

УНИВЕРЗИТЕТ У ПРИШТИНИ СА ПРИВРЕМЕНИМ
СЕДИШТЕМ У КОСОВСКОЈ МИТРОВИЦИ
ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА

Милош Ј. Миловановић

**ПРИЛОГ ОПТИМАЛНОМ
ПЛАНИРАЊУ И ЕКСПЛОАТАЦИЈИ
ДИСТРИБУТИВНИХ МРЕЖА СА
НЕЛИНЕАРНИМ ПОТРОШАЧИМА И
ИЗВОРИМА ПРИМЕНОМ
МЕТАХЕУРИСТИЧКИХ МЕТОДА У
ЦИЉУ МИНИМИЗАЦИЈЕ
ХАРМОНИЈСКОГ ИЗОБЛИЧЕЊА
НАПОНА И СТРУЈЕ**

Докторска дисертација

Косовска Митровица, 2021.

UNIVERSITY OF PRIŠTINA TEMPORARY SETTLED IN
KOSOVSKA MITROVICA
FACULTY OF TECHNICAL SCIENCES

Miloš J. Milovanović

**A CONTRIBUTION TO THE OPTIMAL
PLANNING AND EXPLOITATION OF
DISTRIBUTION NETWORKS WITH
NONLINEAR LOADS AND SOURCES
USING METAHEURISTIC METHODS IN
ORDER TO MINIMIZE THE HARMONIC
VOLTAGE AND CURRENT DISTORTION**

Doctoral Dissertation

Kosovska Mitrovica, 2021.

ПРИЛОГ ОПТИМАЛНОМ ПЛАНИРАЊУ И ЕКСПЛОАТАЦИЈИ
ДИСТРИБУТИВНИХ МРЕЖА СА НЕЛИНЕАРНИМ
ПОТРОШАЧИМА И ИЗВОРИМА ПРИМЕНОМ
МЕТАХЕУРИСТИЧКИХ МЕТОДА У ЦИЉУ МИНИМИЗАЦИЈЕ
ХАРМОНИЈСКОГ ИЗОБЛИЧЕЊА НАПОНА И СТРУЈЕ

Сажетак

Докторска дисертација се бави проблемима оптималног планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа с нелинеарним потрошачима и изворима применом метахеуристичких метода. У оквиру оптималног планирања дистрибутивних мрежа, разматрани су проблеми одређивања оптималних локација и снага дистрибуираних генератора (ДГ) и оточних кондензаторских батерија (КБ), као и оптималних локација и параметара пасивних филтера за смањење виших хармоника. Оптимална регулација напона и токова реактивних снага (Volt/Var регулација) у дистрибутивним мрежама с израженим хармонијским изобличењима је третирана као експлоатациони проблем. За решавање наведених оптимизационих проблема, у дисертацији је по први пут предложен и примењен хибридни PPSOGSA алгоритам, настао комбинацијом фазорске оптимизације ројем честица (PPSO) и гравитационог претраживачког алгоритма (GSA). У овој хибридној верзији, контролни параметри који утичу на претраживачке способности алгоритма (кофицијенти убрзања c_1 и c_2) моделирани су преко фазног угла коришћењем синусних и косинусних функција. У циљу поређења резултата, истовремено с PPSOGSA тестирано је још 10 метахеуристичких метода оптимизације. Тестирање метода је извршено на стандардним IEEE

тест системима из литературе, при чему је усвојено да су поједини потрошачи и извори нелинеарни. Коришћени су типични хармонијски спектри струја претварача који се често срећу у индустријским постројењима. Оцена метода је извршена на основу статистичке евалуације резултата добијених у више узастопних извршавања свих метода. Показано је да предложени алгоритам има боље перформансе у поређењу с постојећим методама из литературе, односно да даје квалитетнија решења, с бржом конвергенцијом и да има боље статистичке показатеље при решавању разматраних проблема планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа. Поред тога, утврђено је да се адекватном алокацијом ДГ и КБ – у фази планирања, и координисаним управљањем регулационих ресурса и ДГ – у фази експлоатације, хармонијска изобличења могу смањити и/или одржавати у дозвољеним границама. За потребе прорачуна хармонијских токова снага (ХТС), који се користи за евалуацију функције циља, развијен је програм на бази методе назад/напред (BFS). Верификација резултата прорачуна ХТС је извршена поређењем с расположивим резултатима из литературе и резултатима добијеним применом специјализованих софтверских пакета (ETAP и PCFLO).

Кључне речи: дистрибуирани генератор, дистрибутивна мрежа, кондензаторска батерија, оптимална локација, оптимална регулација напона, оптимална снага, пасивни филтер, хармоници, хибридни алгоритам

Научна област: Електротехничко и рачунарско инжењерство

Ужа научна област: Електроенергетика

УДК број: 621.311.1:519.856:004.421(043.3)

A CONTRIBUTION TO THE OPTIMAL PLANNING AND
EXPLOITATION OF DISTRIBUTION NETWORKS WITH
NONLINEAR LOADS AND SOURCES USING METAHEURISTIC
METHODS IN ORDER TO MINIMIZE THE HARMONIC VOLTAGE
AND CURRENT DISTORTION

Abstract

The doctoral dissertation deals with the problems of optimal planning and exploitation of distribution networks with nonlinear loads and sources using metaheuristic methods. In the context of optimal planning of distribution networks, the problems of determining the optimal locations and sizes of distributed generators (DGs) and shunt capacitor banks (CBs), as well as the optimal locations and parameters of passive power filters to reduce harmonics are considered. Optimal voltage and reactive power control (i.e. Volt/Var control) in distribution networks with pronounced harmonic distortions is treated as the exploitation problem. In the dissertation, a new hybrid PPSOGSA algorithm based on the phasor particle swarm optimization (PPSO) and gravitational search algorithm (GSA) is proposed and applied for the first time to solve the aforementioned optimization problems. In this hybrid version, the control parameters that affect the search capabilities of the algorithm (the acceleration coefficients c_1 and c_2) are modeled through a phase angle using sine and cosine functions. In order to compare the results of the proposed algorithm with those of other methods, ten other metaheuristic optimization methods are tested simultaneously with PPSOGSA. The methods are tested on standard IEEE test systems from the literature, where it is assumed that some of the loads and sources are nonlinear. Typical harmonic spectrums

of converter currents are used, which usually appear in industrial plants. The evaluation of the methods is performed on the basis of the statistical evaluation of the results obtained in several consecutive executions of all methods. It is shown that the proposed algorithm has better performance compared to the existing methods from the literature, i.e. it provides better solutions, with faster convergence speed, and has better statistical indicators in solving the considered problems of distribution network planning and exploitation. In addition, it is found that by adequate allocation of DGs and CBs – in the planning phase, and coordinated control of voltage regulation resources and DGs – in the exploitation phase, harmonic distortions can be reduced and/or maintained within the allowed limits. For the purposes of calculation of the harmonic power flow (HPF), which is used to evaluate the objective function, a program based on the backward/forward sweep (BFS) method is developed. Verification of results of HPF is performed by comparison with available results from the literature and results obtained using specialized software packages (ETAP and PCFLO).

Key words: capacitor bank, distributed generator, distribution network, harmonics, hybrid algorithm, optimal location, optimal size, optimal voltage regulation, passive filter

Scientific field: Electrical and computer engineering

Specific scientific field: Electrical power engineering

UDC number: 621.311.1:519.856:004.421(043.3)

Идентификациона страница докторске дисертације

<i>I Аутор</i>	
Име и презиме:	Милош Ј. Миловановић
Датум и место рођења:	03.12.1991. године, Приштина
Садашње запослење:	Асистент на Катедри за електроенергетику Факултета техничких наука Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици
<i>II Докторска дисертација</i>	
Наслов:	Прилог оптималном планирању и експлоатацији дистрибутивних мрежа са нелинеарним потрошачима и изворима применом метахеуристичких метода у циљу минимизације хармонијског изобличења напона и струје
Број страница:	270
Број слика:	93
Број библиографских података:	136
Установа и место где је рад израђен:	Универзитет у Приштини, Факултет техничких наука у Косовској Митровици
Научна област (УДК):	621.311.1:519.856:004.421(043.3)
Ментор:	Др Јордан Радосављевић, ред. проф. Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици
<i>III Оцена и одбрана</i>	
Датум пријаве теме:	25.3.2019. године
Број одлуке и датум прихватања докторске дисертације:	19-2/241 28.6.2019. године
Комисија за оцену подобности теме и кандидата:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Др Мирољуб Јевтић, ред. проф. у пензији Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици, председник 2. Др Драган Тасић, ред. проф. Универзитета у Нишу, члан 3. Др Јордан Радосављевић, ред. проф. Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици, члан
Комисија за оцену и одбрану докторске дисертације:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Др Мирољуб Јевтић, ред. проф. у пензији Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици, председник 2. Др Јордан Радосављевић, ред. проф. Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици, ментор 3. Др Дардан Климента, ред. проф. Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици, члан 4. Др Драган Тасић, ред. проф. Универзитета у Нишу, члан 5. Др Владица Мијаиловић, ред. проф. Универзитета у Крагујевцу, члан
Датум одбране:	

САДРЖАЈ

1. УВОД	1
1.1 Предмет и циљ истраживања	1
1.2 Полазне хипотезе	3
1.3 Научне методе истраживања	3
1.4 Очекивани резултати истраживања и научни допринос	4
1.5 План истраживања и структура рада	5
2. ПРЕГЛЕД РЕЗУЛТАТА ПРЕТХОДНИХ ИСТРАЖИВАЊА	8
2.1 Оптималне локације и снаге генератора и кондензаторских батерија	8
2.2 Оптималне локације и параметри пасивних филтера	16
2.3 Оптимална регулација напона и токова реактивних снага	19
3. ПРОБЛЕМАТИКА ВИШИХ ХАРМОНИКА	25
3.1 Основе виших хармоника	25
3.2 Дефиниције основних величина везаних за више хармонике	27
3.3 Фазни распоред хармоника	29
3.4 Хармонијски индикатори	30
3.5 Извори хармоника у активним дистрибутивним мрежама	31
3.6 Негативни утицај хармоника на рад система	43
3.6.1 Појава резонанције у мрежи	43
3.6.2 Утицај хармоника на кондензаторске батерије	48
3.6.3 Утицај хармоника на енергетске трансформаторе	49
3.6.4 Утицај хармоника на електроенергетске водове и каблове	50
3.6.5 Утицај хармоника на рад ротационих електричних машина	51
3.6.6 Утицај хармоника на тачност показивања мерних инструмената	51
3.7 Мере за смањење виших хармоника	54
3.7.1 Пасивни филтери	56
3.8 Стандарди за више хармонике у дистрибутивним мрежама	64
3.8.1 IEEE стандард 519-1992	64
3.8.2 IEC стандарди серије 61000	65
3.8.3 Европски стандард EN 50160	68
4. ПРОРАЧУН ТОКОВА СНАГА У ПРИСУСТВУ ХАРМОНИКА	69
4.1 Модел елемената дистрибутивне мреже	71
4.1.1 Модел вода	71
4.1.2 Модел дистрибутивног трансформатора	72
4.1.3 Модел кондензатора и пригушнице	72
4.1.4 Модел потрошача	73
4.1.5 Модел мреже	75

4.1.6	Модел дистрибуираног генератора.....	78
4.1.7	Модел пасивног филтера	78
4.2	Назад/напред метода за прорачун хармонијских токова снага	79
4.2.1	Укључење дистрибуираног генератора у алгоритам прорачуна	85
4.3	Распрегнута метода за прорачун хармонијских токова снага	88
4.4	Резултати и дискусија.....	91
4.4.1	Тест мрежа IEEE 18	92
4.4.2	Тест мрежа IEEE 33	100
5.	ХИБРИДНИ АЛГОРИТАМ ФАЗОРСКЕ ОПТИМИЗАЦИЈЕ РОЈЕМ ЧЕСТИЦА И ГРАВИТАЦИОНОГ ПРЕТРАЖИВАЧКОГ АЛГОРИТМА (PPSOGSA)	110
5.1	Основни појмови о метахеуристичким методама	110
5.2	Фазорска оптимизација ројем честица (PPSO)	112
5.3	Гравитациони претраживачки алгоритам (GSA).....	113
5.4	Хибридни PPSOGSA алгоритам.....	116
6.	ОДРЕЂИВАЊЕ ОПТИМАЛНИХ ЛОКАЦИЈА И СНАГА ДИСТРИБУИРАНИХ ГЕНЕРАТОРА И КОНДЕНЗАТОРСКИХ БАТЕРИЈА У ПРИСУСТВУ ХАРМОНИКА	118
6.1	Математичка формулација проблема	119
6.1.1	Функција циља.....	120
6.1.2	Ограничења	120
6.1.3	Претпоставке.....	124
6.2	Имплементација оптимизационих метода.....	125
6.2.1	Програмска реализација.....	126
6.3	Резултати и дискусија.....	127
6.3.1	Тест мрежа IEEE 33	128
6.3.2	Тест мрежа IEEE 69	142
7.	ОДРЕЂИВАЊЕ ОПТИМАЛНИХ ЛОКАЦИЈА И ПАРАМЕТАРА ПАСИВНИХ ФИЛТЕРА	155
7.1	Математичка формулација проблема	156
7.2	Програмска реализација и имплементација алгоритама.....	161
7.3	Резултати и дискусија.....	161
7.3.1	Тест мрежа IEEE 18	162
7.3.2	Тест мрежа IEEE 33	175
8.	РЕШАВАЊЕ ПРОБЛЕМА ОПТИМАЛНЕ РЕГУЛАЦИЈЕ НАПОНА И ТОКОВА РЕАКТИВНИХ СНАГА У ПРИСУСТВУ ХАРМОНИКА	185
8.1	Математичка формулација проблема	187

8.2	Програмска реализација и имплементација алгоритама.....	191
8.3	Резултати и дискусија.....	191
8.3.1	Тест мрежа IEEE 30.....	192
9.	ЗАКЉУЧАК.....	210
	ЛИТЕРАТУРА.....	212
	ПРИЛОГ А: ПАРАМЕТРИ ТЕСТ МРЕЖА.....	226
A.1	Тест мрежа IEEE 18.....	226
A.2	Тест мрежа IEEE 30.....	227
A.3	Тест мрежа IEEE 33.....	228
A.4	Тест мрежа IEEE 69.....	229
	ПРИЛОГ Б: ОСТАЛЕ МЕТАХЕУРИСТИЧКЕ МЕТОДЕ КОРИШЋЕНЕ У ДИСЕРТАЦИЈИ.....	231
B.1	Оптимизација ројем честица (PSO).....	231
B.2	Хибридни алгоритам оптимизације ројем честица и гравитационог претраживачког алгоритма (PSOGSA).....	235
B.3	Алгоритам вештачке колоније пчела (ABC).....	236
B.4	Генетски алгоритам (GA).....	238
B.5	Алгоритам свица (FA).....	240
B.6	Алгоритам сивих вукова (GWO).....	242
B.7	Оптимизација инспирисана ветром (WDO).....	245
B.8	Алгоритам роја ноћних лептира (MSA).....	249
	ПРИЛОГ В: СПИСАК СИМБОЛА И СКРАЋЕНИЦА.....	254
	ПРИЛОГ Г: СПИСАК ТАБЕЛА.....	263
	ПРИЛОГ Д: СПИСАК СЛИКА.....	266
	Прилог 1: Биографија кандидата.....	I
	Прилог 2: Изјава о ауторству.....	II
	Прилог 3: Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторске дисертације.....	III
	Прилог 4: Изјава о коришћењу.....	IV

1. УВОД

1.1 Предмет и циљ истраживања

У условима либерализованог тржишта електричне енергије питање квалитета електричне енергије добија прворазредни значај за подизање конкурентности електродистрибутивних предузећа. За исправан и ефикасан рад електричне опреме морају се обезбедити показатељи квалитета електричне енергије унутар стандардом прописаних граница. Један од најважнијих показатеља квалитета електричне енергије јесте хармонијско изобличење напона и струје. У савременим електроенергетским мрежама, а посебно у дистрибутивним мрежама, изражено је присуство великог броја нелинеарних потрошача и дистрибуираних извора прикључених на мрежу преко уређаја енергетске електронике (исправљача, инвертора). То има за последицу генерисање виших хармоника напона и струја који имају читав низ негативних утицаја, како на рад других потрошача, тако и на перформансе саме мреже. Негативан утицај хармоника манифестује се у повећању губитака снаге и енергије у мрежи, смањењу ефикасности електромоторних погона, смањењу животног века електричних уређаја, као и појави грешака код заштитних и мерних уређаја. Све то намеће потребу за предузимањем одговарајућих техничких решења у фази планирања и експлоатације система ради минимизације хармонијских изобличења, односно њиховог свођења на стандардом прописане нивое.

Предмет истраживања ове докторске дисертације је оптимално планирање и експлоатација радијалних дистрибутивних мрежа с нелинеарним потрошачима и изворима применом метахеуристичких метода у циљу минимизације хармонијског изобличења напона и струје. У првом делу истраживања, који је посвећен оптималном планирању дистрибутивних мрежа, разматрани су проблеми одређивања оптималних локација и снага дистрибуираних генератора (ДГ), оточних кондензаторских батерија (КБ), као и оптималних локација и параметара пасивних филтера за смањење виших хармоника. У другом делу су истражене могућности оптималне експлоатације дистрибутивних мрежа постављањем и решавањем проблема оптималне Volt/Var регулације, односно проблема оптималних напона и токова реактивних снага у мрежама с израженим хармонијским изобличењима у циљу минимизације истих.

Научни циљеви истраживања у овој дисертацији су:

- развој алгоритма за прорачун токова снага у дистрибутивним мрежама у присуству виших хармоника, односно хармонијских токова снага (ХТС), којим се може одредити стационарно стање мреже и који се може применити на различите проблеме из области анализе, експлоатације и планирања електродистрибутивних мрежа. То је кључни елемент у алгоритмима за оптимално планирање и експлоатацију дистрибутивних мрежа;
- развој математичких модела за:
 - решавање проблема одређивања оптималних локација и снага ДГ прикључених на мрежу преко енергетских претварача и КБ за компензацију реактивних снага у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима;
 - решавање проблема одређивања оптималних локација и параметара пасивних филтера за смањење виших хармоника у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима;
 - решавање проблема оптималне Volt/Var регулације, односно координисане оптималне регулације напонско-реактивних прилика у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима и изворима.
- развој и примена ефикасног алгоритма за решавање наведених оптимизационих проблема. Детаљном анализом постојећих метахеуристичких алгоритама, одабраће се алгоритми с најбољим перформансама и развити нови хибридни алгоритам фазорске оптимизације ројем честица и гравитационог претраживачког алгоритма (PPSOGSA) за решавање претходно наведених оптимизационих проблема. Показаће се да предложени алгоритам има боље перформансе у поређењу с постојећим алгоритмима из литературе, односно да даје квалитетнија решења, с бржом конвергенцијом и да има боље статистичке показатеље при решавању наведених проблема планирања и експлоатације мрежа.

1.2 Полазне хипотезе

У складу с предметом и циљевима научног истраживања у докторској дисертацији, постављена је основна хипотеза која гласи: *Развојем и применом ефикасне хибридне метахеуристичке оптимизационе методе, могу се решити практични проблеми оптималног планирања и експлоатације савремених дистрибутивних мрежа са значајним учешћем нелинеарних потрошача и дистрибуираних извора.* Поред тога, постављена је и помоћна хипотеза која гласи: *Адекватном алокацијом дистрибуираних извора и уређаја за компензацију реактивне снаге – у фази планирања, и координисаним радом регулационих ресурса (трансформатора, регулатора напона и уређаја за компензацију реактивне снаге) и дистрибуираних извора – у фази експлоатације, хармонијска изобличења се могу смањити и/или одржавати у дозвољеним границама.* Тиме би се остварило значајно унапређење техничких и економских карактеристика рада система, и то:

- побољшање квалитета електричне енергије у погледу смањења хармонијског изобличења таласних облика напона и струја;
- смањење губитака активних и реактивних снага;
- побољшање напонских прилика;
- смањење оперативних трошкова рада система.

1.3 Научне методе истраживања

Истраживачки рад на остваривању циљева дисертације обухвата следеће:

- Детаљан преглед и анализу доступне научне литературе из ове области. Посебно је посвећена пажња научним радовима објављеним у врхунским међународним часописима из области анализе, планирања и експлоатације електроенергетских система (ЕЕС-а). Затим, радовима који се баве квалитетом електричне енергије, новим технологијама обновљивих извора и њиховом интеграцијом у ЕЕС, методама прорачуна токова снага у присуству хармоника, моделима елемената дистрибутивних мрежа у хармонијским анализама, као и новим метахеуристичким методама оптимизације за решавање практичних проблема у електроенергетици.

- Примену индуктивне и дедуктивне методе закључивања, аналитичке и синтетичке методе и методе апстракције, генерализације и специјализације у извођењу математичких модела за оптимално планирање и експлоатацију дистрибутивних мрежа, и хибридне оптимизационе методе за њихово решавање у складу с постављеним циљевима истраживања.
- Развој алгоритама и креирање специјализованих MATLAB програма за имплементацију предложених математичких модела и метода решавања у складу с постављеним циљевима истраживања. Тестирање програма на стандардним тест системима из литературе, посебно на IEEE тест системима.
- Примену статистичких показатеља за доказивање квалитета резултата добијених применом предложене оптимизационе методе.
- Примену специјализованих комерцијалних софтверских пакета за верификацију добијених резултата (ETAP и PCFLO).

1.4 Очекивани резултати истраживања и научни допринос

Очекивани резултати истраживања и научни допринос дисертације су:

- Развијен брз и ефикасан алгоритам за прорачун ХТС који се лако може применити као основни алат у алгоритмима оптималног планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа.
- Развијен оптимизациони модел за одређивање оптималних локација и снага КБ и ДГ прикључених преко енергетских претварача на дистрибутивну мрежу с нелинеарним потрошачима.
- Развијен оптимизациони модел за одређивање оптималних локација и параметара пасивних филтера у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима.
- Развијен оптимизациони модел за оптималну Volt/Var регулацију, односно модел за решавање проблема оптималних напона и токова реактивних снага у дистрибутивним мрежама у присуству виших хармоника.

- Развијена и имплементирана нова хибридна метахеуристичка оптимизациона метода за решавање претходно наведених проблема.

Валоризација остварених резултата и научних доприноса ове докторске дисертације извршена је објављивањем радова у водећим међународним и домаћим научним часописима с рецензијама, као и учешћем на домаћим и међународним конференцијама, који су наведени у листи референци на крају рада.

1.5 План истраживања и структура рада

Докторска дисертација је организована у девет поглавља, садржи списак коришћене литературе и пет прилога.

У уводном поглављу је описана проблематика којом се дисертација бави, представљени су предмет и циљеви истраживања, полазне хипотезе, методе научног истраживања, очекивани резултати и научни допринос.

У другом поглављу дат је преглед резултата претходних истраживања у области.

У трећем поглављу изложена је проблематика виших хармоника, изведене су основне формуле хармонијске анализе и дефинисани основни хармонијски индикатори. Поред тога, у овом поглављу наведени су главни извори хармоника у дистрибутивним мрежама, с освртом на обновљиве изворе енергије, приказани су најважнији негативни утицаји хармоника на рад система, методе за елиминацију или смањење хармоника и стандарди који се баве дефинисањем граничних вредности виших хармоника у дистрибутивним мрежама.

Прорачун токова снага у присуству виших хармоника, односно прорачун ХТС је кључни сегмент свих истраживања спроведених у овој дисертацији. Из тог разлога је прорачуну ХТС посвећена посебна пажња у оквиру четвртог поглавља. У овом поглављу изложене су методе за прорачун ХТС и описани модели елемената дистрибутивних мрежа у хармонијским анализама. Детаљно су обрађене две најчешће коришћене методе за прорачун ХТС које се заснивају на назад/напред (BFS) (енг. *backward/forward sweep*) поступку и распрегнутом поступку. Затим је извршена верификација и оцена резултата прорачуна ХТС добијених применом назад/напред методе и распрегнуте методе поређењем с

результатима добијеним применом софтверских пакета за анализу преносних, дистрибутивних и индустријских мрежа (ETAP и PCFLO). На крају поглавља анализиран је утицај ДГ, КБ и пасивних филтера на параметре квалитета електричне енергије, губитке снаге и напонске прилике у мрежи.

У петом поглављу дисертације најпре је дат опис алгоритма фазорске оптимизације ројем честица (PPSO) (енг. *Phasor Particle Swarm Optimization*) и гравитационог претраживачког алгоритма (GSA) (енг. *Gravitational Search Algorithm*). Затим је, у циљу превазилажења проблема преране конвергенције и „заглављивања” у локалном оптимуму, развијен нови хибридни алгоритам фазорске оптимизације ројем честица и гравитационог претраживачког алгоритма – PPSOGSA. У развијеном алгоритму, основна идеја је да PPSO врши процес глобалног претраживања (диверсификацију), а GSA да обавља процес локалне експлоатације простора претраживања (интензификацију). Контролни параметри који утичу на претраживачке способности алгоритма моделирани су преко фазног угла коришћењем синусних и косинусних функција.

Централни део дисертације дат је у шестом, седмом и осмом поглављу.

У оквиру шестог поглавља представљен је поступак за одређивање оптималних локација и снага ДГ и КБ у дистрибутивним мрежама применом метахеуристичких оптимизационих метода. У циљу поређења резултата, истовремено с PPSOGSA тестирано је још 10 метахеуристичких метода. За циљ оптимизације је усвојена минимизација губитака снаге, уз уважавање техничких ограничења у погледу дозвољених вредности напона чворова, хармонијских изобличења таласног облика напона и струја/снага по елементима мреже. Поред несинусоидалних услова, у разматрање су узети и синусоидални услови. Разлози за то су: (1) да се изврши поређење добијених резултата с резултатима из литературе и (2) да се испита утицај ДГ и КБ на квалитет електричне енергије у мрежи. Тачније, први разлог за разматрање синусоидалних услова је да се покаже да предложени хибридни PPSOGSA алгоритам има боље перформансе у поређењу с постојећим методама из литературе, а други да се покаже да оптимална решења добијена у условима синусоидалних напона и струја не морају бити оптимална када у мрежи постоје хармоници.

Поступак за одређивање оптималних локација и параметара пасивних филтера применом метахеуристичких метода је изложен у седмом поглављу. Тестирање метода је спроведено на две дистрибутивне мреже, IEEE 33 и IEEE 69. Оптимална решења добијена су за четири различите варијанте функција циља: (1) минимизација максималног хармонијског изобличења напона; (2) минимизација почетних инвестиционих трошкова филтера; (3) минимизација губитака снаге и (4) истовремена минимизација максималног хармонијског изобличења напона, инвестиционих трошкова филтера и губитака снаге.

У осмом поглављу детаљно је описан поступак за решавање проблема оптималне регулације напона, токова реактивних снага и хармонијских изобличења (Volt/Var/THD регулација) у дистрибутивним мрежама с присутним нелинеарним оптерећењима. Оптимална Volt/Var/THD регулација је посматрана као међусобна координација деловања регулационих ресурса у реалном времену. Оптимална решења су добијена применом хибридног PPSOGSA алгоритма за различите варијанте функције циља. Верификација добијених резултата извршена је поређењем с резултатима других метахеуристичких алгоритама.

У деветом поглављу дата су закључна разматрања која садрже основне резултате и научне доприносе овог рада. Осим тога, назначени су правци будућих истраживања у овој области.

На крају рада наведене су референце на основу којих је рад припреман и реализован. У прилогу А дати су параметри тест мрежа коришћених у дисертацији. У прилогу Б описане су остале метахеуристичке методе које су примењене у дисертацији с циљем поређења резултата. То су: оптимизација ројем честица (PSO) (енг. *Particle Swarm Optimization*), алгоритам вештачке колоније пчела (ABC) (енг. *Artificial Bee Colony*), генетски алгоритам (GA) (енг. *Genetic Algorithm*), алгоритам свица (FA) (енг. *Firefly Algorithm*), оптимизатор сивих вукова (GWO) (енг. *Grey Wolf Optimizer*), оптимизација инспирисана ветром (WDO) (енг. *Wind Driven Optimization*), алгоритам роја ноћних лептира (MSA) (енг. *Moth Swarm Algorithm*) и хибридни алгоритам оптимизације ројем честица и гравитационог претраживачког алгоритма (PSOGSA) (енг. *Particle Swarm Optimization and Gravitational Search Algorithm*). У прилозима В, Г и Д редом су дати спискови коришћених скраћеница и симбола, табела и слика.

2. ПРЕГЛЕД РЕЗУЛТАТА ПРЕТХОДНИХ ИСТРАЖИВАЊА

Један од актуелних праваца истраживања у области електроенергетике је проблем квалитета електричне енергије у активним дистрибутивним мрежама, тј. мрежама с великим уделом дистрибуираних извора и нелинеарних потрошача. Светски експерти из области истраживања докторске дисертације су фокусирани на три главна проблема: проблем развоја ефикасних алгоритама за прорачун ХТС у дистрибутивним мрежама; проблем оптималног планирања активних дистрибутивних мрежа у смислу налажења оптималних локација и снага (тзв. алокација¹) дистрибуираних извора и/или уређаја за компензацију реактивне снаге, као и оптималних локација и параметара хармонијских филтера; и проблем оптималне експлоатације дистрибутивних мрежа, односно оптималне координације рада дистрибуираних извора и осталих регулационих ресурса.

Највећи број практичних проблема оптималног планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа спада у проблеме комбинаторне и глобалне оптимизације и укључује целобројне, логичке и/или непрекидне променљиве. Уважавајући нелинеарну природу једначина које описују рад система у стационарном стању, као и нелинеарности функције циља и ограничења, решавање ових проблема представља сложен оптимизациони задатак. У складу с тим, у литератури се може наћи велики број разноврсних метода за њихово решавање.

У овом поглављу је дат преглед најзначајнијих радова који се баве проблемима оптималних локација и снага ДГ и КБ, оптималних локација и параметара пасивних филтера и проблемима оптималне регулације напона и токова реактивних снага у дистрибутивним мрежама.

2.1 Оптималне локације и снаге дистрибуираних генератора и кондензаторских батерија

Проблем одређивања оптималних локација и величина/снага ДГ и КБ је предмет многих истраживања у последњих неколико година. Уопштено гледано, овај проблем се може решити на два начина. Први начин, у зависности од усвојеног критеријума оптимизације, подразумева избор чворова погодних за

¹ У литератури која се бави овом тематиком, уместо термина „оптимална локација и снага”, често се користи израз „оптимална алокација” [2-4,7,18-22].

прикључење КБ и/или ДГ, а затим, у другом кораку, одређивање њихове оптималне снаге. Други начин подразумева формирање математичког модела којим се оптималне локације и снаге КБ и/или ДГ одређују истовремено (симултано).

Досадашње искуство је показало да прикључење дистрибуираних енергетских ресурса и/или кондензатора с неоптималним снагама на неоптималне локације може довести до повећања губитака снаге, нарушавања квалитета електричне енергије, нестабилности и ескалације оперативних трошкова рада система, у односу на конфигурацију без инсталираних дистрибуираних ресурса и/или кондензатора. Управо због тога, приликом оптималног планирања дистрибутивних мрежа, приоритет треба да буде налажење најповољнијих локација и инсталираних снага ДГ и КБ с циљем постизања максималних техничких и економских користи.

У научној литератури се може наћи велики број разноврсних метода за решавање овог проблема. Подела метода може се извршити на више начина. Свака подела је резултат договора, и често се код различитих аутора могу наћи различити критеријуми поделе по истим основама. Према приступу решавања проблема, методе за одређивања оптималних локација и снага ДГ и КБ се деле на класичне и метахеуристичке методе. Класичне методе оптимизације заснивају се на налажењу градијента оптимизационе функције и линеаризацији модела у околини радне тачке. Међутим, услед потешкоћа у диференцирању, нелинеарности и неконвексности функције циља, ове методе често проналазе само локални оптимум (минимум или максимум) и не могу да обезбеде глобално оптимално решење. Због тога, примена класичних метода оптимизације за решавање проблема оптималних локација и снага ДГ и/или КБ у реалним системима може да доведе до погрешног резултата или до тога да утрошено време прорачуна буде веома велико. С друге стране, метахеуристичке методе не гарантују налажење глобалног оптимума, али у већини случајева постижу задовољавајућа решења, блиска оптималном, у прихватљивом временском периоду. Поред тога, помоћу њих се веома лако могу обухватити различити типови функције циља и ограничења [1].

Аутори *Pesaran* и остали [2], као и *Tan* и остали [3] су у својим радовима дали свеобухватни преглед оптимизационих метода и алгоритама за решавање проблема оптималних локација и снага ДГ, док су *Aman* и остали у [4] дали преглед најважнијих метода и алгоритама за решавање проблема оптималних локација и снага КБ. У овим публикацијама наведено је око 450 истакнутих радова с овом темом, било да се ради о студијама истраживања утицаја ДГ и КБ на мрежу, технологијама интеграције ДГ у мрежу или методама оптимизације. Поред техника оптимизације, дате су и разматране функције циља и ограничења.

Према [2], оптимизационе методе и алгоритми који су нашли примену у решавању проблема оптималних локација и снага дистрибуираних извора могу се поделити у следећих пет категорија: (1) класичне методе; (2) основне методе претраживања; (3) алгоритми инспирисани физичким процесима или друштвеним законитостима; (4) алгоритми инспирисани природним процесима и (5) хибридни алгоритми. У прву категорију спадају аналитички алгоритми, линеарно програмирање, нелинеарно програмирање, мешовито целобројно линеарно програмирање, мешовито целобројно нелинеарно програмирање и динамичко програмирање. Методе исцрпне претраге (ES) (енг. *Exhaustive Search*), методе прорачуна оптималних токова снага (OPF) (енг. *Optimal Power Flow*), методе прорачуна континуалних токова снага (CPF) (енг. *Continuation Power Flow*) и метода концентрације оптерећења (LC) (енг. *Load Concentration*) спадају у другу категорију. У алгоритме инспирисане физичким процесима или друштвеним законитостима убрајају се алгоритам симулираног каљења (SA) (енг. *Simulated Annealing*), алгоритам хармонијске претраге (HSA) (енг. *Harmony Search Algorithm*), табу претрага (TS) (енг. *Taboo Search*), империјалистички компетитивни алгоритам (ICA) (енг. *Imperialist Competitive Algorithm*) и алгоритми засновани на теорији фази скупова (FS) (енг. *Fuzzy Set Based Algorithms*). У оптимизационе алгоритме који су засновани на понашању природних организама спадају еволуциони алгоритми (EA) (енг. *Evolutionary Algorithms*), PSO, оптимизација колоније мрава (ACO) (енг. *Ant Colony Optimization*), ABC, GWO, алгоритам кукавичје претраге (CS) (енг. *Cuckoo Search*) и FA. У пету категорију сврстани су хибридни интелигентни алгоритми, настали укрштањем појединих функционалних елемената и процедура различитих

оптимизационих алгоритама или комбиновањем оптимизационих метода с поступцима за прорачун токова снага, као што су: GA-TS, GA-SA, GA-PSO, GA-OPF, PSO-OPF и др.

Слична подела може се наћи у [3], где аутори оптимизационе методе деле на конвенционалне, методе које су засноване на вештачкој интелигенцији и хибридне методе засноване на вештачкој интелигенцији. Аутори поменутог рада у конвенционалне методе убрајају аналитичке методе, „правило 2/3”, методе прорачуна OPF и целобројно нелинеарно програмирање. У методе вештачке интелигенције исти аутори убрајају следеће алгоритме: EA, SA, диференцијалну еволуцију (DE) (енг. *Differential Evolution*), PSO, FS, ACO, CS и ICA. На крају, према [3], методе настале хибридизацијом GA с другим оптимизационим алгоритмима и поступцима за прорачун токова снага, попут FS, TS, PSO, OPF, затим хибридизацијом PSO с OPF, као и TS с FS, чине групу хибридних метода које су засноване на примени вештачке интелигенције.

Према [4], методе оптимизације које се користе за решавање проблема оптималних локација и снага КБ за компензацију реактивне снаге могу се сврстати у следеће четири групе: (1) аналитичке методе, (2) методе нумеричког програмирања (линеарног и динамичког програмирања), (3) хеуристичке методе и (4) методе вештачке интелигенције. Поред наведених оптимизационих техника које су коришћене приликом одређивања оптималних локација и снага ДГ, као методе вештачке интелигенције аутори рада [4] наводе и следеће технике: имуни алгоритам (IA) (енг. *Immune Algorithm*), алгоритам симулације раста биљака (PSGA) (енг. *Plant Growth Simulation Algorithm*), оптимизацију засновану на учењу (TLBO) (енг. *Teaching Learning Based Optimization*), графовски алгоритам претраге (GS) (енг. *Graph Search Algorithm*), и генетски алгоритам са сортирањем према недоминацији (NSGA) (енг. *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*). За одређивање оптималних локација и снага КБ, аутори [4] користе шест различитих приступа, с циљем смањења губитака снаге, побољшања профила напона и повећања оптерећења у систему, при том уважавајући различита техничка ограничења у дистрибутивној мрежи.

У [5] примењен је хибридни PPSOGSA алгоритам за одређивање оптималних локација и снага ДГ и КБ, с циљем минимизације губитака снаге у

мрежи. Применом истог алгоритма, у раду [6] одређене су оптималне локације и снаге дистрибуираних енергетских извора у случају стохастичке природе производње електричне енергије из ових извора. За циљ оптимизације усвојена је симултана минимизација губитака снаге у мрежи и максимизација профита за власника дистрибуираних извора. Одређивањем оптималних локација и снага ДГ у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима бавили су се аутори у раду [7]. Функција циља која је при томе оптимизирана односила се на минимизацију губитака снаге, укупног хармонијског изобличења напона (THD_V) и одступања напона од номиналне вредности.

У бројним научним радовима за решавање проблема оптималних локација и снага ДГ и/или КБ користи се GA или PSO. У [8] за одређивање оптималних локација и снага КБ предложен је GA у циљу минимизације хармонијских изобличења напона и побољшања профила напона. Иста метода је примењена и у [9], при чему се критеријумска функција односила на минимизацију годишњих оперативних трошкова рада система. У раду [10] проблем оптималног планирања дистрибуиране производње у радијалним дистрибутивним мрежама решаван је применом теорије фази скупова (енг. *fuzzy set theory*) и GA. Применом одговарајућих тежинских фактора, вишециљни проблем је претворен у проблем с једном функцијом циља и представљен фази скупом. Такође, GA је примењен за одређивање оптималних локација и снага ДГ и КБ у [11]. Потпуно истим проблемом бавили су се и аутори рада [12], где је поступак оптимизације спроведен применом PSO алгоритма.

У [13-16] предложене су различите методе за прорачун ХТС у дистрибутивним мрежама са значајним учешћем нелинеарних потрошача и извора и анализиран је утицај дистрибуиране производње на квалитет електричне енергије.

Истовремено одређивање оптималних локација и снага ДГ и КБ било је тема у [17-20]. *Barati* и *Shahsavari* су у [17] изложили поступак за налажење најповољнијих локација и снага ДГ и КБ применом алгоритма претраге врана (CSA) (енг. *Crow Search Algorithm*). *Naik* је заједно с групом аутора коришћењем аналитичке методе у [18] решавао проблем оптималне алокације ДГ и КБ у циљу смањења губитака снаге у мрежи. У раду [18], у првом кораку се на основу

вредности фактора осетљивости губитака (LSF) (енг. *loss sensitivity factor*) одређују најпогодније локације за прикључење ДГ и КБ, а затим се, у другом кораку, одређују оптималне вредности снага ДГ и КБ. Такође, приступ заснован на примени фактора осетљивости губитака коришћен је у [19]. Главни недостатак овог приступа је што се прорачуном фактора осетљивости губитака добија само листа оптималности чворова за прикључење ДГ и/или КБ, без обзира на број јединица који се жели прикључити, њихову снагу и тип. У [20] применом алгоритма оптимизације бактеријске потраге за храном (BFOA) (енг. *Bacterial Foraging Optimization Algorithm*) одређене су оптималне локације и снаге ДГ и КБ с циљем остварења минималних губитака. Одређивањем оптималних локација и снага ДГ и КБ применом различитих оптимизационих техника бавили су се и аутори у радовима [21,22]. Критеријумска функција при тражењу оптималног решења у овим радовима односила се на минимизацију губитака снаге.

У математичким моделима за одређивање оптималних локација и снага ДГ и/или КБ [6,10-12,17-22], утицаји виших хармоника нису узети у разматрање. Међутим, у системима с нелинеарним потрошачима и ДГ, занемаривање виших хармонијских компоненти струја и напона може да доведе до неоптималних или чак погрешних и потпуно неприхватљивих резултата, услед додатних губитака узрокованих хармоничима и/или високих нивоа хармонијских изобличења. Све израженије присуство нелинеарних потрошача и обновљивих извора енергије прикључених на дистрибутивну мрежу посредством претварача, наметнуло је потребу за развијањем нових алата и техника, као и прилагођавањем већ постојећих, како би се утицаји хармоника узели у обзир. Проблеми који се тичу виших хармоника обично се прво уоче на батеријама кондензатора. КБ, било фиксног или променљивог капацитета, иако не производе хармонике, на вишим фреквенцијама веома често могу узроковати појаву опасних резонантних услова, када долази до наглог повећања амплитуде напона и/или струје, како на месту прикључења кондензатора, тако и на осталим чворовима у мрежи.

Baghzouz је у раду [23] међу првима разматрао проблем оптималне компензације реактивне снаге у присуству виших хармоника, користећи при томе методу исцрпне претраге за одређивање оптималних локација и снага КБ. За циљ

оптимизације је одабрана максимизација нето уштеде која је резултат смањења вршне снаге и губитка енергије, уз узимање у обзир трошкова кондензатора.

У [24,25], применом фази скупова и GA, проблем оптималних локација и снага КБ у присуству хармоника је решен с дискретним вредностима снага, а као функција циља узети су годишњи оперативни трошкови рада система. Укључење више функција циља у поступак одређивања оптималних локација и снага КБ у мрежама с изобличеним напонима и струјама, као што су смањење губитака снаге, побољшање напонског профила, смањење неуравнотежености напона и THD_V остварено је у [26], где је коришћен GA.

Аутори радова [27,28] су помоћу PSO алгоритма одредили оптималне локације и снаге КБ у уравнотеженим и неуравнотеженим дистрибутивним мрежама, с циљем минимизације THD_V , трошкова губитка снаге и инсталације оточних КБ, као и побољшања профила напона.

У научној литератури се могу наћи и радови у којима је вршена анализа прорачуна токова снага у присуству хармоника, с циљем утврђивања утицаја компензационих уређаја на квалитет електричне енергије [29-31]. У закључцима тих радова се истиче да уградња компензационих уређаја значајно може допринети повећању квалитета електричне енергије у погледу смањења хармонијских изобличења. Међутим, у неким случајевима укључење компензационих уређаја може узроковати настанак резонанције у колу и тиме довести до додатних проблема. Да до тога не би дошло, важно је извршити прорачун ХТС пре и после вршења било које промене у мрежи, како би се одредио ниво хармоника на месту уградње компензационих уређаја и испитао утицај истих на појаву резонанције унутар мреже.

Што се тиче утицаја ДГ на квалитет електричне енергије и перформансе мреже, као и на потрошаче у мрежи, истраживања су показала да присуство нових технологија ДГ које су засноване на коришћењу уређаја енергетске електронике (претварача) може узроковати велике проблеме везане за квалитет електричне енергије, деградацију поузданости и перформанси осталих уређаја у мрежи [15,32]. Степен утицаја ДГ на квалитет електричне енергије зависи од многих фактора, као што су [32]: снага, тип и локација ДГ, начин рада и повезивања ДГ с дистрибутивном мрежом, очекивана флукуација излазне снаге ДГ и др. Према

начину повезивања с мрежом, ДГ се могу поделити у две основне групе, и то: (1) ДГ који се директно или преко трансформатора прикључују на мрежу и (2) ДГ који се преко уређаја енергетске електронике и трансформатора прикључују на дистрибутивну мрежу. У прву групу спадају мале, мини и микро хидроелектране (МХЕ) са синхроним или асинхроним генераторима, док су фотонапонски извори, ветрогенератори, горивне ћелије и микротурбине типични представници друге групе. ДГ који су директно прикључени на електроенергетску мрежу се у хармонијским анализама представљају као пасивни елементи с константном оточном импедансом. С друге стране, ДГ који су повезани на дистрибутивну мрежу преко претварача могу се представити као извори виших хармоника струје.

Проблемима одређивања оптималних локација и снага ДГ у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима бавили су се аутори у радовима [33-37]. Процедура заснована на примени GA у [33] успешно је примењена на проблем оптималних локација и снага ДГ у циљу минимизације укупних губитака снаге, побољшања профила напона и смањења укупног изобличења напона. Иста функција циља разматрана је и у раду [34], где се као метода оптимизације користи PSO. За ефикасније решавање проблема оптималних локација и снага ДГ у присуству хармонијских изобличења, у [35] вршена је хибридизација GA и PSO, у циљу превазилажења проблема преурађене конвергенције и налажења локалних оптимума. При томе, критеријумска функција при тражењу оптималног решења односила се на истовремену минимизацију губитака снаге и укупног хармонијског изобличења напона. У [36] је предложен поступак за одређивање оптималних локација и снага ДГ прикључених на мрежу посредством инвертора (DC/AC претварача) применом технике еволуционог програмирања (EP) (енг. *Evolutionary Programming*). Потпуно истим проблемом бавили су се аутори у раду [37], где је поступак оптимизације спроведен коришћењем GSA. Поређењем профила конвергенције, стандардних девијација и оптималних вредности резултата, у раду [37] је показано да је GSA ефикаснији, бржи и стабилнији у поређењу с другим метахеуристичким алгоритмима, као што су PSO и EP.

Последњих година неки аутори су вршили истовремену оптимизацију локација и снага ДГ и КБ у присуству хармоника. За решавање овог проблема у [38] је предложен ВВО, с циљем остварења минималних губитака електричне

енергије, узимајући у обзир ограничења модула напона чворова и ограничења укупног изобличења напона. Иста метода је примењена и у [39], где је истовремена оптимизација локација и снага фиксних КБ и ДГ прикључених на мрежу посредством инвертора вршена у циљу побољшања профила напона и минимизације губитака снаге и трошкова за куповину електричне енергије коју дистрибутивна мрежа добија од преносне мреже. Поступак је тестиран на стандардним дистрибутивним мрежама с 33 и 69 чворова, при чему су ДГ, као и нелинеарни потрошачи, представљени као идеални струјни извори. У [39] резултати су упоређени с резултатима добијеним помоћу GA и PSO. Показано је да ВВО даје ефикаснија решења.

Аутори рада [40] су за решавање проблема одређивања оптималних локација и снага фиксних КБ и ДГ који су директно прикључени на мрежу предложили процедуру засновану на примени модификоване PSO методе.

2.2 Оптималне локације и параметри пасивних филтера

У научној литератури је предложен велики број оптимизационих техника за решавање проблема оптималног планирања пасивних филтера у дистрибутивним мрежама, почевши од традиционалних метода „покушаја и грешке” (енг. „*Try and Error*”), аналитичких техника, метода линеарног, нелинеарног и квадратног програмирања, па до последњих година веома популарних хеуристичких и метахеуристичких алгоритама.

У [41-44] за решавање овог нелинеарног вишециљног оптимизационог проблема с ограничењима предложени су GA и неке од побољшаних варијанти GA. Функције циља које су при томе оптимизирани односиле су се на минимизацију максималног хармонијског изобличења напона и/или струја [41-44], минимизацију губитака снаге у систему [41-44], минимизацију трошкова уградње филтера [41,42,44], максимизацију фактора снаге оптерећења [44], побољшање профила напона [43] или неку њихову комбинацију [41]. У [42,43], разматрани су прости усклађени филтери (енг. *single tuned filters*), подешени на фреквенцију једног хармоника (најчешће 3, 5. или 7. реда), док су у [41,44], поред простих усклађених филтера, разматрани и високо-пропусни филтери (енг. *high pass filters*), пројектовани тако да у широком опсегу пригушују хармонике

одређене фреквенције и све хармонике вишег реда (најчешће од 11. реда па навише).

Аутори у раду [45] су предложили PSO за одређивање оптималних локација и снага пасивних филтера у циљу минимизације трошкова филтера, губитака снаге филтера и изобличења напона и струја, истовремено. Поред локације и снаге филтера, као управљачке променљиве у разматрање су узети и остали параметри филтера: фактор добротe (Q -фактор) и резонантна фреквенција на коју се филтер подешава. Потенцијалне локације за прикључење филтера одабране су на основу прорачуна ХТС, који има за циљ одређивање појединачних и укупних хармонијских изобличења напона на свим сабирницама система.

У [46] за решавање проблема оптималног планирања пасивних LC филтера, предложен је алгоритам инспирисан биогеографијом (ВВО) (енг. *Biogeography-based Optimization*), с циљем минимизације инвестиционих трошкова филтера и укупног изобличења струја. Решења добијена применом ВВО алгоритма су упоређена с резултатима других алгоритама – GA, PSO и ABC. Показано је да ВВО даје најбоље резултате.

Проблемом одређивања оптималних параметара пасивних усклађених филтера бавили су се аутори рада [47], где је поступак оптимизације спроведен коришћењем GSA. При томе, функција циља била је минимизација ефективне вредности струје у тачки заједничког прикључка филтера с осталим уређајима из окружења (PCC тачки) (енг. *Point of Common Coupling*). Резултати добијени применом GSA упоређени су с резултатима добијеним помоћу методе „покушаја и грешке”. Установљено је да GSA даје боља решења.

У [48,49] за решавање проблема оптималног планирања пасивних усклађених филтера уведен је пробабилистички приступ у којем су извори виших хармоника, као и импедансе линеарних потрошача и напојне мреже посматрани као случајне променљиве. У [50] предложена је процедура за одређивање локација и параметара усклађених пасивних филтера за елиминацију виших хармоника. Она је заснована на примени распрегнутог поступка за израчунавање хармонијских токова снага (DHPF) (енг. *Decoupled Harmonic Power Flow*) у уравнотеженим дистрибутивним мрежама с различитим типовима нелинеарних потрошача.

У [51] за налажење оптималних параметара пасивних Ц-филтера (енг. *C-filters*) представљен је један од најновијих популационих метахеуристичких алгоритама – алгоритам оптимизације Харис јастребова (ННО) (енг. *Harris Hawks Optimization Algorithm*). Алгоритам је инспирисан понашањем јата птица грабљивица (Харис јастребова), које се крећу у потрази за храном. Критеријумске функције при тражењу оптималног решења односиле су се на минимизацију губитака снаге и хармонијског преоптерећења фреквентно зависних елемената дистрибутивног система. Резултати су упоређени с резултатима других конвенционалних метода и оптимизационих алгоритама заснованих на интелигенцији ројева, јата и група живих бића, као што су: алгоритам јата салпа (SSA) (енг. *Salp Swarm Algorithm*), алгоритам претраге врана (енг. *Crow Search Algorithm*) и хибридни PSOGSA алгоритам. Поређења су вршена на бази минималних, максималних и средњих вредности резултата, стандардних девијација резултата и времена трајања прорачуна добијених након 30 узастопних извршавања алгоритама. На основу спроведених тестова, аутори су закључили да ННО има најбоље перформансе у решавању проблема оптимизације параметара пасивних Ц-филтера.

Одређивањем оптималних параметара двоструко усклађених филтера (енг. *double tuned filters*) и високо-пропусних Ц-филтера применом различитих оптимизационих техника бавили су се и аутори [52-55]. Циљеви оптимизације били су: истовремено смањење хармонијских изобличења струје и побољшање фактора снаге оптерећења [52]; истовремено смањење губитака снаге у дистрибутивном воду и хармонијском филтеру, уз уважавање напонских ограничења и ограничења THD_V [53]; истовремено постизање минималних хармонијских изобличења струје унутар система, минималних изобличења напона на месту прикључења филтера (у РСС тачки) и максималне апсорпције хармонијских струја коришћењем енергетских филтера [54]; истовремено смањење губитака снаге и побољшање квалитета електричне енергије и фактора снаге оптерећења [55].

2.3 Оптимална регулација напона и токова реактивних снага

Увидом у литературу може се приметити да се за решавање проблема оптималне Volt/Var регулације користи широк дијапазон различитих оптимизационих метода и техника. Радови истраживача на ову тему се разликују по приступу решавања проблема, одабиру оптимизационе методе, циљу оптимизације, постављеним ограничењима, као и скупу управљачких и променљивих величина. Регулација напонско-реактивних прилика се најчешће остварује сврсисходном активношћу регулационих трансформатора с регулацијом напона под оптерећењем (ULTC) (енг. *Under Load Tap Changer*), аутоматских регулатора напона (AVR) (енг. *Automatic Voltage Regulator*) и уређаја за компензацију реактивних снага – КБ фиксног или променљивог капацитета и статичких компензатора реактивне снаге (SVC) (енг. *Static Var Compensator*).

Satsangi и *Kumbhar* [56] су у свом раду из 2016. године дали преглед оптимизационих метода за решавање различитих проблема оптималне Volt/Var регулације. Према [56], оптимизационе методе које су нашле примену у решавању проблема оптималне Volt/Var регулације могу се поделити на: (1) аналитичке; (2) нумеричке; (3) хеуристичке и (4) интелигентне методе. Класичне методе, аналитичке и нумеричке, се све ређе користе због тога што могу да доведу до конвергенције ка решењу које није глобални оптимум за разматрану функцију. Поред тога, ове методе се нису показале као практичне за већину савремених проблема оптималне Volt/Var регулације јер захтевају доста рачунарског времена. Ови недостаци се успешно превазилазе применом хеуристичких и метахеуристичких метода. Међутим, чињеница да се хеуристичке и метахеуристичке методе понашају различито у решавању различитих оптимизационих проблема, тј. да не постоји једна метода која је најбоља за све проблеме, указује на потребу за развојем нових и унапређивањем постојећих метода.

При избору оптималних вредности регулационих ресурса обично се користе следеће функције циља [56]: минимизација губитака снаге или енергије, минимизација вршног оптерећења, минимизација броја управљачких акција регулационих ресурса, минимизација одступања напона у чворовима мреже,

минимизација снаге преузете из напојне мреже, минимизација емисије штетних гасова и др.

Постоји одређени број ограничења која се морају уважавати приликом формирања оптимизационог проблема Volt/Var регулације. Ова ограничења најчешће укључују [56]: (1) ограничења биланса снага у чворовима мреже, (2) ограничења модула напона у чворовима мреже, (3) ограничења струја које теку по гранама мреже, (4) ограничења фактора снаге, (5) ограничења снага инјектирања ДГ, (6) ограничења реактивних снага инјектирања компензационих уређаја, (7) ограничења регулационих отцепа ULTC трансформатора, (8) ограничења максималног броја прекидачких акција (операција) регулационих ULTC трансформатора и (9) ограничења максималног број прекидачких акција оточних кондензатора.

У [57] примењен је хибридни PPSOGSA алгоритам за решавање проблема оптималне Volt/Var регулације у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима. Оптимално решење је добијено на основу следећих функција циља: (1) минимизације губитака снаге, (2) минимализације одступања напона и (3) истовремене минимизације губитака снаге и одступања напона. Управљачке променљиве су позиције регулационих отцепа ULTC трансформатора, снаге оточних КБ и ДГ. Такође, у [58] представљен је поступак за вишециљну Volt/Var регулацију у дистрибутивној мрежи с ДГ, при чему је за решавање проблема коришћен GA. Оптимална Volt/Var регулација је посматрана као међусобна координација активности регулационих трансформатора, статичких компензационих уређаја и ДГ. Напони у чворовима дистрибутивне мреже узети су као зависно променљиве величине.

У раду [59] предложен је PSO за решавање проблема оптималне Volt/Var регулације с циљем максимизације уштеде у дистрибутивном систему с ДГ – ветрогенератором с двоструко напајаним асинхроним генератором. Анализирани су утицаји различитих шема управљања ДГ на регулацију напонско-реактивних прилика. Резултати су упоређени с резултатима добијеним помоћу методе исцрпне претраге и верификовани применом SynerGEE софтверског пакета. Показано је да PSO даје оптимална решења разматраног проблема.

У [60] предложена је метода за оптимално подешавање Volt/Var регулационих ресурса којом се постиже минимизација губитака активне снаге, док је у [61] дата примена оптималне Volt/Var регулације у циљу истовремене минимизације губитака активне снаге и одступања напона, узимајући у обзир ограничења модула напона чворова и ограничења за дозвољени број прекидачких акција регулационих ресурса.

У раду [62] је проблем оптималне Volt/Var регулације формулисан као проблем нелинеарног програмирања и мешовито целобројног нелинеарног програмирања. Тачније, проблем оптималне регулације напона и токова реактивних снага је третиран као проблем оптималних токова снага. За циљ оптимизације је усвојена минимизација укупних губитака снаге у мрежи и броја управљачких акција ULTC трансформатора и SVC уређаја, уз задовољење различитих техничких ограничења.

Истим проблемом бавили су се и аутори у раду [63], где је уведен двостепени поступак регулације. У првој фази се одређује статус кондензатора постављених унутар мреже (укључен/искључен), док се у другој фази применом модификованог PSO алгоритма врши оптимална координација рада регулационих ULTC трансформатора и кондензатора постављених у главној напојној тачки дистрибутивне мреже (на секундару регулационог трансформатора).

У [64] је применом фази логике решаван вишециљни проблем оптималне Volt/Var регулације у дистрибутивним мрежама у случају стохастичке природе улазних података. Као случајне величине (фази променљиве) посматране су снаге ветрогенератора и снаге потрошње. С друге стране, параметри мреже и подешења Volt/Var регулационих ресурса, укључујући регулациони ULTC трансформатор и батерије кондензатора, третиран су као детерминистичке променљиве. Чланови вишециљне функције били су: губици активне снаге у целој дистрибутивној мрежи, одступања напона на секундарној страни напојног трансформатора и реактивна снага кроз напојни трансформатор. Сличном проблематиком бавили су се аутори рада [65], где је представљен вишекритеријумски модел за стохастички проблем оптималне Volt/Var регулације у дистрибутивним мрежама с различитим дистрибуираним изворима електричне енергије. Као случајне улазне променљиве разматране су снаге потрошње, брзина ветра и соларна ирадијација. Оптимална

решења проблема су добијена применом модификованог алгоритма учења (MTLA) (енг. *Modified Teaching Learning Algorithm*). Анализирани су различити сценарији са и без дистрибуираних извора у дистрибутивној мрежи.

Класични Volt/Var регулациони уређаји, као што су регулациони ULTC трансформатори, AVR уређаји и оточни кондензатори, су ограничени брзином извршавања прекидачких операција и бројем прекидачких операција у задатом временском периоду. Због тога тешко испуњавају захтеве за што већом прецизношћу регулације напона и реактивних снага у реалном времену када се снаге потрошача и дистрибуираних извора мењају. Да би се претходни недостаци превазишли, у [66-69] предложена је употреба енергетских претварача (инвертора) преко којих су фотонапонски (PV) (енг. *photovoltaic*) генератори прикључени на мрежу. Ови уређаји имају много већу брзину одзива, већу ефикасност и флексибилност од класичних регулационих уређаја. У [66] предложен је поступак за оптималну координацију инвертора и класичних Volt/Var регулационих уређаја којим се постиже минимизација губитака снаге, док је у [67-69] извршена истовремена минимизација укупних оперативних трошкова система и одступања напона од референтне вредности. У [69,70], у циљу одржавања напона унутар дозвољених граница, као регулациони ресурси разматрани су и уређаји за складиштење електричне енергије (акумулаторске батерије).

Традиционални приступи за решавање проблема оптималне Volt/Var регулације, описани у [58-70], засновани су на претпоставци да су сви уређаји у мрежи линеарни и уважавају само основну фреквенцију (50 Hz), односно само основне компоненте напона и струја. Међутим, у данашњим системима све је већа употреба нелинеарних уређаја који инјектирају више хармонике у мрежу. Иако су електродистрибутивни системи прилично толерантни према струји коју инјектирају нелинеарни уређаји, студије су показале да присуство кондензатора може узроковати појаву резонанције, која последично доводи до вишеструког увећања хармонијских изобличења напона и струја. Да до тога не би дошло, важно је узети у обзир утицај виших хармонијских компоненти приликом оптималне регулације напона и токова реактивних снага. Последњих година објављено је свега неколико радова који се баве овом проблематиком.

У [71] развијен је фази GA за решавање проблема координисане оптималне регулације напонско-реактивних прилика у дистрибутивним мрежама с нелинеарним потрошачима, с циљем минимизације губитака енергије током 24-часовног периода. Ограничења која су при томе уважена односе се на минималну и максималну ефективну вредност напона у чворовима мреже, максималну вредност укупног хармонијског изобличења напона и дозвољени број промена на регулационим ULTC трансформаторима и кондензаторима у току дана. Оптимална решења добијена су за синусоидалне и несинусоидалне услове рада. Потпуно истим проблемом бавили су се и аутори рада [72], где је проблем оптималне регулације напонско-реактивних прилика решаван применом PSO алгоритма.

У [73] се применом еволуционог програмирања одређују оптимални положаји регулационих отцепа ULTC трансформатора и статуси кондензатора у циљу смањења губитака енергије, побољшања квалитета и напонских прилика у дистрибутивној мрежи са 123 чвора, 14 кондензатора и 12 нелинеарних потрошача.

Решавање оптималне дневне Volt/Var/THD координације рада ULTC трансформатора, оточних КБ и инвертора преко којих су PV генератори везани за мрежу применом вишециљног генетског алгоритма (MOGA) (енг. *Multi-Objective Genetic Algorithm*) дато је у [74]. Проблем је формулисан као оптимизациони проблем с више критеријума. Анализирани су различити сценарији оптималне Volt/Var/THD регулације у погледу ангажовања инвертора и уважавања ефекта виших хармоника.

У [75] се предлаже побољшана варијанта PSO алгоритма за решавање проблема оптималне регулације напонско-реактивних прилика у дистрибутивним мрежама у присуству неизвесних улазних података: PSO са случајним механизмом пертурбације (P-PSO) (енг. *Perturbation Particle Swarm Optimisation*). Основна предност P-PSO алгоритма у односу на оригинални PSO је да поседује способност да напусти простор локалног оптимума и самим тим спречи преурађену конвергенцију. У [75] је примењен поступак двостепене регулације. У првом степену се на основу часовних прогноза потрошње и излазне снаге PV електране врши оптимална координација регулационих ULTC трансформатора и

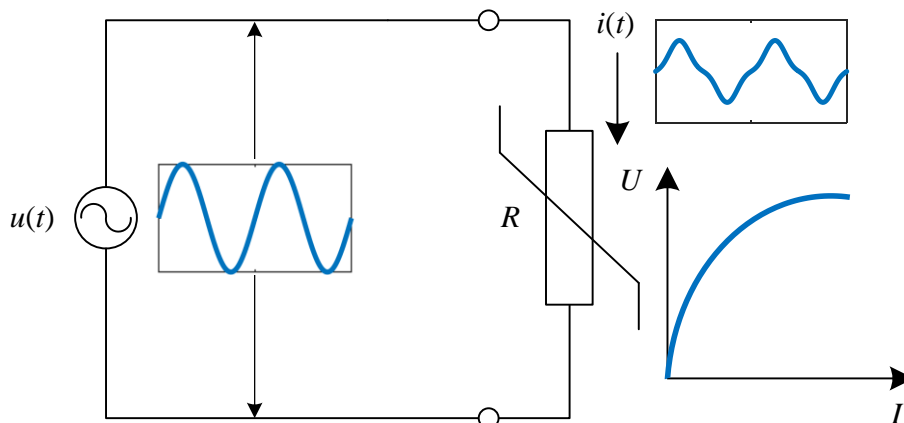
извора реактивне снаге, с циљем минимизације губитака снаге, одступања напона и хармонијског изобличења напона. Други степен регулације се активира када се појаве велике варијације оптерећења или снаге PV електране услед климатских промена. Тачније, у другом степену регулације се на основу несигурности у вези са сатним оптерећењем и излазном снагом електране брзим деловањем инвертора (производњом или апсорпцијом реактивне снаге) врши ограничавање флукуација напона у реалном времену.

Jashfar и остали [76] представили су модел за стохастички проблем оптималне Volt/Var/THD регулације у коме се снаге потрошње и ветрогенератора третирају као случајне променљиве. Циљ модела је минимизација укупних губитака снаге на основној фреквенцији и на вишим фреквенцијама током 24 сата. Оптимално подешавање регулационих ULTC трансформатора и КБ извршено је применом GA.

3. ПРОБЛЕМАТИКА ВИШИХ ХАРМОНИКА

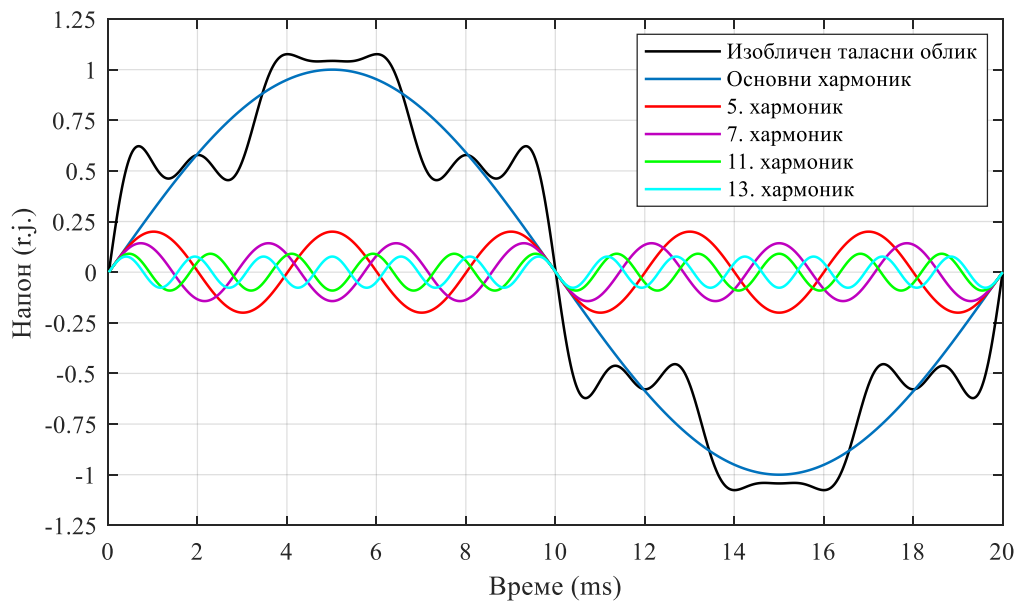
3.1 Основе виших хармоника

У савременим дистрибутивним електроенергетским мрежама таласни облик струје не прати стриктно промену таласног облика напона мреже, већ садржи одређена изобличења која су последица рада нелинеарних уређаја. Нелинеарни уређаји су они уређаји код којих јачина струје није директно сразмерна напону напајања. Слика 3.1 приказује овај концепт у случају напајања нелинеарног отпорника напонам синусоидалног таласног облика. Зависност између напона на крајевима отпорника и струје која протиче кроз њега није линеарна, што се види на основу напонско-струјне (U/I) карактеристике. Због тога повећање напона за неколико процената може узроковати нагло увећање струје и изобличење њеног таласног облика. Одступања од идеалног синусоидалног таласног облика могуће је представити хармоникима – синусоидалним осцилацијама чија је фреквенција вишеструка целобројна вредност основне фреквенције.



Слика 3.1 Изобличење струје узроковано нелинеарном отпорношћу

Теоријска анализа виших хармоника заснива се на постулату француског математичара *Fourier*-а (фр. *Jean-Baptiste Joseph Fourier*), који је показао да се свака интеграбилна, периодична функција може представити збиром бесконачно много ортогоналних функција. Помоћу *Fourier*-овог реда изобличени таласни облици сигнала (напона или струја) могу се разложити на компоненте, тј. хармонике с различитим амплитудама, фреквенцијама и фазним ставовима. Сумирањем сигнала основне фреквенције и свих осталих сигнала виших фреквенција добија се оригинални сигнал, како је то приказано на слици 3.2.



Слика 3.2 Изобличен таласни облик напона који се састоји од основног хармоника и низа појединачних хармоника

Амплитуде хармоника се најчешће изражавају у односу на амплитуду основног хармоника. У највећем броју случајева с порастом реда хармоника, амплитуда хармоника опада.

Fourier-ов ред за простопериодичну функцију $f(t)$ се може представити помоћу следеће једначине [77]:

$$f(t) = C_0 + \sum_{h=1}^{\infty} C_h \cos(h\omega t + \varphi_h), \quad (3.1)$$

где су: C_0 амплитуда једносмерне (DC) компоненте периодичне функције $f(t)$, $C_1 \cos(\omega t + \varphi_1)$ основни (први) хармоник периодичне функције $f(t)$ амплитуде C_1 , кружне фреквенције ω и почетне фазе (угла) φ_1 , а $C_h \cos(h\omega t + \varphi_h)$ h -ти хармоник функције $f(t)$ амплитуде C_h , фреквенције $h\omega$ и фазног угла φ_h .

Коефицијент C_h и фазни угао φ_h за h -ти хармоник одређују се на следећи начин [77]:

$$C_h = \sqrt{A_h^2 + B_h^2}, \quad (3.2)$$

$$\varphi_h = \tan^{-1} \left(-\frac{B_h}{A_h} \right), \quad (3.3)$$

где су A_h и B_h коефицијенти *Fourier*-овог реда који се дефинишу као:

$$A_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos(h\omega t) dt, \quad h = 1, 2, \dots, \quad (3.4a)$$

$$B_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin(h\omega t) dt, \quad h = 1, 2, \dots \quad (3.4b)$$

Коефицијент C_0 може се добити применом следеће релације:

$$C_0 = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) dt. \quad (3.5)$$

Уколико је у питању непарна функција $f(t)$, коефицијенти *Fourier*-овог реда C_0 и A_h једнаки су нули. Насупрот томе, уколико је функција $f(t)$ парна, коефицијент B_h једнак је нули.

Ефективна вредност функције $f(t)$ добија се применом једначине следећег облика [77]:

$$RMS = \sqrt{C_0^2 + \sum_{h=1}^{\infty} \left(\frac{C_h}{\sqrt{2}} \right)^2}. \quad (3.6)$$

3.2 Дефиниције основних величина везаних за више хармонику

Ако су присутни хармоници, тренутне вредности напона и струје могу се представити *Fourier*-овим редовима облика [77-79]:

$$i(t) = \sum_{h=1}^{h_{\max}} i_h(t) = \sqrt{2}I_1 \sin(\omega t + \psi_1) + \sum_{h=2}^{h_{\max}} \sqrt{2}I_h \sin(h\omega t + \psi_h), \quad (3.7)$$

$$v(t) = \sum_{h=1}^{h_{\max}} v_h(t) = \sqrt{2}V_1 \sin(\omega t + \theta_1) + \sum_{h=2}^{h_{\max}} \sqrt{2}V_h \sin(h\omega t + \theta_h). \quad (3.8)$$

Значење променљивих у претходним изразима је следеће:

h_{\max} - максимални ред хармоника који се узима у обзир;

I_h - ефективна вредност h -тог хармоника струје;

V_h - ефективна вредност h -тог хармоника напона;

ψ_h, θ_h - фазни углови h -тог хармоника струје и напона.

Тренутна вредност снаге која се испоручује нелинеарном потрошачу се дефинише као:

$$p(t) = v(t) \cdot i(t), \quad (3.9)$$

односно:

$$p(t) = \left[\sum_{h=1}^{h_{\max}} \sqrt{2} V_h \sin(h\omega t + \theta_h) \right] \cdot \left[\sum_{h=1}^{h_{\max}} \sqrt{2} I_h \sin(h\omega t + \psi_h) \right]. \quad (3.10)$$

Средња вредност активне снаге, P , је:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) \cdot i(t) dt. \quad (3.11)$$

Заменом израза (3.7) и (3.8) у израз (3.11) добија се:

$$P = \sum_{h=1}^{h_{\max}} P_h = \sum_{h=1}^{h_{\max}} V_h I_h \cos(\theta_h - \psi_h). \quad (3.12)$$

На аналоган начин долази се до израза за израчунавање средње вредности реактивне снаге Q :

$$Q = \sum_{h=1}^{h_{\max}} Q_h = \sum_{h=1}^{h_{\max}} V_h I_h \sin(\theta_h - \psi_h). \quad (3.13)$$

Ако су познате ефективне вредности струје и напона с присутним хармонијским компонентама,

$$I_{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} I_h^2}, \quad V_{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} V_h^2},$$

могуће је одредити привидну снагу нелинеарног потрошача S , тј.

$$S = V_{RMS} \cdot I_{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} V_h^2} \cdot \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} I_h^2} = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}, \quad (3.14)$$

где је са D означена снага изобличења или дисторзиона снага, коју је предложио румунски научник *Constantin Budeanu* 1927. године.

Према *Budeanu*-овој дефиницији [80], снага изобличења D , за $m \neq n$, занемарујући DC компоненту је:

$$D^2 = \sum_{\substack{m,n=1 \\ m \neq n}}^{h_{\max}} V_m^2 I_n^2 + V_n^2 I_m^2 - 2V_m V_n I_m I_n \cos(\varphi_m - \varphi_n), \quad (3.15)$$

где су: $\varphi_m = \theta_m - \psi_m$ и $\varphi_n = \theta_n - \psi_n$ одговарајући фазни углови.

Снага изобличења се релативно лако може израчунати на основу познатих вредности привидне, активне и реактивне снаге:

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2}. \quad (3.16)$$

3.3 Фазни распоред хармоника

У трофазном уравнотеженом систему у коме су напони све три фазе по интензитету једнаки, а фазно померени за по $2\pi/3$ радијана, присуство виших хармоника се математички представља на следећи начин:

$$v_{ah}(t) = \sqrt{2}V_h \sin(h\omega t + \theta_h), \quad (3.17)$$

$$v_{bh}(t) = \sqrt{2}V_h \sin[h(\omega t - 2\pi/3) + \theta_h], \quad (3.18)$$

$$v_{ch}(t) = \sqrt{2}V_h \sin[h(\omega t - 4\pi/3) + \theta_h]. \quad (3.19)$$

Из једначина (3.17)-(3.19) види се да хармоници имају различити фазни став. На пример, када је у питању трећи хармоник ($h = 3$), померај фазног угла у фази b износи 2π радијана или 360° , а исто важи и за фазу c . Одавде следи да трећи хармоник нема фазни померај, па се због тога назива хармоник с нултим фазним ставом и представља помоћу нултог система. Други хармоник фазе b има померај фазног угла од $4\pi/3$ радијана или 240° , док фазни померај фазе c износи $8\pi/3$ радијана или 120° . Из овога следи да се други хармоник може представити инверзним системом. На идентичан начин може се показати да четврти хармоник има позитивни фазни став, тј. може се представити помоћу директног система.

На основу претходне анализе може се извести следећи закључак: у трофазном уравнотеженом систему хармоници реда $3h+1$ имају позитивни фазни став, хармоници реда $3h+2$ имају негативни фазни став, а хармоници реда $3h$ имају нулти фазни став. Парни и непарни хармоници одговарају парним и непарним члановима *Fourier*-овог реда. Када позитивна и негативна полупериода

имају исти облик, тада таласни облик има полуталасну симетрију и *Fourier*-ов ред садржи само непарне хармонике. То је најчешће случај код напона и струја у ЕЕС-у. Неуједначене вредности струја између позитивне и негативне полупериоде могу изазвати парне хармонике.

3.4 Хармонијски индикатори

Хармонијски индикатори представљају оцену таласног облика напона/струје и служе за описивање утицаја хармоника на ЕЕС и телекомуникациону мрежу. Најкоришћенији хармонијски индикатори којима се квантификују изобличења таласних облика напона и струја су следећи:

- индивидуална (појединачна) хармонијска дисторзија (*IHD*) (енг. *Individual Harmonic Distortion*) или само хармонијска дисторзија се дефинише као однос ефективних вредности h -тог хармоника и основног хармоника и изражава се у процентима, тј.

$$IHD_V = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100(\%), \quad IHD_I = \frac{I_h}{I_1} \cdot 100(\%); \quad (3.20)$$

- укупна хармонијска дисторзија (*THD*) (енг. *Total Harmonic Distortion*) представља меру блискости стварног таласног облика сигнала и његовог основног хармоника. *THD* се дефинише као квадратни корен односа суме квадрата ефективних вредности појединачних хармонијских компоненти и ефективне вредности основног хармоника:

$$THD_V = \frac{1}{V_1} \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2} \cdot 100(\%), \quad THD_I = \frac{1}{I_1} \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2} \cdot 100(\%); \quad (3.21)$$

- укупна ангажована дисторзија (*TDD*) (енг. *Total Demand Distortion*) се дефинише као однос квадратног корена суме квадрата ефективних вредности појединачних хармонијских компоненти и максималне вредности основног хармоника струје коју потрошач узима из мреже у интервалу од 15 min (I_L):

$$TDD_I = \frac{1}{I_L} \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2} \cdot 100(\%); \quad (3.22)$$

- фактор утицаја на телефонију (*TIF*) (енг. *Telephone Influence Factor*) је мера која описује количину шума у телефонским сигнаlima, који је проузрокован хармоницима струје и напона. *TIF* фактор се дефинише на следећи начин:

$$TIF_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} (\omega_h V_h)^2}}{V_{RMS}}, \quad TIF_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} (\omega_h I_h)^2}}{I_{RMS}}; \quad (3.23)$$

где је ω_h тежински фактор за h -ти хармоник.

- *K*-фактор трансформатора је индикатор који се користи за израчунавање слабљења номиналних карактеристика трансформатора у случају присуства виших хармоника струје. Дефинише се преко следеће једначине:

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{h_{\max}} h^2 (I_h / I_1)^2}{\sum_{h=1}^{h_{\max}} (I_h / I_1)^2}; \quad (3.24)$$

- вршни фактор (*CF*) (енг. *Crest Factor*) служи за одређивање века трајања диелектрика и дефинише се као однос максималне вредности напона (V_{peak}) и његове ефективне вредности:

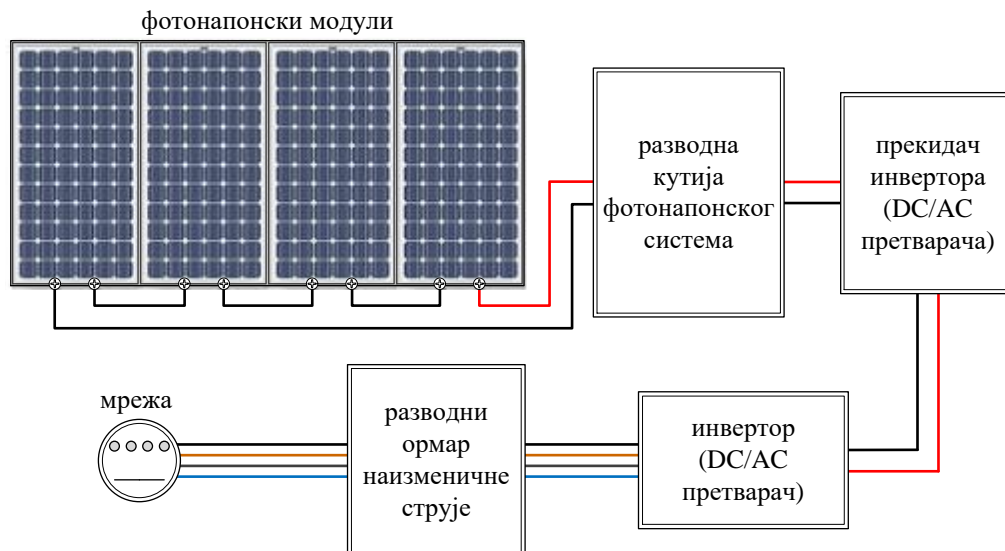
$$CF = \frac{V_{peak}}{V_{RMS}}; \quad (3.25)$$

- најнижи значајни хармоник (*LOH*) (енг. *Lowest Order Harmonic*) је хармоник чија је фреквенција најближа основном хармонику, а амплитуда већа од 3% амплитуде основног хармоника.

3.5 Извори хармоника у активним дистрибутивним мрежама

Све до појаве полупроводника главни узрочници хармонијских изобличења биле су електролучне и индукционе пећи, сијалице на бази пражњења у гасовима, као и у мањој мери засићене електричне машине, трансформатори и други класични извори који постоје дуги низ година. Појаву виших хармоника у мрежи у новије време узрокује све већа употреба уређаја енергетске електронике, нарочито у дистрибутивним мрежама. Увођење дистрибуираних извора

електричне енергије, попут фотонапонских PV модула или ветрогенератора, довело је до различитих проблема везаних за исправно функционисање ЕЕС-а. Један од тих проблема јесте свакако и проблем постојања виших хармоника. Прикључење PV електране на дистрибутивну мрежу приказано је на слици 3.3.

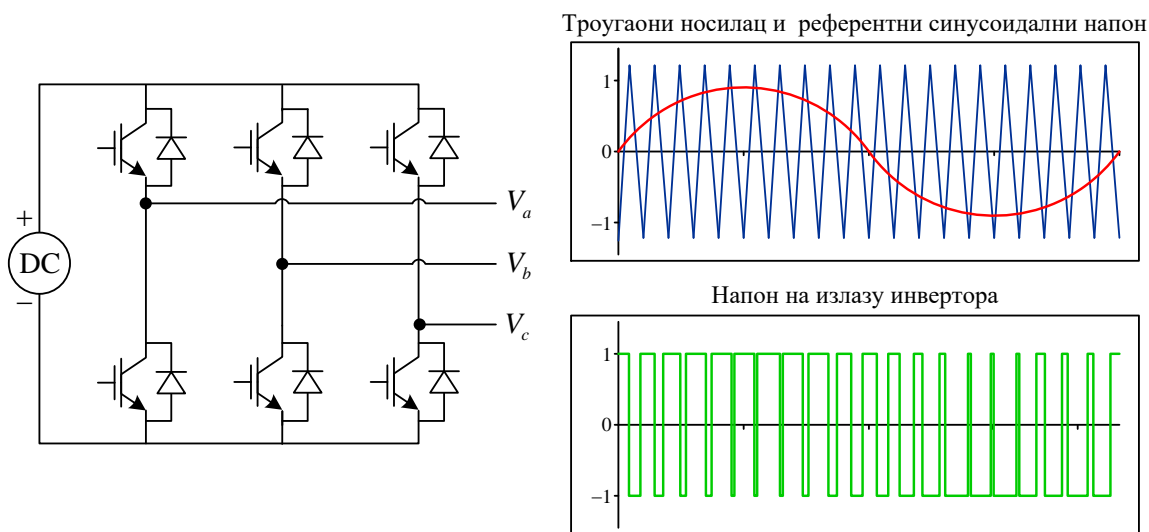


Слика 3.3 Фотонапонски систем прикључен на електродистрибутивну мрежу

Једносмерна струја добијена у PV модулима претвара се у наизменичну помоћу инвертора и преко разводног ормана и електричне инсталације напаја потрошаче у мрежи. PV електране могу радити самостално уз додатак акумулаторских батерија или могу бити прикључене на ЕЕС посредством инвертора. Због прекидачких акција у DC/AC колима преко којих су PV панели прикључени на мрежу, присутан је проблем генерисања виших хармоника напона и струја. Код савремених PV електрана овај проблем је делимично превазиђен конструкцијом напреднијих инвертора и употребом филтера виших хармоника.

Савремени инвертори користе полупроводничке елементе за претварање једносмерне електричне енергије у наизменичну, где се за генерисање трофазног простопериодичног напонског сигнала задате амплитуде и фреквенције користи импулсно-ширинска модулациона PWM техника (енг. *Pulse Width Modulation*). Ово је најефикаснија метода генерисања наизменичне енергије јер омогућава флексибилност када је реч о управљању излазном амплитудом и фреквенцијом. Основни циљ PWM технике је регулација амплитуде и фреквенције основног хармоника излазног напона. Међутим, све PWM методе саме по себи генеришу

хармонике и шум. Следећа слика приказује како се наизменични излазни напон генерише на излазу инвертора применом PWM технике.



Слика 3.4 Трофазни PWM инвертор с IGBT транзисторима [81]

На слици 3.4 приказани су троугаони носилац, референтни сигнал синусоидалног таласног облика, као и резултантни PWM сигнал. У зависности од задате амплитуде и фреквенције, трофазни PWM модулатор на свом излазу даје потребна времена вођења биполарних транзистора с изолованим гејтом (IGBT транзистора) (енг. *Insulated Gate Bipolar Transistor*) у три гране инвертора, за сваку периоду носиоца. На овај начин се регулише средња вредност напона у три гране PWM инвертора у свакој новој прекидачкој периоди. Када је референтни сигнал већи од троугаоног носиоца, укључује се горњи прекидачки елемент – IGBT транзистор, при чему је доњи искључен, и тада се на излазу инвертора, у фази a , добија једносмерни напон позитивног поларитета. У другом случају, када је референтни сигнал мањи од троугаоног носиоца, укључује се доњи транзистор, горњи је при томе искључен, и на излазу инвертора добија се једносмерни напон негативног поларитета. Изобличења струје и напона се јављају управо услед комутације транзистора. Да би се смањили хармоници приликом прекидања, потребно је остварити спољашње филтрирање.

Ветрогенератори производе електричну енергију при наизменичном напону, сталне или променљиве фреквенције. Ако им је фреквенција променљива, на дистрибутивну мрежу наизменичног напона индустријске фреквенције 50 Hz морају се прикључити посредством фреквентног претварача – каскадне спреге

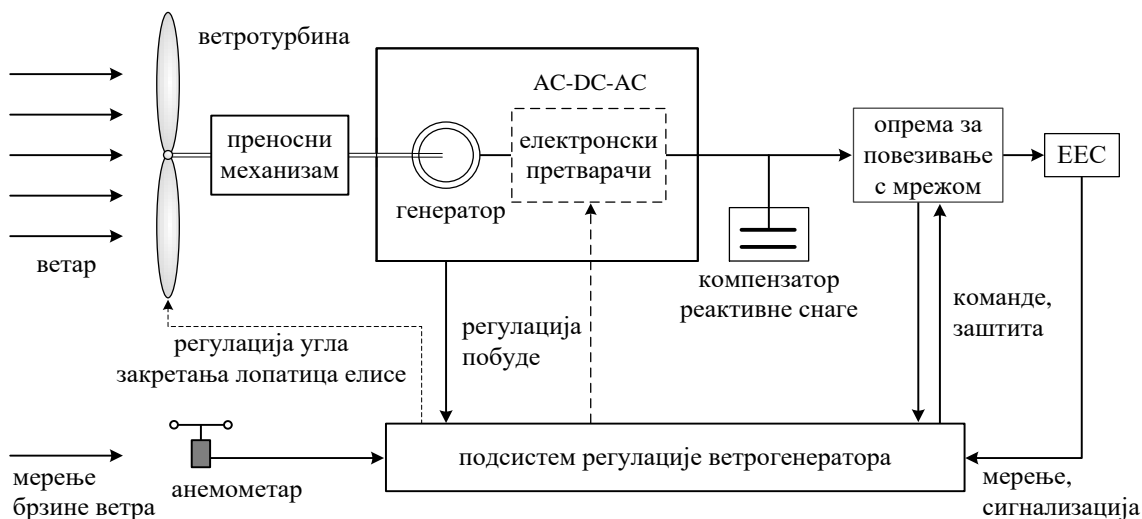
исправљача и инвертора (AC-DC-AC претварача). Код ветрогенератора хармонике може стварати сама генераторска јединица (асинхрони или синхрони генератор) или опрема енергетске електронике – претварачи.

Хармонијске струје које стварају генератори зависе од дизајна генераторских намотаја (типа намотаја, навојног корака), начина повезивања намотаја, нелинеарности магнетног језгра и других фактора који могу резултирати ширењем хармоника [82]. Услед ограниченог броја жлебова дуж обима статора и ротора код синхроних и асинхроних машина таласни облик магнетопобудне силе није идеалног синусоидалног облика, већ садржи хармонике. Ово је посебно изражено код машина с истакнутим половима због великих разлика у облику ваздушног процепа у оси пола и оси међуполног простора. Погодним избором навојног корака, тј. његовим скраћивањем, могуће је потпуно поништити утицај било ког доминантног хармоника и при том умањити утицај осталих хармоника. Примера ради, навојним кораком од $2/3$ се поништава утицај трећег хармоника, применом навојног корака од $4/5$ поништава се утицај петог хармоника, док се навојним кораком од $6/7$ поништава утицај седмог хармоника. Такође, везивањем намотаја генератора у троугао спречава се даље продирање хармоника трећег реда у мрежу и свих осталих хармоника чији је ред садржалац броја 3. Стварање хармоника код генератора може узроковати и засићење магнетног кола. Тада се струја магнећења изобличује услед нелинеарности карактеристике феромагнетног материјала.

Други узрочник хармоника код ветрогенератора је енергетска електроника, тј. претварачи који се користе за спајање генератора с мрежом. С обзиром на то да раде у прекидачком режиму, полупроводнички енергетски претварачи су нелинеарног карактера, што доводи до појаве хармоника у сигналима напона и струје. У пракси су данас најзаступљенији силиконски управљани исправљачи (SCR) (енг. *Silicone Controlled Rectifier*), најзначајнији представници фамилије тиристора, као и претварачи с IGBT транзисторима. SCR су се показали као извори хармонијских струја високог нивоа. За правилан рад ових исправљача управљачки (окидни) импулс је потребно довести у тачно прецизираном тренутку времена на прави тиристор који се налази у топологији самог претварача. Ово условљава синхронизацију тренутка укључења тиристора у односу на мрежни

напон. Савремени претварачи се пројектују с IGBT транзисторима и технологијом која користи PWM технику, тако да је садржај виших хармоника у таласном облику напона и струја далеко мањи.

На слици 3.5 приказана је општа блок шема ветрогенераторског постројења прикљученог на ЕЕС.

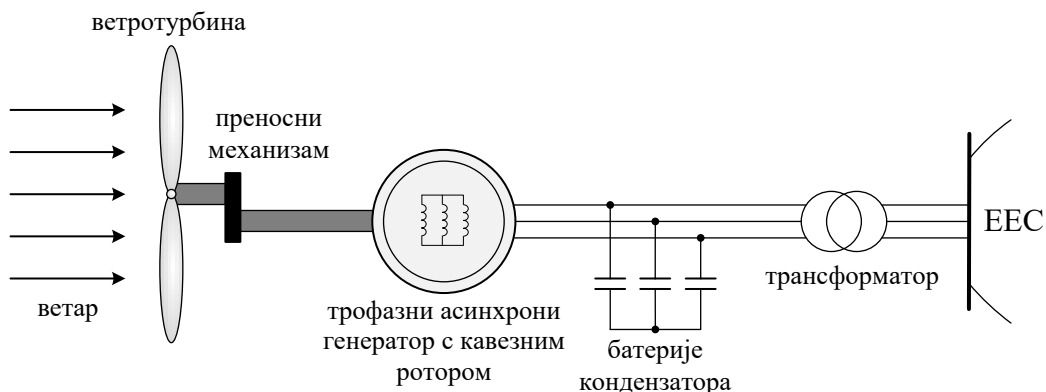


Слика 3.5 Општа блок шема ветрогенераторског постројења

Уопштено гледано, ветрогенератори се могу поделити у две групе: ветрогенератори чије турбине раде с фиксном брзином обртања и директним прикључком на мрежу и ветрогенератори чије турбине раде с променљивом или делимично променљивом брзином обртања и прикључком на електроенергетску мрежу посредством електронских претварача. Генератори с константном брзином, као што је асинхрони кавезни генератор (генератор с краткоспојеним ротором), обично се директно прикључују на мрежу, при чему њихову брзину обртања диктирају фреквенција мреже и број пари полова. Принципијелна шема ветрогенератора с асинхроним кавезним генератором приказана је на слици 3.6.

Директним прикључењем генератора на дистрибутивну мрежу смањује се импеданса мреже, што доводи до смањења хармоника напона у мрежи на рачун повећања хармоника струја у самом генератору. То може да доведе то проблема с резонанцијом, посебно када у мрежи постоје КБ за поправљање фактора снаге потрошача или компензацију реактивне снаге асинхроног генератора у ветроелектрани. Поред тога, важно је напоменути да прикључење ветрогенератора с фиксном брзином обртања на слаб ЕЕС може узроковати варијације напона и

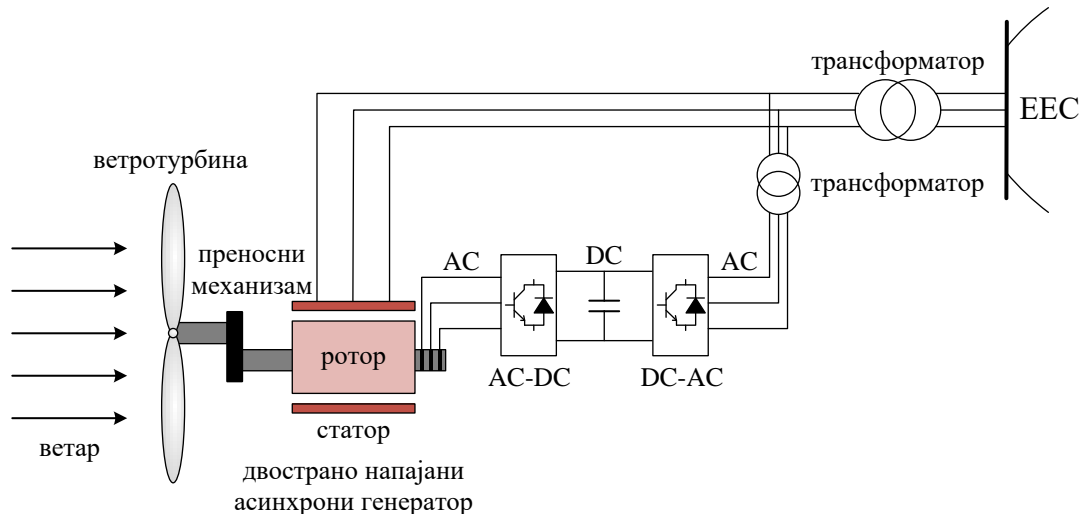
напонске фликере у мрежи. Прикључењем ветогенератора на мрежу повећава се снага кратког споја, што је с аспекта квалитета електричне енергије позитивна појава.



Слика 3.6 Принципијелна шема ветрогенератора с асинхроним кавезним генератором

Због стохастичке природе ветра, поуздана и економски прихватљива конверзија механичке енергије ветра у електричну енергију захтева рад ветротурбине с променљивом брзином. Генератори с променљивом брзином обртања, на пример, двострано напајани асинхрони генератори или синхрони вишеполни генератори са сталним (перманентним) магнетима, повезују се на мрежу посредством AC-DC-AC претварача. Задатак електронских претварача је да променљиву фреквенцију генератора претварају у константну фреквенцију мреже. У ту сврху данас се користе претварачи типа исправљача, док каскадно везани инвертор претвара једносмерни напон у наизменични напон фреквенције 50 Hz. У наставку су описани најчешће коришћени ветрогенератори с променљивом брзином обртања – двострано напајани асинхрони генератор и синхрони генератор с перманентним магнетима.

Двострано напајани асинхрони генератор с променљивом брзином се најчешће користи код ветрогенератора велике снаге и представља једну од најкомерцијализованијих конфигурација у индустрији ветрогенераторске опреме у претходној деценији. Омогућава промену брзине агрегата у широком опсегу око синхроне брзине, што обезбеђује висок степен искоришћења ветротурбине. Принципијелна шема ветрогенератора с двострано напајаним асинхроним генератором приказана је на слици 3.7.

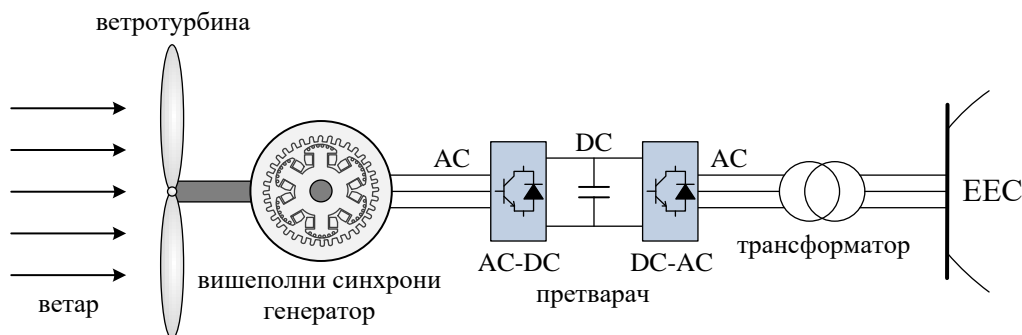


Слика 3.7 Принципијелна шема ветрогенератора с двострано напајаним асинхроним генератором

Статорски намотај асинхроног генератора је директно прикључен на мрежу, а роторски намотај је преко клизних прстенова, AC-DC-AC претварача и трансформатора такође прикључен на мрежу. Код генератора великих снага, уместо фреквентних претварача за спајање кола ротора с мрежом могу се користити циклопретварачи, који претварају наизменични напон константне амплитуде и фреквенције у наизменични напон променљиве амплитуде и фреквенције. У зависности од напонског нивоа, генератор може бити повезан директно с мрежом или преко трансформатора. Промена активне и реактивне снаге генератора врши се променом фреквенције и фазног става струје којом се напаја роторски намотај. Предност овог система се састоји у томе што се може употребити енергетски претварач чија номинална снага износи само трећину номиналне снаге ветротурбине. Поред тога, ветрогенератори с двострано напајаним асинхроним генераторима имају висок степен искоришћења, могућност генерисања реактивне снаге, стабилнији рад и генерисање мање буке. Главни недостаци су релативно висока цена због енергетске електронике, осетљивост на атмосферске пренапоне, повећани губици у генератору и генерисање хармоника.

Вишеполни синхрони генератор с перманентним магнетима омогућава реализацију ветрогенератора с променљивом брзином без примене редуктора. Ветрогенератор ради с променљивим брзинама због чега не може бити директно

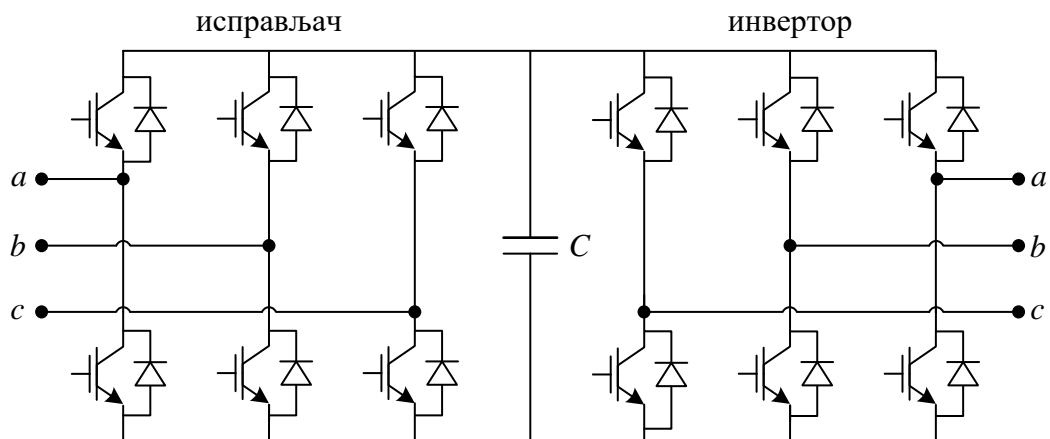
прикључен на мрежу, већ преко AC-DC-AC претварача. Принципијелна шема ветрогенератора дата је на слици 3.8.



Слика 3.8 Принципијелна шема ветрогенератора с променљивом брзином обртања и енергетским претварачем у статорском колу

Предност овог система је што омогућава директно (без редуктора) спрезање вратила генератора с ветротурбином употребом нискобрзинског вишеполног синхроног генератора с перманентним магнетом. Поред тога, захваљујући енергетском претварачу, ветроелектране овог типа могу да раде у пуном опсегу брзина и имају способност да управљају токовима активне и реактивне снаге. Недостатак овог концепта је што целокупна енергија пролази кроз претварач, па је потребно да снага претварача буде једнака снази генератора, што је тешко обезбедити код ветрогенераторских јединица веће снаге. Осим тога, постоји повећан ниво хармоника због присуства претварача, па је неопходно коришћење филтера.

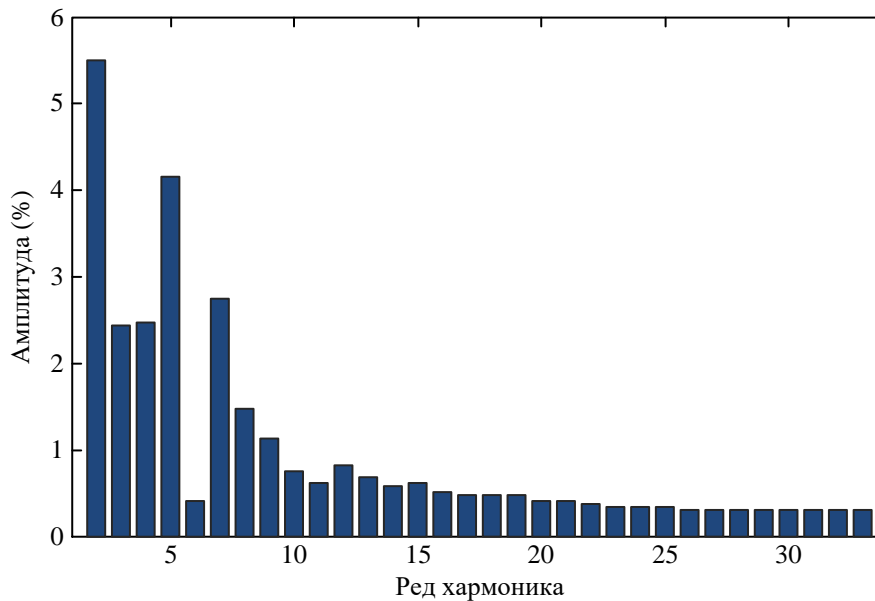
На наредној слици приказан је претварачки део кола ветрогенератора с променљивом брзином обртања који се састоји од активног напонског исправљача и мрежног напонског инвертора, који су међусобно повезани преко кондензатора. У овој топологији као прекидачки елементи употребљени су IGBT транзистори који су много ефикаснији од диода или тиристора. Ова ефикасност се пре свега огледа у отклањању нискофреквентних хармоника струје који су били присутни код конвенционалних претварача услед диодног или тиристорског исправљача.



Слика 3.9 Претварачки део ветрогенератора с претварачима на два нивоа и IGBT транзисторима

У зависности од елемената постављених у међуколу претварача, фреквентни претварачи могу бити са струјним или с напонским инвертором. Код струјних инвертора међуколо се састоји од пригушнице, док се код напонских инвертора међуколо састоји од кондензатора или LC филтера помоћу којих се добија константан једносмерни напон. Начин управљања има велики утицај на генерисање виших хармоника. Савремени инвертори користе PWM технику, где контролно коло, применом микроконтролера, одређује времена паљења и гашења транзистора. Хармонијска изобличења се могу јавити и услед допуњавања кондензатора и то у тренуцима када је мрежни напон већи од напона на кондензатору.

На слици 3.10 приказан је типични хармонијски спектар струје ветрогенератора с двострано напајаним асинхроним генератором који ради на принципу PWM технике.



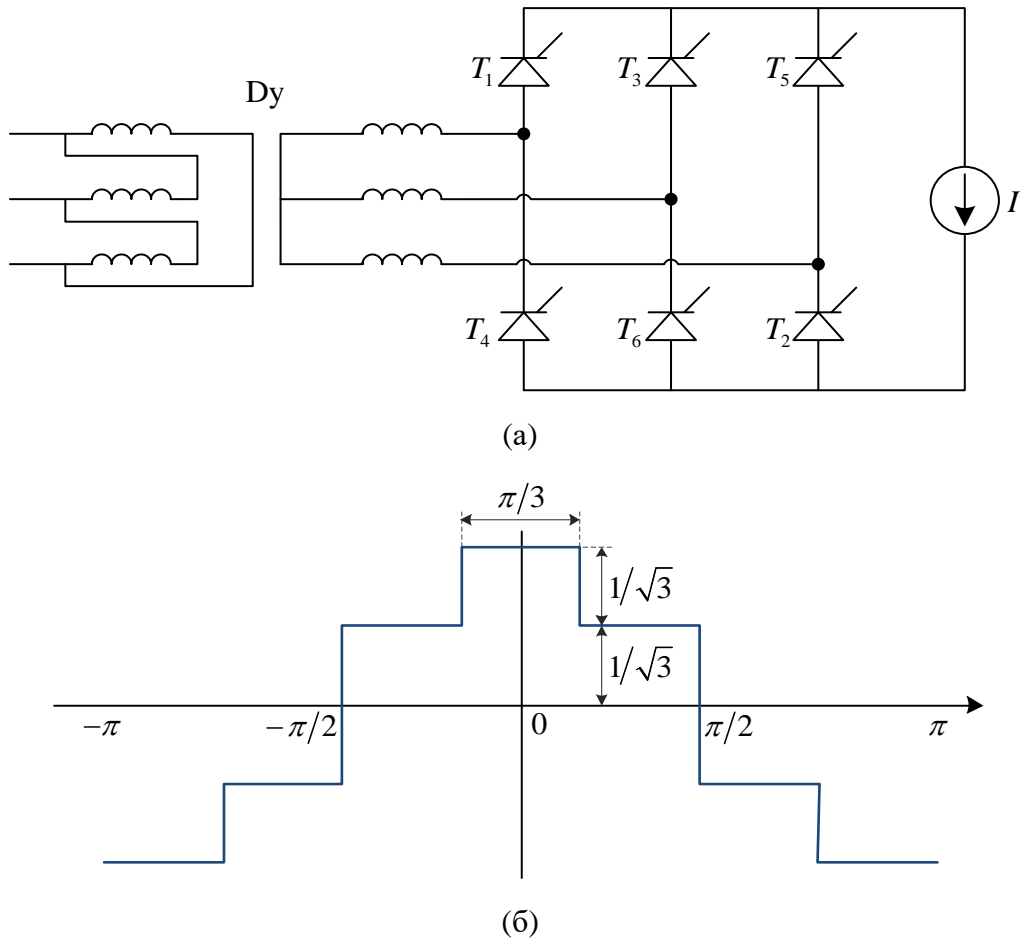
Слика 3.10 Хармонијски спектар струје на излазу ветрогенератора [31]

У фреквентним претварачима који су још увек у употреби код ветроелектрана старије генерације, као прекидачки елементи, уместо IGBT транзистора користиле су се диоде или тиристори. Хармоници које генеришу ови уређаји пре свега зависе од типа исправљача и могу се одредити помоћу следеће једначине [83]:

$$h = kq \pm 1; \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (3.26)$$

где је $k = 1, 2, 3, \dots$ низ узастопних природних бројева, а q број импулса по периоди (6, 12, 18, 24) који карактерише везу исправљача. Конкретно, то је карактеристика исправљача изражена као број сукцесивних комутација током једне периоде.

Применом формуле (3.26) добија се да трофазни шестоимпулсни исправљачки мост производи хармонике следећег реда: 5, 7, 11, 13, 17, итд.; док дванаестоимпулсни мост генерише хармонике реда 11, 13, 23, 25, итд. Шема и типични таласни облик струје трофазног шестоимпулсног пуноуправљивог моста дати су на слици 3.11.



Слика 3.11 Трофазни шестоимпулсни тиристорски исправљачки мост:
(а) шема везе, (б) таласни облик струје

Применом *Fourier*-ове анализе на струју једне фазе шестоимпулног исправљачког моста добија се [84]:

$$i_a = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\cos(\omega t) - \frac{1}{5} \cos(5\omega t) + \frac{1}{7} \cos(7\omega t) - \frac{1}{11} \cos(11\omega t) + \frac{1}{13} \cos(13\omega t) \dots \right], \quad (3.27)$$

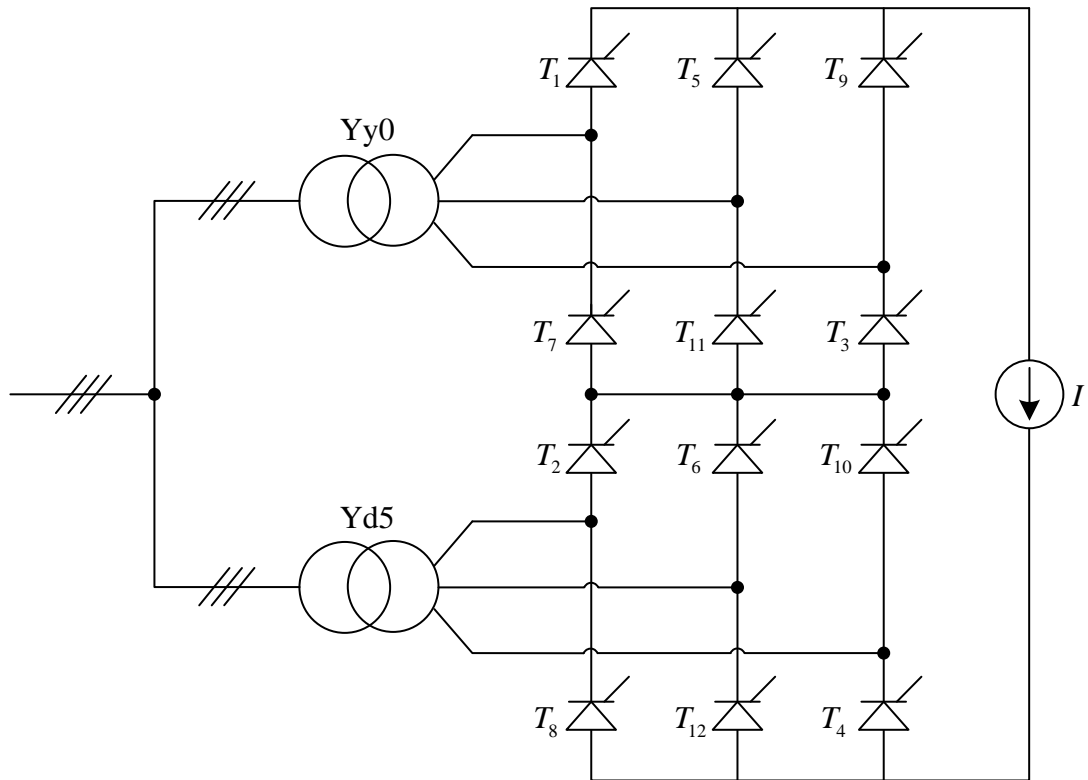
где је I_d једносмерна струја исправљача.

Код трофазних исправљачких мостова ефективна вредност струје h -тог хармоника опада с порастом реда хармоника према једначини [78,79]:

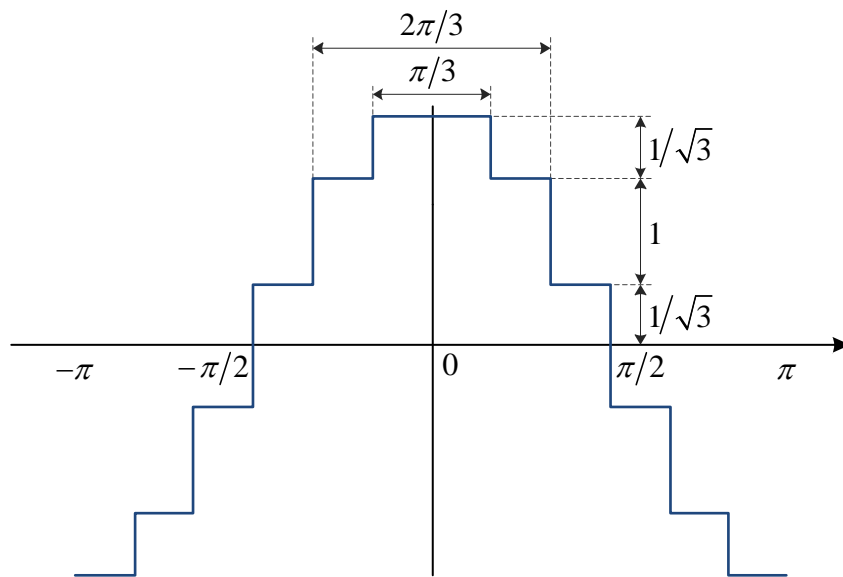
$$I_h = \frac{I_1}{h}, \quad (3.28)$$

где I_1 представља ефективну вредност струје основног хармоника.

На слици 3.12 приказана је шема везе као и таласни облик струје трофазног дванаестоимпулног исправљача.



(a)



(б)

Слика 3.12 Трофазни дванаестоимпулсни тиристорски исправљачки мост:

(а) шема везе, (б) таласни облик струје

Струја једне фазе исправљача с горње слике може се представити *Fourier*-овим редом облика [84]:

$$i_a = \frac{4\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\cos(\omega t) - \frac{1}{11} \cos(11\omega t) + \frac{1}{13} \cos(13\omega t) - \frac{1}{23} \cos(23\omega t) + \frac{1}{25} \cos(25\omega t) \dots \right], \quad (3.29)$$

одакле се види да су карактеристични хармоници реда $h = 12k \pm 1$; $k = 1, 2, 3, \dots$

Дванаестоимпулсни исправљач захтева употребу два трофазна система с фазним померајем секундара од 30 или 150 степени. Ово се постиже постављањем два трансформатора са спрегама $Yy0$ и $Yd5$ (слика 3.12а). Фазна разлика између трофазних система ефикасно елиминише 5. и 7. хармоник струје у примарном колу. Из тог разлога је пожељно користити исправљачке мостове с већим бројем импулса.

3.6 Негативни утицај хармоника на рад система

Присуство виших хармоника у мрежи је неизбежно. Нелинеарни потрошачи су најчешће спомињани као главни узрочници постојања виших хармоника у мрежи. С обзиром на то да се снага и број таквих потрошача све више повећавају, проблем хармоника постаје све озбиљнији. Негативни утицаји хармоника у мрежи су вишеструки, а неки од њих су [77-79]:

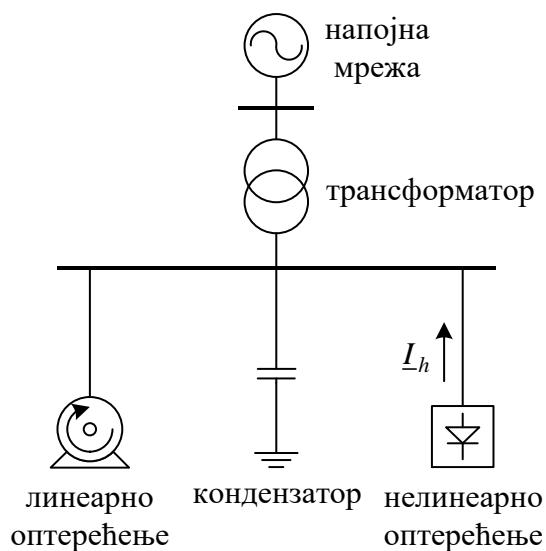
- појава резонанције у мрежи;
- скраћење животног века, повећање губитака, прегревање и вибрације код трансформатора, обртних машина и кондензатора;
- проблеми у раду електронске опреме;
- утицај на елементе заштите и на тачност мерних инструмената;
- утицај на рад статичких енергетских претварача;
- прегревање неутралног проводника, спојева, површине контаката и прикључних кутија;
- сметње код телекомуникационих мрежа и др.

У наставку су описани неки од најчешћих и најважнијих проблема узрокованих постојањем хармоника.

3.6.1 Појава резонанције у мрежи

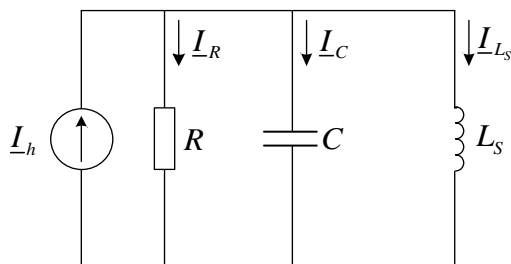
Истраживања показују да је већина проблема везаних за хармонијско изобличење у ЕЕС-у последица резонанције. Резонанција је појава у којој се индуктивна реактанса система изједначава с капацитивном реактансом

кондензатора на некој фреквенцији. Тада долази до наглог повећања струје у колу, односно напона на кондензатору, што може изазивати прегревање и пробој кондензатора, прегревање мотора и трансформатора, скраћивање њиховог животног века, као и грешке у раду осетљиве електронске опреме. Проблеми који се тичу виших хармоника обично се прво уоче на кондензаторима. Кондензатори не производе више хармонике, али се појава резонанције приписује њиховом присуству у систему. Постоје две врсте резонанције: паралелна и редна. Редна резонанција узрокује повећање напона, док паралелна утиче на повећање вредности струје у систему. Шема за анализу резонантног процеса приказана је на слици 3.13.



Слика 3.13 Шема електричне инсталације за анализу паралелне резонанције

Заменска шема са слике 3.13 своди се на шему са слике 3.14.



Слика 3.14 Еквивалентна шема електричне инсталације са слике 3.13

По *Kirchoff*-овом закону за струје, укупна струја која тече у колу, I_h , једнака је збиру струја I_R , I_C и I_{L_s} :

$$\underline{I}_h = \underline{I}_R + \underline{I}_C + \underline{I}_{L_S} = \frac{\underline{V}}{\underline{Z}_R} + \frac{\underline{V}}{\underline{Z}_C} + \frac{\underline{V}}{\underline{Z}_{L_S}} = \frac{\underline{V}}{R} + \frac{\underline{V}}{-jX_C} + \frac{\underline{V}}{jX_{L_S}}, \quad (3.30)$$

односно:

$$\underline{I}_h = \frac{\underline{V}}{R} + j\omega C \underline{V} + \frac{\underline{V}}{j\omega L_S} = \underline{V} \left[\frac{1}{R} + j \left(\omega C - \frac{1}{\omega L_S} \right) \right] = \underline{V} \cdot \underline{Y}_{ekv} = \frac{\underline{V}}{\underline{Z}_{ekv}}, \quad (3.31)$$

где су: R - активна отпорност линеарног оптерећења, L_S - еквивалентна индуктивност дистрибутивне мреже (мрежа + трансформатор + водови), C - капацитивност кондензатора за поправку фактора снаге, \underline{V} - напон у тачки прикључења, X_{L_S} , X_C - реактансе мреже и кондензатора, \underline{Z}_{ekv} , \underline{Y}_{ekv} - еквивалента импеданса и еквивалентна адмитанса кола.

Резонантна фреквенција осциловања између капацитивности кондензатора и индуктивности напојне мреже одређује се из услова да је индуктивна реактанса мреже једнака капацитивној реактанси кондензатора:

$$X_{L_S} = X_C. \quad (3.32)$$

Тада је имагинарни део укупне адмитансе кола \underline{Y}_{ekv} једнак нули, тј.

$$\underline{Y}_{ekv} = \frac{1}{R} + j \left(\omega_r C - \frac{1}{\omega_r L_S} \right),$$

$$X_{L_S} = X_C \quad \equiv \quad \omega_r L_S = \frac{1}{\omega_r C} \quad \Rightarrow \quad \text{Im}\{\underline{Y}_{ekv}\} = \omega_r C - \frac{1}{\omega_r L_S} = 0. \quad (3.33)$$

На резонантној угаоној фреквенцији ($\omega = \omega_r$) импеданса паралелне везе еквивалентне индуктивности мреже и капацитивности кондензатора, гледано са стране извора хармонијске струје, постаје бесконачно велика:

$$\underline{Z}_{L_S-C} = \frac{jX_{L_S} \cdot (-jX_C)}{j(X_{L_S} - X_C)} = \infty. \quad (3.34)$$

У пракси, чак и када се коло налази близу резонанције, паралелна веза кондензатора за повећање фактора снаге и индуктивности мреже ствара веома велику импедансу на фреквенцији вишег хармоника. То значи да и мале струје

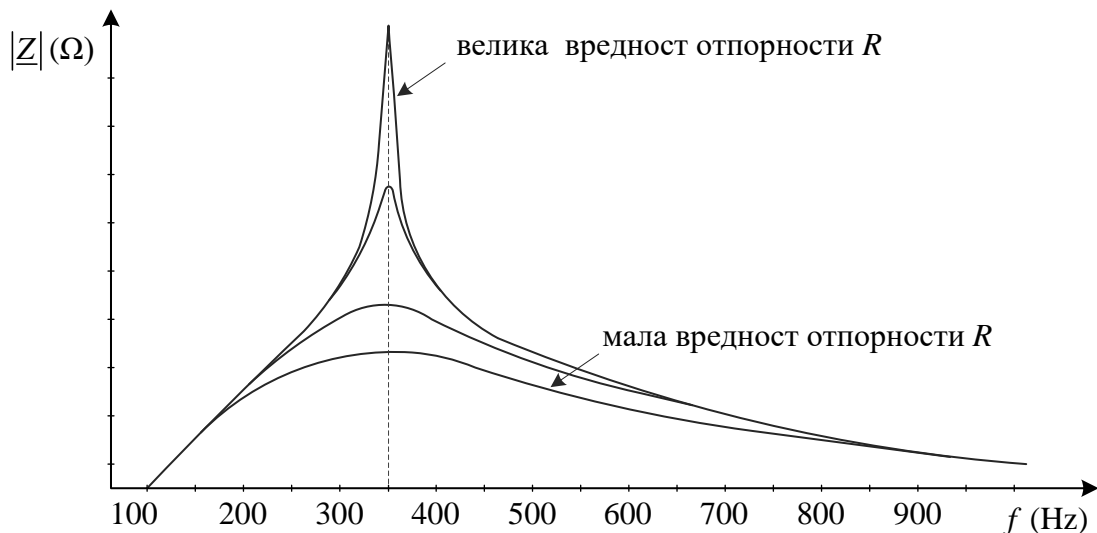
хармоника могу проузроковати велике падове напона на резонантној импеданси. Такође, велике амплитуде вртложних струја теку у индуктивно-капацитивној петљи. Резултат тога је да се дистрибутивни водови, трансформатори и кондензатори излажу дејству већих вредности струјних хармоника, што доводи до повећања губитака, а самим тим и загревања.

Фреквенција при којој наступа паралелна резонанција назива се фреквенција паралелне резонанције и рачуна се сагласно једначини:

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{L_s C}} \Rightarrow f_p = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{\sqrt{L_s C}}, \quad (3.35)$$

где је f_p фреквенција паралелне резонанције.

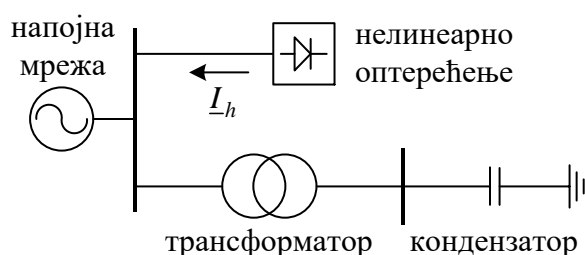
Постојање паралелне резонанције у колу могуће је утврдити мерењем хармоника струја и напона или хармонијском анализом система. Линеарна (пасивна) оптерећења која не стварају хармонике имају значајан утицај на фреквентни одзив система, пре свега у близини резонантне фреквенције. Утицај чисто омског оптерећења на паралелну резонанцију приказан је на слици 3.15, где се види да се при малим вредностима отпорности R постиже велико пригушење виших хармоника и обрнуто [85].



Слика 3.15 Утицај омског оптерећења на пригушење виших хармоника при паралелној резонанцији

Шема за анализу резонантног процеса у случају настанка редне резонанције приказана је на слици 3.16. До редне резонанције може доћи када кондензатор за

поправку фактора снаге формира редну везу с еквивалентном импедансом трансформатора (или импедансом водова), гледано са стране извора хармоника. При редној резонанцији еквивалентна импеданса редне везе елемената је веома мала и једино је ограничена њеном активном отпорношћу. Због тога ће се хармонијске струје које одговарају резонантној фреквенцији затварати у овом колу. Ако се на примарној страни трансформатора појаве високофреквентне компоненте напона, оне због мале вредности импедансе кондензатора проузрокују на секундарној страни врло високе вредности хармоника напона, које даље могу узроковати кварове на елементима мреже, најчешће на самим кондензаторима.



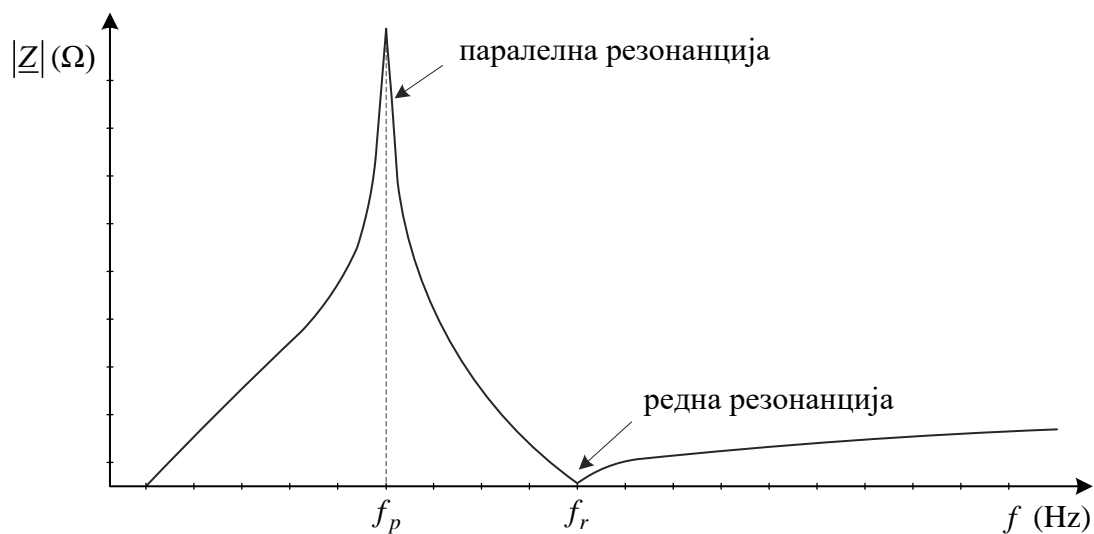
Слика 3.16 Шема електричне инсталације за анализу редне резонанције

Фреквенција редне резонанције се израчунава као [83]:

$$f_r = f \sqrt{\frac{S_T}{Q_C \cdot Z_T} - \frac{S_P^2}{Q_C^2}}, \quad (3.36)$$

где су: f_r - фреквенција редне резонанције у (Hz), f - фреквенција основног хармоника у (Hz), S_T - номинална снага трансформатора у (MVA), Z_T - импеданса трансформатора у (г.ј.), S_P - номинална снага пријемника у (MVA), Q_C - номинална снага кондензатора у (MVAr).

Занемарљива импеданса редног резонантног кола може бити искоришћена за апсорпцију појединих виших хармоника струје, што се користи као основа рада филтера пропусника опсега фреквенције. Због топологије мреже, у многим системима с потенцијалним проблемом редне резонанције може се појавити и паралелна резонанција. На слици 3.17 приказан је фреквентни одзив система и назначени случајеви редне и паралелне резонанције. Јасно се уочава како је еквивалентна импеданса система у случају паралелне резонанције јако велика, док је при редној резонанцији њена вредност блиска нули.



Слика 3.17 Фреквентни одзив система с редном и паралелном резонанцијом

3.6.2 Утицај хармоника на кондензаторске батерије

Струјни хармоници проузроковани нелинеарним оптерећењем могу негативно утицати на широк опсег опреме, а најприметније на КБ, изазивајући повећање диелектричних губитака, прегревање, услове за појаву резонанције, преоптерећење и пренапоне.

Губици у диелектрику, P_{gub} , узроковани присуством напонских хармоника су дати следећом једначином:

$$P_{gub} = \sum_{h=1}^{h_{max}} C (\tan \delta) \omega_h V_h^2, \quad (3.37)$$

где су: $\tan \delta = \omega CR$ фактор губитака, V_h ефективна вредност h -тог хармоника напона и $\omega_h = 2\pi f_h$ кружна фреквенција h -тог хармоника.

Укупна снага трофазне КБ, укључујући основни хармоник и више хармонијске компоненте је:

$$Q = 3 \sum_{h=1}^{h_{max}} \omega_h C V_h^2. \quad (3.38)$$

Током процеса резонанције КБ може бити изложена повишеном напону који је јако изобличен и повишеној струји, што знатно утиче на повећање нивоа губитака код диелектрика, а самим тим и на повећање температуре. Услед повећања температуре смањују се поузданост и животни век кондензатора.

3.6.3 Утицај хармоника на енергетске трансформаторе

Енергетски трансформатори су пројектовани да испоручују потребну електричну енергију потрошачима с минималним губицима на основној фреквенцији. Међутим, услед изобличења струје, губици који се јављају у трансформатору значајно су увећани. Уопштено гледано, губици који се јављају у трансформатору могу се поделити на губитке у гвожђу, који настају због хистерезиса и вртложних струја, и губитке у бакру.

За рачунање губитака услед хистерезиса, P_{his} , користи се израз (3.39) док се за рачунање губитака услед вртложних струја, P_v , користи израз (3.40):

$$P_{his} = P_{his1} \sum_{h=1}^{h_{max}} h \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2, \quad (3.39)$$

$$P_v = P_{v1} \sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{hI_h}{I_1} \right)^2, \quad (3.40)$$

где су: P_{his1} , P_{v1} - губици услед хистерезиса и услед вртложних струја на основној фреквенцији, редом; I_1 , I_h - вредности струје основне фреквенције и струје h -тог хармоника, редом.

Губици у бакру изазивају додатно загревање у намотајима трансформатора, а самим тим долази до деградације карактеристика изолације. До додатних губитака може доћи и услед резонанције између намотаја трансформатора и КБ које се користе за побољшање фактора снаге. Губици у бакру, P_{Cu} , могу се добити помоћу следеће формуле:

$$P_{Cu} = R \cdot I_{RMS}^2, \quad (3.41)$$

где је I_{RMS} ефективна вредност струје, а R отпорност намотаја.

Губици у бакру су посебно изражени код трансформатора са спрегом троугао-звезда (Dy). Наиме, непарни хармоници нултог редоследа (3, 9, 15,...) су блокирани у колу примара и изазивају додатно загревање намотаја трансформатора. Најједноставнији начин заштите је коришћење трансформатора веће излазне снаге од снаге прикључених потрошача. Уколико то није случај, разматра се растеређивање трансформатора. Други економичнији начин је коришћење специјално пројектованих трансформатора за напајање нелинеарних

потрошача, тзв. „K-фактор” трансформатора, који су мање осетљиви на губитке услед постојања хармоника у односу на обичне трансформаторе.

3.6.4 Утицај хармоника на електроенергетске водове

Протицање хармонијских струја кроз електроенергетску мрежу проузрокује два ефекта [83]: додатно повећање губитака снаге и стварање напонског изобличења услед хармонијских струја.

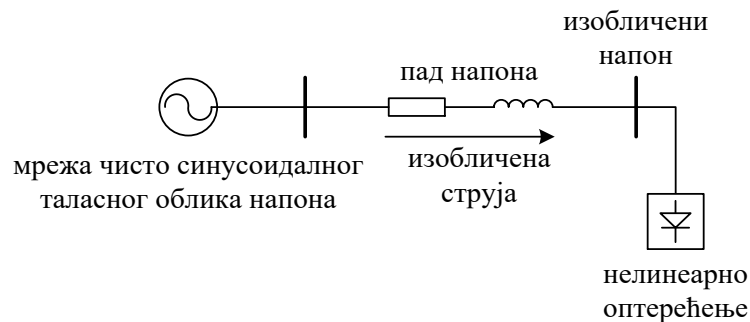
Додатно повећање губитака снаге, P_{gub}^h , проузроковано порастом ефективне вредности струје може се израчунати на следећи начин:

$$P_{gub}^h = \sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2 R_h, \quad (3.42)$$

где је R_h укупна отпорност вода на фреквенцији h -тог хармоника.

Познато је да отпорност вода зависи од површинског ефекта (енг. *skin effect*) и ефекта близине (енг. *proximity effect*). Колико ће ови ефекти утицати на коначну отпорност проводника зависи од отпорности материјала који је искоришћен за проводник, фреквенције, као и од димензија и удаљености проводника. На основној фреквенцији њихов ефекат је занемарљив.

Хармонијске струје које теку кроз линеарну, редну импедансу мреже стварају падове напона на свакој фреквенцији хармоника (слика 3.18). Ово доводи до појаве хармоника напона потрошачког чвора. То значи да мрежа с великом импедансом проузрокује већа напонска изобличења него што је то случај код јаких мрежа с малим импедансама.



Слика 3.18 Стварање напонског изобличења услед хармонијских струја

Хармоници утичу на повећање напрезања изолације, а самим тим и на смањења поузданости и животног века кабла. Поред тога, присуство виших хармонијских компоненти у таласним облицима струје, која тече кроз енергетске

каблове, доводи до појаве електромагнетских сметњи које се могу одразити на рад телефонске, радио, телевизијске и остале телекомуникационе опреме [85].

3.6.5 Утицај хармоника на рад ротационих електричних машина

Главни утицај хармоника на рад ротационих електричних машина јесте, пре свега, у појачаном грејању машине услед губитака у бакру и гвожђу. Ови губици се јављају у намотајима статора, колу ротора и роторским лимовима и могу довести до прегревања машине, које има значајан утицај на ефективно време употребе машине. Примера ради, за сваких 10°C изнад дозвољених граница температуре, радни век изолације у машини се смањује и до 50%. Поред тога, присуство хармоника узрокује настанак паразитних момената који утичу на степен искоришћења саме машине и доводе до вибрација и високог нивоа буке. Различите секвенце хармонијских компоненти утичу на различите начине на рад мотора, тј. на стварање обртних магнетских поља. Тако, на пример, непарни хармоници директног редоследа (7, 13, 19, итд.) потпомажу генерисање обртног момента (јер стварају обртно магнетско поље које се обрће у истом смеру као и поље основног хармоника), за разлику од непарних хармоника инверзног редоследа (5, 11, 17, итд.), који ће деловати насупрот смера ротације, што изазива осцилације (пулсирање) обртног момента. Хармонијске компоненте нултог редоследа не стварају обртно поље, па према томе сва енергија која потиче од њих се расипа у виду топлоте. Вредности пулсирајућих момената, услед различитих секвенци хармоника, могу бити значајне и често узрокују проблем с механичким осцилацијама осовине мотора [83].

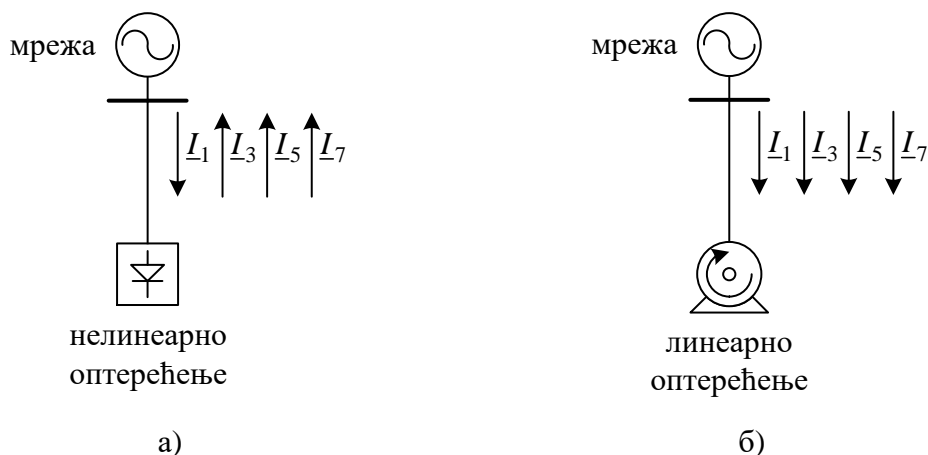
3.6.6 Утицај хармоника на тачност показивања мерних инструмената

Конвенционални мерни инструменти, нарочито старије производње, конструисани су за мерење струја и напона чисто синусоидалних таласних облика с истом фреквенцијом у систему оптерећеном линеарним потрошачима. Напони и струје богати хармоницима доведени на оваква мерила изазивају грешке у мерним колима, што резултира погрешним резултатима мерења. Одређивање грешке у условима хармонијских изобличења представља значајан податак код погонских истраживачких мерења, обрачуна утрошене електричне енергије и слично. Због

тога је веома важно знати који је стварни процентуални износ хармоника и колико они утичу на тачност мерења.

Стандардни приступ за мерење ефективне вредности струје и напона код аналогних мерних инструмената, заснива се на мерењу средње вредности сигнала и множењу те вредности с одговарајућим фактором облика (2.2 за полуталасно усмеравање, односно 1.1 за пуноталасно усмеравање). Постојање хармонијских компоненти у таласним облицима напона и струје узрокује грешке које излазе из оквира класе тачности ових инструмената. Ниво грешке мерења ефективних вредности класичним инструментима зависи од степена изобличења сигнала. Због тога се морају користити инструменти који мере праву ефективну вредност.

Постојећи инструменти за мерење активне и реактивне снаге углавном су пројектовани с циљем да региструју само снагу основног хармоника. Присуство осталих хармоника манифестоваће се на њима само кроз чланове који представљају производ h -тог хармоника напона и h -тог хармоника струје, што у пракси не прелази 3% компоненте основне фреквенције. Сматра се да је утицај хармоника на показивање инструмената за мерење снаге занемарљив, али га не треба искључити. Хармоници струја нелинеарних потрошача могу негативно утицати на тачност бројила електричне енергије. Конвенционална индукциона бројила раде на принципу асинхроних мотора и према томе представљају мали електромотор с алуминијумским обртним диском. Ротирајући диск унутар мерача обрће се брзином која је сразмерна снази потрошача, па је и број обртаја сразмеран енергији достављеној потрошачу. Напонски и струјни хармоници производе додатне хармонијске обртне моменте који делују на диск. Ови обртни momenti могу деловати у истом или супротном смеру као и главни обртни момент, како је показано у претходној тачки. Традиционални мерни дискови у бројилу углавном имају негативну грешку на фреквенцијама виших хармоника, тј. бележе мању потрошњу електричне енергије. Ова грешка расте с повећањем фреквенције. Нелинеарни потрошачи теже да инјектирају снагу хармоника назад у мрежу, док с друге стране потрошачи с линеарном струјно-напонском карактеристиком услед изобличења напона апсорбују снагу виших хармоника, као што је приказано на слици 3.19.



Слика 3.19 Смер хармоника струје код: (а) нелинеарног потрошача и (б) линеарног потрошача

За нелинеарни и линеарни потрошач са слике 3.19, измерене снаге биле би следеће [85]:

$$P_{izmereno} = P_1 - a_3 P_3 - a_5 P_5 - a_7 P_7, \quad (3.43)$$

$$P_{izmereno} = P_1 + a_3 P_3 + a_5 P_5 + a_7 P_7, \quad (3.44)$$

где су a_3 , a_5 и a_7 одговарајући фактори (<1), који представљају нетачност бројила на фреквенцији одређеног хармоника. Једначина (3.43) се односи на нелинеарни, а једначина (3.44) на линеарни потрошач.

Измерена снага нелинеарног потрошача мало је већа од стварне снаге коју он користи. Међутим, снаге виших хармоника увећавају губитке у водовима и трансформаторима и неки дистрибутери сматрају да оне уопште не треба да буду одузете приликом мерења и да потрошач који инјектира струје хармоника треба додатно да плати за увећање губитака у систему [85]. С друге стране, линеаран потрошач апсорбује додатну енергију услед виших хармоника, али бројило не региструје онолико енергије колико се у ствари троши. Најновија електронска бројила, чији се рад заснива на временској расподели и дигиталном одабирању, мере стварну снагу независно од таласног облика струје или напона и много су тачнија од индукционих бројила.

3.7 Мере за смањење виших хармоника

Неповољни утицаји хармоника на ЕЕС, описани у поглављу 3.6, зависе како од самих извора хармоника, односно типа, величине и локације извора хармоника, тако и од конфигурације мреже, параметара мреже, оптерећења у мрежи и локације уређаја осетљивих на хармонике. Да би се проблем виших хармоника смањило или елиминисао неопходно је применити неко од следећих решења [85-88]: (1) смањење интензитета хармонијских струја; (2) реконфигурација мреже; (3) реконструкција компензације реактивне снаге и (4) примена филтера за смањење виших хармоника.

Смањење интензитета хармонијских струја се остварује променом начина рада погона који генеришу више хармонике струја. Ово је доста тешко практично извести, осим у фази пројектовања, јер свака промена рада погона може негативно да утиче на комплетан производни процес. Одговарајућим спрезањем намотаја трансформатора могу се ограничити виши хармоници. Везивањем примарног намотаја дистрибутивног трансформатора у спрегу троугао спречава се даље продирање хармоника који су умножак броја 3 у мрежу, па се као први доминанти хармоници јављају 5. и 7. Из тог разлога се данас исправљачи углавном израђују са спрегом троугао-звезда. Уношењем фазног помераја од 30° , који се добија спрезањем трансформатора у звезду и у троугао, остварује се ефекат дванаестоимпулсног исправљача, односно елиминишу се 5. и 7. хармоник. На сличан начин, употребом трансформатора с фазним померајем од 15° , поништавају се 11. и 13. струјни хармоник. Из тог разлога је пожељно користити исправљаче с већим бројем импулса.

Решења која се користе за ограничавање виших хармоника у фази пројектовања обухватају: измештање нелинеарних пријемника што даље од осетљиве опреме, груписање нелинеарних пријемника који се прикључују на одвојене сабирнице и инсталирање више трансформатора (једни служе за напајање нелинеарних, а други за напајање линеарних пријемника). Хармонијска изобличења напона на месту прикључења нелинеарних потрошача се повећавају са смањењем снаге кратког споја јер се тиме ствара већи пад напона на импеданси система. Из тог разлога, не узимајући у обзир економске критеријуме, препоручује се да се нелинеарна оптерећења прикључују што ближе извору

напајања. Правилан избор прикључне тачке, као мера за пригушење виших хармоника, састоји се у прикључењу нелинеарних пријемника посебним водом средњег напона на јаку или круту мрежу. Она је обично вишег напонског нивоа и карактерише је већа снага кратког споја. Ово решење је често непрактично или неекономично због велике удаљености и потребе за изградњом засебног вода.

У случају када у ЕЕС-у постоје инсталиране КБ које служе за поправку фактора снаге или за подизање напона, могу се створити услови за настајање резонанције. Да до тога не би дошло, код КБ се постављају калемови који осигуравају да се резонантна фреквенција не поклопи с неком од виших хармонијских фреквенција које су присутне у таласном облику напона. У циљу смањења трошкова, код постројења за компензацију реактивне снаге где је уочена појава виших хармоника, постојеће батерије кондензатора се расподељују у засебне секције (најчешће 3-5), које се затим комбинују с R и L компонентама тако да формирају филтере одређене хармонијске фреквенције. Уобичајена је пракса да се резонантна фреквенција смањи испод фреквенције петог хармоника. Поред тога, проблеми резонанције се могу отклонити променом снаге кондензатора, померањем кондензатора на другу сабирницу или његовим некоришћењем.

Правилном расподелом дистрибуираних извора и уређаја за компензацију реактивне снаге – у фази планирања, и координисаним радом регулационих ресурса и дистрибуираних извора – у фази експлоатације, хармонијска изобличења се такође могу смањити и/или одржавати у допустивим границама.

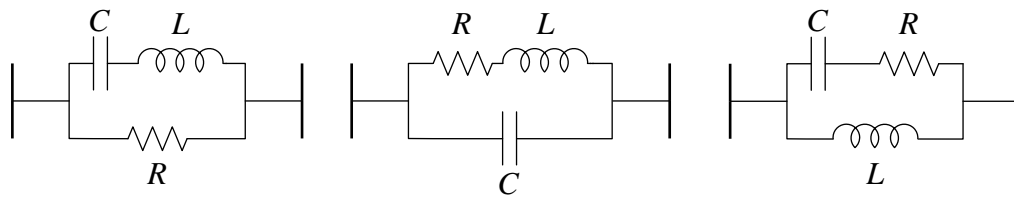
У случајевима када наведена решења нису практична нити економична, или су пак недовољна да би се достигле границе хармонијског изобличења које намећу стандарди, проблем хармонијских изобличења се најчешће решава уградњом филтера за редукцију хармоника. Филтери се постављају у близини потрошача који су извори виших хармоника. Циљ постављања филтера је да се обезбеди мала импеданса за хармонијске компоненте струја на одређеној фреквенцији и на тај начин спречи њихово ширење унутар мреже. Постоје пасивни филтери који су састављени само од пасивних електричних компоненти и активни филтери који поред пасивних садрже и једну или више активних компоненти. Пасивни филтери се углавном везују паралелно у односу на извор

хармоника. На основној фреквенцији ови филтери се понашају као компензатори реактивне енергије, док на подешеној резонантној фреквенцији представљају паралелну грану с малом импедансом, тако да највећи део струје датог хармоника понире у грану филтера. С друге стране, активни филтери су електронски претварачи који су програмирани за вршење компензације виших хармоника. Они непрекидно контролишу рад нелинеарних потрошача и обезбеђују прецизно контролисану струју, која има исту амплитуду као струја изобличења, али је инјектирана са супротним фазним ставом. На тај начин се поништавају струјна изобличења, и као резултат тога, струја напајања остаје синусоидалног таласног облика. Активни филтери се примењују код потрошача с променљивим и/или непознатим интензитетом виших хармоника, док се пасивни филтери користе код потрошача чији је интензитет хармоника релативно познат.

Од свих претходно поменутих решења за елиминацију или смањење хармонијских изобличења и самим тим побољшање квалитета електричне енергије, најчешће се користе пасивни филтери због своје једноставне конструкције, високе поузданости, ефикасности и економичности. Наредни део дисертације је управо посвећен њима.

3.7.1 Пасивни филтери

Пасивни филтери представљају погодну комбинацију пасивних елемената – калемова, кондензатора и отпорника. Елиминација или смањење хармоника напона и струја до дозвољених граница, прописаних одговарајућим стандардима, остварује се уградњом пасивних филтера у близини локације извора хармоника, где се одговарајућим избором R , L , C компонената вештачки побуђује резонанција у колу и на тај начин спречава продирање виших хармоника у напојну мрежу. У односу на извор виших хармоника, пасивни филтери могу бити редна или паралелна комбинација R , L , C компонената. Редни пасивни филтери (слика 3.20) најчешће се користе у монофазним применама у циљу минимизирања трећег хармоника, али се могу користити и за филтрирање других хармонијских фреквенција.



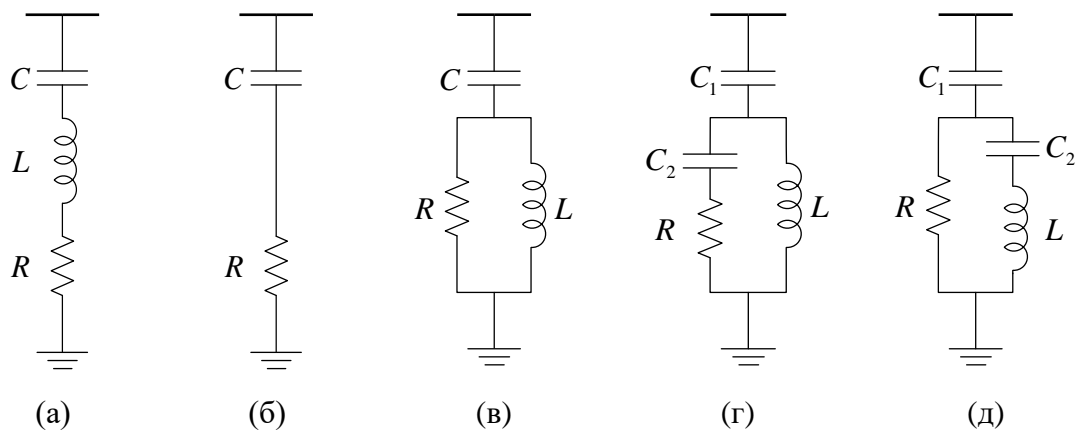
Слика 3.20 Врсте пасивних редних филтера

Предности редних филтера се састоје у следећем [87-89]: представљају велику импедансу за подешену хармонијску фреквенцију; не могу да проузрокују проблеме с резонанцијом у систему, не преносе хармонике из других извора виших хармоника, поправљају фактор снаге. С друге стране, оваква конфигурација уноси велики пад напона и значајне губитке на основној фреквенцији, а такође и слабо утиче на ублажавање других хармоника, осим онога за који су пројектовани. Поред тога, ови филтери морају бити димензионисани за номиналну или називну струју потрошача и морају да имају прекострујну заштиту, што их чини знатно скупљим од паралелних филтера, па се много мање и користе.

Пасивни филтери се прикључују на сабирнице паралелно с осталим потрошачима, а изведени су као редно-паралелне комбинације R, L, C компонената, чије карактеристичне вредности зависе од фреквенције хармоника који се жели пригушити. Обично се резонантна фреквенција филтера подешава тако да буде нешто мања од фреквенције најнижег доминантног хармоника. Тиме се обезбеђује да филтер правилно ради и у случају варијација фреквенције основног хармоника, варијација параметара кондензатора и калемова услед старења и промена температуре, као и почетне неусклађености резонантне фреквенције филтера, услед толеранција произвођача. У зависности од нивоа филтрације, паралелни филтери се могу наћи у више различитих конфигурација. На слици 3.21 показани су најчешће коришћени типови пасивних филтера, док су одговарајући фреквентни одзиви ових филтера дати на слици 3.22.

Прост усклађени филтер, приказан на слици 3.21а, је најједноставнији филтер који се користи за елиминисање једне фреквенције. Елиминација жељене фреквенције се постиже стварањем услова за настајање локалне резонанције на фреквенцији хармоника који се жели елиминисати. Ови филтери су погодни за елиминацију једног доминантног хармоника (најчешће 5. или 7.), при чему се на

сабирнице електроенергетске мреже прикључују највише три паралелно везана филтера. Са слике 3.22 види се да овај филтер има оштру карактеристику према резонантној фреквенцији, односно омогућава максимално одсецање жељене фреквенције.

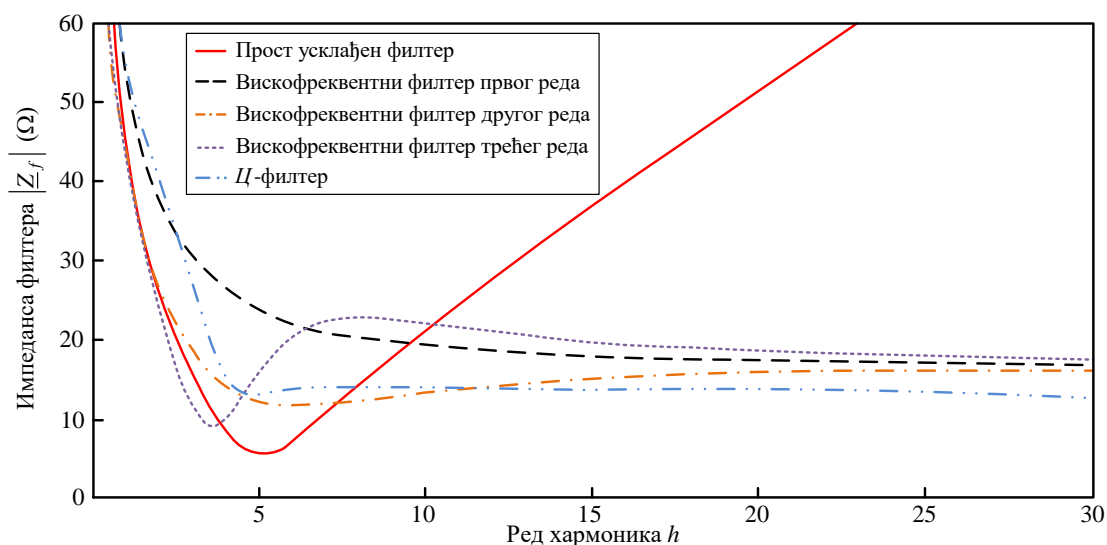


Слика 3.21 Најчешће коришћени типови пасивних филтера: (а) прост усклађен филтер за елиминацију једне фреквенције; (б) високопропусни филтер првог реда, (в) високопропусни филтер другог реда, (г) високопропусни филтер трећег реда и (д) Π -филтер

Поред простих усклађених филтера, постоје и високопропусни или високофреквентни филтери који се користе за филтрирање хармоника на вишим фреквенцијама. У високопропусне филтере убрајају се: филтер првог реда (слика 3.21б), филтер другог реда (слика 3.21в), филтер трећег реда (слика 3.21г) и Π -филтер (слика 3.21д). Ови филтери се пројектују тако да у широком опсегу пригушују хармонике одређене фреквенције и све хармонике вишег реда (најчешће од 11. реда па навише).

Филтер првог реда је најједноставнији филтер за филтрирање виших хармоника, а састоји се од редне везе отпорника R и кондензатора C . Он захтева велики кондензатор и има изражене губитке на основној фреквенцији па се ретко користи. Филтер другог реда представља најбоље решење у погледу смањења хармонијских изобличења и најчешће се употребљава у пракси због широког опсега пригушења виших хармоника. Веома често се користи у комбинацији с простим усклађеним филтерима једне фреквенције. Губици овог филтера на основној фреквенцији су нешто већи у односу на губитке код филтера трећег реда. Оптимално решење са становишта снижења губитака снаге представља Π -

филтер, који је нешто осетљивији на промене параметара R, L и C компонената [83,85].



Слика 3.22 Карактеристике фреквентног одзива пасивних филтера

Ефикасност филтера виших хармоника карактерише се поређењем прорачунатих/измерених напона појединих хармоника и глобалног фактора изобличења – THD_V пре и после уградње филтера. Тачније, у фази пројектовања филтера пажњу треба посветити не само хармоницима који се филтрирају, већ и свим резидуалним хармоницима чије се релативне вредности не смеју повећати после уградње филтера за одређене хармонике.

3.7.1.1 Пројектовање пасивних филтера

При планирању и пројектовању пасивних филтера неопходно је водити рачуна о следећим захтевима [90]: (1) да укупна хармонијска изобличења таласних облика напона и струја буду унутар дозвољених граница, које су прописане одговарајућим стандардима; (2) да цена филтера буде мала; (3) да фактор снаге буде што већи, али да не дође до прекомерне компензације реактивне снаге; (4) да не дође до редне нити паралелне резонанције између филтерских кондензатора и импедансе мреже; (5) да технолошки циљеви буду испуњени и у случају варијације параметара кондензатора и калемова и (6) да се утицаји осталих извора хармоника узму у обзир.

Сходно еквивалентним шемама са слике 3.21, укупне импедансе пасивних филтера на некој угаоној фреквенцији ω су:

- за прост усклађени филтер,

$$\underline{Z}_f^{(h)} = R + j\omega L + \frac{1}{j\omega C}; \quad (3.45)$$

- за високопропусни филтер првог реда,

$$\underline{Z}_f^{(h)} = R + \frac{1}{j\omega C}; \quad (3.46)$$

- за високопропусни филтер другог реда,

$$\underline{Z}_f^{(h)} = \frac{1}{j\omega C} + \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L} \right)^{-1}; \quad (3.47)$$

- за високопропусни филтер трећег реда,

$$\underline{Z}_f^{(h)} = \frac{1}{j\omega C_1} + \left(\frac{1}{R + \frac{1}{j\omega C_2}} + \frac{1}{j\omega L} \right)^{-1}; \quad (3.48)$$

- за високопропусни Ц-филтер,

$$\underline{Z}_f^{(h)} = \frac{1}{j\omega C_1} + \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega L + \frac{1}{j\omega C_2}} \right)^{-1}; \quad (3.49)$$

где су:

R – отпорност филтера,

L – индуктивност филтера,

C, C_1, C_2 – капацитивности филтера,

$\omega = 2\pi h f_1$ – угаона фреквенција хармоника реда h .

Адекватним избором вредности R, L и C параметара, прост усклађени филтер једне фреквенције се подешава на резонантну фреквенцију (f_r), добијену из услова:

$$\omega L = \frac{1}{\omega C},$$

одакле је:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}. \quad (3.50)$$

Ако је Q_f номинална снага филтера у (MVA_r), $\omega_r = h_r \omega_1$ резонантна (кружна) фреквенција на коју је усклађен филтер, V_{nL} номинални (линијски) напон система у (kV), а Q фактор доброте филтера, онда се индуктивна реактанса филтера X_{L1} , капацитивна реактанса филтера X_{C1} , укупна капацитивност C , индуктивност L и отпорност R гране простог усклађеног филтера на основној фреквенцији могу израчунати помоћу једначина [45]:

$$X_{C1} = \frac{V_{nL}^2}{Q_f} \left(\frac{h_r^2}{h_r^2 - 1} \right), \quad (3.51)$$

$$X_{L1} = \frac{X_{C1}}{h_r^2}, \quad (3.52)$$

$$C = \frac{1}{\omega_1 X_{C1}}, \quad (3.53)$$

$$L = \frac{X_{L1}}{\omega_1}, \quad (3.54)$$

$$R = \frac{h_r X_{L1}}{Q}. \quad (3.55)$$

Фактор доброте Q је мера способности кола да осцилује. Обично се његово подешавање врши променом вредности отпорника R . Код филтера једне фреквенције, фактор доброте је најчешће између 50 до 150 [78].

Параметри високопропусног филтера другог реда X_{C1} , X_{L1} , L и C се израчунавају потпуно на исти начин као код филтера једне фреквенције (једначине (3.51)-(3.54)), док се параметар R израчунава као [45]:

$$R = Q h_r X_{L1}. \quad (3.56)$$

Типичне вредности за фактор доброте Q код високопропусних филтера крећу се у границама од 0.5 до 2 [78].

Пасивни филтери се обично не подешавају на фреквенцију карактеристичних хармоника. Уместо тога, подешавају се на нижу фреквенцију најзначајнијег хармоника, како би се спречило могуће преоптерећење и обезбедило довољно филтрирање. Често је погодно подешавање филтера на приближно 3 до 15% испод фреквенције хармоника који треба да се филтрира [90]. Карактеристичне вредности коефицијента h_r за поједине хармонике су 4.7 за пети, 6.6 за седми, 10.5 за једанаести и 12.4 за тринаести хармоник.

Параметри битни за пројектовање високопропусног филтера трећег реда су следећи [79]:

$$C_1 = \frac{Q_f}{\omega_1 V_{nL}^2}, \quad (3.57)$$

$$L = \frac{1}{\omega_r^2 C_1}, \quad (3.58)$$

$$C_2 = C_1, \quad (3.59)$$

$$R = \sqrt{\frac{2L}{C_1}}. \quad (3.60)$$

Погодним избором R , L , C_1 и C_2 параметара, филтер се подешава на резонантну фреквенцију што резултира пригушењем те и свих виших фреквенција.

Π -филтер представља специјалну комбинацију компонената филтера трећег реда. Његова главна предност је значајно смањење струје основне фреквенције, односно губитака на основној фреквенцији. Π -филтер може бити подешен на нижу фреквенцију од конвенционалног високопропусног филтера. Карактеристични параметри Π -филтера су [79]:

$$C_1 = \frac{Q_f}{\omega_1 V_{nL}^2}, \quad (3.61)$$

$$C_2 = C_1 (h_r^2 - 1), \quad (3.62)$$

$$L = \frac{1}{\omega_1^2 C_2}, \quad (3.63)$$

$$R = \frac{QV_{nL}^2}{h_r Q_f} . \quad (3.64)$$

Уопштено гледано, кондензатори и калемови у филтерским постројењима димензионишу се, зависно од струја основног (I_1) и виших хармоника (I_h), на струју [90]:

$$I = I_C^{RMS} = I_L^{RMS} = \sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2} , \quad (3.65)$$

при чему је за $R \approx 0$:

$$I_1 = I_{C1} = I_{L1} = \frac{V_{nL}}{X_{C1} - X_{L1}} . \quad (3.66)$$

С друге стране, напонско димензионисање тих елемената врши се сходно аритметичком збиру напона основне фреквенције и фреквенције хармоника [90]:

$$V_C^{RMS} = \sum_{h=1}^{h_{\max}} I_h X_{Ch} , \quad (3.67)$$

$$V_L^{RMS} = \sum_{h=1}^{h_{\max}} I_h X_{Lh} , \quad (3.68)$$

$$V_C^{peak} = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{h_{\max}} V_{Ch} , \quad (3.69)$$

где су X_{Ch} и X_{Lh} редом капацитивна реактанса и индуктивна реактанса гране филтера на фреквенцији хармоника реда h .

Снага кондензатора у грани филтера је:

$$Q_C = \sum_{h=1}^{h_{\max}} V_{Ch} I_h . \quad (3.70)$$

IEEE-1531 стандард [90] прописује граничне вредности струје, напона и реактивне снаге кондензатора који се користе у системима с присутним несинусоидалним таласним облицима напона и струја. Граничне вредности карактеристичних величина кондензатора, изражене процентуално у односу на номиналне вредности, дате су у табели 3.1. За калемове у филтерским

постројењима, према стандарду IEEE-1531, максимално трајно дозвољено струјно оптерећење је 135% номиналне струје.

Табела 3.1 Граничне вредности напона, струје и снаге кондензатора [90]

Ознака	Величина	Граница (%)
V_C^{RMS}	Ефективна вредност напона на кондензатору	110
V_C^{peak}	Максимална вредност напона на кондензатору	120
I_C^{RMS}	Ефективна вредност струје кроз кондензатор	135
Q_C	Укупна реактивна снага кондензатора	135

3.8 Стандарди за више хармонике у дистрибутивним мрежама

У циљу очувања стабилности рада ЕЕС-а, релевантне националне и међународне организације усвојиле су низ препорука, норми и стандарда који се, поред основних параметара, свеобухватније баве квалитетом електричне енергије. Најпознатије организације задужене за стандардизацију квалитета електричне енергије у Сједињеним Америчким Државама су: Институт инжењера електротехнике и електронике (IEEE) (енг. *Institute of Electrical and Electronics Engineers*), амерички Национални институт за стандардизацију (ANSI) (енг. *American National Standards Institute*) и амерички Институт за истраживање електричне енергије (EPRI) (енг. *Electric Power Research Institute*). У Европи организације које се баве доношењем стандарда везаних за квалитет електричне енергије су: Међународна електротехничка комисија (IEC) (енг. *International Electrotechnical Commission*) и Европски комитет за електротехничку стандардизацију (CENELEC) (енг. *European Committee for Electrotechnical Standardisation*). Најважнији документи који разматрају проблематику виших хармоника су: IEEE стандард 519-1992, IEC стандарди серије 61000 и Европски стандард EN 50160.

3.8.1 IEEE стандард 519-1992

Стандард IEEE 519-1992 [91] прописује максимално дозвољене вредности хармоника напона и струја на месту прикључења потрошача на мрежу, тј. у РСС тачки, или на месту мерења. Овим стандардом дефинишу се граничне вредности струјних и напонских хармоника независно од тога да ли је изобличење

проузроковано на страни потрошача или дистрибутера електричне енергије. Другим речима, дистрибутивне фирме које снабдевају потрошаче електричном енергијом су у обавези да ограниче изобличење напона. С друге стране, крајњи корисници/потрошачи су обавезни да ограниче хармонијске струје сваког нелинеарног уређаја у својим објектима. Према томе, стандард уводи два критеријума за ограничавање хармоника: (1) ограничавају се хармоници струје, које крајњи корисник/потрошач сме инјектирати у ЕЕС и (2) ограничавају се хармоници напона у мрежи, чиме се постиже већи квалитет напона.

У табелама 3.2 и 3.3 редом су дате граничне вредности хармоника струје и напона у зависности од места прикључења и величине потрошача (изражене у процентима у односу на основну компоненту).

Табела 3.2 Максимално дозвољене вредности хармоника струје према стандарду IEEE 519-1992 за потрошаче прикључене на дистрибутивну мрежу

I_{SC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 > h$	TDD (%)
$V \leq 69 \text{ kV}$						
$< 20^*$	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

Парни хармоници су ограничени на 25% вредности непарних хармоника

* Сви генератори су ограничени на ове вредности, без обзира на стварну вредност односа I_{SC}/I_L , где је I_{SC} ефективна вредност струје кратког споја на месту прикључења потрошача (у РСС тачки), а I_L просечна максимална ефективна вредност струје основног хармоника потрошача.

Табела 3.3 Максимално дозвољене вредности хармоника напона према стандарду IEEE 519-1992 за потрошаче прикључене на дистрибутивну мрежу

Напон мреже	ИHD _V (%)	THD _V (%)
$V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0

3.8.2 ИЕС стандарди серије 61000

Међународна електротехничка комисија – ИЕС донела је низ стандарда под ознаком ИЕС 61000 који се баве проблемима електромагнетске компатибилности (ЕМС) (енг. *electromagnetic compatibility*). Најзначајнији документи који се баве лимитирањем виших хармоника су стандарди ИЕС 61000-2-4 и ИЕС 61000-3-6.

Стандард IEC 61000-2-4 [92] прописује нивое компатибилности, тј. дозвољене вредности деформације таласног облика напона, у индустријским и јавним мрежама називног напона до 35 kV и фреквенције од 50 Hz. Овим стандардом дају се нивои компатибилности који важе за уређаје класификоване у три класе електромагнетске околине: класа 1 – осетљиви потрошачи, класа 2 – сабирница (PCC) према јавној мрежи и класа 3 – индустријске мреже.

Максимално дозвољене вредности хармоника напона на нивоу електромагнетске компатибилности за све три класе уређаја дате су у табели 3.4.

Табела 3.4 Максимално дозвољене вредности хармоника напона дате у процентима називног напона V_n према стандарду IEC 61000-2-4

Ред хармоника h	Класа 1 V_h (%)	Класа 2 V_h (%)	Класа 3 V_h (%)
2	2	2	3
3	3	5	6
4	1	1	1.5
5	3	6	8
6	0.5	0.5	1
7	3	5	7
8	0.5	0.5	1
9	1.5	1.5	2.5
10	0.5	0.5	1
> 10 умношци броја 2	0.2	0.2	1
11	3	3.5	5
13	3	3	4.5
15	0.3	0.3	2
17	2	2	4
19	1.5	1.5	4
21	0.2	0.2	1.75
> 21 умношци броја 3	0.2	0.2	1
23	1.5	1.5	3.5
25	1.5	1.5	3.5
> 25 нису умношци бројева 2 или 3	$0.2+12.5/h$	$0.2+12.5/h$	$5 \times \sqrt{11/h}$
THD _V (%)	5	5	10

Стандардом IEC 61000-3-6 [93] регулишу се обавезе које нелинеарни потрошачи треба да испуне да би се прикључили на мрежу. Препоручене дозвољене вредности виших хармоника напона у средњенапонским дистрибутивним мрежама (од 1 kV до 35 kV) које се дефинишу на нивоу електромагнетске компатибилности и на нивоу планирања дате су у табелама 3.5 и 3.6, редом.

Табела 3.5 Максимално дозвољене вредности хармоника напона у дистрибутивним мрежама на нивоу електромагнетске компатибилности према стандарду IEC 61000-3-6

Непарни хармоници				Парни хармоници	
Нису умношци броја 3		Умношци броја 3			
h	V_h (%)	h	V_h (%)	h	V_h (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.4	6	0.5
13	3	21	0.3	8	0.5
$17 \leq h \leq 49$	$2.27 \cdot \frac{17}{h} - 0.27$	$21 \leq h \leq 45$	0.2	$10 \leq h \leq 50$	$0.25 \cdot \frac{10}{h} + 0.25$

Ниво компатибилности за укупно хармонијско изобличење напона је 8%

Табела 3.6 Максимално дозвољене вредности хармоника напона у дистрибутивним мрежама на нивоу планирања према стандарду IEC 61000-3-6

Непарни хармоници				Парни хармоници	
Нису умношци броја 3		Умношци броја 3			
h	V_h (%)	h	V_h (%)	h	V_h (%)
5	5	3	4	2	1.8
7	4	9	1.2	4	1
11	3	15	0.3	6	0.5
13	2.5	21	0.2	8	0.5
$17 \leq h \leq 49$	$1.9 \cdot \frac{17}{h} - 0.2$	$21 \leq h \leq 45$	0.2	$10 \leq h \leq 50$	$0.25 \cdot \frac{10}{h} + 0.22$

Ниво компатибилности за укупно хармонијско изобличење напона је 6.5%

3.8.3 Европски стандард EN 50160

Европски комитет за електротехничку стандардизацију – CENELEC је 1994. године усвојио стандард за квалитет електричне енергије EN 50160 [94], с циљем да се уједначе критеријуми за трговину електричном енергијом на тржишту електричне енергије тадашњих земаља чланица Европске уније. Овај стандард даје главне карактеристике напона на прикључцима напајања потрошача (PCC) у јавним нисконапонским (до 1 kV) и средњенапонским (од 1 kV до 35 kV) системима дистрибуције електричне енергије у нормалним погонским условима.

Према стандарду EN 50160 [94], при нормалним погонским условима, у било којем периоду у току једне седмице, вредност укупног хармонијског изобличења напона (укључујући све хармонике до 40. реда) не сме прелазити 8% номиналне вредности током 95% времена. Такође, при нормалним погонским условима, у било којем периоду у току једне седмице, 95% десетоминутних средњих ефективних вредности напона за сваки појединачни хармоник напона до 25. реда не сме да пређе вредност дату у табели 3.7. Вредности су изражене у процентима у односу на називни напон. Стандардом се занемарују вредности за хармонике изнад 25. реда, јер су обично врло мале и нису предвидиве.

Табела 3.7 Максимално дозвољене вредности хармоника напона према стандарду EN 50160

Непарни хармоници				Парни хармоници	
Нису умношци броја 3		Умношци броја 3			
h	V_h (%)	h	V_h (%)	h	V_h (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.5	6-24	0.5
13	3.0	21	0.5		
17	2.0				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

4. ПРОРАЧУН ТОКОВА СНАГА У ПРИСУСТВУ ХАРМОНИКА

Прорачун токова снага у присуству виших хармоника, односно прорачун ХТС је кључни сегмент свих предложених поступака у овој дисертацији. Под прорачуном токова снага подразумева се налажење стања мреже (односно, комплетног режима) у датом тренутку. Прорачуни се користе или самостално, или као модул у оквиру других енергетских функција планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа. За сваки хармоник од интереса, израчунавају се напони чворова, снаге (струје) грана и губици снаге за дати напон напојног (кореног) чвора, распоред и величину потрошача, снагу и тип дистрибуираних извора, хармонијски садржај нелинеарних потрошача и извора, као и конфигурацију дистрибутивне мреже. У основи, постоје два разлога због којих се спроводе хармонијске анализе у дистрибутивним мрежама: (1) разматрање утицаја нових извора хармоника на квалитет електричне енергије и перформансе мреже и (2) испитивање проблема у постојећој мрежи који су последица постојања хармоника.

У научној литератури постоји велики број различитих метода и алгоритама за решавање проблема токова снага у присуству виших хармоника. Ове методе се могу класификовати у три категорије: методе у временском домену [95,96], методе у фреквентном домену [13,14,97-102] и хибридне методе [103]. Методе које користе временски домен, односно временску представу елемената система и хармонијских извора, заснивају се на транзијентној анализи и имају велику флексибилност и високу тачност. Међутим, њихова примена је ограничена временом трајања прорачуна, које може бити дуго, посебно за системе с великим бројем нелинеарних оптерећења. Поред тога, присуство нелинеарности и промена параметара у времену може проузроковати значајне промене у простирању хармонијских струја кроз мрежу. С друге стране, методе у фреквентном домену заснивају се на анализи фреквентног одзива система и захтевају краће време прорачуна у односу на методе које користе временски домен. Тачност решења ових метода зависи од броја хармоника који су узети у обзир. Хибридне методе користе комбинацију претходна два приступа, фреквентни – да би се ограничило време рачунања и временски – да би се повећала тачност прорачуна.

Свеобухватни хибридни модели се примењују у циљу постизања високе тачности у временском домену и једноставности приступа у фреквентном домену [78].

Уопштено гледано, свака од метода за решавање ХТС се може применити на једнофазне или трофазне уравнотежене системе. Међутим, уколико то није случај, односно ако се ради о неуравнотеженом систему, треба применити шири приступ у решавању овог проблема. Неуравнотежене хармонијске услове обично намеће конфигурација система, као и поремећаји и нелинеарна оптерећења. Решавање неуравнотежених ХТС је релативно сложен задатак који захтева дуже време прорачуна.

У зависности од приступа решењу, методе за решавање проблема хармонијских токова снага се могу поделити на спрегнуте (CHPF) (енг. *Coupled Harmonic Power Flow*) и распрегнуте (DHPF) (енг. *Decoupled Harmonic Power Flow*). Код спрегнутог поступка [97] се истовремено израчунавају сви хармоници напона и струја, док се код распрегнутог поступка [13,14,99-102] израчунавање хармоника може засебно извршити за сваки разматрани ред хармоника, а затим се помоћу принципа суперпозиције може израчунати коначно решење. Према [78], најчешће коришћене методе за прорачун ХТС су:

- *Newton*-ова метода,
- *Newton-Raphson*-ова метода,
- Распрегнута метода,
- Модификована брза распрегнута метода,
- Назад/напред метода,
- Метода заснована на фази логици,
- Пробабилитичка метода и
- Модуларна метода.

Моделирање елемената дистрибутивне мреже, као и уређаја енергетске електронике који производе више хармонике, за потребе прорачуна токова снага може се наћи у [104-106]. У [13,99] је за одређивање ХТС примењена итеративна назад/напред метода, која уважава присуство ДГ и успешно се користи у уравнотеженим, неуравнотеженим, трофазним и монофазним дистрибутивним мрежама. Основна предност ове методе у односу на остале методе је велика брзина прорачуна, будући да се у свакој итерацији не мора прерачунавати

матрица адмитанси (импеданси) чворова и вршити њена инверзија. У великом броју радова се за одређивање ХТС користи метода струјних инјектирања [14,100]. Она се заснива на претпоставци да је спрега између појединачних хармоника слаба, што омогућава да се израчунавање виших хармоника може засебно извршити за сваки разматрани ред хармоника. Из тог разлога се често назива распрегнута метода.

У наредном делу дисертације представљени су модели елемената дистрибутивне мреже у хармонијским анализама и две најчешће коришћене методе за прорачун ХТС које се заснивају на назад/напред поступку и распрегнутом поступку.

4.1 Модели елемената дистрибутивне мреже

У дистрибутивном систему, главни елементи које се морају узети у обзир приликом анализе хармоника су следећи: водови, дистрибутивни трансформатори, линеарна и нелинеарна оптерећења (потрошачи), пасивни филтери, оточни кондензатори, калемови и ДГ.

4.1.1 Модел вода

У зависности од тога који се параметри вода узимају у обзир, разликује се више еквивалентних шема. У општем случају уздужни параметри вода су активна отпорност и индуктивност, а оточни активна одводност и капацитивност. Обично се капацитивности могу занемарити при анализама хармоника мањих фреквенција. Модел вода се може представити концентрисаном „П” шемом, за краће водове, или „П” шемом с расподељеним параметрима, за дуже водове.

Уважавање утицаја виших хармоника постиже се корекцијом израза за израчунавање подужних (\underline{Z}) и оточних (\underline{Y}_{ot}) параметара [14,79]:

$$\underline{Z}_i^{(h)} = R_i^{(h)} + jX_i^{(h)}, \quad (4.1)$$

$$\underline{Y}_{ot,i}^{(h)} = jB_{ot,i}^{(h)}, \quad (4.2)$$

$$R_i^{(h)} = R_i \cdot \left(1 + \frac{0.646 \cdot h^2}{192 + 0.518 \cdot h^2} \right), \quad (4.3)$$

$$R_i^{(h)} = R_i \cdot (0.187 + 0.532 \cdot \sqrt{h}), \quad (4.4)$$

$$X_i^{(h)} = h \cdot X_i, \quad (4.5)$$

$$B_{ot,i}^{(h)} = h \cdot B_{ot,i}, \quad (4.6)$$

где су:

$R_i^{(h)}, X_i^{(h)}, B_{ot,i}^{(h)}$ – активна отпорност (резистанса), реактивна отпорност (реактанса) и оточна сусцептанса вода, које се рачунају на фреквенцији од интереса, редом,

$R_i, X_i, B_{ot,i}$ – резистанса, реактанса и оточна сусцептанса вода прорачунате на основној фреквенцији ($f_1 = 50$ Hz), редом,

h – ред хармоника.

Утицај површинског ефекта се уважава увећањем резистансе, при чему се једначина (4.3) користи за водове, а једначина (4.4) за каблове.

4.1.2 Модел дистрибутивног трансформатора

За практичну анализу хармоника може се користити једноставан модел исказан релацијом [14,78]:

$$\underline{Z}_{T,i}^{(h)} = R_{T,i} + jhX_{T,i}, \quad (4.7)$$

где су $R_{T,i}$ и $X_{T,i}$ резистанса и реактанса редне гране трансформатора i прорачунате на основној фреквенцији, редом.

4.1.3 Модел кондензатора и пригушнице

За потребе прорачуна токова снага у присуству виших хармоника, кондензатори и пригушнице се могу представити помоћу модела константне импедансе, односно адмитансе. При вишим хармоницима, импедансе кондензатора и пригушнице рачунају се помоћу следећих израза:

$$\underline{Z}_{C,i}^{(h)} = \frac{1}{j\omega_1 h C_i}, \quad (4.8)$$

$$\underline{Z}_{L,i}^{(h)} = j\omega_1 h L_i, \quad (4.9)$$

где су:

- $\underline{Z}_{C,i}^{(h)}, \underline{Z}_{L,i}^{(h)}$ – импедансе кондензатора i и пригушнице i при h -том хармонику, редом,
- C_i, L_i – капацитивност кондензатора i и индуктивност пригушнице i , редом,
- $\omega_1 = 2\pi f_1$ – кружна фреквенција основног хармоника.

4.1.4 Модел потрошача

Линеарни потрошачи не стварају хармонијска изобличења у таласним облицима напона и струја, али имају значајан утицај на фреквентни одзив система, пре свега у близини резонантне фреквенције. То су у основи она оптерећења која се у смислу хармоника могу описати као пасивна. Уопштено гледано, еквивалентни модели линеарних потрошача треба да садрже различите комбинације редних и паралелних веза отпорника, калемова и кондензатора. У зависности од карактеристика потрошача и доступних информација, у литератури су предложени различити модели [104-106]. Неки од најчешће коришћених модела линеарних потрошача дати су у табели 4.1. У овој дисертацији линеарни пасивни потрошачи су представљени паралелним RL моделом.

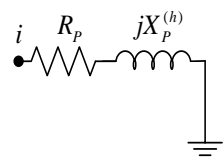
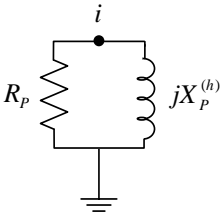
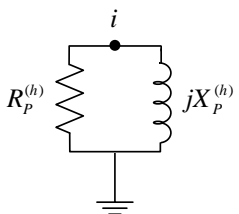
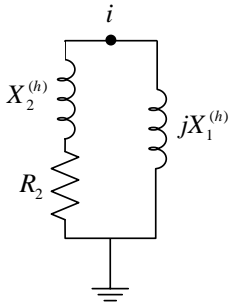
За разлику од линеарних потрошача, нелинеарни потрошачи се не могу представити помоћу R, L и C елемената. То значи да се не могу укључити у еквивалентну шему, па их је потребно представити као хармонијске изворе на свим фреквенцијама од интереса. Нелинеарни потрошачи се на основној фреквенцији понашају као линеарни, док се при вишим хармоницима понашају као извори константне струје. Тачније, они се могу представити сумом струја познатих амплитуда и фаза.

Претварачи (исправљачи и инвертори), као најзаступљенији нелинеарни елементи, производе хармонике чији ред зависи од врсте претварачког моста и могу се одредити применом једначине (3.26).

Ако су познати снага нелинеарног потрошача i , $\underline{S}_{NP,i}$, и напон на месту његовог прикључења, $\underline{V}_{NP,i}$, струја кроз потрошач за основни хармоник је:

$$\underline{I}_{NP,i} = \left(\frac{\underline{S}_{NP,i}}{\underline{V}_{NP,i}} \right)^* \quad (4.10)$$

Табела 4.1 Модели линеарних потрошача у хармонијским анализама [106]

Модел потрошача	Параметри модела
<p>Модел 1: редно RL коло</p> 	$R_p = P_p \cdot \frac{V_p^2}{P_p^2 + Q_p^2}$ $X_p^{(h)} = h \cdot Q_p \cdot \frac{V_p^2}{P_p^2 + Q_p^2}$ $\underline{Z}_p^{(h)} = R_p + jX_p^{(h)}$
<p>Модел 2: паралелно RL коло</p> 	$R_p = \frac{V_p^2}{P_p}$ $X_p^{(h)} = h \cdot \frac{V_p^2}{Q_p}$ $\underline{Z}_p^{(h)} = R_p \parallel jX_p^{(h)}$
<p>Модел 3: паралелно RL коло с уважавањем површинског ефекта</p> 	$R_p^{(h)} = \frac{V_p^2}{(0.1 \cdot h + 0.9) \cdot P_p}$ $X_p^{(h)} = h \cdot \frac{V_p^2}{(0.1 \cdot h + 0.9) \cdot Q_p}$ $\underline{Z}_p^{(h)} = R_p^{(h)} \parallel jX_p^{(h)}$
<p>Модел 4: CIGRE/EDF</p> 	$R_2 = \frac{V_p^2}{(1 - K) \cdot P_p}$ $X_1^{(h)} = h \cdot \frac{V_p^2}{K \cdot P_p (6.7 \cdot \tan\varphi - 0.74)}$ $X_2^{(h)} = h \cdot 0.073 \cdot R_2; \tan\varphi = \frac{Q_p}{P_p}$ $\underline{Z}_p^{(h)} = (R_2 + jX_2^{(h)}) \parallel jX_1^{(h)}$

Коришћене ознаке у табели 4.1 имају следеће значење:

- R_p, R_2, X_p, X_1, X_2 – параметри одговарајуће шеме,
- K – удео мотора у активној снази потрошње,
- P_p, Q_p – процењене активне и реактивне снаге потрошње,
- V_p – модул напона чвора у који је прикључен потрошач.

Амплитуде виших хармоника струје могу се израчунати према следећој релацији [13]:

$$I_{NP,i}^{(h)} = C(h)I_{NP,i}, \quad (4.11)$$

где је $I_{NP,i}$ амплитуда струје нелинеарног потрошача прикљученог у чвор i за основни хармоник, а $C(h)$ однос h -те хармонијске компоненте струје и њене основне вредности.

Фазни углови виших хармоника струје могу се одредити помоћу следећег израза [96]:

$$\theta_{NP,i}^{(h)} = \theta_{NP,i}^{(h\text{-spectrum})} + h\theta_{NP,i} + (h+1)\frac{\pi}{2}, \quad (4.12)$$

где је $\theta_{NP,i}$ фазни угао струје нелинеарног потрошача прикљученог у чвор i на основној фреквенцији, а $\theta_{NP,i}^{(h\text{-spectrum})}$ фазни угао из хармонијског спектра.

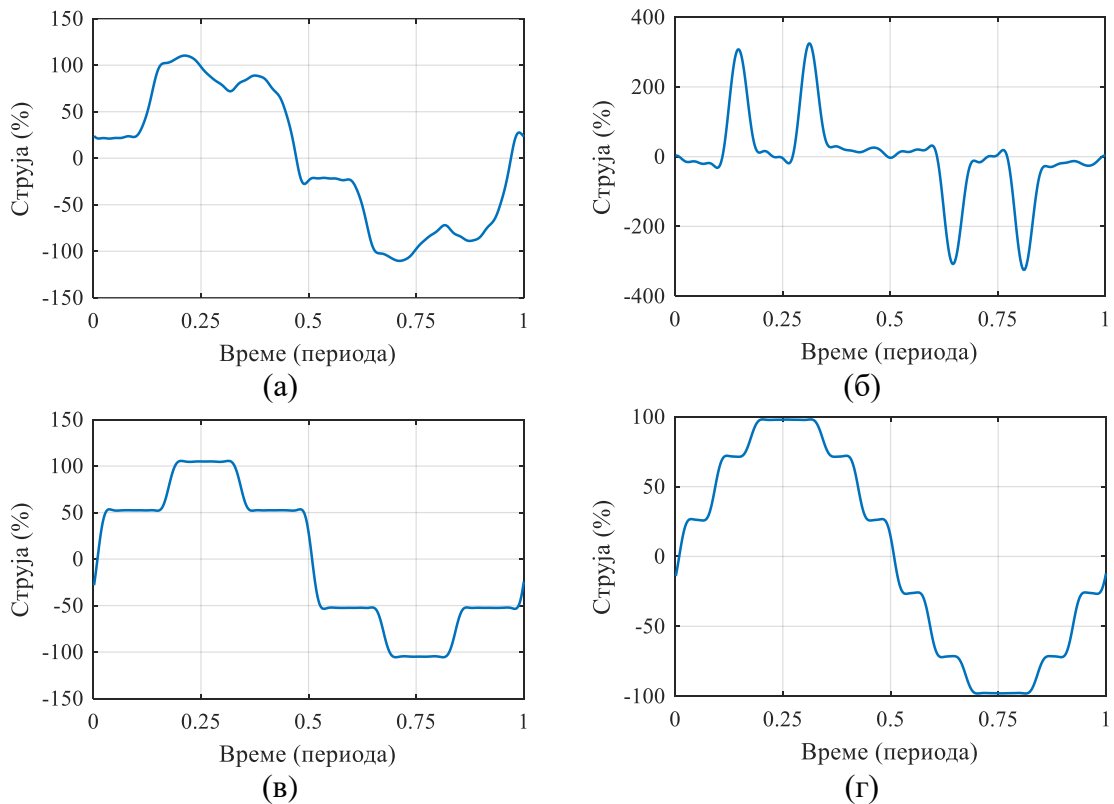
Уколико у анализираном колу постоји само један нелинеарни потрошач, или је удео хармоника тог потрошача израженији у односу на друге нелинеарне потрошаче у колу, онда се фазни углови струјних хармоника могу занемарити. У супротном, занемаривање фазних углова може проузроковати добијање потпуно нетачних резултата. Несинусоидални таласни облици струје коју инјектирају неки од најчешће коришћених нелинеарних потрошача приказани су на слици 4.1, док су одговарајући хармонијски спектри (амплитуде и фазни углови) приказани у табели 4.2.

4.1.5 Модел мреже

Активна мрежа се еквивалентира импедансом кратког споја. Како су на основној фреквенцији електроенергетски системи претежно индуктивног карактера, еквивалентна импеданса се понекад назива реактансом кратког споја. Имагинарни део импедансе мења се линеарно с фреквенцијом, док реални део остаје константан. Импеданса мреже при h -том хармонику је:

$$\underline{Z}_M^{(h)} = R_M + jhX_M, \quad (4.13)$$

где су R_M и X_M вредности еквивалентне резистансе и еквивалентне реактансе мреже, срачунате на основној фреквенцији, редом.



Слика 4.1 Несинусоидални таласни облици струје код (а) погона с променљивом фреквенцијом (VFD) (енг. *variable-frequency drive*), (б) погона с подесивом брзином (ASD) (енг. *adjustable speed drive*), (в) шестоимпулсног исправљача и (г) дванаестоимпулсног исправљача

Табела 4.2 Хармонијски спектри нелинеарних потрошача [100]

Ред хармоника h	Нелинеарна оптерећења							
	Погон с променљивом фреквенцијом		Погон с подесивом брзином		Трофазни шестоимпулсни исправљач		Трофазни дванаестоимпулсни исправљач	
	Ампл. (%)	Угао (°)	Ампл. (%)	Угао (°)	Ампл. (%)	Угао (°)	Ампл. (%)	Угао (°)
1	100	0	100	0	100	0	100	0
5	23.52	111	82.8	-135	19.1	0	0	0
7	6.08	109	77.5	69	13.1	0	0	0
11	4.57	-158	46.3	-62	7.2	0	9.1	0
13	4.2	-178	41.2	139	5.6	0	7.7	0
17	1.8	-94	14.2	9	3.3	0	0	0
19	1.37	-92	9.7	-155	2.4	0	0	0
23	0.75	-70	1.5	-158	1.2	0	4.35	0
25	0.56	-70	2.5	98	0.8	0	4	0
29	0.49	-20	0	0	0.2	0	0	0
31	0.54	7	0	0	0.2	0	0	0

Модуо импедансе мреже се рачуна по формули:

$$Z_M = \frac{V_{nM}^2}{S_{k3}''}, \quad (4.14)$$

где је V_{nM} номинални напон мреже, а S_{k3}'' снага трофазног кратког споја у субтранзијентном периоду.

Снага кратког споја је расположив податак од дистрибутера електричне енергије. Међутим, уколико то није случај, онда треба користити типизиране вредности које су дате у светским стандардима и техничким препорукама. Снаге трофазног кратког споја у мрежама номиналних напона од 7.2 до 765 kV, прописане стандардом IEC 60076-5 [107], дате су у табели 4-3. За мреже чији је номинални напон $V_{nM} > 35$ kV, IEC стандард 60909 [108] препоручује да се усвоји $R_M = 0$. За мреже напона $V_{nM} \leq 35$ kV, препоручује се $R_M = 0.1X_M$.

Врло често се у прорачунима снаге кратког споја занемарује активна отпорност. На тај начин се иде на страну сигурности прорачуна. На дистрибутивним напонским нивоима, реактанса напојног трансформатора је значајно већа од еквивалентне реактансе мреже, па се може усвојити следећи однос [85]:

$$X_M \approx X_T, \quad (4.15)$$

где X_T представља реактансу напојног трансформатора.

Табела 4.3 Вредности снаге трофазног кратког споја [107]

Номинални напон мреже (kV)	Снага трофазног кратког споја (MVA)	
	Европска пракса	Северноамеричка пракса
7.2, 12, 17.5 и 24	500	500
36	1000	1500
52 и 72.5	3000	5000
100 и 123	6000	15000
145 и 170	10000	15000
245	20000	25000
300	30000	30000
362	35000	35000
420	40000	40000
525	60000	60000
765	83500	83500

4.1.6 Модел дистрибуираног генератора

Дистрибуирани генератори који су повезани на дистрибутивну мрежу преко енергетских претвараача (нелинеарни генератори) се на вишим фреквенцијама могу представити као генератори виших хармоника струје. Тачније, могу се третирати као негативни нелинеарни потрошачи. На основној фреквенцији, у зависности од начина управљања који се користи у управљачком колу претвараача, такви ДГ се могу представити као PQ или PV чворови. У општем случају, уколико је управљачко коло претвараача пројектовано да врши независну контролу активне снаге (P) и напона (V), ДГ се представља као PV чвор, у супротном, уколико је управљачко коло претвараача пројектовано да врши независну контролу активне снаге (P) и реактивне снаге (Q), ДГ се представља као PQ чвор. С друге стране, дистрибуирани извори који су директно прикључени на електроенергетску мрежу (линеарни генератори) се у хармонијским анализама представљају као пасивни елементи с константном оточном импедансом. Још није дошло до усаглашавања око еквивалентне импедансе генератора, тако да постоји више предлога, али, уопштено гледано, било како да се представе, линеарни генератори неће много утицати на еквивалентну импедансу система. Обично се за еквивалентирање линеарних генератора у хармонијским анализама користи само реактанса генератора у субтранзијентном периоду.

У овој дисертацији се за израчунавање импедансе линеарног генератора, који је директно прикључен на дистрибутивну мрежу, на вишим фреквенцијама од интереса, користи следећа формула [13]:

$$\underline{Z}_{DG}^{(h)} = \sqrt{h}R_{DG} + jhX_{DG}'' , \quad (4.16)$$

где је R_{DG} унутрашња отпорност генератора, а X_{DG}'' реактанса генератора у субтранзијентном периоду.

4.1.7 Модел пасивног филтера

Пасивни филтери се за потребе прорачуна токова снага у присуству хармоника представљају као оточне импедансе. У зависности од конфигурације филтера, користе се једначине (3.45)-(3.49).

4.2 Назад/напред метода за прорачун хармонијских токова снага

Метода назад/напред (BFS) је итеративна и у савременој пракси прорачуна токова снага у дистрибутивним мрежама користи се као основна. Њене предности у односу на друге методе састоје се у могућности решавања проблема токова снага у уравнотеженим, неуравнотеженим, монофазним, трофазним, радијалним и слабо упетљаним дистрибутивним мрежама. Поред тога, одликује се великом једноставношћу у коришћењу, малом рачунском комплексношћу, малим процесорским ресурсима и великом брзином прорачуна.

Метода се заснива на директној примени првог *Kirchoff*-овог закона при сумирању струја грана (пролаз уназад), и другог *Kirchoff*-овог закона при корекцији напона чворова (пролаз унапред). Оригинални BFS алгоритам за прорачун токова снага, који се заснива на претпоставци да су сви елементи у мрежи линеарни, изложен је у литератури [109,110], док је овде представљена проширена процедура прорачуна токова снага у радијалним дистрибутивним мрежама која уважава присуство виших хармоника. Међутим, уколико хармонијске струје апсорбоване од стране оточних кондензатора и/или пасивних филтера нису познате, BFS метода се због дивергенције прорачуна не може директно користити за израчунавање ХТС у мрежама с инсталираним КБ и/или пасивним филтерима.

У наставку је дата процедура за прорачун токова снага виших хармоника у радијалним дистрибутивним мрежама без КБ и пасивних филтера. Предложена процедура се директно може користити за прорачун токова снага у мрежама с уграђеним кондензаторима и филтерима, али само у условима синусоидалних напона и струја, тј. када се хармонијска изобличења напона и струја могу занемарити. Другим речима, процедура се без икаквих ограничења може директно користити за решавање токова снага на основној фреквенцији.

Поступак прорачуна ХТС, заснован на BFS процедури, садржи осам главних корака.

Корак 1. Иницијализација поступка за основни хармоник ($h = 1$)

Иницијализација започиње почетним погађањем модула и фазора напона чворова. Обично се уводи полазна претпоставка да су у почетној (0-тој) итерацији напони у свим чворовима једнаки напону напојног чвора ($V_0^{(1)}$):

$$\left(V_i^{(1)}\right)^{(0)} = V_0^{(1)}; \quad \left(\theta_i^{(1)}\right)^{(0)} = 0; \quad i = 0, 1, 2, 3, \dots, N_m, \quad (4.17)$$

где су: $\left(V_i^{(1)}\right)^{(0)}$ почетно погађање модула напона у чвору i , $\left(\theta_i^{(1)}\right)^{(0)}$ почетно погађање угла напона у чвору i , а N_m укупан број чворова у мрежи.

Корак 2. Извршавање прорачуна токова снага за основни хармоник ($h = 1$)

Израчунавање непознатих променљивих врши се помоћу оригиналне BFS методе. Свака итерација се састоји од следећа три корака:

Корак 2 (а). Замена уназад – прорачун струја

У овом кораку се врши израчунавање струја које теку по гранама мреже у k -тој итерацији, користећи вредности напона чворова из претходне итерације ($k-1$), почевши од крајњег чвора и крећући се ка тачки напајања. Сходно еквивалентној шеми на слици 4.2, струја редне гране i у k -тој итерацији је:

$$\left(\underline{J}_i^{(1)}\right)^{(k)} = \left(\underline{I}_{P,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \left(\underline{I}_{NP,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \left(\underline{I}_{C,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \left(\underline{I}_{f,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \underline{Y}_{ot,i}^{(1)} \cdot \left(V_i^{(1)}\right)^{(k-1)} + \sum_{\substack{l \in a_{l,i} \\ l \neq i}} \left(\underline{J}_l^{(1)}\right)^{(k)}, \quad (4.18)$$

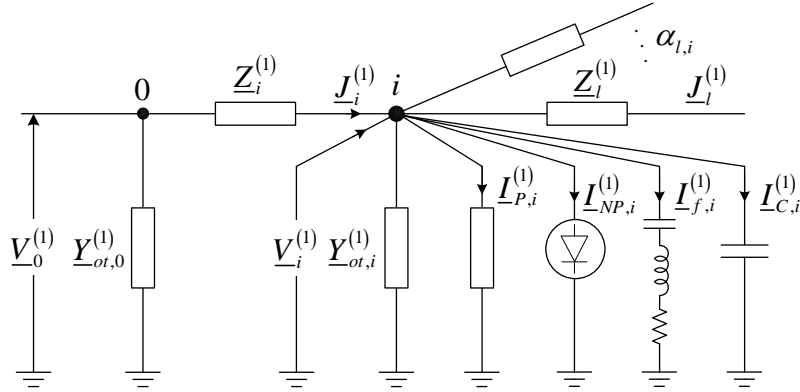
при чему је: $i = N_m, N_m - 1, \dots, 0$ и $k = 1, 2, \dots$

Ознаке на слици (4.2) и у једначини (4.18) имају следеће значење:

- $\left(\underline{I}_{P,i}^{(1)}\right)^{(k)}$ - комплексна струја линеарног потрошача у чвору i у k -тој итерацији;
- $\left(\underline{I}_{NP,i}^{(1)}\right)^{(k)}$ - комплексна струја нелинеарног потрошача у чвору i у k -тој итерацији;
- $\left(\underline{I}_{C,i}^{(1)}\right)^{(k)}$ - комплексна струја оточног кондензатора у чвору i у k -тој итерацији;
- $\left(\underline{I}_{f,i}^{(1)}\right)^{(k)}$ - комплексна струја пасивног филтера у чвору i у k -тој итерацији;
- $\left(\underline{J}_l^{(1)}\right)^{(k)}$ - комплексна струја гране l која полази из чвора i , у k -тој итерацији;
- $\underline{Y}_{ot,i}^{(1)}$ - сума оточних адмитанси елемената у чвору i ;

$(\underline{V}_i^{(1)})^{(k-1)}$ - комплексни напон чвора i из претходне $(k-1)$ итерације;

α_{li} - укупан број грана које полазе из чвора i .



Слика 4.2 Расподела струја у i -том чвору мреже

Комплексне струје потрошача се израчунавају у складу с начином њиховог моделирања. При прорачуну токова снага за основни хармоник сви потрошачи су представљени моделом константне снаге. Код модела константне снаге, снага потрошача се не мења током прорачуна токова снага, без обзира на вредност напона чвора у који је потрошач прикључен. Струје потрошача које фигуришу у једначини (4.18) у k -тој итерацији су:

$$\left(\underline{I}_{P,i}^{(1)}\right)^{(k)} = \left(\frac{P_{P,i} + jQ_{P,i}}{\left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)}} \right)^* \quad (4.19)$$

$$\left(\underline{I}_{NP,i}^{(1)}\right)^{(k)} = \left(\frac{P_{NP,i} + jQ_{NP,i}}{\left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)}} \right)^* \quad (4.20)$$

Оточни кондензатори и пасивни филтери су представљени преко модела константне импедансе, где постоји квадратна зависност снаге од напона. Струје оточних кондензатора и пасивних филтера у k -тој итерацији се израчунавају помоћу следећих израза:

$$\left(\underline{I}_{C,i}^{(1)}\right)^{(k)} = \frac{\left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)}}{\underline{Z}_{C,i}^{(1)}}, \quad (4.21)$$

$$\left(\underline{I}_{f,i}^{(1)}\right)^{(k)} = \frac{\left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)}}{\underline{Z}_{f,i}^{(1)}}. \quad (4.22)$$

Корак 2 (б). Замена унапред – прорачун напона

Полазећи од напојног чвора и крећући се ка гранама у последњем чвору, одређују се нове вредности напона чворова:

$$\left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k)} = \left(\underline{V}_0^{(1)}\right)^{(k)} - \underline{Z}_i^{(1)} \cdot \left(\underline{J}_i^{(1)}\right)^{(k)}, \quad (4.23)$$

где је $\left(\underline{V}_0^{(1)}\right)^{(k)}$ комплексни напон напојног чвора у k -тој итерацији, а $\underline{Z}_i^{(1)}$ редна импеданса гране i одређена за основну фреквенцију.

Корак 2 (в). Провера критеријума конвергенције

Кораци 2 (а) и 2 (б) се понављају све док не буде задовољен критеријум конвергенције. Као критеријум конвергенције може се узети услов да је разлика напона у две узастопне итерације мања од неке унапред задате вредности:

$$\varepsilon_V \geq \max \left| \left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k)} - \left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)} \right|. \quad (4.24)$$

Параметар конвергенције ε_V најчешће је реда $10^{-5} \div 10^{-3}$ г.ј.

Корак 3. Модификовање еквивалентног кола за прорачун виших хармоника ($h > 1$)

На хармонијским фреквенцијама ($h > 1$) дистрибутивна мрежа се моделира комбинацијом пасивних елемената и хармонијских извора струје. Будући да, у општем случају, хармонијске струје које су апсорбоване од стране оточних кондензатора и/или пасивних филтера нису познате, овде изложени поступак прорачуна токова снага виших хармоника не може да се примени када у мрежи постоје оточни кондензатори и/или пасивни филтери. Разлог за то је проблем с дивергенцијом прорачуна. Због тога су у овде изложеном поступку прорачуна токова снага виших хармоника изостављени кондензатори и пасивни филтери.

У овој дисертацији су линеарни потрошачи представљени паралелним RL моделом (табела 4.1), а нелинеарни потрошачи као идеални струјни извори (једначине (4.11) и (4.12)).

Корак 4. Иницијализација поступка за хармонике вишег реда ($h > 1$)

Ако су струје нелинеарних елемената једини извори виших хармоника у мрежи, тј. ако напон напојног чвора не садржи хармонијске компоненте, онда се може сматрати да су у почетној итерацији напони у свим чворовима једнаки нули:

$$\left(\underline{V}_i^{(h)}\right)^{(0)} = 0; \quad \left(\theta_i^{(h)}\right)^{(0)} = 0; \quad i = 0, 1, 2, 3, \dots, N_m. \quad (4.25)$$

Корак 5. Извршавање прорачуна токова снага за хармонике вишег реда ($h > 1$)

За израчунавање непознатих вредности h -тог хармоника напона и струја примењује се итеративни поступак сличан оном из Корака 2.

Корак 5 (а). Замена уназад – прорачун струја

Итеративни поступак који се овде користи разликује се од поступка описаног у Кораку 2 по томе што сада струјна инјектирања нелинеарних потрошача остају константна током целог процеса, односно:

$$\left(\underline{J}_i^{(h)}\right)^{(k)} = \left(\underline{I}_{P,i}^{(h)}\right)^{(k)} - \underline{I}_{NP,i}^{(h)} + \underline{Y}_{or,i}^{(h)} \cdot \left(\underline{V}_i^{(h)}\right)^{(k-1)} + \sum_{\substack{l \in \alpha_{i,j} \\ l \neq i}} \left(\underline{J}_l^{(h)}\right)^{(k)}; \quad i = N_m, N_m - 1, \dots, 0, \quad (4.26)$$

$$\left(\underline{I}_{P,i}^{(h)}\right)^{(k)} = \underline{Y}_{P,i}^{(h)} \cdot \left(\underline{V}_i^{(h)}\right)^{(k-1)}, \quad (4.27)$$

где су: $\left(\underline{J}_i^{(h)}\right)^{(k)}$ - струја редне гране i у k -тој итерацији при h -том хармонику; $\underline{I}_{NP,i}^{(h)}$ - константна струја коју инјектира нелинеарни потрошач прикључен у чвор i при h -том хармонику; $\underline{Y}_{or,i}^{(h)}$ - модификована оточна адмитанса елемената у чвору i при h -том хармонику; $\underline{Y}_{P,i}^{(h)}$ - модификована адмитанса пасивног потрошача у чвору i при h -том хармонику; $\left(\underline{V}_i^{(h)}\right)^{(k-1)}$ - напон чвора i из претходне итерације при h -том хармонику.

Корак 5 (б). Замена унапред – прорачун напона

У овом кораку се, полазећи од напојног чвора у коме је напон једнак нули, одређују хармоници напона у чворовима система:

$$\left(\underline{V}_i^{(h)}\right)^{(k)} = \left(\underline{V}_0^{(h)}\right)^{(k)} - \underline{Z}_i^{(h)} \cdot \left(\underline{J}_i^{(h)}\right)^{(k)} = -\underline{Z}_i^{(h)} \cdot \left(\underline{J}_i^{(h)}\right)^{(k)}, \quad (4.28)$$

где $\underline{Z}_i^{(h)}$ представља модификовану редну импедансу гране i при h -том хармонику.

Корак 5 (в). Провера критеријума конвергенције

Поступак описан у претходним корацима се понавља за сваки виши хармоник од интереса све док се не постигне решење задовољавајућег квалитета или изврши максималан број итерација. На крају прорачуна могу се одредити снаге које теку по гранама мреже ($\underline{S}_i^{(h)}$), губици по елементима мреже ($\underline{S}_{gub,i}^{(h)}$) и укупни губици у мрежи (\underline{S}_{gub}):

$$\underline{S}_i^{(h)} = \underline{V}_i^{(h)} \cdot \left(\underline{J}_i^{(h)} \right)^* , \quad (4.29)$$

$$\underline{S}_{gub,i}^{(h)} = \underline{Z}_i^{(h)} \cdot \left| \underline{J}_i^{(h)} \right|^2 , \quad (4.30)$$

$$\underline{S}_{gub} = \sum_{h=1}^{h_{\max}} \left(\sum_{i=1}^{N_{gr}} \underline{S}_{gub,i}^{(h)} \right) , \quad (4.31)$$

где је N_{gr} укупан број грана у мрежи.

Корак 6: Меморисање добијених резултата

Резултати прорачуна су напони и струје основног хармоника и виших хармоника, токови снага по гранама мреже и губици снаге.

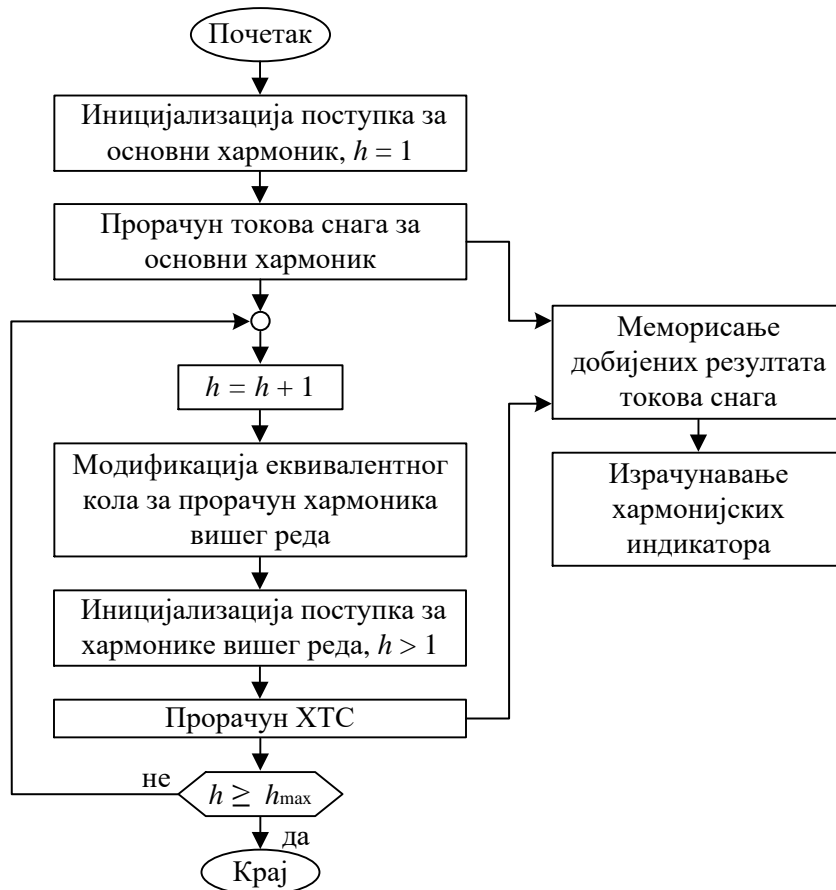
Корак 7: Провера да ли је највећи задати ред хармоника постигнут

Ако максимални ред хармоника није постигнут, поново се извршавају прорачуни дефинисани у корацима 3÷6.

Корак 8: Израчунавање хармонијских индикатора

Најчешћи хармонијски индикатор који се користи за описивање квалитета електричне енергије у дистрибутивним мрежама је укупно (тотално) хармонијско изобличење, које се за напонске и струјне сигнале дефинише помоћу једначине (3.21).

На слици 4.3 приказан је дијаграм тока назад/напред поступка за прорачун токова снага у присуству хармоника.



Слика 4.3 Блок дијаграм назад/напред поступка за прорачун ХТС

4.2.1 Укључење дистрибуираног генератора у алгоритам прорачуна

У случају да у дистрибутивној мрежи постоји и ДГ потребно је, сходно еквивалентној шеми са слике 4.4, у оквиру Корака 2 (а), изменити израз за израчунавање комплексне струје која улази у чвор i :

$$\left(\underline{J}_i^{(1)}\right)^{(k)} = \left(\underline{I}_{P,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \left(\underline{I}_{NP,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \left(\underline{I}_{C,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \left(\underline{I}_{f,i}^{(1)}\right)^{(k)} - \left(\underline{I}_{DG,i}^{(1)}\right)^{(k)} + \underline{Y}_{ot,i}^{(1)} \cdot \left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)} + \sum_{\substack{l \in \mathcal{A}_i \\ l \neq i}} \left(\underline{J}_l^{(1)}\right)^{(k)}, \quad (4.32)$$

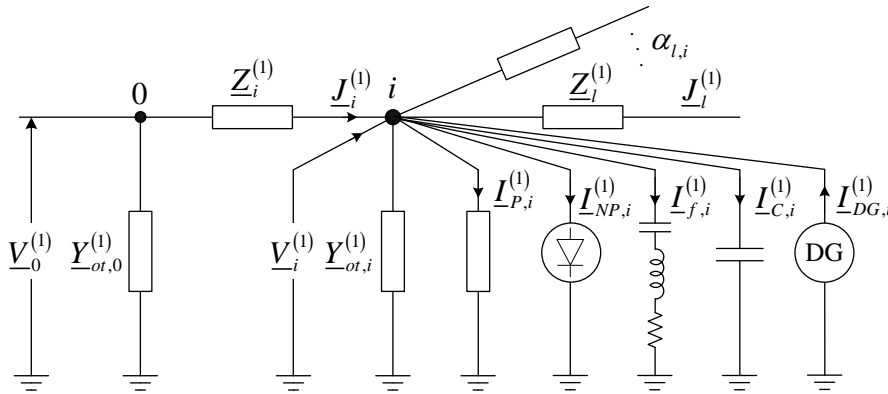
при чему је $i = N_m, N_m - 1, \dots, 0$ и $k = 1, 2, \dots$

У једначини (4.32), $\left(\underline{I}_{DG,i}^{(1)}\right)^{(k)}$ представља комплексну струју ДГ у чвору i у k -тој итерацији, која зависи од начина моделирања ДГ.

Када се ДГ представља моделом константне снаге (PQ чвор), израз за комплексну струју ДГ је:

$$\left(\underline{I}_{DG,i}^{(1)}\right)^{(k)} = \left(\frac{P_{DG,i}^{sp} + jQ_{DG,i}^{sp}}{\left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)}} \right)^*; \quad P_{DG,i}^{sp} = const; \quad Q_{DG,i}^{sp} = const, \quad (4.33)$$

где су $P_{DG,i}^{sp}$ и $Q_{DG,i}^{sp}$ задата активна и реактивна снага ДГ прикљученог у чвор i , редом.



Слика 4.4 Расподела струја у i -том чвору мреже с прикљученим ДГ

Међутим, када ДГ инјектирајући снагу регулише и напон у тачки прикључења, неопходно је такав чвор третирати као генераторски (PV) чвор. Израз за струју инјектирања ДГ је сада:

$$\left(\underline{I}_{DG,i}^{(1)}\right)^{(k)} = \left(\frac{P_{DG,i}^{sp} + jQ_{DG,i}^{(k-1)}}{\left(\underline{V}_i^{(1)}\right)^{(k-1)}} \right)^*. \quad (4.34)$$

Проблем се своди на одређивање реактивне снаге инјектирања ДГ ($Q_{DG,i}$) на основу одступања израчунате вредности напона у односу на задату вредност напона PV чвора. Ова снага се може одредити помоћу следеће једначине:

$$Q_{DG}^{(k)} = Q_{DG}^{(k-1)} + \text{Im} \left\{ \underline{V}_{DG}^{sp} \left[\underline{Z}_{PV}^{-1} \left(\underline{V}_{DG}^{sp} - \underline{V}_{DG}^{(k)} \right) \right]^* \right\}, \quad (4.35)$$

где су: Q_{DG} - реактивна снага инјектирања PV чвора; \underline{V}_{DG}^{sp} - задати фазор напона PV чвора; \underline{V}_{DG} - фазор напона PV чвора одређен прорачуном токова снага; \underline{Z}_{PV} - комплексна импеданса осетљивости PV чвора која се израчунава сумирањем импеданси грана између PV чвора и напојног чвора; k - текућа итерација прорачуна токова снага; $(k-1)$ - претходна итерација прорачуна токова снага.

Када у дистрибутивној мрежи постоји више од једног ДГ, примењује се векторска једначина следећег облика:

$$\mathbf{Q}_{DG}^{(k)} = \mathbf{Q}_{DG}^{(k-1)} + \text{Im} \left\{ \mathbf{V}_{DG}^{sp} \left[\mathbf{Z}_{PV}^{-1} \left(\mathbf{V}_{DG}^{sp} - \mathbf{V}_{DG}^{(k)} \right) \right]^* \right\}, \quad (4.36)$$

где су: $\mathbf{Q}_{DG} = [Q_{DG,1}, Q_{DG,2}, \dots, Q_{DG,N_{PV}}]^T$ - вектор инјектирања реактивних снага PV чворова; \mathbf{V}_{DG}^{sp} - вектор задатих фазора напона PV чворова; \mathbf{V}_{DG} - вектор израчунатих фазора напона PV чворова; \mathbf{Z}_{PV} - матрица комплексних импеданси осетљивости PV чворова, чији се дијагонални елементи ($Z_{PV_{ii}}$) израчунавају сумирањем импеданси грана између PV чвора i и напојног чвора; N_{PV} - број PV чворова (ДГ који се представљају као PV чворови). Уколико два PV чвора i и j немају заједничке гране на путањама до напојног чвора, тада је одговарајући вандијагонални елемент $Z_{PV_{ij}}$ једнак нули, а уколико имају заједничке гране на путу до напојног чвора тада је елемент $Z_{PV_{ij}}$ једнак суми импеданси заједничких грана.

Уколико је израчуната реактивна снага PV чвора i ($Q_{DG,i}$) изван задатих граница $Q_{DG,i}^{\min} < Q_{DG,i} < Q_{DG,i}^{\max}$, реактивна снага генератора се поставља на задату границу, а чвор i се у даљем прорачуну третира као PQ чвор са задатом активном и реактивном снагом. Поред тога матрица осетљивости PV чворова \mathbf{Z}_{PV} се коригује у складу с насталом променом.

Код извршавања прорачуна токова снага за више хармонике (Корак 5), ДГ који су повезани на дистрибутивну мрежу преко енергетских претварача могу се представити као генератори виших хармоника струје. У случају када мрежа не садржи КБ нити пасивне филтере, примењује се следећа једначина:

$$\left(\underline{J}_i^{(h)} \right)^{(k)} = \left(\underline{I}_{P,i}^{(h)} \right)^{(k)} - \underline{I}_{NP,i}^{(h)} + \underline{I}_{DG,i}^{(h)} + \underline{Y}_{ot,i}^{(h)} \cdot \left(\underline{V}_i^{(h)} \right)^{(k-1)} + \sum_{\substack{l \in \alpha_{1,i} \\ l \neq i}} \left(\underline{J}_l^{(h)} \right)^{(k)}; \quad i = N_m, N_m - 1, \dots, 0, \quad (4.37)$$

где је $\underline{I}_{DG,i}^{(h)}$ константна струја коју инјектира ДГ у чвору i при h -том хармонику, израчуната на исти начин као и струја нелинеарног потрошача.

С друге стране, ДГ који су директно прикључени на електроенергетску мрежу се у хармонијским анализама представљају као пасивни елементи с константном оточном импедансом. Имајући претходно у виду, струја $\underline{I}_{DG,i}^{(h)}$ из једначине (4.37) може се израчунати помоћу следеће релације:

$$\left(\underline{I}_{DG,i}^{(h)}\right)^{(k)} = \underline{Y}_{DG,i}^{(h)} \cdot \left(\underline{V}_i^{(h)}\right)^{(k-1)}, \quad (4.38)$$

где $\underline{Y}_{DG,i}^{(h)}$ представља адмитансу ДГ у чвору i при h -том хармонику.

Више детаља о BFS методи може се наћи у [13].

4.3 Распрегнута метода за прорачун хармонијских токова снага

Распрегнута метода прорачуна токова снага у присуству хармоника се заснива на претпоставци да је спрега између појединачних хармоника слаба, па се као таква може занемарити, што омогућава да се одређивање струјних и напонских хармоника може засебно извршити за сваки разматрани ред хармоника. Поступак прорачуна започиње извршавањем прорачуна токова снага на основној фреквенцији, који се у овом раду врши помоћу раније описане назад/напред методе. У овом кораку се одређују непознати напони чворова, импедансе (адмитансе) линеарних потрошача, кондензатора и генератора (уколико су генератори директно прикључени на мрежу) и струје нелинеарних потрошача и генератора (уколико су генератори прикључени на мрежу преко претварача). Након тога следи модификација еквивалентног кола за прорачун следећег, вишег реда хармоника, израчунавање струјних хармонијских инјектирања и формирање матрице адмитанси чворова $\underline{Y}^{(h)}$, која представља инверзну вредност матрице импеданси чворова. Распрегнути поступак захтева формирање матрице адмитанси система и вектора струја инјектирања нелинеарних потрошача и ДГ прикључених на мрежу посредством претварача ($\underline{I}^{(h)}$) за сваку фреквенцију која се разматра.

Предности ове методе у односу на методу описану у тачки 4.2 су у томе што се решење добија директно, а не итеративно, и што се директно може користити за анализу система с инсталисаним КБ и пасивним филтерима. Поред тога, не постоје ограничења по питању величине система и броја нелинеарних потрошача. Основни недостатак распрегнутог поступка се састоји у томе што се за сваки

разматрани ред хармоника мора прерачунати матрица адмитанси и извршити њена инверзија, што изискује пуно рачунарског времена. Такође, мана овог поступка је што се користи типичан спектар хармонијских струја претварача, при том игноришући међусобни утицај мреже и претварача.

Израчунавање вектора непознатих напона у чворовима система при h -том хармонику ($\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$) врши се директном применом следеће векторске једначине:

$$\underline{\mathbf{V}}^{(h)} = \left(\underline{\mathbf{Y}}^{(h)} \right)^{-1} \cdot \underline{\mathbf{I}}^{(h)}. \quad (4.39)$$

Решавање линеарног модела ХТС, односно система једначина (4.39) је активност коју је потребно спровести велики број пута. Како је матрица адмитанси система ($\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$) великих димензија с малим бројем ненултих елемената, уместо њене експлицитне инверзије у једначини (4.39), може се користити поступак троугаоне LU декомпозиције или факторизације матрица. Основни алгоритам троугаоне докомпозиције матрице $\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$, заједно с добијањем решења вектора напона $\underline{\mathbf{V}}^{(h)}$, приказан је на слици 4.5.



Слика 4.5 Алгоритам решавања система линеарних алгебарских једначина применом LU декомпозиције

У првом кораку врши се разлагање квадратне матрице адмитанси $\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$ на производ доње и горње троугаоне матрице:

$$\underline{\mathbf{Y}}^{(h)} = \underline{\mathbf{L}} \cdot \underline{\mathbf{U}}, \quad (4.40)$$

где је $\underline{\mathbf{L}}$ доња троугаона матрица, а $\underline{\mathbf{U}}$ горња троугаона матрица. За ове две квадратне матрице често се користи назив фактор-матрице.

LU декомпозиција представља суштину ове методе и може се спровести применом неколико различитих алгоритама. У овој дисертацији, троугаона

декомпозиција је извршена уз помоћ програмског пакета MATLAB, применом функције *lu*. На добијање матрица $\underline{\mathbf{L}}$ и $\underline{\mathbf{U}}$ отпада око 90% целокупног рачунарског поступка, тако да се решење за вектор $\underline{\mathbf{V}}^{(h)}$ добија у следећа два корака применом процедуре замене унапред/уназад на веома брз и једноставан начин.

Ако се систем једначина (4.39) помножи с леве стране матрицом $\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$ и изрази преко матрица $\underline{\mathbf{L}}$ и $\underline{\mathbf{U}}$ добија се:

$$\underline{\mathbf{Y}}^{(h)} \cdot \underline{\mathbf{V}}^{(h)} = \underline{\mathbf{Y}}^{(h)} \cdot (\underline{\mathbf{Y}}^{(h)})^{-1} \cdot \underline{\mathbf{I}}^{(h)}, \quad (4.41)$$

односно:

$$\underline{\mathbf{I}}^{(h)} = \underline{\mathbf{Y}}^{(h)} \cdot \underline{\mathbf{V}}^{(h)} = \underline{\mathbf{L}} \cdot \underline{\mathbf{U}} \cdot \underline{\mathbf{V}}^{(h)} = \underline{\mathbf{L}} \cdot \underline{\mathbf{f}}, \quad (4.42)$$

одакле је дефиниција вектора $\underline{\mathbf{f}}$ очигледна, тада се поступак добијања вектора непознатих величина $\underline{\mathbf{V}}^{(h)}$ своди на примену два сукцесивна корака.

У првом кораку, који се назива замена унапред, решава се систем једначина по непознатом вектору $\underline{\mathbf{f}}$:

$$\underline{\mathbf{I}}^{(h)} = \underline{\mathbf{L}} \cdot \underline{\mathbf{f}}. \quad (4.43)$$

Када је из релације (4.43) нађен вектор $\underline{\mathbf{f}}$, у другом кораку, који се назива замена уназад, решавањем треће једнакости једначине (4.42) долази се до вектора непознатих величина $\underline{\mathbf{V}}^{(h)}$:

$$\underline{\mathbf{U}} \cdot \underline{\mathbf{V}}^{(h)} = \underline{\mathbf{f}}. \quad (4.44)$$

Као што је већ наведено, матрица адмитанси независних чворова $\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$ је великих димензија с малим бројем ненултих елемената, тако да се целокупна процедура троугаоне декомпозиције са слике 4.5 извршава применом технике ретких матрица. Суштину технике ретких матрица чини меморисање вредности и позиције у матрици само ненултих елемената из матрице $\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$, као и спровођење операција само над ненултим елементима. На овај начин постиже се значајна уштеда меморијског простора, али, пре свега, рачунарског времена потребног за прорачун.

Када се одреде непознате променљиве $\underline{\mathbf{V}}^{(h)}$, онда се помоћу принципа суперпозиције на једноставан начин врши претварање напона у временски домен:

$$v_i(t) = \sum_{h=1}^{h_{\max}} V_i^{(h)} \sin(h\omega_1 t + \delta_i^{(h)}), \quad (4.45)$$

где је $\delta_i^{(h)}$ фазни угао напона у чвору i при h -том хармонику.

На крају поступка се могу одредити губици активне и реактивне снаге по елементима мреже за сваки разматрани ред хармоника ($P_{gub(i,i+1)}^{(h)}$ и $Q_{gub(i,i+1)}^{(h)}$) и укупни губици у мрежи:

$$P_{gub(i,i+1)}^{(h)} = R_{i,i+1}^{(h)} \left(\left| \underline{V}_{i+1}^{(h)} - \underline{V}_i^{(h)} \right| \left| \underline{y}_{i,i+1}^{(h)} \right| \right)^2, \quad (4.46)$$

$$Q_{gub(i,i+1)}^{(h)} = X_{i,i+1}^{(h)} \left(\left| \underline{V}_{i+1}^{(h)} - \underline{V}_i^{(h)} \right| \left| \underline{y}_{i,i+1}^{(h)} \right| \right)^2, \quad (4.47)$$

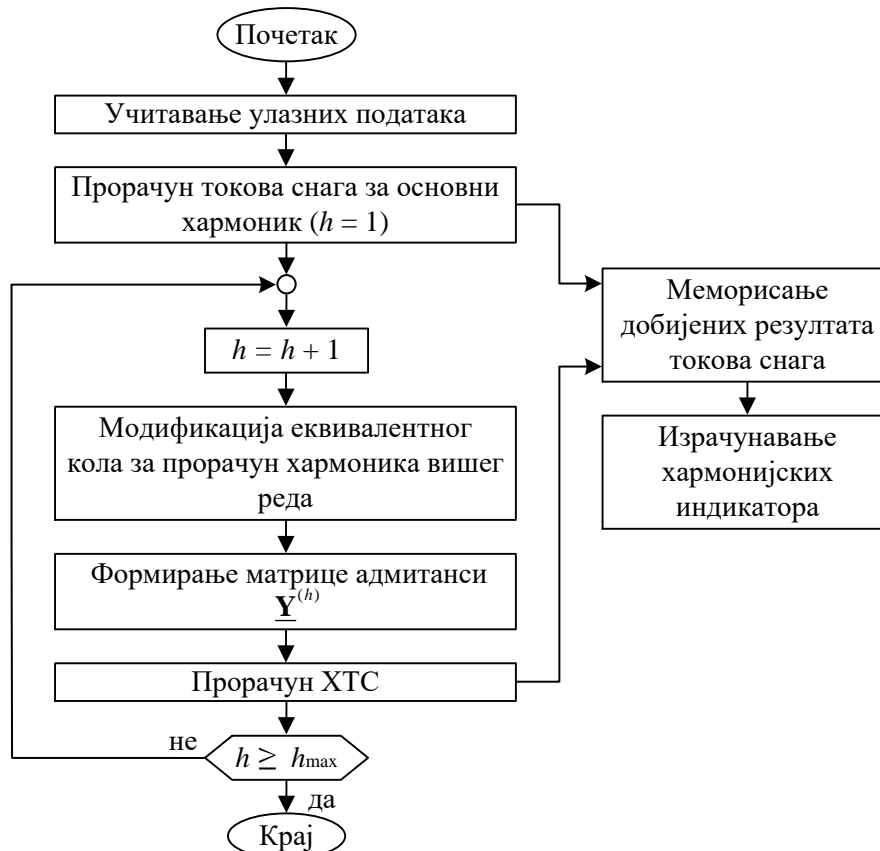
$$P_{gub} = \sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\sum_{i=0}^{m-1} P_{gub(i,i+1)}^{(h)} \right), \quad (4.48)$$

$$Q_{gub} = \sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\sum_{i=0}^{m-1} Q_{gub(i,i+1)}^{(h)} \right), \quad (4.49)$$

где су $R_{i,i+1}^{(h)}$, $X_{i,i+1}^{(h)}$ и $\underline{y}_{i,i+1}^{(h)}$ редом резистанса, реактанса и комплексна адмитанса вода између чворова i и $i+1$ при h -том хармонику, а m је последњи чвор у мрежи. На слици 4.6 приказан је дијаграм тока распрегнутог поступка за прорачун ХТС. Више детаља о овој методи може се наћи у [14].

4.4 Резултати и дискусија

Претходно описани математички модели елемената дистрибутивних мрежа и алгоритми прорачуна ХТС су програмски реализовани у оквиру софтверског пакета MATLAB R2017b и тестирани на персоналном рачунару с оперативним системом Microsoft Windows 10, Intel Core i7-7500U процесором брзине 2.70 GHz и 8 GB RAM меморије. Верификација добијених резултата је спроведена на две дистрибутивне мреже, које се често користе за тестирање програма, односно алгоритама за прорачун ХТС. Прва тест мрежа је IEEE 18, а друга IEEE 33. Подаци о параметрима елемената и номиналним снагама потрошача и кондензатора разматраних мрежа дати су у прилогу А. Анализиран је утицај ДГ, КБ и пасивних филтера на параметре квалитета електричне енергије, губитке снаге и напонске прилике у мрежи.



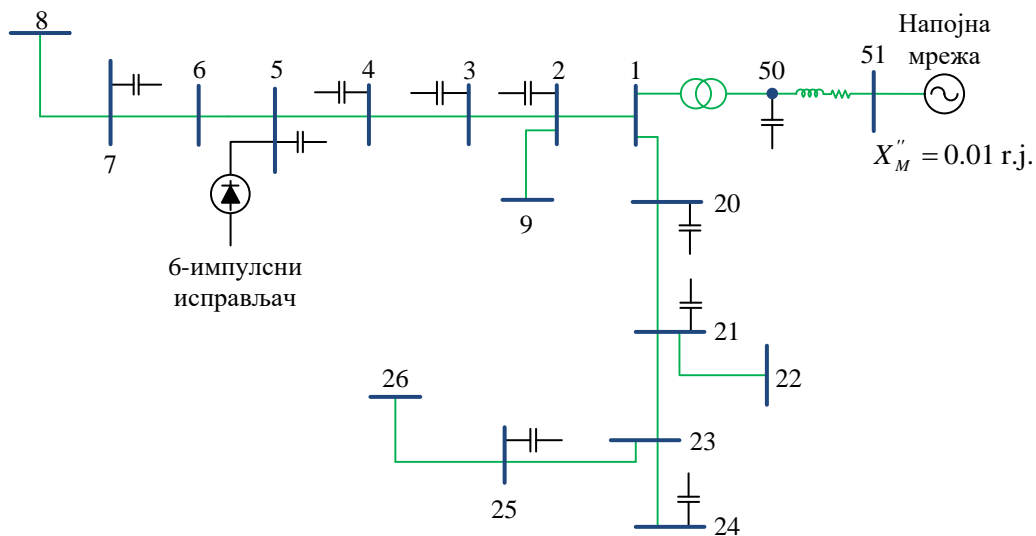
Слика 4.6 Дијаграм тока распрегнутог поступка за прорачун ХТС

4.4.1 Тест мрежа IEEE 18

На слици 4.7 приказана је једнополна шема тест мреже IEEE 18. Комплетни подаци о елементима мреже, номиналним снагама потрошача и кондензатора дати су у табели А1. Мрежа садржи 10 кондензатора инсталираних у чворовима 2, 3, 4, 5, 7, 20, 21, 24, 25 и 50. Нелинеарни потрошач у чвору 5 је трофазни шестоимпулсни исправљачки мост с активном и реактивном снагом од 3 MW и 2.26 MVA_r, редом. Овај исправљач генерише непарне хармонике струје, осим умножака трећег реда. У односу на основни хармоник, амплитуде струјних хармоника израчунате су као реципрочне вредности њиховог реда, тј. амплитуда петог хармоника је 20% струје основног хармоника, седмог 14,3%, једанаестог 9,1%, итд. Фазни углови струјних хармоника су занемарени. Разматрани су хармоници до 49. реда.

У свим прорачунима који следе је претпостављено да је напон напојног чвора (51) чисто синусоидалног таласног облика амплитуде 1.05 r.ј. Приликом извршавања прорачуна токова снага за основни хармоник, који се заснива на

стандардном назад/напред алгоритму, потрошачи су представљени моделом константне снаге, кондензатори моделом константне импедансе, а дистрибуирани извори као „негативни потрошачи”. На вишим фреквенцијама, линеарни потрошачи су представљени паралелним RL моделом, при чему је утицај површинског ефекта занемарен. Нелинеарни потрошачи и дистрибуирани извори су третирани као извори хармонијских струја. Еквивалентна субтранзијентна реактанса напојне мреже је 0.01%. Сви прорачуни су спроведени за тачност прорачуна 10^{-5} r.j.



Слика 4.7 IEEE 18 тест мрежа с прикљученим КБ и нелинеарним потрошачем

С циљем верификације предложених алгоритама и анализе утицаја појединих елемената на перформансе мреже, извршени су прорачуни ХТС за пет карактеристичних случајева. Израчунати напони и укупна хармонијска изобличења напона чворова дати су у табелама 4.4 – 4.8. Упоредо с њима, приказани су резултати прорачуна ХТС добијени применом ETAP 12.6.0 [111] и PCFLO 6.0 [112] софтверских пакета, као и референтни резултати из [45].

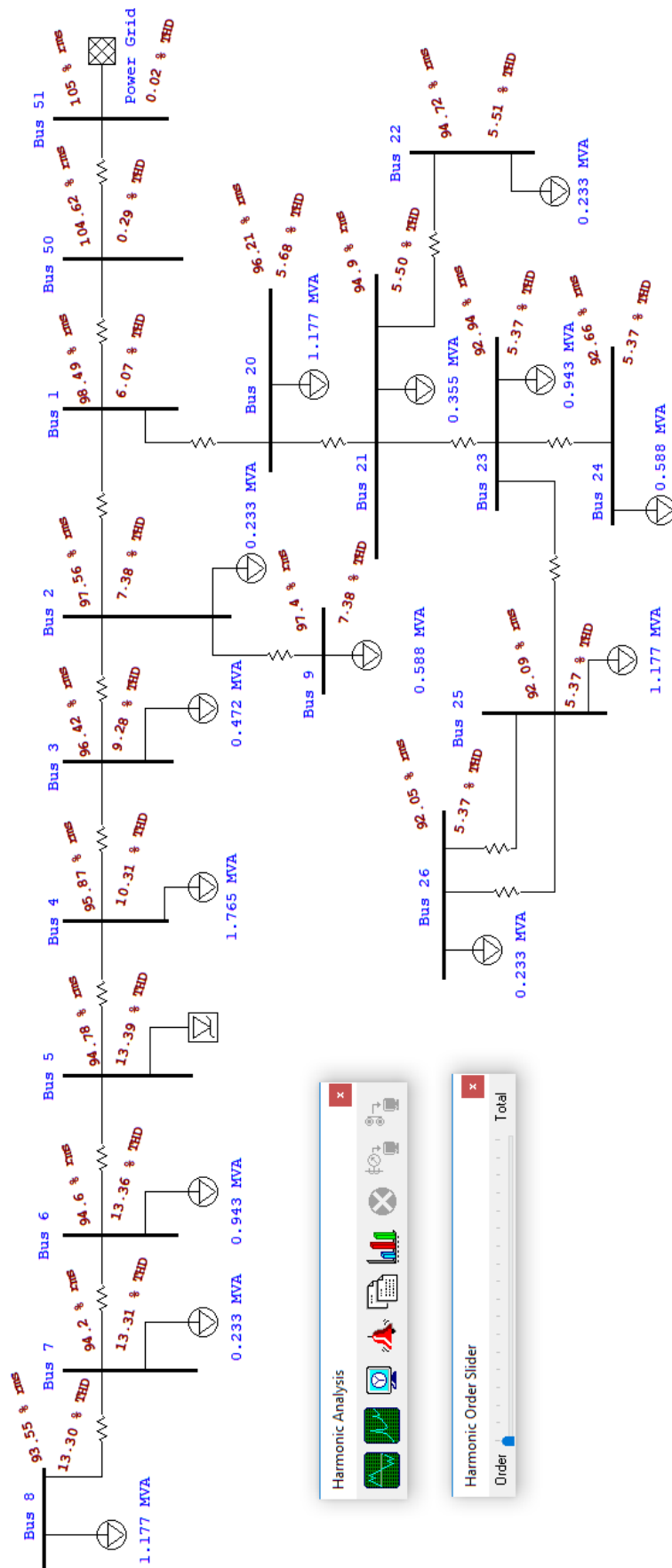
Случај 1. Најпре је извршен прорачун за случај када у оригиналној мрежи нема инсталираних КБ. Овај случај је узет као базни. Резултати прорачуна дати су у табели 4.4. На основу приказаног, може се уочити веома добра подударност резултата добијених применом назад/напред (BFS) алгорита, распрегнутог (DHPF) поступка, као и ETAP и PCFLO програма. Штавише, резултати добијени распрегнутим поступком се скоро стопроцентно слажу с

одговарајућим резултатима генерисаним ЕТАР програмом. Разлог за овако високу подударност је коришћење истог поступка за прорачун ХТС. Наиме, анализа хармоника у ЕТАР програму заснована је на коришћењу распрегнутог поступка. У PCFLO програму прорачун ХТС се спроводи применом спрегнутог *Newton-Raphson*-овог поступка, па се због тога резултати разликују од резултата добијених предложеним алгоритмима и ЕТАР програмом.

Табела 4.4 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 1

Чвор	V_{RMS} (r.j.)				THD_V (%)			
	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO
1	0.9848	0.9849	0.9849	0.9848	6.26	6.09	6.07	6.04
2	0.9754	0.9756	0.9756	0.9754	7.52	7.40	7.38	7.35
3	0.9638	0.9642	0.9642	0.9639	9.23	9.31	9.28	9.25
4	0.9585	0.9587	0.9587	0.9586	10.30	10.32	10.31	10.28
5	0.9476	0.9479	0.9478	0.9477	13.35	13.41	13.39	13.37
6	0.9453	0.9461	0.9460	0.9459	13.35	13.40	13.36	13.33
7	0.9418	0.9421	0.9420	0.9421	13.24	13.34	13.31	13.28
8	0.9354	0.9356	0.9355	0.9354	13.25	13.32	13.30	13.26
9	0.9738	0.9740	0.9740	0.9740	7.52	7.38	7.38	7.35
20	0.9621	0.9621	0.9621	0.9621	5.68	5.71	5.68	5.63
21	0.9491	0.9490	0.9490	0.9489	5.41	5.50	5.50	5.45
22	0.9473	0.9472	0.9472	0.9472	5.41	5.51	5.51	5.45
23	0.9295	0.9294	0.9294	0.9293	5.35	5.39	5.37	5.30
24	0.9267	0.9266	0.9266	0.9265	5.36	5.39	5.37	5.30
25	0.9210	0.9209	0.9209	0.9209	5.35	5.39	5.37	5.28
26	0.9205	0.9204	0.9205	0.9205	5.36	5.39	5.37	5.28
50	1.0462	1.0462	1.0462	1.0462	0.28	0.29	0.29	0.28
51	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	0.02	0.02	0.02	0.02

Максимално одступање ефективних вредности напона чворова добијених распрегнутим поступком у односу на напоне добијене применом назад/напред методе је 0.08%, док је максимално одступање укупних хармонијских изобличења напона 3.57%. Време које се троши на рачунање код назад/напред методе је приближно два пута краће него код распрегнутог поступка. То је у суштини основна предност ове методе у односу на распрегнути поступак. У овом случају време трајања прорачуна ХТС применом назад/напред методе износило је 0.4 s. Прегледности ради, на слици 4.8 приказани су резултати прорачуна добијени применом ЕТАР програма за анализирани случај.



Слика 4.8 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 добијени применом ЕТАР програма за Случај 1

Случај 2. Мрежа из случаја 1 је модификована тако што је у чвор 7 прикључен линеарни ДГ (мала хидроелектрана са синхроним генератором) номиналног напона 12.5 kV, номиналне снаге 5 MVA и фактора снаге 0.85 (инд.). ДГ је у номиналном режиму рада. Субтранзијентна реактанса генератора (по уздужној оси) је 18%. На основној фреквенцији, ДГ је представљен моделом константне снаге (као негативан потрошач), док је на вишим фреквенцијама третиран као пасивни елемент с константном импедансом. У табели 4.5 дати су резултати прорачуна ХТС. Из табеле 4.5 може се видети да се резултати добијени применом назад/напред алгоритма, распрегнутог поступка, ЕТАР и РСFLO програма међусобно врло добро слажу. Максимална одступања ефективних вредности напона и укупних хармонијских изобличења напона мања су од 0.05%, односно 5%.

Табела 4.5 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 2

Чвор	V_{RMS} (r.j.)				THD_V (%)			
	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO
1	1.0104	1.0104	1.0104	1.0091	4.83	4.81	4.80	4.77
2	1.0065	1.0064	1.0065	1.0045	5.86	5.83	5.81	5.79
3	1.0023	1.0021	1.0023	0.9992	7.32	7.28	7.27	7.25
4	1.0005	1.0003	1.0005	0.9968	8.10	8.07	8.05	8.03
5	0.9997	0.9994	0.9996	0.9937	10.43	10.39	10.37	10.36
6	1.0010	1.0011	1.0012	0.9954	10.17	10.13	10.11	10.10
7	1.0098	1.0101	1.0097	1.0042	9.51	9.46	9.44	9.43
8	1.0038	1.0041	1.0037	0.9982	9.49	9.44	9.42	9.40
9	1.0049	1.0048	1.0049	1.0029	5.86	5.83	5.81	5.79
20	0.9884	0.9883	0.9884	0.9872	4.48	4.44	4.44	4.40
21	0.9755	0.9756	0.9757	0.9745	4.33	4.29	4.28	4.24
22	0.9739	0.9739	0.9739	0.9728	4.35	4.29	4.28	4.23
23	0.9567	0.9567	0.9567	0.9556	4.22	4.16	4.15	4.09
24	0.9540	0.9539	0.9540	0.9529	4.22	4.16	4.15	4.09
25	0.9484	0.9483	0.9484	0.9473	4.23	4.15	4.15	4.08
26	0.9480	0.9479	0.9480	0.9469	4.23	4.15	4.15	4.08
50	1.0477	1.0477	1.0477	1.0477	0.23	0.22	0.23	0.23
51	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	0.02	0.02	0.02	0.02

Случај 3. У односу на базни случај, мрежа је модификована тако што је у чвор 7, посредством дванаестоимпулсног претварача, прикључен нелинеарни ДГ. У прорачуну токова снага за основни хармоник ДГ је представљен као PV чвор, док је у прорачуну ХТС третиран као извор хармоника.

Модул напона у PV чвору је 1 г.ј. Задата активна снага ДГ је 4.25 MW (као у претходном случају). За опсег промене реактивне снаге ДГ усвојено је $-2.5 \text{ MVA}_r \leq Q_{DG} \leq 2.5 \text{ MVA}_r$. Резултати прорачуна дати су у табели 4.6. Добијени резултати се међусобно добро слажу.

Табела 4.6 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 3

Чвор	V_{RMS} (г.ј.)				THD_V (%)			
	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO
1	1.0112	1.0112	1.0099	1.0098	7.59	7.60	7.66	7.62
2	1.0078	1.0079	1.0063	1.0072	9.21	9.22	9.26	9.23
3	1.0046	1.0049	1.0030	1.0041	11.52	11.55	11.56	11.53
4	1.0039	1.0039	1.0018	1.0035	12.76	12.79	12.79	12.76
5	1.0057	1.0059	1.0032	1.0047	16.48	16.50	16.43	16.41
6	1.0081	1.0084	1.0056	1.0072	16.96	16.99	16.93	16.91
7	1.0196	1.0198	1.0166	1.0177	18.30	18.31	18.32	18.30
8	1.0135	1.0136	1.0105	1.0127	18.27	18.28	18.29	18.27
9	1.0066	1.0063	1.0048	1.0043	9.21	9.23	9.26	9.23
20	0.9889	0.9888	0.9875	0.9884	7.02	7.00	7.13	7.08
21	0.9759	0.9760	0.9746	0.9751	6.75	6.75	6.91	6.84
22	0.9732	0.9742	0.9729	0.9734	6.74	6.77	6.91	6.84
23	0.9565	0.9569	0.9556	0.9552	6.52	6.56	6.72	6.64
24	0.9536	0.9541	0.9528	0.9554	6.52	6.56	6.73	6.63
25	0.9481	0.9486	0.9472	0.9471	6.52	6.56	6.72	6.61
26	0.9479	0.9482	0.9447	0.9454	6.54	6.57	6.72	6.61
50	1.0476	1.0476	1.0476	1.0476	0.36	0.36	0.36	0.36
51	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	0.02	0.02	0.02	0.02

У наредна два случаја ће се за потребе прорачуна ХТС користити само распрегнути поступак, будући да се он може користити у мрежама с уграђеним КБ и/или пасивним филтерима.

Случај 4. У овом случају, мрежа из базног случаја је модификована тако што су кондензаторске батерије прикључене на мрежу. Добијене вредности за THD_V су упоређене с референтним вредностима из [45] и дате у табели 4.7. У раду [45] је такође коришћена распрегнута метода за прорачун ХТС. Може се уочити да су разлике добијених резултата занемарљиве. Поред тога, резултати се добро слажу с референтним вредностима. Максимална одступања израчунатих THD_V у односу на референтне вредности мања су од 4%.

Табела 4.7 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 4

Чвор	V_{RMS} (r.j.)			Реф. [45]	THD_V (%)		
	DHPF	ETAP	PCFLO		DHPF	ETAP	PCFLO
1	1.0551	1.0551	1.0551	3.33	3.25	3.26	3.25
2	1.0519	1.0520	1.0517	4.32	4.19	4.19	4.19
3	1.0468	1.0469	1.0469	5.10	4.92	4.94	4.92
4	1.0439	1.0440	1.0438	5.46	5.30	5.31	5.29
5	1.0378	1.0379	1.0377	6.49	6.34	6.36	6.33
6	1.0368	1.0369	1.0367	6.64	6.44	6.46	6.43
7	1.0351	1.0353	1.0352	7.46	7.28	7.28	7.27
8	1.0291	1.0294	1.0293	7.46	7.27	7.28	7.26
9	1.0548	1.0550	1.0549	4.33	4.18	4.19	4.19
20	1.0510	1.0511	1.0511	3.53	3.49	3.49	3.49
21	1.0505	1.0506	1.0499	4.35	4.32	4.32	4.31
22	1.0488	1.0489	1.0486	4.37	4.32	4.32	4.31
23	1.0467	1.0468	1.0465	5.76	5.69	5.70	5.69
24	1.0509	1.0511	1.0508	7.07	6.92	6.93	6.92
25	1.0439	1.0441	1.0439	6.59	6.45	6.46	6.45
26	1.0435	1.0437	1.0435	6.59	6.45	6.46	6.45
50	1.0501	1.0501	1.0501	0.17	0.17	0.16	0.17
51	1.0500	1.0502	1.0500	0.02	0.02	0.02	0.02

Случај 5. У односу на Случај 4, мрежа је модификована тако што је високопропусни филтер другог реда прикључен у чвор 5 и подешен за филтрирање хармоника вишег реда ($h \geq 11$). Параметри филтера су следећи [45]: реактивна снага $Q_f = 3.073 \text{ MVA}_r$; номинални напон $V_f = 12.5 \text{ kV}$; резонантна фреквенција $h_r = 10.12$; Q -фактор $Q = 2$; отпорност $R = 10.147 \Omega$; индуктивност $L = 1.596 \text{ mH}$ и капацитивност $C = 61.997 \mu\text{F}$. У табели 4.8 су резултати добијени помоћу распрегнутог поступка и ETAP програма упоређени с референтним резултатима из [45]. На основу приказаног, може се уочити изузетно висока подударност резултата.

У циљу сагледавања утицаја појединих елемената на перформансе мреже, у табели 4.9 дат је упоредни приказ резултата добијених распрегнутим поступком за свих пет анализираних случајева у тест мрежи IEEE 18.

Табела 4.8 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 5

Чвор	V_{RMS} (r.j.)		Реф. [45]	THD_V (%)	
	DHPF	ЕТАР		DHPF	ЕТАР
1	1.0832	1.0831	2.11	2.09	2.10
2	1.0845	1.0844	2.69	2.69	2.69
3	1.0853	1.0853	2.55	2.55	2.56
4	1.0855	1.0855	2.36	2.36	2.37
5	1.0881	1.0880	2.13	2.15	2.18
6	1.0899	1.0898	2.13	2.13	2.16
7	1.0952	1.0950	2.59	2.57	2.60
8	1.1001	1.0999	3.14	3.08	3.08
9	1.0830	1.0830	2.70	2.69	2.69
20	1.0802	1.0802	2.39	2.34	2.34
21	1.0800	1.0800	2.60	2.55	2.56
22	1.0784	1.0784	2.60	2.55	2.56
23	1.0763	1.0763	1.86	1.75	1.81
24	1.0801	1.0801	2.62	2.49	2.54
25	1.0734	1.0734	2.20	2.07	2.13
26	1.0730	1.0731	2.20	2.07	2.13
50	1.0515	1.0515	0.11	0.12	0.11
51	1.0500	1.0500	0.01	0.02	0.02

Табела 4.9 Упоредни приказ резултата прорачуна ХТС добијених применом распрегнутог поступка у тест мрежи IEEE 18

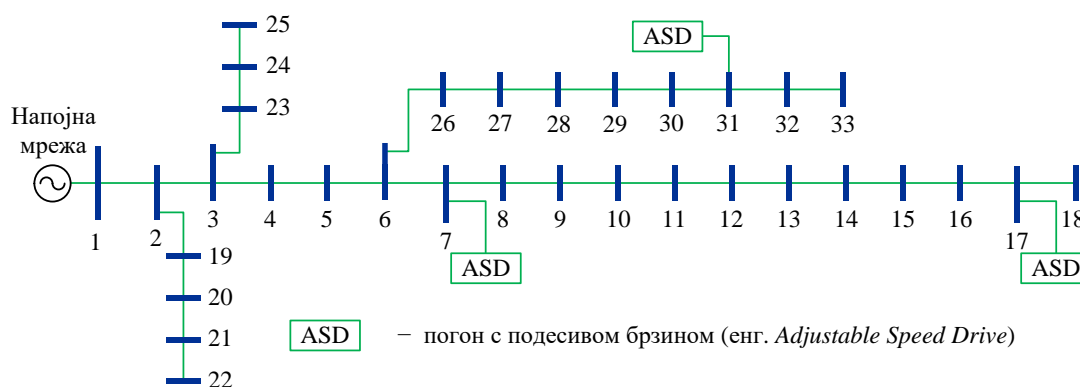
	Случај 1	Случај 2	Случај 3	Случај 4	Случај 5
Мах. V_{RMS} (r.j.)	1.0500	1.0500	1.0500	1.0551	1.1000
Мин. V_{RMS} (r.j.)	0.9204	0.9479	0.9482	1.0291	1.0500
Мах. THD_V (%)	13.41	10.3900	18.31	7.28	3.08
P_{gub} (kW)	398.93	228.16	232.02	277.10	341.08

По свим показатељима, почев од напона чворова преко изобличења таласног облика напона па до губитака снаге, очигледно је побољшање перформанси стационарног стања мреже у случајевима укључених КБ (Случај 4), линеарног генератора (Случај 2) и високопропусног филтера (Случај 5). С друге стране, укључење нелинеарног ДГ (Случај 3) додатно нарушава таласни облик напона. Губици снаге у мрежи у овом случају су нешто већи од губитака добијених у случају укључења линеарног ДГ. Разлози за то су виши хармоници струје који теку по гранама мреже и начин рада ДГ. Конкретно, када је ДГ у чвору 7 представљен као PV чвор, реактивна снага ДГ неопходна за одржавање напона на задату вредност је мања у односу на Случај 2, износи 2.315 MVA_r, па су из тог разлога и губици снаге нешто већи. Прикључење кондензатора доводи до побољшања напонских прилика у мрежи, али и смањења хармонијских

изобличења и губитака снаге, што се може видети из пете колоне табеле 4.9. Међутим, у неким случајевима уградња кондензатора може узроковати озбиљна хармонијска изобличења услед појаве резонанције. Да до тога не би дошло, проблему компензације реактивне снаге у присуству хармоника треба приступити студиозно. Најповољнији резултати у погледу смањења хармоника постижу се уградњом филтера, како је показано у последњој колони табеле 4.9.

4.4.2 Тест мрежа IEEE 33

Једнофазна шема мреже с назначеним нелинеарним потрошачима је приказана на слици 4.9. Подаци о мрежи су дати у табели А3. Извори хармоника у мрежи су фреквентни претварачи, прикључени на сабирнице 7, 17 и 31, који се користе у погонима с подесивом брзином (ASD). Хармонијски спектри нелинеарних потрошача дати су у табели 4.2. Базни напон и базна снага су 12.66 kV и 10 MVA, редом. Претпостављено је да је напон напојног чвора (1) чисто синусоидалног таласног облика амплитуде 1 г.ј. Напојна мрежа је представљена као мрежа бесконачне снаге ($Z_M = 0$).



Слика 4.9 Једнополна шема тест мреже IEEE 33 с нелинеарним потрошачима

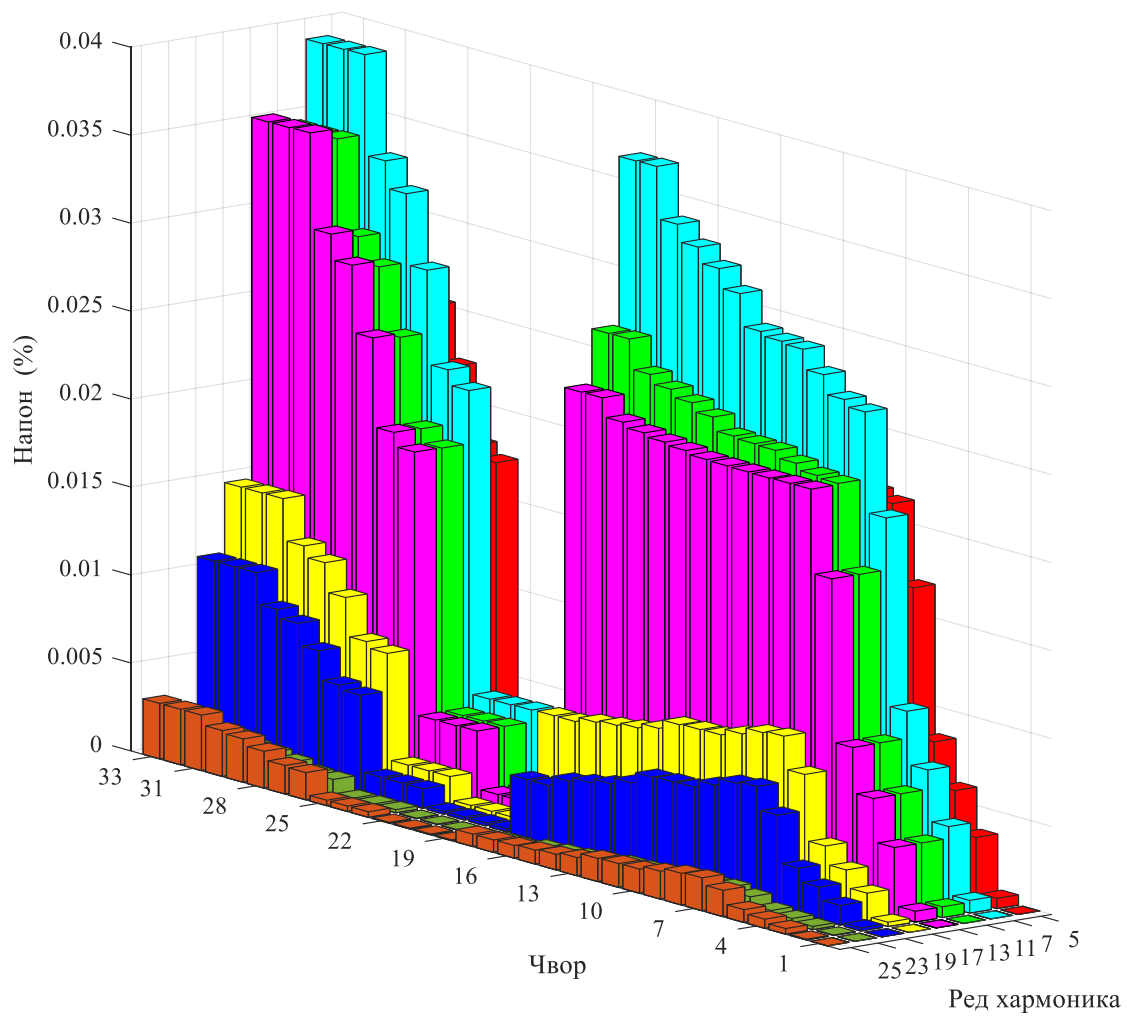
При прорачуну токова снага, остали елементи мреже представљени су на исти начин као у претходном тест систему. Анализирано је пет карактеристичних случајева. Добијени резултати приказани су у табелама 4.10 – 4.14. Упоредо с њима, приказани су резултати добијени применом ETAP и PCFLO софтверских пакета.

Случај 1. Мрежа не садржи КБ, ДГ нити пасивне филтере. Ово стање је узето као референтно стање. У табели 4.10 су дати резултати за овај случај.

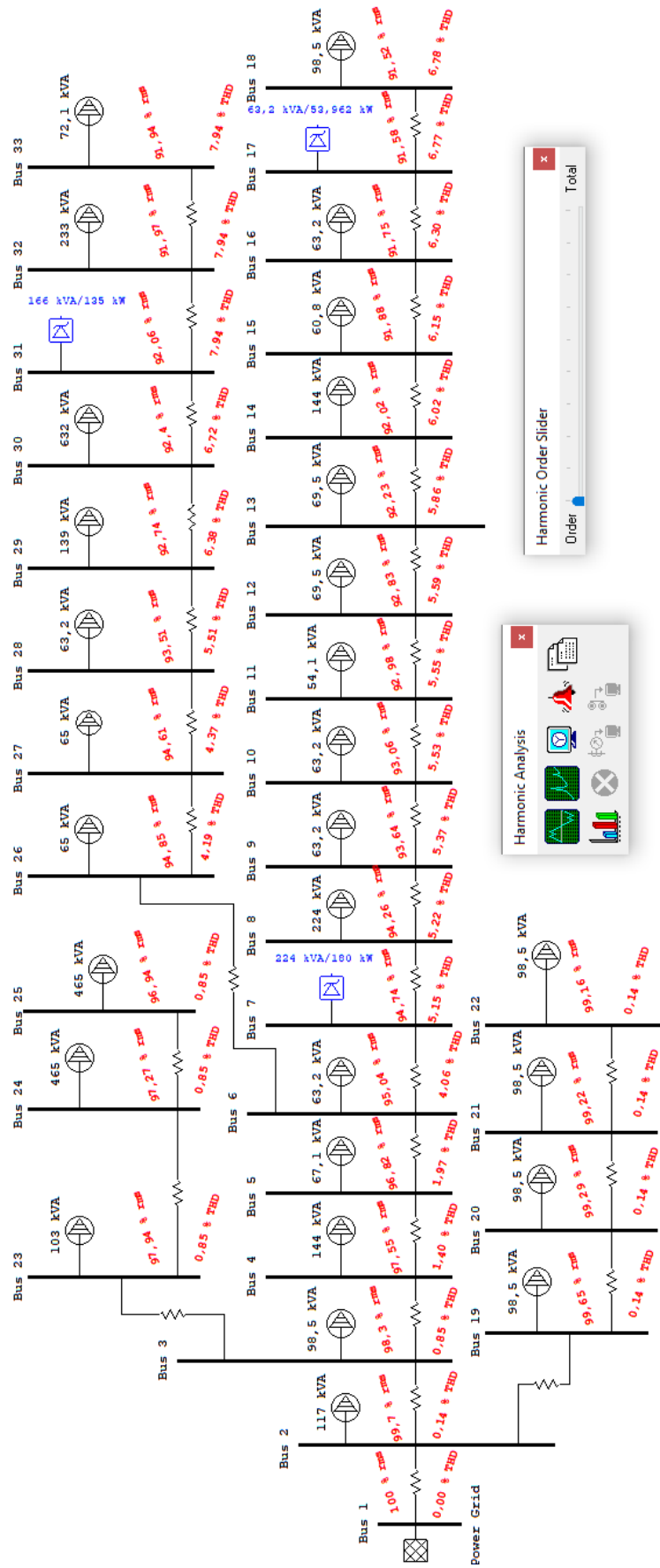
Табела 4.10 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 1

Чвор	V_{RMS} (r.j.)				THD_V (%)			
	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.9970	0.9970	0.9970	0.9970	0.13	0.14	0.14	0.13
3	0.9830	0.9830	0.9830	0.9829	0.85	0.85	0.85	0.85
4	0.9756	0.9756	0.9755	0.9755	1.39	1.39	1.40	1.39
5	0.9682	0.9682	0.9682	0.9682	1.96	1.97	1.97	1.96
6	0.9504	0.9504	0.9504	0.9504	4.05	4.05	4.06	4.05
7	0.9474	0.9474	0.9474	0.9474	5.14	5.14	5.15	5.14
8	0.9426	0.9426	0.9426	0.9426	5.21	5.21	5.22	5.20
9	0.9364	0.9364	0.9364	0.9364	5.36	5.36	5.37	5.36
10	0.9307	0.9307	0.9307	0.9306	5.52	5.52	5.53	5.52
11	0.9298	0.9298	0.9298	0.9298	5.54	5.54	5.55	5.54
12	0.9283	0.9283	0.9283	0.9283	5.58	5.58	5.59	5.58
13	0.9224	0.9224	0.9223	0.9223	5.85	5.85	5.86	5.84
14	0.9202	0.9202	0.9202	0.9201	6.01	6.01	6.02	6.00
15	0.9188	0.9188	0.9188	0.9188	6.14	6.14	6.15	6.14
16	0.9176	0.9176	0.9175	0.9175	6.29	6.30	6.30	6.29
17	0.9158	0.9158	0.9158	0.9157	6.77	6.77	6.77	6.76
18	0.9152	0.9152	0.9152	0.9151	6.77	6.77	6.78	6.77
19	0.9965	0.9965	0.9965	0.9965	0.13	0.14	0.14	0.13
20	0.9929	0.9929	0.9929	0.9929	0.13	0.14	0.14	0.13
21	0.9922	0.9922	0.9922	0.9922	0.13	0.14	0.14	0.13
22	0.9916	0.9916	0.9916	0.9916	0.13	0.14	0.14	0.13
23	0.9794	0.9794	0.9794	0.9794	0.85	0.85	0.85	0.85
24	0.9727	0.9727	0.9727	0.9727	0.85	0.85	0.85	0.85
25	0.9694	0.9694	0.9694	0.9694	0.85	0.85	0.85	0.85
26	0.9486	0.9486	0.9485	0.9485	4.18	4.18	4.19	4.18
27	0.9461	0.9461	0.9461	0.9460	4.36	4.36	4.37	4.36
28	0.9351	0.9351	0.9351	0.9351	5.49	5.50	5.51	5.49
29	0.9274	0.9274	0.9274	0.9273	6.37	6.37	6.38	6.36
30	0.9240	0.9240	0.9240	0.9240	6.71	6.71	6.72	6.70
31	0.9207	0.9207	0.9206	0.9206	7.92	7.92	7.94	7.92
32	0.9197	0.9198	0.9197	0.9197	7.92	7.92	7.94	7.92
33	0.9195	0.9195	0.9194	0.9194	7.92	7.92	7.94	7.92

Простирање хармонијских компоненти напона кроз дистрибутивну мрежу IEEE 33 приказано је на слици 4.10, док су резултати прорачуна добијени применом ETAP програма дати на слици 4.11.



Слика 4.10 Хармоници напона у сваком чвору мреже IEEE 33



Слика 4.1.1 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 добијени применом ЕТАР програма за Случај 1

Случај 2. У односу на Случај 1, мрежа је модификована тако што је у чвор 28 прикључен линеарни ДГ који је у прорачуну токова снага представљен као PV чвор. Подаци о генератору су следећи: активна снага 2 MW, задата вредност напона 12.66 kV (или 1 r.j.), субтранзијентна реактанса 20%, могући опсег промене реактивне снаге од -1.5 MVar до 1.5 MVar. Резултати прорачуна дати су у табели 4.11.

Табела 4.11 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 2

Чвор	V_{RMS} (r.j.)				THD_V (%)			
	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.11	0.11	0.12	0.11
3	0.9928	0.9928	0.9928	0.9928	0.71	0.71	0.71	0.71
4	0.9916	0.9916	0.9916	0.9916	1.15	1.15	1.16	1.15
5	0.9906	0.9906	0.9906	0.9906	1.62	1.62	1.62	1.62
6	0.9884	0.9884	0.9884	0.9884	3.28	3.28	3.23	3.28
7	0.9854	0.9854	0.9854	0.9854	4.30	4.30	4.30	4.30
8	0.9808	0.9808	0.9808	0.9808	4.36	4.36	4.36	4.36
9	0.9749	0.9749	0.9749	0.9749	4.51	4.51	4.51	4.51
10	0.9694	0.9694	0.9694	0.9693	4.67	4.67	4.66	4.67
11	0.9685	0.9685	0.9685	0.9685	4.69	4.69	4.68	4.69
12	0.9671	0.9671	0.9671	0.9671	4.73	4.72	4.72	4.72
13	0.9614	0.9614	0.9614	0.9614	4.99	4.99	4.98	4.99
14	0.9593	0.9593	0.9593	0.9593	5.15	5.15	5.14	5.15
15	0.9580	0.9580	0.9580	0.9580	5.28	5.29	5.27	5.28
16	0.9568	0.9568	0.9567	0.9567	5.43	5.44	5.42	5.43
17	0.9551	0.9551	0.9551	0.9550	5.90	5.91	5.89	5.90
18	0.9545	0.9545	0.9545	0.9545	5.90	5.91	5.89	5.90
19	0.9981	0.9981	0.9981	0.9981	0.11	0.11	0.11	0.11
20	0.9945	0.9945	0.9945	0.9945	0.11	0.11	0.11	0.11
21	0.9938	0.9938	0.9938	0.9938	0.11	0.11	0.12	0.11
22	0.9932	0.9932	0.9932	0.9931	0.11	0.11	0.12	0.11
23	0.9893	0.9893	0.9893	0.9893	0.71	0.71	0.71	0.71
24	0.9827	0.9827	0.9827	0.9827	0.71	0.71	0.71	0.71
25	0.9794	0.9794	0.9794	0.9794	0.71	0.71	0.71	0.71
26	0.9898	0.9898	0.9898	0.9898	3.35	3.35	3.36	3.35
27	0.9920	0.9920	0.9920	0.9920	3.45	3.45	3.45	3.45
28	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008	4.08	4.08	4.08	4.08
29	0.9935	0.9935	0.9935	0.9935	4.84	4.84	4.84	4.83
30	0.9903	0.9903	0.9903	0.9903	5.13	5.13	5.13	5.13
31	0.9870	0.9870	0.9870	0.9870	6.18	6.19	6.18	6.18
32	0.9862	0.9862	0.9862	0.9862	6.18	6.19	6.18	6.18
33	0.9859	0.9859	0.9859	0.9859	6.18	6.19	6.18	6.18

Случај 3. У односу на базни случај, мрежа је модификована тако што је нелинеарни ДГ, посредством шестоимпулсног претварача, прикључен у чвор 28 и представљен као PV чвор. Подаци о генератору су исти као у претходном случају. Добијени резултати приказани су у табели 4.12.

Табела 4.12 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 3

Чвор	V_{RMS} (r.j.)				THD_V (%)			
	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO	BFS	DHPF	ETAP	PCFLO
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.23	0.23	0.24	0.23
3	0.9929	0.9929	0.9929	0.9929	1.49	1.49	1.50	1.49
4	0.9918	0.9918	0.9918	0.9918	2.43	2.43	2.44	2.43
5	0.9911	0.9911	0.9911	0.9911	3.41	3.41	3.42	3.41
6	0.9903	0.9903	0.9903	0.9902	6.93	6.93	6.95	6.93
7	0.9873	0.9873	0.9873	0.9873	7.54	7.54	7.56	7.54
8	0.9827	0.9827	0.9827	0.9827	7.58	7.58	7.59	7.57
9	0.9767	0.9767	0.9767	0.9767	7.65	7.65	7.66	7.64
10	0.9712	0.9712	0.9712	0.9712	7.74	7.74	7.75	7.73
11	0.9704	0.9704	0.9704	0.9704	7.75	7.75	7.76	7.75
12	0.9690	0.9690	0.9690	0.9689	7.77	7.77	7.79	7.77
13	0.9632	0.9632	0.9632	0.9632	7.94	7.94	7.95	7.94
14	0.9611	0.9611	0.9611	0.9611	8.04	8.04	8.05	8.04
15	0.9598	0.9598	0.9598	0.9598	8.13	8.13	8.14	8.13
16	0.9586	0.9586	0.9586	0.9586	8.23	8.24	8.25	8.23
17	0.9569	0.9569	0.9569	0.9569	8.56	8.56	8.57	8.56
18	0.9563	0.9563	0.9563	0.9563	8.56	8.56	8.57	8.56
19	0.9981	0.9981	0.9981	0.9981	0.23	0.23	0.24	0.23
20	0.9945	0.9945	0.9945	0.9945	0.23	0.23	0.24	0.23
21	0.9938	0.9938	0.9938	0.9938	0.23	0.23	0.24	0.23
22	0.9932	0.9932	0.9932	0.9931	0.23	0.23	0.24	0.23
23	0.9894	0.9894	0.9894	0.9894	1.48	1.49	1.49	1.49
24	0.9828	0.9828	0.9828	0.9828	1.48	1.48	1.49	1.48
25	0.9795	0.9795	0.9795	0.9795	1.48	1.48	1.49	1.48
26	0.9920	0.9920	0.9920	0.9920	7.36	7.36	7.37	7.36
27	0.9945	0.9945	0.9945	0.9945	7.96	7.96	7.97	7.95
28	1.0070	1.0070	1.0070	1.0070	11.83	11.83	11.84	11.83
29	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	12.19	12.19	12.21	12.20
30	0.9965	0.9965	0.9966	0.9965	12.35	12.35	12.37	12.35
31	0.9934	0.9934	0.9934	0.9934	12.96	12.96	12.97	12.96
32	0.9925	0.9925	0.9925	0.9925	12.96	12.96	12.98	12.96
33	0.9923	0.9923	0.9923	0.9923	12.96	12.96	12.98	12.96

Случај 4. У овом случају, мрежа из базног случаја је модификована тако што је КБ снаге 1 MVAг прикључена у чвор 28. Резултати тог прорачуна приказани су у табели 4.13.

Табела 4.13 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 4

Чвор	V_{RMS} (r.j.)			THD_V (%)		
	DHPF	ETAP	PCFLO	DHPF	ETAP	PCFLO
1	1.0000	1.0000	1.0000	0.00	0.00	0.00
2	0.9973	0.9973	0.9973	0.18	0.19	0.18
3	0.9849	0.9849	0.9849	1.16	1.17	1.17
4	0.9787	0.9787	0.9787	1.91	1.92	1.91
5	0.9727	0.9727	0.9727	2.69	2.71	2.69
6	0.9598	0.9598	0.9598	5.50	5.52	5.50
7	0.9566	0.9566	0.9566	5.98	6.00	5.98
8	0.9518	0.9518	0.9518	6.02	6.04	6.02
9	0.9457	0.9457	0.9457	6.09	6.11	6.09
10	0.9399	0.9399	0.9399	6.18	6.20	6.17
11	0.9391	0.9391	0.9391	6.19	6.21	6.19
12	0.9376	0.9376	0.9375	6.22	6.24	6.21
13	0.9317	0.9317	0.9317	6.37	6.39	6.37
14	0.9295	0.9295	0.9295	6.47	6.49	6.47
15	0.9281	0.9281	0.9281	6.56	6.58	6.56
16	0.9268	0.9268	0.9268	6.67	6.68	6.67
17	0.9250	0.9250	0.9250	7.01	7.02	7.01
18	0.9245	0.9244	0.9244	7.01	7.02	7.01
19	0.9968	0.9968	0.9968	0.18	0.19	0.18
20	0.9932	0.9932	0.9932	0.18	0.19	0.18
21	0.9925	0.9925	0.9925	0.18	0.19	0.18
22	0.9919	0.9919	0.9919	0.18	0.19	0.18
23	0.9813	0.9813	0.9813	1.16	1.17	1.16
24	0.9747	0.9747	0.9747	1.16	1.17	1.16
25	0.9714	0.9714	0.9714	1.16	1.17	1.17
26	0.9587	0.9587	0.9587	5.85	5.87	5.84
27	0.9573	0.9573	0.9573	6.34	6.36	6.33
28	0.9540	0.9540	0.9540	9.55	9.58	9.55
29	0.9461	0.9461	0.9461	9.78	9.81	9.78
30	0.9427	0.9427	0.9426	9.91	9.93	9.90
31	0.9390	0.9390	0.9390	10.34	10.37	10.33
32	0.9381	0.9381	0.9381	10.35	10.37	10.34
33	0.9378	0.9378	0.9378	10.34	10.37	10.34

Случај 5. Мрежа из базног случаја је модификована тако што је прости усклађени филтер прикључен у чвор 31. Параметри филтера су следећи: реактивна снага $Q_f = 1$ MVA_r; номинални напон $V_f = 12.66$ kV; резонантна фреквенција $h_r = 6.7$; Q -фактор $Q = 50$; отпорност $R = 0.489$ Ω ; индуктивност $L = 11.624$ mH и капацитивност $C = 19.418$ μ F. У табели 4.14 дати су резултати за овај случај.

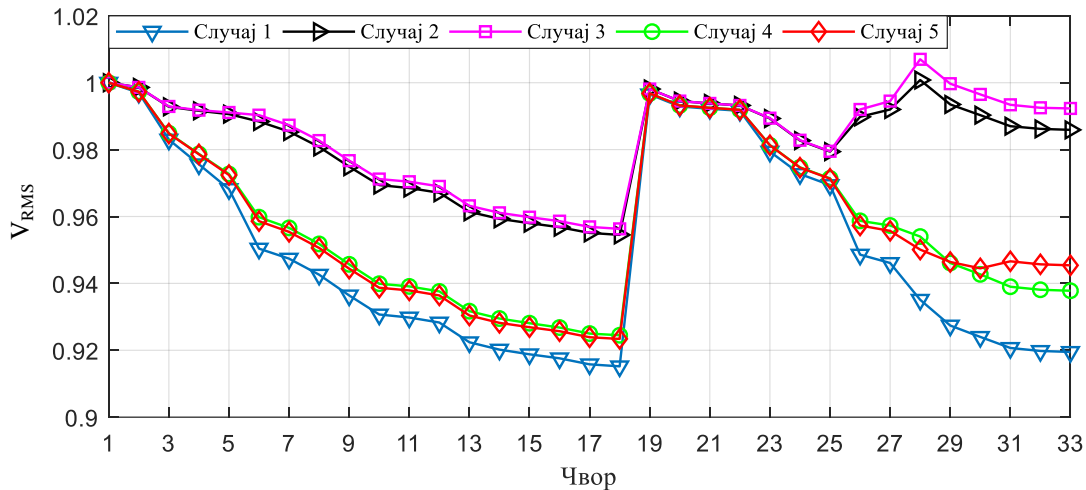
Табела 4.14 Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 5

Чвор	V_{RMS} (r.j.)		THD_V (%)	
	DHPF	ETAP	DHPF	ETAP
1	1.0000	1.0000	0.00	0.00
2	0.9973	0.9973	0.08	0.08
3	0.9848	0.9848	0.48	0.49
4	0.9786	0.9786	0.79	0.80
5	0.9724	0.9724	1.12	1.12
6	0.9586	0.9586	2.30	2.31
7	0.9554	0.9553	3.16	3.17
8	0.9506	0.9506	3.21	3.22
9	0.9444	0.9444	3.31	3.32
10	0.9387	0.9387	3.43	3.44
11	0.9379	0.9378	3.45	3.46
12	0.9364	0.9363	3.48	3.49
13	0.9304	0.9304	3.72	3.73
14	0.9282	0.9282	3.87	3.88
15	0.9269	0.9268	4.01	4.01
16	0.9257	0.9255	4.16	4.17
17	0.9239	0.9237	4.67	4.67
18	0.9234	0.9231	4.67	4.67
19	0.9968	0.9968	0.08	0.08
20	0.9932	0.9932	0.08	0.08
21	0.9925	0.9925	0.08	0.08
22	0.9919	0.9919	0.08	0.08
23	0.9813	0.9813	0.48	0.49
24	0.9746	0.9746	0.48	0.49
25	0.9713	0.9713	0.48	0.49
26	0.9573	0.9573	2.34	2.35
27	0.9557	0.9556	2.41	2.42
28	0.9501	0.9501	3.09	3.09
29	0.9464	0.9463	3.76	3.75
30	0.9445	0.9444	4.03	4.03
31	0.9466	0.9465	5.00	5.00
32	0.9457	0.9456	5.00	5.00
33	0.9454	0.9453	5.00	5.00

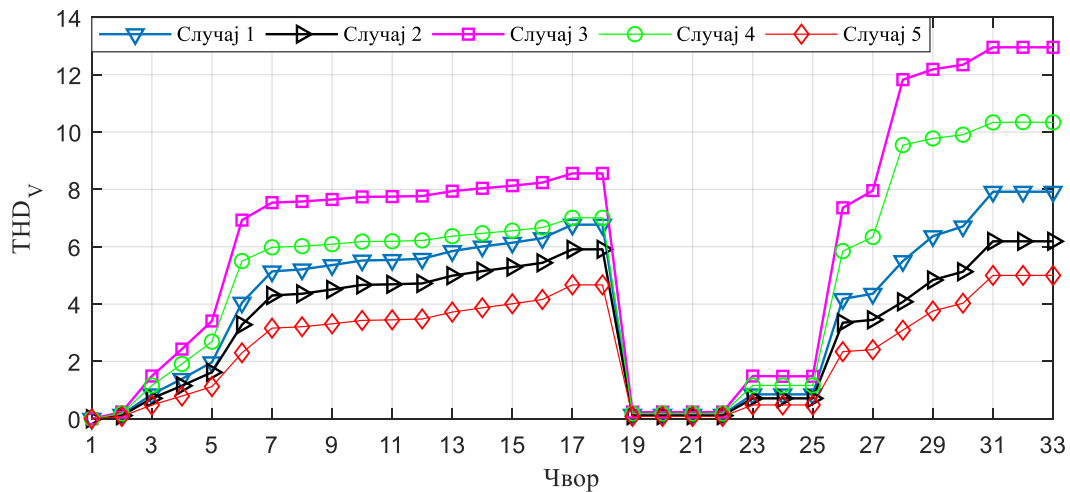
Упоредјујући резултате из табела 4.10 – 4.14 добијене применом назад/напред алгоритма и/или распрегнутог поступка с одговарајућим резултатима добијеним применом ETAP и/или PCFLO програма, могу се уочити врло мала, незнатна одступања. У табели 4.15 дат је упоредни приказ резултата добијених распрегнутим поступком за свих пет анализираних случајева у тест мрежи IEEE 33. Ради лакшег поређења, на сликама 4.12 и 4.13 приказани су напони чворова и хармонијска изобличења напона.

Табела 4.15 Упоредни приказ резултата прорачуна ХТС добијених применом распрегнутог поступка у тест мрежи IEEE 33

	Случај 1	Случај 2	Случај 3	Случај 4	Случај 5
Max. V_{RMS} (r.j.)	1.0000	1.0008	1.0070	1.0000	1.0000
Min. V_{RMS} (r.j.)	0.9152	0.9545	0.9563	0.9245	0.9234
Max. THD_V (%)	7.92	6.19	12.96	10.35	5.00
P_{gub} (kW)	208.57	73.10	86.10	172.79	156.62



Слика 4.12 Напонски профил мреже IEEE 33



Слика 4.13 Напонска изобличења у мрежи IEEE 33

Као што се види са слика 4.12 и 4.13, у базном случају (Случај 1), ефективне вредности напона и укупна хармонијска изобличења напона у великом броју чворова су изван дозвољених граница. Из тог разлога се морају предузети мере за смањење хармоника и истовремено побољшање напонских прилика, што је један

од примарних услова за квалитетан рад пријемника у мрежи. Са слике 4.12 и из табеле 4.15, очигледно је да се прикључењем ДГ, кондензатора и филтера на мрежу могу остварити значајна побољшања напонског профила и смањења губитака снаге, а самим тим и економске уштеде у мрежи. Прикључење линеарног ДГ (Случај 2), поред наведених техничких и економских користи доприноси и смањењу хармонијских изобличења, што се види са слике 4.13. Поређењем резултата добијених у базном случају без ДГ и случају када је на мрежу прикључен нелинеаран ДГ (Случај 3), уочава се да присуство ДГ извора с енергетским претварачима доприноси већем хармонијском изобличењу у мрежи. У конкретном примеру, прикључење ДГ на мрежу посредством шестоимпулсног претварача узрокује увећање максималне вредности THD_V за више од 60% у односу на случај без ДГ. Модул напона основног хармоника у чвору где је прикључен ДГ једнак је задатој номиналној вредности (1 r.j.), али је због присуства виших хармоника ефективна вредност напона нешто већа. Израчуната реактивна снага инјектирања ДГ налази се у оквиру задатих граница и износи 1.045 MVA_r. Прикључење кондензатора доводи до појаве резонанције у мрежи, која последично доводи до увећања изобличења напона, као што се може видети са слике 4.13 (Случај 4). Укупно максимално изобличење напона се са 7.92%, колико износи у случају пре уградње кондензатора, након уградње кондензатора повећава на 10.35%. Смањење нивоа хармонијских изобличења напона са 7.92% на стандардом дозвољену вредност од 5% остварује се прикључењем пасивног филтера на сабирнице 31 (Случај 5). Филтер је подешен тако да елиминише најдоминантнији виши хармоник који нарушава квалитет напона напајања – хармоник седмог реда (слика 4.10). Поред редукције хармоника, уградњом филтера, који се на основној фреквенцији понаша као извор реактивне снаге, мењају се и токови реактивних снага и, последично, напони чворова. С мањим одступањем напона у чворовима мреже долази и до смањења губитака снаге у мрежи.

На основу свега реченог очигледно је да се правилним планирањем и оптималном експлоатацијом дистрибутивних мрежа могу постићи смањења хармонијских изобличења напона и струја, што ће бити показано у наредним поглављима.

5. ХИБРИДНИ АЛГОРИТАМ ФАЗОРСКЕ ОПТИМИЗАЦИЈЕ РОЈЕМ ЧЕСТИЦА И ГРАВИТАЦИОНОГ ПРЕТРАЖИВАЧКОГ АЛГОРИТМА (PPSOGSA)

5.1 Основни појмови о метахеуристичким методама

Реални проблеми оптималног планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа су најчешће нелинерни, неконвексни, великих димензија, с континуалним и дискретним променљивим величинама. Примена класичних метода оптимизације, које се заснивају на налажењу градијента оптимизационе функције и линеаризацији модела у околини радне тачке, је у том случају отежана или немогућа: може или да доведе до погрешног резултата или до тога да утрошено рачунско време буде неекономично и практично неприхватљиво. Управо из тих разлога, последњих година развијене су нове хеуристичке и метахеуристичке методе које превазилазе наведене слабости и имају способност да решавају практичне проблеме у прихватљивом временском оквиру. У овој дисертацији је за решавање разматраних проблема оптималног планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа предложена примена метахеуристичких метода.

Хеуристичке оптимизационе методе не гарантују налажење глобалног оптималног решења, али у већини случајева постижу задовољавајућа решења, блиска оптималном, у прихватљивом временском периоду. Заједничка особина свих хеуристичких метода је да процес оптимизације започињу с мање или више прихватљивим решењем, а затим одређеним итеративним алгоритмом претраге врше унапређење тог решења. Правила која се користе за побољшање постојећег решења формирају се на основу општих знања о оптимизацији, знања о конкретном проблему и његовим особинама и сл. Основна предност хеуристичких метода у односу на класичне методе је брзина конвергенције. Поред тога, ове методе омогућавају решавање проблема великих димензија с вишекритеријумским функцијама уз минималне рачунарске ресурсе. Недостатак им је немогућност широке претраге проблема, што за последицу има генерисање локалних решења. У циљу превазилажења овог недостатка прибегло се коришћењу нових оптимизационих метода које не претражују читав простор стања, већ се решења добијају по принципу „пробај и погреши”. Ове методе користе неку врсту стохастичког претраживања и називају се метахеуристичке

методе оптимизације. Префикс у речи „метахеуристика” изведен је из грчке речи „мета” (грч. μετά), што у преводу значи „изнад” или, у овом случају, „вишег нивоа” [113].

Метахеуристичке методе се могу класификовати на више начина и према више критеријума. Једна од подела ових метода је према броју решења с којима манипулишу. Према овој класификацији, метахеуристичке методе се деле на оне које користе само једно решење и оне које користе популацију решења. У прву групу се убрајају методе које у току процеса претраге користе унапређење само једног решења у свакој итерацији и углавном користе детерминистичке методе приближавања оптималном решењу. Један од најчешћих представника ових метода је табу претрага. С друге стране, популационе методе, у које спадају алгоритми интелигенције ројева и еволуциони алгоритми, врше претрагу коришћењем скупа решења. Дакле, популација је скуп јединки (агената) које представљају потенцијална решења проблема.

У општем случају, јединка је вектор чији су елементи вредности управљачких променљивих оптимизационог проблема. Сходно томе, популација је матрица коју чине ови вектори. Димензије те матрице одређене су бројем управљачких променљивих и величином популације, односно бројем јединки. Суштина методе је итеративна поправка решења, тј. генерисање нове популације применом алгоритамских оператора са стохастичким механизмом претраге на јединке из текуће популације. Начин на који се дефинишу ти алгоритамски оператори управо чини суштину одређене методе. Уопштена структура популационих метахеуристичких метода се може исказати на следећи начин [114]:

Иницијализација

Дефинисање простора могућих решења \mathbf{U} и функције циља (функција погодности или функција добротe) (енг. *fitness function*) $F(\mathbf{u}_i)$; где је $\mathbf{u}_i = [u_i^1, \dots, u_i^k, \dots, u_i^n]$ потенцијално решење, а u_i^k вредност k -те управљачке променљиве у i -том решењу

Избор почетне популације $\mathbf{POP}_1 = [\mathbf{u}_1^1, \mathbf{u}_2^1, \dots, \mathbf{u}_N^1]^T \subseteq \mathbf{U}$, где је N број јединки

$$F^* = \min \left\{ F(\mathbf{u}_i^1), i = 1, \dots, N \right\}, \mathbf{u}^* = \arg F^*$$

Подешавање бројача итерација на $t = 1$

Итеративна процедура

Одређивање вредности $F(\mathbf{u}_i^t)$ за сваку јединку \mathbf{u}_i^t , $i = 1, 2, \dots, N$ из тренутне популације \mathbf{POP}_t

Генерисање $\mathbf{POP}_{t+1} = [\mathbf{u}_1^{t+1}, \mathbf{u}_2^{t+1}, \dots, \mathbf{u}_N^{t+1}]^T \subseteq \mathbf{U}$ деловањем алгоритамских оператора на јединке из популације \mathbf{POP}_t

$$F_{\min} = \min \{ F(\mathbf{u}_i^{t+1}), i = 1, \dots, N \}$$

Ако је $F_{\min} < F^*$, тада је $F^* = F_{\min}$ и $\mathbf{u}^* = \arg F_{\min}$

$t = t + 1$

Крај

Ако је испуњен критеријум заустављања ($t = t_{\max}$), за коначно решење усваја се \mathbf{u}^* .

У наредном делу дисертације најпре је дат опис PPSO и GSA метода које су послужиле као основа за развој хибридног PPSOGSA алгоритма. Затим је описан нови хибридни PPSOGSA алгоритам који је у поглављима 6, 7 и 8 примењен за решавање разматраних проблема оптималног планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа с нелинеарним потрошачима и изворима. Сажети опис осталих метахеуристичких метода које су примењене у дисертацији с циљем поређења резултата дат је у прилогу Б.

5.2 Фазорска оптимизација ројем честица (PPSO)

Ефикасност основног PSO алгоритма, поред коефицијента инерције w , јако зависи од усвојених вредности коефицијената честица c_1 и c_2 . Неправилно подешавање ових параметара може довести до превремене конвергенције. У циљу превазилажења овог проблема, у [115] је предложена унапређена PSO варијанта – фазорска оптимизација ројем честица (PPSO) (енг. *Phasor Particle Swarm Optimization*), која се заснива на моделирању коефицијената честица c_1 и c_2 помоћу фазног угла θ . Инкорпорирањем алгоритамских параметара у фазни угао θ , PSO постаје самоадаптиван, тригонометријски, уравнотежен и непараметарски метахеуристички алгоритам. Једначине које описују унапређену верзију PSO алгоритма су [115]:

$$\mathbf{v}_i(t+1) = \left| \cos(\theta_i(t)) \right|^{2\sin(\theta_i(t))} (\mathbf{pbest}_i(t) - \mathbf{x}_i(t)) + \left| \sin(\theta_i(t)) \right|^{2\cos(\theta_i(t))} (\mathbf{gbest}(t) - \mathbf{x}_i(t)), \quad (5.1)$$

$$\mathbf{x}_i(t+1) = \mathbf{x}_i(t) + \mathbf{v}_i(t+1), \quad (5.2)$$

где се фазни угао i -те честице, θ_i , израчунава помоћу следеће формуле:

$$\theta_i(t+1) = \theta_i(t) + \left| \cos(\theta_i(t)) + \sin(\theta_i(t)) \right| 2\pi. \quad (5.3)$$

У овој PSO варијанти, коефицијент инерције постављен је на нулу ($\omega = 0$). Вредности најбољих позиција, **pbest**_{*i*} и **gbest**, израчунавају се на идентичан начин као у оригиналном PSO алгоритму.

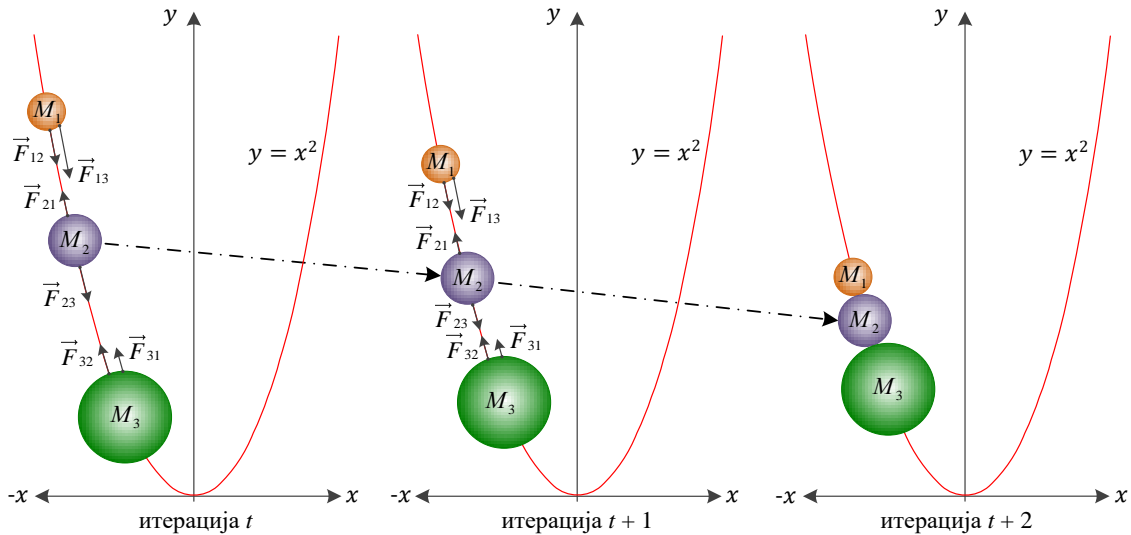
У скоро свим унимодалним и мултимодалним традиционалним и реалним критеријумским функцијама анализираним у раду [115], симулације су показале да PPSO има најбоље перформансе у поређењу с основним PSO алгоритмом и другим доступним верзијама PSO алгоритма.

5.3 Гравитациони претраживачки алгоритам (GSA)

Основни гравитациони претраживачки алгоритам (GSA) спада у групу нових популационих метахеуристичких алгоритама који су развили *Rashedi* и остали [116]. Основни принцип алгоритма је идејно заснован на *Newton*-овим законима гравитације и кретања. Претраживачке агенте у алгоритму чине објекти чије се карактеристике квантификују преко њихових маса. Број објеката једнак је броју решења у популацији, односно свака маса представља једно решење. Имајући у виду да је, према *Newton*-овом закону универзалне гравитације, јачина гравитационе силе између два тела директно сразмерна масама тих тела, а обрнуто сразмерна квадрату растојања између њих, и да је, према другом *Newton*-овом закону (закон силе), убрзање тела сразмерно сили која на њега делује, а обрнуто сразмерно маси тела, код GSA алгоритма постоји гравитациона интеракција свих објеката, при чему се објекти мањих маса крећу ка објекту највеће масе.

Графичка интерпретација кретања објеката различитих маса приказана је на слици 5.1. Ради се о једноставном проблему који је исказан преко квадратне функције циља. Велики објекти маса M_2 и M_3 привлаче мали објекат масе M_1 , али

се и сами међусобно привлаче током итеративне процедуре. Кретање објеката ка глобалном решењу проблема је условљено подешавањем гравитационих и инерционих маса чије се вредности одређују на основу вредности функције циља. Крајњи положај објекта масе M_2 налази се у центру свих суседних маса.



Слика 5.1 Интеракција објеката код GSA алгоритма

Позиција сваког агента у простору претраживања је дефинисана са:

$$\mathbf{x}_i = (x_i^1, \dots, x_i^d, \dots, x_i^n), \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (5.4)$$

где су: N број агената (маса), x_i^d позиција агента i у димензији d и n димензија простора претраживања.

Процес претраге GSA започиње насумичним постављањем свих агената у простор претраживања. Гравитациона сила којом агент i делује на агент j у тренутку (итерацији) t одређује се као [37,47,116]:

$$\mathbf{F}_i^d(t) = \sum_{j \in Kbest, j \neq i} rand_j \cdot G(t) \cdot \frac{M_j(t) \times M_i(t)}{R_{i,j}(t) + \varepsilon} \cdot (\mathbf{x}_j^d(t) - \mathbf{x}_i^d(t)), \quad (5.5)$$

где су: $rand_j$ случајан број из опсега $[0,1]$, $G(t)$ гравитациона константа у итерацији t , $M_i(t)$ и $M_j(t)$ масе агената i и j , ε мала константа, а $R_{i,j}(t)$ Euclid-ова дистанца између агената i и j . $Kbest$ представља скуп првих K агената с најбољим вредностима функције циља и највећом масом. Овај скуп се линеарно смањује током времена, почевши од вредности K_0 , тако да на крају остаје само један агент [116].

Перформансе GSA алгоритма у одређеној мери зависе од гравитационе константе $G(t)$. Почетна вредност константе се током времена смањује по одређеном закону и на тај начин се врши контрола претраживања агената. Гравитациона константа и *Euclid*-ова дистанца између агената i и j се израчунавају на следећи начин [116]:

$$G(t) = G_0 \cdot e^{-\alpha \frac{t}{T}}, \quad (5.6)$$

$$R_{ij}(t) = \|\mathbf{x}_i(t), \mathbf{x}_j(t)\|_2, \quad (5.7)$$

где су: G_0 почетна вредности гравитационе константе, α константа коју задаје корисник, а T максималан број итерација.

У складу с другим *Newton*-овим законом кретања, убрзање агента i у итерацији t , у димензији d , одређује се помоћу следеће једначине [116]:

$$\mathbf{a}_i^d(t) = \frac{\mathbf{F}_i^d(t)}{M_i(t)}, \quad (5.8)$$

где је $M_i(t)$ инерциона маса агента i у итерацији t .

Брзина и позиција агената се израчунавају помоћу израза [116]:

$$\mathbf{v}_i^d(t+1) = rand_i \times \mathbf{v}_i^d(t) + \mathbf{a}_i^d(t), \quad (5.9)$$

$$\mathbf{x}_i^d(t+1) = \mathbf{x}_i^d(t) + \mathbf{v}_i^d(t+1), \quad (5.10)$$

где је \mathbf{v}_i^d брзина, а \mathbf{a}_i^d убрзање агента i у димензији d .

Пошто су агенти одређени функцијом циља, агент с највећом масом је најпогоднији агент. Веза између масе и функције циља се дефинише као [116]:

$$M_i(t) = \frac{m_i(t)}{\sum_{j=1}^N m_j(t)}, \quad (5.11)$$

при чему је:

$$m_i(t) = \frac{fit_i(t) - worst(t)}{best(t) - worst(t)}, \quad (5.12)$$

где fit_i представља вредност функције циља агента i у итерацији t , док су $best(t)$ и $worst(t)$ најбоља и најгора вредност функције циља свих агената, редом. За проблем минимизације $best(t)$ и $worst(t)$ одређују се помоћу једначина:

$$best(t) = \min_{j \in \{1, 2, \dots, N\}} fit_j(t), \quad (5.13)$$

$$worst(t) = \max_{j \in \{1, 2, \dots, N\}} fit_j(t). \quad (5.14)$$

5.4 Хибридни PPSOGSA алгоритам

Према теореме „нема бесплатног ручка” (NFL) (енг. „*No Free Lunch*”) [117], не постоји оптимизациони алгоритам који је најбољи за све проблеме. Различити алгоритми се понашају различито при решавању истих проблема. Наиме, неки алгоритам може дати врхунске резултате за један скуп проблема, док за други скуп проблема исти тај алгоритам може дати лоша решења. Да би се поправила ефикасност метахеуристичких алгоритама, у научној литератури је последњих година предложен велики број хибридних алгоритама, насталих комбинацијом функционалних елемената два или више алгоритама.

Хибридни алгоритам који је у овој дисертацији развијен и по први пут примењен на проблеме оптималног планирања и експлоатације дистрибутивних мрежа с присутним хармонијским изобличењима подразумева комбинацију алгорита фазорске оптимизације ројем честица PPSO и гравитационог претраживачког алгорита GSA. У овој хибридној варијанти PPSO и GSA раде паралелно. Идеја је да PPSO има улогу диверсификације, док GSA треба да врши процес интензификације. Суштинска разлика између предложеног PPSOGSA и оригиналног PSO [118] је у томе што су код PPSOGSA контролни параметри током итеративног поступка променљиви, док су код PSO они константни. Тачније, у предложеној хибридној PPSOGSA верзији коефицијенти честица, c_1 и c_2 , моделирани су преко фазног угла θ , коришћењем функција синуса и косинуса.

Брзина и позиција агента i ажурирају се у свакој итерацији помоћу следећих једначина:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_i(t+1) = r_1 \mathbf{V}_i(t) + r_2 \left| \cos(\theta_i(t)) \right|^{2\sin(\theta_i(t))} \mathbf{a}_i(t) + \\ + r_3 \left| \sin(\theta_i(t)) \right|^{2\cos(\theta_i(t))} (\mathbf{gbest}(t) - \mathbf{X}_i(t)), \end{aligned} \quad (5.15)$$

$$\mathbf{X}_i(t+1) = \mathbf{X}_i(t) + \mathbf{V}_i(t+1), \quad (5.16)$$

при чему се фазни угао i -тог агента (θ_i) у наредној итерацији одређује као:

$$\theta_i(t+1) = \theta_i(t) + |\cos(\theta_i(t)) + \sin(\theta_i(t))| 2\pi. \quad (5.17)$$

Основни кораци предложеног PPSOGSA алгоритма су следећи:

Корак 1. Идентификација простора претраживања. Иницијализација контролних параметара: величине популације N , максималног броја итерација t_{\max} , почетне вредности гравитационе константе G_0 и произвољне константе α .

Корак 2. Генерисање почетне популације од N агената с фазним углом с равномерном расподелом густине вероватноће $\theta_i(0) = U(0, 2\pi)$ и ограниченом почетном брзином. У овом кораку се сваком агенту додељује почетна позиција као случајна вредност између минималне и максималне вредности управљачких величина.

Корак 3. Израчунавање вредности функције циља за сва решења у популацији, тј. евалуација решења.

Корак 4. Ажурирање гравитационе константе $G(t)$ и вредности најбољег решења у популацији $\mathbf{gbest}(t)$.

Корак 5. Израчунавање инерционих маса свих агената у популацији ($M_i(t)$, $i = 1, 2, \dots, N$) користећи најбољу ($best(t)$) и најгору ($worst(t)$) вредност функције циља.

Корак 6. Израчунавање гравитационе силе ($\mathbf{F}_i(t)$) и убрзања ($\mathbf{a}_i(t)$) за сваки агент у текућој популацији.

Корак 7. Ажурирање брзина и позиција свих претраживачких агената.

Корак 8. Понављање корака 3-7 све док се не испуни критеријум за заустављање, а то је достизање задатог броја итерација.

Корак 9. Приказ најбољег пронађеног решења и заустављање.

6. ОДРЕЂИВАЊЕ ОПТИМАЛНИХ ЛОКАЦИЈА И СНАГА ДИСТРИБУИРАНИХ ГЕНЕРАТОРА И КОНДЕНЗАТОРСКИХ БАТЕРИЈА У ПРИСУСТВУ ХАРМОНИКА

Као што је речено у трећем поглављу ове дисертације, и показано у четвртом поглављу, присуство ДГ чији се рад заснива на коришћењу уређаја енергетске електронике доприноси већем хармонијском изобличењу напона и струја у дистрибутивним мрежама. Иако је код већине нових технологија дистрибуираних извора проблем хармоника превазиђен употребом напреднијих PWM претварача и филтера виших хармоника, због кумулативног дејства других нелинераних потрошача и извора у мрежи, у појединим тренуцима може доћи до прекорачења нивоа дозвољених хармонијских изобличења. Поред тога, у неким случајевима укључење КБ за компензацију реактивне снаге може узроковати настанак резонанције у колу, што даље имплицира вишеструко увећање хармонијских изобличења напона и струја. Највећи део проблема квалитета електричне енергије у дистрибутивним мрежама може се успешно превазићи у поступку планирања мрежа и приликом прикључивања проблематичних потрошача на мрежу.

У овом поглављу је представљен поступак за одређивање оптималних локација и снага ДГ прикључених на мрежу посредством претварача (инвертора) и КБ у дистрибутивним мрежама у присуству виших хармоника применом метахеуристичких оптимизационих метода. Поред PPSO, GSA и PPSOGSA, разматрано је 8 различитих метода описаних у прилогу Б. Све методе су тестиране на стандардним IEEE тест мрежама с 33 и 69 чворова. За циљ оптимизације је усвојена минимизација губитака снаге, уз уважавање техничких ограничења у погледу дозвољених вредности напона чворова, хармонијских изобличења таласног облика напона и струја/снага по елементима мреже. Поред несинусоидалних услова, у разматрање су узети и синусоидални услови из два разлога: (1) ради поређења добијених резултата с резултатима из литературе и (2) ради испитивања утицаја ДГ и КБ на квалитет електричне енергије у мрежи. Тачније, први разлог за разматрање синусоидалних услова је да се покаже да предложени хибридни PPSOGSA алгоритам има боље перформансе у поређењу с постојећим методама, а други да се покаже да оптимална решења добијена у

условима синусоидалних напона и струја не морају бити оптимална када у мрежи постоје виши хармоници.

Како би се уважио утицај виших хармоника на електричну мрежу, претпостављено је да су поједини потрошачи у мрежи нелинеарни. При томе, усвојени су типични хармонијски спектри нелинеарних потрошача који се примењују у индустријским постројењима. Као додатни извори хармоника у мрежи разматрани су дистрибуирани извори енергије који су засновани на инверторима (ветрогенератори, PV електране). Будући да дистрибуирани извори који се прикључују на дистрибутивну мрежу морају да задовоље дозвољене граничне вредности емисије виших хармоника струје и напона на месту прикључења, у дисертацији су примењене максимално дозвољене вредности струја виших хармоника прописане стандардом IEEE-1547 [119]. Оцена свих метода је извршена на основу статистичке евалуације резултата добијених у 20 узастопних извршавања сваке од метода. Прорачун ХТС, који се користи за евалуацију функције циља, извршен је применом распрегнутог поступка изложеног у поглављу 4.3. Резултати представљени у овом поглављу објављени су у раду [5].

6.1 Математичка формулација проблема

Решење проблема оптималних локација и снага ДГ и КБ има за циљ минимизацију задате критеријумске функције кроз оптимална подешавања контролних променљивих система, уз истовремено задовољење различитих техничких ограничења изражених преко ограничења типа једнакости и неједнакости. Овај математички принцип се исказује на следећи начин:

$$\min F(\mathbf{x}, \mathbf{u}), \quad (6.1)$$

при ограничењима:

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0, \quad (6.2)$$

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0, \quad (6.3)$$

$$\mathbf{u} \in \mathbf{U}, \quad (6.4)$$

где су:

- $F(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ – функција циља коју треба минимизирати/максимизирати;
 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ – вектор с ограничењима типа једнакости;
 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ – вектор с ограничењима типа неједнакости;
 \mathbf{x} – вектор зависних променљивих;
 \mathbf{u} – вектор независних (управљачких) променљивих;
 \mathbf{U} – вектор граничних вредности управљачких променљивих.

Зависно променљиве (\mathbf{x}) су ефективне вредности напона чворова (V_{RMS}), укупна хармонијска изобличења напона (THD_V) и снаге (струје) које теку по гранама мреже (S). Вектор зависних променљивих \mathbf{x} има следећи облик:

$$\mathbf{x} = \left[V_{RMS,1}, \dots, V_{RMS,N_m}, THD_{V,1}, \dots, THD_{V,N_m}, S_1, \dots, S_{N_{gr}} \right]^T, \quad (6.5)$$

где су N_m и N_{gr} укупан број чворова и грана у мрежи, редом.

Елементи вектора управљачких променљивих (\mathbf{u}) су локације (L_{DG}) и снаге (P_{DG}) ДГ, као и локације (L_C) и снаге (Q_C) КБ. Сходно томе, вектор \mathbf{u} се може формулисати као:

$$\mathbf{u} = \left[L_{DG,1}, \dots, L_{DG,N_{DG}}, P_{DG,1}, \dots, P_{DG,N_{DG}}, L_{C,1}, \dots, L_{C,N_C}, Q_{C,1}, \dots, Q_{C,N_C} \right]^T, \quad (6.6)$$

где N_{DG} и N_C представљају укупан број ДГ и КБ, редом.

6.1.1 Функција циља

Оптимизација локација и снага ДГ и КБ вршена је по критеријуму минималних губитака активне снаге у мрежи. Функција циља је:

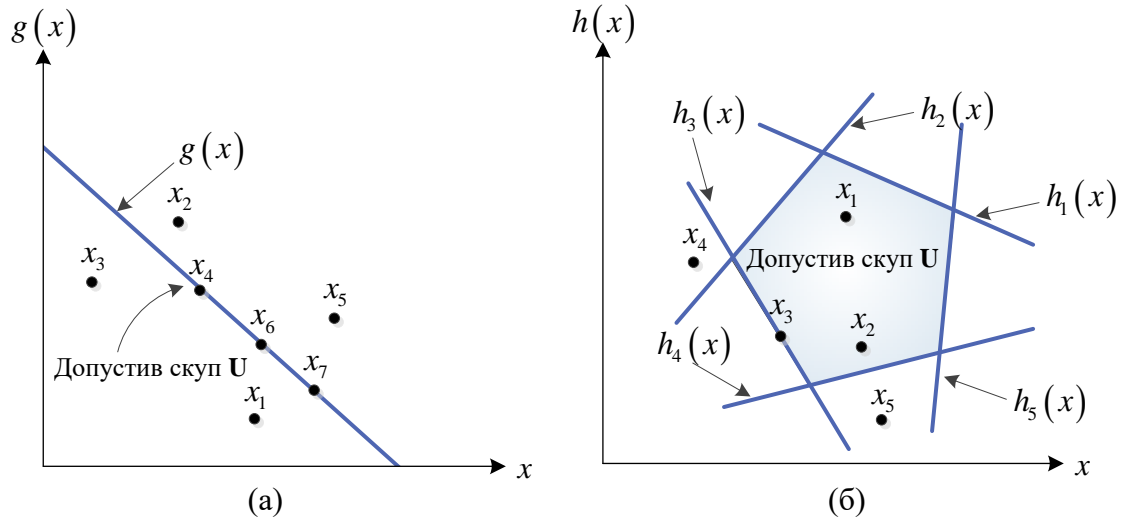
$$F = P_{gub} = \sum_{h=1}^{h_{\max}} \left(\sum_{i=1}^{N_{gr}} P_{gub,i}^{(h)} \right), \quad (6.7)$$

где су: P_{gub} - укупни губици активне снаге у мрежи; $P_{gub,i}^{(h)}$ - губици активне снаге у елементу мреже i при хармонику h .

6.1.2 Ограничења

Уопштено гледано, ограничења могу бити типа једнакости $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ и типа неједнакости $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$. Примера ради, на слици 6.1 приказан је скуп ограничења типа

једнакости (а) и неједнакости (б). Тачке с једне стране површине су допустиве, а с друге стране недопустиве.



Слика 6.1 Ограничења: (а) типа једнакости и (б) типа неједнакости

Ограничења типа једнакости (6.2) чине једначине биланса снага за основни хармоник и једначина за израчунавање виших хармоника напона и струја:

$$P_M + \sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG,i} = \sum_{i=1}^{N_{gr}} P_{gub,i}^{(1)} + \sum_{i=1}^{N_P} P_{P,i}, \quad (6.8)$$

$$Q_M + \sum_{i=1}^{N_C} Q_{C,i} = \sum_{i=1}^{N_{gr}} Q_{gub,i}^{(1)} + \sum_{i=1}^{N_P} Q_{P,i}, \quad (6.9)$$

$$\underline{V}^{(h)} = \left(\underline{Y}^{(h)} \right)^{-1} \underline{I}^{(h)}, \quad (6.10)$$

где су:

P_M, Q_M – активна и реактивна снага инјектирања из напојне мреже, редом;

$P_{DG,i}, Q_{C,i}$ – активна снага ДГ у чвору i и реактивна снага КБ у чвору i , редом;

$P_{gub,i}^{(1)}, Q_{gub,i}^{(1)}$ – губици активне и реактивне снаге у елементу мреже i при основном хармоник, редом;

$P_{P,i}, Q_{P,i}$ – активна и реактивна снага потрошње у чвору i , редом.

За прорачун токова снага и напонских стања за основну фреквенцију коришћена је назад/напред метода. Прорачун ХТС, који се користи за евалуацију функције циља F , извршен је применом распрегнутог поступка. Једначине за прорачун токова снага за основни и више хармонике дате су у поглављу 4.

Ограничења типа неједнакости (6.3) су функционална ограничења зависно променљивих стања. Ова ограничења уважавају:

- ограничења модула напона чворова:

$$V_{RMS,i}^{\min} \leq V_{RMS,i} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} |V_i^{(h)}|^2} \leq V_{RMS,i}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad (6.11)$$

- ограничења нивоа изобличења таласног облика напона:

$$THD_{V,i} = \frac{1}{|V_i^{(1)}|} \cdot \sqrt{\sum_{h \neq 1}^{h_{\max}} |V_i^{(h)}|^2} \times 100(\%) \leq THD_{V,i}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad (6.12)$$

- ограничења по максималној снази грана мреже:

$$S_i \leq S_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, N_{gr}, \quad (6.13)$$

где су $V_{RMS,i}$ ефективна вредност напона у чвору i , $V_{RMS,i}^{\min} = 0.95$ г.ј. и $V_{RMS,i}^{\max} = 1.05$ г.ј. минимална и максимална дозвољена ефективна вредност напона у чвору i , редом; $THD_{V,i}^{\max} = 5\%$ максимално дозвољена вредност укупног хармонијског изобличења напона у чвору i , сагласно стандарду IEEE-519 [91], а S_i^{\max} максимална трајно дозвољена снага гране i .

Ограничења формулисана једначином (6.4) дефинишу област могућих вредности управљачких променљивих и уважавају:

- ограничења локација на којима се планира уградња ДГ и КБ:

$$2 \leq L_{DG,i} \leq N_m, \quad i = 1, 2, \dots, N_{DG}, \quad (6.14)$$

$$2 \leq L_{C,i} \leq N_m, \quad i = 1, 2, \dots, N_C, \quad (6.15)$$

- ограничења снага ДГ и КБ:

$$P_{DG,i}^{\min} \leq P_{DG,i} \leq P_{DG,i}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{DG}, \quad (6.16)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG,i} \leq PL \sum_{i=1}^{N_P} \sqrt{P_{P,i}^2 + Q_{P,i}^2}, \quad (6.17)$$

$$Q_{C,i}^{\min} \leq Q_{C,i} \leq Q_{C,i}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_C, \quad (6.18)$$

$$\sum_{i=1}^{N_C} Q_{C,i} \leq \sum_{i=1}^{N_P} Q_{P,i}, \quad (6.19)$$

где су: $P_{DG,i}^{\min}$ и $P_{DG,i}^{\max}$ - минимална и максимална снага ДГ који се може прикључити у чвор i , редом; $Q_{C,i}^{\min}$ и $Q_{C,i}^{\max}$ - минимална и максимална снага КБ који се може прикључити у чвор i , редом; PL - удео дистрибуиране производње у дистрибутивној мрежи; N_P - укупан број потрошача у дистрибутивној мрежи.

Ограничење (6.17) је уведено како би се предупредили погонски проблеми који се могу јавити у раду система услед повишеног укључивања обновљивих извора енергије, а односе се на регулацију напона, стабилност напона, угаону стабилност, регулацију фреквенције и др. С друге стране, ограничење (6.19) је уведено да би се спречила прекомерна компензација реактивне снаге, која даље води порасту губитака снаге, додатном оптерећењу водова и појави опасних резонантних услова.

Снаге КБ су узете као дискретне величине, тј.

$$Q_{C,i} = LQ_C^{\min}, \quad (6.20)$$

где је L цео број (0, 1, 2, 3, ...). За минималну вредност снаге КБ (Q_C^{\min}) усвојена је вредност од 150 kVA_r.

Класичним методама оптимизације ограничења типа неједнакости се тешко постижу, што намеће потребу за развијањем нових метода које су у стању да превазиђу овај недостатак. Један приступ у уважавању ограничења зависно променљивих у процесу оптимизације се заснива на увођењу пеналних функција (енг. *penalty function*) у оригиналну функцију циља. На пример, квадратна пенална функција примењена на ограничења модула напона чворова је облика:

$$h(V_{RMS,i}) = \begin{cases} \lambda_V (V_{RMS,i} - V_{RMS,i}^{\min})^2 & \text{за } V_{RMS,i} < V_{RMS,i}^{\min}, \\ 0 & \text{за } V_{RMS,i}^{\min} \leq V_{RMS,i} \leq V_{RMS,i}^{\max}, \\ \lambda_V (V_{RMS,i}^{\max} - V_{RMS,i})^2 & \text{за } V_{RMS,i} > V_{RMS,i}^{\max}, \end{cases} \quad (6.21)$$

где је λ_V пенални фактор за ограничења напона чворова.

На овај начин се функција циља проширује ако долази до прекорачења напонских ограничења. Тада у процедури решавања оптимизационог модела, пенални додатак „гура“ ток тражења оптимума у допустиво подручје.

Имајући у виду претходно излагање, нова проширена функција циља (F_e) се може дефинисати на следећи начин:

$$F_e = F + \lambda_V \sum_{i=1}^{N_m} (V_{RMS,i} - V_{RMS,i}^{\lim})^2 + \lambda_{THD} \sum_{i=1}^{N_m} (THD_{V,i} - THD_{V,i}^{\lim})^2 + \lambda_S \sum_{i=1}^{N_{gr}} (S_i - S_i^{\lim})^2, \quad (6.22)$$

где су λ_{THD} и λ_S одговарајући пенални фактори, а x^{\lim} гранична вредност зависно променљиве x , која се дефинише као:

$$x^{\lim} = x^{\max} \text{ ако је } x > x^{\max} \text{ и } x^{\lim} = x^{\min} \text{ ако је } x < x^{\min}. \quad (6.23)$$

6.1.3 Претпоставке

Приликом формулисања проблема уведене су следеће претпоставке:

- дистрибутивна мрежа је симетрична и уравнотежена;
- за дати ниво оптерећења, снаге генерисања и потрошње су константне – временски непроменљиве;
- одводности и оточне капацитивности водова и каблова су занемарене;
- не постоје географска нити метеоролошка ограничења за прикључење ДГ јединица на дистрибутивну мрежу;
- напон у напојном чвору мреже се одржава на константној вредности;
- таласни облик напона напојног чвора је чисто синусоидалног таласног облика – не садржи више хармонијске компоненте;
- сви чворови мреже, осим напојног чвора, узети су као потенцијалне локације за прикључење ДГ и КБ;
- у један чвор се може прикључити само један ДГ и само једна КБ;
- међусобни утицај претварача и мреже је занемарен;
- на основној фреквенцији сви потрошачи су представљени моделом константне снаге, а кондензатори моделом константне импедансе;

- на хармонијским фреквенцијама линеарни потрошачи су представљени паралелним RL моделом, а нелинеарни потрошачи као извори хармонијских струја;
- ДГ који су на дистрибутивну мрежу прикључени преко енергетских претварача се, према стандарду IEEE 1547 [119], на основној фреквенцији представљају као „негативни потрошачи” с јединичним фактором снаге (производе само активну снагу), док се на вишим фреквенцијама третирају као извори хармонијских струја;
- хармонијски спектри (амплитуде и фазни углови) нелинеарних потрошача и ДГ јединица су познати (измерени, процењени).

6.2 Имплементација оптимизационих метода

Број управљачких променљивих у моделу оптималних локација и снага ДГ и КБ дефинише димензију претраживачких агената (јединки) који представљају потенцијална решења проблема. У систему са N претраживачких агената, у простору управљачких променљивих, сваки агент i је представљен вектором позиције \mathbf{X}_i . Другим речима, елементи вектора \mathbf{X}_i су елементи вектора управљачких променљивих оптимизационог проблема који се решава. У овом случају, потенцијално решење се може представити помоћу вектора који садржи комбинацију локација и снага ДГ и КБ. Према томе, позиција i -тог агента је:

$$\mathbf{X}_i = \left[L_{DG,1}^1, \dots, L_{DG,N_{DG}}^d, P_{DG,1}^{d+1}, \dots, P_{DG,N_{DG}}^{2d}, L_{C,1}^{2d+1}, \dots, L_{C,N_C}^{3d}, Q_{C,1}^{3d+1}, \dots, Q_{C,N_C}^n \right], \quad (6.24)$$

при чему је: $i = 1, 2, \dots, N$ и $n = 2N_{DG} + 2N_C$.

Процес оптимизације започиње произвољним генерисањем почетних решења из скупа допустивих решења. Након тога следи израчунавање вредности функције циља сваког агента у популацији и сортирање решења \mathbf{X}_i . У овом случају се израчунавање вредности функције циља врши прорачуном ХТС. За сваку комбинацију локација и снага ДГ и КБ потребно је извршити најмање један прорачун ХТС, како би се утврдио квалитет добијеног решења према усвојеном критеријуму оптимизације. Према томе, од пресудног значаја су брзина и ефикасност примењеног поступка за прорачун ХТС. После израчунавања вредности функције циља следи генерисање нове популације применом

алгоритамских оператора изабраног алгоритма са стохастичким механизмом претраге на јединке из текуће популације. Описани процес се понавља док се не испуни услов заустављања (унапред дефинисани број итерација).

6.2.1 Програмска реализација

Алгоритми су реализовани у програмском пакету MATLAB и тестирани на персоналном рачунару са 2.2 GHz и 8 GB RAM меморије. Код свих алгоритама величина популације је подешена на 50, а максималан број итерација на 200. Остали контролни параметри за поједине алгоритме имају следеће вредности:

- за ABC, број извора хране, SN , као и број пчела радилица, једнак је половини колоније, док је параметар $limit$, који представља унапред дефинисани број циклуса након кога пчела напушта извор, подешен на 12;
- за PSO, коефицијенти честице и роја, c_1 и c_2 , постављени су на 2, а коефицијент инерције, w , се током итеративног поступка линеарно смањује од 0.9 до 0.4;
- за GSA, почетна вредност гравитационе константе G_0 подешена је на 100, а вредност константе α на 2;
- за PSO-GSA, коефицијенти c_1 и c_2 постављени су на 2, а константе G_0 и α редом на 2 и 30;
- за PPSO-GSA, контролни параметри G_0 и α су идентични као за PSO-GSA;
- за GA, коришћени су турнирска селекција (енг. *tournament selection*) и хеуристичко укрштање (енг. *heuristic crossover*), број „елитних” јединки (енг. *EliteCount*), тј. јединки с најбољом вредношћу функције циља које директно прелазе у наредну генерацију је 2, а за вероватноћу укрштања осталих јединки (енг. *crossover fraction*) усвојена је вредност од 0.8;
- за WDO, коефицијент RT је подешен на 3, гравитационо убрзање g на 0.2, коефицијент трења α и *Coriolis*-ова сила F_C постављени су на 0.4, док је максимално дозвољена брзина u_{max} ограничена на 0.3;
- за GWO, параметар a се током поступка линеарно смањује од 2 до 0;

- за MSA, број јединки извиђача, n_p , износи 6;
- за FA, почетна вредност коефицијента привлачности свитаца, β_0 , је 0.2, коефицијент апсорпције светлости, γ , је 1, док је параметар случајности, α , подешен на 0.2.
- PPSO, осим величине популације и максималног броја итерација, нема додатних контролних параметара.

Критеријум заустављања код свих алгоритама је исти: достизање максималног броја итерација. Параметри коришћених алгоритама су дефинисани сагласно цитираној литератури, као и на основу великог броја спроведених симулација.

6.3 Резултати и дискусија

Метахеуристичке методе, наведене у претходном делу рада, примењене су за решавање проблема оптималних локација и снага ДГ и КБ у дистрибутивним мрежама с присутним вишим хармоницима. Тестирање метода је спроведено на две дистрибутивне мреже. Прва је IEEE 33 дистрибутивна тест мрежа, која је коришћена за верификацију резултата прорачуна ХТС, а дуга мрежа је IEEE 69. Поред несинусоидалних услова, у разматрање су узети и синусоидални услови, како би се извршило поређење добијених резултата с доступним резултатима из литературе и испитао утицај ДГ и КБ на квалитет електричне енергије у мрежи. Оцена примењених метода је извршена на основу статистичке евалуације резултата добијених у 20 узастопних извршавања свих метода. Вредности дискретних променљивих добијене су тако што су континуалне вредности заокруживане на најближе дискретне вредности. За ове потребе коришћена је функција заокруживања *round*.

Решења проблема одређивања оптималних локација и снага ДГ и КБ су добијена за различити број ДГ и КБ. Разматрана су следећа три случаја:

Случај 1. На располагању је један ДГ и једна КБ;

Случај 2. На располагању су два ДГ и две КБ;

Случај 3. На располагању су три ДГ и три КБ.

Поред наведена три случаја оптимизације, дефинисан је један базни случај без ДГ и КБ.

6.3.1 Тест мрежа IEEE 33

Једнофазна шема и параметри мреже дати су у прилогу А. Укупна активна снага потрошње у мрежи је 3.715 MW, док је реактивна снага 2.3 MVA_r. Сви чворови мреже, сем напојног чвора, су разматрани као могуће локације за прикључење ДГ и КБ. На тај начин је обезбеђена поузданост оптималног решења, тј. већа је вероватноћа да је пронађено решење оптимално. Проблем је решен с дискретним вредностима снага КБ и континуалним вредностима снага ДГ. Задати опсег могућих снага КБ је од 0 до 2.25 MVA_r, с инкрементом од 150 kVA_r. Максимална снага ДГ је 3.5 MW (80% номиналне привидне снаге потрошње).

Да би се уважио утицај виших хармоника на мрежу, усвојено је да се потрошачи у чворовима 6, 18 и 30 напајају преко трофазних шестоимпулсних исправљача. Додатни извори хармоника у мрежи су ДГ прикључени на мрежу преко инвертора, који су третирани као „негативни потрошачи” константне снаге. Хармонијски спектри струје нелинеарних потрошача и ДГ дати су у табели 6.1.

Табела 6.1 Хармонијски спектри нелинеарних потрошача и ДГ [100,119]

Ред хармоника	Амплитуда (%)			
	Нелинеарни потрошачи			Нелинеарни ДГ
	Шестоимпулсни исправљач (тип 1) у чвору 6	Шестоимпулсни исправљач (тип 2) у чвору 18	Шестоимпулсни исправљач (тип 3) у чвору 30	
1	100	100	100	100
5	20	19.1	42	4
7	14.3	13.1	14.3	4
11	9.1	7.2	7.9	2
13	7.7	5.6	3.2	2
17	5.9	3.3	3.7	1.5
19	5.3	2.4	2.3	1.5
23	4.3	1.2	2.3	0.6
25	4	0.8	1.4	0.6
29	3.4	0.2	0	0.6
31	3.2	0.2	0	0.6

6.3.1.1 Оптималне локације и снаге у синусоидалним условима рада

Оптималне локације и снаге ДГ и КБ су најпре одређене за синусоидалне услове рада, тј. радно стање без присутних виших хармоника, с циљем да се добијени резултати упореде с постојећим резултатима из литературе. Сви потрошачи и ДГ третирани су као линеарни елементи и прорачуни токова снага су спроведени узимајући у обзир само основни хармоник. Најбоља решења сваког алгоритма добијена након 20 узастопних извршавања дата су у табели 6.2.

Табела 6.2 Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја

Случај	Метода	Снага (MW) и локација ДГ	Снага (MVA _r) и локација КБ	Мин. напон (r.j.)	Укупни губици (kW)	Смањење губитака (%)
Базни случај	-	-	-	0.9038	210.9983	-
1	ABC, FA, GA, GSA, GWO, MSA, PSO, PPSO, PSO _{GSA} , PPSO _{GSA} , WDO	2.5274 (6)	1.35 (30)	0.9542	58.5913	72.23
2	ABC	0.8498 (13)	0.45 (12)	0.9804	28.4966	86.49
		1.1389 (30)	1.05 (30)			
	PSO	0.8460 (13)	0.75 (8)	0.9807	29.8239	85.87
		1.1379 (30)	0.90 (30)			
	PPSO	0.8425 (13)	0.45 (11)	0.9806	28.6200	86.44
		1.1897 (30)	1.05 (30)			
	GSA	0.8454 (13)	0.60 (9)	0.9806	29.2912	86.12
		1.1330 (30)	1.05 (30)			
	FA, GA, GWO, MSA, PPSO _{GSA} , PSO _{GSA} , WDO	0.8461 (13)	0.45 (12)	0.9804	28.4956	86.49
		1.1371 (30)	1.05 (30)			
3	ABC	0.7705 (14)	0.30 (14)	0.9905	12.0007	94.31
		1.0757 (24)	0.60 (24)			
		1.0292 (30)	1.05 (30)			
	FA	0.7606 (14)	0.45 (12)	0.9932	12.0383	94.29
		1.1043 (24)	0.45 (24)			
		1.0353 (30)	1.05 (30)			
	GSA	0.7667 (14)	0.30 (14)	0.9896	12.9643	93.86
		1.0744 (24)	0.75 (25)			
		1.0477 (30)	0.90 (30)			
	GWO	0.7672 (14)	0.45 (12)	0.9920	12.1466	94.24
		1.0752 (24)	0.45 (24)			
		1.0454 (30)	0.90 (30)			
	MSA	0.9380 (10)	0.45 (12)	0.9858	13.7096	93.50
		0.8421 (25)	0.60 (24)			
		0.9992 (30)	0.90 (30)			
	PSO	0.6922 (13)	0.45 (11)	0.9869	15.7320	92.54
		0.8821 (24)	0.45 (24)			
		1.1627 (29)	0.90 (29)			
PPSO	0.7943 (13)	0.45 (12)	0.9923	13.1643	93.76	
	1.0705 (24)	0.15 (25)				
	1.0284 (30)	1.05 (30)				
PSO _{GSA}	0.7988 (14)	0.30 (16)	0.9907	13.0796	93.80	
	1.1224 (24)	0.75 (24)				
	0.9574 (30)	1.05 (30)				
WDO	0.7660 (14)	0.15 (2)	0.9925	14.7183	93.02	
	1.0756 (24)	0.45 (12)				
	1.0414 (30)	1.05 (30)				
GA, PPSO _{GSA}	0.7655 (14)	0.30 (14)	0.9906	11.9966	94.31	
	1.0747 (24)	0.60 (24)				
	1.0411 (30)	1.05 (30)				

Имајући у виду чињеницу да метахеуристичке методе имају стохастички карактер, за оцену разматраних метода потребно је извршити статистичку евалуацију резултата прорачуна. Табела 6.3 приказује минималне, максималне и средње вредности, као и стандардне девијације резултата за сва три случаја примене метода на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја. Поред тога, у табели 6.3 дато је и просечно време извршавања примењених метода. Статистички резултати су добијени за по 20 независних извршавања свих алгоритама, за сва три случаја оптимизације.

Табела 6.3. Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја

Случај	Метода	Минимална вредност (kW)	Максимална вредност (kW)	Средња вредност (kW)	Стандардна девијација (kW)	Време извршавања (s)
1	ABC	58.5913	58.9919	58.6214	0.1102	52.61
	FA	58.5913	60.8465	59.1933	0.8325	55.87
	GA	58.5913	60.3808	59.0292	0.7753	50.93
	GSA	58.5913	69.5936	61.6551	4.5855	31.21
	GWO	58.5913	67.8961	59.7007	2.8557	45.51
	MSA	58.5913	67.8961	60.0920	2.7889	37.58
	PSO	58.5913	60.3808	59.2234	0.8718	31.43
	PPSO	58.5913	60.3808	58.7702	0.5659	33.25
	PSOGSA	58.5913	60.3808	58.9492	0.7344	35.79
	PPSOGSA	58.5913	59.5865	58.6908	0.3147	38.89
WDO	58.5913	69.5936	61.6739	4.2847	35.67	
2	ABC	28.4966	33.6553	29.5494	1.5594	54.99
	FA	28.4956	29.4956	29.0456	0.3250	58.61
	GA	28.4956	31.0490	29.2011	0.8712	52.96
	GSA	29.2912	55.7542	40.2113	7.8763	30.36
	GWO	28.4956	32.4066	29.2963	1.4285	49.59
	MSA	28.4956	34.6711	35.3218	2.5661	34.85
	PSO	29.8239	38.8454	31.8603	3.0904	31.49
	PPSO	28.6200	33.4173	30.0626	2.4996	31.07
	PSOGSA	28.4956	34.9746	29.3132	2.3578	32.63
	PPSOGSA	28.4956	32.0840	29.2058	1.2743	35.03
WDO	28.4956	46.7152	35.3985	6.2391	34.82	
3	ABC	12.0007	18.9641	14.7480	2.8718	49.74
	FA	12.0383	21.1317	14.9316	3.3587	54.87
	GA	11.9966	18.1141	13.9738	2.4857	51.95
	GSA	12.9643	56.4574	32.7168	15.273	28.96
	GWO	12.1466	41.6458	20.9664	7.9278	47.56
	MSA	13.7096	41.8499	23.3464	8.1101	32.58
	PSO	15.7320	32.5675	22.9758	3.5955	29.04
	PPSO	13.1643	25.7888	18.5602	4.7849	34.13
	PSOGSA	13.0796	38.2287	18.5174	6.4197	35.82
	PPSOGSA	11.9966	17.0135	14.4371	2.2021	37.46
WDO	14.7183	40.8090	26.7342	7.2007	34.73	

Као што се може видети из табеле 6.2, укупни губици снаге и минимална вредност напона у случају пре уградње ДГ и КБ (базни случај) редом износе: 210.9983 kW и 0.9038 г.ј. Након прикључења ДГ снаге 2.5274 MW у чвор 6 и КБ снаге 1.35 MVA_r у чвор 30 (Случај 1), укупни губици снаге у мрежи се смањују на 58.5913 kW, односно остварује се смањење губитака од 72.23% у односу на базни случај. У овом случају све примењене оптимизационе методе дају исто оптимално решење. Међутим, када се упореде стандардне девијације и средње вредности резултата (табела 6.3) види се да предложени PPSOGSA постиже боље резултате од осталих алгоритама, осим ABC. У случају прикључења два ДГ и две КБ (Случај 2), већина примењених метода постиже исто оптимално решење: $P_{gub} = 28.4956 \text{ kW}$. У односу на базни случај, укупни губици снаге се смањују за 86.49%. И у овом случају стандардне девијације и средње вредности резултата добијене применом PPSOGSA су мање у односу на одговарајуће вредности добијене применом оригиналних PPSO и GSA алгоритама. Такође, у односу на остале алгоритме, PPSOGSA има веома добре перформансе. Конкретно, за Случај 2, једино GA и FA остварују боље средње вредности и ниже вредности стандардне девијације у односу на предложени PPSOGSA алгоритам. Минимални губици снаге од приближно 12 kW се остварују у случају уградње три ДГ и три КБ (Случај 3). У овом случају GA и PPSOGSA су дошли до најбољих резултата и нешто бољих средњих вредности и вредности стандардне девијације у односу на остале методе. На основу резултата из последње колоне табеле 6.2, запажа се да смањење губитака снаге у мрежи постаје израженије с повећањем броја ДГ и КБ.

Анализирајући резултате из последње колоне табеле 6.3 (средње време трајања прорачуна), уочава се да међу њима нема битније разлике. За Случај 1 добијена су времена прорачуна која се крећу између 31.21 s и 55.87 s. Слично се добија и за остала два случаја оптимизације. Оптимално решење најбрже налази GSA. С друге стране, FA захтева најдуже време прорачуна. Средње време трајања прорачуна PPSOGSA је нешто дуже у односу на времена прорачуна оригиналних PPSO и GSA.

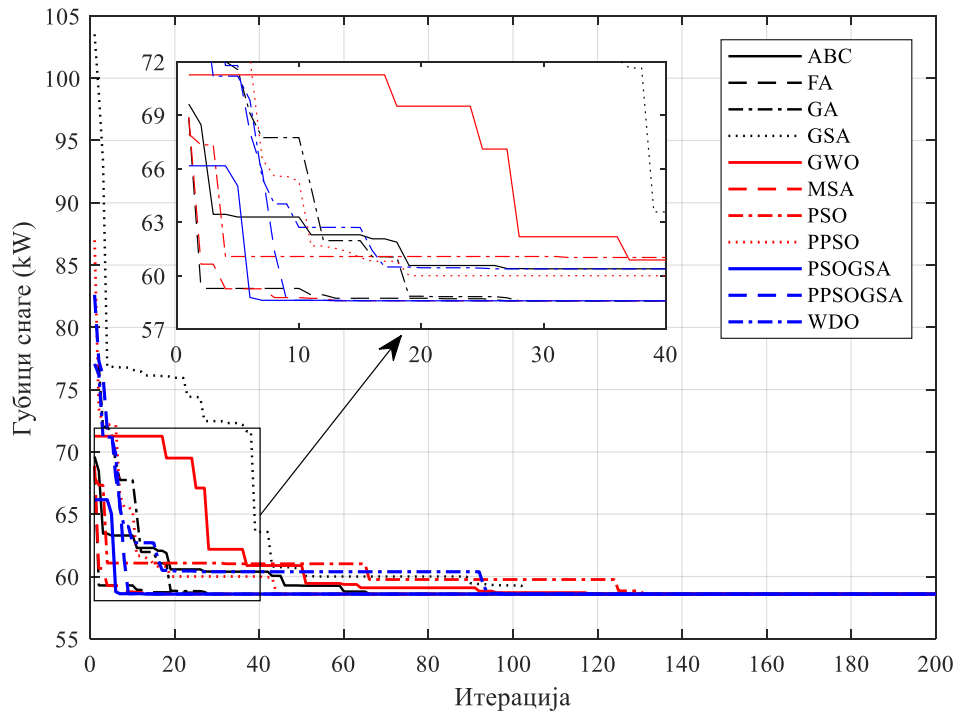
Иако у општем случају време прорачуна зависи од димензије проблема који се решава, овде то није случај. Наиме, сва решења у популацији која нарушавају ограничења дозвољених активних снага инјектирања ДГ и реактивних снага

инјектирања КБ (једначине (6.17) и (6.19)) се одбацују на самом почетку, без извршавања токова снага. На овај начин се значајно смањује време прорачуна јер се прорачуни токови снага врше само за она решења која не крше нити једно ограничење.

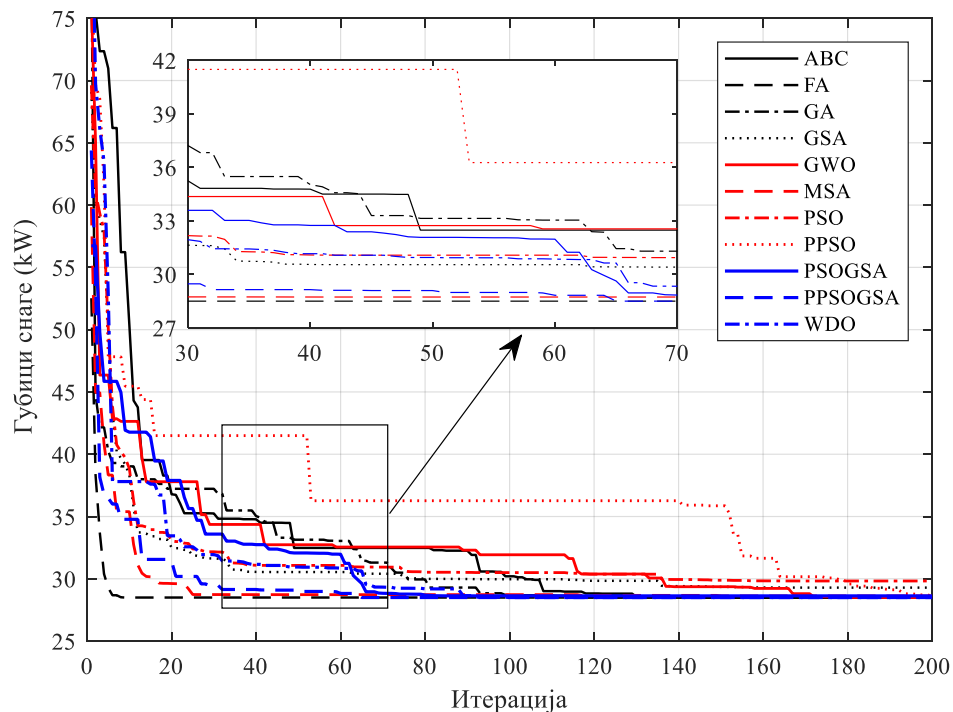
Профили конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 20 независних покретања сваког од алгоритама приказани су на сликама 6.2-6.4. Очигледно је да предложени хибридни PPSOGSA алгоритам конвергира ка оптималном решењу брже у односу на оригиналне PPSO и GSA алгоритме. Такође, PPSOGSA има веома добре конвергентне особине у односу на остале метахеуристичке методе које су примењене у раду. Посматрањем тока конвергенције са слике 6.2, уочава се да једино PSOGSA и MSA конвергирају за мањи број итерација у поређењу с PPSOGSA. Даље, са слике 6.3 се види да PPSOGSA конвергира ка минималној вредности брже од свих осталих алгоритама, осим FA. Коначно, слика 6.4 показује да PPSOGSA достиже оптимално решење после мањег броја итерација у односу на остале алгоритме.

Поређење PPSOGSA алгоритма с оригиналним PPSO и GSA алгоритмима је најмеродавније. Са слика 6.2-6.4 и из табеле 6.3, види се да предложени PPSOGSA алгоритам постиже боље резултате у погледу брзине конвергенције и квалитета решења у односу на PPSO и GSA алгоритме чијом је хибридизацијом настао.

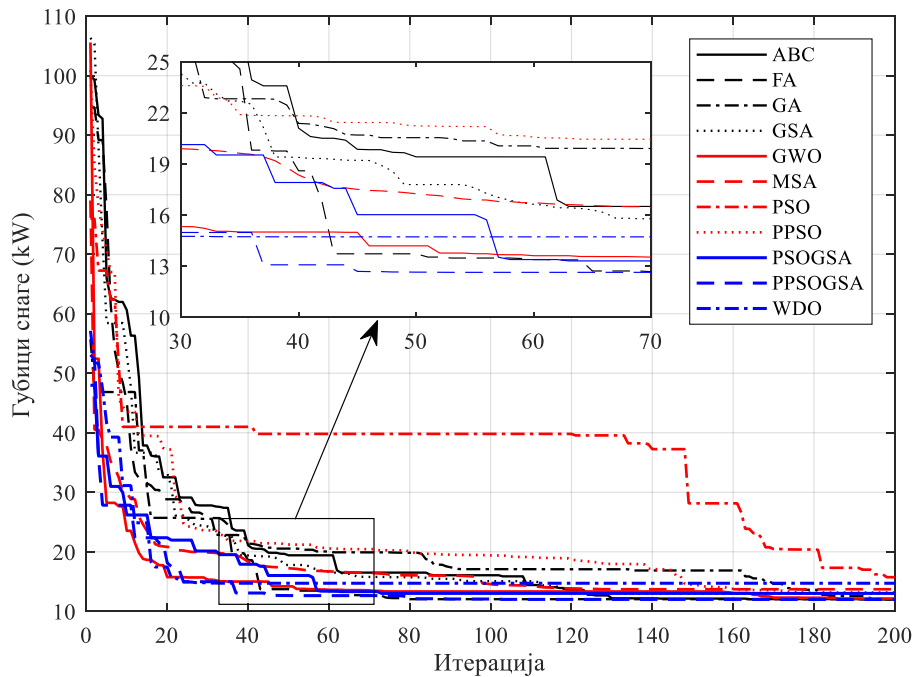
Сумарни приказ најбољих резултата добијених у овом раду и у публикованој литератури дат је у табели 6.4. Оптималне локације и снаге прикључених ДГ и КБ могу се наћи у цитираној литератури. Као што се види из четврте колоне табеле 6.4, PPSOGSA и GA дају најбоље резултате, тј. најмању вредност губитака снаге. Такође, из друге и треће колоне исте табеле може се видети да су минималне вредности губитака до којих се дошло у овом раду применом PPSOGSA алгоритма мање или приближно исте у односу на оне које су добијене алгоритмима предложеним у [11,12,17-22]. У [19] минимална вредност снаге КБ износила је 50 kVA_г, док су у [17] и [21] снаге ДГ и КБ узете као континуалне променљиве; то може бити разлог зашто су губици у [17], [19] и [21] мањи од губитака добијених у овом раду.



Слика 6.2 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 1



Слика 6.3 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 2

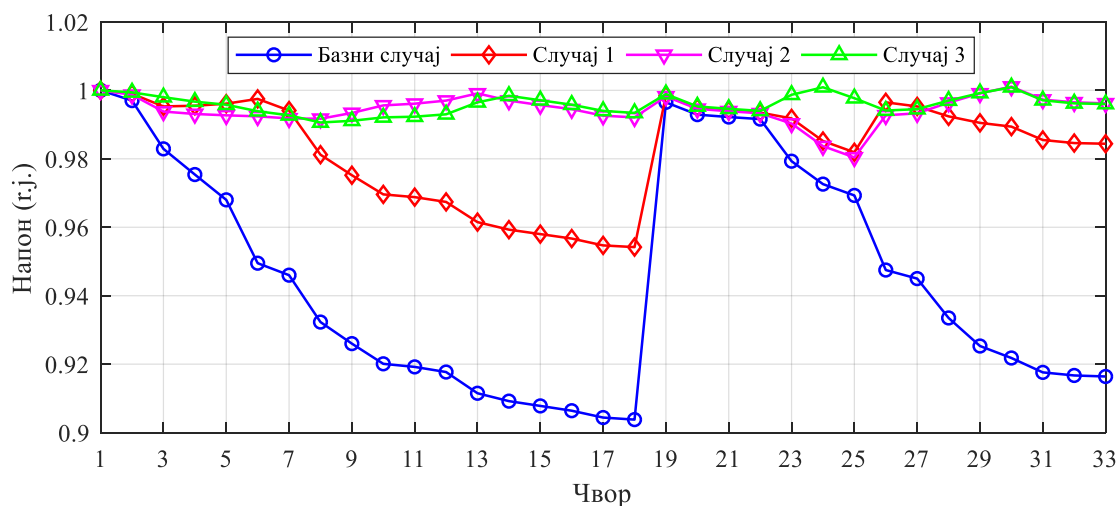


Слика 6.4 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 3

Табела 6.4 Поређење најбољих решења добијених у овом раду и у публикованој литератури за тест мрежу IEEE 33

Метода	Случај 1	Случај 2	Случај 3
ABC	58.5913	28.4966	12.0007
FA	58.5913	28.4956	12.0383
GA	58.5913	28.4956	11.9966
GSA	58.5913	29.2912	12.9643
GWO	58.5913	28.4956	12.1466
MSA	58.5913	28.4956	13.7096
PSO	58.5913	29.8239	15.7320
PPSO	58.5913	28.6200	13.1643
PSOGSA	58.5913	28.4956	13.0796
PPSOGSA	58.5913	28.4956	11.9966
WDO	58.5913	28.4956	14.7183
PSO [12]	59.70	-	-
LSF [19]	62.97	-	-
HAS-PABC [19]	58.45	-	-
CSA [17]	58.49	28.51	-
IMDE [22]	-	32.08	-
Аналитички приступ [18]	-	84.28	-
MOEA/D [21]	-	28.47	-
BFOA [20]	-	-	41.41
GA [11]	-	-	16.41

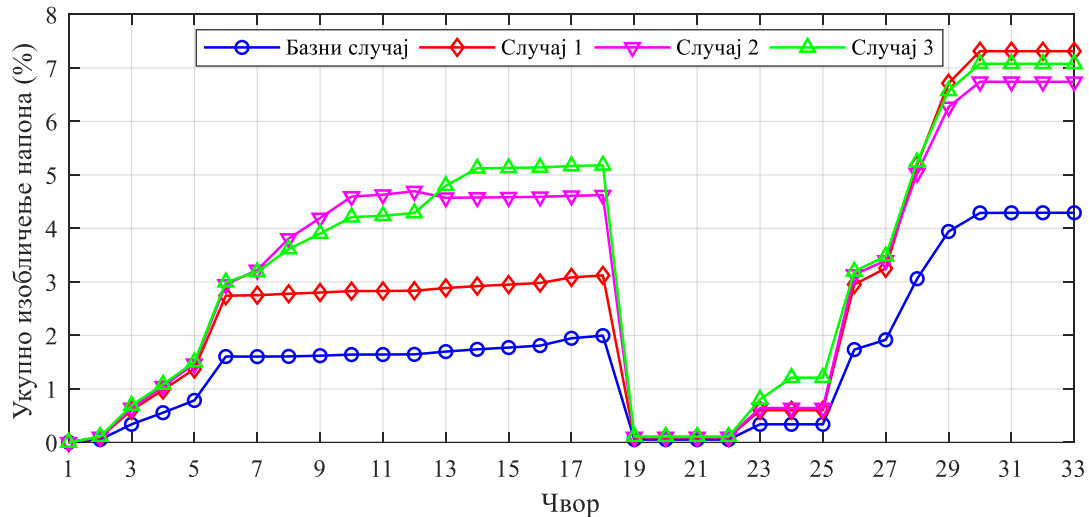
На слици 6.5 су приказани одговарајући напонски профили мреже. Очигледно је побољшање напонског профила након уградње ДГ и КБ. Ефективне вредности напона у свим чворовима се, након уградње ДГ и КБ, налазе у оквиру дозвољених граница ($\pm 5\%$ номиналне вредности). Најбољи напонски профил, тј. најмање одступање напона од номиналне вредности, се остварује у Случају 3, што се могло и очекивати јер је у том случају број прикључених ДГ и КБ највећи.



Слика 6.5 Напонски профили мреже IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгоритма

6.3.1.2 Оптималне локације и снаге у несинусоидалним условима рада

Као што је речено, за потребе анализе хармонијских изобличења претпостављено је да су потрошачи у чворовима 6, 18 и 30 везани преко трофазних шестоимпулсних диодних исправљача. Додатни извори хармоника у мрежи су ДГ прикључени на мрежу посредством енергетских претварача. Укупна хармонијска изобличења напона на свим сабирницама мреже у базном несинусоидалном случају приказана су на слици 6.6. Да би се показао утицај ДГ и КБ на квалитет електричне енергије, на слици 6.6 су упоредо приказана изобличења напона добијена прорачуном ХТС с оптималним локацијама и снагама ДГ и КБ одређеним предложеним хибридном PPSOGSA алгоритмом у синусоидалним условима (табела 6.2). Пре оптимизације, у базном случају, укупни губици снаге у мрежи су 213.8196 kW, од чега 2.8213 kW губитака снаге узрокују виши хармоници који потичу од нелинеарних потрошача. Максимално изобличења напона је у чвору 33 и износи 4.29%.



Слика 6.6 Укупна хармонијска изобличења напона у мрежи IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгоритма у синусоидалним условима рада

Са слике 6.6 се види да су након уградње ДГ и КБ укупна хармонијска изобличења напона у чворовима 14-18 и 28-33 већа од дозвољене вредности од 5%. У односу на базни несинусоидални случај, максимална вредност укупног изобличења напона за случајеве 1, 2 и 3 повећава се за 70.36%, 57.06% и 64.9%, редом. Ово повећање нивоа изобличења настаје услед додатних струја које инјектирају нелинеарни ДГ и појаве паралелне резонанције између КБ и импедансе мреже. На основу претходно изложеног може се констатовати да оптимална решења добијена у условима синусоидалних напона и струја нису прихватљива када у мрежи постоје виши хармоници.

Како би се испитале перформансе предложеног алгоритма и одредиле оптималне локације и снаге ДГ и КБ у несинусоидалним условима рада, поступак је спроведен за сва три претходно дефинисана случаја оптимизације, уз уважавање утицаја виших хармоника генерисаних од стране нелинеарних ДГ и потрошача. Критеријумска функција је иста као у случају синусоидалних услова рада – минимизација губитака снаге, при чему укупна хармонијска изобличења таласног облика напона не смеју бити већа од 5%. Дакле, овде се не врши минимизација изобличења напона, већ је циљ да се остваре минимални губици у мрежи, а да при томе сва битна ограничења, укључујући и ограничења укупног хармонијског изобличења напона, буду унутар допустивих граница.

Оптимална решења, добијена након 20 независних покретања свих алгоритама, дата су у табели 6.5. Табела 6.6 приказује минималне, максималне и средње вредности, стандардне девијације и просечно процесорско време извршавања примењених метода у условима несинусоидалних напона и струја. Најмањи губици снаге остварени након прикључења ДГ и КБ за случајеве 1, 2 и 3 су 72.8503 kW, 39.9226 kW и 25.8001 kW, редом. За Случај 1, све методе долазе до истог решења, док за случајеве 2 и 3, више метода постиже исто оптимално решење. У свим тестовима предложени PPSOGSA налази најбоља решења, што се види из табела 6.5 и 6.6. Резултати из табеле 6.6 показују да PPSOGSA алгоритам има боље перформансе од својих оригиналних представника, у погледу квалитета добијених решења и стабилности. Стабилност неког алгоритма одређују средња вредност и стандардна девијација резултата. Такође, у односу на остале алгоритме, PPSOGSA има веома добре перформансе. С аспекта трајања прорачуна, средње време трајања прорачуна PPSOGSA је нешто дуже у поређењу с временом прорачуна PPSO и GSA. У односу на синусоидално радно стање, време извршавања алгоритама је око седам пута дуже јер се прорачуни токова снага спроводе за сваки виши хармоник, што изискује доста процесорског времена и меморијског простора.

Профили конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 20 независних покретања сваког од алгоритама приказани су на сликама 6.7-6.9. Може се приметити да предложени PPSOGSA алгоритам брже проналази оптимално решење од оригиналних PPSO и GSA алгоритама. Такође, запажа се да у односу на остале алгоритме, PPSOGSA има веома добре конвергентне особине. Једино WDO за Случај 1 (слика 6.7) и PSOGSA за Случај 3 (слика 6.9) долазе до својих оптималних вредности после мањег броја итерација него предложени PPSOGSA.

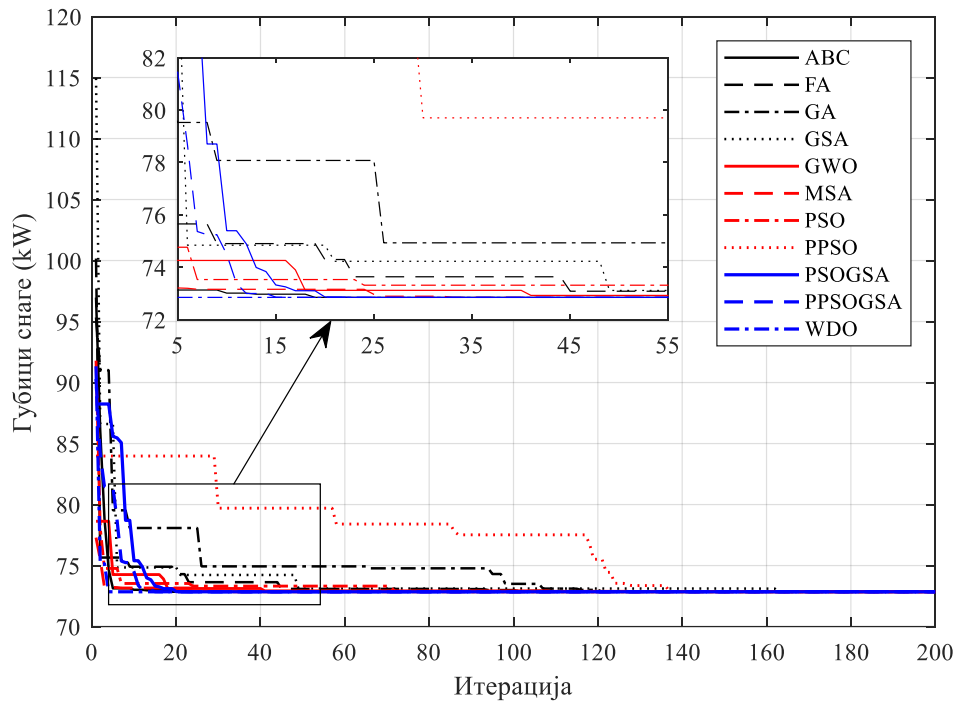
Одговарајући напонски профили мреже и укупна изобличења напона, који одговарају оптималним решењима добијеним применом PPSOGSA, приказани су на сликама 6.10 и 6.11, редом. На основу ових резултата види се да се након прикључења ДГ и КБ ефективне вредности напона и максималне вредности хармонијских изобличења напона налазе у оквиру дозвољених граница.

Табела 6.5 Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја

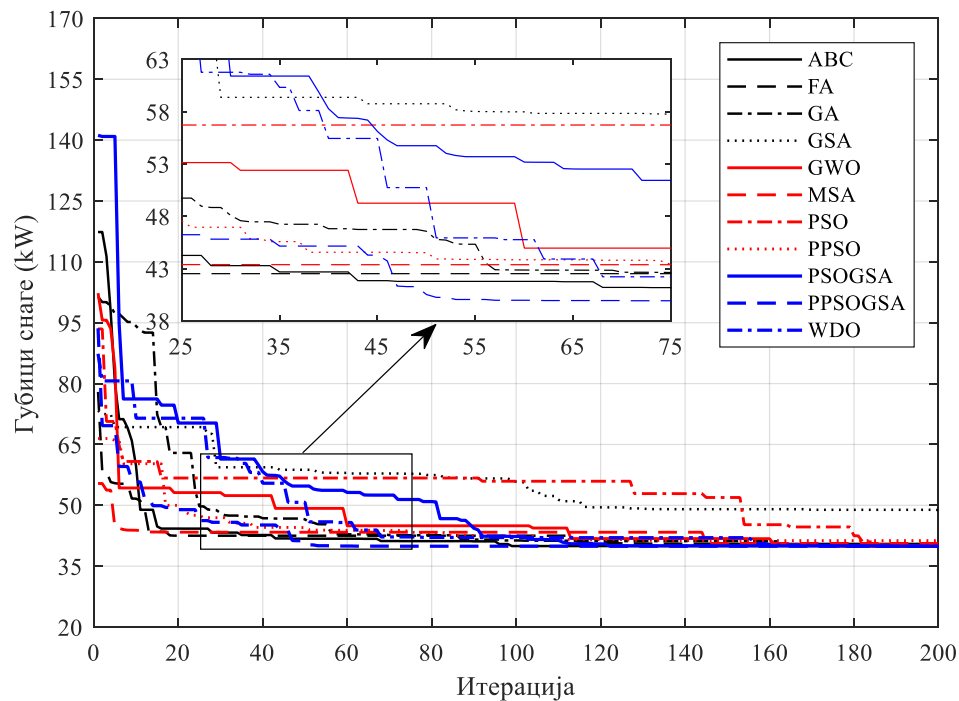
Случај	Метода	Снага (MW) и локација ДГ	Снага (MVA _r) и локација КБ	Макс. THD_V (%)	Мин. напон (г.ј.)	Укупни губици (kW)
Базни случај	-	-	-	4.2928	0.9040	213.8196
1	ABC, FA, GA, GSA, GWO, MSA, PSO, PPSO, PPSOGSA, PPSOGSA, WDO	2.5326 (6)	1.50 (27)	4.9167	0.9563	72.8503
2	FA	0.8401 (13) 1.1511 (30)	1.05 (8) 0.75 (30)	4.9566	0.9810	40.4939
	GA	0.8411 (13) 1.1558 (30)	0.60 (3) 1.50 (6)	4.9828	0.9809	39.9273
	GSA	0.8411 (13) 1.1558 (30)	0.60 (3) 1.50 (6)	4.3729	0.9814	48.8468
	MSA	0.9410 (12) 1.1078 (30)	1.05 (8) 0.75 (30)	4.9454	0.9812	40.6130
	PSO	0.8282 (14) 1.1662 (30)	0.90 (9) 0.90 (30)	4.9882	0.9810	40.0784
	PPSO	0.8444 (13) 1.1525 (30)	0.60 (10) 1.05 (28)	4.8829	0.9807	41.3022
	ABC, GWO, WDO PPSOGSA, PPSOGSA	0.8455 (13) 1.1372 (30)	0.90 (9) 0.90 (30)	4.9862	0.9810	39.9226
	ABC	0.6503 (13) 1.1192 (24) 1.0315 (30)	0.90 (10) 0.45 (24) 0.75 (30)	4.7774	0.9933	26.3754
	FA	0.6993 (13) 1.0969 (24) 1.2001 (30)	0.75 (13) 0.45 (25) 0.75 (30)	4.9976	0.9940	26.0232
	GA	0.9359 (12) 1.0858 (24) 0.9175 (30)	0.90 (10) 0.30 (25) 0.75 (30)	4.8472	0.9932	26.1873
	GSA	1.6175 (3) 0.7532 (13) 1.0098 (30)	0.75 (4) 0.60 (16) 0.60 (30)	4.9883	0.9864	31.6376
	MSA	0.7626 (14) 1.0396 (24) 1.2164 (29)	0.75 (13) 0.60 (24) 0.60 (30)	4.7147	0.9921	27.1247
	PSO	0.9265 (12) 1.1784 (24) 0.8735 (30)	0.15 (13) 0.45 (25) 1.05 (26)	4.5771	0.9782	33.1165
	PPSO	0.7603 (14) 1.0608 (24) 1.0548 (30)	0.75 (10) 0.30 (25) 1.20 (29)	4.8797	0.9941	27.7403
3	PPSOGSA	0.7601 (14) 1.0713 (24) 1.0563 (30)	0.60 (3) 0.90 (9) 0.60 (31)	4.9106	0.9940	26.3580
	WDO	0.8319 (13) 0.9063 (24) 1.0948 (29)	0.90 (12) 0.30 (24) 0.90 (29)	4.6937	0.9939	30.3279
	GWO, PPSOGSA	0.8063 (13) 0.8023 (25) 1.0901 (30)	1.05 (8) 0.45 (24) 0.75 (30)	4.9126	0.9939	25.8001

Табела 6.6 Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја

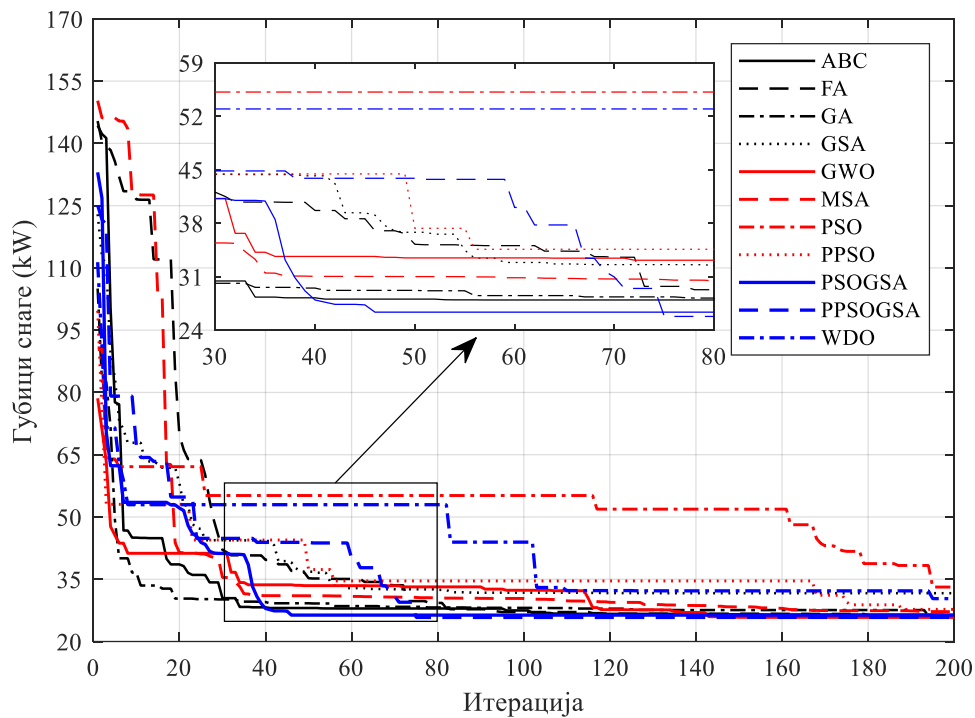
Случај	Метода	Минимална вредност (kW)	Максимална вредност (kW)	Средња вредност (kW)	Стандардна девијација (kW)	Време извршавања (s)
1	ABC	72.8503	74.1957	72.8739	0.0993	346.22
	FA	72.8503	75.7797	73.8232	0.7993	459.81
	GA	72.8503	74.8869	73.6891	0.7853	406.43
	GSA	72.8503	75.7785	74.0134	1.3179	209.85
	GWO	72.8503	74.8869	73.4326	0.5071	322.14
	MSA	72.8503	74.9211	73.7824	0.6542	237.58
	PSO	72.8503	75.3606	73.8508	1.0923	208.79
	PPSO	72.8503	75.0809	73.6130	1.1003	221.05
	PSOGSA	72.8503	74.7809	73.6130	0.7703	235.79
	PPSOGSA	72.8503	74.2324	73.2427	0.4029	245.31
WDO	72.8503	74.8869	73.8508	0.8525	225.65	
2	ABC	39.9226	46.5015	41.8955	2.1158	325.52
	FA	40.4939	60.6868	48.3129	4.6555	408.92
	GA	39.9273	47.6691	41.5953	2.2169	359.65
	GSA	48.8468	60.9363	51.8589	7.3176	190.36
	GWO	39.9226	50.2487	47.0742	4.6364	309.21
	MSA	40.6130	55.3040	47.8565	6.8241	209.56
	PSO	40.0784	49.0328	44.4331	5.7806	197.36
	PPSO	41.3022	46.1186	45.7183	4.1205	210.92
	PSOGSA	39.9226	54.8934	44.1829	4.3748	216.78
	PPSOGSA	39.9226	45.7221	42.5815	3.7892	233.11
WDO	39.9226	60.0963	47.7006	5.6002	252.99	
3	ABC	26.3754	42.8947	33.6527	5.9994	333.94
	FA	26.0232	42.2032	32.5398	6.4333	440.11
	GA	26.1873	39.0863	30.1821	4.3833	337.20
	GSA	31.6376	61.8884	46.4522	9.5177	184.87
	GWO	25.8001	48.7004	38.2191	7.4564	275.79
	MSA	27.1247	52.9018	39.5101	6.2724	226.54
	PSO	33.1165	48.1983	39.8812	6.7459	195.13
	PPSO	27.7403	50.1589	32.8391	7.1915	216.63
	PSOGSA	26.3580	47.2907	31.7413	6.1274	228.74
	PPSOGSA	25.8001	41.9151	31.3285	5.9923	249.78
WDO	30.3279	50.7568	42.2699	8.8640	279.77	



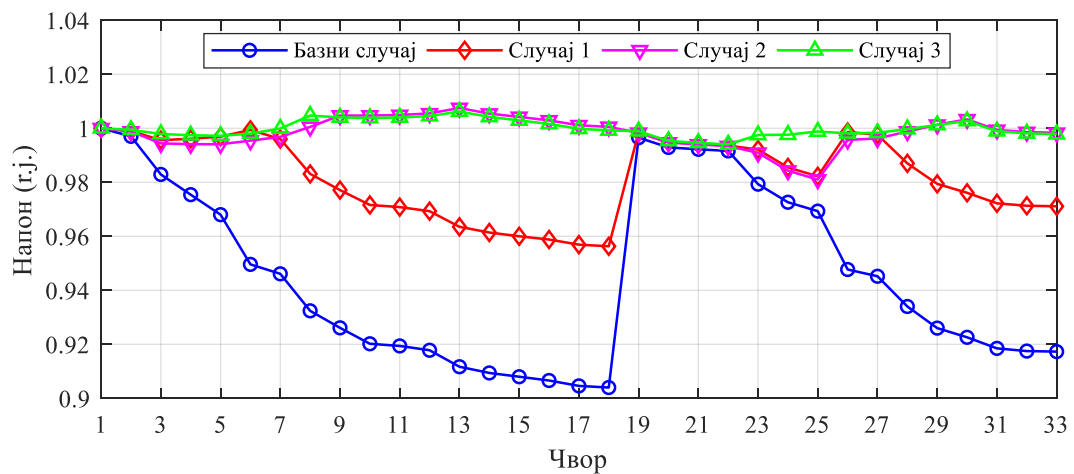
Слика 6.7 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 1



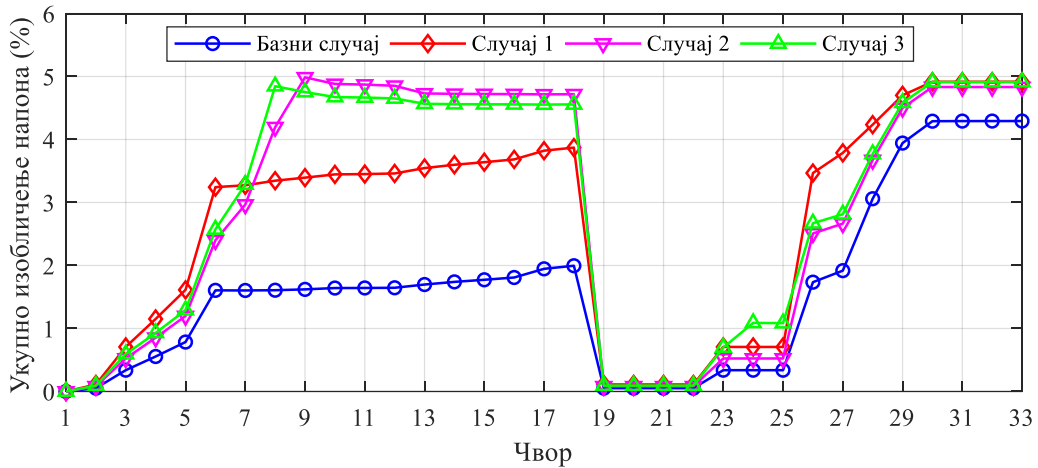
Слика 6.8 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 2



Слика 6.9 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 3



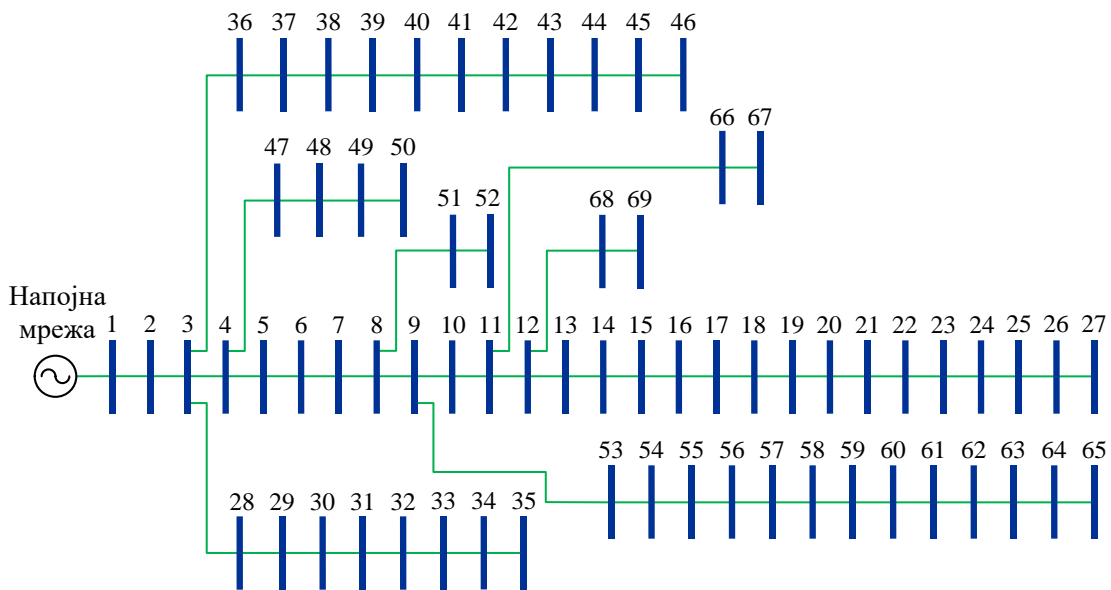
Слика 6.10 Напонски профили мреже IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA у несинусоидалним условима рада



Слика 6.11 Укупна хармонијска изобличења напона у мрежи IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA у несинусоидалним условима рада

6.3.2 Тест мрежа IEEE 69

Да би се проценила ефикасност предложеног PPSOGSA алгоритма у решавању проблема оптималног планирања ДГ и КБ у мрежама с већим бројем чворова, тестови су спроведени на стандардној IEEE мрежи са 69 чворова. Једнополна шема мреже приказана је на слици 6.12. Комплетни подаци о елементима мреже и снагама потрошача дати су у табели А4. Укупна активна снага потрошње у мрежи је 3.792 MW, док је реактивна снага 2.694 MVar.



Слика 6.12 Једнополна шема тест мреже IEEE 69

У бројним радовима снаге КБ су узете као континуалне величине. У циљу поређења добијених резултата с резултатима из литературе, у свим симулацијама које следе снаге КБ су посматране као континуалне променљиве. Задати опсег могућих снага оточних КБ је од 0 до 2.694 MVA_r. Максимална снага инјектирања ДГ је 3.72 MW (80% номиналне привидне снаге потрошње). Као и у претходној тест мрежи, оптимална решења су добијена за синусоидалне и несинусоидалне услове рада.

6.3.2.1 Оптималне локације и снаге у синусоидалним условима рада

У табели 6.7 су приказана најбоља решења за три случаја оптимизације добијена након 20 независних извршавања алгоритама. Статистички показатељи и просечна времена трајања прорачуна свих примењених метахеуристичких метода дати су у табели 6.8.

Табела 6.7 Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја

Случај	Метода	Снага (MW) и локација ДГ	Снага (MVA _r) и локација КБ	Мин. напон (г.ј.)	Укупни губици (kW)	Смањење губитака (%)
Базни случај	-	-	-	0.9092	224.9448	-
1	ABC, FA, GA, GSA, GWO, MSA, PSO, PPSO, PSOGSA, PPSOGSA, WDO	1.8284 (61)	1.3014 (61)	0.9725	23.1346	89.7154
	GSA	0.5215 (17) 1.7363 (61)	0.3656 (16) 1.2393 (61)	0.9943	7.2169	96.7917
	GWO	0.5218 (18) 1.7354 (61)	0.3638 (18) 1.2365 (61)	0.9943	7.1948	96.8015
	MSA	0.4947 (20) 1.7392 (61)	0.3645 (16) 1.2372 (61)	0.9939	7.4823	96.6737
2	PSO	0.5641 (16) 1.6781 (61)	0.3541 (18) 1.2035 (61)	0.9942	7.4350	96.6947
	PPSO	0.5223 (17) 1.7346 (61)	0.3688 (15) 1.2364 (61)	0.9943	7.2548	96.7749
	WDO	0.5453 (17) 1.7264 (61)	0.6528 (11) 1.1778 (61)	0.9943	8.0103	96.4390
	ABC, FA, GA, PSOGSA, PPSOGSA	0.5221 (17) 1.7347 (61)	0.3533 (17) 1.2389 (61)	0.9943	7.1892	96.8040

Табела 6.7 Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја (наставак)

Случај	Метода	Снага (MW) и локација ДГ	Снага (MVA _r) и локација КБ	Мин. напон (r.j.)	Укупни губици (kW)	Смањење губитака (%)
3	ABC	0.4648 (11)	0.3679 (11)	0.9943	4.2519	98.1098
		0.3953 (18)	0.2331 (21)			
		1.6740 (61)	1.1956 (61)			
	FA	0.4782 (11)	0.3804 (11)	0.9943	4.2569	98.1076
		0.3672 (18)	0.2236 (21)			
		1.6848 (61)	1.1951 (61)			
	GA	0.4944 (11)	0.3734 (11)	0.9943	4.2418	98.1143
		0.3787 (18)	0.2314 (21)			
		1.6747 (61)	1.1959 (61)			
	GSA	0.4948 (11)	0.3524 (17)	0.9969	4.4652	98.0150
		0.3803 (18)	0.5710 (49)			
		1.6733 (61)	1.2387 (61)			
	GWO	0.4701 (12)	0.1035 (3)	0.9937	6.0523	97.3094
		0.1961 (24)	0.3195 (17)			
		1.7101 (61)	1.2362 (61)			
	MSA	0.5677 (12)	0.4188 (19)	0.9968	5.0672	97.7474
		0.2661 (19)	0.6315 (49)			
		1.6836 (61)	1.2134 (61)			
PSO	0.4824 (18)	0.4076 (18)	0.9941	6.6426	97.0470	
	0.3030 (59)	0.3184 (49)				
	1.4798 (61)	1.1857 (61)				
PPSO	0.4973 (11)	0.3602 (17)	0.9943	5.3430	97.6248	
	0.3721 (20)	0.6675 (36)				
	1.6297 (61)	1.2362 (61)				
PSOGSA	0.4943 (11)	0.2668 (17)	0.9943	4.5536	97.9757	
	0.3803 (18)	1.2154 (61)				
	1.6731 (61)	0.2180 (69)				
PPSOGSA	0.4974 (11)	0.3699 (11)	0.9943	4.2439	98.1134	
	0.3750 (18)	0.2316 (21)				
	1.6753 (61)	1.2027 (61)				
WDO	0.4699 (22)	0.7934 (22)	0.9941	6.4851	97.1170	
	1.3208 (49)	0.2531 (54)				
	1.7934 (61)	1.1906 (61)				

Добијени резултати показују да предложени PPSOGSA алгоритам надмашује перформансе оригиналних PPSO и GSA алгоритама и већине осталих компаративних алгоритама у погледу квалитета решења и стабилности. Као и у претходном тест систему, за Случај 1, сви алгоритми долазе до истог решења, док за Случај 2, више алгоритама постиже исто оптимално решење. У свим тестовима, осим за Случај 3, PPSOGSA налази најбоља решења – минималну вредност функције циља, што се види из табела 6.7 и 6.8. За Случај 3, најбоље оптимално решење налази GA. Једино GA и FA остварују боље средње вредности и ниже вредности стандардне девијације у односу на предложени PPSOGSA алгоритам.

Табела 6.8 Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја

Случај	Метода	Минимална вредност (kW)	Максимална вредност (kW)	Средња вредност (kW)	Стандардна девијација (kW)	Време извршавања (s)
1	ABC	23.1346	23.1349	23.1347	0.0001	144.73
	FA	23.1346	23.1346	23.1346	0.0000	151.59
	GA	23.1346	23.1346	23.1346	0.0000	142.93
	GSA	23.1346	23.1354	23.1347	0.0002	101.51
	GWO	23.1346	61.2073	28.8455	13.9478	109.97
	MSA	23.1346	23.1346	23.1346	0.0000	103.40
	PSO	23.1346	23.2452	23.1471	0.0294	93.35
	PPSO	23.1346	23.1346	23.1346	0.0000	98.85
	PSOGSA	23.1346	23.1346	23.1346	0.0000	111.26
	PPSOGSA	23.1346	23.1346	23.1346	0.0000	115.85
	WDO	23.1346	61.2453	36.4693	18.6288	106.79
2	ABC	7.1892	7.4799	7.2329	0.0740	124.94
	FA	7.1892	7.9874	7.3512	0.4781	159.47
	GA	7.1892	9.9927	7.4214	0.6489	163.84
	GSA	7.2169	96.0446	27.6829	25.0840	93.31
	GWO	7.1948	19.4617	12.5054	4.2183	95.86
	MSA	7.4823	49.9889	14.0134	9.2005	138.51
	PSO	7.4350	24.0342	13.4392	4.0974	90.39
	PPSO	7.2548	23.0692	12.1392	4.7586	95.93
	PSOGSA	7.1892	20.9703	11.8925	4.0132	101.60
	PPSOGSA	7.1892	8.0365	7.4714	0.5741	105.04
	WDO	8.0103	54.4587	15.1459	10.4731	91.58
3	ABC	4.2519	7.0933	5.0280	0.8591	125.86
	FA	4.2569	6.1444	4.7228	0.5059	152.03
	GA	4.2418	6.2188	4.5708	0.4766	134.07
	GSA	4.4652	90.8039	26.5428	28.0428	93.62
	GWO	6.0523	46.8366	12.8686	11.7704	97.75
	MSA	5.0672	90.7556	17.7470	21.6731	108.44
	PSO	6.6426	29.4822	18.2999	6.0161	85.56
	PPSO	5.3430	18.9714	10.6915	3.8143	87.96
	PSOGSA	4.5536	17.0041	8.3816	3.6913	92.38
	PPSOGSA	4.2439	6.6547	4.7146	0.5914	96.59
	WDO	6.4851	54.2571	22.9782	13.4512	86.71

С аспекта времена извршавања итерација, из последње колоне табеле 6.8 уочава се да је средње време добијено у случају примене PPSOGSA нешто дуже у односу на времена добијена у случају примене оригиналних PPSO и GSA алгоритама. У поређењу с временима добијеним за тест мрежу IEEE 33, времена извршавања за тест мрежу IEEE 69 су значајно дужа (око три пута), што се могло и очекивати.

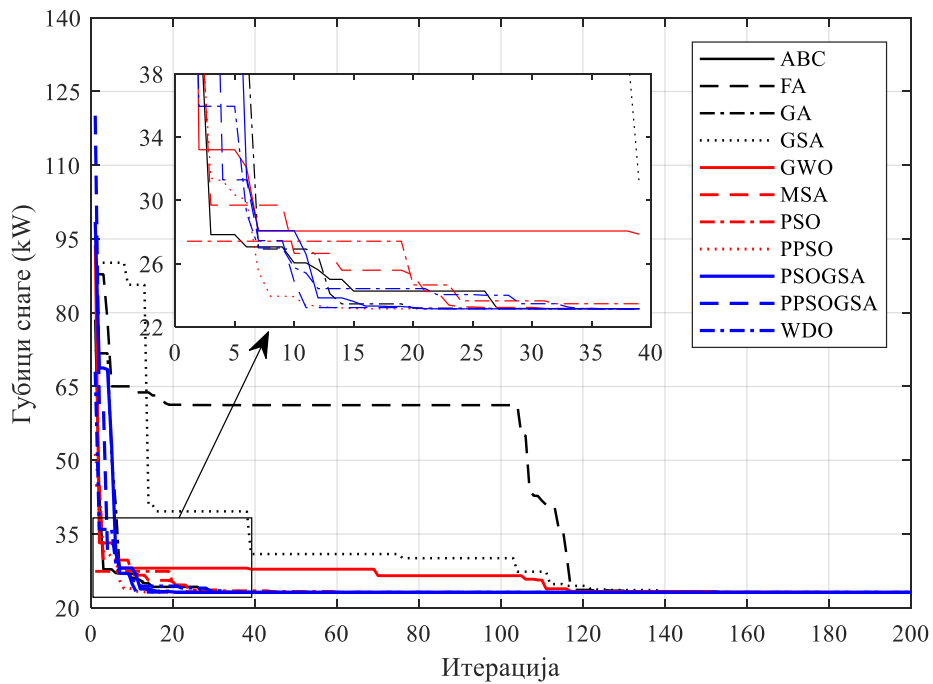
Упоредни приказ најбољих резултата добијених у овом раду и оних из постојеће литературе (укључујући PSO) за сва три случаја оптимизације дат је у табели 6.9. Као што се види из табеле 6.9, предложени PPSOGSA алгоритам даје боље вредности минималних губитака снаге у односу на вредности добијене алгоритмима који су предложени у [12], [17], [21] и [22].

Табела 6.9 Поређење најбољих решења добијених у овом раду и у публикованој литератури за тест мрежу IEEE 69

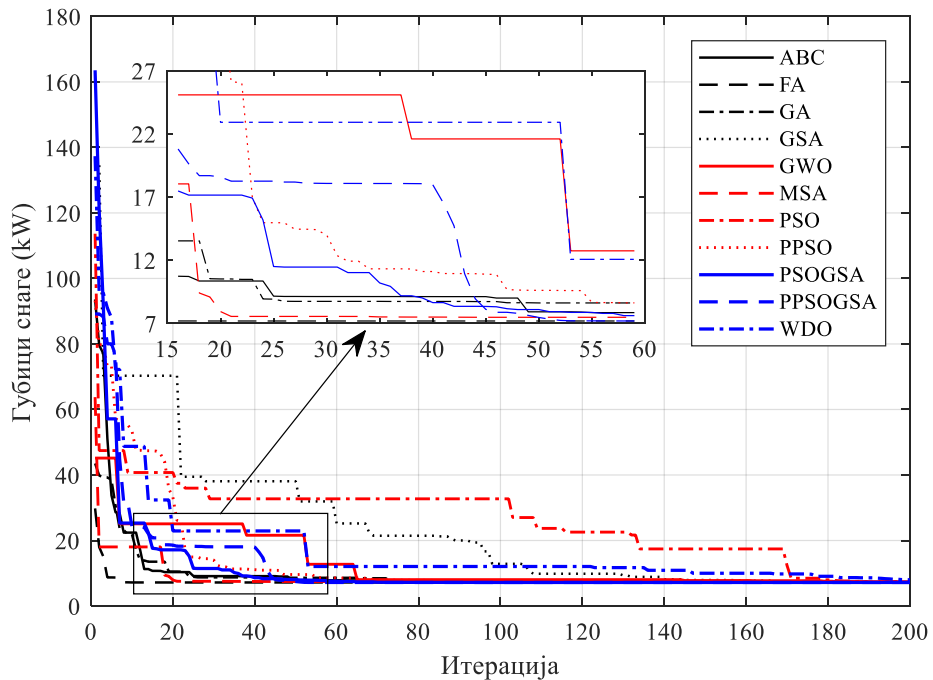
Метода	Случај 1	Случај 2	Случај 3
ABC	23.1346	7.1892	4.2519
FA	23.1346	7.1892	4.2569
GA	23.1346	7.1892	4.2418
GSA	23.1346	7.2169	4.4652
GWO	23.1346	7.1948	6.0523
MSA	23.1346	7.4823	5.0672
PSO	23.1346	7.4350	6.6426
PPSO	23.1346	7.2548	5.3430
PSOGSA	23.1346	7.1892	4.5536
PPSOGSA	23.1346	7.1892	4.2439
WDO	23.1346	8.0103	6.4851
PSO [12]	25.90	-	-
CSA [17]	23.17	7.233	-
IMDE [22]	-	13.83	-
MOEA/D [21]	23.17	7.20	4.25
IPSO [21]	-	-	4.37

На сликама 6.13-6.15 приказани су профили конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 20 независних покретања сваког од алгоритама. Са слика 6.13-6.15 види се да PPSOGSA конвергира ка свом оптималном решењу брже од оригиналних PPSO и GSA алгоритама. Такође, запажа се да у односу на остале алгоритме PPSOGSA има веома добре конвергентне особине. Једино FA и MSA – за Случај 2 (слика 6.14), и GA и ABC – за Случај 3 (слика 6.15), долазе до својих оптималних вредности кроз број итерација који је мањи него у случају примене PPSOGSA алгоритма.

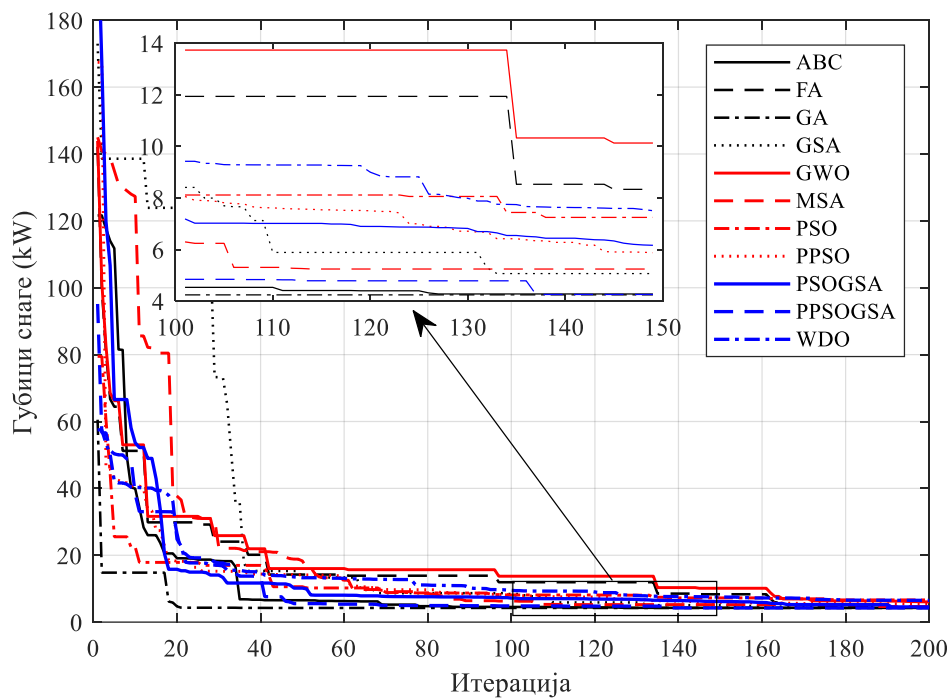
На слици 6.16 приказани су одговарајући напонски профили мреже. Очигледно је побољшање напонског профила након уградње ДГ и КБ. Ефективне вредности напона у свим чворовима се након спроведених поступака оптимизације налазе у оквиру дозвољених граница.



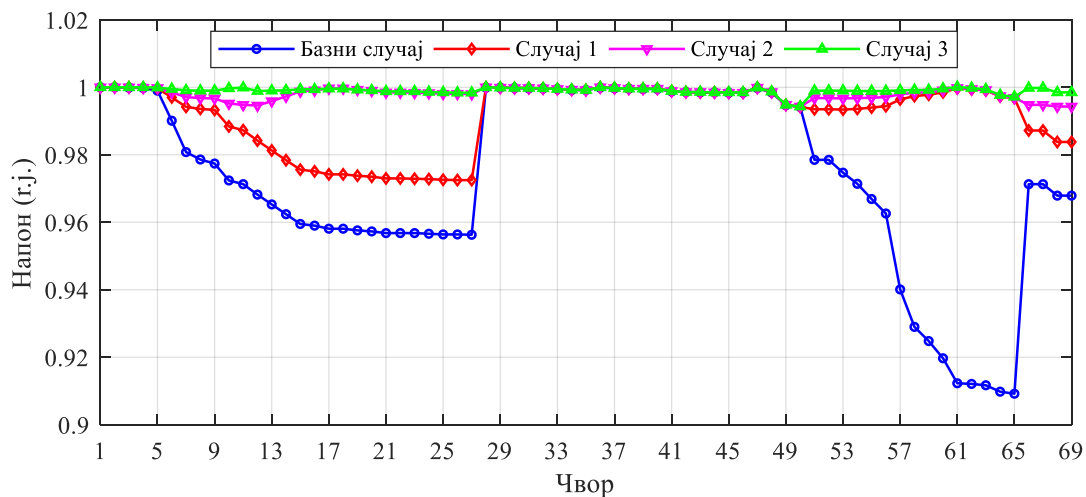
Слика 6.13 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 1



Слика 6.14 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 2



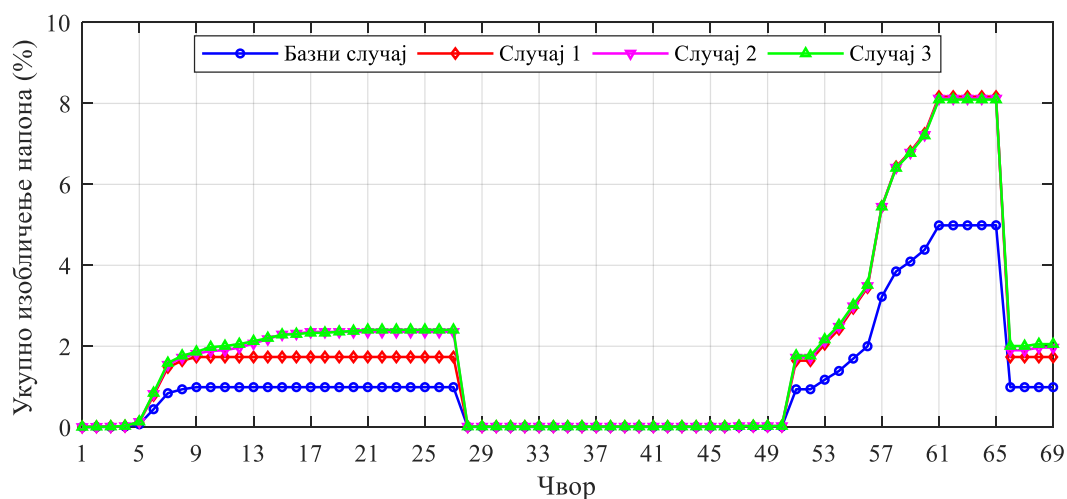
Слика 6.15 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 3



Слика 6.16 Напонски профили мреже IEEE 69 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгорита у синусоидалним условима рада

6.3.2.2 Оптималне локације и снаге у несинусоидалним условима рада

Како би се испитао утицај хармоника на квалитет електричне енергије у мрежи, претпостављено је да је потрошач у чвору 61 везан преко трофазног шестоимпулсног исправљача (тип 2). Хармонијски спектар струје нелинеарног потрошача идентичан је оном из табеле 6.1. Најпре је извршен прорачун ХТС за базни случај без ДГ и КБ. Резултати су приказани у табели 6.10. Као што се може видети из табеле 6.10, у базном случају, укупни губици активне снаге у мрежи су 230.7859 kW, од чега 5.8411 kW губитака узрокују виши хармоници, а максимално изобличење напона је 5%. Након тога извршени су прорачуни токова снага виших хармоника за случајеве када у мрежи постоје ДГ и КБ, при чему су оптимални параметри (локације и снаге) истих одређени применом PPSOGSA алгоритма за синусоидалне услове рада (табела 6.7). Упоредни приказ хармонијских изобличења напона пре и после прикључења ДГ и КБ дат је на слици 6.17.



Слика 6.17 Укупна хармонијска изобличења напона у мрежи IEEE 69 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгоритма у синусоидалним условима рада

Са слике 6.17 види се да су након уградње ДГ и КБ укупна хармонијска изобличења напона у чворовима 57-65 већа од 5%. У сва три случаја максимално изобличење напона, које се јавља у чвору 61, достиже вредност већу од 8%. У односу на базни случај, максимална вредност укупног хармонијског изобличења напона повећава се за више од 60%, што је последица прикључења нелинеарног

ДГ у чвор 61 и/или појаве резонанције између КБ у чвору 61 и индуктивних реактansi мреже. На основу претходно реченог, јасно је да решења проблема оптималних локација и снага ДГ и КБ добијена у синусоидалним условима нису прихватљива када у мрежи постоје виши хармоници.

У табели 6.10 дата су оптимална решења добијена након 20 узастопних покретања сваког од алгорита, уз уважавање виших хармоника генерисаних од стране ДГ и нелинеарног потрошача. Статистички параметри и просечно време извршавања алгоритама дати су у табели 6.11. Дијаграми конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 20 покретања свих алгоритама приказани су на сликама 6.18-6.20.

Табела 6.10 Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја

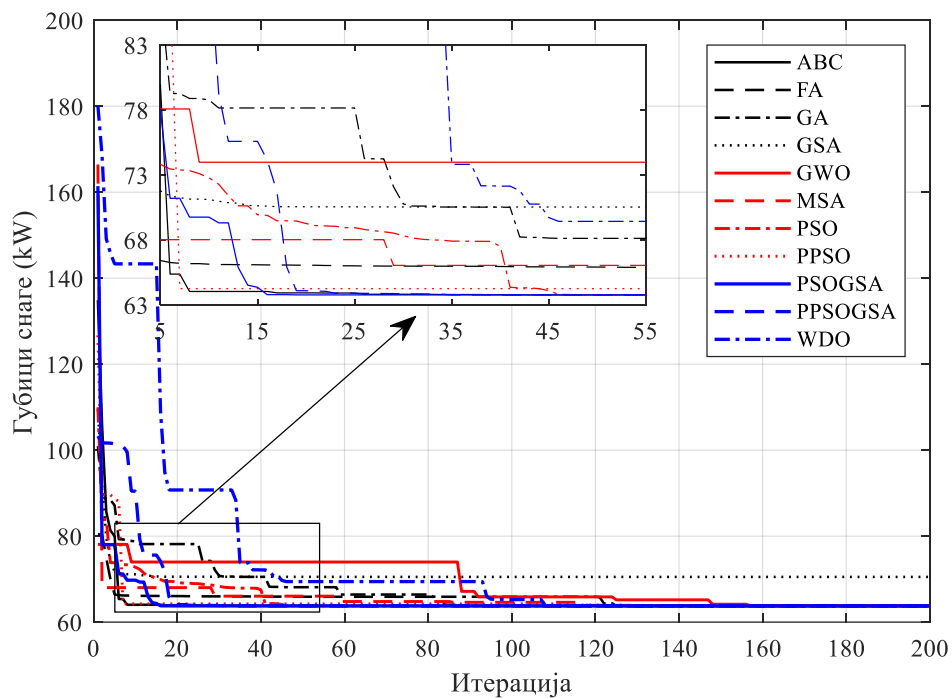
Случај	Метода	Снага (MW) и локација ДГ	Снага (MVA _g) и локација КБ	Макс. THD_V (%)	Мин. напон (r.j.)	Укупни губици (kW)
Базни случај	-	-	-	4.9928	0.9040	230.7859
1	GSA	1.8546 (61)	2.0888 (9)	4.9994	0.9751	70.5158
	ABC, FA, GA, GWO, MSA, PSO, PPSO, PSO _{GSA} , PPSO _{GSA} , WDO	1.8505 (61)	1.6107 (56)	4.9422	0.9735	63.7716
	ABC	0.5544 (17) 1.7396 (61)	0.2363 (21) 1.4771 (56)	4.9019	0.9888	48.9313
	GSA	0.5102 (18) 1.7650 (61)	1.6523 (9) 0.3136 (17)	4.7257	0.9855	55.6260
	GWO	1.7040 (61) 0.8661 (66)	0.3419 (18) 1.3867 (56)	4.8850	0.9878	51.4401
2	MSA	0.5201 (18) 1.7606 (61)	0.3499 (17) 1.4061 (56)	4.8633	0.9892	48.5510
	PSO	0.7963 (12) 1.7156 (61)	0.1285 (37) 1.5960 (56)	4.9377	0.9862	53.6269
	PPSO	0.5229 (17) 1.7606 (61)	0.5277 (12) 1.3497 (56)	4.9140	0.9895	48.9897
	PSO _{GSA}	0.5433 (17) 1.7055 (61)	0.2954 (20) 1.4649 (56)	4.8673	0.9876	48.7507
	WDO	0.5501 (19) 1.7697 (61)	0.3419 (23) 1.3577 (56)	4.8731	0.9894	49.1767
	FA, GA, PPSO _{GSA}	0.5165 (17) 1.7630 (61)	0.3429 (17) 1.4014 (56)	4.8702	0.9892	48.5337

Табела 6.10 Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја (наставак)

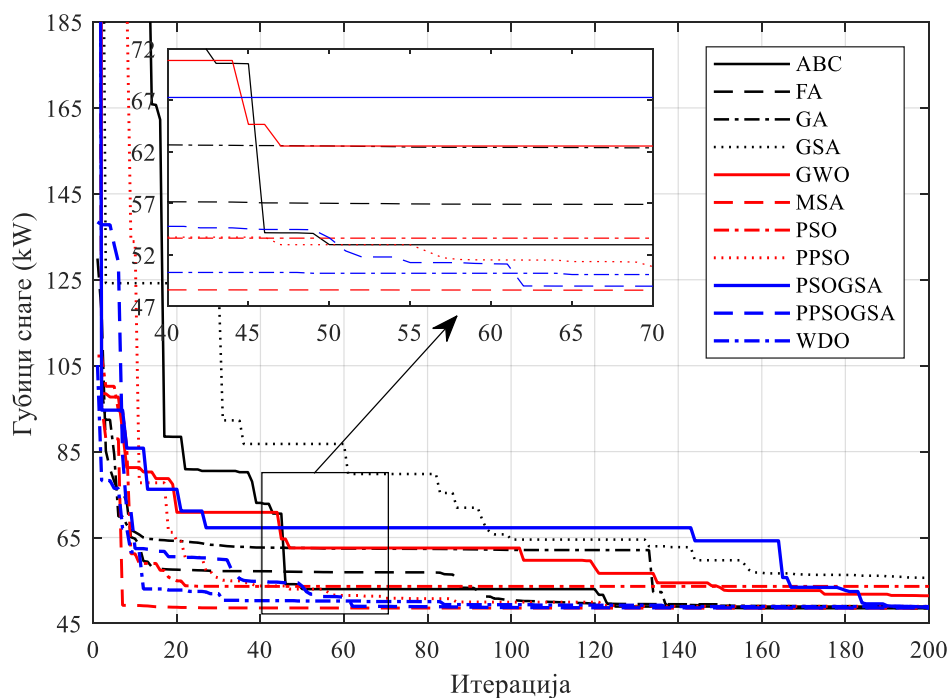
Случај	Метода	Снага (MW) и локација ДГ	Снага (MVA _r) и локација КБ	Макс. THD_V (%)	Мин. напон (г.ј.)	Укупни губици (kW)
3	ABC	0.6808 (11)	0.8779 (4)	4.9479	0.9875	47.1379
		0.3208 (22)	0.2477 (20)			
		1.6392 (61)	1.3908 (56)			
	FA	0.5188 (10)	0.6979 (4)	4.9102	0.9899	48.7492
		0.2632 (22)	0.1637 (18)			
		1.7013 (61)	1.6881 (56)			
	GA	0.7197 (9)	0.4158 (15)	4.9923	0.9904	43.8204
		0.4262 (17)	1.2465 (56)			
		1.6530 (61)	0.1976 (57)			
	GSA	0.5219 (18)	1.6407 (9)	4.7406	0.9854	54.1737
		0.7196 (50)	0.2975 (21)			
		1.7616 (61)	0.0236 (34)			
	GWO	0.4725 (18)	0.3382 (22)	4.8647	0.9887	47.1444
		0.3477 (53)	0.2068 (50)			
		1.6911 (61)	1.3789 (56)			
	MSA	0.3245 (5)	0.3378 (18)	4.8742	0.9893	49.4245
		0.7875 (12)	0.1090 (39)			
		1.7149 (61)	1.4139 (56)			
PSO	1.1209 (5)	0.5443 (9)	4.8348	0.9919	50.7066	
	0.6146 (21)	0.4525 (17)				
	1.8172 (61)	1.0763 (56)				
PPSO	0.4646 (17)	0.3299 (16)	4.8479	0.9892	47.6202	
	0.4972 (53)	0.7956 (55)				
	1.6706 (61)	0.7196 (56)				
PSOGSA	0.3959 (17)	0.3150 (12)	4.8690	0.9893	46.3579	
	1.7289 (61)	0.2060 (21)				
	0.3113 (69)	1.3282 (56)				
PPSOGSA	0.5032 (11)	0.5955 (13)	5.0000	0.9895	43.3272	
	0.3876 (18)	1.1234 (56)				
	1.6650 (61)	0.2373 (57)				
WDO	0.4937 (20)	0.3372 (19)	4.8546	0.9899	47.4956	
	0.6251 (49)	0.4980 (29)				
	1.7733 (61)	1.4798 (56)				

Табела 6.11 Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја

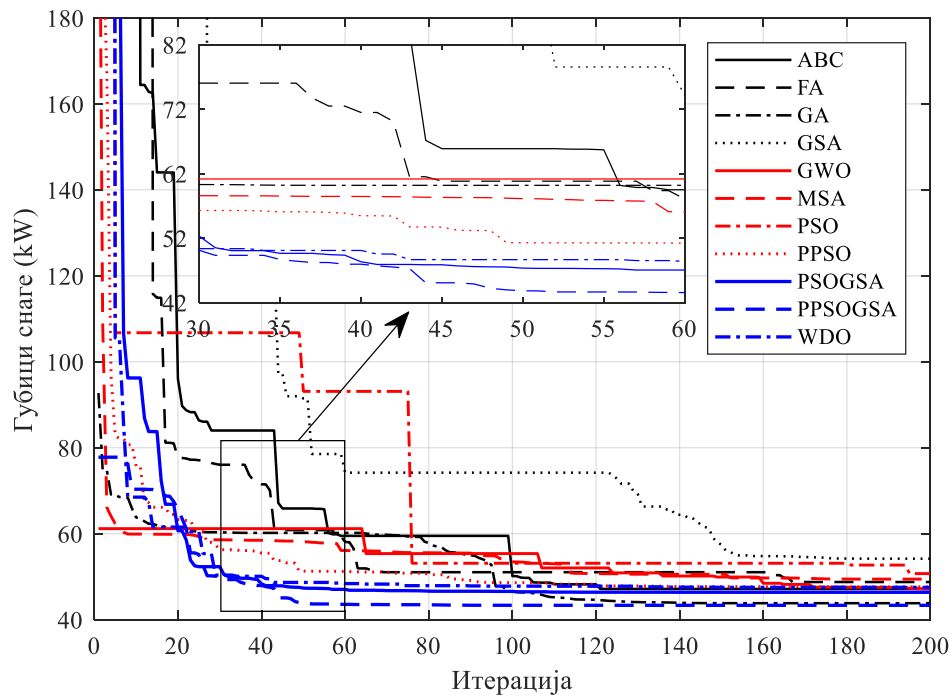
Случај	Метода	Минимална вредност (kW)	Максимална вредност (kW)	Средња вредност (kW)	Стандардна девијација (kW)	Време извршавања (s)
1	ABC	63.7707	66.8113	64.1547	0.5817	1001.13
	FA	63.7707	67.9764	64.3866	1.1206	874.13
	GA	63.7707	72.1156	67.1325	4.2526	954.42
	GSA	70.5158	108.6825	82.1785	12.5737	876.69
	GWO	63.7707	84.7410	71.2792	5.8198	1193.52
	MSA	63.7707	75.3651	68.2897	5.2145	882.18
	PSO	63.7707	73.6045	68.5615	4.5875	809.74
	PPSO	63.7707	63.7783	63.7714	0.0019	856.03
	PSOGSA	63.7707	90.3877	73.0035	7.5304	1030.63
	PPSOGSA	63.7707	63.7743	63.7709	0.0008	1082.49
WDO	63.7707	196.7146	77.9638	29.0464	1056.43	
2	ABC	48.9313	61.4883	51.9322	2.1235	955.81
	FA	48.5337	65.1278	52.8369	4.1493	1217.57
	GA	48.5337	64.9819	50.9892	3.6933	1362.48
	GSA	55.6260	71.5897	66.3914	4.4875	972.01
	GWO	51.4401	65.5588	60.5309	4.1137	927.78
	MSA	48.5510	88.0700	58.6211	9.2056	1100.31
	PSO	53.6269	70.5012	61.8733	6.7591	942.17
	PPSO	48.9897	68.3187	56.2626	5.2905	963.64
	PSOGSA	48.7507	69.6009	57.2826	5.5276	1041.06
	PPSOGSA	48.5337	62.0893	51.1883	3.1431	1092.20
WDO	49.1767	249.4696	77.2826	42.2750	1019.85	
3	ABC	47.1379	54.8287	50.8681	2.3125	835.01
	FA	48.7492	55.0262	51.0994	3.4974	1359.14
	GA	43.8204	49.3735	46.2281	1.2421	1455.06
	GSA	54.1737	615.9316	90.8067	123.7056	881.37
	GWO	47.1444	64.7852	56.6111	5.0484	702.17
	MSA	49.4245	84.5931	61.0241	9.4338	869.18
	PSO	50.7066	75.6754	65.4583	6.3031	659.01
	PPSO	47.6202	76.0676	60.2116	6.2823	668.13
	PSOGSA	46.3579	63.3782	55.1576	5.7924	686.22
	PPSOGSA	43.3272	51.5710	47.6995	2.0660	695.49
WDO	47.4956	1090.5286	314.8674	446.1755	685.29	



Слика 6.18 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 1



Слика 6.19 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 2



Слика 6.20 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 3

На основу добијених резултата може се уочити да предложени хибридни PPSOGSA алгоритам даје боље резултате у односу на PPSO и GSA алгоритме с гледишта квалитета, стабилности и брзине конвергенције за сва три анализирана случаја. Такође, PPSOGSA има боље перформансе у већини случајева у поређењу с осталим алгоритмима.

7. ОДРЕЂИВАЊЕ ОПТИМАЛНИХ ЛОКАЦИЈА И ПАРАМЕТАРА ПАСИВНИХ ФИЛТЕРА

Примена пасивних филтера представља једно од најчешће коришћених класичних решења за елиминацију или смањење хармонијских изобличења и побољшање квалитета електричне енергије. Поред тога, са добро планираним локацијама и параметрима пасивних филтера, као што је показано у четвртом поглављу овог рада, могу се остварити и значајни технички и економски ефекти, који се огледају у побољшању напонског профила мреже, смањењу губитака снаге, а тиме и остварењу значајних економских уштеда у целокупној дистрибутивној мрежи.

Проблем оптималног позиционирања и димензионисања пасивних филтера се може дефинисати као нелинеаран, неконвексан, статички оптимизациони проблем великих димензија, с континуалним и дискретним променљивима и ограничењима типа једнакости и неједнакости. Такође, с обзиром на то да критеријуми оптимизације могу бити супротстављени, овај проблем поприма форму вишециљног оптимизационог проблема, при чему често није могуће пронаћи јединствено глобално-оптимално решење.

У овом поглављу је представљен поступак за одређивање оптималних локација и параметара пасивних филтера. За решавање овог оптимизационог проблема предложена је примена PPSOGSA алгоритма. Тестирање алгоритма је спроведено на две дистрибутивне мреже. Прва је IEEE 18 мрежа, а дуга мрежа је IEEE 33. Примена PPSOGSA омогућила је одређивање оптималних решења за четири различите функција циља: (1) минимизација максималног хармонијског изобличења напона; (2) минимизација почетних инвестиционих трошкова пасивних филтера; (3) минимизација губитака активне снаге у водовима мреже и (4) истовремена минимизација максималног хармонијског изобличења напона, почетних инвестиционих трошкова пасивних филтера и губитака активне снаге. Верификација резултата добијених применом PPSOGSA је извршена поређењем с резултатима добијеним применом осталих метахеуристичких метода коришћених у дисертацији. Део резултата приказаних у овом поглављу објављен је у раду [41].

7.1 Математичка формулација проблема

У проблемима оптимизације неопходно је дефинисати функцију циља, $F(\mathbf{x}, \mathbf{u})$, коју алгоритам минимизира или максимизира кроз оптимално подешавање управљачких променљивих, \mathbf{u} , из области дефинисаности, \mathbf{U} , и истовремено задовољавање техничких ограничења која у општем случају могу бити ограничења типа једнакости $g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0$ и неједнакости $h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0$. Проблем одређивања оптималних локација и параметара пасивних филтера се може дефинисати за различите облике функције циља. У овој дисертацији разматране су четири различите варијанте функције циља.

Случај 1: Минимизација максималне вредности THD_V ,

$$F_1 = \max(THD_V) = \max_{i \in U_s} \left(\frac{1}{|V_i^{(1)}|} \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} |V_i^{(h)}|^2} \right) \times 100(\%), \quad (7.1)$$

где је U_s скуп чворова система.

Случај 2: Минимизација почетних инвестиционих трошкова пасивних филтера,

$$F_2 = \sum_{i=1}^{N_{pf}} (k_R R_i + k_L L_i + k_C C_i), \quad (7.2)$$

где су: R_i , L_i и C_i редом отпорност у (Ω), индуктивност у (mH) и капацитивност у (μF) пасивног филтера i ; k_R , k_L и k_C одговарајући коефицијенти за пондерисање трошкова, а N_{pf} број пасивних филтера.

Случај 3: Минимизација губитака активне снаге у водовима мреже,

$$F_3 = P_{gub} = \sum_{h=1}^{h_{\max}} \left(\sum_{i=1}^{N_m-1} P_{gub(i,i+1)}^{(h)} \right), \quad (7.3)$$

где P_{gub} и $P_{gub(i,i+1)}^{(h)}$ означавају укупне губитке активне снаге у водовима мреже и губитке активне снаге вода између чворова i и $i+1$ при h -том хармонику, редом.

Случај 4: Истовремена минимизација максималне вредности THD_V , почетних инвестиционих трошкова пасивних филтера и губитака активне снаге,

$$F_4 = F_1 + w_t F_2 + w_g F_3, \quad (7.4)$$

где су w_t и w_g тежински фактори за функције трошкова и губитака, редом.

За дистрибутивну мрежу „загађену” вишим хармоницима, која садржи N_m чворова и N_{pf} пасивних филтера, елементи вектора зависно променљивих (\mathbf{x}) су: ефективне вредности напона у чворовима мреже (V_{RMS}), укупна хармонијска изобличења напона у чворовима мреже (THD_V), појединачна хармонијска изобличења напона у чворовима мреже (IHD_V), ефективне вредности струја кроз калемове филтера (I_L^{RMS}), ефективне вредности струја кроз кондензаторе филтера (I_C^{RMS}), ефективне вредности напона на кондензаторима филтера (V_C^{RMS}), максималне (вршне) вредности напона на кондензаторима филтера (V_C^{peak}) и реактивне снаге кондензатора филтера (Q_C). Сходно томе, вектор \mathbf{x} има следећи облик:

$$\mathbf{x} = \left[V_{RMS,1}, \dots, V_{RMS,N_m}, THD_{V,1}, \dots, THD_{V,N_m}, IHD_{V,1}, \dots, IHD_{V,N_m}, I_{L,1}^{RMS}, \dots, I_{L,N_{pf}}^{RMS}, I_{C,1}^{RMS}, \dots, I_{C,N_{pf}}^{RMS}, V_{C,1}^{RMS}, \dots, V_{C,N_{pf}}^{RMS}, V_{C,1}^{peak}, \dots, V_{C,N_{pf}}^{peak}, Q_{C,1}, \dots, Q_{C,N_{pf}} \right]^T. \quad (7.5)$$

Елементи вектора управљачких променљивих (\mathbf{u}) су: локације на којима се планира уградња филтера (ℓ), реактивне снаге филтера (Q_f), типови филтера (TF), редови хармоника који се желе елиминисати или смањити (h_r) и фактори доброте филтера (Q). Према томе, вектор \mathbf{u} се може формулисати као:

$$\mathbf{u} = \left[\ell_1, \dots, \ell_{N_{pf}}, Q_{f,1}, \dots, Q_{f,N_{pf}}, TF_1, \dots, TF_{N_{pf}}, h_{r,1}, \dots, h_{r,N_{pf}}, Q_1, \dots, Q_{N_{pf}} \right]^T. \quad (7.6)$$

Приликом оптимизације функција циља уважена су сва значајна ограничења како би добијено решење имало физички смисао. Ограничења типа једнакости, $g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0$, укључују нелинеарне балансне једначине токова снага по чворовима мреже за основни хармоник и једначине за израчунавање виших хармоника напона и струја:

$$P_{Gi} - P_{Pi} = \left| V_i^{(1)} \right| \left| \sum_{j=1}^{N_m} \left| V_j^{(1)} \right| \left| Y_{ij}^{(1)} \right| \cos \left(\delta_i^{(1)} - \delta_j^{(1)} - \Phi_{ij}^{(1)} \right) \right|, \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad (7.7)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Pi} = \left| V_i^{(1)} \right| \left| \sum_{j=1}^{N_m} \left| V_j^{(1)} \right| \left| Y_{ij}^{(1)} \right| \sin \left(\delta_i^{(1)} - \delta_j^{(1)} - \Phi_{ij}^{(1)} \right) \right|, \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad (7.8)$$

$$\underline{\mathbf{V}}^{(h)} = \left(\underline{\mathbf{Y}}^{(h)} \right)^{-1} \underline{\mathbf{I}}^{(h)}, \quad (7.9)$$

где су:

- P_{Gi}, Q_{Gi} – активна и реактивна снага генерисања у чвору i за основни хармоник, редом;
- P_{Pi}, Q_{Pi} – активна и реактивна снага потрошње у чвору i за основни хармоник, редом;
- $V_i^{(1)}, V_j^{(1)}$ – модули фазора напона основног хармоника у чворовима i и j , редом;
- $\delta_i^{(1)}, \delta_j^{(1)}$ – углови фазора напона основног хармоника у чворовима i и j , редом;
- $Y_{ij}^{(1)}, \Phi_{ij}^{(1)}$ – модул и аргумент елемента фундаменталне матрице адмитанси независних чворова на позицији ij , редом;
- $\underline{\mathbf{Y}}^{(h)}$ – матрица адмитанси система за h -ти хармоник;
- $\underline{\mathbf{I}}^{(h)} = [I_1^{(h)}, I_2^{(h)}, \dots, I_{N_m}^{(h)}]^T$ – вектор фазора струја инјектирања за h -ти хармоник;
- $\underline{\mathbf{V}}^{(h)} = [V_1^{(h)}, V_2^{(h)}, \dots, V_{N_m}^{(h)}]^T$ – вектор фазора напона за h -ти хармоник.

Ограничења типа неједнакости, $h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0$, су функционална ограничења зависно променљивих стања. Ова ограничења уважавају ограничења квалитета напона у свим чворовима мреже и погонска ограничења кондензатора и калемова у филтерским постројењима.

Ограничења квалитета напона обухватају:

- ограничења модула напона чворова,

$$V_{RMS,i}^{\min} \leq V_{RMS,i} \leq V_{RMS,i}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad (7.10)$$

- ограничења нивоа изобличења таласног облика напона,

$$IHD_{V,i}^h \leq IHD_{V,i}^{\max,h}, \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad (7.11)$$

$$THD_{V,i} \leq THD_{V,i}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_m, \quad (7.12)$$

где су:

- $V_{RMS,i}$ – ефективна вредност напона у чвору i ;

- $V_{RMS,i}^{\min}$, $V_{RMS,i}^{\max}$ – минимална и максимална дозвољена ефективна вредност напона у чвору i , редом;
- $IHD_{V,i}^{\max,h}$ – максимална дозвољена вредност за појединачно хармонијско изобличење напона у чвору i при h -том хармонику;
- $THD_{V,i}^{\max}$ – максимална дозвољена вредност за укупно хармонијско изобличење напона у чвору i .

Према IEEE-519 стандарду [91], у мрежама номиналног напона од 2.3 kV до 69 kV, максимално дозвољене граничне вредности за појединачна хармонијска изобличења напона (IHD_V) и за укупно хармонијско изобличење напона (THD_V) редом износе 3% и 5% основног хармоника напона. За модуле напона у свим чворовима мреже усвојене су вредности од 0.9 г.ј. за доњу границу, односно 1.1 г.ј. за горњу границу.

Погонска ограничења кондензатора и калемова у филтерским постројењима, прописана стандардом IEEE-1531 [90], су:

$$V_{C,i}^{RMS} \leq 1.1(V_{C,i}^{rated}), \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}, \quad (7.13)$$

$$V_{C,i}^{peak} \leq 1.2\sqrt{2}(V_{C,i}^{rated}), \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}, \quad (7.14)$$

$$I_{C,i}^{RMS} \leq 1.35(I_{C,i}^{rated}), \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}, \quad (7.15)$$

$$Q_{C,i} \leq 1.35(Q_{C,i}^{rated}), \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}, \quad (7.16)$$

$$I_{L,i}^{RMS} \leq 1.35(I_{L,i}^{rated}), \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}, \quad (7.17)$$

где су: $V_{C,i}^{rated}$, $I_{C,i}^{rated}$, $Q_{C,i}^{rated}$ номиналне вредности напона, струје и реактивне снаге кондензатора i , а $I_{L,i}^{rated}$ номинална вредност струје кроз калем i .

Ограничења управљачких променљивих обухватају:

- ограничења локација на којима се планира уградња филтера,

$$2 \leq \ell_i \leq N_m, \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}, \quad (7.18)$$

- ограничења реактивних снага оточних пасивних филтера,

$$Q_{f,i}^{\min} \leq Q_{f,i} \leq Q_{f,i}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}, \quad (7.19)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{pf}} Q_{f,i} \leq Q_{total}^{\max}, \quad (7.20)$$

где су $Q_{f,i}^{\min}$ и $Q_{f,i}^{\max}$ редом минимална и максимална снага филтера i , а Q_{total}^{\max} максимално дозвољена реактивна снага инјектирања свих филтера.

У овом раду су разматране различите конфигурације пасивних филтера. Управљачка променљива TF може имати вредност 1, 2 или 3, што редом одговара простом усклађеном филтеру за елиминацију 5. хармоника, простом филтеру за елиминацију 7. хармоника и пригушном филтеру другог реда за елиминацију свих хармоника реда $h \geq 11$. Дакле, узети су у обзир усклађени филтери за смањење хармоника нижег реда (као што су 5. и 7.) и пригушни филтери за редукцију хармоника вишег реда ($h \geq 11$). Граничне вредности управљачке променљиве TF су дате следећим изразом:

$$1 \leq TF_i \leq 3, \quad i = 1, 2, \dots, N_{pf}. \quad (7.21)$$

Анализа утицаја промена фреквенције основног хармоника и варијација индуктивности калемова и капацитивности кондензатора (услед старења, промена температуре и/или грешака у процесу производње) на перформансе пасивних филтера показује важност укључивања ефекта „раздешености” (енг. *detuning effect*) филтера приликом пројектовања [120]. У овом раду, узимајући у обзир горе наведене варијације, разматрани филтери су подешени на резонантну фреквенцију h_r из опсега од $0.92h$ до $1.036h$. Ове границе су добијене за случај варијације основне фреквенције напона напајања од $\pm 1\%$, варијације капацитивности кондензатора од $\pm 2\%$ услед промене температуре и $0\% \sim +10\%$ услед грешке у производњи, и варијације индуктивности калема од $\pm 3\%$ [120]. Доња и горња гранична вредност фактора добротe Q редом износе 10 и 100, код простих усклађених филтера, односно 0.5 и 2, код пригушних филтера.

Ограничења зависних променљивих (\mathbf{x}) се обухватају увођењем квадратних пеналних чланова којима се проширује функција циља. Сходно томе, проширена функција циља која се минимизира постаје:

$$F_e = F + \sum_{i=1}^p \lambda_i |x_i - x_i^{\lim}|^2, \quad (7.22)$$

где је λ_i одговарајући пенални фактор, а p број ограничења. x^{lim} је гранична вредност зависно променљиве x , која се дефинише на идентичан начин као у једначини (6.23).

7.2 Програмска реализација и имплементација алгоритама

Структура претраживачких агената, која је иста за све алгоритме, при одређивању оптималних локација и параметара пасивних филтера приказана је у табели 7.1. Алгоритми су реализовани у програмском пакету MATLAB и тестирани на персоналном рачунару с 2.2 GHz и 8 GB RAM меморије. Прорачуни су извршени с популацијом од 50 агената и максималним бројем итерација $t_{\text{max}} = 100$. Остали контролни параметри појединих алгоритама идентични су онима који су дати у поглављу 6.2.1.

Табела 7.1 Структура претраживачких агената при одређивању оптималних локација и параметара пасивних филтера

	Локације	Снаге	Типови	Резонантне фреквенције	Фактори доброте
Позиције	$1, \dots, N_{pf}$	$N_{pf}+1, \dots, 2N_{pf}$	$2N_{pf}+1, \dots, 3N_{pf}$	$3N_{pf}+1, \dots, 4N_{pf}$	$4N_{pf}+1, \dots, 5N_{pf}$
Променљиве	$\ell_1, \dots, \ell_{N_{pf}}$	$Q_{f,1}, \dots, Q_{f,N_{pf}}$	$TF_1, \dots, TF_{N_{pf}}$	$h_{r,1}, \dots, h_{r,N_{pf}}$	$Q_1, \dots, Q_{N_{pf}}$

7.3 Резултати и дискусија

Тестирање алгоритама је извршено на две дистрибутивне мреже, IEEE 18 и IEEE 33, које су у поглављу 4 коришћене за верификацију резултата прорачуна ХТС. Оптимална решења су добијена за четири различите варијанте функције циља и то за случај уградње једног филтера и за случај уградње два филтера. Трошкови инвестирања у кондензаторе, калемове и отпорнике су процењени коришћењем коефицијената јединичних трошкова $k_C = 2 \text{ r.j./}\mu\text{F}$, $k_L = 3 \text{ r.j./mH}$ и $k_R = 5 \text{ r.j./}\Omega$. За процену функције циља, тј. извршавање прорачуна токова снага виших хармоника, коришћен је распрегнути поступак. На основној фреквенцији сви потрошачи су представљени моделом константне снаге, док су пасивни филтери представљени моделом константне импедансе. На вишим фреквенцијама коришћен је паралелни RL модел пасивних потрошача. Утицај површинског ефекта је занемарен.

7.3.1 Тест мрежа IEEE 18

Једнополна шема мреже приказана је на слици 4.7. Комплетни подаци о параметрима елемената и номиналним снагама потрошача за ову тест мрежу, као и за све остале у дисертацији, дати су у прилогу А. Укупна активна снага потрошње у мрежи је 11.6 MW, док је реактивна снага 7.59 MVA_r. Како би се што боље сагледао ефекат уградње пасивних филтера на перформансе мреже, извршени су прорачуни када у мрежи нема КБ. Као што је речено у поглављу 4.4.1, извор хармоника у овој мрежи је трофазни шестоимпулсни исправљачки мост у чвору 5, који генерише све непарне хармонике струје, осим умножака трећег реда, $h \in \{5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, 41, 43, 47, 49\}$. У свим прорачунима који следе напон напојног чвора је константан и износи 1 г.ј.

Сви чворови мреже, сем напојног чвора, разматрани су као могуће локације за прикључивање пасивних филтера. Задати опсег могућих снага пасивних филтера, које су узете као континуалне променљиве, је од 0 до 7.59 MVA_r. За модуле напона у свим чворовима мреже усвојене су границе од $\pm 10\%$ у односу на номиналну вредност. Максимално дозвољене граничне вредности за THD_V и IHD_V редом износе 5% и 3% основног хармоника напона.

Предложени PPSOGSA приступ је примењен за решавање проблема оптималног позиционирања и димензионисања пасивних филтера за четири различите функције циља. Оптимална решења, добијена за случајеве уградње једног и два филтера, приказана су у табели 7.2. Резултати обухватају оптималне вредности управљачких променљивих и вредности функција циља. Поред тога, у табели 7.2 дате су минималне и максималне ефективне вредности напона чворова ($\min. V_{RMS}$ и $\max. V_{RMS}$) и максималне вредности појединачних хармонијских изобличења напона ($\max. IHD_V$). Поред наведена четири случаја оптимизације, дефинисан је један базни случај без филтера.

Табела 7.2 Решења проблема оптималног позиционирања и димензионисања пасивних филтера за различите облике функције циља у тест мрежи IEEE 18

Управљачка променљива, зависно променљива или функција циља	Оптимизациони случај								
	Базни случај	С једним филтером				С два филтера			
		Случај 1	Случај 2	Случај 3	Случај 4	Случај 1	Случај 2	Случај 3	Случај 4
ℓ	-	6	6	5	5	5	6	5	5
Q_f (MVar)	-	7.590	4.911	6.323	5.807	6.508 1.074	4.911 -	5.275 2.315	6.091 1.446
TF	-	3	2	2	2	3 1	2 -	2 1	2 2
h_r	-	10.12	7.252	6.440	7.252	10.12 5.063	7.252 -	6.44 4.60	7.250 7.251
Q	-	2	100	100	100	1.647 99.043	100 -	100 100	100 100
R (Ω)	-	4.109	0.045	0.039	0.038	3.946 0.302	0.045 -	0.047 0.154	0.036 0.152
L (mH)	-	0.646	1.963	1.943	1.660	0.754 18.795	1.963 -	2.330 10.656	1.583 6.667
C (μ F)	-	153.112	98.135	125.707	116.059	131.28 21.031	98.135 -	104.87 44.932	121.74 28.905
Min. V_{RMS} (r.j.)	0.861	0.924	0.900	0.912	0.908	0.924	0.900	0.949	0.939
Max. V_{RMS} (r.j.)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Max. IHD_V (%)	5.148	2.048	2.468	1.276	2.073	0.957	2.468	1.689	2.723
F_1 (%)	15.301	2.272	4.905	3.898	3.885	1.305	4.905	4.463	3.594
F_2 (kW)	453.684	348.242	340.164	330.009	331.013	335.274	340.164	274.14	284.18
F_3 (r.j.)	-	328.706	202.384	257.441	237.286	384.509	202.384	339.57	326.97

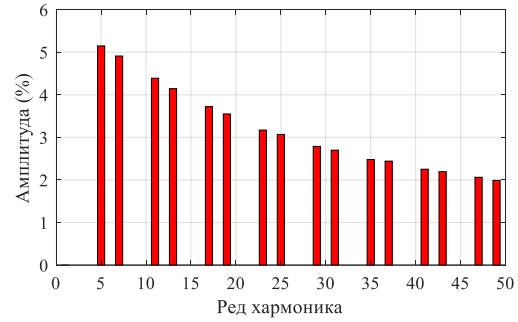
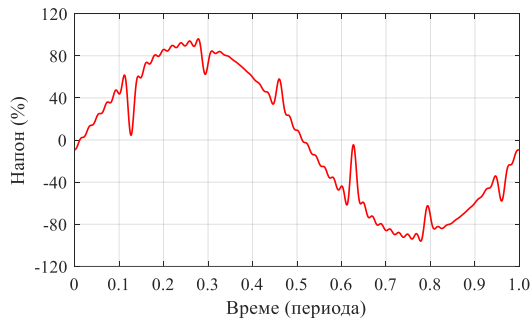
Као што се могло и очекивати, минимална изобличења напона остварена су у случају 1, минимални трошкови филтера у случају 2, а минимални губици снаге у случају 3. Случај 4 се може узети као компромисно оптимално решење. Израчунате вредности напона, струје и снаге филтерских кондензатора, изражене у процентима у односу на номиналне вредности, дате су у табели 7.3. На основу резултата из табела 7.2 и 7.3, очигледно је да сва решења задовољавају постављена ограничења, како у погледу дозвољених вредности напона чворова и хармонијских изобличења таласног облика напона мреже, тако у погледу струја, напона и снага елемената пасивних филтера.

Табела 7.3 Израчунате вредности напона, струје и снаге филтерских кондензатора

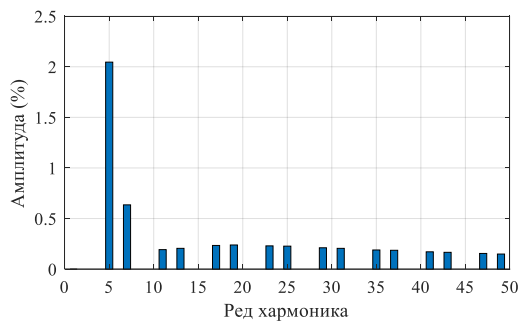
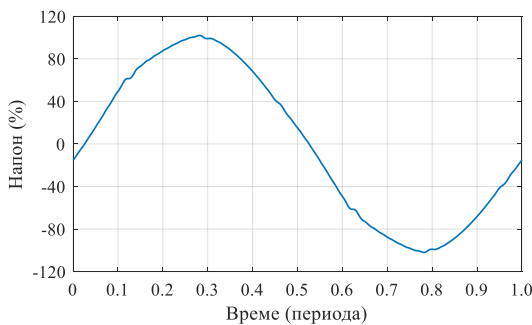
Број филтера	Случај	Q_f (MVA _r)	V_C^{RMS} ($\leq 110\%$)	I_C^{RMS} ($\leq 135\%$)	V_C^{peak} ($\leq 120\%$)	Q_C ($\leq 135\%$)
1	1	7.590	100.805	102.193	86.386	102.001
	2	4.911	97.272	100.857	85.734	95.642
	3	6.323	99.696	101.543	86.045	99.914
	4	5.807	98.391	101.061	85.852	97.563
2	1	6.508	100.234	101.256	84.612	100.668
		1.074	104.171	125.355	96.814	116.597
	2	4.911	97.273	100.857	85.734	95.642
		-	-	-	-	-
	3	5.275	100.066	103.007	87.482	100.998
		2.315	100.552	100.642	82.969	101.136
	4	6.091	100.061	102.283	86.794	100.754
		1.446	96.735	99.700	83.170	94.545

У циљу верификације добијених резултата, за сваку од четири функције циља исти проблем је решен применом осталих метахеуристичких метода коришћених у дисертацији. Резултати тих прорачуна дати су у наредном делу дисертације.

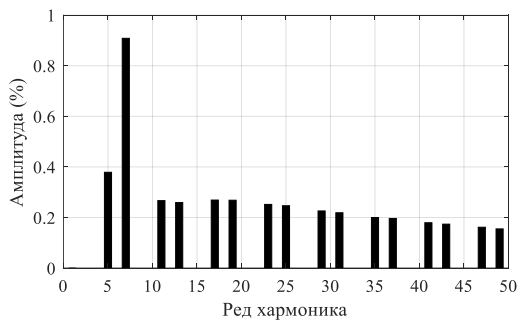
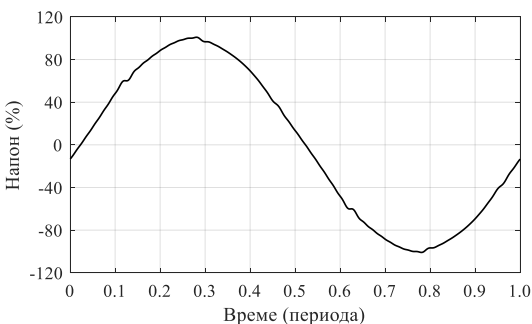
Случај 1: Минимизација максималне вредности укупног хармонијског изобличења напона. На основу резултата из табеле 7.1 може се видети да се максимална вредност укупног хармонијског изобличења напона с 15.301%, у базном случају, после уградње пригушног филтера за елиминацију хармоника реда $h \geq 11$ смањује на 2.272%. Дакле, у односу на базни случај, постиже се смањење максималне THD_V вредности за 85.15% и истовремено смањење губитака снаге за 23.24%. Даље побољшање квалитета електричне енергије у погледу смањења хармонијског изобличења напона постиже се уградњом два филтера: простог филтера подешеног за филтрирање хармоника реда $h = 5$ и високо-пропусног филтера подешеног за филтрирање хармоника реда $h \geq 11$. Максимална вредност укупног хармонијског изобличења напона после уградње ових филтера износи 1.305%, што је 91.47% мање у односу на базни случај. Ово решење је уједно и најскупље. На сликама 7.1-7.3 приказани су таласни облици и фреквентни спектри напона на сабирници б пре и после постављања филтера, који недвосмислено потврђују побољшање квалитета напајања након постављања филтера.



(а) (б)
Слика 7.1 Приказ (а) таласног облика и (б) фреквентног спектра напона на сабирници 6 пре постављања филтера

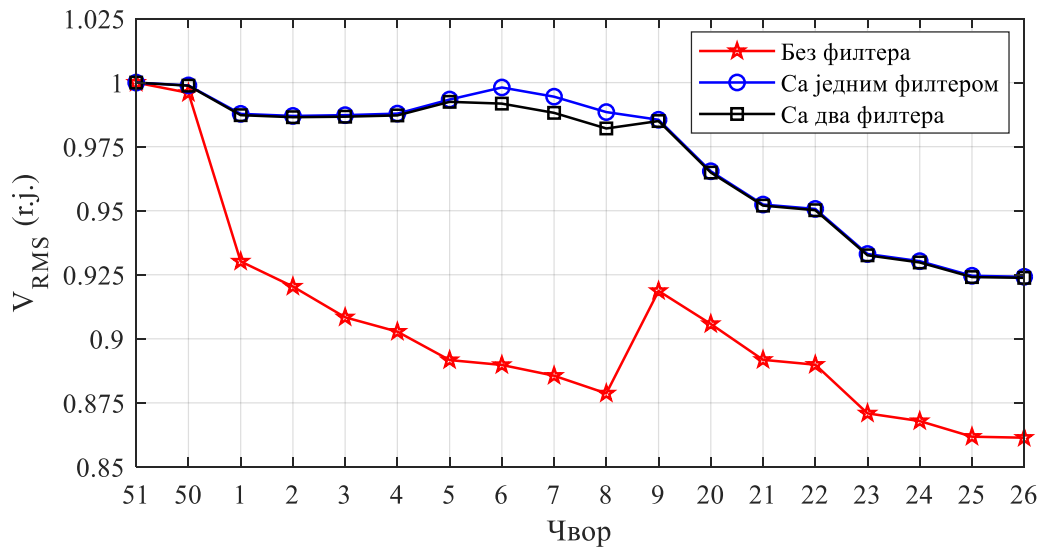


(а) (б)
Слика 7.2 Приказ (а) таласног облика и (б) фреквентног спектра напона на сабирници 6 након постављања пригушног филтера у чвор 6

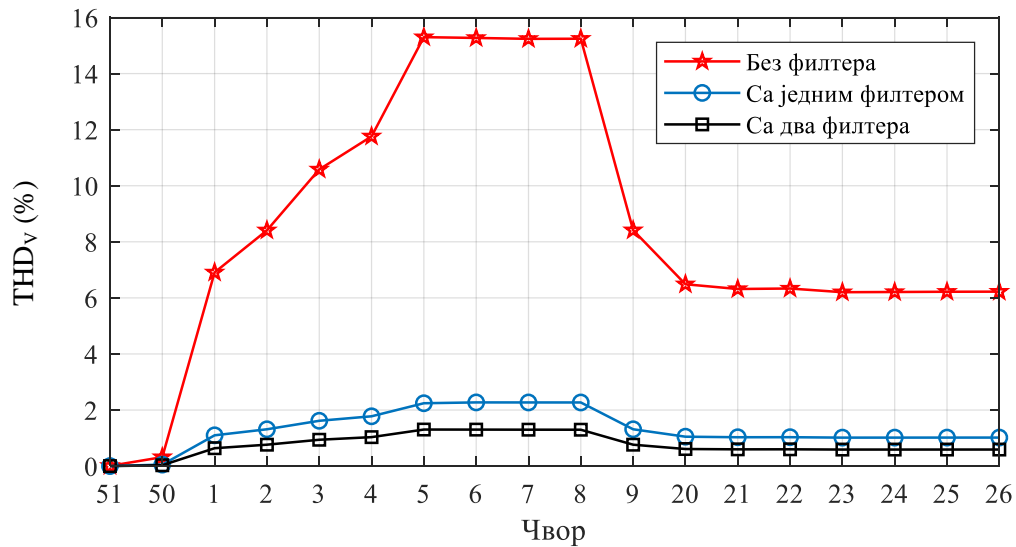


(а) (б)
Слика 7.3 Приказ (а) таласног облика и (б) фреквентног спектра напона на сабирници 6 након постављања пригушног филтера у чвор 5 и простог филтера у чвор 6

Одговарајући напонски профили и укупна изобличења напона приказани су на сликама 7.4 и 7.5, редом. На основу ових резултата види се да се након прикључења пасивних филтера ефективне вредности напона и максималне вредности хармонијских изобличења напона налазе у оквиру дозвољених граница.



Слика 7.4 Напонски профил мреже IEEE 18 пре и после постављања филтера



Слика 7.5 Напонска изобличења у мрежи IEEE 18 пре и после постављања филтера

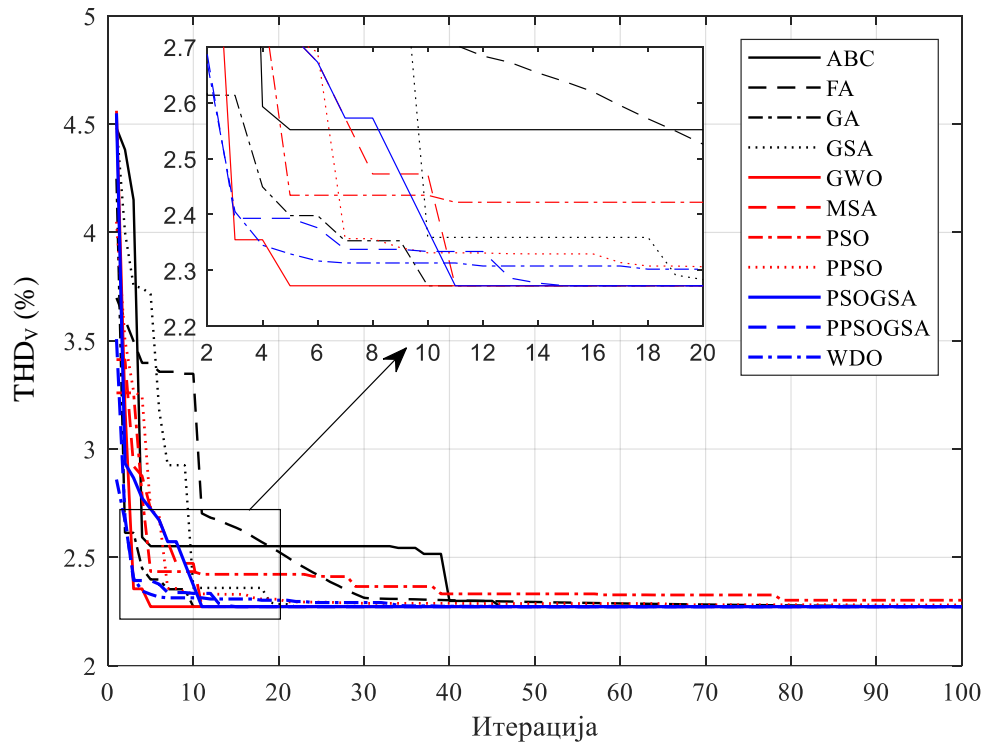
Статистички параметри и просечна времена трајања прорачуна свих примењених алгорита добијени за случајеве уградње једног и два филтера дати су у табели 7.4. Може се видети да су резултати добијени применом PPSOGSA једнаки или бољи од већине резултата добијених применом других алгоритама. Једино је GA постигао боље оптимално решење за случај уградње два филтера.

Табела 7.4 Поређење резултата различитих алгоритама у тест мрежи IEEE 18 за

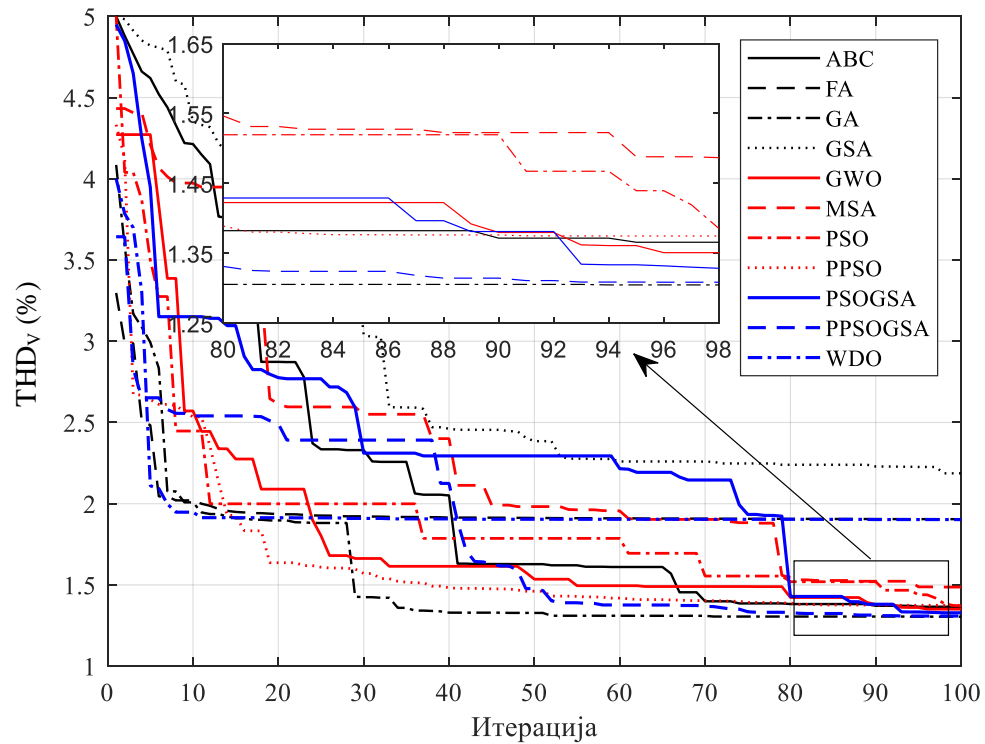
Случај 1

Број филтера	Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
		Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
1	ABC	2.2723	2.3364	2.2832	0.0233	93.63
	FA	2.2723	2.3127	2.2847	0.0316	124.74
	GA	2.2723	2.2731	2.2724	0.0001	115.38
	GSA	2.2723	2.3112	2.3004	0.0421	62.43
	GWO	2.2723	2.2723	2.2723	0.0000	70.61
	MSA	2.2723	2.2847	2.2759	0.0034	66.14
	PSO	2.3021	2.3787	2.3368	0.0272	59.83
	PPSO	2.2804	2.5572	2.3435	0.0846	63.67
	PSOGSA	2.2723	2.2723	2.2723	0.0000	64.74
	PPSOGSA	2.2723	2.2723	2.2723	0.0000	68.55
	WDO	2.2723	2.8880	2.3954	0.2595	65.43
2	ABC	1.3657	2.0795	1.8202	0.2676	87.29
	FA	1.9045	3.0307	2.2517	0.4622	148.43
	GA	1.3046	1.9373	1.5818	0.2971	112.21
	GSA	2.1869	3.6109	2.5473	0.4615	33.54
	GWO	1.3508	2.2123	1.8743	0.4274	54.69
	MSA	1.4855	2.1035	1.8906	0.2920	46.34
	PSO	1.3703	1.9939	1.6240	0.2323	39.13
	PPSO	1.3745	2.4363	1.8941	0.3173	44.43
	PSOGSA	1.3284	1.9728	1.6558	0.3521	54.33
	PPSOGSA	1.3050	1.8479	1.5217	0.2184	57.25
WDO	1.9020	3.0105	2.1794	0.4220	40.83	

Дијаграми конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 10 узастопних извршавања свих алгоритама приказани су на слици 7.6. Очигледно је да предложени PPSOGSA алгоритам има бољу конвергенцију у односу на PPSO и GSA алгоритме од којих је формиран, али и већине осталих алгоритама.



(a)



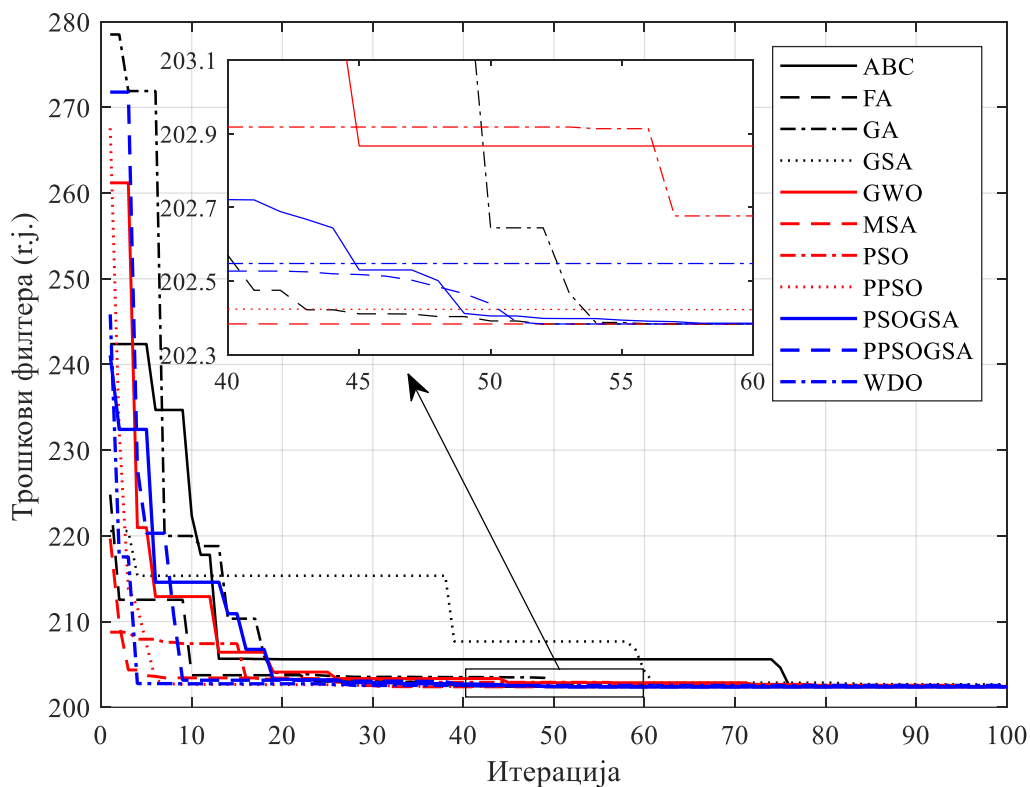
(б)

Слика 7.6 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 1 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера

Случај 2: Минимизација почетних инвестиционих трошкова пасивних филтера. Како се може видети из табеле 7.1, минимални трошкови пасивних филтера, уз истовремено задовољење свих погонских ограничења, остварени су у случају 2. У односу на Случај 1, трошкови уградње филтера смањују се за 38.43%, док се губици снаге повећавају за 2.32%. Занимљиво је да је у случају оптимизације параметара два филтера предложени PPSOGSA алгоритам дао исто решење као и у случају оптимизације параметара једног филтера, тј. снага једног од филтера једнака је нули. Трошкови инвестирања зависе од величине филтера, тачније његових R, L и C параметара. Прикључењем филтера веће снаге остварује се боље филтрирање, али то решење захтева и веће финансијске трошкове. Упоредни приказ резултата добијених применом различитих алгоритама дат је у табели 7.5. На слици 7.7 приказани су профили конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 10 узастопних извршавања сваког од алгоритама. Посматрањем података из табеле 7.5 и са слике 7.7, може се уочити да предложени PPSOGSA приступ има боље перформансе, у погледу квалитета добијених решења, стабилности и брзине конвергенције, у поређењу с осталим методама.

Табела 7.5 Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 2

Број филтера	Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
		Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
1	ABC	202.4196	205.8831	204.3463	1.2311	85.45
	FA	202.4517	204.5514	202.8794	1.2535	137.81
	GA	202.3838	204.9537	202.8409	0.5351	113.42
	GSA	202.6767	229.0562	207.3733	8.4069	55.88
	GWO	202.4513	204.4558	202.8732	0.5872	56.02
	MSA	202.3838	203.9992	202.9094	0.3459	59.01
	PSO	202.4118	207.5057	203.4582	1.9274	51.59
	PPSO	202.3865	205.3513	202.8112	0.5702	55.80
	PSOGSA	202.3838	203.5634	202.9731	0.3879	56.93
	PPSOGSA	202.3838	203.7335	202.7670	0.3406	58.59
	WDO	202.5479	204.8078	203.1724	0.4237	57.42



Слика 7.7 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 2

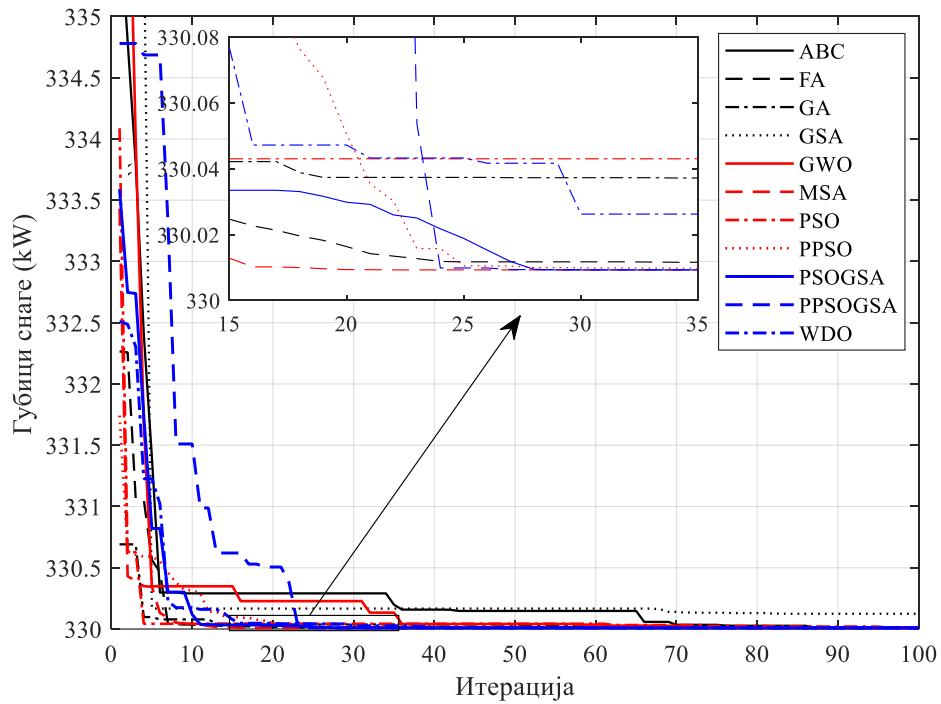
Случај 3: Минимизација губитака снаге. Као што се може видети из табеле 7.1, укупни губици снаге се са 453.684 kW у базном случају уградњом простог филтера у чвор 5 смањују на 330.009 kW. Додатно смањење губитака снаге за 55.87 kW постиже се уградњом два проста филтера: једног у чвор 5, подешеног за филтрирање 7. хармоника, и другог у чвор 23, подешеног за филтрирање 5. хармоника. Максималне вредности хармонијских изобличења напона у оба случаја су унутар дозвољених вредности.

Статистички параметри и просечна времена трајања прорачуна сваког од алгоритама дати су у табели 7.6. Одговарајући профили конвергенције приказани су на слици 7.8. На основу добијених резултата може се приметити да и у овом случају предложени PSOGSA алгоритам надмашује PPSO и GSA алгоритме чијом је хибридизацијом настао. Поред тога, резултати добијени помоћу PSOGSA су једнаки или бољи од резултата добијених применом других алгоритама.

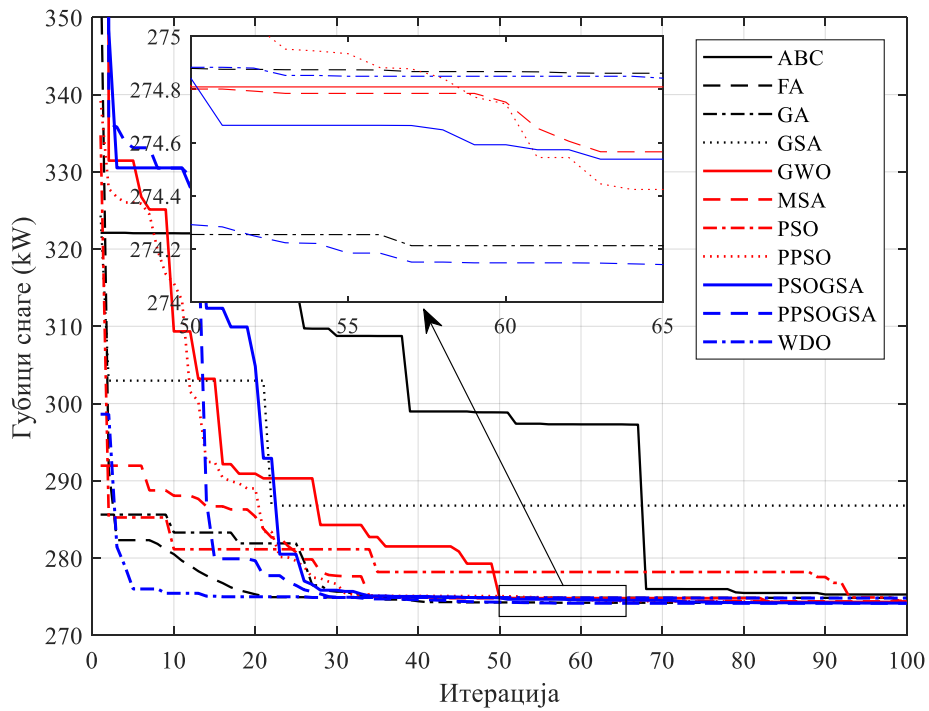
Табела 7.6 Поређење резултата примене различитих алгорита на тест мрежу IEEE 18 за Случај 3

Број филтера	Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
		Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
1	ABC	330.0097	330.2903	330.0577	0.0853	96.44
	FA	330.0106	331.1355	330.1815	0.3418	179.88
	GA	330.0093	330.7193	330.1094	0.1001	155.67
	GSA	330.1245	330.1634	330.1518	0.0161	52.86
	GWO	330.0093	330.1293	330.0394	0.0152	66.24
	MSA	330.0093	330.0793	330.0293	0.0055	67.96
	PSO	330.0123	330.0857	330.0557	0.0049	51.26
	PPSO	330.0098	330.0324	330.0176	0.0071	58.07
	PSO GSA	330.0093	330.1323	330.0502	0.0710	60.02
	PPSO GSA	330.0093	330.0631	330.0201	0.0048	61.29
WDO	330.0102	330.0190	330.0137	0.0024	57.69	
2	ABC	275.2796	321.7293	285.7516	14.5429	87.59
	FA	274.8378	329.6541	301.4380	20.6152	154.15
	GA	274.1939	278.4899	276.3719	2.06817	136.47
	GSA	286.7882	330.5385	311.0367	17.8045	51.60
	GWO	274.3042	317.0420	291.8489	21.5377	58.55
	MSA	274.3856	294.5472	280.1547	12.5911	55.48
	PSO	274.4450	329.5584	300.2740	21.6831	43.75
	PPSO	274.2347	317.2610	286.0524	16.9542	47.90
	PSO GSA	274.1634	275.7120	274.8190	0.45839	53.01
	PPSO GSA	274.1391	275.8108	274.9334	0.46978	55.44
WDO	274.8158	316.9559	292.0316	21.3158	52.87	

Случај 4: Минимизација укупног изобличења напона, трошкова филтера и губитака снаге. Истовремена минимизација изобличења напона, трошкова филтера и губитака снаге представља вишециљни оптимизациони проблем. Применом предложеног алгорита добија се једно компромисно решење, које даје равнотежу између три различите функције циља тако да ниједна од њих не доминира над другима. У овој мрежи, за тежинске факторе функције трошкова и функције губитака усвојене су следеће вредности: $w_t = 0.02$ и $w_g = 0.015$ – за случај оптимизације параметара једног филтера, односно $w_t = 0.015$ и $w_g = 0.06$ – за случај оптимизације параметара два филтера. У односу на базни случај, уградњом филтера у чвор 5 остварује се смањење THD_V вредности од 74.61% и смањење губитака снаге од 27.04%. У случају уградње два филтера, смањења THD_V вредности и губитака снаге редом износе 76.51% и 37.36%. Добијени трошкови филтера већи су у односу на одговарајуће трошкове остварене у случају 2, али су, такође, мањи у поређењу с трошковима оствареним у случајевима 1 и 3.



(a)



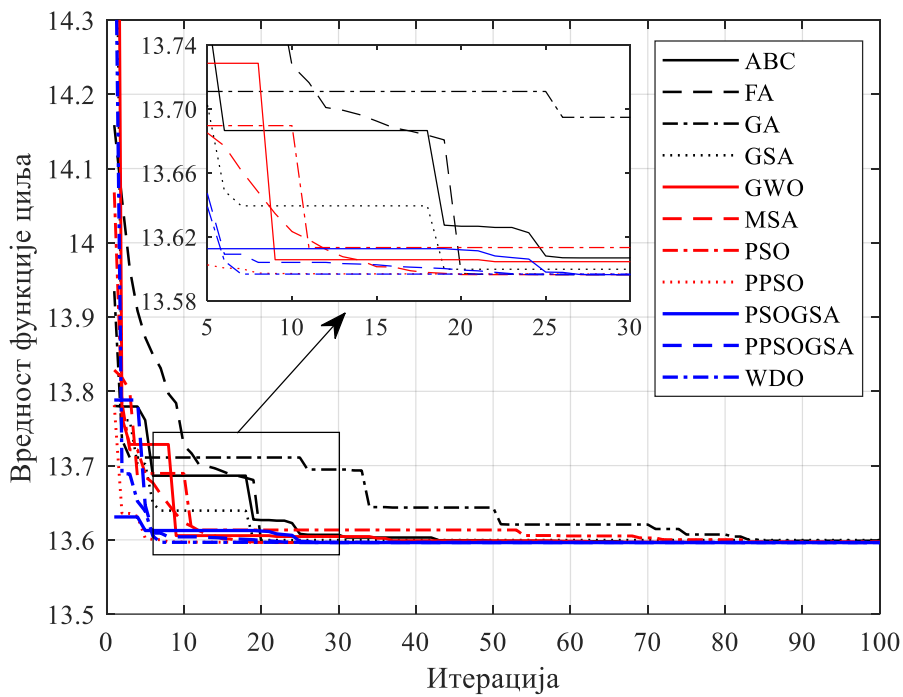
(б)

Слика 7.8 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 3 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера

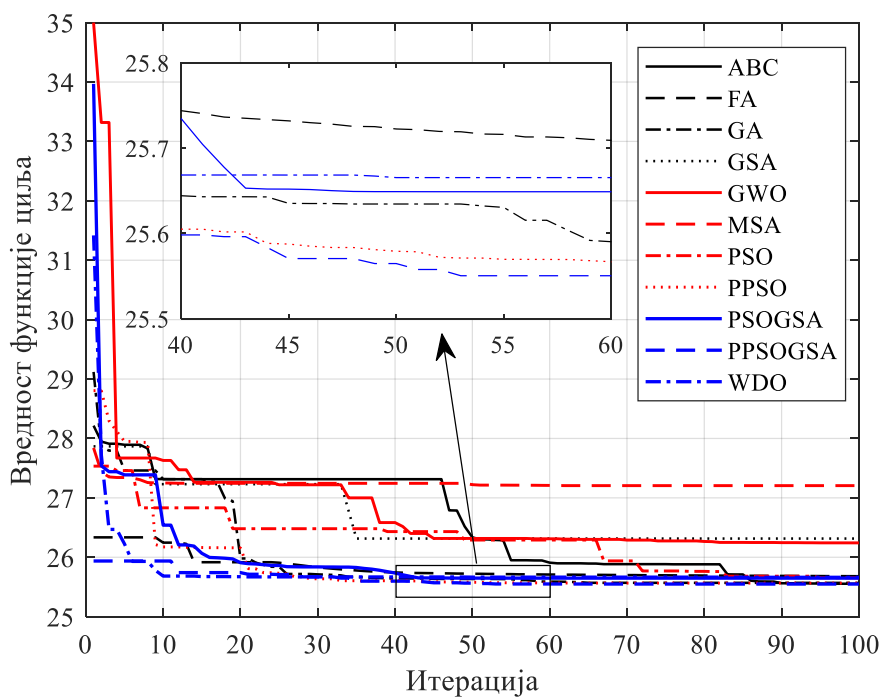
Статистички параметри и просечна времена трајања прорачуна свих алгоритама дати су у табели 7.7. Одговарајући профили конвергенције приказани су на слици 7.9. На основу података из табеле 7.7 и са слике 7.9, може се закључити да предложени PPSOGSA алгоритам и у овом случају има боље перформансе од осталих метода.

Табела 7.7 Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 4

Број филтера	Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
		Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
1	ABC	13.5964	13.6129	13.6014	0.0061	88.73
	FA	13.5963	13.6015	13.5999	0.0018	172.91
	GA	13.5963	13.6269	13.6076	0.0015	135.84
	GSA	13.5997	13.6201	13.6136	0.0078	56.28
	GWO	13.5963	13.6179	13.6065	0.0085	60.74
	MSA	13.5963	13.6214	13.5987	0.0075	60.43
	PSO	13.5975	13.6015	13.5989	0.0013	59.08
	PPSO	13.5964	13.6212	13.6072	0.0099	65.21
	PSOGSA	13.5963	13.6535	13.6233	0.0287	64.88
	PPSOGSA	13.5963	13.6001	13.5982	0.0011	63.21
WDO	13.5964	13.5981	13.5972	0.0005	47.17	
2	ABC	25.5545	26.8119	25.8086	0.4603	63.03
	FA	25.6811	27.5817	26.2266	0.3398	195.48
	GA	25.5684	26.6320	25.7635	0.3786	159.62
	GSA	26.3147	27.5226	27.2051	0.3752	54.84
	GWO	26.2422	27.2166	26.7399	0.6515	58.47
	MSA	27.2058	27.2444	27.2096	0.0122	64.13
	PSO	25.6853	27.6856	26.6212	0.3638	55.65
	PPSO	25.6526	26.9074	25.7927	0.3599	58.13
	PSOGSA	25.6487	27.2444	26.2728	0.4943	63.41
	PPSOGSA	25.5492	26.6174	25.8008	0.2584	68.16
WDO	25.6627	27.5328	26.5854	0.5754	52.19	



(a)



(б)

Слика 7.9 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 4 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера

7.3.2 Тест мрежа IEEE 33

Да би се проценила ефикасност предложеног PPSOGSA алгоритма у решавању проблема оптималног позиционирања и димензионисања пасивних филтера у мрежама с већим бројем чворова, тестови су спроведени на тест мрежи IEEE 33. Комплетни подаци о параметрима елемената мреже и потрошачима дати су у прилогу А. Мрежа садржи два трофазна шестоимпулсна исправљачка моста активне снаге 480 kW и реактивне снаге 360 kVAr. Ова нелинеарна оптерећења, прикључена на сабирнице 13 и 25, генеришу хармонике 5, 7, 11, 13, итд. реда. Претпостављено је да је напон напојног чвора чисто синусоидалног таласног облика амплитуде 1.0 г.ј. За снагу трофазног кратког споја напојне мреже узета је вредност од 500 MVA, што је у сагласности са стандардом IEC 60076-5 [107]. Укупна активна снага потрошње у мрежи је 4.675 MW, док је реактивна снага 3.02 MVar.

У табели 7.8 приказани су резултати добијени применом предложеног PPSOGSA алгоритма за четири различите функције циља, и то за случај уградње једног филтера и случај уградње два филтера. Резултати обухватају оптималне вредности управљачких променљивих, одговарајуће вредности функција циља, као и минималне и максималне ефективне вредности напона чворова и максималне вредности појединачних хармонијских изобличења напона.

Посматрањем података из табеле 7.8 може се видети да су минимална изобличења напона остварена у случају 1, минимални трошкови филтера остварени су у случају 2, а минимални губици снаге у случају 3. Случај 4 се може узети као компромисно оптимално решење. Израчунате вредности напона, струје и снаге филтерских кондензатора, изражене у процентима у односу на номиналне вредности, дате су у табели 7.9. На основу резултата из табела 7.8 и 7.9, очигледно је да оптимална решења задовољавају сва постављена погонска ограничења мреже и елемената филтерских постројења.

За потребе верификације резултата добијених применом предложеног PPSOGSA алгоритма, у наредном делу дисертације, за сваку од четири функције циља, дата су решења добијена применом осталих алгоритама коришћених у дисертацији.

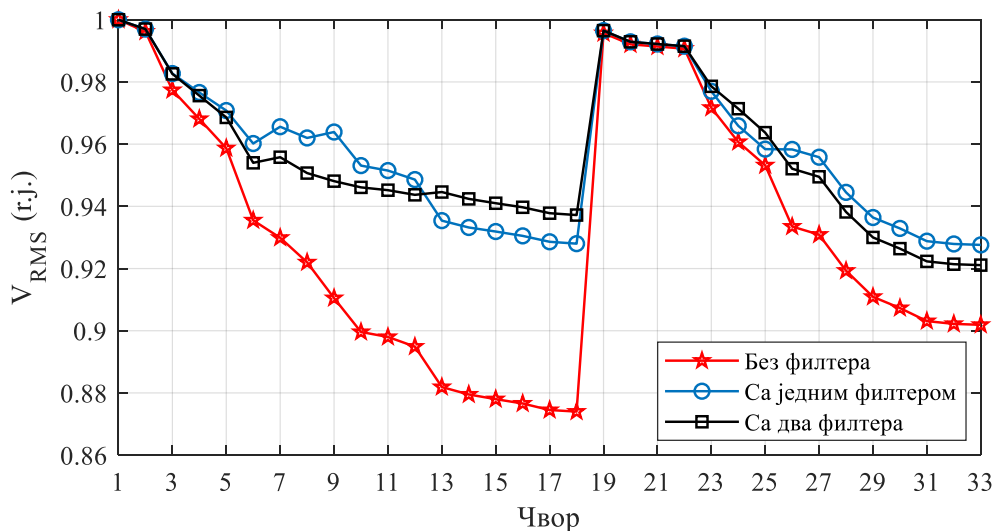
Табела 7.8 Решења проблема оптималног позиционирања и димензионисања пасивних филтера за различите облике функције циља у тест мрежи IEEE 33

Управљачка променљива, зависно променљива или функција циља	Оптимизациони случај								
	Базни случај	С једним филтером				С два филтера			
		Случај 1	Случај 2	Случај 3	Случај 4	Случај 1	Случај 2	Случај 3	Случај 4
ℓ	-	9	16	10	13	13	16	13	13
Q_f (MVA _r)	-	3	0.889	1.582	1.254	2.072 0.928	0.889	0.954 1.275	1.061 1.131
TF	-	3	2	2	2	3 3	2	1 3	2 2
h_r	-	10.12	7.252	6.44	7.252	10.406 11.034	7.252	5.18 11.392	7.252 7.252
Q	-	0.684	100	100	100	1.465 0.588	100	100 2	99.814 99.938
R (Ω)	-	3.646	0.253	0.161	0.18	10.992 9.28	0.253	0.337 22.241	0.213 0.199
L (mH)	-	1.677	11.123	7.968	7.886	2.295 4.553	11.123	20.702 3.107	9.32 8.743
C (μ F)	-	58.999	17.32	30.661	24.431	40.77 18.279	17.32	18.24 25.127	20.671 22.035
Min. V_{RMS} (r.j.)	0.874	0.928	0.906	0.908	0.91	0.921	0.906	0.913	0.915
Max. V_{RMS} (r.j.)	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Max. IHD_V (%)	2.817	1.555	2.741	1.293	2.415	1.905	2.741	1.192	2.468
F_1 (%)	8.802	3.355	4.606	4.621	3.645	2.044	4.606	4.317	3.754
F_2 (kW)	371.24	334.63	310.39	293.88	295.24	309.81	310.39	250.08	252.28
F_3 (r.j.)	-	141.26	69.27	86.03	73.42	240	69.27	271.05	141.66

Табела 7.9 Израчунате вредности напона, струје и снаге филтерских кондензатора

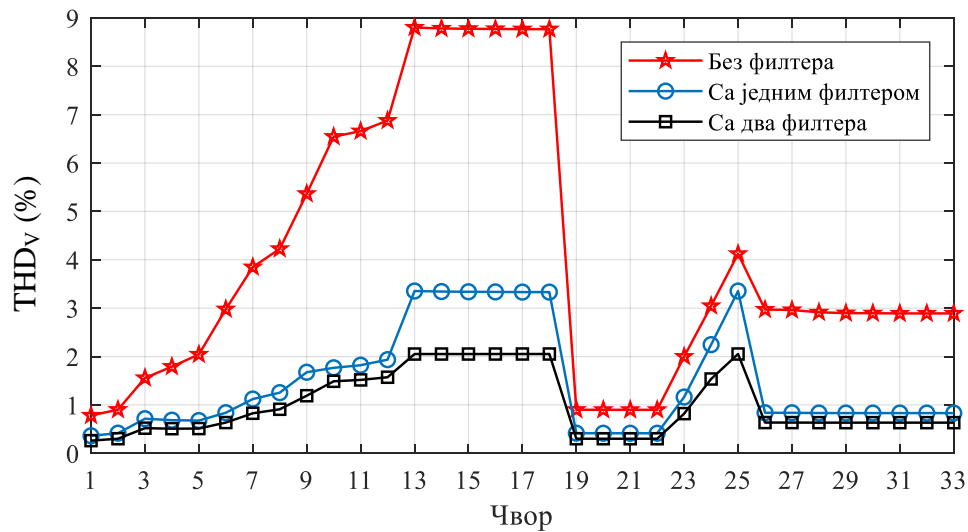
Број филтера	Случај	Q_f (MVA _r)	V_C^{RMS} ($\leq 110\%$)	I_C^{RMS} ($\leq 135\%$)	V_C^{peak} ($\leq 120\%$)	Q_C ($\leq 135\%$)
1	1	3.000	97.329	97.911	82.032	94.891
	2	0.889	92.822	96.415	81.684	87.201
	3	1.582	95.712	97.194	82.040	92.041
	4	1.254	93.554	96.458	81.765	88.359
2	1	2.072	95.253	96.215	81.015	90.996
		0.928	97.945	99.326	83.423	96.158
	2	0.889	92.822	96.415	81.684	87.201
		-	-	-	-	-
	3	0.954	95.594	97.392	82.292	91.913
		1.275	95.040	95.178	78.699	90.370
		1.061	94.062	97.243	82.506	89.386
	4	1.131	95.967	97.257	81.254	92.509

Случај 1: Минимизација максималне вредности укупног хармонијског изобличења напона. На основу резултата из табеле 7.8 може се видети да се максимална вредност укупног хармонијског изобличења напона са 8.802% у базном случају после уградње високо-пропусног филтера за елиминацију хармоника реда $h \geq 11$ смањује на 3.355%. Дакле, у односу на базни случај, постиже се смањење максималне THD_V вредности за 61.88% и истовремено смањење губитака снаге за 9.86%. Даље смањење изобличења напона постиже се уградњом два високо-пропусна филтера, једног у чвор 13, а другог у чвор 24. Максимална вредност укупног хармонијског изобличења напона после уградње ових филтера износи 2.04%, што је 76.78% мање у односу на базни случај. На сликама 7.10 и 7.11 приказани су напонски профили и укупна хармонијска изобличења напона пре и после постављања филтера, који недвосмислено потврђују побољшање квалитета напајања након постављања филтера.



Слика 7.10 Напонски профил мреже IEEE 33 пре и после постављања филтера

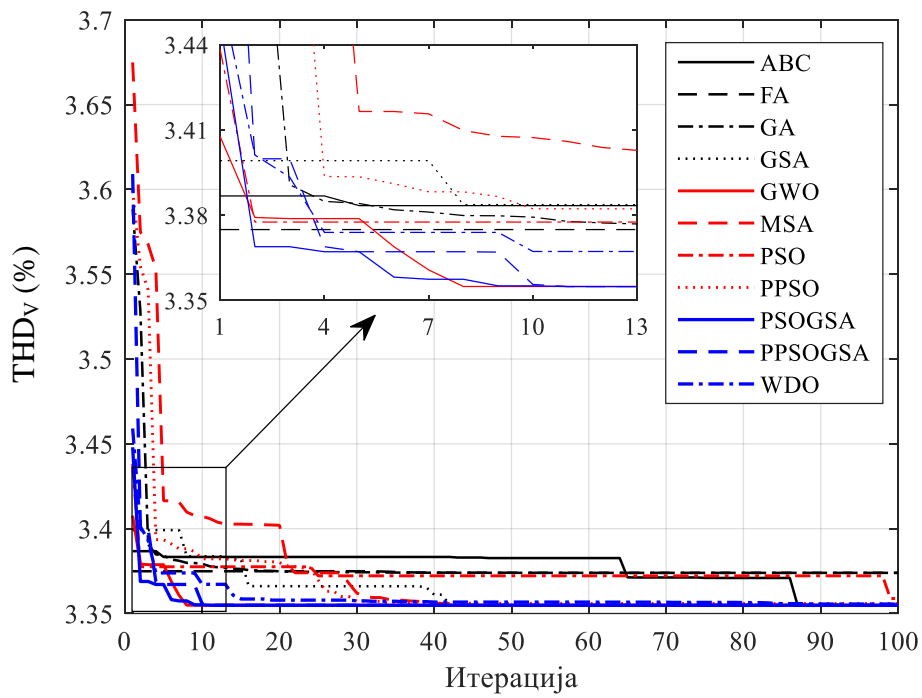
Статистички параметри и просечно време извршавања алгоритама дати су у табели 7.10. Дијаграми конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 10 покретања сваког од алгоритама приказани су на слици 7.12. На основу резултата из табеле 7.10 и са слике 7.12 може се уочити да предложени хибридни PPSOGSA алгоритам даје боље резултате у односу на PPSO и GSA алгоритме. Такође, PPSOGSA има боље перформансе у поређењу с осталим алгоритмима. Једино у случају оптимизације параметара два филтера GA постиже боље оптимално решење и има већу стабилност у односу на PPSOGSA алгоритам.



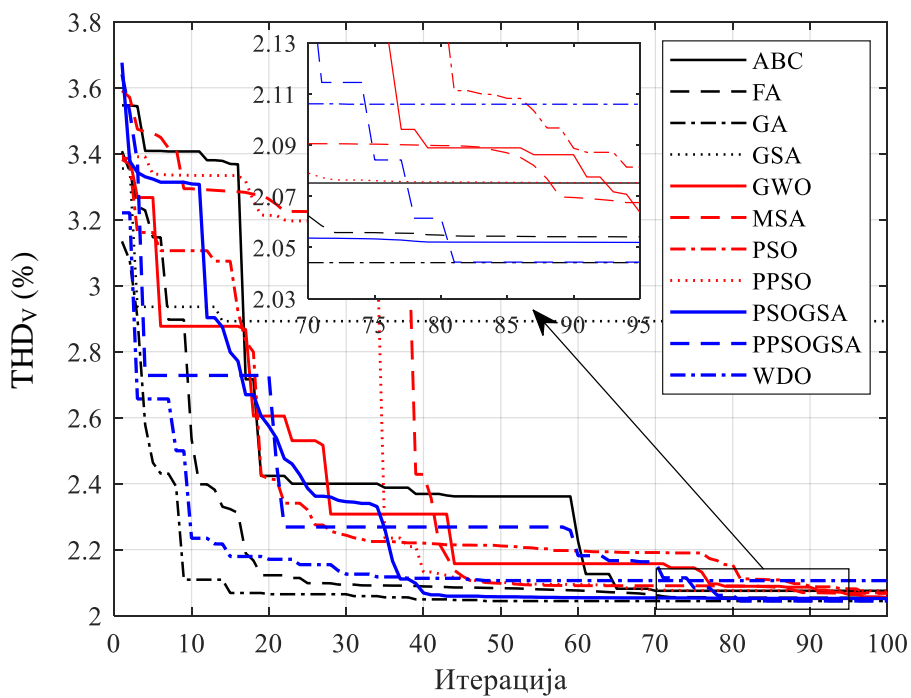
Слика 7.11 Напонска изобличења у мрежи IEEE 33 пре и после постављања филтера

Табела 7.10 Поређење резултата примене различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 за Случај 1

Број филтера	Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
		Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
1	ABC	3.3549	3.3871	3.3672	0.0118	156.97
	FA	3.3741	3.4304	3.3862	0.0168	356.31
	GA	3.3734	3.3841	3.3741	0.0005	278.66
	GSA	3.3548	3.3661	3.3602	0.0046	101.26
	GWO	3.3548	3.3548	3.3548	0.0000	101.08
	MSA	3.3548	3.3739	3.3592	0.0079	97.21
	PSO	3.3559	3.3781	3.3699	0.0092	100.30
	PPSO	3.3588	3.3792	3.3717	0.0062	101.92
	PSOGSA	3.3548	3.3548	3.3548	0.0000	105.03
	PPSOGSA	3.3548	3.3548	3.3548	0.0000	110.12
WDO	3.3556	3.5635	3.3893	0.0615	100.16	
2	ABC	2.0752	2.7551	2.3101	0.3193	130.04
	FA	2.0541	2.6281	2.2403	0.2956	448.67
	GA	2.0441	2.2119	2.0974	0.0508	375.30
	GSA	2.8924	3.4147	3.2496	0.3770	105.35
	GWO	2.0552	3.3569	2.4145	0.5169	105.87
	MSA	2.0674	2.9235	2.3647	0.3166	103.55
	PSO	2.0571	3.1951	2.5476	0.6482	98.02
	PPSO	2.0753	3.1037	2.4431	0.5025	105.91
	PSOGSA	2.0519	2.3697	2.1750	0.2224	110.13
	PPSOGSA	2.0443	2.3348	2.1117	0.1124	113.74
WDO	2.1059	2.9955	2.3968	0.3305	103.76	



(a)



(б)

Слика 7.12 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 1 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера

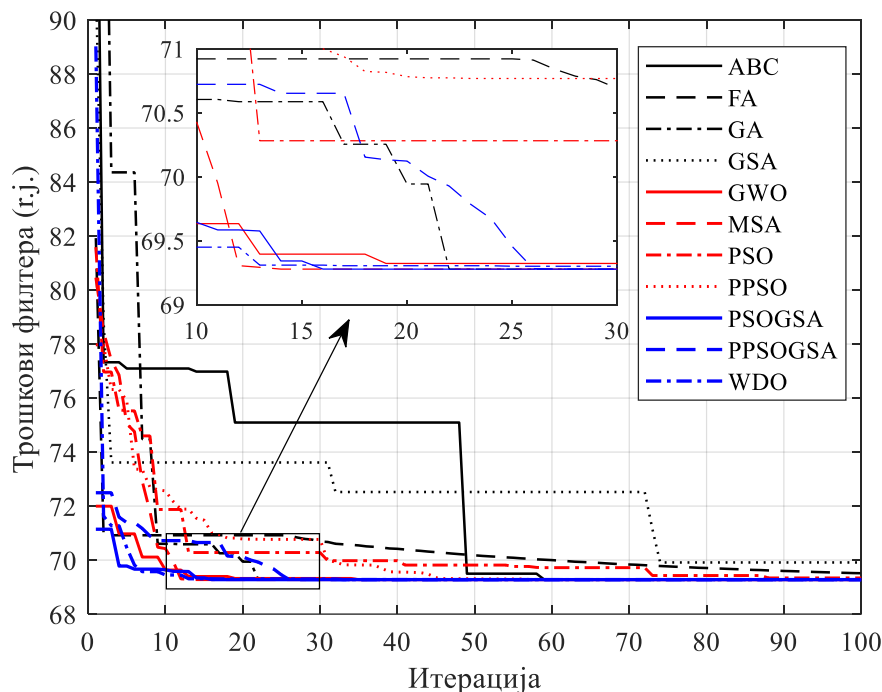
Случај 2: Минимизација почетних инвестиционих трошкова пасивних филтера. Из табеле 7.8 следи да се минимални трошкови филтера остварују у случају 2. У односу на Случај 1, трошкови се смањују за 50.96%. При оптимизацији параметара два филтера добија се исто решење као у случају оптимизације параметара једног филтера. Упоредни приказ резултата дат је у табели 7.11. На слици 7.13 приказани су одговарајући профили конвергенције. На основу ових података може се уочити да PPSOGSA надмашује перформансе већине алгоритама.

Табела 7.11 Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 2

Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
	Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
ABC	69.2803	70.3406	69.7917	0.3762	212.50
FA	69.5135	74.6955	72.5398	2.2208	318.23
GA	69.2772	69.3252	69.2880	0.0181	464.03
GSA	69.9123	70.8035	70.2904	0.2894	112.27
GWO	69.2772	69.2773	69.2772	0.0000	110.36
MSA	69.2772	69.3072	69.2803	0.0094	129.52
PSO	69.3395	69.5929	69.4411	0.0701	105.41
PPSO	69.2776	70.2819	69.6063	0.3559	108.45
PSOGSA	69.2772	79.8716	72.3366	3.3502	111.73
PPSOGSA	69.2772	69.2772	69.2772	0.0000	114.51
WDO	69.2772	69.6515	69.3497	0.1364	110.24

Случај 3: Минимизација губитака снаге. На основу резултата из табеле 7.8 види се да се укупни губици снаге са 371.24 kW у базном случају уградњом простог филтера у чвор 10 смањују на 293.88 kW. Додатно смањење губитака снаге за 43.8 kW постиже се уградњом два филтера: једног у чвор 13, подешеног за филтрирање петог хармоника, и другог у чвор 30, подешеног за филтрирање хармоника реда $h \geq 11$.

Статистички параметри и просечна времена трајања прорачуна свих алгоритама дати су у табели 7.12. Одговарајући профили конвергенције приказани су на слици 7.14. На основу добијених резултата може се приметити да PPSOGSA алгоритам надмашује PPSO и GSA алгоритме у погледу квалитета решења и стабилности. Поред тога, резултати добијени помоћу PPSOGSA су једнаки или бољи од резултата добијених применом других алгоритама.

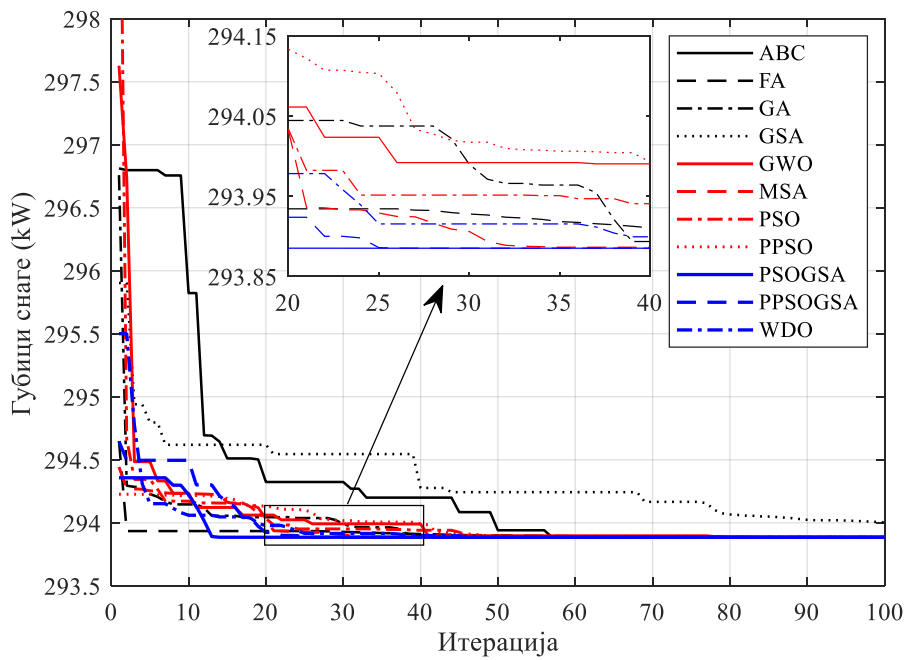


Слика 7.13 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 за

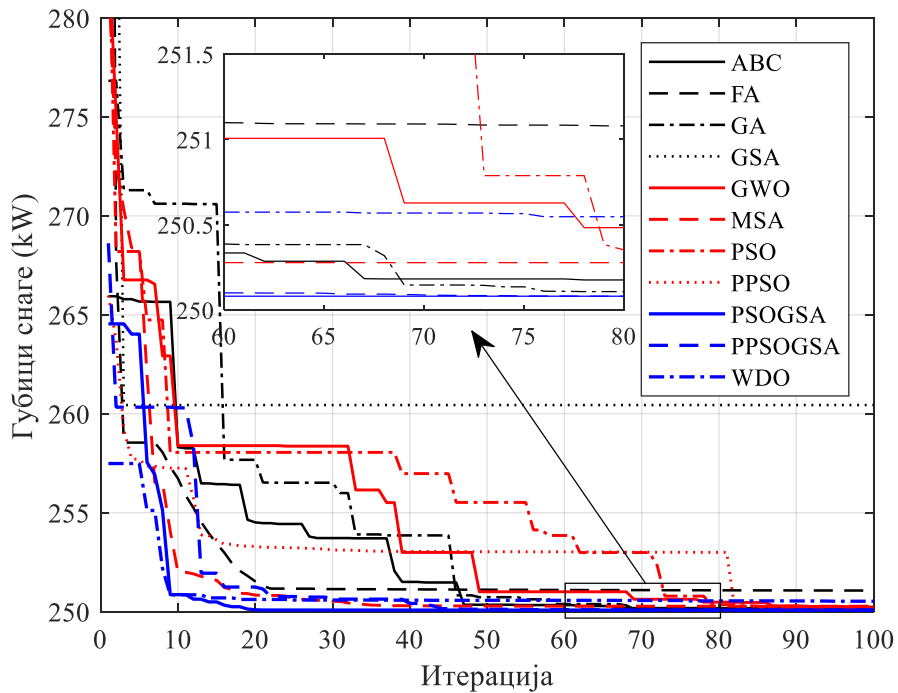
Случај 2

Табела 7.12 Поређење резултата примене различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 за Случај 3

Број филтера	Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
		Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
1	ABC	293.8854	294.4278	294.0415	0.1579	156.14
	FA	293.8852	294.0144	293.9579	0.0429	370.57
	GA	293.8852	293.8853	293.8852	0.0001	402.18
	GSA	294.0036	294.4958	294.1558	0.1516	110.89
	GWO	293.8852	293.8852	293.8852	0.0000	112.99
	MSA	293.8852	293.8855	293.8853	0.0001	125.87
	PSO	293.8897	293.9144	293.9024	0.0075	105.23
	PPSO	293.8852	294.0704	293.9522	0.0667	115.15
	PSO GSA	293.8852	294.8432	294.1332	0.4134	118.87
	PPSO GSA	293.8852	293.8852	293.8852	0.0000	127.23
	WDO	293.8852	293.9632	293.8952	0.0247	115.73
2	ABC	250.1764	256.6505	252.1860	2.5280	132.41
	FA	251.0690	277.2739	259.0722	8.3167	352.79
	GA	250.0811	251.1193	250.5868	0.5121	417.72
	GSA	260.4409	278.9720	265.8965	5.7554	97.64
	GWO	250.2352	252.3285	251.0235	0.7400	121.27
	MSA	250.2778	255.5731	251.6673	1.8293	112.79
	PSO	250.1711	260.7741	254.4222	7.1095	103.84
	PPSO	250.1581	261.8335	252.9202	5.2993	108.41
	PSO GSA	250.0811	250.8741	250.5236	0.3195	113.98
	PPSO GSA	250.0811	250.8335	250.5575	0.2993	118.08
	WDO	250.5251	265.6026	252.7134	4.5547	116.01



(a)



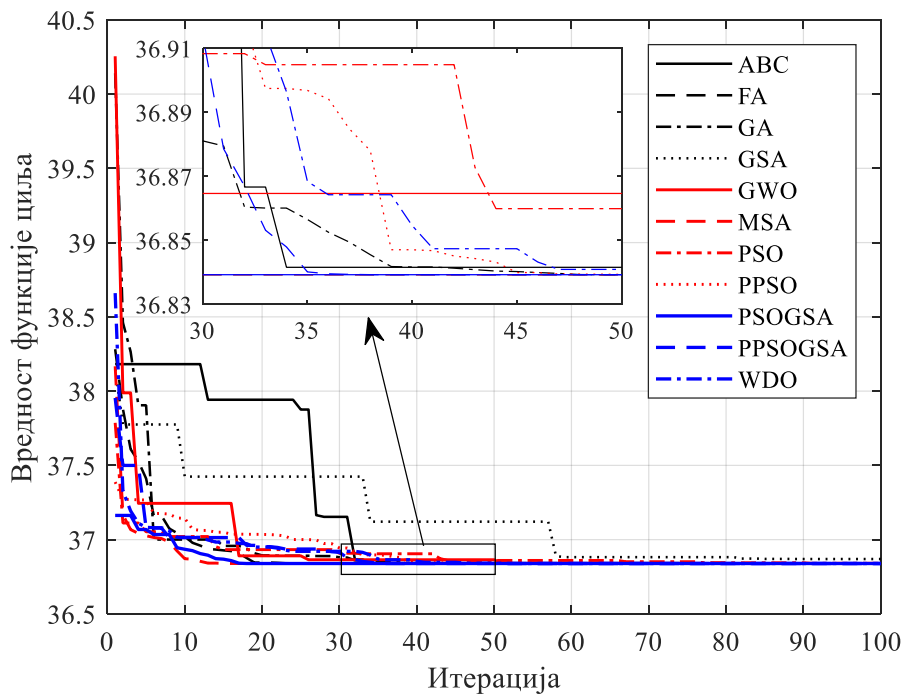
(б)

Слика 7.14 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 за Случај 3 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера

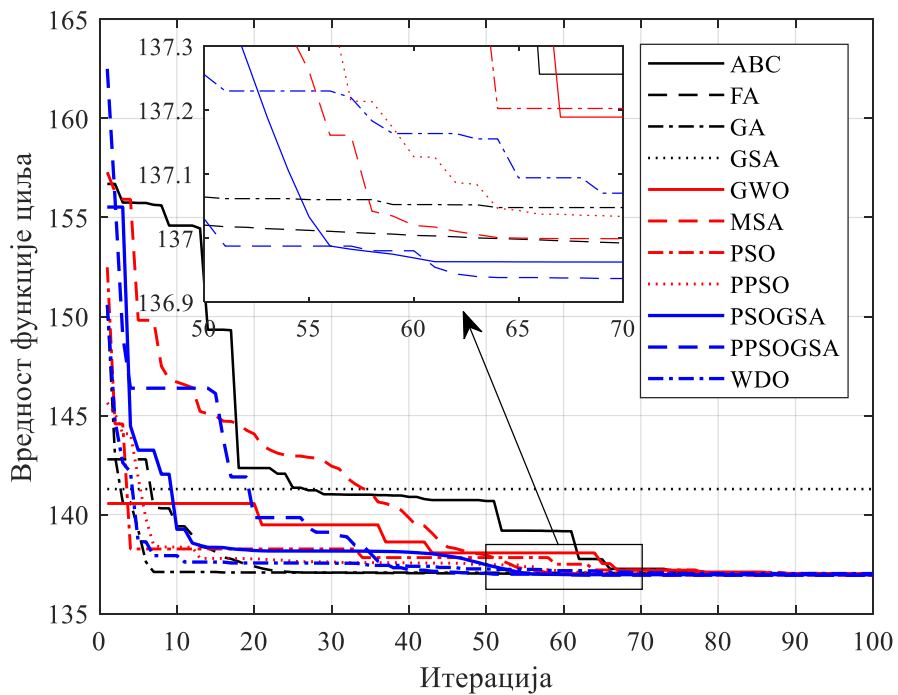
Случај 4: Минимизација укупног хармонијског изобличења напона, инвестиционих трошкова пасивних филтера и губитака снаге. Истовременом минимизацијом изобличења напона, трошкова филтера и губитака снаге добија се компромисно решење, које даје равнотежу између три различите функције циља тако да ниједна од њих не доминира над другима. У овој тест мрежи, за тежинске факторе функције трошкова и функције губитака усвојене су следеће вредности: $w_t = 0.05$ и $w_g = 0.1$ – за случај оптимизације параметара једног филтера, односно $w_t = 0.05$ и $w_g = 0.5$ – за случај оптимизације параметара два филтера. У односу на базни случај, уградњом једног простог филтера у чвор 13 остварује се смањење максималне THD_V вредности од 58.59% и смањење губитака снаге од 20.47%. У случају прикључења два филтера, смањења максималне THD_V вредности и губитака снаге редом износе 57.35% и 32.04%. Статистички параметри и просечно време извршавања алгоритама дати су у табели 7.13. Одговарајући дијаграми конвергенције приказани су на слици 7.15.

Табела 7.13 Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 4

Број филтера	Метода	Вредности функције циља				Време извршавања (s)
		Мин. вредност	Макс. вредност	Сред. вредност	Стд. девијација	
1	ABC	36.8393	36.9788	36.8603	0.0432	173.43
	FA	36.8393	37.0113	36.8890	0.0493	388.40
	GA	36.8393	36.8393	36.8393	0.0000	453.42
	GSA	36.8694	37.0635	36.9250	0.0547	158.75
	GWO	36.8393	36.8393	36.8393	0.0000	153.34
	MSA	36.8393	36.8393	36.8393	0.0000	120.95
	PSO	36.8408	36.8507	36.8445	0.0033	115.56
	PPSO	36.8393	36.9166	36.8596	0.0281	120.84
	PSOGSA	36.8393	36.8393	36.8393	0.0000	121.94
	PPSOGSA	36.8393	36.8393	36.8393	0.0000	129.01
	WDO	36.8393	36.8451	36.8408	0.0025	120.35
2	ABC	137.0174	141.4413	138.2196	1.5473	171.10
	FA	137.0125	140.4629	137.7450	1.0733	381.55
	GA	136.9797	137.1912	136.9954	0.0179	428.05
	GSA	141.3313	151.4977	146.8157	3.6210	108.39
	GWO	137.0562	144.3244	138.0505	2.2312	161.32
	MSA	136.9770	137.3444	137.2545	0.2382	127.74
	PSO	137.0717	154.1587	142.1339	7.3614	109.25
	PPSO	137.0540	147.5563	141.7781	5.0105	112.68
	PSOGSA	136.9942	137.3097	137.1974	0.0946	117.01
	PPSOGSA	136.9770	137.4746	137.2106	0.1615	129.15
	WDO	137.0630	144.6271	140.2576	3.7119	141.14



(a)



(б)

Слика 7.15 Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 4 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера

8. РЕШАВАЊЕ ПРОБЛЕМА ОПТИМАЛНЕ РЕГУЛАЦИЈЕ НАПОНА И ТОКОВА РЕАКТИВНИХ СНАГА У ПРИСУСТВУ ХАРМОНИКА

Проблем оптималне регулације напона и токова (баланса) реактивних снага, односно Volt/Var регулације, може се посматрати с два аспекта: као проблем планирања и као проблем експлоатације дистрибутивних мрежа. Већина аутора проблем оптималне Volt/Var регулације третира као проблем експлоатације дистрибутивних мрежа. Под појмом „оптимална Volt/Var регулација” најчешће се подразумева међусобна координација деловања регулационих ресурса у реалном времену с циљем побољшања техно-економских карактеристика рада дистрибутивне мреже. Ово је једино оствариво у условима потпуно аутоматизоване дистрибутивне мреже у којој постоји могућност даљинског управљања и координације рада елемената мреже у реалном времену [1]. Главни задатак оптималне Volt/Var регулације јесте одржавање напона унутар стандардом дозвољених граница, путем одржавања равнотеже између производње и потрошње реактивних снага.

Токови снага у традиционалним дистрибутивним мрежама били су једносмерни: од трансформаторске станице високи напон/средњи напон (ТС ВН/СН) до потрошача. Регулација напонско-реактивних прилика у тим мрежама вршена је регулационим трансформаторима с регулацијом напона под оптерећењем (ULTC), аутоматским регулаторима напона (AVR) и класичним уређајима за компензацију реактивних снага – кондензаторским батеријама, фиксног или променљивог капацитета. Међутим, у савременим дистрибутивним мрежама услед све већег присуства дистрибуираних извора електричне енергије, концепт дистрибутивних мрежа се значајно мења. Дистрибутивне мреже постају активне с двосмерним токовима снага.

Уопштено гледано, с прикључењем дистрибуираних извора електричне енергије на дистрибутивну мрежу мењају се токови снага, односно струја по елементима мреже. Ова промена има за последицу промену напона у чворовима дистрибутивне мреже. Имајући у виду да се потрошња у мрежи мења, критични случај који се може јавити је када снага инјектирања ДГ постане већа од снаге потрошње. Тада долази до промене смера токова активних и реактивних снага по гранама мреже, што последично може довести до тога да напон у појединим

тачкама мреже (најчешће у близини напојне тачке) буде изнад прихватљивих граница. Из тих разлога намеће се потреба за уважавањем дејства ДГ на регулацију напона и токова снага. Оптимално ангажовање ДГ у тим условима подразумева и координацију деловања ДГ с другим регулационим ресурсима у мрежи. Способност ДГ да учествује у регулацији напонско-реактивних прилика зависи од више утицајних параметара, међу којима су основни [1]: величина (снага) ДГ, локација прикључења ДГ на дистрибутивну мрежу, начин повезивања ДГ с мрежом и радна стања ДГ у погледу производње и апсорпције реактивне снаге.

Проблем одабира оптималних напона (оптималних позиција регулационих отцепа ULTC трансформатора и аутоматских регулатора напона) и токова реактивних снага (ангажовање уређаја за компензацију реактивних снага) представља сложену управљачку функцију. У својој најопштијој формулацији, овај проблем се може описати као нелинеаран, неконвексан, оптимизациони проблем великих димензија, с континуалним (непрекидним) и дискретним управљачким величинама. Тачније, оптимална Volt/Var регулација припада класи нелинеараних мешовито-целобројних оптимизационих проблема. Континуалне величине су реактивне снаге инјектирања ДГ и реактивне снаге инјектирања компензационих уређаја с континуалном регулацијом. С друге стране, дискретне управљачке величине су позиције регулационих отцепа ULTC трансформатора и регулатора напона, као и снаге, односно број укључених КБ. КБ се могу користити за централну или локалну компензацију. Код централне компензације, КБ се постављају на примарну или на секундарну страну напојног трансформатора, где компензују реактивну снагу која долази из мреже. Код локалне компензације, КБ се постављају паралелно са оптерећењем ниског фактора снаге због производње реактивне снаге. Поред тога, КБ могу бити постављене у главној напојној тачки дистрибутивне мреже – главној ТС ВН/СН или дуж фидера, тј. на изводима мреже – у ТС СН/НН.

Традиционални приступи у решавању проблема оптималне Volt/Var регулације засновани су на претпоставци да су сви уређаји у мрежи линеарни и уважавају само основну фреквенцију, тј. само основне компоненте напона и струје. Међутим, у данашњим системима све је већа употреба нелинеарних

уређаја који инјектирају више хармонике у мрежу. Иако су електродистрибутивни системи прилично толерантни према струји коју инјектирају нелинеарни уређаји, студије су показале да присуство кондензатора може узроковати појаву резонанције, која последично доводи до вишеструког увећања хармонијских изобличења напона и струја. Да до тога не би дошло, важно је узети у обзир утицај виших хармонијских компоненти приликом оптималне регулације напона и токова реактивних снага. Уважавањем виших хармонијских компоненти проблем оптималне Volt/Var регулације се значајно усложњава, добија облик Volt/Var/THD регулације, тако да његово решавање представља релативно сложен оптимизациони задатак.

У овом поглављу изложен је поступак за решавање проблема оптималне регулације напона, токова реактивних снага и хармонијских изобличења (Volt/Var/THD регулација) у дистрибутивним мрежама с нелинеарним оптерећењима. Оптимална Volt/Var/THD регулација је посматрана као међусобна координација активности регулационих ULTC трансформатора, КБ и ДГ у реалном времену. Оптимална решења су добијена применом PPSOGSA за различите варијанте функције циља. Верификација добијених резултата извршена је поређењем с резултатима других алгоритама. Резултати представљени у оквиру овог поглавља објављени су у раду [57].

8.1 Математичка формулација проблема

У овој дисертацији се под оптималном Volt/Var/THD регулацијом подразумева међусобна координација деловања регулационих ресурса у реалном времену. Овако дефинисан проблем може се посматрати као проблем оптималних токова реактивних снага у дистрибутивној мрежи с нелинеарним елементима. Смисао оптималне Volt/Var/THD регулације је минимизација изабране функције циља, F , кроз оптимално подешавање управљачких променљивих, \mathbf{u} , уз истовремено уважавање различитих ограничења типа једнакости, $g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0$, и неједнакости, $h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0$. У овом раду оптимална решења добијена су за три различите варијанте функције циља.

Случај 1: Минимизација губитака активне снаге у мрежи,

$$F_1 = \min \{ P_{gub}^L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \} = \min \left\{ \sum_{h=1}^{h_{\max}} \left(\sum_{i=1}^{N_{gr}} P_{gub,i}^L(f_h) \right) \right\}, \quad (8.1)$$

где су P_{gub}^L и $P_{gub,i}^L(f_h)$ укупни губици снаге у мрежи при нивоу оптерећења L и губици снаге у i -том елементу (воду или трансформатору) на фреквенцији f_h при нивоу оптерећења L .

Случај 2: Минимизација одступања напона од референтне (номиналне) вредности,

$$F_2 = \min \{ V_d^L(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \} = \min \left\{ \sum_{i=1}^{N_m} |V_{RMS,i}^L - V_{ref}| \right\}, \quad (8.2)$$

где су: V_d^L одступање напона у чворовима мреже при нивоу оптерећења L , $V_{RMS,i}^L$ ефективна вредност напона у чвору i при нивоу оптерећења L , а V_{ref} референтна вредност напона. Референтни напон је обично једнак номиналном напону мреже (1 у систему релативних јединица).

Случај 3: Истовремена минимизација губитака снаге и одступања напона,

$$F_3 = \min \{ w_g F_1 + w_d F_2 \}, \quad (8.3)$$

где су w_g и w_d редом тежински фактори за функције губитака и одступања напона.

За сваки ниво оптерећења снаге с нормализованог хронолошког дијаграма снаге потрошача, као управљачке променљиве узете су позиције регулационих отцепа ULTC трансформатора (TAP^L), реактивне снаге КБ (Q_C^L) и вредности модула напона ДГ (V_{DG}^L). Сходно томе, вектор управљачких променљивих \mathbf{u} има следећи облик:

$$\mathbf{u}^T = [TAP^L, Q_{C,1}^L, \dots, Q_{C,N_C}^L, V_{DG,1}^L, \dots, V_{DG,N_{DG}}^L], \quad (8.4)$$

где су N_C и N_{DG} укупан број КБ и ДГ који су представљени као PV чворови, редом.

Променљиве стања су: ефективне вредности напона чворова (V_{RMS}^L), укупна хармонијска изобличења напона (THD_V^L) и снаге које теку по гранама мреже (S^L).

Према томе, вектор зависних променљивих \mathbf{x} се може формулисати као:

$$\mathbf{x}^T = [V_{RMS,1}^L, \dots, V_{RMS,N_m}^L, THD_{V,1}^L, \dots, THD_{V,N_m}^L, S_1^L, \dots, S_{N_{gr}}^L], \quad (8.5)$$

где N_m и N_{gr} представљају укупан број чворова и укупан број грана у мрежи, редом.

Сва решења морају да задовоље погонска ограничења у мрежи. Ограничења типа једнакости, $g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0$, за сваки ниво оптерећења, обухватају нелинеарне балансне једначине токова снага по чворовима мреже за основни хармоник ((8.6) и (8.7)) и једначине за израчунавање виших хармоника напона и струја (8.8).

$$P_{G,i}^L(f_1) - P_{P,i}^L(f_1) = V_i^L(f_1) \sum_{j=1}^{N_m} V_j^L(f_1) Y_{ij}^L(f_1) \cos(\theta_{ij}^L(f_1) - \delta_i^L(f_1) + \delta_j^L(f_1)), \quad (8.6)$$

$$Q_{G,i}^L(f_1) - Q_{P,i}^L(f_1) = V_i^L(f_1) \sum_{j=1}^{N_m} V_j^L(f_1) Y_{ij}^L(f_1) \sin(\theta_{ij}^L(f_1) - \delta_i^L(f_1) + \delta_j^L(f_1)), \quad (8.7)$$

$$\underline{\mathbf{V}}^L(f_h) = [\underline{\mathbf{Y}}^L(f_h)]^{-1} \underline{\mathbf{I}}^L(f_h), \quad (8.8)$$

где су:

- $P_{G,i}^L(f_1), Q_{G,i}^L(f_1)$ – активна и реактивна снага генерисања у чвору i на основној фреквенцији при нивоу оптерећења L ;
- $P_{P,i}^L(f_1), Q_{P,i}^L(f_1)$ – активна и реактивна снага потрошње у чвору i на основној фреквенцији при нивоу оптерећења L ;
- $V_i^L(f_1), V_j^L(f_1)$ – модули фазора напона у чворовима i и j на основној фреквенцији при нивоу оптерећења L ;
- $\delta_i^L(f_1), \delta_j^L(f_1)$ – углови фазора напона у чворовима i и j на основној фреквенцији при нивоу оптерећења L ;
- $Y_{ij}^L(f_1), \theta_{ij}^L(f_1)$ – модул и аргумент елемента матрице адмитанси независних чворова на позицији ij при нивоу оптерећења L ;
- $\underline{\mathbf{Y}}^L(f_h)$ – матрица адмитанси мреже на хармонијској фреквенцији f_h при нивоу оптерећења L ;
- $\underline{\mathbf{V}}^L(f_h)$ – вектор фазора напона чворова на хармонијској фреквенцији f_h при нивоу оптерећења L ;
- $\underline{\mathbf{I}}^L(f_h)$ – вектор фазора струја инјектирања на хармонијској фреквенцији f_h при нивоу оптерећења L .

Ограничења типа неједнакости, $h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0$, су функционална ограничења зависно променљивих стања која уважавају: ограничења квалитета напона напајања – модула напона (8.9) и нивоа укупног изобличења таласног облика напона (8.10) и ограничења снага грана мреже (8.11).

$$V_{RMS,i}^{\min} \leq V_{RMS,i}^L = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\max}} |V_i^L(f_h)|^2} \leq V_{RMS,i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, N_m, \quad (8.9)$$

$$THD_{V,i}^L = \frac{1}{|V_i^L(f_1)|} \sqrt{\sum_{h \neq 1}^{h_{\max}} |V_i^L(f_h)|^2} \times 100(\%) \leq THD_{V,i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, N_m, \quad (8.10)$$

$$S_i^L \leq S_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, N_{gr}. \quad (8.11)$$

Ознаке у једначинама (8.9)-(8.11) имају следеће значење:

$V_{RMS,i}^{\min}$, $V_{RMS,i}^{\max}$ - минимална и максимална дозвољена ефективна вредност напона у чвору i , редом;

$THD_{V,i}^L$, $THD_{V,i}^{\max}$ - укупно хармонијско изобличење напона у чвору i при нивоу оптерећења L , максимално дозвољена вредност укупног хармонијског изобличења напона у чвору i , редом;

S_i^L , S_i^{\max} - снага гране i при нивоу оптерећења L , максимално трајно дозвољена вредност снаге гране i , редом.

Ограничења управљачких променљивих, $\mathbf{u} \in \mathbf{U}$, обухватају:

- ограничења регулационих отцепа ULTC трансформатора,

$$TAP^{\min} \leq TAP^L \leq TAP^{\max}, \quad (8.12)$$

- ограничења модула напона ДГ (PV типа),

$$V_{DG,i}^{\min} \leq V_{DG,i}^L \leq V_{DG,i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, N_{DG}, \quad (8.13)$$

- ограничења реактивних снага ДГ (PV типа),

$$Q_{DG,i}^{\min} \leq Q_{DG,i}^L \leq Q_{DG,i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, N_{DG}, \quad (8.14)$$

- ограничења реактивних снага компензационих уређаја (КБ),

$$Q_{C,i}^{\min} \leq Q_{C,i}^L \leq Q_{C,i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, N_C, \quad (8.15)$$

где су:

TAP^L , TAP^{\min} , TAP^{\max} - положај регулационог отцепа ULTC трансформатора при нивоу оптерећења L , доња и горња граница регулационих отцепа ULTC трансформатора, редом;

$V_{DG,i}^L$, $V_{DG,i}^{\min}$, $V_{DG,i}^{\max}$ - модул напона ДГ у чвору i при нивоу оптерећења L , минимална и максимална вредност модула напона ДГ у чвору i , редом;

$Q_{DG,i}^L$, $Q_{DG,i}^{\min}$, $Q_{DG,i}^{\max}$ - реактивна снага ДГ у чвору i при нивоу оптерећења L , минимална и максимална реактивна снага ДГ у чвору i , редом;

$Q_{C,i}^L$, $Q_{C,i}^{\min}$, $Q_{C,i}^{\max}$ - реактивна снага КБ у чвору i при нивоу оптерећења L , минимална и максимална реактивна снага КБ у чвору i , редом.

Управљачке променљиве су самоограничене структуром оптимизационе методе. Ограничења зависних променљивих се обухватају увођењем квадратних пеналних чланова у оквиру функције циља на идентичан начин као у поглављу 6.1.2.

8.2 Програмска реализација и имплементација алгоритама

Претраживачки агенти су представљени вектором позиције \mathbf{X}_i , чији су елементи у случају решавања проблема оптималне Volt/Var/THD регулације следећи: позиција регулационог отцепа ULTC трансформатора, напони ДГ (PV типа) и снаге КБ. У систему с N претраживачких агената, позиција i -тог агента је:

$$\mathbf{X}_i = [TAP, V_{DG,1}, \dots, V_{DG,N_{DG}}, Q_{C1}, \dots, Q_{C,N_C}], \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (8.16)$$

Алгоритми су реализовани у програмском пакету MATLAB и тестирани на персоналном рачунару с 2.2 GHz и 8 GB RAM меморије. Прорачуни су извршени с популацијом од 50 агената и максималним бројем итерација 100. Остали контролни параметри појединих алгоритама идентични су онима који су дати у поглављу 6.2.1.

8.3 Резултати и дискусија

Тестирање алгоритама спроведено је на дистрибутивној мрежи с 30 чворова. Оптимална решења су добијена за три различите функција циља. Оцена

алгоритама је извршена на основу статистичке евалуације резултата добијених у 10 узастопних извршавања сваког од алгоритама. Минималне и максималне вредности напона чворова су редом 0.95 r.j. и 1.05 r.j. Горња граница за THD_V је 5%.

8.3.1 Тест мрежа IEEE 30

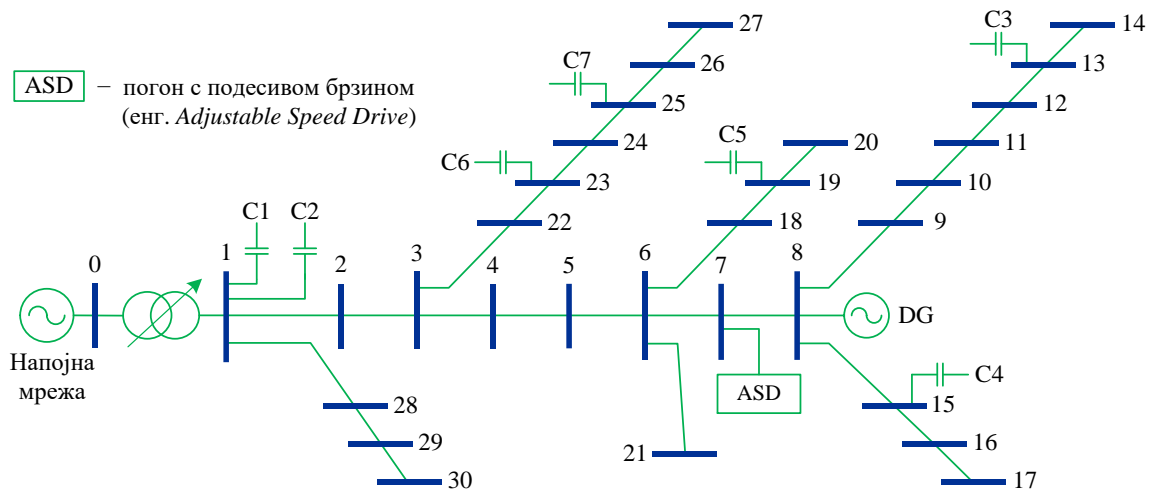
Једнофазна шема мреже с назначеним нелинеарним потрошачем, ДГ и оточним КБ приказана је на слици 8.1. Подаци о мрежи су дати у табели А2. Базни напон и базна снага за ову мрежу су 23 kV и 100 MVA, редом. Снага трофазног кратког споја напојне мреже износи 1000 MVA, при чему је однос резистансе и реактансе мреже 22.2. Трансформатор у напојној станици је преносног односа 69/23 kV/kV и опремљен је регулатором напона под оптерећењем (ULTC) који има 17 регулационих корака, с величином корака 0.625%. Напон на секундарној страни ULTC трансформатора (чвор 1) може да варира у опсегу од 0.95 r.j. до 1.05 r.j. Вредност напона на примарној високонапонској страни (чвор 0) је константна и износи 1 r.j. Извор хармоника у мрежи је фреквентни претварач (ASD), прикључен у чвор 7, активне снаге 750 kW и реактивне снаге 500 kVAr. Хармонијски спектар овог нелинеарног потрошача дат је у табели 4.2. Додатно, мрежа садржи седам кондензатора (два у главној напојној ТС и пет дуж споредних фидера) и један линеаран ДГ који је директно прикључен на електроенергетску мрежу. Номинална активна снага ДГ је 5 MW, док је опсег промене реактивне снаге од -4 MVAr до 4 MVAr. Остали карактеристични подаци о ULTC трансформатору, ДГ и КБ дати су у табели 8.1.

Табела 8.1 Граничне вредности управљачких променљивих

Уређаји	ULTC	КБ							ДГ
Управљачке променљиве	TAP	Q_{C1} (kVAr)	Q_{C2} (kVAr)	Q_{C3} (kVAr)	Q_{C4} (kVAr)	Q_{C5} (kVAr)	Q_{C6} (kVAr)	Q_{C7} (kVAr)	V_{DG} (r.j.)
Локација	0-1	1	1	13	15	19	23	25	8
Мин.	-8	0	0	0	0	0	0	0	0.95
Макс.	8	900	600	600	600	300	900	900	1.05
Корак	1	100	100	150	150	150	150	150	континуалан

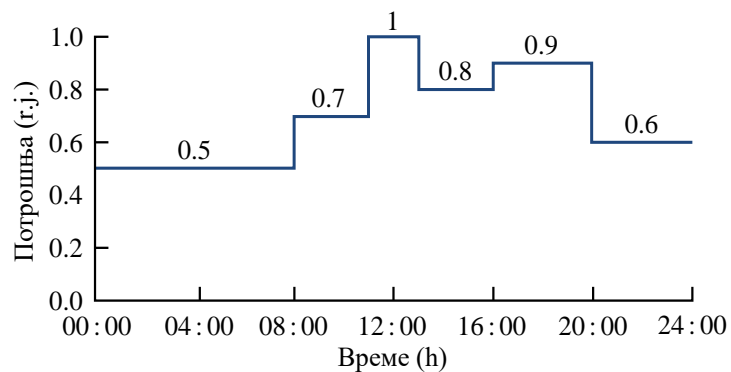
При прорачуну токова снага основног хармоника, у сваком чвору мреже 50% потрошње представљено је моделом константне снаге, а осталих 50% моделом константне импедансе. Сви кондензатори су представљени моделом

константне импедансе. На вишим фреквенцијама, линеарни потрошачи су еквивалентирани паралелним RL моделом. С друге стране, нелинеарни потрошач је третиран као извор хармонијских струја. Еквивалентна субтранзијентна реактанса ДГ (по уздужној оси) је 15%.



Слика 8.1 Једнополна шема тест мреже IEEE 30

У овом конкретном случају, задатак оптималне Volt/Var/THD регулације је одређивање оптималних положаја регулационих отцепа ULTC трансформатора, вредности модула напона ДГ и вредности снага КБ за сваки ниво оптерећења с дневног дијаграма оптерећења, при чему напони чворова, струје грана и хармонијска изобличења у мрежи морају бити унутар прихватљивих граница. Претпостављено је да сви потрошачи имају исти дневни дијаграм оптерећења који је приказан на слици 8.2.



Слика 8.2 Нормализовани дневни дијаграм оптерећења

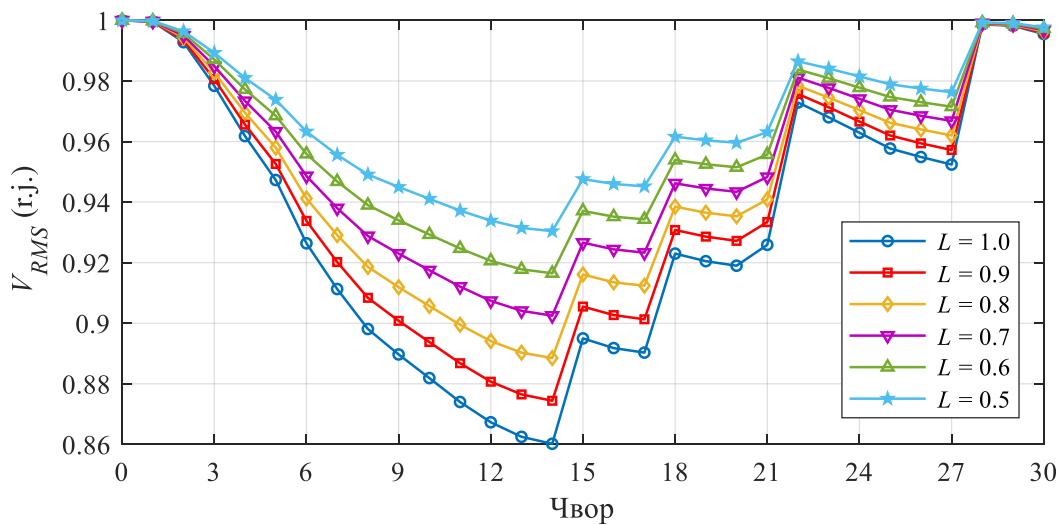
Прорачуни су спроведени за неколико карактеристичних сценарија.

8.3.1.1 Сценарио без Volt/Var/THD регулације

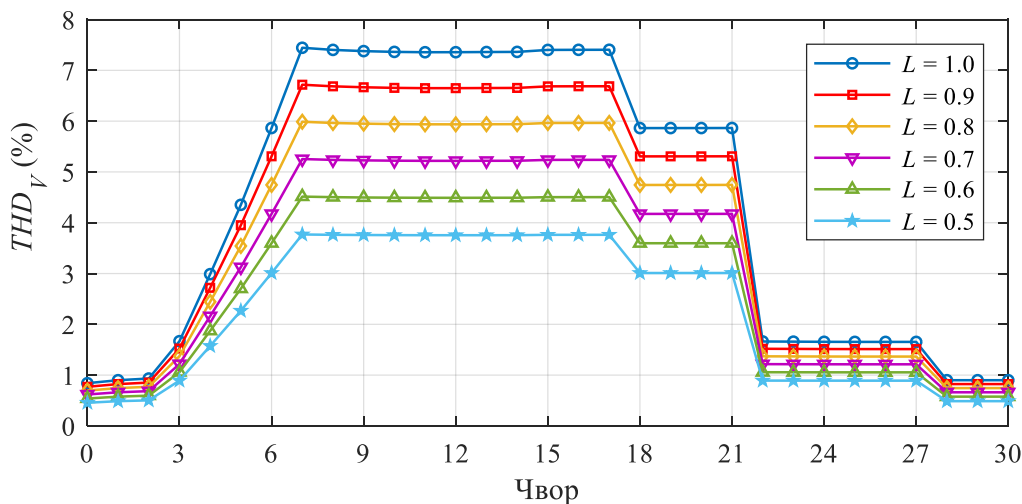
Да би се испитао утицај КБ и ДГ на напонски профил, хармонијска изобличења и губитке снаге, овде су анализирана три различита сценарија рада: (1) када су КБ и ДГ искључени; (2) када су КБ укључени, инјектирају максималну снагу, а ДГ је искључен; (3) када су КБ и ДГ укључени, при чему КБ инјектирају максималну снагу, а ДГ ради с јединичним фактором снаге. У сва три сценарија регулациона склопка ULTC трансформатора је у средњем положају, тако да се за све нивое оптерећења вредност напона у регулационој тачки одржава на номиналној вредности. Резултати симулација приказани су у табели 8.2 и на сликама 8.3-8.5. Сlike 8.3а и 8.3б односе се на сценарио 1, слике 8.4а и 8.4б односе се на сценарио 2, а слике 8.5а и 8.5б на сценарио 3.

Табела 8.2 Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарије без регулације

Сценарио рада мреже	L	P_{gub}^L (kW)	V_d^L (r.j.)	Min. THD_V (%)	Max. THD_V (%)	Min. V_{RMS} (r.j.)	Max. V_{RMS} (r.j.)
(1) КБ и ДГ су искључени	0.5	221.2802	1.0081	0.4559	3.7688	0.9304	1.0000
	0.7	436.1816	1.4118	0.6191	5.2542	0.9025	1.0000
	1.0	899.9744	2.0221	0.8414	7.4442	0.8602	1.0000
	0.8	571.5929	1.6145	0.6961	5.9878	0.8885	1.0000
	0.9	726.0636	1.8178	0.7701	6.7172	0.8744	1.0000
	0.6	319.5034	1.2097	0.5391	4.5146	0.9165	1.0000
(2) КБ су укључене а ДГ је искључен	0.5	207.9386	0.7395	0.7119	6.4427	0.9481	1.0001
	0.7	398.6230	1.1455	0.8838	8.3076	0.9204	1.0001
	1.0	826.1663	1.7604	1.0950	10.8689	0.8784	1.0001
	0.8	521.9651	1.3495	0.9590	9.1832	0.9065	1.0001
	0.9	664.3602	1.5545	1.0290	10.0346	0.8925	1.0001
	0.6	294.0313	0.9422	0.8021	7.3982	0.9342	1.0001
(3) КБ и ДГ су укључени	0.5	98.0977	0.2605	0.5334	4.4031	0.9918	1.0232
	0.7	122.3176	0.2087	0.6914	5.9479	0.9824	1.0039
	1.0	281.8849	0.7745	0.8905	8.0559	0.9431	1.0000
	0.8	158.9972	0.3876	0.7620	6.6755	0.9697	1.0000
	0.9	212.1507	0.5808	0.8281	7.3771	0.9564	1.0000
	0.6	102.0343	0.1486	0.6155	5.1913	0.9871	1.0136



(a)



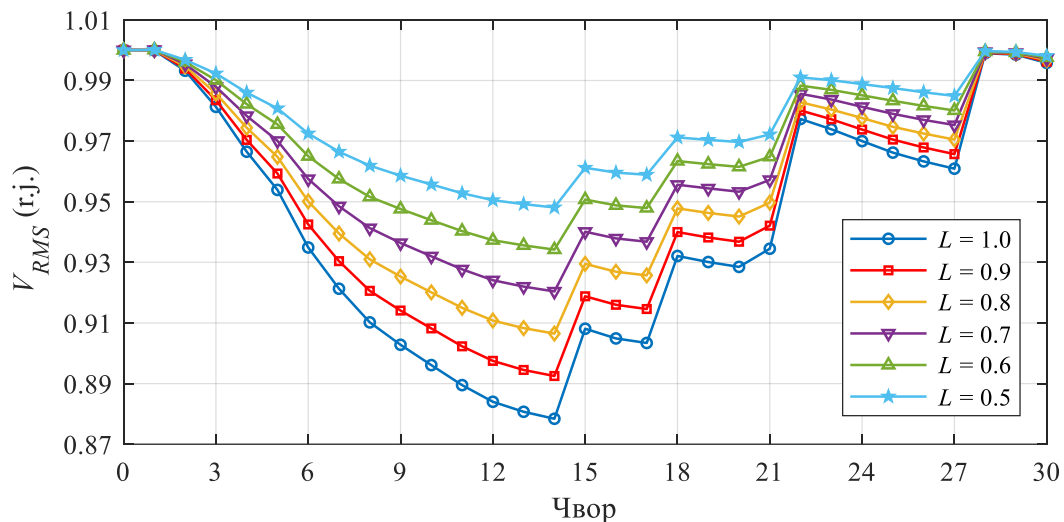
(б)

Слика 8.3 Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарио 1:

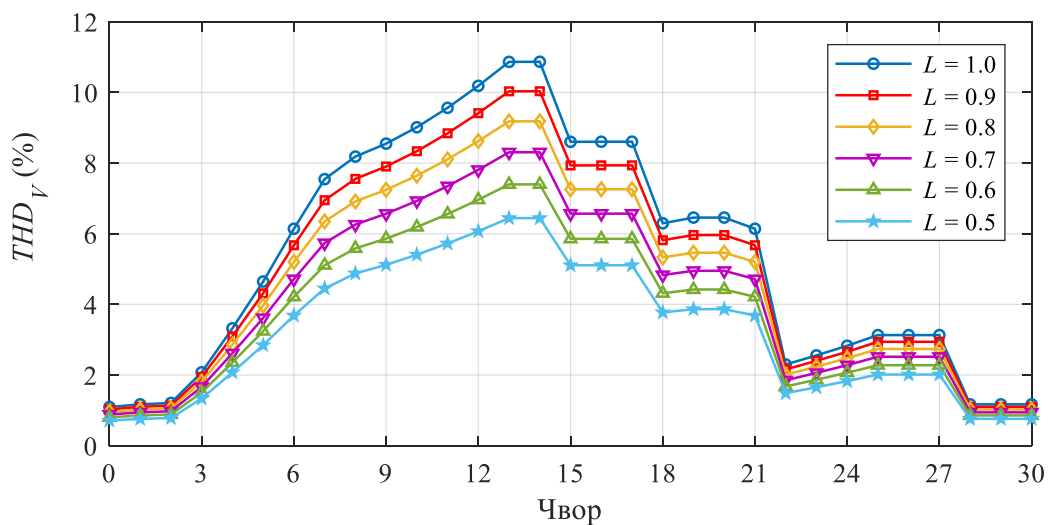
(а) напонски профили, (б) напонска изобличења

На основу резултата из табеле 8.2, који се односе на сценарио 1, и са слике 8.3а може се видети да је за све нивое оптерећења ефективна вредност напона у појединим чворовима мреже испод дозвољене граничне вредности од 0.95 п.ј. Поред тога, са слике 8.3б запажа се да укупно хармонијско изобличење напона на појединим сабирницама мреже премашује дозвољену вредност од 5% за све нивое снаге оптерећења изнад 0.6. У овом случају укупни губици активне снаге за нивое оптерећења од 0.5, 0.7, 1.0, 0.8, 0.9 и 0.6 редом износе 221.2802 kW, 436.1816 kW, 899.9744 kW, 571.5929 kW, 726.0636 kW и 319.5034 kW, док су одговарајућа

одступања напона 1.0081 r.j, 1.4118 r.j, 2.0221 r.j, 1.6145 r.j, 1.8178 r.j. и 1.2097 r.j. Укупни губици енергије у посматраном периоду (током 24 часа) у мрежи су 10775.782 kWh.



(а)



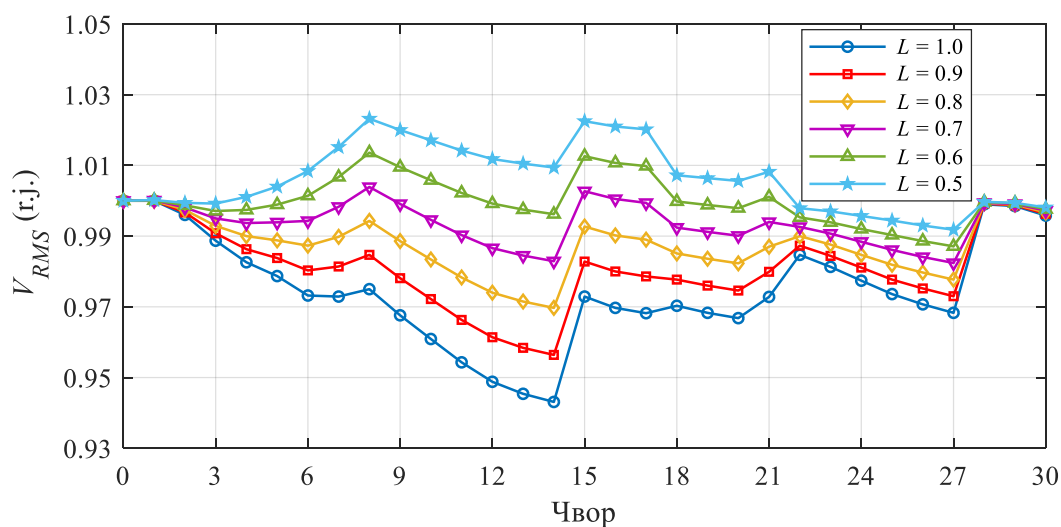
(б)

Слика 8.4 Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарио 2:

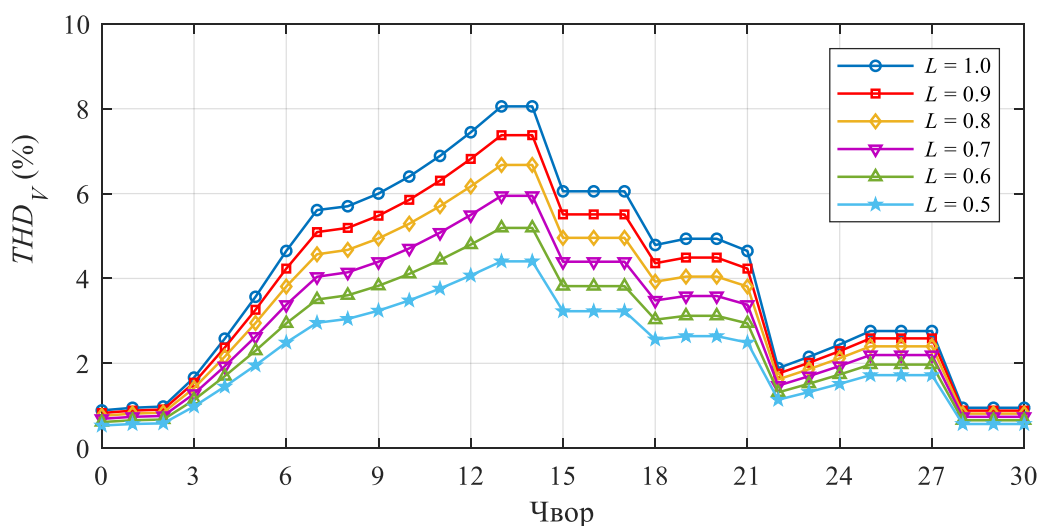
(а) напонски профили, (б) напонска изобличења

Поређењем резултата приказаних на сликама 8.3а и 8.4а јасно се види да након укључења КБ долази до побољшања профила напона, тј. смањења одступања напона. С мањим одступањем напона долази и до смањења губитака снаге у мрежи. У овом случају укупни губици енергије мањи су за 8% у односу на сценарио 1. Међутим, укључење КБ доводи до негативних последица по квалитет

електричне енергије, односно доводи до додатног изобличења таласног облика напона, што се може уочити посматрањем дијаграма са слике 8.4б.



(а)



(б)

Слика 8.5 Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарио 3:

(а) напонски профили, (б) напонска изобличења

Поређењем резултата са слика 8.5а и 8.5б редом с резултатима приказаним на сликама 8.4а и 8.4б, јасно се може видети побољшање профила напона и смањење изобличења напона у случају укључења ДГ. Међутим, и поред значајног смањења хармонијског изобличења напона у појединим чворовима мреже ниво THD_V и даље премашује дозвољену вредност од 5%. Поред тога, са слике 8.5а може се запазити да је ефективна вредност напона у чворовима мреже 12, 13 и 14 за ниво оптерећења $L = 1.0$ и даље испод минимално дозвољене вредности

(0.95 r.j.). У поређењу с губицима енергије добијеним за сценарије 1 и 2, укупни губици енергије за сценарио 3 су мањи за 67.99%, односно 65.20%., што се може видети из треће колоне табеле 8.2. Сценарио 3 ће се у даљем раду посматрати као референтно стање „без регулације”. У наредном делу дисертације показаће се да се подешавањем регулационих ресурса на оптималне вредности могу остварити значајна побољшања техно-економских перформанси мреже.

8.3.1.2 Сценарио оптималне Volt/Var/THD регулације

Разматрани су различити сценарији оптималне Volt/Var/THD регулације, односно различите варијанте функције циља: (1) оптимална регулација када је функција циља минимизација губитака снаге; (2) оптимална регулација када је функција циља минимизација одступања напона и (3) оптимална регулација када је функција циља истовремена минимизација губитака снаге и одступања напона. Резултати оптималног ангажовања регулационих ресурса за различите облике функције циља и различите нивое снаге потрошње, добијени применом предложеног PPSOGSA приступа, дати су у табелама 8.3-8.5. Вредности функција циља, као и одговарајуће вредности зависно променљивих величина дате су у табелама 8.6-8.8.

Табела 8.3 Оптималне вредности управљачких променљивих у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге

L	TAP	Q_{C1} (kVAr)	Q_{C2} (kVAr)	Q_{C3} (kVAr)	Q_{C4} (kVAr)	Q_{C5} (kVAr)	Q_{C6} (kVAr)	Q_{C7} (kVAr)	V_{DG} (r.j.)
0.5	5	0	0	300	0	150	450	300	1.0495
0.7	7	500	500	300	0	150	750	600	1.0476
1.0	3	900	500	0	0	0	900	900	0.9984
0.8	0	900	600	150	0	150	900	600	0.9963
0.9	1	100	600	150	0	150	900	750	0.9941
0.6	6	900	600	300	0	300	600	450	1.0492

Табела 8.4 Оптималне вредности управљачких променљивих у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације одступања напона

L	TAP	Q_{C1} (kVAr)	Q_{C2} (kVAr)	Q_{C3} (kVAr)	Q_{C4} (kVAr)	Q_{C5} (kVAr)	Q_{C6} (kVAr)	Q_{C7} (kVAr)	V_{DG} (r.j.)
0.5	1	0	0	600	0	300	900	900	1.0066
0.7	1	900	600	300	0	300	900	900	1.0093
1.0	2	900	600	150	0	0	900	900	1.0067
0.8	1	900	600	150	300	300	900	900	1.0113
0.9	1	900	600	150	0	300	900	900	1.0117
0.6	1	800	0	600	0	300	900	900	1.0075

Табела 8.5 Оптималне вредности управљачких променљивих у тест мрежи IEEE 30 за случај истовремене минимизације губитака снаге и одступања напона

L	TAP	Q_{C1} (kVAr)	Q_{C2} (kVAr)	Q_{C3} (kVAr)	Q_{C4} (kVAr)	Q_{C5} (kVAr)	Q_{C6} (kVAr)	Q_{C7} (kVAr)	V_{DG} (r.j.)
0.5	0	900	600	300	0	0	900	900	1.0148
0.7	1	900	600	300	0	300	900	900	1.0095
1.0	3	900	600	150	0	0	900	900	1.0035
0.8	2	0	400	150	0	150	900	900	1.0077
0.9	2	900	600	150	0	300	900	900	1.0047
0.6	0	900	600	600	0	300	900	900	1.0113

Табела 8.6 Вредности функција циља и зависно променљивих величина у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге

L	P_{gub}^L (kW)	V_d^L (r.j.)	Min. V_{RMS} (r.j.)	Max. V_{RMS} (r.j.)	Max. THD_V (%)
0.5	86.3439	1.0434	1.0000	1.0500	3.9381
0.7	117.5821	1.1333	1.0000	1.0484	4.9998
1.0	276.3345	0.3477	0.9627	1.0191	4.9998
0.8	155.9842	0.3684	0.9688	1.0001	4.9994
0.9	207.6395	0.3972	0.9625	1.0063	5.0000
0.6	94.2094	1.0974	1.0000	1.0499	4.8952

Табела 8.7 Вредности функција циља и зависно променљивих величина у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације одступања напона

L	P_{gub}^L (kW)	V_d^L (r.j.)	Min. V_{RMS} (r.j.)	Max. V_{RMS} (r.j.)	Max. THD_V (%)
0.5	167.9805	0.0950	0.9932	1.0070	4.4404
0.7	120.8037	0.1488	0.9865	1.0101	4.9998
1.0	323.1457	0.2542	0.9713	1.0128	5.0000
0.8	174.0573	0.1796	0.9841	1.0122	4.9991
0.9	275.8981	0.2111	0.9802	1.0127	4.9999
0.6	123.1326	0.1162	0.9906	1.0080	5.0000

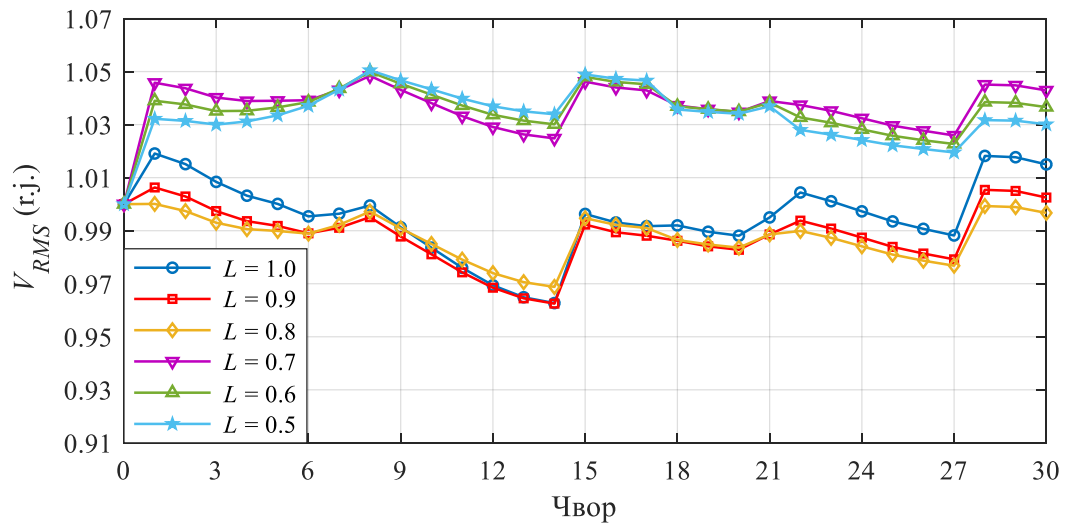
Табела 8.8 Вредности функција циља и зависно променљивих величина у тест мрежи IEEE 30 за случај истовремене минимизације губитака снаге и одступања напона

L	P_{gub}^L (kW)	V_d^L (r.j.)	Min. V_{RMS} (r.j.)	Max. V_{RMS} (r.j.)	Max. THD_V (%)
0.5	100.3808	0.1395	0.9906	1.0152	3.7351
0.7	120.6617	0.1492	0.9868	1.0102	4.9994
1.0	282.0423	0.2912	0.9681	1.0192	5.0000
0.8	156.5806	0.1950	0.9805	1.0126	4.9995
0.9	212.4251	0.2297	0.9731	1.0128	4.9997
0.6	101.0992	0.1410	0.9870	1.0118	4.9549

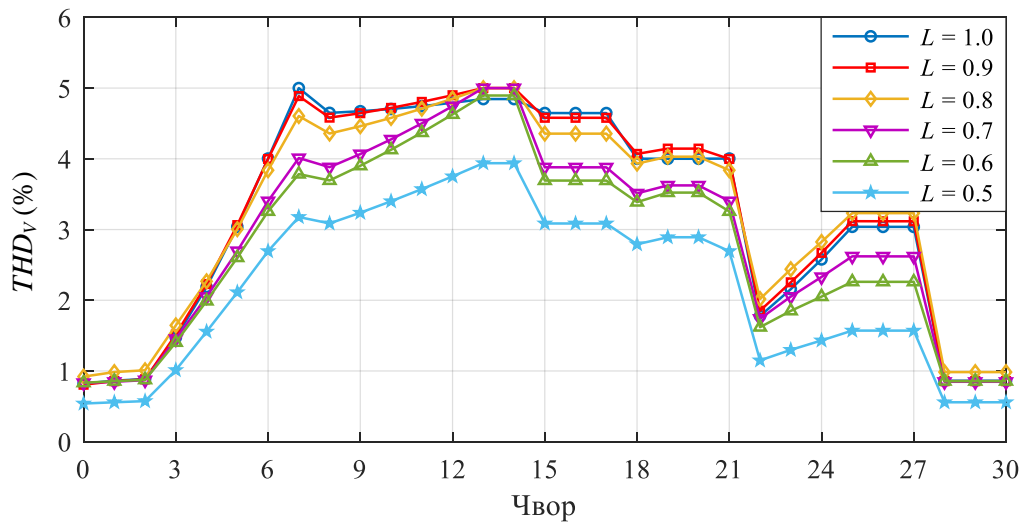
Као што се може видети из табеле 8.6, укупни губици снаге за нивое оптерећења од 0.5, 0.7, 1.0, 0.8, 0.9 и 0.6 редом износе 86.3439 kW, 117.5821 kW, 276.3345 kW, 155.9842 kW, 207.6395 kW и 94.2094 kW. Поређењем ових вредности с одговарајућим вредностима губитака снаге добијеним за референтно стање – сценарио 3 „без регулације”, запажа се смањење губитака снаге за све нивое оптерећења, и то од 1.89%, за ниво оптерећења $L = 0.8$, па до 11.98%, за ниво оптерећења $L = 0.5$. Укупни губици енергије у овом случају су 3271.51 kWh, што је у односу на губитке енергије добијене у референтном стању мање за 5.15%. Такође, поређењем одступања напона из табеле 8.6 с одговарајућим одступањима напона добијеним за сценарио 3 „без регулације”, види се да минимизација губитака снаге као функција циља проблема оптималне Volt/Var/THD регулације резултира повећањем одступања напона за нивое оптерећења од 0.8 до 1.

На основу поређења вредности одступања напона из табеле 8.7 с вредностима добијеним у референтном случају, јасно је да подешавање управљачких променљивих на оптималне вредности доводи до смањења одступања напона за све нивое оптерећења, и то од 21.8%, за ниво оптерећења $L = 0.6$, па до 67.18%, за ниво оптерећења $L = 1$. У односу на сценарио када се врши минимизација губитака снаге, одступања напона за нивое оптерећења од 0.5, 0.7, 1.0, 0.8, 0.9 и 0.6 су мања за 90.89%, 86.87%, 26.89%, 51.25%, 46.85% и 89.41%, редом, док се губици снаге повећавају за 94.55%, 2.74%, 16.94%, 11.59%, 32.87% и 30.71%. Из ових резултата се види да су разматране функције циља – минимизација одступања напона и минимизација губитака снаге у колизији, што значи да задовољење једне функције има супротан ефекат на другу.

Истовременом минимизацијом губитака снаге и одступања напона добија се компромисно решење које даје равнотежу између њих, као што је показано у табели 8.8. У овом случају, за све нивое оптерећења, вредности тежинских фактора за функције губитака снаге и одступања напона, w_g и w_d , су 1 и 300, редом. Напонски профили мреже и THD_V вредности за различите нивое оптерећења при различитим сценаријима регулације, приказани су на сликама 8.6-8.8.

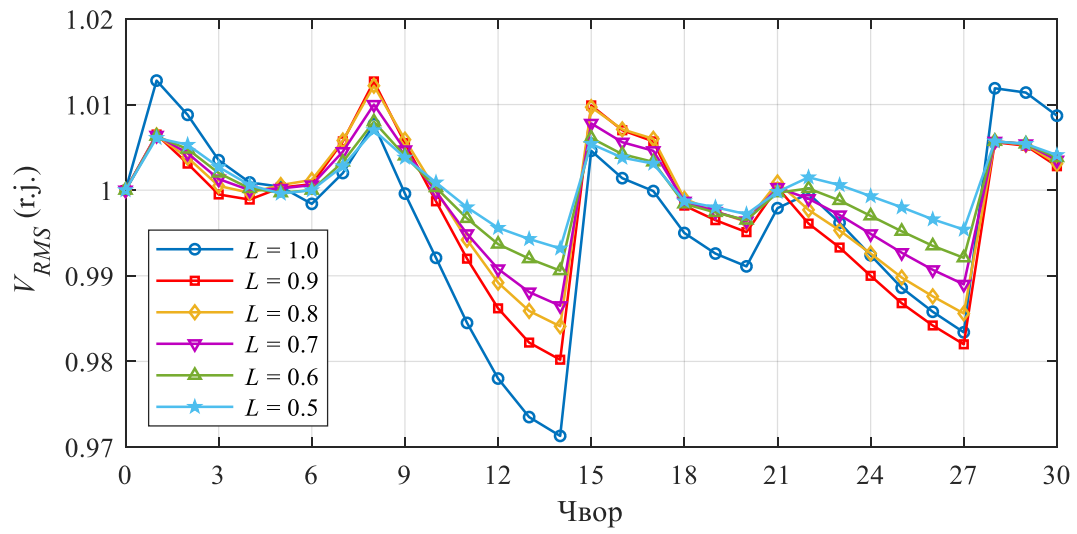


(a)

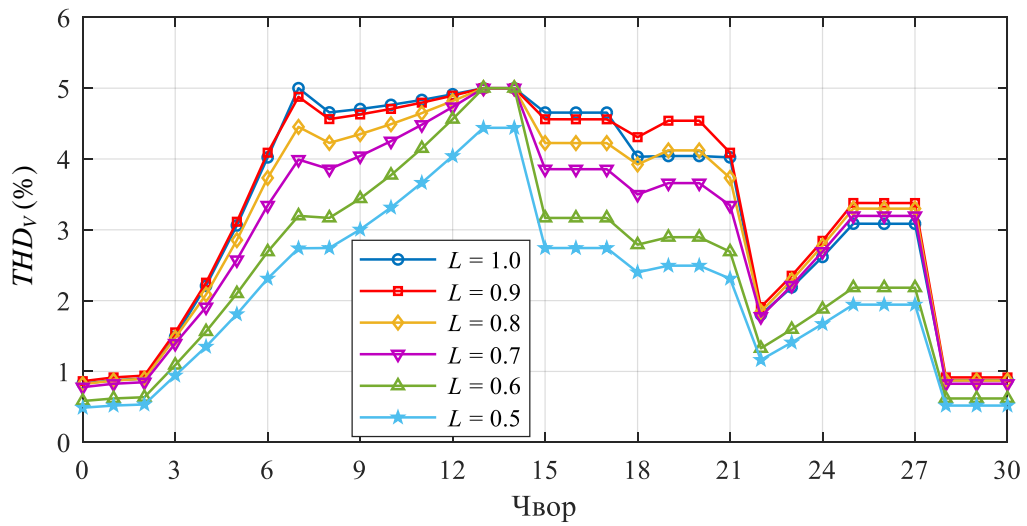


(б)

Слика 8.6 Приказ (а) профила напона и (б) THD_V вредности у мрежи IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге

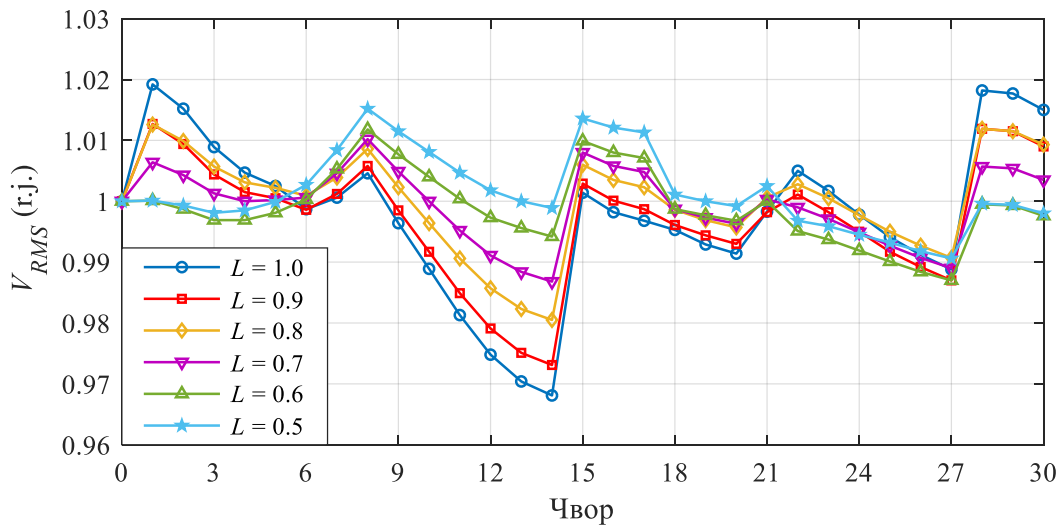


(a)

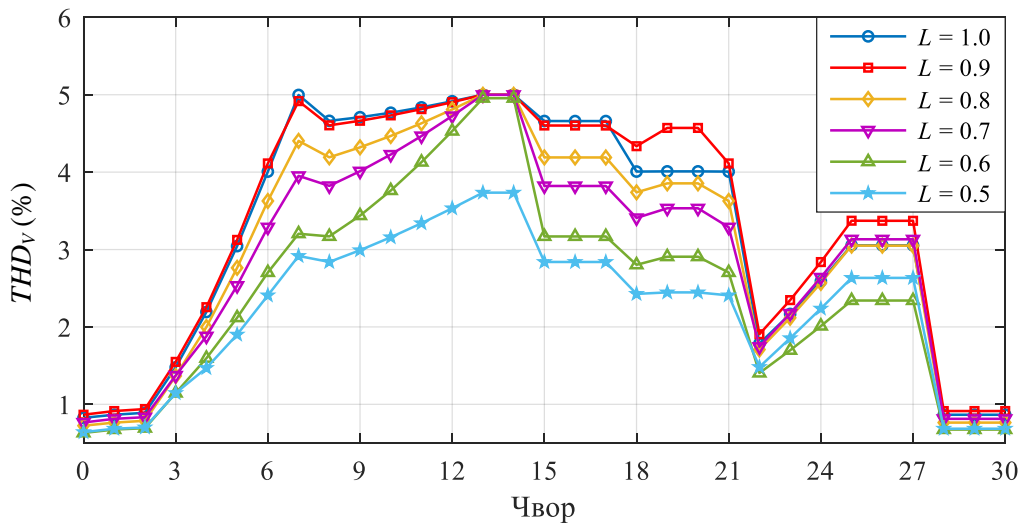


(б)

Слика 8.7 Приказ (а) профила напона и (б) THD_V вредности у мрежи IEEE 30 за случај минимизације одступања напона



(a)

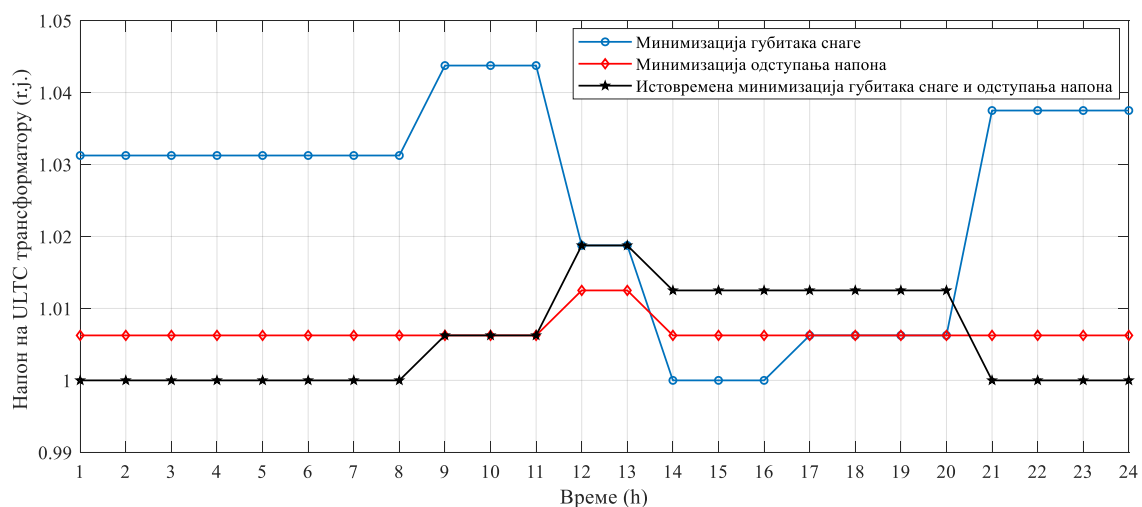


(б)

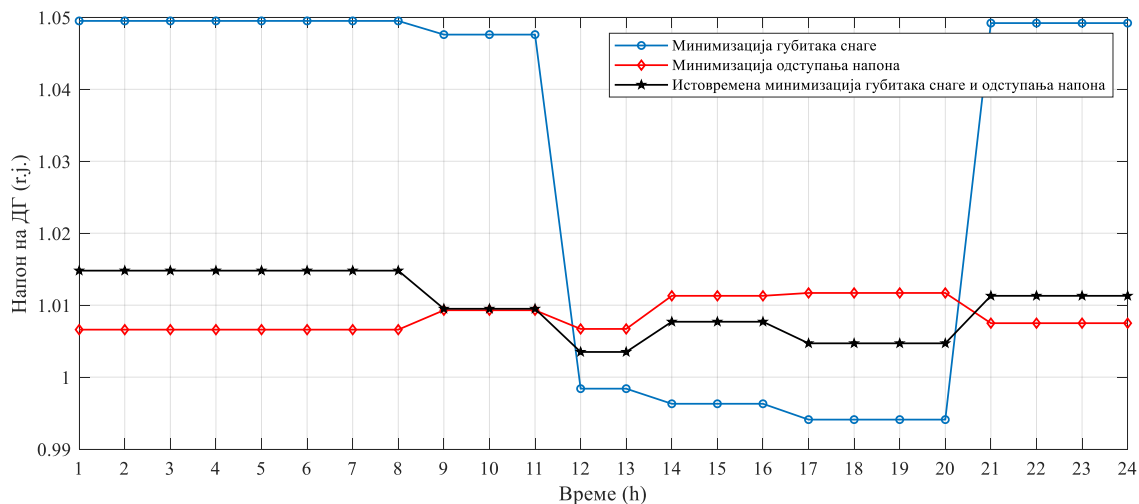
Слика 8.8 Приказ (а) профила напона и (б) THD_V вредности у мрежи IEEE 30 за случај истовремене минимизације губитака снаге и одступања напона

Са слика 8.6-8.8 и из табела 8.6-8.8 примећује се да се максималне и минималне ефективне вредности напона чворова, као и максималне вредности THD_V , за све нивое оптерећења и сценарије регулације налазе унутар дозвољених граница, што је примарни услов за правилан рад потрошача. Оптималне вредности напона на секундарној страни ULTC трансформатора, израчунате на основу положаја регулатора напона, и вредности напона на ДГ дате су у облику дневних дијаграма на сликама 8.9 и 8.10, редом.

Посматрањем дијаграма са слика 8.9 и 8.10 види се да у случају минимизације одступања напона, тренд оптималних вредности напона на ULTC трансформатору и ДГ прати тренд промене нивоа оптерећења. С друге стране, када је критеријум оптимизације минимизација губитака снаге, тренд оптималних вредности напона на ДГ је супротан од тренда промене нивоа оптерећења. Напон на ULTC трансформатору се у том случају мења у широком опсегу, при чему промена напона не прати тренд промене нивоа оптерећења.

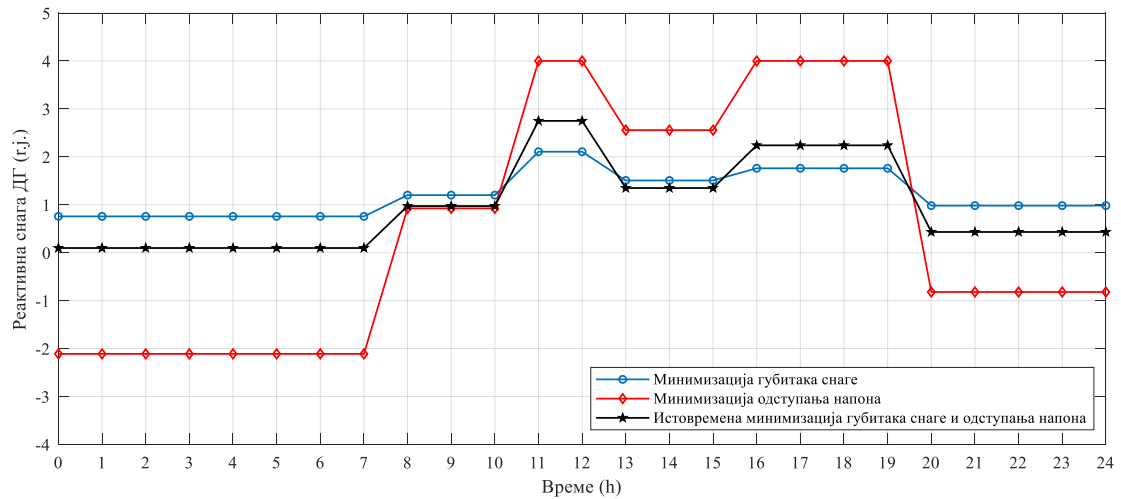


Слика 8.9 Оптималне вредности напона на ULTC трансформатору



Слика 8.10 Оптималне вредности напона на ДГ

Оптималне вредности реактивне снаге ДГ дате су на слици 8.11. Са слике се јасно види да тренд промене оптималних вредности снаге ДГ прати тренд промене нивоа оптерећења за сва три случаја регулације, при чему је опсег промене реактивне снаге ДГ у случају минимизације одступања напона знатно већи у односу на случај минимизације губитака снаге.



Слика 8.11 Оптималне вредности реактивне снаге ДГ

Верификација резултата добијених применом предложеног PPSOGSA приступа извршена је поређењем с резултатима добијеним применом осталих алгорита коришћених у дисертацији. Статистички параметри и просечна времена извршавања примењених алгорита за случај минимизације функције губитака снаге и случај минимизације функције одступања напона дати су у табелама 8.9 и 8.10, редом. Ови подаци су добијени након 10 узастопних извршавања свих алгорита.

Табела 8.9 Поређење резултата примене различитих алгорита на тест мрежу

IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге

Метода	L	Мин. вред. (kW)	Макс. вред. (kW)	Сред. вред. (kW)	Стд. дев. (kW)	Време изврш. (s)	L	Мин. вред. (kW)	Макс. вред. (kW)	Сред. вред. (kW)	Стд. дев. (kW)	Време изврш. (s)
ABC		276.7396	277.5857	277.1044	0.3026	218.95		207.6997	209.5289	208.1813	0.9440	198.93
FA		276.8479	279.9824	278.2491	0.9513	245.41		207.6172	208.9142	208.2814	0.7153	261.58
GA		277.2887	279.7369	278.5070	0.9251	210.14		207.9893	209.6184	208.5490	0.9112	241.13
GSA		276.6216	281.3876	279.9802	1.5065	106.73		207.8358	210.1745	209.0715	0.8007	109.84
GWO		276.7519	284.8394	279.4232	2.6033	197.74		209.3309	211.1637	210.2204	0.7549	205.02
MSA	1.0	276.4195	279.9498	279.0199	1.1998	115.51	0.9	208.0194	209.5896	208.2889	0.7915	113.19
PSO		280.0937	311.5633	284.4694	9.6087	125.14		208.9411	211.6046	209.9294	0.9633	117.41
PPSO		277.3425	284.6480	280.1348	2.4197	130.58		207.6521	211.0782	209.2288	1.1340	129.88
PSOGSA		276.3517	280.0033	278.0384	0.8733	131.57		207.6568	210.0492	208.2511	1.0283	136.21
PPSOGSA		276.3345	280.1958	278.1024	0.9213	135.97		207.6395	209.7660	208.3417	0.7479	138.74
WDO		276.4757	281.9228	278.5410	1.6494	129.28		207.7325	209.1624	208.0591	0.7622	131.78
ABC		156.0014	156.1727	156.0714	0.0589	211.66		117.5871	118.1451	117.7554	0.1768	228.32
FA		155.9861	156.9833	156.1778	0.2479	235.54		117.6089	119.2681	117.9836	0.5491	259.56
GA		155.9471	156.4501	156.0925	0.1839	191.61		117.6461	118.0664	117.7352	0.1586	248.59
GSA		156.1029	158.0411	157.0144	0.8496	111.37		118.1610	120.2026	119.3077	0.6857	110.42
GWO		156.1119	160.6578	157.8139	1.2717	193.24		118.6956	122.0036	119.9663	1.1304	197.37
MSA	0.8	155.9924	156.7250	156.1863	0.2309	111.89	0.7	117.6142	119.7388	118.3295	0.6064	115.99
PSO		156.1936	157.0482	156.4943	0.2593	104.19		117.7814	120.8763	118.3575	1.3002	118.07
PPSO		156.0140	156.3733	156.1959	0.1351	114.22		117.5916	119.2069	117.9981	0.7524	126.59
PSOGSA		156.0538	156.5722	156.2181	0.2016	126.40		117.5480	119.1811	117.8790	0.3605	128.05
PPSOGSA		155.9842	156.1793	156.0673	0.0493	129.49		117.5821	118.4794	117.8496	0.2609	137.54
WDO		156.0056	156.2435	156.1323	0.0765	112.13		117.5959	118.3904	117.7675	0.2343	214.31
ABC		94.2184	96.3088	94.7932	0.6791	225.62		86.7343	89.4692	87.4448	0.7597	221.35
FA		94.2206	95.9024	94.6871	0.6451	236.61		86.7869	88.8713	87.3951	0.4516	243.71
GA		94.2097	96.2321	94.7642	0.5908	240.93		86.3638	89.5389	87.4498	1.0232	250.05
GSA		94.6264	97.0955	95.8058	0.8391	125.68		86.7912	88.6910	87.8890	0.6360	121.28
GWO		94.8047	100.4850	96.6516	2.0361	119.50		87.2537	90.9121	88.6828	1.2530	129.74
MSA	0.6	94.2271	96.1682	94.9696	0.6813	111.29	0.5	86.5614	91.6875	87.7206	1.4891	116.30
PSO		94.4471	95.6368	94.9140	0.4035	106.58		87.3504	88.7171	87.5703	1.1101	109.88
PPSO		94.2461	96.6626	94.9045	0.6418	124.05		86.5569	88.4504	87.4081	0.5884	127.01
PSOGSA		94.2096	95.8706	94.4609	0.5224	128.45		86.5219	88.4065	87.1269	0.6619	132.26
PPSOGSA		94.2094	95.9407	94.4901	0.5131	141.01		86.3439	87.6189	86.9471	0.4601	146.43
WDO		94.2348	94.7794	94.4040	0.4860	116.56		86.7571	87.6834	87.0551	0.4930	124.16

На основу добијених резултата може се уочити да предложени хибридни PPSOGSA алгоритам има боље статистичке параметре у односу на PPSO и GSA алгоритме и то за обе варијанте функције циља и све нивое оптерећења. Такође, у односу на остале примењене алгоритме, PPSOGSA има веома добре перформансе. Конкретно, за случај минимизације губитака снаге једино PSO (при нивоу оптерећења $L = 0.7$), GA (при нивоу оптерећења $L = 0.8$) и FA (при нивоу оптерећења $L = 0.9$) налазе ниже вредности функције циља у односу на PPSOGSA алгоритам. У случају минимизације одступања напона, пронађене вредности функције циља су мање од или једнаке вредностима добијеним применом других алгоритама.

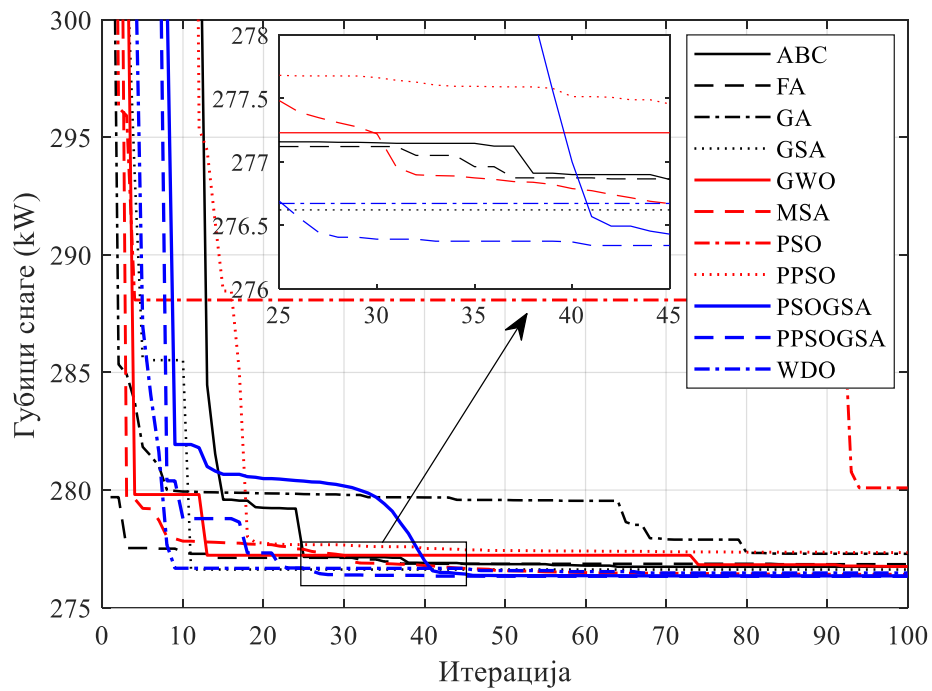
С аспекта трајања прорачуна, за обе варијанте функције циља и све нивое оптерећења, средње време трајања прорачуна PPSOGSA алгоритма је нешто дуже у поређењу с временом прорачуна PPSO и GSA.

Табела 8.10 Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 30 за случај минимизације одступања напона

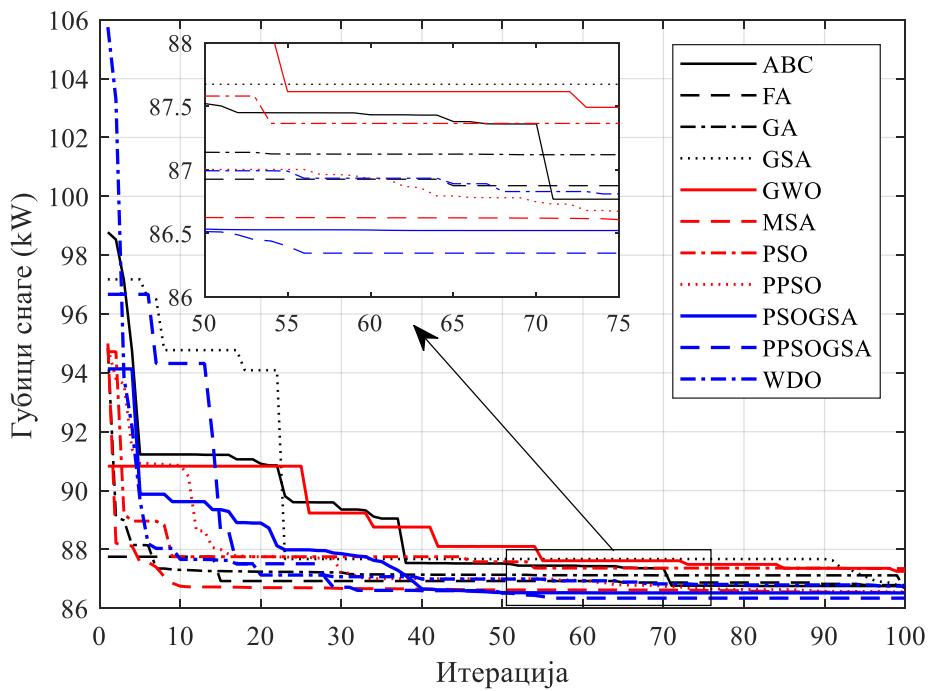
Метода	L	Мин. вред. (kW)	Макс. вред. (kW)	Сред. вред. (kW)	Стд. дев. (kW)	Време изврш. (s)	L	Мин. вред. (kW)	Макс. вред. (kW)	Сред. вред. (kW)	Стд. дев. (kW)	Време изврш. (s)
ABC		0.2545	0.2800	0.2669	0.0222	198.17		0.2115	0.2143	0.2126	0.0011	211.48
FA		0.2542	0.3028	0.2704	0.0297	258.13		0.2111	0.2163	0.2129	0.0081	268.12
GA		0.2543	0.2547	0.2544	0.0002	220.96		0.2111	0.2117	0.2113	0.0002	243.90
GSA		0.2549	0.3208	0.2769	0.0323	116.87		0.2113	0.2156	0.2119	0.0014	113.51
GWO		0.2549	0.2704	0.2662	0.0188	157.74		0.2115	0.2156	0.2121	0.0012	161.99
MSA	1.0	0.3312	0.3847	0.3436	0.0417	122.85	0.9	0.2114	0.2114	0.2114	0.0000	142.67
PSO		0.2812	0.8199	0.5838	0.1806	115.67		0.2172	0.2247	0.2201	0.0022	121.11
PPSO		0.2592	0.6283	0.4605	0.1569	126.11		0.2121	0.2523	0.2226	0.0113	130.81
PSOGSA		0.2542	0.3312	0.2720	0.0319	132.26		0.2112	0.2303	0.2131	0.0060	131.43
PPSOGSA		0.2542	0.2834	0.2659	0.0142	136.47		0.2111	0.2118	0.2113	0.0003	142.52
WDO		0.2551	0.4618	0.2969	0.0698	110.21		0.2113	0.2152	0.2125	0.0013	109.38
ABC		0.1796	0.1804	0.1801	0.0003	216.55		0.1489	0.1497	0.1493	0.0003	218.04
FA		0.1796	0.1822	0.1809	0.0008	257.71		0.1490	0.1527	0.1512	0.0024	261.33
GA		0.1796	0.1882	0.1808	0.0027	224.21		0.1489	0.1537	0.1499	0.0015	241.52
GSA		0.1798	0.1911	0.1862	0.0032	114.26		0.1492	0.1656	0.1562	0.0045	106.81
GWO		0.1866	0.2105	0.1909	0.0069	165.36		0.1596	0.1947	0.1714	0.0140	156.11
MSA	0.8	0.1831	0.1995	0.1901	0.0051	132.33	0.7	0.1538	0.1540	0.1539	0.0001	141.33
PSO		0.1836	0.1871	0.1857	0.0012	124.97		0.1526	0.1566	0.1539	0.0011	126.34
PPSO		0.1847	0.2025	0.1899	0.0050	130.72		0.1519	0.1644	0.1580	0.0041	128.41
PSOGSA		0.1796	0.1812	0.1804	0.0004	132.11		0.1488	0.1682	0.1505	0.0056	131.82
PPSOGSA		0.1796	0.1809	0.1803	0.0004	135.83		0.1488	0.1642	0.1506	0.0039	136.23
WDO		0.1804	0.1929	0.1837	0.0040	109.74		0.1500	0.1550	0.1524	0.0019	109.35
ABC		0.1165	0.1203	0.1182	0.0014	222.54		0.0951	0.0952	0.0951	0.0001	262.87
FA		0.1163	0.1335	0.1249	0.0035	256.49		0.0950	0.1014	0.0998	0.0038	263.39
GA		0.1165	0.1267	0.1226	0.0024	226.97		0.0950	0.0955	0.0952	0.0002	234.34
GSA		0.1197	0.1353	0.1246	0.0062	118.65		0.0951	0.1133	0.0998	0.0080	119.68
GWO		0.1236	0.1581	0.1351	0.0101	162.05		0.0986	0.1280	0.1106	0.0109	168.03
MSA	0.6	0.1201	0.1201	0.1201	0.0000	125.13	0.5	0.0983	0.0985	0.0984	0.0001	139.16
PSO		0.1240	0.1274	0.1257	0.0012	118.53		0.0980	0.1002	0.0989	0.0008	125.31
PPSO		0.1217	0.1374	0.1278	0.0042	125.42		0.0961	0.1050	0.1014	0.0063	128.43
PSOGSA		0.1162	0.1256	0.1209	0.0032	132.77		0.0950	0.1099	0.0966	0.0047	133.32
PPSOGSA		0.1162	0.1253	0.1206	0.0024	136.91		0.0950	0.1087	0.0996	0.0045	144.65
WDO		0.1204	0.1257	0.1230	0.0020	115.47		0.0962	0.1001	0.0984	0.0014	108.35

Дијаграми конвергенције који одговарају најбољим решењима добијеним након 10 узастопних покретања сваког од алгоритама за случај минимизације губитака снаге и случај минимизације одступања напона приказани су на сликама 8.12 и 8.13, редом.

На основу дијаграма конвергенције с ових слика очигледно је да предложени PPSOGSA алгоритам конвергира ка свом оптималном решењу у мањем броју итерација у односу на оригиналне PPSO и GSA алгоритме, али и већине осталих алгоритама примењених у раду.

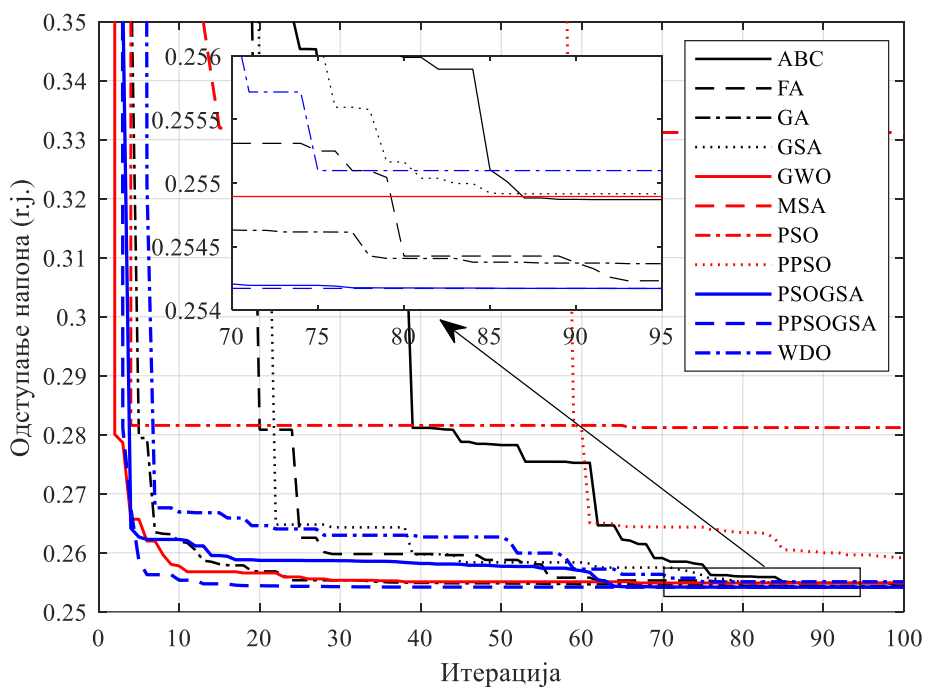


(a)

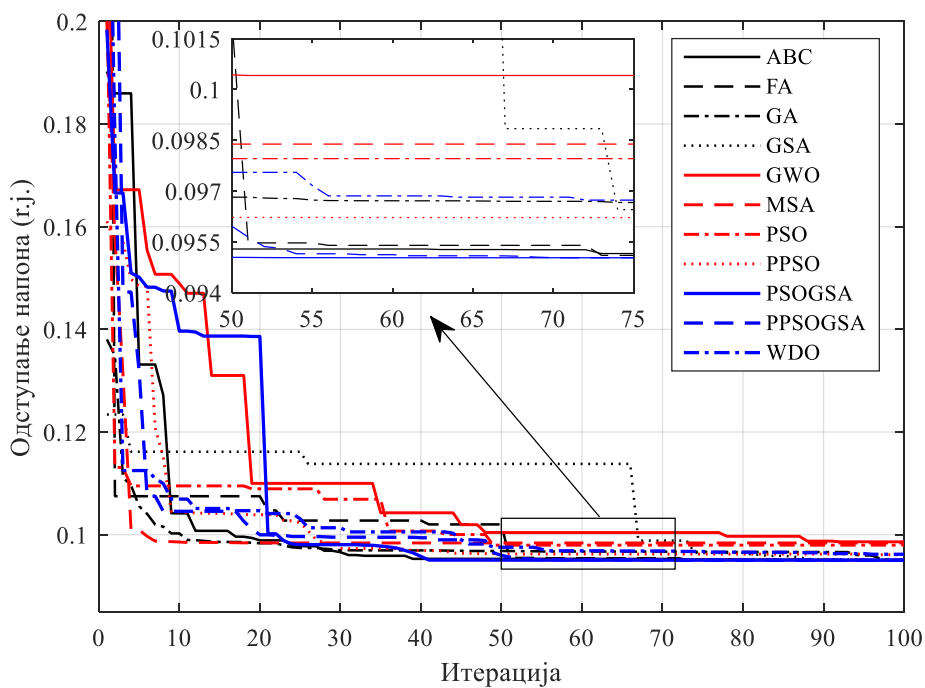


(б)

Слика 8.12 Криве конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге при нивоу оптерећења (а) $L = 1$ и (б) $L = 0.5$



(a)



(б)

Слика 8.13 Криве конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 30 за случај минимизације одступања напона при нивоу оптерећења (а) $L = 1$ и (б) $L = 0.5$

9. ЗАКЉУЧАК

На основу спроведених истраживања и анализе добијених резултата у овој дисертацији изведени су следећи закључци:

- Примена назад/напред методе и распрегнуте методе за прорачун ХТС омогућава брзо, једноставно и тачно израчунавање непознатих напона чворова, струја, токова снага и губитака снага по гранама мреже, и хармонијских изобличења у мрежи.
- Максимална одступања укупних хармонијских изобличења напона добијених применом назад/напред методе и распрегнуте методе у односу на одговарајуће вредности добијене помоћу ETAP и PCFLO програма мања су од 5%, што значи да је тачност ових метода висока.
- Показано је да назад/напред метода има већу брзину прорачуна у односу на распрегнуту методу, будући да се за сваки ред хармоника не мора прерачунавати матрица адмитанси и вршити њена инверзија.
- Применом предложене PPSOGSA методе на брз и ефикасан начин могуће је решити практичне проблеме оптималног планирања и експлоатације савремених дистрибутивних мрежа с нелинеарним потрошачима и изворима. Тиме је потврђена полазна хипотеза у раду.
- Адекватном алокацијом дистрибуираних извора и уређаја за компензацију реактивне снаге – у фази планирања, и координисаним радом регулационих ресурса (трансформатора, регулатора напона и уређаја за компензацију реактивне снаге) и дистрибуираних извора – у фази експлоатације, хармонијска изобличења се могу смањити и/или одржавати у дозвољеним границама. Тиме је истовремено и потврђена споредна хипотеза у овом раду.
- Показано је да се правилним подешавањем управљачких променљивих на оптималне вредности, поред побољшања квалитета електричне енергије, могу побољшати и остале техно-економске карактеристике рада дистрибутивне мреже.
- Сва решења добијена у овом раду су у складу с дефинисаним функцијама циља и ограничењима.

- Поређењем оптималних вредности резултата, стандардних девијација и профила конвергенције показано је да у највећем броју случајева предложени PPSOGSA алгоритам даје боље резултате у односу на друге методе примењене за решавање разматраних проблема.
- Због потешкоћа у диференцирању, нелинеарности и неконвексности разматраних проблема, показало се да неке од метода упадају у локални оптимум и не могу да обезбеде глобално оптимално решење.
- Показано је да је PPSOGSA алгоритам далеко ефикаснији и стабилнији, с бржом конвергенцијом, у односу на PPSO, односно GSA алгоритам.
- Показано је да је средње време трајања прорачуна PPSOGSA алгоритма нешто дуже у поређењу с временима прорачуна PPSO и GSA алгоритама.
- Утврђено је да PPSOGSA алгоритам даје боље резултате у односу на постојеће оптимизационе методе из литературе у случају оптимизације локација и снага ДГ и КБ.
- Показано је да решења проблема оптималних локација и снага ДГ и КБ добијена у условима синусоидалних напона и струја нису прихватљива када у мрежи постоје виши хармоници.
- Без обзира на облик функције циља, PPSOGSA алгоритам се може применити на било коју другу дистрибутивну мрежу с нелинеарним потрошачима и/или изворима.

Правци будућих научних истраживања у овој области могу бити:

- Уважавање промене оптерећења и снаге дистрибуираних извора (PV електрана и ветрогенератора).
- Модификација и прилагођавање поступака изложених у овој дисертацији условима несиметрије и неизвесних улазних података (пробабилистички приступ).
- Развој енергетских филтера за компензацију виших хармоника у реалним дистрибутивним мрежама.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] J. Radosavljević, *Metaheuristic optimization in power engineering*, The Institution of Engineering and Technology (IET), Stevenage, UK, 2018.
- [2] H. A. Mahmoud Pesaran, P. D. Huy, V. K. Ramachandaramurthy, A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 293-312, 2017.
- [3] W. S. Tan, M. Y. Hassan, M. S. Majid, H. A. Rahman, Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 626-645, 2013.
- [4] M. M. Aman, G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar, H. Mokhlis, M. Karimi, Optimum shunt capacitor placement in distribution system – A review and comparative study, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 429-439, 2014.
- [5] **M. Milovanović**, D. Tasić, J. Radosavljević, B. Perović, Optimal placement and sizing of inverter-based distributed generation units and shunt capacitors in distorted distribution systems using a hybrid phasor particle swarm optimization and gravitational search algorithm, *Electric Power Components and Systems*, vol. 48, iss. 6-7, pp. 543-557, 2020.
- [6] J. Radosavljević, N. Arsić, **M. Milovanović**, A. Ktena, Optimal placement and sizing of renewable distributed generation using hybrid metaheuristic algorithm, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 499-510, 2020.
- [7] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, B. Perović, Optimal distributed generation allocation in distribution systems with non-linear loads using a new hybrid metaheuristic algorithm, *B&H Electrical Engineering*, vol. 13, pp. 4-13, 2019.
- [8] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, B. Perović, Optimal location and sizing of capacitor banks in distribution networks to reduce harmonic distortion and improve voltage profile using genetic algorithm, *Tehnika*, vol. 72, no. 6, pp. 867-875, 2017.
- [9] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, B. Perović, Optimizacija lokacija i snaga kondenzatorskih baterija u prisustvu viših harmonika primenom genetskog algoritma, *11. Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije - CIRED*, R-2.06, Kopaonik, Srbija, 2018.

- [10] K. Vinothkumar, M. P. Selvan, Fuzzy embedded genetic algorithm method for distributed generation planning, *Electric Power Components and Systems*, vol. 39, pp. 346-366, 2011.
- [11] E. A. Mohamed, A. A. A. Mohamed, Y. Mitani, Hybrid GMSA for optimal placement and sizing of distributed generation and shunt capacitors, *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 11, pp. 55-65, 2018.
- [12] M. M. Aman, G. B. Jasmon, K. H. Solangi, A. H. A. Bakar, H. Mokhlis, Optimum simultaneous DG and capacitor placement on the basis of minimization of power losses, *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 5, pp. 516-522, 2013.
- [13] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, B. Perović, A backward/forward sweep power flow method for harmonic polluted radial distribution systems with distributed generation units, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, iss. 5, p. e12310, 2019.
- [14] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, B. Perović, Power flow in radial distribution systems in the presence of harmonics, *International Journal of Electrical Engineering and Computing*, vol. 2, no. 1, pp. 11-19, 2018.
- [15] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, M. Jevtić, Impact of distributed generation on power quality in radial distribution networks, *Proceedings of the 47th International Scientific Forum "Week of Science SPbPU"*, Part 2, Saint Petersburg, Russia, 19-24 November 2018, Proceedings ISBN 978-5-7422-6361-6, pp. 89-92.
- [16] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, B. Perović, M. Dragičević, Power flow in radial distribution systems in the presence of higher harmonics, *Proceedings of the Seventeenth International Symposium INFOTEH-JAHORINA*, Jahorina, 21-23 March, 2018, Proceedings ISBN 978-15386-490-8-4, pp. 127-131.
- [17] H. Barati, M. Shamsavari, Simultaneous Optimal placement and sizing of distributed generation resources and shunt capacitors in radial distribution systems using Crow Search Algorithm, *International Journal of Industrial Electronics, Control and Optimization*, vol. 1, no. 1, pp. 27-40, 2018.

- [18] S. G. Naik, D .K. Khatod, M. P. Sharma, Optimal allocation of combined DG and capacitor for real power loss minimization in distribution networks, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 967-973, 2013.
- [19] K. Muthukumar, S. Jayalalitha, Optimal placement and sizing of distributed generators and shunt capacitors for power loss minimization in radial distribution networks using hybrid heuristic search optimization technique, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 78, pp. 299-319, 2016.
- [20] A. I. Mohamed, M. Kowsalya, Optimal distributed generation and capacitor placement in power distribution networks for power loss minimization, *Proceedings of the International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, Vellore, India, January 9-11, 2014.
- [21] P. P. Biswas, R. Mallipeddi, P. N. Suganthan, G. A. J. Amaratunga, A multiobjective approach for optimal placement and sizing of distributed generators and capacitors in distribution network, *Applied Soft Computing*, vol. 60, pp. 268-280, 2017.
- [22] A. Khodabakhshian, M. H. Andishgar, Simultaneous placement and sizing of DGs and shunt capacitors in distribution systems by using IMDE algorithm, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 82, pp. 599-607, 2016.
- [23] Y. Baghzouz, Effects of nonlinear loads on optimal capacitor placement in radial feeders, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 1, pp. 245-251, 1991.
- [24] M. Ladjavardi, M. A. S. Masoum, Genetically optimized fuzzy placement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, pp. 449-456, 2008.
- [25] M. A. S. Masoum, M. Ladjavardi, A. Jafarian, E. F. Fuchs, Optimal placement, replacement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks by genetic algorithms, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 1794-1803, 2004.
- [26] P. Jeihouni, A. Safari, A. Sakhavati, A multi objective genetic algorithm for capacitor placement in unbalanced and harmonic distorted distribution systems, *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE)*, vol. 4, pp. 141-148, 2011.
- [27] A. A. Eajal, M. E. El-Hawary, Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using particle swarm

optimization, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1734-1741, 2010.

[28] A. Elsherif, T. Fetouh, H. Shaaban, Harmonic analysis of radial distribution systems embedded shunt capacitors, *Renewable Energy and Sustainable Development (RES D)*, vol. 3, iss. 1, pp. 46-54, 2017.

[29] A. Elsherif, T. Fetouh, Harmonic analysis of radial distribution systems, *International Journal of Advanced Engineering and Global Technology*, vol. 4, iss. 2, pp. 1807-1813, 2016.

[30] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef, H. Zayandehroodi, Power quality improvement in distribution systems considering optimum D-STATCOM placement, *Jurnal Kejuruteraan*, vol. 25, pp. 11-18, 2013.

[31] S. N. Zahedi, A. Amini, H. Falaghi, A new method to reduce the adverse effects of wind power on power quality using reactive power compensating capacitors, *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, vol. 24, pp. 24-37, 2016.

[32] I. El-Samahy, E. El-Saadany, The effect of DG on power quality in a deregulated environment, *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, San Francisco, USA, pp.1-8, 2005.

[33] Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi, A particle swarm optimization for siting and sizing of distributed generation in distribution network to improve voltage profile and reduce THD and losses, *Proceedings of the 43rd International Universities Power Engineering Conference*, Padova, ITALY, pp. 589-593, 2008.

[34] Umar, Firdaus, M. Ashari, O. Penangsang, Optimal location, size and type of DGs to reduce power loss and voltage deviation considering THD in radial unbalanced distribution systems, *Proceedings of the 2016 International Seminar on Intelligent Technology and Its Application (ISITIA)*, Lombok, Indonesia, pp. 1831-1840, 2016.

[35] D. Kavitha, P. Renuga, S. Muthamil Priya, Optimal sizing and placement of distributed generators in distorted distribution system by using hybrid GA-PSO, *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, vol. 61, no. 3, pp. 609-616, 2014.

[36] A. F. Abdul Kadir, A. Mohamed, H. Shareef, M. Z. Che Wanik, Optimal placement and sizing of distributed generations in distribution systems for minimizing losses and

THDv using evolutionary programming, *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 21, pp. 2269-2282, 2013.

[37] A. F. Abdul Kadir, A. Mohamed, H. Shareef, M. Z. Che Wanik, A. A. Ibrahim, Optimal sizing and placement of distributed generation in distribution system considering losses and THDv using gravitational search algorithm, *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 89, no. 4, pp. 132-136, 2013.

[38] H. Sadeghi, N. Ghaffarzadeh, A simultaneous biogeography based optimal placement of DG units and capacitor banks in distribution systems with nonlinear loads, *Journal of Electrical Engineering*, vol. 67, pp. 351-357, 2016.

[39] N. Ghaffarzadeh, H. Sadeghi, A new efficient BBO based method for simultaneous placement of inverter-based DG units and capacitors considering harmonic limits, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 80, pp. 37-45, 2016.

[40] M. Heydari, S. M. Hosseini, S. A. Gholamian, Optimal placement and sizing of capacitor and distributed generation with harmonic and resonance considerations using discrete particle swarm optimization, *International Journal of Intelligent Systems and Applications*, vol. 5, pp. 42-49, 2013.

[41] **M. Milovanović**, J. Radosavljević, D. Klimenta, B. Perović, GA-based approach for optimal placement and sizing of passive power filters to reduce harmonics in distorted radial distribution systems, *Electrical Engineering*, vol. 101, pp. 787-803, 2019.

[42] C. S. M. Pomalis, R. C. Leborgnea, A. R. Herrera-Orozcob, A. S. Bretas, NSGA-II optimization for single phase passive filter allocation in distribution systems, *Electric Power Systems Research*, vol. 176, p. 105923, 2019.

[43] A. Ulinuha, Harmonic filter design using intelligent method for mitigation of distribution system distortion, *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 11, no. 6, pp. 3985-3992, 2016.

[44] I. F. Mohamed, S. H. E. A. Aleem, A. M. Ibrahim, A. F. Zobaa, Optimal sizing of C-type passive filters under non-sinusoidal conditions, *Energy Technology & Policy*, vol. 1, iss. 1, pp. 35-44, 2014.

- [45] V.R. Pandi, H.H. Zeineldin, W. Xiao, Passive harmonic filter planning to overcome power quality issues in radial distribution systems, *Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, pp. 1-6, 2012.
- [46] M. Mohammadi, A. Samimi, Comparison of intelligent algorithms for economically optimum harmonic passive filter design in radial distribution systems, *International Journal of Electronics Communication and Computer Engineering*, vol. 6, iss. 1, pp. 98-104, 2015.
- [47] S. Tosun, A. Oztürk, M. M. Ertay, M. A. Yalçın, A. Zengin, An approach for designing passive power filters for industrial power systems by using gravitational search algorithm, *Tehnički vjesnik*, vol. 22, no. 2, pp. 343-349, 2015.
- [48] G. W. Chang, H. L. Wang, S. Y. Chu, A probabilistic approach for optimal passive harmonic filter planning, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1790-1798, 2007.
- [49] G. W. Chang, H. L. Wang, G. S. Chuang, S. Y. Chu, Passive harmonic filter planning in a power system with considering probabilistic constraints, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 208-218, 2009.
- [50] A. Ulinuha, Application of decoupled harmonic power flow for assessment of harmonic passive filter size and location, *Proceedings of the 2016 International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*, Kuala Lumpur, Malaysia, pp. 1507-1514, 2016.
- [51] S. H. E. A. Aleem, A. F. Zobaa, M. E. Balci, S. M. Ismael, Harmonic overloading minimization of frequency-dependent components in harmonics polluted distribution systems using harris hawks optimization algorithm, *IEEE Access*, vol. 7, pp. 100824-100837, 2019.
- [52] S. Parthasarathy, E. Jeyasri, Harmonic distortion evaluation and reduction in radial distribution system, *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, vol. 3, iss. 3, pp. 113-117, 2014.
- [53] M. A. Fahmy, A. M. Ibrahim, M. E. Baici, S. H. E. A. Aleem, Multi-objective optimization of double-tuned filters in distribution power systems using Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II, *Proceedings of the 10th International*

Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO), Bursa, Turkey, pp. 1-6, 2017.

[54] A. M. Sharaf, A. A.A. El-Gammal, A particle swarm optimization technique (PSO) for power filter design, *Proceedings of the 3rd UKSim European Symposium on Computer Modeling and Simulation*, Athens, Greece, pp. 395-399, 2009.

[55] M.A. Zamani, M. Moghaddasian, M. Joorabian, S. G. Seifossadat, A. Yazdani, C-type filter design based on power-factor correction for 12-pulse HVDC converters, *Proceedings of the 34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, Orlando, FL, USA, pp. 3039-3044, 2008.

[56] S. Satsangi, G. B. Kumbhar, Review on Volt/VAr optimization and control in electric distribution system, *Proceedings of the First International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES 2016)*, Delhi, India, pp. 1-6, 2016.

[57] **M. J. Milovanović**, J. N. Radosavljević, A hybrid PPSOGSA algorithm for optimal Volt/VAr/THD_v control in distorted radial distribution systems, *Applied Artificial Intelligence*, vol. 35, iss. 3, pp. 227-246, 2021.

[58] J. Radosavljević, M. Jevtić, D. Klimenta, Optimalna Volt/Var regulacija u distributivnim mrežama sa distribuiranim generatorima, *Tehnika*, vol. 66, no. 2, pp. 261-266, 2011.

[59] R. Anilkumar, G. Devriese, A. K. Srivastava, Voltage and reactive power control to maximize the energy savings in power distribution system with wind energy, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, iss. 1, pp. 656-664, 2018.

[60] F. Viawan, D. Karlsson, Voltage and reactive power control in systems with synchronous machine-based distributed generation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, pp. 1079-1087, 2008.

[61] J. Y. Park, S. R. Nam, J. K. Park, Control of a ULTC considering the dispatch schedule of capacitors in a distribution system, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 755-761, 2007.

[62] N. Daratha, B. Das, J. Sharma, Coordination between OLTC and SVC for voltage regulation in unbalanced distribution system distributed generation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, iss. 1, pp. 289-299, 2014.

- [63] L. Mokgonyana, J. Zhang, L. Zhang, X. Xia, Coordinated two-stage volt/var management in distribution networks, *Electric Power Systems Research*, vol. 141, pp. 157-164, 2016.
- [64] R. H. Liang, Y. K. Chen, Y. T. Chen, Volt/Var control in a distribution system by a fuzzy optimization approach, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, iss. 2, pp. 278-287, 2011.
- [65] T. Niknam, M. Zare, J. Aghaei, Scenario-based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, iss. 4, pp. 2004-2019, 2012.
- [66] Y. Xu, Z. Y. Dong, R. Zhang, D. J. Hill, Multi-timescale coordinated voltage/var control of high renewable-penetrated distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, iss. 6, pp. 4398-4408, 2017.
- [67] S. Singh, S. P. Singh, Energy saving estimation in distribution network with smart grid enabled CVR and solar PV inverter, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, iss. 6, pp. 1346-1358, 2018.
- [68] C. Zhang, Y. Xu, Z. Y. Dong, J. Ravishankar, Three-stage robust inverter-based voltage/var control for distribution networks with high-level PV, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, iss. 1, pp. 782-793, 2019.
- [69] V. B. Pamshetti, S. P. Singh, Optimal coordination of PV smart inverter and traditional volt-VAR control devices for energy cost savings and voltage regulation, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, p. e12042, 2019.
- [70] M. N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Y. Dong, K. P. Wong, Coordinated control of grid-connected photovoltaic reactive power and battery energy storage systems to improve the voltage profile of a residential distribution feeder, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, iss. 2, pp. 967-977, 2014.
- [71] A. Ulinuha, M. A. S. Masoum, S. Islam, Hybrid genetic-fuzzy algorithm for volt/var/total harmonic distortion control of distribution systems with high penetration of non-linear loads, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, iss. 4, pp. 425-439, 2011.

- [72] S. Jashfar, S. Esmaili, Volt/var/THD control in distribution networks considering reactive power capability of solar energy conversion, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 60, pp. 221-233, 2014.
- [73] A. Ulinuha, M. A. S. Masoum, S. Islam, Optimal scheduling of LTC and shunt capacitors in large distorted distribution systems using evolutionary-based algorithms, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, iss. 1, pp. 434-441, 2008.
- [74] S. Auchariyamet, S. Sirisumrannukul, Optimal dispatch of ULTC and capacitors for volt/var control in distribution system with harmonic consideration by particle swarm approach, *Proceedings of the International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN '09)*, Nanjing, China, pp. 1-7, 2009.
- [75] F. Sayadi, S. Esmaili, F. Keynia, Two-layer volt/var/total harmonic distortion control in distribution network based on PVs output and load forecast errors, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, iss. 8, pp. 2130-2137, 2017.
- [76] S. Jashfar, M. M. Hosseini-Biyouki, S. Esmaili, A stochastic programming to volt/var/total harmonic distortion control in distribution networks including wind turbines, *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, iss. 7, pp. 733-746, 2015.
- [77] N. Bayan, Harmonic Flow Analysis in Power Distribution Networks, University of Windsor, Ontario, 1999.
- [78] E. F. Fuchs, M. A. S. Masoum, Power Quality in Power Systems and Electrical Machines, Elsevier, USA, 2008.
- [79] J. Arrillaga, N. R. Watson, Power System Harmonics, John Wiley & Sons, Christchurch, New Zealand, 2007.
- [80] C. I. Budeanu, Puissances reactives et fictives, Institut Romain de l'Energie, Bucharest, 1927.
- [81] J. A. Houldsworth, D. A. Grant, The Use of Harmonic Distortion to Increase the Output Voltage of a Three-Phase PWM Inverter, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-20, no. 5, pp. 1224-1228, 1984.
- [82] A. F. Sarabia, Impact of distributed generation on distribution system, Masters Dissertation, Department of Energy Technology, Aalborg University, 2011.

- [83] D. Brajović, Z. Lazarević, Kvalitet električne energije: Uticaj elektrotermičkih uređaja na električnu mrežu, Zavod za fiziku tehničkih fakulteta, Visoka škola tehničkih strukovnih studija, Čačak, 2016.
- [84] F. Safargholi, B. Vahidiand, J. S. Moghani, Improved algorithm for harmonic load flow solution in radial distribution networks, *Science International (Lahore)*, vol. 27, no. 1, pp. 97-103, 2015.
- [85] L. M. Korunović, Kvalitet električne energije, Univerzitet u Nišu, Elektronski fakultet, Niš, 2014.
- [86] V. Katić, A. Tokić, T. Konjić, Kvalitet električne energije, Univerzitet u Novom Sadu, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad, 2007.
- [87] G. J. Wakileh, Power System Harmonics: Fundamentals, Analysis and Filter Design, Electronics & Electrical Engineering, 2001.
- [88] J. C. Das, Power System Harmonics and Passive Filter Designs, John Wiley & Sons, 2015.
- [89] M. Almutairi, S. Hadjiloucas, Application of Single Tuned Passive Filters in Distribution Networks at the Point of Common Coupling, *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, vol.11, no. 2, pp. 161-166, 2017.
- [90] IEEE Std. 1531-2003, IEEE guide for application and specification of harmonic filters, New York, 2003.
- [91] IEEE Std. 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, New York, 1993.
- [92] IEC Std. 61000-2-4, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment -Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances, 2002.
- [93] IEC Std. 61000-3-6, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.
- [94] European Std. EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, CENELEC, Brussels, 1999.

- [95] H. W. Dommel, *Electromagnetic Transients Programs Reference Manual (EMTP Theory Book)*, Bonneville Power Administration Portland, 1986.
- [96] C. J. Hatziadoniu, Time domain methods for the calculation of harmonic propagation and distortion, *IEEE PES Tutorial on Harmonics Modeling and Simulation*, 1998.
- [97] D. Xia, G. T. Heydt, Harmonic Power Flow Studies Part I – Formulation and Solution, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, pp. 1257-1265, 1982.
- [98] S. Herraiz, L. Sainz, J. Clua, Review of Harmonic Load Flow Formulations, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 1079-1087, 2003.
- [99] J. H. Teng, C. Y. Chang, Backward/Forward Sweep Based Harmonic Analysis method for Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1665-1672, 2007.
- [100] A. Ulinuha, M. A. S. Masoum, Harmonic power flow calculations for a large power system with multiple nonlinear loads using decouple approach, *Proceedings of the Australasian Universities Power Engineering Conference 2007 (AUPEC 2007)*, Perth, Australia, pp. 1-6, 2007.
- [101] N. C. Yang, M. D. Le, Loop frame of reference based harmonic power flow for unbalanced radial distribution systems, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 77, pp. 128-135, 2016.
- [102] M. A. Amini, A. Jalilian, M. R. P. Behbahani, Fast network reconfiguration in harmonic polluted distribution network based on developed backward/forward sweep harmonic load flow, *Electric Power Systems Research*, vol. 168, pp. 295-304, 2019.
- [103] M. A. Moreno Lopez de Saa, J. Usaola Garcia, Three-phase harmonic load flow in frequency and time domains, *IEE Proceedings – Electric Power Applications*, vol. 150, no. 3, pp. 295-300, 2003.
- [104] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks, Part I & II, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 1, pp. 452-474, 1996.

- [105] G. W. Chang, W. Xu, P. F. Ribeiro, Modeling of Harmonic Sources – Power Electronic Converters, *Science International*, pp. 97-103, 2015.
- [106] R. Burch, G. Chang, C. Hatziaodoniou, M. Grady, Y. Liu, M. Marz, T. Ortmeyer, S. Ranade, P. Ribiero, W. Xu, Impact of Aggregate Linear Load Modeling on Harmonic Analysis: A Comparison of Common Practice and Analytical Models, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 2, pp. 625-630, 2003.
- [107] IEC Std. 60076-5, Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit, Geneva, 2006.
- [108] IEC Std. 60909-0, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents, Geneva, 2001.
- [109] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, G. X. Luo, A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, iss. 2, pp. 753-762, 1988.
- [110] C. S. Cheng, D. Shirmohammadi, A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, iss. 2, pp. 671-679, 1995.
- [111] ETAP user guide 12.6, Operation Technology, 2014.
- [112] W. M. Grady, PCFLO version 6.0 user manual, The University of Texas at Austin, 2011.
- [113] X. S. Yang, Nature-Inspired Optimization Algorithms, e-Book , Elsevier, 2014.
- [114] S. Janković, Heuristički pristup rešavanju problema raspoređivanja i preraspoređivanja vozila hitne pomoći po baznim stanicama, Master rad, Univerzitet u Beogradu, Matematički fakultet, 2015.
- [115] M. Ghasemi, E. Akbari, A. Rahimnejad, S. E. Razavi, S. Ghavidel, L. Li, Phasor particle swarm optimization: a simple and efficient variant of PSO, *Soft Computing*, vol. 23, pp. 9701-9718, 2019.
- [116] E. Rashedi, H. Nezamabadi-pour, S. Saryazdi, GSA: A gravitational search algorithm, *Information Sciences*, vol. 179, iss. 13, pp. 2232-2248, 2009.
- [117] D. H. Wolpert, W. G. Macready, No free lunch theorems for optimization, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 1, no. 1, pp. 67-82, 1997.

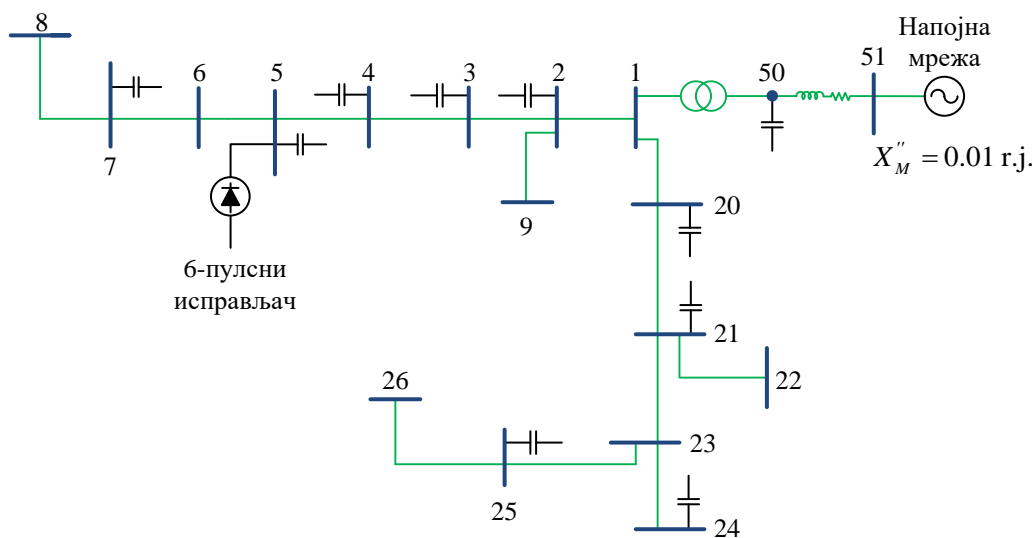
- [118] S. Mirjalili, S. Z. M. Hashim, A new hybrid PSO-GSA algorithm for function optimization, *Proceedings of the 2010 International Conference on Computer and Information Application*, Tianjin, China, pp. 374-377, 2010.
- [119] IEEE Std. 1547-2003, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, New York, 2003.
- [120] V. Verma, B. Singh, Genetic-Algorithm-Based Design of Passive Filters for Offshore Applications, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 4, pp. 1295-1303, 2010.
- [121] W. M. Grady, M. J. Samotyj, A. H. Noyola, The application of network objective functions for actively minimising the impact of voltage harmonics in power systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, pp. 1379-1386, 1992.
- [122] S. K. Goswami, S. K. Basu, A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, pp. 1484-1491, 1992.
- [123] R. Ranjan, D. Das, Voltage stability analysis of radial distribution networks, *Electric Power Components and Systems*, vol. 31, pp. 501-511, 2003.
- [124] J. Kennedy, R. Eberhart, Particle Swarm Optimization, *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, WA, Australia, pp. 1942-1948, 1995.
- [125] R. Eberhart, Y. Shi, Comparing inertia weights and constriction factors in particle swarm optimization, *Proceedings of the 2000 Congress on Evolutionary Computation*, La Jolla, CA, USA, pp. 84-88, 2000.
- [126] R. Eberhart, P. Simpson, R. Dobbins, Computational intelligence PC tools, Academic Press Professional, Inc., San Diego, CA, USA, 1996.
- [127] F. Marini, B. Walczak, Particle swarm optimization (PSO). A tutorial, *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, vol. 149, pp. 153-165, 2015.
- [128] R. Eberhart, Y. Shi, Tracking and optimizing dynamic systems with particle swarms, *Proceedings of the 2001 Congress on Evolutionary Computation*, Seoul, South Korea, pp. 94-100, 2001.
- [129] M. Clerc, Particle Swarm Optimization, e-Book, Wiley-ISTE, London, UK, 2006.

- [130] C. Yang, W. Gao, N. Liu, C. Song, Low-discrepancy sequence initialized particle swarm optimization algorithm with high-order nonlinear time-varying inertia weight, *Applied Soft Computing*, vol. 29, pp. 386-394, 2015.
- [131] P. Lučić, D. Teodorović, Bee system: Modeling combinatorial optimization transportation engineering problems by swarm intelligence, *Proceedings of the Fourth Triennial Symposium on Transportation Analysis (TRISTAN IV)*, Sao Miguel, Azores Islands, Portugal, pp. 441-445, 2001.
- [132] J. H. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems: An introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*, University of Michigan Press, Michigan, USA, 1975.
- [133] X. S. Yang, *Nature-inspired metaheuristic algorithms*, Luniver Press, UK, 2008.
- [134] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, A. Lewis, Grey Wolf Optimizer, *Advances in Engineering Software*, vol. 69, pp. 46-61, 2014.
- [135] Z. Bayraktar, M. Komurcu, D. H. Werner, Wind Driven Optimization (WDO): a novel nature-inspired optimization algorithm and its application to electromagnetics, *Proceedings of 2010 IEEE Antennas and Propagation Society International Symposium (APSURSI)*, pp. 1-4, Toronto, Canada, 2010.
- [136] A. A. Mohamed, Y. S. Mohamed, A. A. M. El-Gaafary, A. M. Hemeida, Optimal power flow using moth swarm algorithm, *Electric Power Systems Research*, vol. 142, pp. 190-206, 2017.

ПРИЛОГ А: ПАРАМЕТРИ ТЕСТ МРЕЖА

А.1 Тест мрежа IEEE 18

Једнополна шема ове мреже приказана је на слици А.1. Подаци о гранама мреже, снагама кондензаторских батерија и потрошњи преузети су из [121] и дати у табели А.1. Вредности параметара и величина у релативним јединицама израчунате су за базну снагу од 10 MVA и базни напон од 12.5 kV.



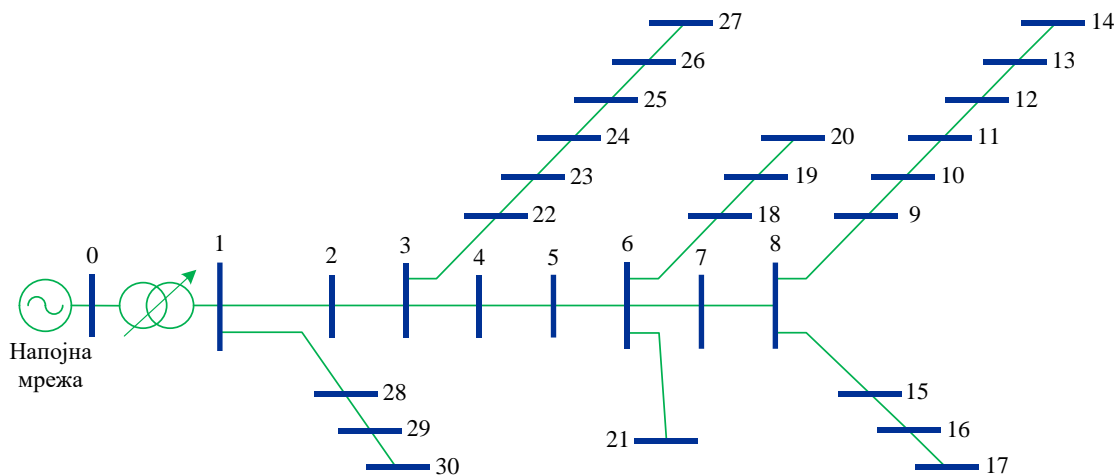
Слика А.1 Једнополна шема тест мреже IEEE 18

Табела А.1 Параметри елемената и снаге у мрежи IEEE 18

Грана	R (r.j.)	X (r.j.)	B (r.j.)	P_P (r.j.)	Q_P (r.j.)	Q_C (r.j.)
1 2	0.00431	0.01204	0.000035	0.0200	0.0120	0.1050
2 3	0.00601	0.01677	0.000049	0.0400	0.0250	0.0600
3 4	0.00316	0.00882	0.000026	0.1500	0.0930	0.0600
4 5	0.00896	0.02502	0.000073	0.3000	0.2260	0.1800
5 6	0.00295	0.00824	0.000024	0.0800	0.0500	0.0000
6 7	0.01720	0.0212	0.000046	0.0200	0.0120	0.0600
7 8	0.04070	0.03053	0.000051	0.1000	0.0620	0.0000
2 9	0.01706	0.02209	0.000043	0.0500	0.0310	0.0000
1 20	0.02910	0.03768	0.000074	0.1000	0.0620	0.0600
20 21	0.02222	0.02877	0.000056	0.0300	0.0190	0.1200
21 22	0.04803	0.06218	0.000122	0.0200	0.0120	0.0000
21 23	0.03985	0.05160	0.000101	0.0800	0.0500	0.0000
23 24	0.02910	0.03768	0.000074	0.0500	0.0310	0.1500
23 25	0.03727	0.04593	0.000100	0.1000	0.0620	0.0900
25 26	0.02208	0.02720	0.000059	0.0200	0.0120	0.0000
25 26	0.02208	0.02720	0.000059	0.0000	0.0000	0.0000
1 50	0.00312	0.06753	0.000000	0.0000	0.0000	0.1200
50 51	0.00050	0.00344	0.000000	0.0000	0.0000	0.0000
51 0	0.00000	0.01000	0.000000	0.0000	0.0000	0.0000

A.2 Тест мрежа IEEE 30

Ова тест мрежа преузета је из [78]. Једнополна шема мреже приказана је на слици А.2. Подаци о гранама мреже и потрошњи дати су у табели А.2.



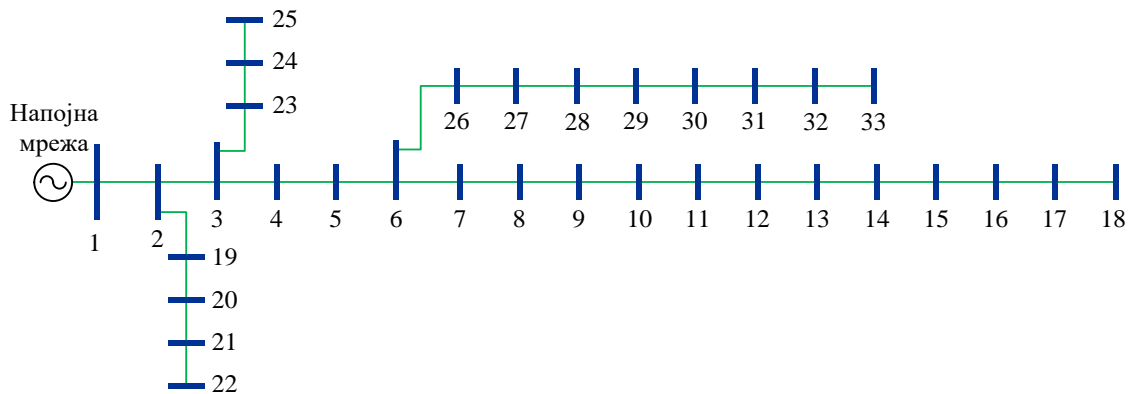
Слика А.2 Једнополна шема тест мреже IEEE 30

Табела А.2 Подаци о гранама и потрошњи у тест мрежи IEEE 30

Грана	R (Ω)	X (Ω)	P_P (kW)	Q_P (kVAr)	Грана	R (Ω)	X (Ω)	P_P (kW)	Q_P (kVAr)
0 1	0.0021	0.0365	52.2	17.2	15 16	1.3738	0.7739	55	18.1
1 2	0.2788	0.0148	0	0	16 17	1.3738	0.7739	47.8	15.7
2 3	0.4438	0.4391	0	0	6 18	0.8639	0.7512	43.2	14.2
3 4	0.8639	0.7512	93.8	30.8	18 19	0.8639	0.7512	67.3	22.1
4 5	0.8639	0.7512	0	0	19 20	1.3738	0.7739	49.6	16.3
5 6	1.3738	0.7739	0	0	6 21	0.8639	0.7512	20.7	6.8
6 7	1.3738	0.7739	0	0	3 22	0.4438	0.4391	52.2	17.2
7 8	1.3738	0.7739	0	0	22 23	0.4438	0.4391	192	63.1
8 9	1.3738	0.7739	18.9	6.2	23 24	0.8639	0.7512	0	0
9 10	1.3738	0.7739	0	0	24 25	0.8639	0.7512	111.7	36.7
10 11	1.3738	0.7739	33.6	11	25 26	0.8639	0.7512	55	18.1
11 12	1.3738	0.7739	65.8	21.6	26 27	1.3738	0.7739	79.3	26.1
12 13	1.3738	0.7739	78.4	25.8	1 28	0.2788	0.0148	88.3	29
13 14	1.3738	0.7739	73	24	28 29	0.2788	0.0148	0	0
8 15	0.8639	0.7512	47.8	15.7	29 30	1.3738	0.7739	88.4	29

А.3 Тест мрежа IEEE 33

Ова тест мрежа преузета је из [122]. Једнополна шема мреже приказана је на слици А.3. Подаци о водовима и потрошњи дати су у табели А.3. Вредности параметара и величина у релативним јединицама израчунате су за базну снагу од 10 MVA и базни напон од 12.66 kV.



Слика А.3 Једнополна шема тест мреже IEEE 33

Табела А.3 Подаци о водовима и потрошњи у тест мрежи IEEE 33

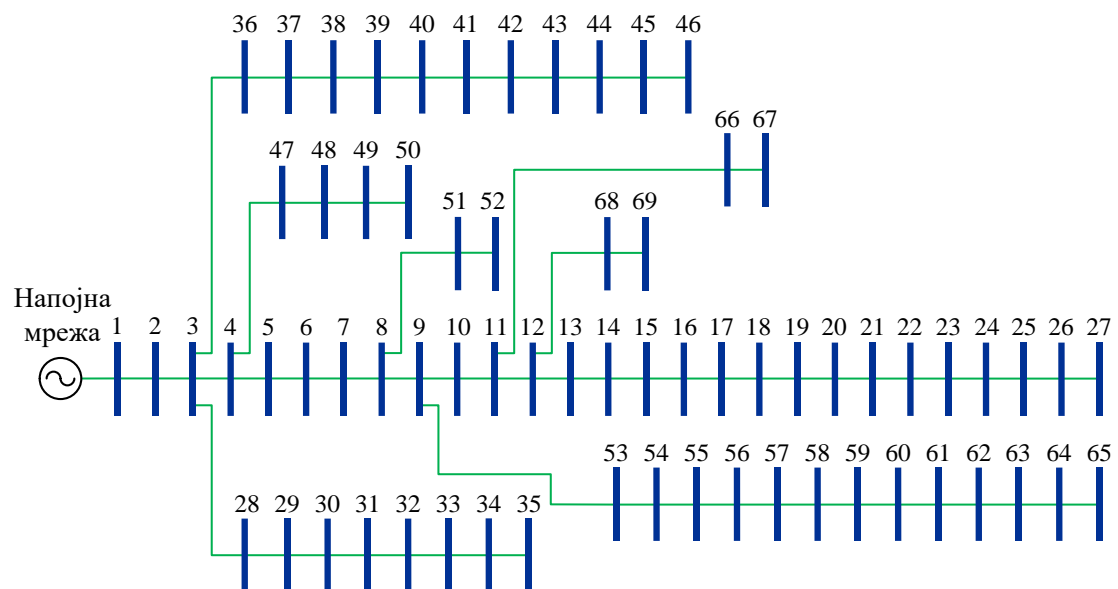
Вод	R (г.ј.)	X (г.ј.)	P_P (г.ј.)	Q_P (г.ј.)	Вод	R (г.ј.)	X (г.ј.)	P_P (г.ј.)	Q_P (г.ј.)		
1	2	0.0057	0.0029	0.0100	0.0060	17	18	0.0457	0.0358	0.0090	0.0040
2	3	0.0308	0.0157	0.0090	0.0040	2	19	0.0102	0.0098	0.0090	0.0040
3	4	0.0228	0.0116	0.0120	0.0080	19	20	0.0939	0.0846	0.0090	0.0040
4	5	0.0238	0.0121	0.0060	0.0030	20	21	0.0255	0.0299	0.0090	0.0040
5	6	0.0511	0.0441	0.0060	0.0020	21	22	0.0442	0.0585	0.0090	0.0040
6	7	0.0117	0.0386	0.0200	0.0100	3	23	0.0282	0.0192	0.0090	0.0050
7	8	0.1068	0.0771	0.0200	0.0100	23	24	0.0560	0.0442	0.0420	0.0200
8	9	0.0643	0.0462	0.0060	0.0020	24	25	0.0559	0.0437	0.0420	0.0200
9	10	0.0651	0.0462	0.0060	0.0020	6	26	0.0127	0.0065	0.0060	0.0025
10	11	0.0123	0.0041	0.0045	0.0030	26	27	0.0177	0.0090	0.0060	0.0025
11	12	0.0234	0.0077	0.0060	0.0035	27	28	0.0661	0.0583	0.0060	0.0020
12	13	0.0916	0.0721	0.0060	0.0035	28	29	0.0502	0.0437	0.0120	0.0070
13	14	0.0338	0.0445	0.0120	0.0080	29	30	0.0317	0.0161	0.0200	0.0600
14	15	0.0369	0.0328	0.0060	0.0010	30	31	0.0608	0.0601	0.0150	0.0070
15	16	0.0466	0.0340	0.0060	0.0020	31	32	0.0194	0.0226	0.0210	0.0100
16	17	0.0804	0.1074	0.0060	0.0020	32	33	0.0213	0.0331	0.0060	0.0040

A.4 Тест мрежа IEEE 69

Једнополна шема мреже приказана је на слици А.4. Номинални напон мреже је 12.66 kV. Подаци о мрежи преузети су из [123]. Активне и реактивне отпорности водова, као и вредности активних и реактивних снага потрошача у чворовима мреже дати су у табели А.4. Вредности су изражене у апсолутним јединицама.

Табела А.4 Подаци о водовима и потрошњи у тест мрежи IEEE 69

Вод	R (Ω)	X (Ω)	P_P (kW)	Q_P (kVAr)	Вод	R (Ω)	X (Ω)	P_P (kW)	Q_P (kVAr)		
1	2	0.0005	0.0012	0.0000	0.0000	3	36	0.0044	0.0108	0.0260	0.0185
2	3	0.0005	0.0012	0.0000	0.0000	36	37	0.0640	0.1565	0.0260	0.0185
3	4	0.0015	0.0036	0.0000	0.0000	37	38	0.1053	0.1230	0.0000	0.0000
4	5	0.0251	0.0294	0.0000	0.0000	38	39	0.0304	0.0355	0.0240	0.0170
5	6	0.3660	0.1864	0.0026	0.0022	39	40	0.0018	0.0021	0.0240	0.0170
6	7	0.3811	0.1941	0.0404	0.0300	40	41	0.7283	0.8509	0.0012	0.0010
7	8	0.0922	0.0470	0.0750	0.0540	41	42	0.3100	0.3623	0.0000	0.0000
8	9	0.0493	0.0251	0.0300	0.0220	42	43	0.0410	0.0478	0.0060	0.0043
9	10	0.8190	0.2707	0.0280	0.0190	43	44	0.0092	0.0116	0.0000	0.0000
10	11	0.1872	0.0619	0.1450	0.1040	44	45	0.1089	0.1373	0.0392	0.0263
11	12	0.7114	0.2351	0.1450	0.1040	45	46	0.0009	0.0012	0.0392	0.0263
12	13	1.0300	0.3400	0.0080	0.0050	4	47	0.0034	0.0084	0.0000	0.0000
13	14	1.0440	0.3450	0.0080	0.0055	47	48	0.0851	0.2083	0.0790	0.0564
14	15	1.0580	0.3496	0.0000	0.0000	48	49	0.2898	0.7091	0.3847	0.2745
15	16	0.1966	0.0650	0.0455	0.0300	49	50	0.0822	0.2011	0.3847	0.2745
16	17	0.3744	0.1238	0.0600	0.0350	8	51	0.0928	0.0473	0.0405	0.0283
17	18	0.0047	0.0016	0.0600	0.0350	51	52	0.3319	0.1114	0.0036	0.0027
18	19	0.3276	0.1083	0.0000	0.0000	9	53	0.1740	0.0886	0.0043	0.0035
19	20	0.2106	0.0690	0.0010	0.0006	53	54	0.2030	0.1034	0.0264	0.0190
20	21	0.3416	0.1129	0.1140	0.0810	54	55	0.2842	0.1447	0.0240	0.0172
21	22	0.0140	0.0046	0.0050	0.0035	55	56	0.2813	0.1433	0.0000	0.0000
22	23	0.1591	0.0526	0.0000	0.0000	56	57	1.5900	0.5337	0.0000	0.0000
23	24	0.3463	0.1145	0.0280	0.0200	57	58	0.7837	0.2630	0.0000	0.0000
24	25	0.7488	0.2475	0.0000	0.0000	58	59	0.3042	0.1006	0.1000	0.0720
25	26	0.3089	0.1021	0.0140	0.0100	59	60	0.3861	0.1172	0.0000	0.0000
26	27	0.1732	0.0572	0.0140	0.0100	60	61	0.5075	0.2585	1.2440	0.8880
3	28	0.0044	0.0108	0.0260	0.0186	61	62	0.0974	0.0496	0.0320	0.0230
28	29	0.0640	0.1565	0.0260	0.0186	62	63	0.1450	0.0738	0.0000	0.0000
29	30	0.3978	0.1315	0.0000	0.0000	63	64	0.7105	0.3619	0.2270	0.1620
30	31	0.0702	0.0232	0.0000	0.0000	64	65	1.0410	0.5302	0.0590	0.0420
31	32	0.3510	0.1160	0.0000	0.0000	11	66	0.2012	0.0611	0.0180	0.0130
32	33	0.8390	0.2816	0.0140	0.0100	66	67	0.0047	0.0014	0.0180	0.0130
33	34	1.7080	0.5646	0.0095	0.0140	12	68	0.7394	0.2444	0.0280	0.0200
34	35	1.4740	0.4873	0.0060	0.0040	68	69	0.0047	0.0016	0.0280	0.0200



Слика А.4 Једнополна шема тест мреже IEEE 69

ПРИЛОГ Б: ОСТАЛЕ МЕТАХЕУРИСТИЧКЕ МЕТОДЕ КОРИШЋЕНЕ У ДИСЕРТАЦИЈИ

У овом делу, у основним цртама, описане су остале метахеуристичке оптимизационе методе које су примењене у дисертацији с циљем поређења резултата.

Б.1 Оптимизација ројем честица (PSO)

Алгоритам оптимизације ројем честица (PSO) датира из 1995. године, а његовом развоју највише су допринели *Kennedy* и *Eberhart* у раду [124]. Алгоритам је инспирисан друштвеним понашањем јата птица/риба, које се крећу у ограниченом простору у потрази за храном. Свака честица (јединка) у роју представља једно решење проблема и креће се у ограниченом простору решења користећи своје искуство и искуство блиских честица. Јединке у роју су дефинисане својом позицијом и брзином. Током потраге за оптималним решењем, позиција сваке јединке у популацији се мења на основу најбољег пронађеног решења јединке и на основу најбољег решења свих јединки у популацији. Иницијализација PSO алгоритма се врши популацијом случајних решења, при чему се свака честица смешта на случајно одабрану позицију x и додељује јој се случајно одабрана брзина v . Током оптимизационог процеса, најчешће ограниченом брзином ($v_{\min} \leq v \leq v_{\max}$), честице претражују ограничени простор решења ($x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$).

Брзина сваке честице у следећој итерацији ($t+1$) може се добити применом следеће релације [1,54,115,126-130]:

$$\mathbf{v}_i(t+1) = w(t)\mathbf{v}_i(t) + c_1r_1(\mathbf{pbest}_i(t) - \mathbf{x}_i(t)) + c_2r_2(\mathbf{gbest}(t) - \mathbf{x}_i(t)), \quad (\text{Б.1})$$

где су: $w(t)$ коефицијент инерције у итерацији t који контролише утицај претходних брзина честице на тренутну; $\mathbf{v}_i(t)$ брзина којом би се честица i кретала без других утицаја; $\mathbf{x}_i(t)$ текућа позиција честице (тренутно решење); r_1 и r_2 случајно одабрани бројеви из опсега $[0,1]$; c_1 пондерисани коефицијент честице (утицај искуства честице – когнитивни утицај), c_2 пондерисани коефицијент роја (утицај искуства целог роја – социјални утицај); $\mathbf{pbest}_i(t)$ најбоља позиција коју је честица i посетила у току кретања и $\mathbf{gbest}(t)$ најбоља позиција целог роја.

Током итеративног поступка, најбоље позиције које су поједине честице посетиле у току претраживања се памте. Најбоља позиција честице i и најбоља позиција целог роја могу се изразити преко вектора:

$$\mathbf{pbest}_i(t) = [pbest_i^1(t), \dots, pbest_i^k(t), \dots, pbest_i^n(t)], \quad (\text{Б.2})$$

$$\mathbf{gbest}(t) = [gbest^1(t), \dots, gbest^k(t), \dots, gbest^n(t)]. \quad (\text{Б.3})$$

Најбоља позиција коју је честица i посетила у току претраживања простора $\mathbf{pbest}_i(t)$ и глобално најбоље решење, тј. најбоља позиција целог роја $\mathbf{gbest}(t)$ могу се одредити применом једначина:

$$\mathbf{pbest}_i(t) = \arg \min f_i(t), \quad (\text{Б.4})$$

$$\mathbf{gbest}(t) = \arg \min f(\mathbf{pbest}_i(t)), \quad (\text{Б.5})$$

где је $f_i(t) = f(\mathbf{x}_i(t))$ вредност критеријумске функције i -те честице у текућој итерацији.

Перформансе PSO алгоритма у великој мери зависе од величине популације и вредности контролних параметара: максималне брзине честица (v_{\max}), коефицијената честица (c_1 и c_2) и инерције (w). Сходно једначини (Б.1), брзине честица су стохастичке променљиве и током оптимизационог поступка могу постати превисоке, што има за последицу то да честице постају неконтролисане и могу премашити ограничења која се односе на простор допустивих решења. Из тог разлога, током процеса иницијализације потребно је ограничити брзину свих честица у популацији на опсег $[-v_{\max}, v_{\max}]$. При томе, треба имати у виду да превелико ограничење брзине може довести до „прелетања” честица преко подручја добрих решења, док, с друге стране, мала вредност ограничења може довести до „заглављивања” честица у локалном оптимуму. Како би се обезбедила равномерна брзина свих честица у популацији, тј. успоставио баланс између глобалног претраживања (диверсификације) и локалне експлоатације (интензификације), у литератури су предложене различите границе за максимално дозвољену вредност брзине честица.

Аутори рада [125] предлажу да се за простор претраге из опсега $[-x_{\max}, x_{\max}]$ (простор који је центриран око нуле $x_{\min} = -x_{\max}$) максимална брзина ограничи на

вредност: $v_{\max} = x_{\max}$. У [126] се као могуће решење предлаже: $v_{\max} = k \cdot x_{\max}$, при чему је: $0.1 \leq k \leq 1.0$. Такође, аутори [126] сугеришу да је оптимална вредност за v_{\max} у интервалу од 10% до 20% распона простора који се претражује.

Уколико простор претраживања није центриран око 0, односно уколико је $x_{\min} \neq -x_{\max}$, максимална вредност брзине кретања честица може се одредити применом следеће формуле [127]:

$$v_{\max} = k \cdot \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2}, \quad (\text{Б.6})$$

при чему се вредност параметра k такође налази у интервалу од 0.1 до 1.0.

Коефицијенти честица, c_1 и c_2 , представљају факторе убрзања и утичу на јачину привлачне силе између честица у роју и најбољег решења. Типичне вредности ових коефицијената су [124-130]: $0 \leq c_1, c_2 \leq 2$. У неким варијантама PSO алгоритма [128] користе се различите вредности тежинских коефицијената ($c_1 \neq c_2$). Употреба различитих вредности омогућава бољу контролу алгоритма и побољшава његове претраживачке способности.

Коефицијент инерције $w(t)$ служи за контролисање претраживачких способности роја и обично се креће у интервалу од 0.4 до 0.9. Задавањем већих вредности врши се глобално претраживање, док се задавањем мањих вредности омогућава локално претраживање. Код традиционалног PSO алгоритма [124], $w(t)$ се током итеративног поступка линеарно смањује од иницијалне или максималне вредности (w_{\max}) до коначне или минималне вредности (w_{\min}) према изразу:

$$w(t) = w_{\max} - (w_{\max} - w_{\min}) \frac{t}{t_{\max}}, \quad (\text{Б.7})$$

где је t тренутна итерација, а t_{\max} максималан број итерација.

Поред линеарне промене коефицијента инерције $w(t)$ у току оптимизационе процедуре, могуће је користити и друге шеме, као што су: случајна [127], нелинеарна (квадратна) [129], асимптотска [129] и експоненцијална [130], описане изразима (Б.8)-(Б.11):

$$w(t) = 0.5 + \frac{rand}{2}, \quad (\text{Б.8})$$

$$w(t) = w_{\min} + (w_{\max} - w_{\min}) \frac{(t_{\max} - t)^2}{t_{\max}^2}, \quad (\text{Б.9})$$

$$w(t) = w_{\min} + (w_{\max} - w_{\min}) e^{-\lambda t}, \quad (\text{Б.10})$$

$$w(t) = w_{\max} - (w_{\max} - w_{\min}) \left(\frac{t}{t_{\max}} \right)^{\frac{1}{\pi^2}}, \quad (\text{Б.11})$$

где је *rand* случајно изабран број из интервала $[0,1]$, а λ произвољно изабрани број који може утицати на ток промене коефицијента инерције.

Ажурирање положаја честице i у следећој итерацији дефинише се као:

$$\mathbf{x}_i(t+1) = \mathbf{x}_i(t) + \mathbf{v}_i(t+1). \quad (\text{Б.12})$$

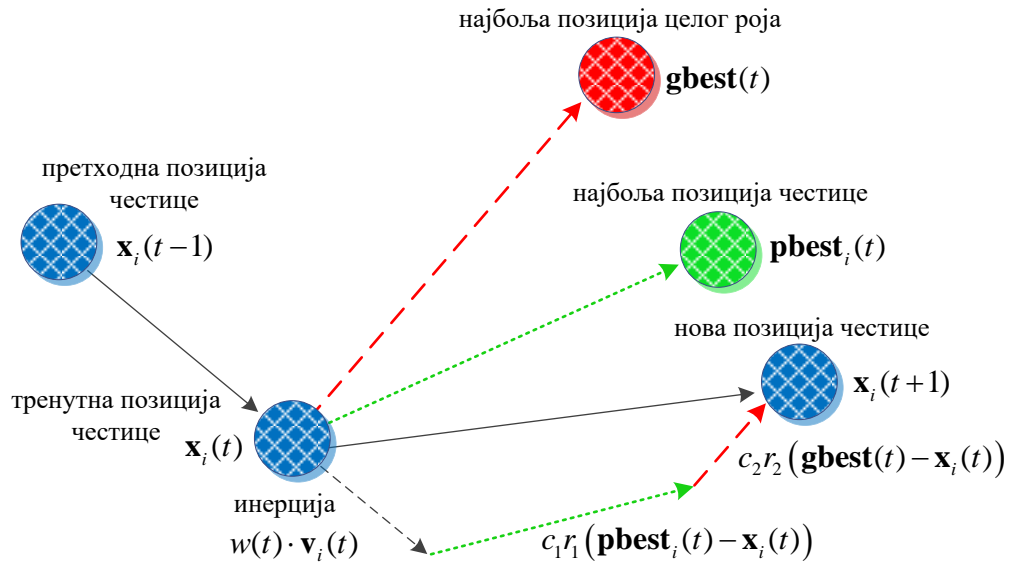
Након ажурирања нових позиција честица применом једначина (Б.1) и (Б.12), потребно је ажурирати и скуп најбољих позиција појединих честица. То се остварује на следећи начин:

$$\mathbf{pbest}_i(t+1) = \begin{cases} \mathbf{pbest}_i(t) & \text{ако је } f(\mathbf{x}_i(t+1)) \geq f(\mathbf{pbest}_i(t)), \\ \mathbf{x}_i(t+1) & \text{ако је } f(\mathbf{x}_i(t+1)) < f(\mathbf{pbest}_i(t)), \end{cases} \quad (\text{Б.13})$$

$$\mathbf{gbest}(t+1) = \arg \min f(\mathbf{pbest}_i(t+1)). \quad (\text{Б.14})$$

Одређивањем најбоље позиције у роју применом (Б.14) завршава се текућа итерација. Итеративни поступак PSO алгоритма се понавља све док се не испуни услов заустављања, а то може бити: проналазак оптималног решења, достизање максималног броја итерација или достизање максималног времена претраге.

На слици Б.1 је приказано померање честице из тренутне позиције у нову позицију. Из приказаног се може уочити да нова позиција честице зависи, како од најбоље претходне позиције честице и најбоље позиције свих честица у роју, тако и од величине променљивих параметара.



Слика Б.1 Промена положаја честице у роју

Предности PSO алгоритма су: једноставна имплементација, брзо проналажење решења и могућност решавања проблема вишекритеријумске оптимизације. С друге стране, главни недостаци су конвергенција ка локалном (субоптималном) решењу у раним фазама оптимизације и потешкоће у примени алгоритма на проблеме дискретне оптимизације.

Б.2 Хибридни алгоритам оптимизације ројем честица и гравитационог претраживачког алгоритма (PSOGSA)

Аутори хибридног PSOGSA алгоритма су *Mirjalili* и *Hashim* [118]. Овај алгоритам је настао укрштањем функционалних елемената GSA [116] и PSO [124] метахеуристичких метода, у циљу превазилажења проблема преураћене конвергенције ка неком од локалних оптимума.

У хибридној PSOGSA верзији, основна идеја је да се интегрише способност експлоатације простора претраживања код PSO, тј. способност друштвеног размишљања са способношћу локалног претраживања код GSA. Математички то се може изразити следећом једначином [118]:

$$\mathbf{V}_i(t+1) = r_1 \mathbf{V}_i(t) + c_1 r_2 \mathbf{a}_i(t) + c_2 r_3 (\mathbf{gbest}(t) - \mathbf{X}_i(t)), \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (\text{Б.15})$$

где су:

c_1, c_2 – позитивне константе,

- r_1, r_2, r_3 – случајни бројеви из интервала $[0,1]$,
- $V_i(t)$ – брзина агента i у итерацији t ,
- $a_i(t)$ – убрзање агента i у итерацији t ,
- $gbest(t)$ – најбоље пронађено решење,
- $X_i(t)$ – позиција агента i у итерацији t .

Позиције агената у популацији се ажурирају на идентичан начин као код PSO и GSA алгоритама.

Б.3 Алгоритам вештачке колоније пчела (ABC)

Алгоритам вештачке колоније пчела (ABC) припада групи популационих природом инспирисаних метахеуристичких алгоритама који се успешно користе за решавање проблема оптимизације. Алгоритам је предложен 2001. године у раду [131] и примењен на проблем трговачког путника. ABC припада класи алгоритама инспирисаних природним процесима, тачније понашањем пчела у природи током потраге за храном. У ABC алгоритму позиција извора хране се може посматрати као могуће решење проблема оптимизације, а количина нектара у извору хране као вредност функције циља. Процес претраге врше три групе вештачких пчела (агената): пчеле радилице, пчеле посматрачи и пчеле извиђачи. Пчеле радилице у природи трагају за храном и доносе узорке нектара у кошницу, изводећи при томе ритуализоване покрете, тзв. „њихајући плес” (енг. *waggle dance*) с циљем указивања на локацију и квалитет извора хране. На основу информација које се добијају од пчела радилица, пчеле посматрачи доносе одлуку о томе који извор хране ће експлоатисати. Овај механизам трагања за храном приказан је на слици Б.2.

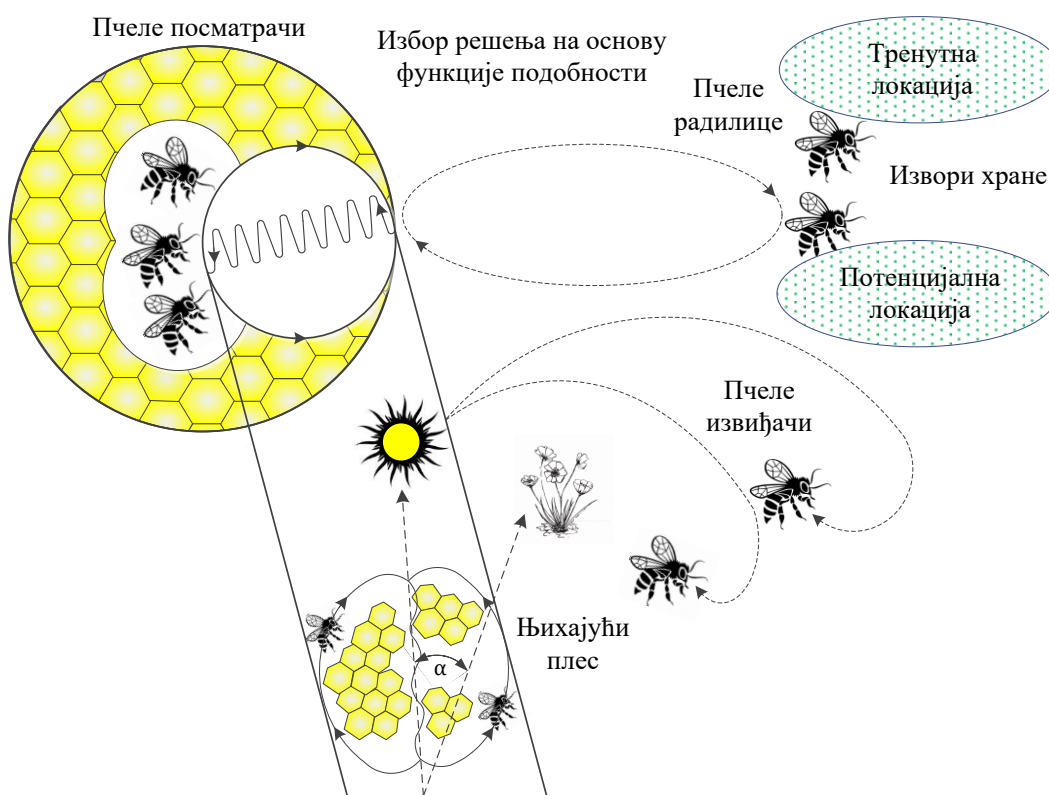
Број пчела радилица једнак је броју решења у популацији. Пчеле извиђачи изводе процес случајне претраге простора. Када одређени цвет буде у потпуности експлоатисан од пчеле радилице, односно када се преузме целокупна храна са њега, бива напуштен и та пчела постаје извиђач. Поред тога, уколико се после извесног времена не пронађе боље решење у одређеној околини, иста се напушта. Код ABC алгоритма процес интензификације (претраживање околине у простору претраге) врше пчеле радилице и посматрачи, док процес диверсификације

(претраживање неистражених околина) врше пчеле извиђачи. На овај начин алгоритам упражњава локалну и глобалну претрагу.

Иницијализација ABC алгоритма се спроводи популацијом од SN решења са случајном расподелом. Свако потенцијално решење x_i , односно извор хране у популацији, је D -димензионални вектор, где је D број параметара оптимизационог проблема. Процес претраге врши се слањем пчела радилица до извора хране и проценом његовог квалитета. Квалитет решења се моделира помоћу функције погодности, која представља еквивалент функције циља оптимизационог проблема. На основу информације о квалитету решења, пчеле посматрачи бирају извор хране i користећи вероватноћу p_i [131]:

$$p_i = \frac{fit_i}{\sum_{n=1}^{SN} fit_n}, \quad (B.16)$$

где fit_i представља функцију циља решења i , процењену од стране пчеле радилице.



Слика Б.2 Механизам претраге ABC алгоритма

С повећањем квалитета решења, расте и вероватноћа да ће посматрачи изабрати одређени цвет. Поред тога, пчеле посматрачи на основу визуелних информација бирају цвет за експлоатацију у околини изабраног цвета.

Генерисање новог решења у околини старог врши се помоћу следеће једначине [131]:

$$v_{ji} = x_{ij} + \phi_{ij} (x_{ij} - x_{kj}), \quad (\text{Б.17})$$

где су $k \in \{1, 2, \dots, SN\}$ и $j \in \{1, 2, \dots, D\}$ случајно изабрани бројеви, при чему мора бити испуњен услов: $k \neq j$. ϕ_{ij} је случајан број из опсега $[-1, 1]$ који контролише кретање решења у околини старог x_{ij} решења.

Описани процес претраге се понавља док се не испуни услов заустављања, као што је, на пример, проналазак оптималног решења или достизање максималног броја итерација. Због случајне претраге пчела извиђача у процесу оптимизације, квалитет решења се не побољшава довољно брзо и конвергенција ка оптималном или приближно оптималном решењу бива спора. То је основна слабост АВС алгоритма. С друге стране, АВС алгоритам нема већих потешкоћа у проналажењу глобалног оптимума, што га сврстава међу најкоришћеније популационе метахеуристичке оптимизационе методе.

Б.4 Генетски алгоритам (GA)

Генетски алгоритам (GA) је инспирисан процесима еволуције и генетике у природним системима. Родоначелником генетског алгоритма сматра се *Holland* који је у свом раду [132] из 1975. године први изложио основне концепте алгоритма. GA је у основи итеративни оптимизациони алгоритам који ради са скупом решења, односно популацијом решења која се називају хромозоми. Квалитет сваког хромозома се квантификује преко вредности функције циља. Циљ је да се пронађе хромозом с најбољом вредношћу функције циља. Процес претраживања код GA започиње насумично одабраним скупом решења, тј. бројем хромозома, најчешће представљених (кодираних) бинарним стринговима (низовима података) коначних дужина. Поред бинарног кодирања променљивих, могуће је користити знаковно (алфабетско) кодирање и кодирање реалним бројевима. Сваки стринг представља могуће решење проблема, а сваки податак у

стрингу променљиву стања у том проблему. Пошто су то делови стринга обично се назвају субстрингови. Број субстрингова, а тиме и величина стринга, зависи од броја променљивих чија се оптимизација врши [1].

У свакој генерацији (итерацији) вредност функције циља сваког хромозома у популацији се оцењује. У зависности од добијене вредности функције циља, на хромозоме се примењују различити оператори у циљу фаворизације хромозома који су најближи глобалном решењу проблема. Основни оператори који врше операције над генима су: репродукција (селекција), укрштање и мутација. Прва два оператора на уређен начин, а трећи оператор на случајан начин, мењају делове субстрингова, што доводи до генерисања бољих решења конкретног оптимизационог проблема.

Код GA обично се једна генерација може поделити у две фазе. На почетку процеса постоји једна текућа популација. Селекција омогућава елиминацију лоших хромозома и преживљавање бољих хромозома, чиме се креира једна међу-популација (парови родитеља). Селекција је уствари процес у коме се поједини гени преносе у следећу генерацију. Према начину преношења генетског материјала бољих јединки у следећу генерацију, поступци селекције се могу поделити на [1]: генерацијске – код којих се директно бирају боље јединке чији ће се материјал пренети у следећу генерацију, и елиминацијске – код којих се бирају лоше јединке за елиминацију, док боље јединке преживе поступак селекције. Постоји више поступака селекције којима се врши одабир добрих хромозома из популације који ће даље учествовати у процесу укрштања. Уопштено гледано, селекција може бити изведена као пропорционална селекција, где се избор хромозома врши према вероватноћи која је пропорционална вредности функције циља хромозома, и рангирајућа, код које се избор хромозома врши према вероватноћи која зависи од положаја хромозома у низу решења сортираних по растућој вредности функције циља. Пропорционална селекција се може поделити на рулет селекцију (енг. *roulette wheel selection*) и стохастичку универзалну селекцију, док се рангирајућа дели на сортирајућу и турнирску селекцију. После селекције, у другој фази, примењују се оператори укрштања и мутације. Укрштање је процес у коме разменом гена родитеља настају две нове јединке (деца). Постоји велики број различитих поступака укрштања, као што су:

укрштање с једном тачком прекида, укрштање с две тачке прекида, укрштање с више тачака прекида, униформно укрштање, аритметичко укрштање, линеарно укрштање и хеуристичко укрштање. Након укрштања врши се и мутација, како би се случајном променом гена изменила својства новонасталих јединки. Мутација је ефикасан механизам за избегавање локалних минимума који омогућава претраживање неиспитаних области у простору допустивих решења. Мутацију је могуће остварити као једноставну или мешајућу (потпуну или инверзну). На тај начин се постиже да јединке из генерације у генерацију буду све боље, што значи да се вредности променљивих стања приближавају оптималним вредностима.

Оптимизациони поступак се зауставља када је произведен максимални број генерација или када је достигнут задовољавајући ниво функције циља за популацију. Перформансе алгоритма у великој мери зависе од правилног подешавања контролних параметара – величине популације, максималног броја генерација, вероватноће мутације и вероватноће укрштања. Код елиминацијских алгоритама се уместо вероватноће укрштања задаје број јединки за елиминацију. Нажалост, за то подешавање не постоји универзално правило већ се оно врши на основу искуства, односно принципа „пробај-греши”.

Више детаља о GA и његовој примени у решавању различитих проблема у енергетици може се наћи у [1,8-10,24-26,33,41-44,58,71].

Б.5 Алгоритам свица (FA)

Алгоритам свица (FA) је ефикасан природом инспирисан популациони метахеуристички алгоритам из области интелигенције ројева, који се често користи за решавање нелинеарних, недиференцијабилних, сложених нумеричких оптимизационих проблема. FA је први предложио *Xin-She Yang* 2008. године [133] и применио га у решавању проблема непрекидне оптимизације без ограничења. Алгоритам је инспирисан светлосном сигнализацијом свитаца и социјалним понашањем свитаца у роју. У свету свитаца, треперава светлост којом свитац светли може да се тумачи као привлачење партнера или као механизам заштите од предатора. Код FA, кретање свитаца у роју зависи од интензитета треперења светлости најсветлијих свитаца, при чему је интензитет светлости сваког свица пропорционалан вредности функције циља чији се оптимум тражи. Уколико у

роју не постоје свици који емитују јаче светло, сви свици у роју се крећу по псеудо-случајном закону. FA је заснован на следећа три идеализована правила [133]:

- сви свици су унисексуални, тако да сваки свитац јачег интензитета светлости привлачи све друге свице слабијег интензитета светлости без обзира на пол;
- привлачност свитаца директно је пропорционална јачини светлости којом они сјаје, док је јачина светлости обрнуто пропорционална удаљености између свитаца;
- интензитет светлости сваког свица одређује се из функције циља проблема који се решава или је пропорционалан истој.

У основној верзији FA, у поједностављеном случају, осветљеност свица i , I_i , на позицији x_i једнака је одговарајућој вредности функције циља која представља његову меру квалитета, односно:

$$I_i = f(x_i), \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (\text{Б.18})$$

где је N број свитаца у роју.

Једначина којом се описује кретање i -тог свица у смеру светлијег j -тог свица може се дефинисати на следећи начин:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \beta(r) \times (x_i^t - x_j^t) + \alpha \varepsilon_i^t, \quad (\text{Б.19})$$

где су x_i^t и x_j^t позиције свица i и свица j у итерацији t , β привлачност свица i , r растојање између свитаца i и j , α параметар случајности, најчешће из опсега од 0 до 1, који представља контролни параметар код FA, а ε_i^t случајни вектор с униформном расподелом у интервалу $[0,1]$. Дакле, у једначини (Б.19), други сабирак представља утицај привлачности међу свицима, а трећи представља случајност.

Привлачност свитаца се може описати следећом монотono опадајућом експоненцијалном функцијом:

$$\beta(r) = \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^2}, \quad (\text{Б.20})$$

где су β_0 вредност коефицијента привлачности свитаца на раздаљини $r = 0$, r_{ij} релативна удаљеност између било која два свица i и j на позицијама x_i и x_j , а γ коефицијент апсорпције светлости, који је од велике важности за управљање брзином конвергенције алгоритма и радом алгоритма уопште. У већини практичних примена FA, контролни параметар β_0 подешава се на 1, а параметар γ на неку вредност из опсега од 0.1 до 10.

Релативна удаљеност између свица i и свица j рачуна се помоћу *Euclid*-ове дистанце применом следеће релације:

$$r_{ij} = \|x_i - x_j\|_2. \quad (\text{B.21})$$

Детаљан опис FA алгоритма је могуће наћи у [133].

Б.6 Алгоритам сивих вукова (GWO)

Алгоритам сивих вукова (GWO) спада у групу нових популационих, природом инспирисаних метахеуристичких метода за решавање проблема глобалне оптимизације. GWO алгоритам предложили су *Mirjalili* и остали 2014. године [134]. Друштвена хијерархија и понашање сивих вукова у природи за време лова послужили су као главна инспирација за развој овог алгоритма. Сиви вукови, као апекс предатори, углавном живе у чопорима чија величина варира између 5 и 12 јединки. Од посебног интереса је то што имају строго дефинисану друштвену хијерархију. На врху сваког чопора је пар алфа (α), мужјак и женка. Алфа вук се још назива и доминантним вуком пошто његове/њене наредбе треба да следи чопор. Други ниво у хијерархији сивих вукова чине бета (β) вукови. Бета вукови су подређени вукови у односу на алфа вукове. Следећи у ланцу командовања су делта (δ) вукови, који морају да се потчине алфама и бетама, али усмеравају вукове који су на дну хијерархије: омега (ω) вукове.

Поред друштвене хијерархије, групни лов је још једно занимљиво друштвено понашање сивих вукова. Главне фазе лова сивих вукова су [134]:

- праћење, гоњење и приближавање плену;
- опкољавање и узнемиравање плена;
- напад на плен.

За потребе математичког моделирања друштвеног понашања вукова, хијерархија сивих вукова је подељена у четири групе: α , β , δ и ω . Прва три најјача вука се посматрају као α , β и δ , и они предводе остале ω вукове према обећавајућим подручјима простора за претраживање. Током опкољавања плена ω вукови ажурирају своје позиције око α , β и δ вукова према релацијама [134]:

$$\mathbf{D} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{X}_p(t) - \mathbf{X}(t), \quad (\text{Б.22})$$

$$\mathbf{X}_p(t+1) = \mathbf{X}_p(t) - \mathbf{A} \cdot \mathbf{D}, \quad (\text{Б.23})$$

где су:

$$\mathbf{A} = 2 \cdot \mathbf{a} \cdot \mathbf{r}_1 - \mathbf{a}, \quad (\text{Б.24})$$

$$\mathbf{C} = 2 \cdot \mathbf{r}_2. \quad (\text{Б.25})$$

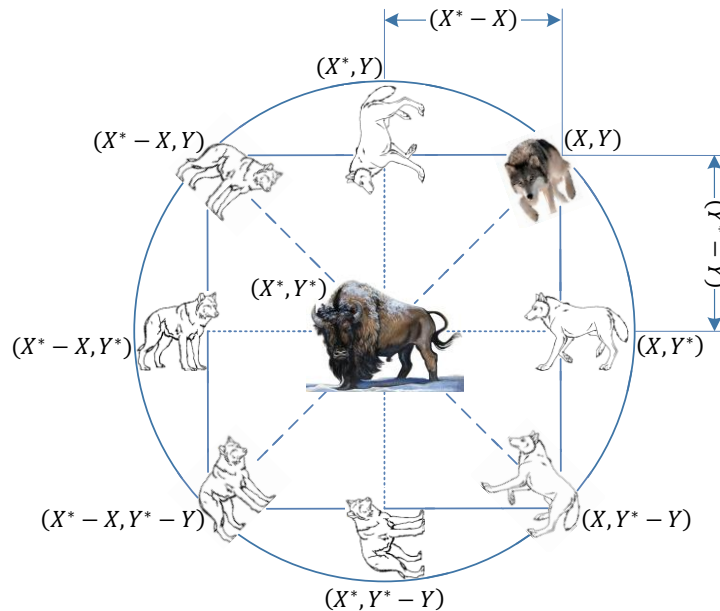
У претходним релацијама, \mathbf{X} је вектор положаја вука, \mathbf{X}_p вектор положаја плена, \mathbf{A} и \mathbf{C} одговарајући векторски коефицијенти, t тренутна итерација, \mathbf{a} вектор чији се елементи линеарно смањују од 2 до 0 током итеративне процедуре, а \mathbf{r}_1 и \mathbf{r}_2 случајни вектори из интервала $[0, 1]$.

На слици Б.3 је у дводимензионалном координатном систему приказан тренутни положај вука и могући положаји у којима ће се вук наћи у фази опкољавања плена. Као што се може видети са слике, сиви вук на позицији (X, Y) може ажурирати своју позицију у складу с позицијом плена (X^*, Y^*) . Случајни параметри \mathbf{A} и \mathbf{C} допуштају вуковима да се померају на било коју позицију у простору око плена. У односу на тренутни положај, различити положаји око најбољег агента (вука) могу се постићи подешавањем вредности ових вектора. Случајни вектори \mathbf{r}_1 и \mathbf{r}_2 омогућавају вуковима да дођу на било коју позицију унутар простора који окружује плен.

Као што је већ поменуто, сиви вукови окружују плен за време лова. Да би се математички моделирао групни лов сивих вукова, претпоставља се да је α најбоље решење. Вукови β и δ , који су хијерархијски испод α , имају добра сазнања о потенцијалној локацији плена и повремено учествују у лову. Остали агенти у чопору се сматрају за ω и они су у могућности да се (ре)позиционирају у односу на α , β и δ . То се може приказати на следећи начин:

$$D_\alpha = |C_1 \cdot X_\alpha - X|, \quad D_\beta = |C_2 \cdot X_\beta - X|, \quad D_\delta = |C_3 \cdot X_\delta - X|, \quad (\text{Б.26})$$

где су C_1 , C_2 и C_3 случајни вектори из интервала $[0, 2]$, а X_α , X_β и X_δ вектори положаја агената α , β и δ , редом.



Слика Б.3 Тренутна позиција и могуће нове позиције вука у дводимензионалном простору

Коначно позиционирање ω агената може се описати следећим изразима:

$$X_1 = X_\alpha - A_1 \cdot (D_\alpha), \quad X_2 = X_\beta - A_2 \cdot (D_\beta), \quad X_3 = X_\delta - A_3 \cdot (D_\delta), \quad (\text{Б.27})$$

$$X(t+1) = \frac{X_1 + X_2 + X_3}{3}, \quad (\text{Б.28})$$

где су A_1 , A_2 и A_3 случајни вектори из интервала $[-2a, 2a]$.

У претходним изразима, A и C су случајни и адаптивни вектори који омогућавају потрагу за пленом - истраживање и напад на плен - експлоатацију. Истраживање се остварује када је $|A| > 1$ или када је $|A| < -1$. Вектор C , такође, подстиче истраживање када је већи од 1. Овим се врши детаљна претрага простора могућих решења и успешно избегава заглављивање алгоритма у локалном оптимуму. С друге стране, експлоатација простора код GWO алгоритма се врши када је $|A| < 1$ и $C < 1$. Треба напоменути да се вектор A линеарно смањује

током процеса оптимизације како би се истакла експлоатација простора претраживања. Детаљан опис GWO алгоритма може се наћи у [134].

Б.7 Оптимизација инспирисана ветром (WDO)

Оптимизација инспирисана ветром (WDO) припада категорији популационо оптимизационих и природом инспирисаних метахеуристичких метода. WDO алгоритам, предложен 2010. године од стране *Bayraktar*-а и осталих [135], симулира кретање ваздушних маса у Земљиној атмосфери.

Атмосфера је динамична и њене карактеристике се непрестано мењају. Кретање ваздушних маса је последица поремећеног стања равнотеже у атмосфери услед неједнаког ваздушног притиска на појединим тачкама Земљине површине, изазваног неједнаким загревањем ваздуха. У покушавају да се изједначе неједнакости у ваздушном притиску долази до кретања ваздушних маса. Кретање ваздушних маса у хоризонталном или приближно хоризонталном правцу назива се ветар. Слојеви ваздуха уз Земљину површину су најтоплији, а како се повећава надморска висина тако је ваздух све хладнији. Добро је познато да се највећи део енергије Сунчевог зрачења троши на загревање Земљине површине, а одатле се топлота преноси на ваздух. Зато је ваздух који је ближи Земљиној површини топлији од оног на већим висинама, који је хладнији, иако је заправо ближи извору топлоте - Сунцу. У подручјима с високим температурама топао ваздух се диже изнад тла, а у подручјима с ниским температурама хладан ваздух, као тежи, пада ближе површини. Ова чињеница има за последицу да је густина ваздуха у подручјима с високим температурама нижа, док је у подручјима с ниским температурама она виша. Пошто температурне разлике доводе до варијација у густини ваздуха и ваздушном притиску, хоризонталне разлике у ваздушном притиску узрокују да се ваздух креће из подручја с високим притиском ка подручјима с нижим притиском све док се не достигне равнотежа, тј. локација с оптималним ваздушним притиском. Управо је кретање ваздушних маса (узорака) при дувању ветра послужило као главна инспирација за развој WDO алгоритма. Сваки узорак ваздуха је потенцијално решење оптимизационог проблема. Узорци се рангирају на основу величине притиска. Најбољи узорак има најнижи

притисак. Ажурирање позиције узорака ваздуха врши се на основу њене тренутне позиције и брзине, као и позиције најбољег узорка у текућој итерацији.

За проучавање атмосферског кретања примењују се два различита модела: *Lagrange*-ов и *Euler*-ов модел. Овде ће се користити *Lagrange*-ов модел код којег се атмосфера представља као скуп инфинитезималних (бесконачно малих) ваздушних честица чије се кретање може описати помоћу другог *Newton*-овог закона. У циљу поједностављења модела, претпоставља се да је честица облика квадрa и третира се као бездимензионална величина у правоуглом координатном систему.

Сходно другом *Newton*-овом закону кретања, убрзање \mathbf{a} које при кретању добија ваздушна честица сразмерно је интензитету резултујуће силе која на њу делује, а обрнуто је сразмерно маси те честице, односно:

$$\rho \mathbf{a} = \sum_i \mathbf{F}_i, \quad (\text{Б.29})$$

где су: ρ густина инфинитезимално мале честице ваздуха, запремине $\delta V = 1$ и \mathbf{F}_i појединачне силе које делују на честицу.

Ветрови увек дувају из подручја високог ка подручјима ниског ваздушног притиска при брзини директно пропорционалној сили градијента притиска. Ако се претпостави да ваздух има коначну запремину (δV), сила градијента притиска (\mathbf{F}_{PG}) може се одредити на следећи начин:

$$\mathbf{F}_{PG} = -\nabla P \delta V, \quad (\text{Б.30})$$

где знак минус изражава чињеницу да је градијент у правцу опадања температуре негативан.

Једначина која повезује ваздушни притисак с густином честице ваздуха и температуром позната је као једначина стања идеалног гаса и следећег је облика:

$$P = \rho RT, \quad (\text{Б.31})$$

где је R универзална гасна константа, а T температура.

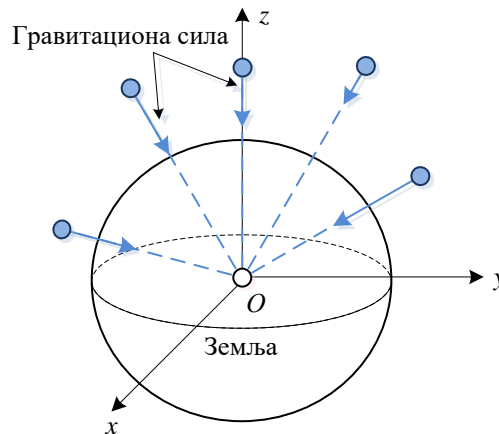
Поред силе градијента притиска, на брзину и правац кретања ваздушних честица утичу и следеће силе: девијациона или *Coriolis*-ова сила, сила трења и гравитациона сила. Најдоминантнија сила која узрокује кретање ваздуха је сила градијента притиска (\mathbf{F}_{PG}) која је дефинисана једначином (Б.30). На другом месту

је сила трења (F_F) која има исти правац, а супротан смер од смера ветра. Поједностављени израз за израчунавање ове силе је:

$$F_F = -\rho\alpha u, \quad (\text{Б.32})$$

где је α коефицијент трења, а u брзина ветра.

У тродимензионалној структури атмосфере, гравитациона сила (F_G) делује вертикално наниже, тј. правац деловања гравитационе силе се поклапа с правцем који пролази кроз посматрано тело (ваздушну честицу) и средиште Земље и усмерена је ка средишту (слика Б.4). Међутим, ако се узме у обзир да је код WDO алгоритма центар Земље заправо центар правоуглог координатног система, онда се може тврдити да гравитациона сила привлачи честице ваздуха ка центру координатног система.



Слика Б.4 Привлачење ваздушних честица ка центру координатног система

У својој најпростијој форми, гравитациона сила се дефинише преко релације:

$$F_G = \rho\delta Vg, \quad (\text{Б.33})$$

где је g убрзање Земљине теже.

Coriolis-ова сила настаје као последица деловања ротације Земље на елементарни део ваздушне масе (честице) који се креће у односу на површину Земље. Ова сила утиче на правац кретања ваздушних маса изнад Земљине површине. У WDO алгоритму, *Coriolis*-ова сила се може изразити на следећи начин:

$$F_C = -2\Omega \times u, \quad (\text{Б.34})$$

где је Ω брзина ротације Земље.

Уврштавањем једначина (Б.30), (Б.32)-(Б.34) у једначину (Б.29) добија се:

$$\rho \frac{\Delta \mathbf{u}}{\Delta t} = -\nabla P \delta V - \rho \alpha \mathbf{u} + \rho \delta V \mathbf{g} - 2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{u}, \quad (\text{Б.35})$$

где је убрзање дато у облику $\mathbf{a} = \Delta \mathbf{u} / \Delta t$.

Ако се, због даљег поједностављења, усвоји временски корак $\Delta t = 1$ и запремина инфинитезимално мале честице ваздуха $\delta V = 1$, претходна једначина постаје:

$$\rho \Delta \mathbf{u} = \rho \mathbf{g} - \nabla P - \rho \alpha \mathbf{u} - 2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{u}. \quad (\text{Б.36})$$

Даљим извођењем једначине (Б.36) добија се:

$$\Delta \mathbf{u} = \mathbf{g} - \nabla P \frac{RT}{P_{cur}} - \alpha \mathbf{u} - 2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{u} \frac{RT}{P_{cur}}, \quad (\text{Б.37})$$

где P_{cur} представља вредност притиска честице на њеној тренутној локацији.

Уколико се промена брзине изрази као $\Delta \mathbf{u} = \mathbf{u}_{new} - \mathbf{u}_{cur}$, где су \mathbf{u}_{new} и \mathbf{u}_{cur} редом брзине у наредној и текућој итерацији, добија се следећа формула:

$$\mathbf{u}_{new} = (1 - \alpha) \mathbf{u}_{cur} + \mathbf{g} - \nabla P \frac{RT}{P_{cur}} - 2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{u} \frac{RT}{P_{cur}}. \quad (\text{Б.38})$$

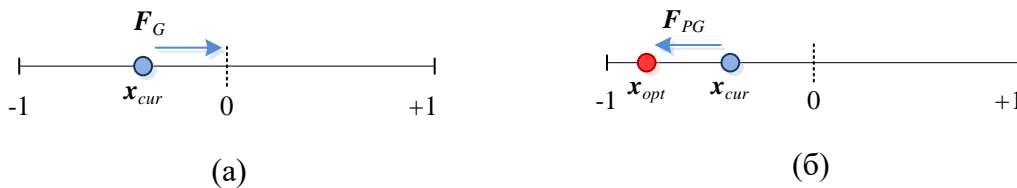
Сила гравитације која привлачи честицу с њене тренутне позиције (\mathbf{x}_{cur}) ка центру координатног система и сила градијента притиска која помера честицу са тренутне позиције ка тачки оптимума (\mathbf{x}_{opt}), у једнодимензионалном простору претраживања, приказане су на сликама Б.5а и Б.5б, редом.

У WDO имплементацији, убрзање Земљине теже \mathbf{g} и градијент притиска ∇P се рачунају сагласно једначинама:

$$\mathbf{g} = |\mathbf{g}| (0 - \mathbf{x}_{cur}), \quad (\text{Б.39})$$

$$\nabla P = |P_{opt} - P_{cur}| (\mathbf{x}_{opt} - \mathbf{x}_{cur}), \quad (\text{Б.40})$$

где индекси opt и cur означавају оптималну и текућу вредност, редом.



Слика Б.5 Графички приказ деловања (а) силе гравитације и (б) силе градијента притиска на елементарни део ваздушне масе у једнодимензионалном простору

Комбинацијом једначина (Б.38)-(Б.40) и заменом притиска P_{cur} с рангом честице i добија се [135]:

$$\mathbf{u}_{new} = (1-\alpha)\mathbf{u}_{cur} + |\mathbf{g}|\mathbf{x}_{cur} + RT \left| \frac{1}{i} - 1 \right| (\mathbf{x}_{opt} - \mathbf{x}_{cur}) + \frac{c\mathbf{u}_{cur}^{other\ dim}}{i}, \quad (Б.41)$$

где су:

- $\mathbf{u}_{cur}^{other\ dim}$ – брзина честице из случајно изабране димензије,
- u – ранг честице (добијен на основу вредности притиска),
- $c = -2\Omega RT$ – нова константа.

Честице се рангирају на основу вредности притиска. Најбоље решење има најнижи притисак (ранг 1) и налази се у тачки \mathbf{x}_{opt} . Једначина (Б.41) представља крајњу форму једначине за ажурирање брзине у WDO алгоритму. Сада се позиција честице може ажурирати помоћу израза [135]:

$$\mathbf{x}_{new} = \mathbf{x}_{cur} + (\mathbf{u}_{new}\Delta t), \quad (Б.42)$$

где \mathbf{x}_{new} и \mathbf{x}_{cur} редом означавају позиције ваздушне честице i у наредној и текућој итерацији, а Δt временски корак за који је усвојена вредност $\Delta t = 1$.

Ако брзина честице пређе максимално дозвољену вредност (\mathbf{u}_{max}) у било којој димензији, онда се брзина у тој димензији ограничава на следећи начин:

$$\mathbf{u}_{new}^* = \begin{cases} \mathbf{u}_{max} & \text{ако је } \mathbf{u}_{new} > \mathbf{u}_{max}, \\ -\mathbf{u}_{max} & \text{ако је } \mathbf{u}_{new} < -\mathbf{u}_{max}. \end{cases} \quad (Б.43)$$

Б.8 Алгоритам роја ноћних лептира (MSA)

Алгоритам роја ноћних лептира (MSA) припада подручју интелигенције роја и инспирисан је понашањем инсеката - ноћних лептира у природи у потрази за храном. Овај алгоритам је предложен 2017. године у раду [136]. Код MSA, потенцијално решење проблема оптимизације је представљено положајем лептира у односу на извор светлости - Месец, док се квалитет решења оцењује на основу интензитета луминисценције лептира. На сличан начин као код ABC методе, код MSA процес претраге врше три групе претраживачких агената (лептира): извиђачи, истраживачи и посматрачи. Задатак извиђача је да у простору претраживања открију нове позиције, с већим интензитетом луминисценције, за

вођење кретања роја ка циљној локацији. Крећући се спиралном путањом око случајних блиских извора вештачке светлости означених од стране извиђача, лептири истраживачи имају тенденцију да скрену с правог пута и усмере рој ка позицији с већом луминисценцијом. Лептири посматрачи из треће групе, на основу информација добијених од стране истраживача, крећу се ка најбољем глобалном решењу. Основне фазе алгоритма MSA су [136]: иницијализација, извиђање, попречна (трансверзална) оријентација и небеска навигација.

Процес иницијализације се извршава популацијом од n решења у d -димензионалном простору проблема који се решава, при чему се почетна позиција сваког агента у популацији бира случајно као једна вредност између граничних вредности, тј.

$$x_{ij} = rand[0, 1] \cdot (x_j^{\max} - x_j^{\min}) + x_j^{\min}, \quad (\text{Б.44})$$

при чему је: $i \in \{1, 2, \dots, n\}$ и $j \in \{1, 2, \dots, d\}$.

У овој фази се затим оцењују вредности функције циља сваког агента у популацији и врши сортирање решења. Агенти с најбољом вредношћу функције циља, тј. највећим интензитетом луминисценције, чине групу извиђача, затим следе истраживачи и на крају посматрачи.

У наредној фази, фази извиђања, врши се ажурирање позиција извиђача у пет корака. У првом кораку се на основу вредности коефицијента варијације извиђача проналазе тачке за укрштање. Нормализовани степен дисперзије извиђача, σ_j^t , у итерацији t и димензији j рачуна се помоћу следеће релације:

$$\sigma_j^t = \frac{\sqrt{\frac{1}{n_p} \sum_{i=1}^{n_p} (x_{ij}^t - \bar{x}_j^t)^2}}{\bar{x}_j^t}, \quad (\text{Б.45})$$

где је n_p број лептира извиђача, а $\bar{x}_j^t = \frac{1}{n_p} \sum_{i=1}^{n_p} x_{ij}^t$ аритметичка средина решења.

Коефицијент варијације у итерацији t , μ^t , који представља релативну меру дисперзије, може се формулисати као:

$$\mu^t = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \sigma_j^t, \quad (\text{Б.46})$$

где је d димензија решаваног проблема.

Лептири извиђачи с малом вредношћу степена дисперзије смештају се у групу c_p тачака за укрштање, као што је описано следећим условним исказом:

$$j \in c_p \text{ ако је } \sigma_j^t \leq \mu^t. \quad (\text{Б.47})$$

У потрази за већим интензитетом луминисценције, лептири извиђачи, у другом кораку фазе извиђања, изводе насумично кретање које се може представити *Lévy* летом (ходом). Дужина корака (скока) у *Lévy* лету одређује се на основу *Lévy*-јеве α -стабилне расподеле. У трећем кораку, за тачке укрштања $n_c \in c_p$, врши се формирање одговарајућих вектора (*host* \vec{x}_p и *donor* \vec{x}_{r^1}), чијом синтезом, применом *Lévy*-мутације, настаје *sub-trial* вектор \vec{v}_p (субвектор решења путање хода) дефинисан једначином:

$$\begin{aligned} \vec{v}_p^t &= L_{p1}^t \cdot (\vec{x}_{r^2}^t, -, \vec{x}_{r^3}^t) + L_{p2}^t \cdot (\vec{x}_{r^4}^t, -, \vec{x}_{r^5}^t), \\ \forall r^1 \neq r^2 \neq r^3 \neq r^4 \neq r^5 \neq p \in \{1, 2, \dots, n_p\} \vec{x}_{r^1}^t, \end{aligned} \quad (\text{Б.48})$$

где су: $(r^1, r^2, r^3, r^4, r^5, p)$ међусобни индекси одабраних решења која припадају извиђачима, а L_{p1} и L_{p2} независне идентичне променљиве добијене помоћу *Lévy*-летова коришћењем израза:

$$L_p \sim \text{random}(n_c) \oplus \text{Levy}(\alpha), \quad (\text{Б.49})$$

где *Levy*(α) означава *Lévy*-лет (случајан ход), а симбол \oplus скаларни производ.

У четвртом кораку се обавља ажурирање положаја сваког лептира из групе извиђача коришћењем адаптивне операције укрштања. Крајње решење путање хода V_{pj} (*trial* решење) може се добити на следећи начин:

$$V_{pj}^t = \begin{cases} v_{pj}^t & \text{ако је } j \in c_p, \\ x_{pj}^t & \text{ако је } j \notin c_p. \end{cases} \quad (\text{Б.50})$$

У последњем кораку врши се селекција решења која ће чинити наредну генерацију. Селекција се врши на основу поређења вредности функције циља *host* и *donor* решења, тј.

$$\vec{x}_p^{t+1} = \begin{cases} \vec{x}_p^t & \text{ако је } f(\vec{V}_p^t) \geq f(\vec{x}_p^t), \\ \vec{v}_p^t & \text{ако је } f(\vec{V}_p^t) < f(\vec{x}_p^t). \end{cases} \quad (\text{Б.51})$$

Вредност вероватноће P_p се процењује сразмерно интензитету луминисценције fit_p ,

$$P_p = \frac{fit_p}{\sum_{p=1}^{n_p} fit_p}, \quad (\text{Б.52})$$

при чему за случај минимизације функције циља f_p важи:

$$fit_p = \begin{cases} \frac{1}{1 + f_p} & \text{за } f_p \geq 0, \\ 1 + |f_p| & \text{за } f_p < 0. \end{cases} \quad (\text{Б.53})$$

Као што је речено, лептири истраживачи се крећу спиралном путањом око случајних блиских извора вештачке светлости како би открили нове светлосне изворе у простору претраге. Ово кретање се врши у фази трансверзалне оријентације. Број истраживача n_f у итерацији t може се одредити помоћу следеће једначине:

$$n_f = \text{round} \left((n - n_p) \times \left(1 - \frac{t}{T} \right) \right), \quad (\text{Б.54})$$

где је T максималан број итерација.

Позиција сваког истраживача x_i ажурира се током итеративног поступка на основу функције спиралне путање која се математички може дефинисати као:

$$x_i^{t+1} = |x_i^t - x_p^t| \cdot e^\theta \cdot \cos(2\pi\theta) + x_p^t; \quad \forall p \in \{1, 2, \dots, n_p\}; \quad i \in \{n_p + 1, n_p + 2, \dots, n_f\}, \quad (\text{Б.55})$$

где је $\theta \in [-1 - t/T, 1]$ случајни број.

Последња фаза је небеска навигација. У овој фази лептири посматрачи лете ка месечевој светлости покушавајући да се домогну најпогодније позиције – глобалног оптималног решења. Током итеративног процеса број истраживача се

смањује, а број посматрача повећава, што може да доведе до брзог повећања брзине конвергенције алгоритма ка глобалном решењу. Укупан број посматрача у некој итерацији t износи $n_0 = n - n_f - n_p$. Они се деле на две групе: посматрачи који се крећу према *Gauss*-овој случајној расподели вероватноће (њихов број је $n_G = \text{round}(n_0/2)$) и посматрачи који се крећу на основу асоцијативног механизма учења с краткотрајном меморијом (њихов број је $n_A = n_0 - n_G$).

Једначина за ажурирање позиције код прве групе посматрача је облика:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \varepsilon_1 + [\varepsilon_2 \times \text{best}_g^t - \varepsilon_3 \times x_i^t]; \forall i \in \{1, 2, \dots, n_G\}, \quad (\text{Б.56})$$

где се ε_1 дефинише као:

$$\varepsilon_1 \sim \text{random}(\text{size}(d)) \oplus N\left(\text{best}_g^t, \frac{\log t}{t} \times (x_i^t - \text{best}_g^t)\right). \quad (\text{Б.57})$$

За другу групу посматрача важи следећа једначина:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + 0.001 \cdot G \cdot [x_i^t - x_i^{\min}, x_i^{\max} - x_i^t] + (1 - g/G) \cdot r_1 \cdot (\text{best}_p^t - x_i^t) + 2g/G \cdot r_2 \cdot (\text{best}_g^t - x_i^t). \quad (\text{Б.58})$$

Значење ознака у претходним једначинама је следеће:

ε_1 - случајни узорак добијен *Gauss*-овом расподелом;

$\varepsilon_2, \varepsilon_3$ - случајни бројеви који су равномерно распоређени у интервалу $[0, 1]$;

best_g - најбоље глобално решење добијено у фази трансверзалне оријентације;

best_p - случајно одабрано решење из групе извиђача добијено на бази његове вредности вероватноће;

$1 - g/G$ - когнитивни фактор лептира;

$2g/G$ - социјални фактор роја;

r_1, r_2 - случајни бројеви из интервала $[0, 1]$.

На крају сваке итерације прерачунавају се вредности функције циља свих лептира у роју, како би се прецизирала улога сваког лептира у наредној итерацији. Детаљан опис MSA алгоритма може се наћи у [136].

ПРИЛОГ В: СПИСАК СИМБОЛА И СКРАЋЕНИЦА

Скраћенице и ознаке	
Скраћеница или ознака	Значење
ABC	Алгоритам вештачке колоније пчела (енг. <i>Artificial Bee Colony</i>)
ACO	Оптимизација колоније мрава (енг. <i>Ant Colony Optimization</i>)
ASD	Погон с подесивом брзином (енг. <i>Adjustable Speed Drive</i>)
AVR	Аутоматски регулатор напона (енг. <i>Automatic Voltage Regulator</i>)
BFS	Назад/напред метода (енг. <i>Backward/Forward Sweep</i>)
BSA	Алгоритам с претраживањем уназад (енг. <i>Backtracking Search Algorithm</i>)
CHPF	Спрегнути поступак за прорачун хармонијских токова (енг. <i>Coupled Harmonic Power Flow</i>)
CPF	Континуални токови снага (енг. <i>Continuation Power Flow</i>)
CS	Алгоритам кукавичје претраге (енг. <i>Cuckoo Search Algorithm</i>)
CSA	Алгоритам претраге врана (енг. <i>Crow Search Algorithm</i>)
DHPF	Распрегнути поступак за прорачун хармонијских токова снага (енг. <i>Decoupled Harmonic Power Flow</i>)
EA	Еволуциони алгоритам (енг. <i>Evolutionary Algorithm</i>)
ES	Метода исцрпне претраге (енг. <i>Exhaustive Search</i>)
FA	Алгоритам свица (енг. <i>Firefly Algorithm</i>)
FS	Алгоритам заснован на теорији фази скупова (енг. <i>Fuzzy Set Based Algorithm</i>)
GA	Генетски алгоритам (енг. <i>Genetic Algorithm</i>)
GSA	Гравитациони претраживачки алгоритам (енг. <i>Gravitational Search Algorithm</i>)
GWO	Оптимизатор сивих вукова (енг. <i>Grey Wolf Optimizer</i>)
HNO	Алгоритам оптимизације Харис јастребова (енг. <i>Harris Hawks Optimization Algorithm</i>)
HSA	Алгоритам хармонијске претраге (енг. <i>Harmony Search Algorithm</i>)
IA	Имуни алгоритам (енг. <i>Immune Algorithm</i>)
ICA	Империјалистички компетитивни алгоритам (енг. <i>Imperialist Competitive Algorithm</i>)
LC	Метода концентрације оптерећења (енг. <i>Load Concentration</i>)
MOGA	Вишециљни генетски алгоритам (енг. <i>Multi-Objective Genetic Algorithm</i>)
MSA	Алгоритам роја ноћних лептира (енг. <i>Moth Swarm Algorithm</i>)
MTLA	Модификовани алгоритам учења (енг. <i>Modified Teaching Learning Algorithm</i>)
NFL	Теорема „нема бесплатног ручка” (енг. „ <i>No Free Lunch</i> ”)
NSGA	Генетски алгоритам са сортирањем према недоминацији (енг. <i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm</i>)
OPF	Оптимални токови снага (енг. <i>Optimal Power Flow</i>)
PCC	Тачка заједничког прикључка (енг. <i>Point of Common Coupling</i>)

Скраћенице и ознаке (наставак)	
Скраћеница или ознака	Значење
PPSO	Фазорска оптимизација ројем честица (енг. <i>Phasor Particle Swarm Optimization</i>)
P-PSO	Алгоритам оптимизације ројем честица са случајним механизмом пертурбације (енг. <i>Perturbation Particle Swarm Optimisation</i>)
PPSOGSA	Хибридни алгоритам фазорске оптимизације ројем честица и гравитационог претраживачког алгоритма (енг. <i>Hybrid Phasor Particle Swarm Optimization and Gravitational Search Algorithm</i>)
PQ	Потрошачки чвор при прорачуну токова снага
PSGA	Алгоритам симулације раста биљака (енг. <i>Plant Growth Simulation Algorithm</i>)
PSO	Оптимизација ројем честица (енг. <i>Particle Swarm Optimization</i>)
PSOGSA	Хибридни алгоритам оптимизације ројем честица и гравитационог претраживачког алгоритма (енг. <i>Hybrid Particle Swarm Optimization and Gravitational Search Algorithm</i>)
PV	Фотонапонски (енг. <i>photovoltaic</i>) извор, генераторски чвор у прорачуну токова снага
SA	Алгоритам симулираног каљења (енг. <i>Simulated Annealing Algorithm</i>)
SSA	Алгоритам јата салпа (енг. <i>Salp Swarm Algorithm</i>)
SVC	Статички компензатор реактивне снаге (енг. <i>Static Var Compensator</i>)
THD	Укупно хармонијско изобличење (енг. <i>Total Harmonic Distortion</i>)
TLBO	Оптимизација заснована на учењу (енг. <i>Teaching Learning Based Optimization</i>)
TS	Табу претрага (енг. <i>Taboo Search</i>)
ULTC	Трансформатор с регулацијом напона под оптерећењем (енг. <i>Under Load Tap Changer Transformer</i>)
VFD	Погон с променљивом фреквенцијом (енг. <i>Variable-Frequency Drive</i>)
WDO	Оптимизација инспирисана ветром (енг. <i>Wind Driven Optimization</i>)
ДГ	Дистрибуирани генератор
ЕЕС	Електроенергетски систем
КБ	Кондензаторска батерија
МХЕ	Мале, мини и микро хидроелектране
ХТС	Хармонијски токови снага

Матрице и вектори	
Симбол	Назив или опис
\underline{L}	Доња троугаона матрица
\mathbf{POP}_t	Матрица јединки популације у итерацији t
\underline{U}	Горња троугаона матрица
$\underline{Y}^{(h)}$	Матрица адмитанси чворова на фреквенцији h -тог хармоника
\underline{Z}_{PV}	Матрица импеданси осетљивости PV чворова
A_1, A_2, A_3	Случајни вектори из интервала $[-2a, 2a]$ код GWO
a	Вектор чији се елементи линеарно смањују од 2 до 0 код GWO

Матрице и вектори (наставак)	
Симбол	Назив или опис
C_1, C_2, C_3	Случајни вектори из интервала $[0,2]$ код GWO
$gbest$	Вектор чији чланови $gbest^1, gbest^2 \dots$ представљају најбоље решење свих честица у популацији код PSO, PPSO, PSOГSA и PPSOГSA
$\underline{I}^{(h)}$	Вектор струја инјектирања нелинеарних потрошача на фреквенцији h -тог хармоника
$pbest_i$	Вектор чији чланови $pbest_i^1, pbest_i^2 \dots$ представљају најбоље решење честице i код PSO и PPSO
Q_{DG}	Вектор инјектирања реактивних снага PV чворова
r_1, r_2	Случајни вектори из интервала $[0,1]$ код GWO
U	Вектор граничних вредности управљачких променљивих
u	Вектор независних (управљачких) променљивих
V, v	Брзина претраживачког агента код PSO, PPSO, PSOГSA и PPSOГSA
$\underline{V}^{(h)}$	Вектор фазора напона чворова на фреквенцији h -тог хармоника
\underline{V}_{DG}	Вектор израчунатих фазора напона PV чворова
\underline{V}_{DG}^{sp}	Вектор задатих фазора напона PV чворова
X, x	Вектор зависних променљивих, вектор положаја јединке (агента)

Физичке променљиве, константе и функције		
Симбол	Назив или опис	Јединица
a_3, a_5, a_7	Корекциони фактори код индукционих бројила (<1)	–
A_h, B_h	Коефицијенти <i>Fourier</i> -овог реда	–
$B_{ot}^{(h)}$	Оточна сусцептанса на фреквенцији h -тог хармоника	S или r.j.
C	Капацитивност кондензатора	μF
C_1	Амплитуда периодичне функције f	–
CF	Вршни фактор (енг. <i>Crest Factor</i>) сигнала	–
$C(h)$	Однос h -те компоненте струје и њене основне вредности	–
D	Снага изобличења или дисторзиона снага	VA
d	Димензија оптимизационог проблема	–
F	Функција циља	–
f	Фреквенција	Hz
f	Периодична функција	–
f_1	Фреквенција основног хармоника	Hz
F_e	Проширена функција циља	–
f_h	Фреквенција h -тог хармоника	Hz
f_p	Фреквенција паралелне резонанције	Hz
f_r	Фреквенција редне резонанције	Hz
g	Ограничење типа једнакости	–
h	Ред хармоника, ограничење типа неједнакости	–
h_{max}	Максимални ред хармоника	–
I	Модул струје	A или r.j.
i	Општа ознака за чвор или грану мреже	–

Физичке променљиве, константе и функције (наставак)		
Симбол	Назив или опис	Јединица
$\underline{I}_C^{(h)}$	Комплексна струја кондензатора на фреквенцији h -тог хармоника	А или г.ј.
I_C^{RMS}	Ефективна вредност струје кроз кондензатор	А или г.ј.
I_C^{rated}	Номинална вредност струје кондензатора	А
$\underline{I}_{DG}^{(h)}$	Комплексна струја ДГ на фреквенцији h -тог хармоника	А или г.ј.
$\underline{I}_f^{(h)}$	Комплексна струја пасивног филтера на фреквенцији h -тог хармоника	А или г.ј.
I_h	Ефективна вредност h -тог хармоника струје	А или г.ј.
IHD_I	Индивидуално хармонијско изобличење струје	%
IHD_V	Индивидуално хармонијско изобличење напона	%
IHD_V^{max}	Максимална вредност појединачног изобличења напона	%
I_L^{RMS}	Ефективна вредност струје кроз пригушницу	А или г.ј.
I_L^{rated}	Номинална вредност струје пригушнице	А
$\underline{I}_{NP}^{(h)}$	Комплексна струја нелинеарног потрошача на фреквенцији h -тог хармоника	А или г.ј.
$\underline{I}_P^{(h)}$	Комплексна струја линеарног потрошача на фреквенцији h -тог хармоника	А или г.ј.
I_{RMS}	Ефективна вредност струје	А или г.ј.
$\underline{J}^{(h)}$	Комплексна струја гране на фреквенцији h -тог хармоника	А или г.ј.
K	K -фактор трансформатора	–
k	Ознака итерације у прорачуну токова снага	–
$k_C,$ $k_L,$ k_R	Јединични коефицијенти трошкова кондензатора, калемова и отпорника	г.ј./ μ F, г.ј./мН, г.ј./ Ω
L	Индуктивност калема	мН
L	Ниво оптерећења	–
LOH	Најнижи значајни хармоник	–
m	Последњи чвор у мрежи	–
n	Број управљачких променљивих	–
N_C	Број КБ	–
N_{DG}	Број ДГ	–
N_{gr}	Број грана у мрежи	–
N_m	Број чворова у мрежи	–
N_P	Број потрошача	–
N_{pf}	Број пасивних филтера	–
N_{PV}	Број PV чворова	–
P	Активна снага	W или г.ј.
P_{DG}	Активна снага ДГ	MW
P_{DG}^{max}	Максимална активна снага ДГ	MW
P_{DG}^{min}	Минимална активна снага ДГ	MW

Физичке променљиве, константе и функције (наставак)		
Симбол	Назив или опис	Јединица
P_{DG}^{sp}	Задата активна снага ДГ	MW
P_G	Активна снага генерисања	MW
P_{gub}	Укупни губици активне снаге	kW
PL	Удео дистрибуиране производње у мрежи	%
P_P	Активна снага потрошње	MW или r.j.
Q	Реактивна снага	VAr или r.j.
Q	Фактор добротe	–
Q_C	Реактивна снага КБ	MVAr
Q_C^{\max}	Максимална реактивна снага КБ	MVAr
Q_C^{\min}	Минимална реактивна снага КБ	MVAr
Q_C^{rated}	Номинална вредност реактивне снаге КБ	MVAr
Q_{DG}	Реактивна снага инјектирања ДГ (PV чвора)	MVAr
Q_{DG}^{\max}	Максимална реактивна снага ДГ	MVAr
Q_{DG}^{\min}	Минимална реактивна снага ДГ	MVAr
Q_{DG}^{sp}	Задата реактивна снага ДГ	MVAr
Q_f	Реактивна снага филтера	MVAr
Q_f^{\max}	Максимална снага филтера	MVAr
Q_f^{\min}	Минимална снага филтера	MVAr
Q_G	Реактивна снага генерисања	MVAr
Q_{gub}	Укупни губици реактивне снаге	kVAr
Q_P	Реактивна снага потрошње	MVAr или r.j.
R, r	Активна отпорност	Ω или r.j.
$R^{(h)}$	Активна отпорност на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или r.j.
R_{DG}	Активна отпорност ДГ	Ω или r.j.
R_M	Активна отпорност мреже	Ω или r.j.
$R_P, X_P,$ X_1, X_2	Параметри одговарајуће заменске шеме	Ω или r.j.
R_T	Активна отпорност трансформатора	Ω или r.j.
\underline{S}	Комплексна привидна снага	VA или r.j.
\underline{S}_{gub}	Укупни губици привидне снаге	kVA
S''_{k3}	Субтранзијентна снага трофазног кратког споја	MVA
\underline{S}_{NP}	Комплексна привидна снага нелинеарног потрошача	MVA или r.j.
S_P	Привидна снага пријемника	MVA или r.j.
S_T	Привидна снага трансформатора	MVA
t	Време	s или h
$\tan\delta$	Фактор губитака	–
TAP	Позиција регулационих отцепа ULTC трансформатора	–

Физичке променљиве, константе и функције (наставак)		
Симбол	Назив или опис	Јединица
TAP^{\max}	Горња граница регулационих отцепа ULTC трансформатора	—
TAP^{\min}	Доња граница регулационих отцепа ULTC трансформатора	—
TDD_I	Укупна ангажована дисторзија струје	%
TDD_V	Укупна ангажована дисторзија напона	%
TF	Тип филтера	—
THD_I	Укупно хармонијско изобличење струје	%
THD_V	Укупно хармонијско изобличење напона	%
THD_V^{\max}	Максимална вредност укупног хармонијског изобличења напона	%
TIF_I	Фактор утицаја хармоника струје на телефонију	—
TIF_V	Фактор утицаја хармоника напона на телефонију	—
u	Управљачка променљива	—
U_s	Скуп чворова система	—
\underline{V}	Фазор напона чвора	V или r.j.
$\underline{V}^{(h)}$	Фазор напона на фреквенцији h -тог хармоника	V или r.j.
V_C^{RMS}	Ефективна вредност напона на кондензатору	kV или r.j.
V_C^{peak}	Максимална вредност напона на кондензатору	kV или r.j.
V_C^{rated}	Номинална вредност напона кондензатора	kV
V_d	Одступање модула фазора напона у чворовима мреже	kV или r.j.
\underline{V}_{DG}	Фазор напона PV чвора	kV или r.j.
\underline{V}_{DG}^{sp}	Задати фазор напона PV чвора	kV или r.j.
V_h	Ефективна вредност h -тог хармоника напона	kV или r.j.
V_L^{RMS}	Ефективна вредност напона на пригушници	kV или r.j.
V_{nL}	Номинални линијски напон	kV
\underline{V}_{NP}	Фазор напона на месту прикључења нелинеарног потрошача	kV или r.j.
V_{peak}	Максимална вредности напона	kV или r.j.
V_{ref}	Референтна вредност напона	kV или r.j.
V_{RMS}	Ефективна вредност напона	kV или r.j.
V_{RMS}^{\max}	Максимална ефективна вредност напона	kV или r.j.
V_{RMS}^{\min}	Минимална ефективна вредност напона	kV или r.j.
w_t, w_g, w_d	Тежински фактори	—
X, x	Реактивна отпорност (реактанса)	Ω или r.j.
x	Променљива стања, потенцијално решење проблема	—
$X^{(h)}$	Реактивна отпорност на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или r.j.
X_C	Реактанса КБ	Ω или r.j.
X_{Ch}	Капацитивна реактанса на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или r.j.
X_{DG}''	Реактивна отпорност ДГ у субтранзијентном периоду	Ω или r.j.
X_L	Реактанса пригушнице	Ω или r.j.
X_{Lh}	Реактанса пригушнице на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или r.j.

Физичке променљиве, константе и функције (наставак)		
Симбол	Назив или опис	Јединица
x^{lim}	Гранична вредност зависно променљиве x	–
X_M	Реактивна отпорност мреже	Ω или г.ј.
X_T	Реактивна отпорност трансформатора	Ω или г.ј.
$\underline{Y}_{DG}^{(h)}$	Комплексна адмитанса ДГ на фреквенцији h -тог хармоника	S или г.ј.
\underline{Y}_{ekv}	Еквивалентна (комплексна) адмитанса кола	S или г.ј.
Y_{ij}	Модул елемента комплексне матрице адмитанси независних чворова на позицији ij	S или г.ј.
\underline{Y}_{ot}	Комплексна оточна адмитанса	S или г.ј.
$\underline{Y}_{ot}^{(h)}$	Комплексна оточна адмитанса на фреквенцији h -тог хармоника	S или г.ј.
$\underline{Y}_P^{(h)}$	Комплексна адмитанса пасивног потрошача на фреквенцији h -тог хармоника	S или г.ј.
\underline{Z}	Комплексна импеданса	Ω или г.ј.
$\underline{Z}_C^{(h)}$	Комплексна импеданса КБ на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или г.ј.
$\underline{Z}_{DG}^{(h)}$	Комплексна импеданса ДГ на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или г.ј.
\underline{Z}_{ekv}	Еквивалентна (комплексна) импеданса кола	Ω или г.ј.
$\underline{Z}_f^{(h)}$	Комплексна импеданса филтера на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или г.ј.
$\underline{Z}_L^{(h)}$	Комплексна импеданса пригушнице на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или г.ј.
$\underline{Z}_M^{(h)}$	Комплексна импеданса мреже на фреквенцији h -тог хармоника	Ω или г.ј.
\underline{Z}_{PV}	Комплексна импеданса осетљивости PV чвора	Ω или г.ј.
Z_T	Импеданса трансформатора	Ω или г.ј.
α	Скуп индекса грана или чворова	–
$\delta^{(h)}$	Угао фазора напона на фреквенцији h -тог хармоника	°
ε_V	Критеријум конвергенције	kV или г.ј.
$\theta^{(h)}$	Угао фазора напона на фреквенцији h -тог хармоника	°
$\theta^{(h\text{-spectrum})}$	Фазни угао струје из хармонијског спектра	°
θ_h	Фазни угао h -тог хармоника напона	°
θ_{NP}	Фазни угао струје нелинеарног потрошача на основној фреквенцији	°
$\lambda_V, \lambda_{THD}, \lambda_S$	Пенални фактори за ограничења напона чворова, изобличења напона и снага грана	–
φ_1	Почетни фазни став (угао) основног хармоника	°
Φ_{ij}	Фазни угао елемента комплексне матрице адмитанси независних чворова на позицији ij	°
ψ_h	Фазни угао h -тог хармоника струје	°
ω	Кружна фреквенција	rad/s
ω_h	Кружна фреквенција h -тог хармоника	rad/s
ω_r	Резонантна кружна фреквенција	rad/s

Променљиве и константе у оптимизационим методама	
Симбол	Назив или опис
\mathbf{a}	Убрзање агента код GSA, PSOГSA и PPSOGSA
$best$	Најбоља вредност функције циља код GSA, MSA, PSOГSA и PPSOGSA
$best_g$	Најбоље глобално решење добијено у фази трансверзалне оријентације код MSA
$best_p$	Случајно одабрано решење из групе извиђача добијено на основу вредности његове вероватноће код MSA
c_1, c_2	Коефицијенти честица код PSO, PPSO, PSOГSA и PPSOGSA
F_C	<i>Coriolis</i> -ова сила код WDO
F_G	Гравитациона сила код WDO
F_i^d	Гравитациона сила којом агент i делује на агент j у димензији d код GSA, PSOГSA, PPSOGSA
G	Гравитациона константа код GSA, PSOГSA и PPSOGSA
g	Убрзање Земљине теже код WDO
G_0	Почетна вредност гравитационе константе код GSA, PSOГSA и PPSOGSA
I	Осветљеност свица код MSA
$Kbest$	Скуп агената с најбољим вредностима функције циља код GSA, PSOГSA и PPSOGSA
$Levy$	<i>Lévy</i> -лет (случајан ход) код MSA
L_{p1}, L_{p2}	Променљиве добијене помоћу <i>Lévy</i> -летова код MSA
M	Маса агента код GSA, PSOГSA и PPSOGSA
N	Величина популације
n_f	Број истраживача код MSA
n_p	Број лептира извиђача код MSA
P	Атмосферски (ваздушни) притисак код WDO
P_{opt}	Притисак ваздушне честице на оптималној локацији код WDO
r	Растојање између свитаца код FA
$r^1, r^2, r^3, r^4, r^5, p$	Међусобни индекси одабраних решења код MSA
r_1, r_2, r_3	Случајни бројеви из опсега $[0,1]$ код PSO, PSOГSA и PPSOGSA
$rand$	Случајни број из опсега $[0,1]$ код GSA и MSA
$R_{i,j}$	<i>Euclid</i> -ова дистанца између агената i и j код GSA
T, t_{max}	Максималан број итерација
t	Ознака итерације у алгоритму оптимизације
\mathbf{u}	Брзина ветра код WDO
\mathbf{u}_{cur}	Брзина ваздушне честице у текућој итерацији код WDO
$\mathbf{u}_{cur}^{other\ dim}$	Брзина ваздушне честице из случајно изабране димензије код WDO
\mathbf{u}_{new}	Брзина ваздушне честице у наредној итерацији код WDO
v_{max}	Максимална брзина честице код PSO
v_{min}	Минимална брзина честице код PSO
$worst$	Најгора вредност функције циља код GSA
\bar{x}	Аритметичка средина решења код MSA

Променљиве и константе у оптимизационим методама (наставак)	
Симбол	Назив или опис
x_{cur}	Позиција ваздушне честице у текућој итерацији код WDO
x_{new}	Позиција ваздушне честице у наредној итерацији код WDO
x_{opt}	Оптимална вредност позиције ваздушне честице код WDO
$\alpha, \beta, \delta, \omega$	Групе сивих вукова по хијерархији код GWO
α, ε	Константе које задаје корисник код GSA
β	Привлачност свица код FA
γ	Коефицијент апсорпције светлости код FA
Δt	Временски корак код WDO
Δu	Промена брзине ваздушне честице код WDO
δV	Запремина ваздушне честице код WDO
ε_1	Случајни узорак добијен из <i>Gauss</i> -ове расподеле код MSA
$\varepsilon_2, \varepsilon_3$	Равномерно распоређени случајни бројеви код MSA
θ	Фазни угао честице код PPSO и PPSOGSA
θ	Случајни број из опсега $[-1-t/T, 1]$ код MSA
μ	Коефицијент варијације код MSA
ρ	Густина ваздуха код WDO
σ	Степен дисперзије код MSA
ϕ_{ij}	Случајни број из опсега $[-1,1]$ код ABC
Ω	Брзина ротације Земље код WDO
ω	Коефицијент инерције код PSO

ПРИЛОГ Г: СПИСАК ТАБЕЛА

Бр.	Назив	Стр.
Табела 3.1	Граничне вредности напона, струје и снаге кондензатора [90]	64
Табела 3.2	Максимално дозвољене вредности хармоника струје према стандарду IEEE 519-1992 за потрошаче прикључене на дистрибутивну мрежу	65
Табела 3.3	Максимално дозвољене вредности хармоника напона према стандарду IEEE 519-1992 за потрошаче прикључене на дистрибутивну мрежу	65
Табела 3.4	Максимално дозвољене вредности хармоника напона дате у процентима називног напона према стандарду IEC 61000-2-4	66
Табела 3.5	Максимално дозвољене вредности хармоника напона у дистрибутивним мрежама на нивоу електромагнетске компатибилности према стандарду IEC 61000-3-6	67
Табела 3.6	Максимално дозвољене вредности хармоника напона у дистрибутивним мрежама на нивоу планирања према стандарду IEC 61000-3-6	67
Табела 3.7	Максимално дозвољене вредности хармоника напона према стандарду EN 50160	68
Табела 4.1	Модели линеарних потрошача у хармонијским анализама [106]	74
Табела 4.2	Хармонијски спектри нелинеарних потрошача [100]	76
Табела 4.3	Вредности снаге трофазног кратког споја [107]	77
Табела 4.4	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 1	94
Табела 4.5	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 2	96
Табела 4.6	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 3	97
Табела 4.7	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 4	98
Табела 4.8	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 за Случај 5	99
Табела 4.9	Упоредни приказ резултата прорачуна ХТС добијених применом распрегнутог поступка у тест мрежи IEEE 18	99
Табела 4.10	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 1	101
Табела 4.11	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 2	104
Табела 4.12	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 3	105
Табела 4.13	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 4	106
Табела 4.14	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 за Случај 5	107
Табела 4.15	Упоредни приказ резултата прорачуна ХТС добијених применом распрегнутог поступка у тест мрежи IEEE 33	108
Табела 6.1	Хармонијски спектри нелинеарних потрошача и ДГ [100,119]	128
Табела 6.2	Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја	129
Табела 6.3	Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја	130
Табела 6.4	Поређење најбољих решења добијених у овом раду и у публикованој литератури за тест мрежу IEEE 33	134

Табела 6.5	Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја	138
Табела 6.6	Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја	139
Табела 6.7	Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја	143
Табела 6.8	Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја	145
Табела 6.9	Поређење најбољих решења добијених у овом раду и у публикованој литератури за тест мрежу IEEE 69	146
Табела 6.10	Најбоља решења метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја	150
Табела 6.11	Статистички параметри и просечно време извршавања метода примењених на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја	152
Табела 7.1	Структура претраживачких агената при одређивању оптималних локација и параметара пасивних филтера	161
Табела 7.2	Решења проблема оптималног позиционирања и димензионисања пасивних филтера за различите облике функције циља у тест мрежи IEEE 18	163
Табела 7.3	Израчунате вредности напона, струје и снаге филтерских кондензатора	164
Табела 7.4	Поређење резултата различитих алгоритама у тест мрежи IEEE 18 за Случај 1	167
Табела 7.5	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 2	169
Табела 7.6	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 3	171
Табела 7.7	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 4	173
Табела 7.8	Решења проблема оптималног позиционирања и димензионисања пасивних филтера за различите облике функције циља у тест мрежи IEEE 33	176
Табела 7.9	Израчунате вредности напона, струје и снаге филтерских кондензатора	176
Табела 7.10	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 1	178
Табела 7.11	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 2	180
Табела 7.12	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 3	181
Табела 7.13	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 4	183
Табела 8.1	Граничне вредности управљачких променљивих	192
Табела 8.2	Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарије без регулације	194

Табела 8.3	Оптималне вредности управљачких променљивих у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге	198
Табела 8.4	Оптималне вредности управљачких променљивих у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације одступања напона	198
Табела 8.5	Оптималне вредности управљачких променљивих у тест мрежи IEEE 30 за случај истовремене минимизације губитака снаге и одступања напона	199
Табела 8.6	Вредности функција циља и зависно променљивих величина у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге	199
Табела 8.7	Вредности функција циља и зависно променљивих величина у тест мрежи IEEE 30 за случај минимизације одступања напона	199
Табела 8.8	Вредности функција циља и зависно променљивих величина у тест мрежи IEEE 30 за случај истовремене минимизације губитака снаге и одступања напона	199
Табела 8.9	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге	206
Табела 8.10	Поређење резултата примене различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 30 за случај минимизације одступања напона	207
Табела А.1	Параметри елемената и снаге у мрежи IEEE 18	226
Табела А.2	Подаци о водовима и потрошњи у тест мрежи IEEE 30	227
Табела А.3	Подаци о водовима и потрошњи у тест мрежи IEEE 33	228
Табела А.4	Подаци о водовима и потрошњи у тест мрежи IEEE 69	229

ПРИЛОГ Д: СПИСАК СЛИКА

Бр.	Назив	Стр.
Слика 3.1	Изобличење струје узроковано нелинеарном отпорношћу	25
Слика 3.2	Изобличен таласни облик напона који се састоји од основног хармоника и низа појединачних хармоника	26
Слика 3.3	Фотонапонски систем прикључен на електродистрибутивну мрежу	32
Слика 3.4	Трофазни PWM инвертор с IGBT транзисторима [81]	33
Слика 3.5	Општа блок шема ветрогенераторског постројења	35
Слика 3.6	Принципијелна шема ветрогенератора с асинхроним кавезним генератором	36
Слика 3.7	Принципијелна шема ветрогенератора с двострано напајаним асинхроним генератором	37
Слика 3.8	Принципијелна шема ветрогенератора с променљивом брзином обртања и енергетским претварачем у статорском колу	38
Слика 3.9	Претварачки део ветрогенератора с претварачима на два нивоа и IGBT транзисторима	39
Слика 3.10	Хармонијски спектар струје на излазу ветрогенератора [31]	40
Слика 3.11	Трофазни шестоимпулсни тиристорски исправљачки мост: (а) шема везе, (б) таласни облик струје	41
Слика 3.12	Трофазни дванаестоимпулсни тиристорски исправљачки мост: (а) шема везе, (б) таласни облик струје	42
Слика 3.13	Шема електричне инсталације за анализу паралелне резонанције	44
Слика 3.14	Еквивалентна шема електричне инсталације са слике 3.13	44
Слика 3.15	Утицај омског оптерећења на пригушење виших хармоника при паралелној резонанцији	46
Слика 3.16	Шема електричне инсталације за анализу редне резонанције	47
Слика 3.17	Фреквентни одзив система с редном и паралелном резонанцијом	48
Слика 3.18	Стварање напонског изобличења услед хармонијских струја	50
Слика 3.19	Смер хармоника струје код: (а) нелинеарног потрошача и (б) линеарног потрошача	53
Слика 3.20	Врсте пасивних редних филтера	57
Слика 3.21	Најчешће коришћени типови пасивних филтера: (а) прост усклађен филтер за елиминацију једне фреквенције; (б) високопропусни филтер првог реда, (в) високопропусни филтер другог реда, (г) високопропусни филтер трећег реда и (д) LC -филтер	58
Слика 3.22	Карактеристике фреквентног одзива пасивних филтера	59
Слика 4.1	Несинусоидални таласни облици струје код (а) погона с променљивом фреквенцијом (VFD) (енг. <i>variable-frequency drive</i>), (б) погона с подесивом брзином (ASD) (енг. <i>adjustable speed drive</i>), (в) шестоимпулсног исправљача и (г) дванаестоимпулсног исправљача	76

Слика 4.2	Расподела струја у i -том чвору мреже	81
Слика 4.3	Блок дијаграм назад/напред поступка за прорачун ХТС	85
Слика 4.4	Расподела струја у i -том чвору мреже с прикљученим ДГ	86
Слика 4.5	Алгоритам решавања система линеарних алгебарских једначина применом LU декомпозиције	89
Слика 4.6	Дијаграм тока распрегнутог поступка за прорачун ХТС	92
Слика 4.7	IEEE 18 тест мрежа с прикљученим КБ и нелинеарним потрошачем	93
Слика 4.8	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 18 добијени применом ETAP програма за Случај 1	95
Слика 4.9	Једнополна шема тест мреже IEEE 33 с нелинеарним потрошачима	100
Слика 4.10	Хармоници напона у сваком чвору мреже IEEE 33	102
Слика 4.11	Резултати прорачуна ХТС у тест мрежи IEEE 33 добијени применом ETAP програма за Случај 1	103
Слика 4.12	Напонски профил мреже IEEE 33	108
Слика 4.13	Напонска изобличења у мрежи IEEE 33	108
Слика 5.1	Интеракција објеката код GSA алгоритма	114
Слика 6.1	Ограничења: (а) типа једнакости и (б) типа неједнакости	121
Слика 6.2	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 1	133
Слика 6.3	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 2	133
Слика 6.4	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 3	134
Слика 6.5	Напонски профили мреже IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгоритма	135
Слика 6.6	Укупна хармонијска изобличења напона у мрежи IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгоритма у синусоидалним условима рада	136
Слика 6.7	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 1	140
Слика 6.8	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 2	140
Слика 6.9	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 33 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 3	141

Слика 6.10	Напонски профили мреже IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA у несинусоидалним условима рада	141
Слика 6.11	Укупна хармонијска изобличења напона у мрежи IEEE 33 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA у несинусоидалним условима рада	142
Слика 6.12	Једнополна шема тест мреже IEEE 69	142
Слика 6.13	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 1	147
Слика 6.14	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 2	147
Слика 6.15	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима синусоидалних напона и струја за Случај 3	148
Слика 6.16	Напонски профили мреже IEEE 69 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгорита у синусоидалним условима рада	148
Слика 6.17	Укупна хармонијска изобличења напона у мрежи IEEE 69 пре и после уградње ДГ и КБ с параметрима добијеним применом PPSOGSA алгорита у синусоидалним условима рада	149
Слика 6.18	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 1	153
Слика 6.19	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 2	153
Слика 6.20	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 69 у условима несинусоидалних напона и струја за Случај 3	154
Слика 7.1	Приказ (а) таласног облика и (б) фреквентног спектра напона на сабирници 6 пре постављања филтера	165
Слика 7.2	Приказ (а) таласног облика и (б) фреквентног спектра напона на сабирници 6 након постављања пригушног филтера у чвор 6	165
Слика 7.3	Приказ (а) таласног облика и (б) фреквентног спектра напона на сабирници 6 након постављања пригушног филтера у чвор 5 и простог филтера у чвор 6	165
Слика 7.4	Напонски профил мреже IEEE 18 пре и после постављања филтера	166
Слика 7.5	Напонска изобличења у мрежи IEEE 18 пре и после постављања филтера	166

Слика 7.6	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 1 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера	168
Слика 7.7	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 2	170
Слика 7.8	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 3 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера	172
Слика 7.9	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 18 за Случај 4 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера	174
Слика 7.10	Напонски профил мреже IEEE 33 пре и после постављања филтера	177
Слика 7.11	Напонска изобличења у мрежи IEEE 33 пре и после постављања филтера	178
Слика 7.12	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 1 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера	179
Слика 7.13	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 2	181
Слика 7.14	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 3 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера	182
Слика 7.15	Упоредни приказ кривих конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгоритама на тест мрежу IEEE 33 за Случај 4 након уградње (а) једног филтера и (б) два филтера	184
Слика 8.1	Једнополна шема тест мреже IEEE 30	193
Слика 8.2	Нормализовани дневни дијаграм оптерећења	193
Слика 8.3	Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарио 1: (а) напонски профили, (б) напонска изобличења	195
Слика 8.4	Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарио 2: (а) напонски профили, (б) напонска изобличења	196
Слика 8.5	Резултати симулација за тест мрежу IEEE 30 и сценарио 3: (а) напонски профили, (б) напонска изобличења	197
Слика 8.6	Приказ (а) профила напона и (б) THD_V вредности у мрежи IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге	201
Слика 8.7	Приказ (а) профила напона и (б) THD_V вредности у мрежи IEEE 30 за случај минимизације одступања напона	202

Слика 8.8	Приказ (а) профила напона и (б) THD_V вредности у мрежи IEEE 30 за случај истовремене минимизације губитака снаге и одступања напона	203
Слика 8.9	Оптималне вредности напона на ULTC трансформатору	204
Слика 8.10	Оптималне вредности напона на ДГ	204
Слика 8.11	Оптималне вредности реактивне снаге ДГ	205
Слика 8.12	Криве конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 30 за случај минимизације губитака снаге при нивоу оптерећења (а) $L = 1$ и (б) $L = 0.5$	208
Слика 8.13	Криве конвергенције које одговарају најбољим решењима добијеним применом различитих алгорита на тест мрежу IEEE 30 за случај минимизације одступања напона при нивоу оптерећења (а) $L = 1$ и (б) $L = 0.5$	209
Слика А.1	Једнополна шема тест мреже IEEE 18	226
Слика А.2	Једнополна шема тест мреже IEEE 30	227
Слика А.3	Једнополна шема тест мреже IEEE 33	228
Слика А.4	Једнополна шема тест мреже IEEE 69	230
Слика Б.1	Промена положаја честице у роју	235
Слика Б.2	Механизам претраге ABC алгорита	237
Слика Б.3	Тренутна позиција и могуће нове позиције вука у дводимензионалном простору	244
Слика Б.4	Привлачење ваздушних честица ка центру координатног система	247
Слика Б.5	Графички приказ деловања (а) силе гравитације и (б) силе градијента притиска на елементарни део ваздушне масе у једнодимензионалном простору	248

Прилог 1

Биографија кандидата

Милош Миловановић рођен је 3. децембра 1991. године у селу Којловица, општина Приштина. Основну школу је завршио у Грачаници, а средњу Електротехничку школу у Сушици. Факултет техничких наука у Косовској Митровици уписао је 2010. године на студијском програму Електротехничко и рачунарско инжењерство, модул Електроенергетика. Поменуто основне академске студије завршио је 2013. године с просечном оценом 8,50. Дипломске академске студије (мастер), на студијском програму Електротехничко и рачунарско инжењерство, модул Електроенергетика, завршио је 2015. године с просечном оценом 10,00. Исте године уписао је студијски програм докторских студија Електротехничко и рачунарско инжењерство Факултета техничких наука у Косовској Митровици на којем је положио све испите с просечном оценом 9,87. Од октобра 2015. до септембра 2016. године радио је као сарадник у настави на Факултету техничких наука у Косовској Митровици. На истом Факултету, од октобра 2016. године до данас обавља послове асистента на групи предмета из уже научне области – Електроенергетика. Учествовао је на националном научно-истраживачком пројекту „Развој модела мале хидроелектране за изоловано напајање рибњака и микро мреже са различитим обновљивим изворима енергије (ТР 33046)”, који је финансирала Влада Републике Србије. Аутор је и коаутор више научних радова објављених у међународним и домаћим часописима, као и више радова презентованих на међународним и домаћим конференцијама. Његове области интересовања су: вештачка интелигенција, квалитет електричне енергије, електрична мерења и обновљиви извори енергије. Рецензент је више радова у домаћим и међународним часописима.

Прилог 2

Изјава о ауторству

Потписани: Милош Миловановић

Број индекса: 02/2015

Изјављујем

да је докторска дисертација под називом:

„Прилог оптималном планирању и експлоатацији дистрибутивних мрежа са нелинеарним потрошачима и изворима применом метахеуристичких метода у циљу минимизације хармонијског изобличења напона и струје”

- резултат сопственог истраживачког рада,
- да предложена дисертација у целини ни у деловима није била предложена за добијање било које дипломе према студијским програмима других високошколских установа,
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршио ауторска права и користио интелектуалну својину других лица.

Потпис докторанда

У Косовској Митровици, _____

Прилог 3

Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторске дисертације

Име и презиме аутора: Милош Миловановић

Број индекса: 02/2015

Студијски програм: Електротехничко и рачунарско инжењерство

Наслов докторске дисертације: „Прилог оптималном планирању и експлоатацији дистрибутивних мрежа са нелинеарним потрошачима и изворима применом метахеуристичких метода у циљу минимизације хармонијског изобличења напона и струје”

Ментор: др Јордан Радосављевић, ред. проф.

Потписани: Милош Миловановић

Изјављујем да је штампана верзија моје докторске дисертације истоветна електронској верзији коју сам предао за објављивање на порталу **Дигиталног репозиторијума Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици.**

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци у вези са добијањем академског звања доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране докторске дисертације.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици.

Потпис докторанда

У Косовској Митровици, _____

Прилог 4

Изјава о коришћењу

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

„Прилог оптималном планирању и експлоатацији дистрибутивних мрежа са нелинеарним потрошачима и изворима применом метахеуристичких метода у циљу минимизације хармонијског изобличења напона и струје”,

која је моје ауторско дело.

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

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

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

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

Потпис докторанда

У Косовској Митровици, _____

1. Ауторство – Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце, чак и у комерцијалне сврхе. Ово је најслободнија од свих лиценци.
2. Ауторство – некомерцијално. Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела.
3. Ауторство – некомерцијално – без прераде. Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.
4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима. Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада.
5. Ауторство – без прераде. Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела.
6. Ауторство – делити под истим условима. Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада. Слична је софтверским лиценцама, односно лиценцама отвореног кода.