

UNIVERZITET CRNE GORE
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET PODGORICA

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:

Datum odbrane:

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 elektrodistributivnog 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 energetski 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 energetskih elektronskih 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 tematskih cjelina. Prva cjelina posvećena je razvoju novog raspregnutog metoda za proračun harmonijskih 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-cjelobrojnem 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 optimizovano 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 unaprijedenoj 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 integrisanim 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	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	14
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.....	27
2.3. Standardi i zakonske regulative za priključenje fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu	28
2.3.1. Standard IEEE 1547-2018	29
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	33
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 42

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 tirisktorski 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 69

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 kvalitete električne energije	71
4.2. Viši harmonici.....	72
4.2.1. Indikatori izobličenja talasnog oblika	74
4.2.2. Izvori viših harmonika u elektroneregetskom 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
4.2.3. Standard EN 50160	88
4.4. Tehnike eliminacije viših harmonika	88
4.4.1. Pasivni filteri.....	89

4.4.1.1. Prosti uskljađeni filter	90
4.4.1.2. Visokopropusni filter drugog reda	93
4.5. Analiza uticaja lokacije i parametara pasivih filtera na harmonijska izobličenja, gubitke snage i napone u distributivnoj mreži	94
Poglavlje 5	99
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. Konvergencijski test.....	103
5.3.2. Globalno i lokalno optimalno rješenje	104
5.3.2. Neizvodljivost rješenja.....	104
5.3.4. Metode rješavanje 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	120
Poglavlje 6	122
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 harmonijski tokovi 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 električnim vozilima	146
6.4.6. Numerička evaluacija.....	149
Poglavlje 7	152
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 BONMIN solvera i metahurističkih algoritama.....	165
7.3.2. Slučaj 2 – distributivna mreža „Bijela“.....	167
Poglavlje 8	172
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...	172
8.1. Pregled predložene metodologije.....	172

8.2. Formulacija problema optimalne alokacije i dimenzionisanja distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage.....	175
8.3. Određivanje harmonijskog spektra fotonaponskog invertora na osnovu terenskih mjerenja	177
8.4. Model distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage na višim učestanostima	179
8.5. Rezultati simulacije.....	180
8.5.1. Slučaj 1 – unaprijeđena IEEE 33-čvorna testna mreža	181
8.5.2. Slučaj 2 – realna distributivna mreža Kličevo-Vrtac.....	188
Poglavlje 9	194
Strategijsko lociranje i optimalna parametrizacija pasivnih harmonijskih filtera u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije u distributivnim mrežama sa integrisanim fotonaponskim sistemima	194
9.1. Predložena metodologija.....	194
9.2. Formulacija problema optimalne alokacije i parametrizacije pasivnih harmonijskih filtera	195
9.3. Rezultati simulacije.....	199
Poglavlje 10	206
Zaključak.....	206
Literatura	211
Prilog A	225
Podaci o distributivnim mrežama	225
A.1. IEEE 18-čvorna testna mreža.....	225
A.2. IEEE 33-čvorna testna mreža.....	226
A.3. IEEE 69-čvorna testna mreža.....	227
A.4. Distributivna mreža Bijela	230
A.5. Distributivna mreža Kličevo-Vrtac	232
Prilog B	234
Harmonijski spektar nelinearnih potrošača	234
Prilog C	236

Varijacije insolacije, ambijentalne temperature i konzuma.....	236
---	------------

Poglavlje 1

Uvod

Konstantno povećanje emisija CO₂ i njegov negativni uticaj na životnu sredinu, usloveli su da dekarbonizacija postane ključni faktor buduće ekspanzije elektroenergetskog sistema (EES-a). Uzimajući u obzir globalnu agendu dekarbonizacije energetskog sektora, tehnologije proizvodnje električne energije bazirane na fosilnim gorivima nijesu prihvatljiva solucija. Pored toga, ograničene zalihe fosilnih goriva kao dominantnog izvora energije, u kombinaciji sa regulatornim politikama koje ograničavaju proizvodnju u termoelektranama, dovode u pitanje dugoročnu održivost snabdijevanja električnom energijom iz konvencionalnih izvora. Očigledan je zaokret u paradigmi funkcionisanja EES-a usljed nastojeće energetske tranzicije koja uključuje niz tehničkih i socio-ekonomskih mjera koje su usmjerene ka pronalaženju alternativnih i 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, ima ključnu ulogu u razvoju savremenog EES-a. Primarni razlog koji čini OIE održivim rješenjem jeste činjenica da električnu energiju proizvedenu iz ovih izvora karakteriše nulta emisija CO₂ [2]. Pored pozitivnog efekta na životnu sredinu, integracija OIE donosi i ekonomske boljitke, uzimajući u obzir značajno nižu cijenu proizvodnje električne energije [3]. Značaj OIE ogleda se u rekordno visokim investicijama, koje su prema podacima Međunarodne agencije za energetiku (eng. *International Energy Agency* – IEA) za 2024. godinu duplo veće u odnosu na investicije u proizvodne jedinice bazirane na fosilnim gorivima [4].

Energija sunčevog zračenja čini 99.9 % energetskog potencijala na Zemlji, što uključuje direktnu energiju zračenja i dio njegove energije koji se konvertuje u druge energetske oblike, kao što su energija vjetra i hidroenergija [5]. Pored visokog potencijala energije sunčevog zračenja, njena dostupnost, u većoj ili manjoj mjeri, u svim djelovima

svijeta čine je okosnicom procesa zelene tranzicije EESa. Najveću ekspanziju među tehnologijama proizvodnje baziranim na energiji sunčevog zračenja doživjeli su fotonaponski (PV – *Photovoltaic*) sistemi. Proces integracije PV sistema dominantno se odvija na distributivnoj mreži, s obzirom da je u periodu od 2019. do 2020. godine instalirano 167 GW distribuiranih PV sistema, što je ekvivalentno maksimalnom konzumu Francuske i Velike Britanije [6]. Uopšteno, integracija distribuiranih izvora električne energije, kao što su PV sistemi, predstavlja obećavajuće rješenje koje doprinosi efikasnijem prenosu električne energije uz zanemarljiv negativan uticaj na životnu sredinu [7]. Instalacija distribuiranih izvora sa strane konzuma dodatno omogućava potrošaču razmjenu električne energije sa mrežom čime se ostvaruje ekonomska dobit u pogledu naplaćivanja tarife za isporučenu električnu energiju, kao i električne energije preuzete iz distributivne mreže [2].

Pored benefita PV sistema, postoji niz 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 interokonekcija 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 problematici optimalne integracije PV sistema na distributivnu mrežu suštinski

se mogu podijeliti u dvije grupe. Prvi pristup rješavanja problema integracije PV sistema na distributivnu mrežu sastoji se od optimalne alokacije i dimenzionisanja 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 distributivni mreže sa integrisanim 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 aktivna 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 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 unapređena 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 metahurističkih 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 uzale u obzir fluktuaciju snage PV sistema nastale usljed sezonskih i satnih promjena insolacije i ambijentne 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 agregiran 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 primjenom mješovito cjelobrojnog koničnog programiranja drugog reda (MISOCP – *Mixed-Integer Second Order Conic Programming*) i riješen primjenom solvera CPLEX u [28]. Iako je optimalno rješenje u navedenim istraživanjima dobijeno uzimajući u obzir nesigurnosti, što je evidentan pomak u odnosu na istraživanja prezentovana u [9-22], izostaje harmonijska analiza distributivne mreže sa integrisanim PV sistemima. Zanemarivanjem harmonijske struje injektirane od strane PV sistema znači da nije sprovedena sveobuhvatna optimizacija lokacije i snage koja bi uključivala 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 isključivo je razmatrano u [15].

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

optimalno rješenje dobijeno primjenom metahurističkih algoritama u velikoj mjeri zavisi od zadatih početnih uslova i pokazuje značajne varijacije u toku različitog izvođenja istog algoritma [29]. Navedene karakteristike mogu značajno da opterete postupak optimizacije, naročito u slučaju kada se razmatra optimalna alokacija i dimenzionisanje više 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 metahurističkih algoritama.

1.1.2. Optimalna regulacija napona u savremenim distributivnim mrežama

Regulaciju napona u svremenim 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 elavuciju 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 energetskim sistemima, agregator se definiše kao agent koji vrši uslugu agregacije potrošnje ili proizvodnje snage [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, navedeni pristupi Volt-Watt regulacije 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 ograničeva se na 44% instalisanog kapaciteta [35]. Poslednje, najznačanije ograničenje praktične implementacije prethodno navedenih metoda je ta što iste ne mogu biti implementirane od strane operatora distributivnog sistema (ODS), već zahtjevaju 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 instalisana 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 mješovito cjelobrojnom linernom programiranju (MINLP – *Mixed-Integer Linear Progarmming*) predložena je u [37] za optimalnu integraciju SC u cilju smanjivanja gubitaka snage i poboljšanja naponskog profila distributivne mreže. Problem optimalne alokacije i dimenzionisanja SC u radijalnoj distributivnoj mreži, uzimajući u obzir različiti stepen opterećenja konzuma, riješen je u [38] primjenom algoritma optimizacije polarnog medvjeda (PBOA – *Polar Bear Optimization Algorithm*). U [39] probabilistička metoda bazirana na MCS za koordinisanu alokaciju distribuiranih generatora (DG) i SC. Problem integracije DG i SC formulisan je pretpostavljajući naponski zavistan 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 u potpunosti ne odgovara savremenim distributivnim mrežama, uzimajući u obzir varijacije konzuma i proizvodnje PV sistema [41].

Za razliku od SC, kompenzatori reaktivne snage bazirani na energetske poluprovodničkim pretvaračima, kao što su uređaji za fleksibilan prenos električne energije (FACTS – *Flexible Alternating Current Tnasmission System*) nude kontinualan kontrolu reaktivne snage u induktivnom i kapacitivnom režimu, čime se značajno povećava fleksibilnost i efiksanost 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 DG i D-SVC u distributivnoj mreži riješen je primjenom MILP pristupa, dok je optimalna lokacija i instalisana snaga D-SVC određena primjenom PSO algoritma u [44]. Inovativni algoritam gradijentnog optimizatora sa unakrsnim operatorom (GBOC – *Gradient-Based Optimizator 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 ostavreno 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 DG i D-SVC uzimajući u obzir različiti stepen potrošnje konzuma. Problem optimalne integracija D-SVC u distributivnoj mreži, uzimajući u obzir nesinusoidalni režim rada, riješena 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 DG, D-SVC i SC, u realnoj Egipatskoj distributivnoj mreži, riješen je u [51] 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*) razmatrana 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 (VG) predstavljena je u [54]. Procjena potencijala D-SVC za poboljšanje kvaliteta električne energije u distributivnoj mreži sa hibridnim PV sistemima i VG izvršena je u [55] primjenom softvera ETAP.

Iako su prethodni radovi napravili značajan naučni doprinosi u oblasti optimalne integracije D-SVC, postoje određene praznine u istraživanju 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. Efiksan način za eliminaciju viših harmonika u savremenim distributivnim mrežama ogleda se u integraciji pasivnih harmonijskih filtera (PHF – *Passive Harmonic Filters*). Kako bi se maksimizovao učinak PHF neophodno je pronaći optimalnu lokaciju i podešenja parametara filtera. Značajan dio naučne literature posvećen je ovoj oblasti.

U [56] problem optimalne integracije PHF u cilju eliminacije viših harmonika i snižavanja ograničenja penetracije DG 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 Algoritam*). Optimalna alokacija i parametrizacija PHF u radijalnoj distributivnoj mreži primjenom GA predstavljena je od strane autora u [58]. Primjena metoda 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 dizaniranja PHF baziran na primjeni optimizatora divljeg konja (*WHO – Wild Horse Optimizer*) prezentovan je u [60]. Problem optimalnog lociranja i podešenja parametara PHF, sa ciljem eliminacije viših harmonika i redukovanja troškova instalacije filtera, riješen je u [61] primjenom nedominantno sortirajućeg genetskog algoritma II (*NSGA-II – Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*). U [62] predstavljena je primjena GA za optimalnu integraciju PHF u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije u nesimetričnoj distributivnoj mreži. PSO algoritam primjenjen je za optimalno lociranje i parametrizaciju PHF u [63]. Integracija PHF u cilju sveobuhvatne optimizacije tehnoloških performansi mreže predstavljena je u [64], gdje je optimalna lokacija i podešenje filtera određeno primjenom optimizacije bakterijskog hranjenja (*BFO – Bacterial Foraging Optimization*). U [65] optimalna alokacija i parametrizacija PHF, uzimajući u obzir različiti 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 evolucionarnoj pretrazi (MOCMA-ES – *Multi-Objective Covariance Matrix Adaption-Evolution Strategy*) predložen je u [67] za optimalnu alokaciju invertorskih DG, optimalnu integraciju PHF i optimalnu rekonfiguraciju distributivne mreže. U [68] adaptivna optimizacija hranjenja bakterije (ABFO – *Adaptive Bacterial Foraging Optimization*) predložena je za koordinisanu alokaciju DG i PHF u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije i smanjivanja investicionih troškova. Probabilističko planiranje integracije PHF primjenom MSC i GA sa ciljem smanjivanja injektiranja harmonijskih struja PV sistema, smanjivanja 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 gdje se razmatra optimalna alokacija i parametrizacija PHF u prisustvu DG, zanemaruje se nestacionarna proizvodnja DG i potrošnja konzuma [56-57, 67-68]. Bitno je istaći da istraživanja prezentovana u [56-69] optimalnu lokaciju i podešenje parametara PHF određuju sa 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 spram valorizacije 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 poboljšanjem integracije PV sistema na distributivnu mrežu, baziranim na optimalnoj alokaciji i dimenzionisanju PV sistema i optimalnoj integraciji FACTS uređaja i PHF u distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima. Optimalno rješenje problema dobijeno je različitim optimizacionim metodama. Problem optimalnog dimenzionisanja i alokacije PV sistema u distributivnoj mreži, sa ciljem smanjivanja gubitaka snage i poboljšanja naponskog profila, formulisan je korišćenjem mješovito cjelobrojnog nelinearnog

programiranja (MINLP – *Mixed-Integer Non-Linear Programming*) dok je optimalno rješenje dobijeno primjenom BONMIN solvera. Rezultati dobijeni BONMIN solverom upoređeni su sa rezultatima dobijenim primjenom popularnih metahurističkih algoritama. U slučaju optimalne alokacije i dimenzinisanja FACTS uređaja fokus je stavljen na D-SVC. Optimalna lokacija D-SVC određena je na osnovu minimalne vrijednosti indeksa stabilnosti napon (VSI – *Voltage Stability Index*). Optimalno dimenzionisanje D-SVC izvedeno je rješavanjem MINLP problema primjenom BONMIN solvera, sa ciljem smanjivanja devijacije napona, gubitaka snage i troškova instalacije uređaja. Pristup optimalne alokacije na bazi VSI primjenjen je u slučaju integracije PHF, kako bi se osiguralo poboljšanje naponskog profila i stabilnosti. Za optimalnu paramterizaciju PHF u cilju smanjivanja ukupnog harmonijskog izobličenja, gubitaka snage i investicionih troškova primjenjuje se PSO algoritam.

Prilikom rješavanja optimizacionih problema u ovoj doktorskoj disertaciji uzete su u obzir nesigurnosti u pogledu proizvodnje PV sistema i potrošnje konzuma u dvadestečetvorčasovnom periodu, za četiri godišnja doba. Sezonske i satne varijacije proizvodnje PV sistema uvedene su kroz promjenu sunčeve insolacije i ambijentalne temperature. Sezonske i satne varijacije insolacije generisane su na osnovu Beta raspodjele, razmatrajući petnaestogodišnja mjerenja na različitim lokacijama u Crnoj Gori, dostupnih u bazama podataka PVGIS-a. Identična baza podataka upotrebljena je za generisanje prosječnih krivih ambijentalne temperature. Sezonske i satne varijacije konzuma generisane su na osnovu realnih mjerenja i podataka o opterećenju konzuma u distributivnom sistemu Crne Gore. Verifikacija pristupa u ovoj doktorskoj disertaciji izvršena je na standardnim IEEE testnim mrežama, ali i na realnim mrežama iz distributivnog sistema Crne Gore.

Važan akcenta prilikom razmatranja pristupa poboljšanja integracije PV sistema na 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 ove doktorske disertacije predložena je nova metoda za proračun harmonijskih tokova snaga, bazirana na principima nelinearnog programiranja (NLP – *Non-Linear Programming*) i CONOPT solvera. Novo predložena metoda simulirana je na standardnim IEEE testnim mrežama sa integrisanim nelinearnim

potrošačima, DG i SC, dok je tačnost proračuna verifikovana poređenjem sa rezultatima dobijenim primjenom 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 mjerenjima na realnom PV sistemu priključenom na distributivnu mrežu.

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

- Optimalna integracije 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 rješenja 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 primjenjeni su optimizacioni metodi baziranih 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 razmatra se i u realnim mrežama iz distributivnog sistema Crne Gore.

1.3. Organizacija disertacije

Pored uvodnog, ova doktorska disertacija sadrži devet poglavlja i X 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 komponenta i tehnika upravljanja PV sistemima. U ovom poglavlju su izloženi 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 ovom poglavlju izložena je 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 poglavlja napravljen je 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 definisani su osnovni pojmovi i indikatori kvaliteta električne energije. Izložena je teorija viših harmonika, sa posebnim osvrtom na izvore viših hamonika u savremenim distributivnim mrežama. Takođe, opisane su tehnike eliminacije viših harmonika sa akcentom na različite konfiguracije pasivnih harmonijskih filtera. Poglavlje 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 savremnim EES-ima. U okviru prve cjeline opisane su optimizacione 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 – *Graviational Search Algorithm*), GWO i BAT algoritam.

U Poglavlju 6 predložena je nova metoda za proračun harmonijskih tokova snaga u savremenim distributivnim mrežama. Na početku napravljen je pregled konvencionalnih metoda proračuna harmonijskih tokova snaga. Nakon izlaganja modela komponenti distributivne mreže na višim učestanostima izložena je matamatička formulacija proračuna novopredloženom metodom. Verifikacija tačnosti proračuna 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 pažna posvećenja je modelu PV sistema na višim uestanostima i eksperimentalnom određivanju spektra komercijalnog PV invertora. Simulacija predloženog metoda 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 metoda. Nakon pregleda metodologije optimizacije i definisanja matematičkog modela optimizacionog problema, pažna je usmjerena na određivanje spektra PV invertora na osnovu terenskih mjerenja na komercijalnom PV sistemu i definisanju modela D-SVC na višim učestanostima. Verifikacija predloženog metoda izvršena je na IEEE testnoj i realnoj distributivnoj mreži sa integrisanim PV sistemima, gdje su uporedno sa rezultatima optimalno lociranih i dimenzionisanih D-SVC prikazani i rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja SC.

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

U Poglavlju 10 napravljen je pregled disertacije, izložena su završna rezmatranja i diskutovani budući pravci istraživanja.

Poglavlje 2

Fotonaponski sistemi u savremenim distributivnim mrežama

U ovom poglavlju biće opisani fotonaponski sistemi priključeni na distributivnu mrežu. Na početku napravljen je osvrt na proces razvoja savremenih distributivnih mreža. Posebna pažnja u ovom poglavlju biće posvećena sastavnim elementima fotonaponskog sistema, sa posebnim akcentom na: konfiguracije fotonaponskih sistema, topologije energetskih pretvarača i načine upravljanja. Na kraju poglavlja napravljen je osvrt i na standarde, zakonske regulative i procedure koji su neophodni 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 i prstenasta, većina distributivnih mreža ima radijalnu strukturu usljed isplativosti i jednostavnosti u pogledu planiranja, dizajna i zaštite [71]. Distributivne mreže karakterišu srednji i niski naponski nivoi, pri čemu su u Crnoj Gori zastupljenje distributivne mreže nazivnih napona: 0.4 kV, 10 kV, 20 kV i 35 kV.

Prema konvencionalnom ustrojstvu elektroenergetskog sistema (EESa), električna energija se proizvodi u proizvodnim jedinicama velikih instalisanih snaga (termoelektrane i hidroelektrane), nakon čega podsredstvom podsistema prenosa i distribucije dolazi do potrošača [72]. U ovakvoj strukturi EESa distributivna mreža ima pasivnu ulogu, sa predefinisanim tokovima snaga od distributivne trafostanice do

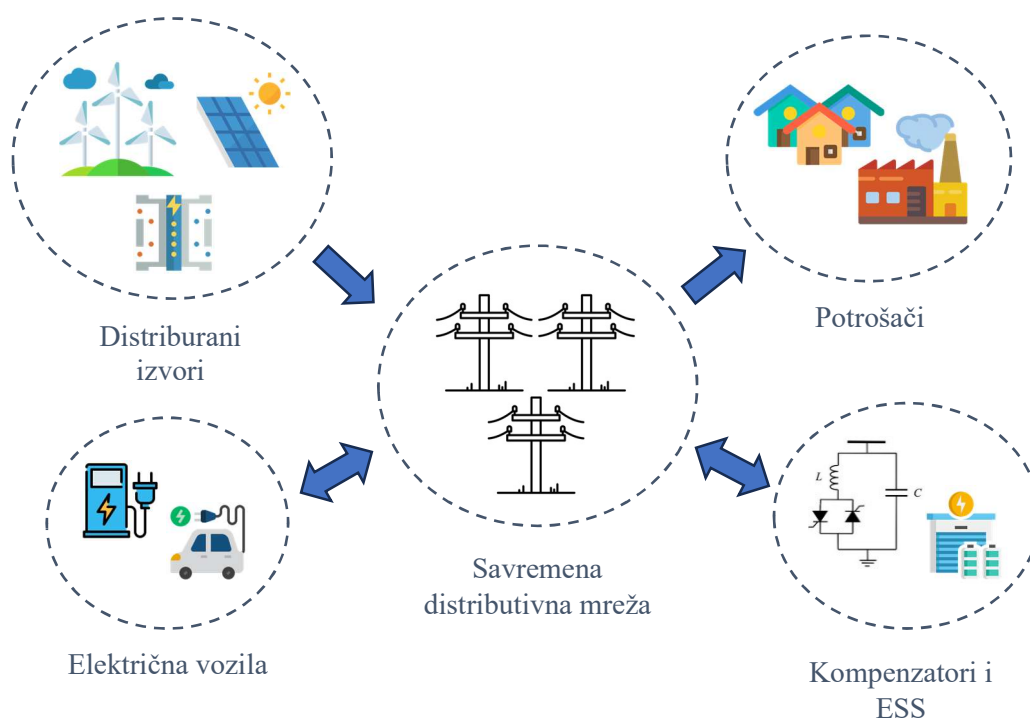
potrošača. Ipak, razvoj čovječanstva doveo je do novih poteškoća i preispitivanja konvencionalne strukture EESa. Iscrpnost fosilnih goriva kao dominantnog izvora u proizvodnji električne energije i saobraćaju, kao i njihov negativan uticaj na životnu sredinu povezani sa visokim stepenom emisije CO₂, motivisali su tranziciju ka obnovljivim izvorima električne energije. Elektrifikacija saobraćaja i rastuća potražnja za električnom energijom zahtevaju efikasnija rešenja 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 distribuiranih izvora električne energije (eng. *Distributed Energy Resources* – DES). DES 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 DES 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 svremenih distributivnih mreža zauzimaju DES bazirani na obnovljivim izvorima, sa posebnim akcentom na izvore bazirane na energije sunčevog zračenja (fotonaponski sistemi) i kinetičkoj energiji vjetra (vjetroatregati) [75]. Iako fotonaponski sistemi i vjetroatregati zbog nulte emisije CO₂ uzimaju primat među tehnologijama DES, značajne oscilacije proizvodnje iz ovih izvora, uslovljeni naglim promjenama u vremenskim prilikama, mogu dovesti do problema u funkcionisanju distributivne mreže, naročito u pogledu oscilacija snage i pogoršanja naponskih prilika.

Uzimajući u obzir povećavanje instalisanog kapaciteta DES u distributivnim mrežama i njihov interminantan karakter proizvodnje, neophodna je primjena dodatnih mjera za efikasniju distribuciju električne energije. Rješenja čija se primjena u distributivnim mrežama intezivno istražuje uključuju integraciju uređaja za skladištenje električne energije (eng. *Energy Storage Systems* – ESS) 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 uslovljeni su trendovima u elektrifikaciji saobraćajnog sektora. Naime, za uspješnu primjenu električnih vozila neophodna je dostupnost stanica

za punjenje, čiju integraciju na distributivnu mrežu prate mnogobrojni izazovi, ali i potencijalni benefiti po performanse sistema [76].

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



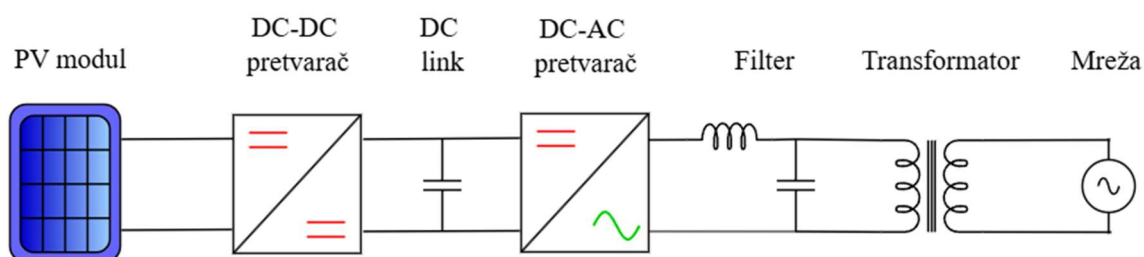
Slika 2.1. Struktura savremene distributivne mreže.

2.2. Fotonaponski sistemi

Fotonaponski (PV) sistemi predstavljaju integrisan skup PV modula, energetskih 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 proizvedene električne energije 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 se vezuje 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 stringova AC naponu i struji mreže na kojoj se vrši priključenje. Neke konfiguracije PV sistema sadrže 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 propisane 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].



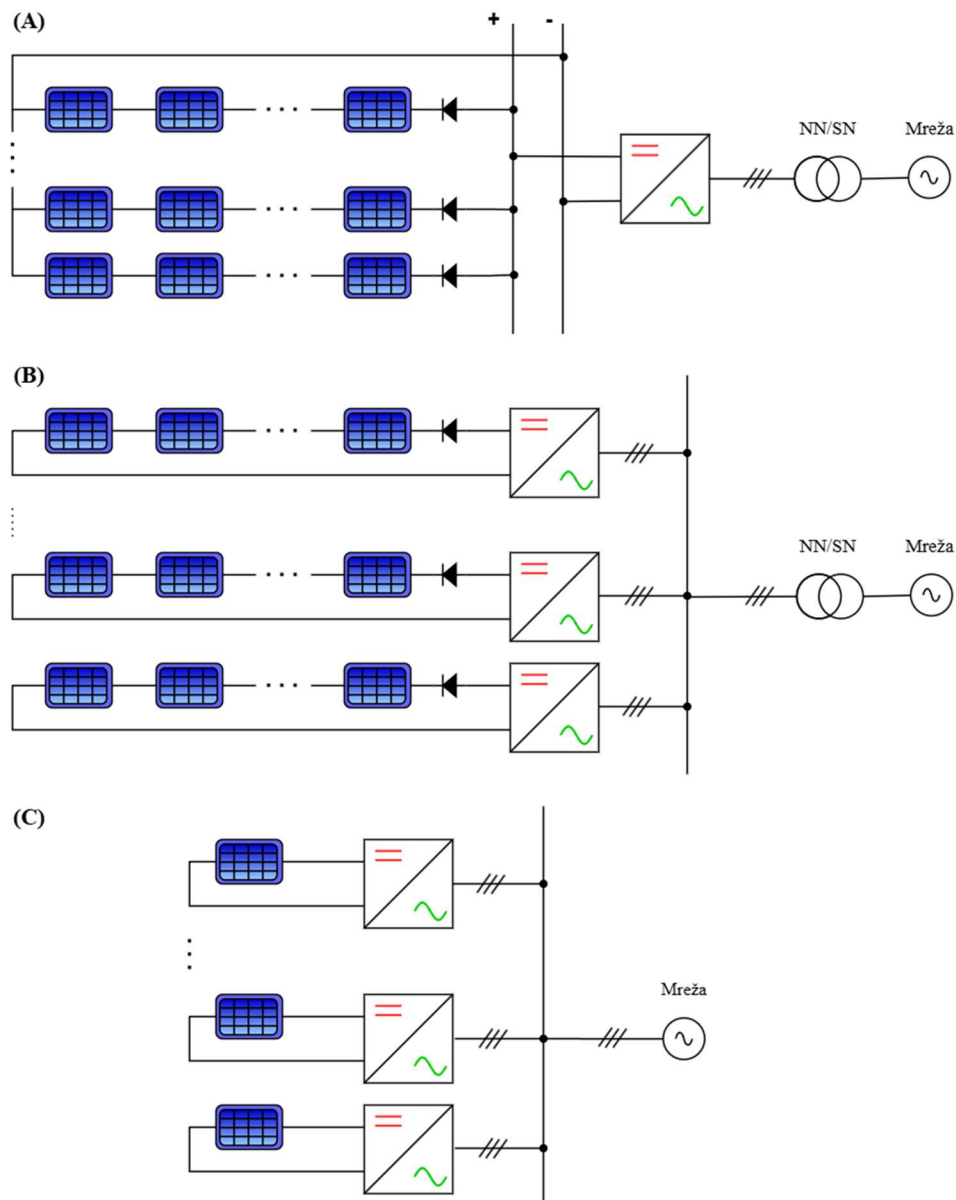
Slika 2.2. Elementi PV sistema priključenog na mrežu.

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 konfiguracija 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 godišnu proizvodnju PV sistema. Konfiguracija PV sistema sa centralnim invertorom se pretežno 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 se na svakom DC ulazu obezbjeđuje 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 za formiranje modularnih PV sistema većih instalisanih snaga [78].

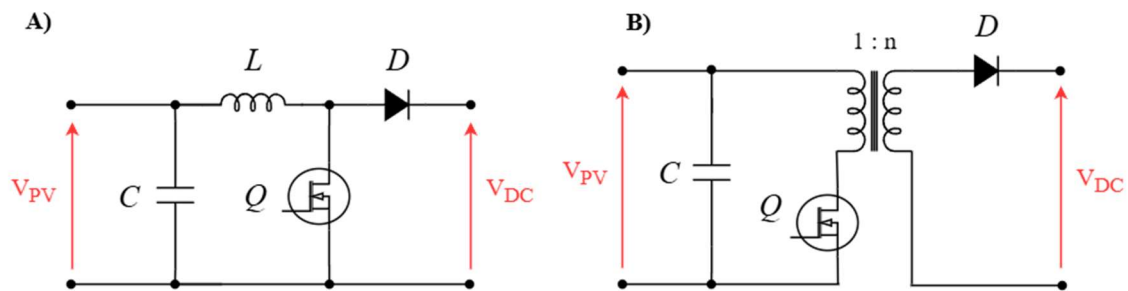
Na slici 2.3.c, prikazana je modularna konfiguracija kod koje svaki PV panel ima integrisan mikroinverter, čime se ostvaruje potpuna superiornost u pogledu MPPT. Ipak, navedenu konfiguraciju odlikuje najveća cijena investicije. S obzirom da je inverter integrisan u sklopu PV modula, navedena konfiguracija se pretežno koristi za sisteme manjih instalisanih snaga koji su direktno priključeni na NN mrežu. Mikroinvertori mogu biti trofazni i monofazni. Iako je većina integrisanih mikroinvertora monofazna, isti ne mogu prenijeti veliku snagu i ta snaga pulsira dvostrukom nazivnom učestanošću [79]. Navedeni problemi su riješeni primjenom trofaznih mikroinvertora, ali uz veća vrijednost 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.

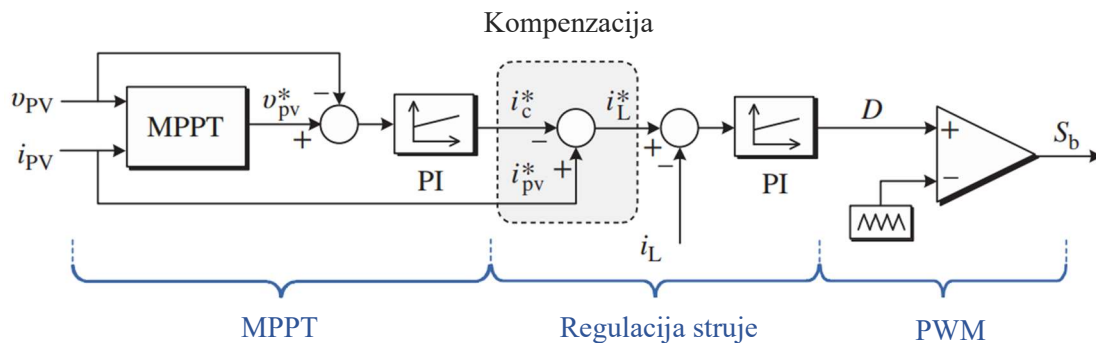
2.2.2.1. DC-DC pretvarači

DC-DC pretvarači se najčešće 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 PV sistema [78]. Sve različite topologije DC-DC pretvarača koji se primjenjuju u svremenim PV sistemima mogu se svrstati u jednu od dvije kategorije: „Boost“ i „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}^*). Detaljnije osvrt o MPPT algoritmima izložen je u nastavku poglavlja. PI regulator u MPPT cjelini služi za generisanje referentne vrijednosti struje kondenzatora (i_C^*), dok se njenim oduzimanjem od i_{PV} dolazi do referentne vrijednosti struje kalema (i_L^*). Greška u stvarnoj i referentnoj vrijednosti struje kalema prosljeđuje se u PI regulatoru strujne petlje, koji na izlazu generiše željeni faktor ispunjenosti Boost pretvarača (D). Faktor D se dalje koristi za generisanje PWM (*Pulse Width Modulation*) impulsa za kontrolu uključenja/isključenja poluprovodničkog prekidača Q (slika 2.4.a).

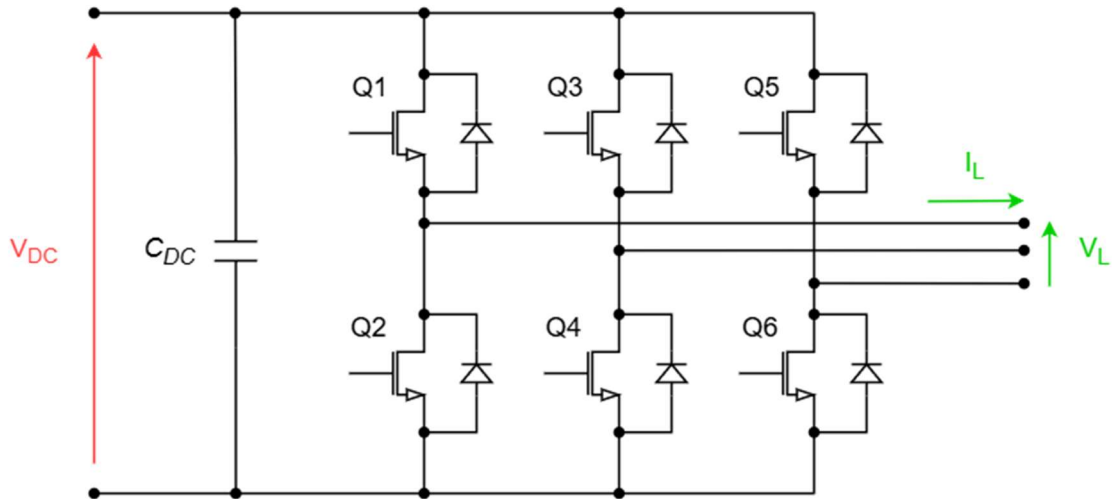


Slika 2.5. Regulaciona petlja DC-DC pretvarača [80].

2.2.2.2. DC-AC pretvarači

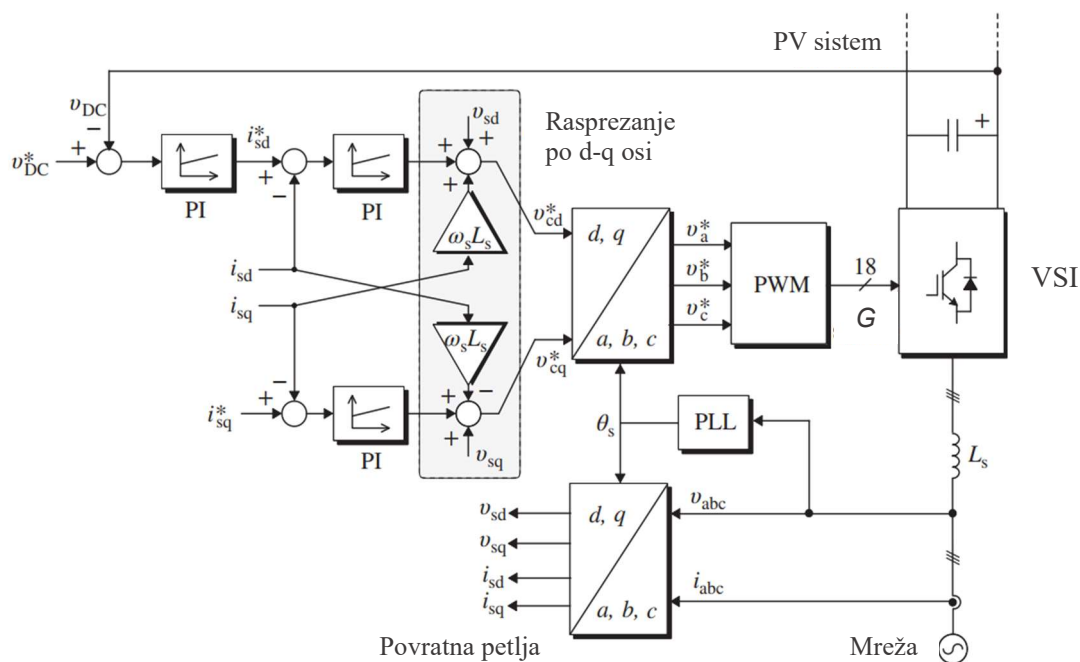
DC-AC pretvarač, odnosno PV inverter, služi za kontrolu aktivne i reaktivne snage PV sistema, sinhronizaciju sa mrežom i zaštitu. Dodatno, kod multistring i centralizovanih konfiguracija, gdje je često odsustvo DC-DC pretvarača, PV inverter obavlja funkciju MPPT. Topologija DC-AC pretvarača koja je dominantna u PV

inverterima je dvostepeni trofazni naponski inverter (VSI – *Voltage Source Inverter*), dok je moguća primjena i trostepenog trofaznog VSI [78]. Električno kolo dvostepenog trofaznog VSI prikazano je na slici 2.6.



Slika 2.6. Električno kolo dvostepenog trofaznog VSI.

Regulacija trofaznih VSI najčešće se izvodi primjenom naponski orijentisanog upravljanja (VOC – *Voltage-Oriented Control*), čija je regulaciona petlja prikazana na slici 2.7. VOC se bazira na kaskadnoj upravljačkoj petlji, gdje spoljna petlja služi za formiranje referenci struja po d-osi (i_{sd}^*) i q-osi (i_{sq}^*) sinhrono rotirajućeg koordinatnog sistema. Referentne struje i_{sd}^* i i_{sq}^* služe za regulaciju aktivne i reaktivne snage PV sistema, respektivno [80]. U unutrašnjoj petlji vrši se raspregnuto upravljanje pomoću PI regulatora, koji na svom izlazu daju referentne napone po d-osi (v_{cd}^*) i q-osi (v_{cq}^*). Primjenom Parkovih transformacija, naponi v_{cd}^* i v_{cq}^* se transformišu u referentne vrijednosti faznih napona v_a^* , v_b^* i v_c^* , na osnovu kojih se u PWM bloku generišu upravljački impulsi poluprovodničkih prekidača Q1-Q6 (slika 2.6). Povratna sprega u VOC ostvaruje se mjerenjem faznih struja i napona na izlazu VSI, i njihovom transformacijom u d-q koordinatni sistem. Dodatno, na izlazu PI regulatora unutrašnje petlje vrši se unakrsna kompenzacija korišćenjem struja po d-q osi (slika 2.7). Korišćenjem PLL bloka na osnovu faznih napona određuje se ugao vektora napona mreže (θ_s) koji je neophodan za sinhronizaciju VSI.



Slika 2.7. Regulatorna petlja dvostepenog trofaznog VSI [80].

2.2.3. Upravljanje fotonaponskim sistemima

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

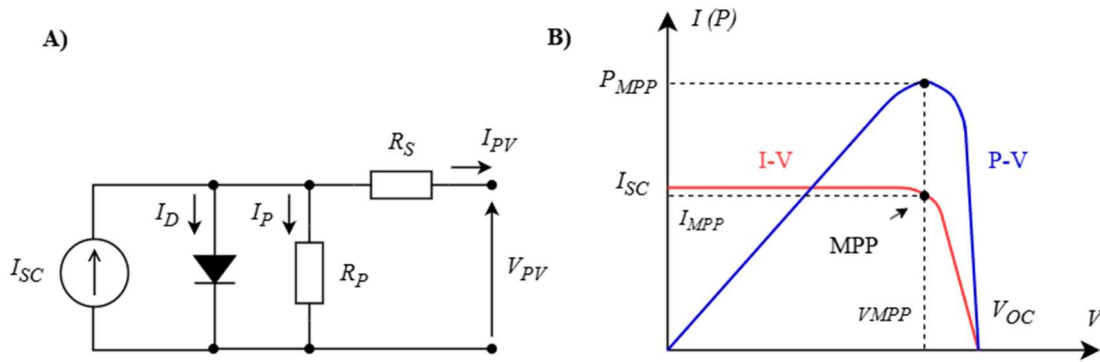
- praćenje tačke maksimalne snage,
- fleksibilna regulacija aktivne snage, ili
- regulacija reaktivne snage,

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 se definiše sljedećim izrazom [81]:

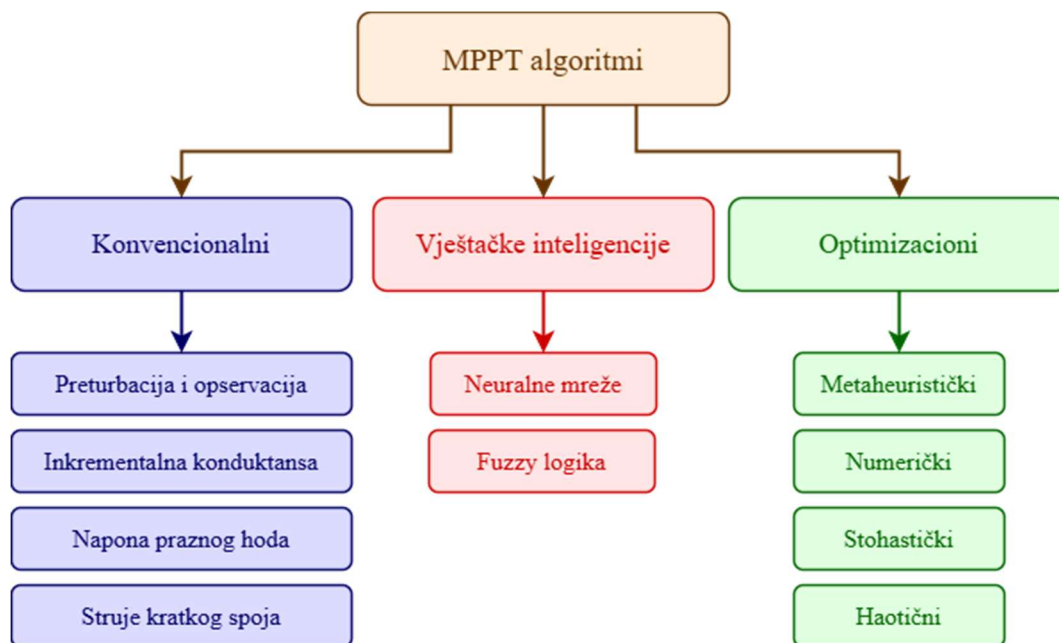
$$I_{PV} = I_{SC} - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q \cdot (V_{PV} + I_{PV} \cdot R_s)}{k \cdot T}} - 1 \right] - \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} \cdot R_s}{R_p} \right), \quad (2.1)$$

gdje su: I i V napon i struja na izlazu PV ćelije, respektivno; I_{SC} je struja kratkog spoja PV ćelije; I_0 struja zasićenja diode; R_s i R_p serijska i paralelna otpornost ćelije, respektivno; T temperatura modula; $q = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{C}$ naelektrisanje elektrona; $k = 1.381 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$ Bolcmanova konstanta. 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 (eng. *Maximum Power Point* – MPP) (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 (b) I-V i P-V karakterisitika.

MPPT upravljanjem vrši se kontrola energetskih DC-DC ili DC-AC pretvarača, tako da se radna tačka sistema poklopi u MPP čime se osigurava optimalna ekspolacija za zadate vremenske uslove. Za to je potreban MPPT algoritam, koji će na osnovu izmjerenih vrijednosti napona i struje PV sistema dati referencu DC napona koju treba postići na izlazu PV stringa kako bi se ostvarila maksimalna proizvodnja. Razni MPPT algoritmi predloženi su u literaturi, i razlikuju se prema hardverskoj implementaciji i performansama pod različitim uslovima rada PV sistema: ravnomjerno raspoređena insolacija, parcijalno zasjenčenje, itd. [79]. Na slici 2.9 grafički je predstavljena 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 preturbacije i opservacije (eng. *Perturb and Observe* – P&O) zasniva se na podešavanju reference napona tako da se postigne nulta vrijednost izvoda snage po naponu, odnosno maksimum P-V krive. Iako je P&O najjednostavniji za implementaciju odlikuje ga spora konvergencija pri promjenjivoj insolaciji [79]. Algoritam inkrementalne konduktanse (eng. *Incremental Conductance* – InC) je zasnovan na istom principu. Međutim, kod ovog algoritma referenca napona se definiše prema vrijednosti izvoda struje po naponu. Iako, InC algoritam ne zahtjeva iterativni proračun snage PV sistema, performanse u slučaju ravnomjerne i promjenjive insolacije su identične kao i kod P&O [79]. Algoritmi konstatnog napona praznog hoda i struje kratkog spoja zasnovani su na pretpostavici da je odnos napona praznog hoda (V_{OC}), odnosno struje kratkog spoja (I_{SC}), i maksimalne snage konstantan. Upravljački algoritam za kratko vrijeme dovodi PV sistem u režim praznog hoda ili kratkog spoja, te se na osnovu izmjerenih vrijednosti V_{OC} i I_{SC} proračunava maksimalna snaga. Prednost ovih algoritama je što zahtjevaju po jedan naponski, odnosno strujni senzor. Međutim, prekidanje proizvodnje dovođenjem sistema u režim praznog hoda ili kratkog spoja znači gubitak snage [79]. Dodatnu grešku unosi pretpostavka da je odnosno V_{OC} , odnosno I_{SC} , i maksimalne snage konstantan.

U uslovima neravnomjerne raspodjele insolacije i parcijalnog zasjenčenja oblik P-V karakteristike je takav ako da su pored globalnog maksimuma snage prisutni i lokalni maksimumi [80]. Stoga se predlaže primjena naprednih optimizacionih tehnika i vještačke inteligencije koje značajno unapređuje MPPT. Fuzzy logika zasnovana je na integraciji ljudskog iskustva i lingvističkih izraza u procesu upravljanja. Značajnu prednost fuzzy logičkih MPPT algoritama predstavlja jednostavnost iskaza koji se koriste u procesu donošenja odluke [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, sa ciljem predikcije izlaza na osnovu zadatog ulaza. Ukoliko se neuralne mreže primjenjuju za MPPT nepohodno je njihovo ponovno treniranje s obzirom na promjene vremenskih uslova kao i karakteristika PV modula [82]. Metahuristički algoritmi inispirisani su prirodnim procesima i predstavljaju popularna rješenja u naučnoj literaturi. Stohastički algoritmi zasnovani su na primjeni slučajnih brojeva, dok haotični algoritmi koriste rekurzivne funkcije i niz slučajno generisanih brojeva koji predstavljaju potencijalne radne tačke sistema. Praktična primjena metahurističkih, stohastičkih i haotičnih algoritama je diskutabilna usljed kompleksnosti, dok korišćenje slučajnih brojeva negativno utiče na konvergenciju [79]. Numerički MPPT algoritmi poput „podjele trouglova“ (DIRECT), ne zathjevaju računanje izvoda snage, odnosno struje po naponu, što značajno olakšava praktičnu implementaciju [79].

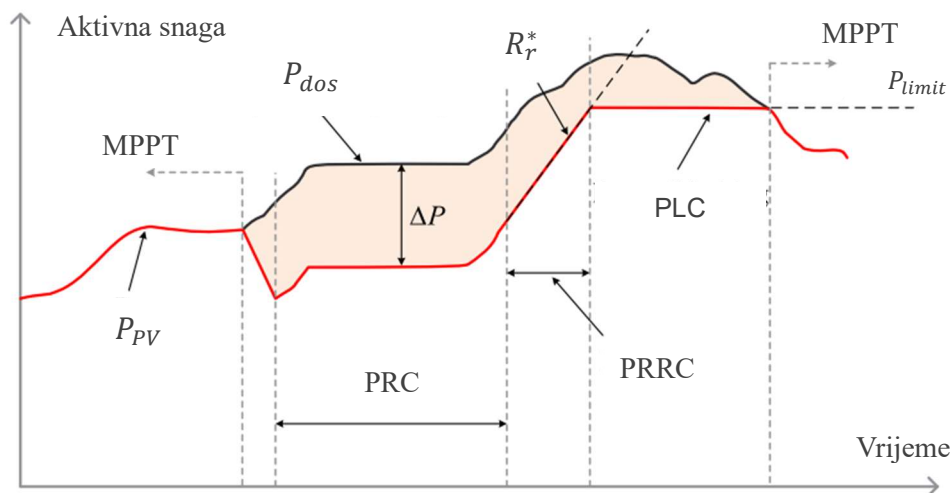
2.2.3.2. Fleksibilna regulacija aktivne snage

Iako MPPT upravljanje osigurava maksimalnu proizvodnju, ukoliko aktivna snaga PV sistema značajno prelazi nivo konzuma distributivne mreže, moguća je pojava porasta napona [78]. Porast napona je dodatno izražen u distributivnim mrežama sa visokim stepenom penetracije PV sistema. Dodatno, u konvencionalnoj strukturi EES, frekvencija se reguliše kroz regulaciju aktivne snage u upravljivim izvorima kao što su gasne elektrane i termoelektrane. U savremenim distributivnim mrežama, integrisani PV sistemi nemaju takav nivo upravljivosti, te se poremećaji u frekvenciji najčešće otklanjaju isključivanjem sa mreže [83]. Međutim, istovremeno isključenje većeg broja PV sistema u uslovima poremećaja u frekvenciji dovelo bi do naglog gubitka velike vrijednosti aktivne snage i dodatnog narušavanja stabilnosti distributivne mreže.

Prethodno navedene probleme moguće je riješiti uvođenjem fleksibilne regulacije aktivne snage PV sistema. Ovakav tip regulacije moguće je ostvariti 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}),
- **Upravljanje nagibom-promjenom aktivne snage** (PRRC – *Power Ramp-Rate Control*) – maksimalna promjena, odnosno nagib, aktivne snage ograničen je na zadatu vrijednost (R_r^*),
- **Upravljanje rezervom snage** (PRC – *Power Reserve Control*) – vrijednost aktivne snaga PV sistema se reguliše ispod dostupne snage (P_{dost}) kako bi se ostvarila rezerva (ΔP).

Metode fleksibilne regulacije aktivne snage grafički su prikazane na slici 2.10. Uvođenjem koncepta fleksibilne regulacije aktivne snage PV sistem, pored postizanja maksimalne proizvodnje, omogućava se i podrška distributivnoj mreži u pogledu regulacije napona i frekvencije. Međutim, praktična realizacija navedenog upravljanja zahtjeva naprednu infrastrukturu za monitoring i komunikaciju [78].



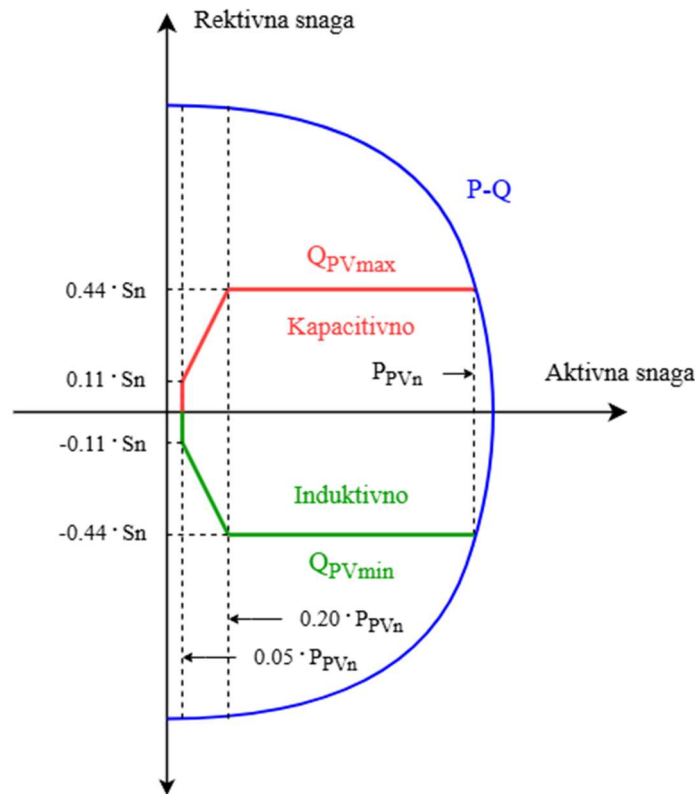
Slika 2.10. Tehnike fleksibilnog upravljanja aktivnom snagom PV sistema [83].

2.2.2.3. 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 shodno sljedećoj karakteristici [35]:

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

gdje su P_{PVn} i S_{PVn} 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 se vrši sa ciljem postizanja konstantne reaktivne snage, odnosno faktora snage ($\cos \varphi$),
- **$\cos \varphi$ regulacija** – PV sistem radi sa 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 za regulaciju reaktivne snage je jednostavnost implementacije, uzimajući u obzir da se regulacija ostvaruje na osnovu lokalnih parametara čija su mjerenja lako dostupna PV invertoru. Međutim, prethodno opisane metode za regulaciju reaktivne snage mogu se koristiti isključivo za lokalnu regulaciju napona, čime izostaje mogućnost korišćenja reaktivnih kapaciteta PV invertora za globalno poboljšanje naponskih prilika ili smanjivanje gubitaka u prenosu [85].

Metode centralizovane regulacija reaktivne snage koriste komunikacione kanale za prikupljanje podataka sa više različitih tačaka u distributivnoj mreži, nakon čega se korišćenjem optimizacionih tehnika dolazi do optimalne raspodjele reaktivne snage među PV invertorima [85]. Na ovaj 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 komunikacijom infrastrukturom, potreba za preciznim podacima o parametrima distributivne mreže i konstatne računске 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 da bude u skladu sa važećim standarima i zakonskim regulativama za priključenje DER. Cilj standarda i zakonskih regulativa koje se bave priključenjem DER na distributivnu mrežu je da omoguće priključenje proizvodnih kapaciteta od strane operatora distributivnog sistema (ODS) ili kupca-proizvođača, vodeći računa o očuvanju normalnog rada distributivne mreže. U nastavku poglavlja napravljen je osvrt na važeći svjetski standard IEEE 1547-2018 i IEC 61727-2004 i važeće zakonske regulative u Crnoj Gori.

2.3.1. Standard IEEE 1547-2018

IEEE 1547-2018 standard izdat, od strane Instituta elektrotehničkih i elektroničarskih inženjera (eng. *Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE*), definiše uslove za interkonekciju distributivne mreže i DER [35]. Tehničke specifikacije i uslovi za priključenja definisane u okviru IEEE 1547-2018 predstavljaju univerzalna pravila koja su dovoljna za većinu aplikacija, dok su dodatni uslovi neophodni u slučaju većeg stepena penetracije DER.

Prema IEEE 1547-2018 ukoliko se DER priključuje na srednjenaponsku distributivnu mrežu prikladan nivo napon diktira konfiguracija i nominalna vrijednost napona mreže, dok se u slučaju DER priključenih na niskonaponsku distributivnu mrežu prikladan nivo napona određuje na osnovu niskonaponskog sekundara energetskog transformatora. Minimalne i maksimalne vrijednosti napona, odnosno frekvencije, na kojima se dozvoljava interkonekcija između DER i mreže date su u Tabeli 2.1. IEEE 1547-2018 standard takođe definiše i uslove neophodne za sinhronizaciju DER i mreže. Suštinski, paralelan rad distributivne mreže i DER dozvoljen je ukoliko se napon u tački priključka neće promijeniti 3%, u slučaju priključenja na srednjenaponsku distributivnu mrežu, odnosno 5% u slučaju priključenja na niskonaponsku distributivnu mrežu. Dozvoljena odstupanja napona (ΔV), frekvencije (Δf) i faznog stava ($\Delta \theta$) između mreže i DER, prije sinhronizacije, za različite instalisane snage, dati 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 je ispunjavanje tehničkih kriterijuma u uslovima prestanka napajanja. Prema standardu IEEE 1547-2018, u slučaju prestanka 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 izolovanom dijelu 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 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 i smjernice u pogledu: neophodnih zaštita DER, opreme za komunikaciju i monitoring, ispitivanja i verifikacije, mogućnosti regulacije napona (Poglavlje 2.2.2.3) i uticaju DER na kvalitet električne energije (Poglavlje 4).

Tabela 2.2. Dozvoljenja 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 elektrotehničarske komisije (eng. *International Electrotechnical Commission* – IEC), i definiše karakteristike priključka PV sistema na niskonaponsku distributivnu mrežu [86]. Navedeni standard se primjenjuje za sisteme instalisane snage do 10 kVA, pri čemu su obuhvaćeni i trofazni i monofazni priključci.

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

Prema IEC 61727-2004 ukoliko dođe do nestanka napajanja u distributivnoj mreži, usljed kvara ili isključenja napojnog voda u cilju održavanja, ne dozvoljava se injektiranje struje od strane PV sistema kako bi se spriječio ostvrski režim rada. Dodatno, ukoliko je

snaga PV sistema ispod 1 kW, nije neophodno fizičko odvajanje PV invertora sa distributivne mreže.

Standard IEC 61727-2004 jasno definiše odziv PV sistema u slučaju poremećaja u naponu i frekvenciji sistema. Ukoliko napon u tački priključka odstupa od definisanog limita, PV inverter će isključiti sistem sa mreže. U Tabeli 2.3 definisani su naponski opsezi u tački priključka i odgovarajuće vrijeme isključenja sistema sa mreže. Bitno je istaći da se određeno vremensko odlaganje isključenja uvodi kako bi se eliminisao neoptreban odziv na kratotrajne poremećaje napona u mreži. Dodatno, 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. Takođe, ukoliko je došlo do isključenja, PV sistem neće biti konektovan na mrežu od 20 s do 5 min nakon što se napon ili frekvencija vrate u normalni 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 bazirani su na konceptu kupac-proizvođač. Konkretno, PV sistemi se ugrađuju na krovnim konstrukcijama komercijalnih ili objekata stanovanja dok se priključak vrši na niskonaponskoj distributivnoj mreži. U skladu sa Članom 62 *Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora* (Sl.list CG br. 82/2024), instalisana snaga PV sistema ne smije preći instalisanu snagu objekta. Navedeni član zakona navodi da ODS ima pravo utvrđivanja pojednostavljenog postupka za priključenje PV sistema instalisane snage do 16 kW ili 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 priključka na distributivnu mrežu i izrađuje elaborat o uticaju DES na distributivnu mrežu. Sljedeći korak je izdavanje uslova za priključenje od strane ODS-a. Uslovi za priključenje DES 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 uključuju: vrstu, način i mjesto priključka (spojno mjesto, rastavno mjesto, itd.), trase, naponski nivo i tip priključnog voda i energetske objekata,
- **Posebni uslovi** – definišu se u slučaju kada se DES ne može direktno priključiti 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 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 stavu 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

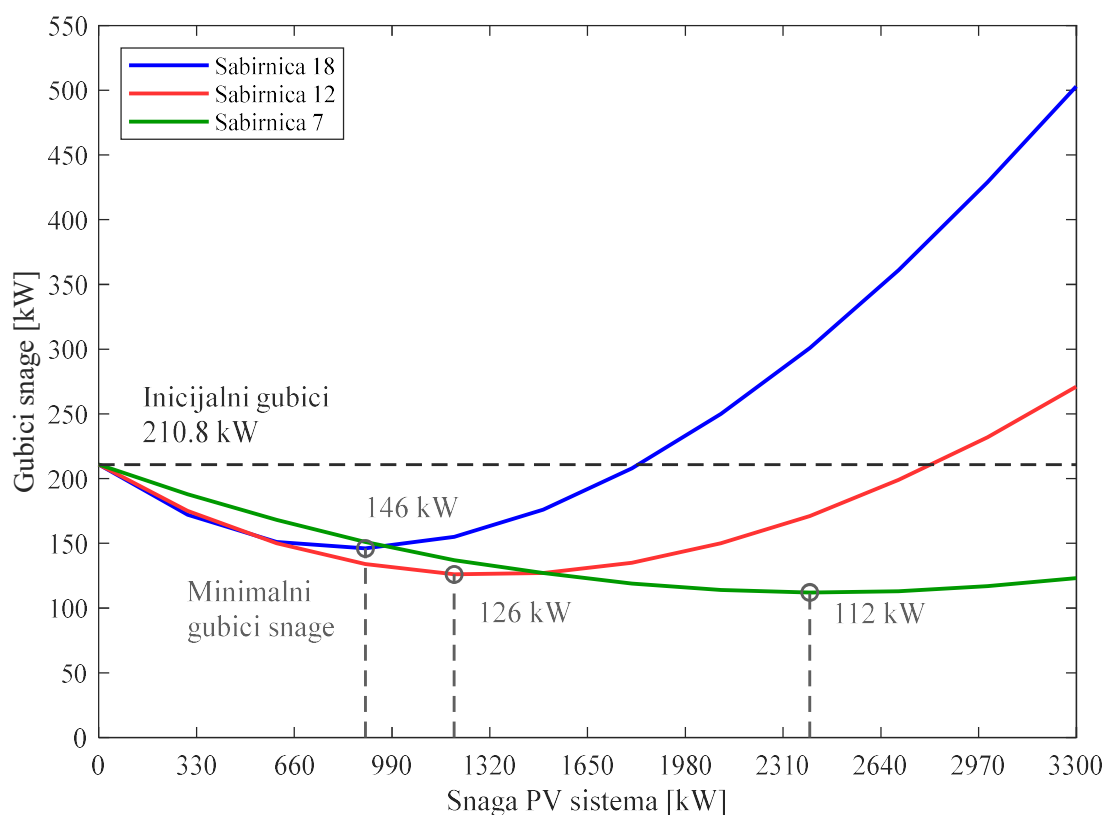
U nastavku poglavlja biće analiziran uticaj PV sistema na gubitke i naponske prilike u distributivnoj mreži. Konkretno, analiziraće se uticaj na gubitke i naponske prilike u slučaju različite vrijednosti instalisanih snaga i mjesta priključenja (lokacije) PV sistema. Dodatno, biće analizirana mogućnost regulacije napona primjenom PV invertora. U svrhi toga, 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 različite sabirnice 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 prikazan je na slici 2.12. Grafički prikaz gubitaka na slici 2.12 jasno ukazuje da povećavanje instalisane snage PV sistema na zamatranim lokacijama dovodi do smanjenja gubitaka. U određenoj tački postiže se vrijednost instalisane snage koja na određenoj lokaciji rezultira u minimalnoj vrijednosti gubitaka (slika 2.12). Tako priključenje PV sistema instalisane snage 900 kW u sabirnici 18 rezultira smanjenjem inicijalnih gubitaka za 30.7%. U slučaju PV sistema instalisane snage 1200 kW priključenog u sabirnici 17 inicijalni gubici su smanjeni 40.2%, dok priključivanjem 2400 kW PV sistema u sabirnici 7 smanjenje gubitaka iznosi 46.9%. Dalje povećavanje instalisane snage PV sistema dovodi to povećanja gubitaka, koji za određenu vrijednost snage PV sistema premašuju inicijalnu vrijednost (slika 2.12). Na slici 2.12, drastičan

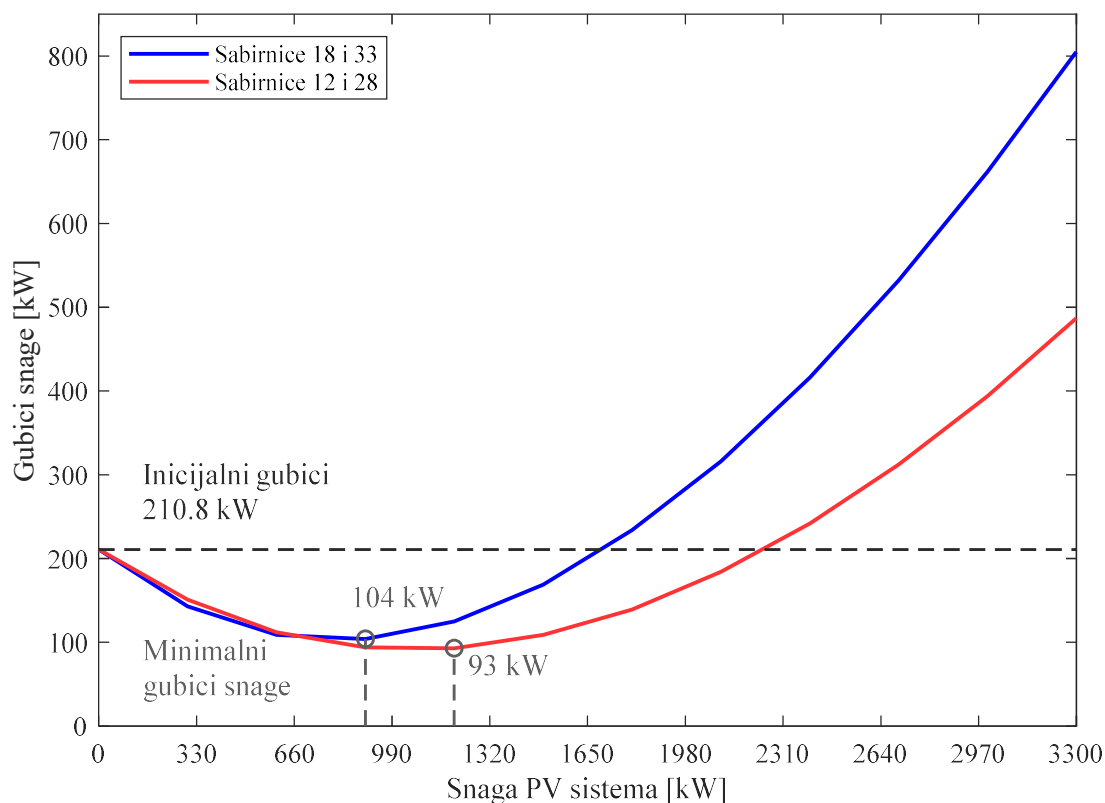
porast gubitaka sa povećanjem instalisane snage PV sistema javlja se u slučaju priključenja na sabirnicu 18. Za slučaj maksimalne instalisane snage od 3300 kW, gubici nakon priključenja PV sistema na sabirnicu 18 porasli su za 136.8%. Za PV sistem u sabirnici 12 porast gubitaka iznad inicijalne vrijednosti se javlja na značajno većim vrijednostima instalisane snage u odnosu na sabirnicu 18, dok je vrijednost gubitaka, za maksimalnu razmatranu snagu, porasla za 28.6%. Bitno je istaći da u slučaju priključenja PV sistema na sabirnicu 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 slučaj priključenja dva generatora na sabirnice 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 na slikama 2.12 i 2.13, uočavaju se sličnosti u pogledu zavisnosti gubitaka snage od lokacije i instalisane snage PV sistema. Bitno je istaći da u slučaju dva PV da je efekat smanjivanja gubitaka izraženiji u odnosu na slučaj

jednog PV sistema. Konkretno, u slučaju dva PV sistema instalisane snage 900 kW, priključenih u sabirnicama 18 i 33, inicijalni gubici su smanjeni za 50.6%, dok u slučaju 1200 kW PV sistema priključenih u sabirnicama 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 je manja 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 sledeći zaključci:

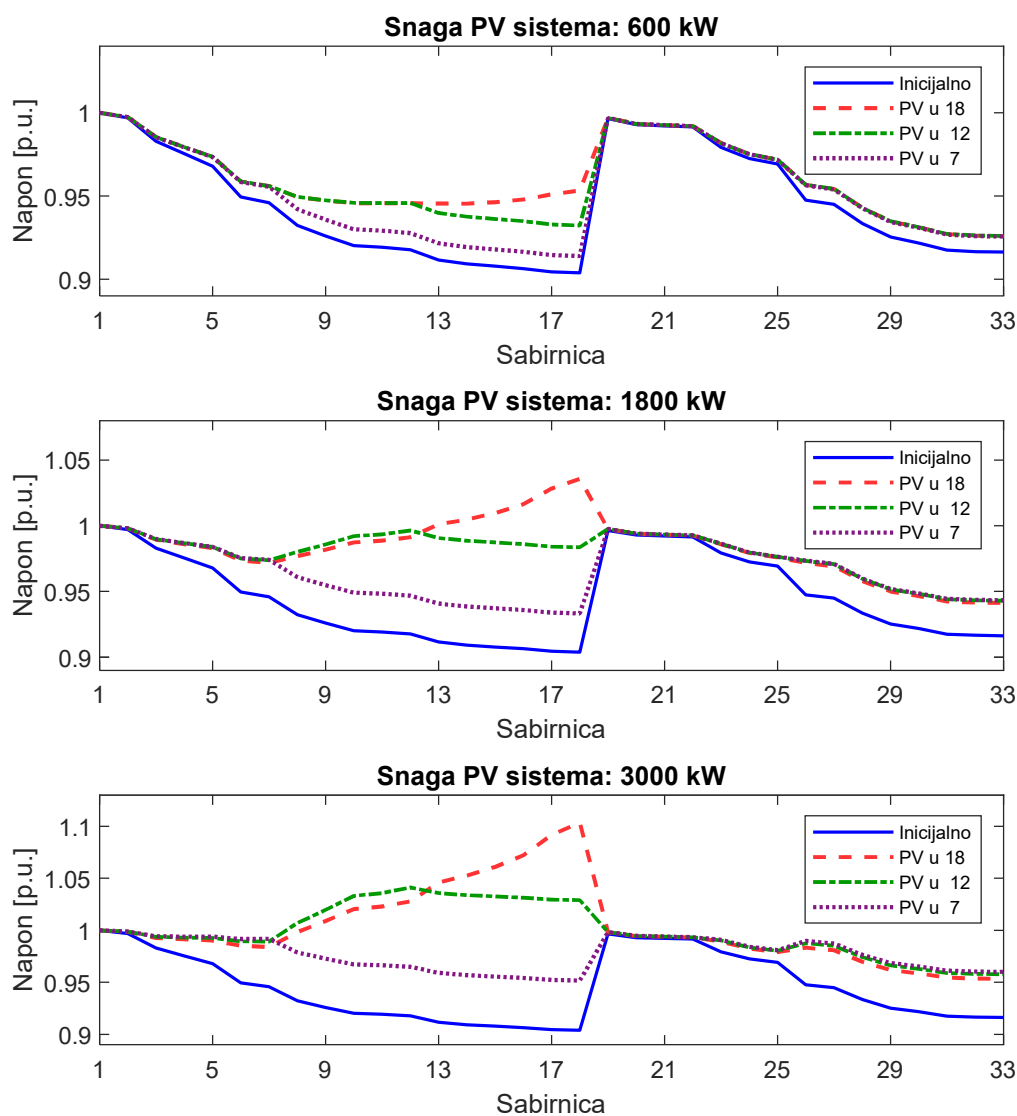
- Za određeni broj PV sistema moguće je ponaći lokaciju priključenja i instalisanu snagu koja će dovesti do minimalne vrijednosti gubitaka,
- Povećavanjem instalisane snage PV sistema moguće je dovesti do povećanja vrijednosti gubitaka, čak i preko inicijalne vrijednosti,

- Osjetljivost gubitaka na promjenu instalisane snage PV sistema je različita u zavisnosti na lokaciju priključenja,
- Povećavanjem broja PV sistema povećava se i 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

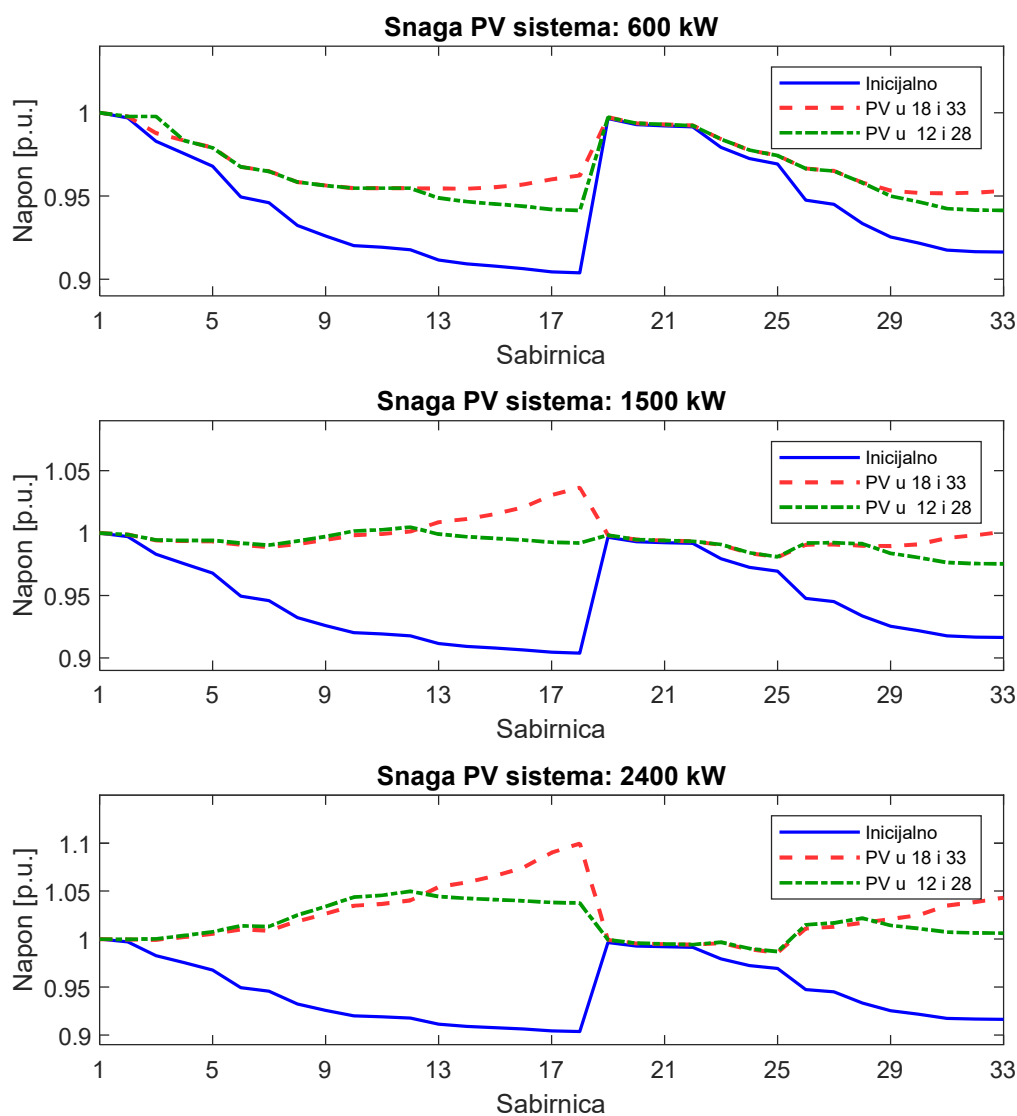
Analiza uticaja jednog PV sistema na naponske prilike u distributivnoj mreži sprovedena je kao i u prethodnom slučaju, razmatrajući priključenje sistema na sabirnice 7, 12 i 18. Takođe, razmatrana su tri različite vrijednosti instalisane snage PV sistema: 600 kW, 1800 kW i 3000 kW.

Grafički prikaz naponskih prilika IEEE 33-čorne mreže prije i nakon priključivanja 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 na sabirnicu 18 (slika 2.14). Shodno rezultatima na slici 2.14 najpovoljniji naponski profil mreže u slučaju PV sistema instalisane snage 1800 kW i 3000 kW ostavruje se priključenjem sistema na sabirnicu 12 i 7, respektivno. 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 najizraženije je u sabirnici 18, gdje u slučaju PV sistema 3000 kW napon dostiže gornju granicu +10% nominalne vrijednosti (slika 2.14). Nasuprot, grafički rezultati na slici 2.14 pokazuju da je osjetljivost napona na promjenu snage PV sistema najniža u sabirnici 7, gdje i u slučaju maksimalne razmatrane instalisane snage, naponi sabirnica ne prelaze nominalnu vrijednost. Bitno je istaći da je za poboljšanje naponskih prilika priključenjem PV sistema u sabirnici 18 potrebna tri puta manja snaga u odnosu na sistem priključen u sabirnici 12, odnosno 5 puta manja u slučaju sistema priključenog u sabirnici 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 sabirnicama 12 i 28, odnosno 18 i 33, prilikom čega su razmatrane tri vrijednosti instalisane snage oba PV sistema: 600 kW, 1500 kW i 2400 kW. Poređenjem rezultata na slikama 2.14 i 2.15 jasno je da se naponski profil mreže značajnije poboljšano priključenjem dva PV sistema. Optimalne naponske prilike postižu se priključenjem sistema instalisane snage 1500 kW na sabirnice 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 sabirnicama 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 ostaviti poboljšanje naponskog profila, pri čemu je navedeni efekat izraženiji u slučaju više PV sistema,
- Moguće je odrediti tačnu kombinaciju lokacije i instalirane snage koja će dovesti do optimalne vrijednosti napona sabirnica,
- Prilikom povećanja instaliranog kapaciteta PV sistema neophodno je voditi računa o eventualnom porastu napona izvan dozvoljenih granica.

2.4.3. Regulacija napona primjenom fotonaponskih sistema

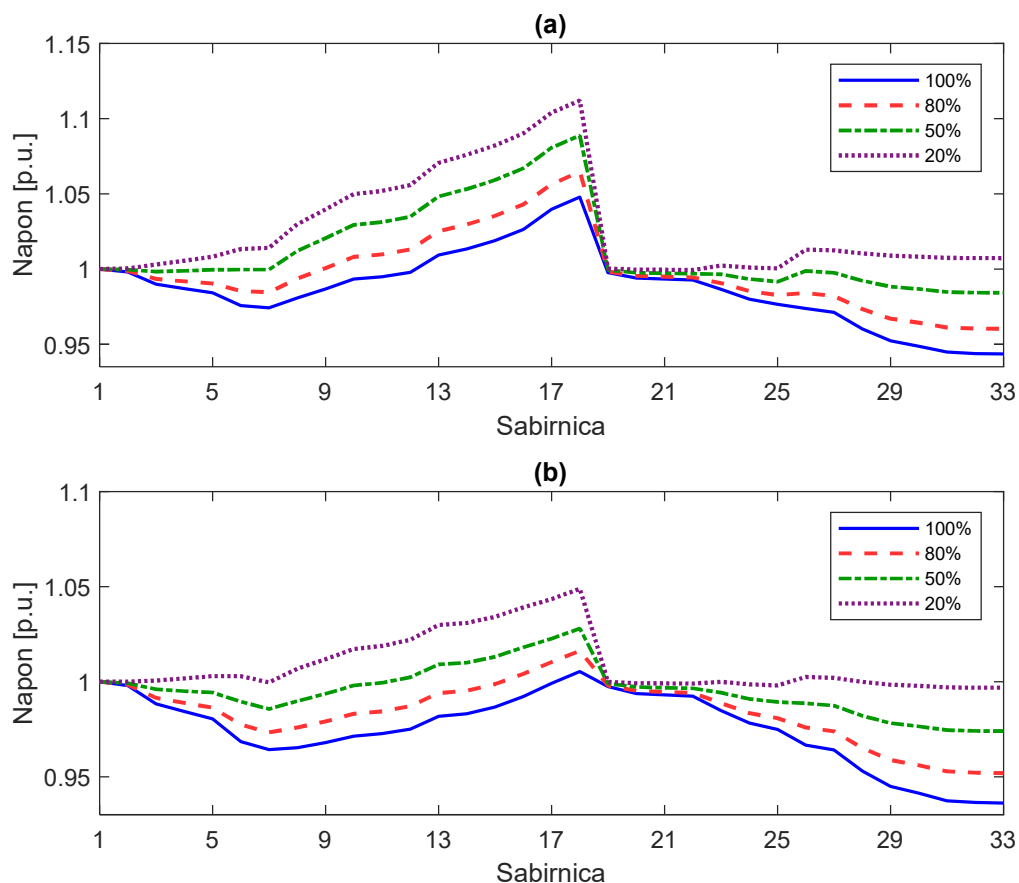
Kako što je prethodno konstatovano, značajan problem integracije PV sistema na distributivnu mrežu je pojava prenapona u slučaju visokog stepena penetracije PV a niske vrijednosti konzuma. U svrhi analize mogućnosti PV invertora za regulaciju napona u navedenim situacijama, pretpostavlja se PV sistem priključen na sabirnicu 18 koji injektira 2 MW aktivne snage. Analiziraće se uticaj dva režima rada PV invertora: MPPT i Volta-VAR. Prilikom implemetacije 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 nivoom 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 režim PV invertora gdje je: LF razmatrani nivo konzuma u procentu instalisane vrijednosti; Q_{PV} reaktivna snaga PV invertora; P_{loss} gubici aktivne snage; V_{div} devijacija 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, respektivno. 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 na 80% konzuma se 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 i devijacija napona pri različitim nivoima 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 27.6%, odnosno 37.1% u odnosu na reaktivnu snagu na 80 % konzuma (Tabela 2.4). Iako, apsorpcijom reaktivne snage iz mreže PV invertor značajno poboljšava naponske prilike, on predstavlja dodatno reaktivno opterećenje čime se povećavaju gubici u prenosu. Na osnovu rezultata u Tabeli 2.4, pod punim opterećenjem gubici u slučaju Volt-VAr režima PV invertora su se povećali za 42.4% u odnosu na slučaju MPPT režima. U Volt-VAr režimu, na 80% konzuma gubici su se povećali 51.3%, dok na 50% konzuma povećanje gubitaka iznosi 64.2% vrijednosti u MPPT režimu (Tabela 2.4). Konačno, pri 20% konzuma, apsorpcija reaktivne snage u Volt-VAr režimu doprinosi povećanju gubitaka snage od 52.4%.



Slika 2.16. Naponski profil za različite nivoe konzuma i PV invertorom u (a) MPPT (b) Volt-VAr režimu regulacije.

Na slici 2.16 prikazane su naponske prilike u mreži za različiti stepen konzuma u MPPT i Volt-Var režim PV invertora. Grafički rezultati pokazuju da ukoliko PV inverter radi u MPPT režimu, bez regulacije reaktivne snage, sa smanjenjem konzuma napon sabirnica značajno raste. Najnepovoljnije naponske prilike očekivano nastaju za slučaj kada konzum iznosi 20% instalisanog kapaciteta, gdje napon prelazi dozvoljeno ograničenje +10% (slika 3.16.a). Međutim, na slici 3.16.b jasno se uočava da ukoliko PV inverter radi u Volt-VAr režimu, čak i pri najnižem konzumu, napon sabirnica ne prelazi granicu +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, a pri čemu se obezbjeđuje maksimalna iskorisćenost 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 nastavlja sa 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 zahtjevaju i određenu količinu reaktivne energije. U najveće potrošače reaktivne energije ubrajaju se:

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

Proizvođači reaktivne energije kao što su:

- sinhroni generatori,
- sinhroni komenzatori,
- neopterećeni ili slaboopterećeni 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 ostavruje se niz benefita po 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 funkcionisanje 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].

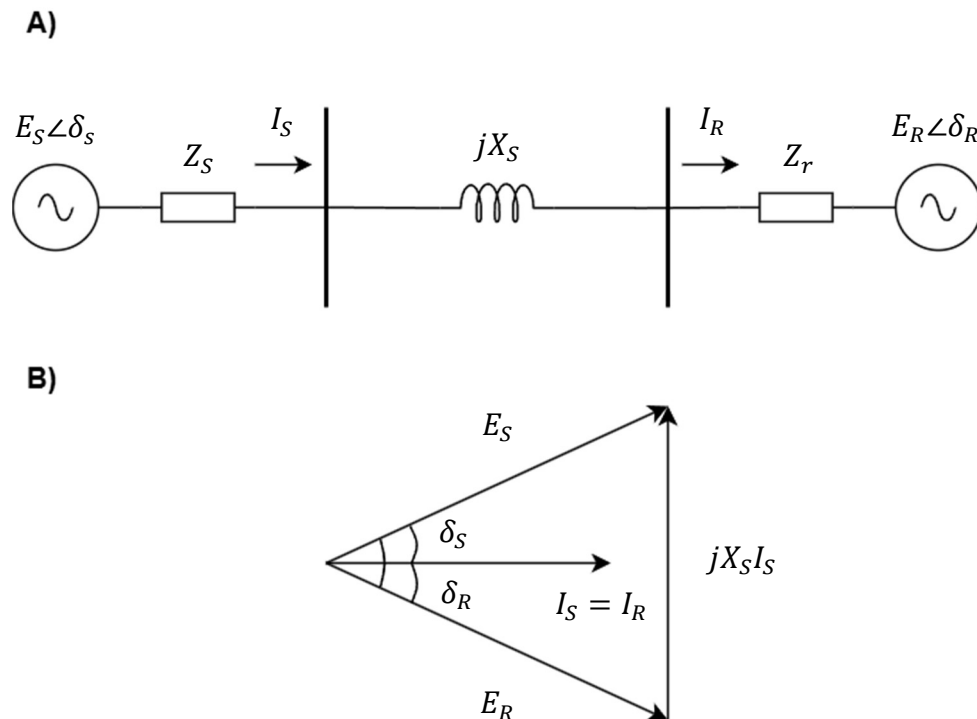
Prilikom izlaganja teorije kompenzacije reaktivne snage posmatra se simetričan dvogeneratorski sistem, čije su ekvivalentno električno kolo i fazorski dijagram prikazani na slici 3.1, gdje su E_S i E_R elektromotorne sile izvora i prijemnika, respektivno, Z_S i Z_R impedanse izvora i prijemnika, respektivno, I_S i I_R struje izvora i prijemnika, δ_S i δ_R fazni stavovi elektromotorne sile izvora i prijemnika, respektivno i X_S 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} magnituda i fazni stav napona kompenzatora i I_{SC} 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 pretpostavljajući da

idealni kompenzator ne razmjenjuje aktivnu energiju sa mrežom. Sa slike 3.2.b jasno je da su fazni stavovi elektromotorne sile izvora i prijemnika $\delta/2$ i $-\delta/2$, respektivno, dok se pretpostavlja identična magnituda V . Shodno tome, struje I_S i I_R se razlikuje, te struja I_S predstavlja struju od izvora ka vodu, dok je sa I_R označena struja od voda ka prijemniku. Fazor struje I_{SC} ortogonalan je 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 priključena paralelnog kompenzatora definiše se sljedećim izrazom [90]:

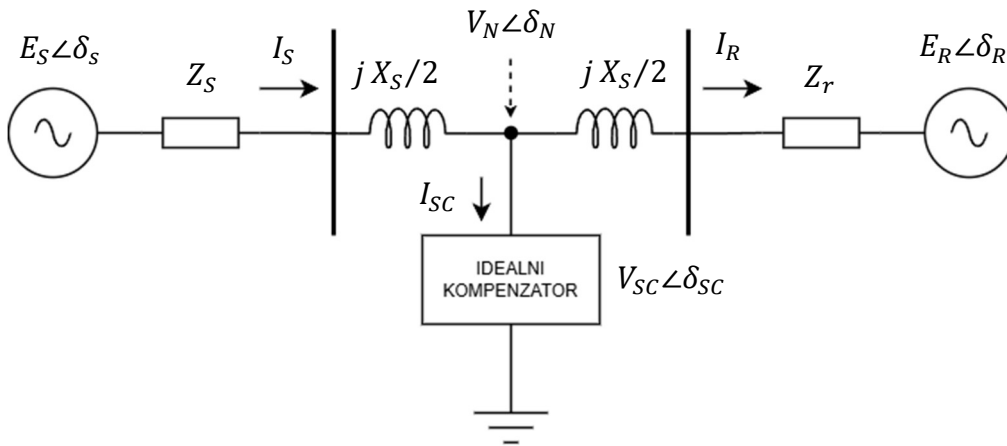
$$P = \frac{V^2}{X_S} \cdot \sin \delta. \quad (3.1)$$

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

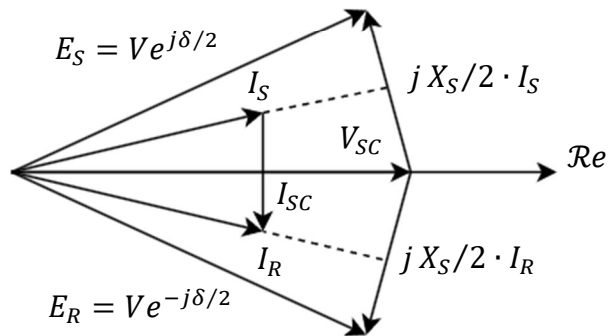
$$P_1 = \frac{2E^2}{X_S} \cdot \sin \frac{\delta}{2}, \quad (3.2)$$

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 priključivanje paralelnog kompenzatora na sredini voda udvostručuava 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 priljučenja paralelnog kompenzatora definisane u rasponu ugla δ od 0 do 2π , što znači da je zona stabilnog rada sistema definisana sa $\delta \in [0, \pi]$. Odnosno, priključivanjem paralelnog kompenzatora na sredini voda doprinosi se povećanju margina stabilnosti sistema.

A)



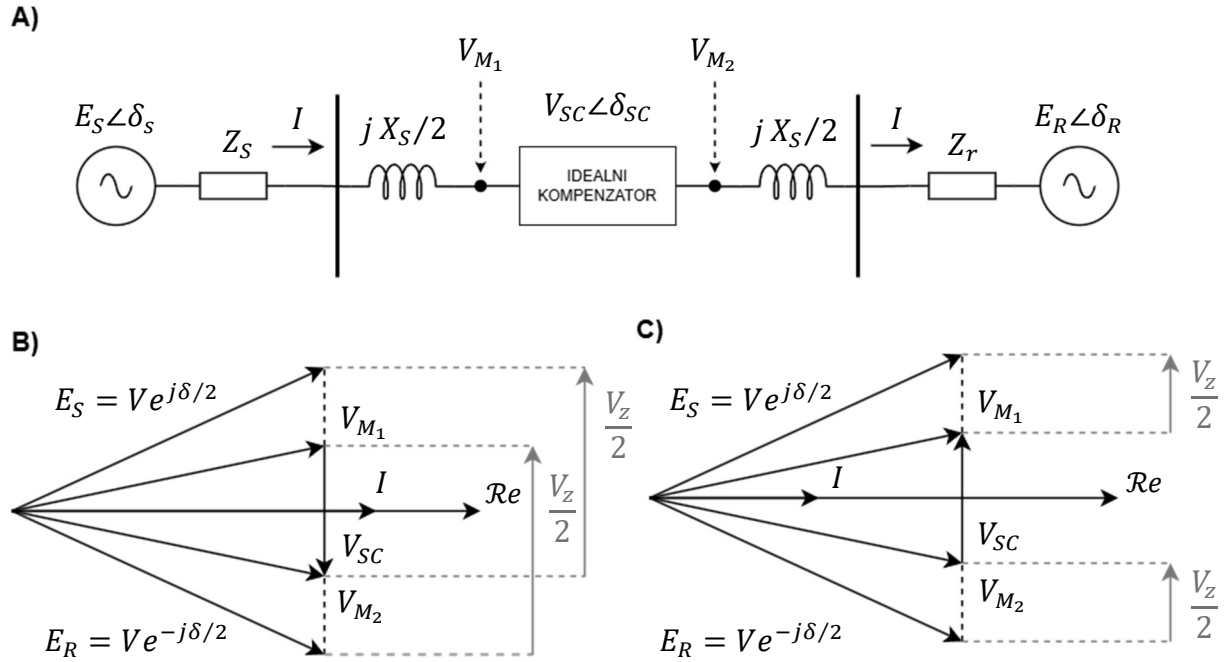
B)



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, kao i fazorski dijagram u (b) induktivnom režimu i u (c) 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 induktivnu karakter. Ekvivalentna reaktansa sistema nakon priključivanja idealnog serijskog kompenzatora definisana je sljedećim izrazom [90]:

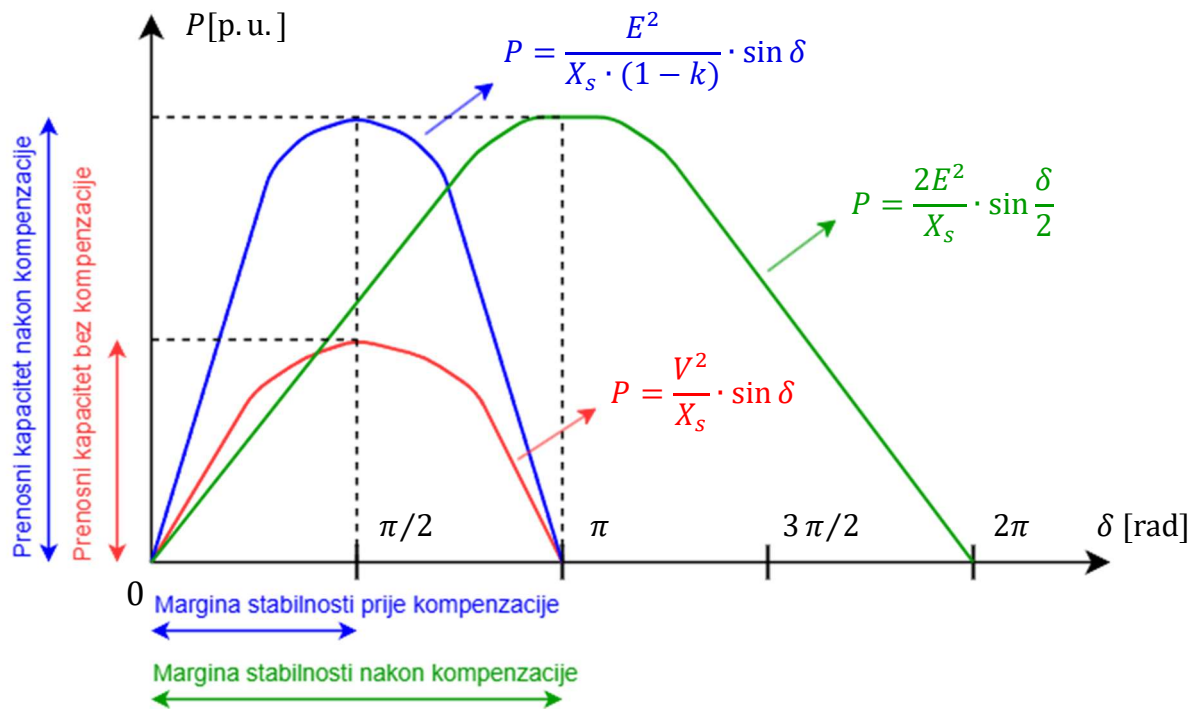
$$X_{eq} = X_S \cdot (1 + k),$$

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

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 kapacitivnog serijskog 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), aktivan snaga koja se prenosi definisana je 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 priključivanjem kapacitivnog serijskog kompenzatora dolazi do povećanja prenosnog kapaciteta voda, pri čemu je efekat izraženiji sa većom vrijednošću indeksa k . Teorijski, primjenom serijskog kompenzatora moguće je beskonačno povećati prenosni kapacitet voda. Međutim, u praksi se postavlja maksimano ograničenje serijske kompenzacije na 75% reaktanse voda [90]. Izraz (3.4) ukazuje da nije došlo do promjene opsega ugla δ ugaone karakteristike, što znači da kapacitivni serijski kompenzator nije povećao margine stabilnosti sistema. Ugaone karakteristike dvogeneratorskog sistema prije i nakon priključivanja paralelnog, odnosno serijskog kompenzatora prikazane su na slici 3.4.

3.2. Istorijat razvoja uređaja za flekisibilan prenos električne energije

Konvencionalni uređaji za kompenzaciju reaktivne snage u EES-u uključuju: fiksne ili mehanički uklopljenje baterije kondenzatora ili kalema, mehanički upravljive regulacione transformatore, transformatore za zakretanje faza i sinhronu kompenzatore [92]. Iako konvencionalni kompenzatori reaktivne snage nalaze svoju primjenu u svaremenom 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. Prethodni problem se u određenoj mjeri prevazilazi mehanički uklopljivim baterijama. Međutim, u ovom slučaju kompenzacija nije kontinualna, a takođe se javljaju problemi u toku prelaznog procesa uklapanja baterije. Identičan problem se javlja kod mehanički upravljivih regulacionih transformatora i transformatora za zakretanje faza. Sinhroni kompenzatori imaju mogućnost kontinualne 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 ostalim 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 kontrolabilnost i povećava prenosni kapacitet [96]. Pošto se regulacija reaktivne snage vrši pomoću poluprovodničkih komponenti riješeni su svi nedostaci integracije baterije kondenzatora i kalema, dok u odnosu na sinhroni kompenzator FACTS djeluju trenutno na promjene u sistemu.

Tehnologije FACTS uređaja razvijale su se u okviru dvije generacije [95]. U okviru prve generacije FACTS uređaja kao poluprovodnička komponenta koristi se tiristor, dok postojanje statičkih komponenti (kondenzatora i kalema) čini strukturu prve generacije FACTS 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 *General Electric* 1957. godine, čime je dobijena poluprovodnička komponente koja radi na visokim prekidačkim učestanostima uz nisku vrijednost gubitaka tokom komutacije [96]. Iako je u toku daljeg razvoja FACTS uređaja tiristor zamjenjen drugim poluprovodničkim komponentama, njegove karakteristike ga čine nezamjenivim u sistemima velikih instalisanih snaga.

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

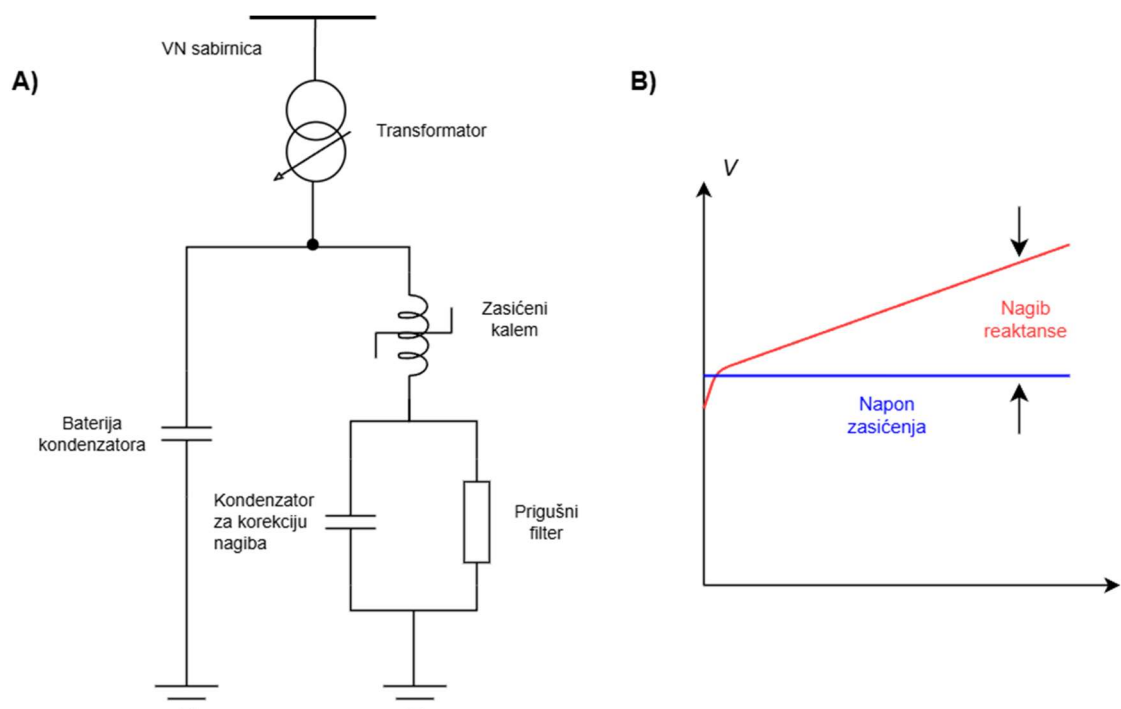
- Tiristorski kontrolisana prigušnica (TCR – *Thyristor Controlled Reactor*),

- Tiristorski uklopljivi kondenzator (TSC – *Thyristor Switched Capacitor*),
- Statički kompenzator reaktivne snage (SVC – *Static VAr Compensator*),
- Tiristorski kontrolisan redni kompenzator (TCSC – *Thyristor Controlled Series Compensator*),
- Tiristorski upravljivi zakretni transformator (TCPST – *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*),
- Tiristorski upravljiv regulator faznog stava (TCPAR – *Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*).

Prva konfiguraciji SVC, a ujedno i FACTS uređaja, konstruisana je korišćenjem kombinacije kondenzatorske baterije i kalema sa zasićenim željeznim jezgrom u UK, 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 ona ima dvije komponente. Osnovna komponenta odgovara naponu zasićenja, dok druga komponenta odgovara nagibu krive kojom se određuje promjena struje kojom se dalje može povećati vrijednost napona [92]. Ovaj sistem je mogao biti priključen na mrežu nazivnog napona do 66 kV, pri čemu je omogućavao regulaciju napona u opsegu $\pm 10\%$ nominalne vrijednosti bez upotrebe povratne sprege. Nakon 1970. godine i razvoja tiristora konstruisani su prvi SVC na bazi poluprovodničkih komponenti koji zamjenjuju statički kompenzator sa kalemom sa zasićenim jezgrom. Neke od prvih SVC konstruisali su *General Electric* u Nabraski 1974. i *Westinghouse* u Minesoti 1975. godine, pri čemu se SVC u oba slučaja koristio za regulaciju napona [94].

Ideja razvoja TCSC počela je sa konvencionalnom tehnikom priključivanja redne baterije kondenzatora. Prvi dalekovod sa rednom baterijom kondenzatora pušten je u rad u Švetskoj 1952. godine [95]. Mane serijske baterije bile su vezane za nedostatak fleksibilnosti kompenzacije i probleme sa mehaničkim uklopom. Neki od problema bili su riješeni od strane tima Džordža Karadija 1992. godine koji je predstavio tiristorski uklopljiv redni kondenzator (TSSC). Sistem se sastojao od paralelne veze kondenzatora i GTO, pri čemu je više ovakvih jedinica bilo povezano redno kako bi se ostvario željeni nivo kompenzacije. Revolucija redne kompenzacije počinje sa razvojem TCSC. Pilot projekat priključenja TCSC, instalisane snage 165 MVar realizovan je 1992. godine u

prenosnom sistemu Kajenta, SAD [97]. Prva praktična ugrađnja TCSC desila se 1995. godine u 500 kV dalekovodu u sjeverozapadnom Oregonu, SAD [95].



Slika 3.5. Prva konfiguracija SVC: (a) ekvivalentno električno kolo i (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 instalisanog kapaciteta -200/+220 MVar ugrađen u trafostanici Kangasala u Finskoj sa ciljem prigušivanja oscilacija u sistemu, dok su na prostoru Kine do kraja 2018. u 30 trafostanica, nazivnog napona 220 kV i 500 kV instalirani SVC nazivnog kapaciteta do 720 MVar [97]. U sklopu strategije vlade UK da do 2020. godine udio proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora iznosi 15%, 2015. godine u 400 kV postrojenju Huton, UK, ugrađena su dva TCSC kapaciteta 395 MVar [97]. Integracija TCSC doprinjela je povećanju prenosnog kapaciteta između prenosnog sistema Engleske i Škotske u iznosu od 1 GW, kao i poboljšanju stabilnosti 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 tiristor, biva zamijenjen sa naprednijim

ploprovodničkim tehnologijama. Među prvim energetske poluprovodničkim komponentama, 1960. godine, razvijen je GTO, koji pored standardnih karakteristika tiristora nudi mogućnost prinudnog isključivanja što dodatno povećava kontrolabilnost pretvarača [95]. Tokom 1975. razvoj metal oksidnih poluprovodničkih materijala doveo je do pojave MOSFET-a, dok je najveći poduhvat postignut 1980. godine konstruisanjem IGBT-a [95]. Superiornost IGBT-a potiče od činjenice da su u ovoj komponenti integrisane karakteristike i MOSFETA i bipolarnog tranzistora.

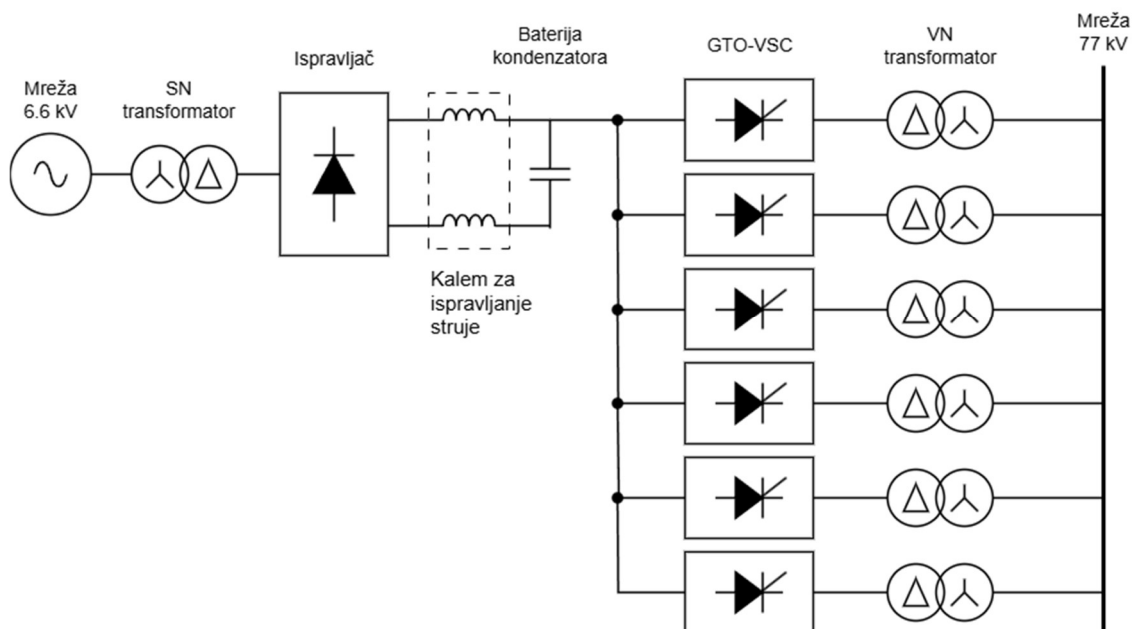
U drugu generaciju FACTS uređaja ubrajaju se [95]:

- Statički sinhroni kompenzator (STATCOM – *Static Synchronous Compensator*),
- Statički sinhroni redni kompenzator (SSSC – *Static Series Synchronous Compensator*),
- Univerzalni kontroler tokova snaga (UPFC – *Universal Power Flow Controller*),
- Regulator tokova snaga između vodova (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 Valley, New York* [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 u konvertorskim konfiguracijama. Jedan takav uređaj, instalisane snage 22.5 MVar, ugrađen je 2007. godine u prenosnom sistemu Slovenije [95]. U 220 kV postrojenju *Cerro Navia*, 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-a baziranog na IGBT tehnologiji predstavlja regulacija reaktivne snage u HVDC postrojenjima. Takavi

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 Juna 2016. godine ugrađena tri STATCOM-a instalisanog kapaciteta 100 MVar [96].



Slika 3.6. Prva konfiguracija STATCOM bazirane 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 je prisustvo i paralelnog i serijskog kompenzatora. Prva konfiguracija UPFC-a predložena je 1991. godine od strane *Westinghouse Science and Technology*, *Wester Area Power Administration* i *Electrical Power Research Institute* [100]. Akcenat je stavljen na teorijskom razmatranju 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 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].

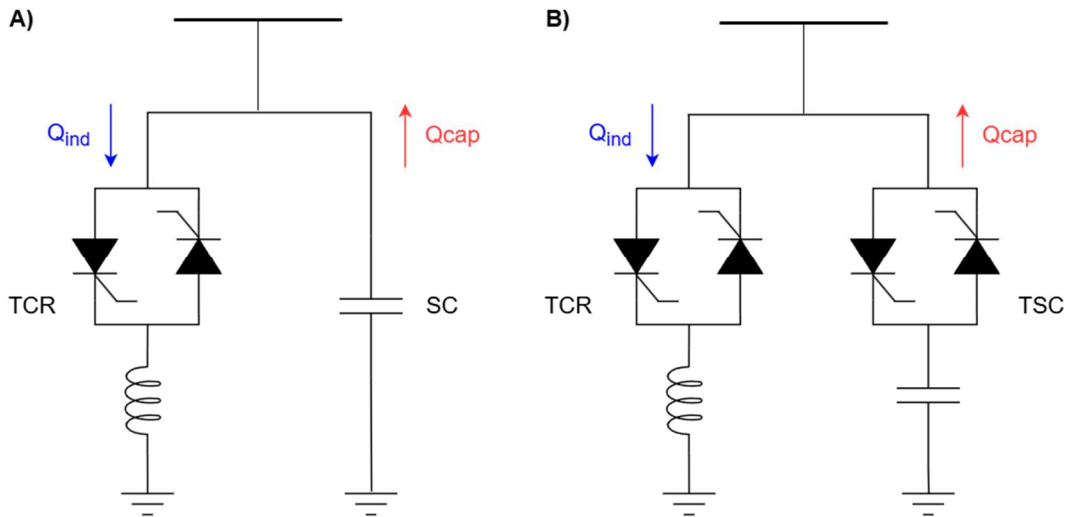
3.3. Distribuirani statički kompenzator reaktivne snage

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, SVC se primjenjuje za regulaciju napona, pri čemu se isti priključuje paralelno na sredini voda ili potrošačkim sabirnicama. Za razliku od mehanički uklopljivih kondenzatora i kalemova, SVC ima trenutni odziv i visoki stepen pouzdanosti, što je postignuto primjenom tiristora kao prekidačkog elementa [95]. Iako se dominantno koristi u prenosnim sistemima, snažan naučni fokus je postavljen 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 koga se upotrebom tiristora omogućava uklapanje, odnosno isklapanje baterije kondenzatora.

3.3.1. Princip rada tirisktorski kontrolisane prigušnice

TCR sastoji se od linearnog kalema redno povezanog sa dva anti-paralelno 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, više energetskih tiristora vezano redno kako bi se ostvarila veća vrijednost napona [92].



Slika 3.7. Konfiguracija D-SVC (a) TCR i SC (b) TCR i TSC.

Regulacijom ugla paljenja tiristora (α) moguće je ostvariti kontinualnu regulaciju struje TCR-a. Dovodjenje 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 suprotni tiristor dovodi sa kašnjenjem $\alpha + \pi$ [94]. U literaturi, određivanje vrijednosti ugla paljenja tiristora, vrši se 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 spram trenutka 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 $\alpha = 90^\circ$.

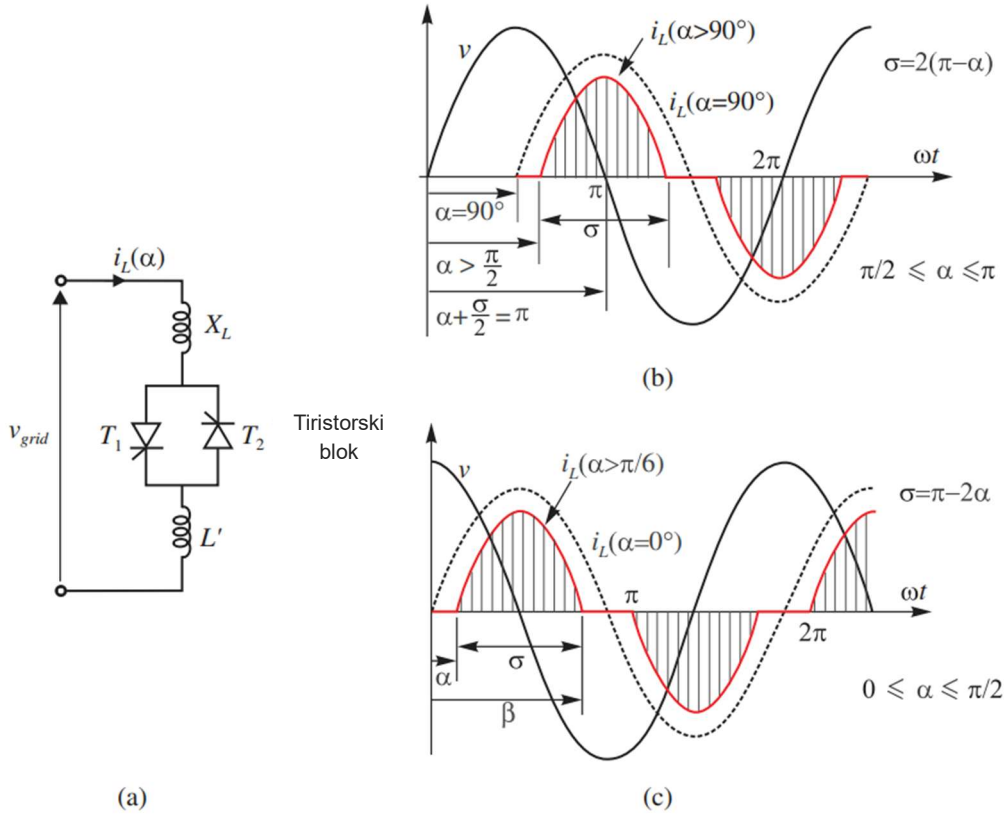
Pretpostavljajući talasne oblike napona i struje TCR-a prikazane na slici 3.8.c, osnovna komponenta struje TCR-a definiše se sljedećim izrazom [95]:

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

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 izraom (3.6) [95]:

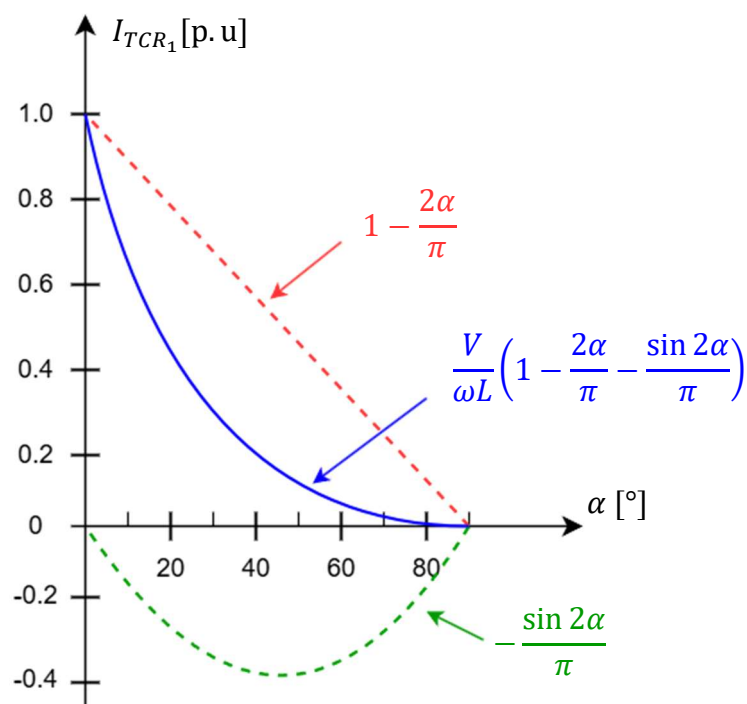
$$B_{TCR_1} = B_{max} \cdot \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi}\right), \quad (3.6)$$

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.

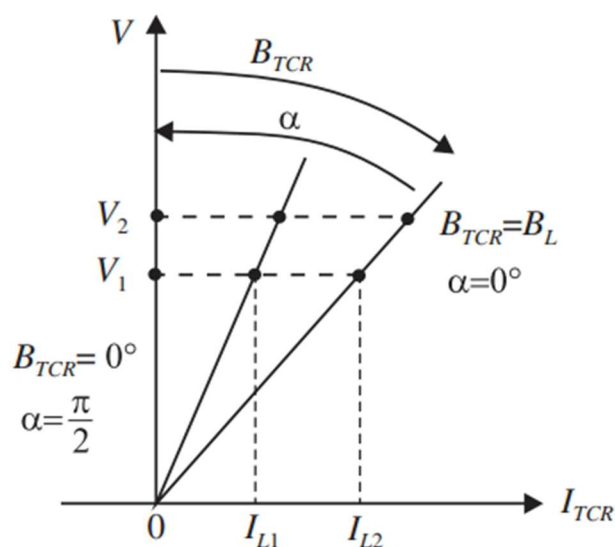


Slika 3.8. TCR: (a) ekvivalentno električno kolo; talasni oblici struje i napona za trenutak paljenja tiristora određen u trenutku (b) prolaska napona kroz nulu i (c) maksimalne vrijednosti napona [95].

Shodno jednačini (3.6), promjenom ugla α susceptansa TCR-a se kontinualno 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 za različite vrijednosti ugla α [95].

3.3.2. Princip rada tiristorski uklopljivog kondenzatora

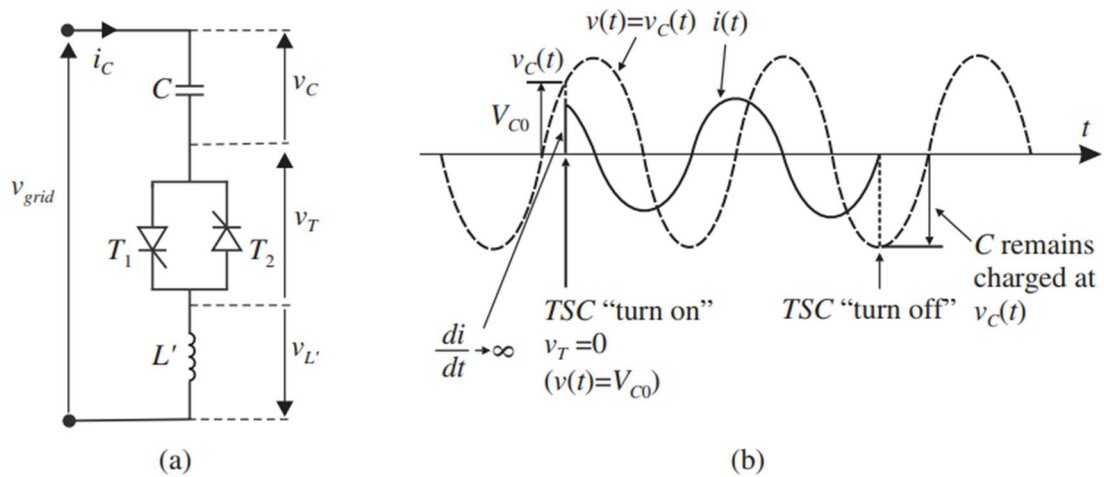
Ekvivalentno električno kolo TSC prikazano je na slici 3.11.a. Pored kondenzatora i antiparalno vezanih tiristora, TSC ima i kalem (L') niske induktivnosti. Kalem u električnom kolu TSC ima funkciju ograničavanja struje tiristora u abnormalnim režimima

rada kao što su slučajno ili pogrešno uključivanje tiristora, a pri čemu se prethodno nisu 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]:

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

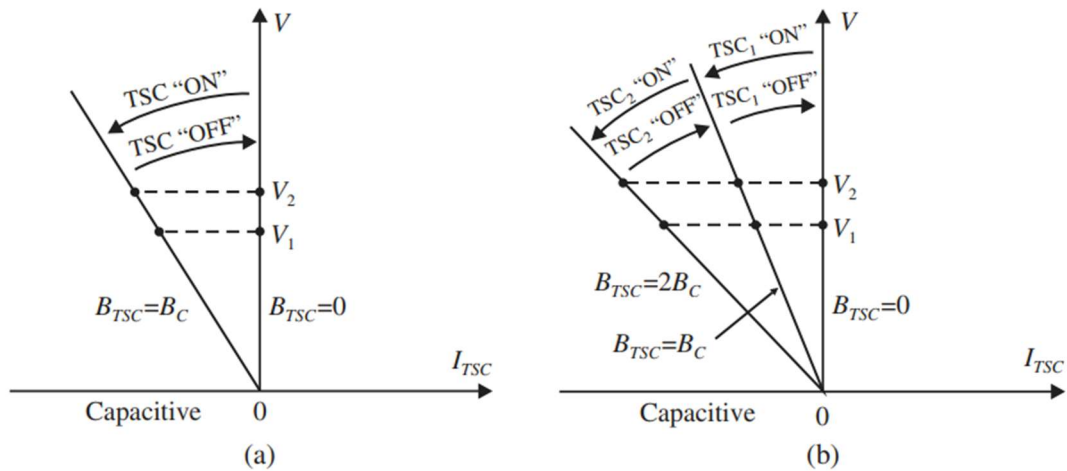
gdje je V_{C_0} početni napon kondenzatora, V efektivna vrijednost naizmjeničnog napona mreže i $n^2/(n^2 - 1)$ faktor pojačanja koji zavisi od podešenja LC kola TSC-a ($n = \sqrt{X_C/X_L}$). Shodno izrazu (3.7), uključenje tiristora TSC-a treba izvršiti u trenutku kada je napon mreže maksimalan. Samim tim, maksimalna vrijednost ugla α odgovara jednom punom ciklusu naizmjeničnog napona mreže, donosno 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 nula, dok za $\alpha = 90^\circ$ TSC injektira maksimalnu kapacitivnu struju u mrežu [95].



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

Radna (V - I) karakteristika TSC prikazana je na slici 3.12. U skladu sa principom rada TSC, 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 uključjenja injektira veću vrijednost kapacitivne struje [95]. Ukoliko se želi postići veći stepen slobode u regulaciji reaktivne snage, moguće je reaktansu TSC 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 paralelene grane [95].

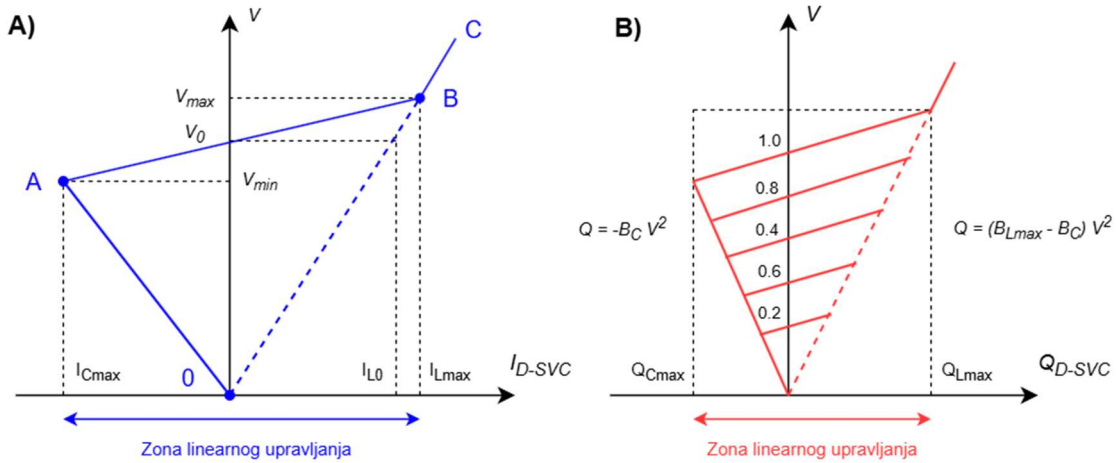
3.3.3. Radna karakteristika distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage

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 [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 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 (a) napon-struja (b) napon-reaktivna snaga karakteristika.

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]:

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

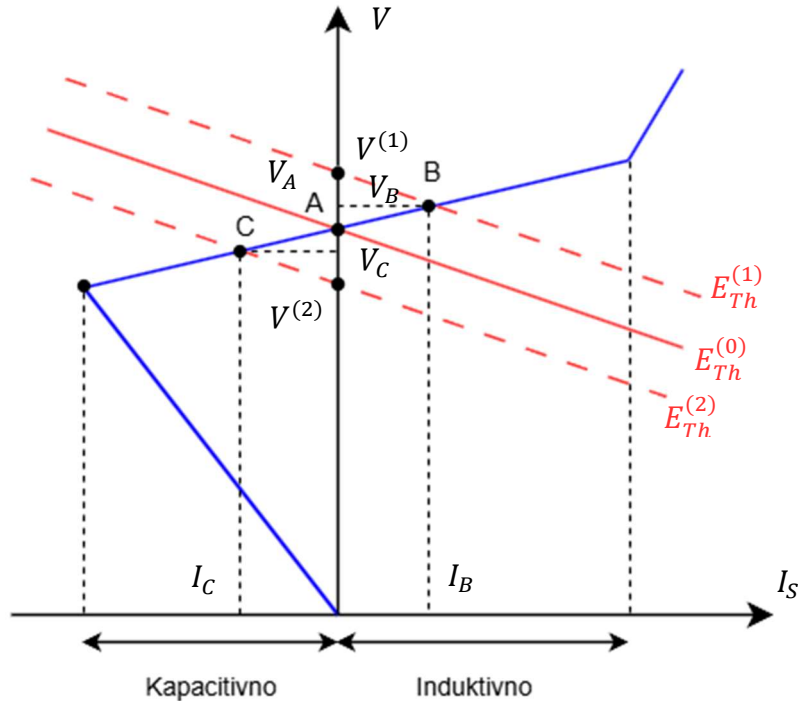
gdje su $\underline{E}_{Th}$ i X_{Th} elektromotorna sila i reaktansa ekvivalentnog Teveninovog generatora. Kombinovana $V-I$ karakteristika D-SVC i mreže prikazane su na slici 3.14.

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 zonu karakteristiku D-SVC u tačku 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 sa 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 sa 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 $V_C > V^{(2)}$.

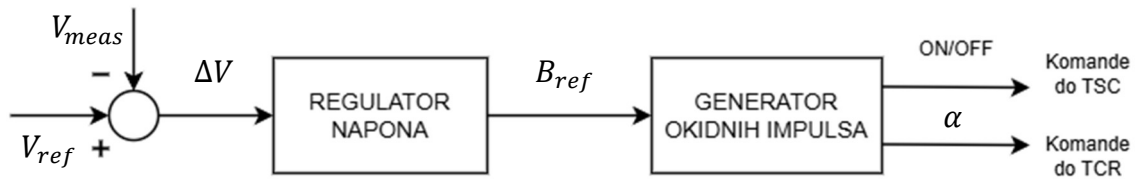


Slika 3.14. Kombinovana V - I karakteristika D-SVC i mreže.

3.3.4. Upravljanje distribuiranim statičkim kompenzatorom reaktivne snage

U skladu sa 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.



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. Izmjerene struja I_{D-SVC} množi se sa pojačanjem K_{SL} koje predstavljaju 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 u slučaju kapacitivne struje referentni napon se smanjuje. 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 grešla 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].

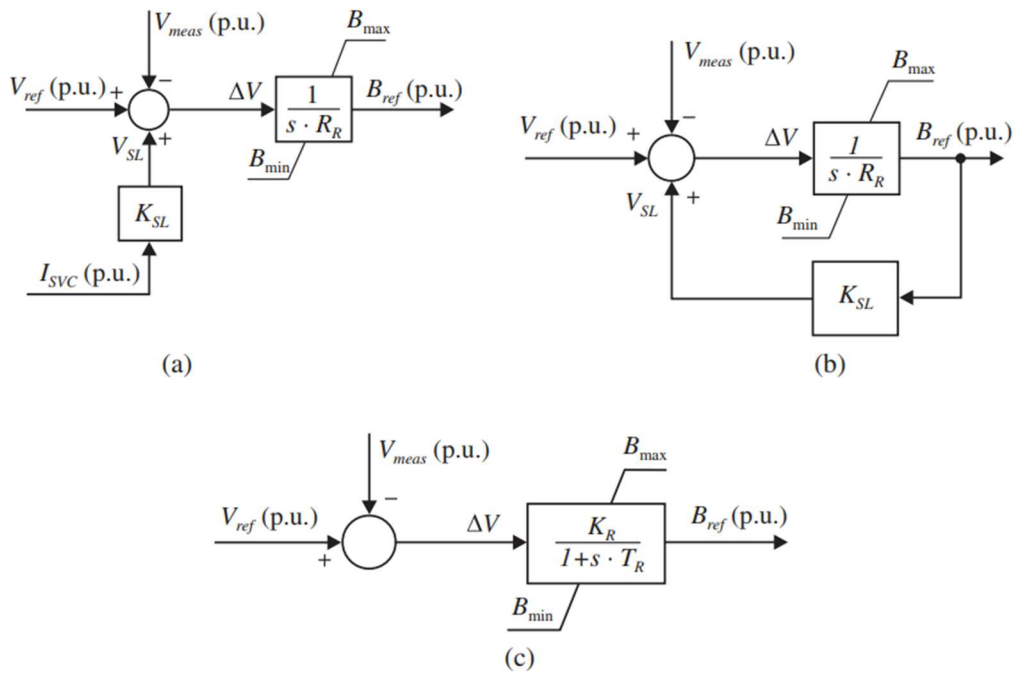
Generator okidnih impulsa D-SVC ima višestruku ulogu. Prvo, potrebno je odrediti broj paralelenih grana TSC (n_c) koje će biti uključene kako bi se postigla referentna vrijednost susceptanse. Prethodno se postiže djeljenjem referentne susceptanse sa susceptansom kondenzatora, pri čemu je rezultat cijeli 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 . Konferzija susceptanse u ugao paljenja tiristora TCR-a vrši se u mikropcesoru na osnovu prethodno definisane „look-up“ tabele [95]. Bitno je istaći da prilikom uključivanja paralelnih TSC garana, blok za generisanje okidnih impulsa prati vrijednost i polaritet napona na tiristorima kako bi se minimizovao tranzijent prilikom uključjenja.



Slika 3.16. Regulator napona D-SVC (a) sa strujnom petljom (b) sa povratnom spregom po susceptansi (c) sistem prvog reda.

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 podrazumjeva se jednovremena analiza tokova snaga.

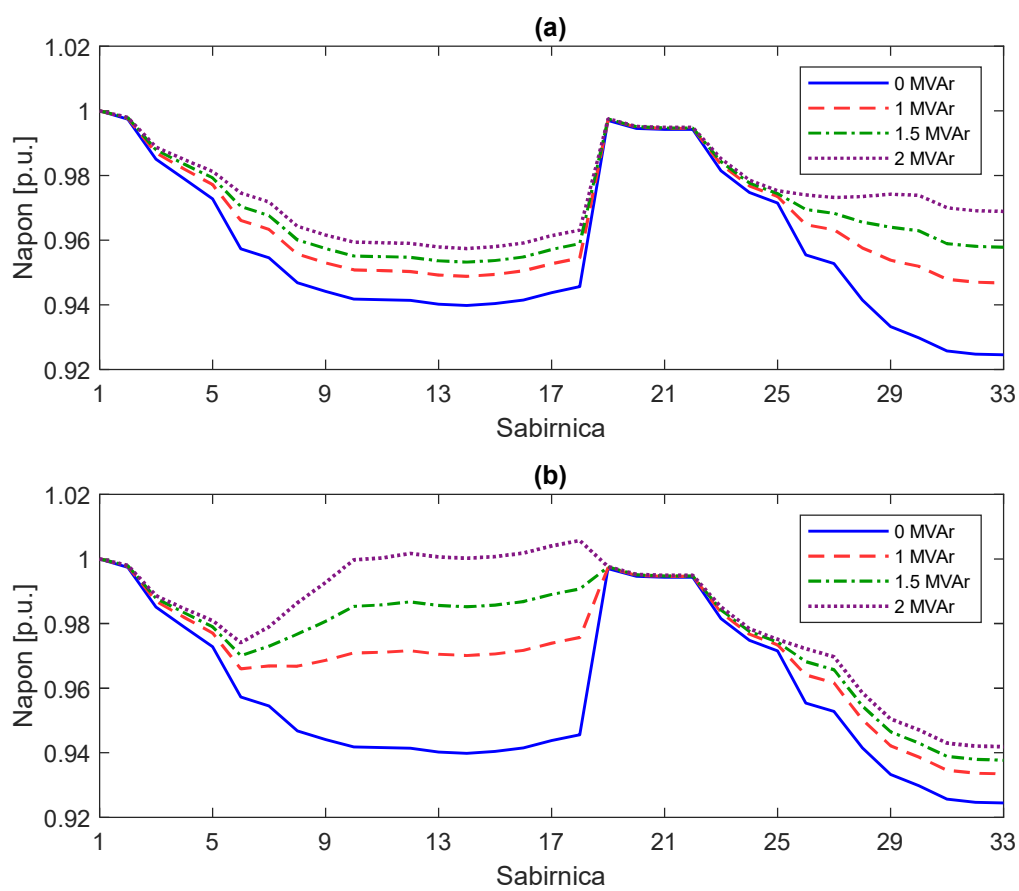
3.4.1. Uticaj lokacije i instalisane snage kondenzatorske baterije na naponske prilike u mreži

Pretpostavlja se PV sistem instalisanog kapaciteta 0.5 MW priključen u sabirnici 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 na sabirnicu 30 (slika 3.17.a), odnosno na sabirnicu 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 na sabirnicu 12 u odnosu na slučaj priključenja SC na sabirnicu 30.

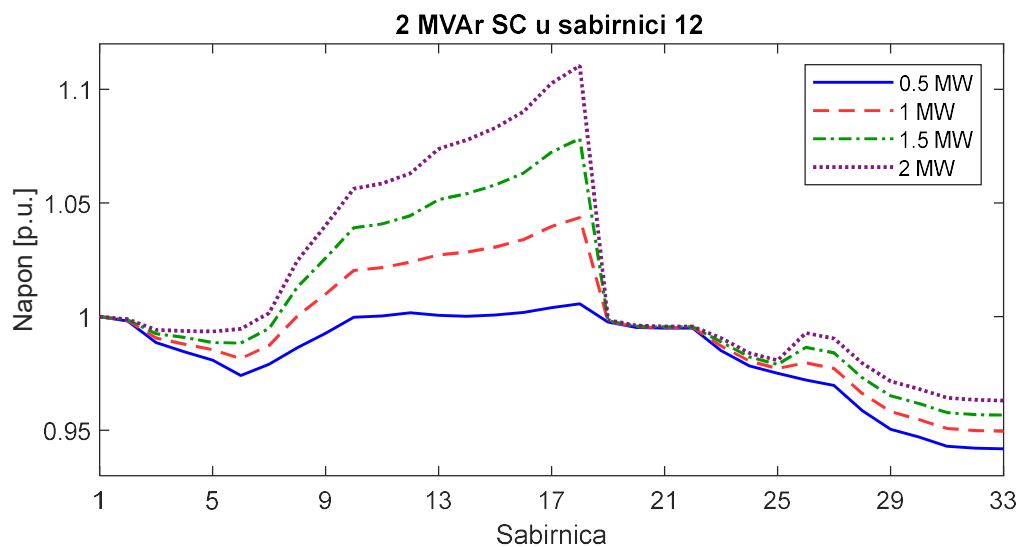
Iako prethodni rezultati ukazuju da SC doprinosi poboljšanju naponskih prilika u mreži, nije uzeta u obzir promjena aktivne snage injektirane od strane PV sistema. Iz tog razloga, na slici 3.18 prikazani su rezultati simulacije u mreži za slučaj SC snage 2 MVar priključen u sabirnici 12 pri čemu se povećava instalisana snaga PV sistema. Grafički rezultati jasno ukazuju da SC ne može da isprati povećanje snage PV sistema, što je očekivano s obzirom 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 gonju 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 sabirnici 18. U okviru analize se razmatra 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.

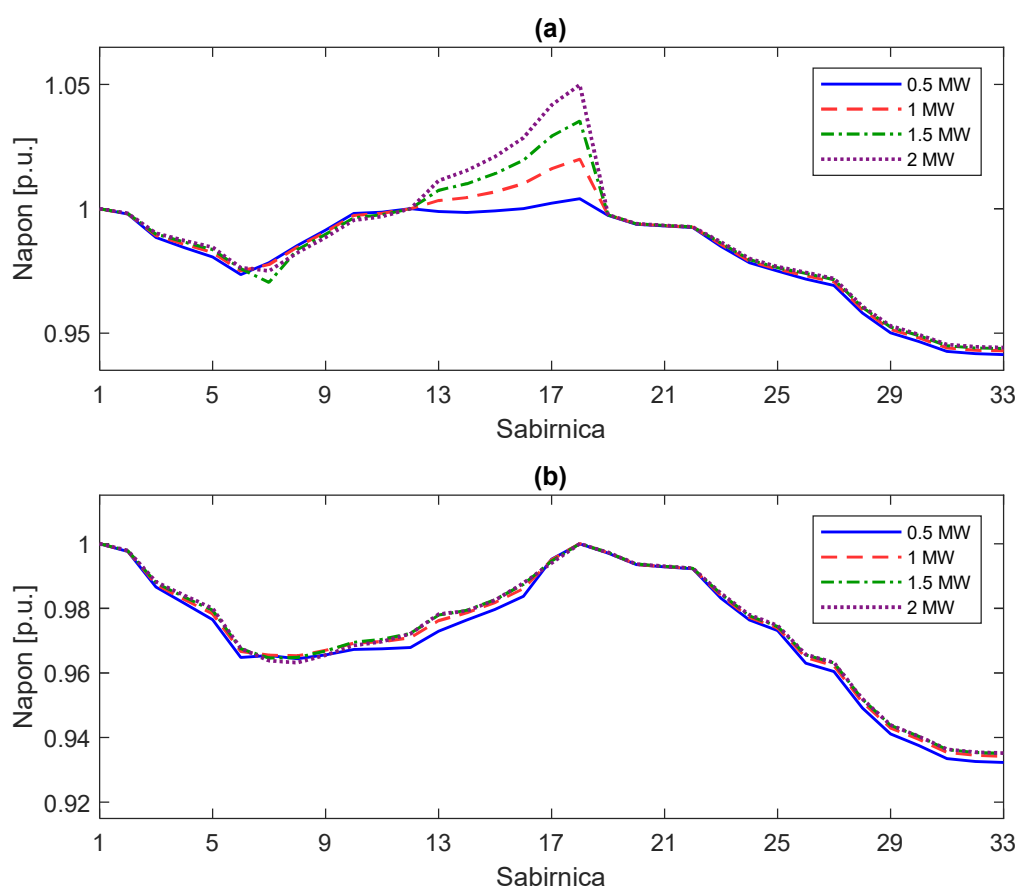


Slika 3.17. Naponske prilike u mreži nakon priključenja SC na sabirnicu (a) 30 (b) 12.



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 na sabirnicu 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 injehtiranja PV sistema. Superiornost D-SVC u odnosu na SC najbolje se ogleda u slučaju injehtiranja 2 MW snage PV sistema, gdje maksimalna vrijednost napona sabirnice 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 raliiku od SC, D-SVC injehtira promjenjivu reaktivnu snagu spram naponskih prilika, pa u slučaju kada PV sistem injehtira 0.5 MW D-SVC injehtira 97.3% instalisanog kapaciteta, dok u slučaju penetracije PV u iznosu 2 MW injehtira svega 3.2% (Tabela 3.1).



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

Na slici 3.19.b prikazan je naponski profil u slučaju D-SVC priključenog na sabirnicu 18. Poređenjem grafičkih rezultata može se zaključiti da je priključenje D-SVC na sabirnicu 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 sabirnica ne prelazi nominalnu vrijednost. Međutim, sveobuhvatno poboljšanje naponskih prilika za razmatrane nivoe proizvodnje PV sistema je izraženije za slučaj D-SVC u sabirnici 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 sabirnici 12 je niža 42.2% i 38.7%, respektivno, u odnosu na identične slučajeve kada se kompenzator nalazi u sabirnici 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 sabirnici 12 niža za 32% vrijednosti u sabirnici 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 razmatranje 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 sabirnici 18 su 20.4% manji u odnosu na slučaj priključenja D-SVC na sabirnicu 12, dok se vrijednost gubitaka na dvijeme lokacijama 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 na sabirnicu 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 sabirnici 12, respektivno. Prethodno je očekivano, uzevši u obzir da za navedene slučajeve proizvodnje PV sistema,

D-SVC u sabirnici 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 sabirnici 18, dok se za D-SVC u sabirnici 12 odnosi na slučajeve kada PV sistem proizvodi 1.5 MW, odnosno 2 MW (Tabel 3.1). Ako se uzme u obzir da cijena instalacije D-SVC zavisi od instalisane snage, korišćenje D-SVC kapaciteta 1 MVar u navedenim slučajevima značajno bi smanjilo investicione troškove. Međutim, D-SVC instalisane snage 1 MVar ne bi bio odgovarajući u sabirnici 12 u slučajevima kada PV sistem proizvodi 0.5 MW, odnosno 1 MW, s obzirom da je za poboljšanje naponskog profila potreban veći iznos reaktivne snage (Tabel 3.1).

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

- Pravilnim dimenzionisanjem i lociranjem SC može se doprinjeti 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 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 struja 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 se koristi 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 koja je jednaka 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 podrazumjeva 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 da električna energija koja dolazi do distributivne mreže dominantno uglavnom potiče iz konvencionalnih elektrana sa sinhronim generatorima, sa sigurnošću se može pretpostaviti čisto sinusoidalni talasni oblici 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 tranzijentne [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 bazirni na pretvaračkim tehnologijama, kao na primjer DES, 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, koja prvenstveno dovodi do izobličenja talasnog oblika napona u tački priključka, a posljedično i u ostalim sabirnicama 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 je čini nekompatibilnim sa strukturom EES-a (npr. računarski bazirani uređaji i oprema).

4.1.2. Klasifikacija problema kvalitete električne energije

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

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

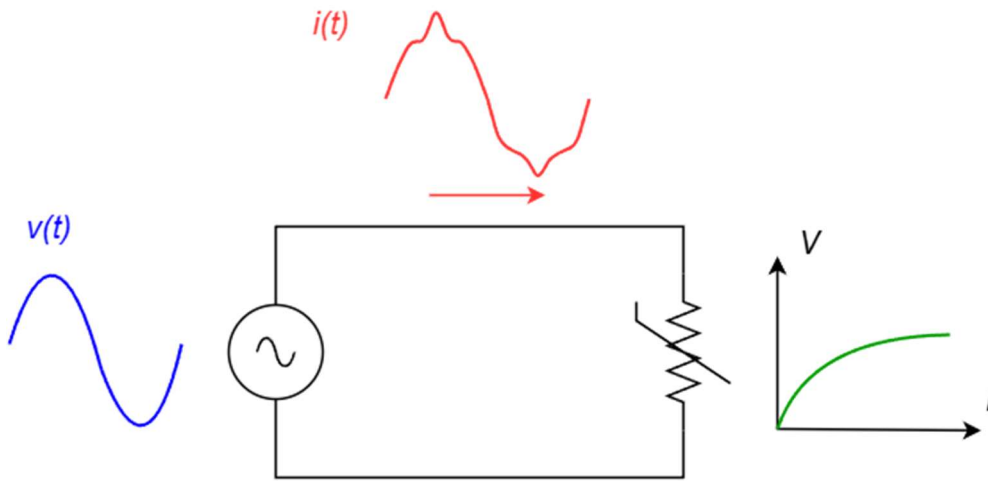
U zavisnosti od načina rasprostiranja elektromagnetskih veličina, prethodne dvije grupe problema mogu klasifikuju se kao kondukcione smetnje ili smetnje zračenjem. Sa aspekta funkcionisanja distributivne mreže od interesa su nisko-frekvencijske kondukcione smetnje u koje, prema IEC standardu, spadaju [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 velikim 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 najvećeg uzroka 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 sa sastoji od naponskog generatora čisto sinusnog napona $v(t)$ i nelinearnog potrošača modelovanog promjenjivom impendansom. 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.

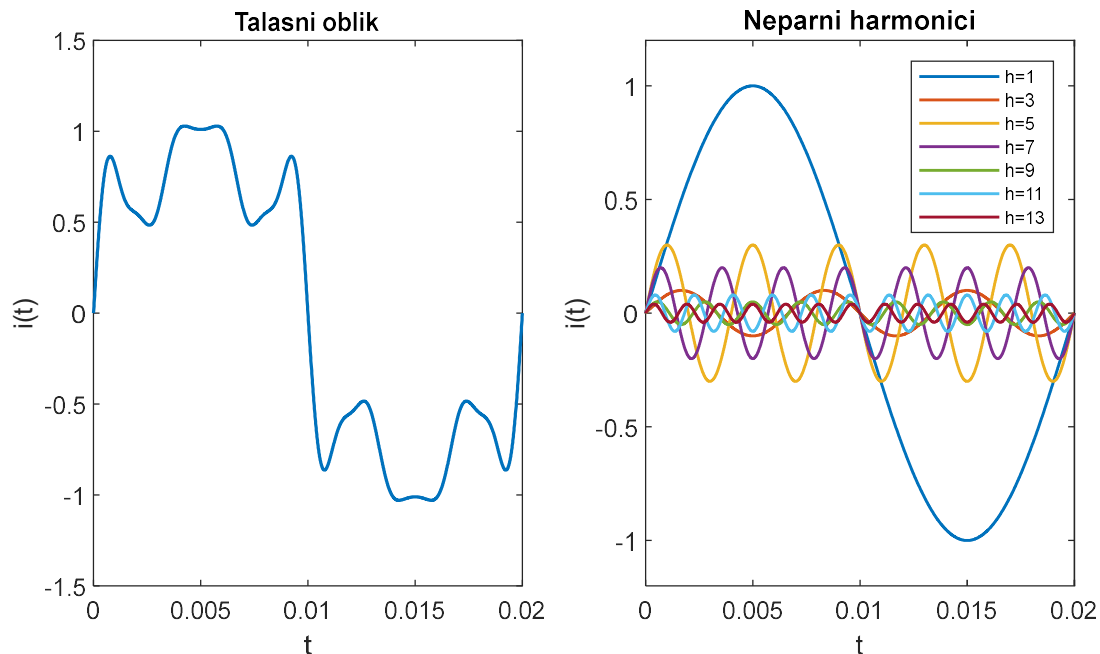
Svaki nesinusoidalni talasni oblik može se rastaviti u Furijeov niz, koji čini sumu sinusoida određene više frekvencije koje se nazivaju harmonijske komponente. Odnosno, izobličeni talasni oblici napona i struja definisani su sljedećim Furijeovim nizovima [101]:

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

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

gdje su V_{DC} i I_{DC} jednosmjerne komponente talasnih oblika napona i struje, respektivno, h red harmonika, $V_{rms}^{(h)}$ i $I_{rms}^{(h)}$ efektivne vrijednosti h -te harmonijske komponente napona i struje, respektivno, ω_0 osnovna učestanosti napona i struje i α_h i β_h 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 izgleda, 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-talasni 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 snage. Na slici 4.2 prikazan je proizvoljni izobličen talasni oblik struje uporedno sa pojedinačnim neparnim harmonicima.



Slika 4.2. Izobličeni talasni oblik struje i neparni harmonic.

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 induktivnosti vodova i 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 indiktatore izobličenja talasnih oblika napona i struja kako bi se kvantifikovao stepen prisustva viših harmonika mreže. Prvenstveno, viši harmonici utiču na efektivnu vrijednost struje ili napona nesinusoidalnog talasnog oblika shodno irazu (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 je I_{avg} srednja vrijednost struje. S obzirom 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 jednosmjerene komponente [101]:

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

S obzirom 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: individualnu harmonijsku distorziju (IDH – *Individual Harmonic Distortion*) ili kao ukupna harmonijska distorzija (THD – *Total Harmonic Distortion*) [105]. Faktor IDH mjeri udio pojedinačnog višeg harmonika u talasnom obliku napona i struje, te je definisan odnosnom 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 koliko je ukupno izobličenje talasnog oblika napona ili struje. Konkretno, THD definiše odnos efektivne vrijednosti viših harmonika 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 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 elektroneregetskom 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 promjenivom 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.

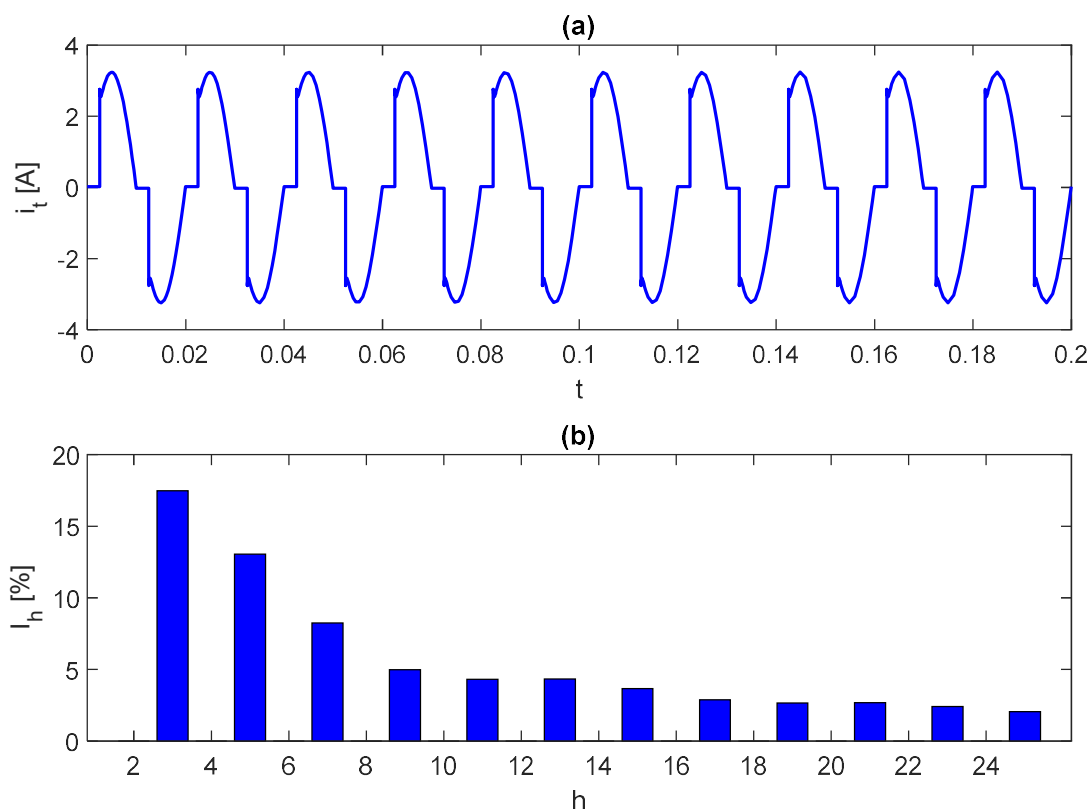
4.2.2.1. Tiristorski ispravljači

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 (eng. *Uninterapable Power Supply* – UPS), punjače baterija računara i *smart* telefona i LED rasvjetu [102]. Šestopulsni trofazni ispravljači nalaze primjenu u

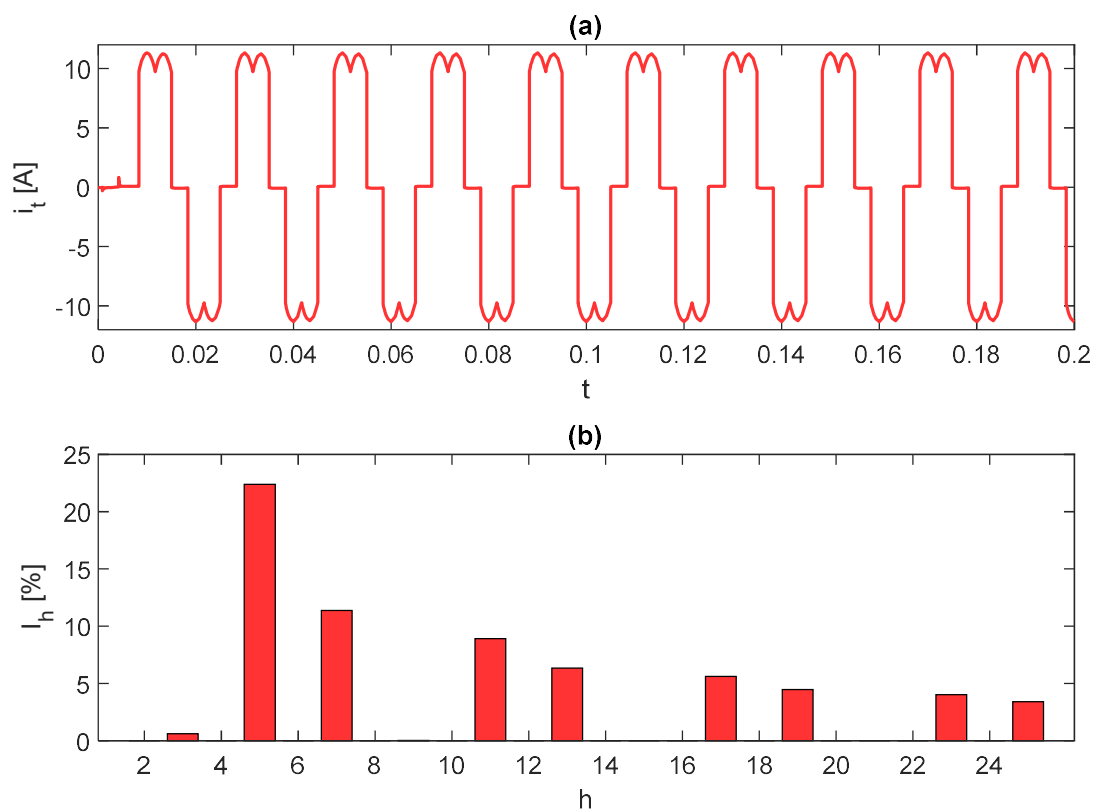
pretvaračkim kolima: UPS sistema visoke snage, pogonima za regulaciju jednosmjernih i naizmjeničnih električnih mašina, sistema električnog transporta, ciklokonvertora, itd [102, 106]. Bitno je istaći da 12-pulsne i 24-pulsne ispravljačke topologije predstavljaju sastavni dio pretvaračkih kola u visokonaponskim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

Talasni 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 neparnih harmonika djeljivih sa tri. Od ostalih neparnih 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 neparnih 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 (b) harmonijski spektar.

4.2.2.2. Pogoni sa promjenjivom brzinom

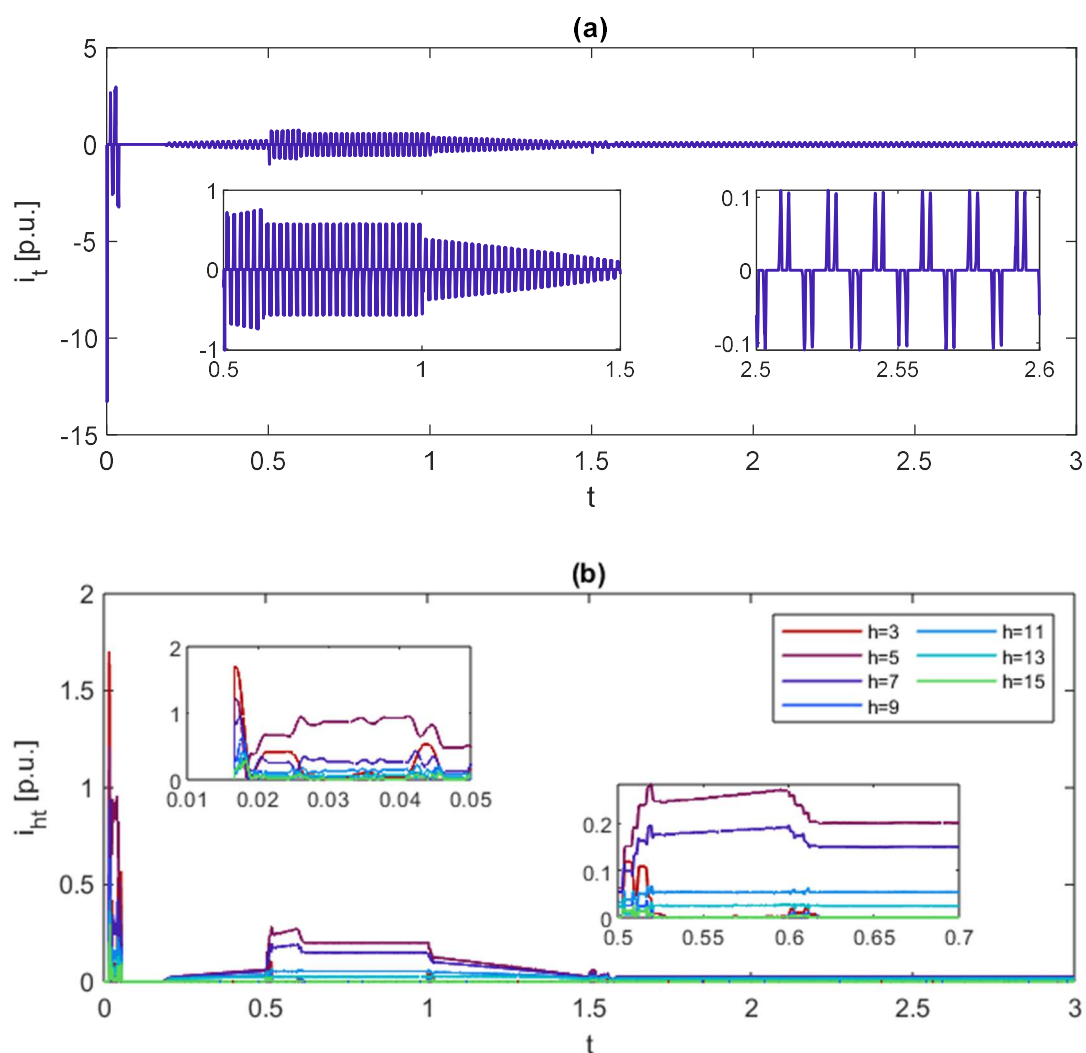
Naizmjenični pogoni čine značajan udio potrošača električne energije. Pojam pogoni obuhvata skup: električnih mašina, energetskih poluprovodničkih pretvarača, upravljačkog sistema, instrumentacije i softvera za konverziju električne energije u

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 skalarne i vektorske [107].

U skalarne 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 motivisano 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 visoki 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 (b) harmonijski spektar.

4.2.2.3. Punjači za električna vozila

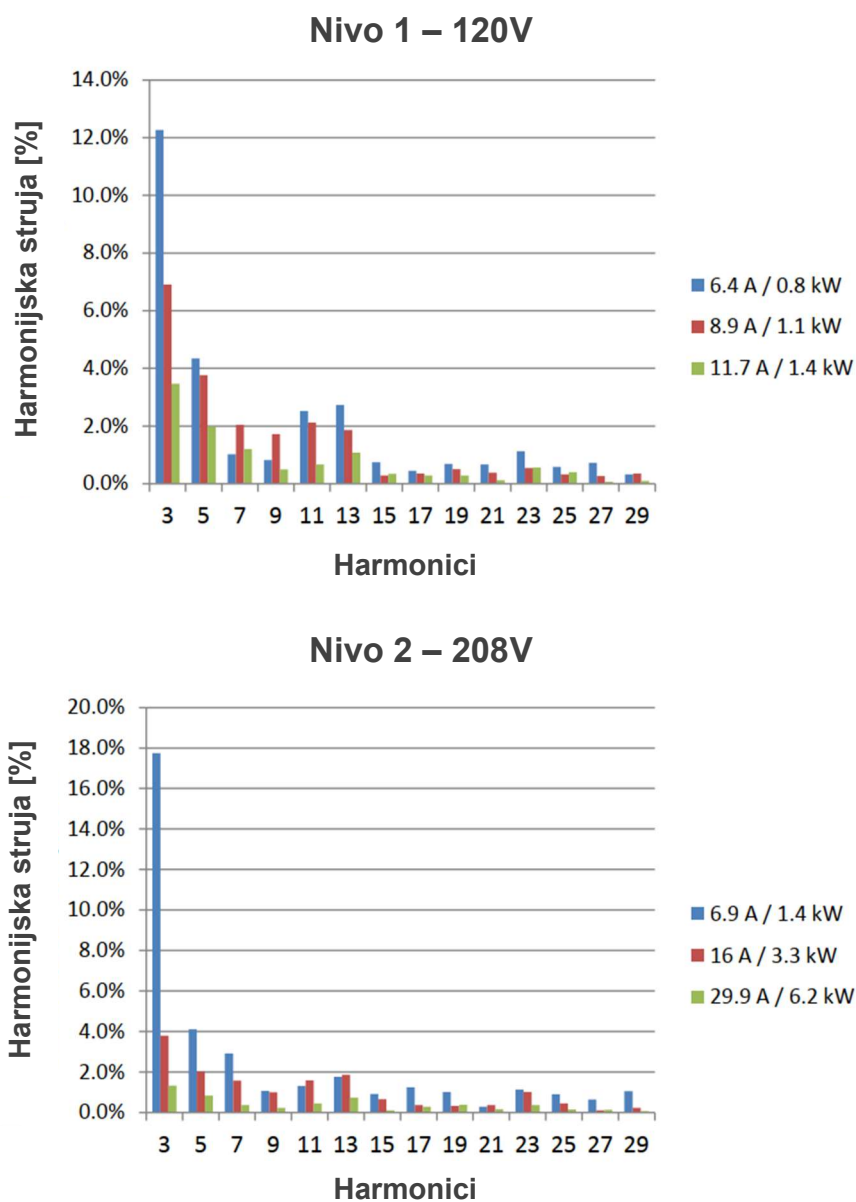
Razvoj infrastrukture za punjenje električnih vozila (EV – *Electrical Vehicle*) preduslov je uspješne integracije *e*-saobraćaja u savremenim distributivnim mrežama. Prema definiciji, punjač za EV predstavlja objekat koji sadrži neophodnu opremu za punjenje baterije EV [108]. Svaki EV punjač sadrži 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 sljedeće 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 stanbenim jedinicama i komercijalnim objektima (supermarketi, tržišni 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 zahtjeva montažu spolja usljed gabarita opreme i sistema za hlađenje elektronskih uređaja. Dodatno, instalirana snaga ovih punjača zahtjeva 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 bi-direkcionni DC-AC pretvarači, koji se najčešće realizuju sa dva paralelno vezana VSI [109]. Za regulaciju DC napona koji dopjeva direktno do EV baterije koriste se DC-DC pretvarači. Najčešća topologija koja se primjenjuje u EV punjačima je polumosni bi-direkcionni Buck-Boost DC-DC pretvarač [109].

Na slici 4.6 prikazan je harmonijski spektar naizmjenične struje EV punjača Nissan Leaf 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].

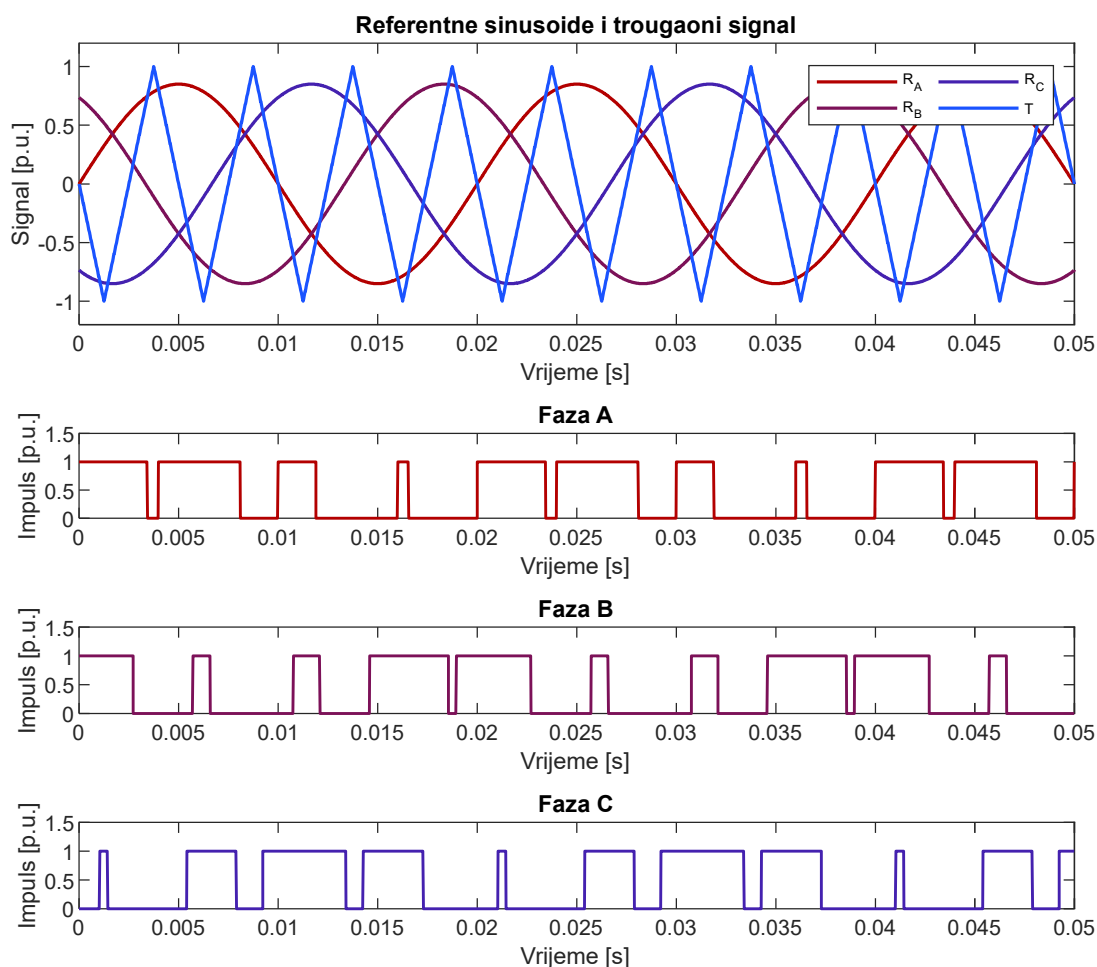


Slika 4.6 Harmonijski spektar naizmjenične struje EV punjača Nissan Leaf 2015 za dva nivoa punjenja [110].

4.2.2.4. Fotonaponski sistemi

Kao što je izloženo u Poglavlju 2 sastavni dio PV sistema predstavlja invertor (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 implusno širinske modulacije (PWM – *Pulse Width Modulation*). Najstarija PWM tehnika za dvostepeni trofazni VSI je sinusno trougaona impulsno širnska modulacija (STPWM – *Sine Triangular Pulse Width modulation*) [79]. Upravljački impulsi se generišu poređenjem referentne sinusoide i trougaonog signala, kao što je ilustrovano na slici 4.7. Ova tehnika se rijetko implemetira za upravljanje trofaznim VSI u praksi usljed smanjene zone linearnog rada.



Slika 4.7. STPWM upravljanje trofaznim dvostepenim VSI.

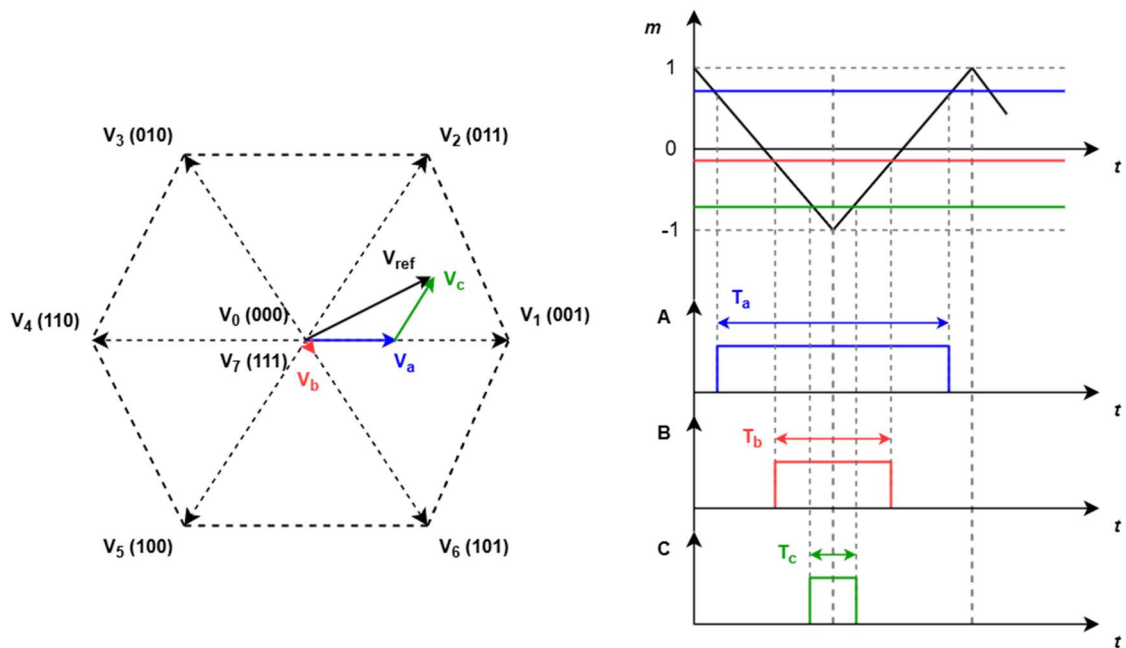
Najčešće korišćena napredna PWM tehnika za trofazne VSI je modulacija prostornim vektorom (eng. *Space Vector Modulation* – SVM) [79]. S obzirom da dvostepeni VSI u svakoj grani sadrži dva poluprovodnička prekidača koja mogu da rade u *on/off* režimu, ukupan broj mogućih prekidačkih kombinacija iznosi $2^3 = 8$ (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 referenti vektor napona može predstaviti kao zbir dva susjedna nenulta prostorna vektora i jednog nultnog vektora, koji se uvodi radi postizanja mrtvog vremena u sekvenci upravljačkih impulsa [79]. Konkretno, referenti 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:

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

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

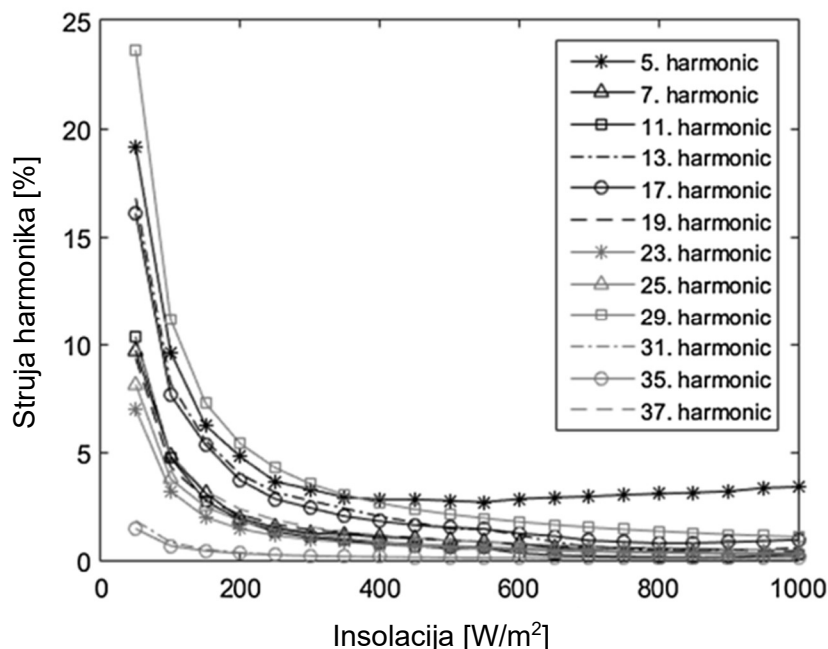
gdje su t_a , t_b i t_c širine impulsa faze A, B i C, respektivno i $T = t_a + t_b + t_c$ perioda. Intezitet i ugaona brzina vektora V_{ref} određuje amplitudu i učestanost napona na izlazu VSI, respektivno.



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 učestanostima reda desetine i stotine kHz, pri niskom opterećenju PV sistema značaj stepen viših harmonika generisan je usljed suvišnog uključivanja/isključivanja energetske poluprovodničkih

prekidača [111]. Rezultati simulacija harmonijskog spektara PV sistema za različite nivoe inoslacije 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 standarima 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 kojim 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 dozvoljenja individualna (IHD_v) i ukupna harmonijska izobličenja (THD_v) talasnog oblika napona u distributivnim mrežama. Tabela 4.2 prikazuje maksimalne dozvoljenje 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
$1 \text{ kV} \leq V \leq 69$ kV	3.0	5.0

Tabela 4.2. Maksimalne dozvoljenje vrijednosti neparnih harmonika struje u procentima struje osnovnog harmonika potrošača, u distributivnim mrežama naizvnog 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 aspekta planiranje 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 > umošci 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 > umošci broja 3	0.2	0.2	1
23	1.5	1.5	3.5
25	1.5	1.5	3.5
25 > nisu umošci 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 planiranje
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
	$21 \leq h \leq 50$	$0.25 \cdot 10/h - 0.25$	$0.25 \cdot 10/h - 0.22$

4.2.3. 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 izboličenje 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 sveobuhvati 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: kondezator, kalem i otpornik,
- **aktivni filteri** – pored pasivnih elementaka kao što je kondenzator, u svojoj konfiguraciji sadrže energetske poluprovodničke pretvarače,
- **hibridni filteri** – impelentiraju različite topologije pasivnih i aktivnih filtara.

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

4.4.1. Pasivni filteri

Pasivni filteri (PHF) mogu se priljučiti 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, paralelni PHF predstavljaju nisko impendatne puteve za harmonijske struje, te se dimenzionušu za frakciju struje potrošača što rezultuje nižim investicionim troškovima i jednostavnijoj instalaciji, 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-filtar, 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 usklađen filter predstavlja rednu vezu kondenzatora i klena, 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 filtra definisana je jednačini (4.9) [101]:

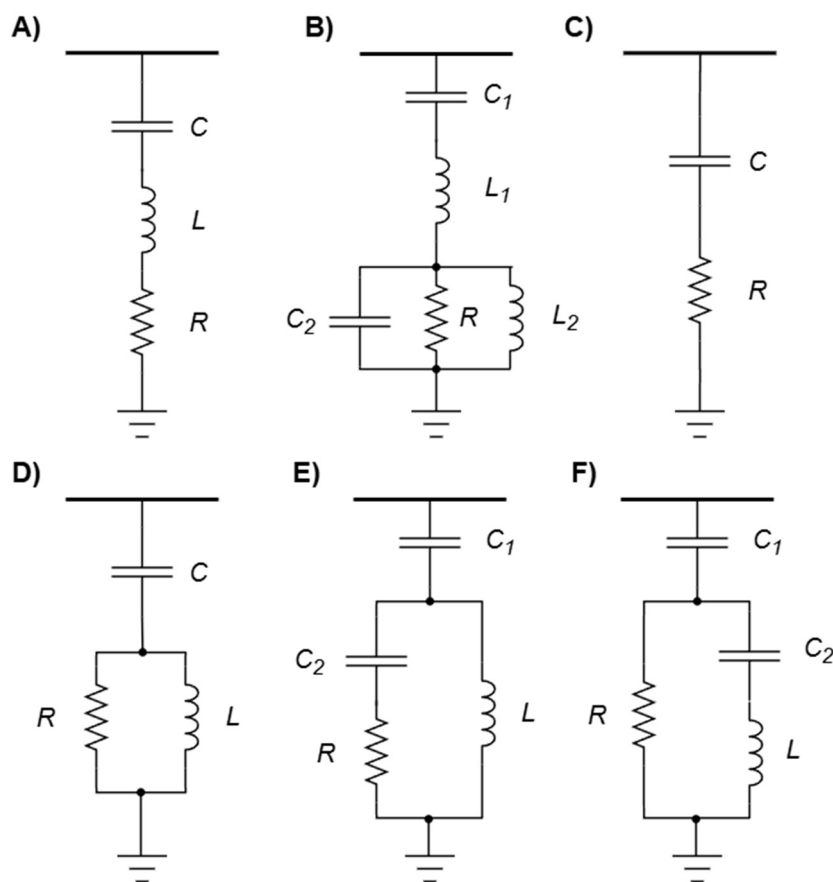
$$H_f(j\omega) = R_f + j\omega L_f + \frac{1}{j\omega C_f} = \frac{A}{j\omega} \cdot \left[1 + \frac{1}{Q} \cdot \frac{j\omega}{\omega_0} + \left(\frac{j\omega}{\omega_0} \right)^2 \right],$$

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

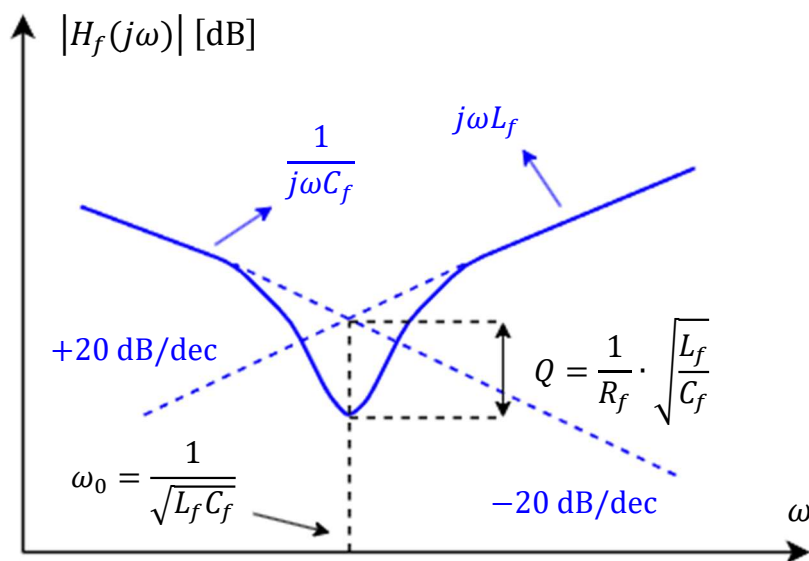
gdje su R_f , L_f i C_f otpornost, induktivnost i kapacitivnost filtera, respektivno, A pojačanje filtra, Q faktor dobrote i ω_0 rezonantna učestanost.

Frekvencijski odziv prostog usklađenog filtra, prenosne fukcije 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 (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 an 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 $\omega = 2\pi hf_1$ harmonijska učestanost i X_{L_1} i X_{C_1} induktivna i kapacitivna reaktansa filtera na osnovnoj učestanosti. Vrijednost ekvivalentne impendanse 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 će uticati na harmonijska izobličenja već i na naponske prilike i gubitke snage na osnovnoj učestanosti. Pretpostavljajući prost usklađeni filter faktora dobrote Q , 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 paraleleno 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]:

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

gdje je R_b dodatna prigušna otpornost i 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.

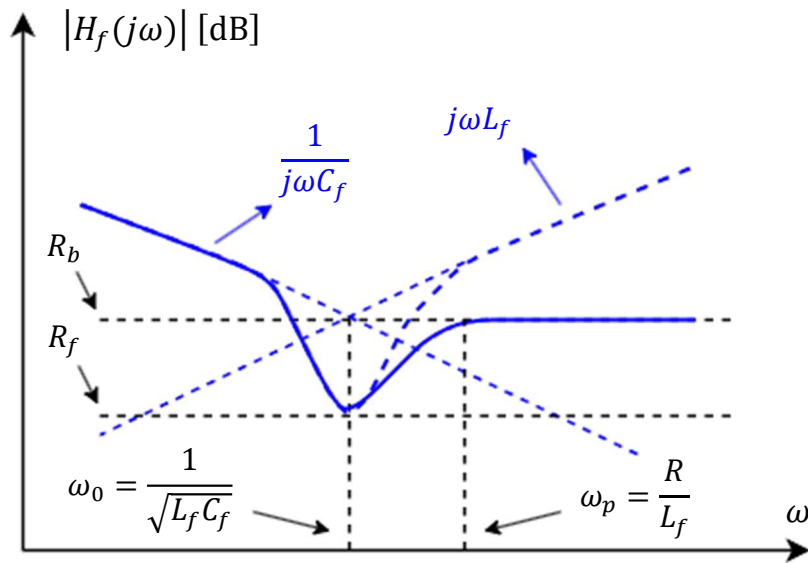
Ekvivalentna impedansa visokopropusnog filtera drugog reda, shodno ekvivalentnom kolu na slici 4.10.d, definisana je sljedećim izrazom:

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

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 viskopropusnog filtera drugog reda.

4.5. Analiza uticaja lokacije i parametara pasivih 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 PV sistem instalisane snage 1 MW priključen na sabirnicu 18 preko invertora. Dodatno, pretpostavlja se da su u sabirnicama 7, 17 i 31 priključeni nelinearni potrošači, odnosno šestopulsni konvertor Tip 1. Harmonijski spektar šestopulsnog ispravljača i standardnog DG invertora dati su u Prilogu B.

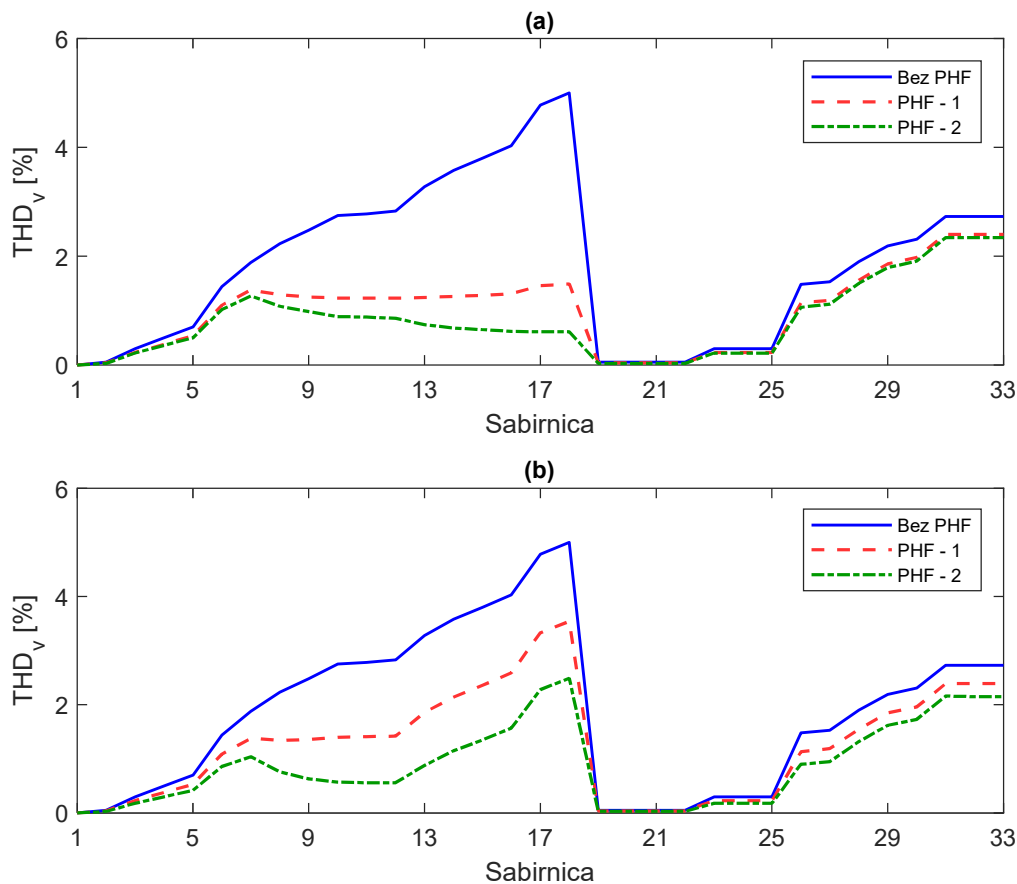
Pretpostavlja se konfiguracija prostog usklađenog filtera, pri čemu je simulacija izvršena za slučaj kada je filter priključen u sabirnicama 18 i 12. Dodatno, prilikom simulacije razmatraju se sljedeći scenariji parametara prostog usklađenog filtera:

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 prikazane su: maksimalni THD napona (THD_{max}), devijacija napona i gubici snage prije i nakon priključivanja 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 na sabirnicu 18, maksimalni THD se smanjio 2.60% u odnosu na slučaj bez filtera, dok je za PHF identičnih parametara priključen na sabirnicu 12 smanjio 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 sabirnice 18, odnosno 2.51% u slučaju sabirnice 12 (Tabela 4.6). Bitno je istaći da je promjena parametara filtera značajno uticala na redukciju viših harmonika za PHF priključen na sabirnicu 12, dok se neznatna promjena registruje za PHF na sabirnicu 18. Na slici 4.12 prikazani su THD napona sabirnica prije i nakon priključenja PHF parametara 1 i 2, respektivno. Grafički rezultati dodatno potvrđuju značajnu redukciju THD nakon integracije PHF (slika 4.12). Sumirajući rezultate u Tabeli 4.6 i grafički prikaz THD profila na slici 4.12, jasno je da je smanjenje THD u slučaju PHF priključenog na sabirnicu 18 mnogo značajnije u odnosu na slučaj priključenja filtera na sabirnicu 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 na sabirnice 18 i 12.

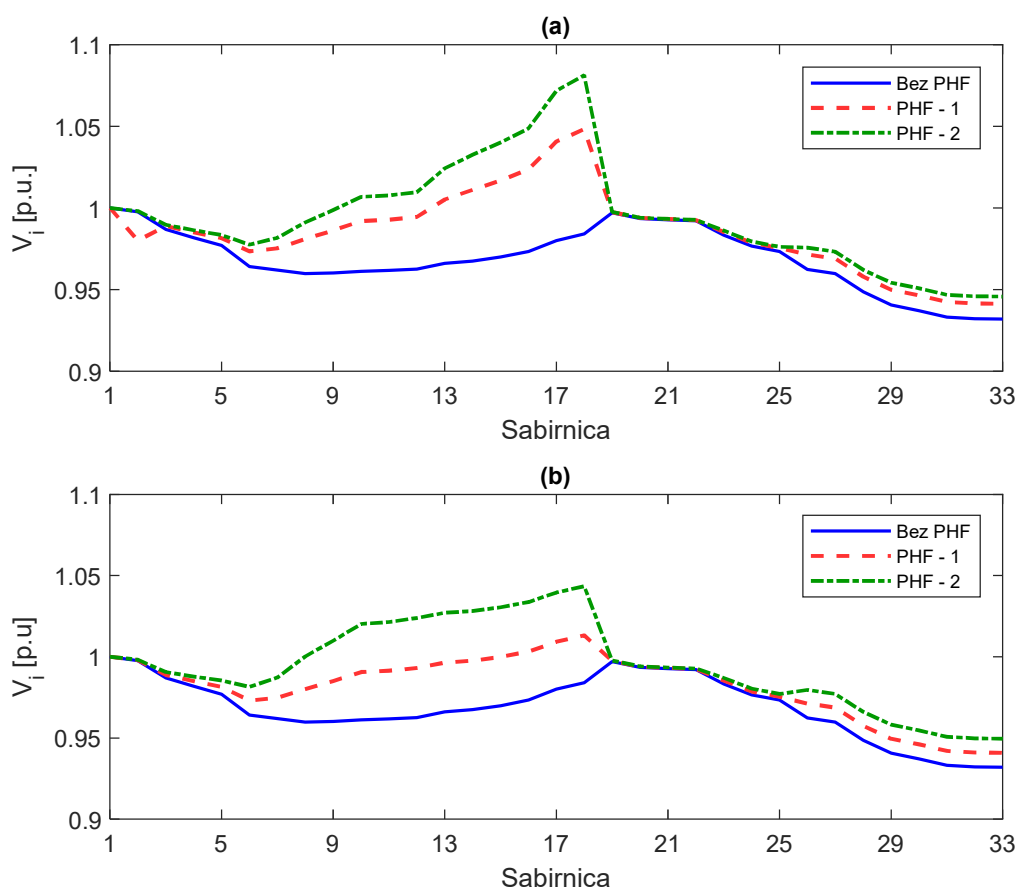
Lokacija	Parametri	THD_{max} [%]	V_{div} [p. u.]	P_{loss} [kW]
/	/	5.00	0.0444	147.31
18	1	2.40	0.0286	147.26
	2	2.34	0.0364	224.20
12	1	3.54	0.0240	117.15
	2	2.49	0.0241	182.13



Slika 4.12. THD napona sabirnica prije i nakon priključenja PHF na (a) sabirnicu 18 (b) sabirnicu 12.

Na osnovu rezultata u Tabeli 4.6 jasno je da priključenje PHF na distributivnu mrežu značajno utiče na naponske prilike. Konkretno, priključenje PHF podešenim sa parametrima 1 na sabirnicu 18 doprinosi smanjenju ukupne devijacije napona za 35.60%, odnosno za 18.02% za slučaj PHF podešenim sa parametrima 2 (Tabela 4.6). U slučaju filtera priključenog na sabirnicu 12, rezultati u Tabeli 4.6 pokazuju smanjenje devijacije napona za 45.95%, odnosno 45.72% za PHF podešen sa 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 na sabirnicu 18, za slučaj podešenja filtera sa parametarima 1, gdje instalisana snaga iznosi 1 MVar, rezultira značajnijem poboljšanju naponskih prilika u odnosu na slučaj podešenja parametrima 2, gdje instalisana snaga filtera iznosi 2 MVar (Tabla 4.2). Dodatno, lokacija priključenja značajno utiče na naponske prilike nakon

priključenja filtera. Tako priključenje PHF na sabirnicu 12 rezultira u nižoj vrijednosti devijacije napona u odnosu na slučaj priključenja na sabirnicu 18, za oba razmatrana podešenja parametara PHF (Tabela 4.8). Naponski profil distributivne mreže prije i nakon priključenja PHF prikazan je na slici 4.13. Bitno je istaći da iako rezultati u Tabeli 4.6 pokazuju da se devijacija napona priključenjem PHF, podešenog parametrima 2, na sabirnicu 18 smanjila u odnosu na slučaj bez filtera, grafički rezultati na slici 4.13.a pokazuju da u navedenom slučaju maksimalna vrijednost napona sabirnica prelazi +8% nominalne vrijednosti. S obzirom da se PHF sastoji od reaktivnih komponenti, kao i kod kondenzatorskih baterija, prisutna je fiksna kompenzacija, tako da je bitno odabrati instalisani kapacitet i lokaciju priključenja tako da ne dođe do neadekvatne kompenzacije reaktivne snage.



Slika 4.13. Naponski profil distributivne mreže prije i nakon priključenja PHF na (a) sabirnicu 18 (b) sabirnicu 12.

Sa aspekta uticaja PHF na gubitke snage, rezultati u Tabeli 4.6 pokazuju da su gubici snage nakon priključenja PHF na sabirnicu 18, pri parametrima 1, ostali ne

promjenjeni, dok su u slučaju priključenja PHF identičnih parametara na sabirnicu 12 gubici snage smanjeni za 20.47% vrijednosti prije priključenja PHF. Međutim priključenjem PHF podešenog parametrima 2 na sabirnice 18 i 12, rezultira u povećanju 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 sabirnica 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 diktira lokacija i parametri podešenja PHF,
- PHF kao reaktivni elementi nude mogućnost kompenzacije reaktivne snage, pri čemu mogu dovesti značajnog poboljšanja naponskog profila. Međutim, s obzirom da se u konfiguracijama PHF nalaze pasivne komponente, koje karakteriše fiksna kompenzacije 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, mogu 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) $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ predstavlja 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 promjenivih $\mathbf{x}$, optimizacioni problemi mogu biti diskretni ili kontinulani. 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*) – podrazumjeva da model optimizacionog problema sadrži linearne funkcije cilja i ograničenja, kao i jednostavna ograničenja na promjenjive,
- **Nelinearno programiranje** (NLP – *Non-Linear Programming*) – podrazumjeva 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 orjentisane ka proces eksploatacije, dok su populacione metaheuristike više fokusirane na proces pretraživanja.

Za razliku od metoda matematičkog programiranja, metaheuristički algoritmi se oslanjaju na generisanje slučajnih brojeva, 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 aproksira se linearnim funkcijama, pa je optimalno rješenje moguće pronaći primjernom 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 optimizacioni problem, 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 i x definiše kontrolne promjenjive. Bitno je istaći da u jednačini (5.2) ograničenje tipa nejednakosti predstavlja jednostavno ograničenej 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 metoda prikazan je algoritmom 5.1.

Algoritam 5.1. Prototip NLP metoda [121].

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

5.3.1. Konvergencijski test

Ispitivanje konvergencije NLP metoda zasniva se na Karuš-Kun-Taker (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 i 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 rezultuje u globalnom minimumu, odnosno maksimumu definisane funkcije cilja. Nasuprot, lokalno optimalno rješenje predstavlja minimum ili maksimum funkcije cilja samo u pogledu rješenja izvodljive zone koja su bliska tački lokalnog optimuma.

Pretpostavlja se set 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 $\epsilon > 0$ takav da za svaku promjenjivu unutar radijusa ϵ od x_j , postoji izvodljivo rješenje y_j za koje važi da je $x_j - \epsilon \leq y_j \leq x_j + \epsilon$.

Analogna definicija važi i za globalni, odnosno lokalni minimum.

5.3.2. 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 i 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, jedino ako je riječ o nelinearnoj i diferencijabilnoj funkciji. Prethodni uslov se može obezbjediti ukoliko se funkcija cilja u jednačina (5.7) zamijeni sa 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 rješavanje podproblema

Shodno Algoritmu 5.1 prilikom rješavanje 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 pretežno linearna.

5.3.4.2. Sekvencijalno kvadratno programiranje

SQP bazirana je na rješavanju modela $m_k(d)$ definisanog kvadratnom funkcijom, dok su ograničenja linearna. Matematička formulacija SQP metoda 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 metod 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 preturbacija uslova optimalnosti prvog reda koja uključuju: 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 i e je 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 shodno 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 proračunati tako da se osigura da sljedeće rješenje x_{k+1}, z_{k+1} bude striktno pozitivno.

5.3.5. CONOPT solver

CONOPT solver predstavlja generalizovani metod gradijetnog spusta, kod koga se set podproblema rješava kombinovano 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 je sistem jednačina ograničenja jednakosti preformulisan u $c_1(x_n) = 0$.

Egzaktan analitički izraz za funkciju c_1 nije moguće jednostavno odrediti osim u slučaju kada se radi o linearnim ograničenjima. Međutim, prema teoremi implicitnih funkcija, ukoliko postoji tačka (x_b^0, x_n^0) za koju važi da je $c(x_b^0, x_n^0) = 0$ i ukoliko je Jakobijan $\partial c / \partial x_b$ nesingularan i ima rang m , tada je u okolini tačke (x_b^0, x_n^0) moguće transformisati $c(x_b, x_n) = 0$ u $x_b = c_1(x_n)$ [4]. Pretpostavljajući da je c_1 diferencijabilna, funkciju $x_b = c_1(x_n)$ moguće je 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 shodno 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, a u_b i u_n su gornje granice promjenjivih x_b i x_n , respektivno. Koraci rješavanja NLP problema primjenom CONOPT solvera prikazani su Algoritmom 5.2.

Algoritam 5.2. CONOPT solver [121].

-
1. Odabir inicijalnog rješenja x^0
 2. Proračun Jakobijana $\partial c / \partial x$. Podjela vektora x na subvektore $x_b \in \mathbb{R}^m$ i $x_n \in \mathbb{R}^{n-m}$, tako da je $l_b < x_b < u_b$ i submatrica $\partial c / \partial x_b$ nesingularna
 3. Proračun inverzne submatrice $(\partial c / \partial x_b)^{-1}$
 4. Proračun Laganžovih multiplikatora kao rješenje problema:
$$\frac{\partial c}{\partial x_b} \cdot u = -\frac{\partial f}{\partial x_b},$$
 5. Proračun redukovanoog gradijenta:
$$r = \frac{\partial f}{\partial x_n} + u \cdot \frac{\partial c}{\partial x_n},$$
 6. Proračun proekcije h redukovanoog 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. Ukoliko je $h = 0$ zaustaviti algoritam
 8. Odabrati vrijednost $\alpha > 0$ i za različite vrijednosti α minimizovati funkciju $F(x_n^0 + \alpha h)$ sljedećim postupkom:
 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. Proračun $x_b = c_1(x_n)$, odnosno riješiti sistem jednačina $c(x_b, x_n) = b$,
 3. Proračunati $F(x_n^0 + \alpha h) = f(x_b, x_n)$,
 9. Sačuvati najbolje rješenje, povratak na korak 2
-

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

- pogodan je za rješavanje problema sa izrazito nelinearnim ograničenjima,
- prilikom rješavanja problema ima mogućnost proračuna drugog izvoda,
- interna logika algoritma omogućava prebacanje između SLP i SQP u zavisnosti koji od dva algoritama je pogodniji za rješavanja podproblema u specifičnom trenutku,
- pored toga što je dizajniran za probleme „velikih dimenzija“ gdje su prisutne diferencijabilne funkcije, koristi se i za modele sa nediferencijabilnim funkcijama.

5.4. Mješovito-cjelobrojno nelinearno programiranje

MINLP obuhvata probleme kod kojih su funkcije cilja i ograničenja nelinearne, dok matematička formulacija problema sadrži realne i cjelobrojne promjenjive [122]. Ovakvi problemi se često sreću u inženjerskoj praksi, s obzirom da u većini optimizacija cjelobrojne promjenjive modeluju diskretne promjene veličina ili logičke operacije.

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 i x_I predstavlja vektor cjelobrojnih promjenjivih. Prilikom izlaganja MINLP 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 sa konačnim donjim i gornjim vrijednostima L_I i U_I , respektivno, dok se za cjelobrojne promjenjive najčešće podrazumjeva binarni karakter, donosno $x_i \in \{0,1\}, \forall i \in I$ [122].

Metode rješavanja MINLP problema zasnivaju se na principu generisanja ograničenja na vrijednost optimalnog rješenja [5]. Razlika između različitih MINLP algoritama ogleda se u načinu na koji se generišu ograničenja. Međutim, svi MINLP algoritmi imaju sljedeće zajedničke korake: linearizacija i 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 [5]. 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 se još 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 $\hat{x} \in \mathbb{R}^n$, a s obzirom 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]:

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

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

Linearizacije funkcije cilja u jednačini (5.20) naziva se „podcjenjivanje“ funkcije cilja, dok se linearizacija ograničenja u jednačini (5.21) naziva spoljašnja aproksimacija zone izvodljivosti.

5.4.2. Generisanje i rješavanje podproblema

Najvažniji podproblem kod MINLP algoritama sastoji se od relaksacije i restrikcije ograničenja nad cjelobronim 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 formulisana je na sljedeći način [122]:

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

gdje je $z_{NLP(l,u)}$ funkcija cilja podproblema, pri čemu ona ujedno predstavlja i donju granicu funkcije z_{MINLP} .

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

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

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, tada algoritam stupa u rješavanje podproblema izvodljivosti, koji se matematički definiše na sljedeći način [122]:

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

gdje $z_{NLPF}(\hat{x}_i)$ definiše funkciju cilja podproblema izvodljivosti, $w_j > 0$ je težinski koeficijent i $g_j(x)^+ = \max\{0, g_j(x)\}$ 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 – Kasada i Grosman algoritam grananja i kidanja (*Quesada and Grossmanns branch -and-cut*),
- B-Hyb – hibridni algoritam spoljašnje aproksimacije, grananja i kidanja (*Hybrid outer-approximation and branch-and-cut*),

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

5.4.3.1. B&B algoritam

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

Koraci izvršavanja B&B prikazani su u Algoritmu 5.3. Inicijalni korak predstavlja određivanje početne donje (z_L) i gornje (z_U) granice MINLP rješenja (z_{MINLP}). Gornja granica se podešava na beskonačnu vrijednost, dok se donja granica, pretpostavljajući inicijalna ograničenja na cjelobrojne promjenjive (L_I, U_I), dobija rješavanjem NLP relaksacije (Algoritam 5.3). Vrijednost donje granice rješenja se ažurira sukcesivnom NLP relaksacijom, dok se u tom procesu 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 se dalje ažuriraju u toku 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. Odabir čvora $N^i = (l_i^i, u_i^i)$ iz stabla $\mathcal{L}$.
4. Za odabrani čvor N^i rješava se NLP relaksacija. Ukoliko je rješenje podproblema neizvodljivo algoritam se vraća na korak 2. U suprotnom $z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i)$ je optimalna vrijednost funkcije cilja a $\hat{x}^i$ optimalno rješenja.
5. Ako je $z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i) \geq z_U$ algoritam se vraća na korak 2. Ukoliko je $\hat{x}^i$ frakciono rješenje nastaviti na korak 6. U suprotnom, neka je $z_U \leftarrow z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i)$ a $x^* \leftarrow \hat{x}^i$, brišu se svi čvorovi iz stabla $\mathcal{L}$ za koje važi $z_L^j \geq z_U$ i algoritam se vraća na korak 2.
6. Podjela skupa mogućih rješenja čvora N^i na podskupove, čime se generišu čvorovi $N^{i_1}, N^{i_2}, \dots, N^{i_k}$. Za svaki čvor $j = 1, 2, \dots, k$ rješava se NLP relaksacija čime se dobija donja granica $z_{L_j}^{i_j} \leftarrow z_{NLPR}(l_i^i, u_i^i)$ i čvor se dodaje stablu $\mathcal{L}$. Povratak na korak 2.

Korak 2 definiše kriterijum za zaustavljanje algoritma, prema kojem je algoritam pronašao optimalno x^* rješenje ukoliko je stablo $\mathcal{L}$ prazan skup. Odabir podproblema, odnosno čvora u koraku 3 vrši se sa cilje: smanjenjem gornjeg ograničenja z_U kroz odabir 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 je nizak broj pretraženih čvorova i brže pronalaženje izvodljivog rješenja. Međutim, performanse metoda su loše ukoliko je nezadovoljavajuća vrijednost gornjeg ograničenja.
- **Najbolje granice** (*Best-bound*) – za razliku od prethodnog metoda, bira se čvor sa najnižom donjom granicom z_L^j . Metoda najbolje granice smanjuje broj pretraženih čvorova kod fiksnog grananja, u suprotnom nepohodna je velika količina memorije kako bi se skladištilo stablo $\mathcal{L}$.

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 granjanje, koje je opisano u koraku 6. U suštini granjanje je potrebno izvršiti tako da se poveća donja granica, s obzirom da, 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 da se odabere cjelobrojna promjeniva $x_j \in I$ 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 kako bi se ocjenio rezultat granjanja promjenjive x_j , pri čemu se za ocjanjivanje 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 respektivnih podproblema, pri čemu se, ukoliko ne postoji izvodljivo rješenje, čvor N^i u kojem se vrši grananje briše iz stabla,
- **Pseudo-kost** (*Pseudo-cost*) – ovaj metod čuva istorijat 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 populacionih metaheurističkih algoritama definisani su 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**, $\mathbf{P}(t)$ – predstavlja 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**, $\mathbf{p}_{best_i}(t)$ – predstavlja najbolje rješenje koje je i -ti agent pronašao u trenutnoj iteraciji t ,

- **Globalno najbolje rješenje**, $\mathbf{g}_{best_i}(t)$ – predstavlja najbolje rješenje svih agenata u populaciji,

Princip optimizacije korišćenjem populističkih metaheurističkih algoritama zasniva se na generisanju nove populacije, primjenom algoritamskih operacija nad rješenjima dobijenim pretragom iz prethodne populacije. Egzaktna forma za generisanje nove populacije zavisi od konkretnog populacionog algoritma. Uopštena procedura za izvršavanje populacionih metaheuristika prikazana je u okviru Algoritma 5.4.

Algoritam 5.4. Populacioni metaheuristički algoritam [118].

1. Definicija funkcije cilja i skupa mogućih rješenja $\mathbf{X}$.
2. Generisanje inicijalne populacije 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, između minimalne i maksimalne vrijednosti kontrolnih promjenjivih.
3. Evaluacija funkcije cilja $F(\mathbf{x}_i(t))$ za svakog agenta $\mathbf{x}_i(t)$ iz populacije $\mathbf{P}(t)$.
5. Generisanje nove populacije $\mathbf{P}(t+1) = [\mathbf{x}_1(t+1), \mathbf{x}_2(t+1), \dots, \mathbf{x}_N(t+1)]^T \subseteq \mathbf{X}$ primjenom matematičkih formulacija konkretnog metaheurističkog algoritma na trenutnoj populaciji $\mathbf{P}(t)$.
6. Ako je $t > T_{max}$ zaustaviti izvršavanje algoritma. U suprotnom povratak 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 udaljenost između trenutnog i globalno najboljeg rješenja kako bi ažurirao poziciju čestica. Prilikom ažuriranja pozicija i -te čestica u populaciji, neophodno je prvo izvršiti ažuriranjem njene brzine, 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 proizvoljni brojevi u intervalu $[0,1]$ generisani prema normalnoj raspodjeli i w predstavlja 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 $C_2 \cdot r_2 \cdot (\mathbf{g}_{best}(t) - \mathbf{x}_i(t))$ definiše kretanje čestice na osnovu kolektivnog znanja populacije. Shodno tome, vrijenosti koeficijenata C_1 i C_2 određuju koliko se proces optimizacije oslanja na pretraživanje, odnosno eksploataciju. Nakon ažuriranja brzine, pozicija i -te čestice se ažurira shodno 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 daje sveobuhvatniju pretragu za optimlanim rješenjem, ali rezultuje većem vremenu izvršavanja algoritma. Što se tiče koeficijenata ubrzanja, oni diktiraju kretanje ka lokalnom, odnosno globalno najboljem rješenju, pri čemu se u literaturi pretežno uzima da su navedeni koeficijenti jednaki.

Koeficijent inercije w može biti pozitivna konstanta, ili dinamički parametar koji se definiše kao linearna ili nelinearna funkcija vremena. Pretpostavljajući da koeficijent inercije ima minimalnu i maksimalnu vrijednost w_{min} i w_{max} , respektivno, promjena u vremenu može se definisati shodno sljedećem izrazu [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 populistički metaheuristički lagoritam 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 moguće je izračunati masu 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 generisan broj u intervalu $[0,1]$, $G(t)$ je gravitaciona konstatna 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 mali broj, $R_{i,j}(t) = \|\mathbf{x}_i(t) - \mathbf{x}_j(t)\|_2$ 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, shodno 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 normalnom raspodjelom, čime se uvodi nasumičnosti procesa pretraživanja.

Paramteri GSA algoritma su pretežno adaptivni. Značajan parametar jeste gravitaciona konstantna, koja se mijenja se vremenom najčešće 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 startu GSA algoritma, gravitaciona konstanta ima veliku vrijednost. To znači da u inicijalnim koracima postoji veće privlačenje masa, odnosno intenzivnije kretanje agenata čime se stavlja prioritet na proces pretraživanja skupa mogućih rješenja. Kako vrijeme prolazi, vrijednost gravitacione konstante opada, što znači da se algoritam fokusira na pronalaženje optimalnog rješenja.

Još jedan adaptivni parametar GSA algoritma je skup najboljih rješenja, čija je promjena u vremenu definisana 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 posljednoj iteraciji. Parametar K_{best} koristi se radi balansiranja proces pretraživanja i eksploatacije, kontrolišući broj agenata koji provlači druge agente. Shodno izrazu (5.37), parametar K_{best} ima veliku početnu vrijednost, kako bi se u inicijalnim koracima skoro svi agenti privlačili, izbjegavajući da GSA bude zarobljen u lokalnom optimumu, dok mu vrijednost opada u vremenu kako bi se poboljšala konvergencija ka optimalnom rješenju [118].

5.5.3. Algoritam sivog vuka

Algoritam sivog vuka (GWO) predstavlja populacioni metahuristički algoritma koji je inspirisan procesom traženja plijena čopora sivih vukova [128]. Konkretno, u socijalnoj hijerarhiji čopora sivih vukova razlikuju se četiri klase: alfa (α), beta (β), delta (δ) i omega (ω). Prilikom lova, α vuk je donosilac odluka, dok su ispod njega u hijerarhiji redosljedom β i δ vukov. Što se tiče ω vukova, kao najniža klasa u hijerarhiji oni su potčinjeni α , β i δ vukovima. Matematički, tri najbolja rješenja optimizacionog problema spadaju u tri gornje socijalne klase: α , β i δ , respektivno, dok su ostala rješenja problema svrstana u klasu ω .

Inicijalna faza traženja rješenja primjenom GWO algoritma simulira opkruživanje 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 vektor $\vec{X}_p$ predstavlja poziciju plijena (rješenja). Na osnovu jednačine (5.38) jasno je da $\vec{D}$ označava vektor rastojanja vuka i plijena, dok su $\vec{A}$ i $\vec{C}$ u jednačinama (5.38) i (5.39), respektivno, vektori koeficijenata, koji se računaju shodno 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 $\vec{r}_2$ vektor proizvoljnih brojeva generisanih u intervalu $[0,1]$.

Sledeći 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 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 su adaptivni. Konkretno, vektori $\vec{r}_1$ i $\vec{r}_2$ uvode proizvoljnost prilikom traženja optimalnog rješenja, dok linearno opadajući vektor $\vec{a}$ omogućava fokusiranje na optimalno rješenja 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 eholokaciju, ili ti biološki sonar [129]. Mikro slijepi miševi šalju glasan zvučni impuls koji se reflektuje od objekte, te na osnovu eha vrše detekciju plijena i izbjegavanje prepreka. Prilikom formulisanja matematičkog modela BAT algoritma uzimaju 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 $\mathbf{x}_i$, pretpostavljajući fiksnu učestanost f_{min} , promjenjivu talasnu dužinu λ i jačinu A_0 zvučnog impulsa. Takođe, dozvoljena je automatska promjena talasne dužine ili emisije impulsa $r \in [0,1]$, u zavisnosti od blizine plijena (rješenja),
- Iako u prirodi intezitet zvučnog impulsa značajno varira, prilikom izvođenja 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 vektor proizvoljnih brojeva generisanih normalnom raspodjelom, dok je $\mathbf{x}_*$ trenutno optimlno rješenje. U jednačini (5.45) ravnopravno se može primjenjivati i talasna dužina i -tog agenta (λ_i), s obzirom da je proizvod $\lambda_i \cdot f_i$ 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 je A^t srednja vrijednost inteziteta zvučnog impulsa svih agenata u populaciji.

U toku izvršavanja BAT algoritma vrši se ažuriranje inteziteta 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 u toku izvršavanja BAT algoritma za $t \rightarrow \infty$, $A_i^t \rightarrow 0$ dok $r_i^t \rightarrow 0$. Prethodno je saglasno sa prirodnim procesom kretanja slijepih miševa, gdje kako se populacija približava plijenu intezitet zvučnog signala opada, dok emisija raste [129]. Podešavanje parametara BAT algoritma zahtjeva eksperimentisanje, dok je preporuka da agenti u populaciji imaju različite inicijalne vrijednosti inteziteta i emisije zvučnog signala što se postiže uvođenjem slučajnih promjenjivih. Bitno je istaći da se ažuriranje inteziteta 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 prezentovanja 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 eliminaciji 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 u vremenski manje zahtjevnom proračunu, 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 admitansi sistema i proračunaju harmonijske struje injektirane od strane nelinearnih potrošača,
3. Proračun napona viših harmonika korišćenjem inverzne matrice admitansi i vektora injektiranja harmonijskih struja.

Za rješavanje LF na osnovnoj učestanosti tradicionalno se koristi Njut-Rapsonov (N-R) metod [134]. U dostupnoj literaturi se predlažu 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 korišćenje intervalne aritmetike smanjuje vrijeme izvršavanja DHLF. Međutim, s obzirom 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 visokom stepenom udjela viših ahrmonika, prikazana je u [140], dok je indentican metod primjenjen 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 admitansi 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 dekompoziciji matrice admitansi prije njene inverzije. S obzirom 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, baziranom 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, za sprovođenje LF analize, predložene su sljedeće optimizacione tehnike Levenberg-Markuardt [143], Ljapunova minimizacija [144] i Gaus-Njutnov metod [145]. Iako se Levenberg-Markuardt i Ljapunova optimizacija predlažu kao robusna rješenja za proračun LF, ove metode sporo konvergiraju, ili uopšte ne konvergiraju u zavisnosti od blize početnog i optimalnog rješenja [146]. Dodatno, Gaus-Njutnov metod nije dizajniran za problema sa velikom količinom ulaznih parametara.

6.2. Modeli komponenti distributivne mreže na višim učestanostima

Kao što je prethodno konstatovano, DHLF zasniva se na zasebnom proračunu tokova snaga na osnovnoj i višim učestanostima. Nakon LF analize na osnovnoj učestanosti, za proračun na višim učestanostima koristi se matrica admitansi i vektor struja viših harmonika injektiranih od strane nelinearnih potrošača. Prilikom formiranja matrice admitansi neopodno je modelovati komponente distributivne mreže na višim učestanostima. U dostupnoj lietaraturi koriste se aproksimativni modeli, koji se sastoje od pasivnih elemanata 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 definisana je 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 osnovnoj učestanosti ($h=1$), respektivno i $B_C^{(1)}$ je 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 se modeluju korišćenjem modela konstantne snage. Međutim, na višim učestanostima, linearni potrošači se predstavljaju modelom konstantne impendanse, čije električno kolo čine paralelna i redna veza otpornika i kalema. Postoje različiti modeli konstantne impendanse koji su primjenivi za linearna potrošače. Bitno je istaći da način modelovanja linearnih potrošača utiče na proračun DHLF, s obzirom 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 podrazumjeva 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 definisani su 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 -toj sabirnici.

Kao što je izloženo u Poglavlju 4, nelinearni potrošači predstavljaju izvore viših harmonika u EES-u. Prilikom proračuna na višim učestanostima, nelinearni potrošači se modeluju 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 se računa 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 definisan je 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; $\theta_{NP}^{(h-spectrum)}$ fazni stav h -te harmonijske struje nelinearnog potrošača izvučene iz harmonijskog spektra; $\theta_i^{(1)}$ fazni stav struje nelinearnog potrošača u čvoru i na osnovnoj učestanosti.

6.2.3. Distribuirani izvori

U zavisnosti od procesa konverzije energije, distribuirani generatori (DG) 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 isti priključeni na distributivnu mrežu preko impendanse čija se vrijednost mijenja u zavisnosti od harmonijske učestanosti shodno sljedećem izrazu [141]:

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

gdje $\underline{Z}_{DG}^{(h)}$ predstavlja impendansu linearnog DG na h -toj harmonijskoj učestanosti, R_{DG} je unutrašnja otpornost linearnog DG i X_{DG}''' je subtrazijentna reaktansa linearnog DG.

Nelinearni generatori, kao što su PV sistemi i vjetroelektrane, priključeni su na mrežu preko energetske pretvarača. Samim tim, ovaj tip DG se na harmonijskim učestanostima modeluje kao idealni strujni izvor, gdje se efektivna vrijednost i fazni stav harmonijske struje određuje kao i za nelinearne potrošače shodno izrazima (6.9) i (6.10). Bitno je istaći da se prilikom proračuna harmonijskih tokova snaga, struja nelinearnih DG 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 definisana je 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 DHFL 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 proračun na osnovnoj učestanosti razmatra se sljedeći optimizacioni problem [149-151]:

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned} V_{i_{min}} &\leq V_i \leq V_{i_{max}}, \\ \theta_{i_{min}} &\leq \theta_i \leq \theta_{i_{max}}, \end{aligned} \quad (6.19)$$

$$P_{ijmin} \leq P_{ij} \leq P_{ijmax}, \quad (6.20)$$

$$Q_{ijmin} \leq Q_{ij} \leq Q_{ijmax},$$

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

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

U gore prikazanom sistemu jednačina izraz (6.14) predstavlja definiciju funkcije cilja optimizacionog problema, gdje je: F_{obj} funkcija cilja; N_b broj čvorova (sabirnica); $G_{i,j}$ provodnost grane između i -te i j -te sabirnice; V_i i V_j efektivne vrijednosti napona i -te i j -te sabirnice respektivno; $\delta_{i,j}$ razlika faznih stavova napona u i -toj i j -toj sabirnici. U navedenoj formulaciji za funkciju cilja odabrani su ukupni gubici snage. Bitno je istaći da u okviru proračuna tokova snaga nema kontrolnih promjenjivih, 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 je: $P_{i,j}$ i $Q_{i,j}$ aktivna i reaktivna snaga koja protiče između napona i -te i j -te sabirnice, respektivno; $B_{i,j}$ susceptansa grane između napona i -te i j -te sabirnice; B_C otočna susceptansa grane između i -te i j -te sabirnice. 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 i -toj sabirnici povučene iz ekstrene mreže, respektivno; P_{Li} i Q_{Li} aktivna i reaktivna snaga linearnog ili nelinearnog potrošača u i -toj sabirnici, respektivno; P_{DGi} aktivna snaga DG priključenog u i -toj sabirnici; Q_{SCi} reaktivna snaga kondenzatorske baterije priključene u i -toj sabirnici.

Ograničenja tipa nejednakosti definisana su jednačinama (6.19)-(6.21). Izraz (6.19) definisaniše ograničenja efektivne vrijednosti i faznog stava (θ_i) napona u i -toj sabirnici, dok su ograničenja u pogledu prenesene aktivne, odnosno reaktivne snage, između i -te i j -te sabirnice definisana izrazom (6.20). Na kraju, izraz (6.21) definiše ograničenje u pogledu aktivne i reaktivne snage koja se preuzima iz eksterne mreže, pri čemu su ove vrijednosti u realanoj distributivnoj mreži definisane kapacitetom distributivne trafostanice.

6.3.2. Proračun na višim učestanostima

Prvi korak standardnog DHLF metoda je formiranje matrice admitansi korišćenjem prethodno definisanih modela komponenti distributivne mreže na višim učestanostima. Korišćenjem rezultata dobijenih u okviru proračuna tokova snaga na osnovnoj učestanosti moguće je izračunati struje nelinearnih potrošača, odnosno izvora. Korišćenjem matrice admitansi i vektora harmonijskih struja moguće je odrediti harmonike 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 admitansi sistema na h -toj harmonijskoj učestanosti. Za rješavanje sistema jednačina neophodno je odrediti inverznu matricu admitansi sistema, u čemu se ogleda numerička kompleksnost proračuna primjenom klasične DHLF metode.

U ovom radu, polazeći od činjenice da metode matematičkog programiranja ne poznaju kompleksne brojeve, sistem jednačina (6.21) rasprije se po realnoj i imaginarnoj komponenti matrica, odnosno vektora:

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

Polazeći od jednakosti imaginarnih brojeva sa lijeve i desne strane jednačine, od 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 admitansi, u ovom radu se primjenjuje optimizacioni metod. Radi definisanja kriterijuma za zaustavljanjem proračuna na višim učestanostima definisana je 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 sabirnica (V_{rms_i}), i ukupni THD napona sabirnica (THD_{V_i}) shodno 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 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 prikazane su u Prilogu A. Simulacija u ovom poglavlju izvršena je podrazumjevajući 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 DG,
- **Slučaj 3** – DHLF u IEEE 18- 33- i 69-čvornoj mreži sa integrisanim SC,
- **Slučaj 4** – DHLF u IEEE 33- mreži sa integrisanim DG 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 kroz poređenje sa rezultatima dobijenim proračunom harmonijskih tokova snaga u komercijalnim softverima DigSilent i ETAP. U Slučaju 4 verifikacija preložene metode izvršena je poređenjem sa rezultatima navedenim u dostupnoj literaturi.

Prilikom proračuna uzete su sljedeće pretpostavke:

- distributivna mreža je izbalansirana,
- distributivna mreža se napajanja iz distributivne trafostanice u čvoru 1, koji predstavlja balasni 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, 31.

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

6.4.1. Slučaj 1 – proračun harmonijski tokovi 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 pogon sa promjenjivom brzinom (ASD). Harmonijski spektra ASD prikazan je u Prilogu B. U Tabeli 6.1 sumirani su rezultati proračuna dobijeni primjenom CONOPT solvera i primjenom 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 impleментiraju DHLF metod baziran unapređenom Njutn-Rafson metodu proračuna tokova snaga.

Tabela 6.1. Slučaj 1 – rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga, dobijeni primjenom predložene DHLF metode, DigSilent-a i ETAP-a.

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 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 se u potpunosti poklapaju sa vrijednostima dobijenim proračunom u ETAP-u, za obje razmatrane testne mreže (Tabela 6.1). Prema rezultatima u Tabeli 6.1, minimalna vrijednost napona dobijena CONOPT solverom razlikuje se u odnosu na one dobijene proračunom u DigSilentu svega 0.0003 p.u. za IEEE 33-čvornu, 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 vrijednost dobijene u ETAP-u i 0.05 % u odnosu na vrijednost iz proračuna u DigSilent-u (Tabela 6.1). Za slučaj IEEE 69-čvorne mreže, javlja se nešto veće odstupanje maksimalne vrijednosti THD. Shodno Tabeli 6.1, maksimalni THD proračunat primjenom CONOPT solvera, razlikuje se za 0.04 % vrijednosti dobijene u ETAP-u, odnosno 0.19 % vrijednosti proračunate u DigSilent-u.

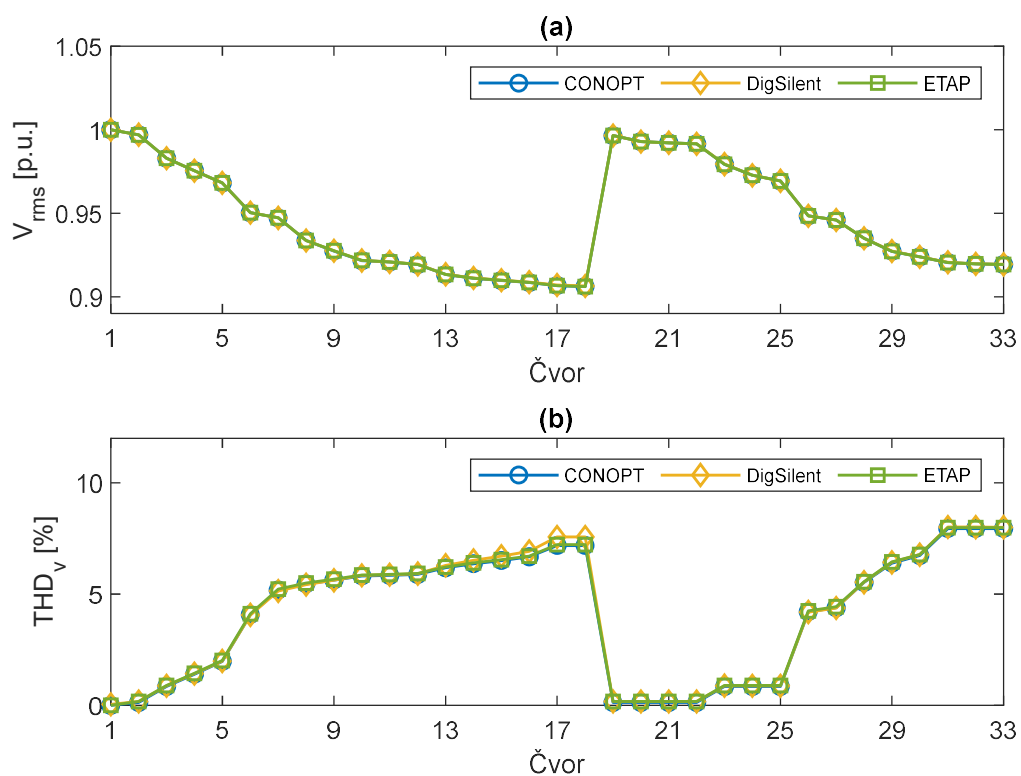
Kompletnija slika o tačnosti proračuna primjenom predložene metode može se dobiti na osnovu Tabele 6.2, gdje su prikazane maksimalno i srednje apsolutno odstupanje efektivne vrijednosti napona i THD-a. Priložena maksimalna i srednja apsolutna odstupanja efektivne vrijednosti napona u Tabeli 6.2 potvrđuju 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 0.10 %, javlja prilikom proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži. Najznačajnije maksimalno odstupanje THD-a, u iznosu 0.38 %, javlja se između predloženog metoda i DigSilent-a za slučaj proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži (Tabela 6.2). Dodatno, shodno rezultatima u Tabeli 6.2, prosječna apsolutna odstupanja vrijednosti THD između CONOPT solvera i oba razmatrana komercijala softvera su niska, uzimajući u obzir da maksimalno srednje apsolutno odstupanje iznosi svega 0.07 %. Poklapanje rezultata dobijenih predloženom metodom i proračunom u komercijalnim softverima dodatno se potvrđuju na slikama 6.1 i 6.2, gdje su prikazani efektivne vrijednosti i THD napona čvorova, za IEEE 33-čvornu i 69-čvornu mrežu, respektivno.

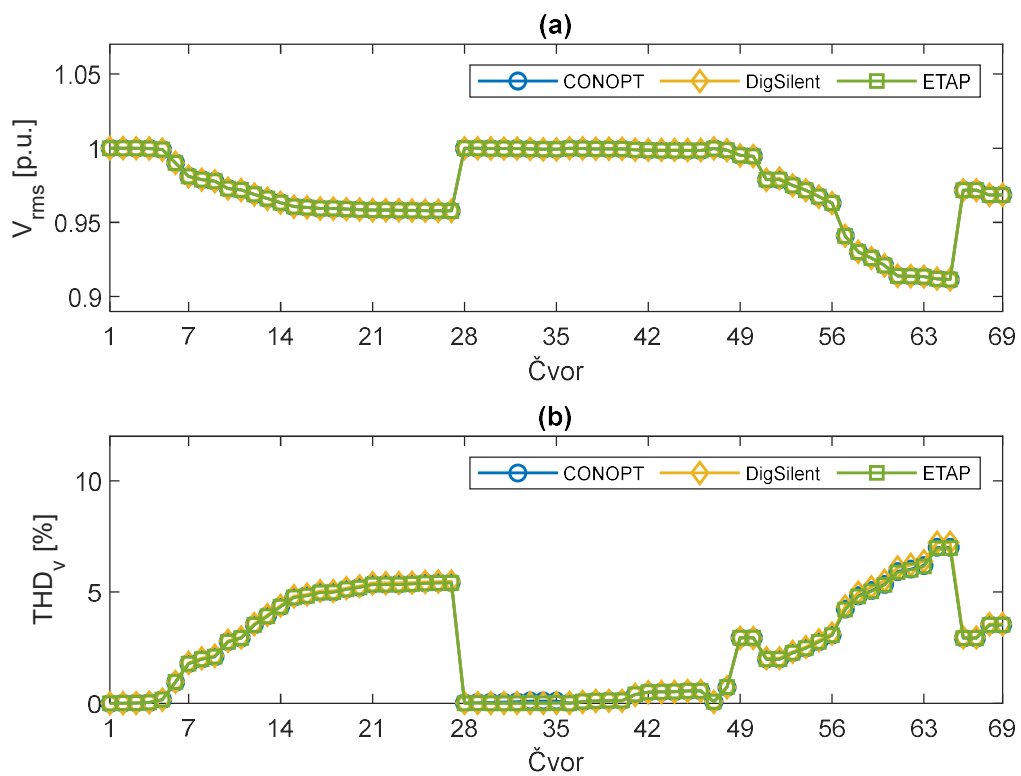
Tabela 6.2. Slučaj 1 – maksimalna i srednja apsolutna odstupanja efektivne vrijednosti i THD napona čvorova, između predloženog metoda i komercijalnih softvera.

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

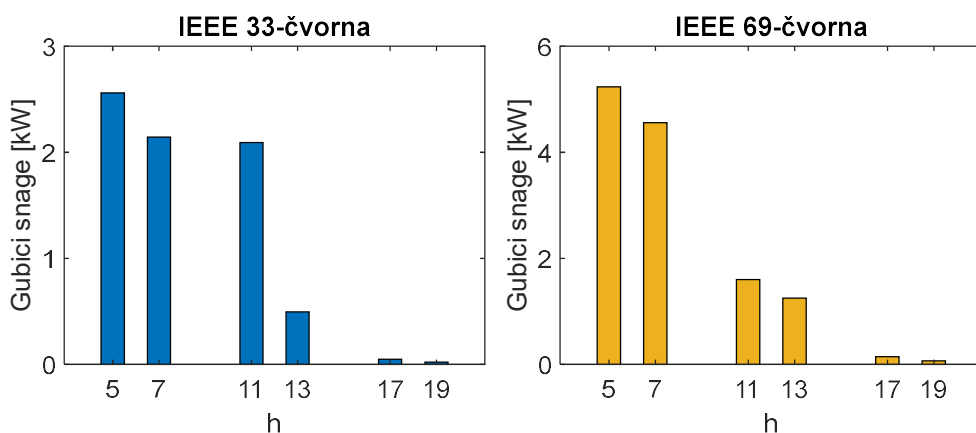
Bitno je istaći da softveri DigSilent i ETAP ne daju podatak o vrijednosti gubitaka snage. Proračun gubitaka na osnovnoj i višim učestanostima je značajan sa aspekta evaluacije negativnog uticaja viših harmonika na distributivnu mrežu i njene elemente. Primjenom predložene metode i CONOPT solvera ukupni gubici aktivne snage, uključujući i 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 i (b) THD napona.



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



Slika 6.3. Slučaj 1 – Gubici snage na dominantnim harmonicima.

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

Pretpostavlja se invertorski DG 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 ostaje identičan kao i u Slučaju 1, pri čemu se pretpostavlja da je DG priključen preko šestopulsnog pretvarača Tip 1. Harmonijski spektar šestopulsnog pretvarača prikazan je u Prilogu B. Minimalni napon i maksimalni THD u čvorovima, dobijeni proračunom primjenom predložene DHLF metode i komercijalnih softvera, prikazani su u Tabeli 6.3. Posmatrajući maksimalnu vrijednost THD može se uočiti odstupanje rezultata dobijenih proračunom u ETAP-u i DigSilent-u. Prethodno se objašnjava činjenicom da su u ETAP-u linearni potrošači modelovani paralelnim, a u DigSilentu serijskim modelom, što utiče na proračun harmonijskih tokova snaga u prisustvu DG [148]. Radi vjerodostojnosti poređenje rezultata, proračun primjenom predloženog DHLF metoda izvršeni su za slučaj kada se linearni potrošači modeluju paralelnim modelom (CONOPT-P) i serijskim modelom (CONOPT-S).

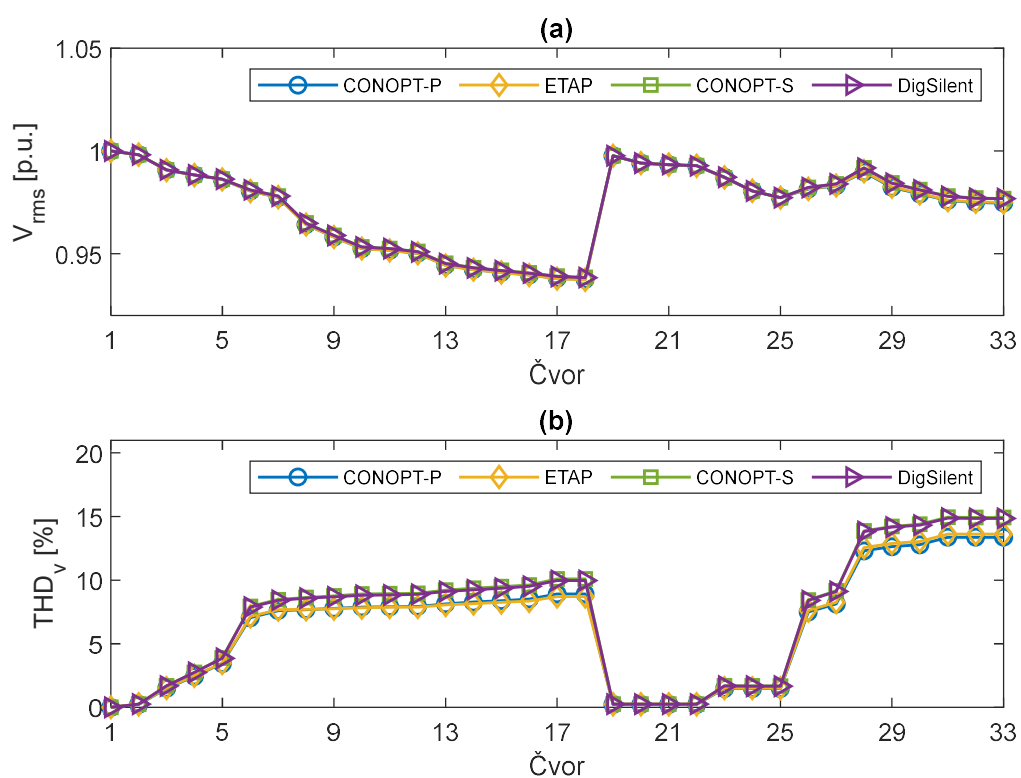
Na osnovu rezultata u Tabeli 6.3, može se konstatovati poklapanje minimalne vrijednosti napona čvorova dobijenih proračunom primjenom CONOPT solvera i komercijalnih softvera. U slučaju proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži javlja se maksimalno odstupanje minimalne vrijednosti napona između CONOPT solvera i ETAPA, u iznosu 0.0003 p.u. (Tabela 6.3). Maksimalno odstupanje minimalne vrijednosti napona čvorova u IEEE 69-čvornoj podjednako je između predložene metode i oba

komercijalna softvera, i iznosi 0.0001 p.u. (Tabela 6.3). Sa spektra maksimalne vrijednosti THD, shodno 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 Digilent-a. Slično važi i u slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži, gdje maksimalno odstupanje u vrijednosti THD između CONOPT-a i DigSilent-a iznosi svega 0.02 % (Tabela 6.3). Na osnovu priloženih rezultata može se zaključiti da integracija DG u distributivnoj mreži uopšte nije narušila tačnost proračuna primjenom predložene metode.

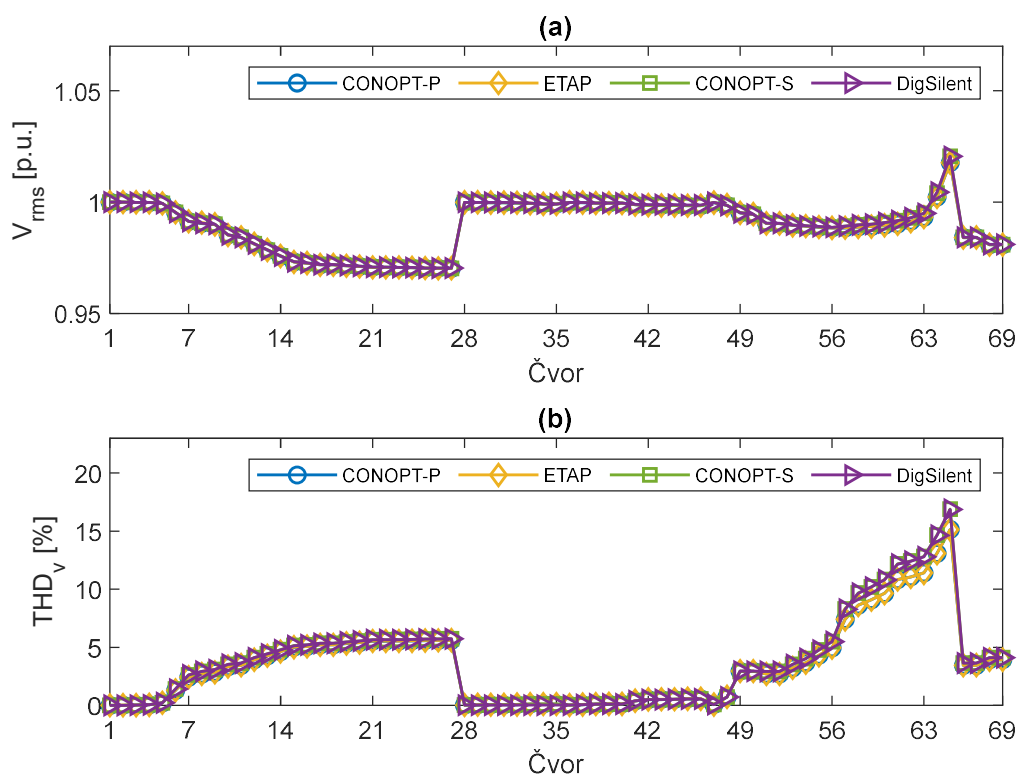
Tabela 6.3. Slučaj 2 – rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga u prisustvu DG, dobijeni primjenom predložene DHLF metode, DigSilent-a i ETAP-a.

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)

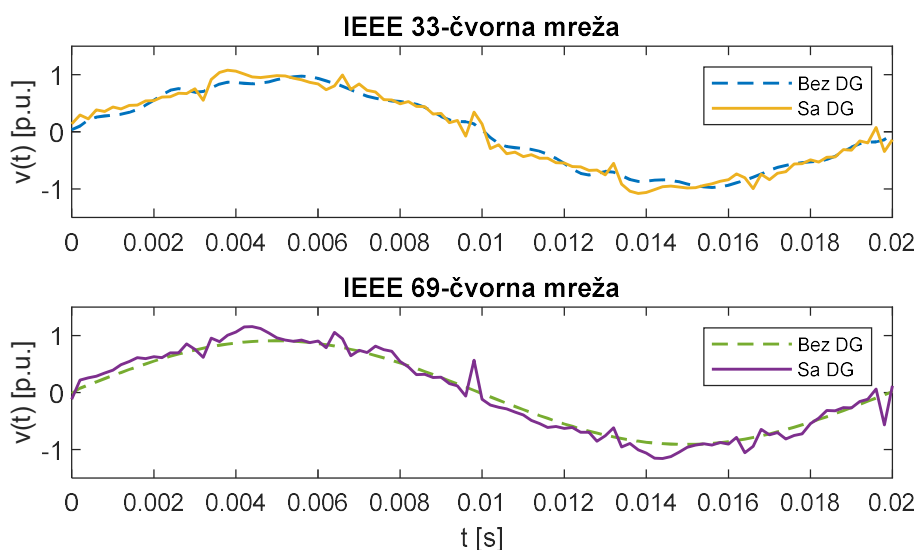
Poklapanje rezultata dobijenih primjenom nove DHLF metode i komercijalnih softvera dodatno se potvrđuje na slici 6.4 i 6.5, gdje su grafički prikazane efektivne vrijednosti i THD napona čvorova IEEE 33-čvorne i 69-čvorne mreže, respektivno. Posmatrajući grafički prikaz napona na slikama 6.4.a i 6.5.a, jasno je da različiti način modelovanja linearnih potrošača ne utiče na efektivnu vrijednost napona čvorova. Nasuprot, različiti model linearnih potrošača utiče na odstupanje THD, pri čemu je 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-čvorne i 69-čvorne mreže, respektivno, prije i nakon integracije DG. 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 DG, što je u skladu i sa vrijednostima THD prikazanim u Tabeli 6.3.



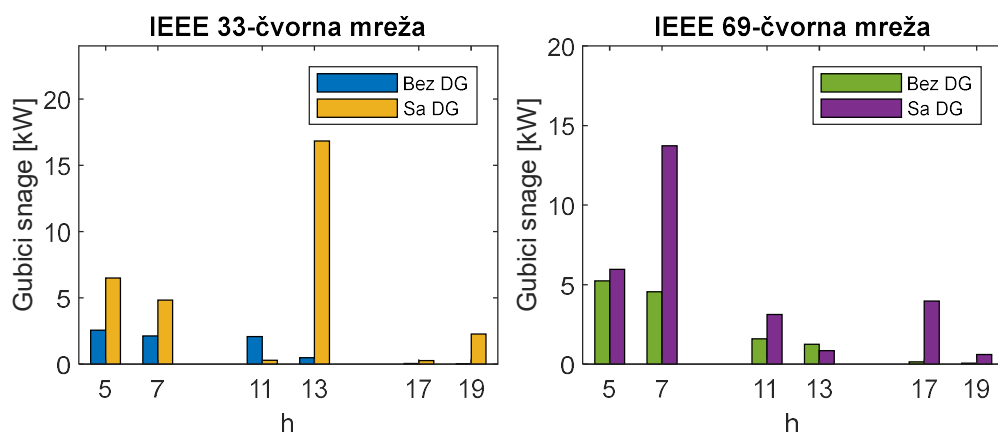
Slika 6.4. Slučaj 2 – IEEE 33-čvorna mreža (a) efektivna vrijednost i (b) THD napona.



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



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



Slika 6.7. Slučaj 2 – Gubici snage na dominantnim harmonicima prije i nakon integracije DG.

Nakon integracije DG, 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 harmonicima, prije i nakon integracije DG prikazani su na slici 6.7. Iako su ukupni gubici snage nakon integracije DG smanjeni, grafički prikaz na slici 6.7 pokazuje povećanje ili smanjenje gubitaka na višim učestanostima nakon integracije DG. Konkretno, uočava se značajan porast gubitaka trinaestog harmonika u IEEE 33-čvornoj mreži i gubitaka na sedmom harmoniku u IEEE 69-čvornoj mreži nakon integracije DG (Slika 6.7). Sa druge strane gubici na jedanaestom i trinaestom harmoniku u IEEE 33-

čvornoj i IEEE 69-čvornoj mreži, respektivno, se smanjuju nakon inetgarcije DG. 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 integrisanim kondenzatorskim baterijama

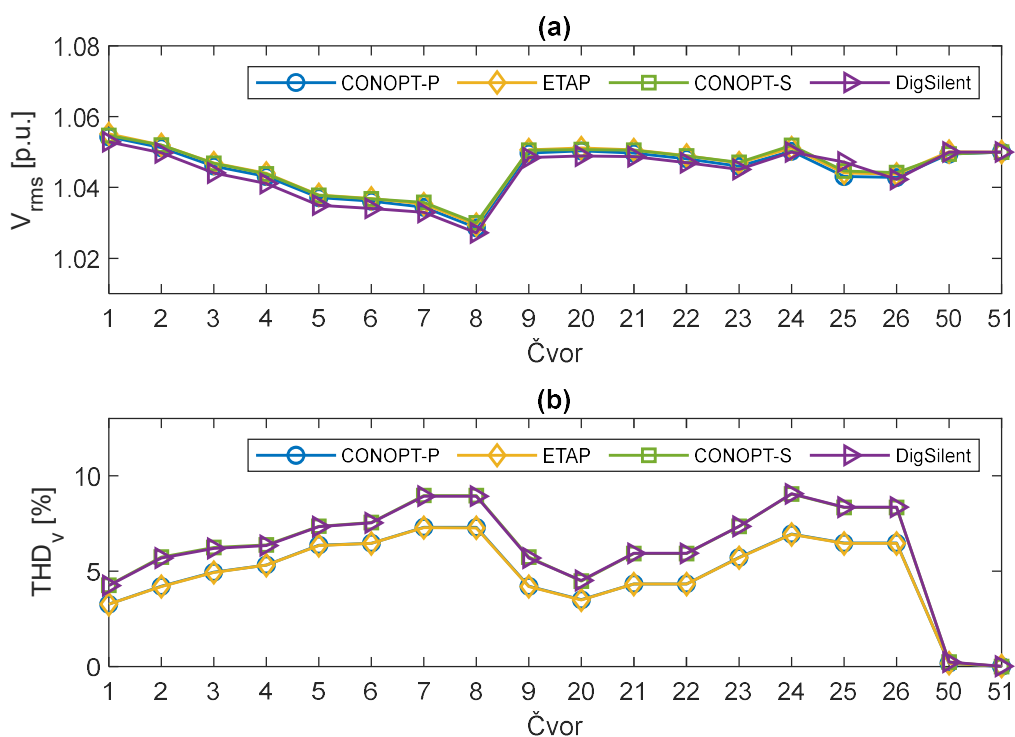
U trećem slučaju, IEEE 33-čvorna i 69-čvorna mreža modifikovane su dodavanjem SC instalisane snage 1.2 MVar u čvorovima 30 i 55, respektivno. Raspored i tip nelinearnih potrošača ostaje identičan prethodnom slučaju. Dodatno, predloženi DHLF pristup je primjenjen i na IEEE 18-čvornoj mreži koja sadrži SC u čvorovima: 2, 3, 4, 5, 7, 20, 21, 24, 25 i 50, dok je se u čvoru 5 nalazi šestopulsni ispravljač tip 1. Linijski dijagram, podaci o parametrima vodova i potrošnje u čvorovima za IEEE 18-čvornu mrežu predstavljeni su u Prilogu A. Rezultati proračuna sumirani su u Tabeli 6.4. Kao i u prethodnom slučaju, uzimajući u obzir uticaj tipa modela lineranih potrošača na rezultate proračuna, predložena DHLF metoda je simulirana 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, DigSilent-a i ETAP-a.

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 precizan proračun primjenom predložene metode. Maksimalno odstupanje u proračunatoj minimalnoj vrijednosti napona čvorova u IEEE 18-čvornoj mreži 0.0028 p.u. pojavljuje se između CONOPT

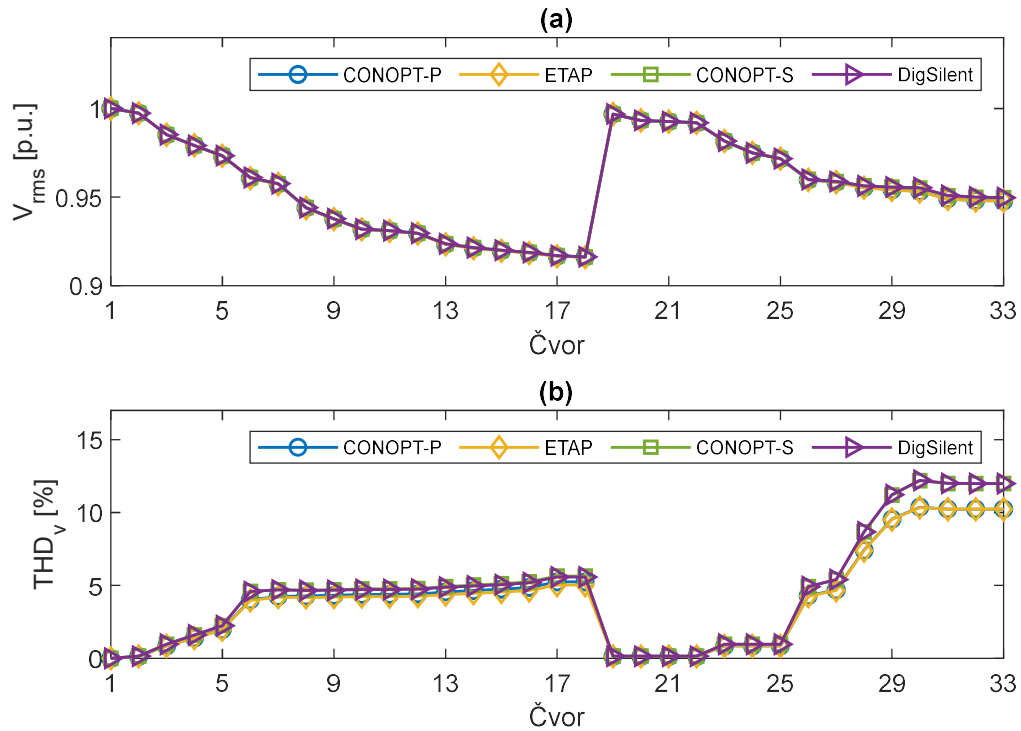
solvera i DigSilenta (Tabela 6.4). Shodno rezultatima u Tabeli 6.4, u slučaju proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži maksimalno odstupanje, 0.0001 p.u., minimalne vrijednosti napona javlja se između CONOPT solvera i ETAP-a, dok se za slučaj proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži identično odstupanje javlja između predložene metode i DigSilenta. Sa aspekta maksimalnog THD 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 0.03 % javlja se između predložene metode i ETAP-a (Tabela 6.4). Rezultati u Tabeli 6.4 pokazuju da u slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži maksimalni THD proračunati primjenom CONOPT solvera odstupaju od DigSilenta u iznosu od 0.07 %.



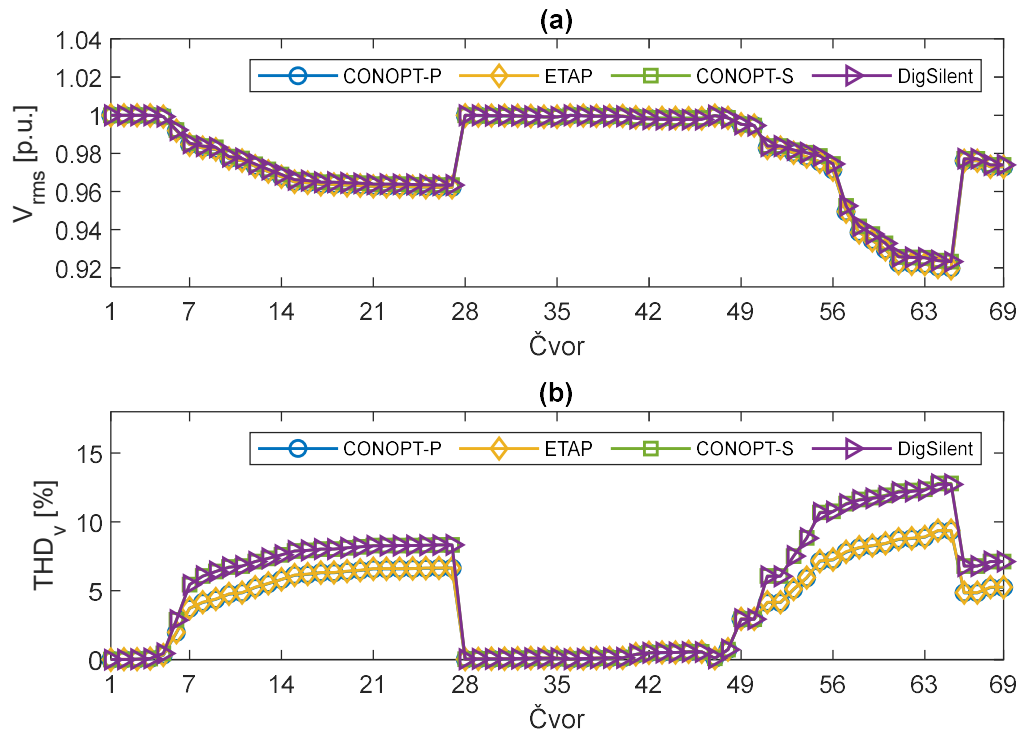
Slika 6.8. Slučaj 3 – IEEE 18-čvorna mreža (a) efektivna vrijednost i (b) THD napona.

Tačnost proračuna primjenom predložene metode dodatno se potvrđuje grafičkim prikazom efektivne vrijednosti i THD-a napona čvorova na slikama 6.8, 6.9 i 6.10. Kao i u prethodnom slučaju različiti model lineranih potrošača nije uticao na proračun vrijednosti napona čvorova (slike 6.8.a, 6.9.a i 6.10.a). Međutim, grafički prikaz na slikama 6.8.b, 6.9.b i 6.10.b pokazuje da u prisustvu SC model lineranih potrošača značajno utiče na proračunatu vrijednost THD-a. Na slici 6.11 prikazani su talasni oblici

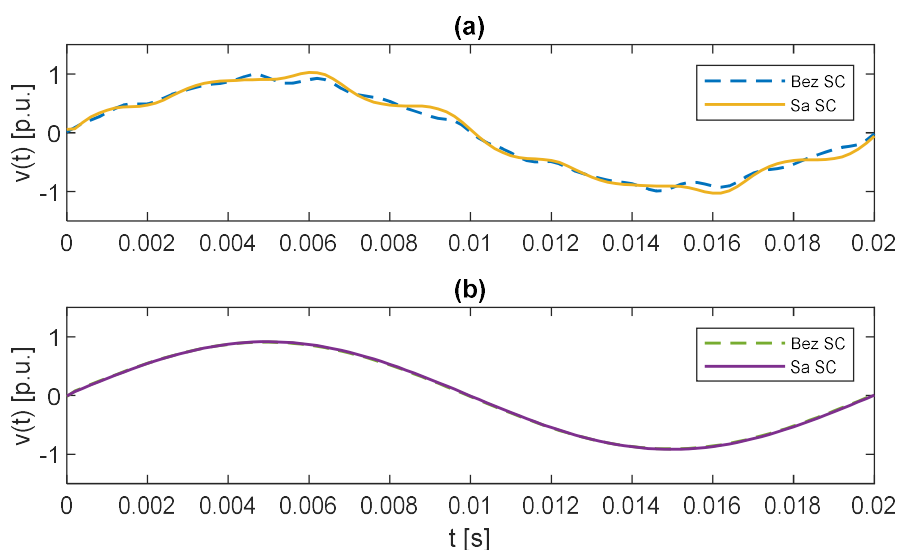
napona čvorova sa najvećim udio viših harmonika u IEEE 33-čvornoj i 69-čvornoj mreži, pri i nakon integracije SC.



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

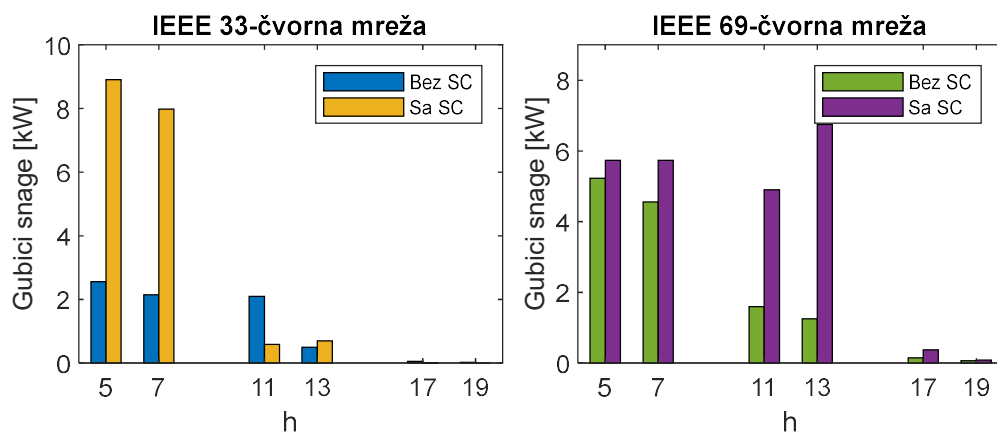


Slika 6.10. Slučaj 3 – IEEE 69-čvorna mreža (a) efektivna vrijednost (b) THD napona.



Slika 6.11. Slučaj 3 – talasni oblici napona u čvorovima sa najvećom vrijednošću THD 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-čvornoj i 69-čvornoj mreži grafički su prikazani na slici 6.12. Kao i u prethodnom slučaju, dolazi do povećavanja gubitaka na višim učestanostima, pri čemu je integracija SC doprinijela značajnom povećanju gubitaka na petom i sedmom harmoniku u IEEE 33-čvornoj mreži, odnosno jedanaestom i trinaestom harmoniku u IEEE 69-čvornoj mreži.



Slika 6.12. . Slučaj 3 – Gubici snage na dominantnim harmonicima prije i nakon integracije SC.

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

U prethodno razmatranim slučajevima poređenje rezultata dobijenih primjenom predložene formulacije DHLF metoda poređeno je sa rezultatima dobijenim primjenom DHLF baziranog na N-R metodu implementiranom ETAP i DigSilent softverima. Kako bi se predloženi metod uporedio sa DHLF baziranim na BFS metodi proračuna tokova snaga, razmatrajući konfiguraciju koja uključuje DG i SC, rezultati u ovom slučaju biće upoređeni sa rezultatima navedenim u dostupnoj literaturi. Konkretno, u [154] izvršena je optimizirana alokacija DG i SC u IEEE 33-čvornoj mreži primjenom PPSO, GAS i PPSOGSA algoritama, nakon čega je proračun harmonijskih tokova snaga izvršen primjenom BFS-DHLF metode. Prilikom simulacije podrazumjeva se da su potrošači u čvorovima 6, 18 i 30 priključeni preko šestopulsni pretvarača Tip 1, 2 i 3, respektivno, dok je priključenje DG izvršeno pomoću invertora (Prilog B).

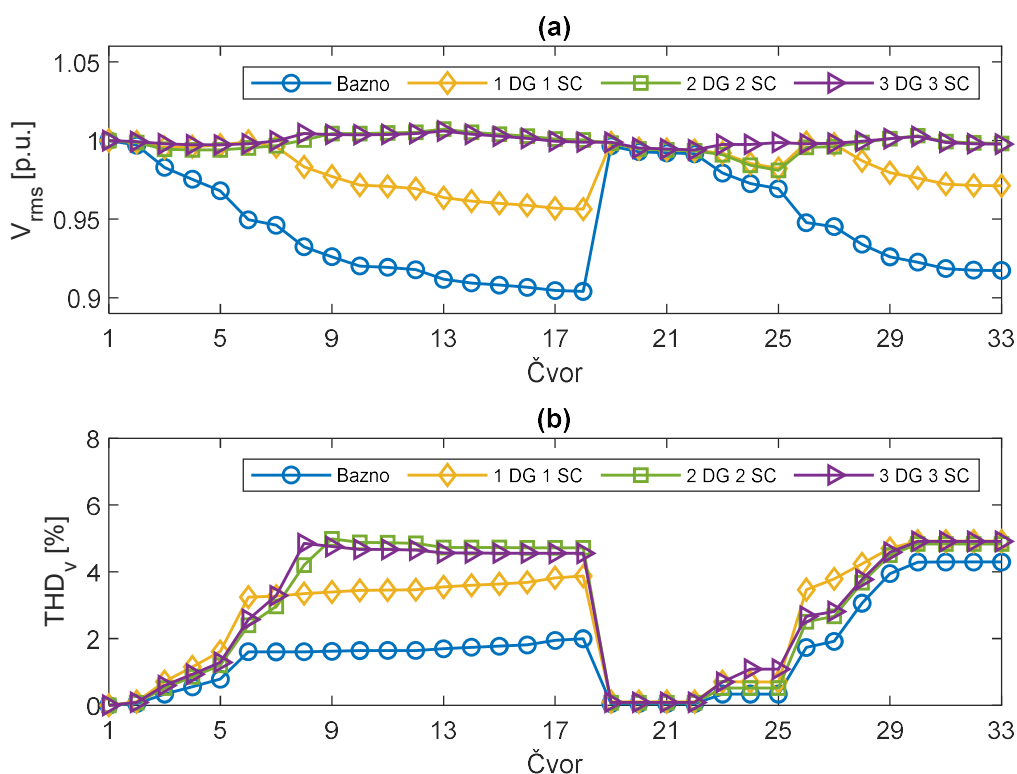
Rezultati dobijeni primjenom CONOPT solvera i proračunom u [154] prikazani su u Tabeli 6.5. Poređenje rezultata dobijenih primjenom predložene metode i rezultata iz dostupne literature izvršeno je na osnovu proračunatih vrijednosti ukupnih gubitaka, minimalnog napona i maksimalnog THD. U Tabeli 6.5 prikazani su rezultati simulacije za bazni slučaj, bez integrisanih DG i SC, kao i za slučaj priključenja 1, 2 i 3 DG i SC, na lokacijama i instalisanim snagama dobijenim primjenom PPSO, GSA i PPSOGSA algoritama. U slučaju jednog DG i SC, najveće odstupanje vrijednosti gubitaka između CONOPT solvera i BFS metode iznosi 1.8588 kW, odnosno 2.55 % vrijednosti gubitaka navedenih u literaturi. Shodno rezultatima u Tabeli 6.5, maksimalno odstupanje ukupnih gubitaka proračunatih primjenom CONOPT solvera za slučaj 2 DG i SC iznosi 0.5367 kW, odnosno 1.30 %. U slučaju integracije 3 DG i SC, maksimalno odstupanje gubitaka proračunatih primjenom predložene metode i BFS metoda u literaturi, iznosi 0.4809 kW, odnosno 1.73 % (Tabela 6.5). Prethodni rezultati ukazuju na 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 metoda u literaturi, ne prelazi 0.0001 p.u. u svim razmatranim slučajevima integracije DG i SC. Sa aspekta maksimalne vrijednosti THD, najveće odstupanje rezultata dobijenih

CONOPT solverom i rezultata iz literature, u slučaju 1 DG i SC, iznosi 0.0009 % (Tabela 6.5). Shodno rezultatima u Tabeli 6.5, u slučaju integracije dva, odnosno tri DG i SC, maksimalno dostupanje između CONOPT solvera i BFS DHLF metode iznosi 0.0023 % i 0.0044 %, respektivno. Efektivna vrijednost i THD napona čvorova prikazani su na slici 6.13. Očekivano, grafički rezultati na slici 6.13.a pokazuju značajno poboljšanje naponskog profila nakon integracije DG i SC, dok se na slici 6.13.b uočava povećanje THD napona. Bitno je istaći da se grafiki 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 inetgrisanim DG i SC, dobijeni primjenom predložene i BFS DHLF metode [154].

Slučaj	Algoritam	P_{DG} (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 i (b) THD napona prije i nakon integracije DG i SC.

6.4.5. Slučaj 5 – proračun harmonijskih tokova snaga u distributivnoj mreži sa integriranim električnim vozilima

U Slučaju 5 predloženi DHLF metod je primjenjen za distributivnu mrežu sa integriranim EV punjačima. U odnosu na Slučaj 1, konfiguracija IEEE 33-čvorne mreže izmijenjena je dodavanjem Nissan Leaf EV punjača 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 20 punionica, pri čemu svaka radi u Nivo 2 režimu punjenja gdje pojedinačno EV punionice zahtijevaju 6.2 kW aktivne snage iz mreže [110]. Harmonijski spektar EV punionice 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 punionica 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

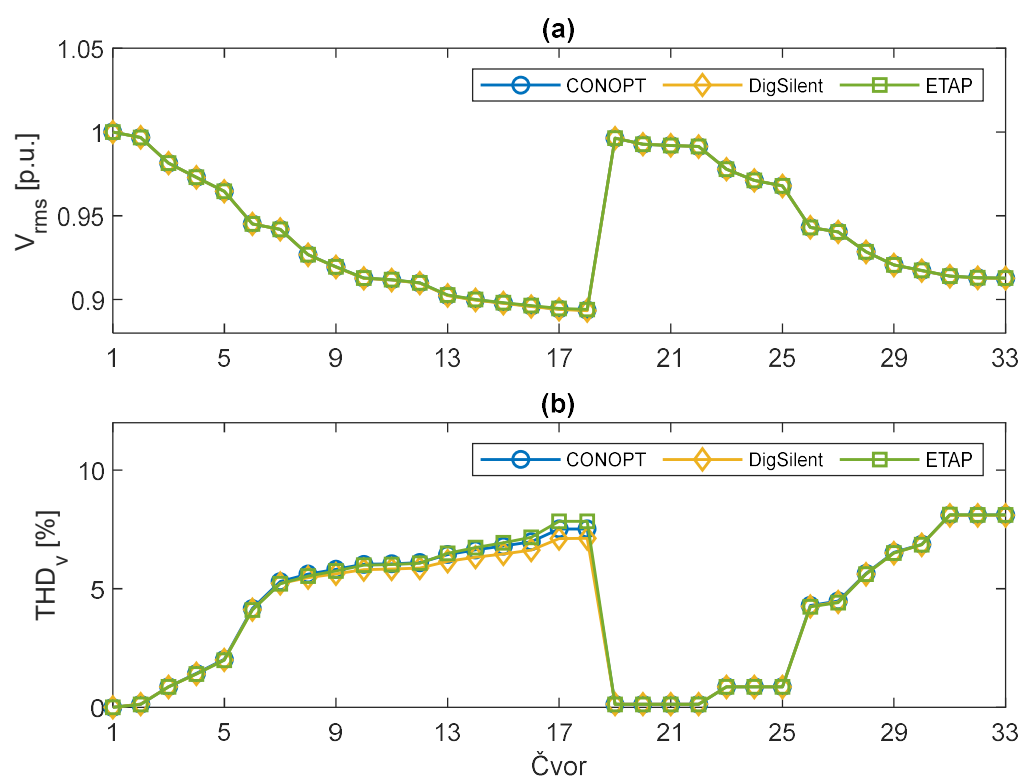
IEEE 33-čvorne mreže, minimalna vrijednost napona čvorova proračunata CONOPT solverom odstupa 0.0003 p.u. u odnosu na vrijednost dobijenu komercijalnim softverima (Tabela 6.6). Za slučaj IEEE 69-čvorne mreže, u Tabeli 6.6 uočava se maksimalno odstupanje minimalne vrijednosti napona između CONOPT solvera i DigSilent-a, u iznosu 0.0001 p.u. Identično važi i za proračunatu vrijednost THD napona. Shodno rezultatima priloženim 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 za obje testne mreže javljaju između proračuna primjenom CONOPT solvera i DigSilent-a.

Tabela 6.6. Slučaj 5 – rezultati proračuna harmonijskih tokova snaga u prisustvu EV, dobijeni primjenom predložene DHLF metode, DigSilent-a i ETAP-a.

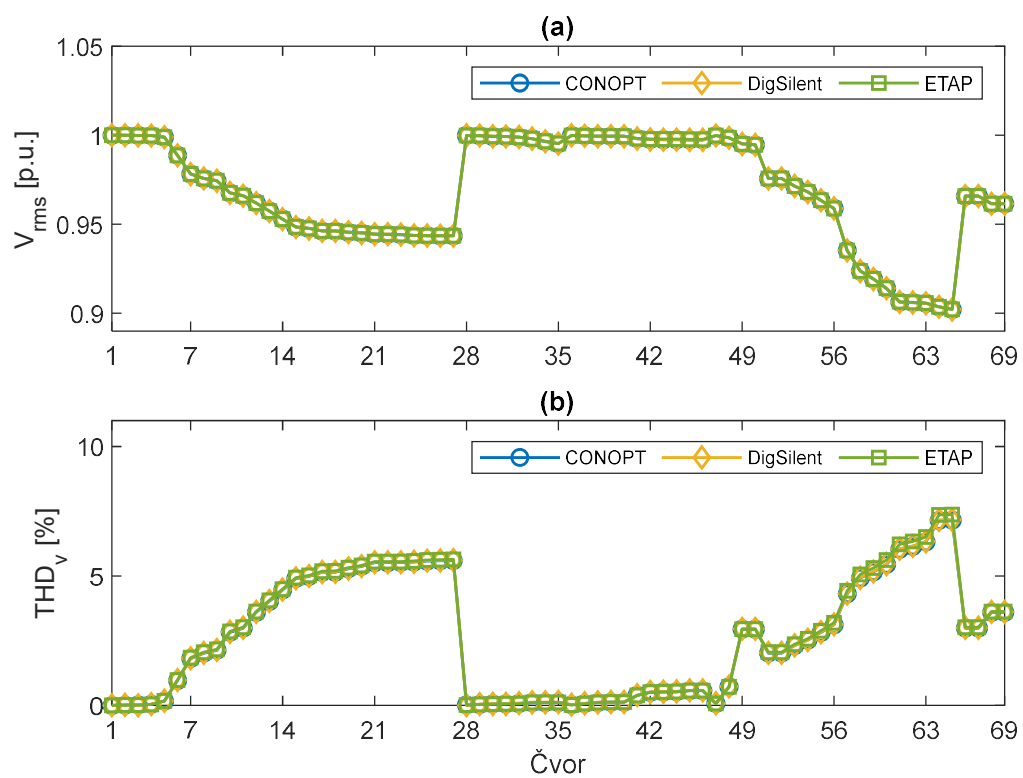
Tetsna mreža	Metod	V_{min} (čvor) [p.u.]	THD_{max} (čvor) [%]
IEEE 33-čvorna	CONOPT	0.8937 (18)	8.10 (33)
	ETAP	0.8934 (18)	8.09 (33)
	DigSilent	0.8940 (18)	8.11 (33)
IEEE 69-čvorna	CONOPT	0.9021 (65)	7.16 (65)
	ETAP	0.9021 (65)	7.17 (65)
	DigSilent	0.9022 (65)	7.36 (65)

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 sabirnica prije i nakon integracije EV, gdje se jasno uočava neznatna promjena talasnih oblika napona. Prethodno je saglasno sa vrijednostima maksimalnih THD napona prezentovanih u Tabelama 6.1 i 6.6, kao i sa harmonijskim spektrom Nissan Leaf EV punjača u Prilogu B.

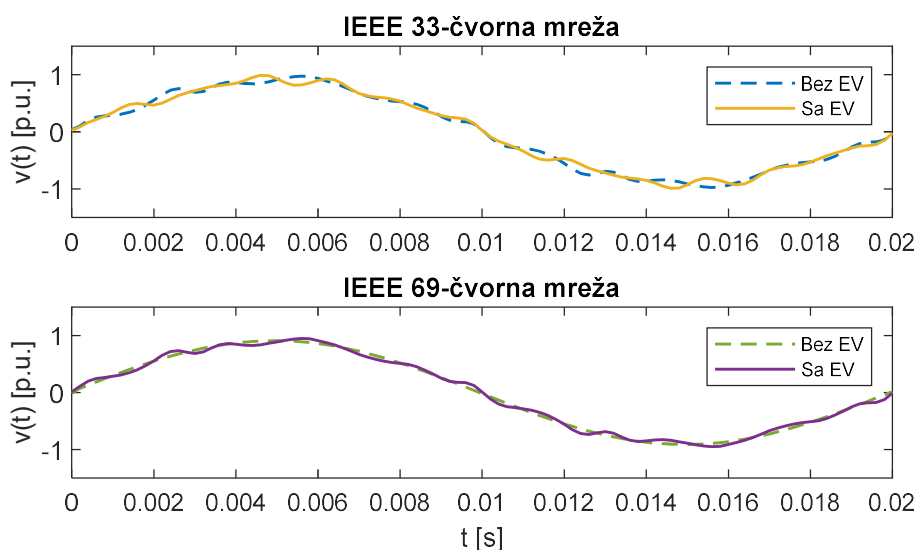
Proračunom je utvrđeno da nakon inetgracije EV punjača u IEEE 33-čvornoj mreži gubici snage iznose 269.3597 kW, dok u IEEE 69-čvornoj mreži iznose 290.9758 kW. Povećanje gubitaka je očekivano s obzirom da EV punionice predstavljaju dodatne potrošače električne energije. Na slici 6.17 prikazani su gubici snage na dominantnim harmonicima IEEE 33-čvorne 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 uočava značajno povećanje gubitaka na jedanaestom harmoniku (slika 6.17.a).



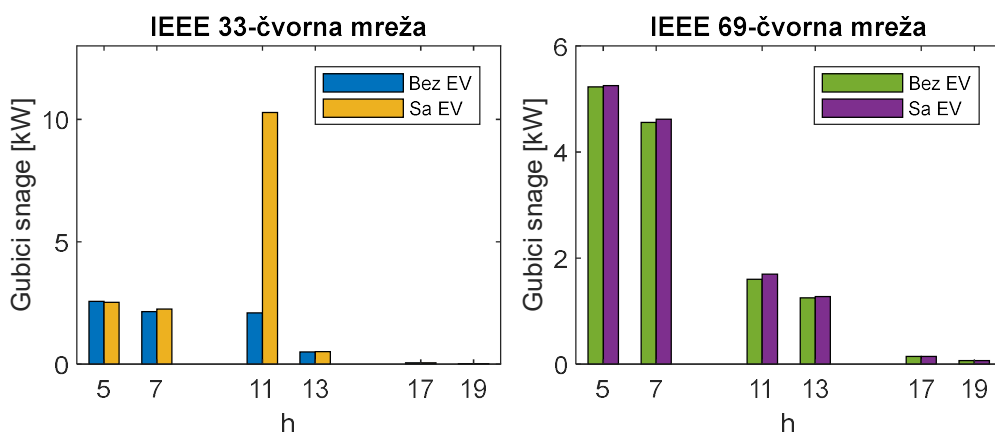
Slika 6.14. Slučaj 5 – IEEE 33-čvorna mreža (a) efektivna vrijednost i (b) THD napona.



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



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



Slika 6.17. Slučaj 5 – Gubici snage na dominantnim harmonicima prije i nakon integracije EV.

6.4.6. Numerička evaluacija

Prethodna analiza bila je usmjerena ka evaluaciji tačnosti proračuna primjenom predložene DHLF metode. Međutim, radi kompletne 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. Konkrento, komercijalni softveri ETAP i DigSilent ne daju informaciji o vremenu izvršenja niti broju iteracija neophodnih za konvergenciju

proračuna, dok ista informacija nije navedena u [154]. Ipak, autori u [141] naveli su vrijeme izvršenja DHLF bazirane na N-R metodi, implementirane od strane komercijalnih softvera ETAP i DigSilent, kao i DHLF bazirane na BFS metodi koja se koristi 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 slučaj proračuna u IEEE 18-čvornoj, 33-čvornoj 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	NR	0.0239
	BFS	0.0172
IEEE 69-čvorna	CONOPT	0.0620
	NR	0.1852
	BFS	0.1283

Posmatrajući rezultate u Tabeli 6.7, jasno je da predložena DHLF metoda bazirana na primjeni CONOPT solvera rezultira značajno bržem proračunu harmonijskih tokova snaga u odnosu na konvencionalne metode koje se predlažu u literaturi. Konkretno, u poređenju sa N-R metodom CONOPT solver je 33.05% brži u pogledu proračuna u IEEE 33-čvornoj mreži, 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 u poređenju sa BFS metodom. Međutim u slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži predložena metoda daje 51.68% brži proračun (Tabela 6.7). Na osnovu priloženih rezultata potvrđuje se postavljena hipoteza da se eliminacijom inverzije matrice admitansi poboljšavaju numeričke performanse DHLF proračuna.

Bitno je istaći da predloženu formulaciju DHLF metoda 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-čvornu i 33-čvornu mrežu. U slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži,

vrijeme izvršavanje predložene metode sporije je 74.19 %, što je očekivano uzimajući u obzir da 69-čvorna mreža ima značajno više čvorova u odnosu na prethodno razmatrane testne mreže. Dodatno, rezultati u Tabeli 6.7 pokazuju da je u slučaju proračuna u IEEE 69-čvornoj mreži vrijeme izvršenja CONOPT solvera od 2 do 3 puta brže u odnosu na metode predložene u literaturi, što pokazuje 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 dimenzionisanje PV sistema u savremenim distributivnim mrežama. Na početku poglavlja izložena je matematička formulacija problema, koja u ovom istraživanju predstavlja višeciljna 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 snimanje harmonijskog spektra komercijalnog PV invertora. Na kraju prikazani su rezultati simulacije na IEEE testnoj mreži i realnoj mreži iz distributivnog sistema Crne Gore. Optimalno rješenja dobijeno je primjenom mješovito-cjelobrojnog nelinearnog programiranja, pri čemu je evaluacija predloženog metoda izvršena poređenjem sa metahurističkim 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]:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 u slučaju $w_1 < w_2$ akcenat je stavljen na minimizaciji 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 vrijednost gubitaka snage i devijacije napona postave u približno istoj ravni što rezultira sveobuhvatnijom optimizaciji 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 promjenjive imaju indeks t što znači da se uzima u obzir vremenska analiza, gdje je N_t maksimalni broj razmatranih vremenskih odbiraka. Dodatno, u balasnoj jednačini aktivnih snaga (7.6) dodata je promjenjiva $P_{PV_{i,t}}$ koja predstavlja aktivnu snagu PV sistema u čvoru i u vremenskom trenutku t .

Bitna razlika 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 , $P_{PV_{max}}$ je maksimalna instalisana snaga PV sistema, M_i i PVC_i su kontrolne cjelobrojne promjenjive, 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 promjenjiva $M_i \in \{M_{min}, M_{max}\}$ predstavlja cjelobrojni umnožak maksimalno razmatranog kapaciteta PV sistema, i uvodi se radi diskretizacije procesa dimenzionisanja. Promjenjiva $PVC_i \in \{0,1\}$ je binarnog 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 promjenive 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 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 interminentan karakter proizvodnje, promjena izlazne snage PV sistema u vremenu definisana je shodno sljedećem izrazu [157]:

$$P_{PV_{i,t}} = P_{PV_{n,i}} \cdot \frac{I_t}{I_n} \cdot [1 - \mu_c \cdot (T_t - T_n)] \cdot \eta_{inv}, \quad (7.13)$$

gdje su I_t i T_t sunčeva insolacija i ambijentana temperatura u trenutku t , respektivno, $I_n = 1000 \text{ W/m}^2$ i $T_n = 25 \text{ °C}$ su nominalna sunčeva insolacija i ambijentanla 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 (7.13) jasno je da se varijacija izlazne snage PV sistem u simulacijama uvodi promjenom insolacije i temperature u vremenu. Varijacije insolacije i temperature moguće je izvršiti korišćenjem prosječnih satnih profila, ili uvođenjem slučajno generisanih brojeva. 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]:

$$f_b(I'_t) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \cdot \Gamma(\beta)} \cdot I_t'^{(\alpha-1)} (1 - I_t')^{(\beta-1)}, & 0 \leq I'_t \leq 1, \\ 0, & \text{ostalo} \end{cases}, \quad (7.14)$$

gdje je f_b Beta funkcija raspodjele, I'_t je vrijednost sunčeve insolacije u trenutku t generisana prema Beta raspodjeli, Γ je Gama funkcija, dok su $\alpha = 4$ i $\beta = 2$ su koeficijenti Beta funkcije. S obzirom da je vrijednost insolacije generisana shodno izrazu (7.14) realan broj u opsegu od 0 do 1, neophodno je izvršiti preskaliranje insolacije na praktično primjenivu vrijednost shodno sljedećem izrazu [158]:

$$I_t = (I_{max} - I_{min})I'_t + I_{min}, \quad (7.15)$$

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

Varijacije u pogledu potrošnje konzuma definišu se na sljedeći način:

$$S_{L_{i,t}} = (P_{L_{i_n}} + jQ_{L_{i_n}}) \cdot LF_t, \quad (7.16)$$

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

7.2. Model fotonaponskog invertora na višim učestanostima

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

$$I_{PV_{i,t}}^{(h)} = C_{PV_t}^{(h)} \cdot I_{PV_{i,t}}^{(1)}, \quad (7.17)$$

$$\theta_{PV_{i,t}}^{(h)} = \theta_{PV_t}^{(h-spectrum)} + h\theta_{PV_{i,t}}^{(1)} + (h+1)\pi/2, \quad (7.18)$$

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 $\theta_{PV_{i,t}}^{(1)}$ su efektivna vrijednost i fazni stav struje PV invertora u čvoru i , respektivno, na osnovnoj učestanosti, u trenutku t , $C_{PV_t}^{(h)}$ je udio h -te harmonijske struje PV invertora u harmonijskom spektru PV invertora u trenutku t , dok $\theta_{PV_t}^{(h-spectrum)}$ predstavlja fazni pomjera 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 je inverzno zavisao od snage PV sistema, odnosno sunčeve insolacije, što znači da nizak stepen injektiranja PV sistema rezultira u većem izboličenju talasnog oblika struje PV invertora (slika). 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.

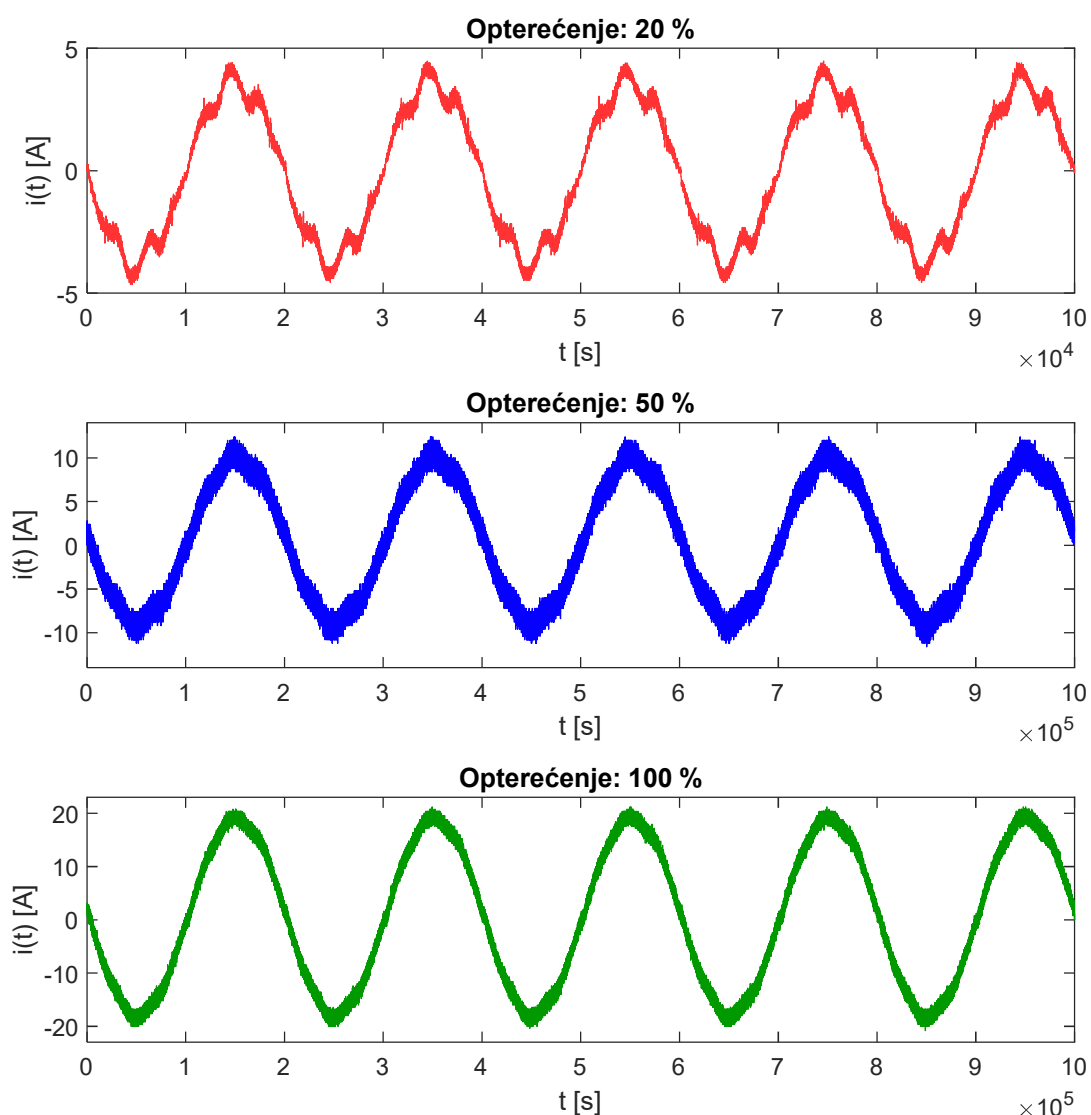
U ovom istraživanju, izvršeno je eksperimentalno snimanje harmonijskog spektra PV invertora u Laboratoriji za mikromreže i pametne mreže (MiSGrid Lab – *Micro-grid and Smart-grid Research Lad*) na katedri za Energetiku, Elektronskog fakulteta, Univerziteta u Nišu. Laboratorijska postavka prikazana je 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 izbličenje 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 osmo-bitnom rezolucijom. Oscilogrami struja za različiti stepen 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 SMA Sunny Boy 3300 VA PV invertora.

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 7.1. Oscilogrami struja PV invertora SMA Sunny Boy 3300 VA pri različitom opterećenju.

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 balasnog 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 balasnog 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 CONOPT solvera. Radi verifikacije predloženog MINLP pristupa, u Slučaju 1 izvršeno je detaljno poređenje rezultata dobijenim 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 i čvorovima 14, 18 i 27 priključeni preko šestopulsnog konvertora Tip 1. Simulacija je izvršena pretpostavljajući sezonske i satne promjene 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) SARA3. Prilikom analize izabrana je lokacije iz centralne regije Crne Gore, konkretno u opštini Nikšić geografske širine: 42.782° i geografske dužine: 18.943° . Za identičnu lokaciju prilikom simulacije uzete 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, prikazani su u Prilogu C. Rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja 1, 2 i 3 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.

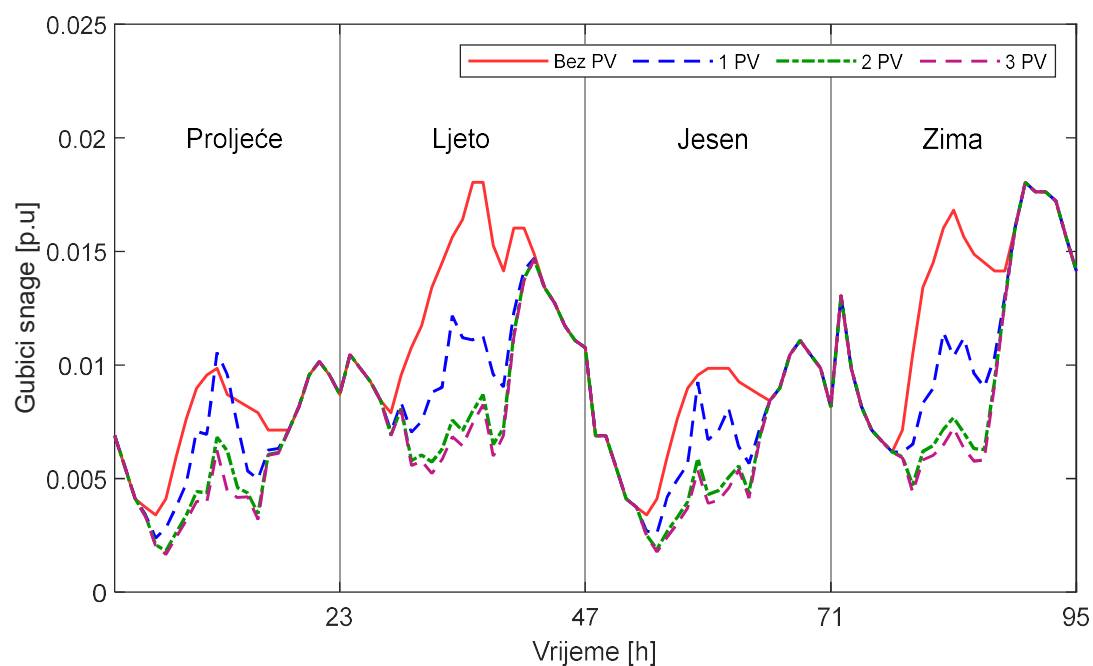
Tabela 7.2. Slučaj 1 – rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema u IEEE 33-čvornoj mreži dobijeni primjenom BONMIN solvera.

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			

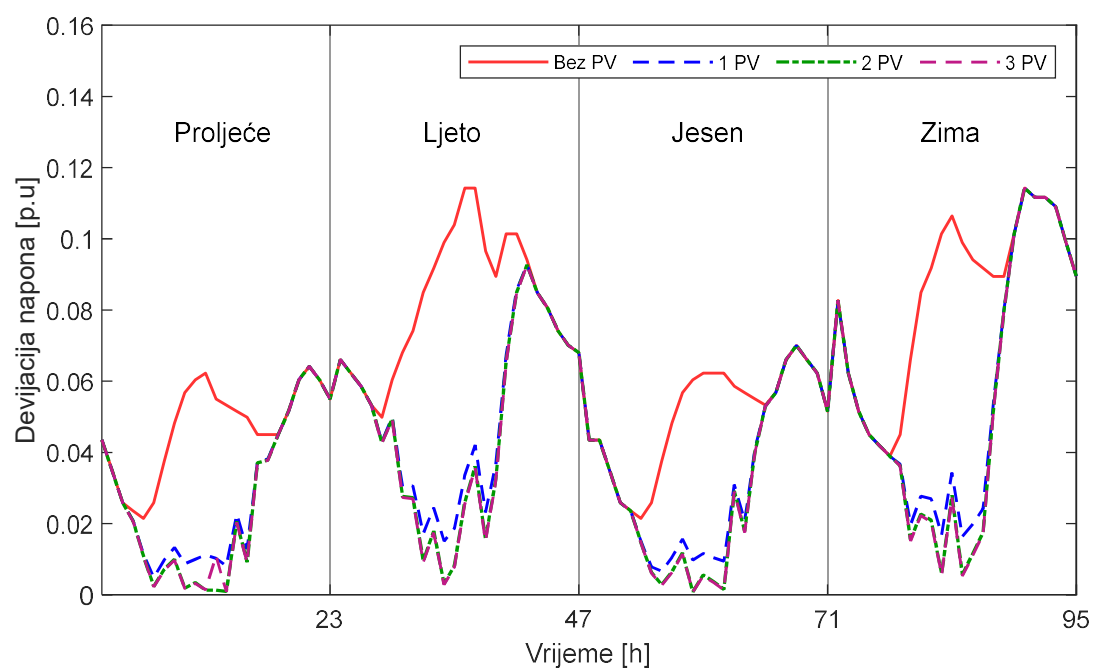
Shodno Tabeli 7.2, u poređenju sa slučajem bez PV sistema priključenih na distributivnu mrežu, optimalna integracija PV sistema doprinosi minimizaciji gubitaka i značajnom poboljšanju naponskog profila. Konkretno, u slučaju optimalne alokacije i dimenzionisanja jednog PV sistema gubici snage i devijacija napona redukovani su 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 3 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 značajan kao u slučaju optimalne alokacije i dimenzionisanja dva PV sistema (Tabela 7.2). Prethodno navodi na zaključak da povećanje broja razmatranih PV sistema, preko određene vrijednosti, neće dovesti 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 7.2 i 7.3, 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 7.2 i 7.3). Dodatno, neophodno je ukazati na potrebu za pažljivom procjenom stepena penetracije PV sistema u distributivnoj mreži, pošto pretjerano visoka integracije možda neće dovesti do srazmjernog poboljšanja performansi mreže. Demonstrirane sezonske i satne promjene gubitaka i devijacije napona na slikama 7.2 i 7.3 naglašavaju važnost obračuna dinamičkih faktora kao što je nestacionarna proizvodnja PV sistema kako bi se osigurala optimalna integracije 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 potražnje konzuma. Na primjer, ako se vršna proizvodnja PV sistema poklapa sa niskom potražnjom 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.

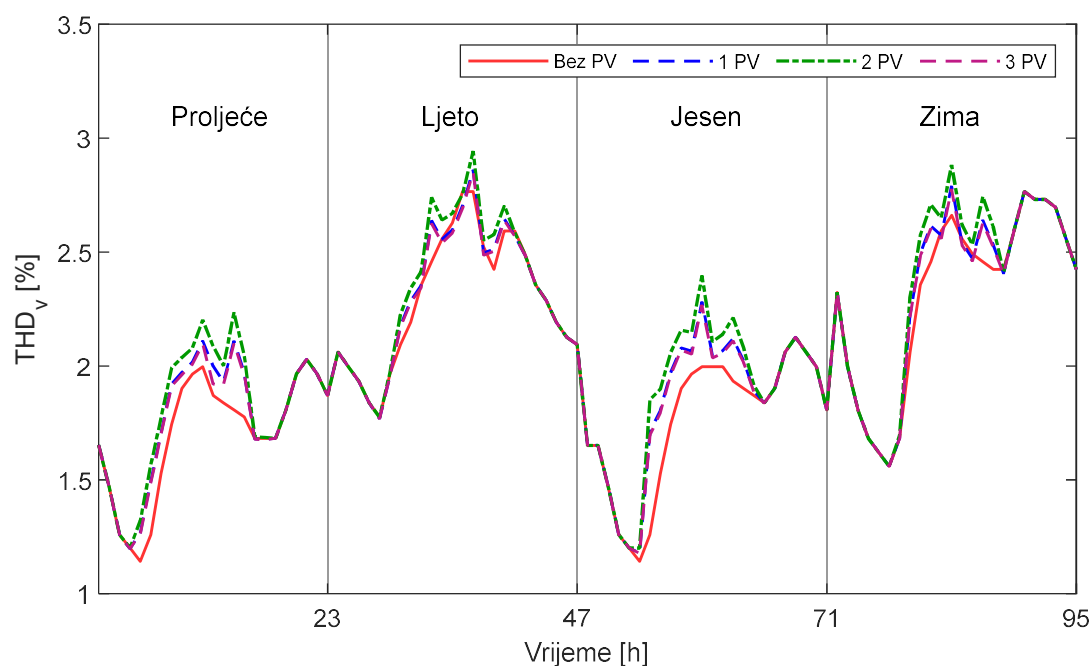
Što se tiče kvaliteta električne energije, rezultati u Tabeli 7.2 pokazuju da optimalna alokacija i dimenzionisanje PV sistema dovodi do povećanja maksimalne vrijednosti THD. Prethodno je očekivano uzimajući u obzir da PV invertori injektiraju dodatne harmonike struja u distributivnu mrežu. Međutim, evidentno je da porast vrijednosti THD napona nije drastičan, uzimajući u obzir da maksimalne vrijednosti THD, u svim razmatranim scenarijima optimalne inetgracije PV sistema, ne prelaze prethodno definisan dozvoljeni limit od 5%. Sezonske i satne promjene THD napona u IEEE 33-čvornoj mreži, prije i posle optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema prikazane su na slici 7.4.



Slika 7.2. Slučaj 1 – Gubici snage IEEE 33-čvorne mreže, prije i nakon optimalne integracije PV sistema.



Slika 7.3. Slučaj 1 – Devijacija napona IEEE 33-čvorne mreže, prije i nakon optimalne integracije PV sistema.



Slika 7.4. 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 7.1 pokazuju da je sadržaj viših harmonika u struji PV invertora najveći pri niskoj ulaznoj snazi, maksimalne vrijednosti THD na slici 7.4 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 inteziteta struje koje je naveće pri najvećem stepenu proizvodnje. Bitno je istaći da rezultati u Tabeli 7.2 i grafički prikaz na slici 7.4 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 opservacije dovodi do zaključka da izobličenja talasnog oblika napona usljed injektiranja struja viših harmonika PV invertora zavisi 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, donosno 1.9 MW instalisane snage jednog PV sistema. Međutim, instalisane snage tri PV sistema su mnogo bolje distribuirane po priključnim lokacijama, što dovodi do nižeg instalisanog kapaciteta po

čvorovima, a što shodno Tabeli 7.2 i slici 7.4 rezultira u nižoj vrijednosti THD u odnosu na ostala dva slučaja.

7.3.1.1. Poređenje BONMIN solvera i metahurističkih algoritama

Radi verifikacije kvaliteta optimalnog rješenja i numeričkih performansi predloženog MINLP pristupa i BONMIN solvera, izvršeno je poređenje sa rezultatima dobijenim primjenom sljedećih metahurističkih algoritama PSO, GSA, GWO i BAT. Specifični parametri metahurističkih algoritama prikazana su u Tabeli 7.3. Rezultati simulacije na IEEE 33-čvornoj mreži dobijeni primjenom BONMIN solvera i metaheurističkih algoritama prikazani su u Tabeli 7.4. Pored verifikacije rezultata na osnovu optimalnog prješenja 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-u, dok je za realizaciju navedenih metaheurističkih algoritama iskorišćen porogramski 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. Podešenja paramatara metahurističkih 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 metahurističkim algoritmima, predloženi BONMIN solver daje optimalno rješenje koje rezultira u minimalnoj vrijednosti 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 metahurističkih algoritama, posebno u scenarijima gdje su razmatrana dva i tri PV sistema. U svim

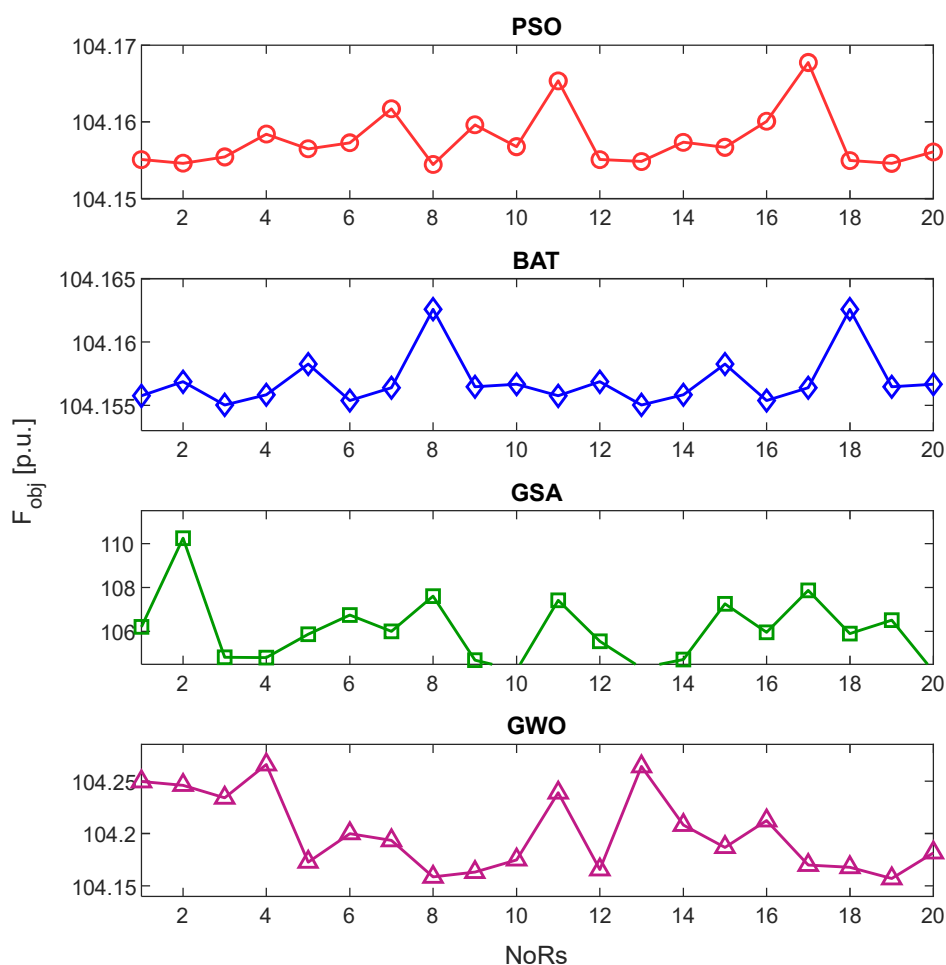
razmatranim scenarijima najniže vrijeme izvršavanja optimizacije pripada GSA algoritmu (Tabela 7.4). Međutim, glavna odlika metahurističkih algoritama je niska robusnost, što znači da optimalno rješenje može značajno da varira u toku različitih izvršavanjima identičnog algoritma. Stoga, literatura nalaže da je optimalno rješenje neophdono dobiti kroz najmanje 30 nezavisnih startovanja respektivnog metahurističkog algoritma [161]. Shodno rezultatima u Tabeli 7.4, optimalna lokacija i instalisana snaga jednog PV sistema dobijena je kroz 20 izvršavanja PSO, GSA, GWO i BAT algoritma, dok je navedenim algorimima u scenarijima sa dva i tri PV sistema bilo potrebno 30 izvršavanja. Varijacija optimalnog rješenja respektivnih metahurističkih algoritama u slučaju optimalne integracije jednog PV sistema prikazane su na slici 7.5. Na osnovu priloženih grafičkih rezultata uočavju se najmanje varijacije optimalnog rješenja kod PSO algoritma, dok su varijacije optimalnog rješenja naizraženije u slučaju GSA algoritma (slika 7.5).

Tabela 7.4. Slučaj 1 – Rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja PV sistema dobijeni primjenom predloženog BONMIN solvera i metahurističkih algoritama.

Scenario	Metoda	Lokacija	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 metahurističkim algoritmima, rješenje dobijeno rješavanjem MINLP formulacije primjenom BONMIN solvera ne varira sa različitim izvršenjem 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 superiornije 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 pouzdanosti i ponovljivosti optimalne lokacije i instalisane snage PV sistema.



Slika 7.5. 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 solver testirana je na realnoj mreži iz distributivnog sistema Crne

Gore. Razmatrana mreža se nalazi sjeverenoj 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, 24, 39, 44 i 52 priključeni podsredstvom šestopulsnog konvertora Tip I. Sezonske i satne promjene sunčeve insolacije i ambijentalne temperature generisane su na osnovu 15. godišnjih mjerenja iz baze podataka PVGIS-SHARA3, 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 sa prostora Crne Gore (Prilog C).

Tabela 7.5. Slučaj 2 – rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanje PV sistema u distributivnoj mreži Bijela dobijeni primjenom BONMIN solvera.

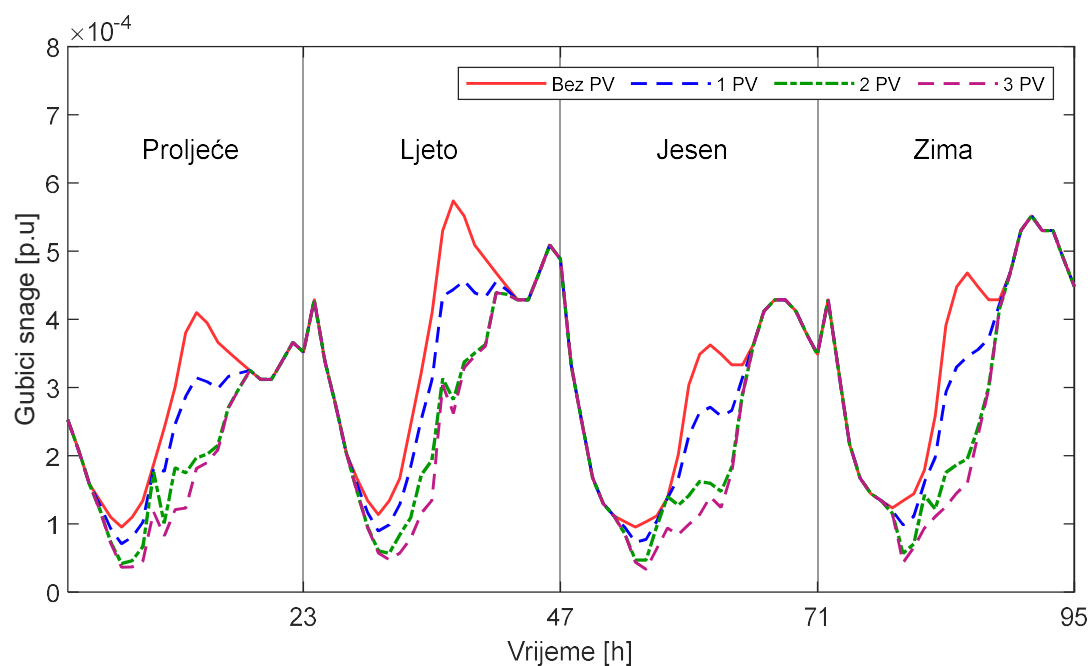
Scenario	Lokacija (čvor)	Snaga (kW)	ΣP_{loss} [p.u.]	ΣV_{div} [p.u.]	THD_{max} [%]
Bez PV	/	/	0.03028	2.05329	0.83941
1 PV	35	10.0000	0.02767	1.87637	0.86366
2 PV	28	5.2000	0.02449	1.49627	0.85491
	55	7.6000			
3 PV	25	4.4500	0.02347	1.47550	0.84860
	28	3.3600			
	57	5.3300			

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 je značajan procenat u poređenju sa slučajem bez i sa optimalno pozicioniranim jednim PV sistemom. Međutim, minimizacija gubitaka snage i

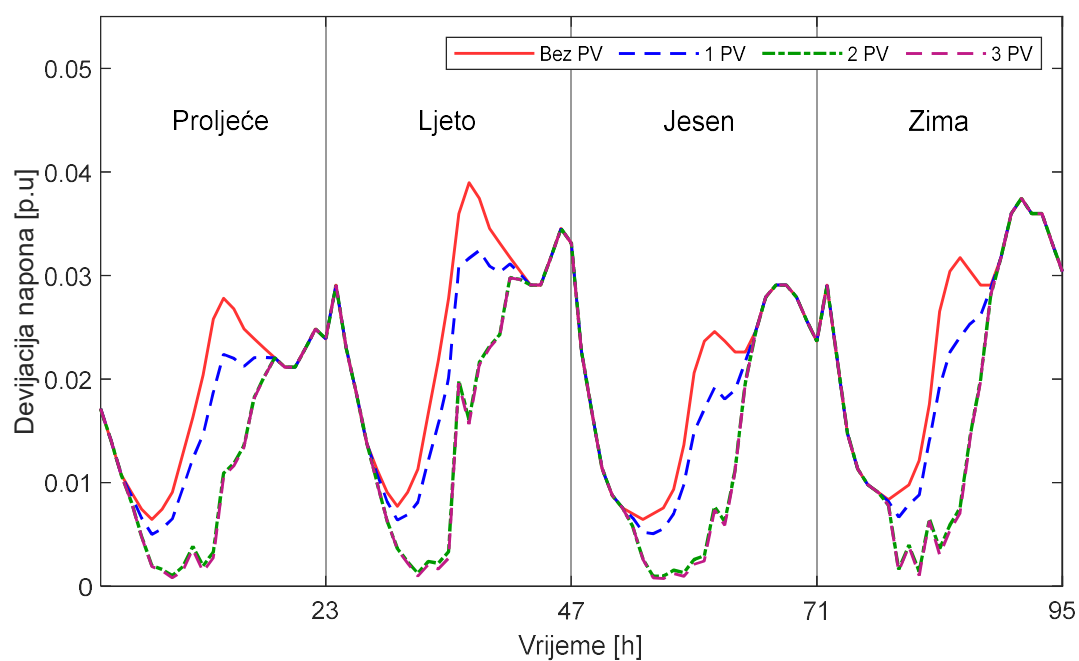
poboljšanje naponskog profila u scenariju sa tri PV sistema ne predstavlja značajno unapređenje performansi u odnosu na scenario gdje su razmatrana dva PV sistema. Ovo potvrđuje zaključak izveden u prethodnom slučaju – povećanje broja integriranih PV sistema iznad određene vrijednosti ne mora rezultirati značajnom poboljšanju performansi distributivne mreže.

Prethodno navedene opservacije dodatno se potvrđuju na slikama 7.6 i 7.7, 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 7.6 i 7.7 pokazuju da optimalna integracija PV sistema doprinosi značajnom smanjenju gubitaka i poboljšanju naponskog profile u časovima maksimalne potražnje konzuma. Konstantno poboljšanje performansi distributivne mreže, u pogledu vrijednosti gubici snage i vrijednosti devijacije napona, ukazuju na značaj rješavanja problema optimalne integracije PV sistema. Dodatno, pronalaženje optimalne lokacije i instalisane snage PV sistema daje operatoru ili planerima distributivnog sistema značajan uvid na osnovu kojeg se može odrediti precizan stepen penetracije PV sistema na osnovu kojeg će se ostvariti značajni ekonomski i tehnički benefiti.

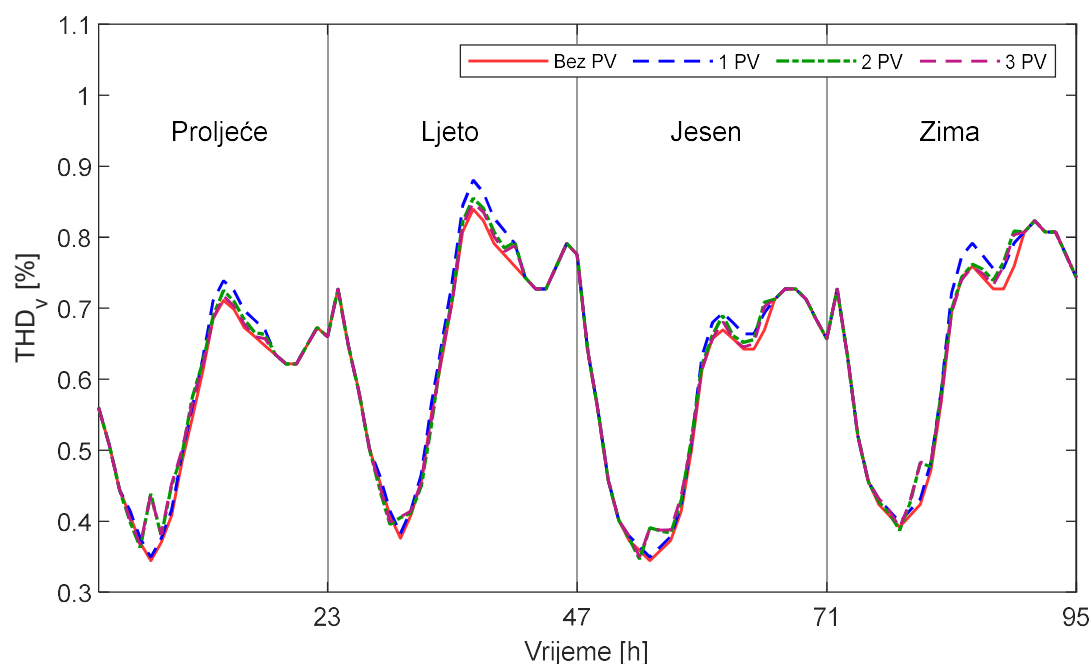
Rezultati prikazani u Tabeli 7.5 pokazuju da nakon optimalne integracije PV sistema u realnoj distributivnoj mreži Bijela, dolazi do povećanja maksimalne vrijednosti THD. Međutim, može se konstatovati da pogoršanje kvaliteta električne energije nije drastično, uzimajući u obzir da maksimalno povećanje vrijednosti THD, u iznosu 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 7.8. Grafički rezultati jasno ukazuju da najveće povećanje vrijednosti THD nastupa u slučaju integracije jednog PV sistema (slika 7.8). 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 u nešto pogodnijoj situaciji sa aspekta uticaja na kvalitet električne energije.



Slika 7.6. Slučaj 2 – Gubici snage distributivne mreže Bijela, prije i nakon optimalne integracije PV sistema.



Slika 7.7. Slučaj 2 – Devijacija napona distributivne mreže Bijela, prije i nakon optimalne integracije PV sistema.



Slika 7.8. Slučaj 2 – THD napona distributivne mreže Bijela, prije i nakon optimalne integracije PV sistema.

Tabela 7.5. 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 7.5). Konkretno u poređenju sa Slučajem 1, optimalna lokacija i instalisana snaga jednog, dva i tri PV sistema u Slučaju 2 dobijena je 18.62%, 16.47% i 7.39% sporije, respektivno (Tabele 7.4 i 7.6). Konstatovano povećanje vremena izvršenja je očekivano uzimajući u obzir da distributivna mreže 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 integrisanim 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 napravljen je pregled metodologije za pronalaženje optimalnog rešenja, 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 su posmatrani na IEEE testnoj mreži, kao i realnoj distributivnoj mreži, za slučaj 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 promjenjivu čiju optimalnu vrijednost određuje optimizacioni metod. Uzimajući u obzir da dimenziju kontrolne promjenive lokacije definiše broj čvorova u mreži, ista predstavlja numeričko opterećenje za mreže sa većim brojem čvorova, kao i u slučaju optimalne alokacije više uređaja. Alternativno rješenje ogleda se u nezavisnom određivanju optimalne lokacije, nakon čega

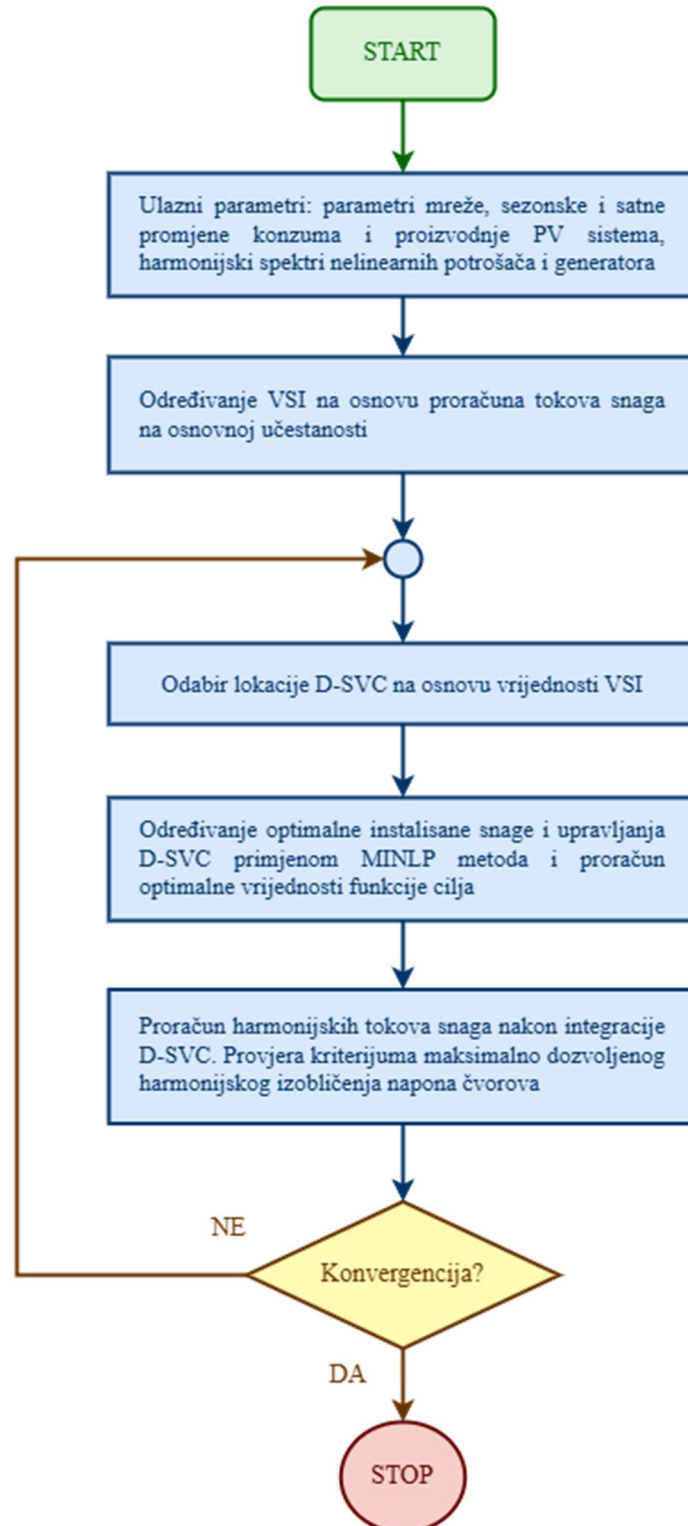
se optimizacioni metod isključivo koristi za optimalno dimenzionisanje ili upravljanje. Na ovaj način omogućava se značajno numeričko rasterećenje optimizacionog procesa.

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 je bliže nominalnoj vrijednosti [162]. Iako VSI predstavlja indeks stabilnosti napona, moguće ga je iskoristiti za optimalno lociranje kompenzatora reaktivne snage, s obzirom da niska vrijednost VSI karakteriše kritične čvorove koji su potencijalne lokacije pogodne za poboljšanje naponskog profila [163]. U ovom istraživanju, optimalna lokacija D-SVC određena je na osnovu minimalne vrijednosti VSI čvorova, usrednjene na razmatranom vremenskom intervalu. Radi sigurnosti, pored čvora sa minimalnom vrijednosti VSI, kao potencijalna lokacija razmatra se dodatnih 10 % čvorova mreže sa sljedećim najnižom vrijednošću VSI.

Nakon specificiranja optimalne lokacije kompenzatora, optimizacioni metod se primjenjuje za određivanje optimalne instalisane reaktivne snage, kao i optimalnog upravljanja u slučaju kompenzatora baziranih na poluprovodničkim pretvaračima. Iako se u dostupnoj literaturi pretežno primjenjuju metahuristički algoritmi, u ovom istraživanju postavljena je MINLP formulacija problema, koja je riješena primjenom BONMIN solvera. MINLP formulacija problema je opravdana uzimajući u obzir rezultate prikazane u Poglavlju 7, gdje se jasno pokazuju superiornost MINLP metoda u odnosu na metahurističke algoritme, sa aspekta robusnosti rješenje koje ne varira sa različitim pokretanjem identičnog programa.

Integracija kompenzatora reaktivne snage u distributivnoj mreži značajno utiče na kvalitet električne energije, pogotovo u slučaju kompenzatora baziranih na pretvaračim tehnologijama kao što je D-SVC, koji injektiraju harmonijske struje u mrežu [101]. Međutim, pregled literature je pokazao da se u dostupnoj literaturi rijetko uzima u obzir uticaj D-SVC na izobličenja talasnih oblika napona u mreži. Stoga, u ovom istraživanju nakon rješavanja problema optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC izvršen je 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 , usrednjenja na vremeskom intervalu N_t , dok $Z_{i,j}$ predstavlja impendansu grane između čvorova i i j .

Formulacija problema optimalnog dimenzionisanja D-SVC definisana je sljedećim sistemom jednačina (8.3)-(8.16) [95, 149-151]:

$$\min(F_{obj}) = \min(w_1 \cdot F_1 + w_2 \cdot F_2 + w_3 \cdot F_3), \quad (8.3)$$

$$F_1 = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} G_{i,j}/2 \cdot [V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2 - 2V_{i,t}V_{j,t} \cos(\delta_{i,j})], \quad (8.4)$$

$$F_2 = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{N_b} (1 - V_{i,t})^2, \quad (8.5)$$

$$F_3 = k_R R_{Fi} - 0.3051 \cdot \Delta Q_{D-SVC} + 128.38 \quad (8.6)$$

$$P_{i,j,t} = G_{i,j}V_{i,t}^2 - V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t}) + B_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t})], \quad (8.7)$$

$$Q_{i,j,t} = -V_{i,t}^2[B_{i,j} + B_C/2] - V_{i,t}V_{j,t}[G_{i,j} \sin(\delta_{i,j,t}) - B_{i,j} \cos(\delta_{i,j,t})], \quad (8.8)$$

$$P_{G_{i,t}} + P_{PV_{i,t}} - P_{L_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} P_{i,j,t} = 0, \quad (8.9)$$

$$Q_{G_{i,t}} + Q_{D-SVC_{i,t}} - Q_{L_{i,t}} - \sum_{j=1}^{N_b} Q_{i,j} = 0, \quad (8.10)$$

$$B_{D-SVC_{i,t}} = \left[1 - 2 \cdot \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha_t - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha_t \right) \right] \cdot \frac{B_{D-SVC_{max}}}{M_{D-SVC_{max}}} \cdot M_{D-SVC} \cdot Z_b, \quad (8.11)$$

$$Q_{D-SVC_{i,t}} = B_{D-SVC_{i,t}} \cdot V_{i,t}^2, \quad (8.12)$$

$$V_{i_{min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i_{max}}, \quad (8.13)$$

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

$$P_{ij_{min}} \leq P_{i,j,t} \leq P_{ij_{max}}, \quad (8.14)$$

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

$$P_{Gi_{min}} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi_{max}}, \quad (8.15)$$

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

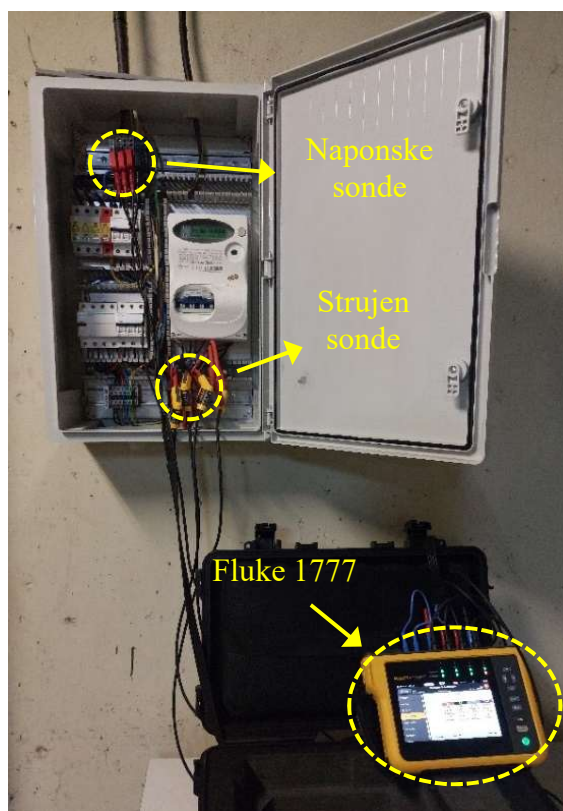
$$\max(THD_{i,t}) \leq THD_{max}, \quad (8.16)$$

Kao u prethodnom poglavlju razmtra se višekriterijumska optimizacija shodno (8.3), koja uključuje gubitke snage, devijaciju napona i instalacione troškove D-SVC, definisane jednačinama (8.4)-(8.6), 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 (8.7)-(8.10) identična su kao u Poglavlju 7, sa dodatkom promjenive $Q_{D-SVC_{i,t}}$ u jednačini (8.10) 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 (8.11) i (8.12), gdje je: α_t kontrolna nelinearna promjenjiva ugla paljenja tiristora D-SVC u trenutku t ; $B_{D-SVC_{i,t}}$ susceptansa D-SVC u čvoru i , u trenutku t ; $B_{D-SVC_{max}}$ maksimalna vrijednost susceptanse D-SVC; $M_{D-SVC} \in \{M_{D-SVC_{min}}, M_{D-SVC_{max}}\}$ kontrolna cjelobrojna promjenjiva umnoška ukupnog razmatranog instalisanog kapaciteta D-SVC. U jednačini (8.11), vrijednost cjelobrojne promjenive M_{D-SVC} određuje optimalnu intalisanu snagu D-SVC, dok vrijednost nelinearne promjenive α_t određuje optimalno upravljanje D-SVC u razmatranom vremenskom intervalu. Ograničenja (8.11) i (8.12) definisana su na osnovu matematičkog modela D-SVC predstavljenog u Poglavlju 3.3, pri čemu se razmatra konfiguracija D-SVC sa paralelnom konekcijom TCR-a i SC (slika 3.7.a). Ograničenja tipa nejednakosti definisana su jednačinama (8.13)-(8.16). Dodatno, varijacije konzuma i proizvodnje PV sistema definisane su shodno irazima (7.13)-(7.16) u Poglavlju 7.1.1.

8.3. Određivanje harmonijskog spektra fotonaponskog invertora na osnovu terenskih mjerenja

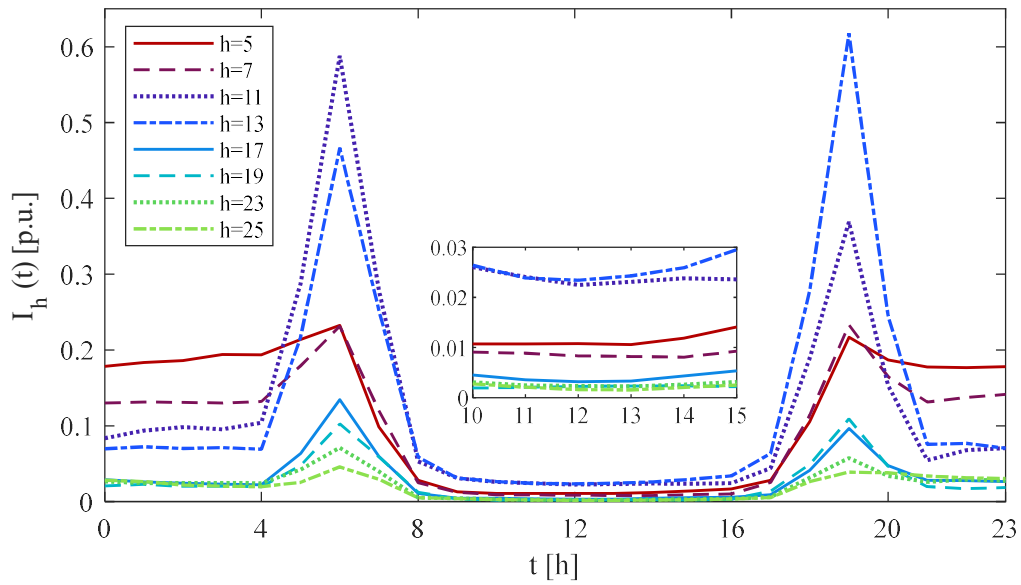
Za potrebe harmonijske analize uticaja PV sistema na kvalitet električne energije u distributivnoj mreži, u ovom poglavlju korišćeni su sedmodnevni podaci mjerenja sa invertora PV sistema instaliranog na krovu laboratorije Mašinskog fakulteta, Univerziteta Crne Gore. Mjerenje je izvršeno primjenom mrežnog analizatora Fluke 1777. Povezivanje strujnih i naponski sonde uređaja Fluke 1777 na strujne i naponske izlaze PV invertora prikazano je na slici 8.2.



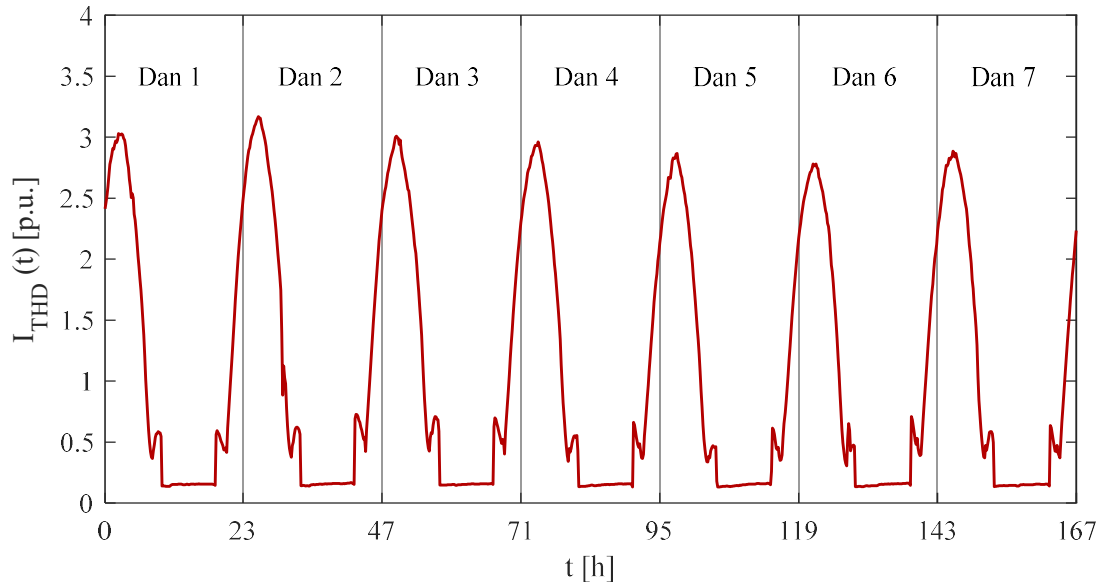
Slika 8.2. Postavka opreme za mjerenje harmonijskog spektra PV invertora.

Satna promjena harmonijskog spektra PV invertora prikazana je na slici 8.3. Rezultati mjerenja u potpunosti se poklapaju sa literaturom, s obzirom 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 najdominantniji 5. i 7. harmonik (slika 8.3). Poređenjem rezultata prikazanih na slici 8.3 sa rezultatima mjerenja u laboratorijskom okruženju prezentovanih u Poglavlju 7.2.1 jasno ukazuje se na značajno izobličeniji

talasni oblik struje PV invertora u slučaju terenskih mjerenja. Prethodno se objašnjava 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 na slici 8.4.



Slika 8.3. Satna promjena harmonijskog spektra PV invertora.



Slika 8.4. Dnevne i satne promjene THD struje PV invertora.

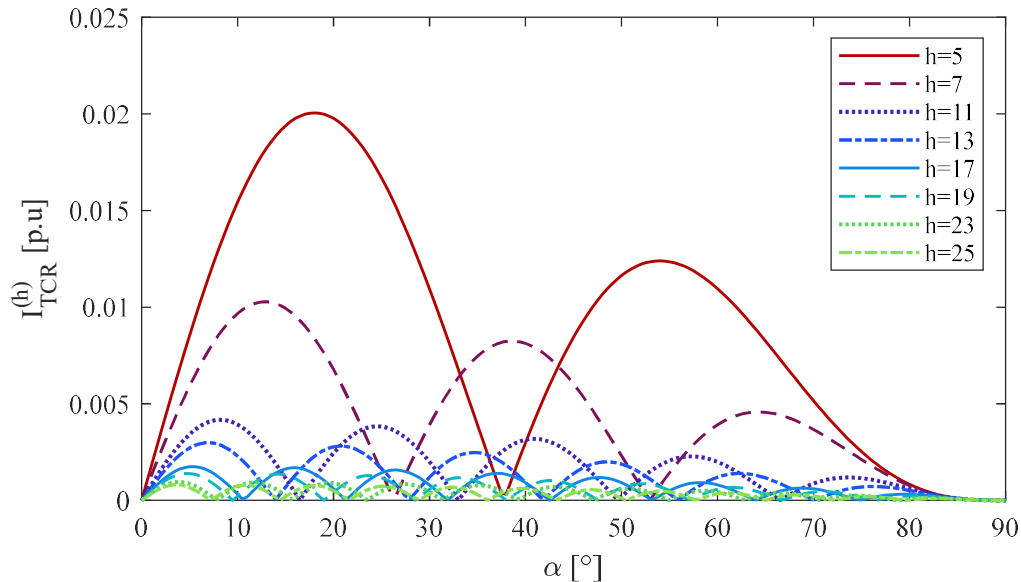
8.4. Model distribuiranog statičkog kompenzatora reaktivne snage na višim učestanostima

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 sa uglom paljenje tiristora α shodno sljedećem izrazu [95]:

$$I_{TCR}^{(h)}(\alpha) = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V}{X_{TCR}} \cdot \left[\frac{\sin \alpha \cdot \cos(h\alpha) - h \cdot \sin(h\alpha) \cdot \cos \alpha}{h \cdot (h^2 - 1)} \right], \quad (8.17)$$

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 na višim učestanostima predstavlja se modelom konstantne impedanse (Poglavlje 6.2.4). Ekvivalentno električno kolo D-SVC na višim učestanostima prikazano je na slici 8.6.

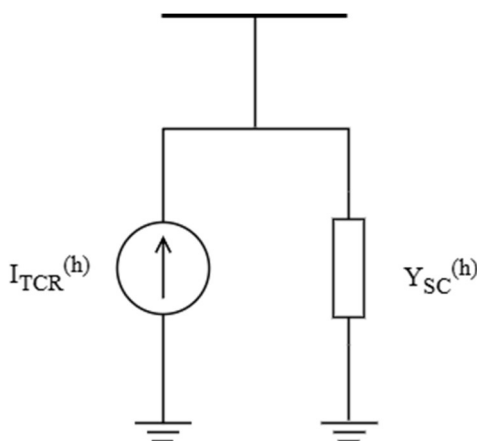


Slika 8.5. Promjena harmonijskog spektra struje TCR-a u zavisnosti od ugla α .

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** – unaprijedena IEEE 33-čvorna testna mreža,
- **Slučaj 2** – realna mreža Kličevo-Vrtac iz distributivnog sistema Crne Gore.



Slika 8.6. Ekvivalentno električno kolo D-SVC na višim učestanostiam.

U navedenim slučajevima razmatrana su tri scenarija gdje je optimalna inetgracija 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 uzete su sljedeće pretpostavke:

- Priključak distributivne mreže na ekstrenu mrežu pretpostavlja se za balansi čvor, fiksnog napona i faznog stava 1.0 p.u. i 0 rad, respektivno,
- Ograničenja efektivne vrijednosti napona čvorova iznosi 0.9 do 1.1 p.u., dok su fazni stavovi napona čvorova ograničeni u opsegu $-\pi/2$ do $\pi/2$ rad,
- Maksimalni opseg instalisane snage 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 svoj standardnu konfiguraciju proširena dodavanjem DER i SC kako bi što približnije prikazala konfiguracija 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 čvorima 7, 17 i 31. Prilikom simulacije pretpostavljaju se sljedeći nelinearni potrošači, EV punjač *Nissan Leaf*, ASD i šestopulsni pretvarač Tip I i II. Distribucija nelinearnih potrošača i njihov harmonijski spektar prikazani su u Prilogu B. U okviru ovoga istraživanja na lokacijam 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 SARA-2, 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 prezentovani su u Tabeli 8.1. Radi poređenja performansi, dobijeni rezultati su upoređeni rezultati sa rezultatima optimalne alokacije i dimenzionisanja SC, gdje su razmatrane komercijalno dostupne instalisane snage i njihove respektivne cijene [166]. S obzirom 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 podrazumjeva 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 1, optimalna integracija SC doprinosi smanjenju devijacije napona za 66.56 %, dok optimalna integracija D-SVC rezultira u smanjenju devijacije napona za 77.12 % (Tabela 8.1). Poređenje rezultata u Tabeli 8.1 za slučaj Konfiguracija 1 i 2, jasno pokazuje da optimalna integracija SC ne doprinosi značajnom poboljšanju naponskog profila u slučaju kada u mreži postoje kompenzatori reaktivne snage. Nasuprot, 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 metoda.

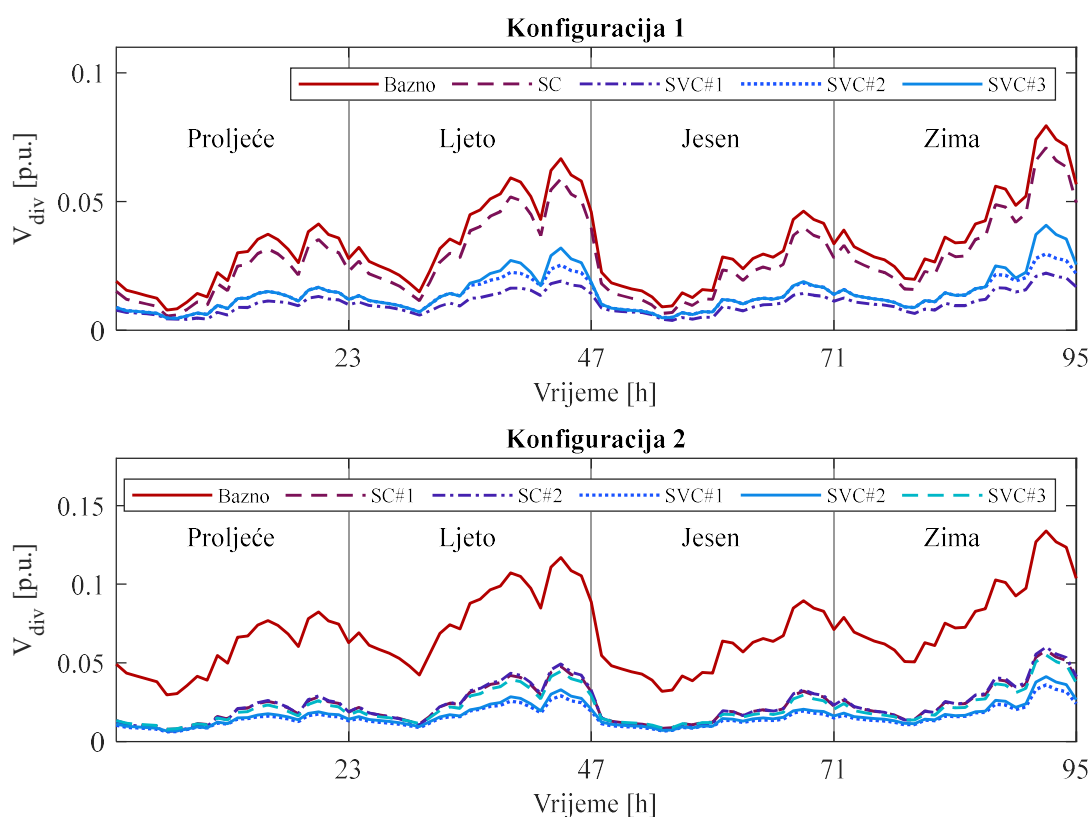
Konfig.	Slučaj	Scenario	Lokacija	Snaga (MVar)	ΣP_{loss} [p.u]	ΣV_{div} [p.u]	Troškovi [\$]	THD_{max} [%]	VSI_{min} [p.u]
1	Bazni	/	/	/	0.77637	3.18249	/	3.79592	0.84234
	SC	1	14	0.15000	0.79026	2.68617	75.01104	3.16321	0.85897
		2	14	0.15000	0.79026	2.68617	75.01104	3.16321	0.85897
		3	14	0.15000	0.79026	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 8.2 ukazuju na pogoršanje stanje 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 značajno

umanjiti više ciljnom 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 ostaviti postavljanjem većeg prioriteta u funkciji cilja, čime se rizikuje smanjivanje efekta poboljšanja naponskog profila. Iako je efekat poboljšanja naponskog profila smanjen u odnosu na Scenario 1, i dalje je 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 pogodnija 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 su niži 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 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 smanjivanja 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 smanjivanja gubitaka snage u poređenju sa Scenarijom 2. Pozitivan efekat na gubitke snage može se dovesti u vezu sa smanjenjem instalisanog kapaciteta D-SVC radi smanjivanja troškova instalacije u Scenariju 3. Dodatno, u Scenariju 3 za obje razmatrane konfiguracije, rezultati u Tabeli 8.2 bilježe 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 ostaje značajan. 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 8.2).

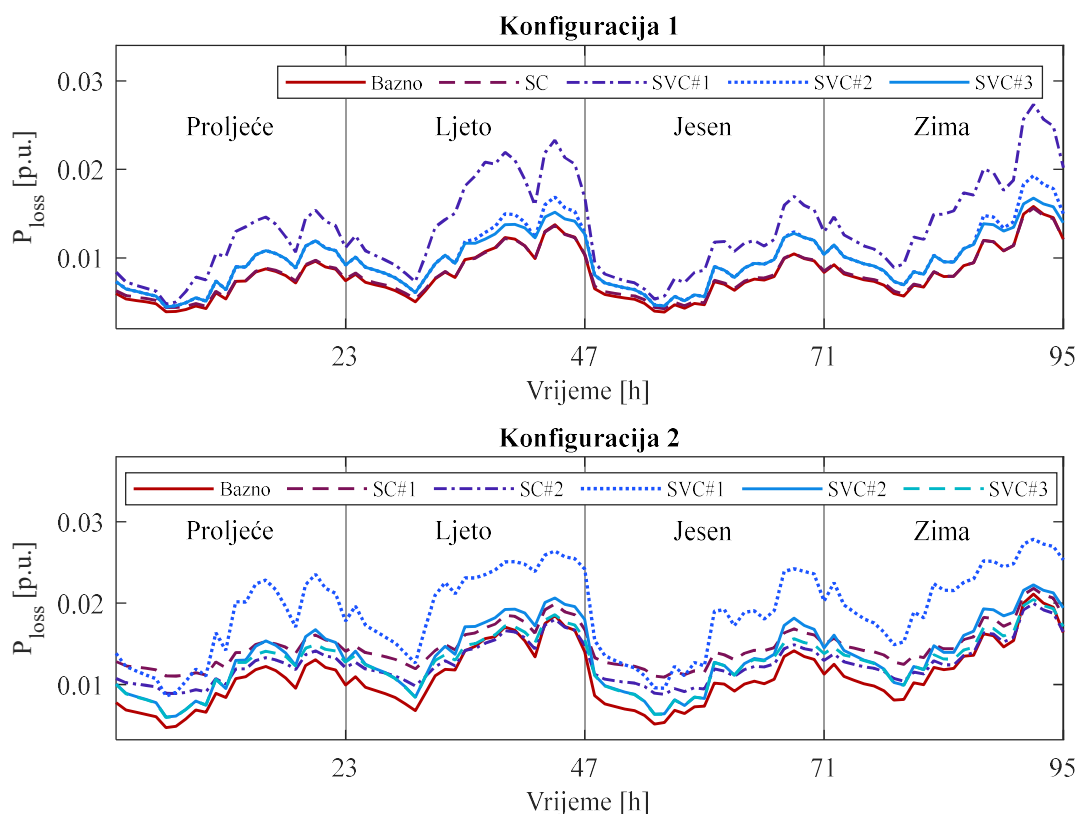
Na slikama 8.7 i 8.8 prikazane su promjene devijacije napona i gubitaka snage u razmatranom vremenskom intervalu, u svim razmatranim scenarijima integracije kompenzatora reaktivne snage, respektivno. Grafički rezultati dodatno potvrđuju superiornost D-SVC u odnosu na SC sa aspekta regulacije napona u distributivnoj mreži za integrisanim PV sistemima. Sumirajući prethodnu diskusiju i grafičke rezultate na slikama 8.7 i 8.8, jasno je da uvođenje troškova instalacije D-SVC u optimizaciji 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 tehno-ekonomskih performansi distributivne mreže sa integrisanim PV sistemima.



Slika 8.7. Slučaj 1 – devijacija napona u unapređenoj 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,

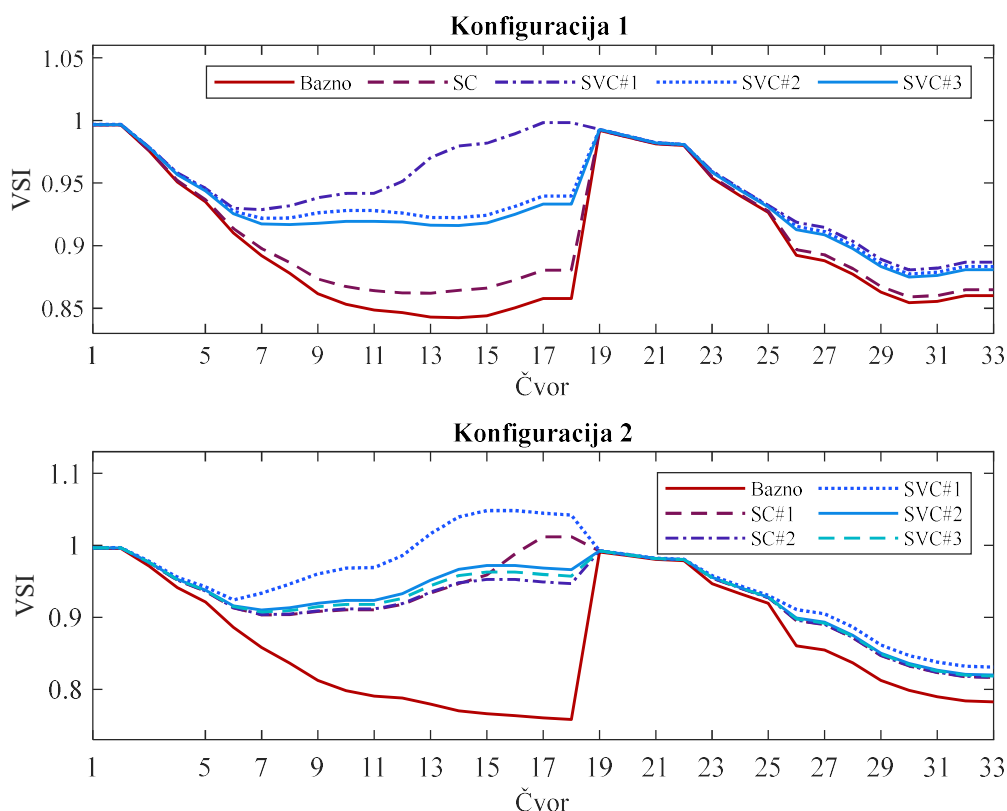
najznačajniji porast VSI evidentiran je u Scenariju 1, gdje je cilj optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC i SC isključivo poboljšanje naponskog profila. U Scenariju 2 i 3 gdje je razmatrana višekriterijumska optimizacija, smanjuje se pozitivan uticaj na VSI u poređenju sa Scenarijom 1. Međutim, povećanje stabilnosti napona je značajno u poređenju sa baznim slučajem. Bitno je istaći da rezultati prikazani na slici 8.9 ukazuju da optimalno integrisani D-SVC ima značajno superiornije performanse u pogledu povećanja stabilnosti napona u odnosu na optimalnu integraciju SC.



Slika 8.8. Slučaj 1 – gubici snage u unapređenoj IEEE 33-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC.

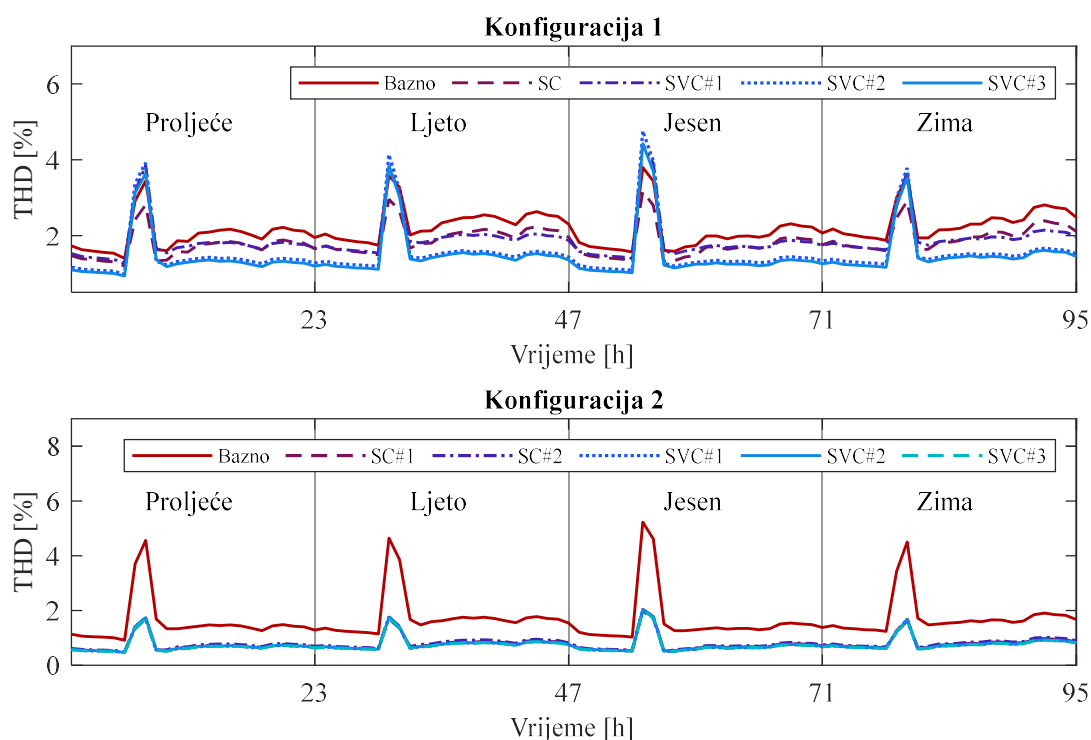
Rezultati u Tabeli 8.2 pokazuju da optimalno lociran i dimenzionisan SC u slučaju Konfiguracije 1 doprinosi poboljšanju kvaliteta električne energije, što se ogleda u smanjivanju maksimalne vrijednosti THD napona za 16.67 % vrijednosti u odnosu na bazni slučaj. Za istu konfiguraciju optimalna integracija 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-a znači injektiranje harmonijskih struja koja zavisi 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-a od ugla α (slika 8.5), jasno je da za opseg vrijednosti od 0° do 40° , struja TCR-a ima najveći udio viših harmonika. Uzimajući u obzir da je u ovom opsegu ugla α magnituda struje TCR-a na osnovnoj učestanosti najveća, očekivano je da dođe do porasta harmonijskih izobličenja napona. Prethodno se potvrđuje na slici 8.11, gdje je grafički prikazana sezonska i satna promjena 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 optimalne lokacije, što pokazuju maksimalne vrijednosti THD prikazane u Tabeli 8.1.

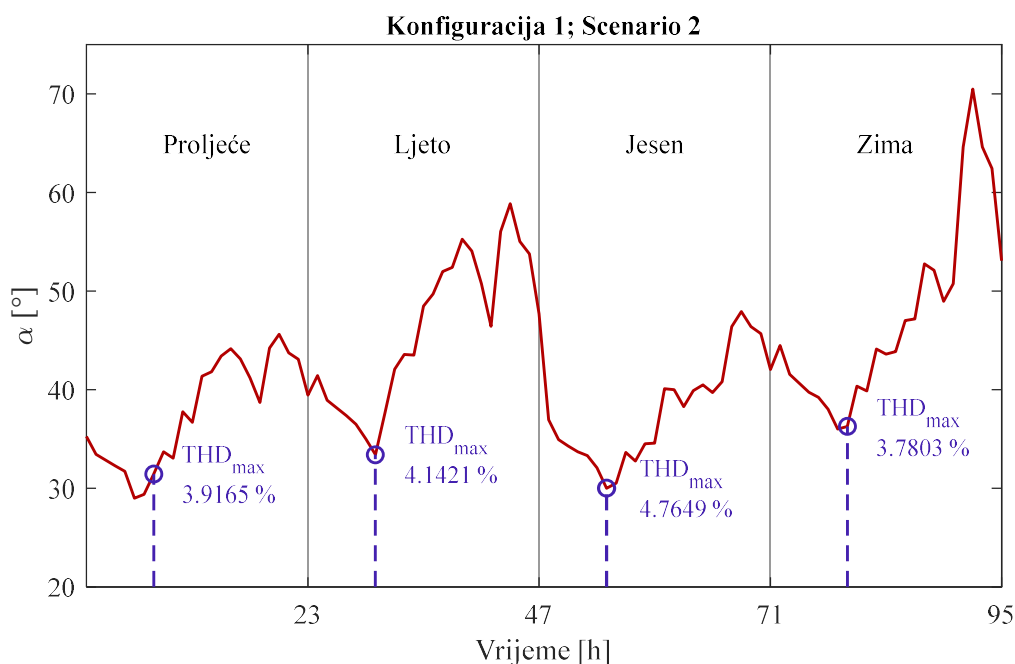


Slika 8.9. Slučaj 1 – VSI u unapređenoj IEEE 33-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC.

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 posmatrajući grafički prikaz promjene THD u Konfiguraciji 2 prikazane na slici 8.10. Najznačajnije redukovanje viših harmonika nakon integracije SC je u Scenarijima 2 i 3, gdje je maksimalni THD smanjen za 62.24 % bazne vrijednosti (Tabela 8.1). Za slučaj 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). Bitno je istaći da nagli skokovi vrijednosti THD prikazane 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 da je u ranim jutranjim časovima, usljed niske opterećenosti PV invertora, udio harmonika u izlaznoj struji najveći, dok se udio harmonika značajno smanjuje u toku dana kada je proizvodnja PV sistema veća.



Slika 8.10. Slučaj 1 – THD napona čvorova u unapređenoj IEEE 33-čvornoj mreži prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC.



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 verifikovana je na realnoj 10 kV distributivnoj mreži, lociranoj u mjestu 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 je u Prilogu B. Sezonske i satne promjene insolacije i temperature generisane su na osnovu podataka iz baze PVGIS SHARA-2 za egzaktanu 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 Elektro distributivnog Sistema (CEDIS). Grafički prikaz varijacija insolacije, temperature i konzuma prikazane su u Prilogu C.

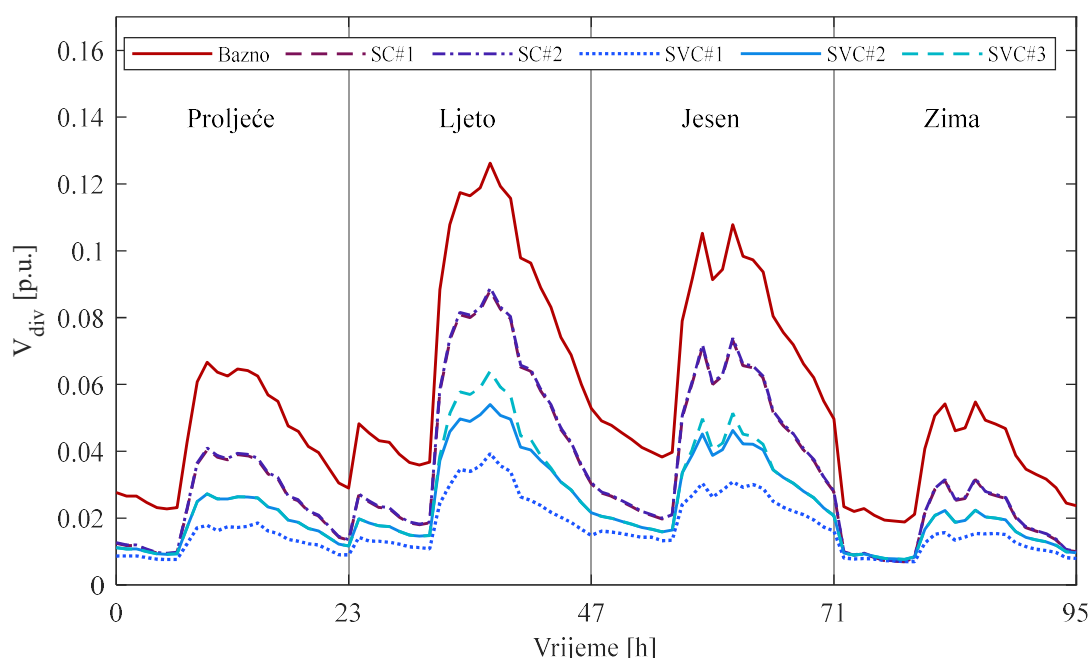
Rezultati optimalne alokacije i dimenzionisanja D-SVC i SC u distributivnoj mreži Kličevo, dobijeni primjenom VSI-BONMIN metoda, sumirani su u Tabeli 8.2. Očekivano, rezultati ukazuju da optimalna integracija SC u Scenariju 1 doprinosi redukovanju devijacije napona za 40.41 % vrijednosti u baznom slučaju (Tabela 8.2). Nasuprot, u istom scenariju, optimalnom alokacijom i dimenzionisanjem D-SVC dolazi do smanjivanja 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 u iznosu od 7.06 % nakon optimalne integracije SC u identičnom scenariju.

Tabela 8.2. Slučaj 2 – Rezultati optimalne alokacije i idmenzionisanja D-SVC i SC u realnoj distributivnoj mreži Kličevo-Vrtac dobijeni primjenom VSI-BONMIN metoda.

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	0.6000	0.26989	3.21096	132.00000	3.33563	0.83746
	2	31	0.6000	0.25527	3.24479	132.00000	3.20576	0.83823
	3	31	0.6000	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 redukuje efekat povećanja gubitaka nakon integraciju 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 2. Iako proširivanje funkcije cilja u Scenariju 2 dovodi do nešto lošijeg 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 superionije perfromanse 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% vrijednosti u Scenariju 1, što je posljedica

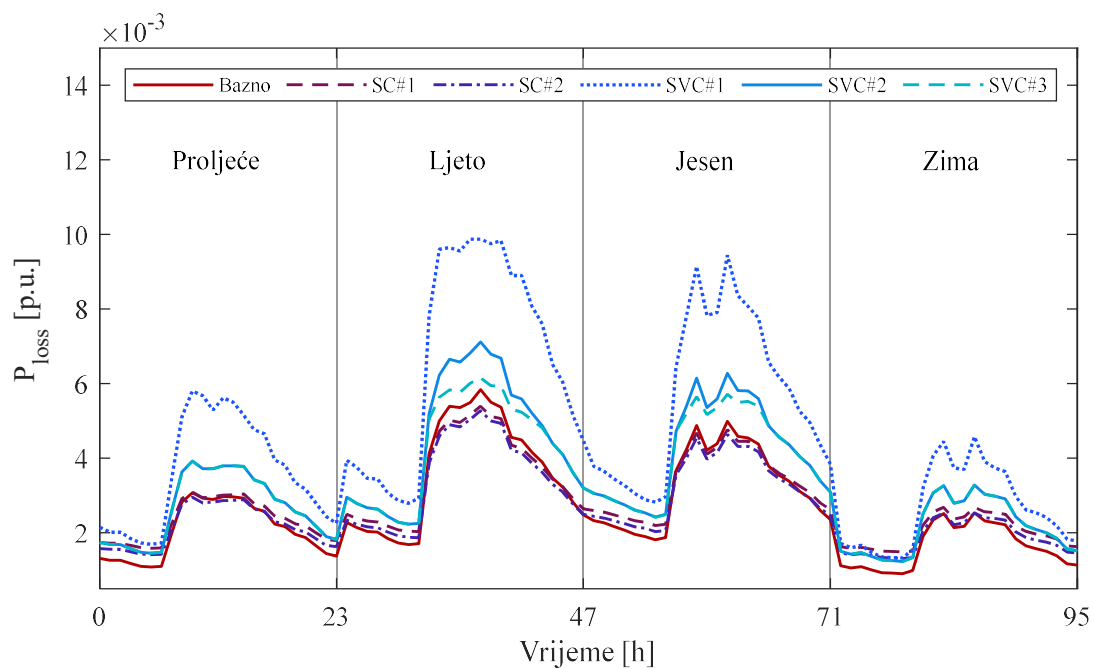
smanjivanja instalisanog kapaciteta D-SVC (Tabela 8.2). Dodatno smanjivanje troškova moguće je ostvariti u Scenariju 3 gdje je razmatrana višekriterijumska tehno-ekonomska optimizacija lokacije i snage D-SVC. Konkretno, optimalnom integracijom D-SVC u Scenariju 3 troškovi instalacije redukovani su za 69.59% u odnosu na Scenario 1 (Tabela 8.2). Dodatno, shodno Tabeli 8.2, optimalno lociranje D-SVC u Scenariju 3 doprinosi nešto pogodnijoj situaciji sa aspekta povećanja gubitaka, ali značajnom poboljšanju naponskih prilika u odnosu na bazni slučaj, što se ogleda u redukovanju 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.



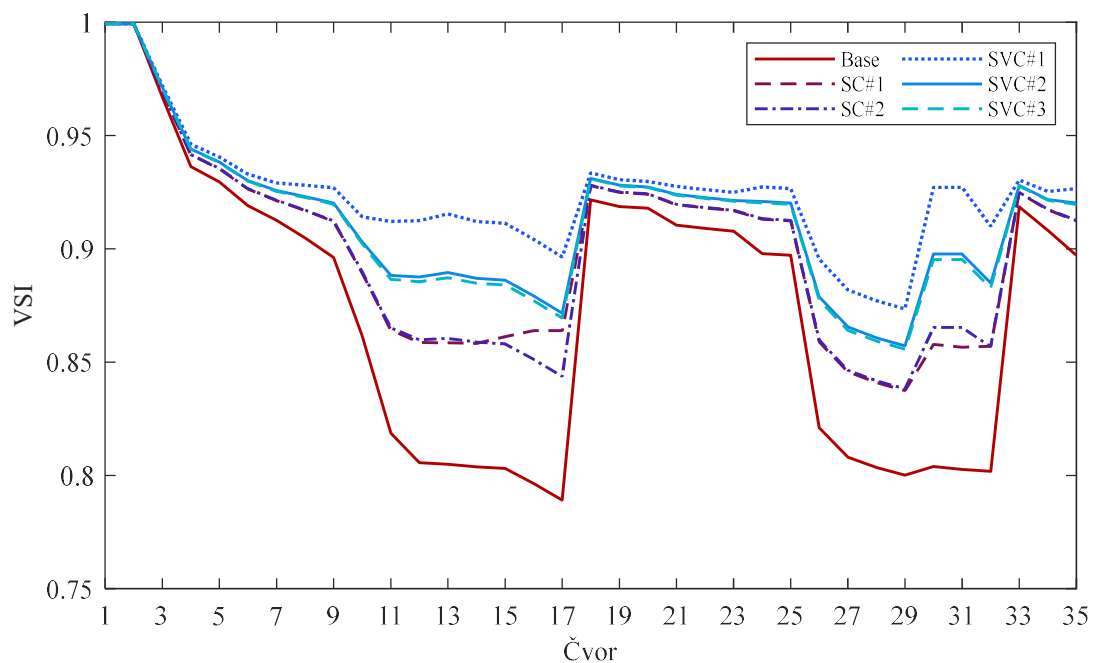
Slika 8.12. Slučaj 2 – devijacija napona u realnoj distributivnoj mreži Kličevo prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC.

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 %, donosno 10.69 % bazne vrijednosti, respektivno (Tabela 8.2). Značajno poboljšanje naponskog profila nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja SC i D-SVC uočljivo je na slici 8.13. Grafički i numerički rezultati jasno ukazuju na značaj optimalne kontrole tokova reaktivnih snaga 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.

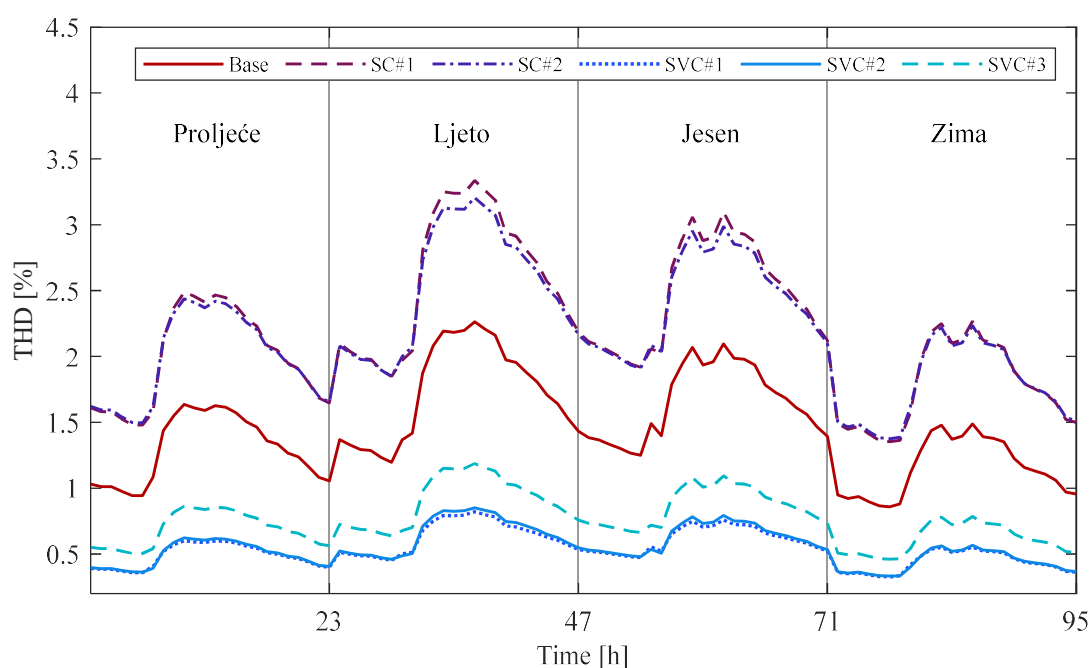


Slika 8.13. Slučaj 2 – gubici snage u realnoj distributivnoj mreži Kličevo prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC.



Slika 8.13. Slučaj 2 – VSI u realnoj distributivnoj mreži Kličevo prije i nakon optimalne integracije SC i D-SVC.

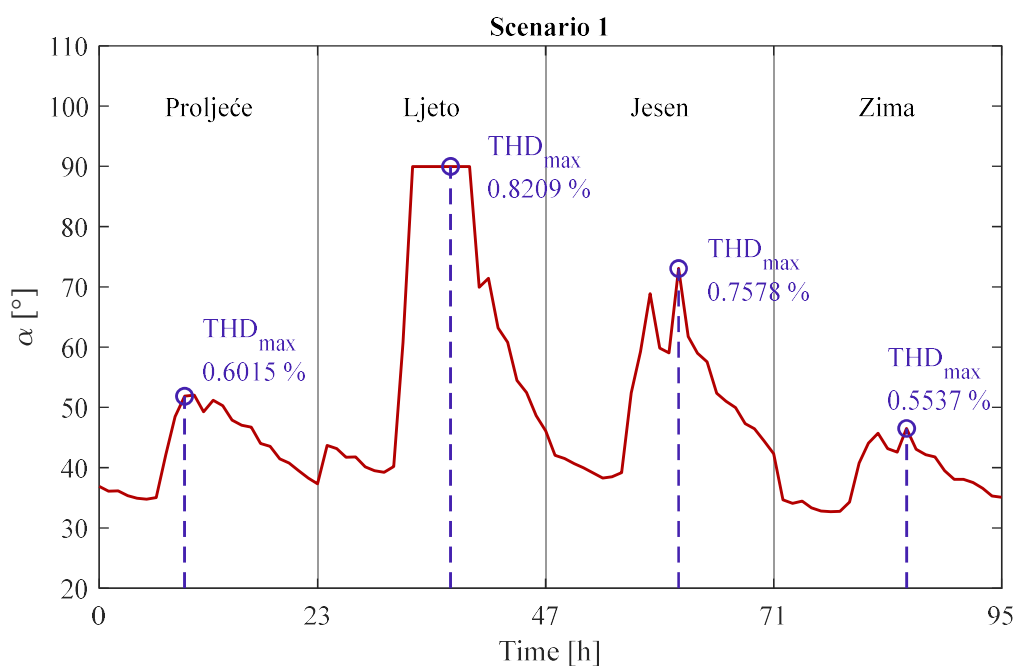
Posmatrajući maksimalnu vrijednost THD prikazanu u Tabeli 8.2, jasno je da optimalna integracija SC doprinosi pogoršanju kvaliteta električne energije. Najnepovoljnija situacija zabilježena je u Scenariju 1 gdje nakon optimalne alokacije i dimenzionisanja SC dolazi do povećanja THD za 47.32% (Tabela 8.2). Nasuprot, 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%, donosno 47.61% u slučaju optimalne integracije D-SVC u Scenariju 3 (Tabela 8.2). Prethodna diskusija je dodatno potkrepljena rezultatima prikazanim na slici 8.14 gdje su grafički predstavljene varijacije THD napona prije i nakon integracije SC i D-SVC u realnoj distributivnoj mreži.



Slika 8.14. Slučaj 2 – THD u realnoj distributivnoj mreži Kličevo 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 8.14 nisu očekivane s obzirom 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 da je vrijednost THD napona uzet 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 8.14. Na kraju, izostanak harmonijskog izobličenja napona usljed injektiranja viših harmonika struje TCR-a jedino je objašnjivo činjenicom da isti radi sa vrijednostima ugla α koje karakteriše nizak udio viših harmonika. Na slici 8.15 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 8.15 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-a prikazanom na slici 8.5 odgovara zoni niskog harmonijskog izobličenja izlazne induktivne struje.



Slika 8.15. 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 integrisanim fotonaponskim sistemima

Poglavlje 9 posvećeno je tematici optimalnog lociranja i parametrizacije pasivnih harmonijskih filtera u distributivnim mrežama sa integrisanim PV sistemima. Na početku poglavlja dat je pregled metodologije za određivanje lokacije i optimalnu parametrizaciju pasivnog harmonijskog filtera. Nakon prezentovanja matematičkog modela optimizacionog problema izvršena je verifikacija predložene metode na unapređenoj IEEE testnoj mreži.

9.1. Predložena metodologija

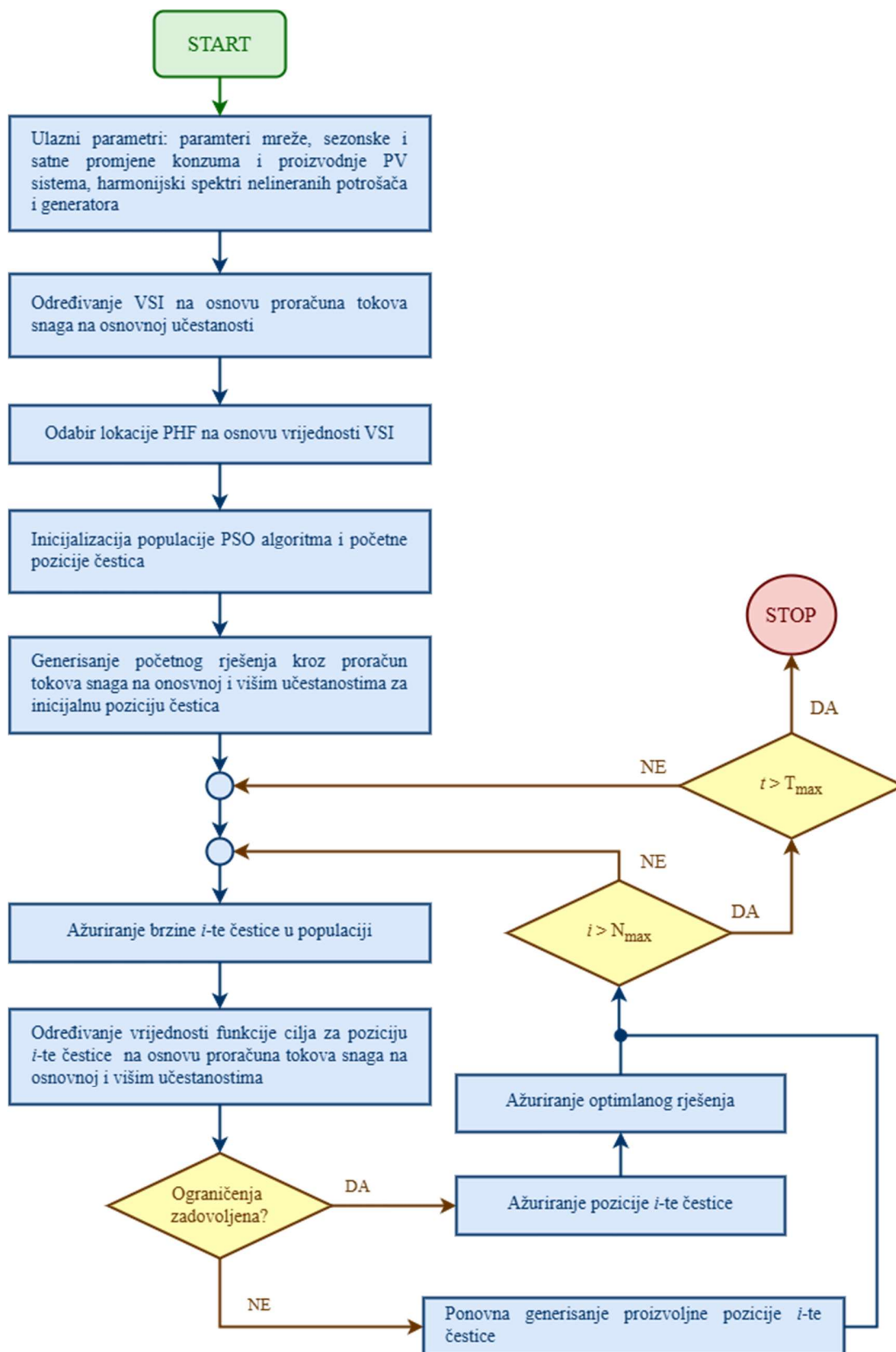
Osvrćući se na pregled literature predstavljen u uvodnom poglavlju, jasno je da većina dosadašnjih istraživanja ne razmatra reaktivni potencijal PHF za poboljšanje naponskog profila u distributivnim mrežama. Prethodno je opravdano iz razloga što bi proširivanjem standardnih funkcija cilja koje se predlažu u dostupnoj literaturi dodavanjem kriterijuma kvaliteta naponskog profila, postavilo 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 istakao bi mogućnost filtera za kompenzaciju reaktivne snage čime bi se osiguralo poboljšanje naponskog profila i stabilnosti napona. Dodatno, lociranje PHF na bazi VSI eliminiše lokaciju kao kontrolnu promjenjivu optimizacije.

Nakon određivanja lokacije PHF, optimalna parametrizacija utvrđena je primjenom PSO algoritma. Razlog odabira metahurističke metode za optimizaciju parametara filtera umjesto već korišćenih metoda matematičkog programiranja, kao što su NLP i MINLP, je činjenica da optimalna parametrizacija PHF zahtjeva 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 nije adekvatan za primjenu NLP i MINLP metoda. Dodatno, odabir PSO algoritma umjesto metahuristika kao što su GSA, GWO i BAT, bazirana je na numeričkoj evaluaciji prezentovanoj u Poglavlju 7.3.1.1. Konkretno, najznačajnija karakteristika PSO algoritma koja ga kandiduje za ovu optimizaciju je robusnost, koja se ogleda u niskoj varijaciji optimalnog rješenja sa različitim pokretanjem istog programa (slika 7.5).

Da bi se ocjenile 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 predstavljenim u Poglavlju 6. Postupak optimizacije lokacije i parametara PHF predloženom metodom predstavljen 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 sadrži gubitke snage (9.2), maksimalnu vrijednost THD napona (9.3) i troškove instalacije PHF (9.4). U jednačima (9.3)-(9.4), $THD_{i,t}$ predstavlja THD napona u čvoru i u trenutku t , $V_{i,t}^{(1)}$ i $V_{i,t}^{(h)}$ predstavljaju vrijednosti napona u čvoru i u trenutku t , na osnovnoj i h -toj učestanosti, respektivno, R_{fi} , L_{fi} i C_{fi} su 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 stavljajući primat na minimizaciju 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 promjeniva $Q_{f_{i,t}}$ koja predstavlja reaktivnu snagu PHF u čvoru i u trenutku t .

Optimalna parametrizacija PHF u čvoru i definisana je sljedećim kontrolnim promjenjivima h_{r_i} koja predstavlja rezonantnu učestanosti 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 sa sljedećom modifikacijom 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 sa 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), impendansa 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 admitanci PHF na h -toj harmonijskoj učestanosti.

9.3. Rezultati simulacije

Predložena VSI-PSO metoda za optimalnu alokaciju i parametrizaciju PHF simulirana je na unapređenoj IEEE 69-čvornoj testnoj mreži. U odnosu na standardnu konfiguraciju mreža je proširena dodavanjem PV sistema. Lokacije i instalisanje snage PV sistema prikazane su u Prilogu A. Dodatno, podrazumjeva se da svaki potrošački čvor IEEE 69-čvorne mreže ima određeni udio sljedećih nelinearnih potrošača – EV punjač Nissan Leaf, Tip I i II šestopulsni konvertor i ASD. Raspodjela nelinearne potrošnje u unapređenoj 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 rezonantnoj učestanosti petog i sedmog harmonika, odnosno jedanaestog i trinaestog harmonika u slučaju SOHPF. Simulacija predloženog metoda izvršena je u dva scenariji u kojima se tragetiraju 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 uzete su sljedeće pretpostavke:

- Za balasni čvor usvaja se priključak distributivne mreže na eksternu mrežu. Vrijednost i fazni stav napona balasnog čvora iznosi 1.0 p.u. i 0 rad,

- Pretpostavljajući da je distributivna mreža priključena na snažnu eksternu mrežu, nema harmonijskog izobličenja 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 posegu $Q_i \in [50,150]$ 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-ovom 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 nakon optimalne parametrizacije PHF u čvoru 65 primjenom PSO algoritma dati 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 skoro identične. Za slučaj ST u Scenariju 1, naizraženija eliminacije harmonika zabilježena je za rezonantu učestanost $h=7$, 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 zabilježena je za rezonantu učestanost $h=13$, gdje je maksimalni THD redukovana za 54.46 % bazne vrijednosti (Tabela 9.1).

Prema rezultatima u Tabeli 9.1, najveći troškovi instalacije PHF u Scenariju 1 zabilježeni su za slučaj STF na rezonantnoj učestanosti $h=5$, dok u istom scenariju za identičnu konfiguraciju filtera na rezonantnoj učestanosti $h=7$ investicioni troškovi su niži za 44.03 %. Za slučaj SOHPF podešenog na rezonantnu učestanost $h=11$ 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

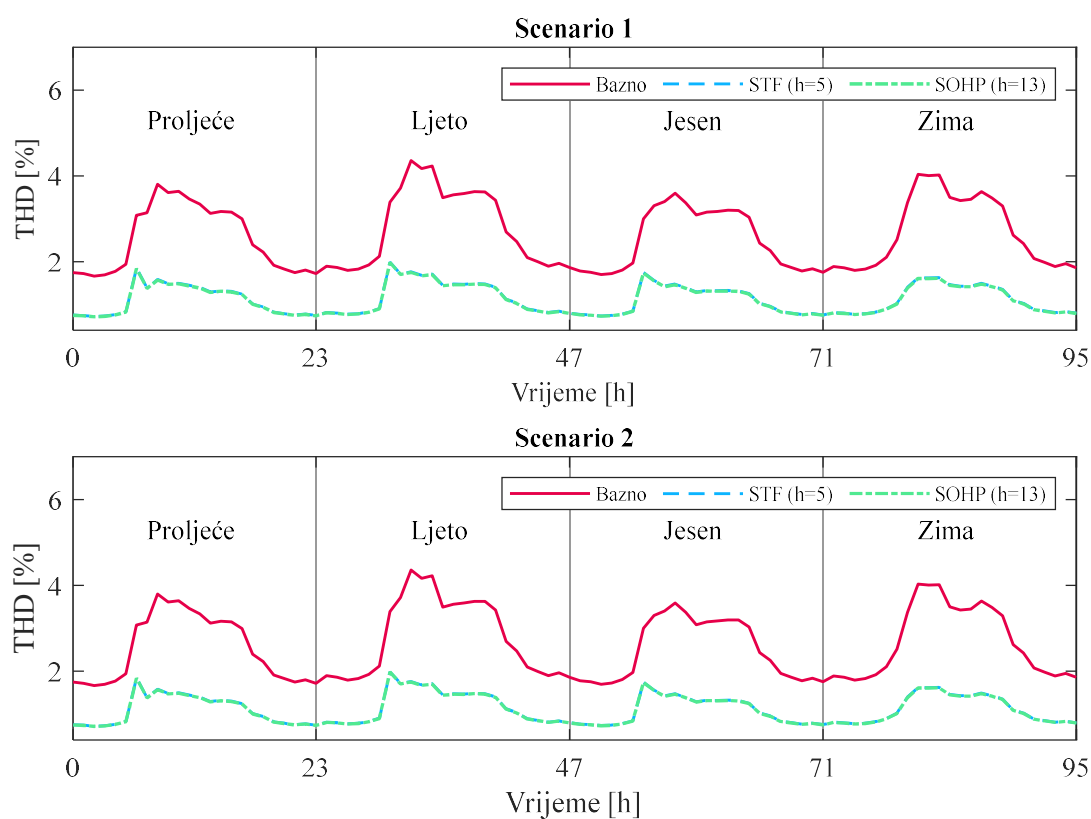
cilja razmatranoj u Scenariju 2 moguće je redukovati troškove instalacije PHF. Za STF na rezonantnoj učestanosti $h=5$, troškovi instalacije u Scenariju 2 redukovani su 28.11 % u odnosu na Scenario 1 (Tabela 9.1). Shodno Tabeli 9.1, najniži troškovi instalacije u Scenariju 2 zabilježeni su za slučaj STF na rezonantnoj učestanosti $h=7$, pri čemu su isti niži u odnosu na Scenario 1 za 8.67 %. 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 21.99 % vrijednosti u Scenariju 1 (Tabela 9.1). S obzirom 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 . Međutim, performanse PHF u pogledu eliminacije viših harmonika ostaju zapažene u Scenariju 2, što se ogleda u vrijednostima maksimalne THD u Tabeli 9.1. Dodatno, maksimalne vrijednosti THD nakon integracije PHF u Scenariju 2 nešto su niže u odnosu na vrijednosti zabilježenih 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 unapređenoj 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 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 smanjivanja devijacije napona u mreži. Za STF najpovoljnije naponske prilike ostavruju se optimlanom 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 Tabeli 9.1 naizraženije poboljšanje naponskog

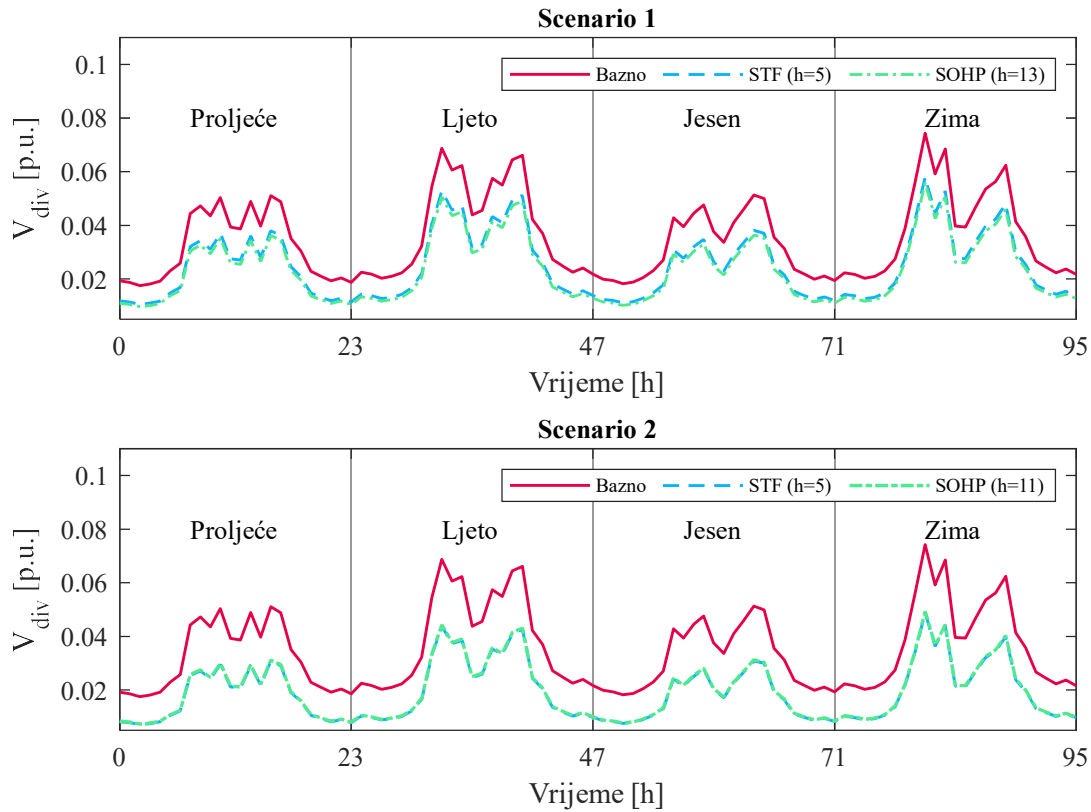
profila u Scenariju 1 ostvarno je optimalnom alokacijom i parametrizacijom na rezonantnoj učestanosti $h=13$, koja doprinosi smanjenju devijacije napona za 33.49 %. Rezultati u Tabeli 9.1 dodatno pokazuju da optimalna parametrizacija PHF u Scenariju 2 dovodi do daljeg pogoljšanja naponskog profila. Nakon optimalne alokacije i parametrizacije STF na rezonantnoj učestanosti $h=5$ u Scenariju 2, devijacija napona je redukovana za 45.31 % bazne vrijednosti, odnosno za 22.31 % vrijednosti u Scenariju 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 ili 19.07 % u odnosu na Scenario 1 (Tabela 9.1). Uticaj PHF na naponske prilike dominatno diktira snaga injektirana od strane kondenzatora.



Slika 9.2. THD u unapređenoj IEEE 69-čvornoj mreži, prije i nakon optimalne integracije PHF.

Posmatrajući vrijednosti devijacije napona i optimalne reaktivne snage filtera u Tabeli 9.1 u Scenarijima 1 i 2, respektivno, zaključuje se da na odabranoj lokaciji PHF značajnije poboljšanje naponskog profila se ostvaruje za veći instalisani reaktivni kapacitet filtera. Optimalan iznos reaktivne snage PHF koji dovodi do izraženijeg poboljšanja naponskog profila zavisi od same lokacije filtera, potrošnje rektivne snage i

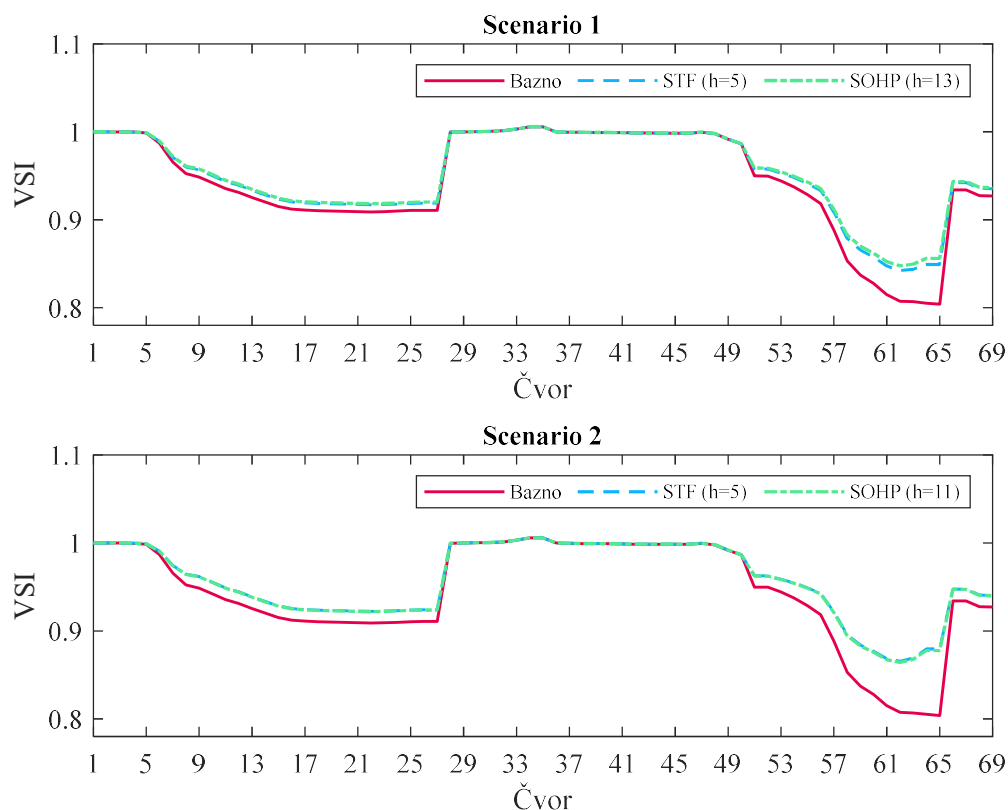
od toga da li postoje dodatni kompenzatori reaktivne snage u mreži. Na slici 9.3 prikazana je devijacija napona u unapređenoj IEEE 69-čvornoj mreži, prije i nakon optimalne integracije PHF u Scenariju 1 i 2.



Slika 9.3. Devijacija napona u unapređenoj IEEE 69-čvornoj mreži, prije i nakon optimalne integracije PHF.

Rezultati simulacije prikazani u Tabeli 9.1 ukazuju da optimalna alokacija i parametrizacija PHF primjenom predložene metode doprinosi poboljšanju naponske stabilnosti. Najznačanije 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 ST 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 ST na rezonantnoj učestanosti $h=5$ i SOHPF na rezonantnoj učestanosti $h=11$, minimalna vrijednost VSI u baznom slučaju uvećana je za 7.66 % i 7.48 %, respektivno. VSI čvorova prije i nakon optimalne integracije PHF u mreži prikazani su na slici 9.4. Sumirajući numeričke rezultate u Tabeli

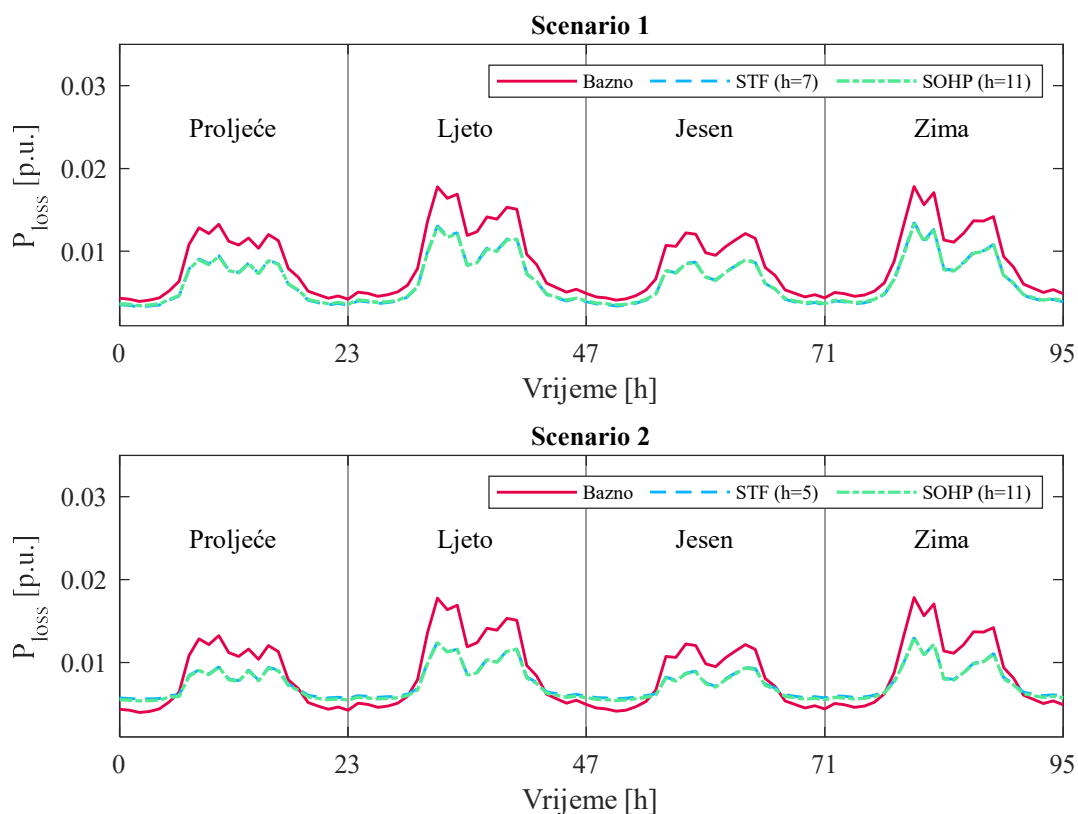
9.1, kao i grafičke rezultate prikazane na slikama 9.3 i 9.4, jasno je da predložena metoda za alokaciju PHF na osnovu minimalne vrijednosti VSI, osigurava značajno poboljšanje naponskog profila i stabilnosti, čak i ako indikatori kvaliteta napona nijesu direktno tretirani u funkciji cilja.



Slika 9.4. VSI u unapređenoj IEEE 69-čvornoj mreži, prije i nakon optimalne integracije PHF.

Prema rezultatima 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 ST na rezonantnoj učestanosti $h=7$ (Tabela 9.1). U identičnom 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 da optimalna integracija PHF u Scenariju 2 negativno utiče na vrijednost gubitaka, koje su uvećane u odnosu na Scenario 1. Konkrento, optimalna alokacija i parametrizacija ST i SOHPF na rezonantnim učestanostima $h=5$ i $h=11$, respektivno, u Scenariju 2 dovode do uvećanja gubitaka snage za 17.93 %, odnosno 15.49 % vrijednosti zabilježene u Scenariju 1, respektivno (Tabela 9.1). Međutim vrijednosti gubitaka za navedene

konfiguracije PHF u Scenariju 2 i dalje su niže za 11.99 % i 13.59 % u odnosu na vrijednost 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 bilježe 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 unapređenoj 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. Nasuprot, optimalno locirani i parametrizovani PHF doprinose eliminaciji viših harmonika, smanjenju gubitaka i poboljšanju naponskog profila i stabilnosti u distributivnoj mreži sa integriranim PV sistemima. To znači da više kriterijumska optimalna alokacija i parametrizacija PHF doprinosi sveobuhvatnijem poboljšanju tehnokonskih performansi savremenih distributivnih mreža.

Poglavlje 10

Zaključak

Prateći savremene trendove razvoja elektroenergetskog sektora, oblast integracije fotonaponskih (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 energetskih 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 metodu 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 iz konvencionalnih DHLF metoda implementiranih u komercijalnim softverima PowerFactory DigSilent i ETAP, kao i sa podacima iz relevantne literature. Na osnovu prikazanih rezultata i diskusije izvedeni su sljedeći ključni zaključci:

- U pogledu naponskog profila i izračunatih vrijednosti THD, predloženi CONOPT solver daje precizne rezultate koji se u potpunosti podudaraju sa rezultatima dobijenim u DigSilent-u i ETAP-u, kao i sa literaturnim podacima,

- 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 potrošnje konzuma. Pored ciljeva minimizacije gubitaka snage i poboljšanja naponskog profila, poseban akcenat stavljen je na uticaj PV sistema 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 je formulisan 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 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 (varemeni) i SC (konvencionalni). Cilj optimizacije bio je poboljšanje naponskog profila, smanjenje gubitaka snage i redukcija investicionih troškova ugradnje kompenzatora. Optimalne lokacije određene su na osnovu minimizacije vrijednosti VSI, dok je optimalno dimenzionisanje kompenzatora sprovedeno korišćenjem BONMIN solvera. Uticaj D-SVC i SC na kvalitet električne energije razmatran je kroz ograničenje maksimalne vrijednosti THD napona. DHLF metoda korišćena za analizu harmonijskih tokova uzima u obzir harmonijski spektar komercijalnog 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 potrošnju konzuma. 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-a znatno veći u odnosu na SC, uključivanjem troškova u funkciju cilja moguće je postići ravnotežu između tehničkih i ekonomskih performansi,
- Integracija D-SVC-a može dovesti do porasta THD-a, ali generalno doprinosi poboljšanju kvaliteta električne energije. Na uticaj D-SVC-a 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.

Poslednji 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 ST 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, uz dodatne kriterijume minimizacije gubitaka snage i troškova ugradnje filtera. Evaluacija predložene metode izvršena je na unaprijeđenoj 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 uključe primjenu FACTS uređaja druge generacije, kao što je D-STATCOM, i da uporede njihove performanse sa uređajima prve generacije. Takođe, mogao bi se 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 potencijal 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. Kecojević, 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. Siyambalapitiya, „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 siting, 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. Sedighizadeh, 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, Prostupano: 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.

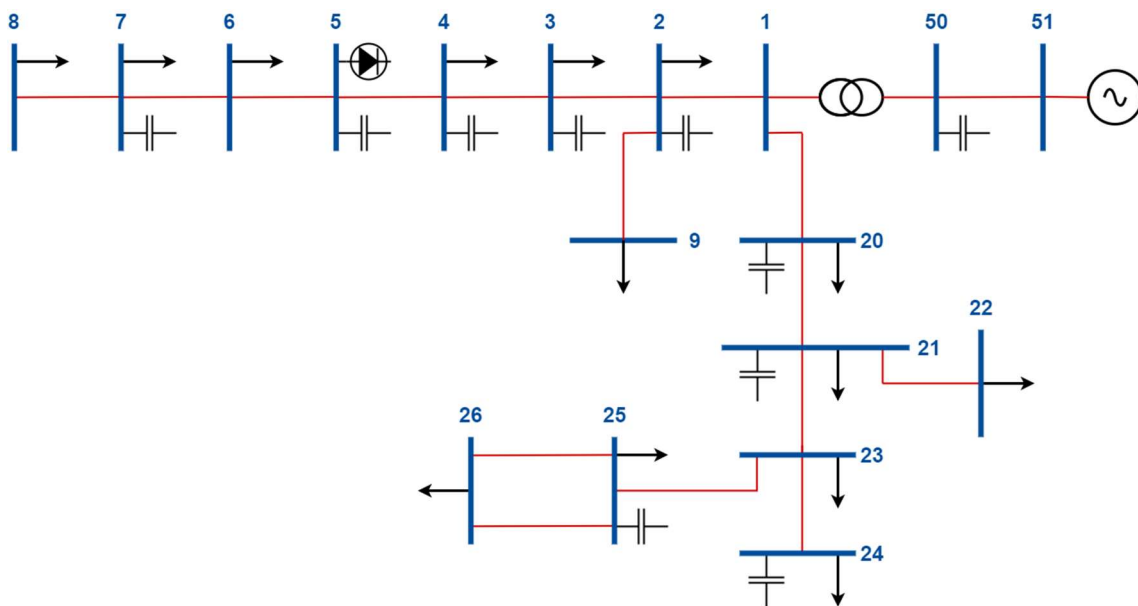
- [159] A. Chidurala, T. K. Saha, M. Mithulananthan, “Harmonic impact of high penetration photovoltaic systems on unbalanced distribution networks – learning from an urban photovoltaic network”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, 2016.
- [160] S. Rakočević, M. Čalasan, S. Vujošević, M. 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. Vijayakumar, 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. Hatzargyriou, „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 prikazane su u Tabeli A.1. Prilikom proračuna na IEEE 18-čvornoj mreži sprovedenih u okviru ove doktorske disertacije, relativne vrijednosti proračunate su za baznu snagu $S_b = 10$ MVA i bazni napon $U_b = 12.5$ kV. $Z_b = 15.625 \Omega$.



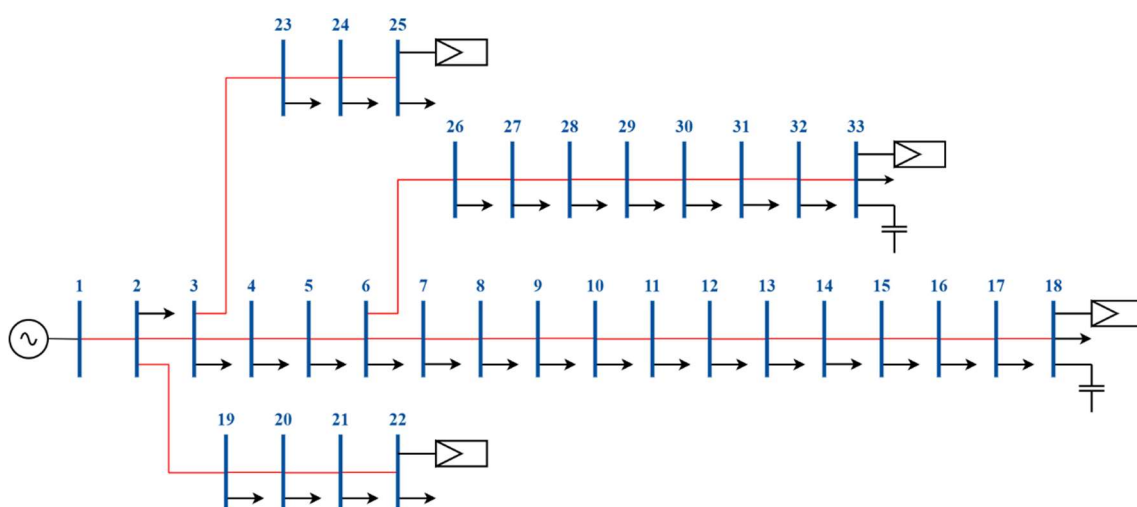
Slika A.1. Linijski dijagram IEEE 18-čvorne testne mreže.

Tabela A.1. Parametri vodova i instalisane snage potrošača IEEE 18-čvorne mreže [155].

i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$B_c [\Omega]$	$P_{L_j} [\text{MW}]$	$Q_{L_j} [\text{MVar}]$	$Q_{sc_j} [\text{MVar}]$
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 i SC u unaprijedenoj konfiguraciji. Tabela A.2 prikazuje parametre vodova i instalisane snage potrošača, kao i instalisane snage PV i SC u unaprijedenoj konfiguraciji. Bazne vrijednosti korišćene u proračunu su $S_b = 10 \text{ MVA}$ i $U_b = 12.66 \text{ kV}$.



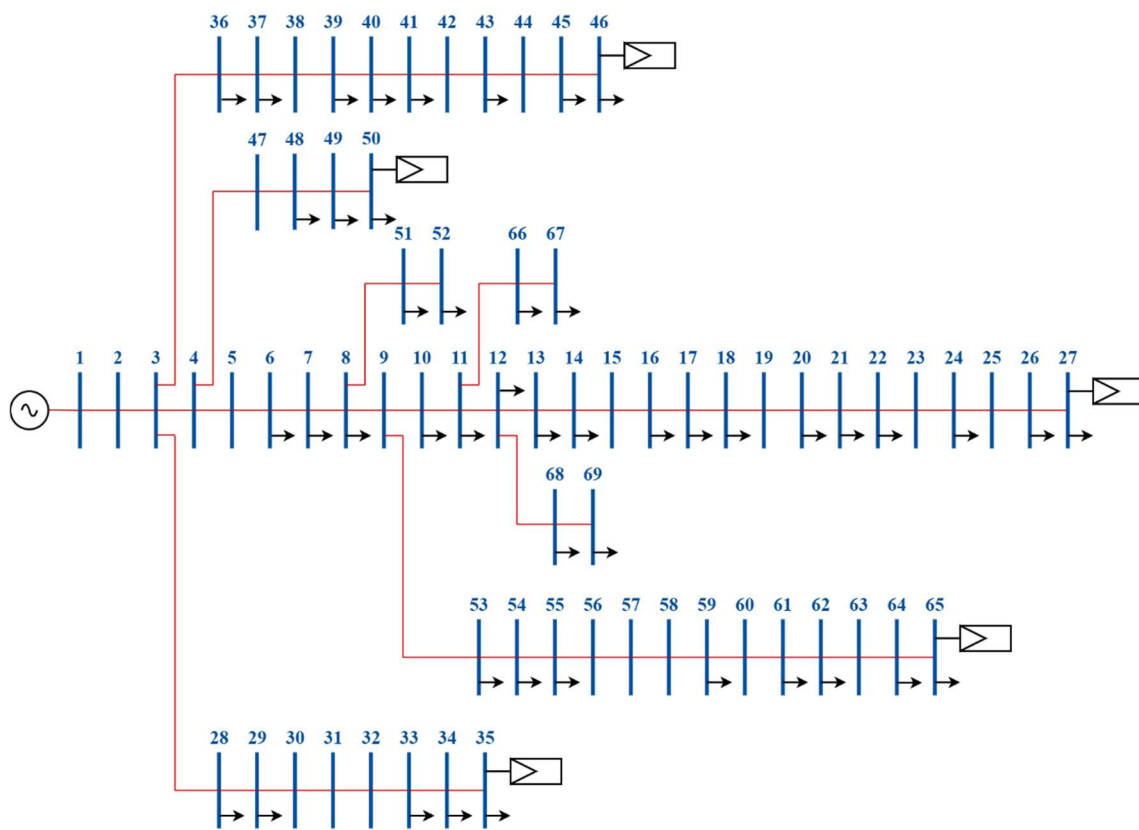
Slika A.2. Linijski dijagram (unaprijedene) IEEE 33-čvorne testne mreže.

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	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$P_{L_i} [\text{MW}]$	$Q_{L_i} [\text{MVar}]$	$P_{PV_i} [\text{MW}]$	$Q_{SC_i} [\text{MVar}]$
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	0.0000	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 prikazane u Tabeli A.3. U grafičkom prikazu na slici A.3 uključeni su i PV sistemi predloženi u unaprijeđenoj konfiguraciji. Instalisanje snage PV sistema u unaprijeđenoj konfiguraciji date su u Tabeli A.3. Baze vrijednosti korišćene u proračunu iznose $S_b = 10 \text{ MVA}$ i $U_b = 12.66 \text{ kV}$.



Slika A.3. Linijski dijagram (unaprijeđene) IEEE 69-čvorne testne mreže.

Tabela A.3. Parametri vodova, instalisane snage potrošača i instalisne snage PV sistema (unaprijeđene) IEEE 69-čvorne mreže [156].

i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$P_{L_i} [\text{MW}]$	$Q_{L_i} [\text{MVar}]$	$P_{PV_i} [\text{MW}]$
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. Nasatvak.

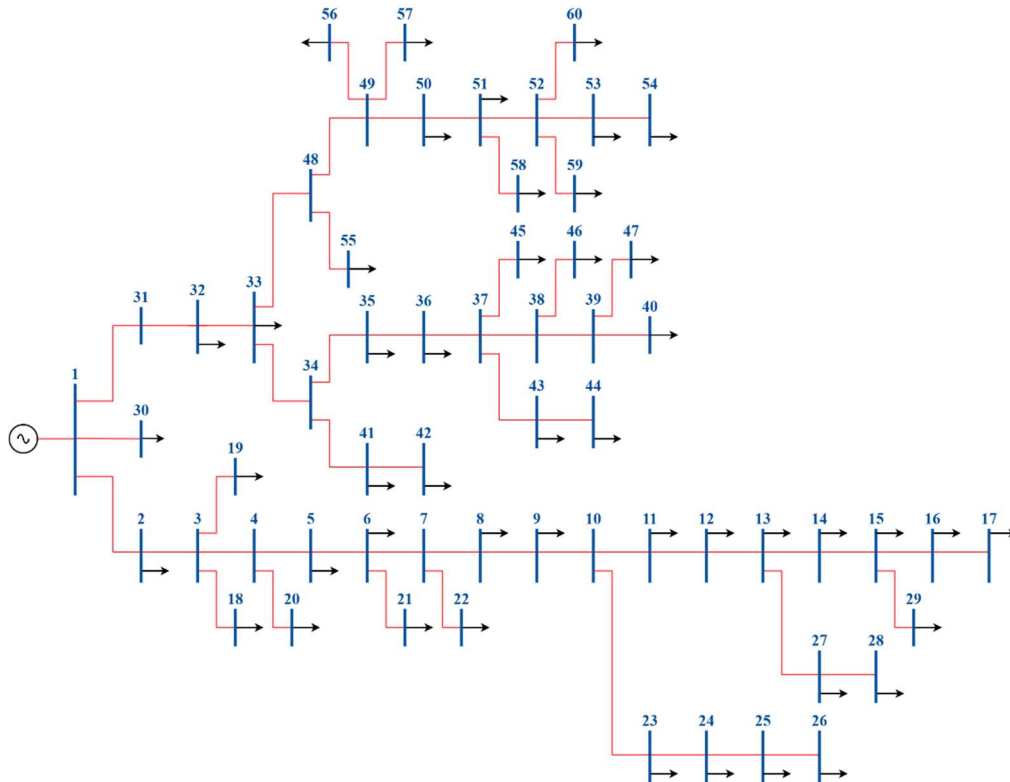
i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$P_{L_i} [\text{MW}]$	$Q_{L_i} [\text{MVar}]$	$P_{PV_i} [\text{MW}]$
16	17	0.3744	0.1238	0.0600	0.0350	0.0000
17	18	0.0047	0.0016	0.0600	0.0350	0.0000
18	19	0.3276	0.1083	0.0000	0.0000	0.0000
19	20	0.2106	0.0690	0.0010	0.0006	0.0000
20	21	0.3416	0.1129	0.1140	0.0810	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. Nasatvak.

i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$P_{L_i} [\text{MW}]$	$Q_{L_i} [\text{MVar}]$	$P_{PV_i} [\text{MW}]$
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 i instalisane aktivne i reaktivne snage potrošača prikazane u Tabeli A.4. Prilikom proračuna na distributivnoj mreži „Bijela“ uzete su sljedeće bazne vrijednosti snage i napona $S_b = 1 \text{ MVA}$ i $U_b = 0.4 \text{ kV}$, respektivno.



Slika A.3. Linijski dijagram distributivne mreže Bijela.

Tabela A.4. Parametri vodova i instalisane snage potrošača distributivne mreže Bijela.

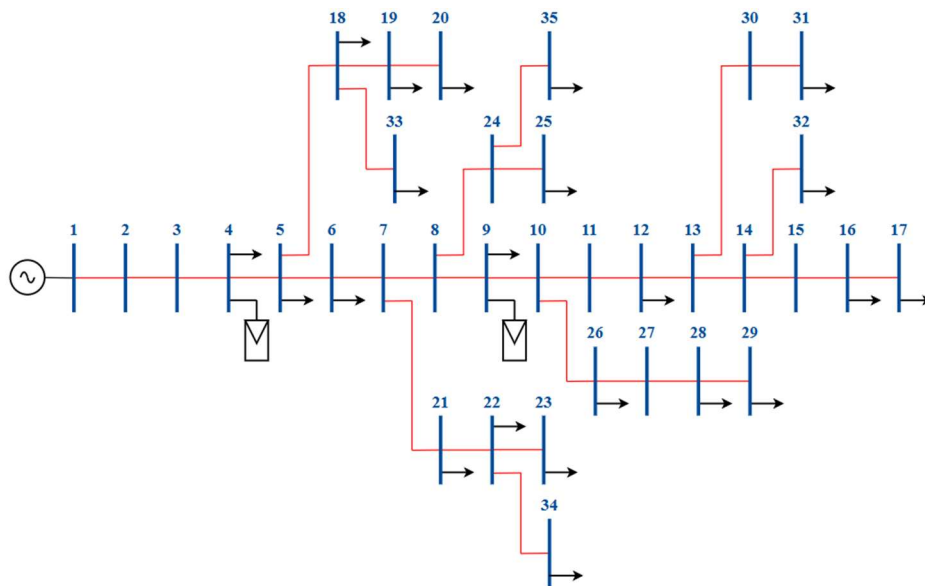
i	j	$R_{ij} [\Omega]$	$X_{ij} [\Omega]$	$P_{L_j} [\text{MW}]$	$Q_{L_j} [\text{MVar}]$
1	2	0.00974	0.00558	0.00575	0.00168
2	3	0.06492	0.03720	0.00000	0.00000
3	4	0.08656	0.04960	0.00000	0.00000
4	5	0.06546	0.03751	0.00575	0.00168
5	6	0.04436	0.02542	0.00575	0.00168
6	7	0.02164	0.01240	0.00000	0.00000
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 instalisne 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 (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	θ_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.

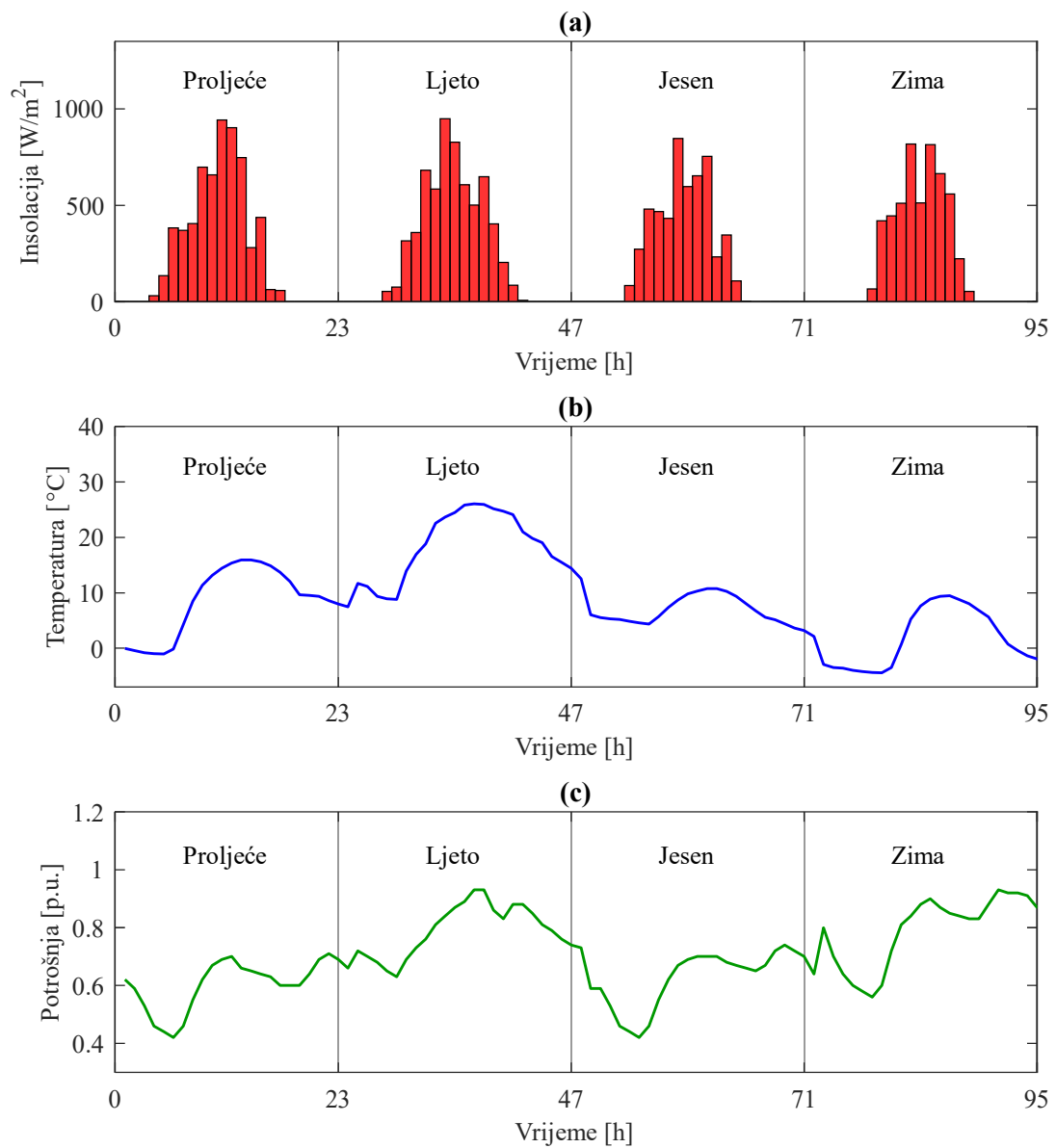
Mreža	Čvor	ASD	Šestopulsni pretvarač Tip 1	Šestopulsni pretvarač Tip 2	Nissan Leaf punjač
Unaprijedena IEEE 33-čvorna	7	15.0 %	20.0 %	25.0 %	40.0 %
	17	35.0 %	15.0 %	20.0 %	30.0 %
	31	10.0 %	10.0 %	30.0 %	45.0 %
Kličevo-Vrtac	6	10.0 %	25.0 %	20.0 %	45.0 %
	16	20.0 %	30.0 %	35.0 %	15.0 %
	29	30.0 %	20.0 %	15.0 %	35.0 %
	36	15.0 %	35.0 %	10.0 %	40.0 %

Tabela B.3. Raspored nelinearnih potrošača u unaprijeđenoj IEEE 69-čvornoj mreži.

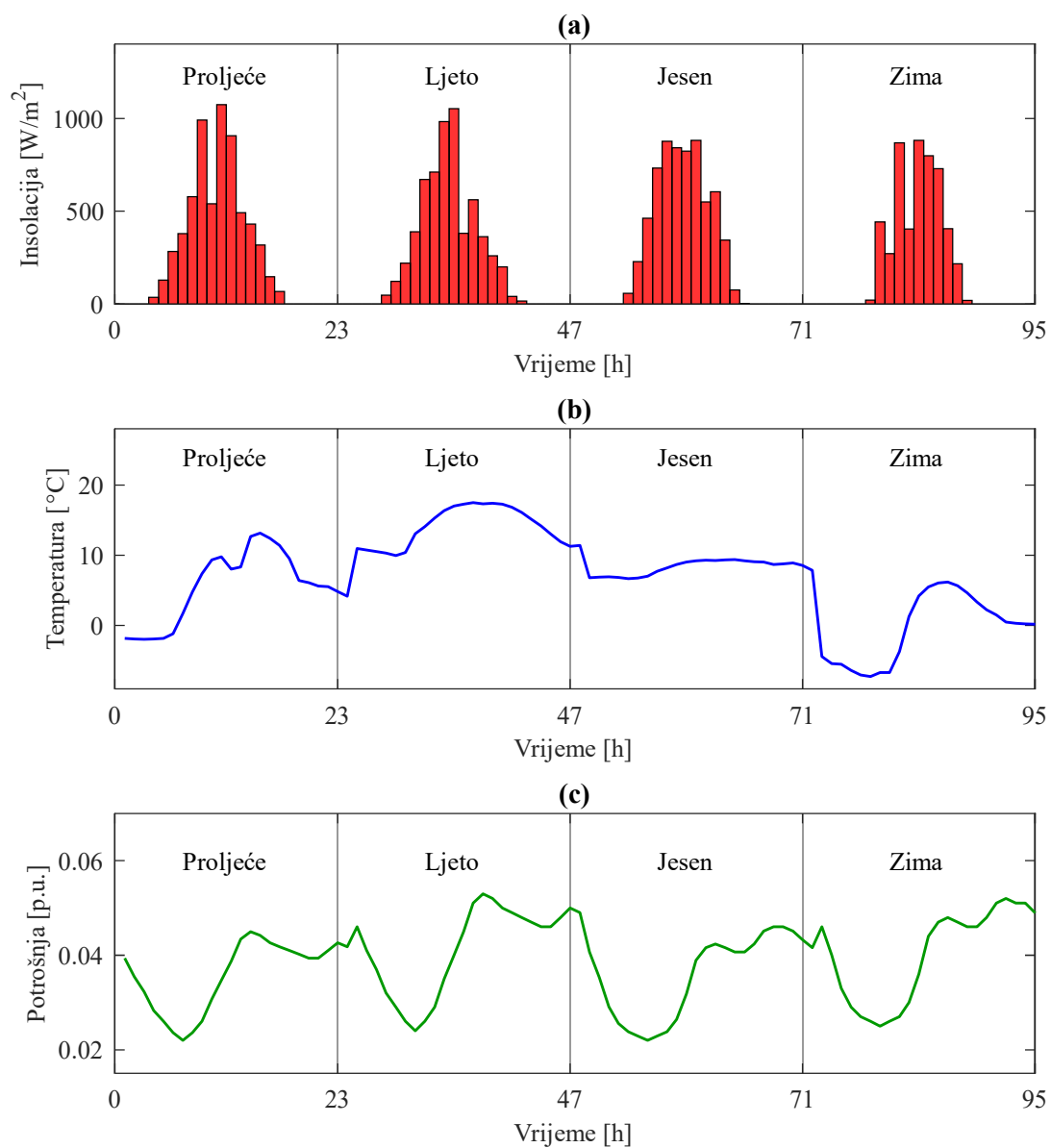
Čvor	ASD	Šestopulsni pretvarač Tip 1	Šestopulsni pretvarač Tip 2	Nissan Leaf punjač	Čvor	ASD	Šestopulsni pretvarač Tip 1	Šestopulsni pretvarač Tip 2	Nissan Leaf punjač
6	2.4 %	6.5 %	7.2 %	10.1 %	37	2.1 %	3.9 %	6.4 %	9.8 %
7	5.1 %	8.2 %	11.3 %	18.1 %	39	1.5 %	4.0 %	4.6 %	15.1 %
8	5.7 %	4.4 %	5.0 %	14.6 %	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

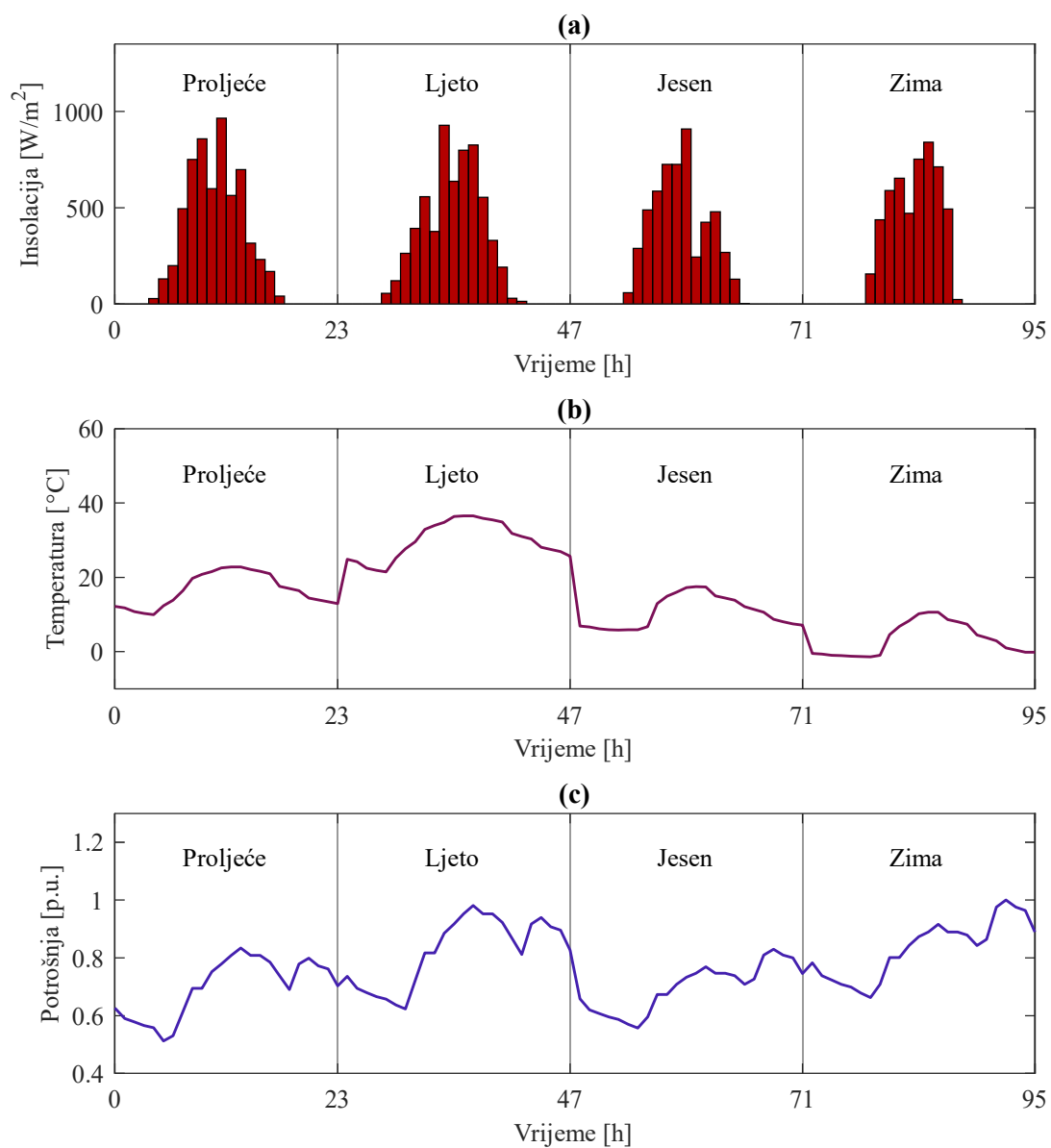
Varijacije insolacije, ambijentalne temperature i konzuma



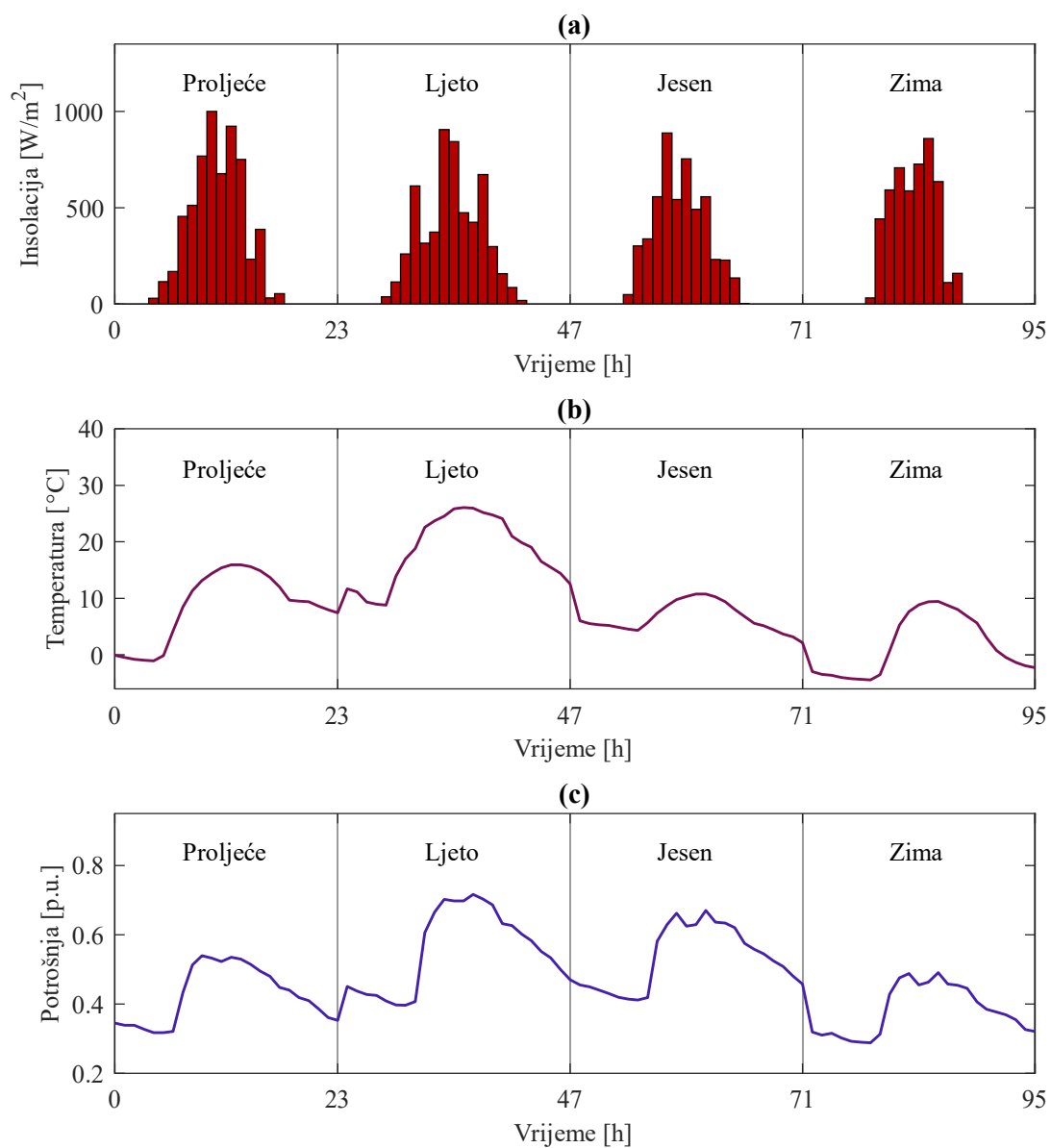
Slika C.1. Satne i sezonske varijacije (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) potrošnje konzuma u IEEE 33-čvornoj testnoj mreži.



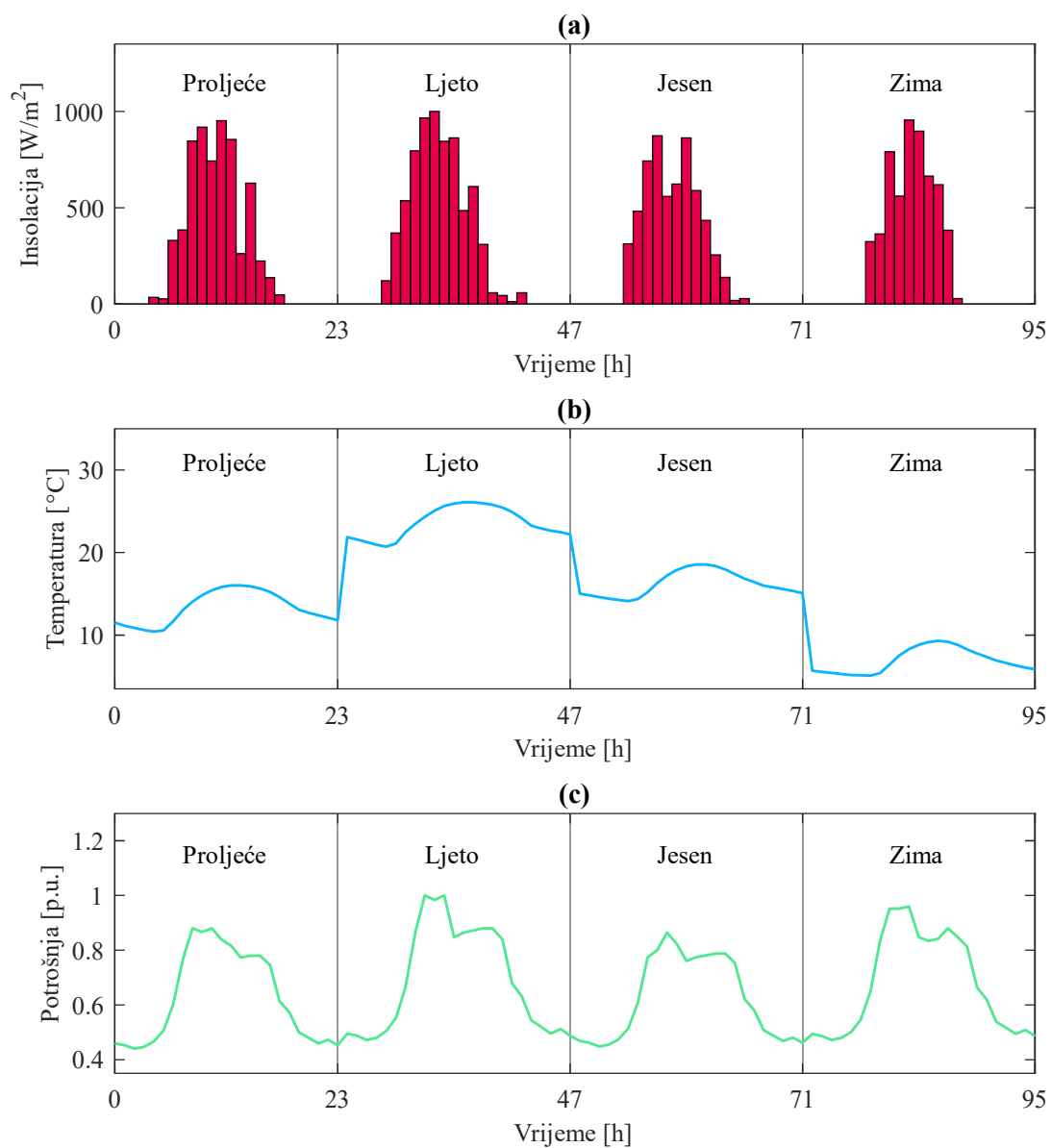
Slika C.2. Satne i sezonske varijacije (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) potrošnje konzuma u distributivnoj mreži „Bijela“.



Slika C.3. Satne i sezonske varijacije (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) potrošnje konzuma u unaprijeđenoj IEEE 33-čvornoj testnoj mreži.



Slika C.4. Satne i sezonske varijacije (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) potrošnje konzuma u realnoj distributivnoj mreži „Kličevo-Vrtac“.



Slika C.5. Satne i sezonske varijacije (a) insolacije, (b) ambijentalne temperature i (c) potrošnje konzuma u unaprijeđenoj 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 u toku 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 upisuje doktorske studije na Elektrotehnički fakultetu Univerziteta Crne Gore. Tokom doktorskih studija pod mentorstvom prof. dr Martina Čalasana odbranio je polazna istraživanja i uspješno prijavio doktorsku disertaciju pod nazivom *„Perdlozi 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 odrađuje pripravnički staž u Elektroprivredi Crne Gore (EPCG) u sektoru za održavanje i radove HE „Perućica“. Nakon uspješno završenog pripravničkog staža, septembra 2022. godine zasniva radni odnos u EPCG na mjestu „Inženjer za elektro poslove i opremu“ u sektoru za održavanje i radove HE „Perućica“. U toku radnog angažmana u HE „Perućica“ obavljao je poslove elektro održavanja 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 uključuje: integraciju obnovljivih izvora električne energije na distributivnu mrežu, FACTS uređaje, kvalitet električne energije i optimizaciju distributivnih mreža. U toku svog naučno-istraživačkog rada objavio je 10

naučnih radova u međunarodnim i domaćim časopisima i na međunarodnim i domaćim konferencijama. Bitno istaći da je 5 naučnih radova objavio u časopisima sa SCI/SCIE liste.

Kao istraživač učestvovao je na dva naučno-istraživačka projekta, gdje vrši istraživanja procesa energetske tranzicije i potencijala obnovljivih izvora i hibridnih sistema za napajanje off-grid naselja.

U novembru 2023. godine dobio je nagradu od strane Studentskog parlamenta Univerziteta Crne Gore za najbolju master tezu odbranjenju 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.