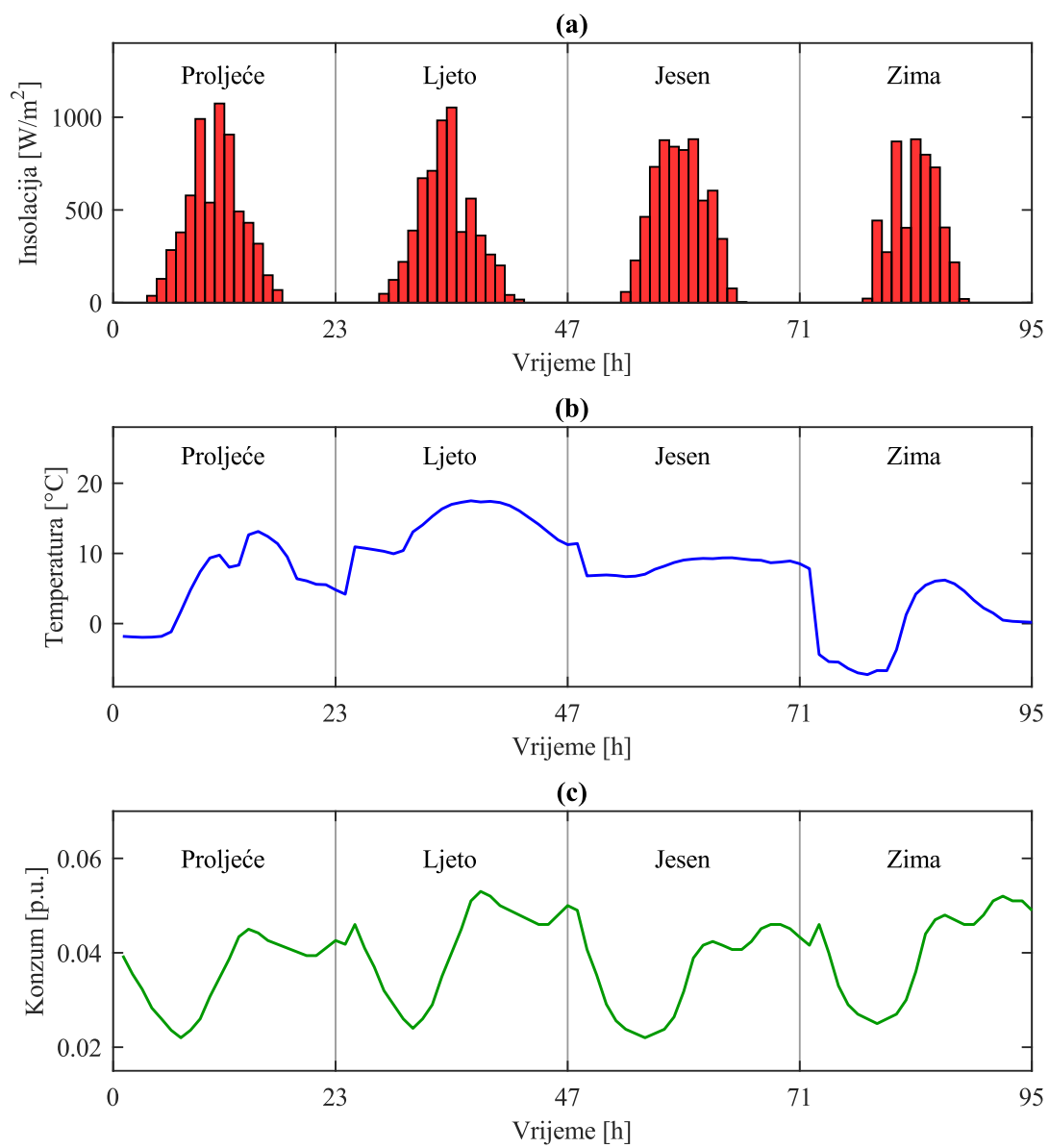
Čvor	ASD	Šestopulsni pretvarač tip 1	Šestopulsni pretvarač tip 2	Nissan Leaf punjač	Čvor	ASD	Šestopulsni pretvarač tip 1	Šestopulsni pretvarač tip 2	Nissan Leaf punjač
6	2.4%	6.5%	7.2%	10.1%	37	2.1%	3.9%	6.4%	9.8%
7	5.1%	8.2%	11.3%	18.1%	39	1.5%	4.0%	4.6%	15.1%
8	5.7%	4.4%	5.0%	14.6%	40	4.2%	3.0%	7.2%	18.0%
9	6.9%	9.5%	10.3%	20.0%	41	1.8%	9.5%	4.8%	10.8%
10	6.6%	7.3%	9.9%	11.6%	43	5.4%	5.0%	7.1%	16.0%
11	2.2%	8.0%	4.4%	11.5%	45	1.7%	8.3%	6.6%	17.3%
12	2.8%	7.0%	8.6%	10.7%	46	3.9%	4.4%	5.5%	11.6%
13	2.2%	4.3%	4.4%	12.2%	48	5.8%	3.0%	4.9%	9.3%
14	2.5%	2.7%	4.0%	18.3%	49	4.0%	8.0%	8.8%	14.0%
16	4.9%	2.8%	7.2%	8.8%	50	4.2%	2.6%	8.1%	9.9%
17	5.4%	7.1%	8.2%	14.0%	51	1.1%	3.6%	4.4%	18.5%
18	1.5%	6.4%	9.0%	20.0%	52	4.3%	2.0%	10.3%	11.2%
20	1.9%	2.3%	5.8%	14.9%	53	3.7%	4.2%	11.6%	11.4%
21	3.6%	8.3%	7.2%	19.9%	54	6.9%	6.0%	8.8%	15.1%
22	2.1%	2.6%	6.2%	17.1%	55	2.1%	3.2%	8.9%	16.7%
24	5.2%	3.4%	5.2%	9.6%	59	2.0%	3.4%	6.9%	15.5%
26	5.6%	6.2%	11.5%	15.7%	61	1.1%	4.6%	8.8%	13.6%
27	1.9%	8.0%	7.4%	9.9%	62	2.1%	4.5%	9.4%	13.0%
28	3.3%	3.4%	5.1%	11.0%	64	1.4%	4.6%	8.1%	9.4%
29	5.2%	2.3%	7.1%	16.0%	65	1.1%	9.7%	5.3%	11.8%
33	6.1%	6.7%	7.0%	13.2%	66	6.0%	9.9%	9.3%	8.6%
34	4.7%	7.0%	6.1%	12.3%	67	4.6%	5.0%	8.2%	12.1%
35	6.9%	5.1%	11.6%	12.2%	68	1.2%	5.0%	5.0%	10.2%
36	1.2%	4.9%	5.5%	9.6%	69	2.2%	8.2%	11.9%	15.7%

Prilog C

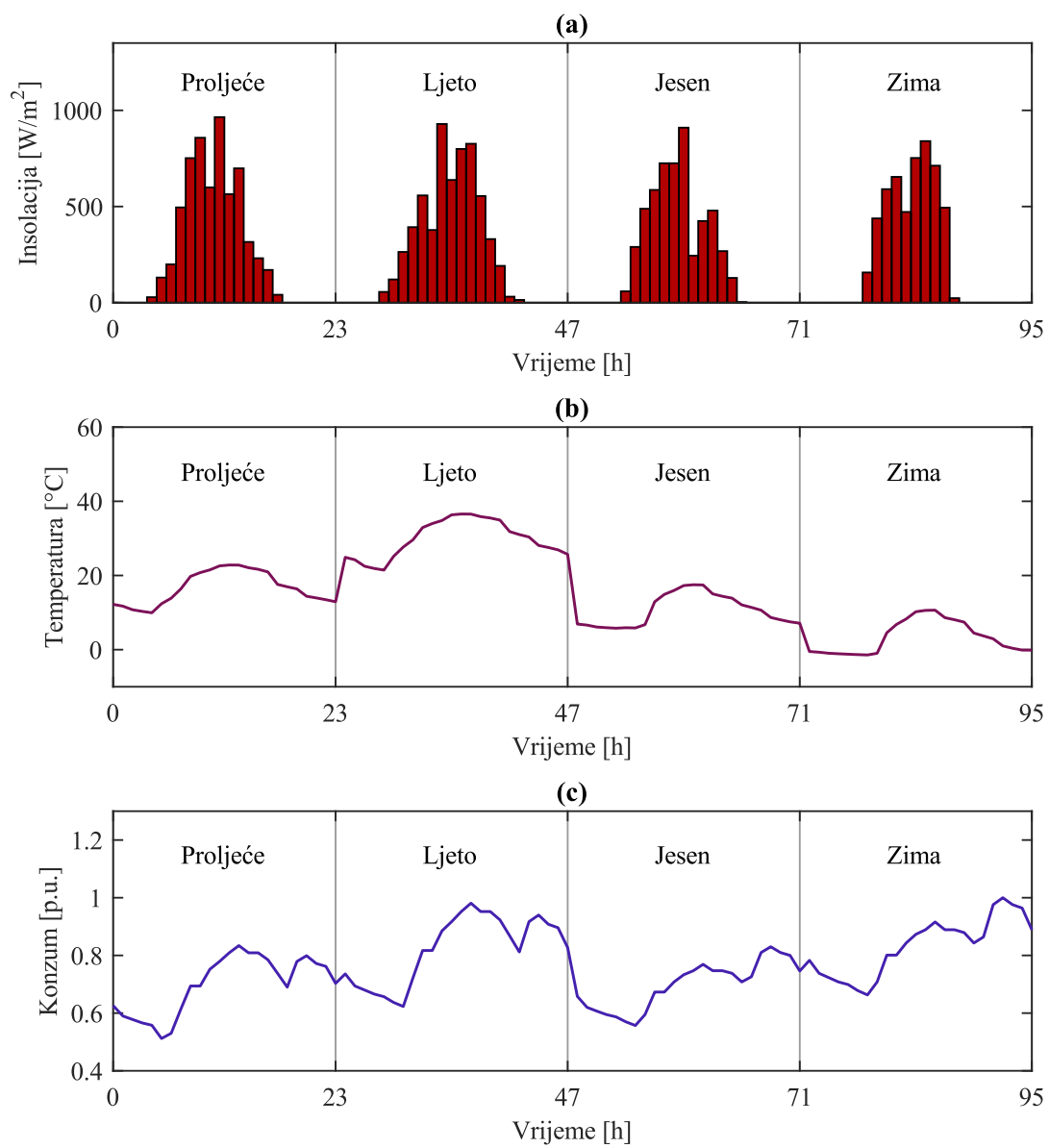
Varijacije insolacije, ambijentalne temperature i konzuma



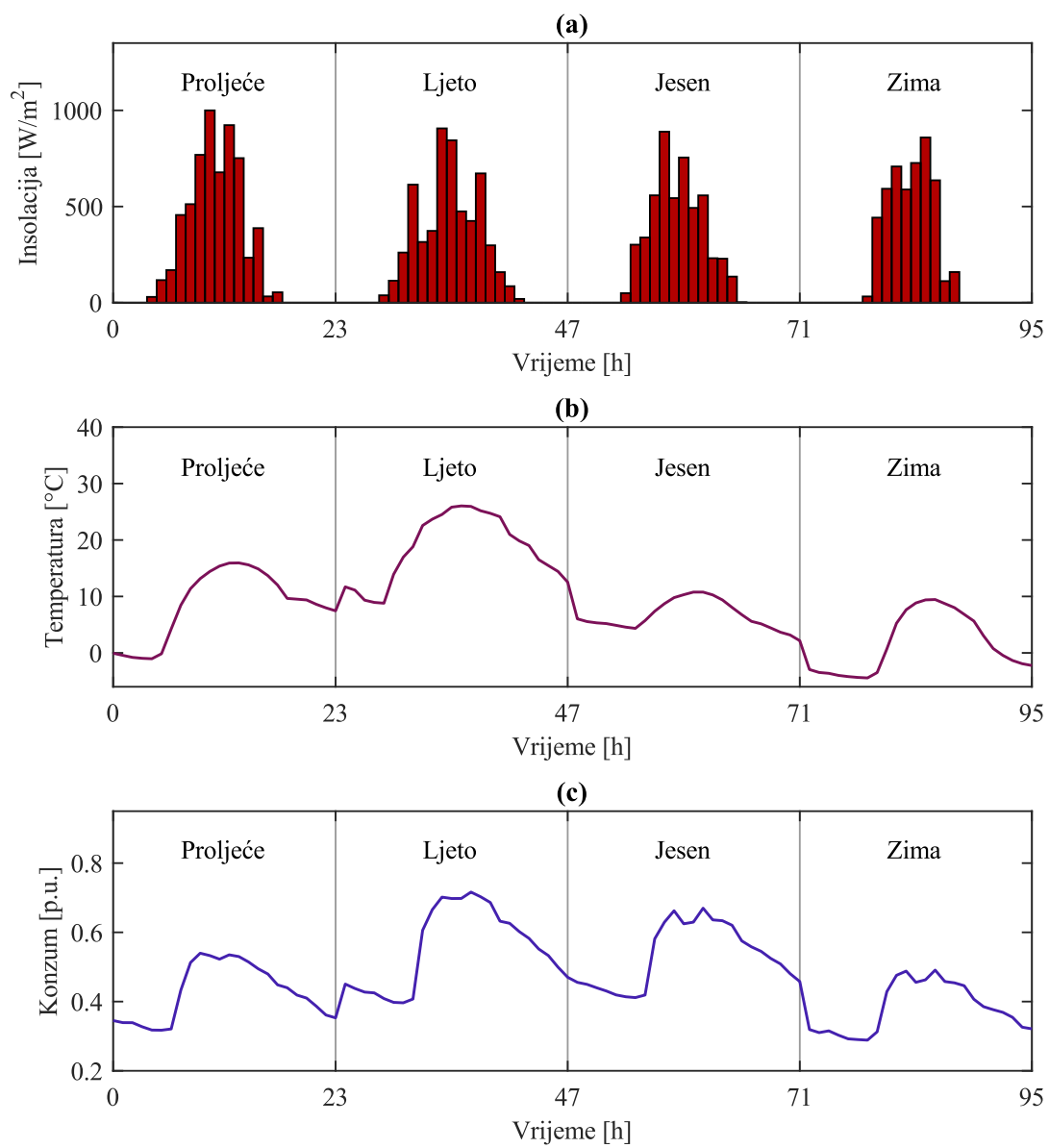
Slika C.1 Satne i sezonske varijacije: (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) konzuma u IEEE 33-čvornoj testnoj mreži



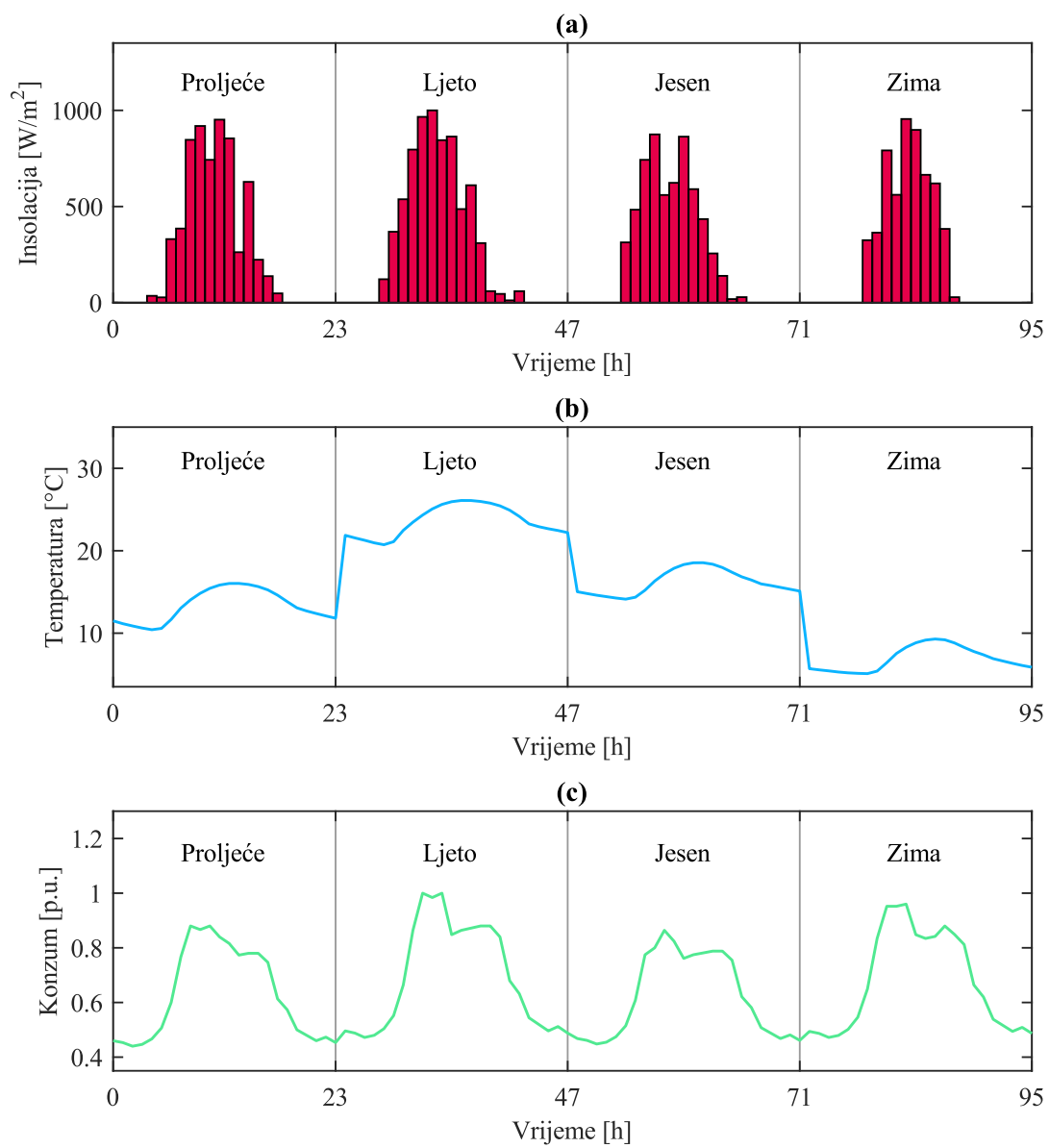
Slika C.2 Satne i sezonske varijacije: (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) konzuma u distributivnoj mreži Bijela



Slika C.3 Satne i sezonske varijacije: (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) konzuma u unaprijedenoj IEEE 33-čvornoj testnoj mreži



Slika C.4 Satne i sezonske varijacije: (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) konzuma u realnoj distributivnoj mreži Kličevo–Vrtac



Slika C.5 Satne i sezonske varijacije: (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) konzuma u unaprijedenoj IEEE 69-čvornoj testnoj mreži

BIOGRAFIJA AUTORA

Stevan Rakočević rođen je 13.08.1998. godine u Nikšiću, Crna Gora, gdje je završio osnovnu školu i Gimnaziju. Za uspjehe tokom osnovne i srednje škole nagrađen je diplomom „Luča A“.

Elektrotehnički fakultet Univerziteta Crne Gore u Podgorici upisao je 2017. godine. Osnovne studije na smjeru Energetika i automatika završio je juna 2020. godine sa prosječnom ocjenom „B“ (9.22). Na istom fakultetu, u julu 2022. godine, završio je master studije na programu Automatika i industrijska elektrotehnika sa prosječnom ocjenom „A“ (9.77), odbranivši master tezu *„Koordinisana alokacija i dimenzionisanje distribuiranih izvora električne energije i uređaja za fleksibilan prenos električne energije u radijalnoj distributivnoj mreži“*, pod mentorstvom prof. dr Martina Čalasana. U novembru 2022. godine upisao je doktorske studije na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta Crne Gore. Tokom doktorskih studija, pod mentorstvom prof. dr Martina Čalasana, odbranio je polazna istraživanja i uspješno prijavio doktorsku disertaciju pod nazivom *„Predlozi za poboljšanje integracije fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu bazirani na primjeni harmonijskih filtera i FACTS uređaja“*.

U periodu od novembra 2021. do avgusta 2022. godine odradio je pripravnički staž u Elektroprivredi Crne Gore (EPCG), u Sektoru za održavanje i radove HE „Perućica“. Nakon uspješno završenog pripravničkog staža, u septembru 2022. godine zasnovao je radni odnos u EPCG na radnom mjestu „Inženjer za elektroposlove i opremu“ u Sektoru za održavanje i radove HE „Perućica“. Tokom radnog angažmana u HE „Perućica“ obavljao je poslove elektroodržavanja i remonta hidromašinske opreme, razvodnog postrojenja i dovodnog sistema zatvaračnica. U sklopu projekta druge faze modernizacije HE „Perućica“, u junu 2024. godine boravio je u Nirnbergu, Njemačka, gdje je uspješno završio SIEMENS obuku za generatorske zaštite – SIPROTEC 5.

Oblast njegovog naučnog interesovanja obuhvata integraciju obnovljivih izvora električne energije na distributivnu mrežu, FACTS uređaje, kvalitet električne energije i optimizaciju distributivnih mreža. Tokom svog naučnoistraživačkog rada objavio je deset naučnih radova u međunarodnim i domaćim časopisima, kao i na međunarodnim i domaćim konferencijama. Važno je istaći da je pet naučnih radova objavio u časopisima sa SCI/SCIE liste.

Kao istraživač, učestvovao je na dva naučnoistraživačka projekta, u okviru kojih je sprovodio istraživanja procesa energetske tranzicije i potencijala obnovljivih izvora i hibridnih sistema za napajanje off-grid naselja.

U novembru 2023. godine dobio je nagradu od Studentskog parlamenta Univerziteta Crne Gore za najbolju master tezu odbranjenu na Elektrotehničkom fakultetu u studijskoj 2022. godini. Takođe, njegova master teza objavljena je u prvom izdanju časopisa „*Glasnik studenata Univerziteta Crne Gore*“.

IZJAVA O AUTORSTVU

Potpisani: Stevan Rakočević

Broj indeksa/upisa: 2/2022

IZJAVLJUJEM

da je doktorska disertacija pod naslovom

**Predlozi za poboljšanje integracije fotonaponskih sistema u
distributivnu mrežu bazirani na primjeni harmonijskih filtera
i FACTS uređaja**

- rezultat sopstvenog istraživačkog rada,
- da predložena disertacija ni u cjelini ni u djelovima nije bila predložena za dobijanje bilo koje diplome prema studijskim programima drugih ustanova visokog obrazovanja,
- da su rezultati korektno navedeni, i
- da nijesam povrijedio autorska i druga prava intelektualne svojine koja pripada trećim licima.

Potpis doktoranda



U Podgorici, juna 2025.

IZJAVA O ISTOVJETNOSTI ŠTAMPANE I ELEKTRONSKE VERZIJE DOKTORSKOG RADA

Ime i prezime autora: Stevan Rakočević
Broj indeksa/upisa: 2/2022
Studijski program: Automatika i industrijska elektrotehnika
Naslov rada: **Predlozi za poboljšanje integracije fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu bazirani na primjeni harmonijskih filtera i FACTS uređaja**
Mentor: Prof. dr Martin Čalasan
Potpisani: Stevan Rakočević

Izjavljujem da je štampana verzija mog doktorskog rada istovjetna elektronskoj verziji koju sam predao za objavljivanje u Digitalni arhiv Univerziteta Crne Gore.

Istovremeno izjavljujem da dozvoljavam objavljivanje mojih ličnih podataka u vezi sa dobijanjem akademskog naziva doktora nauka, odnosno zvanja doktora umjetnosti, kao što su ime i prezime, godina i mjesto rođenja, naziv disertacije i datum odbrane rada.

Potpis doktoranda



U Podgorici, juna 2025.

IZJAVA O KORIŠĆENJU

Ovlašćujem Univerzitetsku biblioteku da u Digitalni arhiv Univerziteta Crne Gore pohrani moju doktorsku disertaciju pod naslovom:

Predlozi za poboljšanje integracije fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu bazirani na primjeni harmonijskih filtera i FACTS uređaja

koja je moje autorsko djelo.

Disertaciju sa svim prilogima predao sam u elektronskom formatu pogodnom za trajno arhiviranje.

Moju doktorsku disertaciju pohranjenu u Digitalni arhiv Univerziteta Crne Gore mogu da koriste svi koji poštuju odredbe sadržane u odabranom tipu licence Kreativne zajednice (Creative Commons) za koju sam se odlučio:

1. Autorstvo
2. Autorstvo – nekomercijalno
3. Autorstvo – nekomercijalno – bez prerade
4. Autorstvo – nekomercijalno – dijeliti pod istim uslovima
5. Autorstvo – bez prerade
6. Autorstvo – dijeliti pod istim uslovima

Potpis doktoranda



U Podgorici, juna 2025.

1. Autorstvo – Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence, čak i u komercijalne svrhe. Ovo je najslobodnija od svih licenci.
2. Autorstvo – nekomercijalno. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu.
3. Autorstvo – nekomercijalno – bez prerade. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, bez promjene, preoblikovanja ili upotrebe djela u svom djelu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu djela. U odnosu na sve ostale licence, ovom licencom se ograničava najveći obim prava korišćenja djela.
4. Autorstvo – nekomercijalno – dijeliti pod istim uslovima. Dozvoljavate umnožavanje distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence i ako se prerada distribuira pod istom ili sličnom licencom. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu djela i prerade.
5. Autorstvo – bez prerade. Dozvoljavate umnožavanje distribuciju i javno saopštavanje djela, bez promjene, preoblikovanja ili upotrebe djela u svom djelu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca dozvoljava komercijalnu upotrebu djela.
6. Autorstvo – dijeliti pod istim uslovima. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence i ako se prerada distribuira pod istom ili sličnom licencom. Ova licenca dozvoljava komercijalnu upotrebu djela i prerada. Slična je softverskim licencama, odnosno licencama otvorenog koda.