

UNIVERZITET U BEOGRADU

ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Marko R. Ikić

**KOMPONENTE SNAGA I HARMONIJSKA
IZOBLIČENJA NAPONA I STRUJA
FOTONAPONSKIH SISTEMA**

doktorska disertacija

Beograd, 2023

UNIVERSITY OF BELGRADE

SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

Marko R. Ikić

**POWER COMPONENTS AND VOLTAGE AND
CURRENT HARMONIC DISTORTIONS OF
PHOTOVOLTAIC SYSTEMS**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2023

PODACI O MENTORU I ČLANOVIMA KOMISIJE

Mentor:

dr Jovan Mikulović, redovni profesor, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet

Članovi komisije:

dr Željko Đurišić, vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet

dr Srđan Lale, docent, Univerzitet u Istočnom Sarajevu – Elektrotehnički fakultet

dr Lazar Saranovac, redovni profesor, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet

dr Tomislav Šekara, redovni profesor, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet

dr Mileta Žarković, docent, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet

Datum odbrane:

ZAHVALNICA I POSVETA

Kao prvo, veliku i iskrenu zahvalnost želim da izrazim svom mentoru prof. dr Jovanu Mikuloviću na podršci tokom studija, te na konkretnim i korisnim savjetima prilikom izrade doktorske disertacije.

Posebnu zahvalnost dugujem i prof. dr Zeljku Đurišiću, koji je bezrezervno podržao moje studiranje na III ciklusu studija u Beogradu.

Takođe, zahvalnost dugujem i članovima komisije na trudu koji su uložili za pregledavanje disertacije i konstruktivnim savjetima koji su doprinjeli poboljšanju kvaliteta ove disertacije.

Ovim putem želim da se zahvalim i svojim radnim kolegama i prijateljima, osloviću ih nadimcima, neće se naljutiti, Šoji, Štroksi, Lakiju, Peri, Boži, Bojani, Vici, Mlađi i Joki sa Elektrotehničkog fakulteta u Istočnom Sarajevu na moralnoj i svakoj drugoj podršci i dugogodišnjoj saradnji.

I na kraju, ali ne po važnosti već naprotiv, veliku zahvalnost dugujem svojoj supruzi Jeleni na razumijevanju i moralnoj podršci tokom izrade ove disertacije i koja mi je rodila tri prekrasna bića Dunju, Teodoru i Ivana i time više nego motivisala da put istraživanja na doktorskim studijama privedem kraju.

Ono što nikada ne bi trebali zaboraviti je ljubav, pažnja i podrška koju smo dobijali od roditelja. Zato želim da doktorsku disertaciju posvetim svojim roditeljima Amri i Radetu, uz jedno veliko HVALA!

Posvećeno Amri i Radetu

Komponente snaga i harmonijska izobličenja napona i struja fotonaponskih sistema

Rezime

Globalna energetska kriza i zaštita životne sredine uveliko su doprinijeli masovnoj upotrebi i eksploataciji obnovljivih izvora energije, poput fotonaponskih sistema, koji ispunjavaju kriterijume čiste energije i održivosti. Međutim, zbog prirode sunčevog zračenja i njegove varijabilnosti, upotreba fotonaponskih sistema u elektroenergetskim mrežama postavlja nove izazove u održavanju propisanog kvaliteta električne energije i pouzdanog i sigurnog rada elektroenergetske mreže. Detaljnom analizom uticaja različitog intenziteta sunčevog zračenja na kvalitet električne energije fotonaponskih sistema povezanih na mrežu, naznačeno je da nizak intenzitet sunčevog zračenja značajno utiče na harmonijska izobličenja struja koje se injektiraju u mrežu, a samim tim i na snagu proizvodnje iz fotonaponskih sistema zadržavajući faktor snage na niskom nivou (zbog uporedive proizvodnje aktivne i neaktivne snage). Harmonijska izobličenja struja koje se generišu na izlazu fotonaponskih sistema i napona mreže na koju su povezani zavise u najvećoj mjeri od topologije pretvarača preko kojeg su povezani na mrežu, kao i od realizacije upravljačke strukture kojom se reguliše rad pretvarača. Takođe, karakteristike filterskog kola na strani mreže u pretvaraču za fotonaponske sisteme mogu u velikoj mjeri da utiču na harmonijska izobličenja struje. Iz tih razloga, problem sa kvalitetom električne energije će biti izražen pri masovnoj upotrebi fotonaponskih sistema, naročito u niskonaponskoj distributivnoj mreži.

Tokom realizacije doktorske disertacije sprovedene su različite metode istraživanja, počevši od numeričkih analiza, modeliranja, simulacija, do mjerenja realnih veličina na postojećem fotonaponskom sistemu. Uticaji fotonaponskih sistema povezanih na mrežu na harmonijsku distorziju napona i struje razmatrani su prikupljanjem, sistematizacijom i detaljnom analizom postojećih saznanja iz oblasti istraživanja u cilju razumijevanja problema i utvrđivanja smjernica za naredne faze istraživanja. Upotrebom softverskog paketa MATLAB/Simulink razvijen je model fotonaponskog sistema i formirana simulacija rada sistema u različitim radnim uslovima kako bi se istražio i bolje razumio uticaj različitih faktora na kvalitet električne energije u tački priključenja FN sistema sa mrežom. Validacija i verifikacija istraživanja izvršena je poređenjem rezultata dobijenih modelovanjem sa rezultatima dobijenim na osnovu mjerenja na konkretnom fotonaponskom sistemu.

Doprinos istraživanja doktorske disertacije se ogleda u detaljnoj analizi uticaja fotonaponskih sistema na harmonijska izobličenja napona i struja pri različitim uslovima eksploatacije i u identifikaciji komponenti snaga koje se injektiraju u tački priključenja na mrežu. Takođe su od značaja i nova rješenja za poboljšanje kvaliteta električne energije i popravku faktora snage fotonaponskih sistema koja se zasnivaju na upotrebi distribuiranih statičkih kompenzatora.

Ključne riječi: obnovljivi izvori energije, fotonaponski sistemi, solarna iradijansa, kvalitet električne energije, harmonijska distorzija, faktor snage, modelovanje, simulacija, MATLAB.

Naučna oblast: Tehničke nauke - Elektrotehnika

Uža naučna oblast: Elektroenergetski sistemi

UDK: 621.3

Power Components and Voltage and Current Harmonic Distortions of Photovoltaic Systems

Abstract

The global energy crisis and environmental protection have greatly contributed to the mass use and exploitation of renewable energy sources, such as photovoltaic systems, which meet the criteria for clean energy and sustainability. However, due to the nature of solar radiation and its variability, the use of photovoltaic systems in power grids poses new challenges in maintaining the prescribed quality of electricity and the reliable and safe operation of the power grid. Through a detailed analysis of the impact of different level of solar irradiance on the power quality of grid-connected photovoltaic systems, it has been indicated that low solar irradiance significantly affects the harmonic distortions of the currents injected into the grid, and thus on the power production from photovoltaic systems while maintaining the power factor at a low level (due to comparable production of active and reactive power). The harmonic distortions of the injected currents depend to a large extent on the topology of the inverter/converter through which they are connected to the grid, as well as on the implementation of the control structure that regulates the operation of the converter. Also, the characteristics of the filter circuit on the grid side of the converter for photovoltaic systems can greatly affect the harmonic distortions of the current. For these reasons, the problem with the quality of electricity will be pronounced with the massive use of photovoltaic systems, especially in low-voltage distribution networks.

During the realization of the doctoral dissertation, various research methods were conducted, starting from numerical analyses, modelling, simulations, and measuring real quantities on an existing photovoltaic system. To analyse the impact of grid-connected photovoltaic systems on voltage and current harmonic distortion, the collection, systematization, and detailed analysis of existing knowledge in the field of research were carried out to understand the problems and establish guidelines for the next phases of research. Using the MATLAB/Simulink software package, a model of a photovoltaic system was developed, and a simulation of the system's operation was formed under different operating conditions to investigate and better understand the impact of various factors on the power quality at the PCC. The validation and verification of the research were carried out by comparing the results obtained from modelling with the results obtained based on measurements on a real photovoltaic system.

The contribution of these dissertation research lies in the detailed analysis of the impact of photovoltaic systems on voltage and current harmonic distortion under different operating conditions, as well as the identification of power quantities injected at the point of common coupling. New solutions for improving the power quality as well as improving the power factor of photovoltaic systems are also given.

Keywords: renewable energy sources, photovoltaic system, solar irradiance, power quality, harmonic distortion, power factor, modelling, simulation, MATLAB.

Scientific field: Technical science – Electrical engineering

Scientific subfield: Power Systems

UDK: 621.3

SADRŽAJ:

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | UVOD | 1 |
| 2 | KOMPONENTE I TOPOLOGIJE FOTONAPONSKIH SISTEMA POVEZANIH NA MREŽU..... | 4 |
| 3 | MODELOVANJE FOTONAPONSKOG SISTEMA POVEZANOG NA MREŽU | 9 |
| 3.1 | Model FN panela | 10 |
| 3.2 | Model DC/DC pretvarača..... | 11 |
| 3.2.1 | MPPT algoritam..... | 12 |
| 3.2.2 | Implementacija MPPT-a i upravljanje DC/DC pretvaračem | 12 |
| 3.3 | Model DC/AC pretvarača..... | 14 |
| 3.3.1 | Upravljačka struktura invertora | 14 |
| 3.3.2 | Trofazna sinusna širinsko-impulsna modulacija..... | 17 |
| 3.4 | Izbor komponenti LCL filtera | 18 |
| 4 | POSTOJEĆI STANDARDI I TEHNIČKE PREPORUKE ZA PRIKLJUČENJE FN SISTEMA NA MREŽU SA ASPEKTA HARMONIJSKIH IZOBLIČENJA | 19 |
| 4.1 | IEEE Standard 519:2014 | 19 |
| 4.1.1 | Preporučena ograničenja naponskih harmonika | 19 |
| 4.1.2 | Preporučena ograničenja strujnih harmonika..... | 20 |
| 4.2 | IEEE Standard 1547-2018..... | 21 |
| 4.3 | IEC 61727:2004 standard..... | 22 |
| 4.4 | Pravilnik o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske..... | 22 |
| 4.4.1 | Priključak na niskonaponsku mrežu elektrane nazivne struje $I_n \leq 16A$ | 23 |
| 4.4.2 | Priključak na niskonaponsku mrežu elektrane nazivne struje $16 < I_n \leq 75A$ | 23 |
| 4.4.3 | Za elektrane nazivne struje $I_n > 75A$ | 25 |
| 5 | HARMONIJSKA IZOBLIČENJA NAPONA I STRUJA U FN SISTEMIMA..... | 27 |
| 5.1 | Uticaj varijacija intenziteta sunčevog zračenja i temperature na harmonijska izobličenja. 27 | |
| 5.2 | Uticaj topologije FN invertora na harmonijska izobličenja | 33 |
| 5.3 | Uticaj MPPT algoritama na harmonijska izobličenja..... | 36 |
| 5.4 | Uticaj modulacione tehnike na harmonijska izobličenja..... | 36 |
| 5.5 | PLL struktura i njena uloga | 39 |
| 5.6 | Rezime..... | 44 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 6 | IDENTIFIKACIJA HARMONIJSKIH IZOBLIČENJA NAPONA I STRUJA FN SISTEMA PRIMJENOM KOMERCIJALNIH MJERNIH INSTRUMENTATA | 45 |
| 7 | IDENTIFIKACIJA KOMPONENTI SNAGA U FN SISTEMIMA | 52 |
| 7.1 | Primjena IEEE 1459-2010 standarda | 52 |
| 7.2 | Primjena DIN 40110 standarda | 54 |
| 7.3 | Primjena teorije o fizičkoj interpretaciji komponenti struja..... | 56 |
| 7.4 | Ekperimentalni primjer identifikacije komponenti snaga FN sistema povezanih na mrežu | 57 |
| 7.4.1 | Ekperimentalna postavka..... | 57 |
| 7.4.2 | Rezultati mjerenja | 59 |
| 7.4.3 | Rezultati proračuna | 62 |
| 7.4.4 | Diskusija rezultata..... | 65 |
| 8 | PRIMJENA DISTRIBUIRANIH STATIČKIH KOMPENZATORA U CILJU SMANJENJA HARMONIJSKIH IZOBLIČENJA STRUJA INJEKTIRANJA I POPRAVKE FAKTORA SNAGE FOTONAPONSKIH SISTEMA | 67 |
| 8.1 | Model statičkog kompenzatora | 67 |
| 8.2 | Parametri simulacionog modela kompenzatora | 68 |
| 8.3 | Rezultati simulacije rada predloženog kopenzatora pri slabo i nominalno opterećenom FN invertoru..... | 70 |
| 8.4 | Diskusija rezultata | 76 |
| 9 | ZAKLJUČAK | 78 |
| | LITERATURA..... | 80 |
| | PRILOG A: Izvještaj sa ispitivanja FN sistema putem IEEE 519:2022 standarda | 89 |
| | PRILOG B: MATLAB kod za proračun komponenti snaga na osnovu mjerenja napona i struja FN sistema..... | 97 |
| | PRILOG C: Model FN sistema i njegovih komponenti u MATLAB/Simulink okruženju | 103 |
| | BIOGRAFIJA AUTORA..... | 104 |

SPISAK SLIKA

| | |
|---|----|
| Slika 1. Načini povezivanja FN sistema sa mrežom..... | 4 |
| Slika 2. Klasifikacija FN invertora | 5 |
| Slika 3. Konfiguracije jednostepenog (a) i dvostepenog (b) invertora | 6 |
| Slika 4. Tipovi izlaznih filtera kod FN invertora | 7 |
| Slika 5. Funkcionalni blok dijagram fotonaponskog sistema povezanog na mrežu | 9 |
| Slika 6. Zavisnost izlazne karakteristike FN modula od intenziteta sunčevog zračenja (lijevo) i temperature (desno)..... | 10 |
| Slika 7. Zavisnost snage FN modula od intenziteta sunčevog zračenja (lijevo) i temperature (desno) | 11 |
| Slika 8. Model DC/DC pretvarača – podizača napona | 11 |
| Slika 9. Dijagram toka P&O MPPT algoritma | 13 |
| Slika 10. Blok dijagram upravljačke strukture DC/DC pretvarača..... | 14 |
| Slika 11. Model DC/AC pretvarača – trofazni inverter | 15 |
| Slika 12. Upravljačka struktura invertora na bazi dq -referentnog rotirajućeg sistema..... | 15 |
| Slika 13. Model trofazne sinusne širinsko-impulsne modulacije | 17 |
| Slika 14. Talasni oblici primjene sinusne širinsko-impulsne modulacije..... | 17 |
| Slika 15. Zavisnost THD _i faktora od izlazne snage FN sistema..... | 28 |
| Slika 16. Zavisnost izlazne snage i fazne struje od promjene intenziteta sunčevog zračenja..... | 29 |
| Slika 17. Zavisnost izlazne snage i izlazne struje od promjene temperature | 29 |
| Slika 18. Talasni oblici mrežnog napona i injektirane struje FN sistema u slučaju priključka na jaku mrežu a pri različitim intenzitetima sunčevog zračenja..... | 30 |
| Slika 19. Talasni oblici mrežnog napona i injektirane struje FN sistema u slučaju priključka na slabu mrežu a pri različitim intenzitetima sunčevog zračenja..... | 31 |
| Slika 20. Zavisnost harmonijskih komponenti struje od promjene intenziteta sunčevog zračenja za slučaj povezivanja na jaku mrežu | 32 |
| Slika 21. Zavisnost harmonijskih komponenti napona u slučaju injektiranja struje za različite vrijednosti intenziteta sunčevog zračenja - povezivanje na jaku mrežu | 32 |
| Slika 22. Zavisnost harmonijskih komponenti struje od promjene intenziteta sunčevog zračenja za slučaj povezivanja na slabu mrežu..... | 32 |
| Slika 23. Zavisnost harmonijskih komponenti napona u slučaju injektiranja struje za različite vrijednosti intenziteta sunčevog zračenja - povezivanje na slabu mrežu..... | 33 |

| | |
|--|----|
| Slika 24. Primjer topologija invertora sa više nivoa: a) sa diodama; b) sa plivajućim kondenzatorima; c) kaskadni H-most | 34 |
| Slika 25. Talasni oblik izlaznog napona invertora sa 5 nivoa..... | 35 |
| Slika 26. Furijeova transformacija izlaznog signala invertora: a) komparacija modulišućeg i nosećeg signala; b) PWM izlazni signal; c) harmonijski spektar izlaznog signala [67]..... | 38 |
| Slika 27. Blok dijagram SRF-PLL: a) monofazna, b) trofazna | 41 |
| Slika 28. Blok šema dvofaznog generatora sa eliminacijom jednosmjerne komponente | 41 |
| Slika 29. Odziv dvofaznog generatora za različite vrijednosti integralnog pojačanja k_i [51]..... | 43 |
| Slika 30. Estimirani parametri mreže u ustaljenom stanju: ulazni mrežni napon sa 30% dodane jednosmjerne komponente (gornji grafik); amplitude mrežnog napona (grafik u sredini) i mrežna frekvencija (donji grafik), bez i sa upravljačkom petljom za eliminaciju jednosmjerne komponente [51]..... | 43 |
| Slika 31. Opšti pregled faktora koji utiču na harmonijska izobličenja sa stanovišta pozicije na kojoj se nalaze u FN sistemu..... | 44 |
| Slika 32. Dispozicija i lokacija FN sistema | 45 |
| Slika 33. Prikaz aktivne, prividne i ukupnog faktora snage FN sistema za posmatrani period..... | 46 |
| Slika 34. Promjena efektivne vrijednosti napona u tački priključenja FN sistema na mrežu..... | 46 |
| Slika 35. Talasni oblici napona u tački priključenja FN sistema na mrežu | 47 |
| Slika 36. Harmonijski spektar mrežnog napona sa prikazom vrijednosti THD napona, po fazama.. | 47 |
| Slika 37. Harmonijski sadržaj mrežnog napona prema standardu EN 50160..... | 48 |
| Slika 38. Vrijednost injektiranih struja FN sistema u mrežu u posmatranom mjernom periodu, po fazama | 48 |
| Slika 39. Uporedni prikaz promjene THDI i TDD sa promjenom struje FN sistema..... | 49 |
| Slika 40. Talasni oblici injektirane struje FN sistema pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja ... | 50 |
| Slika 41. Harmonijski spektar injektirane struje pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja | 50 |
| Slika 42. Talasni oblici injektirane struje FN sistema pri promjenjivim vremenskim uslovima i srednjim intenzitetom sunčevog zračenja | 50 |
| Slika 43. Harmonijski spektar injektirane struje pri promjenjivim vremenskim uslovima i srednjim intenzitetom sunčevog zračenja | 51 |
| Slika 44. Talasni oblici injektirane struje FN sistema pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja | 51 |
| Slika 45. Harmonijski spektar injektirane struje pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja | 51 |
| Slika 46. Mjerno akvizicioni sistem – blok dijagram | 57 |
| Slika 47. Simulink Desktop Real-Time biblioteka | 58 |
| Slika 48. Model u Simulink-u za akviziciju podataka o naponima i struji FN sistema | 58 |

| | |
|--|----|
| Slika 49. Modul za mjerenje napona i struje [102] | 59 |
| Slika 50. Snaga proizvodnje FN sistema za dan 25/03/2021 | 60 |
| Slika 51. Talasni oblici izmjerenog mrežnog napona i injektirane struje FN sistema za slučaj sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja | 60 |
| Slika 52. Talasni oblici izmjerenog mrežnog napona i injektirane struje FN sistema za slučaj sa srednjim intenzitetom sunčevog zračenja | 60 |
| Slika 53. Talasni oblici izmjerenog mrežnog napona i injektirane struje FN sistema za slučaj sa visokim intenzitetom sunčevog zračenja | 61 |
| Slika 54. Harmonijski spektar injektirane struje jedne faze FN sistema za slučaj sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja | 61 |
| Slika 55. Harmonijski spektar injektirane struje jedne faze FN sistema za slučaj sa srednjim intenzitetom sunčevog zračenja | 61 |
| Slika 56. Harmonijski spektar injektirane struje jedne faze FN sistema za slučaj sa visokim intenzitetom sunčevog zračenja | 62 |
| Slika 57. Izračunate komponente snaga pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja | 63 |
| Slika 58. Faktor snage FN sistema u tački priključenja pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja .. | 63 |
| Slika 59. Izračunate komponente snaga pri srednjem intenzitetu sunčevog zračenja | 63 |
| Slika 60. Detaljniji prikaz neaktivnih komponenti snage pri srednjem intenzitetu sunčevog zračenja | 64 |
| Slika 61. Faktor snage FN sistema u tački priključenja pri srednjem intenzitetu sunčevog zračenja | 64 |
| Slika 62. Izračunate komponente snaga pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja | 64 |
| Slika 63. Detaljniji prikaz neaktivnih komponenti snage pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja | 65 |
| Slika 64. Faktor snage FN sistema u tački priključenja pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja | 65 |
| Slika 65. Blok dijagram FN sistema sa statičkim kompenzatorom za smanjenje harmonijskih izobličenja struja injektiranja i popravku faktora snage | 68 |
| Slika 66. Primjer modela jedne grane kompenzatora sa upravljačkom strukturom realizovanog u Matlab/Simulinku..... | 68 |
| Slika 67. Talasni oblici mrežnog napona i struja FN invertora, kompenzatora i mreže pri slabo opterećenom FN invertoru | 70 |
| Slika 68. Odnos aktivne struje i struje na izlazu FN invertora pri slabo opterećenom FN invertoru | 70 |
| Slika 69. Odnos aktivne struje i injektirane struje u mrežu pri slabo opterećenom FN invertoru | 70 |
| Slika 70. Harmonijski spektar injektirane struje pri slabo opterećenom FN sistemu prije kompenzacije | 71 |

| | |
|--|-----|
| Slika 71. Harmonijski spektar injektirane struje pri slabo opterećenom FN sistemu nakon kompenzacije | 71 |
| Slika 72. Promjena prividne i aktivne snage pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s] | 72 |
| Slika 73. Promjena faktora snage pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s] | 72 |
| Slika 74. Sumarna efektivna vrijednost napona i struje prema DIN 40110 standardu pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s] | 72 |
| Slika 75. Talasni oblici mrežnog napona i struja FN invertora, kompenzatora i mreže pri nominalno opterećenom FN invertoru | 73 |
| Slika 76. Odnos aktivne struje i struje na izlazu FN invertora pri nominalno opterećenom FN invertoru | 73 |
| Slika 77. Odnos aktivne struje i injektirane struje u mrežu pri nominalno opterećenom FN invertoru | 73 |
| Slika 78. Harmonijski spektar injektirane struje pri nominalno opterećenom FN sistemu prije kompenzacije | 74 |
| Slika 79. Harmonijski spektar injektirane struje pri nominalno opterećenom FN sistemu nakon kompenzacije | 74 |
| Slika 80. Promjena prividne i aktivne snage pri nominalno opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s] | 75 |
| Slika 81. Promjena faktora snage pri nominalno opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s] | 75 |
| Slika 82. Sumarna efektivna vrijednost napona i struje prema DIN 40110 standardu pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s] | 75 |
| Slika 83. Model FN sistema u MATLAB/Simulink okruženju | 103 |
| Slika 84. Upravljačka struktura realizovana u MATLAB/Simulink okruženju..... | 103 |

SPISAK TABELA

| | |
|--|----|
| Tabela 1. Ograničenja sadržaja naponskih harmonika pri različitim naponskim nivoima | 19 |
| Tabela 2. Dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika za sisteme koji rade pod naponom od 120 V do 69 kV | 20 |
| Tabela 3. Dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika za sisteme koji rade pod naponom od 69 kV do 161 kV | 20 |
| Tabela 4. Dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika za sisteme koji rade pod naponom većim od 161 kV | 20 |
| Tabela 5. Maksimalno dozvoljeno izobličenje harmonijske komponente struje dato u procentima naznačene struje | 22 |
| Tabela 6. Maksimalno dozvoljeni sadržaj harmonijske komponente struje | 22 |
| Tabela 7. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za elektrane priključene na niskonaponsku distributivnu mrežu, nazivne struje $I_n \leq 16A$ (IEC 61000-3-2) | 23 |
| Tabela 8. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za jednofazno, dvofazno i nebalansirano trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-4 | 23 |
| Tabela 9. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za jednofazno, dvofazno i nebalansirano trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-12 | 23 |
| Tabela 10. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-4 | 24 |
| Tabela 11. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-12 | 24 |
| Tabela 12. Indikativne vrijednosti dozvoljenih granica naponskih harmonika za priključak elektrane na NN mrežu. | 25 |
| Tabela 13. Indikativne vrijednosti dozvoljenih granica naponskih harmonika za priključak elektrane na SN i VN mrežu. | 26 |
| Tabela 14. Vrijednost THD u zavisnosti od promjene intenziteta sunčevog zračenja | 30 |
| Tabela 15. Normalizovani Furijeovi koeficijenti za pojedine harmonike u funkciji faktora amplitudne modulacije | 39 |
| Tabela 16. Proračunate vrijednosti parametara na osnovu rezultata eksperimentalnih mjerenja | 62 |
| Tabela 17. Parametri simulacionog modela kompenzatora | 69 |
| Tabela 18. Proračunate vrijednosti parametara na osnovu rezultata simulacije modela FN sistema sa i bez kompenzatora | 76 |

SPISAK SKRAĆENICA

PF - Power Factor

IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor

MOSFET - Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor

PWM - Pulse Width Modulation (Širinsko Impulsna Modulacija)

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers

CPC – Currents' Physical Components Theory

PLL – Phase Locked Loop

DC – Direct Current

AC – Alternating current

MPPT - Maximum Power Point Tracking

DSTATCOM - Distribution Static Synchronous Compensator

A/D – Analog-Digital

FN – Fotonaponski

VSI – Voltage Source Inverter

SVM – Space Vector Modulation

P&O - Perturbation and Observation

IEC - International Electrotechnical Commission

EN – European Norma

SRF – Synchronous Reference Frame

THD – Total Harmonic Distortion

TDD – Total Demand Distortion

TRD – Total Rated Current Distortion

PWHD - Partial Weighted Harmonic Distortion

THC – Total Harmonic Component

PWHC - Partial Weighted Harmonic Current

1 UVOD

Globalna energetska kriza i aspekt na zaštiti životne sredine uveliko su doprinijeli masovnoj upotrebi i eksploataciji obnovljivih izvora energije koji su po svojoj prirodi neiscrpn i ne zagađuju životnu sredinu tokom svog rada. Fotonaponski sistemi su postali široko korišćena tehnologija za proizvodnju električne energije koja ispunjava kriterijume čiste energije i održivosti. Osim toga, fotonaponski sistemi su energetske izvori koji se najintenzivnije razvijaju u sadašnje vrijeme. Prateći svjetske trendove, kumulativno instalisana snaga fotonaponskih sistema u 2021. godini iznosila je 727 GW, što predstavlja značajan udeo u proizvodnim kapacitetima u elektroenergetskim sistemima. Takođe, trend porasta instaliranih kapaciteta fotonaponskih sistema se očekuje i u budućnosti zbog jednostavnosti instaliranja i korišćenja ovih sistema, kao i zbog sve naprednije tehnologije kojom se povećava efikasnost fotonaponskih modula i pretvarača energetske elektronike preko kojih se priključuju na elektroenergetsku mrežu. Međutim, zbog same prirode sunčevog zračenja, njegove promjenljivosti i zavisnosti od vremenskih uslova, korišćenje fotonaponskih sistema u elektroenergetskim sistemima kao izvora energije nametnula je nove izazove u pogledu održanja propisanog kvaliteta električne energije, kao i pouzdanog i sigurnog rada elektroenergetske mreže. Ovi potencijalni problemi i izazovi mogu biti klasifikovani u dvije grupe. U prvu grupu spadaju problemi kvaliteta električne energije (tj. napajanja), kao što su propadi i premašenja napona, nesimetrije napona, fluktuacije i šum u naponu, harmonijske distorzije napona i struja, nizak faktor snage elektrane, itd. U drugu grupu se svrstavaju problemi integracije obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem, kao što su upravljanje opterećenjem i frekvencijom, neselektivnost i neispravnost zaštitne opreme, preopterećenja napojnih vodova i transformatora, povećanja gubitaka električne energije, itd. Rješavanje navedenih problema je neophodno u cilju integracije i nesmetanog rada fotonaponskih sistema u elektroenergetskim sistemima.

U literaturi je, kroz detaljnu analizu uticaja različitog intenziteta sunčevog zračenja (solarne iradijance) na kvalitet električne energije fotonaponskih sistema povezanih na mrežu, naznačeno da nizak intenzitet sunčevog zračenja značajno utiče na harmonijska izobličenja struja koje se injektiraju u mrežu [1-6], a samim tim i na snagu proizvodnje iz fotonaponskih sistema zadržavajući faktor snage na niskom nivou (zbog uporedive proizvodnje aktivne i neaktivne snage). U okviru istraživanja [6] pokazano je da optimalnim projektovanjem snage FN sistema i izborom njegove lokacije u distributivnom sistemu uticaj harmonijskih izobličenja u tački priključenja FN sistema sa mrežom može održati u propisanim granicama.

Harmonijska izobličenja struja koje se generišu na izlazu fotonaponskih sistema i napona mreže na koju su povezani, zavise u najvećoj mjeri od topologije invertora/pretvarača preko kojeg su povezani na mrežu, kao i od realizacije upravljačke strukture kojom se reguliše rad pretvarača. Takođe, karakteristike filterskog kola na strani mreže u pretvaraču za fotonaponske sisteme mogu u velikoj mjeri da utiču na harmonijska izobličenja struje. Iz tih razloga, problem sa kvalitetom električne energije će biti izražen pri masovnoj upotrebi fotonaponskih sistema, naročito u niskonaponskoj distributivnoj mreži [7-31]. Visoka penetracija fotonaponskih sistema u distributivnoj mreži je već prisutna a biće još veća uslijed napretka fotonaponske tehnologije, smanjenja kapitalnih troškova, kao i uvođenja državnih subvencija i povlašćenih tarifnih politika. Prema tome, zadaci istraživanja u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije u tački priključenja fotonaponskih sistema na mrežu idu u pravcu određivanja i definisanja strategija i načina upravljanja fotonaponskim invertorima kako bi

se obezbijedio balans između zahtjeva za maksimalnom proizvodnjom aktivne snage i zadovoljenje postavljenih kriterijuma za obezbjeđenje zahtjevanog kvaliteta električne energije u tački priključenja na mrežu [32-39]. Samim tim, analiza upravljanja invertorom u cilju podešavanja/regulacije aktivne i reaktivne snage koja se injektira u mrežu u uslovima smanjene iradijance od važnosti je za nesmetan rad cjelog sistema.

U sistemima sa harmonijskim izobličenjima i nesimetrijama napona i struja, pitanje identifikacije komponenti neaktivne snage je tema o kojoj se još uvijek raspravlja u široj akademskoj zajednici. Prema različitim definicijama snaga u trofaznim kolima, najviše korišćena literatura za definisanje snaga u prisustvu harmonika je IEEE standard 1459-2010 [40]. Ovaj standard daje mnoge definicije snage u trofaznim sistemima: za slučaj prostoperiodičnih i balansiranih napona i struja, za slučaj prostoperiodičnih i nebalansiranih napona i struja, kao i za slučaj složenoperiodičnih i nebalansiranih napona i struja. Kako fotonaponski sistemi povezani na mrežu proizvode električnu energiju sa značajnim udelom harmonika u struji, posebno u intervalima sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja, ovi sistemi se mogu klasifikovati kao nelinearni sistemi. Prema tome, u okviru ove doktorske disertacije postavljen je jasan cilj u pogledu identifikacije komponenti snaga injektiranja u tački priključenja fotonaponskih sistema na mrežu. Prema rezultatima istraživanja autora datih u [41-50], u kojima je izvršena dekompozicije složenoperiodičnih nesimetričnih struja na komponente struja koje imaju svoju fizičku interpretaciju, identifikacija i određivanje komponenti neaktivne snage (reaktivne, rasipne i nebalansirane snage) FN sistema povezanih na mrežu se postavlja kao jasan cilj u ostvarenju doprinosa ove doktorske disertacije.

Za integraciju i povezivanje fotonaponskih sistema na mrežu i njihovu pravilnu sinhronizaciju, neophodno je obezbijediti precizno određivanje veličina u mreži kao što su frekvencija, amplituda i fazni ugao mrežnog napona. S obzirom da se ovi parametri estimiraju fazno-zaključanim petljama (PLL - *Phase Locked Loop*) koje su dio upravljačke strukture invertora, javljaju se problemi estimacije navedenih veličina što dovodi do harmonijskih izobličenja struja i nižeg faktora snage. Budući da se na izlazu fazno-zaključanih petlji dobija referentni signal za generisanje upravljačkih impulsa invertora, od velike je važnosti da se problemi u pogledu jednosmjerne komponente (*DC offset*) i šuma pri mjerenju i A/D konverziji signala u okviru PLL strukture eliminišu i na taj način smanji eventualni uticaj na harmonijska izobličenja u generisanim strujama na izlazu invertora [51-55]. Princip rada fotonaponskih invertora zasniva se na prekidačkoj tehnici i širinsko-impulsnoj modulaciji. Pri generisanju i upravljanju amplitudom i frekvencijom izlaznog napona, značajan uticaj na harmonijska izobličenja izlaznih parametara ima vrijednost indeksa amplitudske modulacije koja direktno/indirektno zavisi od intenziteta sunčevog zračenja [56-68].

Dosadašnja praksa upravljanja invertorima u cilju postizanja visokog faktora snage fotonaponskih sistema se zasniva na upravljanju aktivnom i reaktivnom snagom pri osnovnom harmoniku. Ovakav način upravljanja je efikasan pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja. U uslovima smanjenog intenziteta sunčevog zračenja, injektirana struja postaje izobličena tako da do izražaja dolazi rasipna komponenta snage koja postaje uporediva sa reaktivnom komponentom snage. Zbog toga su se u disertaciji razmatrala nova rješenja za poboljšanje kvaliteta električne energije i popravku faktora snage fotonaponskih sistema koja se zasnivaju na upotrebi distribuiranih statičkih kompenzatora [69-77], koji imaju ulogu kompenzatora neaktivne snage i aktivnog filtera za eliminaciju viših harmonika.

Doktorska disertacija je organizovana u devet poglavlja, od uvodnog u kome su navedeni osnovni ciljevi i značaj predmetnog istraživanja do zaključka gdje su istaknuti i navedeni osnovni doprinosi sprovedenog istraživanja u okviru doktorske disertacije.

U drugom poglavlju dat je kratak osvrt na fotonaponske sisteme, njihove vrste i strukture/topologije, komponente, kao i načine na koje se mogu povezati sa elektroenergetskom mrežom.

U trećem poglavlju je opisan model fotonaponskog sistema povezanog na mrežu. Model je realizovan u MATLAB/Simulink softverskom okruženju. Takođe, predstavljeni su i pojedinačni modeli svih komponenti koje čine jedan fotonaponski sistem funkcionalnim, od modela pretvarača do modela upravljačkih struktura.

Četvrto poglavlje se bavi postojećim propisima, preporukama i standardima u oblasti uticaja fotonaponskih sistema na mrežu sa akcentom na harmonijska izobličenja. Tu su obrađeni najznačajniji važeći standardi prema kojima su kreirane procedure i tehničke preporuke za priključak fotonaponskih sistema na mrežu.

U petom poglavlju je obuhvaćena analiza različitih uticajnih faktora na harmonijska izobličenja napona i struja fotonaponskih sistema. Razmatran je direktan uticaj smanjenog intenziteta sunčevog zračenja i upotrebe konvencionalne topologije pretvarača na harmonijska izobličenja. Takođe, indirektno, upotrebom različitih upravljačkih struktura, te različitih upravljačkih tehnika, ali i nekorektnom sinhronizacijom FN invertora sa mrežom, predstavljen je uticaj na harmonijska izobličenja napona i struja fotonaponskih sistema.

Identifikacija harmonijskih izobličenja napona i struja fotonaponskih sistema upotrebom komercijalnih mjernih instrumenata je izvršena u šestom poglavlju. Rezultati mjerenja parametara kvaliteta električne energije na konkretnom primjeru fotonaponskog sistema instalisane snage od 15,9 kWp, priključenog na lokalnu distributivnu mrežu, su imali za cilj da potvrde analize i rezultate dobijene modelovanjem i simulacijom rada fotonaponskog sistema u različitim uslovima eksploatacije.

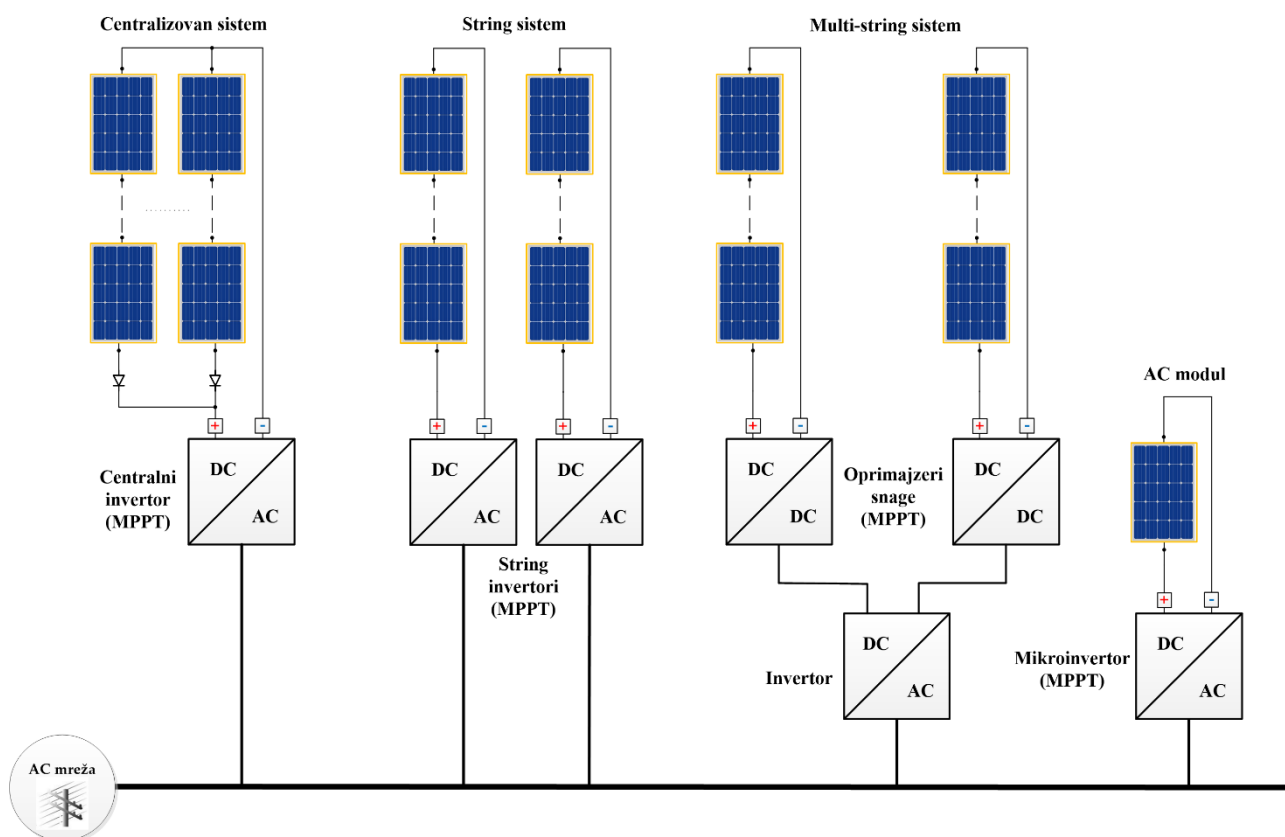
U sedmom poglavlju su predstavljeni jedni od glavnih doprinosa ove doktorske disertacije koji se ogledaju u identifikaciji komponenti snage u fotonaponskih sistemima. Identifikacija komponenti snage je izvršena na osnovu teorije o fizičkoj interpretaciji komponenti struja. Za potrebe ove analize realizovana je eksperimentalna postavka za mjerenje struje i napona fotonaponskog sistema povezanog na mrežu, kao i akvizicija podataka u obliku pogodnom za izvršenje proračuna koji ima za cilj definisanje komponenti snaga u prisustvu viših harmonika.

Analiza primjene distribuiranih statičkih kompenzatora u cilju smanjenja harmonijskih izobličenja struja injektiranja i popravke faktora snage fotonaponskih sistema je predstavljena u osmom poglavlju. U okviru ovog poglavlja predložen je kompenzator kojim se u periodima smanjenog intenziteta sunčevog zračenja i znatno manje proizvodnje fotonaponskog sistema od nominalne, značajno mogu kompenzovati prisutne komponente neaktivne snage uz smanjenje harmonijskih izobličenja u strujama injektiranja.

2 KOMPONENTE I TOPOLOGIJE FOTONAPONSKIH SISTEMA POVEZANIH NA MREŽU

Da bi se mogao analizirati uticaj FN sistema na harmonijska izobličenja napona i struja u tački priključenja sa mrežom potrebno je poznavati i strukturu/topologiju FN sistema i načine na koji je on povezan sa mrežom. Topologije pretvarača koji se koriste u FN sistemima se mogu klasifikovati prema broju stepeni za procesiranje snage, položaju kondenzatora za izjednačavanje snaga, postojanju transformatora u svojoj strukturi kao i prema načinu povezivanja sa mrežom. U zavisnosti od načina povezivanja FN sistema sa mrežom (Slika 1) zavisi i odabir topologije FN invertora.

U prošlosti se uglavnom koristila topologija sa centralnim invertorom, koji je spajao veći broj FN modula sa mrežom. FN moduli su spajani u serijske veze, stringove (nizove) kako bi se postigao odgovarajući napon, a paralelno, preko string dioda, radi postizanja odgovarajuće snage. Upotreba string dioda je bila potrebna kako bi se spriječilo uspostavljanje struje u suprotnom smjeru u slučaju djelimičnog zasjenčenja ili kvara nekog od modula. Iako je ovo jedna od najjednostavnijih topologija osnovni nedostaci topologije sa centralnim invertorom se ogledaju u upotrebi DC kablova većeg poprečnog presjeka za povezivanje FN modula i invertora, gubicima snage zbog primjene centralizovanog MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), gubicima zbog razlika u FN modulima, gubicima u string diodama, nefleksibilnom projektovanju, te manjoj mogućnosti masovne proizvodnje. Invertor za povezivanje sa mrežom bio je često realizovan sa tiristorima, što je za posljedicu imalo i značajno generisanje harmonika i loš kvalitet električne energije.



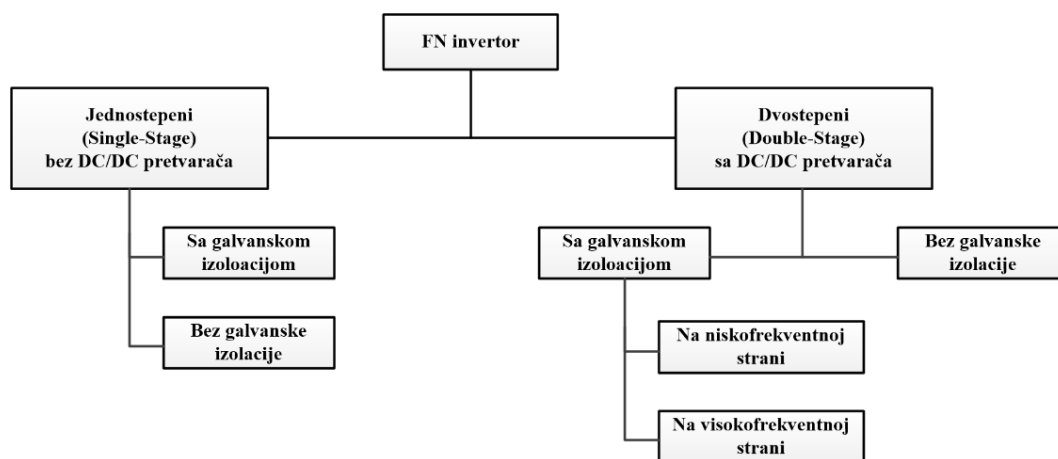
Slika 1. Načini povezivanja FN sistema sa mrežom.

Današnje topologije povezivanja FN panela na mrežu se baziraju na upotrebi string (multi-string) invertora i mikroinvertora (AC modula). String invertori su manjih snaga od centralnih invertora, kod kojih je na jedan inverter vezan jedan string. Ulazni DC napon može biti u opsegu od 200-1000 V kod komercijalnih invertora, s tim što se najveća efikasnost invertora postiže sa ulaznim naponom u opsegu od 600-700 V. Prednost ove konfiguracije sistema se ogleda u manjim gubicima prilikom djelimičnih zasjenčenja, string diode se ne koriste, manji gubici snage uslijed uštede u dužinama provodnika jednosmjerne struje, realizacija MPPT funkcije na svakom string pojedinačno itd.

Multistring invertori predstavljaju sljedeću stepenicu u razvoju string invertora, gdje je nekoliko stringova povezano na zajednički inverter preko sopstvenih DC-DC pretvarača tzv. optimajzera snage. Upotrebom optimajzera snage omogućeno je da svaki string ima svoj MPPT kontroler, čime se postiže izuzetno fleksibilan sistem sa velikom efikasnošću.

AC moduli predstavljaju integraciju mikroinvertora i FN modula u jedinstvenu komponentu. Zbog modularne strukture, prilagođavanje i podešavanje sistema je veoma jednostavno. AC moduli spadaju u kategoriju uređaja koji se jednostavno montiraju na AC sabirnicu mreže. Ovakvim rješenjem se eliminišu gubici nastali zbog razlike u FN modulima, omogućava se optimalno prilagođavanje FN modula i mikroinvertora uz postojanje individualnog MPPT, povećava se sigurnost i pouzdanost jer se eliminiše opasnost da kvar invertora onemogući rad cijelog sistema, pa čak i omogućavanje upotrebe rasklopne opreme za naizmjeničnu struju umjesto opreme za jednosmjernu. Moderna rješenja koriste invertore sa vrlo brzim IGBT ili MOSFET prekidačima, omogućavajući postizanje kvaliteta električne energije u skladu sa standardima.

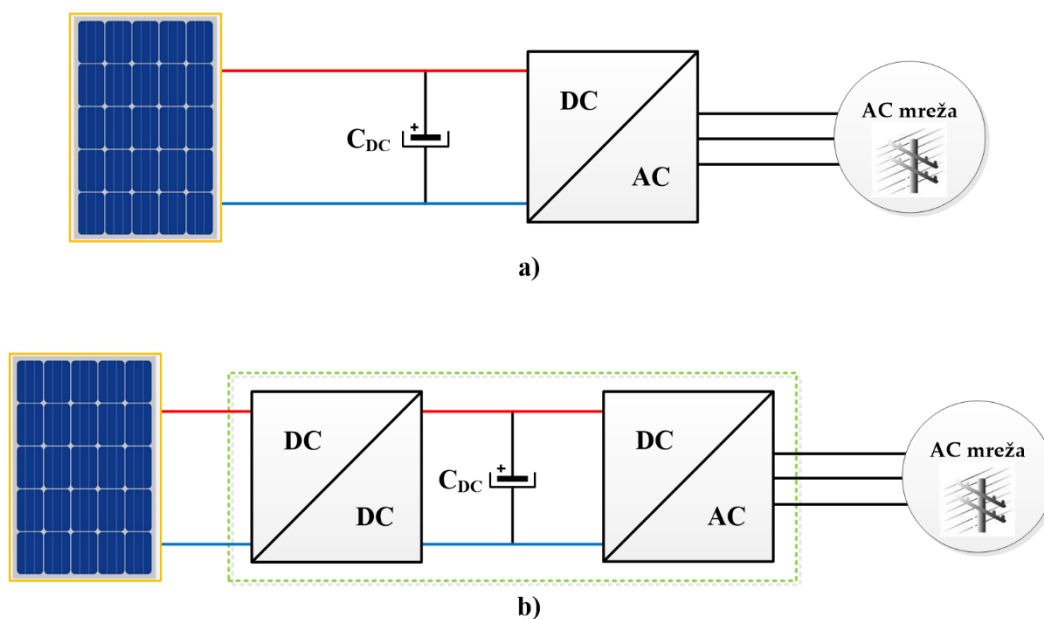
Invertorske topologije se obično dijele prema broju stepeni za procesiranje snage, položaju kondenzatora za izjednačavanje snaga, postojanju transformatora i prema načinu veze sa mrežom. Slika 2 prikazuje klasifikaciju FN invertora prema njihovoj topologiji.



Slika 2. Klasifikacija FN invertora

U zavisnosti od broja stepeni za procesiranje snage razlikuju se jednostepeni i dvostepeni invertori (*Single-Stage* i *Double-Stage*) čije su konfiguracije prikazane na slici 3. Topologija jednostepenog invertora je takva da je FN panel direktno vezan na DC stranu invertora pa pored zahtjeva za upravljanje mrežnom strujom, inverter treba da obezbijedi i prilagođavanje napona i MPPT funkciju. Ovakva konfiguracija je tipična za centralne invertore. Konfiguracija dvostepenog invertora je češće prisutna u komercijalnim rješenjima zbog niza prednosti koje se ogledaju u podjeli obavljanja

funkcija invertora. Dvostepeni inverter u prvom stepenu ima DC-DC pretvarač koji obavlja MPPT funkciju i prilagođavanje napona, dok drugi stepen predstavlja klasični inverter koji prilagođava povezivanje DC strane sa AC mrežom. U zavisnosti od realizacije načina upravljanja invertorom, izlaz DC-DC pretvarača može biti „čisti“ DC napon (DC-DC pretvarač projektovan za nominalnu snagu), ili struja koja je modulirana da prati ispravljenu sinusoidu. U prvom slučaju inverter upravlja mrežnom strujom, dok u drugom slučaju inverter radi na mrežnoj frekvenciji i samo „uobličava“ izlaznu struju, dok DC-DC pretvarač upravlja strujom. U drugom slučaju moguće je postići visoku efikasnost, ako sistem radi sa malom snagom. Na većim snagama se obično koriste invertori sa PWM upravljanjem.



Slika 3. Konfiguracije jednostepenog (a) i dvostepenog (b) invertora

Izjednačavanje snage na DC i AC strani invertora se obično ostvaruje pomoću elektrolitskog kondenzatora, koji predstavlja najveće ograničenje na životni vijek uređaja. Kondenzator može biti smješten paralelno FN modulu ili u DC međukolu, zavisno od invertorskih stepeni, a čija vrijednost kapaciteta zavisi od mjesta na kom su ugrađeni. Potrebnu vrijednost kapaciteta kondenzatora moguće je aproksimativno odrediti na osnovu relacije (2.1) pod pretpostavkom da je struja FN modula idealno ravna a da je struja na izlazu invertora sinusnog talasnog oblika:

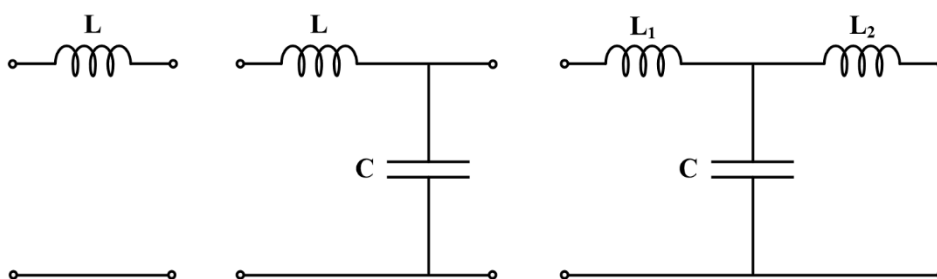
$$C_{DC} = \frac{P_{FN}}{2 \cdot \omega \cdot U_C \cdot \Delta u_c} \quad (2.1)$$

gdje je: P_{FN} – nazivna snaga FN panela, ω – kružna učestanost mreže, U_C – srednja vrijednost napona na kondenzatoru, Δu_c – maksimalni ripl napona na kondenzatoru.

Kondenzatori kao element u DC međukolu na ulazu naponskih invertora imaju višestruku i značajnu ulogu u čitavom pretvaračkom sistemu. Oni prvenstveno služe za balansiranje trenutne razlike u snazi između ulaznog izvora i izlaznog opterećenja, koriste se za smanjenje emisije elektromagnetnih smetnji, kao i za ograničenje ripla napona i struje kako u stacionarnom tako i u tranzijentnom stanju. Upravljanjem prekidačima putem visokofrekventnih PWM signala, značajan visokofrekventni ripl struje se javlja na kondenzatoru, što ga dodatno opterećuje i smanjuje životni vijek. Kapacitet

kondenzatora u međukolu direktno utiče na vrijednost ripla napona međukola, čija vrijednost utiče na generisanje harmonijskih izobličenja napona i struja na izlazu invertora.

Većina FN sistema povezanih na mrežu je realizovana kao trofazni naponski invertori (VSI topologija). U većini slučajeva upravljanje takvim invertorima je realizovano na bazi širinsko-impulsne modulacije (PWM) pa je neophodno na izlazu invertora imati neku vrstu filtera čija je uloga prilagođenje širinsko-impulsne prirode napona na način da se obezbijedi sinusna promjena srednje vrijednosti napona koja bi odgovarala mrežnim. Prema tome, uloga izlaznog filtera je izbjegavanje impulsne prirode invertorskog napona u cilju smanjenja PWM ripla i obezbjeđenja sinusne izlazne struje. Takođe, izlazni filter treba da ima ulogu i elementa preko kojeg se može vršiti upravljanje aktivnom i reaktivnom snagom izvora priključenog na mrežu. Izlazni filter je najčešće realizovan kao neka od kombinacija pasivnih reaktivnih elemenata L i C, i to L, LC i LCL (slika 4).



Slika 4. Tipovi izlaznih filtera kod FN invertora

Najjednostavniji filter (L) nije uvijek pogodan za realizaciju. Za sisteme čija je instalisana snaga reda nekoliko stotina kW, prekidačka frekvencija mora biti niska kako bi se ograničili gubici koji nastaju pri tome. Korišćenjem jednostavnog L filtra sa velikom induktivnošću u cilju eliminacije strujnih harmonika, u svrhu zadovoljenja zahtjeva iz standarda i mrežnih pravilnika, u tim slučajevima nije dovoljna a može i da prouzrokuje poteškoće prilikom dinamičkih odziva/režima rada. Kod sistema čije su instalisane snage reda do nekoliko desetina kW, gdje su prekidačke frekvencije dosta više, induktivnost L filter može biti znatno niža (manji gubici, bolji odziv). Međutim, takvi filtri su najčešće integrisani sa invertorima i mogu se posmatrati kao dodatna opterećenja invertorima pri samom radu. Upotrebom LC filtra kao izlaznog modula FN invertora postižu se značajne karakteristike rada filtra pri suzbijanju viših harmonijskih komponenti u izlaznoj struji. Optimalan izlazni filter predstavlja LCL topologiju filtra, pri kojem se za male vrijednosti L i C, mogu postići znatno dobre karakteristike slabljena filtra pri eliminaciji/ograničenju strujnih harmonika propisanih zahtjevima iz standarda i mrežnih pravilnika. Takođe, postojanjem induktiviteta na strani mreže i korišćenjem adekvatne upravljačke strukture može se vršiti i regulacija reaktivne snage na izlazu invertora.

Sam proces projektovanja LCL filtra mora da prođe kroz sljedeće faze kako bi zadovoljio kriterijume:

- Izbor induktiviteta na strani pretvarača (L_1) – određivanjem vrijednosti ovog induktiviteta primjenom relacije (2.2) utiče se na smanjenje ripla izlazne struje:

$$\Delta I_{\max} = \frac{U_{DC}}{n \cdot L_1 \cdot f} \quad (2.2)$$

gdje je: ΔI_{\max} – maksimalni ripl izlazne struje; U_{DC} – napon na ulazu invertora; f – prekidačka frekvencija i n – broj nivoa u talasnom obliku izlaznog napona.

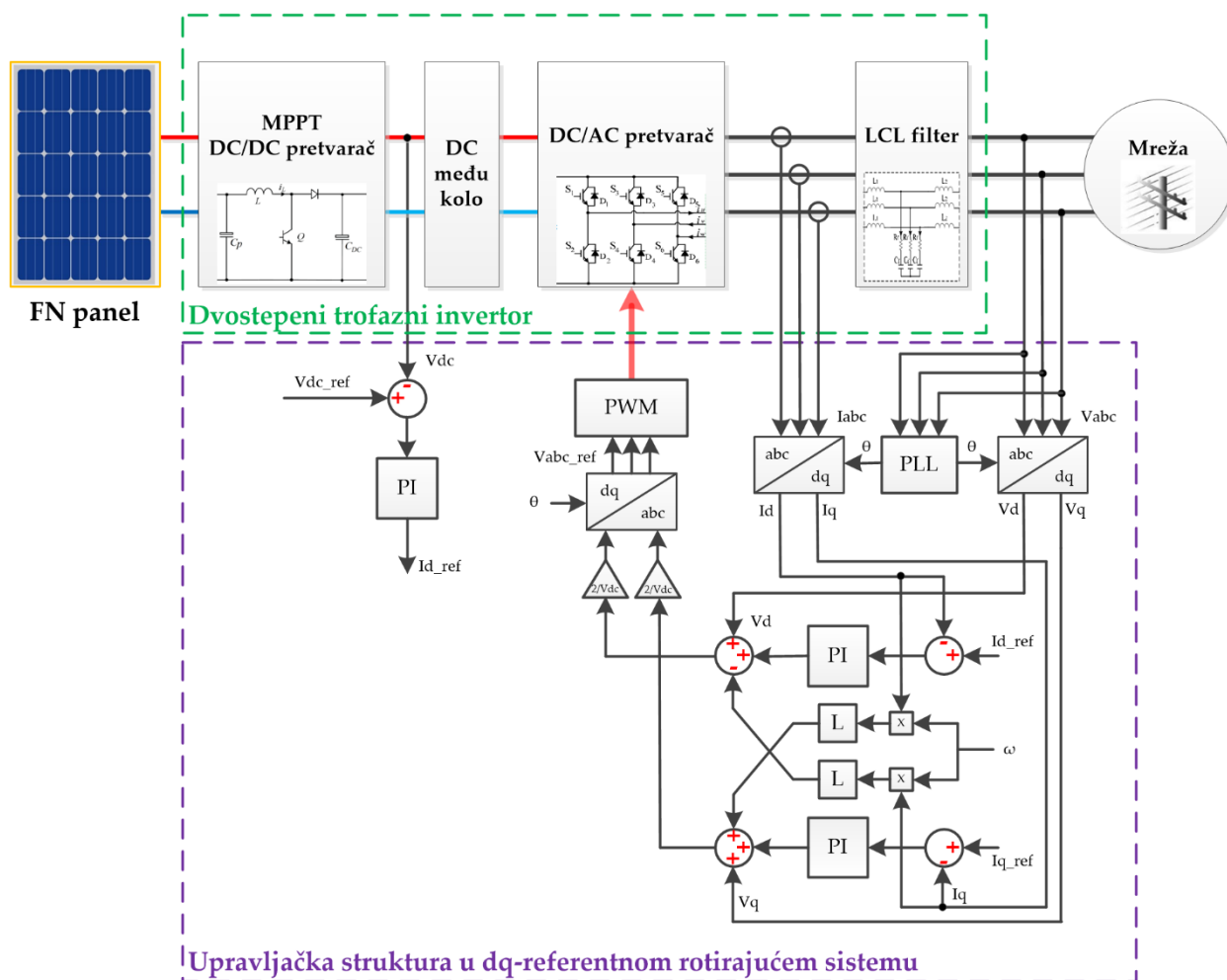
- Izbor vrijednosti rezonantne frekvencije ω_{rez} filtra – ovim postupkom se određuje vrijednost rezonantne frekvencije pri kojoj se omogućava harmonijsko slabljenje i dobija vrijednost proizvoda $L_2 \cdot C$

$$\omega_{rez} = \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot C}} \quad (2.3)$$

- Optimizacija LCL filtra i izbor induktiviteta na strani mreže L_2 i kapaciteta C – nekoliko kriterijuma se može sprovesti pri izboru ovih komponenti, ali se najčešće bira kriterijum po kojem se faktor snage na izlazu invertora održava na 1. Ovo znači da se komponente L_2 i C biraju tako da obezbjeđuju minimalan fazni pomak između izlaznog napona i izlazne struje.

3 MODELOVANJE FOTONAPONSKOG SISTEMA POVEZANOG NA MREŽU

Kako bi se istražio i utvrdio uticaj fotonaponskih sistema na harmonijska izobličenja napona i struja u tački priključenja pri različitim eksploatacionim uslovima, potrebno je izvršiti korektno modelovanje čitavog sistema, počevši od fotonaponskih modula, preko pretvarača, algoritama i struktura upravljanja do mreže na koju se povezuju. U ovom poglavlju biće dat prikaz realizacije simulacionog modela fotonaponskog sistema povezanog na mrežu realizovan upotrebom MATLAB/Simulink okruženja. Na slici 5 dat je funkcionalni blok dijagram fotonaponskog sistema povezanog na mrežu na kojem su prikazani osnovni funkcionalni dijelovi: fotonaponski panel, pretvarač realizovan u dvostepenoj topologiji, izlazni filter i upravljačka struktura.



Slika 5. Funkcionalni blok dijagram fotonaponskog sistema povezanog na mrežu

Odabir prikazane strukture FN sistema za modelovanje odgovara sve komercijalnim rješenjima baziranim na multistring invertorima sa dva stepena za procesiranje snage. U prvom stepenu tj. na DC/DC pretvaraču se realizuje MPPT funkcija praćenja i iskorišćenja maksimalne snage FN panela. Drugi stepen vrši transformaciju jednosmjerne u naizmjeničnu struju preko trofaznog invertora na čijem je izlazu modelovan pasivni LCL filter čija je uloga smanjenja sadržaja viših harmonika injektirane struje u mrežu. Upravljačka struktura je zasnovana na dobro poznatoj upravljačkoj tehnici *dq*-referentnog rotirajućeg sistema.

3.1 Model FN panela

Fotonaponski panel je sačinjen od rednih i paralelnih veza više FN modula u cilju dobijanja većih izlaznih snaga tj. većih vrijednosti napona i struja koje su prihvatljive kao ulazni parametri za pretvarače. Priroda FN modula je takva da njegova izlazna (strujno-naponska) karakteristika odgovara izvoru jednosmjerne struje. Kako se model FN modula zasniva na jednom od dobro poznatih modela za FN ćelije (jednodiodni najčešće), onda se i opšti model FN panela može opisati relacijom (3.1) [100].

$$I_{PV} = N_p \cdot I_{SC} - N_p \cdot I_{RS} \left(e^{\frac{q}{A \cdot k \cdot T_C} \left(\frac{U_{PV} + I_{PV} \cdot R_s}{N_s} \right)} - 1 \right) - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{U_{PV}}{N_s} + \frac{I_{PV} \cdot R_s}{N_p} \right) \quad (3.1)$$

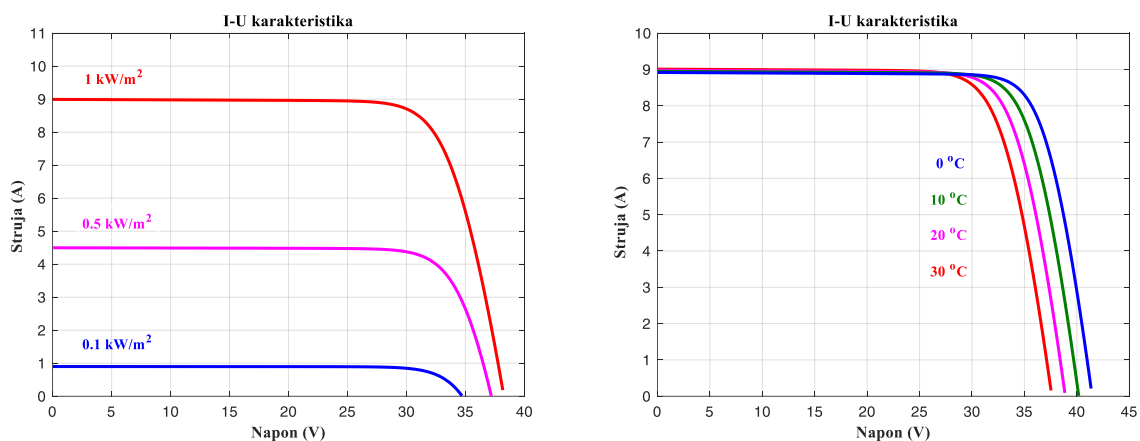
gdje je: I_{PV} – izlazna struja FN panela; U_{PV} – izlazni napon FN panela; I_{SC} – struja FN ćelije; I_{RS} – inverzna struja zasićenja FN ćelije; T_C – temperatura FN ćelije (K); q – naelektrisanje elektrona; k – Boltzmanova konstanta; A – faktor idealnosti diode (≈ 1); R_s – serijski otpor FN ćelije; R_p – paralelni otpor FN ćelije; N_s – broj serijski vezanih FN modula; N_p – broj paralelno vezanih FN modula.

Struja FN ćelije zavisi od intenziteta sunčevog zračenja i temperature pa se može opisati relacijom (3.2).

$$I_{SC} = I_C \left[I_{SCref} + k_I (T_C - T_{Cref}) \right] \quad (3.2)$$

gdje je: I_C – intenzitet solarnog zračenja na površini modula; I_{SCref} – struja kratkog spoja FN ćelije pri standardnim uslovima ispitivanja; k_I – temperaturni koeficijent pri struji kratkog spoja FN ćelije; T_{Cref} – referentna temperatura FN ćelije.

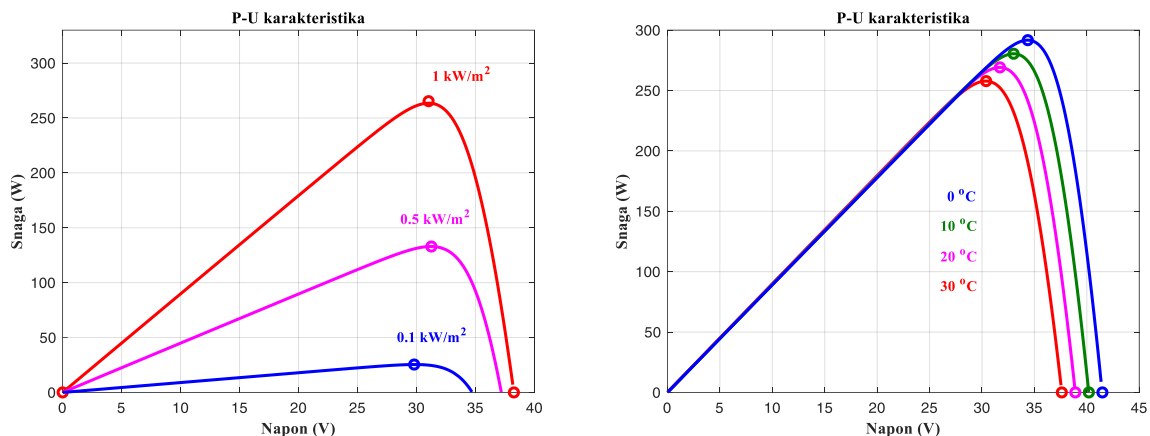
Uzimajući u obzir varijaciju intenziteta sunčevog zračenja i temperature zavisnost izlazne karakteristike se može prikazati na slici 6.



Slika 6. Zavisnost izlazne karakteristike FN modula od intenziteta sunčevog zračenja (lijevo) i temperature (desno)

Izlazna snaga FN modula zavisi od radne tačke modula, tj. fotonaponski moduli imaju izraženu zavisnost izlazne struje od izlaznog napona, koja je prikazana strujno-naponskom karakteristikom. Kako je izlazna snaga jednaka proizvodu struje i napona modula, izlazna snaga će biti zavisna i od promjene te dvije veličine. Najveća izlazna snaga dobija se kada je iznos proizvoda struja i napona

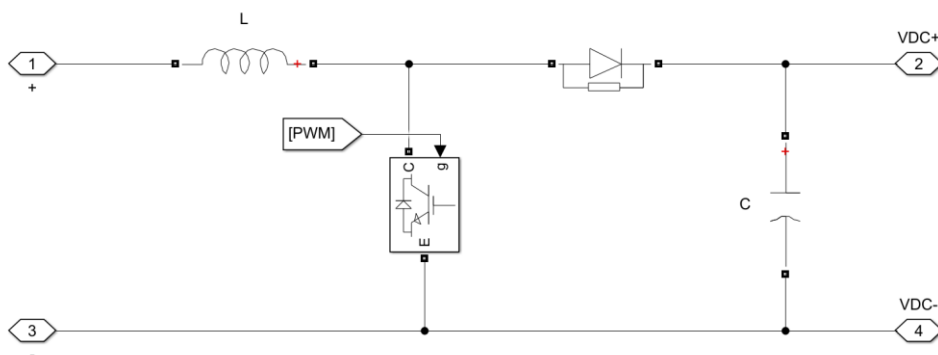
najveći (MPP). U zavisnosti od tehnologije izrade, fotonaponski moduli postižu različite efikasnosti pretvaranja sunčeve energije u električnu. Efikasnost modula definiše se za standardne uslove ispitivanja (*STC* – intenzitet sunčevog zračenja 1000 W/m^2 , temperatura ćelije 25°C , optička masa zraka AM1,5), te se kreće od 10% do 25% u zavisnosti od strukture korišćenog materijala. Izlazna snaga FN modula direktno je proporcionalna intenzitetu sunčevog zračenja a indirektno temperaturi, pa se zavisnost izlazne snage FN modula može prikazati sljedećim graficima sa slike 7.



Slika 7. Zavisnost snage FN modula od intenziteta sunčevog zračenja (lijevo) i temperature (desno)

3.2 Model DC/DC pretvarača

Model DC/DC pretvarača je baziran na topologiji podizача napona (*Boost converter*) koji se često koristi kao rješenje pretvarača na kome se realizuje MPPT funkcija u sklopu fotonaponskih dvostepenih invertora. Model podizача napona realizovan u MATLAB/Simulinku je prikazan na slici 8.



Slika 8. Model DC/DC pretvarača – podizача napona

Kako je već rečeno, uloga ovog pretvarača je da se na njemu implementira MPPT funkcija tj. da se omogući da se radna tačka FN panela održava u koljenu izlazne strujno-naponske karakteristike u toku različitih radnih uslova, čime se postiže maksimalna izlazna snaga FN panela U osnovi, ovaj pretvarač je realizovan pomoću brzih MOSFET ili IGBT prekidača koji rade na visokim prekidačkim frekvencijama (reda nekoliko desetina kHz) i filterskih elemenata L i C . Upravljanje radom pretvaračem se vrši mijenjanjem faktora ispunе D (*duty cycle*) koji se određuje upotrebom širinsko-impulsne modulacije koja se formira kao rezultat primijenjenog MPPT algoritma. Izbor filterskih komponenti pretvarača se vrši na osnovu zadovoljenja volt-sekundnog balansa na prigušnici L i

amper-sekundnog balansa na kondenzatoru C , pri unaprijed definisanim dozvoljenim ograničenjima na ripl izlaznog napona i struje. Minimalne vrijednosti elemenata se mogu odrediti relacijama (3.3) i (3.4).

$$L = \frac{U_{ul} \cdot D}{\Delta i_L \cdot f_s} \quad (3.3)$$

$$C = \frac{U_{izl} \cdot D}{\Delta U_{izl} \cdot R \cdot f_s} \quad (3.4)$$

Gdje je: U_{ul} – ulazni napon pretvarača; U_{izl} – izlazni napon pretvarača; ΔU_{izl} – ripl izlaznog napona; Δi_L – ripl struje prigušnice; D – faktor ispunje; f_s – prekidačka frekvencija; R – izlazna otpornost.

3.2.1 MPPT algoritam

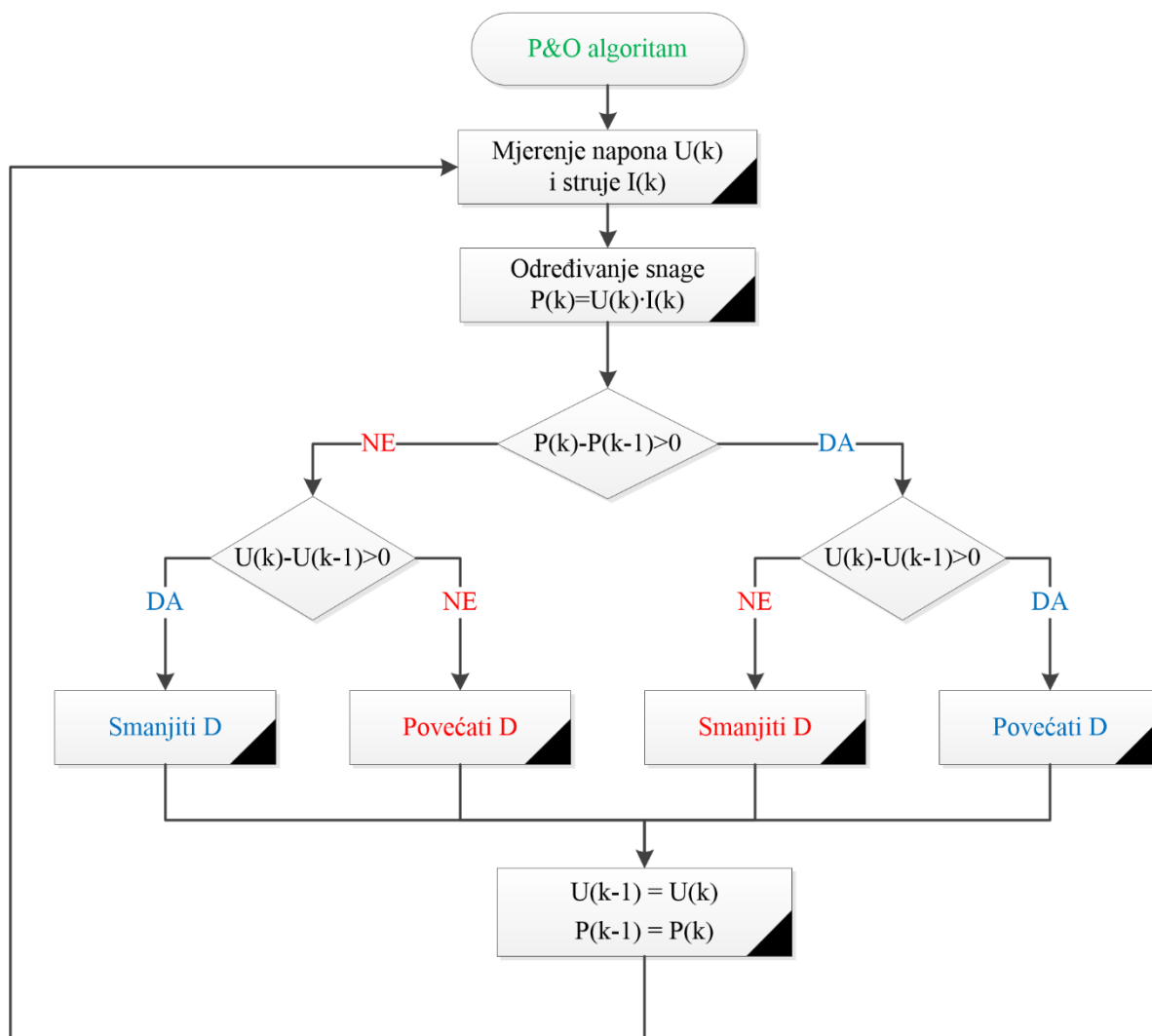
MPPT algoritam je neophodna upravljačka tehnika koja služi za određivanje i generisanje maksimalne snage FN sistema pri različitim eksploatacionim uslovima (pri kojima postoji zavisnost izlazne snage od varijacije intenziteta sunčevog zračenja i temperature). U literaturi su do sada razvijeni mnogi algoritmi za pronalaženje tačke maksimalne snage a razlikuju se po svojoj složenosti, cijeni implementacije, opseg rada, brzini konvergencije a i tačnosti tj. korektnosti praćenja radne tačke pri promjenama intenziteta sunčevog zračenja i temperature. Neki od najpoznatijih i najupotrebljivijih algoritama su: *P&O* algoritam (*Perturb and Observe; Poremoti i Prati*) i algoritam inkrementalne provodnosti (*Incremental Conductance*). Oba ova algoritma za praćenje tačke maksimalne snage koriste priraštaj referentnog napona.

Za realizaciju modela FN sistema u ovom radu korišćen je P&O algoritam čiji je dijagram toka dat na slici 9. Suština rada ovog algoritma je u inkrementalnoj promjeni inicijalne vrijednosti faktora ispunje D , na osnovu praćenja snage i napona. Kada se promjeni vrijednost faktora ispunje vrši se mjerenje napona i struje panela te određivanje snage. Ukoliko je povećanje napona izazvalo povećanje snage nakon promjene faktora ispunje, dalja promjena faktora ispunje se odvija u istom smjeru. U slučaju da je novo dobijena snaga manja od prethodne, pri povećanju napona, neophodno je promijeniti znak priraštaja faktora ispunje od prethodnog. Kada se dostigne maksimalna snaga, vrijednost faktora ispunje varira oko konstantne vrijednosti, što predstavlja nedostatak ovog algoritma koji se može nadomjestiti uvođenjem adaptivne promjene koraka ili određivanjem mrtve zone.

3.2.2 Implementacija MPPT-a i upravljanje DC/DC pretvaračem

Kako se kod FN panela strujno-naponska karakteristika mijenja uslijed promjene intenziteta sunčevog zračenja i temperature, radna tačka koja definiše napon i struju pri određenom opterećenju zavisi i od karakteristike samog tog opterećenja tj. u ovom slučaju ulazne otpornosti povezanog DC/DC pretvarača. Maksimalna snaga na izlazu FN panela je definisana proizvodom napona i struje u tački maksimalne snage (U_{MPP} i I_{MPP} , respektivno), koji su vezani Omovim zakonom prema relaciji (3.5)

$$R_{MPP} = \frac{U_{MPP}}{I_{MPP}} \quad (3.5)$$



Slika 9. Dijagram toka P&O MPPT algoritma

DC/DC pretvarač svoju radnu tačku formira na bazi praćenja/podešavanja tačke maksimalne snage tako što mijenja vrijednosti napona i struje FN panela kako bi njihov količnik uvijek odgovarao vrijednosti otpora R_{MPP} . U idealnom slučaju, zanemarujući gubitke u DC/DC pretvaraču, ulazna snaga bi trebala biti jednaka izlaznoj snazi (3.6).

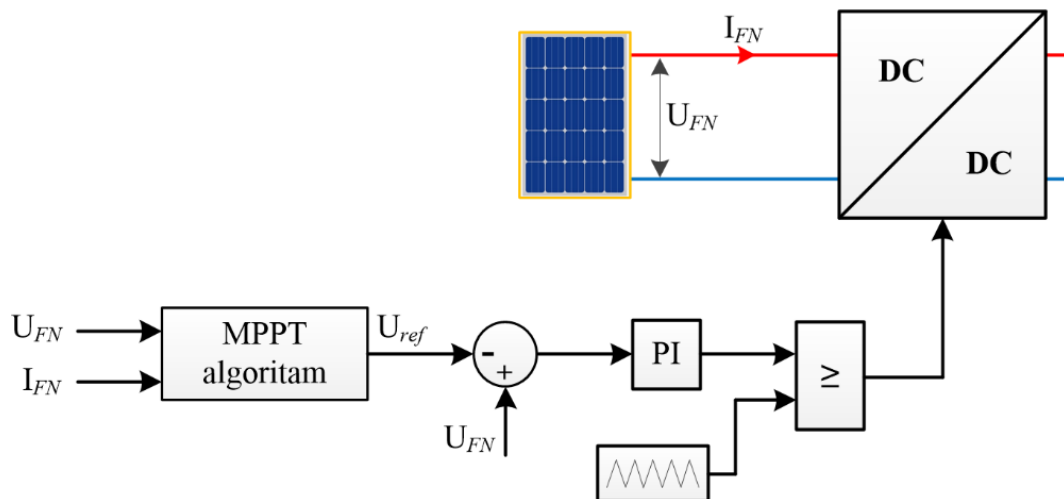
$$P_{ul} = P_{izl} \Rightarrow \frac{U_{MPP}^2}{R_{MPP}} = \frac{U_{DC}^2}{R_{izl}} \quad (3.6)$$

Kako je jednačina za konverzioni odnos podizača napona data relacijom (3.7), onda se može dobiti i zavisnost faktora ispunje D od vrijednosti otpora na izlazu pretvarača (3.8).

$$\frac{U_{DC}}{U_{MPP}} = \frac{1}{1-D} \quad (3.7)$$

$$D = 1 - \sqrt{\frac{R_{MPP}}{R_{izl}}} \quad (3.8)$$

Upravljačka struktura DC/DC pretvarača prikazana je blok dijagramom na slici 10.



Slika 10. Blok dijagram upravljačke strukture DC/DC pretvarača

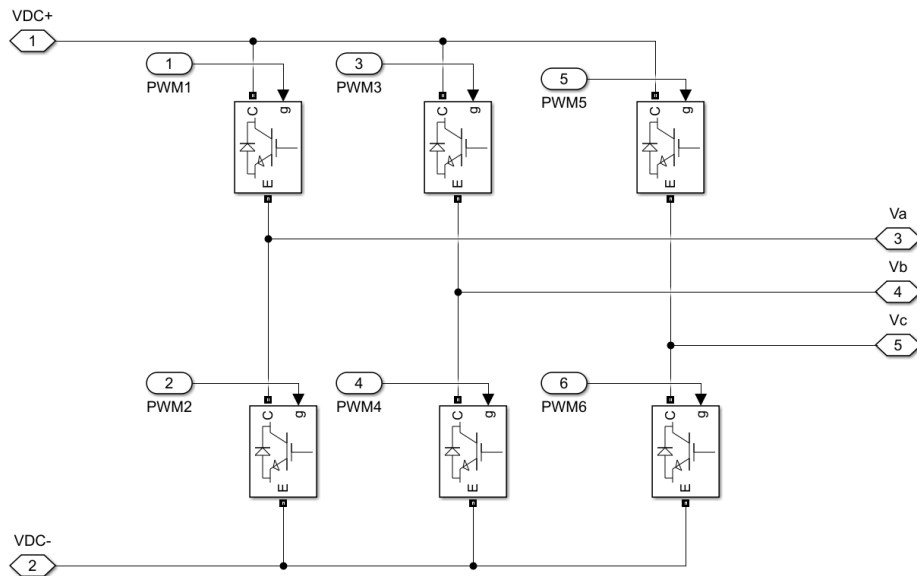
3.3 Model DC/AC pretvarača

Za povezivanje FN panela na mrežu neophodno je koristiti DC/AC pretvarače ili invertore. Osnovni tip pretvarača koji se koristi je trofazni naponski invertor (*VSI – Voltage Source Inverter*), čiji je zadatak da ulazni DC napon pretvori u regulisani trofazni naizmjenični napon mrežne frekvencije i amplitude. Upravljanje invertorom se vrši impulsno, tj. uključivanje/isključivanje brzih prekidača se širinsko-impulsnom modulacijom reguliše tako da se ostvari osnovni harmonik izlaznog napona željene amplitude i frekvencije. U primjeni se mogu naći najčešće dva načina PWM upravljanja kojima se obezbjeđuje željeni izlazni napon i to: trofazna sinusna PWM modulacija i PWM modulacija prostornog vektora (*SVM – Space Vector Modulation*).

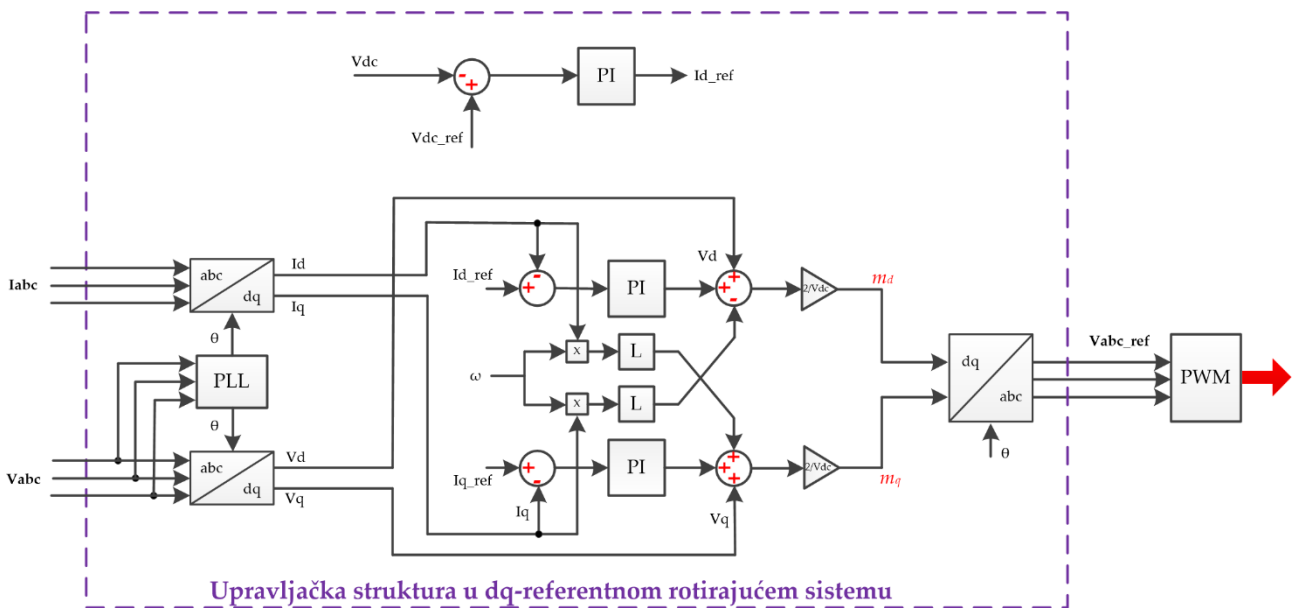
U opisanom FN sistemu korišćena je dvostepena topologija FN pretvarača pri čemu je kao invertorski stepen modelovan standardni mosni šestopulsni trofazni invertor sa IGBT prekidačima (slika 11). Model trofaznog invertora je upravljan primjenom sinusne trofazne širinsko-impulsne modulacije u kojoj su impulsi generisani upoređivanjem referentnog signala (modulišućeg) sa visokofrekventnim trougaonim talasnim oblikom nosioca signala. Pri generisanju ovih impulsa kao referentni signal se koristio napon mreže koji je obezbijeden sinhronizacionim blokom tj. trofaznom PLL petljom, pomoću koje je estimiran fazni ugao θ čime se kao rezultat upravljanja obezbjeđuje korektno injektiranje struje u mrežu.

3.3.1 Upravljačka struktura invertora

FN invertori povezani na mrežu u većini slučajeva su naponski invertori čije je upravljanje zasnovano na regulaciji izlazne struje kroz upotrebu više upravljačkih petlji (Slika 12). Vrijednost napona jednosmjernog DC međukola se reguliše pomoću direktne komponente struje invertora (i_d) upotrebom PI regulatora. Ukoliko je napon na izlazu prvog stepena manji od referentnog napona na kondenzatoru, kontroler smanjuje vrijednost direktne komponente struje invertora čime obezbjeđuje povećanje DC napona.



Slika 11. Model DC/AC pretvarača – trofazni inverter



Slika 12. Upravljačka struktura invertora na bazi dq -referentnog rotirajućeg sistema

Za regulaciju i upravljanje izlaznim parametrima invertora poslužila je teorija sinhronog dq -referentnog rotirajućeg sistema pomoću koje su trofazni naponi i struje iz prirodnog konvencionalnog abc sistema konvertovane u sinhroni rotirajući dq sistem sa jednosmjernim komponentama (d i q) pomoću kombinacije Klarkove i Parkove transformacije tj. Blondelove transformacije (3.9 i 3.10).

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

gdje je θ – fazni ugao.

Masovna upotreba rotirajućeg dq -referentnog sistema se ogleda u činjenici da su u njemu sve koordinate/komponente vremenski nepromjenjive vrijednosti pa se relativno jednostavno mogu formirati regulacione konture po struji koje se regulišu upotrebom PI regulatora.

Aktivna i reaktivna snaga u tački priključenja invertora sa mrežom u dq rotirajućem sistemu se može predstaviti relacijama (3.11) i (3.12):

$$P = \frac{3}{2} (v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q) \quad (3.11)$$

$$Q = \frac{3}{2} (v_q \cdot i_d - v_d \cdot i_q) \quad (3.12)$$

PLL sinhronizacioni blok, pored uloge u generisanju referentnog signala ima funkciju i modifikacije prethodnih relacija u cilju minimizacije jedne od komponenti (v_q) kako bi se spriječilo preklapanje d i q komponenti u izrazu za reaktivnu snagu.

$$P = \frac{3}{2} v_d \cdot i_d \quad (3.13)$$

$$Q = -\frac{3}{2} v_d \cdot i_q \quad (3.14)$$

Iz modifikovanih relacija (3.13) i (3.14) jasno se može uočiti da je aktivna snaga direktno proporcionalna i_d komponenti i da se njome reguliše. Takođe, reaktivna snaga je proporcionalna i_q komponenti i njome se reguliše. Regulacione strujne konture se formiraju na osnovu sljedećih relacija:

$$m_d = \frac{2}{V_{DC}} \left[\left(k_p + k_i \frac{1}{s} \right) (i_{dref} - i_d) - L \cdot \omega \cdot i_q + v_d \right] = \frac{2}{V_{DC}} (v_{dref} - L \cdot \omega \cdot i_q + v_d) \quad (3.15)$$

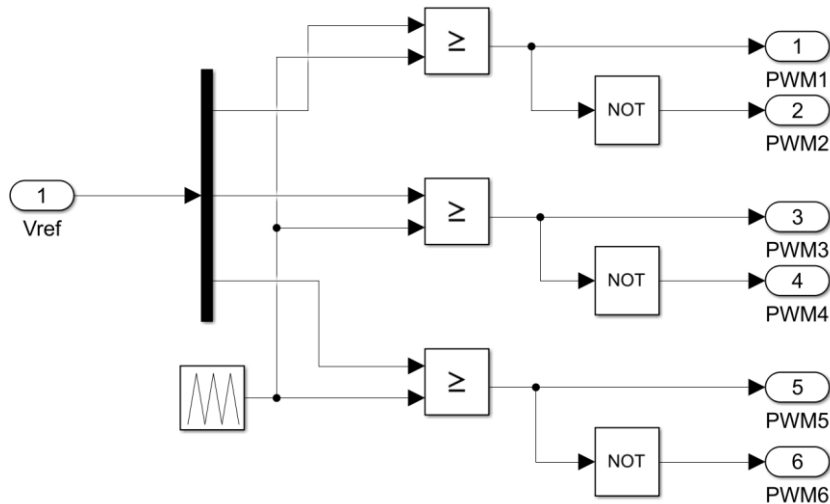
$$m_q = \frac{2}{V_{DC}} \left[\left(k_p + k_i \frac{1}{s} \right) (i_{qref} - i_q) + L \cdot \omega \cdot i_d + v_q \right] = \frac{2}{V_{DC}} (v_{qref} + L \cdot \omega \cdot i_d + v_q) \quad (3.16)$$

gdje je: m_d i m_q – modulišući signali; v_{dref} i v_{qref} – referentni naponi regulišućih struja; L – induktivnost filtra na strani invertora; V_{DC} – ulazni napon invertora.

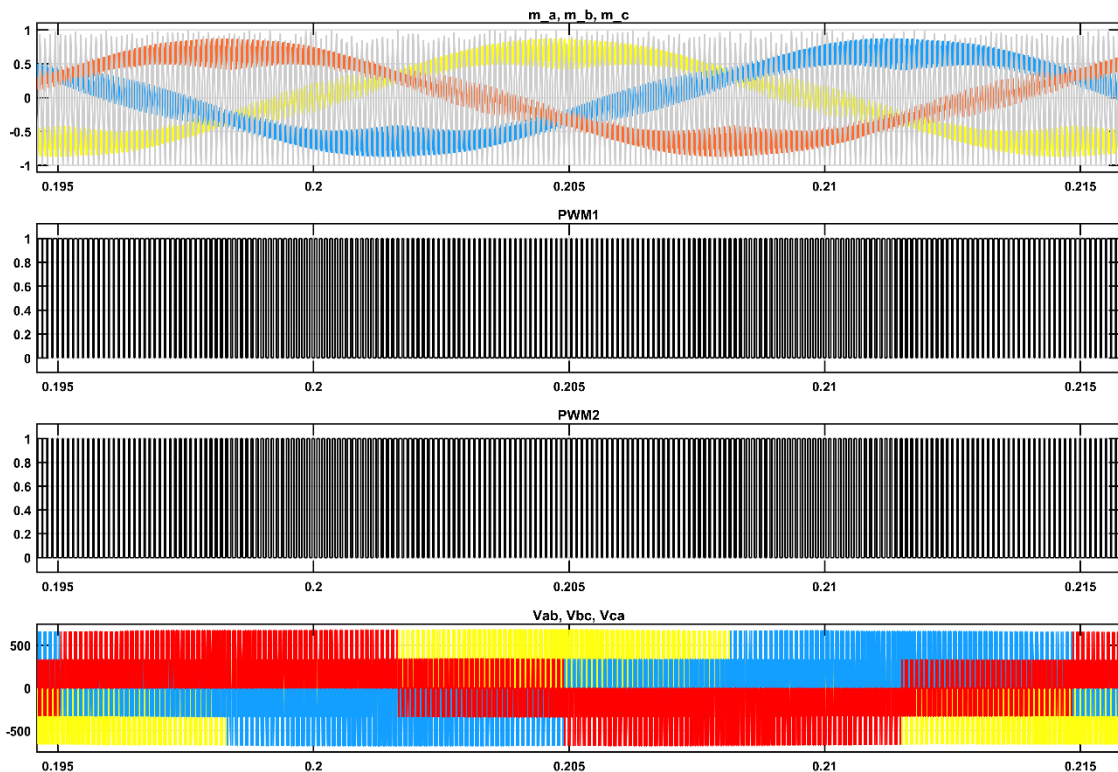
Kako je filterska induktivnost L sprežujući član obje ose, model regulacione strukture je nelinearan jer struja jedne ose utiče na napon u drugoj osi, čime svojim promjenama remeti naponsku ravnotežu i struju druge ose. Budući da je jedan od ciljeva FN sistema proizvodnja samo aktivne snage kako bi faktor snage bio što bliže jedinici referentna vrijednost reaktivne komponente struje i_{qref} jednaka je nuli.

3.3.2 Trofazna sinusna širinsko-impulsna modulacija

Upravljanje prekidačima trofaznog invertora je realizovano trofaznom sinusnom širinsko-impulsnom modulacijom čiji je model prikazan na slici 13. Osnovni zadatak sinusne PWM je dobijanje izlaznog PWM signala čija je srednja vrijednost tokom PWM periode jednaka modulišućem signalu tj. signalima m_d i m_q iz regulacionih kontura koji su prethodno konvertovani u prirodni konvencijalni abc sistem primjenom inverzne Blondelove transformacije (dq/abc). PWM impulsi se generišu komparacijom modulišućeg signala (m_a, m_b, m_c) i nosioca signala visoke učestanosti (kHz) najčešće trougaonog talasnog oblika (slika 14).



Slika 13. Model trofazne sinusne širinsko-impulsne modulacije



Slika 14. Talasni oblici primjene sinusne širinsko-impulsne modulacije

3.4 Izbor komponenti LCL filtra

Kao što je navedeno, optimalan izlazni filter predstavlja LCL topologiju filtra, pri kojem se za male vrijednosti L i C , mogu postići znatno dobre karakteristike slabljena filtra pri eliminaciji/ograničenju strujnih harmonika propisanih zahtjevima iz standarda.

Za potrebe simulacionog modela FN sistema povezanog na mrežu vrijednosti komponenti LCL filtra su birane na osnovu [68].

Za modelovani FN sistem instalisane snage 15,9 kWp, nazivna struja je $I_n = 23$ A, pri naponu od $U_n = 230$ V. Prekidačka frekvencija je $f_s = 10$ kHz, a ulazni napon FN invertora $U_{DC} = 600$ V. Na osnovu relacije (3.17) za minimalnu vrijednost induktiviteta na strani invertora po [68] dobija se:

$$L_{1\min} = \frac{10 \cdot U_{DC}}{8 \cdot 3 \cdot I_n \cdot f_s} = 1,087 \text{ [mH]} \quad (3.17)$$

Dozvoljeni ripl struje induktiviteta L_1 je:

$$\Delta I_{L1} \cong \frac{U_{DC}}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot L_1 \cdot f_s} = 3,98 \text{ [A]} \quad (3.18)$$

Iz relacije za dozvoljeni ripl struje induktiviteta (3.19) na strani mreže L_2 određuje se proizvod drugih nepoznatih komponenti LCL filtra:

$$\Delta I_{L2} \approx \frac{\Delta I_{L1}}{L_2 \cdot C \cdot \omega_s^2} \quad (3.19)$$

Pošto je dozvoljeni ripl struje induktiviteta L_2 ograničen na 0,3% I_n , vrijednost proizvoda $L_2 C$ mora biti veća od $1,4626 \cdot 10^{-8}$. Pri izboru komponenti L_2 i C treba uvažiti ograničenja data relacijama (3.20) i (3.21) [68]:

$$C_{\max} = \frac{I_n}{20 \cdot \omega \cdot U_n} \quad (3.20)$$

$$(L_1 + L_2)_{\max} = \frac{U_n}{10 \cdot \omega \cdot I_n} \quad (3.21)$$

Za gore date relacije dobija se da je vrijednost $C_{\max} = 15,92 \mu\text{F}$ i $L_{2\max} = 2,097$ mH. Proizvod $L_{2\max} C_{\max}$ je znatno veći od postavljenog ograničenja, tj. postoji veliki broj kombinacija vrijednosti komponenti u cilju postizanja datog proizvoda. Kako bi se uprostio odabir komponenti u modelu je izabrano da su vrijednosti induktiviteta na strani invertora i na strani mreže jednake i da iznose $L_1 = L_2 = L = 1,2$ mH, i da je vrijednost kapacitivnosti kondenzatora $C = 13 \mu\text{F}$.

4 POSTOJEĆI STANDARDI I TEHNIČKE PREPORUKE ZA PRIKLJUČENJE FN SISTEMA NA MREŽU SA ASPEKTA HARMONIJSKIH IZOBLIČENJA

U ovom dijelu rada dat je pregled najznačajnijih standarda, tehničkih preporuka i pravilnika vezanih za definisanje kriterijuma priključenja fotonaponskih sistema u pogledu kvaliteta električne energije u distributivnim mrežama. Analizirajući literaturu i definisane pravilnike o priključenju i radu fotonaponskih sistema, najzastupljeniji standardi po kojima su definisani kriterijumi za priključenje i rad fotonaponskih sistema u pogledu harmonijskih izobličenja su dva IEEE standarda: IEEE 519:2014 (objavljena i verzija IEEE 519:2022) i IEEE 1547:2018. Takođe, vrlo često se definišu i uzimaju u obzir kriterijumi po nekoliko standarda definisanih od strane Međunarodne komisije za elektrotehniku kao što je IEC 61727:2004 i nekoliko iz serije IEC standarda u vezi elektromagnetne kompatibilnosti (IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-4, IEC 61000-3-6 i IEC 61000-3-12). U nastavku je dat kratak pregled navedenih standarda u kojima su definisani osnovni kriterijumi u vezi harmonijskih izobličenja napona i struja fotonaponskih sistema povezanih na mrežu.

4.1 IEEE Standard 519:2014

Ovaj standard, u formi preporuke, je namijenjen da se koristi kao smjernica pri projektovanju različitih sistema sa nelinearnim opterećenjima [32]. Postavljeni zahtjevi i dozvoljena ograničenja definisanih koeficijenata/parametara su prvenstveno definisani za sisteme koji su povezani na elektroenergetski sistem, ali se mogu primijeniti i na drugim mjestima u sistemu (tačkama od posebnog interesa). Takođe, ovim dokumentom su obuhvaćene procedure i metodologija za mjerenje i identifikaciju harmonika, kao i zahtjevi za dozvoljenim sadržajem naponskih i strujnih harmonika u tački priključenja na elektroenergetski sistem.

4.1.1 Preporučena ograničenja naponskih harmonika

Da bi se adekvatno mogli analizirati i primijeniti zahtjevi iz preporuke, u tački priključenja fotonaponskih sistema i mreže, treba biti zadovoljeno da:

- u 99% vremenu u toku dana, veoma kratke (trisekundne) vrijednosti treba da budu unutar granica 1,5 puta od vrijednosti definisane u tabeli 1,
- u 95% vremenu u toku sedmice, desetominutne vrijednosti treba da budu unutar granica vrijednosti definisane u tabeli 1.

Sve vrijednosti su date kao procentualna vrijednost naznačenog napona u tački priključenja.

Tabela 1. Ograničenja sadržaja naponskih harmonika pri različitim naponskim nivoima

| Napon u tački priključenja | Vrijednost pojedinačnog harmonika (%) | THD (%) |
|---|---------------------------------------|---------|
| $U \leq 1,0 \text{ kV}$ | 5,0 | 8,0 |
| $1 \text{ kV} < U \leq 69 \text{ kV}$ | 3,0 | 5,0 |
| $69 \text{ kV} < U \leq 161 \text{ kV}$ | 1,5 | 2,5 |
| $161 \text{ kV} < U$ | 1,0 | 1,5 |

4.1.2 Preporučena ograničenja strujnih harmonika

Dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika se daje za različite naponske nivoe (Tabela 1), a definisan je u tabelama 2, 3 i 4. Sve vrijednosti su date u procentima maksimalne efektivne vrijednosti struje u posmatranom vremenskom periodu.

Takođe, 95% desetominutnih srednjih efektivnih vrijednosti struje mora biti unutar granica definisanih u tabelama, dok 99% desetominutnih srednjih efektivnih vrijednosti struje mora biti unutar granica 1,5 puta vrijednosti definisane u datim tabelama. Pri tome su parni harmonici struje reda $h \leq 6$ ograničeni na vrijednost od 50% u odnosu na vrijednosti definisane u pomenutim tabelama pri čemu nije dozvoljeno izobličenje talasnog oblika struje koje rezultuje pojavom jednosmjernje komponente.

Tabela 2. Dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika za sisteme koji rade pod naponom od 120 V do 69 kV

| I_{sc}/I_L | Red neparnih harmonika h | | | | | <i>TDD</i> |
|--------------|----------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------|
| | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h < 50$ | |
| <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 | 6,0 | 2,5 | 1,4 | 20,0 |

Tabela 3. Dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika za sisteme koji rade pod naponom od 69 kV do 161 kV

| I_{sc}/I_L | Red neparnih harmonika h | | | | | <i>TDD</i> |
|--------------|----------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------|
| | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h < 50$ | |
| <20 | 2,0 | 1,0 | 0,75 | 0,3 | 0,15 | 2,5 |
| 20<50 | 3,5 | 1,75 | 1,25 | 0,5 | 0,25 | 4,0 |
| 50<100 | 5,0 | 2,25 | 2,0 | 0,75 | 0,35 | 6,0 |
| 100<1000 | 6,0 | 2,75 | 2,5 | 1,0 | 0,5 | 7,5 |
| >1000 | 7,5 | 3,5 | 3,0 | 1,25 | 0,7 | 10,0 |

Tabela 4. Dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika za sisteme koji rade pod naponom većim od 161 kV

| I_{sc}/I_L | Red neparnih harmonika h | | | | | <i>TDD</i> |
|--------------|----------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------|
| | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h < 50$ | |
| <25 | 1,0 | 0,5 | 0,38 | 0,15 | 0,1 | 1,5 |
| 25<50 | 2,0 | 1,0 | 0,75 | 0,3 | 0,15 | 2,5 |
| ≥ 50 | 3,0 | 1,5 | 1,15 | 0,45 | 0,22 | 3,75 |

Standardni faktor za ocjenu totalne harmonijske distorzije struje (*THD_I* faktor), računat prema relaciji (4.1), ne može adekvatno da opiše stvarni uticaj izobličene struje na mrežu pogotovo u slučajevima kada sistem (npr. FN sistem) radi sa malom snagom. Tada *THD_I* faktor ima veoma visoku vrijednost

jer je osnovni harmonik struje mali a pri tome je još i prisutan značajan sadržaj viših harmonika. S toga se uticaj na mrežu izobličene struje male vrijednosti može predstaviti *TDD* faktorom (*Total Demand Distortion*), koji predstavlja mjeru sadržaja viših strujnih harmonika u odnosu na maksimalnu efektivnu vrijednost osnovne komponente struje u posmatranom periodu i pri normalnim radnim uslovima. *TDD* faktor po standardu se računa prema relaciji (4.2).

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{50} I_i^2}}{I_1} 100\% \quad (4.1)$$

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{50} I_i^2}}{I_L} 100\% \quad (4.2)$$

gdje je: I_1 – struja osnovnog harmonika; I_i – i -ti harmonik struje; I_L – maksimalna efektivna vrijednost osnovne (fundamentalne) komponente struje u posmatranom periodu; dok se u prethodnim tabelama mogla sresti i I_{SC} – maksimalna struja kratkog spoja u tački priključenja.

4.2 IEEE Standard 1547-2018

Ovim standardom su utvrđeni kriterijumi i zahtjevi za povezivanje distribuiranih energetske izvora na elektroenergetski sistem [33]. Navedene tehničke specifikacije i zahtjevi u okviru ovog standarda su relevantni za međusobno povezivanje izvora i mreže, performanse interoperabilnosti, operativni rad, testiranja, pitanja sigurnosti kao i održavanja sistema. Kroz ovaj standard, pored preporuka za međusobno povezivanje distribuiranih izvora i elektroenergetskog sistema, razmatrane su i situacije i zahtjevi za mogućnost upravljanja reaktivnom snagom i naponom, zahtjevi za kvalitet električne energije u tački priključenja, ostrvski rad, i drugo.

U pogledu zahtjeva za kvalitet električne energije u standardu su prikazani zahtjevi za ograničenjem jednosmjerne komponente, fluktuacije i pojave eventualnih prenapona od strane distribuiranih izvora, te za harmonijska izobličenja injektiranih struja u mrežu.

Standard definiše i propisuje samo dozvoljene granice strujnog izobličenja i navodi da su naponska izobličenja propisana u standardu IEC 50160. Metodologija za definisanje dozvoljenih granica za izobličenja struje i mjerenje tih izobličenja je već data u IEEE 519 standardu. Ono što ovaj standard ističe u odnosu na IEEE 519 je činjenica da je uveden koeficijent *TRD* (*Total Rated-current Distortion*) umjesto *TDD* koeficijenata, a koji predstavlja totalnu harmonijsku distorziju nazivne struje. Razlog za ovu promjenu u standardu je činjenica da se ovim koeficijentom mogu obuhvatiti i uticaji interharmonijskih komponenti na izobličenje struje.

Kako je navedeno ovaj koeficijent je uveden umjesto *TDD* koeficijenta, a računa se prema sljedećoj relaciji:

$$TRD = \frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_{rated}} 100\% \quad (4.3)$$

gdje je: I_1 – struja osnovnog harmonika; I_{rated} – nazivna struja distribuiranog izvora; I_{rms} – efektivna vrijednost struje.

Ograničenja emisije strujnih harmonika su sumirana i data u tabeli 5:

Tabela 5. Maksimalno dozvoljeno izobličenje harmonijske komponente struje dato u procentima naznačene struje

| Red neparnih harmonika h | $h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h < 50$ | TRD |
|----------------------------|----------|------------------|------------------|---|------------------|-----|
| Procentat % | 4,0 | 2,0 | 1,5 | 0,6 | 0,3 | 5,0 |
| Red parnih harmonika h | $h = 2$ | $h = 4$ | $h = 6$ | $8 \leq h < 50$ | | |
| Procentat % | 1,0 | 2,0 | 3,0 | Procentat koji odgovara redu neparnih harmonika | | |

4.3 IEC 61727:2004 standard

Ovaj standard se primjenjuje na mrežno povezane fotonaponske sisteme koji rade paralelno sa niskonaponskom distributivnom mrežom i koji koriste statičke pretvarače za konverziju jednosmjerne struje u naizmjeničnu struju. U standardu [34] su date specifične preporuke za sisteme do 10 kVA ili manje, koji se mogu koristiti u stambenim objektima, priključeni na jednofaznu ili trofaznu mrežu.

Prema ovom standardu maksimalno dozvoljeni sadržaj strujnih harmonika je definisan u tabeli 6 a ukupna harmonijska distorzija struje ne smije prelaziti 5%.

Tabela 6. Maksimalno dozvoljeni sadržaj harmonijske komponente struje

| Red neparnih harmonika h | Dozvoljeni sadržaj (%) |
|----------------------------|------------------------|
| $3 \leq h \leq 9$ | 4,0 |
| $11 \leq h \leq 15$ | 2,0 |
| $17 \leq h \leq 21$ | 1,5 |
| $23 \leq h \leq 33$ | 0,6 |
| Red parnih harmonika h | Dozvoljeni sadržaj (%) |
| $2 \leq h \leq 8$ | 1,0 |
| $10 \leq h \leq 32$ | 0,5 |

4.4 Pravilnik o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske

Većina normi koje su propisane važećim standardima je implementirana u pravilnicima o uslovima za priključenje distribuiranih izvora na elektroenergetske mreže. Tako je i u slučaju Elektroprivrede Republike Srpske kreiran Pravilnik o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu u kojem su navedeni kriterijumi dozvoljenih harmonika struje i napona u tački priključenja elektrane na mrežu [35]. U zavisnosti od nazivnog napona na mjestu priključenja na distributivnu mrežu i nazivne snage elektrane, dozvoljeni limiti emisije viših harmonika u ovom pravilniku definisani su korišćenjem kriterijuma definisanih u IEC standardima iz serije 61000 u vezi elektromagnetske kompatibilnosti i to: IEC 61000-3-2 [36], IEC 61000-3-4 [37], IEC 61000-3-6 [38] i IEC 61000-3-12 [39].

4.4.1 Priključak na niskonaponsku mrežu elektrane nazivne struje $I_n \leq 16A$

Tabela 7. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za elektrane priključene na niskonaponsku distributivnu mrežu, nazivne struje $I_n \leq 16A$ (IEC 61000-3-2)

| Red harmonika h | Maksimalno dozvoljena struja harmonika (A) |
|---------------------------------------|--|
| Neparni harmonici | |
| 3 | 2,30 |
| 5 | 1,14 |
| 7 | 0,77 |
| 9 | 0,40 |
| 11 | 0,33 |
| 13 | 0,21 |
| $15 \leq h \leq 39$ | $0,15 * 15/h$ |
| Parni harmonici | |
| 2 | 1,08 |
| 4 | 0,43 |
| 6 | 0,30 |
| $8 \leq h \leq 40$ | $0,23 * 8/h$ |

4.4.2 Priključak na niskonaponsku mrežu elektrane nazivne struje $16 < I_n \leq 75A$

Dozvoljene struje viših harmonika za elektrane priključene na niskonaponsku distributivnu mrežu, nazivne struje $16 < I_n \leq 75A$, date su u zavisnosti od načina priključenja (jednofazno, dvofazno, nebalansirano i balansirano trofazno) i u zavisnosti od odnosa snage kratkog spoja S_{ks} i nazivne snage priključene elektrane S_n .

Tabela 8. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za jednofazno, dvofazno i nebalansirano trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-4

| Minimalno S_{ks}/S_n | Dozvoljeni sadržaj višeg harmonika I_h/I_1 (%) | | | | | | Dozvoljeni faktor harmonijske distorzije struje (%) | |
|---|--|-------|-------|-------|----------|----------|---|--------|
| | I_3 | I_5 | I_7 | I_9 | I_{11} | I_{13} | THD | $PWHD$ |
| 66 | 23 | 11 | 8 | 6 | 5 | 4 | 25 | 25 |
| 120 | 25 | 12 | 10 | 7 | 6 | 5 | 29 | 29 |
| 175 | 29 | 14 | 11 | 8 | 7 | 6 | 33 | 33 |
| 250 | 34 | 18 | 12 | 10 | 8 | 7 | 39 | 39 |
| 350 | 40 | 24 | 15 | 12 | 9 | 8 | 46 | 46 |
| 450 | 40 | 30 | 20 | 14 | 12 | 10 | 51 | 51 |
| 600 | 40 | 30 | 20 | 14 | 12 | 10 | 57 | 57 |
| <ul style="list-style-type: none"> - Relativna vrijednost parnih harmonika ne smije prelaziti $16/h$ (%). - Linearna interpolacija se može primijeniti za različite odnose S_{ks}/S_n | | | | | | | | |

Tabela 9. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za jednofazno, dvofazno i nebalansirano trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-12

| Minimalno S_{ks}/S_n | Dozvoljeni sadržaj višeg harmonika I_h/I_{ref} (%) | | | | | | Dozvoljeni faktor harmonijske distorzije struje (%) | |
|---------------------------|--|-------|-------|-------|----------|----------|---|----------------|
| | I_3 | I_5 | I_7 | I_9 | I_{11} | I_{13} | THC/I_{ref} | $PWHC/I_{ref}$ |
| 33 | 21,6 | 10,7 | 7,2 | 3,8 | 3,1 | 2 | 23 | 23 |
| 66 | 24 | 13 | 8 | 5 | 4 | 3 | 26 | 26 |
| 120 | 27 | 15 | 10 | 6 | 5 | 4 | 30 | 30 |
| 250 | 35 | 20 | 13 | 9 | 8 | 6 | 40 | 40 |
| ≥ 350 | 41 | 24 | 15 | 12 | 10 | 8 | 47 | 47 |

- Relativna vrijednost parnih harmonika do 12 reda ne smije prelaziti 16/h (%).
- Linearna interpolacija se može primijeniti za različite odnose S_{ks}/S_n

Tabela 10. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-4

| Minimalno S_{ks}/S_n | Dozvoljeni sadržaj višeg harmonika I_h/I_1 (%) | | | | Dozvoljeni faktor harmonijske distorzije struje (%) | |
|---------------------------|--|-------|----------|----------|---|--------|
| | I_5 | I_7 | I_{11} | I_{13} | THD | $PWHD$ |
| 66 | 14 | 11 | 10 | 8 | 16 | 25 |
| 120 | 16 | 12 | 11 | 8 | 18 | 29 |
| 175 | 20 | 14 | 12 | 8 | 25 | 33 |
| 250 | 30 | 18 | 13 | 8 | 35 | 39 |
| 350 | 40 | 25 | 15 | 10 | 48 | 46 |
| 450 | 50 | 35 | 20 | 15 | 58 | 51 |
| 600 | 60 | 40 | 25 | 18 | 70 | 57 |

- Relativna vrijednost parnih harmonika ne smije prelaziti 16/h (%).
- Linearna interpolacija se može primijeniti za različite odnose S_{ks}/S_n

Tabela 11. Dozvoljene vrijednosti struja viših harmonika za trofazno priključene elektrane po standardu IEC 61000-3-12

| Minimalno S_{ks}/S_n | Dozvoljeni sadržaj višeg harmonika I_h/I_{ref} (%) | | | | Dozvoljeni faktor harmonijske distorzije struje (%) | |
|---------------------------|--|-------|----------|----------|---|----------------|
| | I_5 | I_7 | I_{11} | I_{13} | THC/I_{ref} | $PWHC/I_{ref}$ |
| 33 | 10,7 | 7,2 | 3,1 | 2 | 13 | 22 |
| 66 | 14 | 9 | 5 | 3 | 16 | 25 |
| 120 | 19 | 12 | 7 | 4 | 22 | 28 |
| 250 | 31 | 20 | 12 | 7 | 37 | 38 |
| ≥ 350 | 40 | 25 | 15 | 10 | 48 | 46 |

- Relativna vrijednost parnih harmonika do 12 reda ne smije prelaziti 16/h (%).
- Linearna interpolacija se može primijeniti za različite odnose S_{ks}/S_n

Prema standardu IEC 61000-3-4, u tabelama 8-11, pored *THD* faktora naveden je i *PWHD* faktor. *PWHD* ili parcijalna ponderisana harmonijska distorzija predstavlja faktor koji je sličan *THD* faktoru uz razliku da u proračun uzima u obzir samo harmonike višeg reda i to od 14-tog.

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} 100\% \quad (4.4)$$

$$PWHD = \sqrt{\sum_{h=14}^{40} h \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} 100\% \quad (4.5)$$

gdje je: I_h –komponenta struje h -tog harmonika, I_1 – nazivna struja osnovnog harmonika.

U posljednjem izdanju IEC 61000-3-12 standarda uvedena je promjena da se dozvoljeni harmonijski sadržaj ne računa u odnosu na struju osnovnog harmonika već za tzv. referentnu struju I_{ref} , koja predstavlja ukupnu efektivnu vrijednost struje. Prema tome se u standardu definišu dva nova faktora data relacijama:

$$THC = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2} \quad (4.6)$$

$$PWHC = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} h \cdot I_h^2} \quad (4.7)$$

gdje je: I_h –komponenta struje h -tog harmonika, THC – ukupna struja viših harmonika, $PWHC$ - parcijalna ponderisana struja viših harmonika.

4.4.3 Za elektrane nazivne struje $I_n > 75A$

Za elektrane priključene na niskonaponsku mrežu, nazivne struje $I_n > 75A$, granice dozvoljenih emisija viših harmonika se definišu na osnovu snage elektrane, prema metodologiji propisanoj za priključenje elektrane na sredjenaponsku mrežu tj. dozvoljene granice strujnih harmonika se utvrđuju na osnovu indikativnih vrijednosti dozvoljenih granica naponskih harmonika prema standardu IEC 61000-3-6.

Tabela 12. Indikativne vrijednosti dozvoljenih granica naponskih harmonika za priključak elektrane na NN mrežu.

| Neparni harmonici koji nisu djeljivi sa 3 | | Neparni harmonici djeljivi sa 3 | | Parni harmonici | |
|---|----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------|----------------------------------|
| Red harmonika h | Dozvoljeni sadržaj harmonika (%) | Red harmonika h | Dozvoljeni sadržaj harmonika (%) | Red harmonika h | Dozvoljeni sadržaj harmonika (%) |
| 5 | 6 | 3 | 5 | 2 | 2 |
| 7 | 5 | 9 | 1,5 | 4 | 1 |
| 11 | 3,5 | 15 | 0,3 | 6 | 0,5 |
| 13 | 3 | 21 | 0,3 | 8 | 0,5 |
| $17 \leq h \leq 49$ | $2,27 \cdot 17/h - 0,27$ | $21 \leq h \leq 45$ | 0,2 | $10 \leq h \leq 50$ | $0,25 \cdot 10/h + 0,25$ |
| Dozvoljena vrijednost $THD_{NN} = 8 \%$ | | | | | |

Tabela 13. Indikativne vrijednosti dozvoljenih granica naponskih harmonika za priključak elektrane na SN i VN mrežu.

| Neparni harmonici koji nisu djeljivi sa 3 | | | Neparni harmonici djeljivi sa 3 | | | Parni harmonici | | |
|---|----------------------------------|------------------|---------------------------------|----------------------------------|-----|---------------------|----------------------------------|--------------------------|
| Red harmonika h | Dozvoljeni sadržaj harmonika (%) | | Red harmonika h | Dozvoljeni sadržaj harmonika (%) | | Red harmonika h | Dozvoljeni sadržaj harmonika (%) | |
| | SN | VN | | SN | VN | | SN | VN |
| 5 | 5 | 2 | 3 | 4 | 2 | 2 | 1,8 | 1,4 |
| 7 | 4 | 2 | 9 | 1,2 | 1 | 4 | 1 | 0,8 |
| 11 | 3 | 1,5 | 15 | 0,3 | 0,3 | 6 | 0,5 | 0,4 |
| 13 | 2,5 | 1,5 | 21 | 0,2 | 0,2 | 8 | 0,5 | 0,4 |
| $17 \leq h \leq 49$ | $1,9 \cdot 17/h - 0,2$ | $1,2 \cdot 17/h$ | $21 \leq h \leq 45$ | 0,2 | 0,2 | $10 \leq h \leq 50$ | $0,25 \cdot 10/h + 0,22$ | $0,19 \cdot 10/h + 0,16$ |
| Dozvoljena vrijednost $THD_{SN} = 6,5 \%$ i $THD_{VN} = 3 \%$ | | | | | | | | |

5 HARMONIJSKA IZOBLIČENJA NAPONA I STRUJA U FN SISTEMIMA

Problematika oko injektiranja harmonika struje i napona u bilo kom sistemu povezanom sa mrežom je uvijek u fokusu interesovanja. Generalno, harmonici, kao komponente sa frekvencijama koje su multiplikatori osnovne frekvencije sistema, smatraju se nepoželjnim u elektroenergetskoj mreži. Njihovim postojanjem i djelovanjem se mogu uzrokovati problemi u komunikacijama, zagrijavanju provodnika, povećanjem gubitaka u prenosu snage i energije, kvara izolacionih struktura opreme itd. Fotonaponski sistemi kao jedna od nekoliko tehnologija kojima se pokušava odgovoriti na zadovoljenje sve veće potražnje za električnom energijom, a zbog svoje jednostavnosti u izvedbi i načinu priključenja, imaju sve značajnu ulogu u proizvodnji električne energije, posebno u distributivnoj mreži. Ovakav brz trend povećanja instaliranog kapaciteta fotonaponskih sistema povezanih sa mrežom dovodi do niza zabrinjavajućih činjenica o efektima na samu distributivnu mrežu, tj. fluktuacijama napona, harmonijskim izobličenjima i nižem faktoru snage. Varijabilnost parametara kao što su intenzitet sunčevog zračenja i temperatura u velikoj mjeri se odražavaju na još veći i brži trend rasta broja instaliranih fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu. Harmoničko izobličenje injektiranih struja FN sistema uzrokovano, gotovo u najvećoj mjeri, niskim intenzitetom sunčevog zračenja i smanjenom snagom proizvodnje iz fotonaponskih sistema ima za posljedicu i znatno smanjenje faktora snage. Razlog smanjenja faktora snage je u činjenici da je u tim trenucima uporediva proizvodnja aktivne i neaktivne snage u tački priključenja FN sistema na mrežu. Harmonijska izobličenja struja i napona u mreži na koju su povezani, zavise prvenstveno od topologije invertora tj. pretvarača preko kojeg su povezani na mrežu, kao i od realizacije upravljačke strukture kojom se reguliše rad tog pretvarača.

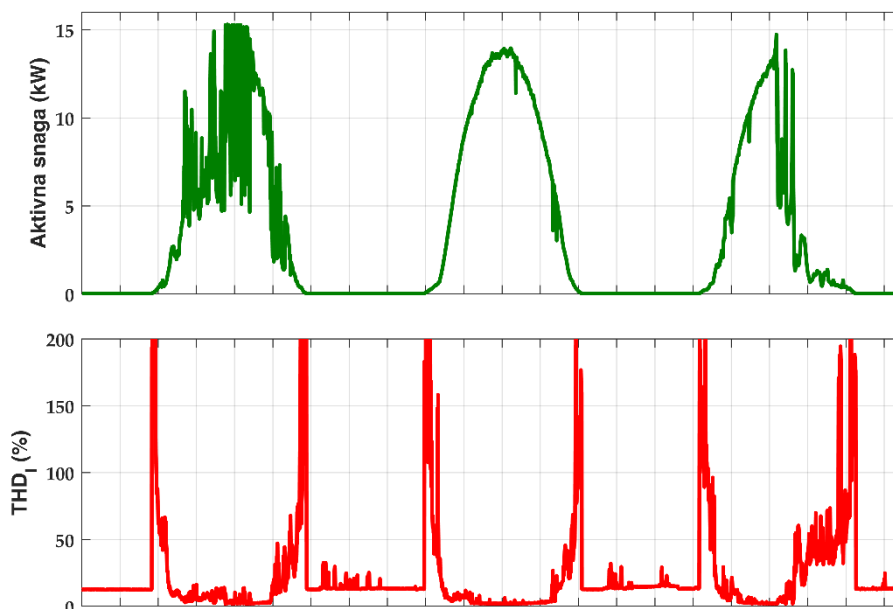
U nastavku rada izvršena je analiza različitih uticajnih faktora na harmonijska izobličenja napona i struja fotonaponskih sistema povezanih na mrežu kao što su: varijacije intenziteta sunčevog zračenja i temperature, topoloških struktura pretvarača, filterskih elemenata, upravljačkih algoritama te uticaja u pogledu nekorektne sinhronizacije FN sistema sa mrežom.

5.1 Uticaj varijacija intenziteta sunčevog zračenja i temperature na harmonijska izobličenja

Kao što je ranije spomenuto, algoritmi upravljanja FN pretvaračem, uzrokuju pojavu harmonika višeg reda putem prekidačkih operacija uključivanja/isključivanja brzih IGBT/MOSFET tranzistora, koji se evidentiraju najčešće u izlaznoj struji pretvarača. Intenzitet tih harmonijskih izobličenja struje može se djelimično kontrolisati upotrebom mrežnih filtera (LCL), ali time se pored povećanja gubitka u pretvaraču smanjuje i njegova efikasnost. Moderni FN invertori, realizovani kao dvostepeni pretvarači, u prvom stepenu vrše MPPT funkciju čime vrše stalnu promjenu jednosmjernog napona na svom izlazu, što dalje uzrokuje i promjenu prenosne funkcije pretvarača čime se direktno utiče na upravljačku strukturu invertora i kao rezultat toga stvaranje harmonijskih izobličenja struje pretvarača.

Prethodne studije su pokazale da harmonijsko izobličenje struje invertora uglavnom zavisi od opterećenja invertora. Generalno, na nižem nivou sunčevog zračenja tj. pri nižoj snazi proizvodnje iz FN sistema, faktor THD_I je veći, što je prikazano na slici 15. Na slici se mogu uočiti tri različita grafika proizvodnje aktivne snage FN sistema i to proizvodnja pri djelimično oblačnom vremenu (što odgovara djelimičnoj pokrivenosti neba oblacima i velikom rasipanju solarnog zračenja), pri vedrom

danu i pri uslovima kada dođe do potpune naoblake (što odgovara potpunoj pokrivenosti neba gustim oblacima i malom solarnom zračenju). THD_I faktor u zavisnosti od vremenskih uslova varira od nekoliko procenata (2-3%) pri sunčanom vremenu, do nekoliko desetina procenata (40-50%) pri oblačnom vremenu. Jasno je da je u uslovima niskog intenziteta sunčevog zračenja mala vrijednost osnovnog harmonika struje, tako da je velika vrijednost THD faktora struja na izlazu invertora.

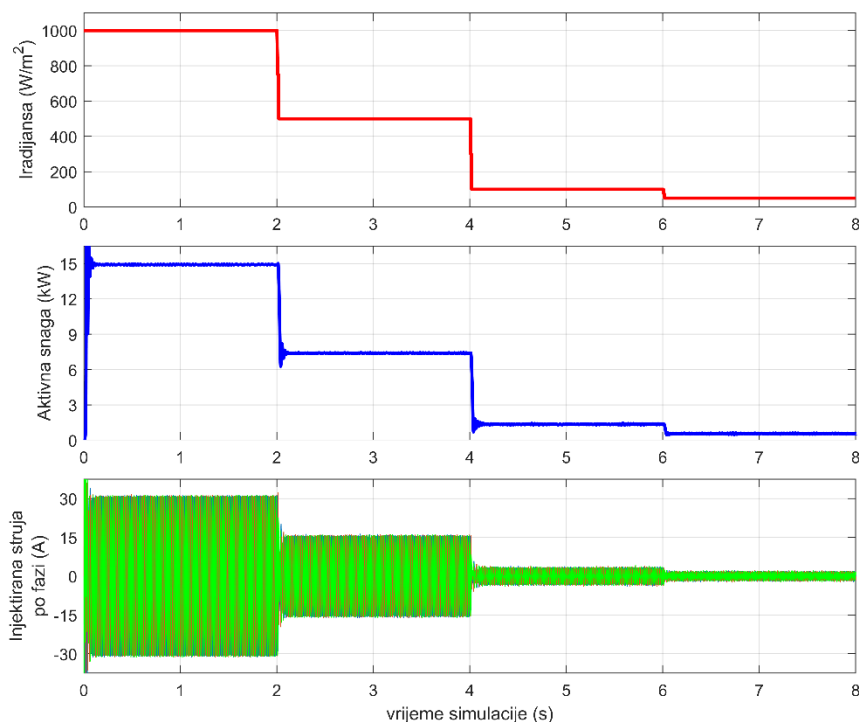


Slika 15. Zavisnost THD_I faktora od izlazne snage FN sistema

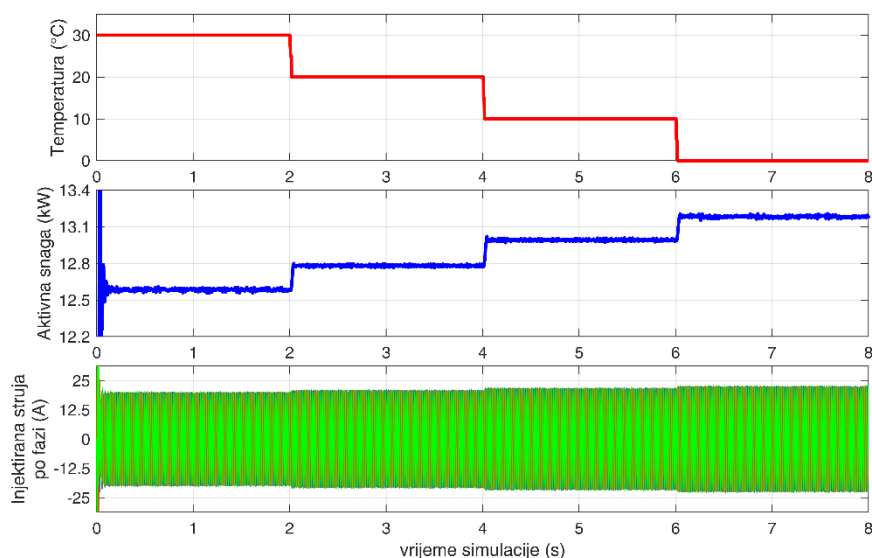
Kako se FN sistemi projektuju za rad u normalnim pogonskim uslovima tj. za radnu tačku koja odgovara projektovanoj izlaznoj snazi sistema, postavlja se pitanje kakav uticaj FN sistemi čine pri radnim uslovima sa nižim intenzitetom sunčevog zračenja budući da je tada i izlazna snaga znatno niža od projektovane. Ovo pitanje je interesantno sa stanovišta analize harmonijskog sadržaja u struji invertora koja se injektira u mrežu.

Na osnovu modela FN sistema opisanog u poglavlju 3, na slikama 17 i 18 dati su grafički prikazi zavisnosti aktivne snage i injektirane struje po fazi FN sistema priključenog na mrežu od promjene intenziteta sunčevog zračenja i ambijentalne temperature, respektivno. Zavisnost proizvodnje FN sistema od promjene intenziteta sunčevog zračenja je prikazana za četiri slučaja i to pri 1000 W/m^2 , 500 W/m^2 , 100 W/m^2 i 50 W/m^2 (Slika 16), dok je temperatura ambijenta bila konstantna 20°C . Zavisnost proizvodnje FN sistema od promjene temperature ambijenta je data za temperature 30°C , 20°C , 10°C i 0°C pri konstantnom intenzitetu sunčevog zračenja od 800 W/m^2 (Slika 17).

Promjena intenziteta sunčevog zračenja u odnosu na promjenu temperature značajnije utiče na proizvodnju FN sistema pa samim tim i na harmonijska izobličenja koja se pri tom javljaju. Niži intenzitet zračenja ima za posljedicu manju proizvodnju aktivne snage, pa tako i izlazne struje, koja u odnosu na nivo zračenja u mrežu injektira određeni sadržaj viših strujnih harmonika.



Slika 16. Zavisnost izlazne snage i fazne struje od promjene intenziteta sunčevog zračenja

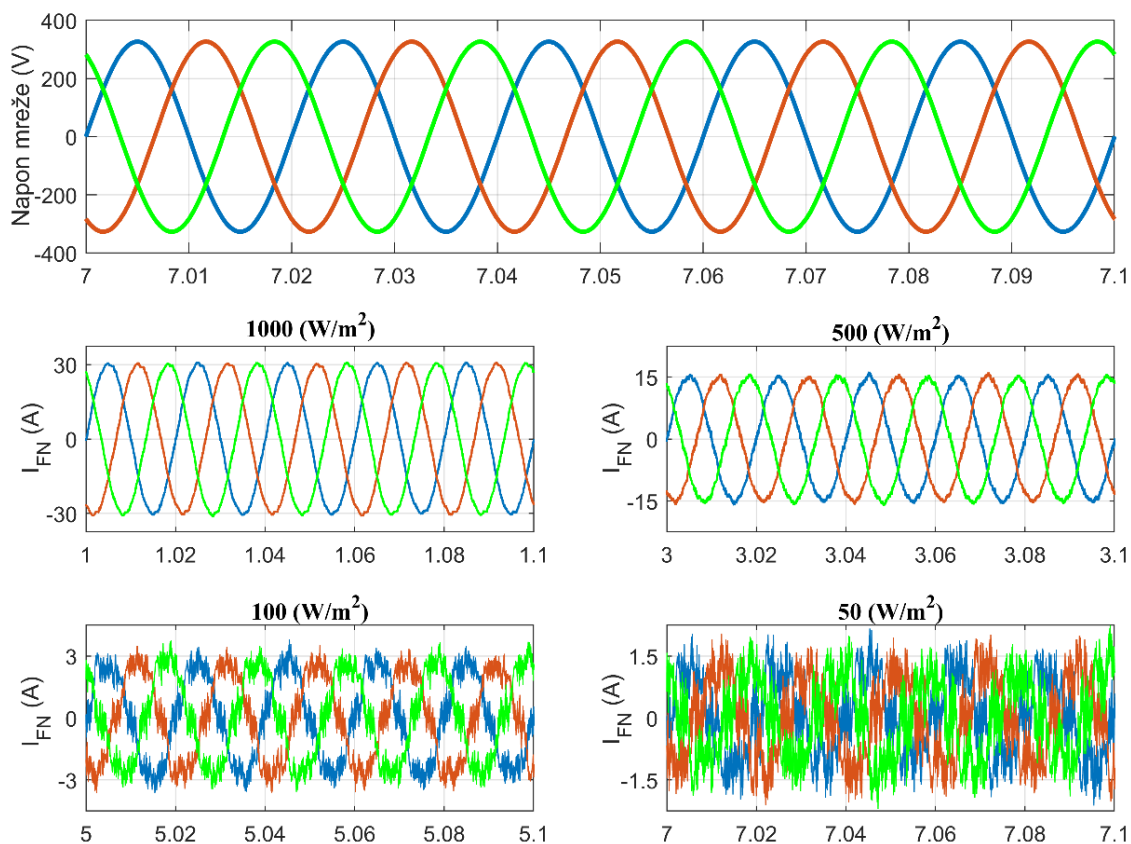


Slika 17. Zavisnost izlazne snage i izlazne struje od promjene temperature

U zavisnosti od stanja mreže u tački priključenja tj. da li je priključna mreža dovoljno snažna (jaka, kruta) ili slaba u tački priključenja, uticaj harmonijskih komponenti struje će biti značajniji. Kako bi se što bolje prikazao uticaj promjene ovih parametara na harmonijska izobličenja u nastavku su dati rezultati simulacije rada FN sistema povezanog na mrežu za dva slučaja: prvi kada je sistem povezan na jaku mrežu i drugi, kada je sistem povezan na slabu mrežu. Prema tehničkim zahtjevima za priključenje elektrana na distributivnu mrežu, definisanih u pravilnicima o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu, elektrana ukupne instalisane snage svih generatora može se priključiti na distributivnu mrežu bez štetnog djelovanja ako je ukupna instalisana snaga elektrane

manja od 0,2% snage kratkog spoja u tački priključenja. Na osnovu ovog zahtjeva jaka mreža je modelovana tako da je snaga kratkog spoja 1000 puta veća od instalisane snage FN sistema (15,9 kWp), dok je slaba mreža modelovana snagom kratkog spoja koja je uporediva sa graničnom snagom kratkog spoja iz uslova o priključenju.

Na slici 18 su prikazani talasni oblici mrežnog napona i injektiranih struja u zavisnosti od intenziteta sunčevog zračenja, a pri uslovima priključenja FN sistema na jaku mrežu. Na osnovu dobijenih talasnih oblika može se zaključiti da sa nižim intenzitetom sunčevog zračenja, sadržaj harmonijskih komponenti u struji invertora postaje dominantan, što znači da je veća *THD* vrijednost struja koje se injektiraju u mrežu.

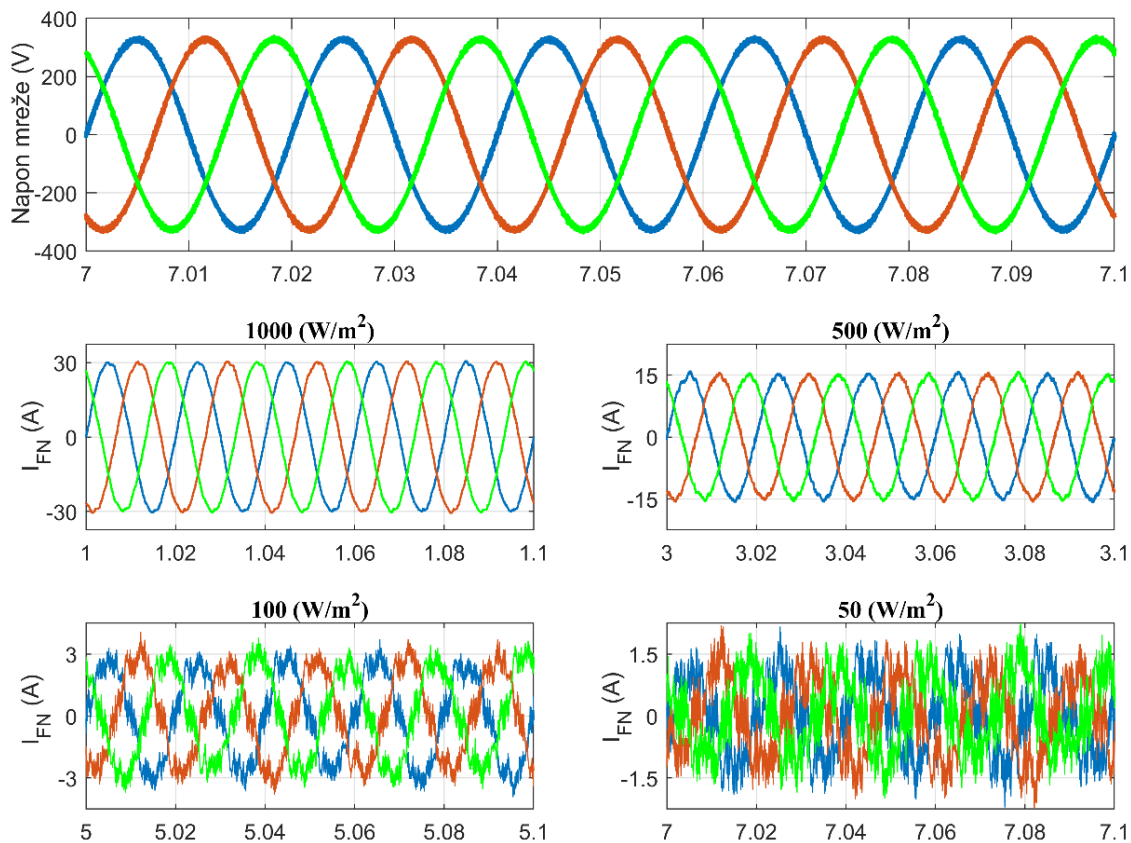


Slika 18. Talasni oblici mrežnog napona i injektirane struje FN sistema u slučaju priključka na jaku mrežu a pri različitim intenzitetima sunčevog zračenja

Takođe, na osnovu rezultata sa slike 19, kada je FN sistem povezan na slabu mrežu mogu se uočiti i dodatna izobličenja kako injektiranih struja tako i napona u tački priključenja. U tabeli 14 date su vrijednosti *THD* faktora za struju i napon za slučajeve sa slika 18. i 19.

Tabela 14. Vrijednost *THD* u zavisnosti od promjene intenziteta sunčevog zračenja

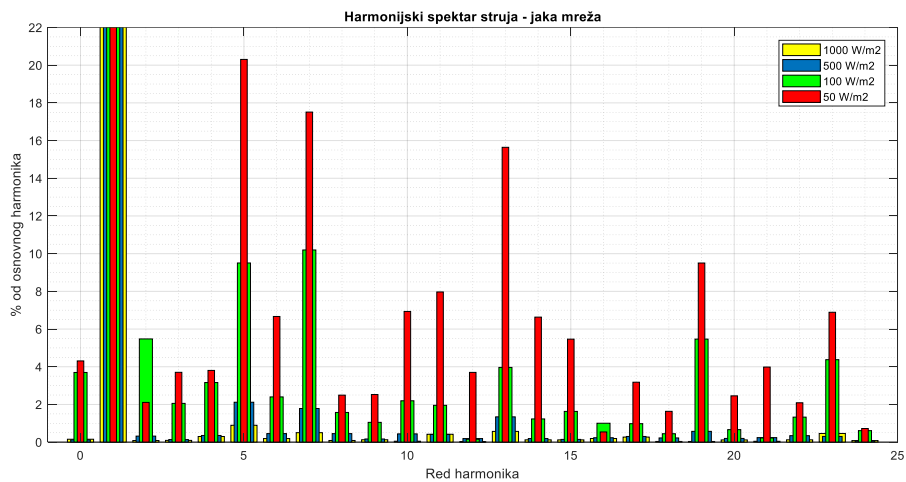
| | | Intenzitet sunčevog zračenja (W/m ²) | | | |
|-------------|----------------------------|--|------|-------|-------|
| | | 1000 | 500 | 100 | 50 |
| Jaka mreža | <i>THD_I</i> (%) | 2,01 | 4,34 | 23,08 | 51,51 |
| | <i>THD_U</i> (%) | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 |
| Slaba mreža | <i>THD_I</i> (%) | 2,09 | 4,47 | 24,01 | 52,82 |
| | <i>THD_U</i> (%) | 1,85 | 1,88 | 1,95 | 1,97 |



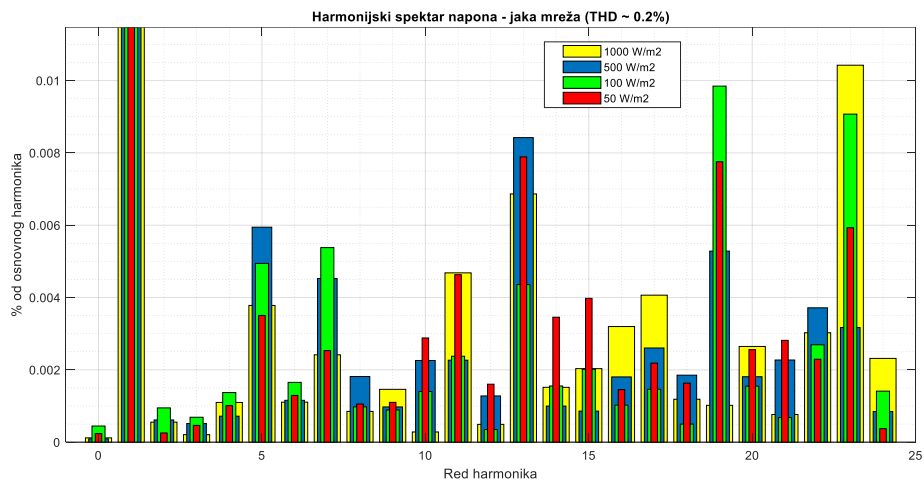
Slika 19. Talasni oblici mrežnog napona i injektirane struje FN sistema u slučaju priključka na slabu mrežu a pri različitim intenzitetima sunčevog zračenja

Analizirajući harmonijski spektar napona i struja za oba slučaja može se zaključiti da pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja (100 W/m^2 a pogotovo za 50 W/m^2), *THD* faktor injektiranih struja je značajno veći od standardnih graničnih vrijednosti. Takođe, ako se pojedinačne harmonijske komponente injektiranih struja uporede sa vrijednostima definisanim u standardima, može se uočiti da su određene harmonijske komponente, pri niskom intenzitetu zračenja, znatno veće od propisanih vrijednosti.

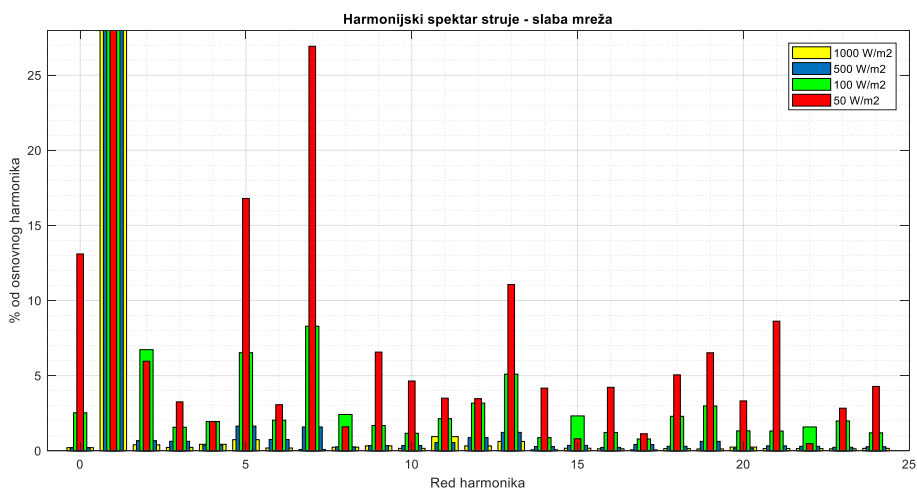
Na slikama 20 i 21 dati su harmonijski spektri injektirane struje i napona u tački priključenja pri različitim vrijednostima intenziteta sunčevog zračenja i u slučaju priključenja na jaku mrežu, dok su na slikama 22 i 23 dati harmonijski spektri injektirane struje i napona u tački priključenja pri različitim vrijednostima intenziteta sunčevog zračenja u slučaju priključenja na slabu mrežu.



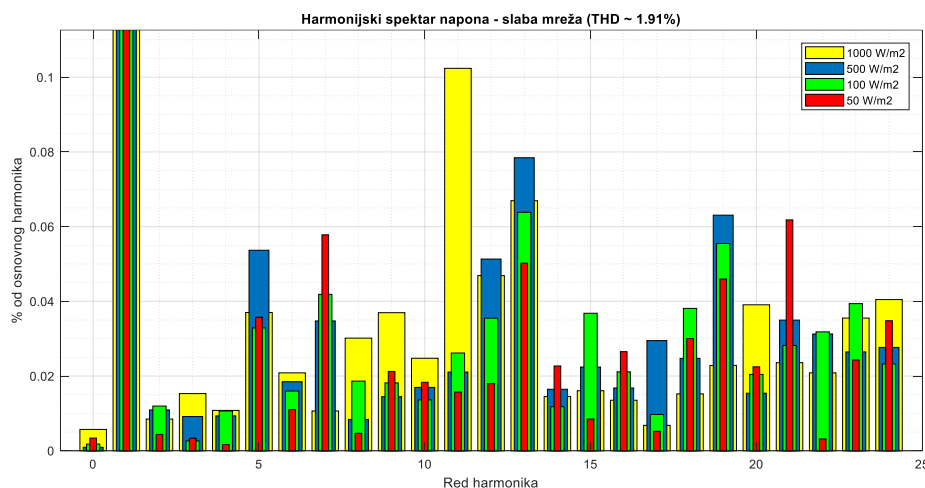
Slika 20. Zavisnost harmonijskih komponenti struje od promjene intenziteta sunčevog zračenja za slučaj povezivanja na jaku mrežu



Slika 21. Zavisnost harmonijskih komponenti napona u slučaju injektiranja struje za različite vrijednosti intenziteta sunčevog zračenja - povezivanje na jaku mrežu



Slika 22. Zavisnost harmonijskih komponenti struje od promjene intenziteta sunčevog zračenja za slučaj povezivanja na slabu mrežu



Slika 23. Zavisnost harmonijskih komponenti napona u slučaju injektiranja struje za različite vrijednosti intenziteta sunčevog zračenja - povezivanje na slabu mrežu

5.2 Uticaj topologije FN invertora na harmonijska izobličenja

Ograničena efikasnost standardnih naponskih invertora (najčešće korišćenih u FN sistemima) i harmonijsko izobličenje napona kao posljedica PWM tehnike upravljanja, dovela je do potrebe razvijanja efikasnijih i modularnijih topologija invertora. Jedno od rješenja koja se sve više sreću u literaturi i praksi predstavlja upotrebu invertora sa više nivoa (MLI – *Multilevel Inverter*). Neke od prednosti upotrebe topologije invertora sa više nivoa u FN sistemima se ogledaju u:

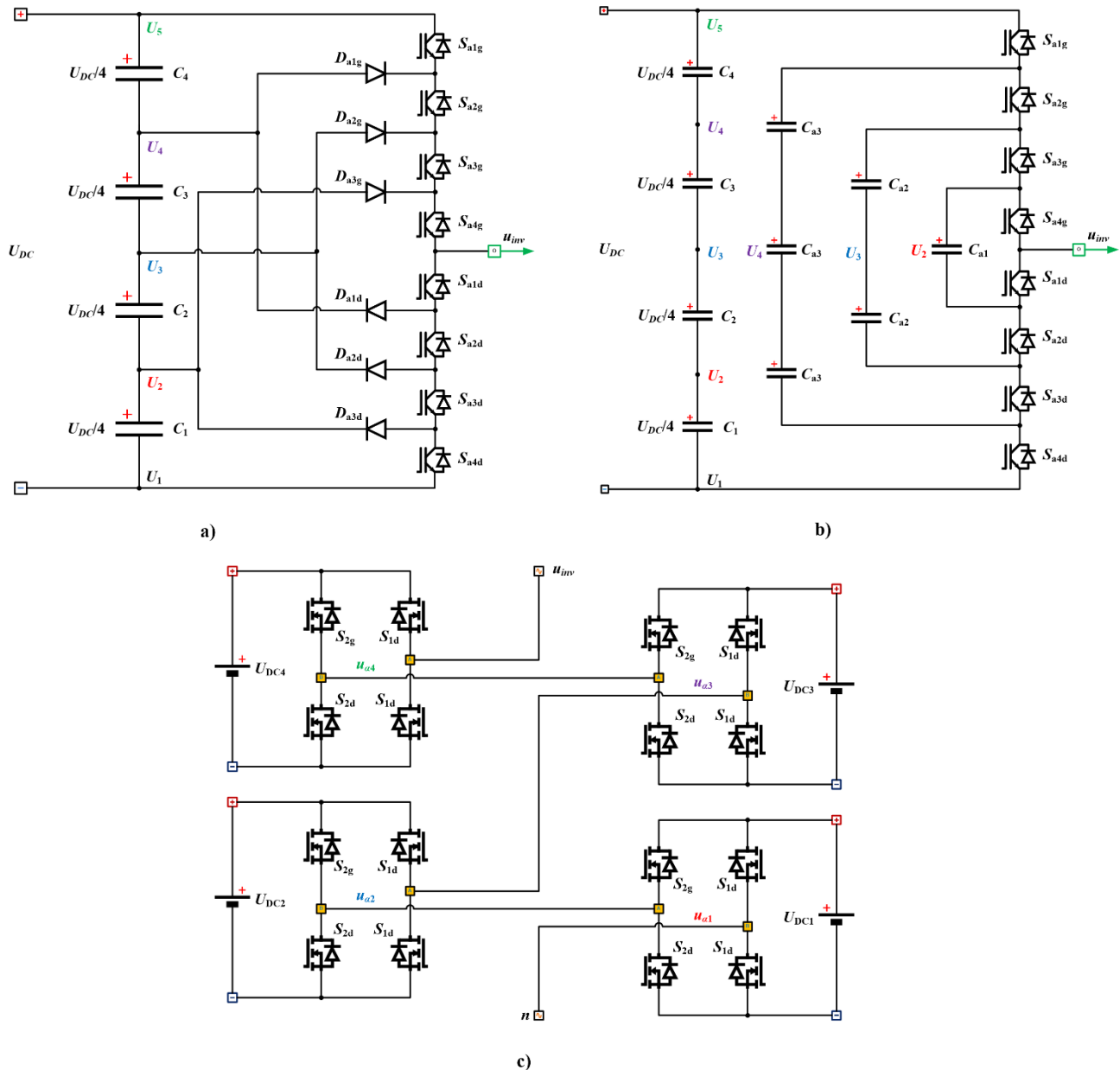
- Poboljšanoj efikasnosti: Invertori sa više nivoa mogu poboljšati efikasnost FN sistema tako što sa nižim naponskim opterećenjem na pojedinačnim prekidačima u topologiji invertora, rezultuje manjim prekidačkim i gubicima vođenja.
- Smanjenim harmonijskim izobličenjem: U zavisnosti od broja nivoa u izlaznom naponu, sadržaj viših harmonijskih komponenti je sve manji jer je talasni oblik napona približniji idealnom (sinusnom). Upotreba filtriranja talasnog oblika napona i izlazne struje postaje manje značajna pa se samim tim postiže i manje harmonijsko izobličenje izlaznih parametara.
- Većem izlaznom naponu: Invertori sa više nivoa mogu generisati veće izlazne napone u poređenju sa konvencionalnim invertorima sa dva nivoa u izlaznom naponu.
- Manjoj prekidačkoj frekvenciji: Invertori sa više nivoa mogu da rade i na osnovnoj i na frekvenciji PWM tehnike, pri čemu rad sa manjom prekidačkom frekvencijom obično znači manje komutacione/prekidačke gubitke i veću efikasnost.
- Manjim dimenzijama: Iako invertori sa više nivoa zahtijevaju korišćenje znatno većeg broja komponenti u svojoj topologiji za ispravan rad, upotrijebljene komponente su lakše i kompaktnije te u većini slučajeva su manjih dimenzija od konvencionalnih invertora, pogotovo ako se uzme u obzir i blok za filtriranje signala.

Pored ovih prednosti, glavni nedostatak ili mana upotrebe ovih tipova invertora je upotreba većeg broja prekidača u svojoj topologiji što zahtijeva upotrebu i većeg broja drajvera za upravljanje

njihovim stanjima, pa su generalno znatno kompleksnija i skuplja rješenja od konvencionalnih invertora.

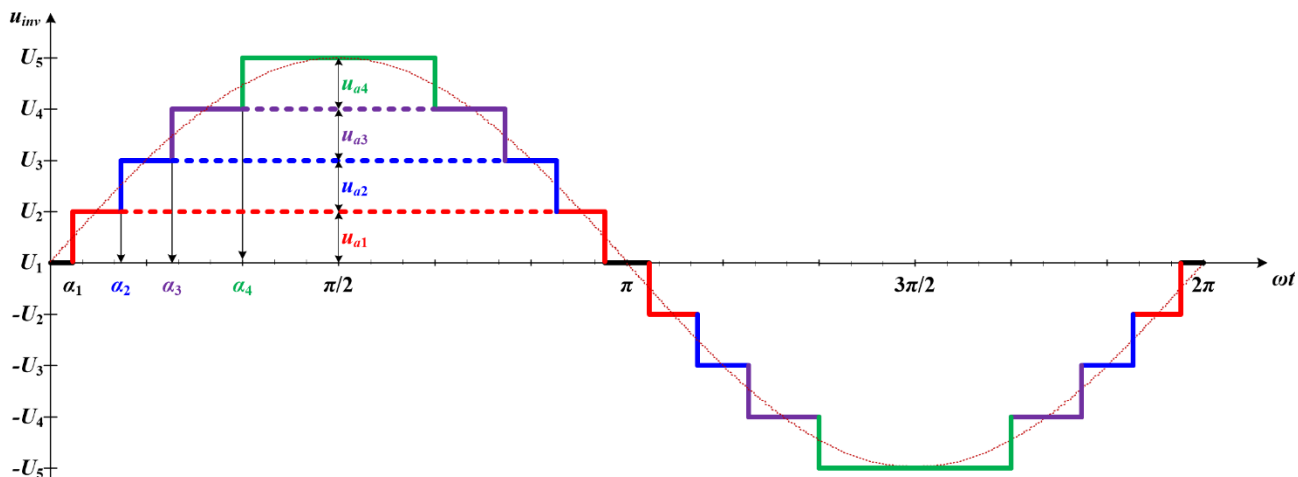
Osnovne topologije invertora sa više nivoa su:

- invertori sa diodama (*Diode Clamped Multilevel Inverters*),
- invertori sa plivajućim kondenzatorima (*Flying Capacitors Multilevel Inverters*),
- kaskadni H-most pretvarač sa sopstvenim izvorima jednosmjerne struje (modularni).



Slika 24. Primjer topologija invertora sa više nivoa: a) sa diodama; b) sa plivajućim kondenzatorima; c) kaskadni H-most

Svaka od prikazanih topologija invertora sa više nivoa na svom izlazu generiše stepenasti talasni oblik napona. Primjer napona na izlazu invertora sa 5 nivoa dat je na slici 25.



Slika 25. Talasni oblik izlaznog napona invertora sa 5 nivoa

Za stepenasti talasni oblik izlaznog napona, koeficijenti Furijeove transformacije se mogu predstaviti relacijom (5.1):

$$b_n = \frac{4U_{DC}}{n\pi} \left[\int_{\alpha_1}^{\frac{\pi}{2}} \sin(n\omega t) d(\omega t) + \int_{\alpha_2}^{\frac{\pi}{2}} \sin(n\omega t) d(\omega t) + \dots + \int_{\alpha_{m-1}}^{\frac{\pi}{2}} \sin(n\omega t) d(\omega t) \right]$$

$$b_n = \frac{4U_{DC}}{n\pi} \left[\sum_{j=1}^{m-1} \cos(n\alpha_j) \right], \quad n = 1, 3, 5, \dots \quad (5.1)$$

Na osnovu (5.1) izlazni napon invertora sa više nivoa se može predstaviti Furijeovom transformacijom (5.2):

$$u_{inv}(t) = \frac{4U_{DC}}{\pi} \sum_{n=1,3,5,\dots}^{\infty} \left[\sum_{j=1}^{m-1} \cos(n\alpha_j) \right] \frac{\sin(n\omega t)}{n} \quad (5.2)$$

gdje je: U_{DC} – ulazni napon invertora, m – broj nivoa u izlaznom naponu invertora, n – red harmonika, α – ugao vođenja.

Iz (5.2) se može zaključiti da se uglovi α_j mogu izabrati tako da je THD napona minimalan. Generalno, ovi uglovi se biraju tako da se eliminišu najznačajniji harmonici u izlaznom naponu (5, 7, 11, ...) [66]. Za invertore sa m nivoa, moguće je eliminisati $m-2$ harmonika uz definisane $m-2$ jednačine, pri čemu se dodatna jednačina dobija iz uslova da maksimum osnovne frekventne komponente ima određenu vrijednost u odnosu na maksimalni ulazni DC napon. Sistem jednačina kojim se eliminišu harmonici iz talasnog oblika izlaznog napona invertora sa slike 25. je definisan na sljedeći način:

$$\begin{aligned} \cos(5\alpha_1) + \cos(5\alpha_2) + \cos(5\alpha_3) + \cos(5\alpha_4) &= 0 \\ \cos(7\alpha_1) + \cos(7\alpha_2) + \cos(7\alpha_3) + \cos(7\alpha_4) &= 0 \\ \cos(11\alpha_1) + \cos(11\alpha_2) + \cos(11\alpha_3) + \cos(11\alpha_4) &= 0 \\ \cos(\alpha_1) + \cos(\alpha_2) + \cos(\alpha_3) + \cos(\alpha_4) &= (m-1)M \end{aligned} \quad (5.3)$$

M predstavlja indeks modulacije i definiše se putem relacije (5.4).

$$M = \frac{U_{50Hz, \max}}{(m-1)U_{DC}} \quad (5.4)$$

Na osnovu izloženog može se zaključiti da postoji jasna veza između broja nivoa u invertoru na više nivoa i THD izlaznog napona. Generalno, kako se broj nivoa u invertoru povećava, izlazni THD faktor se smanjuje. Razlog tome je činjenica da se generiše talasni oblik izlaznog napona sa većim brojem nivoa/koraka, što omogućava lakše oblikovanje izlaznog napona (ka sinusnom talasnom obliku) i samim tim smanjuje sadržaj harmonijskog izobličenja u talasnom obliku.

Međutim, važno je napomenuti da odnos između broja nivoa i THD izlaznog napona nije linearan. Kako se broj nivoa povećava preko određene granice, korist od dodatnih nivoa u talasnom obliku napona ne rezultuje u značajnom smanjenju THD -a, a složenost i cijena takvih topologija se značajno povećavaju. Zbog toga, izbor broja nivoa u invertoru predstavlja kompromis između postizanja željene vrijednosti THD napona i upravljanja složenošću i cijenom invertora.

5.3 Uticaj MPPT algoritama na harmonijska izobličenja

MPPT algoritmi su dizajnirani tako da prate tačku maksimalne snage na fotonaponskom panelu, čime se proizvodnja energije maksimizira bez obzira na vremenske uslove. Međutim, jedan od glavnih izazova pri radu MPPT algoritama je rad pri djelimično zasjenjenim panelima, kada je izlazna karakteristika (P - U karakteristika) takva da sadrži više lokalnih maksimuma koji se formiraju kao posljedica uključenja dioda za premošćavanje na zasjenjenim modulima. Tada konvencionalni algoritmi koji su imali prednosti zbog svoje jednostavnosti i zadovoljavajuće efikasnosti, postaju neefikasni i zahtijevaju upotrebu složenijih algoritama, baziranih na drugim tehnologijama (primjena *fuzzy* logike, neuronskih mreža, optimizacionih tehnika itd).

Uticaj MPPT algoritama na harmonijska izobličenja se ogleda u činjenici da bi fluktuacija izlaznog DC napona, čija je zavisnost uslovljena prekidačkim radom DC/DC pretvarača, trebala biti što manja kako bi se obezbijedio što stabilniji napon potreban za korektan rad upravljačke strukture sljedećeg stepena FN sistema tj. DC/AC pretvarača u cilju generisanja referentnih upravljačkih signala. Samim tim veća fluktuacija DC napona ima za posljedicu povećanje THD izlaznog napona FN sistema pa tako i pojavu neželjenih harmonijskih komponenti. Upotrebom naprednijih vrsta MPPT algoritama, postižu se znatno bolji rezultati u pogledu regulacije DC/DC pretvarača i smanjenja fluktuacija izlaznog DC napona.

5.4 Uticaj modulacione tehnike na harmonijska izobličenja

Trofazni dvostepeni invertori su najčešće korišćeni energetske pretvarači sa konfiguracijom invertorskog dijela koja se sastoji od šest energetskih brzih prekidača čije uključivanje zavisi od različitih tehnika modulacije upravljačkog signala. U svrhu poboljšanja performansi pretvarača u literaturi se mogu sresti različite tehnike modulacije. Gotovo sve tehnike modulacije imaju za cilj smanjenje ukupnog harmonijskog izobličenja izlaznih struja, elektromagnetne interferencije i komutacionih gubitaka. U suštini dva osnovna pristupa/načina modulacije postoje, a baziraju se na širinsko-impulsnoj modulaciji i korišćenjem prostornog vektora. Većina pretvarača svoje upravljanje bazira na sinusnoj PWM iz razloga jednostavnije implementacije u odnosu na prostorni vektor.

Prije nego što se pokaže uticaj parametara sinusnog PWM-a, važno je definisati nekoliko pojmova:

- Modulišući signal - definisanjem frekvencije ovog signala se definiše željena frekvencija izlaznog napona i ona se naziva još i fundamentalnom frekvencijom izlaznog napona f_1 .
- Noseći signal - ovaj signal je najčešće trougaonog talasnog oblik čija je frekvencija jednaka prekidačkoj frekvenciji invertora f_s . Takođe, frekvencija nosećeg signala je nekoliko stotina (sa pojavom novijih galijum-nitrid prekidačkih komponenti i do hiljadu) puta veća od frekvencije modulišućeg signala.

Generalno, frekvencija impulsa na izlazu komparatora jednaka je frekvenciji nosećeg signala dok trajanje impulsa zavisi od trenutnog odnosa modulišućeg i nosećeg signala. Pošto se ovim impulsima upravlja stanjem prekidača invertora, prekidači će takođe raditi na frekvenciji f_s sa modulisanim odnosom vremena uključenja i isključenja.

Amplitudna modulacija se definiše kao odnos modulišućeg i nosećeg signala [67].

$$m_a = \frac{V_{cont}}{V_{tr}} \quad (5.5)$$

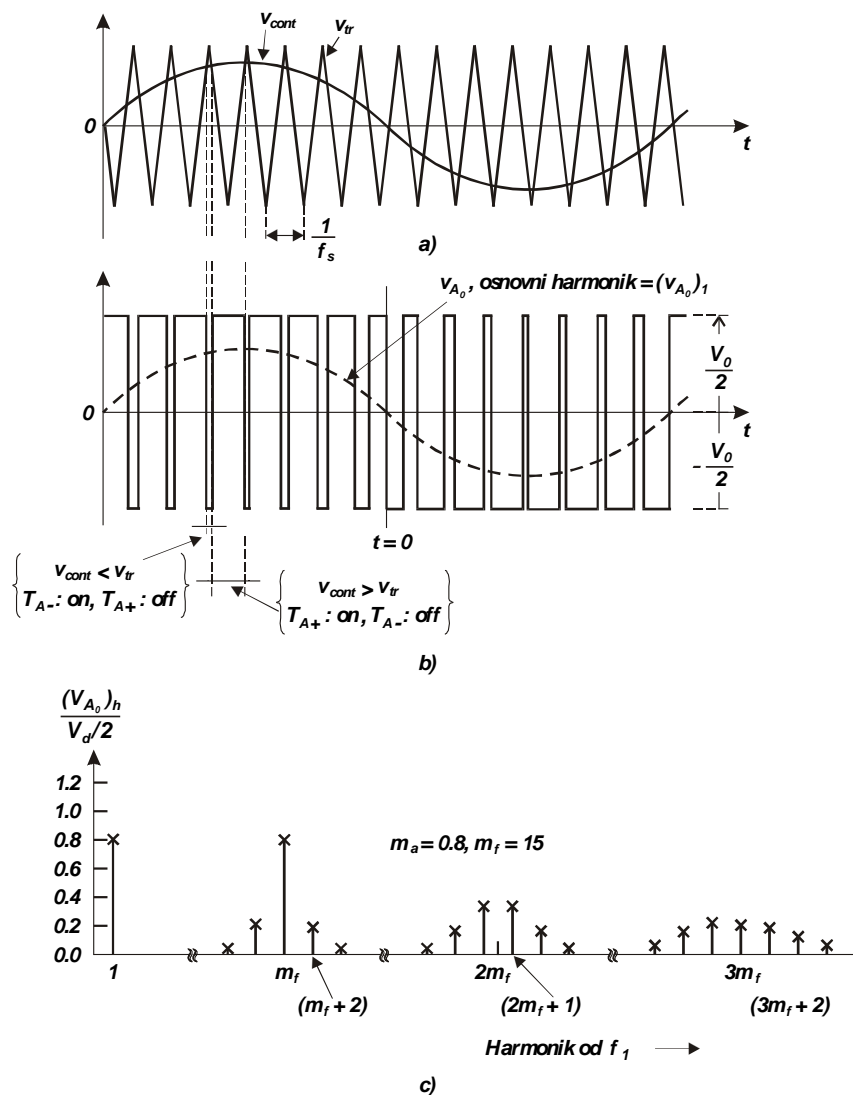
Pri čemu je: m_a – indeks amplitudne modulacije; V_{cont} amplituda modulišućeg signala i V_{tr} amplituda nosećeg signala.

Frekvencijska modulacija je definisana odnosom prekidačke frekvencije invertora i frekvencije fundamentalnog harmonika izlaznog napona invertora:

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (5.6)$$

gdje je: m_f – indeks frekvencijske modulacije; f_s prekidačka frekvencija invertora i f_1 fundamentalna frekvencija izlaznog napona.

Zbog činjenice da izlazni napon invertora neće biti savršenog sinusnog oblika, nego filtrirani PWM signal, može se zaključiti da će talasni oblik izlaznog napona invertora sadržati naponske komponente na harmonijskim multiplikatorima frekvencije fundamentalnog signala f_1 .



Slika 26. Furijeova transformacija izlaznog signala invertora: a) komparacija modulišućeg i nosećeg signala; b) PWM izlazni signal; c) harmonijski spektar izlaznog signala [67]

Prema [67] na slici 26. je data Furijeova transformacija izlaznog signala invertora na osnovu koje se mogu izvesti sljedeći zaključci:

- Frekvencijska komponenta fundamentalnog signala izlaznog napona je $m_a \frac{V_0}{2}$. Ako se uzme u obzir činjenica da je $f_s \gg f_1$ može se pretpostaviti da je kontrolni signal V_{cont} konstantan u periodu prekidačke frekvencije T_s , tj. da je promjena upravljačkog signala na prekidačkoj periodi zanemariva, na osnovu čega se može izvesti zaključiti da se trenutna srednja vrijednost izlaznog napona invertora (u toku jedne periode prekidačke frekvencije) mijenja sa promjenom periode prekidačke frekvencije.
- Kako modulišućí signal ipak nije konstantan u toku prekidačke periode, harmonici kod talasnog oblika izlaznog napona invertora se manifestuju kao događaji podjednako udaljeni od prekidačke frekvencije m_f i njenih cjelobrojnih umnožaka $2m_f$, $3m_f$ itd, pri čemu mora da važi $0 < m_a \leq 1$. Prema tome važi:

$$\left(\widehat{V}_{A_0}\right)_1 = m_a \frac{V_0}{2}, \quad m_a \leq 1 \quad (5.7)$$

Prethodna jednačina, uz podatke o normalizovanim Furijeovim koeficijentima za pojedine harmonike u funkciji faktora amplitudne modulacije iz tabele 15, pokazuju da se amplituda fundamentalne komponente mijenja linearno sa indeksom amplitudne modulacije m_a .

Tabela 15. Normalizovani Furijeovi koeficijenti za pojedine harmonike u funkciji faktora amplitudne modulacije

| m_h | m_a | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 1 |
|-------------------------|-------|------------|------------|------------|------------|----------|
| <i>osnovni harmonik</i> | | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 1 |
| m_f | | 1,242 | 1,15 | 1,006 | 0,818 | 0,601 |
| $m_f \pm 2$ | | 0,016 | 0,061 | 0,131 | 0,220 | 0,318 |
| $m_f \pm 4$ | | | | | | 0,018 |
| $2m_f \pm 1$ | | 0,190 | 0,326 | 0,370 | 0,314 | 0,181 |
| $2m_f \pm 3$ | | | 0,024 | 0,071 | 0,139 | 0,212 |
| $2m_f \pm 5$ | | | | | 0,013 | 0,033 |
| $3m_f$ | | 0,335 | 0,123 | 0,083 | 0,171 | 0,113 |
| $3m_f \pm 2$ | | 0,044 | 0,139 | 0,203 | 0,176 | 0,062 |
| $3m_f \pm 4$ | | | 0,012 | 0,047 | 0,104 | 0,157 |
| $3m_f \pm 6$ | | | | | 0,016 | 0,044 |
| $4m_f \pm 1$ | | 0,163 | 0,157 | 0,008 | 0,105 | 0,068 |
| $4m_f \pm 3$ | | 0,012 | 0,070 | 0,132 | 0,115 | 0,009 |
| $4m_f \pm 5$ | | | | 0,034 | 0,084 | 0,119 |
| $4m_f \pm 7$ | | | | | 0,017 | 0,050 |

Prema tome, može se zaključiti da u zavisnosti i od amplitudnog i frekvencijskog indeksa u mnogome zavisi i harmonijski sadržaj napona na izlazu invertora. Kako je amplitudni indeks direktno proporcionalan modulišućem signalu tj. signalu koji se iz upravljačke strukture dovodi kao informacija o vrijednosti struje koja treba da se injektira u mrežu, jasno je da taj indeks ima značajnu ulogu u harmonijskom izobličenju injektirane struje u tački priključenja.

5.5 PLL struktura i njena uloga

Za integraciju i povezivanje fotonaponskih sistema na mrežu i njihovu pravilnu sinhronizaciju, neophodno je obezbijediti precizno određivanje parametara mreže kao što su frekvencija, amplituda i fazni ugao mrežnog napona. Jedan od načina estimacije ovih parametara je korišćenje fazno-zaključanih petlji (PLL), koje čine sastavni dio upravljačkih struktura mrežom vođenih pretvarača, gdje spadaju i FN invertori povezani na mrežu. Pošto se ove fazno-zaključane petlje koriste za generisanje referentnog sinusnog strujnog signala kod FN invertora, ovaj referentni signal mora biti

simetričan, tj, ne smije imati jednosmjernu komponentu. Postojanje ove komponente bi negativno uticalo na rad uređaja na mreži (transformatori i ostale električne mašine mogle bi otići u zasićenje).

Ova jednosmjerna komponenta ne mora da potiče od same mreže, već se može pojaviti pri mjerenju mrežnog napona zbog nelinearnosti analognih ulaznih kola, njihovog temperaturnog drifta, procesa A/D konverzije, itd. U radu [53] je pokazano da postojanje jednosmjerne komponente u mjerenom mrežnom naponu izaziva postojanje talasnosti (ripla) u estimiranim parametrima mreže, što čini proces estimacije parametara nemogućim (besmislenim).

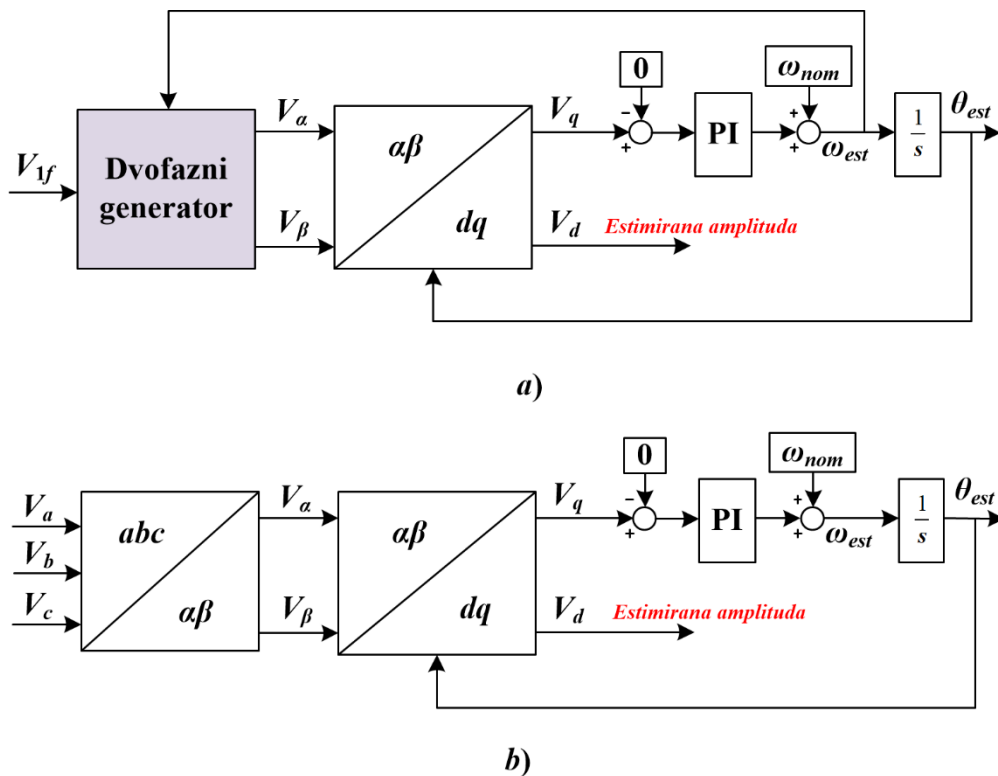
Takođe, u standardima kao što su IEEE 1547, EN 61000-3-2, IEC 61727, definiše se maksimum dozvoljene jednosmjerne komponente koju FN invertori mogu da generišu u mrežu, pa je zato važno da fazno-zaključana petlja, kao dio upravljačke strukture ovih invertora, ima mogućnost potiskivanja ili potpune eliminacije ove jednosmjerne komponente. Dakle, kao opšti zaključak može se reći da bez obzira na tip, fazno-zaključana petlja bi trebala da ima mogućnost potiskivanja jednosmjerne komponente.

U zavisnosti od mreže postoje trofazne ili monofazne PLL koje koriste Parkovu transformaciju (SRF - *Synchronous Reference Frame*), kao jedan od bitnih elemenata za detekciju faze [54][55]. Kod trofaznih mreža primjenom Parkove transformacije prirodno se može estimirati faza dok se kod monofaznih mreža mora formirati tzv. dvofazni generator kako bi se dobili signali koji su u kvadraturi (sinusni i kosinusni) pomoću kojih je moguć proces estimacije faze (Slika 27).

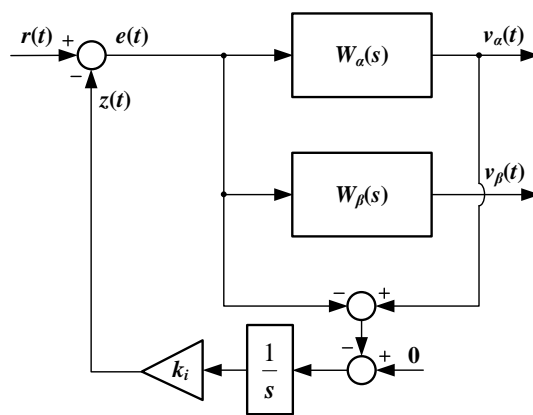
Najvažniji dio SRF-PLL je dvofazni generator koji se kod ovih PLL koristi za generisanje dva kvadratura signala V_α i V_β (fazno pomjerena za $\pi/2$) koja su potrebna za rad Parkove transformacije kao faznog detektora (slika 27a). Međutim, bilo koji poremećaj mreže, pa i postojanje jednosmjerne komponente u mjerenom signalu, dovodi do toga da signali na izlazu dvofaznog generatora nisu u kvadraturi, što za posljedicu ima to da fazni detektor neće korektno raditi i korektna estimacija parametara mreže neće biti moguća.

Blok šema dvofaznog generatora koji ima mogućnost eliminacije jednosmjerne komponente u mjerenom signalu prikazan je na slici 28 [51]. Ključni dio za eliminaciju jednosmjerne komponente na prikazanoj blok šemi predstavlja upravljačka struktura koju čine blokovi: integrator $1/s$ i pojačanje k_i . Neka se pretpostavi da mjereni mrežni napon $r(t)$ sadrži jednosmjernu komponentu. Estimirana vrijednost ove komponente dobija se na diskriminatoru, poredeći se sa nulom, prolazi kroz upravljačku strukturu i na kraju oduzima od ulaznog signala koji sadrži jednosmjernu komponentu.

Vrijednost pojačanja k_i određuje dinamiku upravljačke petlje kojom se eliminiše jednosmjerna komponenta, a procedura određivanja vrijednosti pojačanja je opisana u nastavku. Prvo se pomoću teoreme konačnih vrijednosti treba pokazati da dvofazni generator čija je blok šema data na slici 28 eliminiše jednosmjernu komponentu, ukoliko se ona pojavi u mrežnom naponu.



Slika 27. Blok dijagram SRF-PLL: a) monofazna, b) trofazna



Slika 28. Blok šema dvofaznog generatora sa eliminacijom jednosmjerne komponente

Funkcije prenosa koje povezuju izlazne signale V_α i V_β u odnosu na referentni signal $r(t)$ su:

$$\frac{V_\alpha(s)}{R(s)} = W_{m\alpha}(s) = \frac{\omega \cdot s^2}{s^3 + (\omega + k_i) \cdot s^2 + \omega^2 \cdot s + k_i \cdot \omega^2} \quad (5.8)$$

$$\frac{V_\beta(s)}{R(s)} = W_{m\beta}(s) = \frac{\omega^2 \cdot s}{s^3 + (\omega + k_i) \cdot s^2 + \omega^2 \cdot s + k_i \cdot \omega^2} \quad (5.9)$$

Ako se pretpostavi da je ulazni mjereni signal koji u sebi sadrži jednosmjernu komponentu, dat relacijom (5.10):

$$r(t) = v_{in}(t) = v_{in0}(t) + C \quad (5.10)$$

gdje je: $v_{in0}(t) = V_{in} \sin(t)$ mjereni sinusni mrežni napon bez jednosmjerne komponente, a C vrijednost indukovane jednosmjerne komponente, onda je Laplasova transformacija izlaznih signala dvofaznog generatora:

$$V_{\alpha}(s) = W_{m\alpha}(s) \cdot V_{in0}(s) + W_{m\alpha}(s) \frac{C}{s} \quad (5.11)$$

$$V_{\beta}(s) = W_{m\beta}(s) \cdot V_{in0}(s) + W_{m\beta}(s) \frac{C}{s} \quad (5.12)$$

Na osnovu teoreme konačnih vrijednosti da je $\lim_{t \rightarrow \infty} f(t) = \lim_{s \rightarrow 0} sF(s)$ gdje je $F(s)$ Laplasova transformacija funkcije $f(t)$, može se pokazati da jednosmjerne komponente u signalima $V_{\alpha}(s)$ i $V_{\beta}(s)$ iščezavaju u stacionarnom stanju:

$$\lim_{s \rightarrow 0} \left(s \cdot W_{m\alpha}(s) \frac{C}{s} \right) = \lim_{s \rightarrow 0} (W_{m\alpha}(s) \cdot C) = \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{\omega \cdot s^2 \cdot C}{s^3 + (\omega + k_i) \cdot s^2 + \omega^2 \cdot s + k_i \cdot \omega^2} \right) = 0 \quad (5.13)$$

$$\lim_{s \rightarrow 0} \left(s \cdot W_{m\beta}(s) \frac{C}{s} \right) = \lim_{s \rightarrow 0} (W_{m\beta}(s) \cdot C) = \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{\omega^2 \cdot s \cdot C}{s^3 + (\omega + k_i) \cdot s^2 + \omega^2 \cdot s + k_i \cdot \omega^2} \right) = 0 \quad (5.14)$$

Dakle, na osnovu jednačina (5.13) i (5.14) može se zaključiti da dvofazni generator (slika 28) uspješno potiskuje jednosmjernu komponentu, ukoliko se ona pojavi u mjenom mrežnom naponu.

Kao što je već napomenuto, na dinamičko ponašanje upravljačke petlje kojom se eliminiše jednosmjerna komponenta u mjenom mrežnom signalu utiče vrijednost integralnog pojačanja k_i . Da bi se analizirao uticaj vrijednosti ovog pojačanja na dinamiku upravljačke petlje, treba krenuti od karakterističnog polinoma funkcije prenosa dvofaznog generatora, a koje su date u (5.8) i (5.9):

$$D(s) = s^3 + (\omega + k_i) \cdot s^2 + \omega^2 \cdot s + k_i \cdot \omega^2 \quad (5.15)$$

Kako je $D(s)$ polinom trećeg stepena, on ima tri nule funkcije, od jedne realne $-a$ ($a > 0$) i para konjugovano kompleksnih nula $-\zeta\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} = -\zeta\omega_n \pm j\omega_1$. Tada se karakteristični polinom može predstaviti u obliku:

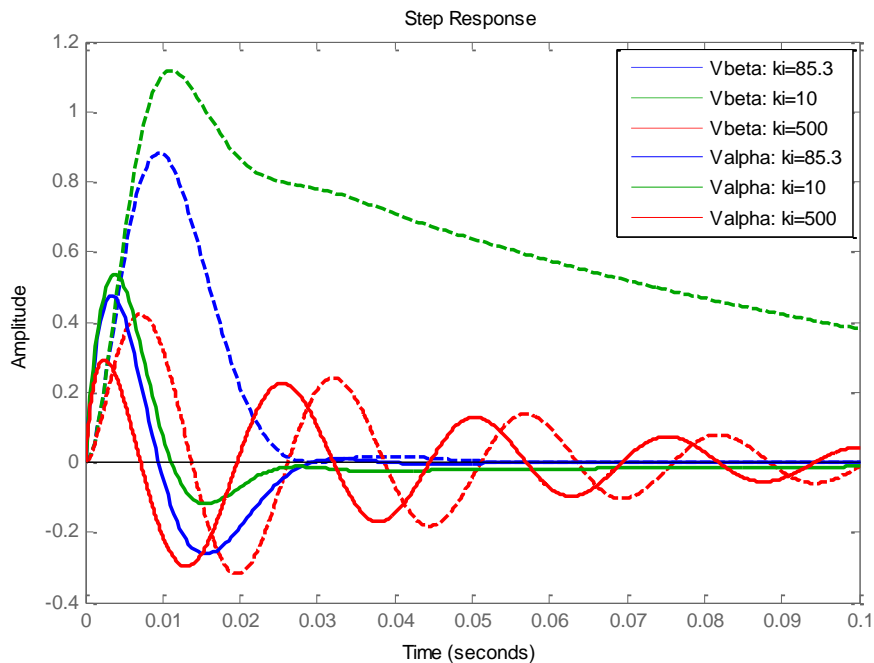
$$\begin{aligned} D(s) &= s^3 + (\omega + k_i) \cdot s^2 + \omega^2 \cdot s + k_i \cdot \omega^2 = (s + a)(s^2 + 2\zeta\omega_n \cdot s + \omega^2) = \\ &= s^3 + (a + 2\zeta\omega_n) \cdot s^2 + (\omega_n^2 + 2\zeta\omega_n a) \cdot s + a \cdot \omega_n^2 \end{aligned} \quad (5.16)$$

Optimalna vrijednost pojačanja k_i se određuje na osnovu uslova (5.17):

$$\begin{aligned} \omega + k_i &= 3a \\ \omega^2 (a - k_i) &= 2a^3 \end{aligned} \quad (5.17)$$

Za vrijednost mrežne frekvencije od 50 Hz (314 rad/s), optimalne vrijednosti parametara su: $a = 133,1576$ i $k_{i\text{opt}} = 85,3135$.

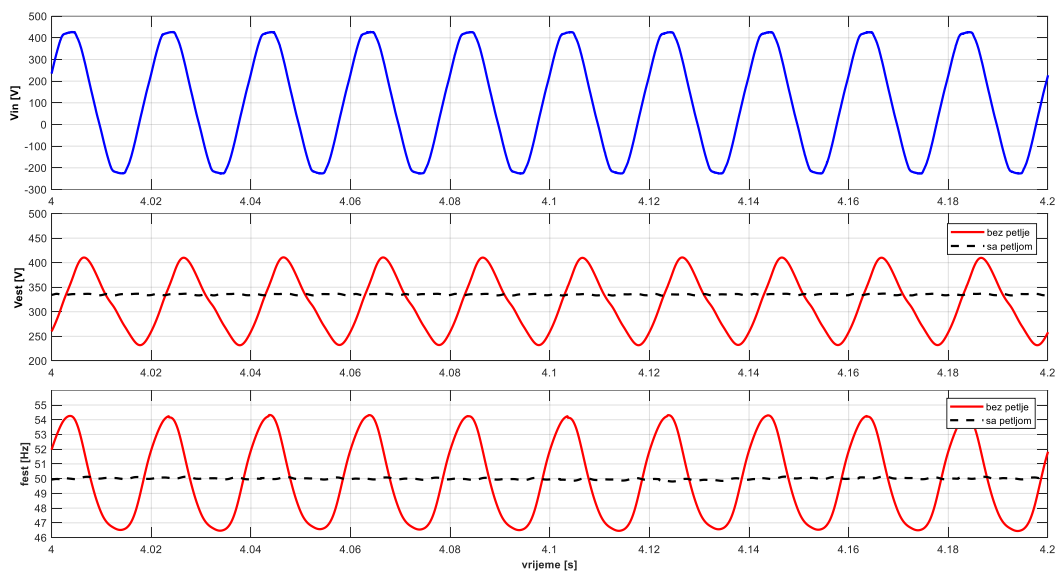
Takođe, može se prikazati i odziv dvofaznog generatora za različite vrijednosti parametra k_i (Slika 29).



Slika 29. Odziv dvofaznog generatora za različite vrijednosti integralnog pojačanja k_i [51]

Evidentno je da za slučaj optimalne vrijednosti integralnog pojačanja jednosmjerna komponenta iščezava nakon 0,03 s i to bez preskoka.

Ekperimentalna potvrda sposobnosti SRF-PLL strukture da eliminiše jednosmjernu komponentu je data u radu [51], a u nastavku je prikazan samo rezultat estimiranih parametara mreže, frekvencije i amplitude u ustaljenom stanju za dva slučaja: sa i bez upravljačke petlje za eliminaciju jednosmjerne komponente. U primjeru sa slike 30, u mjereni mrežni napon vještački je ubačena jednosmjerna komponenta čija je vrijednost oko 30% amplitude mrežnog napona $v_{in} = 230\sqrt{2} \sin \omega t + 100$ [V].

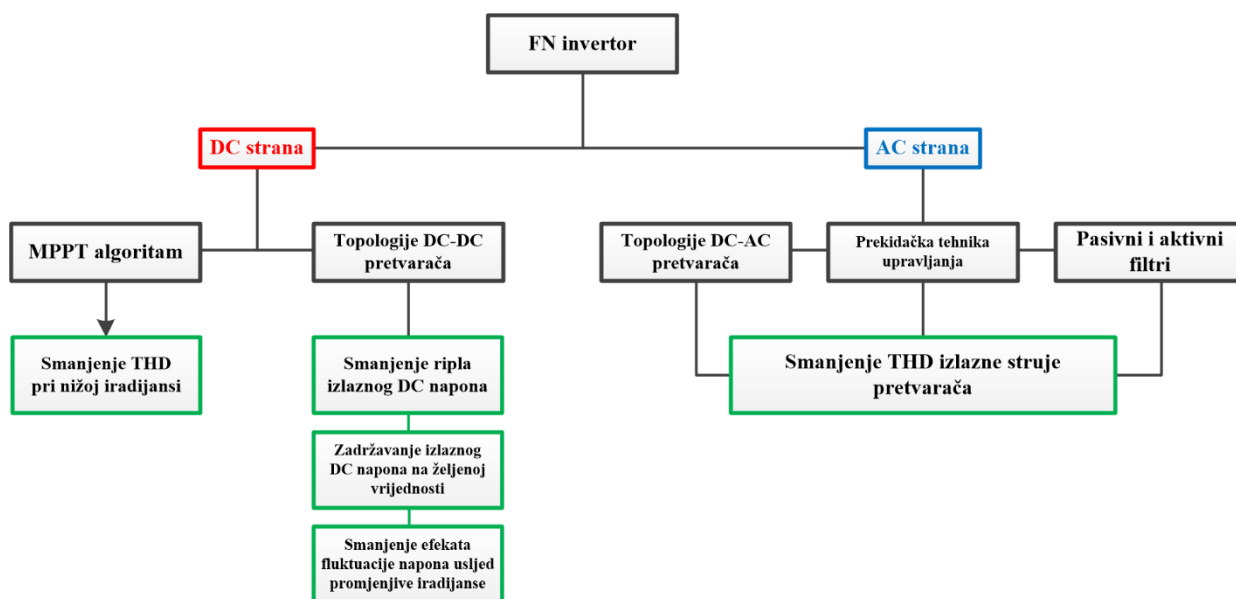


Slika 30. Estimirani parametri mreže u ustaljenom stanju: ulazni mrežni napon sa 30% dodane jednosmjerne komponente (gornji grafik); amplitude mrežnog napona (grafik u sredini) i mrežna frekvencija (donji grafik), bez i sa upravljačkom petljom za eliminaciju jednosmjerne komponente [51]

Sa slike 30 je evidentno za jednosmjerna komponenta u mjerenom mrežnom naponu uzrokuje talasnost u estimiranim vrijednostima mreže za slučaj kada upravljačka petlja za njenu eliminaciju nije uključena. Međutim, ako se petlja uključi u strukturu dvofaznog generatora (slika 28), onda je estimacije parametara mreže korektna i bez talasnosti.

5.6 Rezime

Sumirajući prethodnu analizu u kojoj se pokazalo na koji način se može određenim faktorima u FN sistemu uticati na harmonijska izobličenja, može se izvući zaključak da harmonijska izobličenja mogu biti posljedica različitih uticajnih faktora u cijelom FN sistemu, te je na slici 31 dat opšti pregled pozicije uticajnih faktora na harmonijska izobličenja kod FN invertora.



Slika 31. Opšti pregled faktora koji utiču na harmonijska izobličenja sa stanovišta pozicije na kojoj se nalaze u FN sistemu

6 IDENTIFIKACIJA HARMONIJSKIH IZOBLIČENJA NAPONA I STRUJA FN SISTEMA PRIMJENOM KOMERCIJALNIH MJERNIH INSTRUMENTATA

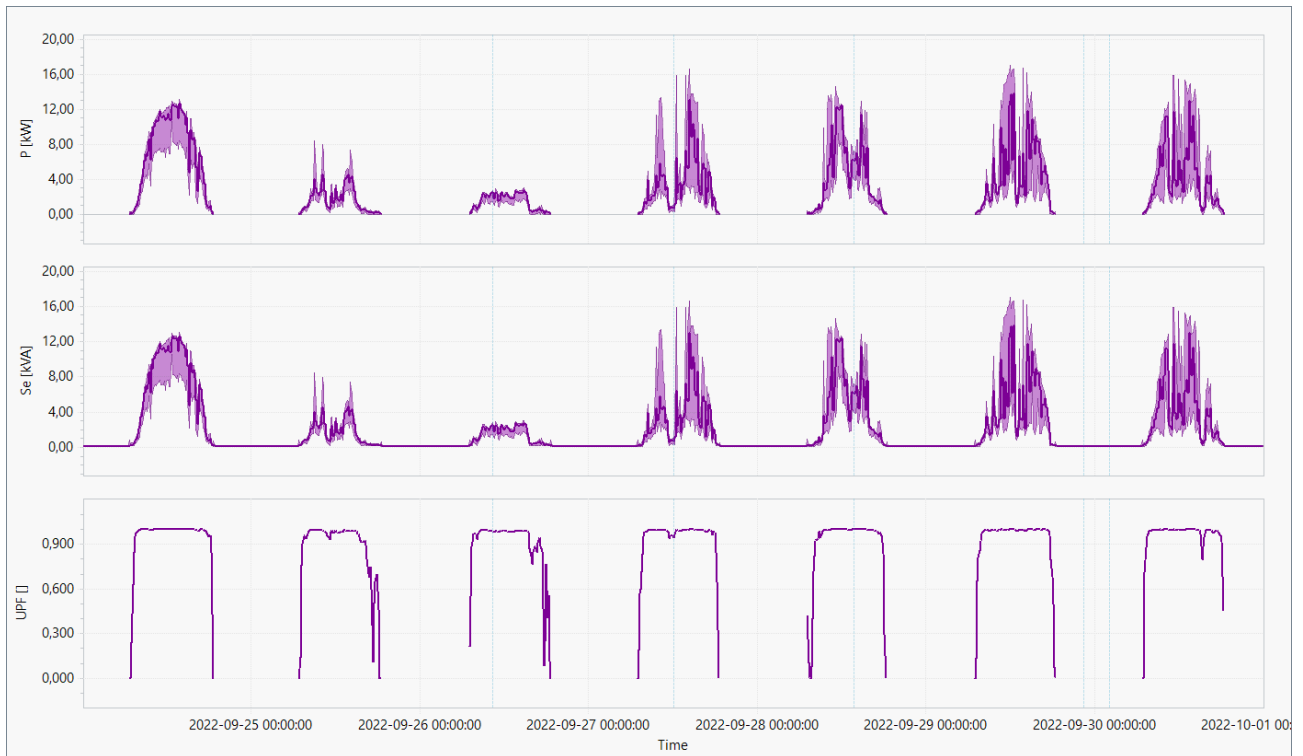
U ovom dijelu rada predstavljen je konkretan primjer identifikacije harmonijskih izobličenja napona i struja na konkretnom primjeru FN sistema povezanog na mrežu. Za ovakav eksperiment poslužio je FN sistem koji se nalazi na krovu zgrade Elektrotehničkog fakulteta u Istočnom Sarajevu (43,8237° N, 18,3743° S). FN sistem se sastoji od 60 polikristalnih modula pojedinačne snage od 265 Wp po modulu, što čini ukupno 15,9 kWp instalirane snage. Modulu su povezani u tri stringa i preko mrežnog invertora tipa Fronius SYMO 15,0-3-M povezani na distributivnu mrežu. Priključak na distributivnu mrežu je ostvaren preko jednog od izvoda na lokalnom transformatoru 10/0,4 kV, 630 VA koji napaja objekte fakulteta. Dispozicija i lokacija FN sistema su dati na slici 32. Ovaj sistem je u funkciji preko pet godina i u tom periodu je proizveo više od 90 MWh električne energije.



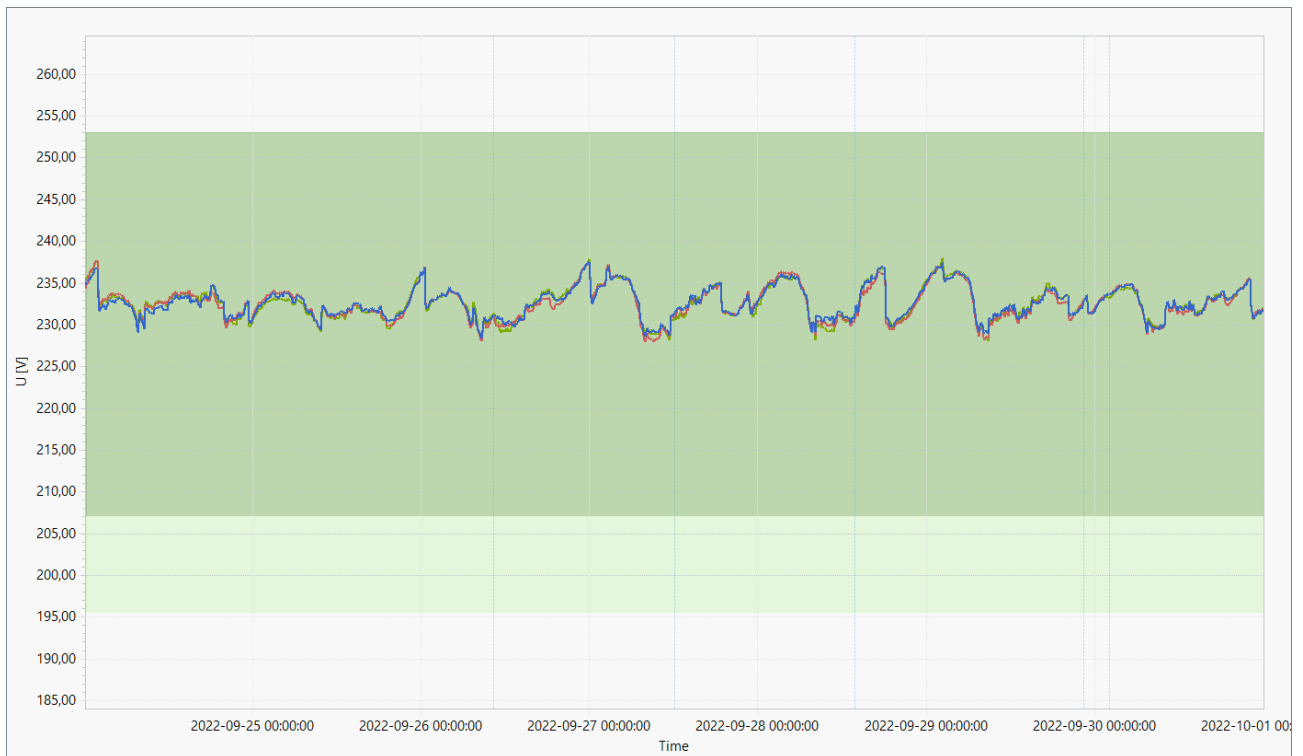
Slika 32. Dispozicija i lokacija FN sistema

Mjerenje harmonijskih izobličenja napona i struja FN sistema povezanog na mrežu urađeno je primijenjenom trofaznog analizatora kvaliteta električne energije klase A, model METREL MI 2892 [103]. Vršena su sedmodnevna mjerenja sa desetominutnom rezolucijom, u vremenskom periodu od 24.09.2022. godine u 0:00h do 01.10.2022. godine u 0:00h. Harmonijska izobličenja napona i struja su analizirana u skladu sa standardom IEEE 519.

U posmatranom mjernom periodu, koje odgovara jesenjim vremenskim uslovima sa promjenjivom sunčanom iradijacijom tokom dana, različiti profili izlazne snage su obuhvaćeni. Aktivna i prividna snaga FN sistema u toku posmatranog perioda su prikazane na slici 33. gdje se na osnovu dnevnih promjena u graficima snaga može uočiti i rad sistema pri različitim vremenskim uslovima. Takođe, na istoj slici, dat je i trend promjene faktora snage FN sistema sa kojim je radio. Treba primjetiti promjene i znatno niže vrijednosti faktora snage u periodima kada FN sistem generiše izlaznu snagu koja je znatno niža od nazivne. Ovakva situacija pogoduje pojavi i dominantnom sadržaju ostalih neaktivnih komponenti snage te za posljedicu ima značajno niži faktor snage FN sistema.



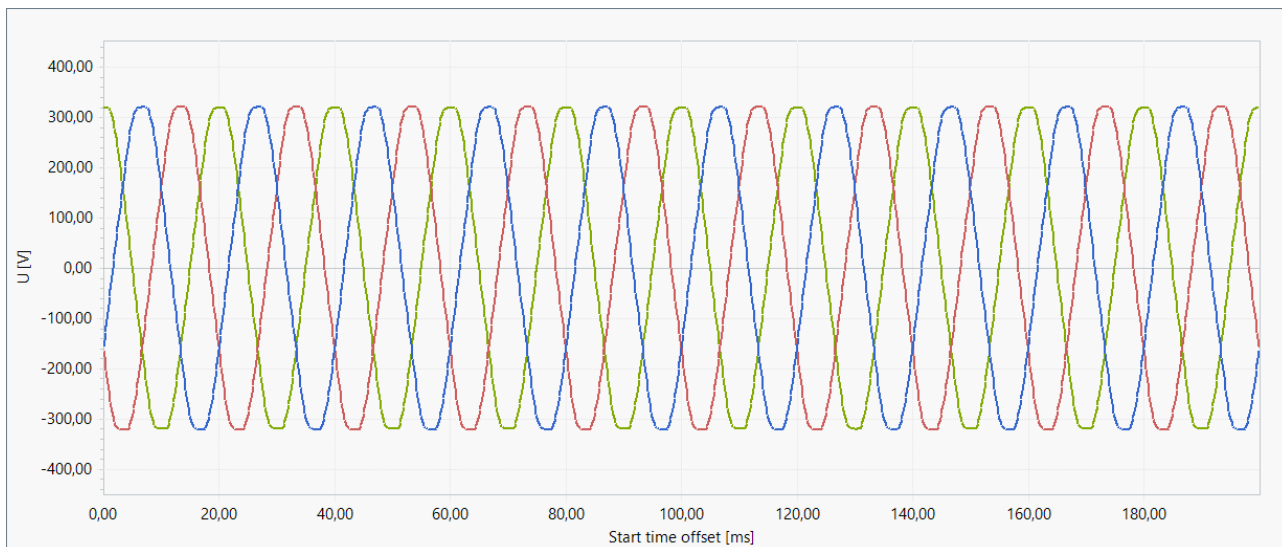
Slika 33. Prikaz aktivne, prividne i ukupnog faktora snage FN sistema za posmatrani period



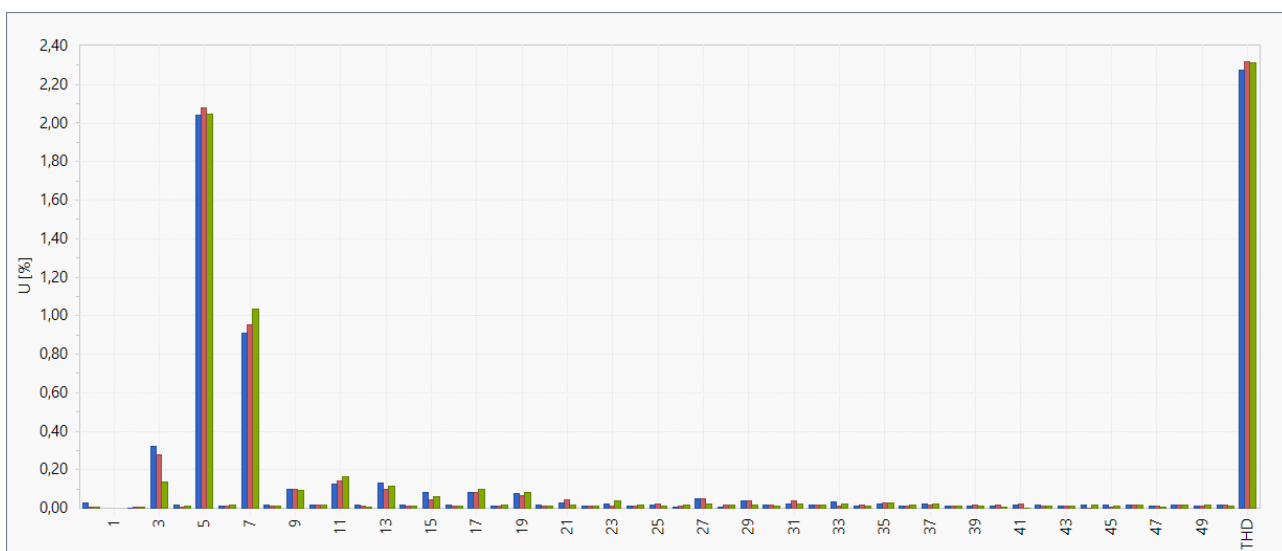
Slika 34. Promjena efektivne vrijednosti napona u tački priključenja FN sistema na mrežu

Na slici 34. data je promjena efektivne vrijednosti napona u tački priključenja FN sistema na mrežu u toku posmatranog perioda mjerenja. Talasni oblici i harmonijski spektar mrežnog napona prikazani su na slikama 35 i 36, respektivno. U talasnom obliku mrežnog napona prisutan je i određeni sadržaj 5. i 7. harmonika. Treba istaći da ovaj sadržaj viših harmonika u naponu nije posljedica uticaja

priključenog FN sistema, već je on prisutan na izlazu distributivnog transformatora koji napaja objekat na kome je izgrađen pomenuti FN sistem.

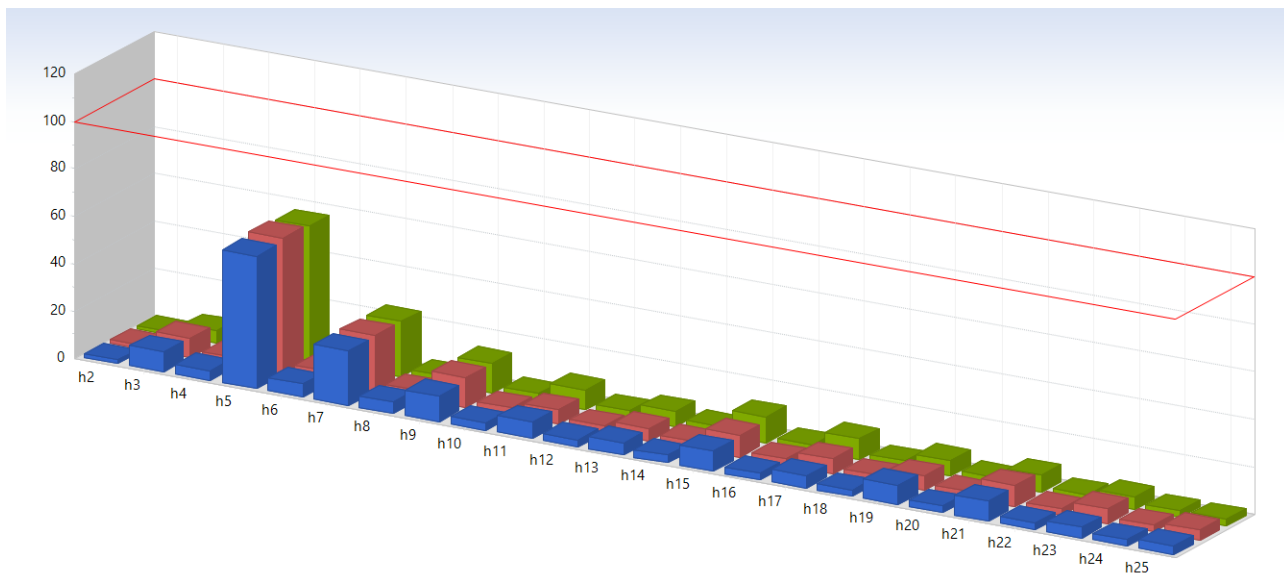


Slika 35. Talasni oblici napona u tački priključenja FN sistema na mrežu



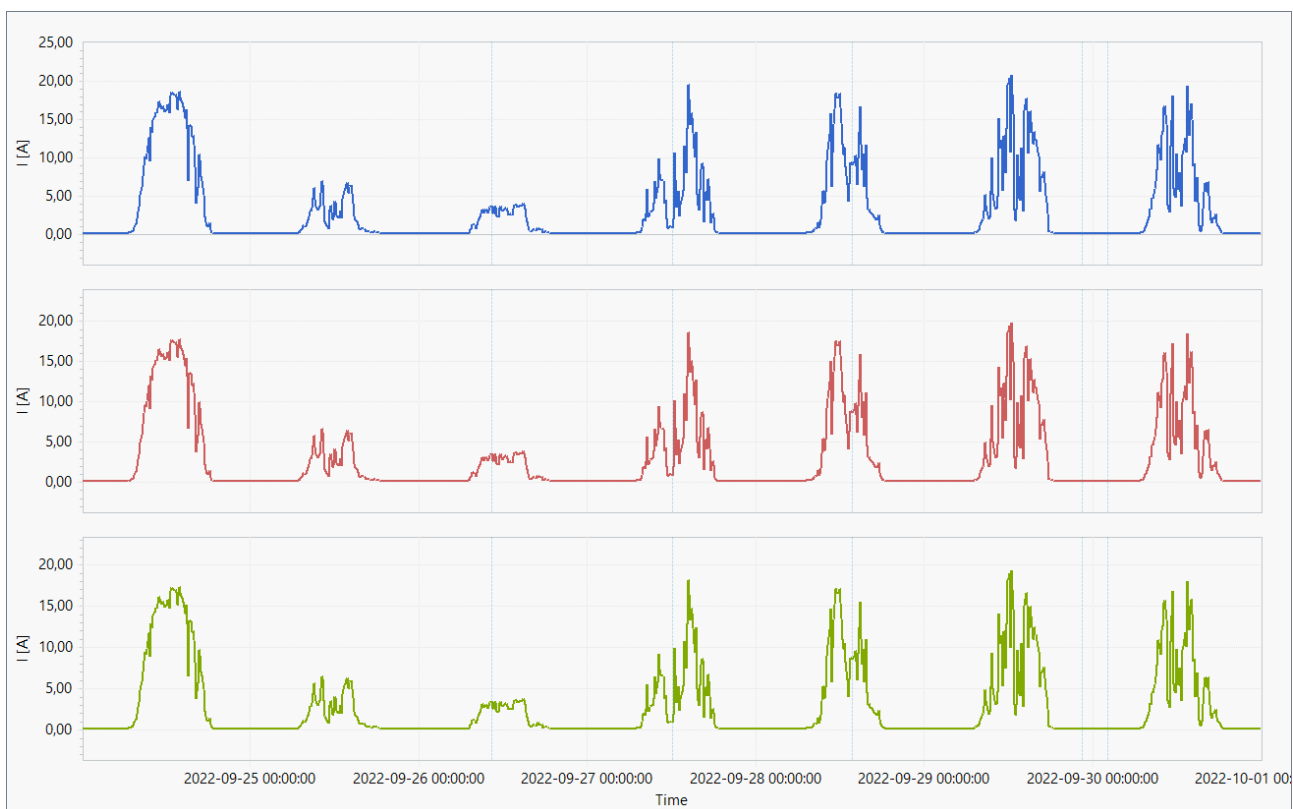
Slika 36. Harmonijski spektar mrežnog napona sa prikazom vrijednosti *THD* napona, po fazama

U posljednje vrijeme, gotovo svi komercijalni mjerni instrumenti, među koje spada i METREL MI 2892, uz pomoć adekvatnog softvera za obradu podataka mjerenja na računaru, posjeduju mogućnost kreiranja ispitnih izvještaja koji se generišu na osnovu izmjerenih podataka u toku perioda mjerenja. Trofazni analizator kvaliteta električne energije MI 2892, može da kreira izvještaje mjerenja prema dva standarda koji se često sreću i referenciraju u pogledu ispitivanja parametara kvaliteta električne energije, a to su: EN 50160 i IEEE 519. Prema standardu EN 50160, koji se bavi analizom kvaliteta napona, na slici 37. prikazan je grafik sadržaja viših harmonika mrežnog napona u odnosu na dozvoljeni/granični. Sa grafika se vidi da su sve harmonijske komponente, po fazama, u skladu sa dozvoljenim ograničenjima definisanim u kriterijumima iz standarda. Što se tiče izvještaja sa mjerenja prema standardu IEEE 519, detaljan prikazan je dat u Prilogu disertacije. Treba napomenuti da u posmatranom periodu nije bilo značajnih odstupanja u harmonijskim izobličenjima napona i struja prema kriterijumima iz standarda IEEE 519.



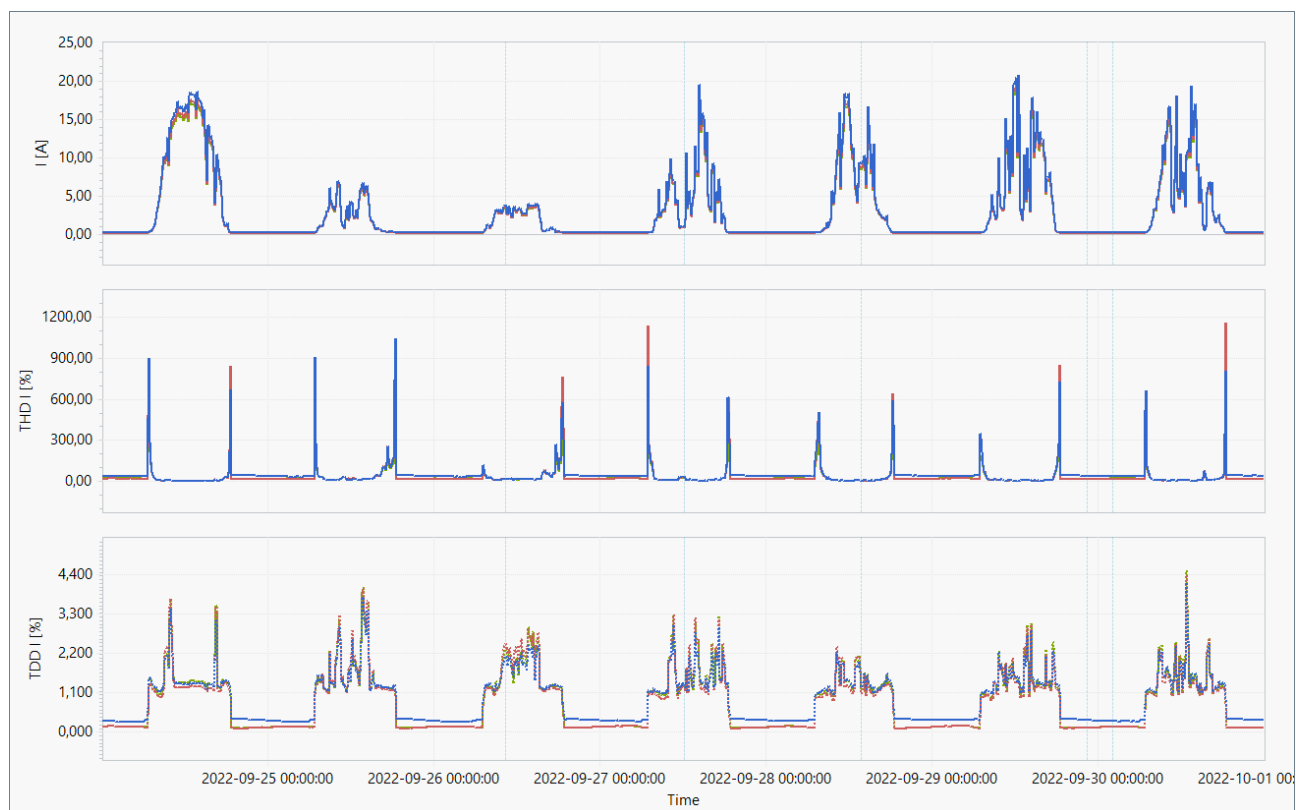
Slika 37. Harmonijski sadržaj mrežnog napona prema standardu EN 50160

Talasi oblici injektirane struje u posmatranom periodu mjerenja dati su na slici 38. Trend promjene injektiranih struja prati trend promjene snaga koje se generišu na izlazu FN sistema. Sa slike 38. mogu se uočiti i blage nesimetrije u pogledu efektivnih vrijednosti generisanih struja na izlazu FN invertora. Konkretno, u prvom danu mjerenja, intenzitet struje u prvoj fazi (plavi grafik) je nešto veći od intenziteta struje u ostalim fazama (crveni i zeleni grafik). Ova neznatna nesimetrija u injektiranim strujama može biti posljedica u realizaciji upravljačke strukture FN invertora pomoću koje se dobijaju referentni upravljački signali.



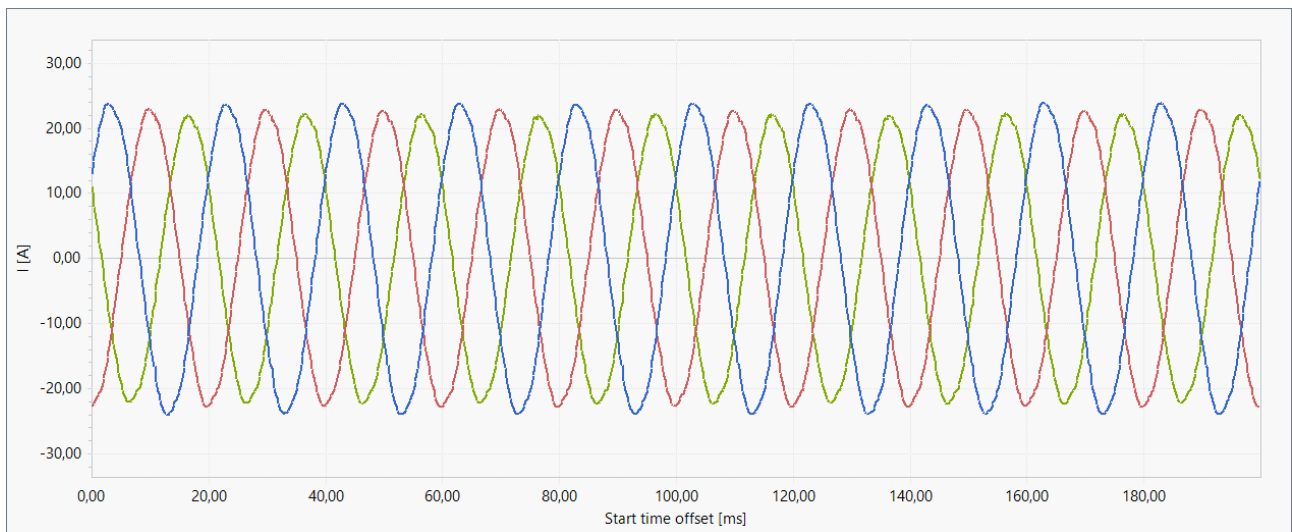
Slika 38. Vrijednost injektiranih struja FN sistema u mrežu u posmatranom mjernom periodu, po fazama

Uporedni prikaz promjene faktora koji opisuju harmonijska izobličenja u odnosu na promjenu vrijednosti struje i uticaj takve struje na mrežu prikazan je na slici 39. U periodima sa manjom vrijednošću injektirane struje (što odgovara radu FN sistema pri nižem intenzitetu sunčevog zračenja), harmonijska izobličenja struje opisana preko THD su značajna, pogotovo u periodima kada FN sistem počinje i završava sa svojim radom u toku dana. Međutim, prema standardu IEEE 519, uticaj izobličenja injektirane struje na mrežu je definisan faktorom TDD (posljednji grafik sa slike 39). U slučajevima kada FN sistem radi sa malom snagom, THD faktor je znatno viši nego pri radu FN sistema sa nazivnom snagom, jer je sadržaj viših harmonijskih komponenti u injektiranoj struji značajan. Stvarni uticaj harmonijskih komponenti na mrežu u tim uslovima je jasnije sagledati sa aspekta promjene vrijednosti TDD faktora koji definiše mjeru sadržaja tih harmonijskih komponenti struje u odnosu na maksimalnu efektivnu vrijednost osnovne komponente struje u posmatranom periodu i pri normalnim radnim uslovima. Prema tome, izračunati TDD faktor je znatno niži od dozvoljenih vrijednosti definisanih standardom IEEE 519.

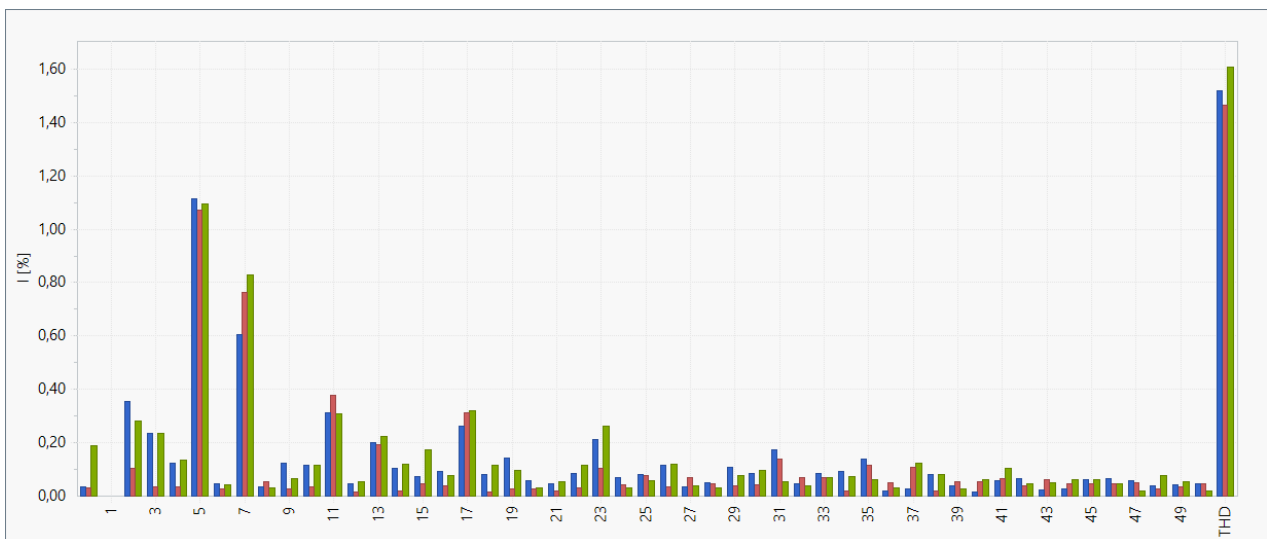


Slika 39. Uporedni prikaz promjene $THDI$ i TDD sa promjenom struje FN sistema

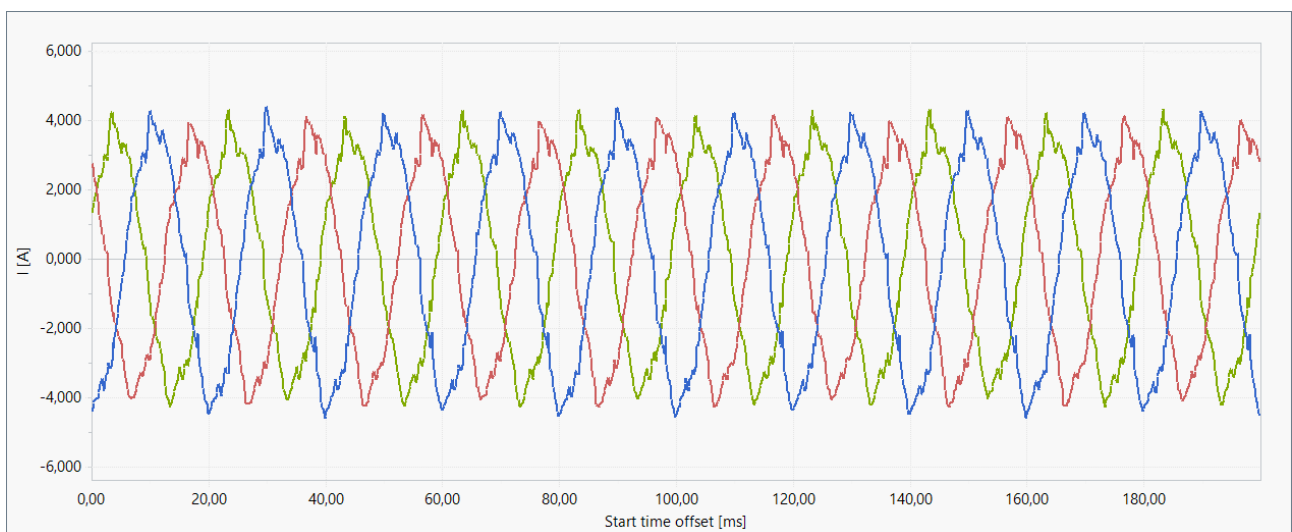
U nastavku, na slikama koje slijede, su dati talasni oblici injektirane struje i njihovi harmonijski spektri za tri različita vremenska trenutka u posmatranom periodu mjerenja. Ovi vremenski trenuci odgovaraju radu FN sistema sa snagom bliskoj nazivnoj (prvi dan mjerenja, slike 40 i 41), srednjom vrijednošću snage u toku dana sa promjenjivim vremenskim uslovima (četvrti dan mjerenja, slike 42 i 43) i znatno nižom snagom što odgovara radu FN sistema pri znatno niskom intenzitetu sunčevog zračenja (slike 44 i 45). Upoređujući dobijene rezultate mjerenja injektiranih struja sa simulacionim rezultatima dobijenih na osnovu kreiranog modela FN sistema povezanog na mrežu, može se zaključiti da je verifikacija i validacija kreiranog modela zadovoljavajuća te da se model može koristiti za dalje analize rada FN sistema pri različitim eksploatacionim uslovima.



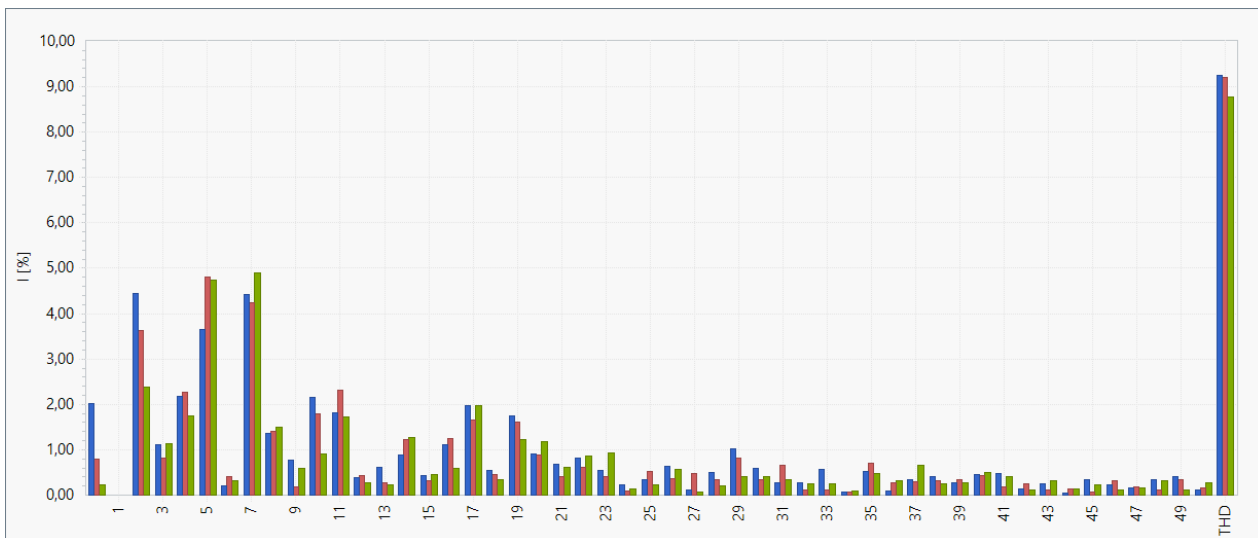
Slika 40. Talasni oblici injektirane struje FN sistema pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja



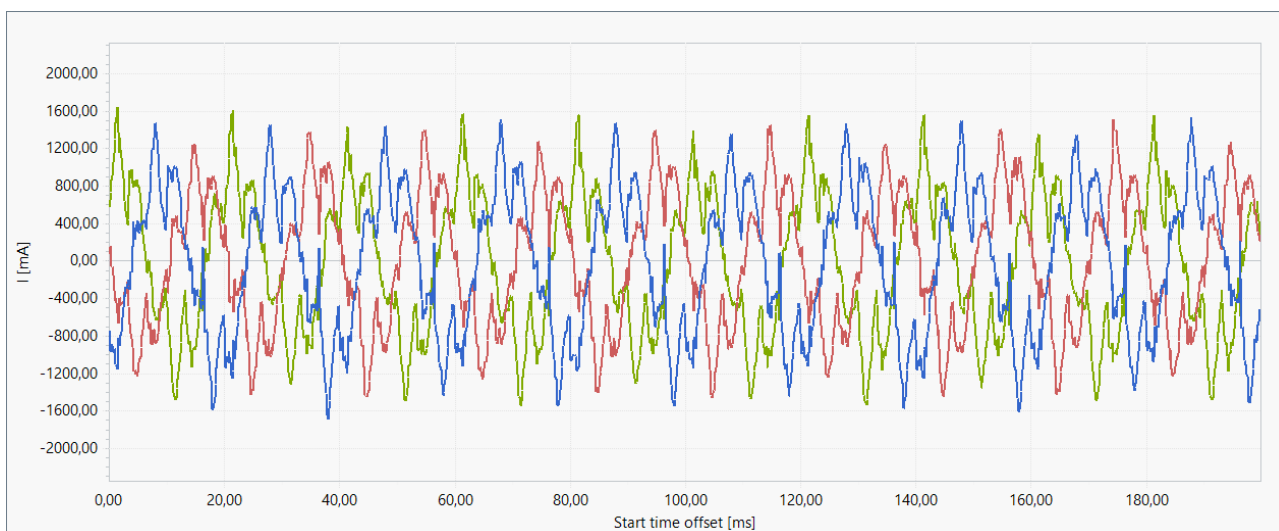
Slika 41. Harmonijski spektar injektirane struje pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja



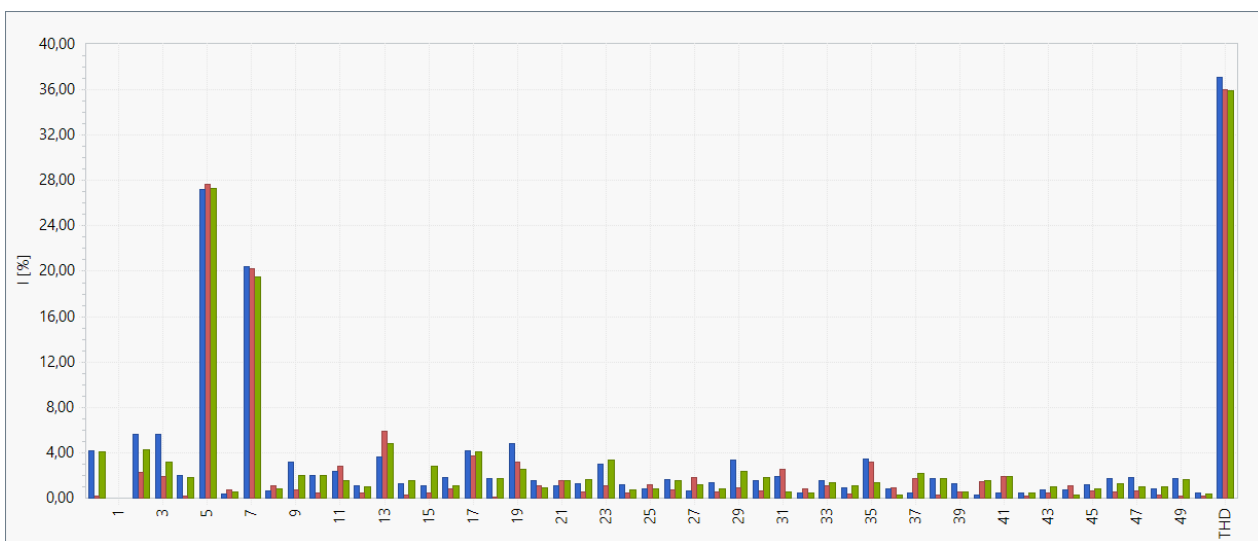
Slika 42. Talasni oblici injektirane struje FN sistema pri promjenjivim vremenskim uslovima i srednjim intenzitetom sunčevog zračenja



Slika 43. Harmonijski spektar injektirane struje pri promjenjivim vremenskim uslovima i srednjim intenzitetom sunčevog zračenja



Slika 44. Talasni oblici injektirane struje FN sistema pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja



Slika 45. Harmonijski spektar injektirane struje pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja

7 IDENTIFIKACIJA KOMPONENTI SNAGA U FN SISTEMIMA

U sistemima sa harmonijskim izobličenjima i nesimetrijama napona i struja, pitanje identifikacije komponenti neaktivne snage je tema o kojoj se još uvijek raspravlja u široj akademskoj zajednici. Prema različitim definicijama snaga u trofaznim kolima, najviše korišćena literatura za definisanje snaga u prisustvu harmonika je IEEE standard 1459-2010. U okviru ovog standarda se mogu naći definicije snage u trofaznim sistemima: za slučaj prostoperiodičnih i balansiranih napona i struja, za slučaj prostoperiodičnih i nebalansiranih napona i struja, kao i za slučaj složenoperiodičnih i nebalansiranih napona i struja. Međutim, standard definiše komponente neaktivne snage koje su posljedica uticaja harmonijskih izobličenja napona i struja zasebno, što ne dovodi do zaključka o stvarnom uticaju određenog fenomena na identifikaciju komponente neaktivne snage. Jedan od načina za identifikaciju komponenti neaktivne snage (reaktivne, rasipne i nebalansirane snage) prema njihovoj fizičkoj interpretaciji je primjena tzv. teorije o fizičkoj interpretaciji komponenti struja koju je dao u svojim istraživanjima *Leszek S, Czarnecki* [41-47]. Prema ovoj teoriji moguće je identifikovati komponente neaktivne snage prema fenomenu svog uzroka na reaktivnu, rasipnu i nebalansiranu snagu.

7.1 Primjena IEEE 1459-2010 standarda

U opštem slučaju (složenoperidični i nebalansirani naponi i struje) standard definiše efektivnu prividnu snagu S_e na osnovu ekvivalentnih efektivnih vrijednosti napona U_e i struje I_e , te tako definisanu prividnu snagu dijeli na aktivnu P i neaktivnu N komponentu.

$$S_e = 3U_e I_e \quad (7.1)$$

$$S_e^2 = P^2 + N^2 \quad (7.2)$$

Ekvivalentne efektivne vrijednosti struje i napona za trofazni sistem se dobijaju izjednačavanjem gubitaka aktivne snage kod aktuelnog potrošača sa gubicima aktivne snage kod idealno simetričnog potrošača koji se sastoji od tri ekvivalentne redne otpornosti R_Y i tri ekvivalentne paralelne otpornosti R_Δ :

$$r(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + \rho I_n^2) = 3rI_e^2 \quad (7.3)$$

$$\frac{U_a^2 + U_b^2 + U_c^2}{R_Y} + \frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{R_\Delta} = 3\frac{U_e^2}{R_Y} + 9\frac{U_e^2}{R_\Delta} \quad (7.4)$$

gdje je: r otpornost provodnika napojnog voda potrošača, ρ koeficijent koji predstavlja odnos otpornosti neutralnog i faznih provodnika, I_a, I_b, I_c i I_n su fazne struje, a $U_a, U_b, U_c, U_{ab}, U_{bc}$ i U_{ca} su efektivne vrijednosti faznih i međufaznih napona.

Shodno prethodnim jednačinama, ekvivalentne efektivne vrijednosti struje i napona za četverožične sisteme su:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + \rho I_n^2}{3}} \quad (7.5)$$

$$U_e = \sqrt{\frac{3(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2) + \xi(U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2)}{9(1 + \xi)}} \quad (7.6)$$

gdje ξ predstavlja odnos paralelnih i rednih gubitaka na potrošaču ($\xi = \frac{P_\Delta}{P_Y} = \frac{3R_Y}{R_\Delta}$).

Koeficijenti ρ i ξ najčešće nisu poznati te IEEE 1459 preporučuje da se za njih usvoji vrijednost 1, pa je efektivna prividna snaga:

$$S_e = 3 \cdot \sqrt{\frac{3(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2) + (U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2)}{18}} \cdot \sqrt{\frac{(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2)}{3}} \quad (7.7)$$

Također, u standardu je efektivna vrijednost struje i napona predstavljena preko dvije komponente: fundamentalne i harmonijske komponente, pa se i efektivna prividna snaga može predstaviti pomoću tih komponenti.

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}} \quad (7.8)$$

$$I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{a1}^2 + I_{b1}^2 + I_{c1}^2 + I_{n1}^2}{3}} \quad (7.9)$$

$$I_{eh} = \sqrt{\frac{I_{ah}^2 + I_{bh}^2 + I_{ch}^2 + I_{nh}^2}{3}} = \sqrt{I_e^2 - I_{e1}^2} \quad (7.10)$$

$$U_e = \sqrt{\frac{3(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2) + (U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2)}{18}} \quad (7.11)$$

$$U_{e1} = \sqrt{\frac{3(U_{a1}^2 + U_{b1}^2 + U_{c1}^2) + (U_{ab1}^2 + U_{bc1}^2 + U_{ca1}^2)}{18}} \quad (7.12)$$

$$U_{eh} = \sqrt{\frac{3(U_{ah}^2 + U_{bh}^2 + U_{ch}^2) + (U_{abh}^2 + U_{bch}^2 + U_{cah}^2)}{18}} = \sqrt{U_e^2 - U_{e1}^2} \quad (7.13)$$

$$S_e^2 = S_{e1}^2 + S_{eN}^2 \quad (7.14)$$

$$S_{e1} = 3U_{e1}I_{e1} \quad (7.15)$$

$$S_{eN}^2 = S_e^2 - S_{e1}^2 = D_{eI}^2 + D_{eU}^2 + S_{eh}^2 \quad (7.16)$$

pri čemu su:

$$D_{eI} = 3U_{e1}I_{eh}, \quad (7.17)$$

$$D_{eU} = 3U_{eh}I_{e1} \quad (7.18)$$

$$S_{eh} = 3U_{eh}I_{eh} \Rightarrow D_{eh} = \sqrt{S_{eh}^2 - P_{eh}^2} \quad (7.19)$$

gdje je: D_{eI} – komponenta snage uzrokovana harmonijskim izobličenjem struje, D_{eU} – komponenta snage uzrokovana harmonijskim izobličenjem napona, S_{eh} – efektivna prividna snaga viših harmonika, D_{eh} – komponenta snage uzrokovana harmonijskim izobličenjem i napona i struje.

U slučaju trofaznog trožičnog sistema koriste se balansirani naponi za koje važi da je zbir trenutnih vrijednosti jednak nuli $u_a+u_b+u_c=0$, tako da je:

$$3(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2) = U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2 \quad (7.20)$$

Na osnovu (7.7), imajući u vidu (7.20) i dodatni uslov da je $I_n=0$, prividna snaga u trofaznom trožičnom sistemu je:

$$S_e = 3U_e I_e = 3 \cdot \sqrt{\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{9}} \cdot \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}} = \sqrt{\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{3}} \cdot \sqrt{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2} \quad (7.21)$$

U slučaju nebalansiranih napona u trofaznom četvorožičnom sistemu, IEEE 1459 standard korišćenjem neutralnog provodnika kao referentne tačke za napone ne eliminiše simetrične nulte komponente napona za četvorožični sistem, iako simetrične nulte komponente napona za četvorožični sistem ne doprinose prenosu snage [50]. Zbog toga, za četvorožične sisteme sa nebalansiranim naponima treba primjeniti definiciju prividne snage prema standardu DIN 40110. U slučaju trofaznih trožičnih sistema i trofaznih četvorožičnih sistema sa balansiranim naponima, oba standarda daju iste vrijednosti za prividnu snagu.

7.2 Primjena DIN 40110 standarda

IEEE 1459 standard daje dobre rezultate za proračun snaga ako su naponi balansirani tj. ako je njihov zbir jednak nuli. Međutim, to u praksi i nije najčešći slučaj pa se treba koristiti definicije prividne snage prema DIN 40110 standardu. Za višefazne sisteme za definisanje snaga koristi se naponi n provodnika $u_{\mu 0}$ ($\mu=1,2\dots n$) koji su definisani u odnosu na virtuelnu neutralnu tačku 0 [49]. Ovi naponi se mogu odrediti/izračunati na osnovu mjerenja napona između provodnika $u_{\mu\nu}$ kao:

$$u_{\mu 0} = \frac{1}{n} \sum_{\mu=1}^n u_{\mu\nu} \quad (7.22)$$

Sumarna trenutna snaga p_Σ i sumarna aktivna snaga P_Σ se mogu odrediti na osnovu relacija (7.23) i (7.24):

$$p_\Sigma = \sum_{\mu=1}^n u_{\mu 0} \cdot i_\mu \quad (7.23)$$

$$P_\Sigma = \sum_{\mu=1}^n \frac{1}{T} \int_t^{t+T} u_{\mu 0} \cdot i_\mu \cdot dt = \sum_{\mu=1}^n \bar{p}_\mu \quad (7.24)$$

gdje je: i_μ - trenutna struja provodnika; p_μ - srednja vrijednost trenutne snage.

DIN 40110 standardom je definisana sumarna prividna snaga S_Σ na osnovu sumarnih efektivnih vrijednosti napona U_Σ i struje I_Σ :

$$U_\Sigma = \sqrt{\sum_{\mu=1}^n U_{\mu 0}^2} \quad (7.25)$$

$$I_\Sigma = \sqrt{\sum_{\mu=1}^n I_\mu^2} \quad (7.26)$$

$$S_\Sigma = U_\Sigma \cdot I_\Sigma \geq P_\Sigma \quad (7.27)$$

Budući da su linijske struje i_μ razložene na komponente, definisane su preko aktivne $i_{\mu p}$ i neaktivne struje $i_{\mu q}$:

$$i_{\mu p} = G_e \cdot u_{\mu 0} = \frac{P_\Sigma}{U_\Sigma^2} u_{\mu 0} \quad (7.28)$$

$$i_{\mu q} = i_\mu - i_{\mu p} \quad (7.29)$$

gdje je: G_e – vremenski nepromjenjiva konduktansa.

Sumarne aktivne i neaktivne efektivne vrijednosti struje predstavljene relacijama (7.30) i (7.31), međusobno su ortogonalne pa važi relacija (7.32).

$$I_{\Sigma p} = \sqrt{\sum_{\mu=1}^n I_{\mu p}^2} \quad (7.30)$$

$$I_{\Sigma q} = \sqrt{\sum_{\mu=1}^n I_{\mu q}^2} \quad (7.31)$$

$$I_\Sigma^2 = I_{\Sigma p}^2 + I_{\Sigma q}^2 \quad (7.32)$$

Množenjem relacije (7.32) sa kvadratom sumarne efektivne vrijednosti napona U_Σ dobija se relacija koja definiše vezu između prividne S_Σ , aktivne P_Σ i neaktivne Q_Σ snage preko DIN 40110 standarda.

$$S_\Sigma^2 = P_\Sigma^2 + Q_\Sigma^2 \quad (7.33)$$

Takođe, izraz za sumarnu prividnu snagu preko efektivnih vrijednosti napona između provodnika, za trofazne četverožične i trožične sisteme je dat sljedećim relacijama:

$$S_\Sigma = \sqrt{\frac{U_{an}^2 + U_{bn}^2 + U_{cn}^2 + U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{4}} \cdot \sqrt{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2} \quad (7.34)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{3}} \cdot \sqrt{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2} \quad (7.35)$$

7.3 Primjena teorije o fizičkoj interpretaciji komponenti struja

Po ovoj teoriji složenoperiodični naponi i struje su predstavljeni preko Furijeovih redova uz činjenicu da je izvršena ortogonalna dekompozicija struja na aktivne i_{aj} ($j=a,b,c$), rasipne i_{sj} ($j=a,b,c$), reaktivne i_{rj} ($j=a,b,c$) i nebalansirane i_{uj} ($j=a,b,c$) komponente. Aktivne komponente struja su struje koje imaju minimalne efektivne vrijednosti za istu aktivnu snagu P i proporcionalne su naponima. Rasipne komponente struja su predstavljene kao posljedica odstupanja konduktanse G_n (koja zavisi od reda harmonika) od ekvivalentne konduktanse G_e . Reaktivne komponente struja su posljedica faznih pomjeraja između odgovarajućih napona i struja, dok su nebalansirane struje posljedica nebalansiranih napona trofaznog sistema što može da uzrokuje razliku aktuelnih struja od struja koje protiču kroz ekvivalentne admitanse (nesimetričnost potrošača). Kako bi se odredile ove komponente definisana je simetrična ekvivalentna konduktansa G_e i simetrična ekvivalentna admitansa Y_{en} pri učestanosti n -tog harmonika:

$$G_e = \frac{P}{U_a^2 + U_b^2 + U_c^2} \quad (7.36)$$

$$Y_{en} = G_{en} + jB_{en} = \frac{S_n^*}{U_{an}^2 + U_{bn}^2 + U_{cn}^2} \quad (7.37)$$

gdje su: P – aktivna snaga; S_n – kompleksna snaga n -tog harmonika; U_a, U_b, U_c – efektivne vrijednosti faznih napona; U_{an}, U_{bn}, U_{cn} – efektivne vrijednosti faznih napona pri n -tom harmoniku.

Na osnovu definisanih ekvivalentnih parametara, komponente struja se mogu odrediti na osnovu sljedećih relacija:

$$i_{aj} = \frac{P}{U^2} u = G_e u_j, \quad j = a, b, c \quad (7.38)$$

$$i_{sj} = \sum_{k=1}^n (G_k - G_e) u_{jk}, \quad j = a, b, c \quad (7.39)$$

$$i_{rj} = \sum_{k=1}^n B_{ek} \frac{du_{jk}}{d(\omega_k t)}, \quad j = a, b, c \quad (7.40)$$

$$i_{uj} = \sum_{k=1}^n \sqrt{2} \operatorname{Re} \left\{ (I_{jk} - Y_{ek} U_{jk}) e^{j\omega_k t} \right\}, \quad j = a, b, c \quad (7.41)$$

Uvažavajući pokazanu dekompoziciju struja, definisane su i adekvatne neaktivne komponente snaga:

$$D_s = \sqrt{U_a^2 + U_b^2 + U_c^2} \cdot \sqrt{I_{sa}^2 + I_{sb}^2 + I_{sc}^2} \quad (7.42)$$

$$Q = \sqrt{U_a^2 + U_b^2 + U_c^2} \cdot \sqrt{I_{ra}^2 + I_{rb}^2 + I_{rc}^2} \quad (7.43)$$

$$D_u = \sqrt{U_a^2 + U_b^2 + U_c^2} \cdot \sqrt{I_{ua}^2 + I_{ub}^2 + I_{uc}^2} \quad (7.44)$$

Ovako definisane snage za trofazne sisteme zadovoljavaju jednačinu ortogonalnosti:

$$S^2 = P^2 + D_s^2 + Q^2 + D_u^2 \quad (7.45)$$

CPC teorija u izvornom obliku se može koristiti u slučaju trofaznih trožičnih sistema i trofaznih četvorožičnih sistema sa balansiranim naponima i strujama.

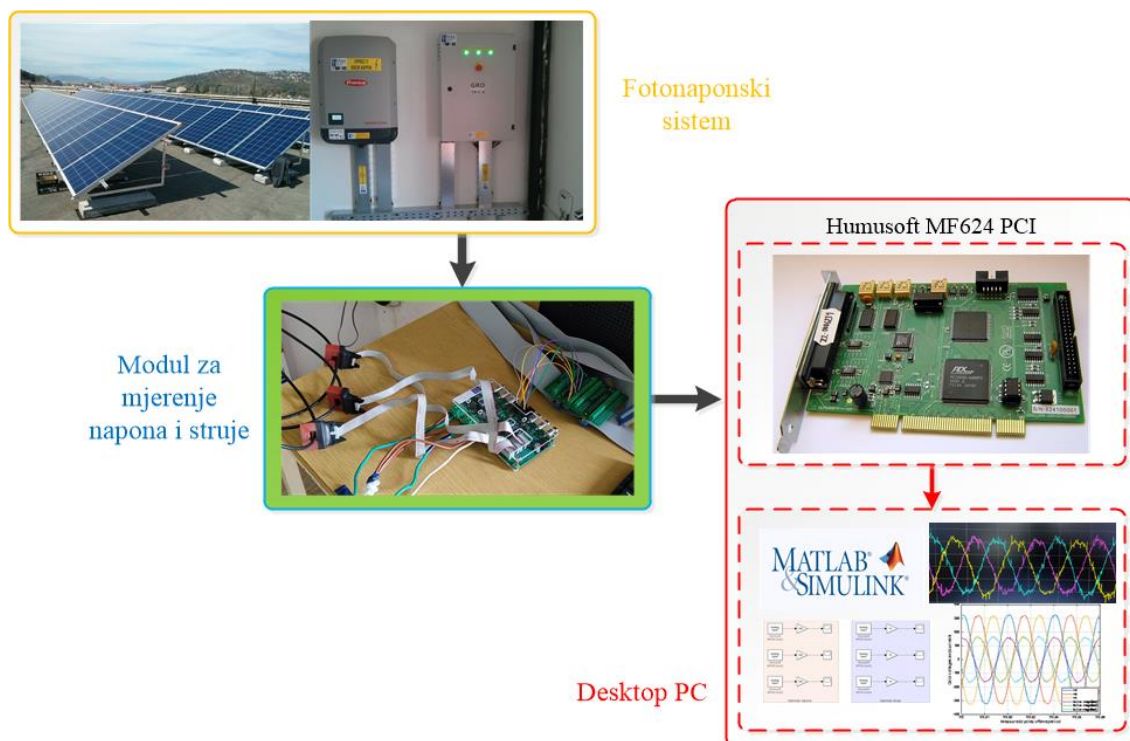
7.4 Eksperimentalni primjer identifikacije komponenti snaga FN sistema povezanih na mrežu

Pošto FN sistemi povezani na mrežu, u intervalima sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja, proizvode električnu energiju sa značajnim udjelom harmonika u struji, identifikacija komponenti snaga injektiranja u tački priključenja FN sistema na mrežu se postavlja kao jasan zadatak.

Za identifikaciju komponenti snaga izvršena su realna mjerenja napona i struja FN sistema u tri različita vremenska intervala koji odgovaraju radu FN sistema u različitim vremenskim uslovima tj. pri visokom, srednjem i niskom intenzitetu sunčevog zračenja.

7.4.1 Eksperimentalna postavka

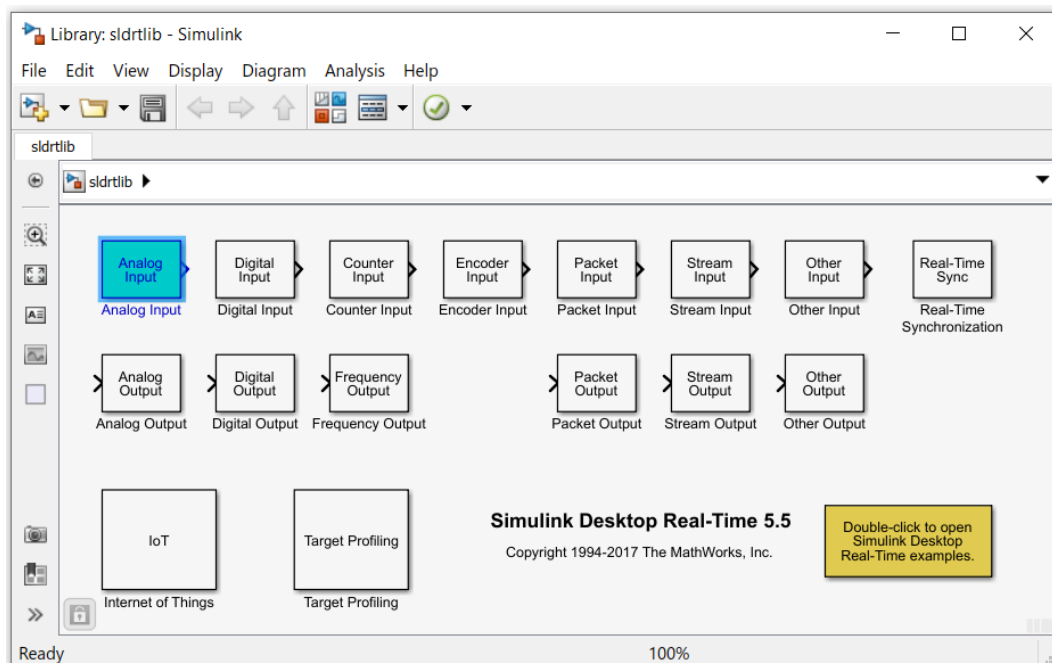
Za eksperimentalni dio mjerenja i prikupljanje parametara potrebnih za proračun komponenti snaga koje injektira FN sistem u mrežu realizovan je mjerno-akvizicioni sistem sa podrškom u programu MATLAB/Simulink (Slika 46). Akvizicija podataka je realizovana u realnom vremenu preko *Data Acquisition Toolbox*, odnosno *Simulink Desktop Real-Time* biblioteke (Slika 47). Za model za akviziciju podataka, razvijen u Simulink-u i njegovo povezivanje sa stvarnim signalima iz okruženja, koristi se odgovarajuća ulazno/izlazna multifunkcionalna akviziciona kartica HUMUSOFT MF624.



Slika 46. Mjerno akvizicioni sistem – blok dijagram

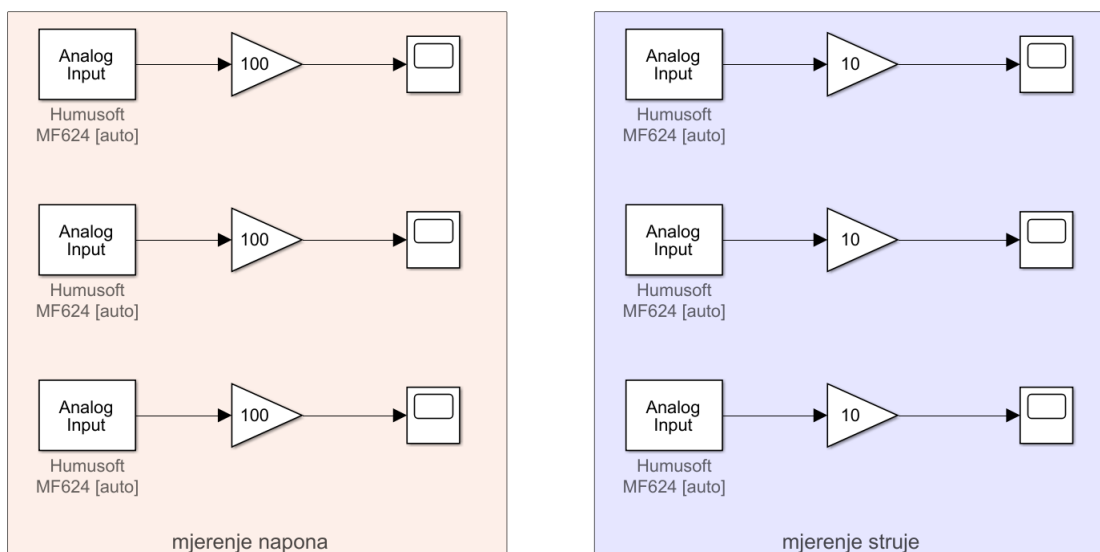
MF624 kartica sadrži 8 kanala 14-bitnog A/D konvertora sa simultanim kolima za odabiranje, 8 nezavisnih D/A konvertora, 8-bitni digitalni ulazni port, 8-bitni digitalni izlazni port, 4 kvadratura enkoderska ulaza sa diferencijalnim ili običnim interfejsom i 5 tajmera/brojača. Detaljne specifikacije

kartice date su u katalogu proizvođača [101]. Kartica je namijenjena za standardnu akviziciju podataka i upravljačke aplikacije. Specijalizovana je za rad sa *Simulink Desktop Real-Time* bibliotekom u programu MATLAB/Simulink.



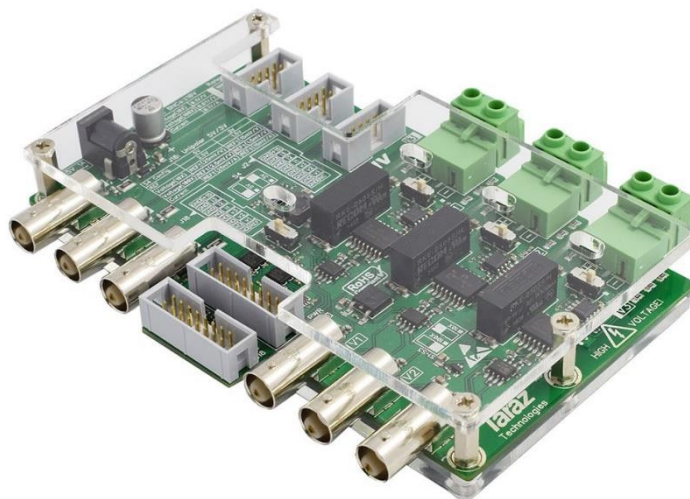
Slika 47. Simulink Desktop Real-Time biblioteka

Model u Simulink-u se povezuje sa akvizicionom karticom, odnosno stvarnim okruženjem, uvođenjem blokova iz *Simulink Desktop Real-Time* biblioteke (Slika 48). To su standardni Simulink blokovi, koji su preko odgovarajućeg Windows drajvera povezani na karticu. U razvijenom modelu iskorišćen je blok *Analog Input* pomoću kojeg se sa A/D konvertora kartice uzimaju izmjerene vrijednosti napona i struje. Uzorkovanje odbiraka mjerenih signala je izvedeno sa frekvencijom odabiranja od $50\mu\text{s}$ tako da je rekonstrukcija i analiza rezultata mjerenja na zadovoljavajućem nivou.



Slika 48. Model u Simulink-u za akviziciju podataka o naponima i struji FN sistema

Mjerenje potrebnih napona i struja je izvedeno preko potpuno izolovanih višekanalnih modula za detekciju napona i struje. Mjerni moduli su dizajnirani za upotrebu u širokom spektru primjena od mjerenja napona i struja u trofaznim sistemima, pretvaračima energetske elektronike, elektromotornim pogonima do primjena u fotonaponskim sistemima. Mjerni sistem sa slike 49 se sa stoji od tri mjerna naponska kanala koja mogu mjeriti napone do 1000 V (10x za napone do 100V, 100x za napone do 1000V) i tri mjerna strujna kanala sa opsegom mjerenja struje do 100 A. Detaljnije specifikacije mjernih modula su dostupne u katalogu proizvođača [102].



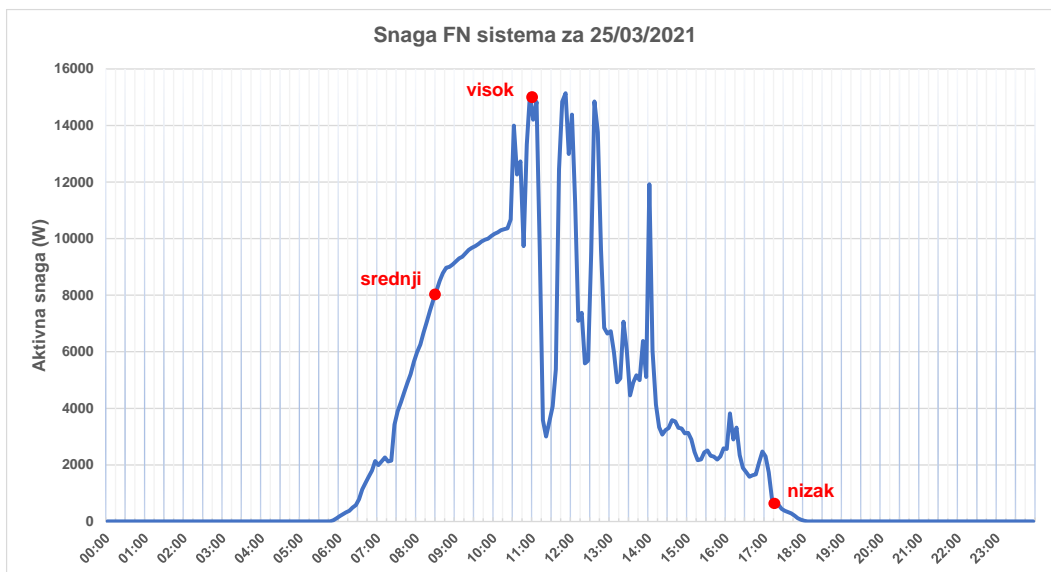
Slika 49. Modul za mjerenje napona i struje [102]

7.4.2 Rezultati mjerenja

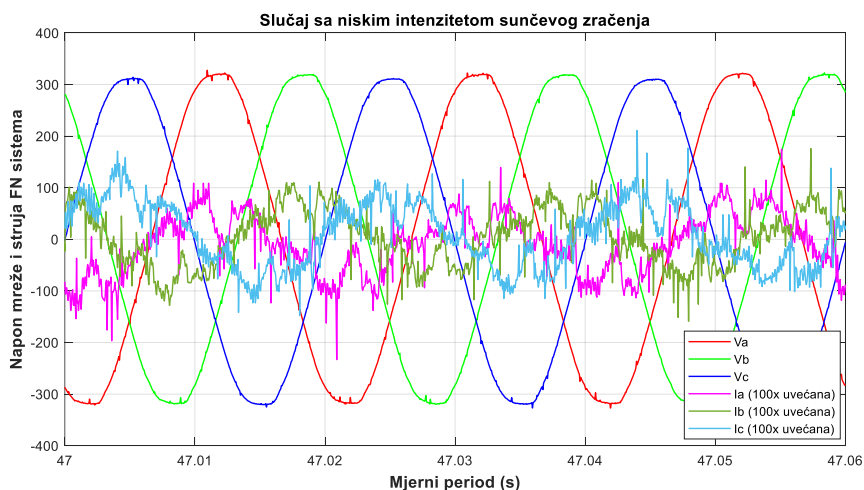
Na slici 50 prikazana je dnevna snaga proizvodnje električne energije iz FN sistema na kojoj su označena tri trenutka (koja odgovaraju različitom intenzitetu sunčevog zračenja) u kojima je izvršeno mjerenje i snimanje talasnih oblika napona i struje FN sistema potrebnih za izračunavanje i identifikaciju komponenti snaga. Sa grafika dnevne proizvodnje opisanog FN sistema može se primjetiti da je mjerenje parametara vršeno pri različitim vremenskim uslovima u kojima je intenzitet sunčevog zračenja često varirao.

Zbog velike učestanosti uzorkovanja odbiraka mjerenih signala i potrebe za većim hardverskim prostorom za smještanje podataka, mjerenja su ograničena na vremenski interval od 3s dok su talasni oblici za sva tri slučaja prikazani za tri ciklusa promjene signala tj. za 3 periode.

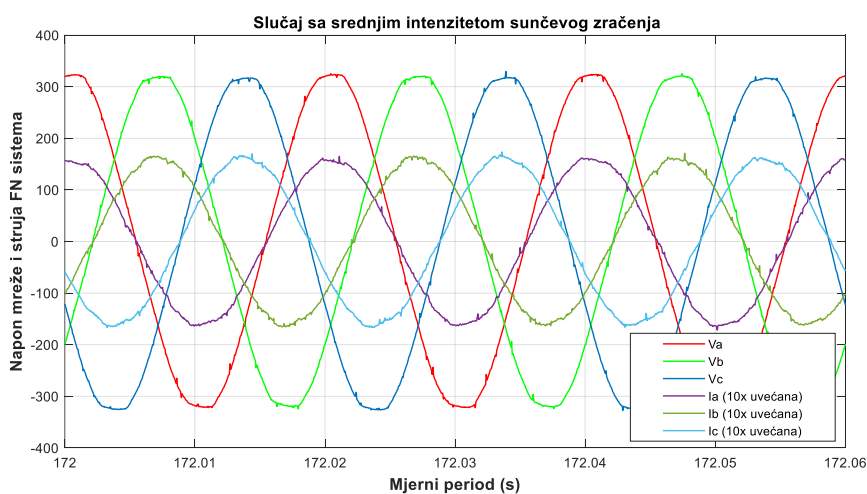
Na slikama 51, 52 i 53 dati su talasni oblici napona i struje za slučajeve sa niskim, srednjim i visokim intenzitetom sunčevog zračenja, dok su na slikama 54, 55 i 56 dati harmonijski spektri u injektiranoj struji FN sistema, respektivno. Talasni oblici injektirane struje su na graficima uvećani određeni broj puta (u zavisnosti od slučaja) kako bi se mogao talasni oblik struje lakše uporediti sa talasnim oblikom mjenjenog napona.



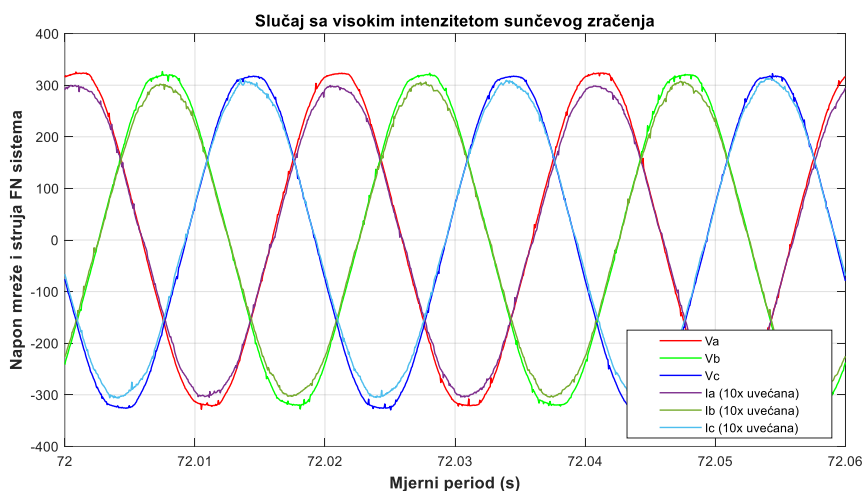
Slika 50. Snaga proizvodnje FN sistema za dan 25/03/2021



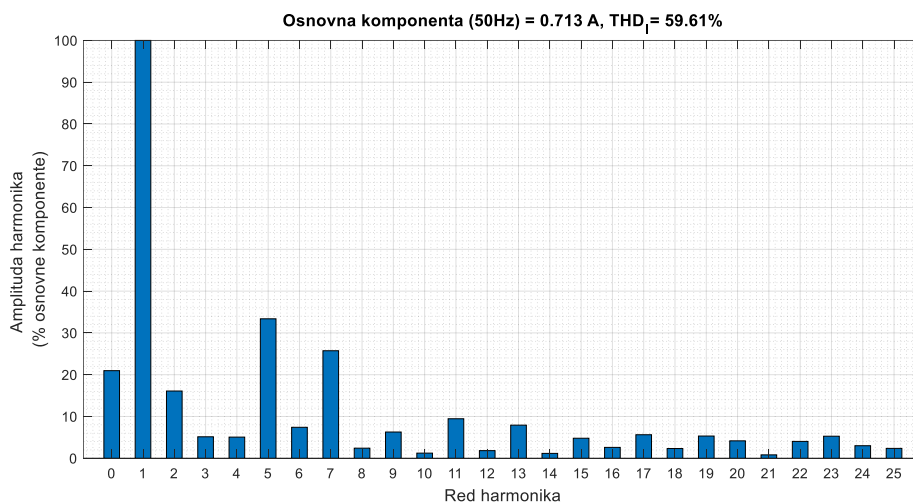
Slika 51. Talasni oblici izmjerenog mrežnog napona i injektirane struje FN sistema za slučaj sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja



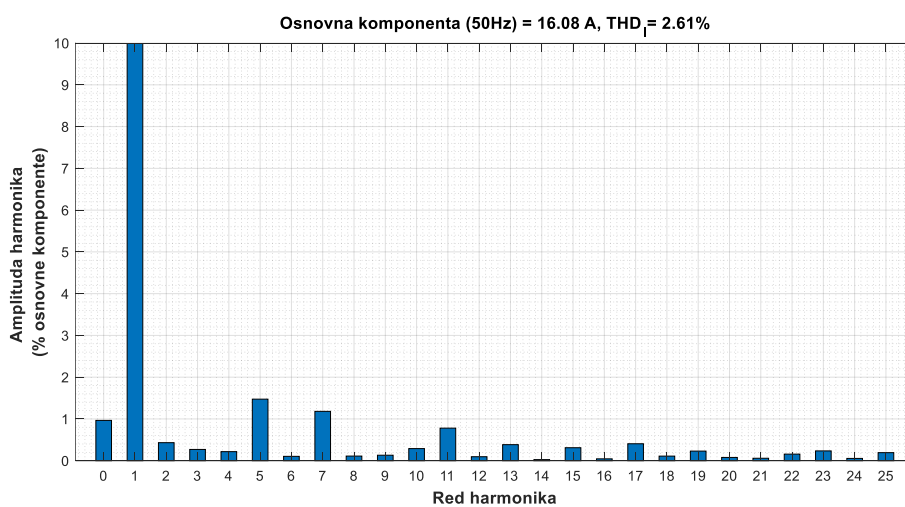
Slika 52. Talasni oblici izmjerenog mrežnog napona i injektirane struje FN sistema za slučaj sa srednjim intenzitetom sunčevog zračenja



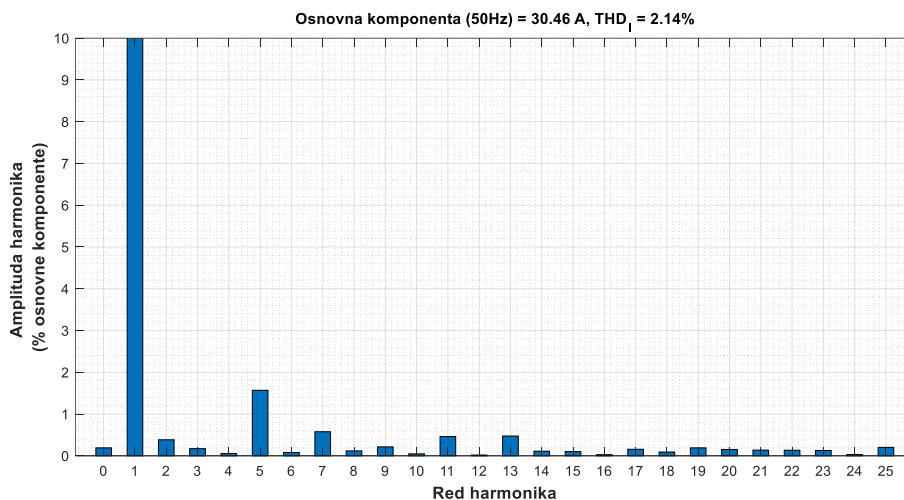
Slika 53. Talasni oblici izmjereno mrežnog napona i injektirane struje FN sistema za slučaj sa visokim intenzitetom sunčevog zračenja



Slika 54. Harmonijski spektar injektirane struje jedne faze FN sistema za slučaj sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja



Slika 55. Harmonijski spektar injektirane struje jedne faze FN sistema za slučaj sa srednjim intenzitetom sunčevog zračenja



Slika 56. Harmonijski spektar injektirane struje jedne faze FN sistema za slučaj sa visokim intenzitetom sunčevog zračenja

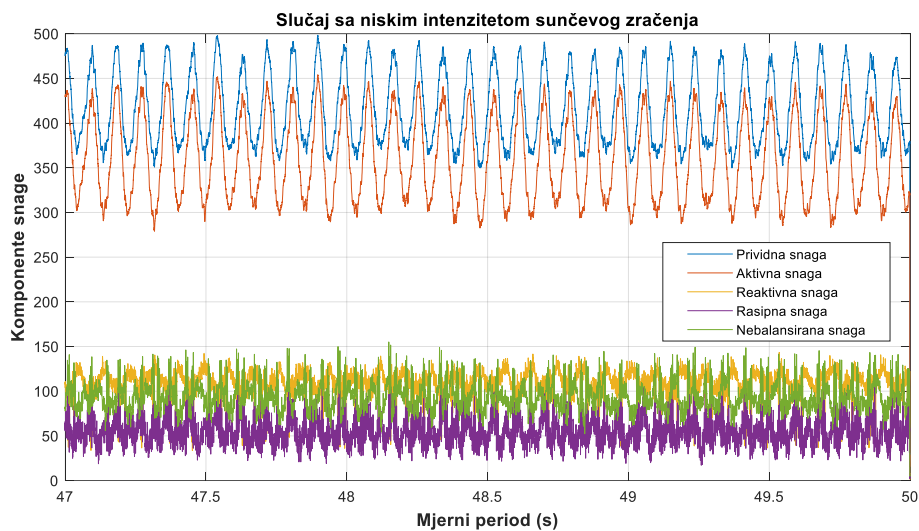
7.4.3 Rezultati proračuna

Na osnovu snimljenih talasnih oblika napona i struja FN sistema izvršen je proračun i identifikacija komponenti snaga FN sistema upotrebom teorije o fizičkoj interpretaciji komponenti struja opisanoj u prethodnom poglavlju. Procedura za proračun komponenti čiji se algoritam rada zasniva na relacijama (7.36) – (7.45) dat je u prilogu B.

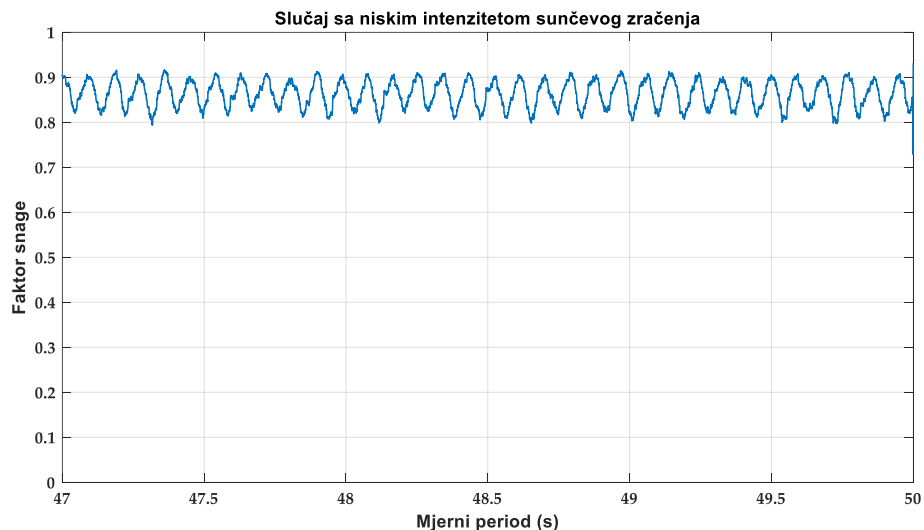
U tabeli 16 sumirani su rezultati proračuna komponenti snaga u zavisnosti od posmatranog slučaja, dok su na slikama 57, 59 i 62 date njihove promjene u posmatranom vremenskom intervalu. Pri srednjem i visokom intenzitetu sunčevog zračenja komponente neaktivne snage su mnogo manje od aktivne snage pa su na slikama 60 i 63 date samo promjene komponenti neaktivne snage. Takođe, izračunati faktor snage i njegova promjena u posmatranom periodu u zavisnosti od slučaja prikazan je na slikama 58, 61 i 64.

Tabela 16. Proračunate vrijednosti parametara na osnovu rezultata eksperimentalnih mjerenja

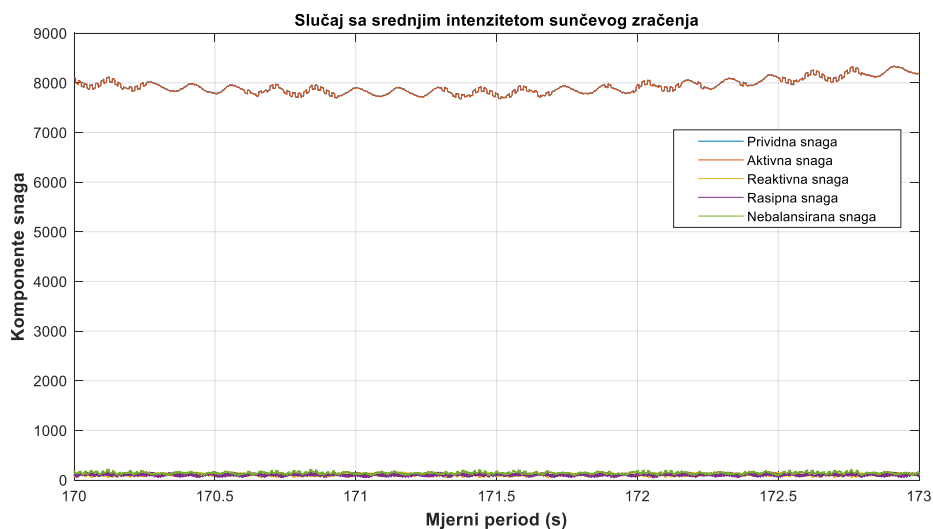
| Parametri | Intenzitet sunčevog zračenja | | |
|-------------|------------------------------|---------|---------|
| | Nizak | Srednji | Visok |
| THD_U [%] | 1,91 | 1,72 | 1,69 |
| THD_I [%] | 59,61 | 2,61 | 2,14 |
| S [VA] | 425,8 | 8073,5 | 15035,9 |
| P [W] | 374,4 | 8069,4 | 15031,2 |
| Q [Var] | 130,6 | 110,1 | 147,5 |
| D_s [VA] | 65,6 | 115,7 | 208,1 |
| D_u [VA] | 119,3 | 140,7 | 197,7 |
| PF | 0,8792 | 0,9995 | 0,9997 |



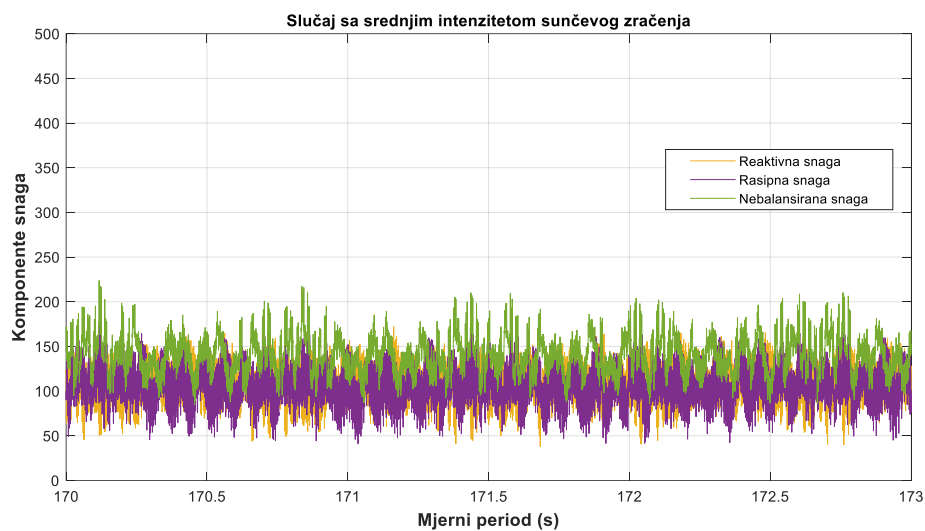
Slika 57. Izračunate komponente snage pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja



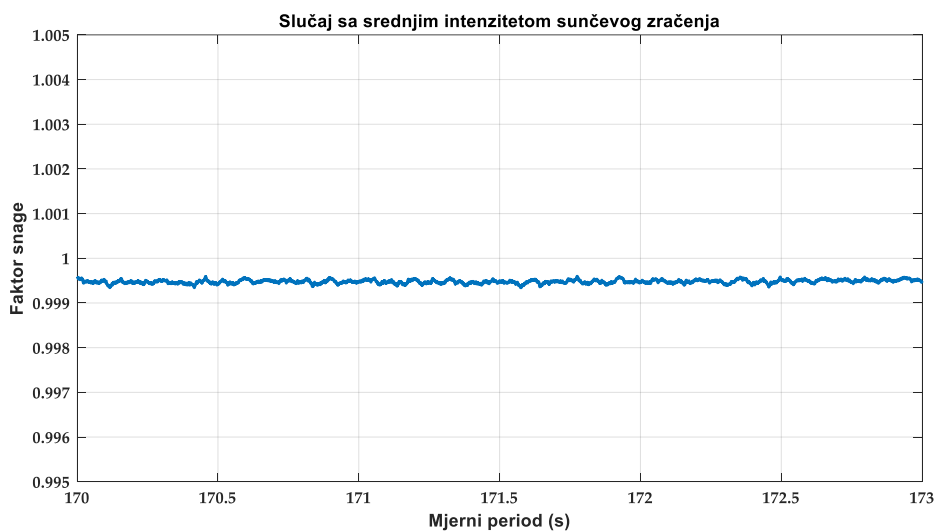
Slika 58. Faktor snage FN sistema u tački priključenja pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja



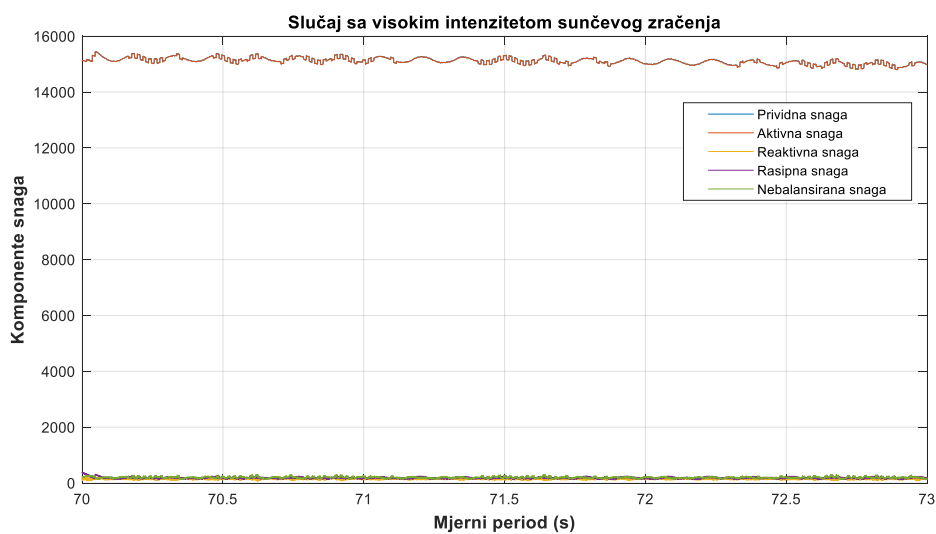
Slika 59. Izračunate komponente snage pri srednjem intenzitetu sunčevog zračenja



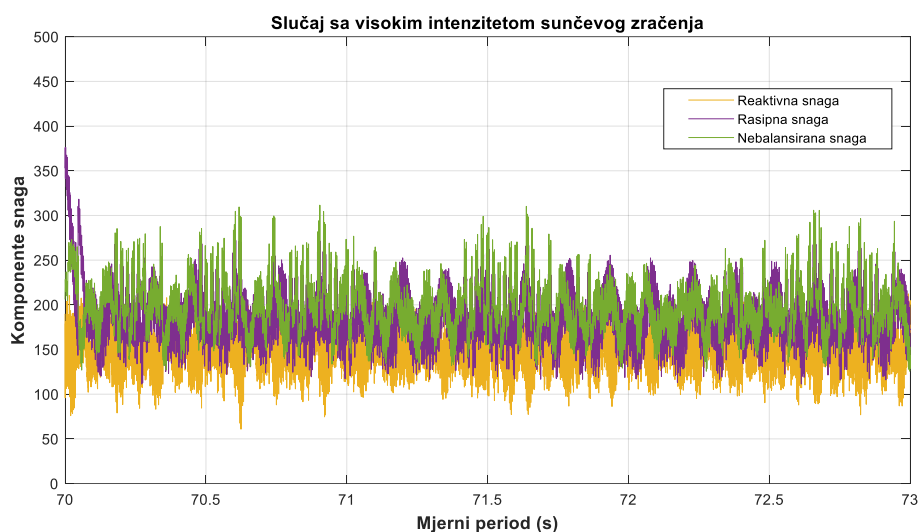
Slika 60. Detaljniji prikaz neaktivnih komponenti snage pri srednjem intenzitetu sunčevog zračenja



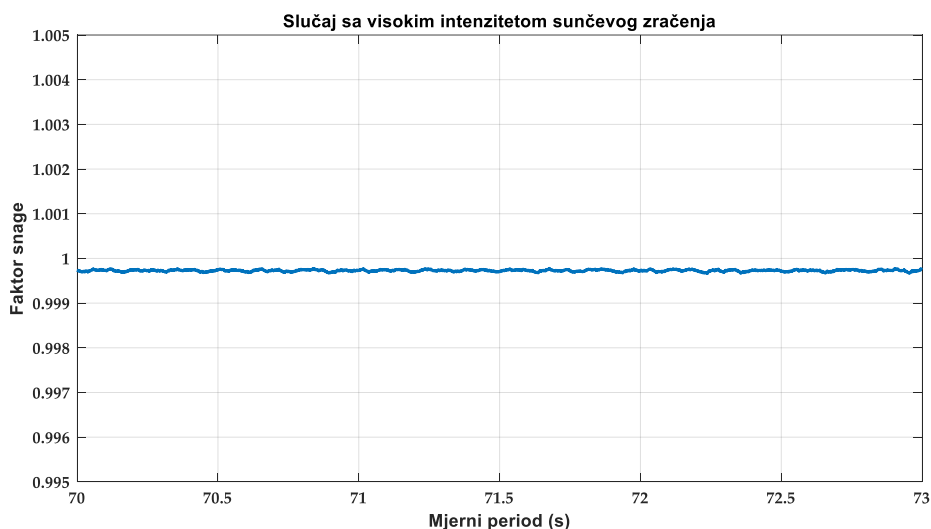
Slika 61. Faktor snage FN sistema u tački priključenja pri srednjem intenzitetu sunčevog zračenja



Slika 62. Izračunate komponente snage pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja



Slika 63. Detaljniji prikaz neaktivnih komponenti snage pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja



Slika 64. Faktor snage FN sistema u tački priključenja pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja

7.4.4 Diskusija rezultata

Dobijeni rezultati u eksperimentalnoj analizi harmonijskih izobličenja napona i struje FN sistema i identifikaciji komponenti snage pri različitom opterećenju FN sistema su opravdali značaj sprovedenog istraživanja. Iz rezultata se mogu zaključiti sljedeće činjenice:

- Za slučaj niskog intenziteta sunčevog zračenja (čija je snaga manja od 10% nazivne), faktor snage je značajno manji od 1. Manji faktor snage je prvenstveno posljedica izobličenja injektirane struje FN sistema pri čemu su komponente neaktivne snage uporedive sa vrijednostima aktivne snage.
- Za razliku od slučaja niskog intenziteta sunčevog zračenja, slučajevi sa visokim i srednjim intenzitetom sunčevog zračenja nemaju značajan uticaj na efekat izobličenja injektirane struje FN sistema. Talasni oblici napona i struje su praktično u idealnom sinusoidnom talasnom obliku, pa je i THD_I znatno niži. Takođe, i u ovim slučajevima se mogu identifikovati

komponente neaktivne snage, ali je njihov uticaj na ukupnu snagu gotovo zanemariv i zbog toga faktor snage gotovo dostiže vrijednost 1.

- Posmatrajući rezultate iz tabele 16, može se utvrditi da udio neaktivnih komponenti snage u prividnoj snazi zavisi od intenziteta sunčevog zračenja. Rasipna snaga izobličenja D_s i nebalansirana snaga D_u su manje u slučaju sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja, ali je njihov udio u prividnoj snazi znatno veći od udjela istih komponenti u druga dva slučaja.
- Uticaj injektiranja strujnih harmonika na mrežni napon nije dolazio u pitanje jer je snaga kratkog spoja, u tački priključenja, mnogo veća od instalirane snage priključenog FN sistema.
- Iz harmonijskih spektara za injektiranu struju FN sistema, sa slika 54-56, može se primijetiti da se određeni udio 5. i 7. harmonika mrežnog napona preslikava na talasni oblik struje. Ova pojava je opravdana činjenicom postojanja PLL strukture u upravljačkoj strukturi pretvarača priključenog na mrežu. Dakle, može se zaključiti da je ovaj udio 5. i 7. harmonika u harmonijskim spektrima struje najvjerojatnije posljedica njihovog postojanja u mrežnom naponu.

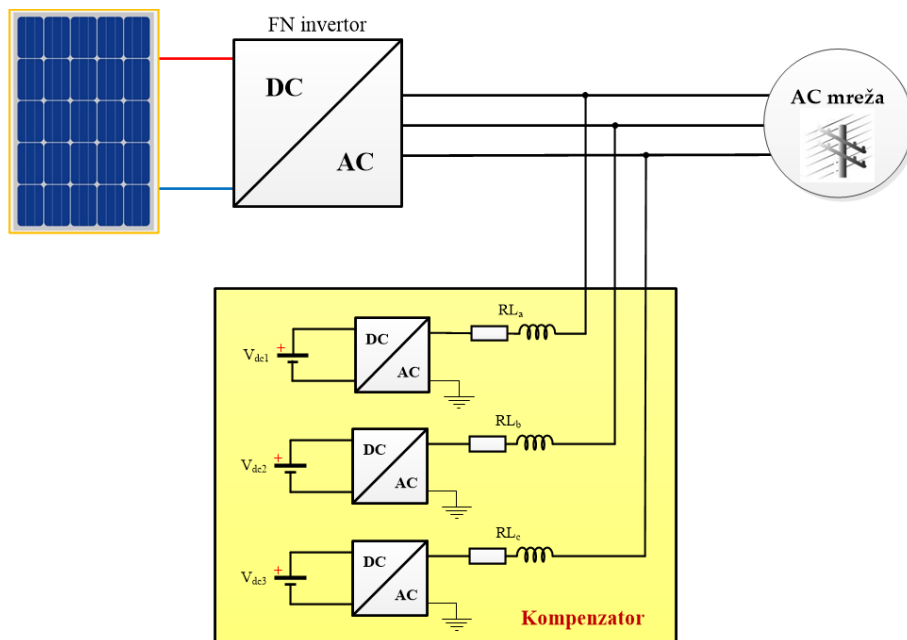
8 PRIMJENA DISTRIBUIRANIH STATIČKIH KOMPENZATORA U CILJU SMANJENJA HARMONIJSKIH IZOBLIČENJA STRUJA INJEKTIRANJA I POPRAVKE FAKTORA SNAGE FOTONAPONSKIH SISTEMA

Iz prethodno sprovedenih analiza, promjenljivost u intenzitetu sunčevog zračenja, kao dominantnog uticajnog faktora na proizvodnju FN sistema, u velikoj mjeri se odražava i na generisanje harmonijskih izobličenja struja i napona, pa samim tim i na smanjenje faktora snage čitavog sistema. U uslovima smanjenog intenziteta sunčevog zračenja, kod FN sistema povezanih na mrežu, injektirana struja je znatno izobličena tako da do izražaja dolazi rasipna komponenta snage koja postaje uporediva sa reaktivnom komponentom snage. Pošto se u dosadašnjoj praksi većina upravljačkih algoritama za upravljanje FN invertorom zasniva na upravljanju aktivnom i reaktivnom snagom pri osnovnom harmoniku, jasno je da se problem smanjenog faktora snage ne može prevazići pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja. Kompenzacija neaktivne energije FN sistema povezanih na mrežu u literaturi nije obrađivana, jer se uticaju proizvodnje FN sistema pri nižem intenzitetu sunčevog zračenja nije davalo na značaju. Međutim, kao što je to pokazano u prethodnom poglavlju, jasno je da u trenucima pri kojima je slabo opterećen FN invertor, komponente neaktivne snage značajno doprinose smanjenju faktora snage. S druge strane, u literaturi se sreću analize poput upotrebe FN sistema kao integralnih dijelova distribuiranih statičkih kompenzatora (DSTATCOM) čija je uloga poboljšanje kvaliteta električne energije u tački priključenja nelinearnih potrošača na mrežu. FN sistem u tim situacijama služi kao sistem za generisanje aktivne snage i obezbjeđuje željenu vrijednost DC napona na ulazu statičkog pretvarača. Ovakvi sistemi mogu da nađu svoje prednosti u upotrebi samo u situacijama kada je intenzitet sunčevog zračenja na zavidnom nivou tj. kako ne bi svojim djelovanjem dodatno uticali na harmonijska izobličenja.

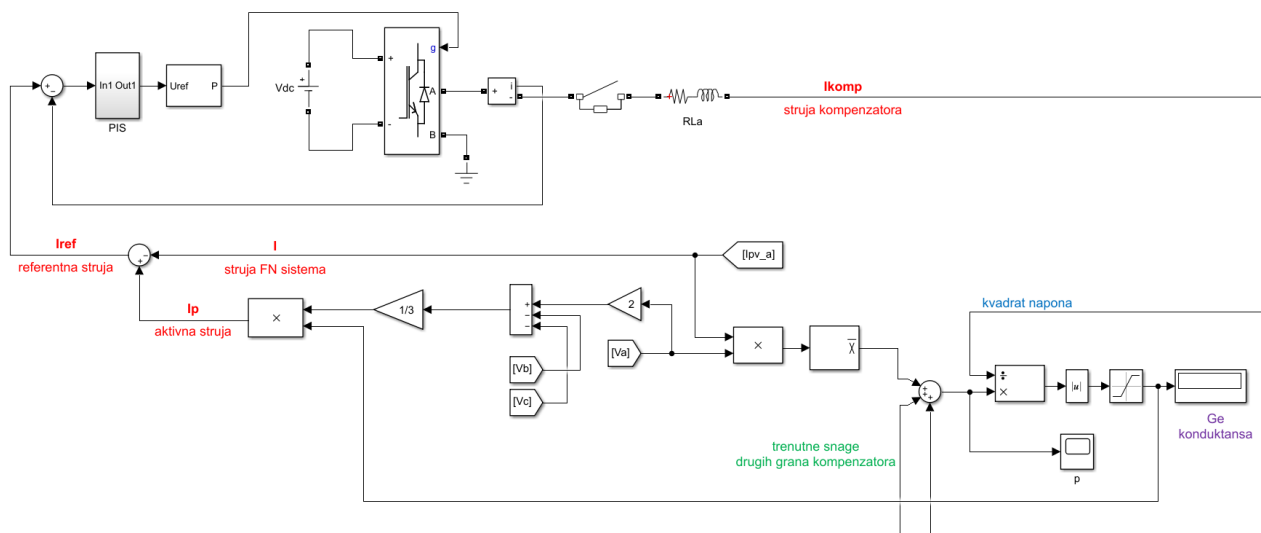
8.1 Model statičkog kompenzatora

U okviru disertacije, razmatrana su nova rješenja za poboljšanje kvaliteta električne energije i popravku faktora snage FN sistema povezanih na mrežu koja se zasnivaju na upotrebi distribuiranih statičkih kompenzatora koji imaju ulogu kompenzatora neaktivne snage i aktivnog filtera za eliminaciju viših harmonika. U tu svrhu, za opisani model realnog FN sistema od 15,9 kWp instalisane snage i povezanog na distributivnu mrežu, predložen je model statičkog kompenzatora koji je povezan paralelno, između FN sistema i mreže (Slika 65). Uloga predloženog kompenzatora je poboljšanje faktora snage pri smanjenom intenzitetu sunčevog zračenja uz istovremeno smanjenje harmonijskih izobličenja u injektiranoj struji. Model kompenzatora se sastoji od tri jednofazna invertora sa sopstvenim napajanjem i izlaznim RL filterom, koji su naponski upravljani putem rezonantnog regulatora. Upravljačka struktura se zasniva na određivanju referentne vrijednosti za injektiranu struju na osnovu DIN 40110 standarda koji definiše aktivne struje koje su proporcionalne naponima i imaju minimalnu efektivnu vrijednost pri istoj aktivnoj snazi. Regulacija kompenzatora se vrši prema struji koja predstavlja razliku između aktivne struje i struje koja se generiše na izlazu FN invertora (Slika 66). Regulisana struja kompenzatora je struja sa velikom dinamičkom promjenom, pa se umjesto standardnih lineranih regulatora (PI, PID), koristi rezonantni regulator. Rezonantni regulator je pogodan za praćenje sinusnih referentnih signala koji pored proporcionalnog i integralnog dejstva ima član koji predstavlja Laplasovu transformaciju sinusne ili kosinusne funkcije pomnožene određenim pojačanjem. Rezonantna frekvencija tog člana je podešena na vrijednost

frekvencije referentnog signala, što je u ovom slučaju 50 Hz. Kako izbor parametara rezonantnog regulatora (pojačanja) nije predmet istraživanja ove disertacije, njihove vrijednosti su izabrane empirijski.



Slika 65. Blok dijagram FN sistema sa statičkim kompenzatorom za smanjenje harmonijskih izobličenja struja injektiranja i popravku faktora snage



Slika 66. Primjer modela jedne grane kompenzatora sa upravljačkom strukturom realizovanog u Matlab/Simulinku

8.2 Parametri simulacionog modela kompenzatora

Za analizu uticaja kompenzatora na poboljšanje faktora snage uz istovremeno smanjenje harmonijskih izobličenja u struji koja se injektira u mrežu razmatrana su dva slučaja: kada FN inverter radi sa nominalnim opterećenjem i kada FN inverter radi sa snagom manjom od 10% svog nominalnog opterećenja (odgovara slučaju sa znatnim harmonijskim izobličenjem). Trajanje simulacije je podešeno na 2[s] dok je u trenutku $t=0,5[s]$ uključivan predloženi kompenzator. U tabeli 17. prikazani su ostali parametri simulacionog modela predloženog kompenzatora.

Tabela 17. Parametri simulacionog modela kompenzatora

| Parametri | | Vrijednost |
|-------------------------------------|------------|-------------------|
| Filterska otpornost kompenzatora | R | 0,01 [Ω] |
| Filterska induktivnost kompenzatora | L | 50 [mH] |
| Ulazni DC napon kompenzatora | V_{dc} | 700 [V] |
| Proporcionalno pojačanje regulatora | K_p | 2 |
| Integralno pojačanje regulatora | K_i | 100 |
| Rezonantno pojačanje regulatora | K_s | 20 |
| Prekidačka frekvencija kompenzatora | f_{komp} | 10 [kHz] |
| Učestanost mreže | ω | 314 [rad/s] |
| Korak simulacije | T_s | 10^{-5} [s] |

Predloženo rješenje upotrebe statičkog kompenzatora za kompenzaciju neaktivnih komponenti snage je bazirano na određivanju referentnih struja po fazama kompenzatora koje su jednake razlikama aktivnih struja i izlaznih struja FN invertora. Prema definicijama CPC teorije i DIN 40110 standarda, aktivne struje se mogu odrediti prema relacijama (7.26) i (7.36). Da bi se omogućilo izračunavanje napona prema virtuelnoj referentnoj tački koja obezbjeđuje da zbir napona bude jednak nuli, u izrazu za aktivne struje koristi se matrica transformacije \mathbf{A} :

$$\mathbf{i}_p = G_e \cdot \mathbf{A} \cdot \mathbf{u} \quad (8.1)$$

$$\mathbf{i}_p = [i_{ap} \quad i_{bp} \quad i_{cp}]^T \quad (8.2)$$

$$\mathbf{u} = [u_a \quad u_b \quad u_c]^T \quad (8.3)$$

$$\mathbf{A} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (8.4)$$

gdje su: \mathbf{u} i \mathbf{i}_p – vektori trenutnih vrijednosti napona i aktivnih struja FN sistema; \mathbf{T} – oznaka za transpoziciju vektora (matrica), P – aktivna snaga u trofaznom sistemu, $G_e = P/(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2)$ – ekvivalentna konduktansa koja odgovara aktivnoj snazi P .

Na osnovu prethodnih relacija, izraz za referentne struje po fazama kompenzatora može da se definiše sa (8.5), dok je prikaz implementacije upravljačke strukture u MATLAB/Simulink-u dat na slici 66.

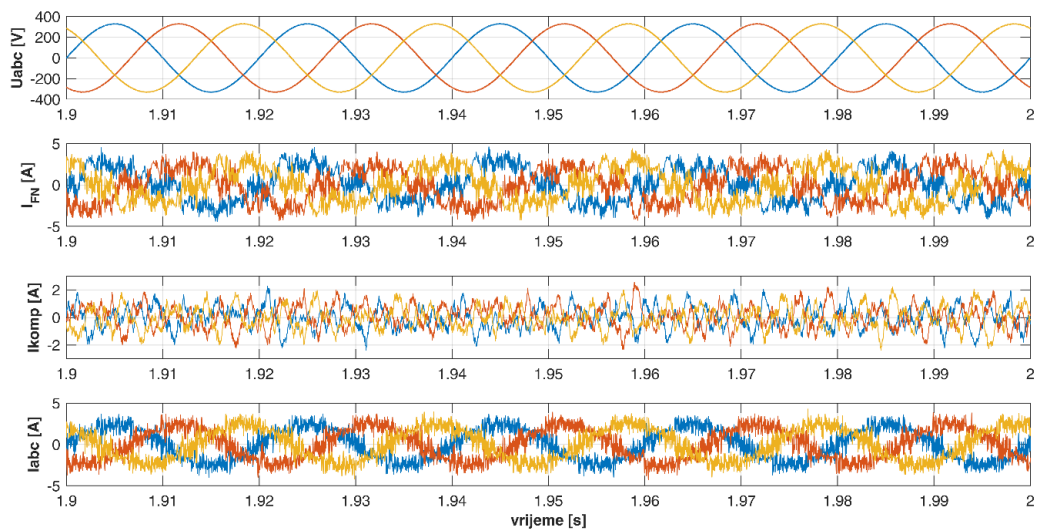
$$\mathbf{i}_{ref} = \mathbf{i}_p - \mathbf{i} \quad (8.5)$$

$$\mathbf{i} = [i_a \quad i_b \quad i_c]^T \quad (8.6)$$

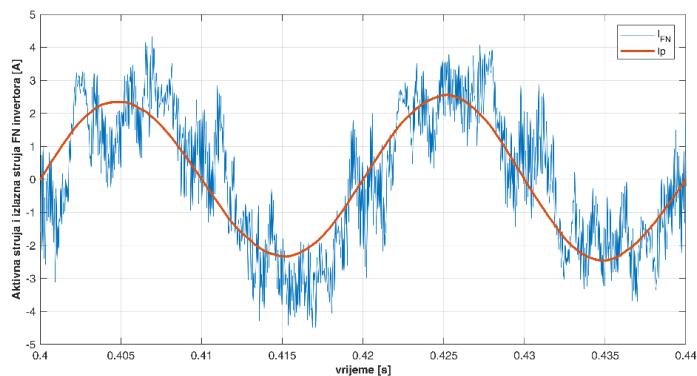
gdje je \mathbf{i} vektor trenutnih vrijednosti struja FN sistema (odnosno izlaznih struja fotonaponskog invertora).

8.3 Rezultati simulacije rada predloženog kopensatora pri slabo i nominalno opterećenom FN invertoru

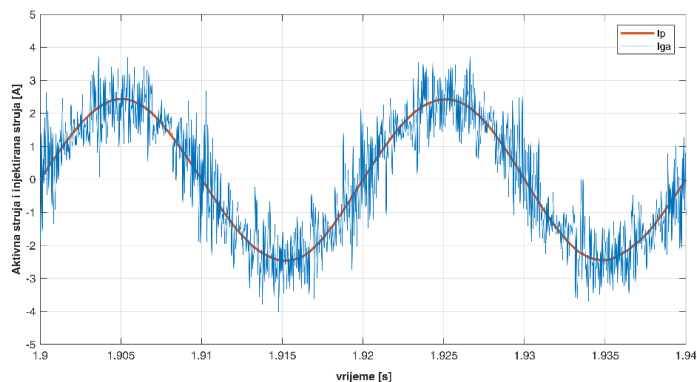
Na narednim slikama prikazani su simulacioni rezultati uticaja kompenzatora na popravku faktora snage i eliminaciju viših strujnih harmonika u slučajevima kada je FN sistem slabo (slike 67-72) i nominalno (slike 73-78) opterećen.



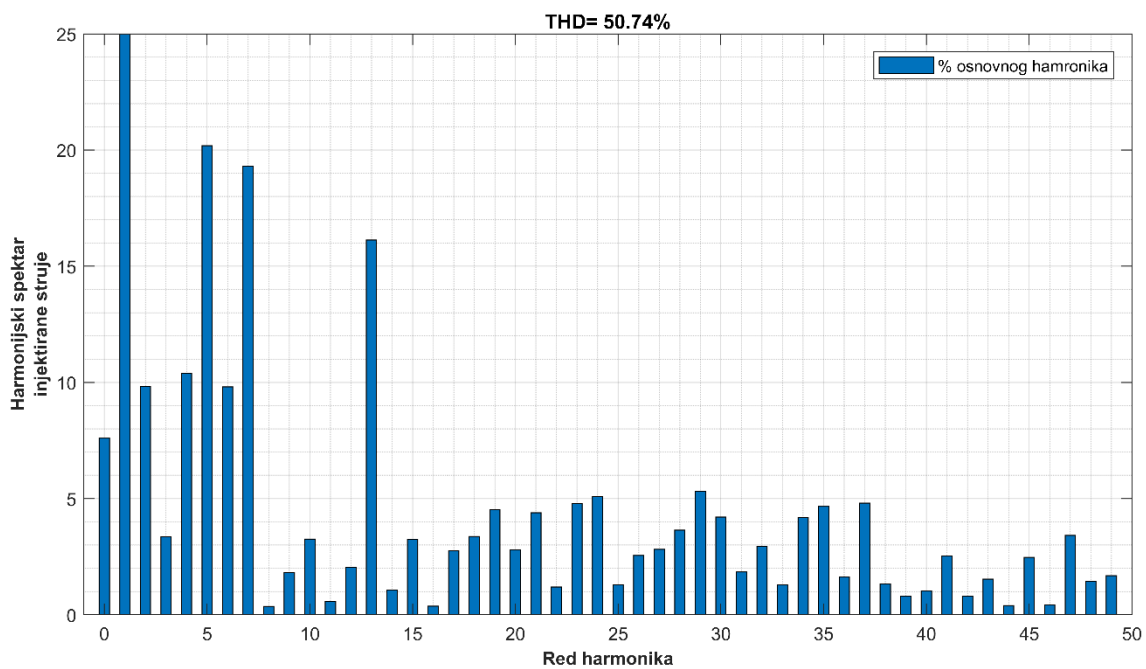
Slika 67. Talasni oblici mrežnog napona i struja FN invertora, kompenzatora i mreže pri slabo opterećenom FN invertoru



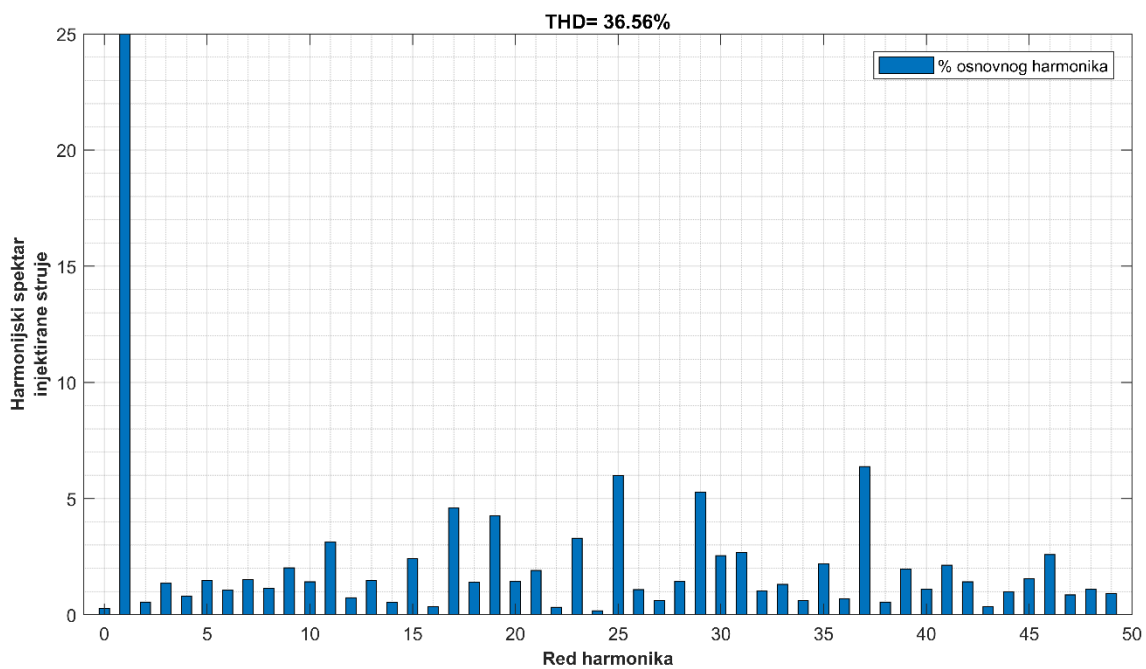
Slika 68. Odnos aktivne struje i struje na izlazu FN invertora pri slabo opterećenom FN invertoru



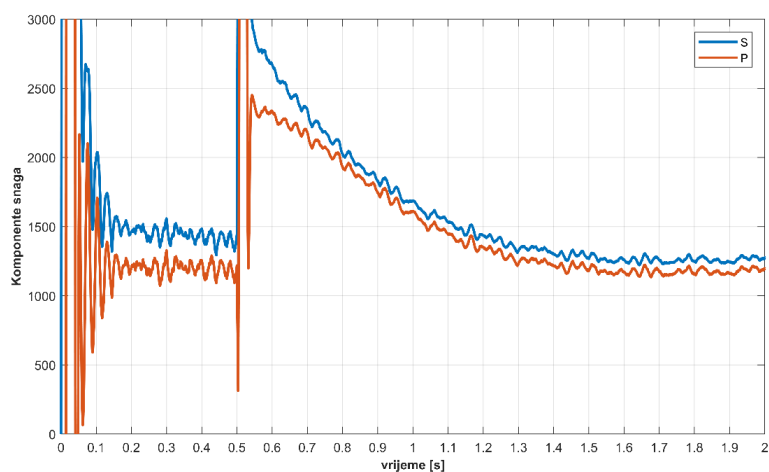
Slika 69. Odnos aktivne struje i injektirane struje u mrežu pri slabo opterećenom FN invertoru



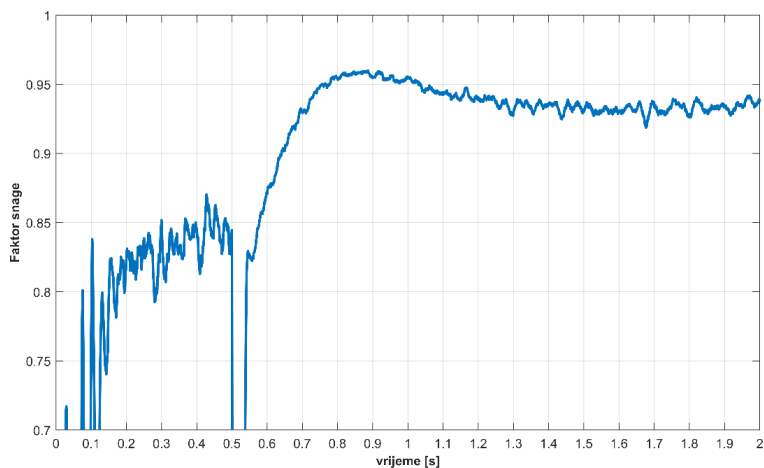
Slika 70. Harmonijski spektar injektirane struje pri slabo opterećenom FN sistemu prije kompenzacije



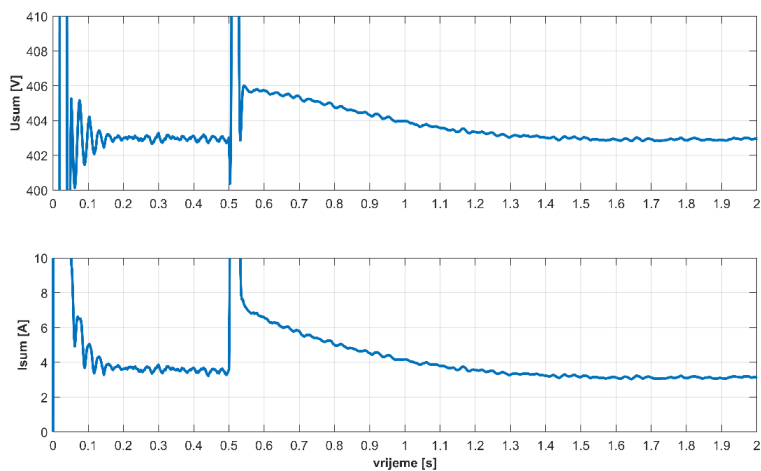
Slika 71. Harmonijski spektar injektirane struje pri slabo opterećenom FN sistemu nakon kompenzacije



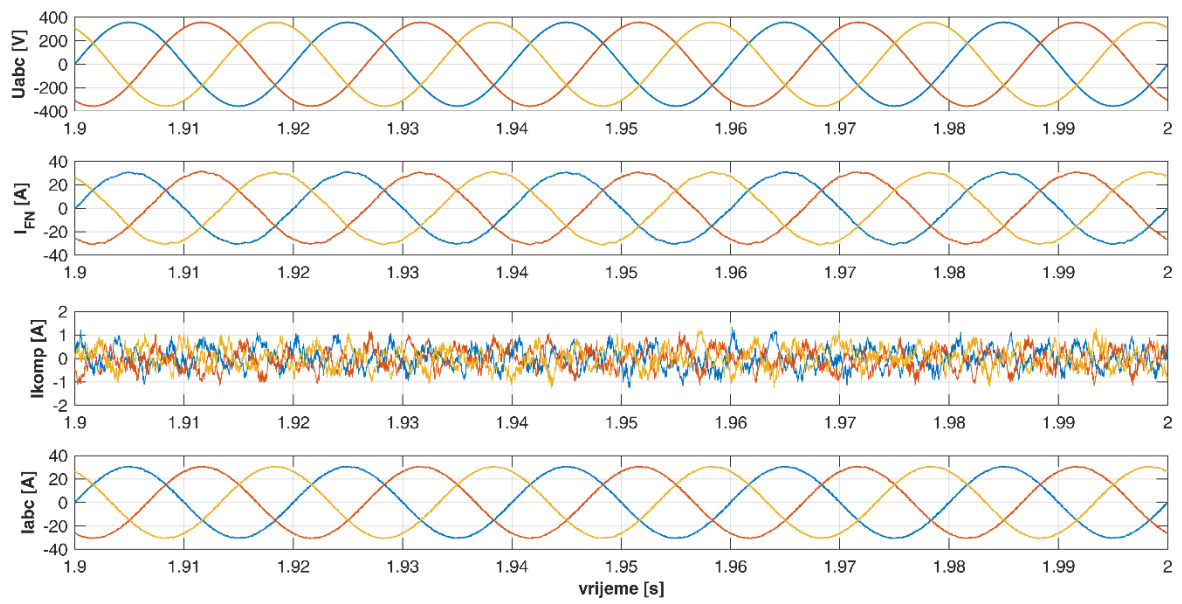
Slika 72. Promjena prividne i aktivne snage pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s]



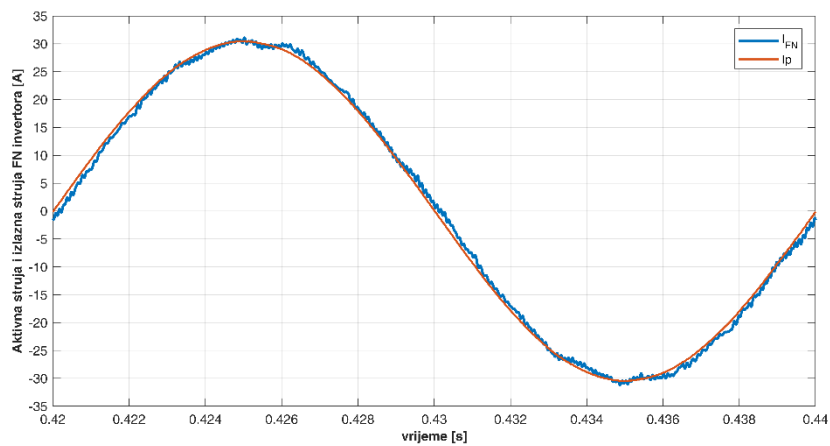
Slika 73. Promjena faktora snage pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s]



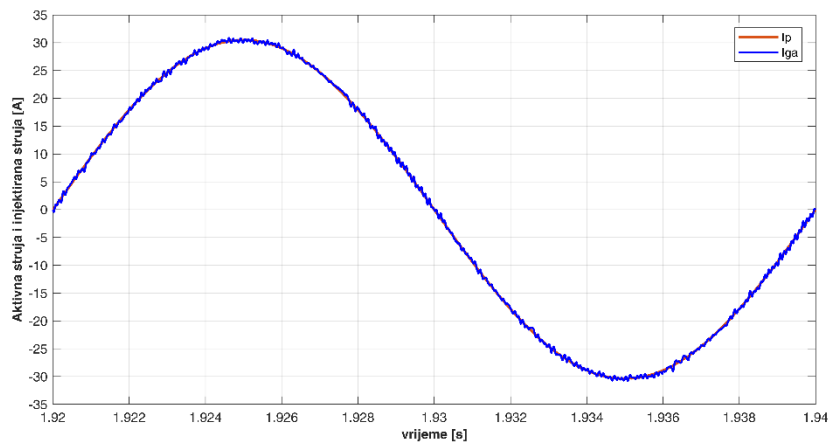
Slika 74. Sumarna efektivna vrijednost napona i struje prema DIN 40110 standardu pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s]



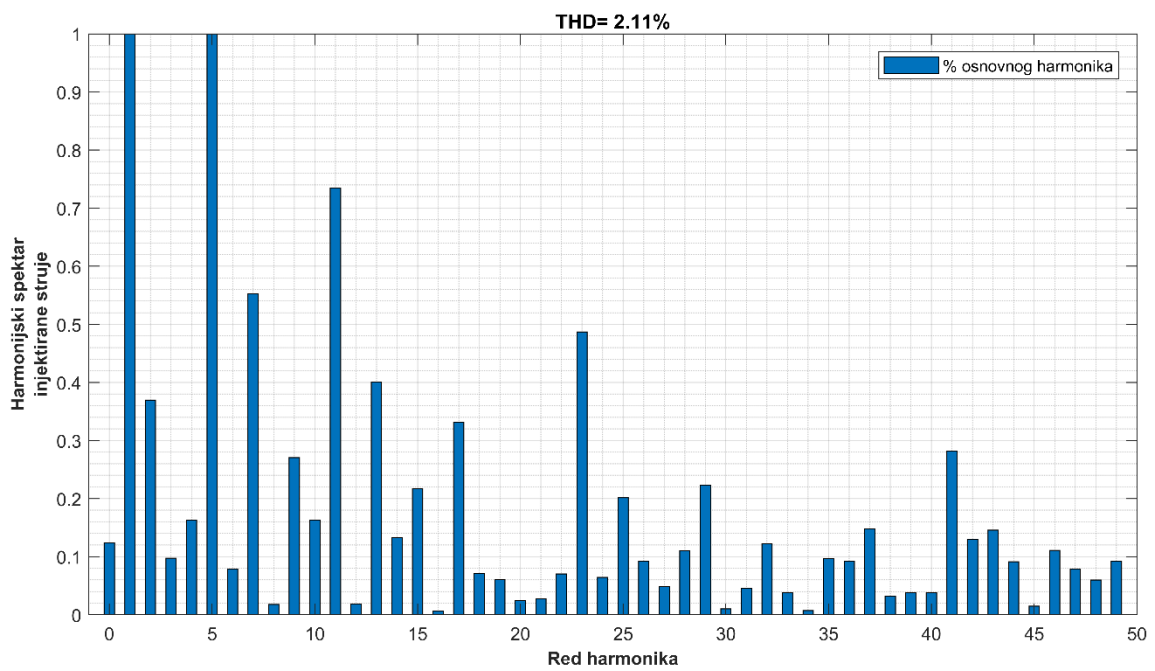
Slika 75. Talasni oblici mrežnog napona i struja FN invertora, kompenzatora i mreže pri nominalno opterećenom FN invertoru



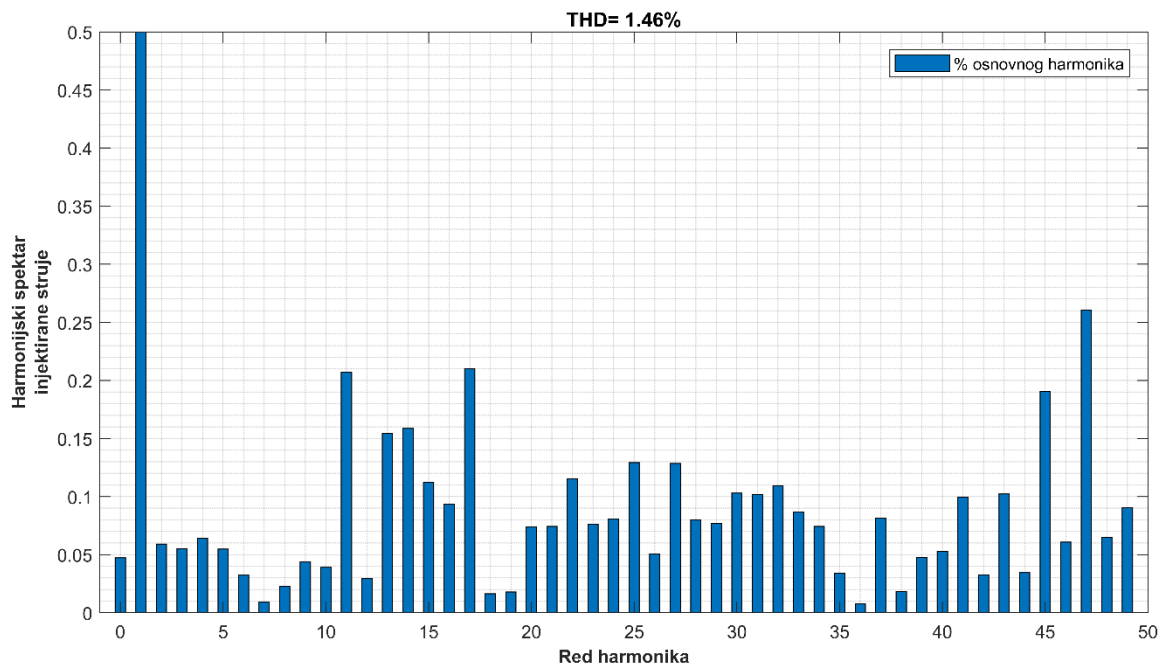
Slika 76. Odnos aktivne struje i struje na izlazu FN invertora pri nominalno opterećenom FN invertoru



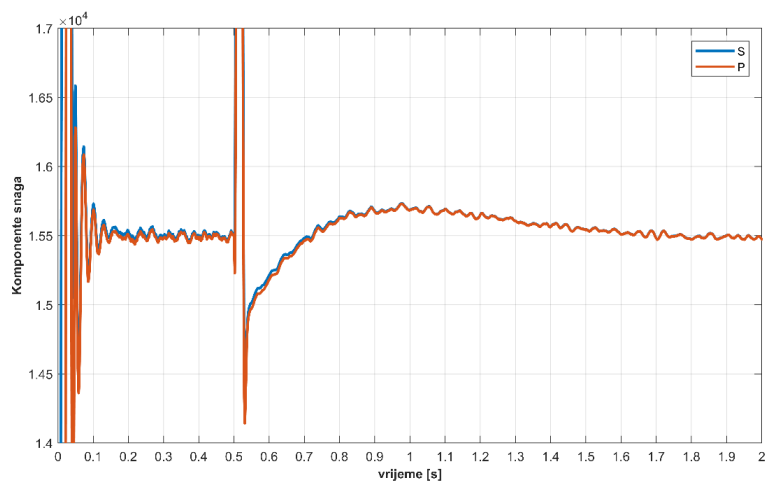
Slika 77. Odnos aktivne struje i injektirane struje u mrežu pri nominalno opterećenom FN invertoru



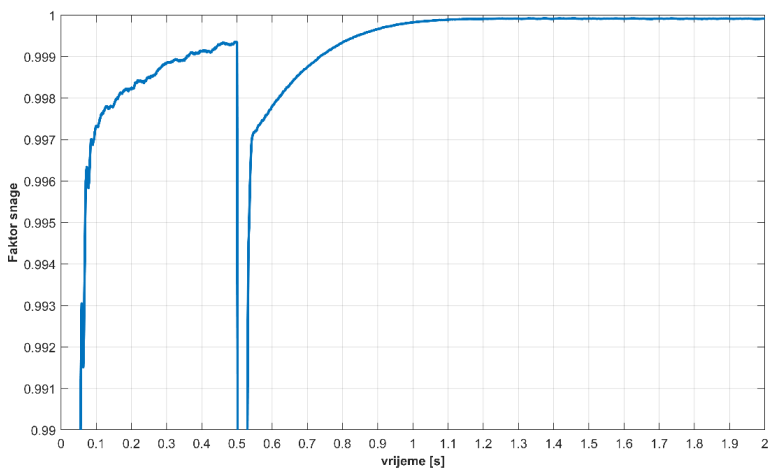
Slika 78. Harmonijski spektar injektirane struje pri nominalno opterećenom FN sistemu prije kompenzacije



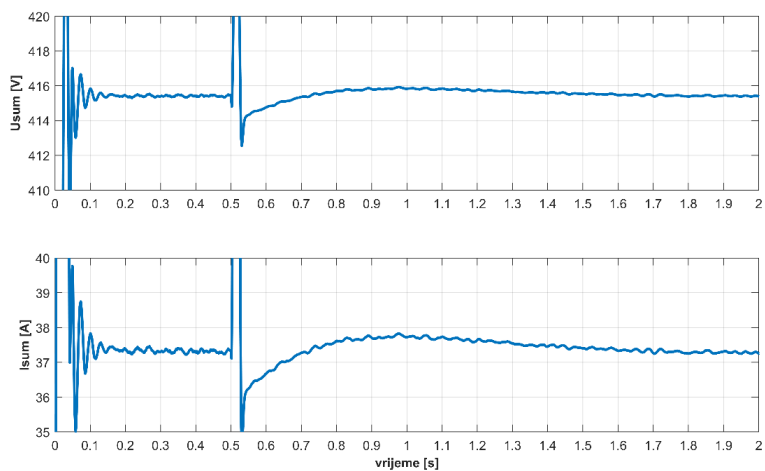
Slika 79. Harmonijski spektar injektirane struje pri nominalno opterećenom FN sistemu nakon kompenzacije



Slika 80. Promjena prividne i aktivne snage pri nominalno opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s]



Slika 81. Promjena faktora snage pri nominalno opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s]



Slika 82. Sumarna efektivna vrijednost napona i struje prema DIN 40110 standardu pri slabo opterećenom FN sistemu i uključenju kompenzatora u trenutku 0,5 [s]

Na osnovu dobijenih talasnih oblika napona i injektiranih struja FN sistema, sa i bez upotrebe kompenzatora, izvršen je proračun i identifikacija komponenti snaga FN sistema upotrebom teorije o fizičkoj interpretaciji komponenti struja (prilog B). Proračun parametara sumiran je u tabeli 18.

Tabela 18. Proračunate vrijednosti parametara na osnovu rezultata simulacije modela FN sistema sa i bez kompenzatora

| Parametri | Intenzitet sunčevog zračenja | | | |
|----------------|------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| | Nizak | | Visok | |
| | bez kompenzatora | sa kompenzatorom | bez kompenzatora | sa kompenzatorom |
| THD_I [%] | 50,74 | 36,56 | 2,11 | 1,46 |
| U_Σ [V] | 402,9 | 403,1 | 415,4 | 415,6 |
| I_Σ [A] | 3,63 | 3,17 | 37,33 | 37,28 |
| S [VA] | 1462,4 | 1279,1 | 15509,1 | 15494,5 |
| P [W] | 1205,2 | 1201,3 | 15493,6 | 15492,9 |
| Q [Var] | 674,2 | 295,9 | 365,4 | 89,3 |
| D_s [VA] | 439,9 | 317,6 | 510,2 | 169,3 |
| D_u [VA] | 195,1 | 67,2 | 294,4 | 113,8 |
| PF | 0,824 | 0,939 | 0,999 | 0,9999 |

8.4 Diskusija rezultata

Dobijeni rezultati simulacije rada modela FN sistema sa upotrebom statičkog kompenzatora u cilju kompenzacije neaktivne snage i smanjenju harmonijskih izobličenja napona i struje pri različitom opterećenju FN sistema su opravdali značaj predloženog rješenja. Iz rezultata se mogu zaključiti sljedeće činjenice:

- Upotreba statičkog kompenzatora u cilju kompenzacije neaktivne snage tj. popravke faktora snage opravdava svoju ulogu u slučajevima kada je FN sistem slabo opterećen tj. kada rada sa snagom znatno manjom od svoje nominalne. Pri tome, kompenzacijom komponenti neaktivne snage, faktor snage FN sistema se znatno poboljšava, sa 0,824 na 0,939 u posmatranom slučaju.
- Harmonijsko izobličenje injektiranih struja FN sistema se smanjuje u oba slučaja tako da se može zaključiti da statički kompenzator pored uloge poboljšanja faktora snage ima i ulogu aktivnog filtera i eliminacije viših strujnih harmonika.
- Struja FN sistema koja se injektira u mrežu pri niskom intenzitetu sunčevog zračenja i pored upotrebe kompenzatora ima značajno harmonijsko izobličenje (36,56%). Razlog tome se može naći u činjenici da struja kompenzatora treba da sadrži značajan sadržaj viših harmonika kako bi poništila/eliminirala visokofrekventne komponente u generisanoj struji FN invertora, što ima za posljedicu kompleksan i složen postupak regulacije struje kompenzatora, uz sva dinamička ograničenja date upravljačke strukture.
- Definisane aktivne komponente injektirane struje FN sistema prema DIN 40110 standardu, a koja je pri tome i minimalna aktivna struja, omogućava upotrebu kompenzatora koji se sastoji od tri pojedinačna, po fazama, elementa čijim se djelovanjima utiče i na komponentu snage koja je posljedica nebalansirane struje.

-
- Analizirajući rezultate iz tabele 18, može se utvrditi da udio neaktivnih komponenti snage u prividnoj snazi se značajno smanjuje upotrebom kompenzatora u oba slučaja, pri čemu treba primjetiti da je rasipna snaga izobličenja D_s nešto veća od drugih komponenti neaktivne snage.

9 ZAKLJUČAK

Predmet istraživanja doktorske disertacije se ogledao u detaljnoj analizi uticaja fotonaponskih sistema na harmonijska izobličenja napona i struja pri različitim uslovima eksploatacije, kao i u identifikaciji komponenti neaktivnih snaga koje se injektiraju u tački priključenja FN sistema na mrežu. U toku izrade disertacije korišćene su različite metode istraživanja, počevši od numeričkih analiza, modelovanja, simulacija do mjerenja realnih parametara na postojećem fotonaponskom sistemu. Za analizu uticaja fotonaponskog sistema povezanih na mrežu na harmonijska izobličenja napona i struja, najprije je izvršeno prikupljanje, sistematizacija i detaljna analiza postojećih znanja u oblasti istraživanja sa ciljem da se sagleda problematika i utvrde smjernice u narednim fazama istraživanja. Upotrebom programskog paketa MATLAB/Simulink, razvijen je model realnog fotonaponskog sistema i formirana simulacija rada sistema u različitim eksploatacionim uslovima u cilju ispitivanja i boljeg razumijevanja uticaja različitih parametara na kvalitet električne energije u tački priključenja fotonaponskog sistema na mrežu. Na osnovu validacije i verifikacije sprovedenog istraživanja kroz poređenje rezultata dobijenih modelovanjem sa rezultatima dobijenim na osnovu mjerenja na konkretnom fotonaponskom sistemu, potvrdila se jedna od polaznih hipoteza ovog istraživanja koja se odnosila na pretpostvaku da je kvalitete električne energije narušen u tački priključenja FN sistema na mrežu u periodima sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja.

Takođe, u petom poglavlju su obrađeni i uticaji topologija pretvarača, upravljačkih algoritama i tehnika na harmonijska izobličenja. Pokazuje se da FN sistemi, koji su realizovani sa modularnim topologijama invertora kao što su invertori sa više nivoa, smanjuju THD izlaznog napona kako se broj nivoa u invertoru povećava. Međutim, pokazuje se i to da odnos između broja nivoa i THD nije linearan, pa se sa povećanjem broja nivoa preko određene granice, korist od dodatnih nivoa u talasnom obliku napona ne rezultuje u značajnom smanjenju THD-a, a složenost i cijena takvih topologija se značajno povećavaju.

U disertaciji je pokazano da se za ispravan i stabilan rad FN sistema na mreži, zahtjeva adekvatna i korektna sinhronizacija između FN invertora i mreže. U slučaju PLL struktura, kojima se precizno određuju parametri mreže (frekvencija, amplituda i fazni ugao mrežnog napona), a koji služe za generisanje referentnog sinusnog signala u upravljačkoj strukturi, pojava jednosmjerne komponente u estimiranom signalu (pri mjerenju mrežnog napona, procesa A/D konverzije, itd) bi negativno uticala na generisanje referentnih signala a samim tim i na pojavu harmonijskog izobličenja izlaznih struja. Zbog toga je u disertaciji dat primjer jednofazne PLL strukture pomoću koje se pojava jednosmjerne komponente u estimiranom naponu može potisnuti ili potpuno eliminisati upotrebom adekvatnog dvofaznog generatora.

Kako FN sistemi u periodima sa niskim intenzitetom sunčevog zračenja injektiraju struju sa značajnim udjelom harmonijskih komponenti, identifikacija neaktivnih komponenti snage je izvršena primjenom teorije o fizičkoj interpretaciji komponenti struja. Na primjeru realnog FN sistema, razvijena je i realizovana eksperimentalna postavka za mjerenje i akviziciju struja i napona u realnom vremenu. Na taj način su se obezbijedili realni podaci o strujama i naponima FN sistema u uslovima eksploatacije. Za tri različita slučaja, koji odgovaraju različitim intenzitetima sunčevog zračenja (nizak, srednji i visok), izvršen je proračun prema definisanoj teoriji i identifikovane i kvantitativno određene sve komponente injektiranih snaga.

I na kraju, kao još jedan od doprinosa istraživanja ove disertacije je prijedlog uređaja za popravku faktora snage na bazi distribuiranog statičkog kompenzatora, uz istovremeno smanjenje harmonijskih izobličenja injektiranih struja. Kompensacija neaktivnih komponenti snage predstavlja proces kojim se trebaju eliminirati neaktivne komponente struja u izlaznoj struji FN invertora. Rezultati simulacija pokazuju da se predloženim rješenjem i pri niskom i pri visokom intenzitetu sunčevog zračenja (što odgovara slabo i nominalno opterećenim FN invertorima) u velikoj mjeri kompenzuju neaktivne komponente snage, uz djelimično smanjenje harmonijskih izobličenja. Razlog što se harmonijska izobličenja ne mogu smanjiti u većoj mjeri može se naći u činjenici da prema dinamici regulacionih struktura kompensacija neaktivnih komponenti struja nije jednostavan proces već iziskuje projektovanje i realizovanje adekvatnih regulatora koji mogu vrlo brzo da prate promjenu zadate veličine čime bi se omogućilo i generisanje adekvatnih neaktivnih komponenti struja na izlazima kompenzatora.

Doprinosi koji su ostvarni u toku realizacije doktorske disertacije se sumarno ogledaju u:

- izvršenoj detaljnoj analizi uticaja fotonaponskog sistema na harmonijska izobličenja struja i napona u tački priključenja na mrežu;
- razvoju simulacionog modela za analizu rada fotonaponskog sistema i njegovog uticaja na kvalitet električne energije u mreži;
- analizi parametara u upravljačkim strukturama energetskih pretvarača u fotonaponskim sistemima koji indirektno utiču na harmonijska izobličenja struja i napona;
- primjeni teorije koja koristi fizičke interpretacije komponenti struja za identifikaciju neaktivnih komponenti snaga injektiranih u mrežu;
- predloženom rješenju za smanjenje harmonijskih izobličenja struja injektiranja i popravak faktora snage fotonaponskih sistema koji se zasniva na upotrebi distribuiranog statičkog kompenzatora koji generiše neaktivne komponente struja na bazi proračuna aktivne struje prema DIN 40110 standardu;
- realizaciji mjerno-akvizicionog sistema za dobijanje eksperimentalnih rezultata istraživanja;
- publikaciji rezultata istraživanja u međunarodnim časovima indeksiranim na SCI listi, te u zbornicima radova na međunarodnim i nacionalnim konferencijama i skupovima.

Buduće istraživanje u pogledu harmonijskih izobličenja struja i napona FN sistema bi moglo da ide u pravcu analize pojave, uticaja i eliminacije interharmonijskih komponenti u struji FN sistema, posebno u situacijama rada sa snagom manjom od nominalne, a koji mogu biti direktna posljedica perturbacija u MPPT algoritmu, dok se buduća istraživanja na polju kompenzacije neaktivne snage i popravke faktora snage odnose na iznalaženju novih, poboljšanih, rješenja za kompenzaciju neaktivnih komponenti struja.

LITERATURA

- [1] M. Zainuddin, F.E.P. Surusa, Syafaruddin, and S. Manjang, "The Effect of Irradiance on Distribution Power System Stability in Large-Scale Grid-Connected Photovoltaic," 2019 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT), Jul. 2019, doi: 10.1109/icoiact46704.2019.8938483
- [2] A. Ouai, L. Mokrani, M. Machmoum, and A. Houari, "Control and energy management of a large scale grid-connected PV system for power quality improvement," *Solar Energy*, vol. 171, pp. 893–906, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.06.106
- [3] S.S. Kshatri, J. Dhillon, and S. Mishra, "Impact of Solar Irradiance and Ambient Temperature on PV Inverter Reliability Considering Geographical Locations," *International Journal of Heat and Technology*, vol. 39, no. 1, pp. 292–298, Feb. 2021, doi: 10.18280/ijht.390132
- [4] E.A.F. Nunes, D.K. Alves, E.S. Dantas, T.O.A. Rocha, R.L.A. Ribeiro, and F.B. Costa, "Impact of PV systems on microgrids under different levels of penetration and operational scenarios," 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), Nov. 2017, doi: 10.1109/cobep.2017.8257336
- [5] S. Roy, A. Debnath, M. Tariq, M. Behnamfar, and A. Sarwat, "Characterizing Current THD's Dependency on Solar Irradiance and Supraharmonics Profiling for a Grid-Tied Photovoltaic Power Plant," *Sustainability*, vol. 15, no. 2, pp. 1214, Jan. 2023, doi: 10.3390/su15021214
- [6] V. Hengsitawat, T. Tayjasant, and N. Nimpitiwan, "Optimal sizing of photovoltaic distributed generators in a distribution system with consideration of solar radiation and harmonic distortion," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 39, no. 1, pp. 36–47, Jul. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.01.002
- [7] D. Gallo et al., "Case studies on large PV plants: Harmonic distortion, unbalance and their effects," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2013, doi: 10.1109/pesmg.2013.6672271
- [8] M. Ikic, B. Colic, J. Mikulovic, and S. Jokic, "Impact assessment of irradiance and temperature variation on PV system current harmonics injection," 2022 21st International Symposium INFOTEH-JAHORINA, Mar. 2022, doi: 10.1109/infoteh53737.2022.9751295
- [9] M.P. Thakre, S.S. Sayali, and J.A. M., "Stability and Total Harmonic Distortion Analysis with Performance of Grid-Tied PV Systems," 2020 International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICPECTS), Dec, 2020, doi: 10.1109/icpects49113.2020.9337036
- [10] C. Khomsi, M. Bouzid, K. Jelassi, "Power Quality Improvement in a Three-Phase Grid Tied Photovoltaic System Supplying Unbalanced and Nonlinear Loads," *International Journal of Renewable Energy Research*, no. v8i2. 2018, doi: 10.20508/ijrer.v8i2.7077.g7402
- [11] S. M. Ahsan, H. A. Khan, A. Hussain, S. Tariq, and N. A. Zaffar, "Harmonic Analysis of Grid-Connected Solar PV Systems with Nonlinear Household Loads in Low-Voltage Distribution Networks," *Sustainability*, vol. 13, no. 7, p. 3709, Mar. 2021, doi: 10.3390/su13073709

-
- [12] Xiaodong Liang, "Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources," 2016 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Oct. 2016, doi: 10.1109/ias.2016.7731973
- [13] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, A. A. Alkahtani, and A. E. PG Abas, "Power Quality Assessment of Grid-Connected PV System in Compliance with the Recent Integration Requirements," *Electronics*, vol. 9, no. 2, p. 366, Feb. 2020, doi: 10.3390/electronics9020366
- [14] J. Smith, S. Rönnerberg, M. Bollen, J. Meyer, A. Blanco, K.L. Koo, D. Mushamalirwa, "Power Quality Aspects for Solar Power", *CIGRE Working Group JWG C4/C6,29, CIRED-Open Access Proc, J*, 2017, 2017, 809–813
- [15] K. Daniel et al., "Current Harmonic Aggregation Cases for Contemporary Loads," *Energies*, vol. 15, no. 2, pp. 437, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15020437
- [16] L. Alhafadhi and J. Teh, "Advances in reduction of total harmonic distortion in solar photovoltaic systems: A literature review," *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 4, pp. 2455–2470, Dec. 2019, doi: 10.1002/er.5075
- [17] D. Razmi, T. Lu, B. Papari, E. Akbari, G. Fathi, and M. Ghadamyari, "An Overview on Power Quality Issues and Control Strategies for Distribution Networks With the Presence of Distributed Generation Resources," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 10308–10325, 2023, doi: 10.1109/access.2023.3238685
- [18] A. Chidurala, "High penetration of PV systems in low voltage distribution networks: investigation of power quality challenges and mitigation", *Doctoral Theses at The University of Queensland*, doi: 10.14264/uql.2016.769
- [19] M. Bajaj and A.K. Singh, "Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques," *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 1, pp. 26–69, Sep. 2019, doi: 10.1002/er.4847
- [20] O.P. Mahela, B. Khan, H.H. Alhelou, S. Tanwar, and S. Padmanaban, "Harmonic mitigation and power quality improvement in utility grid with solar energy penetration using distribution static compensator," *IET Power Electronics*, vol. 14, no. 5, pp. 912–922, Jan. 2021, doi: 10.1049/pel2.12074
- [21] A. Elkholy, "Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol. 183, pp. 315–326, May 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.03.009
- [22] A. Sangwongwanich, Y. Yang, D. Sera, and F. Blaabjerg, "Interharmonics from grid-connected PV systems: Mechanism and mitigation," 2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia), Jun, 2017, doi: 10.1109/ifeec.2017.7992128
- [23] R.R.A. Fortes, R.F. Buzo, and L.C.O. de Oliveira, "Harmonic distortion assessment in power distribution networks considering DC component injection from PV inverters," *Electric Power Systems Research*, vol. 188, pp. 106521, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106521
- [24] S. Adak, H. Cangi, B. Eid, and A.S. Yilmaz, "Developed analytical expression for current harmonic distortion of the PV system's inverter in relation to the solar irradiance and
-

-
- temperature,” *Electrical Engineering*, vol. 103, no. 1, pp. 697–704, Oct. 2020, doi: 10.1007/s00202-020-01110-7
- [25] Y. Du and D.D.-C. Lu, “Harmonic Distortion Caused by Single-Phase Grid-Connected PV Inverter,” *Power System Harmonics - Analysis, Effects and Mitigation Solutions for Power Quality Improvement*, May 2018, doi: 10.5772/intechopen.73030
- [26] F. Cardoso Melo, R. Ruiz Spaduto, L.C. Gomes de Freitas, C. Eduardo Tavares, J. Rubens Macedo Jr, and P. Henrique Oliveria Rezende, “Harmonic Distortion Analysis in a Low Voltage Grid-Connected Photovoltaic System,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 1, pp. 136–142, Jan. 2015, doi: 10.1109/tla.2015.7040640
- [27] W.I. Gabr and W.A. Salem, “Impact of Grid Connected Photovoltaic System on Total Harmonics Distortion (THD) of Low Voltage Distribution Network: A Case Study,” *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Dec. 2018, doi: 10.1109/mepcon.2018.8635216
- [28] H. Dghim, A. El-Naggar, and I. Erlich, “Harmonic distortion in low voltage grid with grid-connected photovoltaic,” *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, May 2018, doi: 10.1109/ichqp.2018.8378851
- [29] F. Spertino, G. Chicco, A. Ciocia, G. Malgaroli, A. Mazza, and A. Russo, “Harmonic distortion and unbalance analysis in multi-inverter photovoltaic systems,” *2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Jun, 2018, doi: 10.1109/speedam.2018.8445358
- [30] A. Chidurala, T. Kumar Saha, and N. Mithulananthan, “Harmonic impact of high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks – learning from an urban photovoltaic network,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, pp. 485–494, Apr. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0188
- [31] M. Ayub, C.K. Gan, and A.F. A. Kadir, “The impact of grid-connected PV systems on Harmonic Distortion,” *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, May 2014, doi: 10.1109/isgt-asia.2014.6873872
- [32] IEEE Standard 519:2014, „IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems“, IEEE Power and Energy Society
- [33] IEEE Standard 1547:2018, „IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces“, IEEE Standards Coordinating Committee 21
- [34] IEC 61727:2004, „Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface“, International Electrotechnical Commission, TC 82 - Solar photovoltaic energy systems
- [35] „Pravilnik o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske“, Mješoviti holding Elektroprivreda Republike Srpske, Mart 2014.
- [36] IEC 61000-3-2:2018, „Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)“, International Electrotechnical Commission, TC 77/SC 77A - EMC - Low frequency phenomena
- [37] IEC 61000-3-4:1998, „Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated
-

-
- current greater than 16 A“, International Electrotechnical Commission, TC 77/SC 77A - EMC - Low frequency phenomena
- [38] IEC 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“, International Electrotechnical Commission, TC 77/SC 77A - EMC - Low frequency phenomena
- [39] IEC 61000-3-12:2011, „Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-12: Limits - Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current >16 A and ≤ 75 A per phase“, International Electrotechnical Commission, TC 77/SC 77A - EMC - Low frequency phenomena
- [40] IEEE Standard 1459:2010, „IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions“, IEEE Power and Energy Society
- [41] L.S. Czarnecki, “Currents` Physical Components (CPC) concept: A fundamental of power theory,” 2008 International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation, Jun. 2008, doi: 10.1109/isncc.2008.4627483
- [42] L.S. Czarnecki, “Currents` physical components (CPC) – based power theory a review, Part I: power properties of electrical circuits and systems,” *Przegląd Elektrotechniczny*, vol 2019, no. 10, pp 1-11, Oct. 2019, doi:10.15199/48.2019.10.01
- [43] L.S. Czarnecki, “Currents` Physical Components (CPC) in systems with semi-periodic voltages and currents,” *Przegląd Elektrotechniczny*, vol 2015, no. 6, pp. 25-31, Jun. 2015, doi:10.15199/48.2015.06.04
- [44] L.S. Czarnecki, P.M. Haley, “Currents` Physical Components (CPC) in Four-Wire Systems with Nonsinusoidal Symmetrical Voltage,” *Przegląd Elektrotechniczny*, vol 2015, no. 6, pp. 48-53, Jun. 2015, doi:10.15199/48.2015.06.07
- [45] J. Mikulovic, T. Sekara, B. Skrbic, “Currents' physical component (CPC) power theory for three-phase four-wire systems,” In *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*, IET, Nov. 6 (pp. 1-7), doi: 10.1049/cp.2016.1061
- [46] L.S. Czarnecki, P. Bhattarai, “Currents` Physical Components (CPC) in Three-Phase Systems with Asymmetrical Voltage,” *Przegląd Elektrotechniczny*, vol 2015, no. 6, pp. 40-47, Jun. 2015, doi:10.15199/48.2015.06.06
- [47] J. Mikulovic, “Definicije snaga za električna kola sa harmonijskim izobličenjima napona i struja”, 2019 18th International Symposium INFOTEH-JAHORINA, Mar. 2019, pp. 34-42
- [48] M. Ikić and J. Mikulović, “Experimental Evaluation of Distortion Effect for Grid-Connected PV Systems with Reference to Different Types of Electric Power Quantities,” *Energies*, vol. 15, no. 2, pp. 416, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15020416
- [49] H. Späth, “A general purpose definition of active current and non-active power based on German standard DIN 40110,” *Electrical Engineering*, vol. 89, no. 3, pp. 167–175, Dec. 2005, doi: 10.1007/s00202-005-0333-z
-

-
- [50] J. C. Mikulovic and T. B. Sekara, "A new formulation of apparent power for nonsinusoidal unbalanced polyphase systems," 2010 International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation, Jun. 2010, doi: 10.1109/isncc.2010.5524491
- [51] S. Lubura, M. Šoja, S. Lale, and M. Ikić, "Single-phase phase locked loop with DC offset and noise rejection for photovoltaic inverters," IET Power Electronics, vol. 7, no. 9, pp. 2288–2299, Sep. 2014, doi: 10.1049/iet-pel.2013.0413
- [52] H. Xiao and X. Wang, "DC Current Rejection for Transformerless Grid-Connected Inverters," Chapter in Transformerless Photovoltaic Grid-Connected Inverters, pp. 217–248, Oct. 2020, doi: 10.1007/978-981-15-8525-8_6
- [53] S.-K. Chung, "Phase-locked loop for grid-connected three-phase power conversion systems," IEE Proceedings - Electric Power Applications, vol. 147, no. 3, p. 213, 2000, doi: 10.1049/ip-epa:20000328
- [54] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator," 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, doi: 10.1109/pesc.2006.1711988
- [55] S.-H. Hwang, L. Liu, H. Li, and J.-M. Kim, "DC Offset Error Compensation for Synchronous Reference Frame PLL in Single-Phase Grid-Connected Converters," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 8, pp. 3467–3471, Aug. 2012, doi: 10.1109/tpel.2012.2190425
- [56] A.Q. Al-Shetwi, M.Z. Sujod, M.A. Hannan, M.A. Abdullahd, A.S. Al-Ogaili, K.P. Jern, "Impact of Inverter Controller-Based Grid-Connected PV System in the Power Quality", International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications Vol. 9, No. 6, November 2020
- [57] P. Rivera, "Grid-connected photovoltaic systems based on nonlinear control," Doctoral Theses at University of Louisville, 2018, doi: 10.18297/etd/2999
- [58] M. Nkambule, A. Hasan, A. Ali, and T. Shongwe, "A Novel Control Strategy in Grid-Integrated Photovoltaic System for Power Quality Enhancement," Energies, vol. 15, no. 15, pp. 5645, Aug. 2022, doi: 10.3390/en15155645
- [59] X. Liang and C. Andalib Bin Karim, "Harmonics and Mitigation Techniques Through Advanced Control in Grid-Connected Renewable Energy Sources: A Review," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, no. 4, pp. 3100–3111, Jul. 2018, doi: 10.1109/tia.2018.2823680
- [60] Z. Zeng, H. Yang, R. Zhao, and C. Cheng, "Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 24, pp. 223–270, Aug. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.033
- [61] S. Srita et al., "Modeling, Simulation and Development of Grid-Connected Voltage Source Converter with Selective Harmonic Mitigation: HiL and Experimental Validations," Energies, vol. 15, no. 7, pp. 2535, Mar. 2022, doi: 10.3390/en15072535
- [62] M. Alathamneh, H. Ghanayem, and R.M. Nelms, "Bidirectional Power Control for a Three-Phase Grid-Connected Inverter under Unbalanced Grid Conditions Using a Proportional-
-

-
- Resonant and a Modified Time-Domain Symmetrical Components Extraction Method,” *Energies*, vol. 15, no. 24, pp. 9564, Dec. 2022, doi: 10.3390/en15249564
- [63] A. Akhavan, S. Golestan, J.C. Vasquez, and J.M. Guerrero, “Control and Stability Analysis of Current-Controlled Grid-Connected Inverters in Asymmetrical Grids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol.37, no.12, pp. 14252–14264, Dec. 2022, doi: 10.1109/tpel.2022.3191839
- [64] Frede Blaabjerg (Editor), “Control of Power Electronic Converters and Systems,” Academic Press, Volume 3, 2021, doi: 10.1016/c2018-0-05421-3
- [65] Fang Lin Luo and Hong Ye, “Advanced DC/AC Inverters. Application in Renewable Energy”, 1st Edition, 2017, CRC Press, doi: 10.1201/b13750-8
- [66] Muhammad H. Rashid, “Power Electronics Handbook,” 4th Edition, 2018, Butterworth-Heinemann, doi: 10.1016/c2016-0-00847-1
- [67] N. Mohan; T. Undeland; W. Robbins, “Power Electronics, Converters, Applications and Design”, John Wiley & Sons, 1995
- [68] S. N. Vukosavic, “Grid-Side Converters Control and Design,” *Power Electronics and Power Systems*, 2018, doi: 10.1007/978-3-319-73278-7
- [69] W. Rohouma, R.S. Balog, A.A. Peerzada, and M. Begovic, “D-STATCOM for harmonic mitigation in low voltage distribution network with high penetration of nonlinear loads,” *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 1449–1464, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.05.134
- [70] M. Kumar, A. Swarnkar, N. Gupta, and K. R. Niazi, “Design and operation of DSTATCOM for power quality improvement in distribution systems,” *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 2328–2333, Jan. 2017, doi: 10.1049/joe.2017.0747
- [71] K.R. Sree Jyothi, P. Venkatesh Kumar, and J. Jaya Kumar, “A Review of Different Configurations and Control Techniques for DSTATCOM in the Distribution system,” *E3S Web of Conferences*, vol. 309, pp. 01119, 2021, doi: 10.1051/e3sconf/202130901119
- [72] P.V.V. Satyanarayana et al., “Combined DC-Link Fed Parallel-VSI-Based DSTATCOM for Power Quality Improvement of a Solar DG Integrated System,” *Electronics*, vol. 12, no. 3, pp. 505, Jan. 2023, doi: 10.3390/electronics12030505.
- [73] R. Hemalatha and M. Ramasamy, “Harmonics Extraction Scheme for Power Quality Improvement Using Chbmli-Dstatcom Module,” *Intelligent Automation and Soft Computing*, vol. 35, no. 2, pp. 1505–1525, 2023, doi: 10.32604/iasc.2023.026301
- [74] V. Nandagopal, T.S. Balaji Damodhar, P. Vijayapriya, and A. Thamilmaran, “Improving Power Quality by DSTATCOM Based DQ Theory with Soft Computing Techniques,” *Intelligent Automation and Soft Computing*, vol. 36, no. 2, pp. 1315–1329, 2023, doi: 10.32604/iasc.2023.032039
- [75] A. Kumar and P. Kumar, “Power Quality Improvement for Grid-connected PV System Based on Distribution Static Compensator with Fuzzy Logic Controller and UVT/ADALINE-based Least Mean Square Controller,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 6, pp. 1289–1299, 2021, doi: 10.35833/mpce.2021.000285
-

-
- [76] D. Bula, D. Grabowski, and M. Maciazek, "A Review on Optimization of Active Power Filter Placement and Sizing Methods," *Energies*, vol. 15, no. 3, pp. 1175, Feb. 2022, doi: 10.3390/en15031175
- [77] W.U. Tareen, S. Mekhilef, M. Seyedmahmoudian, and B. Horan, "Active power filter (APF) for mitigation of power quality issues in grid integration of wind and photovoltaic energy conversion system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 635–655, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.091
- [78] X. Guo et al., "Overview of Recent Advanced Topologies for Transformerless Dual-Grounded Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 37, no. 10, pp. 12679–12704, Oct. 2022, doi: 10.1109/tpel.2022.3170931
- [79] H. Xiao, "Overview of Transformerless Photovoltaic Grid-Connected Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 1, pp. 533–548, Jan. 2021, doi: 10.1109/tpel.2020.3003721
- [80] R. Shigenobu, A. Nakadomari, Y.Y. Hong, P. Mandal, H. Takahashi, and T. Senjyu, "Optimization of Voltage Unbalance Compensation by Smart Inverter," *Energies*, vol. 13, no. 18, pp. 4623, Sep. 2020, doi: 10.3390/en13184623
- [81] Y. Zhang and A. Srivastava, "Voltage Control Strategy for Energy Storage System in Sustainable Distribution System Operation," *Energies*, vol. 14, no. 4, pp. 832, Feb. 2021, doi: 10.3390/en14040832
- [82] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, and L.G. de Vicuna, "Reduction of Current Harmonic Distortion in Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters via Resonant Current Control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1464–1472, Apr. 2013, doi: 10.1109/tie.2011.2167734
- [83] I. Hussein, Ö. Çelik, and A. Teke, "A hybrid random parameters modification to MPPT algorithm to mitigate interharmonics from single-phase grid-connected PV systems," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 6234–6244, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.04.062
- [84] N. Hashim, Z. Salam, D. Johari, and N.F. Nik Ismail, "DC-DC Boost Converter Design for Fast and Accurate MPPT Algorithms in Stand-Alone Photovoltaic System," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, vol. 9, no. 3, pp. 1038, Sep. 2018, doi: 10.11591/ijpeds.v9.i3.pp1038-1050
- [85] R. Ayop and C.W. Tan, "Design of boost converter based on maximum power point resistance for photovoltaic applications," *Solar Energy*, vol. 160, pp. 322–335, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2017.12.016
- [86] A. Ul-Haq, S. Fahad, S. Gul, and R. Bo, "Intelligent Control Schemes for Maximum Power Extraction from Photovoltaic Arrays under Faults," *Energies*, vol. 16, no. 2, pp. 974, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16020974
- [87] M.J. Alshareef, "An Effective Falcon Optimization Algorithm Based MPPT Under Partial Shaded Photovoltaic Systems," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 131345–131360, 2022, doi: 10.1109/access.2022.3226654
-

-
- [88] S. Alotaibi and A. Darwish, "Modular Multilevel Converters for Large-Scale Grid-Connected Photovoltaic Systems: A Review," *Energies*, vol. 14, no. 19, pp. 6213, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14196213
- [89] S. Choudhury, M. Bajaj, T. Dash, S. Kamel, and F. Jurado, "Multilevel Inverter: A Survey on Classical and Advanced Topologies, Control Schemes, Applications to Power System and Future Prospects," *Energies*, vol. 14, no. 18, pp. 5773, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14185773
- [90] M. Vijeh, M. Rezanejad, E. Samadaei, and K. Bertilsson, "A General Review of Multilevel Inverters Based on Main Submodules: Structural Point of View," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 10, pp. 9479–9502, Oct. 2019, doi: 10.1109/tpel.2018.2890649
- [91] P.A. and S.K., "Optimized RNN-oriented power quality enhancement and THD reduction for micro grid integration of PV system with MLI: Crow Search-based Harris Hawks Optimization concept," *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, Nov. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.1038533
- [92] J.-J. Shieh, K.-I. Hwu, and S.-J. Chen, "Perspective of Voltage-Fed Single-Phase Multilevel DC-AC Inverters," *Energies*, vol. 16, no. 2, pp. 898, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16020898
- [93] J. Kulkarni, S.K. Yadav, B. Singh, and N. Kumar, "Power quality investigation of CHB nine-level converter based large-scale solar PV system with different modulation schemes," *Energy Conversion and Economics*, vol. 2, no. 3, pp. 145–156, Sep. 2021, doi: 10.1049/enc2.12041
- [94] R. Abdikarimuly, A. Ruderman, and B. Reznikov, "Calculation of current total harmonic distortion for a three-phase two-level inverter with LCL-filter," *2017 19th International Conference on Electrical Drives and Power Electronics (EDPE)*, Oct. 2017, doi: 10.1109/edpe.2017.8123263
- [95] C. Gurrola-Corral, J. Segundo, M. Esparza, and R. Cruz, "Optimal LCL-filter design method for grid-connected renewable energy sources," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 120, p. 105998, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105998
- [96] M.H. Mahlooji, H.R. Mohammadi, and M. Rahimi, "A review on modeling and control of grid-connected photovoltaic inverters with LCL filter," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 563–578, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.002
- [97] X. Zheng, L. Xiao, Y. Lei, and Z. Wang, "Optimisation of LCL filter based on closed-loop total harmonic distortion calculation model of the grid-connected inverter," *IET Power Electronics*, vol. 8, no. 6, pp. 860–868, Jun. 2015, doi: 10.1049/iet-pel.2014.0651
- [98] J. XU and S. XIE, "LCL-resonance damping strategies for grid-connected inverters with LCL filters: a comprehensive review," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 292–305, Sep. 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0319-7
- [99] C. Mahamat, M. Petit, F. Costa, R. Marouani, A. Mami, "Optimized Design of an LCL Filter for Grid Connected Photovoltaic System and Analysis of the Impact of Neighbors' Consumption on the System," *Journal of Electrical Systems, ESR Groups*, 2017, hal- 01676019
- [100] H.-L. Tsai, "Insolation-oriented model of photovoltaic module using Matlab/Simulink," *Solar Energy*, vol. 84, no. 7, pp. 1318–1326, Jul. 2010, doi: 10.1016/j.solener.2010.04.012
- [101] HUMUSOFT, "MF 624 Multifunction I/O Card User's Manual", 2014, dostupno na <http://www2.humusoft.cz/www/datacq/manuals/mf624um.pdf> (pristupljeno 31.01.2023.)
-

-
- [102] TARAZ Technologies, “USM-3IV, Isolated Voltage & Current Sensing Module“, dostupno na <https://www.taraztechnologies.com/Downloads/Datasheets/USM-3IV.pdf> (pristupljeno 31.01.2023.)
- [103] METREL, “Power Master MI 2892 Instruction manual“, 2019, dostupno na https://www.metrel.si/assets/Metrel/Navodila_instrumentov/Instruments/MI_2892_Power_Master/Ang/MI_2892_-_Power_Master_ANG_Ver_8.4.6_20752217.pdf (pristupljeno 31.01.2023.)

IEEE 519 Report

Harmonic Control in Electric Power Systems

| Company | |
|---------|-------------|
| Name | Marko Ikić |
| Company | PhD student |
| Address | |
| Phone | |
| Email | |

| Client | |
|---------|------------|
| Name | FN 15,9kWp |
| Company | ETF |
| Address | |
| Phone | |
| Email | |

| Measurement | |
|---|---|
| Objective | |
| Site description | |
| Start time | 24. 9. 2022. 00:00:00 |
| Stop time | 1. 10. 2022. 00:00:00 |
| Duration | 7 d 0 h 0 min 0 s |
| Interval | 10 minutes / 10 minutes |
| Connection | Three phase four wire |
| Bus voltage at PCC | 230,00 V _{L-N} |
| Frequency | 50,00 Hz |
| Flag data | Excluded |
| IEEE 519 limits | Voltage: $U_{BUS} \leq 1,00$ kV Current: $120,00$ V < $U_{BUS} \leq 69,00$ kV, $20 \leq I_{sc}/I_L < 50$ |
| Transformer impedance | 3,00 % |
| Transformer capacity | 17,00 kVA |
| Maximum demand load current (fundamental) I_L | 25,35 A |
| Maximum short circuit current I_{sc} | 821,14 A |

Instrument

| | |
|----------------------|--|
| Instrument name | Power Master |
| Instrument model | MI 2892 |
| Manufacturer | Metrel d.d. |
| Serial number | 21451534 |
| Firmware version | 3.0.3632 |
| Operator name | MARKO |
| Current clamps | A1227 (30,00 A), Clamp measuring range (30,00 A), Instrument measuring range (100 % of Clamp measuring range), Current transformer ratio: 1,00 A : 1,00 A |
| Additional equipment | |

IEEE 519 Compliance Summary

Weekly Record Summary, Short Time 10 min

| | |
|---|--------|
| 24. 9. 2022. 00:10:00 - 1. 10. 2022. 00:00:00, 95 % | |
| Voltage Harmonic | Passed |
| Voltage THD | Passed |
| Current Harmonic | Passed |
| Total Demand Distortion | Passed |
| 24. 9. 2022. 00:10:00 - 1. 10. 2022. 00:00:00, 99 % | |
| Current Harmonic | Passed |
| Total Demand Distortion | Passed |

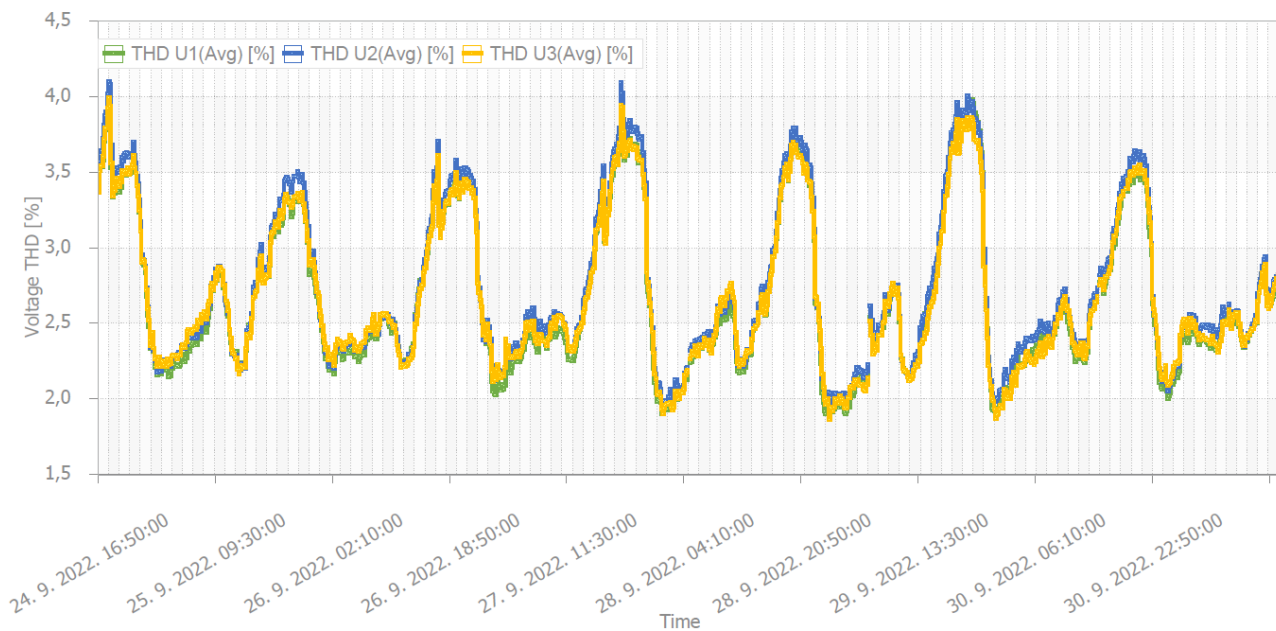
Short Time Voltage Harmonics and THD - for 95 % of time

24. 9. 2022. 00:00:00 - 1. 10. 2022. 00:00:00

| | |
|------------------------------|--|
| Measured quantity | 10 minutes mean RMS values of the harmonics and Total Harmonic Distortion (THD). All harmonic values expressed in percent (%) are rated to the bus voltage at PCC. |
| Effective measurement period | 99,50 % |
| Bus voltage at PCC | 230,00 V _{L-N} |
| Bus voltage at PCC criteria | $U_{BUS} \leq 1,00 \text{ kV}$ |
| Limits | 95 % of Voltage THD measurements should be less than 8 %. 95 % of individual Voltage harmonic measurements should be less than 5 %. |
| IEEE 519 standard | Section 5.1 |

| Harmonic No. | Limit (%) | Voltage harmonics - L1 | | Voltage harmonics - L2 | | Voltage harmonics - L3 | |
|--------------|-----------|------------------------|--------|------------------------|--------|------------------------|--------|
| | | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status |
| THD | 8,00 | 3,65 | Passed | 3,73 | Passed | 3,62 | Passed |
| 2 | 5,00 | 0,03 | Passed | 0,03 | Passed | 0,02 | Passed |
| 3 | 5,00 | 0,43 | Passed | 0,41 | Passed | 0,27 | Passed |
| 4 | 5,00 | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed | 0,03 | Passed |
| 5 | 5,00 | 3,46 | Passed | 3,55 | Passed | 3,48 | Passed |
| 6 | 5,00 | 0,03 | Passed | 0,02 | Passed | 0,03 | Passed |
| 7 | 5,00 | 1,17 | Passed | 1,18 | Passed | 1,18 | Passed |
| 8 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed |
| 9 | 5,00 | 0,16 | Passed | 0,19 | Passed | 0,19 | Passed |
| 10 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed |
| 11 | 5,00 | 0,24 | Passed | 0,22 | Passed | 0,30 | Passed |
| 12 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,01 | Passed | 0,02 | Passed |
| 13 | 5,00 | 0,16 | Passed | 0,15 | Passed | 0,20 | Passed |
| 14 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed |
| 15 | 5,00 | 0,09 | Passed | 0,09 | Passed | 0,11 | Passed |
| 16 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 17 | 5,00 | 0,11 | Passed | 0,13 | Passed | 0,18 | Passed |
| 18 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 19 | 5,00 | 0,12 | Passed | 0,09 | Passed | 0,10 | Passed |
| 20 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 21 | 5,00 | 0,06 | Passed | 0,07 | Passed | 0,05 | Passed |
| 22 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 23 | 5,00 | 0,07 | Passed | 0,10 | Passed | 0,08 | Passed |
| 24 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 25 | 5,00 | 0,05 | Passed | 0,07 | Passed | 0,04 | Passed |
| 26 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 27 | 5,00 | 0,07 | Passed | 0,06 | Passed | 0,07 | Passed |
| 28 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 29 | 5,00 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed |
| 30 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 31 | 5,00 | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed | 0,03 | Passed |

| Harmonic No. | Limit (%) | Voltage harmonics - L1 | | Voltage harmonics - L2 | | Voltage harmonics - L3 | |
|--------------|-----------|------------------------|--------|------------------------|--------|------------------------|--------|
| | | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status |
| 32 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 33 | 5,00 | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed | 0,03 | Passed |
| 34 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 35 | 5,00 | 0,03 | Passed | 0,05 | Passed | 0,03 | Passed |
| 36 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 37 | 5,00 | 0,03 | Passed | 0,03 | Passed | 0,02 | Passed |
| 38 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 39 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed |
| 40 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 41 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,03 | Passed | 0,02 | Passed |
| 42 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 43 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed |
| 44 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 45 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed |
| 46 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 47 | 5,00 | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed | 0,02 | Passed |
| 48 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 49 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |
| 50 | 5,00 | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed | 0,01 | Passed |



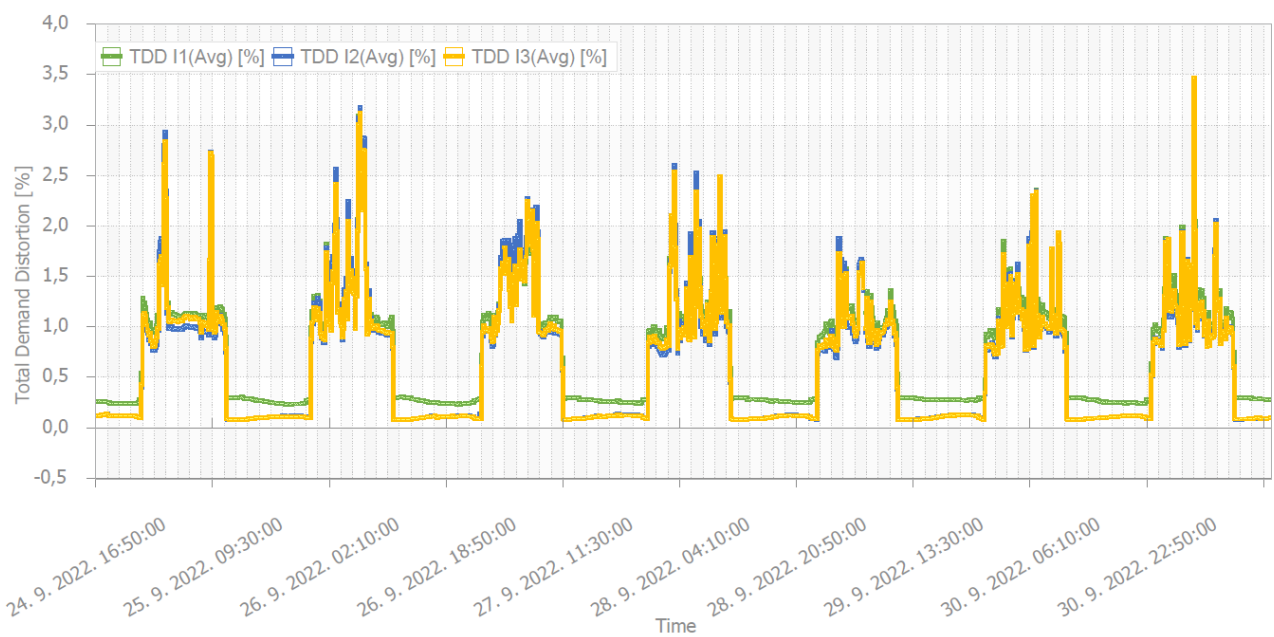
Short Time Current Harmonics and TDD - for 95 % of time

24. 9. 2022. 00:00:00 - 1. 10. 2022. 00:00:00

| | |
|---|---|
| Measured quantity | 10 minutes mean RMS values of the harmonics and Total Demand Distortion (TDD). All harmonic values are expressed in percent (%) of the maximum demand current I_L |
| Bus voltage at PCC | 230,00 V _{L-N} |
| Percentage of non flagged intervals | 99,50 % |
| Maximum demand load current (fundamental) I_L | 25,35 A |
| Maximum short circuit current I_{sc} | 821,14 A |
| Criteria | 120,00 V < U _{BUS} ≤ 69,00 kV 20 ≤ I _{sc} /I _L < 50 |
| Limits | 95 % of TDD measurements should be less than 8 %. 95 % of individual Current harmonic measurements should be less than required in table below. |
| IEEE 519 standard | Section 5.2 |

| Harmonic No. | Limit (%) | Current harmonics - L1 | | Current harmonics - L2 | | Current harmonics - L3 | |
|--------------|-----------|------------------------|--------|------------------------|--------|------------------------|--------|
| | | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status |
| TDD | 8,00 | 1,75 | Passed | 1,87 | Passed | 1,74 | Passed |
| 2 | 3,50 | 0,61 | Passed | 0,49 | Passed | 0,33 | Passed |
| 3 | 7,00 | 0,27 | Passed | 0,42 | Passed | 0,24 | Passed |
| 4 | 3,50 | 0,34 | Passed | 0,40 | Passed | 0,25 | Passed |
| 5 | 7,00 | 0,94 | Passed | 0,91 | Passed | 0,98 | Passed |
| 6 | 3,50 | 0,13 | Passed | 0,16 | Passed | 0,10 | Passed |
| 7 | 7,00 | 0,93 | Passed | 1,01 | Passed | 0,97 | Passed |
| 8 | 7,00 | 0,51 | Passed | 0,42 | Passed | 0,44 | Passed |
| 9 | 7,00 | 0,17 | Passed | 0,24 | Passed | 0,14 | Passed |
| 10 | 7,00 | 0,25 | Passed | 0,28 | Passed | 0,16 | Passed |
| 11 | 3,50 | 0,47 | Passed | 0,56 | Passed | 0,51 | Passed |
| 12 | 3,50 | 0,10 | Passed | 0,12 | Passed | 0,07 | Passed |
| 13 | 3,50 | 0,44 | Passed | 0,45 | Passed | 0,41 | Passed |
| 14 | 3,50 | 0,26 | Passed | 0,22 | Passed | 0,28 | Passed |
| 15 | 3,50 | 0,09 | Passed | 0,09 | Passed | 0,10 | Passed |
| 16 | 3,50 | 0,15 | Passed | 0,17 | Passed | 0,15 | Passed |
| 17 | 2,50 | 0,27 | Passed | 0,25 | Passed | 0,29 | Passed |
| 18 | 2,50 | 0,08 | Passed | 0,08 | Passed | 0,07 | Passed |
| 19 | 2,50 | 0,19 | Passed | 0,19 | Passed | 0,17 | Passed |
| 20 | 2,50 | 0,12 | Passed | 0,10 | Passed | 0,13 | Passed |
| 21 | 2,50 | 0,07 | Passed | 0,06 | Passed | 0,07 | Passed |
| 22 | 2,50 | 0,10 | Passed | 0,09 | Passed | 0,08 | Passed |
| 23 | 1,00 | 0,13 | Passed | 0,10 | Passed | 0,16 | Passed |
| 24 | 1,00 | 0,06 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 25 | 1,00 | 0,09 | Passed | 0,09 | Passed | 0,09 | Passed |
| 26 | 1,00 | 0,09 | Passed | 0,07 | Passed | 0,08 | Passed |
| 27 | 1,00 | 0,06 | Passed | 0,06 | Passed | 0,07 | Passed |

| Harmonic No. | Limit (%) | Current harmonics - L1 | | Current harmonics - L2 | | Current harmonics - L3 | |
|--------------|-----------|------------------------|--------|------------------------|--------|------------------------|--------|
| | | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status |
| 28 | 1,00 | 0,07 | Passed | 0,06 | Passed | 0,07 | Passed |
| 29 | 1,00 | 0,11 | Passed | 0,08 | Passed | 0,08 | Passed |
| 30 | 1,00 | 0,06 | Passed | 0,04 | Passed | 0,06 | Passed |
| 31 | 1,00 | 0,09 | Passed | 0,09 | Passed | 0,06 | Passed |
| 32 | 1,00 | 0,08 | Passed | 0,05 | Passed | 0,08 | Passed |
| 33 | 1,00 | 0,06 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 34 | 1,00 | 0,06 | Passed | 0,05 | Passed | 0,06 | Passed |
| 35 | 0,50 | 0,10 | Passed | 0,09 | Passed | 0,07 | Passed |
| 36 | 0,50 | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed |
| 37 | 0,50 | 0,06 | Passed | 0,06 | Passed | 0,08 | Passed |
| 38 | 0,50 | 0,06 | Passed | 0,04 | Passed | 0,06 | Passed |
| 39 | 0,50 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 40 | 0,50 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 41 | 0,50 | 0,04 | Passed | 0,06 | Passed | 0,07 | Passed |
| 42 | 0,50 | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed | 0,04 | Passed |
| 43 | 0,50 | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 44 | 0,50 | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed |
| 45 | 0,50 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed |
| 46 | 0,50 | 0,05 | Passed | 0,03 | Passed | 0,04 | Passed |
| 47 | 0,50 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed |
| 48 | 0,50 | 0,05 | Passed | 0,03 | Passed | 0,05 | Passed |
| 49 | 0,50 | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed | 0,04 | Passed |
| 50 | 0,50 | 0,03 | Passed | 0,03 | Passed | 0,04 | Passed |



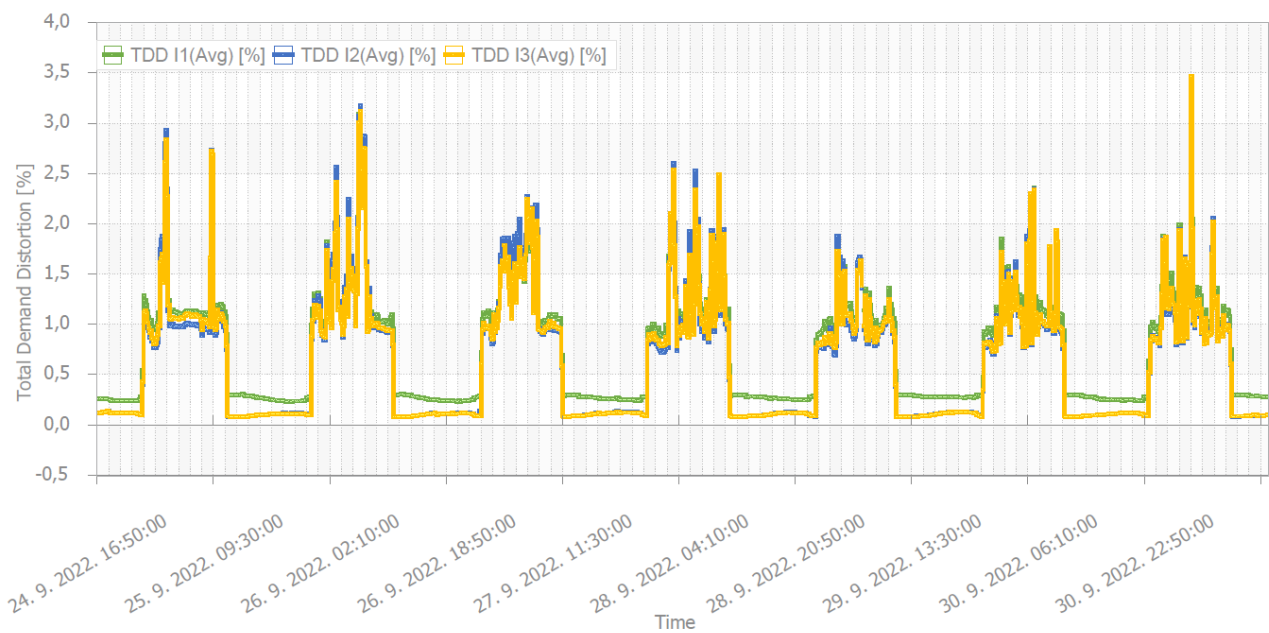
Short Time Current Harmonics and TDD - for 99 % of time

24. 9. 2022. 00:00:00 - 1. 10. 2022. 00:00:00

| | |
|---|---|
| Measured quantity | 10 minutes mean RMS values of the harmonics and Total Demand Distortion (TDD). All harmonic values are expressed in percent (%) of the maximum demand current I_L |
| Bus voltage at PCC | 230,00 V _{L-N} |
| Percentage of non flagged intervals | 99,50 % |
| Maximum demand load current (fundamental) I_L | 25,35 A |
| Maximum short circuit current I_{sc} | 821,14 A |
| Criteria | 120,00 V < U _{BUS} ≤ 69,00 kV 20 ≤ I _{sc} /I _L < 50 |
| Limits | 99 % of TDD measurements should be less than 12 %. 99 % of individual Current harmonic measurements should be less than required in table below. |
| IEEE 519 standard | Section 5.2 |

| Harmonic No. | Limit (%) | Current harmonics - L1 | | Current harmonics - L2 | | Current harmonics - L3 | |
|--------------|-----------|------------------------|--------|------------------------|--------|------------------------|--------|
| | | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status |
| TDD | 12,00 | 2,46 | Passed | 2,60 | Passed | 2,54 | Passed |
| 2 | 5,25 | 0,78 | Passed | 0,63 | Passed | 0,49 | Passed |
| 3 | 10,50 | 0,39 | Passed | 0,57 | Passed | 0,31 | Passed |
| 4 | 5,25 | 0,47 | Passed | 0,51 | Passed | 0,37 | Passed |
| 5 | 10,50 | 1,20 | Passed | 1,28 | Passed | 1,35 | Passed |
| 6 | 5,25 | 0,17 | Passed | 0,20 | Passed | 0,14 | Passed |
| 7 | 10,50 | 1,42 | Passed | 1,51 | Passed | 1,46 | Passed |
| 8 | 10,50 | 0,65 | Passed | 0,54 | Passed | 0,58 | Passed |
| 9 | 10,50 | 0,25 | Passed | 0,32 | Passed | 0,19 | Passed |
| 10 | 10,50 | 0,33 | Passed | 0,34 | Passed | 0,21 | Passed |
| 11 | 5,25 | 0,76 | Passed | 0,84 | Passed | 0,81 | Passed |
| 12 | 5,25 | 0,13 | Passed | 0,15 | Passed | 0,09 | Passed |
| 13 | 5,25 | 0,63 | Passed | 0,68 | Passed | 0,60 | Passed |
| 14 | 5,25 | 0,32 | Passed | 0,28 | Passed | 0,34 | Passed |
| 15 | 5,25 | 0,11 | Passed | 0,12 | Passed | 0,12 | Passed |
| 16 | 5,25 | 0,18 | Passed | 0,21 | Passed | 0,18 | Passed |
| 17 | 3,75 | 0,34 | Passed | 0,31 | Passed | 0,35 | Passed |
| 18 | 3,75 | 0,09 | Passed | 0,09 | Passed | 0,08 | Passed |
| 19 | 3,75 | 0,25 | Passed | 0,24 | Passed | 0,21 | Passed |
| 20 | 3,75 | 0,16 | Passed | 0,14 | Passed | 0,17 | Passed |
| 21 | 3,75 | 0,09 | Passed | 0,08 | Passed | 0,08 | Passed |
| 22 | 3,75 | 0,12 | Passed | 0,11 | Passed | 0,10 | Passed |
| 23 | 1,50 | 0,15 | Passed | 0,13 | Passed | 0,18 | Passed |
| 24 | 1,50 | 0,07 | Passed | 0,05 | Passed | 0,05 | Passed |
| 25 | 1,50 | 0,13 | Passed | 0,12 | Passed | 0,11 | Passed |
| 26 | 1,50 | 0,11 | Passed | 0,09 | Passed | 0,11 | Passed |
| 27 | 1,50 | 0,07 | Passed | 0,07 | Passed | 0,07 | Passed |

| Harmonic No. | Limit (%) | Current harmonics - L1 | | Current harmonics - L2 | | Current harmonics - L3 | |
|--------------|-----------|------------------------|--------|------------------------|--------|------------------------|--------|
| | | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status | Measured (%) | Status |
| 28 | 1,50 | 0,10 | Passed | 0,08 | Passed | 0,09 | Passed |
| 29 | 1,50 | 0,13 | Passed | 0,09 | Passed | 0,09 | Passed |
| 30 | 1,50 | 0,06 | Passed | 0,04 | Passed | 0,07 | Passed |
| 31 | 1,50 | 0,11 | Passed | 0,10 | Passed | 0,08 | Passed |
| 32 | 1,50 | 0,09 | Passed | 0,06 | Passed | 0,09 | Passed |
| 33 | 1,50 | 0,08 | Passed | 0,05 | Passed | 0,06 | Passed |
| 34 | 1,50 | 0,06 | Passed | 0,06 | Passed | 0,06 | Passed |
| 35 | 0,75 | 0,11 | Passed | 0,10 | Passed | 0,08 | Passed |
| 36 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed |
| 37 | 0,75 | 0,06 | Passed | 0,07 | Passed | 0,09 | Passed |
| 38 | 0,75 | 0,06 | Passed | 0,05 | Passed | 0,06 | Passed |
| 39 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,06 | Passed |
| 40 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,06 | Passed |
| 41 | 0,75 | 0,04 | Passed | 0,07 | Passed | 0,07 | Passed |
| 42 | 0,75 | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed | 0,04 | Passed |
| 43 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 44 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed |
| 45 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 46 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 47 | 0,75 | 0,06 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 48 | 0,75 | 0,05 | Passed | 0,03 | Passed | 0,05 | Passed |
| 49 | 0,75 | 0,04 | Passed | 0,04 | Passed | 0,05 | Passed |
| 50 | 0,75 | 0,04 | Passed | 0,03 | Passed | 0,04 | Passed |



PRIOLOG B: MATLAB kod za proračun komponenti snaga na osnovu mjerenja napona i struja FN sistema

```
%clear
t=Ia.time;
n=length(t);
dt=diff(t);
dt(n)=dt(n-1);
t1=(t(1):mean(diff(t)):t(n))';

% učitavanje linijskih struja i faznih napona
ia=Ia.signals.values;
ib=Ib.signals.values;
ic=Ic.signals.values;
ua=Va.signals.values;
ub=Vb.signals.values;
uc=Vc.signals.values;
uc=uc-mean(uc);

% odredjivanje prolazaka napona ua kroz nulu, odredjivanje osnovne periode
ilg=0;
i2g=0;
for i=1:250
    if ua(i)*ua(i+1)<0 & ilg==0
        i1=i+1;
        ilg=1;
    end
    if ua(n-i)*ua(n-i+1)<0 & i2g==0
        in=n-i;
        i2g=0;
    end
end
nT=floor((t(in)-t(i1))/0.02);
m=floor((in-i1)/nT);

ua1(1)=(ua(n-3)+ua(n-2)+ua(n-1)+ua(n)+ua(1)+ua(2)+ua(3)+ua(4)+ua(5))/9;
ua1(2)=(ua(n-2)+ua(n-1)+ua(n)+ua(1)+ua(2)+ua(3)+ua(4)+ua(5)+ua(6))/9;
ua1(3)=(ua(n-1)+ua(n)+ua(1)+ua(2)+ua(3)+ua(4)+ua(5)+ua(6)+ua(7))/9;
ua1(4)=(ua(n)+ua(1)+ua(2)+ua(3)+ua(4)+ua(5)+ua(6)+ua(7)+ua(8))/9;
ua1(n)=(ua(n-4)+ua(n-3)+ua(n-2)+ua(n-1)+ua(n)+ua(1)+ua(2)+ua(3)+ua(4))/9;
ua1(n-1)=(ua(n-5)+ua(n-4)+ua(n-3)+ua(n-2)+ua(n-1)+ua(n)+ua(1)+ua(2)+ua(3))/9;
ua1(n-2)=(ua(n-6)+ua(n-5)+ua(n-4)+ua(n-3)+ua(n-2)+ua(n-1)+ua(n)+ua(1)+ua(2))/9;
ua1(n-3)=(ua(n-5)+ua(n-4)+ua(n-3)+ua(n-2)+ua(n-1)+ua(n)+ua(1)+ua(2)+ua(1))/9;
for i=5:n-4
    ua1(i)=(ua(i-4)+ua(i-3)+ua(i-2)+ua(i-1)+ua(i)+ua(i+1)+ua(i+2)+ua(i+3)+ua(i+4))/9;
end

i1=0;
ua1=ua1+eps;
for i=2:n-1;
    if ua1(i)*ua1(i+1)<0
        i1=i1+1;
        iT(i1)=i+1;
        tp(i1)=t(i+1);
    end
end
for i=1:length(iT)-1
    t2=iT(i+1);
```

```

    t1=iT(i);
    tp2=tp(i+1);
    tp1=tp(i);
    T(i)=tp2-tp1;
end
n1=length(T)-1;
T1=T(1:n1);
T2(1)=(T1(n1-1)+T1(n1)+T1(1)+T1(2)+T1(3))/5;
T2(2)=(T1(n1)+T1(1)+T1(2)+T1(3)+T1(4))/5;
T2(n1)=(T1(n1-2)+T1(n1-1)+T1(n1)+T1(1)+T1(2))/5;
T2(n1-1)=(T1(n1-3)+T1(n1-2)+T1(n1-1)+T1(n1)+T1(1))/5;
for i=3:n1-2
    T2(i)=(T1(i-2)+T1(i-1)+T1(i)+T1(i+1)+T1(i+2))/5;
end
T2=2*T2;

n1=length(T2);
T3(1)=(T2(n1-3)+T2(n1-2)+T2(n1-1)+T2(n1)+T2(1)+T2(2)+T2(3)+T2(4)+T2(5))/9;
T3(2)=(T2(n1-2)+T2(n1-1)+T2(n1)+T2(1)+T2(2)+T2(3)+T2(4)+T2(5)+T2(6))/9;
T3(3)=(T2(n1-1)+T2(n1)+T2(1)+T2(2)+T2(3)+T2(4)+T2(5)+T2(6)+T2(7))/9;
T3(4)=(T2(n1)+T2(1)+T2(2)+T2(3)+T2(4)+T2(5)+T2(6)+T2(7)+T2(8))/9;
T3(n1)=(T2(n1-4)+T2(n1-3)+T2(n1-2)+T2(n1-1)+T2(n1)+T2(1)+T2(2)+T2(3)+T2(4))/9;
T3(n1-1)=(T2(n1-5)+T2(n1-4)+T2(n1-3)+T2(n1-2)+T2(n1-1)+T2(n1)+T2(1)+T2(2)+T2(3))/9;
T3(n1-2)=(T2(n1-6)+T2(n1-5)+T2(n1-4)+T2(n1-3)+T2(n1-2)+T2(n1-1)+T2(n1)+T2(1)+T2(2))/9;
T3(n1-3)=(T2(n1-5)+T2(n1-4)+T2(n1-3)+T2(n1-2)+T2(n1-1)+T2(n1)+T2(1)+T2(2)+T2(1))/9;
for i=5:n1-4
    T3(i)=(T2(i-4)+T2(i-3)+T2(i-2)+T2(i-1)+T2(i)+T2(i+1)+T2(i+2)+T2(i+3)+T2(i+4))/9;
end

T4=interp1(t(1):0.01:t(n),T3,t,'pchip');
Tsr=0.01998667;

diT=diff(iT);
diT(length(iT))=diT(length(iT)-1);
i1=0;
diTn(1)=diT(1);
for i=2:n-1;
    if ua1(i)*ua1(i+1)<0
        i1=i1+1;
    end
    diTn(i)=diT(1);
    if i1>0
        diTn(i)=diT(i1);
    end
end
diTn(n)=diTn(n-1);
np=2*diTn; % broj odbiraka u periodu

% trenutna snaga
p=ua.*ia+ub.*ib+uc.*ic;
% aktivna snaga i efektivne vrijednosti napona i struja
for i1=max(np)+1:n;
    P(i1)=sum((p(i1-np(i1):i1)).*dt(i1-np(i1):i1))./T4(i1));
    Ua(i1)=sqrt(sum((ua(i1-np(i1):i1)).^2.*dt(i1-np(i1):i1))./T4(i1));
    Ub(i1)=sqrt(sum((ub(i1-np(i1):i1)).^2.*dt(i1-np(i1):i1))./T4(i1));
    Uc(i1)=sqrt(sum((uc(i1-np(i1):i1)).^2.*dt(i1-np(i1):i1))./T4(i1));

```

```

Iae(il)=sqrt(sum((ia(il-np(il):il)).^2.*dt(il-np(il):il))./T4(il));
Ibe(il)=sqrt(sum((ib(il-np(il):il)).^2.*dt(il-np(il):il))./T4(il));
Ice(il)=sqrt(sum((ic(il-np(il):il)).^2.*dt(il-np(il):il))./T4(il));
end

% prividna snaga
S=sqrt(Ua.^2+Ub.^2+Uc.^2).*sqrt(Iae.^2+Ibe.^2+Ice.^2);
% crtanje aktivne i prividne snage
plot(t,P,t,S)

kmax=20;
w1=100*pi;
w=w1;

% odredjivanje harmonika napona i struja na osnovu koeficijenata Furijeovog
% reda
for i=max(np)+1:n;
    tt=t(i-np(i):i);
    dtt=dt(i-np(i):i);
    T=T4(i);
    ca=ia(i-np(i):i);
    cb=ib(i-np(i):i);
    cc=ic(i-np(i):i);
    va=ua(i-np(i):i);
    vb=ub(i-np(i):i);
    vc=uc(i-np(i):i);

    ap(1)=(2/T)*sum(ca.*dtt);
    ap(1)=ap(1)/2;
    bp(1)=0;
    for k=2:kmax+1
        p1=ca.*cos((k-1)*w*tt);
        p2=ca.*sin((k-1)*w*tt);
        ap(k)=(2/T)*sum(p1.*dtt);
        bp(k)=(2/T)*sum(p2.*dtt);
        Iaf(i,k)=sqrt(ap(k)^2+bp(k)^2);
        alfaIaf(i,k)=atan2(bp(k),ap(k));
    end;
    caf=ap(1);
    for k=2:kmax+1
        caf=Iaf(i,k).*cos((k-1)*w*tt-alfaIaf(i,k))+caf;
    end;
    ap(1)=(2/T)*sum(va.*dtt);
    ap(1)=ap(1)/2;
    bp(1)=0;
    for k=2:kmax+1
        p1=va.*cos((k-1)*w*tt);
        p2=va.*sin((k-1)*w*tt);
        ap(k)=(2/T)*sum(p1.*dtt);
        bp(k)=(2/T)*sum(p2.*dtt);
        Vaf(i,k)=sqrt(ap(k)^2+bp(k)^2);
        alfaVaf(i,k)=atan2(bp(k),ap(k));
    end;
    vaf=ap(1);
    for k=2:kmax+1
        vaf=Vaf(i,k).*cos((k-1)*w*tt-alfaVaf(i,k))+vaf;
    end;

    ap(1)=(2/T)*sum(cb.*dtt);
    ap(1)=ap(1)/2;

```

```

bp(1)=0;
for k=2:kmax+1
    p1=cb.*cos((k-1)*w*tt);
    p2=cb.*sin((k-1)*w*tt);
    ap(k)=(2/T)*sum(p1.*dtt);
    bp(k)=(2/T)*sum(p2.*dtt);
    Ibf(i,k)=sqrt(ap(k)^2+bp(k)^2);
    alfaIbf(i,k)=atan2(bp(k),ap(k));
end;
cbf=ap(1);
for k=2:kmax+1
    cbf=Ibf(i,k).*cos((k-1)*w*tt-alfaIbf(i,k))+cbf;
end;
ap(1)=(2/T)*sum(vb.*dtt);
ap(1)=ap(1)/2;
bp(1)=0;
for k=2:kmax+1
    p1=vb.*cos((k-1)*w*tt);
    p2=vb.*sin((k-1)*w*tt);
    ap(k)=(2/T)*sum(p1.*dtt);
    bp(k)=(2/T)*sum(p2.*dtt);
    Vbf(i,k)=sqrt(ap(k)^2+bp(k)^2);
    alfaVbf(i,k)=atan2(bp(k),ap(k));
end;
vbf=ap(1);
for k=2:kmax+1
    vbf=Vbf(i,k).*cos((k-1)*w*tt-alfaVbf(i,k))+vbf;
end;

ap(1)=(2/T)*sum(cc.*dtt);
ap(1)=ap(1)/2;
bp(1)=0;
for k=2:kmax+1
    p1=cc.*cos((k-1)*w*tt);
    p2=cc.*sin((k-1)*w*tt);
    ap(k)=(2/T)*sum(p1.*dtt);
    bp(k)=(2/T)*sum(p2.*dtt);
    Icf(i,k)=sqrt(ap(k)^2+bp(k)^2);
    alfaIcf(i,k)=atan2(bp(k),ap(k));
end;
ccf=ap(1);
for k=2:kmax+1
    ccf=Icf(i,k).*cos((k-1)*w*tt-alfaIcf(i,k))+ccf;
end;
ap(1)=(2/T)*sum(vc.*dtt);
ap(1)=ap(1)/2;
bp(1)=0;
for k=2:kmax+1
    p1=vc.*cos((k-1)*w*tt);
    p2=vc.*sin((k-1)*w*tt);
    ap(k)=(2/T)*sum(p1.*dtt);
    bp(k)=(2/T)*sum(p2.*dtt);
    Vcf(i,k)=sqrt(ap(k)^2+bp(k)^2);
    alfaVcf(i,k)=atan2(bp(k),ap(k));
end;
vcf=ap(1);
for k=2:kmax+1
    vcf=Vcf(i,k).*cos((k-1)*w*tt-alfaVcf(i,k))+vcf;
end;
end

```

```

% efektivne vrijednosti harmonika napona i struja
Vaf=Vaf/sqrt(2);
Vbf=Vbf/sqrt(2);
Vcf=Vcf/sqrt(2);
Iaf=Iaf/sqrt(2);
Ibf=Ibf/sqrt(2);
Icf=Icf/sqrt(2);

% THD vrijednosti napona i struja
THDUa=sqrt(Ua.^2-(Vaf(:,2)).^2)./(Vaf(:,2));
THDUb=sqrt(Ub.^2-(Vbf(:,2)).^2)./(Vbf(:,2));
THDUc=sqrt(Uc.^2-(Vcf(:,2)).^2)./(Vcf(:,2));
THDIa=sqrt(Iae.^2-(Iaf(:,2)).^2)./(Iaf(:,2));
THDIb=sqrt(Ibe.^2-(Ibf(:,2)).^2)./(Ibf(:,2));
THDIc=sqrt(Ice.^2-(Icf(:,2)).^2)./(Icf(:,2));
THDUa=real(THDUa);
THDUb=real(THDUb);
THDUc=real(THDUc);
THDIa=real(THDIa);
THDIb=real(THDIb);
THDIc=real(THDIc);

plot(t, THDUa, t, THDUb, t, THDUc)
plot(t, THDIa, t, THDIb, t, THDIc)

% fakotr snage
PF=P./S;
plot(t, PF)

% izracunavanje snaga prema CPC teoriji (Currents' Physical Components)
alfaVaf=-alfaVaf;
alfaIaf=-alfaIaf;
alfaVbf=-alfaVbf;
alfaIbf=-alfaIbf;
alfaVcf=-alfaVcf;
alfaIcf=-alfaIcf;

for i=max(np)+1:n;
tt=t(i-np(i):i);
dtt=dt(i-np(i):i);
T=T4(i);
ca=ia(i-np(i):i);
cb=ib(i-np(i):i);
cc=ic(i-np(i):i);
va=ua(i-np(i):i);
vb=ub(i-np(i):i);
vc=uc(i-np(i):i);

Sk=0;
Pk=0;
Qk=0;
G=P(i)/(sum(Vaf(i,:).^2)+sum(Vbf(i,:).^2)+sum(Vcf(i,:).^2));
iaA=va*G;
ibA=vb*G;
icA=vc*G;
iaS=0;
ibS=0;
icS=0;
iaR=0;

```

```

ibR=0;
icR=0;
iaU=0;
ibU=0;
icU=0;
j=sqrt(-1);
for k=2:kmax
    w=(k-1)*w1;
    Uak=(Vaf(i,k))*exp(-j*alfaVaf(i,k));
    Ubk=(Vbf(i,k))*exp(-j*alfaVbf(i,k));
    Uck=(Vcf(i,k))*exp(-j*alfaVcf(i,k));
    Iak=(Iaf(i,k))*exp(-j*alfaIaf(i,k));
    Ibk=(Ibf(i,k))*exp(-j*alfaIbf(i,k));
    Ick=(Icf(i,k))*exp(-j*alfaIcf(i,k));
    Pk=Pk+real(Uak*Iak'+Ubk*Ibk'+Uck*Ick');
    Qk=Qk-imag(Uak*Iak'+Ubk*Ibk'+Uck*Ick');
    Qkh(k)=-imag(Uak*Iak'+Ubk*Ibk'+Uck*Ick');
    Sn=Uak*Iak'+Ubk*Ibk'+Uck*Ick';
    SCz(k)=Sn;
    Yen=Sn/(Uak*Uak'+Ubk*Ubk'+Uck*Uck');
    Yen=Yen';
    uaA=sqrt(2)*abs(Uak)*cos(w*tt-angle(Uak));
    ubA=sqrt(2)*abs(Ubk)*cos(w*tt-angle(Ubk));
    ucA=sqrt(2)*abs(Uck)*cos(w*tt-angle(Uck));
    iaS=iaS+(real(Yen)-G)*uaA;
    ibS=ibS+(real(Yen)-G)*ubA;
    icS=icS+(real(Yen)-G)*ucA;
    IaR=j*imag(Yen)*Uak;
    IbR=j*imag(Yen)*Ubk;
    IcR=j*imag(Yen)*Uck;
    iaR=iaR+sqrt(2)*abs(IaR)*cos(w*tt-angle(IaR));
    ibR=ibR+sqrt(2)*abs(IbR)*cos(w*tt-angle(IbR));
    icR=icR+sqrt(2)*abs(IcR)*cos(w*tt-angle(IcR));
    IaU=IaR-Yen*Uak;
    IbU=IbR-Yen*Ubk;
    IcU=IcR-Yen*Uck;
    iaU=iaU+sqrt(2)*abs(IaU)*cos(w*tt-angle(IaU));
    ibU=ibU+sqrt(2)*abs(IbU)*cos(w*tt-angle(IbU));
    icU=icU+sqrt(2)*abs(IcU)*cos(w*tt-angle(IcU));
end

```

```

Scz(i)=sqrt(sum(va.^2.*dtt)/T+sum(vb.^2.*dtt)/T+sum(vc.^2.*dtt)/T)*sqrt(sum(ca.^2.*dtt)/T+sum(cb.^2.*dtt)/T+sum(cc.^2.*dtt)/T);

```

```

Pcz(i)=sqrt(sum(va.^2.*dtt)/T+sum(vb.^2.*dtt)/T+sum(vc.^2.*dtt)/T)*sqrt(sum(iaA.^2.*dtt)/T+sum(ibA.^2.*dtt)/T+sum(icA.^2.*dtt)/T);

```

```

Ds(i)=sqrt(sum(va.^2.*dtt)/T+sum(vb.^2.*dtt)/T+sum(vc.^2.*dtt)/T)*sqrt(sum(iaS.^2.*dtt)/T+sum(ibS.^2.*dtt)/T+sum(icS.^2.*dtt)/T);

```

```

Qcz(i)=sqrt(sum(va.^2.*dtt)/T+sum(vb.^2.*dtt)/T+sum(vc.^2.*dtt)/T)*sqrt(sum(iaR.^2.*dtt)/T+sum(ibR.^2.*dtt)/T+sum(icR.^2.*dtt)/T);

```

```

Du(i)=sqrt(sum(va.^2.*dtt)/T+sum(vb.^2.*dtt)/T+sum(vc.^2.*dtt)/T)*sqrt(sum(iaU.^2.*dtt)/T+sum(ibU.^2.*dtt)/T+sum(icU.^2.*dtt)/T);
end

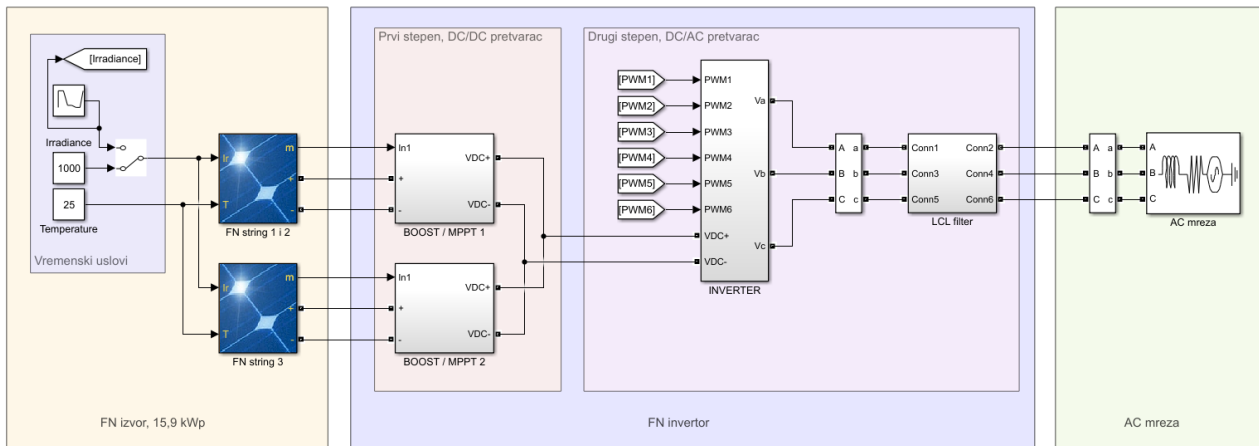
```

```

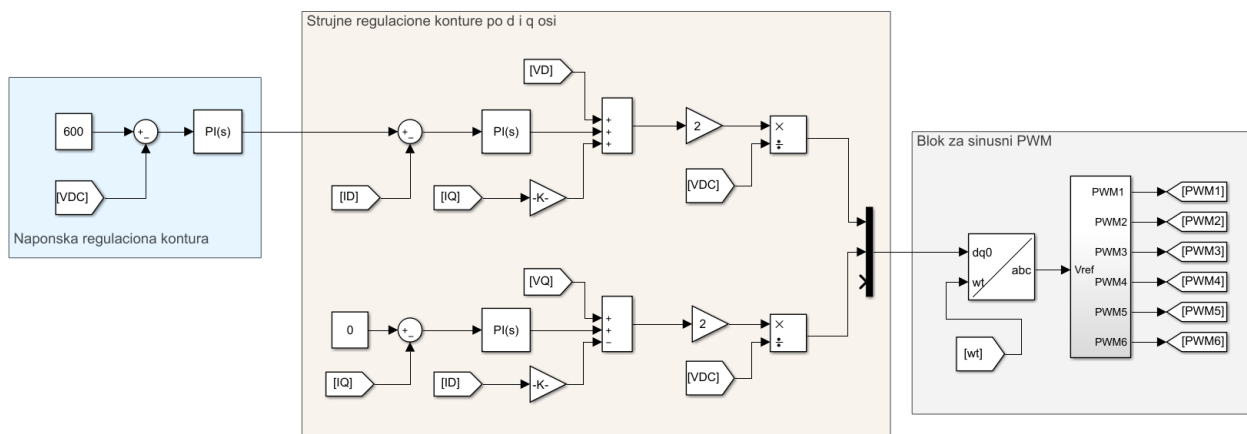
% crtanje prividne snage S, aktivne snage P, reaktivne snage Q,
% rasipne snage Ds i nebalansne snage Du
plot(t,S,t,P,t,Qcz,t,Ds,t,Du);

```

PRILOG C: Model FN sistema i njegovih komponenti u MATLAB/Simulink okruženju



Slika 83. Model FN sistema u MATLAB/Simulink okruženju



Slika 84. Upravljačka struktura realizovana u MATLAB/Simulink okruženju

BIOGRAFIJA AUTORA

Marko Ikić rođen je 20.12.1986. u Sarajevu, BiH. Osnovnu školu „Paja Marganović“ završio je u Deliblatsu, Srbija. Srednju školu „28. juni“ završio je 2005. godine u Istočnom Sarajevu. Na Elektrotehnički fakultet u Istočnom Sarajevu upisuje se 2005. godine, kao najbolji na prijemnoj rang listi. Diplomirao je u septembru 2009. godine na Odsjeku za Elektroenergetiku, sa prosječnom ocjenom 9,66 kao prvi u generaciji. Diplomski rad pod nazivom „*Pregled topologija elektroenergetskih pretvarača u elektromotornim pogonima*“ odbranio je sa ocjenom 10 (deset). Studij drugog ciklusa (master studij) na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Istočnom Sarajevu, na odsjeku za Elektroenergetiku, završava u oktobru 2013. godine odbranivši rad pod nazivom „*Ušteta i poboljšanje kvaliteta električne energije u sistemu javne rasvjete primjenom savremenih tehnologija*“ sa ocjenom 10 (deset). Trenutno pohađa doktorske studije na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, na modulu Elektroenergetske mreže i sistemi.

Nosilac je brojnih priznanja Elektrotehničkog fakulteta za uspješno studiranje i predstavljanje Elektrotehničkog fakulteta Univerziteta u Istočnom Sarajevu na susretima studenta elektrotehnike – Električadama, Dobitnik je i Plakete Univerziteta u Istočnom Sarajevu za ostvarene rezultate tokom studiranja.

Član je međunarodnog udruženja inženjera elektrotehnike IEEE. Predsjednik je tehničkog komiteta BAS/TC 10 (Oprema za mjerenje električne energije i upravljanje opterećenjem) i aktivan član tehničkog komiteta BAS/TC 57 (Kućanski i slični električni aparati) Instituta za standardizaciju BiH. Takođe, član je organizacionog odbora naučno-stručnog simpozijuma INFOTEH-Jahorina, Uredničkog vijeća časopisa Bosanskohercegovačka elektrotehnika (B&H Electrical Engineering), Upravnog odbora BH K/O CIGRE, te predsjednik sekcije SO4 BH K/O CIRED Distribuirana proizvodnja i efikasno korišćenje električne energije.

Trenutno radi kao viši asistent na Elektrotehničkom fakultetu u Istočnom Sarajevu, na užim naučnim oblastima Elektroenergetika i Opšta elektrotehnika.

Oblast njegovog interesovanja su obnovljivi izvori električne energije sa fokusom na fotonaponske sisteme, njihovu integraciju i uticaj na elektroenergetski sistem. Autor je više radova publikovanih u međunarodnim i domaćim časopisima, zbornicima međunarodnih, regionalnih i nacionalnih konferencija. Takođe, kao istraživač je učesnik nekoliko međunarodnih i nacionalnih istraživačkih projekata. Govori engleski jezik a po potrebi se služi i grčkim.

Oženjen je i otac troje djece.

Izjava o autorstvu

Ime i prezime autora: Marko R. Ikić

Broj indeksa: 5049/2013

Izjavljujem

da je doktorska disertacija pod naslovom

KOMPONENTE SNAGA I HARMONIJSKA IZOBLIČENJA NAPONA I STRUJA FOTONAPONSKIH SISTEMA

- rezultat sopstvenog istraživačkog rada;
- da disertacija u celini ni u delovima nije bila predložena za sticanje druge diplome prema studijskim programima drugih visokoškolskih ustanova;
- da su rezultati korektno navedeni i
- da nisam kršio autorska prava i koristio intelektualnu svojinu drugih lica.

Potpis autora

U Beogradu, 29.03.2023. godine

Izjava o istovetnosti štampane i elektronske verzije doktorskog rada

Ime i prezime autora: Marko R. Ikić

Broj indeksa: 5049/2013

Studijski program: Elektrotehnika i računarstvo

Naslov rada: Komponente snaga i harmonijska izobličenja napona i struja fotonaponskih sistema

Mentor: dr Jovan Mikulović, redovni profesor

Izjavljujem da je štampana verzija mog doktorskog rada istovetna elektronskoj verziji koju sam predao radi pohranjivanja u **Digitalnom repozitorijumu Univerziteta u Beogradu**.

Dozvoljavam da se objave moji lični podaci vezani za dobijanje akademskog naziva doktora nauka, kao što su ime i prezime, godina i mesto rođenja i datum odbrane rada.

Ovi lični podaci mogu se objaviti na mrežnim stranicama digitalne biblioteke, u elektronskom katalogu i u publikacijama Univerziteta u Beogradu.

Potpis autora

U Beogradu, 29.03.2023. godine

Izjava o korišćenju

Ovlašćujem Univerzitetsku biblioteku „Svetozar Marković“ da u Digitalni repozitorijum Univerziteta u Beogradu unese moju doktorsku disertaciju pod naslovom:

KOMPONENTE SNAGA I HARMONIJSKA IZOBLIČENJA NAPONA I STRUJA FOTONAPONSKIH SISTEMA

koja je moje autorsko delo.

Disertaciju sa svim priložima predao sam u elektronskom formatu pogodnom za trajno arhiviranje.

Moju doktorsku disertaciju pohranjenu u Digitalnom repozitorijumu Univerziteta u Beogradu i dostupnu u otvorenom pristupu mogu da koriste svi koji poštuju odredbe sadržane u odabranom tipu licence Kreativne zajednice (Creative Commons) za koju sam se odlučio.

1. Autorstvo (CC BY)
2. Autorstvo – nekomercijalno (CC BY-NC)
- 3. Autorstvo – nekomercijalno – bez prerada (CC BY-NC-ND)**
4. Autorstvo – nekomercijalno – deliti pod istim uslovima (CC BY-NC-SA)
5. Autorstvo – bez prerada (CC BY-ND)
6. Autorstvo – deliti pod istim uslovima (CC BY-SA)

Potpis autora

U Beogradu, 29.03.2023. godine

-
1. **Autorstvo.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, 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 dela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu dela.
 3. **Autorstvo – nekomercijalno – bez prerada.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, bez promena, preoblikovanja ili upotrebe dela u svom delu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu dela. U odnosu na sve ostale licence, ovom licencom se ograničava najveći obim prava korišćenja dela.
 4. **Autorstvo – nekomercijalno – deliti pod istim uslovima.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, 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 dela i prerada.
 5. **Autorstvo – bez prerada.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, bez promena, preoblikovanja ili upotrebe dela u svom delu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca dozvoljava komercijalnu upotrebu dela.
 6. **Autorstvo – deliti pod istim uslovima.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, 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 dela i prerada. Slična je softverskim licencama, odnosno licencama otvorenog koda.