

УНИВЕРЗИТЕТ У БЕОГРАДУ
ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ФАКУЛТЕТ

Дејан Н. Милошевић

**НОВЕ ТЕХНИКЕ ЗА УНАПРЕЂЕЊЕ
ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ АКТИВНИХ
ДИСТРИБУТИВНИХ МРЕЖА**

докторска дисертација

Београд, 2020.

UNIVERSITY OF BELGRADE
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

Dejan N. Milošević

**NEW TECHNIQUES FOR IMPROVING
TRANSIENT STABILITY OF ACTIVE
DISTRIBUTION NETWORKS**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2020

ПОДАЦИ О МЕНТОРУ И ЧЛАНОВИМА КОМИСИЈЕ

Ментор:

Др Жељко Ђуришић, ванредни професор
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

Чланови комисије:

Др Жељко Ђуришић, ванредни професор
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

Др Зоран Лазаревић, редовни професор
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

Др Жарко Јанда, виши научни сарадник
(Електротехнички институт „Никола Тесла”)

Др Зоран Стојановић, ванредни професор
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

Др Предраг Стефанов, ванредни професор
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

Датум усмене одбране: _____

Захвалница

Како би потрајало набрајање свега што завређује дубоки наклон, а што је професор Жељко Ђуришић учинио за мене у току досадашње сарадње, не само у вези са докторском дисертацијом, морам изразити неизмерну захвалност са надом да ћемо истим путем наставити.

За лектуру текста побринула се Јелена Милошевић и обезбедила да рад буде читљивији и у духу српског језика, на чему сам веома захвалан.

За преношење замисли на физички модел и верификацију резултата, као и за улогу стручног консултанта захваљујем се Растку Биорицу.

НОВЕ ТЕХНИКЕ ЗА УНАПРЕЂЕЊЕ ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ АКТИВНИХ ДИСТРИБУТИВНИХ МРЕЖА

Резиме:

Предмет истраживања докторске дисертације је развој техника и алгоритама за унапређење транзијентне стабилности у поремећеним радним режимима активних дистрибутивних мрежа. Најважнији научни доприноси дисертације су следећи:

1. *Развијена је техника за унапређење стабилности малих синхроних генератора координисаном контролом балансне импедансе и регулатора побуде генератора.*

Реализација ове технике подразумева инсталацију оточне балансне импедансе на прикључцима генератора и модификовање регулатора побуде синхроног генератора. Координисана контрола укључује предупредњавање оточном балансном импедансом, тако да у случају поремећаја у прикључној мрежи импеданса одржава баланс активне и реактивне снаге у реалном времену. Регулатор побуде обезбеђује да транзијенти напона и фреквенције буду у прихватљивим границама. На тај начин су приликом деловања трополног аутоматског поновног укључења и одвајања дистрибуираног генератора од мреже створени предуслови за стабилан острвски рад генератора током трајања безнапонске паузе у прикључној дистрибутивној мрежи. У циљу регулације напона и фреквенције током прелазног процеса извршена је модификација побудног система увођењем брзине обртања генератора као додатне управљачке променљиве. Тиме се постиже динамичка стабилизација напона и фреквенције коришћењем само регулације побуде у дефинисаном опсегу. Применом предложене технике обезбеђује се значајно повећање резерве стабилности, спречавају честа искључења, односно испади генератора са мреже и смањују електрична и механичка напрезања генератора узрокована електромеханичким транзијентима. Сходно томе се значајно побољшавају економски и технички показатељи рада малих синхроних генератора. Предложена техника подиже на виши ниво поузданост напајања потрошача који остају у острвском раду, што је посебно значајно у случају напајања осетљивих потрошача у индустријским постројењима. Верификација технике је урађена за различита радна стања и закључено је да техника има практичну применљивост, па може обезбедити стабилан рад генератора у широком дијапазону радних режима. Резултати су приказани у форми динамичких симулација у софтверу *DiGSILENT PowerFactory*, док је експериментална верификација добијених резултата вршена на лабораторијском физичком моделу.

2. *Развијен је концепт и анализирана примена технике једнофазног аутоматског поновног укључења у дистрибутивној мрежи са дистрибуираним генерисањем у циљу елиминације пролазних несиметричних кратких спојева.*

Коришћењем трополног аутоматског поновног укључења јавља се прекид све три фазе, острвски рад дела дистрибутивне мреже и најчешће искључење дистрибуираних генератора услед немогућности за одржање стабилности без специјалних регулационих система. Применом једнофазних риклозера и генераторских прекидача са могућношћу једнофазне контроле током транзијентног периода омогућава се искључење само фаза погођених кваром. Тиме се обезбеђују услови за гашење електричног лука уколико је квар привремен, делимичан трансфер енергије у мрежу и одржавање генератора на мрежи током трајања квара. Посебан акценат је стављен на испитивање транзијентне стабилности дистрибуираних генератора и дат је приступ овом проблему у општем случају. Детаљно су анализирани потребни услови за исправан рад једнофазног АПУ-а и развијено је решење са унапређеним краткоспојним прекидачем које значајно унапређује ефикасност технике. У циљу задовољења ограничења која се нарушавају применом технике једнофазног аутоматског поновног укључења, развијене су модификације управљачких система дистрибуираних генератора, којима се обезбеђује одржавање стабилности генератора, као и одржавање свих величина у задатом опсегу. Како је веома велики број кварова у надземним мрежама

пролазан, минимизација негативних последица услед њихове појаве добија додатно на практичном значају спроведеног истраживања и предложене технике. Развијени су алгоритми за елиминацију једнофазног и двофазног кратког споја. Применом алгоритама се значајно унапређује ефикасност рада дистрибуираних генератора обезбеђивањем транзијентне стабилности у поремећеним режимима и без нарушавања ограничења и недозвољених радних стања у мрежи. Техника се може применити независно од топологије и структуре дистрибутивне мреже и дистрибуираних генератора. Верификација технике је извршена динамичким симулацијама у софтверу *DIgSILENT PowerFactory* и експерименталним мерењима на лабораторијском моделу.

3. *Развијена је техника за централизовано балансирање активном и реактивном снагом у микромрежама која обезбеђује симетричан рад микромреже током поремећаја у прикључној дистрибутивној мрежи.*

Током несиметричних кратких спојева у прикључној дистрибутивној мрежи, у микромрежама долази до велике несиметрије у раду која се неповољно рефлектује на рад потрошача и дистрибуираних извора у микромрежи. У дисертацији је развијена иновативна техника која се базира на коришћењу централизованог система за складиштење електричне енергије са претварачем са независним монофазним инјектирањем активних и реактивних снага. Развијена је техника која обезбеђује стабилан рад микромреже и скоро потпуну елиминацију нулте и инверзне компоненте напона и струја у микромрежи током трајања поремећаја у прикључној мрежи. Такође, значајно се унапређује транзијентна стабилност дистрибуираних генератора током поремећаја. Поред концептуалног дизајна система, у дисертацији је развијен и управљачки алгоритам. Управљачке променљиве за регулацију активне и реактивне снаге су фазни угао напона и ефективна вредност напона. Системи за складиштење који се користе у ову сврху могу бити вишенаменски јер техника за подршку стабилности микромрежи током транзијентног периода не захтева велике количине енергије. Отуда, батерије се могу користити и у сврху балансирања снаге размене микромреже и дистрибутивне мреже током нормалног погона.

4. *Развијен је лабораторијски модел за експерименталну верификацију техника са балансним отпорником и једнофазним аутоматским поновним укључењем.*

У циљу верификације предложених техника развијен је физички модел који представља еквивалент дистрибуираног генератора, који је преко радијалног прикључног вода повезан на мрежу. Уз уважавање реалних параметара елемената електроенергетског система који су коришћени, и имплементацијом додатних елемената као што је балансни отпорник, створени су услови блиски реалном погону. Поред тога, конфигуриран је систем релејне заштите са микропроцесорским заштитним уређајем и пратећим системима у функцији детекције и искључења кварова уз примену технике аутоматског поновног укључења. Анализиран је широк спектар кварова и радних стања на формираном моделу и извршена упоредна анализа са резултатима добијеним рачунарским симулацијама за сличне услове. Мерења на физичком моделу у потпуности одговарају резултатима симулација, чиме је извршена верификација и потврђен принцип рада техника. Добијени резултати на симулационим рачунарским моделима, као и на физичким моделима, потврђују практичну применљивост предложених техника у реалним дистрибутивним мрежама.

Кључне речи: транзијентна стабилност, активна дистрибутивна мрежа, аутоматско поновно укључење, релејна заштита, микромреже.

Научна област: Техничке науке – Електротехника

Ужа научна област: Електроенергетски системи

УДК: 621.3

NEW TECHNIQUES FOR IMPROVING TRANSIENT STABILITY OF ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS

Abstract:

The subject of the doctoral dissertation is development of techniques and algorithms for improving transient stability during disturbed operating regimes of active distribution networks. The main scientific contributions of the dissertation are as follows:

1. *A technique has been developed to improve transient stability of small synchronous generators using coordinated control of braking impedance and excitation of generator.*

The implementation of the technique involves installation of a parallel braking impedance at the generator's terminals and a modification of the synchronous generator excitation system. Coordinated control includes pre-control of braking impedance, so that in case of disturbances in the connected network provides a balance of active and reactive power in real-time. Excitation controller keeps transients of voltage and frequency within acceptable limits. In this way, during operating of three-phase automatic reclose and disconnection of distributed generator from the network, preconditions for stable island operation of generator throughout a non-voltage break in the connected distribution network are created. In order to regulate voltage and frequency during transient process, the modification of excitation system is realized by introducing speed of the generator as an additional control variable. This ensures dynamic stabilization of voltage and frequency using only control of excitation in the defined range. Proposed technique provides a significant increase of stability reserve, prevents frequent, i.e. outages of generators and reduces electrical and mechanical stresses of generators caused by electromechanical disturbances. Hence, there is a significant improvement of economic and technical indicators of operation of small synchronous generators. Proposed technique raises reliability of consumers supply in island operation to a higher level, which is especially important in case of sensitive consumers in industry facilities. Verification of technique for different operation conditions is performed and it has been concluded that technique has practical applicability and can provide stable operation of generators in wide scope of regimes. The results are shown in the form of dynamic simulation in software DIgSILENT PowerFactory, while experimental verification is performed on laboratory physics model.

2. *A concept is developed and a use of single-phase automatic reclose in distribution network with distributed generation is analysed in order to eliminate temporary short-circuit.*

Three-phase automatic reclose causes disconnection of all phases and island operation of a part of distribution network. This often leads to outages of distributed generators due to impossibility to maintain stability without special regulation systems. Application of single-phase reclosers and generator's circuit breaker with a single-phase control during transient period ensures only disconnection of phase affected by fault. In that way, conditions for arc extinguishment are provided if the fault is temporary. Also, partial transfer of electricity to network and maintaining of generator stability during the fault are achieved. Special attention has been placed on the transient stability of distributed generators and an approach is given to this problem in general case. Necessary conditions for proper operation of the single-phase automatic reclose have analyzed in detail, and a solution is developed with an advanced short circuit switch that significantly improved the efficiency of the technique. In order to satisfy constraints which are violated during application of single-phase automatic reclose, the modifications of control systems of distributed generators have been developed. These modifications provide maintenance of stability of generators and keep all variables in the predefined range. Since a very large number of faults in the overhead network is temporary, the minimisation of negative consequences caused by fault occurrence increases the practical importance of conducted research and proposed technique. Algorithms for elimination of single-phase and two-phase fault have been proposed. By application of these algorithms there is a significant improvement of efficiency of distributed generators by ensuring transient stability in

disturbed regimes without constraint violations and unallowed operation conditions in network. The technique can be applied regardless of topology and structure of distribution network and type of distributed generators. Verification is performed using dynamic simulation in software DIgSILENT PowerFactory and experimental measurement on laboratory model.

3. *A technique for centralised balancing of active and reactive power in microgrids is developed, in order to provide symmetrical operation during disturbances in connected distribution network.*

During unsymmetrical short circuits in connected distribution network, a huge unsymmetry in microgrids occurs. It has negative consequences on the operation of consumers and distributed sources in microgrids. In the dissertation an innovative technique which is based on electricity storage system with an independent single-phase control of active and reactive power is developed. The technique provides stable operation of microgrid and almost complete elimination of zero-sequence and negative-sequence components of voltages and currents in microgrids during disturbances in connected network. Also, there is a significant improvement of transient stability of distributed generators during disturbances. Besides conceptual design of the system, a new control algorithm is developed in the dissertation. Control variables for regulation of active and reactive power are phase angle and magnitude of voltage. Storage systems that can be used for this purpose may be multipurpose, because the technique for supporting transient stability of microgrids does not require a huge amount of electricity. Battery can be used for balancing the power of exchange between microgrid and distribution network during normal operation.

4. *A laboratory model for experimental verification of techniques with braking resistors and single-phase automatic reclose is developed.*

In order to verify proposed techniques, a physical model is developed, which represents equivalent of distributed generator that is connected to the grid through a radial line. Considering real parameters of power system elements that we have used and implementation of additional elements, as braking resistors, conditions close to real system are created. Besides, a new relay protection system with microprocessor protective device and an auxiliary system in order to detect and remove faults using automatic reclose technique have been configured. A wide spectrum of faults and operation conditions on the developed model is analysed and a comparative analysis of obtained results by computer simulations for similar conditions is performed. Measurements on physical model completely correspond to the results of simulations, which verifies and confirms the principle of operation of techniques. The results obtained on simulation computer models, as well as physical models, confirm the practical applicability of the proposed techniques in real distribution networks.

Keywords: transient stability, active distribution network, automatic reclose, relay protection, microgrids.

Scientific field: Technical science – Electrical engineering

Scientific subfield: Power systems

UDK: 621.3

САДРЖАЈ

1. УВОД	1
2. ДИСТРИБУИРАНО ГЕНЕРИСАЊЕ И МИКРОМРЕЖЕ	4
2.1. Увод	4
2.2. ПРЕДНОСТИ И МАНЕ ДИСТРИБУИРАНОГ ГЕНЕРИСАЊА	5
2.3. ТЕХНОЛОГИЈЕ	7
2.3.1. МАЛЕ ХИДРОЕЛЕКТРАНЕ	7
2.3.2. ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ	9
2.3.3. СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ	11
2.4. РЕЛЕЈНА ЗАШТИТА АКТИВНИХ ДИСТРИБУТИВНИХ МРЕЖА	13
2.4.1. ТРАДИЦИОНАЛНИ КОНЦЕПТ ЗАШТИТЕ ДИСТРИБУТИВНИХ МРЕЖА	13
2.4.2. УТИЦАЈ ДИСТРИБУИРАНОГ ГЕНЕРИСАЊА	13
2.4.3. АУТОМАТСКО ПОНОВНО УКЉУЧЕЊЕ	14
2.5. ОСТРВСКИ РАД	16
2.6. СТАБИЛНОСТ ДИСТРИБУИРАНОГ ГЕНЕРИСАЊА	18
2.7. МИКРОМРЕЖЕ	20
3. УНАПРЕЂЕЊЕ СТАБИЛНОСТИ МАЛИХ СИНХРОНИХ ГЕНЕРАТОРА КОРИШЋЕЊЕМ БАЛАНСНЕ ИМПЕДАНСЕ	22
3.1. Увод	22
3.2. ТЕОРИЈСКА ОСНОВА	24
3.3. МОДЕЛ ЗА АНАЛИЗЕ	27
3.3.1. МОДЕЛ ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	27
3.3.2. МОДЕЛ ГЕНЕРАТОРА	28
3.3.3. МОДЕЛ БАЛАНСНЕ ИМПЕДАНСЕ	28
3.3.4. МОДЕЛ МОДИФИКОВАНОГ СИСТЕМА РЕГУЛАЦИЈЕ ПОБУДЕ	29
3.4. АЛГОРИТАМ ЗА КООРДИНИСАНУ КОНТРОЛУ ПОБУДЕ И БАЛАНСКЕ ИМПЕДАНСЕ	32
3.5. РЕЗУЛТАТИ СИМУЛАЦИЈА У СОФТВЕРУ	33
3.5.1. ПРЕЛАЗАК У ОСТРВСКИ РАД СА БАЛАНСНИМ ОТПОРНИКОМ	33
3.5.2. ПРЕЛАЗАК У ОСТРВСКИ РАД СА БАЛАНСНИМ ОТПОРНИКОМ И ПОТРОШЊОМ	36
3.5.3. ПРЕЛАЗАК У ОСТРВСКИ РАД СА БАЛАНСНОМ ИМПЕДАНСОМ	39
3.5.4. ПРЕЛАЗАК У ОСТРВСКИ РАД У ПОДПОБУЂЕНОМ РЕЖИМУ ГЕНЕРАТОРА	41
3.5.5. МОДИФИКАЦИЈА ФОРМУЛЕ ЗА ПРОРАЧУН БАЛАНСНОГ ОТПОРНИКА	42
3.5.6. АНАЛИЗА РАДА СА ДИСКРЕТНИМ ВРЕДНОСТИМА БАЛАНСНОГ ОТПОРНИКА	45
3.5.7. ПРЕЛАЗАК У ОСТРВСКИ РАД СА ДВОФАЗНИМ КРАТКИМ СПОЈЕМ	47
3.5.8. ПОРЕЂЕЊЕ РАЗЛИЧИТИХ ПОБУДНИХ СИСТЕМА	48
3.6. ЕКОНОМСКА АНАЛИЗА	51
3.7. ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	52
4. ПРИМЕНА ЈЕДНОФАЗНОГ АУТОМАТСКОГ ПОНОВНОГ УКЉУЧЕЊА У АКТИВНИМ ДИСТРИБУТИВНИМ МРЕЖАМА	53
4.1. Увод	53
4.2. КОНЦЕПТ ЗАШТИТЕ ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ СА ЈЕДНОФАЗНИМ РИКЛОЗЕРИМА	56
4.3. АЛГОРИТМИ ЗА ТЕХНИКУ ЈЕДНОФАЗНОГ АУТОМАТСКОГ ПОНОВНОГ УКЉУЧЕЊА ЗА ЕЛИМИНАЦИЈУ РАЗЛИЧИТИХ КВАРОВА У АКТИВНОЈ ДИСТРИБУТИВНОЈ МРЕЖИ	57
4.3.1. ЕЛИМИНАЦИЈА ЈЕДНОФАЗНОГ КРАТКОГ СПОЈА	57
4.3.2. ЕЛИМИНАЦИЈА ДВОФАЗНОГ КРАТКОГ СПОЈА	58
4.4. УТИЦАЈ ДИСТРИБУТИВНИХ ТРАНСФОРМАТОРА НА ЕФИКАСНОСТ ПРЕДЛОЖЕНЕ ТЕХНИКЕ	60

4.5. УНАПРЕЂЕЊЕ ТЕХНИКЕ ЈЕДНОФАЗНОГ АПУ-А КОРИШЋЕЊЕМ КРАТКОСПОЈНОГ ПРЕКИДАЧА СА „НЕПТУН” СПОЈЕМ	65
4.6. РЕЗУЛТАТИ СИМУЛАЦИОНИХ АНАЛИЗА	68
4.6.1. Увод	68
4.6.2. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ВЕРИФИКАЦИЈУ ПРЕДЛОЖЕНЕ ТЕХНИКЕ	70
4.6.3. ПРИМЕНА СТАНДАРДНОГ ТРОПОЛНОГ АУТОМТСКОГ ПОНОВНОГ УКЉУЧЕЊА	72
4.6.4. АНАЛИЗА ИНДИРЕКТНОГ НАПАЈАЊА КВАРА И КОРИШЋЕЊА КРАТКОСПОЈНОГ ПРЕКИДАЧА СА „НЕПТУН” СПОЈЕМ	73
4.6.5. СЛУЧАЈ 1 – МАКСИМУМ ПРОИЗВОДЊЕ И МИНИМУМ ПОТРОШЊЕ	78
4.6.5.1. Једнофазни кратак спој	78
4.6.5.2. Двофазни кратак спој	83
4.6.6. СЛУЧАЈ 2 – МИНИМУМ ПРОИЗВОДЊЕ И МАКСИМУМ ПОТРОШЊЕ	86
4.6.7. ДИСКУСИЈА	87
4.7. ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	87
<u>5. УНАПРЕЂЕЊЕ СТАБИЛНОСТИ МИКРОМРЕЖА ТОКОМ НЕСИМЕТРИЧНИХ ПОРЕМЕЂАЈА КОРИШЋЕЊЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАНОГ СИСТЕМА ЗА СКЛАДИШТЕЊЕ ЕНЕРГИЈЕ</u>	89
5.1. Увод	89
5.2. КОНЦЕПТ И СТРАТЕГИЈА УПРАВЉАЊА ЦЕНТРАЛНИМ БАЛАНСНИМ СИСТЕМОМ	91
5.3. МОДЕЛ ТЕСТ СИСТЕМА	96
5.3.1. МОДЕЛ МИКРОМРЕЖЕ	96
5.3.1. АНАЛИЗИРАНА РАДНА СТАЊА	98
5.3.2. АНАЛИЗИРАНИ ПОРЕМЕЂАЈИ	98
5.3.3. ВРЕМЕНСКИ ТОК ДОГАЂАЈА	98
5.4. РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА	99
5.4.1. СЛУЧАЈ 1 – МАКСИМУМ ПРОИЗВОДЊЕ И МИНИМУМ ПОТРОШЊЕ	99
5.4.1.1. Једнофазни кратак спој	99
5.4.1.2. Двофазни кратак спој	103
5.4.1.3. Једнофазни кратак спој и подпобуђени режим рада синхроног генератора	104
5.4.2. СЛУЧАЈ 2 – МИНИМУМ ПРОИЗВОДЊЕ И МАКСИМУМ ПОТРОШЊЕ	104
5.4.3. СИМЕТРИЧНИ ПОРЕМЕЂАЈ	106
5.4.4. ДИСКУСИЈА	107
5.5. ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	109
<u>6. ЕКСПЕРИМЕНТАЛНА ВЕРИФИКАЦИЈА ТЕХНИКА</u>	111
6.1. ЛАБОРАТОРИЈСКИ МОДЕЛ	111
6.1.1. МЕТОДОЛОГИЈА	111
6.1.2. МОТОР-ГЕНЕРАТОРСКА ГРУПА	112
6.1.3. МОДЕЛ ВОДА	113
6.1.4. МОДЕЛ БАЛАНСНОГ ОТПОРНИКА	113
6.1.5. МИКРОПРОЦЕСОРСКИ ЗАШТИТНИ УРЕЂАЈ И ПРАТЕЋИ ЕЛЕМЕНТИ	114
6.1.6. КОНТАКТОРИ И ПОМОЋНИ РЕЛЕЈИ	115
6.1.7. ИЗВОРИ ПОМОЋНОГ НАПАЈАЊА	117
6.1.8. МОДЕЛ КВАРА	117
6.1.9. СИНХРОНИЗАЦИЈА НА МРЕЖУ	117
6.1.10. ОПРЕМА ЗА МЕРЕЊЕ	118
6.2. РЕЗУЛТАТИ МЕРЕЊА	118
6.2.1. КРАТАК ВОД И ИЗОЛОВАНО ЗВЕЗДИШТЕ ГЕНЕРАТОРА	118
6.2.2. КРАТАК ВОД И УЗЕМЉЕНО ЗВЕЗДИШТЕ ГЕНЕРАТОРА	122
6.2.3. ДУГАЧАК ВОД И ИЗОЛОВАНО ЗВЕЗДИШТЕ ГЕНЕРАТОРА	123
6.2.4. ЈЕДНОФАЗНО АУТОМАТСКО ПОНОВНО УКЉУЧЕЊЕ СА ПРИМЕНОМ ЈЕДНОФАЗНОГ БАЛАНСНОГ ОТПОРНИКА	125

6.3. ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	127
7. ЗАКЉУЧАК	129
ЛИТЕРАТУРА	131
БИОГРАФСКИ ПОДАЦИ О АУТОРУ ДИСЕРТАЦИЈЕ	139
ИЗЈАВА О АУТОРСТВУ	140
ИЗЈАВА О ИСТОВЕТНОСТИ ШТАМПАНЕ И ЕЛЕКТРОНСКЕ ВЕРЗИЈЕ ДОКТОРСКОГ РАДА	141
ИЗЈАВА О КОРИШЋЕЊУ	142

ЛИСТА СЛИКА

Сл. 2.1: Принцип рада хидроелектране [8]	8
Сл. 2.2: Принциуска шема деривационе МХЕ	9
Сл. 2.3: Ветроагрегат са двострано напајаном асинхроним машином [82].....	10
Сл. 2.4: Ветроагрегат са вишеполним синхроним генератором [82].....	11
Сл. 2.5: Типични изоловани фотонапонски систем	12
Сл. 2.6: Концепт мрежно повезаних фотонапонских система [83]	12
Сл. 2.7: Потенцијално неселективно реаговање прекидача [84]	14
Сл. 2.8: Допринос ДГ-а кваровима ближе извору [84]	14
Сл. 2.9: Допринос ДГ-а кваровима „испод” његове тачке прикључења [84].....	14
Сл. 2.10: Циклус успешног АПУ-а.....	15
Сл. 2.11: Захтеви у погледу <i>FLR</i> за ветрогенераторе и соларне електране преко 1 MW у Румунији [18].....	18
Сл. 2.12: Захтеви у погледу <i>FLR</i> за ДГ-е преко 100 kVA у Јужној Африци [18].....	19
Сл. 2.13: Одзив ДГ-а и захтеви у погледу <i>FLR</i> за поремећена радна стања за изворе из категорије I [20].....	20
Сл. 2.14: Стандардни захтеви за реактивно инјектирање ДГ-а [20]	20
Сл. 3.1:Једнополна шема анализираниог дела система	24
Сл. 3.2: Блок дијаграм модификованог система регулације побуде	30
Сл. 3.3: Промена брзине обртања генератора са назначеном референтном вредношћу	34
Сл. 3.4: Промена: а) активне и б) реактивне снаге генератора.....	34
Сл. 3.5: Промена: а) напона на вишенAPONској страни блок трансформатора, б) побудног напона генератора	35
Сл. 3.6: Промена грешака на улазу у регулатор побуде.....	35
Сл. 3.7: Промена активне снаге дисипације на БО, активне снаге генератора и активне снаге локалне потрошње	36
Сл. 3.8: Варијације d и q компоненти статорске струје синхроног генератора	36
Сл. 3.9: Промена брзине обртања генератора са назначеном референтном вредношћу	37
Сл. 3.10: Промена: а) активне и б) реактивне снаге генератора.....	37
Сл. 3.11: Промена: а) напона на вишенAPONској страни блок трансформатора и б) побудног напона генератора	38
Сл. 3.12: Промена грешака на улазу у регулатор побуде.....	38
Сл. 3.13: Промена активне снаге дисипације на БО, активне снаге генератора и активне снаге локалне потрошње	39
Сл. 3.14: Варијације d и q компоненти статорске струје синхроног генератора	39
Сл. 3.15: Промена брзине обртања генератора за случај коришћења БО и БИ	40
Сл. 3.16: Промена величина за случај коришћења БО и БИ: а) напона на ВН прикључцима блок трансформатора и б) побудни напон генератора	40
Сл. 3.17: Промена брзине обртања генератора за јединични фактор снаге и подпобуђени режим	41
Сл. 3.18: Промена величина за јединични фактор снаге и подпобуђени режим рада генератора: а) напона на ВН прикључцима блок трансформатора и б) побудног напона генератора.....	42
Сл. 3.19: Промена грешака на улазу у побудни регулатор за случај јединичног фактора снаге и подпобуђеног режима рада	42
Сл. 3.20: Корекција БО при прорачунатој промени фактора снаге у стационарном стању	43
Сл. 3.21: Промена брзине обртања генератора са и без корекције БО приликом кретања према капацитивном режиму рада	44
Сл. 3.22: Промена: а) напона на ВН прикључцима блок трансформатора и б) побудног напона генератора.....	44

Сл. 3.23: Промена брзине обртања генератора са и без корекције БО приликом кретања према капацитивном режиму рада	45
Сл. 3.24: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за случај са тачном и дискретним вредностима БО.....	46
Сл. 3.25: Промена: а) побудног напона генератора и б) грешака на улазу у регулатор	46
Сл. 3.26: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за случај двофазног кратког споја и преласка у острвски рад са локалном потрошњом и БО	47
Сл. 3.27: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за случај двофазног кратког споја и преласка у острвски рад са БО	48
Сл. 3.28: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за различите побудне системе при једнофазном краткој споју и преласку у острвски рад само са БО.....	49
Сл. 3.29: Промена брзине обртања генератора за различите побудне системе при једнофазном краткој споју и преласку генератора у острвски рад са потрошњом и БО	50
Сл. 3.30: Промена брзине обртања генератора за различите побудне системе за двофазни кратак спој и прелазак у острвски рад са БО	50
Сл. 3.31: Промена брзине обртања генератора за различите побудне системе за двофазни кратак спој и прелазак у острвски рад са потрошњом и БО	50
Сл. 4.1: Алокација једнофазних риклозера у дистрибутивној мрежи са ДГ	56
Сл. 4.2: Илустрација елиминације једнофазног кратког споја са земљом: а) настанак квара са луком, б) гашење електричног лука привременим искључењем фазе погођене кваром и в) реконекција дистрибуираног генератора и наставак нормалног рада без квара.....	58
Сл. 4.3: Илустрација елиминације двофазног кратког споја: а) настанак квара са луком, б) гашење електричног лука привременим искључењем фазе погођене кваром, в) реконекција дистрибуираног генератора и наставак нормалног рада без квара	59
Сл. 4.4: Индиректно напајање места квара преко различитих спрега трансформатора СН/НН	60
Сл. 4.5: Трополна шема извода са индиректним напајањем једнофазног кратког споја у директно уземљеној мрежи.....	62
Сл. 4.6: Трополна шема извода са индиректним напајањем двофазног кратког споја	63
Сл. 4.7: Трополна шема извода са индиректним напајањем једнофазног кратког споја у изолованој мрежи.....	64
Сл. 4.8: Максималне вредности струје земљоспоја у компензованим (1) и изолованим (2) мрежама, при којима се сматра да постоје услови за самогашење електричног лука [115]	65
Сл. 4.9: Повезивање и управљање „Нептун” спојем	66
Сл. 4.10: Искључење уземљивача модификованог земљоспојног елемента краткоспојног прекидача	67
Сл. 4.11: Једнополна шема мреже коришћене у анализама	68
Сл. 4.12: Алгоритам за проверу транзијентне стабилности током верификације предложене технике	72
Сл. 4.13: Промена: а) брзине синхроног генератора, б) напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора.....	73
Сл. 4.14: Промена напона и струја у фази са кваром при једнофазном краткој споју на воду 04-05 код чвора 04: а) при чистом једнофазном квару, б) при једнофазном квару преко лука отпорности 5 Ω и в) при једнофазном квару преко лука отпорности 10 Ω	74
Сл. 4.15: Промена напона између фаза са кваром и струје у фази која се искључује при двофазном краткој споју на воду 04-05 код чвора 04: а) при чистом двофазном квару, б) при двофазном квару преко лука отпорности 5 Ω и в) при двофазном квару преко лука отпорности 10 Ω	75

Сл. 4.16: Промена вредности струја електричног лука за квар на почетку извода II (на почетку вода 06-07): а) случај 1, једнофазни кратак спој, б) случај 1, двофазни кратак спој, в) случај 2, једнофазни кратак спој и г) случај 2, двофазни кратак спој	77
Сл. 4.17: Промена вредности струја електричног лука за квар на крају извода II (на средини вода 08-09): а) случај 1, једнофазни кратак спој, б) случај 1, двофазни кратак спој, в) случај 2, једнофазни кратак спој и г) случај 2, двофазни кратак спој	78
Сл. 4.18: Промена величина синхроног генератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора	79
Сл. 4.19: Промена фазних напона на ВН страни блок трансформатора ветроагрегата са синхроним машином и пуним претварачем	80
Сл. 4.20: Промена величина ветрогенератора са двострано напајаном асинхроним машином: а) фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора, б) брзине обртања генератора	80
Сл. 4.21: Промена фазних напона на генераторским прикључцима двострано напајане асинхроне машине	81
Сл. 4.22: Промена фазних напона на прикључцима фотонапонског система ФС1	81
Сл. 4.23: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора хидрогенератора	82
Сл. 4.24: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора са двострано напајаном асинхроним машином	83
Сл. 4.25: Промена величина синхроног генератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора	84
Сл. 4.26: Промена величина ветрогенератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора	84
Сл. 4.27: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора	85
Сл. 4.28: Промена величина синхроног генератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора	85
Сл. 4.29: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора са двострано напајаном асинхроним машином	86
Сл. 4.30: Промена фазних напона на ВН прикључцима: а) МХЕ, б) ВЕ, в) ФС1	86
Сл. 5.1: Принциуска шема анализираног система	90
Сл. 5.2: Блок дијаграм управљања претварачем у једној фази	92
Сл. 5.3: Положај фазора напона на прикључцима микромреже са назначеним управљачким променљивим: а) током квара, б) током безнапонске паузе на воду у фази са кваром без коришћења ЦБС-а и в) током безнапонске паузе на воду у фази са кваром са коришћењем ЦБС-а	93
Сл. 5.4: Грешка по фазном углу и напону	94
Сл. 5.5: Приказ блока за прорачун потребних вредности струја по d и q оси	95
Сл. 5.6: Једнополна шема анализираног система	97
Сл. 5.7: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора МХЕ: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а	100
Сл. 5.8: Промена фазних струја генератора у МХЕ: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а	101
Сл. 5.9: Промена фазних струја генератора у ВА1: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а	101
Сл. 5.10: Промена фазних струја генератора у ВА1: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а	102
Сл. 5.11: Промена: а) инверзне компоненте напона у чвору 02, б) фазног угла напона и в) активне и реактивне снаге ЦБС-а	102
Сл. 5.12: Промена: а) инверзне компоненте напона у чвору 02, б) фазног угла напона и в) активне и реактивне снаге ЦБС-а	103

Сл. 5.13: Промена брзине синхроног генератора у МХЕ у подпобуђеном режиму, са и без коришћења ЦБС-а	104
Сл. 5.14: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора МХЕ: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а	105
Сл. 5.15: Промена: а) инверзне компоненте напона у чвору 02, б) фазног угла напона и в) активне и реактивне снаге ЦБС-а.....	105
Сл. 5.16: Модификована фазна грешка	106
Сл. 5.17: Промена: а) фазног угла, б) фреквенције у микромрежи, в) фазног напона и г) активне и реактивне снаге ЦБС-а.....	107
Сл. 6.1: Једнополна шема лабораторијског модела ДГ-а	111
Сл. 6.2: Лабораторијски модел са означеним елементима са једнополне шеме.....	112
Сл. 6.3: Мотор-генераторска група	113
Сл. 6.4: Три једнофазна балансна отпорника везана у уземљену звезду.....	114
Сл. 6.5: Предњи изглед микропроцесорског заштитног уређаја <i>REF 615</i>	114
Сл. 6.6: Изглед софтвера за конфигурацију <i>PCM 600</i> са приказом блок дијаграма АПУ-а...	115
Сл. 6.7: Струјни трансформатори	115
Сл. 6.8: Контактори и помоћни релеји.....	116
Сл. 6.9: Секундарна кола за укључење и искључење контактора К01 и К03	116
Сл. 6.10: Секундарна кола за укључење и искључење контактора К02	116
Сл. 6.11: Апаратура у лабораторији за иницијалну синхронизацију на мрежу и обезбеђивање рада генератора и мотора	118
Сл. 6.12: Опрема за мерење са софтвером за аквизицију и обраду података	118
Сл. 6.13: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду.....	119
Сл. 6.14: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона воду са стране мреже и б) фазне струје са стране мреже током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду.....	120
Сл. 6.15: Промена фреквенције генератора током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду.....	120
Сл. 6.16: Промена: а) активне и б) реактивне снаге генератора током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду.....	121
Сл. 6.17: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду.....	121
Сл. 6.18: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду.....	122
Сл. 6.19: Промена таласних облика: а) фазног напона на генератору и б) фазне струје генератора непосредно пре и након синхронизације	123
Сл. 6.20: Промена фреквенције генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду.....	123
Сл. 6.21: Промена ефективних вредности основних хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду.....	124
Сл. 6.22: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду.....	124
Сл. 6.23: Промена фреквенције генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду.....	125

Сл. 6.24: Промена ефективних вредности основних хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду и једнофазним АПУ-ом у фази која се искључује	126
Сл. 6.25: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду и једнофазним АПУ-ом са БО у фази која се искључује.....	126
Сл. 6.26: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду и једнофазним АПУ-ом са БО у фази која се искључује.....	127
Сл. 7.1: Предности и кључне карактеристике предложених техника и експерименталне верификације резултата.....	129

ЛИСТА ТАБЕЛА

Таб. 3.1: Преглед основних параметара генератора	28
Таб. 3.2: Параметри модификованог система регулације побуде генератора	31
Таб. 3.3: Вредности параметара за формирање грешке за различите побудне системе	49
Таб. 3.4: Спецификација опреме и радова са ценама за реализацију предложене технике.....	52
Таб. 4.1: Параметри водова тест система	69
Таб. 4.2: Преглед основних параметара коришћеног синхроног генератора.....	69
Таб. 4.3: Вредности струја које индиректно напајају место квара преко намотаја трансформатора.....	74
Таб. 4.4: Процентуално смањење струје електричног лука на месту квара за различите случајеве.....	77
Таб. 5.1: Параметри ЦБС-а.....	95
Таб. 5.2: Подаци ДГ-а	98
Таб. 5.3: Електрична енергија потребна за реализацију предложене технике за различите врсте кварова и радна стања која су претходила квару	108
Таб. 5.4: Процентуална неутрализација инверзне компоненте напона у чвору 02 за различите врсте кварова и радна стања која су претходила квару	108
Таб. 6.1: Параметри погонског мотора	113
Таб. 6.2: Параметри генератора	113
Таб. 6.3: Ознака елемената секундарних кола	117

ЛИСТА СКРАЋЕНИЦА

ОИЕ	-	Обновљиви извори енергије
ЕЕС	-	Електроенергетски систем
ДМ	-	Дистрибутивна мрежа
АПУ	-	Аутоматско поновно укључење
ДГ	-	Дистрибуирани генератор (генерисање)
ХЕ	-	Хидроелектрана
ССЕ	-	Систем за складиштење енергије
МХЕ	-	Мала хидроелектрана
СН	-	Средњи напон
ВН	-	Високи напон
БО	-	Балансни отпорник
БИ	-	Балансна импеданса
БР	-	Балансна реактанса
ЦБС	-	Централни балансни систем

1. УВОД

Тренутни развој различитих делатности у свету захтева додатне енергетске изворе, који би задовољили све потребе становништва и омогућили даљи развој привреде и индустрије. Са друге стране, проблеми око глобалног загађења намећу као неминовност окретање обновљивим изворима енергије (ОИЕ) који имају много мањи негативан утицај на животну средину. Конвенционална производња електричне енергије је базирана у великој мери на фосилним горивима, чије су залихе ограничене, и не могу задовољити дугорочне потребе за електричном енергијом. Из тих разлога интеграција ОИЕ у електроенергетски систем (ЕЕС) представља решење које ће обезбедити довољне количине „зелене” електричне енергије и тренд развоја ЕЕС-а је доминантно базиран на томе. Учешће ОИЕ у укупној производњи електричне енергије се прогресивно повећава. То намеће потребу за развојем адекватних алгоритама и техника које ће обезбедити максималну ефикасност ових извора и њихово оптимално уклапање у постојећи ЕЕС. Поред економских показатеља, потребно је задовољити и техничке захтеве који прописују оператори дистрибутивних и преносних система. Они се односе како на радне режиме, у којима се производне јединице налазе, тако и на превазилажење потенцијално опасних радних стања у које систем може dospети [1].

Интеграција ОИЕ се врши на свим напонским нивоима и на различите начине. Ветроелектране велике инсталисане снаге се прикључују на високонапонску преносну мрежу, што је идентично концепту заступљеном у конвенционалном ЕЕС-у, где је производња углавном централизована у великим производним јединицама прикљученим на преносни систем. Из тог разлога, прикључење ветроелектрана на преносну мрежу се обавља према већ устаљеној процедури која се примењује за било коју другу електрану, уз минималне модификације [2], [3]. Неопходно је да овакве производне јединице испуне захтеве које је дефинисао Оператор преносног система у Правилима о раду преносног система [4], [5]. Поузданост испоруке електричне енергије у преносни систем је на веома високом нивоу јер је мрежа реализована као упетљана и задовољен је принцип сигурности $n-1$. Из тог разлога не долази до искључења електрана током поремећаја у мрежи, а једино се захтева да оне буду отпорне на транзијентне поремећаје напона и фреквенције узроковане кваровима. Традиционална дистрибутивна мрежа (ДМ) је претежно пасивна и њена улога је била да обезбеди дистрибуцију електричне енергије до потрошача. Једноставна, јасно дефинисана функција оваквог дистрибутивног система није захтевала претерано компликоване заштитне и управљачке системе. Радијална структура дистрибутивне мреже омогућава примену прекострујних заштита и не захтева инсталирање комуникационих подсистема [6], [7]. Регулација напона се одвија у трансформаторској станици високи на средњи напон, док се подешавање уклопног стања углавном обавља мануелно, односно ручним манипулацијама на лицу места [8]. Оваква структура дистрибутивног система је нарушена прикључењем дистрибуираних генератора, чиме мрежа постаје активна, а токови снага двосмерни [9], [10]. Електране снаге мање од 20 MW се обично прикључују на средњенапонску мрежу, па су неопходне измене и прилагођавања постојећег система новим елементима [11]. Дистрибуирано генерисање је детаљније обрађено у поглављу 2, где су истакнути основни проблеми интеграције ОИЕ и дат је преглед ресурса.

Постојећи системи релејне заштите нису довољни да се обезбеди селективно реаговање услед различитих кварова у активним дистрибутивним мрежама. Потребно је надоградити постојеће системе или пројектовати потпуно нове у складу са конкретном ситуацијом [12], [13], [14]. Како се у дистрибутивној мрежи дешава велики број пролазних кварова који се могу решити безнапонским паузама на деоници у квару, веома је битно развити технике за њихово ефикасно елиминисање, а које неће угрозити стабилност рада дистрибуираних извора. Пролазни кварови су нарочито изражени у мрежама са надземним водовима. У циљу елиминације пролазних кварова и унапређења стабилности током прелазних процеса користи се техника аутоматског поновног укључења (АПУ), која се примењује у преносним и

дистрибутивним мрежама широм света [15], [16], [17]. Више од 70% кварова на надземним водовима се елиминише применом ове технике, док се додатних 15% може елиминисати нешто дужом безнапонском паузом. Традиционално се у дистрибутивној мрежи примењује трофазни систем АПУ-а. Међутим, трофазно искључење вода веома често прекине везу дистрибуираног генератора (ДГ) са прикључном мрежом, што доводи до губитка синхронизма јединице и њеног искључења са мреже. Правилима о раду дистрибутивног система је обично забрањен острвски рад генератора, јер представља потенцијално опасно радно стање. Из тог разлога постоји велики број развијених стандарда и техника за детекцију и искључење генератора услед острвског рада [18]-[29]. Напредна техника за одржавање стабилног рада синхроног генератора коришћењем балансног отпорника током трополног АПУ-а у мрежи, развијена је у овој дисертацији и приказана у поглављу 3. Кључни резултати овог истраживања су публиковани у раду [30]. Како пролазни кварови могу бити врло чести у дистрибутивним мрежама, број испада ДГ-а може бити значајан и директно се одразити на рентабилност и животни век дистрибуираних електрана. Примена концепта једнофазног АПУ-а [31], како се то ради у преносној мрежи, значајно би унапредила поузданост и вероватноћу превазилажења великог броја поремећаја [32]. У поглављу 4 је приказан иновативни концепт који омогућава ефикасну елиминацију несиметричних кварова коришћењем риклозера са независним управљањем сваким полом [33].

Варијације производње и потрошње могу довести до промене напона у широком опсегу, који у случају дистрибуираних извора велике снаге може изаћи изван опсега нормалног рада (обично $\pm 10\%$ у односу на номиналну вредност). Због тога се неретко користе системи за компензацију реактивне снаге који могу радити у капацитивном и у индуктивном режиму рада. Регулација напона захтева пажљив приступ, јер се њеном оптимизацијом добија низ повољних економских и техничких ефеката [34], [35], [36], [37]. Поред регулације напона у стационарним радним стањима или током релативно спорих промена потрошње потребно је ограничити транзијентне пренапоне и обезбедити напонску стабилност током прелазних процеса.

Дистрибуирани извори су претежно у приватном власништву, па и краткотрајно искључење са мреже представља значајан финансијски губитак за власника и утиче на рентабилност производних јединица. Из тог разлога се значајна пажња посвећује одржању транзијентне стабилности дистрибуираних генератора, услед непредвиђених, поремећених радних стања у мрежи [38], [39], [40], [41], [42]. Технике имају за циљ обезбеђивање континуалног рада јединица и њихово одржавање на мрежи, чиме се предупређују потенцијални губици настали услед искључења са мреже. Такође, редукују се напрезања машина током изложености кваровима, као и при заустављању и стартовању, чиме се може значајно утицати на смањење њиховог животног века [30]. Технике приказане у овој дисертацији имају за циљ избегавање опасних радних стања, али истовремено одржавање стабилности дистрибуираног генерисања. Тиме се унапређује рад постојећег ЕЕС-а и развој изолованих система, односно микромрежа које могу независно функционисати без прикључка на мрежу.

Интермитентност ОИЕ представља један од највећих проблема при интеграцији ових извора, јер немогућност утицаја на примарни енергент има за последицу ситуацију да се у сваком тренутку мора на неки начин искористити оно што је расположиво. Развијен је велики број метода за предикцију производње ветроелектрана, соларних система, малих хидроелектрана (ХЕ), итд. Међутим, да би се у сваком тренутку могао обезбедити баланс између производње и потрошње потребни су системи за складиштење електричне енергије (ССЕ), који ће у сваком тренутку елиминисати дебаланс у систему и обезбедити стабилно радно стање. ССЕ се користе како за попуњавање дијаграма оптерећења у краткорочне планерске сврхе, тако и за потребе ефикасног превазилажења транзијентних процеса узрокованих различитим поремећајима у мрежи [43], [44], [45], [46].

Као извори који могу радити самостално, без прикључне мреже, микромреже фигуришу као један од ефикасних модела за интеграцију ОИЕ, али и служе за напајање удаљених подручја где не постоји реална опција за прикључење на мрежу. Самостални рад се обезбеђује коришћењем ССЕ и извора на фосилна горива који ће надоместити интермитентност ОИЕ. Микромреже такође имају опцију паралелног рада са ЕЕС-ом, где је неопходно да задовоље услове оператора дистрибутивног система у погледу утицаја на прикључну мрежу и стабилног рада у случају поремећаја у мрежи [47]. Специфичност система релејне заштите у микромрежама је слична као у случају дистрибуираног генерисања. Такође постоје и посебне технике, чија је имплементација искључиво предвиђена у случају микромрежа [47], [48]. У микромрежама се често јавља несиметрија услед променљивих карактеристика потрошње, које могу имати значајну улогу приликом анализа прелазних и стационарних стања [50], [51], [52]. Оне представљају посебан изазов са аспекта регулације фреквенције и активних снага јер постоји непредвидивост и на страни потрошње и производње [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59]. Из тог разлога постоји потреба за развојем нових метода за обезбеђивање адекватне регулације, нарочито у стањима узрокованим кваровима, или испадима потрошње или генерисања. Како током прелазних, тако и током стационарних стања, потребно је обезбедити адекватну напонску регулацију и реактивну подршку система, чиме се значајно унапређују експлоатационе и техничке карактеристике микромрежа [60], [61], [62], [63]. Актуелно питање представља и унапређење транзијентне стабилности, али и стабилности на мале поремећаје који заузимају значајно место у истраживањима о микромрежама [64], [65], [66], [67]. У поглављу 5 је представљена нова техника за унапређење стабилности микромрежа током асиметричних поремећаја, коришћењем система за складиштење електричне енергије [68]. На основу избора адекватних управљачких променљивих, омогућава се независно монофазно управљање активном и реактивном снагом инјектирања ССЕ, које ће сачувати стабилност дистрибуираног генерисања и елиминисати инверзну компоненту напона и струја у мрежи.

2. ДИСТРИБУИРАНО ГЕНЕРИСАЊЕ И МИКРОМРЕЖЕ

2.1. Увод

Дистрибуирано генерисање се односи на производњу електричне енергије из генераторских јединица прикључених на средњенапонску мрежу (напонски нивои 10, 20 или 35 kV) или нисконапонску мрежу (0,4 kV). Назначени средњенапонски нивои су наведени за дистрибутивну мрежу Србије [19], док се, у зависности од земље, неретко користе и напонски нивои од 11 и 33 kV. Како је већ поменуто у претходном поглављу, глобални климатски проблеми и ограниченост енергетских ресурса захтевају формирање концепта одрживог ЕЕС-а, који ће производити довољне количине енергије, а да при томе има прихватљиве глобалне и локалне последице у погледу загађења и утицаја на здравље. Један од веома битних аспеката за стварање таквог окружења је развој дистрибуираног генерисања. Како у великој мери укључује интеграцију ОИЕ, има директне консеквенце на смањење емисије штетних гасова и стварање штетног отпада. Основна карактеристика ДГ-а је да се електрична енергија производи у непосредној близини потрошача. Тиме се битно смањују губици у преносу, као у случају великих производних јединица које су у електричном смислу веома удаљене од потрошача. На тај начин се добија ефикасније коришћење електричне енергије и позитивне последице, чак и у случају коришћења дистрибуираних јединица на фосилна горива. Прогнозирани инсталисани капацитет ДГ-а у свету за 2019. годину је око 120 000 MW, док се очекује да до 2025. године пређе 200 000 MW [69].

Опсег снаге дистрибуираних извора различите институције дефинишу на различит начин. Према *Electric Power Research Institute* (EPRI) дистрибуираним изворима се сматрају јединице чија је инсталисана снага у опсегу од 1 kW до 50 MW [70]. Са друге стране, *Gas Research Institute* (GRI) дефинише ДГ у опсегу инсталисане снаге од 25 kW до 25 MW. *Institute of Electrical and Electronics Engineers French Community* (CIGRE) дефинише ДГ у опсегу инсталисане снаге од 50 kW до 100 MW [71]. Генерална подела која се углавном усваја што се тиче инсталисане снаге, а на основу свега реченог, може се дефинисати на следећи начин [8], [72]:

- микро, снаге мање од 5 kW,
- мали, снаге од 5 kW до 5 MW,
- средњи, снаге од 5 MW до 50 MW,
- велики, снаге преко 50 MW.

Подела ДГ према врсти примарног енергента се може извршити на следећи начин [8], [72]:

- Обновљиви: ветроелектране, соларне електране, мале хидроелектране (МХЕ), електране на биомасу и биогаз, геотермалне електране и електране које покреће енергија таласа,
- Необновљиви: агрегати са моторима са унутрашњим сагоревањем на фосилна горива, микротурбине и горивне ћелије.

Постоје три основна начина прикључења на мрежу ДГ-а: директно прикључење на мрежу коришћењем синхроног генератора, директно прикључење на мрежу преко асинхроног генератора и индиректно прикључење преко претварача. Постоје и модификације ова три основна принципа, али о њима ће више бити речи касније, приликом разматрања конкретних технологија.

У случају директног прикључења синхроног генератора на мрежу, његови статорски прикључци су преко расклопне опреме повезани на мрежу, док је његов ротор механички спрегнут са погонском машином – турбином. Најважнији пратећи елементи су побудни

систем, турбински регулатор и уређај за синхронизацију на мрежу. Током кратких спојева у прикључној мрежи генератор се понаша као напонски извор и даје значајан допринос струји кратког споја, нарочито у случају генератора већих снага. Потребно је посебну пажњу посветити заштити генератора у условима кратког споја, где се лако може десити да дође до губитка синхронизма и неминовног искључења са мреже. Предности оваквог начина прикључења су што може напајати део мреже у острвском раду у случају нестанка основног напајања и што постоји могућност за генерисање/апсорбовање реактивне снаге у широком опсегу.

Асинхрони генератори директно прикључени на мрежу су се некада користили у ветроагрегатима, док су их у савременим концептима заменила напредна решења са претварачима. Поред тога, још увек се могу срести у малим хидроелектранама мањих снага. Ово је једноставније и јефтиније решење од претходно наведеног, јер не захтева компликоване системе као што је регулација побуде и уређај за аутоматску синхронизацију. Једноставним повећавањем брзине изнад синхроне стичу се услови за прикључење на мрежу. За разлику од синхроних, не постоји могућност генерисања реактивне снаге, већ само континуална апсорпција, што може имати неповољан утицај на напонско реактивне прилике у мрежи. Мана је такође струјни удар на мрежу у току прикључења који узрокује напонске пропаде у слабој ДМ-и.

Трећа опција за прикључење представља коришћење претварача који омогућава распрегнуто управљање са обе стране претварача. На овај начин се обично прикључују соларне електране, горивне ћелије, микротурбине, али се такође може срести у савременим ветроагрегатима у комбинацији са синхроним и асинхроним генератором. Овај концепт омогућава велику флексибилност, тако да се на пример електрична енергија високе фреквенције коју производе микротурбине може трансформисати у 50 Hz. Такође, може се трансформисати производња на наизменичном напону у наизменични друге учестаности, као и једносмерна производња у наизменичну. Мана је висока цена претварача, али могућности за управљање које се добију заузврат обезбеђују широку примену оваквог начина прикључења на мрежу.

2.2. Предности и мане дистрибуираног генерисања

Постоји много бенефита које доноси ДГ-и, а који као последицу имају обезбеђивање довољне количине електричне енергије, унапређење поузданости напајања, ефикасније коришћење електричне енергије и побољшање економских показатеља рада система. Најзначајније су следеће предности [72]:

- **Ослобађање преносних капацитета:** Напајањем дела потрошача из непосредне близине редукује се пренос електричне енергије водовима и на тај начин се ослобађа део њиховог капацитета и смањују укупни губици у мрежи.
- **Подршка у случају поремећаја:** Уколико дође до великих испада у преносној мрежи ДГ-и може покрити део потрошње, чиме се спречава додатно погоршање радних услова у мрежи и даљи испади.
- **Брзи старт:** Након распада система, ДГ-и могу имати значајну улогу преузимањем дела потрошње, што олакшава синхронизацију великих генератора. Такође могу имати функцију за напајање помоћних система великих електрана током њиховог стартовања.
- **Комбинована производња електричне и топлотне енергије:** Поред производње електричне енергије, поједини ДГ-и, могу производити и топлотну енергију, чиме се побољшава степен искоришћења. Ово се може описати следећом релацијом:

$$\eta = \frac{P_e + P_{term}}{P_{in}} \quad (2.1)$$

где је:

P_e – електрична снага,
 P_{term} – топлотна снага,
 P_{in} – улазна снага.

- **Покривање вршне потрошње:** Коришћењем ДГ-а при вршном оптерећењу смањују се трошкови производње електричне енергије. Друга предност је смањење оптерећења преносних водова и трансформатора када су они јако оптерећени. Тиме се смањује њихова температура и продужава животни век.
- **Напајање приоритетних потрошача:** Због своје локације могу се користити као резервно напајање битних потрошача. Ово се често може срести у индустријским постројењима када се напајају потрошачи важни за рад осетљивих технолошких процеса. У ову сврху се користе јединице које могу брзо одговорити и практично тренутно обезбедити резервно напајање.
- **Обртна резерва:** Генератори су синхронизовани на мрежу и могу се у сваком тренутку оптеретити и брзо одговорити потребама у систему уколико је примарни ресурс расположив. Користи се за брзо балансирање и подршку систему у случају поремећаја.
- **Хладна резерва:** Њу представљају генератори који су искључени са мреже, али постоји могућност за њихову синхронизацију и оптерећење. Они се користе, на пример, за покривање вршног оптерећења у складу са планском политиком оператора дистрибутивног система.
- **Регулација напона и реактивна подршка систему:** Поред основне сврхе ДГ-а да генерише активну снагу, не сме се занемарити ни потенцијал за генерисање реактивне снаге, нарочито када су прикључени преко претварача или у случају синхроне машине директно повезане на мрежу. Оптималним управљањем свим ресурсима могу се смањити губици у систему и обезбедити поузданије држање напона у границама нормалног рада.
- **Одлагање инвестиција у преносни систем:** Покривањем дела потрошње на дистрибутивном нивоу смањује се оптерећење елемената у преносном систему, чиме се одлажу инвестиције у изградњу нових инфраструктурних објеката.
- **Брзо монтирање и пуштање у рад:** Како су ове јединице габаритно мање и једноставније, пројектовање и изградња целокупног комплекса ДГ-а краће траје, што омогућава релативно брзо пуштање у рад након почетка изградње.

Поред позитивних утицаја, дистрибуирано генерисање електричне енергије ствара и неколико проблема од којих су најзначајнији следећи [72]:

- **Отежана контрола:** Проблеми приликом контроле су нарочито изражени током острвског рада, где је неопходно одржавати напон и фреквенцију у дефинисаном опсегу. За то су неопходни брзи регулатори и одговарајуће технике које ће омогућити адекватну регулацију. Управо је превазилажење ових проблема предмет ове дисертације, односно развој техника за решавање проблема управљања у поремећеним режимима узрокованим кваровима.
- **Утицај на постојећа подешења релејне заштите:** Постојећа подешења прекострујних заштита обично не могу обезбедити селективност са прикључењем нових извора. Потребно је прилагодити подешења постојећих система или уградити нове које ће обезбедити ефикасно и брзо функционисање система релејне заштите.

- **Повећање струје кратког споја:** Поред доприноса са стране мреже у новонасталим околностима постоји додатни допринос укупној струји кратког споја.
- **Неопходни уређаји за синхронизацију са мрежом:** Да би се након искључења или покретања могли прикључити на дистрибутивну мрежу неопходни су уређаји који ће извршити аутоматску синхронизацију када год је то неопходно. За то је потребно да ефективна вредност напона, фаза напона и фреквенција буду приближне са обе стране прекидача [19].
- **Избор локације:** Пажљив избор локације ДГ-а спречава појаву пренапона и/или повећање губитака у мрежи.
- **Отежана интеграција у урбаним срединама:** У неким ситуацијама захтев са аспекта простора може бити ограничавајући за примену у гушће насељеним срединама због цене земљишта, као и димензије конструктивних елемената појединих извора (лопатице ветротурбина).
- **Интеграција у систем даљинског управљања:** Додатан трошак представља реализација комуникационих веза у циљу даљинског управљања из управљачких центара, односно интеграција у постојећи SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) систем.

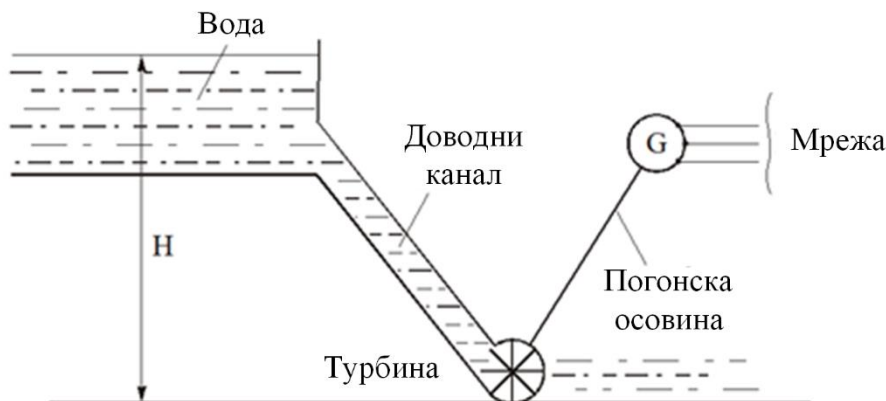
2.3. Технологије

У овом поглављу ће бити дат преглед најзаступљенијих технологија ДГ-а са принципима рада, начинима прикључења и међусобном интеракцијом са прикључном мрежом. Уједно је и рад приказаних врста дистрибуираних генератора анализиран у овој дисертацији. То не ограничава примену предложених техника на друге врсте ДГ-а, у зависности од типа коришћених машина.

2.3.1. Мале хидроелектране

Потенцијална енергија воде се традиционално од самог почетка развоја ЕЕС-а користи за производњу електричне енергије. Хидроелектране су постројења у којима се потенцијална енергија воде претвара прво у механичку, а потом у електричну енергију. Прва електрана која је производила електричну енергију на наизменичном напону је била хидроелектрана на Нијагариним водопадима. За њену изградњу су били заслужни Никола Тесла и Џорџ Вестингхаус (*George Westinghouse*) и завршена је 1896. године. Прва хидроелектрана у Србији је изграђена на реци Ћетињи, код Ужица 1900. године [73]. Након развоја електроенергетског система, хидроелектране су грађене на великим рекама, и производиле су значајне количине електричне енергије и биле прикључене на преносну мрежу. Тренутно у Србији имају удео од 30% у укупно произведеној електричној енергији [74], док у укупној производњи електричне енергије у свету учествују са 16% [75]. Трендови последњих година су такви да има све више малих хидроелектрана које се прикључују на дистрибутивну мрежу. Малим хидроелектранама (МХЕ) се сматрају производне јединице снаге између 500 и 1000 kW, а велике МХЕ су преко 1000 kW. Микро су оне које имају снагу мању од 100 kW, док су мини оне између 100 и 500 kW [76]. Према другој подели (*ESHA* – Европска асоцијација за мале хидроелектране), малим хидроелектранама се сматрају јединице снаге мање од 10 MW [8]. У зависности од расположивости примарног ресурса и типа, МХЕ могу значајно утицати на услове рада у ЕЕС-у, као што је већ претходно детаљно изложено. Могу бити повезане на ЕЕС (паралелан рад), али и радити у условима острвског рада у различитим ситуацијама, као што је електрификација руралних подручја чиме се подстиче њихов економски развој [77]. Обично се за електромеханичку конверзију користи синхрони генератор директно прикључен на мрежу. Једна од најважнијих карактеристика ових извора је ниска емисија штетних гасова [78], [79].

Принцип рада МХЕ се може сагледати на основу сл. 2.1. На висини H изнад нивоа турбине вода поседује потенцијалну енергију. Енергију одређује укупна маса воде и висинска разлика нивоа горње и доње акумулације. Вода доводним цевоводом долази до турбине где се потенцијална и кинетичка енергија воде трансформише у механички рад. Турбина је погонском осовином спрегнута са генератором који је преко статорских прикључака повезан на мрежу. Када се уваже губици у цевоводу, турбини, генератору и трансформатору, степен корисног дејства МХЕ је 80-90%.



Сл. 2.1: Принципом рада хидроелектране [8]

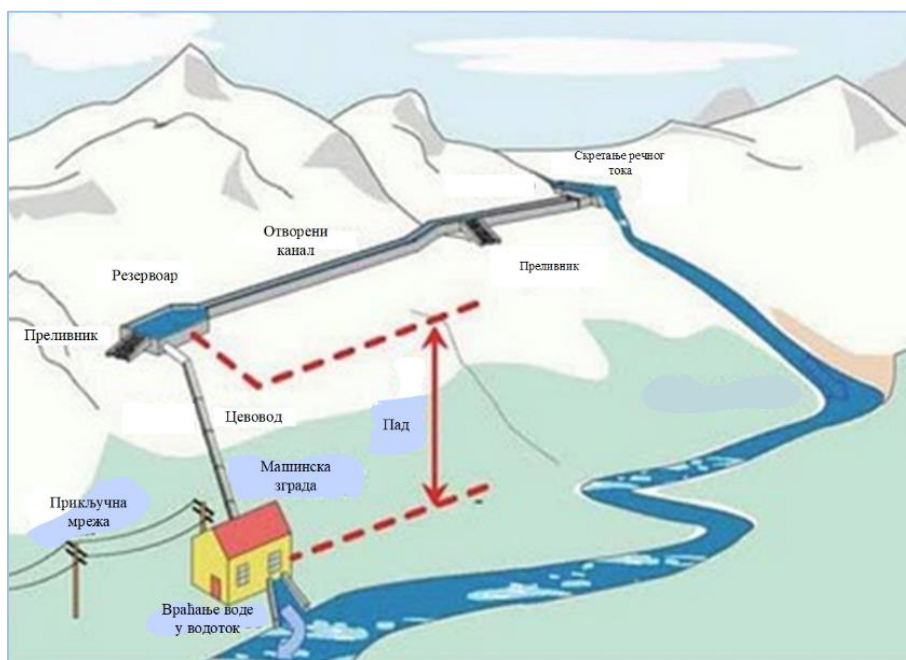
Основна подела МХЕ се може дефинисати на следећи начин [73], [78], [80]:

- **Акумулационе:** Поседују брану која омогућава акумулацију потенцијалне енергије воде. Из тог разлога се могу користити за покривање вршне потрошње, као и за оптимизацију рада ЕЕС-а. Посебан значај имају у системима са великим уделом стохастичних обновљивих извора, када могу имати значајну улогу у балансирању енергије у систему.
- **Деривационе:** Примењују се у брдским пределима када се имају велики падови. Реализују се скретањем дела воденог тока кроз цевоводе и машинску зграду МХЕ, да би се након тога извршило поновно враћање у првобитан водени ток.
- **Проточне:** Тренутни доток воде диктира производњу МХЕ. Не може се акумулирати енергија воде, већ се производња врши према дотоку воде. Карактеришу их велике осцилације производње, нарочито на мањим токовима где тренутне падавине директно утичу на проток.

Принципска шема деривационе МХЕ је приказана на сл. 2.2, које се најчешће и могу срести код МХЕ. У горњем току се направи ниска брана (водозахват) којом се реализује скретање дела воденог тока у деривациони канал. Каналом се вода спроводи до мале акумулације из које се цевоводима спроводи до машинске хале и хидротурбине у њој. Вода се након тога поново враћа у водоток из којег је скренута. На тај начин се елиминише утицај на биолошки минимум низводно од машинске хале, већ он постоји само у делу између водојажа и машинске хале. Од генератора у машинској сали постоји веза са прикључном мрежом, која је реализована одговарајућом расклопном апаратуром и прикључним водом.

У МХЕ се најчешће користе синхрони генератори који су директно прикључени на мрежу, док се у случају мањих снага могу срести и асинхрони генератори. Овакви модели прикључења на мрежу имају за последицу снажну интеракцију између МХЕ и прикључне мреже. Поремећаји у дистрибутивној мрежи стварају директне последице на рад МХЕ, док се последице током синхронизације генератора и варијација снаге манифестују на потрошаче. Са друге стране, МХЕ су углавном лоциране у руралним подручјима која доминантно карактерише водни потенцијал, односно на крајевима дистрибутивних извода који су често удаљени од електрично јаким чворишта. То доводи до још значајније интеракције између мреже и мале електране, где она постаје доминантан фактор који диктира стање у мрежи на

локалном нивоу. Снага производње и режим рада, као и корелација са дијаграмом потрошње, одређују како губитке у локалној дистрибутивној мрежи, тако и варијације напона. Ове чињенице дају могућност оптимизацији радног стања у делу дистрибутивне мреже. Са друге стране, обавезују и захтевају опсежну анализу како би се задржао квалитет електричне енергије на прописаном нивоу и избегли негативни утицаји на рад потрошача и опреме. Неретко се у оваквим ситуацијама користе системи за компензацију реактивне снаге у циљу локалне регулације напона. Као што је већ речено, ДМ је често у оваквим случајевима слаба, доминантно надземна са великим бројем кварова и нижом поузданошћу испоруке електричне енергије од просечних вредности. Ово даје велике могућности за унапређење рада на локалном нивоу, које са перманентним повећањем инсталираних капацитета МХЕ може имати и глобални ефекат.



Сл. 2.2: Принципска шема деривационе МХЕ

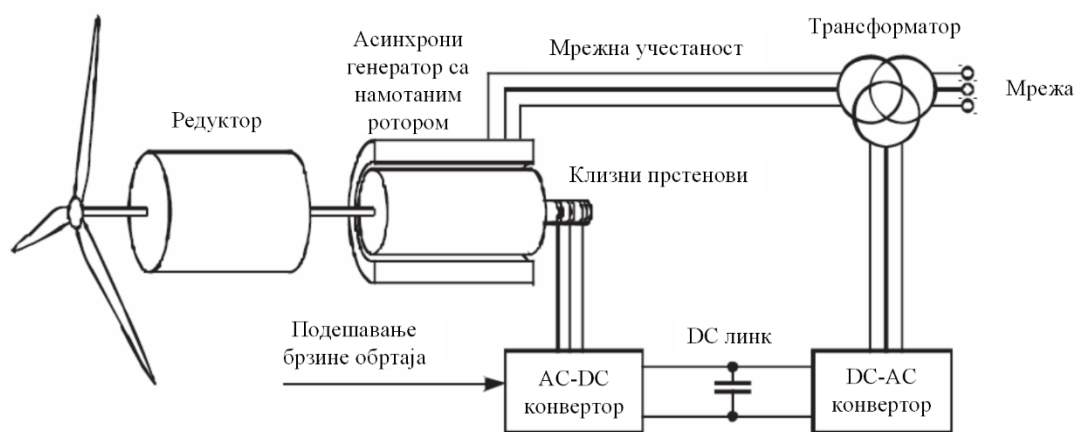
2.3.2. Ветроелектране

Енергија ветра представља један од првих облика примарне енергије у историји човечанства. Данас се кинетичка енергија ветра претвара у механичку коришћењем ветротурбине, док се она преко механичких склопова и генератора трансформише у електричну и даље дистрибуира у прикључну мрежу. Ветроенергетика тренутно представља грану електроенергетике која се најбрже развија и постаје доминантан чинилац у интеграцији ОИЕ. Прикључење ветроагрегата се обавља на свим напонским нивоима, на копну и на мору, што је утицало да се индустрија ветроагрегата нагло развија у свим деловима света. Упоредо се унапређује развој концепата за електромеханичку конверзију енергије ветра, побољшава њихова ефикасност, развијају нове могућности регулације, а све у циљу што активнијег учешћа у динамичном раду ЕЕС-а. Укупан износ инсталираних капацитета у ветроелектранама у 2018. години у Европи износио је око 189 GW [81].

Некада су коришћени концепти у различитим комбинацијама са асинхроним машинама, са и без коришћења претварача између мреже и генератора. Овакви ветроагрегати се сада ређе срећу, углавном у раније изграђеним ветроелектранама, због проблема око управљања, транзијента, прилагођавања честим и великим варијацијама брзине ветра, и нарушавања квалитета електричне енергије.

У савременим ветроагрегатима најзаступљенији је концепт са двострано напајаном асинхроним машином приказан на сл. 2.3. Ветротурбина је преко редуктора спрегнута са ротором асинхроног генератора. Редуктор прилагођава брзину обртања ветротурбине

повољним брзинама обртања ротора. Статорски намотај је директно прикључен на мрежу, док се са стране ротора доводи трофазни систем напона чију регулацију спроводи претварач прикључен у роторско коло. Претварач у роторском колу омогућава управљање амплитудом и фреквенцијом напона који се доводи на клизне прстенове. На овај начин се омогућава управљање брзином обртања, што омогућава максимално искоришћење енергије ветра у опсегу од минималне радне до номиналне брзине ветра. Променом учестаности роторских струја мења се ток активне снаге кроз роторско коло, који је у потсинхроним режимима од мреже, док је у натсинхроним према мрежи. Опсег учестаности у роторском колу је $\pm 30\%$ синхроне, стога је и максимална активна снага размене преко роторског кола 30% од номиналне, према којој се и димензионише претварач у роторском колу. Променом амплитуде напона у роторском колу мења се вредност реактивне снаге размене између статорских прикључака генератора и мреже. Ток активне снаге преко статорских прикључака је увек према мрежи, док ток реактивне снаге зависи од побуде генератора, односно амплитуде напона у роторском колу. Предност овог концепта, поред оптималног прилагођавања тренутној брзини, је реактивна подршка током кварова у мрежи и апсорпција ударних момената, док је мана постојање осетљивог колектора (клизни прстенови са четкицама) кроз који теку велике струје.

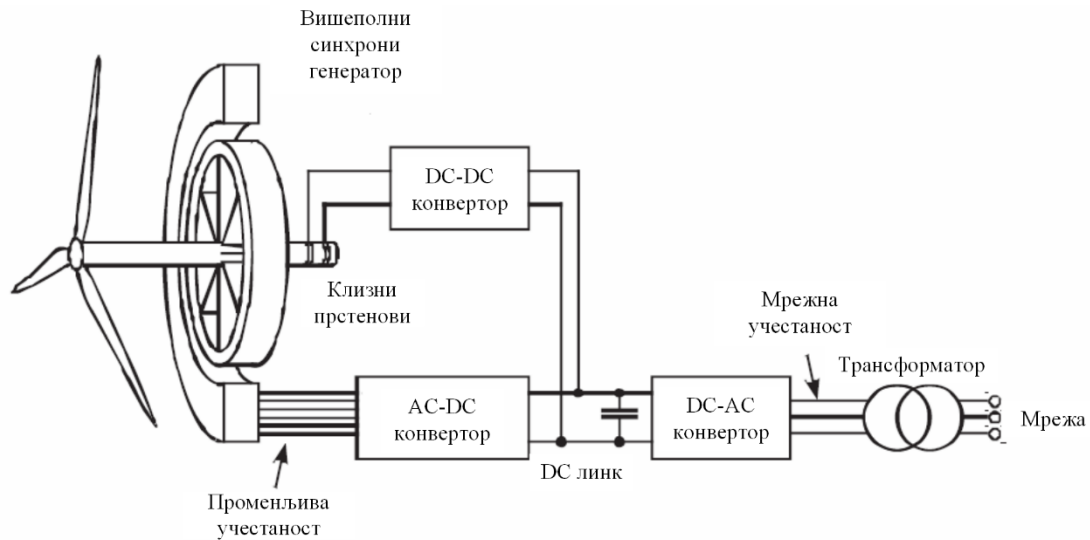


Сл. 2.3: Ветроагрегат са двострано напајаном асинхронном машином [82]

Други концепт који се често може срести у савременим ветроагрегатима је синхрона вишеполна машина која је преко претварача пуне снаге прикључена на мрежу. Овај концепт је приказан на сл. 2.4. Он омогућава потпуно прилагођавање тренутним брзинама ветра, јер је преко претварача пуне снаге на статорској страни генератор у потпуности фреквенцијски распрегнут од мреже. Услед коришћења вишеполне машине са малим брзинама обртања, односно које су блиске повољним брзинама обртања ветротурбине, не постоји потреба за редуктором. Тиме се унапређује поузданост ветроагрегата и смањују губици енергије. Једносмерна побуда се доводи преко претварача у роторском колу. Регулација брзине обртања ротора се врши векторском контролом струја статора генератора, док размену реактивне снаге са мрежом регулише претварач са стране мреже. Мане овог система су велика радијална димензија, маса генератора, као и постојање клизних прстенова за довођење побуде у роторско коло. Овај концепт се јавља и у комбинацији са редуктором, чиме се омогућава примена синхроних машина са мањом димензијом и већим брзинама обртања. Напредније, али скупље решење, јесте употреба синхроног генератора са перманентним магнетима. Код овог концепта нема клизних прстенова побуде и ефикасност оваквих генератора је највећа.

Ветроелектране велике снаге (преко 20 MW) се прикључују на преносну мрежу. Да би се добила дозвола за прикључење, неопходно је да се испуне захтеви дефинисани од стране оператора преносног система [5]. Како ове електране могу бити јако велике снаге реда неколико стотина MW, захтева се њихово учешће у регулацији ЕЕС-а у циљу оптимизације рада целокупног система и подршке у поремећеним радним режимима. Са друге стране,

прикључење ветроелектрана мањих снага се обавља на средњем напону и ту је главни проблем уклапање значајне снаге (за дистрибутивне прилике) концентрисане у једној тачки. Они могу значајно унапредити напонске профиле у слабир дистрибутивним мрежама и смањити губитке активне снаге у зависности од износа и концепције дистрибутивне мреже. Са друге стране, морају имати пратеће системе који могу обезбедити рад у оквиру нормалних режима рада.



Сл. 2.4: Ветроагрегат са вишеполним синхроним генератором [82]

2.3.3. Соларне електране

Сунчева енергија свакодневно доспева на Земљину површину у великом износу. Енергија се ослобађа у процесу фузије унутар Сунца, преноси до површине, емитује у свемир, а део тог електромагнетског зрачења доспева на површину Земље. Сматра се да је снага зрачења које доспе на површину Земљине атмосфере око $1,7 \cdot 10^{17}$ W. На основу снаге зрачења може се проценити годишња енергија коју Земља прима од Сунца и која износи око $5,36 \cdot 10^{24}$ J. Од ове енергије се око 30% рефлектује од горњих слојева атмосфере у свемир, 47% претвара у топлоту и емитује као инфрацрвено зрачење, док се 23% троши на испаравање воде и падавине. Ирадијација на површини Земљине атмосфере у просеку износи 1367 W/m^2 и назива се соларна константа. Сунчево зрачење које доспе на површину Земље се може користити за производњу електричне и/или топлотне енергије.

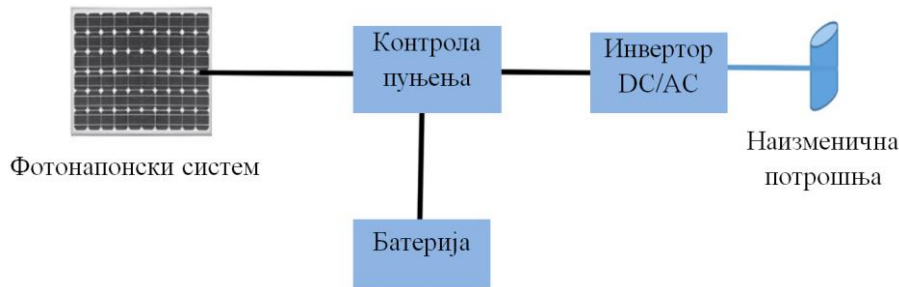
Фотонапонски системи представљају један од начина за повећање удела ОИЕ у укупној производњи електричне енергије, па се стога њиховој интеграцији посвећује значајна пажња. У основи се могу поделити у две групе:

- фотонапонске системе који раде у изолованим мрежама, обично у комбинацији са системима за складиштење електричне енергије,
- мрежно повезане фотонапонске системе.

На сл. 2.5 је приказан типичан пример фотонапонског система спрегнутог са батеријом за рад у изолованој мрежи. У зависности од расположивости Сунчевог зрачења врши се координација између батерије, фотонапонског система и потрошње. Производња фотонапонског система се користи за напајање потрошача, док се вишак користи за допуњавање батерије. Уколико производња није довољна да се одговори захтевима потрошача, батерија покрива дебаланс у снази. Инвертор служи за претварање једносмерног напона у наизменични и прилагођавање потребама потрошача.

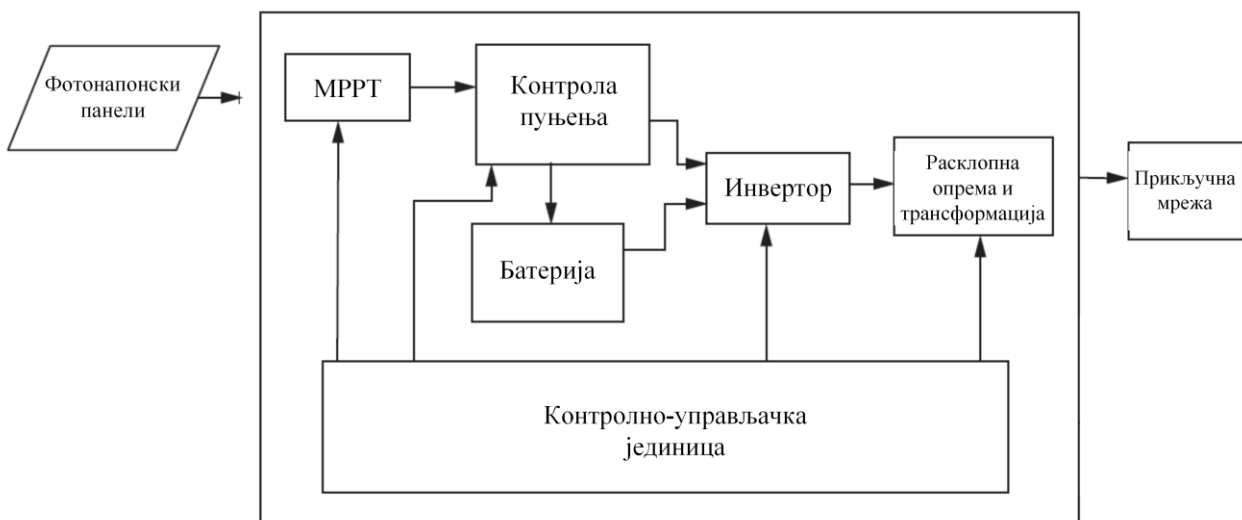
На сл. 2.6 је приказана типична шема повезивања мрежних фотонапонских система. На слици је приказана и батерија са контролом пуњења, али често се може срести конфигурација без батерије и контроле пуњења, док би остали елементи остали исти. Након

конверзије једносмерног напона у наизменични помоћу инвертора, трансформатором се врши прилагођавање мрежном напону. Прекидачем на вишенпонској (ВН) страни трансформатора се реализује веза са прикључном мрежом.



Сл. 2.5: Типични изоловани фотонапонски систем

Најважнији елемент у овом систему је инвертор, јер поред тога што трансформише једносмерни у наизменични напон, даје ширину у управљању целокупним системом. Њиме се може регулисати напон и фреквенција на наизменичној страни, односно он поред активне може генерисати и реактивну снагу. Поред тога, адекватним праћењем оптималне радне тачке (*MPPT – Maximum Power Point Tracking*) се може значајно побољшати ефикасност фотонапонских система. Целокупни систем је потребно опремити одговарајућим системима заштите који ће спречити оштећење осетљиве енергетске опреме у случају поремећаја у прикључној мрежи или на неком од елемената фотонапонског система.



Сл. 2.6: Концепт мрежно повезаних фотонапонских система [83]

Фотонапонски системи представљају најразуђенији тип ДГ-а. Могу се прикључивати са већим снагама на средњенапонску мрежу, док њихова модуларна изведба омогућава инсталацију мањих снага по крововима објеката и прикључење на нисконапонску мрежу. Због своје дисперзованости покривају шире подручје где изостаје снажна локална интеракција са прикључном мрежом, као у случају коришћења МХЕ и ветроагрегата. У прилог претходно наведеном иде и чињеница да се прикључују на мрежу преко претварача и да немају ротационих делова, чиме је панел у потпуности распрегнут од мреже што омогућава мирније прелазне процесе. Производња фотонапонских система има доста добру корелацију са дијаграмом потрошње јер производња не постоји током ноћи, када је потрошња ниска, док током дневних часова у великој мери прати дијаграм потрошње изузев вечерњих пикова. У циљу оптималне интеграције фотонапонских система потребно је обезбедити координацију између њих и других ДГ-а и решити проблем управљања у СН дистрибутивним трафостаницама. Са стране потрошача би се могао добити значајан

допринос балансирању у систему, уколико би се они прилагодили периодима доминанте производње фотонапонских система.

2.4. Релејна заштита активних дистрибутивних мрежа

2.4.1. Традиционални концепт заштите дистрибутивних мрежа

Традиционални концепт дистрибутивних мрежа је заснован на томе да су оне пасивне и радијално напајане, док су велике генераторске јединице прикључене на преносну мрежу. То је доминантно утицало на развој система релејне заштите у дистрибутивним мрежама, који је углавном заснован на различитим прекострујним функцијама, често и у комбинацији са осигурачима. Временским и струјним степеновањем прекострујних заштита са дефинисаним временима реаговања или заштитних функција са инверзним карактеристикама, постизала се селективност у радијалним дистрибутивним мрежама. Тај концепт је претпостављао најбрже реаговање заштитних уређаја који су најудаљенији од напојне тачке, док би се време реаговања повећавало са приближавањем изворној тачки. Тако се обезбеђује минимално искључење потрошача услед квара, док се искљученим потрошачима обезбеђује напајање процесом реконфигурације у комбинацији са ручним манипулацијама у мрежи. Овај систем се показао као јако ефикасан и једноставан јер не захтева међусобну комуникацију између уређаја, а којим је, поред селективности, обезбеђена и резерва у случају отказа неког од релеја. Ова резервна заштита је практично први следећи релеј у смеру супротном од тока снаге, који ће обезбедити изоловање деонице са кваром. Претходно описани начин реализације система релејне заштите јесте доминантан, али се такође на значајнијим средњенапонским водовима (најчешће 35 kV) користи и усмерена прекострујна заштита, која се може уклопити у тренутне потребе развоја релејне заштите у присуству ДГ-а.

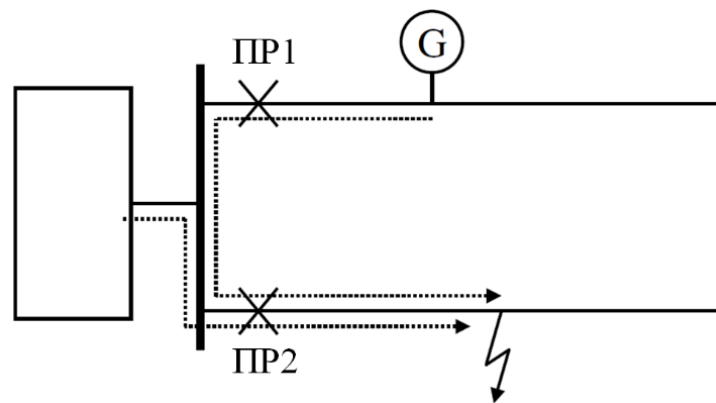
2.4.2. Утицај дистрибуираног генерисања

Са прикључењем ДГ-а средњенапонске мреже постају активне и јављају се двосмерни токови снага, чиме се нарушава селективност постојећих заштитних система. У неким случајевима повећавају струју квара и могу изазвати нежељено реаговање заштите, док у другим случајевима њихов одзив при кваровима може бити недовољан за побуђивање заштитних функција. Синхрони генератори доприносе струји квара и у транзијентном периоду и у устаљеном стању, а трајање струје кратког споја асинхроних генератора зависи од типа квара, и може трајати неколико периода у случају трополног кратког споја, док у случају несиметричних кварова траје дуже. Са друге стране, генератори прикључени преко претвараача дају незнатан допринос струји квара током кратких спојева, чији је типични износ 10% изнад назначене вредности струје.

Нарушавање селективности заштите прикључењем ДГ-а се може генерализовати на следећи начин [84]:

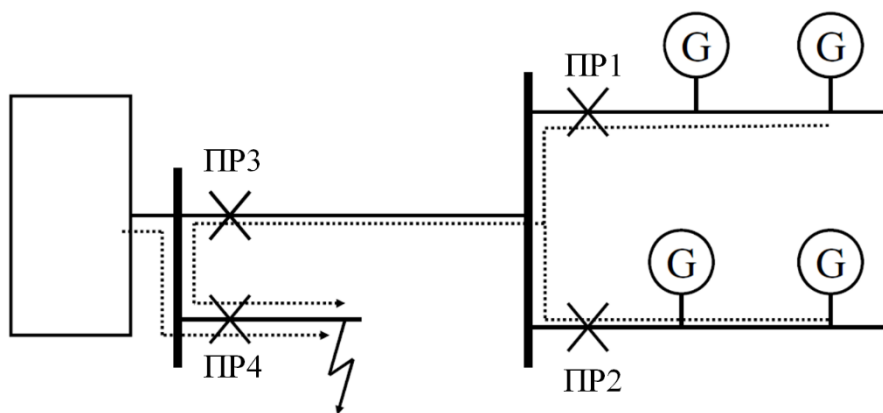
- Нежељено реаговање – отварање прекидача у ситуацијама када не треба да реагује и тада долази до неселективног искључења потрошача и ДГ-а,
- Нереаговање на квар – прекидач не искључује квар или искључује касно, иако је у његовој надлежности када долази до додатног напрезања опреме.

На сл. 2.7 је приказан пример координације заштите у делу дистрибутивне мреже са ДГ-ом у случају квара на пасивном изводу. Неопходно је обезбедити селективно искључење тако што ће прекидач ПР2 отворити контакте, при чему неће доћи до искључења прекидача ПР1, нити реаговања заштите генератора. У циљу постизања селективности у овим ситуацијама неопходно је имати усмерене заштитне елементе на почетку извода који ће препознати квар, и пре реаговања осталих заштита искључити извод са кваром.



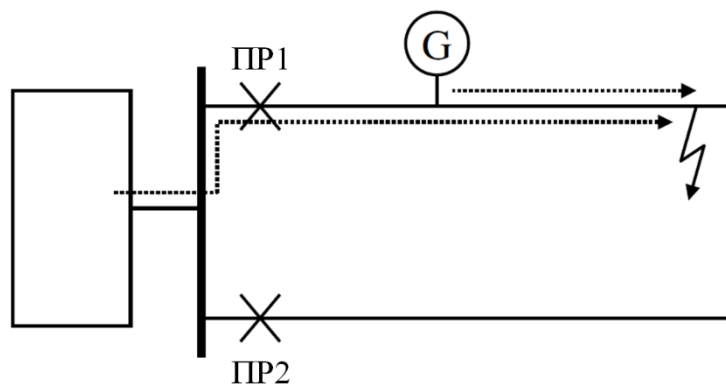
Сл. 2.7: Потенцијално неселективно реаговање прекидача [84]

На сл. 2.8 је приказана ситуација где допринос струји кратког споја ДГ-а може бити још значајнији. Тиме се повећава опасност од неселективног реаговања прекидача ПР3, па је неопходно да релеји код прекидача ПР3 и ПР4 имају усмерену прекострујну заштиту.



Сл. 2.8: Допринос ДГ-а кваровима ближе извору [84]

На сл. 2.9 је приказано стање приликом квара „испод” ДГ-а, где постоји већа вредност струје квара у односу на струју кроз прекидач на том изводу ПР1. Ово представља потенцијалну опасност да ПР1 не реагује, јер је премала струја квара која кроз њега протиче и овакве ситуације се морају детаљно анализирати у сваком конкретном случају.

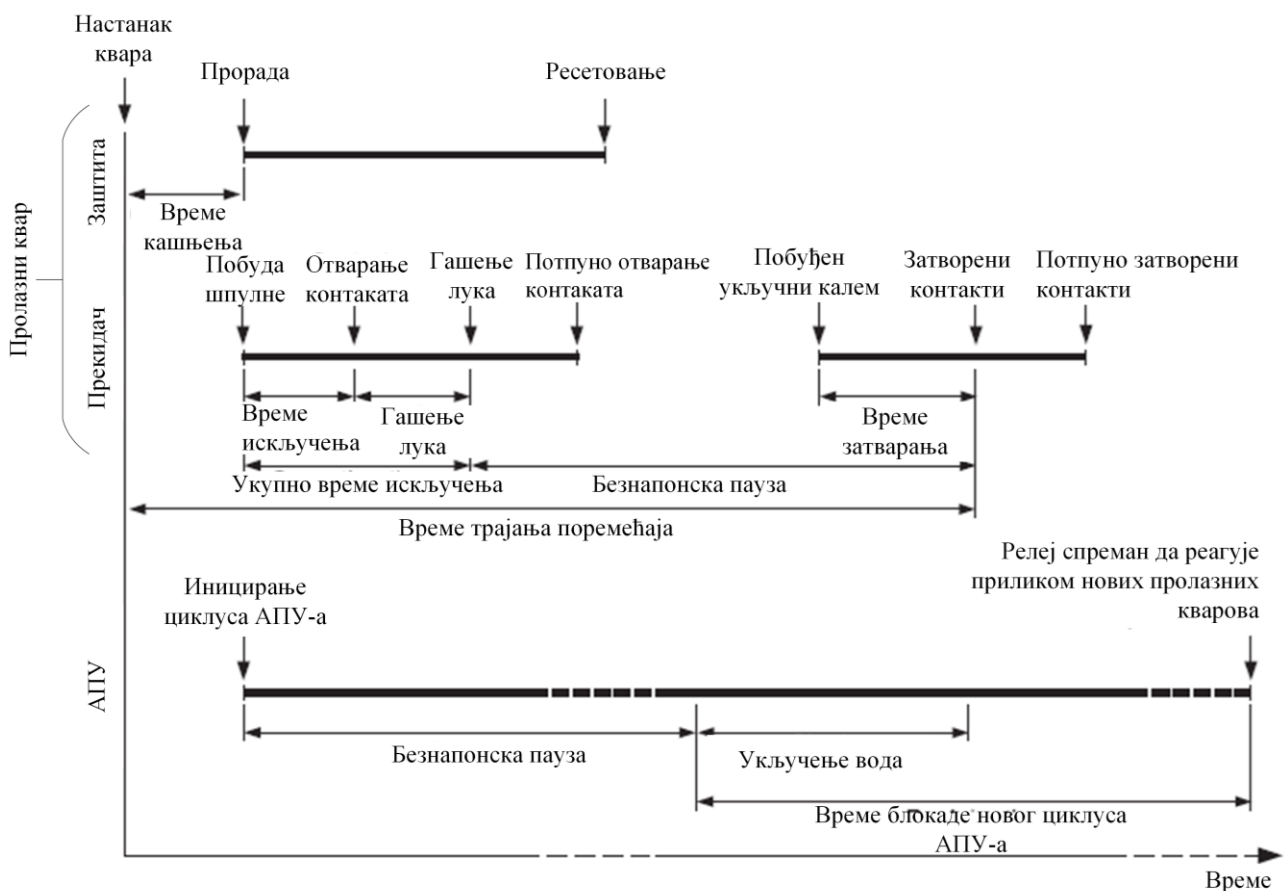


Сл. 2.9: Допринос ДГ-а кваровима „испод” његове тачке прикључења [84]

2.4.3. Аутоматско поновно укључење

У дистрибутивним мрежама, не рачунајући градска подручја, доминирају надземни водови. Како су свакодневно изложени временским условима, непогодама и растињем у околини водова, релативно често се дешавају привремени кварови који доводе до реаговања релејне заштите и искључења дела мреже. Такви кварови обично настају преко електричног

лука и одмах након искључења деонице долази до гашења електричног лука и елиминације пролазног квара. Процент пролазних кварова у надземним мрежама је око 85%. У циљу елиминације пролазних кварова и минимизације времена прекида напајања потрошача у дистрибутивним мрежама, користи се техника трополног АПУ-а. На сл. 2.10 је приказан циклус успешног аутоматског поновног укључења. На њој је приказан рад заштите, прекидача и рад циклуса АПУ-а. Настанак квара на воду доводи до реаговања заштите и искључења прекидача. Истовремено са реаговањем заштите, иницира се и почетак циклуса АПУ-а, који након иницирања мери време до поновног укључења вода. Након истека тог времена (безнапонске паузе) укључује се вод. У случају пролазног квара систем наставља нормално да функционише, као што је приказано на слици. У случају да квар и даље постоји вод се опет искључује. Поред једног циклуса АПУ-а може се користити вишециклични са најчешће два покушаја, при чему је прва безнапонска пауза знатно краћа, реда 1 s, док је друга дужа и реда је 10 s. Након завршетка циклуса АПУ-а, дефинише се време у коме ће ова функција бити блокирана. Тиме се спречава честа прорада АПУ-а и претерани транзијенти у систему.



Сл. 2.10: Циклус успешног АПУ-а

Прорадом трополног АПУ-а би током безнапонске паузе дошло до потпуног одвајања дистрибуираних извора са мреже, чиме би се морало ићи на њихово искључење, уколико не постоје регулациони системи који ће обезбедити стабилан острвски рад.

У преносној мрежи се често примењује и једнофазни АПУ у циљу унапређења транзијентне стабилности генератора прикључених на преносну мрежу, када је омогућен трансфер електричне енергије преко две здраве фазе. Тиме се спречава нагло убрзавање генератора и смањује дефицит енергије у систему. По угледу на преносну мрежу, дистрибутивна постаје активна и поприма карактеристике преносне мреже, па се поставља питање примене једнофазног АПУ-а у дистрибутивној мрежи. Тиме би се омогућило одржавање стабилности ДГ-а, без коришћења специјализованих регулационих система који

би регулисали потпуно одвајање од мреже, јер би долазило до прекида трансфера само преко једне фазе. Мањи утицај би био и на потрошаче, којима би се омогућило снабдевање електричном енергијом са већом поузданошћу, али и поузданији трансфер енергије из дистрибуираних извора. Тиме би се унапредиле експлоатационе карактеристике малих електрана.

2.5. Острвски рад

Уважавајући чињеницу да ДМ најчешће није конципирана да ради као упетљана, односно да није задовољен принцип сигурности $n-1$, испадом било које деонице јавља се острвски рад ДГ-а који су прикључени даље (у односу на напојну тачку мреже) од деонице са кваром. Најчешће је Правилима о раду дистрибутивног система забрањено острвско напајање дела дистрибутивне мреже [19], па се од ДГ-а захтевају заштите од острвског рада. Овакав приступ је довео до развоја великог броја техника и метода за ефикасну и брзу детекцију острвског рада и искључење генератора са мреже.

Са друге стране, у неким ситуацијама острвски рад представља једно од нормалних радних стања, као што је у случају хибридних микромрежа, где се наставља напајање потрошача након одвајања од мреже. Поред неопходних регулационих система који обезбеђују стабилан острвски рад, јавља се и проблем што постојећа подешења уређаја релејне заштите најчешће не задовољавају селективност приликом преласка са мрежно повезаног рада на острвски. Најзначајније промене су што се преласком у острвски рад значајно смањује инерција система и ниво струје кратког споја. На то доминантно утиче структура извора у микромрежама који су често прикључени преко претварача. Претварачи генеришу значајно мање вредности струја кратких спојева, које се могу поредити са радним струјама, чиме се нарушава селективност релејне заштите и отежава детекција квара. Јединствено подешење параметара заштитних уређаја не постоји. Потребно је реализовати динамичку промену подешења ових уређаја избором одговарајућих група подешења (*setting group*), које одговарају појединим радним стањима. Микропроцесорски заштитни уређаји, који тренутно постоје на тржишту имају могућност дефинисања више група подешења. Са друге стране, неопходно је на адекватан начин приступити анализи и пројектовању заштитних и регулационих система, који ће на све поремећаје дати адекватан одзив и омогућити поуздано напајање потрошача.

Када се део мреже са ДГ-ом одвоји од остатка мреже настаје острвски рад. Уколико постоји дебаланс између снага производње и потрошње долази до значајних промена напона и фреквенције у формираном острву. Тиме су напони изван контроле Оператора дистрибутивног система, док је фреквенција изван контроле Оператора преносног система. Оваква стања су јасна, и острвски рад се у овом случају једноставно детектује. Са друге стране, уколико постоји баланс између потрошње и производње, основне величине у острву (напон и фреквенција) се неће променити, па је потребно применити софистицираније методе да би се у таквим ситуацијама детектовао острвски рад.

Основни захтеви за заштиту од острвског рада су [18]:

- ДГ-и морају бити искључени, уколико су напон и фреквенција изван дефинисаних граница од стране оператора система,
- ДГ-и морају бити искључени, ако једна или више фаза са стране напојне тачке буде прекинута,
- У случају примене АПУ-а, дистрибуирани генератори морају бити одвојени од мреже пре првог укључења на мрежу, односно пре истека прве безнапонске паузе.

Први наведен услов је јасан, поремећај основних величина система мора довести до одвајања ДГ-а од мреже, јер таква радна стања могу бити опасна, како по генераторе, тако и

по потрошаче. Са друге стране, примена једнофазног АПУ-а у мрежи би довела до прекида једне фазе, чиме би се захтевало искључење ДГ-а. Технике приказане у овој дисертацији омогућавају обезбеђивање стабилног рада активних дистрибутивних мрежа, приликом несиметричних поремећаја, који укључују технику АПУ-а. Број оваквих кварова је јако велики, те избегавање безусловног искључења ДГ-а у оваквим ситуацијама значајно унапређује услове рада ДГ-а, као и поузданост напајања потрошача и пласман електричне енергије у мрежу од стране ДГ-а. Трећи захтев наведен изнад практично онемогућава задржавање ДГ-а на мрежи током деловања АПУ-а. Исто као у претходном случају, ово доводи до великог броја искључења ДГ-а, нарочито у мрежама у којима доминирају надземни водови. Потреба за искључењем се елиминише уколико постоје адекватни регулациони системи који могу обезбедити стабилан рад генератора током транзијентног процеса узрокованог АПУ-ом. Техника за одржавање стабилног рада генератора и напајање дела потрошње у оваквим радним стањима је приказана у поглављу 3. Иако је овај услов наметнут од стране оператора дистрибутивног система, не забрањује се острвски рад генератора са потрошњом уколико она није директно прикључена на ДМ-у, већ представља интерну потрошњу. Ова потрошња, заједно са генератором, често је део индустријског постројења. Применом поменуте технике се може обезбедити стабилан острвски рад, који не ограничава чак ни постојеће захтеве, а омогућава непрекидно напајање потрошње.

Технике за детекцију острвског рада се могу поделити на три врсте [18]:

- пасивне,
- активне,
- технике базиране на комуникацијама.

Пасивне технике се базирају на локалним мерним сигнаlima и микропроцесорским релејима који имају интегрисане следеће заштитне функције [18]:

- подфреквентна и надфреквентна (*ANSI* код 81U и 81O),
- поднапонска и наднапонска (*ANSI* код 27 и 59).

Као додатна сигурност приликом детекције острвског рада, додатно се могу користити следеће функције [18]:

- брзина промене фреквенције (*Rate Of Change Of Frequency - ROCOF*),
- померај вектора,
- промена реактивне снаге током транзијента,
- промена активне снаге током транзијента,
- промена хармонијског изобличења напона,
- брзина промене активне снаге.

Активне методе имају директну континуалну интеракцију са ЕЕС -ом. Базирају се на инјектирању сигнала у реалном времену од стране ДГ-а, при чему је одзив на те сигнале током паралелног рада са мрежом веома слаб и не доводи до реаговања релеја, нити до значајних прелазних процеса. Када се деси острвски рад, инјектирани сигнали изазивају значајнији утицај на параметре у систему, што се користи за препознавање истог. Најчешће се користе следеће функције овог типа [18]:

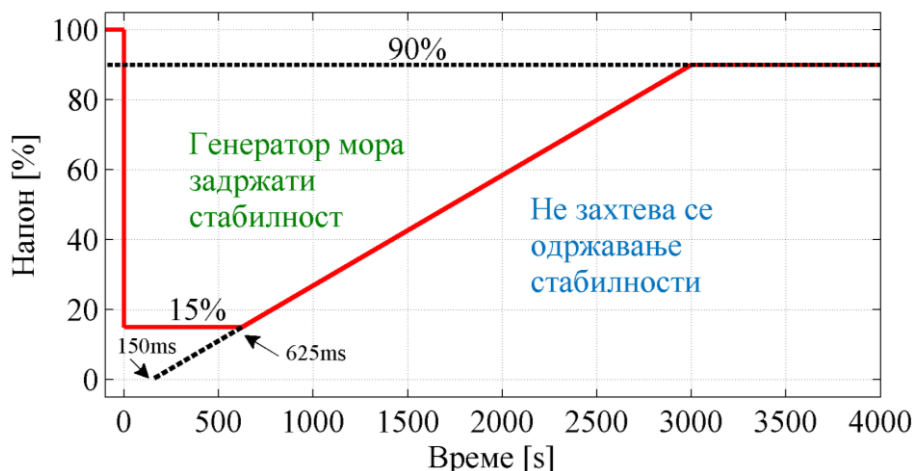
- грешка по регулацији реактивне снаге,
- мерење нивоа квара,
- мерење импедансе система.

Технике базиране на комуникационим системима представљају решења новијег датума где се комуникација обавља између ДГ-а и остатка ЕЕС-а, најчешће надређене трафостанице

ВН/СН. Често се врши поређење брзине промене фреквенције са стране ДГ-а и са стране мреже, чиме се лако детектује острвски рад (*COmunication Rate Of Change Of Frequency - COROCOF*). Са друге стране, може се вршити и слање сигнала о искључењу извода од стране надређене трафостанице ВН/СН до генератора у мрежи, и они ће бити обавештени о острвском раду и губитку мреже [18].

2.6. Стабилност дистрибуираног генерисања

У зависности од степена интеграције ДГ-а, у појединим државама регулисани су захтеви које ДГ-и морају испунити, али и јасно дефинисана њихова функција што се тиче свих аспеката рада. У Србији су, кроз Правила о раду дистрибутивног система [19], дефинисани захтеви у погледу транзијентног (приликом укључења и искључења) и стационарног утицаја на напонске прилике, утицај на квалитет електричне енергије (фликери, виши хармоници и инјектирање једносмерне струје), максималан допринос струји кратког споја, утицај на преоптерећење елемената мреже и услове синхронизације на мрежу [19]. Услед малог удела ДГ-а у укупној производњи електричне енергије не постоје дефинисани захтеви у погледу отпорности ДГ-а на транзијентне поремећаје узроковане кваровима. Са друге стране, у неким земљама постоје дефинисани захтеви у погледу транзијентне стабилности (*Fault Ride Through - FLR*) ДГ-а, које су дефинисане на сличан начин као у преносној мрежи [5], коришћењем профила напона у времену које генератори морају издржати. На сл. 2.11 приказани су захтеви за *FLR* за ветрогенераторе и фотонапонске електране преко 1 MW у Румунији. На слици је дефинисан профил напона унутар којег не сме доћи до искључења ДГ-а, и препознат је значај и дефинисани захтеви за веће ДГ-е који у случају њиховог великог броја могу имати значајан утицај на рад целокупног ЕЕС-а. На овој слици је дато ограничење само у погледу доњег ограничења у профилу напона (*Low Voltage Ride Through - LVRT*).

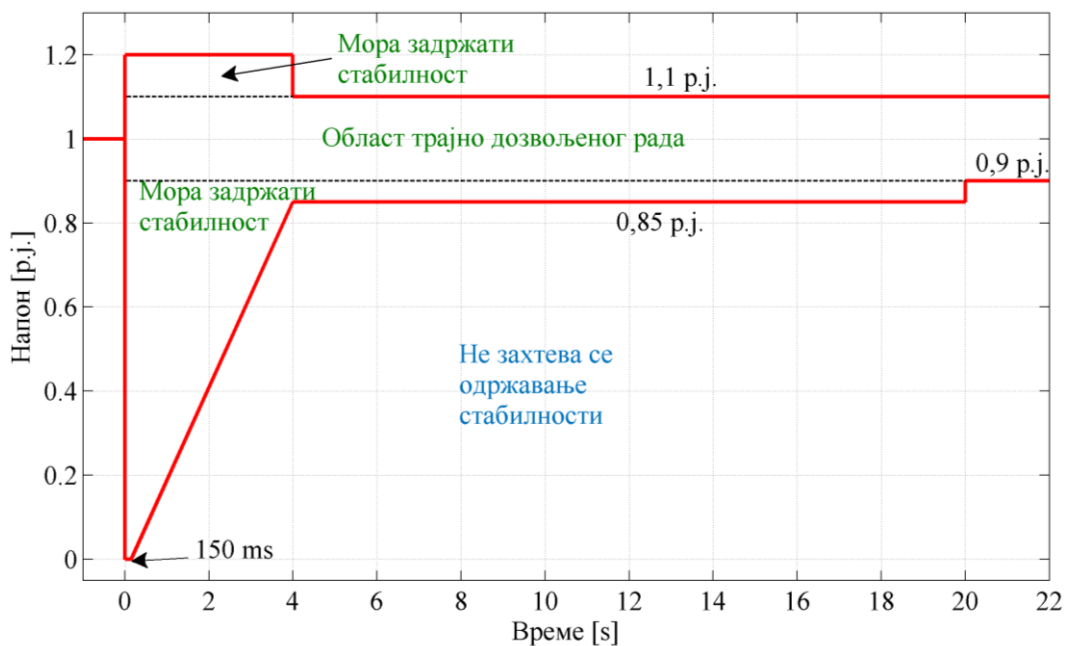


Сл. 2.11: Захтеви у погледу *FLR* за ветрогенераторе и соларне електране преко 1 MW у Румунији [18]

Неки национални оператори су отишли још даље и дефинисали захтеве за скоро све ДГ-е. На сл. 2.12 су приказани захтеви у погледу *FLR* за све ДГ-е преко 100 kVA у Јужној Африци. У односу на сл. 2.11 приказани су и захтеви у погледу максималног ограничења напона (*High Voltage Ride Through - HVRT*), чиме је у потпуности дефинисан опсег унутар којег ДГ-и морају задржати стабилност.

Интернационалне препоруке и стандарди су отишли још даље, па је дефинисано неколико нивоа захтева који се постављају пред дистрибуиране изворе, у зависности од њиховог удела у укупној производњи у неком систему, али и у специфичним захтевима који се намећу из економских или техничких разлога [20], [21]. *IEEE Std. 1547-2018* дефинише три нивоа захтева у погледу одржавања транзијентне стабилности ДГ-а у поремећеним радним режимима дефинисаних на следећи начин [20]:

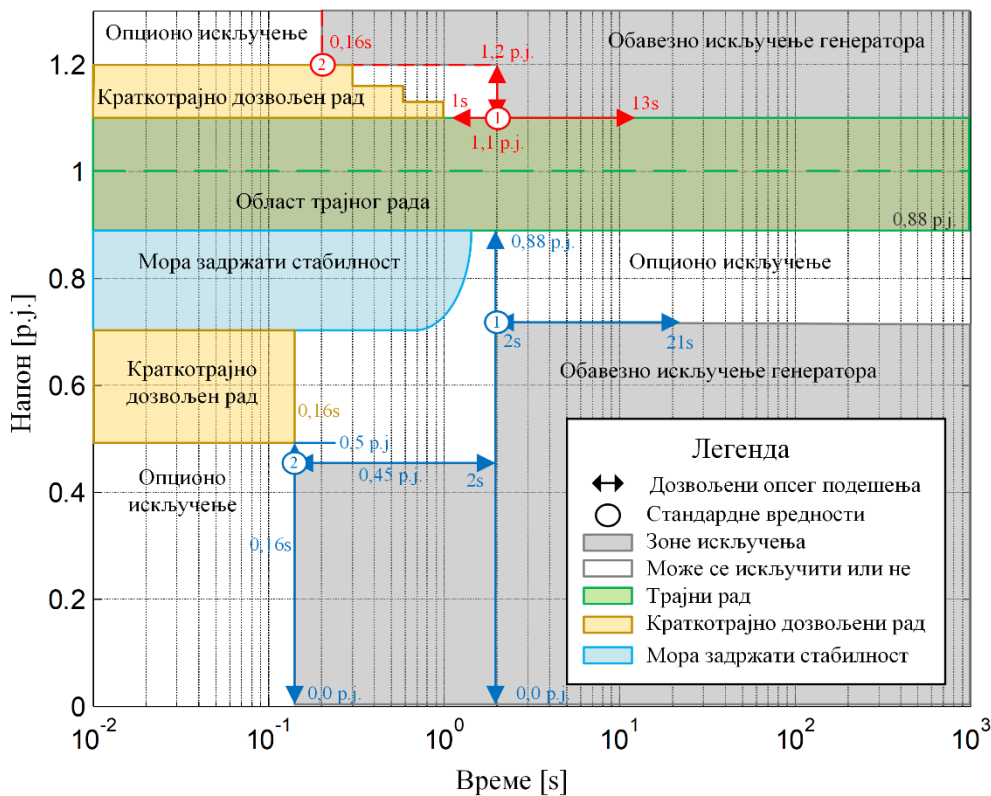
- Категорија I – захтеви у оквиру ове категорије су дефинисани тако да представљају компромис између тренутних технологија ДГ-а и захтева у највећем броју ЕЕС-а. На тај начин се не ограничава коришћење одређених технологија ДГ-а, а обезбеђује довољну стабилност са аспекта дистрибутивне мреже.
- Категорија II – представља рестриктивније захтеве у погледу способности извора да превазиђу поремећене радне режиме у односу на Категорију I.
- Категорија III – представља захтеве који се обично примењују у ситуацијама са јако великим процентом ДГ-а, који се темеље на повећању стабилности целокупног система и спречавању кумулативних испада који би довели до распада ЕЕС-а. Ови захтеви се обично примењују у изолованим системима (често су острва, а неки од примера су Корзика, Лезбос, Карипска острва, итд.), где је практично целокупна производња базирана на ДГ-има.



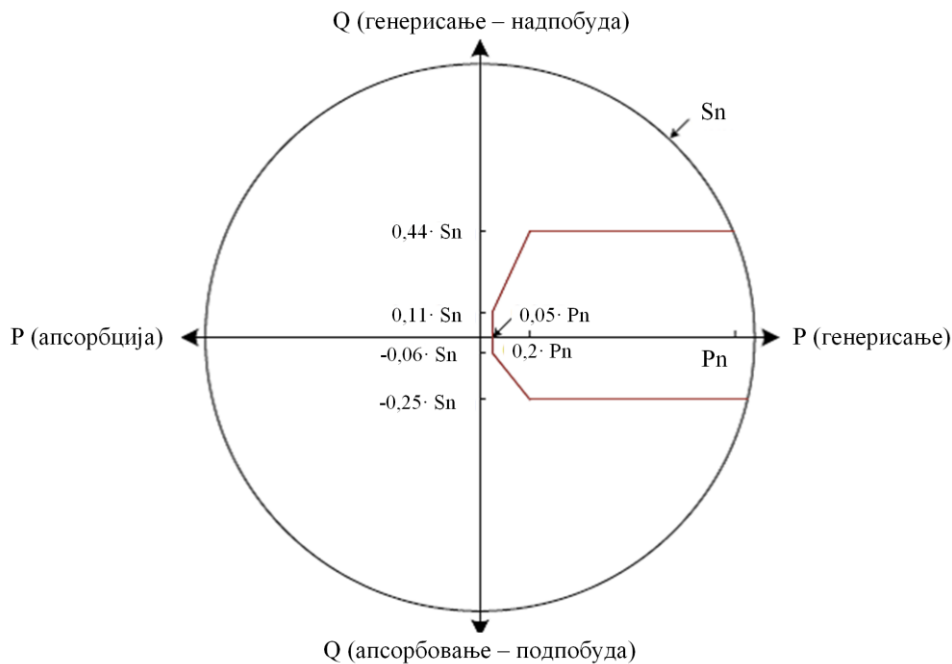
Сл. 2.12: Захтеви у погледу *FLR* за ДГ-е преко 100 kVA у Јужној Африци [18]

На сл. 2.13 су приказани захтеви за ДГ-е у погледу *FLR* за поремећена радна стања за изворе из категорије I. За друге две категорије захтеви су слични, с тим што се захтева одржавање стабилности у дужем временском интервалу. Дефинисани су варијабилни интервали са изабраним препорученим стандардним вредностима у погледу захтева оператора система. Такође, са аспекта ДГ-а дефинисане су области где је предвиђен њихов трајан рад, а где привремен. Као трећи тип области приказане су оне, где се у зависности од специфичности ситуација захтева одржавање стабилности, или генератор може бити искључен.

Поред захтева у погледу граничних режима рада, што се тиче вредности напона дефинишу се и погонске карте у погледу реактивног инјектирања које су кључне у транзијентним режимима за одржавање стабилности. На сл. 2.14 су приказани стандардни захтеви за погонску карту ДГ-а са аспекта реактивног инјектирања. Са слике се види да се захтева реактивно инјектирање у индуктивном режиму рада од $0,44S_n$, у опсегу активне снаге од $0,2P_n - P_n$, док је у капацитивном од $0,25S_n$. Рестриктивнији захтеви од ових се примењују у случају великог процента ДГ-а, када се захтева идентичан износ размене реактивне снаге у капацитивном режиму, као и у индуктивном од $0,44S_n$. На основу претходно наведеног једноставно се може израчунати да је захтевани фактор снаге ДГ-а око 0,9.



Сл. 2.13: Одзив ДГ-а и захтеви у погледу *FLR* за поремећена радна стања за изворе из категорије I [20]



Сл. 2.14: Стандардни захтеви за реактивно инјектирање ДГ-а [20]

2.7. Микромреже

Микромреже представљају функционално, а некада и физички независне системе, чије су основне карактеристике и функције сличне конвенционалним електроенергетским системима. Оне се у глобалу могу поделити на два основна типа, а то су системи који имају могућност острвског рада и микромреже које су повезане са ДМ-ом. Циљ микромрежа је напајање изолованих подручја која немају могућност повезивања са ЕЕС-ом. Њиховом применом се локално повећава поузданост рада и напајања потрошача више него што је ЕЕС у стању да обезбеди. Микромреже представљају последњи стадијум у трансформацији

традиционалног централизованог ЕЕС-а са великим генераторским јединицама прикљученим на високонапонску преносну мрежу. Најпре је нарушена вертикална структура ЕЕС-а, односно производња се јављала у средњенапонској мрежи, чиме су оне постале активне. Комбинацијом активних дистрибутивних мрежа, системима за складиштење електричне енергије и напредних информационо-комуникационих система (*Smart Grid*) настале су микромреже као нове функционалне целине.

Управљање микромрежама се врши хијерархијски. Сваки извор, као и управљиви потрошачи имају своје сопствене системе за управљање. Надређени контролер на нивоу микромреже представља централна управљачка јединица, која координише рад подређених контролера и има извршну функцију приликом операција у циљу оптимизације рада, али и обављању регулационих сервиса. Основне функције појединих контролера су следеће [85]:

- Централна управљачка јединица – врши централизовану контролу одговорну за минимизацију штетних гасова и губитака у елементима, повећању ефикасности рада, обезбеђује безбедно искључење са прикључне дистрибутивне мреже и поновну синхронизацију са мрежом. Такође, одржава напон и фреквенцију унутар дефинисаних опсега. Ове функције се реализују слањем управљачких сигнала локалним контролерима у мрежи.
- Контролери дистрибуираних извора – прикупљају локалне мерне сигнале и контролишу инјектирање и напон на својим прикључцима приликом промене потрошње или поремећаја.
- Контролери потрошача – преко њих се реализује функција управљања потрошњом, односно укључивање потрошача у поремећеним радним режимима.

Два основна принципа рада микромрежа су следећа [85]:

- Паралелан рад са мрежом – основна идеја у случају коришћења оваквог концепта је могућност пласирања вишка електричне енергије у мрежу, али исто тако и покривање вршних потреба микромреже у случајевима када њена производња није довољна да покрије потрошњу. Поред балансирања снага у систему, једноставно се реализују и помоћне услуге, као што је регулација напона или обезбеђивање резерви снаге. У оваквом раду, микромрежа мора испунити захтеве оператора дистрибутивног система, који контролише напон и фреквенцију на својим прикључцима.
- Острвски рад – постоје два типа преласка у острвски рад: намеран (планиран) или ненамеран (у случају поремећаја). Намеран се дешава у ситуацијама када је прикључна мрежа нерасположива у случају одржавања или немогућности да прихвати размену енергије са микромрежом. При кваровима у прикључној мрежи долази до принудног преласка у острвски рад, како би се омогућило снабдевање потрошача у микромрежи. У овом случају фреквенцију и напоне диктира систем управљања микромрежом. Постоје и микромреже које раде потпуно независно, односно немају чак могућност повезивања са ДМ-ом и користе се за напајање удаљених подручја, где не постоји економска оправданост повезивања.

3. УНАПРЕЂЕЊЕ СТАБИЛНОСТИ МАЛИХ СИНХРОНИХ ГЕНЕРАТОРА КОРИШЋЕЊЕМ БАЛАНСНЕ ИМПЕДАНСЕ

3.1. Увод

Дистрибуирани извори, као што су МХЕ, електране на биомасу и дизел-електрични агрегати се углавном реализују коришћењем синхроних генератора директно прикључених на ДМ-у. Због њиховог све већег броја постало је актуелно питање транзијентне стабилности током кварова који се неминовно јављају у мрежи.

У овом поглављу је приказана иновативна техника која омогућава координисану контролу рада дистрибуираних синхроних генератора у транзијентним режимима узрокованим кваровима у прикључној мрежи. Балансни отпорник (БО) или импеданса (БИ) се користи за дисипацију електричне енергије и на тај начин се врши превенција недозвољеног убрзавања машине и губитка синхронизма током транзијентних процеса услед пролазних кварова [86]. Додатна регулациона петља реализована је увођењем брзине обртања генератора у регулатор побуде. Техника обезбеђује стабилан острвски рад и даје довољно времена да систем релејне заштите елиминира пролазан квар, чиме се у мрежи обезбеђују услови за брзу ресинхронизацију генератора [30]. БО се могу користити за унапређење транзијентних перформанси ЕЕС-а, и стога се примењују у интелигентним специјалним заштитним системима у високонапонској мрежи [87], као и за пригушење осцилација у преносној мрежи [88]. Поред тога, користе се и за унапређење стабилности великих ветроелектрана са асинхроним генераторима [89], [90]. Осим чисто резистивног елемента, може се користити и импеданса са својим резистивним и реактивним делом [91].

Риклозери су у широкој употреби у средњенапонској мрежи за имплементацију технике АПУ-а, која омогућава елиминацију пролазних кварова. Када дође до реаговања АПУ-а и краткотрајног искључења вода погођеног кваром, може се догодити да неки од ДГ-а остане у острвском раду. Оваква ситуација најчешће доводи до искључења генератора и прекида испоруке електричне енергије у мрежу, јер постоји опасност да дође до убрзавања генератора изнад дозвољене границе и пренапона на генераторским прикључцима. Према стандарду *IEEE 1547* обавезно је искључење генератора пре поновног укључења вода приликом реаговања АПУ-а, па се у случајевима пројектовања рада ДМ-а, а у складу са овим стандардом генератор безусловно искључује са мреже [20]. Поред тога, у већини система је забрањен острвски рад ДГ-а [19] и развијен јако велики број техника за детекцију и заштиту генератора од острвског рада [18]-[29], па најчешће долази до искључења ДГ-а од стране ових заштита. Како су пролазни кварови који узрокују рад АПУ-а релативно чести у надземним дистрибутивним мрежама, произилази да број испада генератора може бити велики. То узрокује честа транзијентна напрезања агрегата и може значајно смањити износ електричне енергије која се испоручује у мрежу. Да би се елиминисале ове неповољне техничке и економске последице потребно је обезбедити стабилизацију рада генератора током поремећаја.

Најчешћи узроци губитка мреже су кратки спојеви који побуђују реаговање релејне заштите са или без АПУ-а, које се обично реализује прекидачима у трансформаторској станици високи напон/средњи напон (ВН/СН) или коришћењем риклозера у СН мрежи. Када циклус АПУ-а није успешан, генератор ће остати без мреже у дужем временском периоду. У таквим ситуацијама долази до искључења и заустављања генератора и он остаје у том статусу све док услови за синхронизацију са мрежом не постану прихватљиви, односно док се на његовим прикључцима не појави напон адекватних карактеристика. У случају неуспешног циклуса АПУ-а долази до искључења због губитка синхронизма, услед поремећаја или превенције опасних радних стања. Када се генератор налази у оквиру индустријског постројења или дела неког другог функционалног система који има сопствене

потрошаче, постоји могућност реализације острвског рада генератора са потрошњом. Тада су стабилност генератора и одговарајућа регулација кључни за обезбеђивање напајања потрошача у поремећеним режимима. Како је највећи број кварова у мрежи пролазан, неопходно је обезбедити генератору довољну маргину стабилности (*Fault Ride Through - FLR*) да може на безбедан начин проћи кроз транзијентни процес. Проблем одржавања стабилности великих генераторских јединица прикључених на преносну мрежу обично је лакши за решавање, јер је преносна мрежа упетљана и искључење једног вода неће довести до острвског рада. Код генератора који су на прикључну мрежу повезани преко претварача, управљање се у оваквим режимима врши адекватном контролом претварача. Са друге стране, мали синхрони генератори су прикључени директно на мрежу, најчешће на радијалне изводе. У случају било ког квара између изворне тачке и генератора долази до прекида међусобне везе услед секционисања деонице са кваром да би се обезбедили услови за успешан циклус АПУ-а и гашење електричног лука. Стабилан рад генератора у оваквим ситуацијама подразумева задржавање параметара генератора у прописаном опсегу, односно брзине и напона на прикључцима током безнапонске паузе на прикључном воду. Ово ће створити услове за брзу ресинхронизацију са мрежом у случају успешног циклуса АПУ-а.

Низ проблема у преносној мрежи се може решити применом БО [87], [88], [89], [90], [91], док развијена техника доприноси побољшању техничких и економских показатеља рада одржавањем стабилности синхроних генератора у средњенапонским мрежама. Координација БО контролисаних коришћењем фази логике (*fuzzy-logic*) и оптимално АПУ током неуспешних циклуса ове технике приказани су у раду [92]. Кратки спојеви су у ДМ-и веома чести, нарочито у случају дугих надземних водова. У случају сваког квара генератор се мора зауставити и извршити његова демагнетизација. Ово може довести до значајног смањења производње и деградирања економских показатеља мале електране. Веома је битно решавање овог проблема јер се слични пројекти најчешће финансирају кредитима и примарни циљ је повраћај инвестиције у што краћем року. Произвођачи синхроних генератора дефинишу максималан број искључења генератора у неком дефинисаном временском периоду, па се врло лако може нарушити и ово ограничење. То води ванредним техничким прегледима и ремонтима и изискује додатна финансијска средства. Са друге стране, губитак мреже узрокује транзијент који доводи до опасних радних стања и повећава ризик од хаварија и оштећења. Предложена техника са координисаном контролом побудног регулатора и БИ обезбеђује континуалан рад генератора у случају пролазних кварова у прикључној мрежи и миран прелазни режим где су сви параметри генератора у прописаним границама. БО обезбеђује додатну сигурност у циљу превенције опасних радних стања и може се користити за заустављање генератора у хаваријским стањима. У случају дужих губитака мреже, предложени концепт омогућава „мекше” заустављање машине без наглог активирања специјалних хидрауличких система за хаваријско заустављање, на пример тока воде кроз радно коло у МХЕ. На крају, у случају преласка у острвски рад предложена техника обезбеђује баланс између потрошње и производње и уводи генератор у нови радни режим на безбедан начин. Још једна предност предложеног концепта је што не захтева скупе елементе и добар део се може имплементирати кроз стандардне уређаје који су свакако неопходни за рад синхроног генератора на мрежи.

За разлику од постојећих алгоритама, који су погодни за велике генераторе прикључене на преносну мрежу, где је једино контролно тело БО, развијени алгоритам дат у овом поглављу омогућава координисану контролу БО и регулатора напона генератора. Њиме се обезбеђују адекватне регулационе перформансе које се могу применити у пракси за одржавање стабилности малих електрана и лакшу ресинхронизацију након пролазних кварова у прикључној мрежи.

опасних радних стања, као што је пораст брзине генератора изнад дозвољене вредности. Проблем контроле брзине агрегата у случају губитка мреже је последица тромости турбинског регулатора и релативно малих инерционих маса агрегата. Уместо искључења и заустављања након појаве квара у мрежи, може се укључити БИ и применити координисана контрола у циљу обезбеђивања стабилног и сигурног острвског рада генератора током прелазног процеса. Активна и реактивна снага коју генератор инјектира зависе од тренутних услова експлоатације и расположивости примарног ресурса. Из тога произилази да оптимално подешавање вредности БИ, које дефинише вредности снаге која ће се дисипирати на њој, зависи од снаге коју је генератор инјектирао у мрежу непосредно пре квара. Дакле, да би се постигла најбржа стабилизација радних параметара генератора након губитка мреже неопходно је предуправљање БИ. Предуправљање се врши динамичком променом отпорности и реактансе у складу са активном и реактивном снагом генератора, тако да се у сваком тренутку целокупна снага генератора дисипира на њему, уважавајући напон на прикључцима генератора. Ово се примењује када је локална потрошња већа од производње генератора и тада се она мора потпуно искључити, док би генератор остао само са БИ у острвском раду. Уколико је снага генератора пре губитка мреже била већа од снаге потрошње, БИ треба прилагођавати тако да надомести разлику између снаге производње генератора и потрошње конзума који је остао острвски напајан. Тиме је очувана стабилност и континуално напајање потрошње.

У нормалном погону прекидач БИ је отворен (сл. 3.1), тако да се њена вредност мења у безнапонском стању, што у значајној мери олакшава практичну реализацију ове регулације. У прилог оваквом начину управљања иде и то што се снаге генератора и потрошње не мењају превише брзо. Промена параметара импедансе може се вршити континуално помоћу енергетске електронике у његовом колу, али овакав начин управљања изискује додатна финансијска средства. Улазна величина система за промену отпора је тренутна активна снага генератора и локалне потрошње која остаје у острвском раду. У анализама је претпостављено да електрана ради са тренутно расположивом снагом. Ово је карактеристично за проточне МХЕ. У том случају електрана нема резерву коју може по потреби активирати и повећати производњу у односу на расположиву у посматраном тренутку. Ситуација је нешто другачија када се имају акумулационе МХЕ, али и мале електране на гас и дизел-електрични агрегати, где примарни извор енергије постоји у резерви, док се у зависности од потреба у датом тренутку може наменски повећавати снага производње. Поред активне снаге генератора и потрошње, акумулирани износ примарног ресурса и брзина турбинске регулације се такође може увести као додатна управљачка променљива. Она се може узети у обзир током процеса подешавања оптималне вредности БО у циљу што ефикаснијег балансирања снагама када је генератор у острвском раду са БО и локалном потрошњом. На овај начин се стварају околности за одржавање стабилности генератора без искључења потрошње, чак и у случају када је производња генератора нешто мања од потрошње у тренутку губитка мреже. За ово додатно унапређење предложене технике управљања, турбински регулатор такође мора бити укључен у координисану контролу, а који је по правилу доста спорији од регулације побуде и управљања БО. Турбинска регулација може највише допринети балансирању активних снага у квазистационарном стању при острвском раду, када се има нерасположивост мреже у дужем трајању или када је предвиђен трајни прелазак у острвски рад. Дакле, БИ има улогу да омогући миран транзијент током преласка у изоловани рад што није могуће урадити турбинском регулацијом због њене тромости. Турбинска регулација може преузети балансирање активних снага након постизања стабилног острвског рада и постепено се растеређује БИ до коначног искључења. Исти принцип подешавања у безнапонском стању се може применити и на реактивни део импедансе у безнапонском стању. Примарни фокус технике приказане у овом поглављу је управљање током прелазног процеса одмах након губитка мреже и све анализе су рађене са претпоставком да је обртни момент на вратилу агрегата непроменљив и једнак вредности која се имала непосредно пре настанка квара и губитка мреже.

Промена параметара БИ врши се према дефинисаним карактеристикама отпор-активна снага и реактанса-реактивна снага, које се морају унапред одредити симулацијама или експериментално. Применом адекватног управљања, БИ ће бити „спремна” и „чекати” да се по потреби, при преласку у острвски рад, тренутна снага генератора дисипира на њој. Увођењем брзине обртања генератора као управљачке променљиве у систем регулације побуде генератора, остварује се могућност да се, поред одржавања напона у прописаном опсегу, такође одржава и фреквенција (брзина генератора) на жељеној (номиналној) вредности. На овај начин се одржавају параметри (напон и фреквенција) генератора блиски вредностима које дозвољавају поновну синхронизацију на мрежу након елиминације квара.

Теоријска основа за претходно изложени концепт управљања БО се може дефинисати користећи основне једначине које описују електромеханичке процесе у машини и једначине инјектирања снаге у мрежу. Следећа релација приказује механичку једначину која дефинише кретање обртних маса агрегата и повезује еквивалентан момент, који делује на ротор агрегата, и последичну промену механичке брзине обртања [93]:

$$T_m - T_e = J \frac{dw_m}{dt} \quad (5.1)$$

где је:

- T_m – механички момент турбине,
- T_e – електромагнетски момент генератора,
- J – момент инерције агрегата (генератора и турбине),
- w_m – механичка угаона брзина генератора.

Разматрано је само инјектирање активне снаге и посматраће се случај генератора са ваљкастим ротором, јер су у том случају једначине једноставније. Принципијелно, изведени закључци се могу применити и на генератор са истакнутим половима.

Активна снага коју генератор у стационарном стању инјектира у мрежу може се представити следећом релацијом [93]:

$$P_e = \frac{E \cdot U}{X_e} \sin(\delta) \quad (5.2)$$

где је:

- P_e – активна снага на прикључцима генератора,
- E – унутрашња електромоторна сила услед побуде,
- U – напон на прикључцима генератора,
- X_e – синхрона реактанса генератора,
- δ – угао снаге генератора (између фазора унутрашње електромоторне силе и напона на прикључцима генератора).

Електромагнетски момент генератора се може дефинисати као однос активне снаге на терминалима генератора и механичке угаоне брзине генератора и представља се следећом релацијом:

$$T_e = \frac{P_e}{w_m} \quad (5.3)$$

Комбиновањем претходних једначина може се извести следећа, из које се уочава неколико закључака који дају теоријску основу за примену предложене технике:

$$T_m - \frac{E \cdot U}{X_e \cdot w_m} \sin(\delta) = J \frac{dw}{dt} \quad (5.4)$$

Регулацијом побудног напона мења се унутрашња електромоторна сила E , па самим тим и укупна снага акцелерације. Она је последица разлике између електромеханичког момента турбине, који тежи да убрза ротор машине и електромагнетског момента који тежи

да успори ротор. Ако је снага акцелерације позитивна, долази до убрзавања машине. То ће препознати додатни модул интегрисан у систем регулације побуде и повећати побудни напон. Повећавањем побудног напона се повећава члан P_e , снага акцелерације постаје негативна и машина успорава, па се брзина враћа осцилаторно пригушеним процесом на жељену вредност.

Уколико се разматра рад генератора са БО, онда се израз за електричну снагу на прикључцима може изразити следећом релацијом:

$$P_e = \frac{U^2}{R_{bal}} \quad (5.5)$$

где је:

R_{bal} – вредност БО по фази.

Уколико се једначина (5.4) модификује у складу са претходном релацијом добије се следеће:

$$T_m - \frac{U^2}{R_{bal} \cdot w_m} = J \frac{dw}{dt} \quad (5.6)$$

На основу претходне једначине може се разматрати рад генератора и координисане контроле током острвског рада са БО. Слични закључци важе као и за једначину (5.4). Напон и брзина генератора обрнуто пропорционално утичу на снагу акцелерације, али и на побудни напон, чиме се омогућава да и напон и фреквенција конвергирају према жељеним вредностима променом само побуде генератора.

Стандардни системи за регулацију побуде не могу обезбедити стабилност генератора током транзијентног процеса након губитка мреже и преласка у острвски рад са БИ и/или локалном потрошњом. Увођењем брзине и убрзања као нових управљачких променљивих добија се додатни степен регулације. Са оваквим унапређењем стварају се реални услови да генератор одржи и брзину, односно фреквенцију у прихватљивим границама које ће омогућити брзу ресинхронизацију са мрежом без заустављања машине. Потребно је напоменути да развијена техника са БИ и модификованом регулацијом побудног система омогућава само краткотрајно одржавање стабилног рада. Не може се користити за рад у дужем временском периоду са великим варијацијама потрошње без укључивања у регулацију турбинског регулатора као независног система за контролу брзине или система за складиштење електричне енергије, који ће обезбедити баланс снага у систему у сваком тренутку.

3.3. Модел за анализе

3.3.1. Модел дистрибутивног система

На сл. 3.1 је приказана једнополна шема дела дистрибутивне мреже са регулацијом побуде, контролом БИ и расклопном опремом која је коришћена у анализама. Еквивалент преносне 110 kV мреже је моделован импедансом која одговара снази трополног кратког споја од 1000 MVA и односу $R/X = 0,25$. На ниженапонској страни трансформатора је моделован само један извод 20 kV, јер остатак мреже није од битног утицаја за предметне анализе. Трансформатор 110/20 kV (ДТ) је спреге $YNyn$, при чему је секундар уземљен преко отпорника који ограничава струју једнофазног кратког споја у 20 kV мрежи на 300 А. Дистрибуирани извор са синхроним генератором је преко блок трансформатора 6,3/20 kV прикључен на дистрибутивну мрежу. Искључење дистрибуираног синхроног генератора са дистрибутивне мреже се врши преко прекидача ПР2. Локална потрошња је прикључена преко прекидача ПР4 на ВН сабирнице блок трансформатора. Потрошња је моделована као напонски зависна са статичким коефицијентима зависности активне и реактивне снаге од напона 1,3 и 1,8, респективно. На ове сабирнице је прикључена БИ Z_{bal} помоћу прекидача

ПР3, који је у нормалном погону отворен. На воду, дужине 8 км, претпостављен је настанак квара и при деловању АПУ-а се искључује најпре прекидач ПР1, а затим и прекидач ПР2 преко којег је генератор прикључен на мрежу. Заштитни уређај, односно заштитне функције, које искључују прекидач ПР2 треба да буду са временским кашњењем, да би се најпре искључио прекидач на почетку извода ПР1 и тиме избегло неселективно реаговање. Након тога, заштитне функције, као што је прекострујна заштита, али и заштита од острвског рада ће детектовати поремећај и извршити потпуно одвајање генератора од мреже отварањем прекидача ПР2.

3.3.2. Модел генератора

ДГ представља еквивалент мале електране са синхроним машином са истакнутим половима. Модел синхроног генератора у коришћеном софтверу *DIgSILENT PowerFactory* је у Парковом координатном систему, односно $d-q$ координатама. У таб. 3.1 дат је преглед основних параметара коришћеног генератора.

Таб. 3.1: Преглед основних параметара генератора

Параметар	Вредност
Назначена привидна снага	$S = 1,17 \text{ MVA}$
Назначени напон	$U_n = 3,15 \text{ kV}$
Фактор снаге	0,85
Синхрона реактанса	$x_d = 1,5 \text{ p.j.}; x_q = 0,8 \text{ p.j.}$
Временска константа инерције агрегата	$T = 0,75 \text{ s}$
Транзијентна реактанса	$x_d' = 0,4365 \text{ p.j.}$
Субтранзијентна реактанса	$x_d'' = 0,295 \text{ p.j.}; x_q'' = 0,3782 \text{ p.j.}$

Модификована је регулација побуде генератора, и о њој ће више речи бити касније, док је током анализа сматрано да је механички момент погонске машине константан, односно занемарен је одзив турбинског регулатора.

3.3.3. Модел балансне импедансе

Балансна импеданса је принципијелно реализована од паралелне везе активне отпорности (балансирајуће отпорности – БО) и балансне реактансе (БР). У анализама сматрано је да је тренутна снага дисипације на БО (зависи од квадрата напона на прикључцима отпорника) једнака активној снази генератора у случају када је искључена локална потрошња (прекидач ПР4 на сл. 3.1), односно када је активна снага потрошње већа од активне снаге производње генератора. Исто важи и за реактивну снагу дисипације на балансној реактанси која треба да одговара реактивној снази генератора. У том случају је отпорност БО по фази дефинисана следећом формулом:

$$R_{bal} = \frac{U^2}{P_g} \quad (5.7)$$

где је:

R_{bal} – вредност БО по фази,

U – линијски напон на прикључцима генератора непосредно пре квара,

P_g – активна снага генератора непосредно пре настанка квара.

Док се БР по фази може дефинисати коришћењем следећег израза:

$$X_{bal} = \frac{U^2}{Q_g} \quad (5.8)$$

где је:

X_{bal} – вредност БР по фази,

Q_g – реактивна снага генератора непосредно пре настанка квара.

У случају када је активна снага локалне потрошње мања или једнака активној снази производње генератора (прекивач ПР4 на сл. 3.1 остаје затворен током транзијентног периода), дисипација на БО треба да одговара разлици између активне снаге генератора и активне снаге потрошње, односно може да се дефинише следећом формулом:

$$R_{bal} = \frac{U^2}{P_g - P_{pot}} \quad (5.9)$$

где је:

P_{pot} – активна снага локалне потрошње непосредно пре настанка квара.

Са друге стране, снага губитака на БР треба да одговара разлици реактивних снага генератора и локалне потрошње и може се представити следећом релацијом:

$$X_{bal} = \frac{U^2}{Q_g - Q_{pot}} \quad (5.10)$$

где је:

Q_{pot} – реактивна снага локалне потрошње непосредно пре настанка квара.

Претходне релације дефинишу карактеристике БО-активна снага и БР-реактивна снага у складу са сл. 3.1. БО се прорачунава на основу мерења активне снаге генератора и испоруке активне снаге у ДМ-у: $P_g - P_{ou}$. БР се прорачунава на основу мерења реактивне снаге генератора и испоруке реактивне снаге у ДМ-у: $Q_g - Q_{ou}$. Ова мерења се уводе у контролну јединицу која прорачунава потребне вредности отпорности и реактансе у реалном времену према датим релацијама и даје извршну команду за подешавање БО и БР на потребну вредност у сваком тренутку. Контролна јединица представља микропроцесорски уређај са одговарајућим функцијама. Потребно је да КЈ поседује аналогне улазе за мерења електричних величина, бинарне улазе за сигнализацију, као и бинарне излазе за управљање прекидачима. Подешавање БИ се може вршити преко бинарних излаза или коришћењем аналогних излаза, у зависности од избора начина практичне имплементације технике. У овом уређају се могу интегрисати и заштитне функције извода са БИ, што би поједноставило и смањило инвестициону вредност целокупног система.

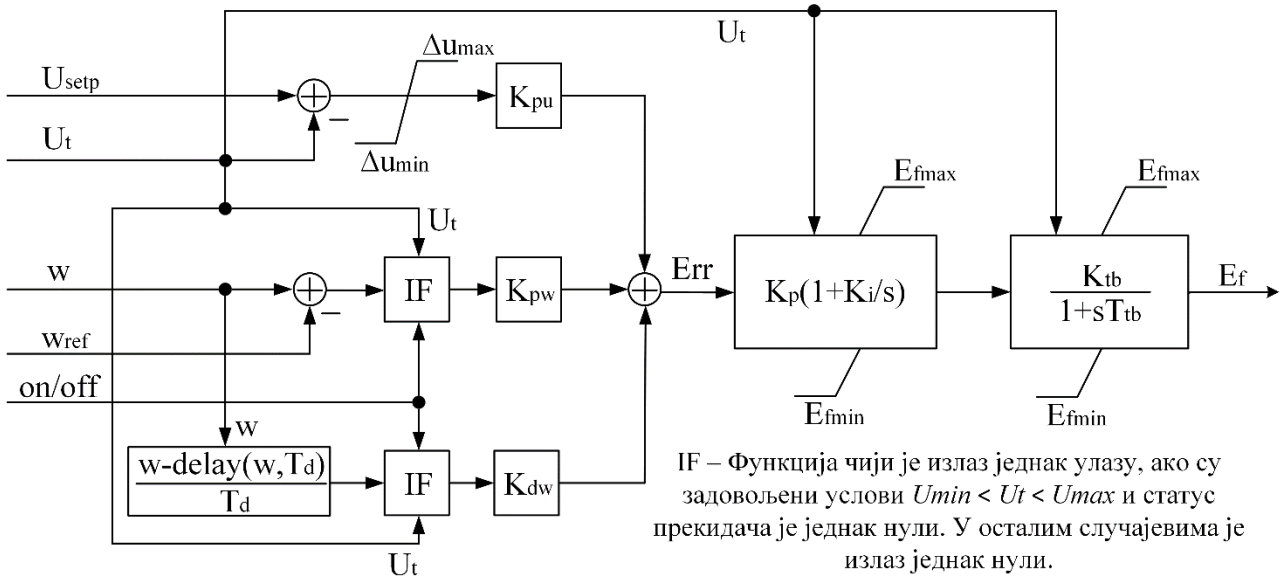
3.3.4. Модел модификованог система регулације побуде

У конвенционалним електранама регулација побуде синхроне машине је искључиво везана за регулацију напона, односно реактивне снаге размене са ЕЕС-ом. У овом поглављу презентована је модификација у систему регулације побуде генератора тако да се уведе брзина генератора као још једна управљачка променљива.

На сл. 3.2 је приказан блок дијаграм статичког самопобудног система регулације побуде са додатном модификацијом која се односи на формирање грешке на улазу у регулатор. Састоји се од три основна дела:

- Линеаризованог модела тиристорског моста који се састоји од појачања и временске константе тиристорског моста (K_{tb} и T_{tb} , респективно) са ограничењима максималне и минималне побуде (E_{fmax} и E_{fmin}),
- PI регулатора са пропорционалним и интегралним дејством (K_p и K_i , респективно) који такође има ограничења максималног и минималног интегралног дејства регулатора, као и максималне и минималне вредности излаза PI регулатора (E_{fmax} и E_{fmin}),

- Блока који служи за формирање грешке која ће омогућити одржавање фреквенције и напона током острвског рада што ближе прописаном опсегу за широк дијапазон радних стања.



Сл. 3.2: Блок дијаграм модификованог система регулације побуде

Ограничења PI регулатора и линеаризованог модела тиристорског моста зависе од вредности напона на терминалу генератора јер се сматра да се систем регулације побуде напаја са генераторских сабирница. Како побуда директно зависи од напона на прикључцима генератора, услед снижених напона током кратких спојева може се доћи у ситуацију да се не може обезбедити захтевани побудни напон. Уважавање утицаја напона мреже, као извора побуде, може се у софтверском моделу еквивалентирати са корекцијом максималне и минималне вредности побудног напона. Корекција је линеарна са променом напона у мрежи, па тако у случају смањења напона мреже на 0,5 р.ј., такође се смањује предефинисано горње ограничење побудног напона на половину те вредности. Ограничење по минималној побуди се смањује по апсолутној вредности, односно додатно је ограничен рад у подпобуђеним режимима. Моделовање регулатора са свим параметрима и величинама је вршено у систему релативних јединица.

У систем за формирање грешке доводе се сигнали: мерене вредности напона на прикључцима генератора (U_t), референтна (жељена) вредност напона генератора (U_{setp}), брзина генератора (w), статус укључености прекидача чије отварање значи прелазак у острвски рад са БИ ($on/off = 0$, ако је прекидач отворен и $on/off = 1$ ако је прекидач затворен). На основу ових улаза се даље прорачунава грешка која се састоји од три дела: грешка по одступању напона од подешене референце, грешка по одступању брзине обртања генератора од референтне вредности и грешка по убрзању генератора (први извод брзине генератора). Следећим изразима су респективно дате ове три грешке:

$$\Delta u = LIM(U_{setp} - U_t, \Delta u_{min}, \Delta u_{max})^1 \quad (5.11)$$

$$\Delta w = IF\{U_t > U_{min}, IF[U_t < U_{max}, IF(on/off = 0, w - w_{ref}, 0), 0], 0\}^2 \quad (5.12)$$

$$dw = IF\left\{U_t > U_{min}, IF\left[U_t < U_{max}, IF\left(on/off = 0, \frac{(w - delay(w, T_d))}{T_d}, 0\right), 0\right], 0\right\}^3 \quad (5.13)$$

¹ Функција $LIM(x, x_{min}, x_{max})$ представља ограничење променљиве x ако излази из опсега $x_{min} - x_{max}$ на граничне вредности.

² Функција $IF(condition, x, y)$ даје вредност x уколико је услов $condition$ испуњен, док у супротном даје вредност y .

³ Функција $delay(x, T_d)$ даје вредност променљиве x која се имала у тренутку: тренутно време – T_d .

Грешка по одступању напона је увек активна, док су грешке по одступању брзине и убрзању генератора активне само када је прекидач ПР2 отворен, односно само када се генератор налази у острвском раду са БИ, или када заједно са њима остаје и локална потрошња. Грешке по одступању напона и фреквенције служе да врате ове величине на жељене вредности, док грешка по изводу брзине детектује брза одступања фреквенције и даје неопходан стабилизациони члан који на сигуран начин враћа све величине на стационарне вредности блиске номиналним.

На основу претходно дефинисане три грешке формира се излазни сигнал који се води на улаз PI регулатора и може се представити следећим изразом:

$$Err = K_{pu} \cdot \Delta u + K_{pw} \cdot \Delta w + K_{dw} \cdot dw \quad (5.14)$$

где је:

K_{pu} – коефицијент пропорционалног дејства за одступање напона,

K_{pw} – коефицијент пропорционалног дејства за одступање брзине обртања генератора,

K_{dw} – коефицијент пропорционалног дејства за одступање извода брзине обртања генератора.

У таб. 3.2 су приказане вредности и објашњења параметара и сигнала у систему регулације побуде генератора. Параметри су одређени детаљном анализом, итеративним путем, при чему је критеријум био што боља стабилизација генератора у различитим радним стањима која се могу јавити. Добра стабилизација подразумева да је елиминисана могућност настанка различитих облика нестабилности уз што боље динамичке перформансе целокупног система.

Таб. 3.2: Параметри модификованог система регулације побуде генератора

Параметар или сигнал	Вредност	Опис
U_t	-	Напон на терминалима генератора [p.j.]
U_{setp}	-	Референтна вредност напона [p.j.]
w	-	Брзина генератора [p.j.]
<i>on/off</i>	1 или 0	Статус прекидача ПР2
Δu_{max}	0,7	Максимална грешка по напону [p.j.]
Δu_{min}	-0,5	Минимална грешка по напону [p.j.]
U_{min}	0,85	Минималан напон за регулацију брзине [p.j.]
U_{max}	1,15	Максималан напон за регулацију брзине [p.j.]
w_{ref}	1	Референтна вредност брзине генератора [p.j.]
T_d	0,001	Временска константа за извод брзине [s]
K_{pu}	1	Пропорционално појачање за грешку по напону [p.j.]
K_{pw}	7	Пропорционално појачање за грешку по брзини [p.j.]
K_{dw}	1	Пропорционално појачање за извод брзине [p.j.]
K_p	3	Пропорционално дејство PI регулатора [p.j.]
K_i	1	Интегрално дејство PI регулатора [p.j.]
E_{fmax}	5	Максимална граница побудног напона [p.j.]
E_{fmin}	-5	Минимална граница побудног напона [p.j.]
K_{tm}	1	Појачање тиристорског моста [p.j.]
T_{tm}	0,001	Временска константа тиристорског моста [s]
E_f	-	Побудни напон [p.j.]

Како се може видети из табеле, постоји максимални и минимални напон при коме су грешке по брзини активне. Да би се избегло осциловање статуса грешака по брзини, односно њихово активирање и искључивање, дефинисане су нове максималне и минималне вредности при којима ће доћи до поновне активације ових грешака. Напонско затезање између ових граничних вредности опсега напона прве прораде и поновне прораде је 0,03 р.ј. На пример, грешке су биле активне и напон је прешао вредност 1,15 р.ј. Након тога грешке по брзини се деактивирају и напон почиње да пада. Грешке по брзини постају активне тек када напон падне испод вредности 1,12 р.ј. да би се избегле брзе промене статуса ових грешака и довело до нестабилног рада технике. У овом случају се дефинисано затезање показало као повољно, док то треба детаљно проверити у сваком конкретном случају.

Техника предложена у овом поглављу врши регулацију побудног напона синхроног генератора. Грешка на улазу у регулатор побуде састоји се од три дела: разлике између мереног напона и референтног напона генератора, разлике између мерене и референтне вредности брзине обртања генератора и од извода брзине генератора. Предложени алгоритам контролише само једну променљиву, односно побудни напон генератора. Током острвског рада генератора промена побудног напона утиче на промену напона на прикључцима генератора, па самим тим и на прикључцима БИ, што директно утиче на износ снаге коју апсорбује БИ у складу са претходно датим релацијама. Дакле, основна идеја предложене технике је да обезбеди одржавање и фреквенције (брзине генератора) и напона током транзијентног периода регулацијом само једне променљиве, односно побудног напона, уз неопходно предуправљање БИ у безнапонском стању.

3.4. Алгоритам за координисану контролу побуде и баланске импедансе

Након настанка квара на воду потребно је извесно време (у зависности од подешавања заштите) за детекцију квара и искључење прекидача ПР1 на почетку вода и ПР2 на његовом крају (гледано са стране прикључне мреже), односно покретање циклуса АПУ-а. После искључења прекидача ПР2 на воду, генератор остаје у острвском раду са локалном потрошњом, што ће бити сигнал контролној јединици да покрене координисану контролу стабилности и управља прекидачима у посматраном делу система, у складу са сл. 3.1. Након тога контролна јединица затвара прекидач ПР3, чиме се БИ укључује под напон. Истовремено са укључењем прекидача ПР3 долази до искључења прекидача ПР4 уколико је снага локалне потрошње већа од снаге генератора. У супротном прекидач ПР4 остаје укључен и генератор прелази у острвски рад са БИ и локалном потрошњом. На тај начин ће током трајања циклуса АПУ-а генератор бити одвојен од мреже, али не и искључен. Када дође до укључења вода под напон (укључењем прекидача ПР1) и утврди се да је квар пролазног карактера, стекли су се услови да се генератор поново синхронизује на мрежу. Систем за синхронизацију генератора прати присуство мрежног напона и у тренутку када се он појави може почети поновну синхронизацију на мрежу. Овде је потребно обезбедити временско затезање између појаве напона на мрежним прикључцима и синхронизације, јер је могуће да квар није пролазан, па ће поново доћи до искључења вода. Ово време мора бити веће од потребног да заштита детектује квар (земљоспој или међуфазни квар). Синхронизација се врши на прекидачу ПР2.

Ако није дошло до елиминације пролазног квара, систем заштите на воду трајно искључује вод. У том случају генератор ће морати да буде искључен до поновног успостављања напона са стране мреже, јер је енергија која се може дисипирати на БО ограничена његовим дозвољеним топлотним импулсом, уколико не постоји могућност његовог мирног растеређења. Растеређење импедансе и рад у празном ходу, без претходног искључења генератора, могу се обезбедити коришћењем тиристорске регулације која би постепено смањивала снагу БИ, у складу са радом турбинске регулације. Тиме би се генератор довео у празан ход и чекао мрежу или ишао на заустављање без напрезања. Трајно искључење се може извршити када се након унапред задатог времена (нпр. неколико

секунди) не добије напон са стране мреже. То је индикација да је квар трајан, односно да је систем АПУ-а безуспешно реаговао. Генератор не мора бити искључен само у случају ако постоје одговарајући регулациони елементи да обезбеде трајни рад са локалном потрошњом.

Временски ток претходно описаних догађаја, који је коришћен у симулацијама рада предложеног система може се дефинисати на следећи начин:

- 1) $t_1=0$ s – настанак квара (у симулацијама је претпостављен једнофазни кратак спој, уколико то није другачије назначено) на воду,
- 2) $t_2=0,3$ s – искључење прекидача на почетку напојног вода (искључује се прекидач ПР1) и почетак циклуса АПУ-а, док генератор и даље напаја место квара,
- 3) $t_3=0,5$ s – искључење прекидача ПР2 који прекида напајање места квара од стране ДГ-а, укључење БИ (прекидач ПР3) и искључење или задржавање статуса укључености прекидача локалне потрошње (ПР4) у зависности од износа снаге потрошње.

Оваква секвенца искључења је изабрана јер представља један од најнеповољнијих случајева када је генератор укупно 0,5 s изложен квару са јако израженим поремећајем напона и брзине генератора (фреквенције). Подешања релејне заштите ДГ-а у пракси ће обично брже реаговати и пре искључити генератор, чиме ће се редуковати одступање параметара генератора од назначених вредности. У циљу адекватне верификације предложене технике и одређивању маргине стабилности генератора приликом примене координисане контроле је изабран овакав начин симулације квара.

3.5. Резултати симулација у софтверу

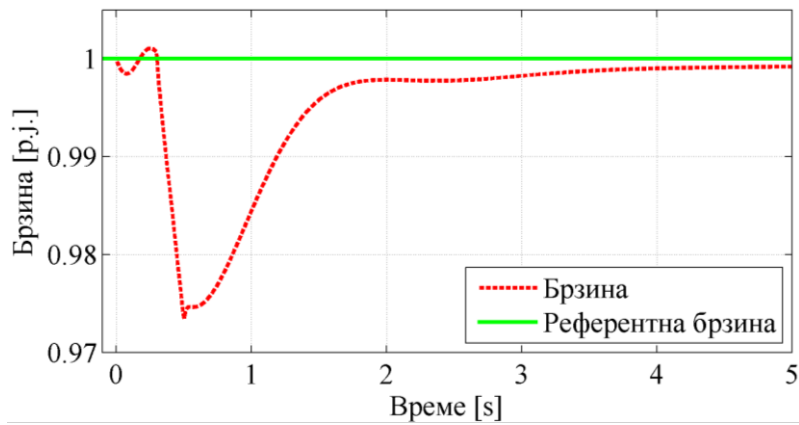
У овом поглављу су дати резултати анализа којима је извршена демонстрација практичне применљивости развијеног алгорита. Симулације су вршене на моделу формираном у програмском пакету *DIgSILENT PowerFactory*, према подацима који су описани у поглављу 3.3. Најпре су извршене симулације коришћењем само БО, а касније је анализирана и примена БИ са независним подешањем активног и реактивног дела.

3.5.1. Прелазак у острвски рад са баланским отпорником

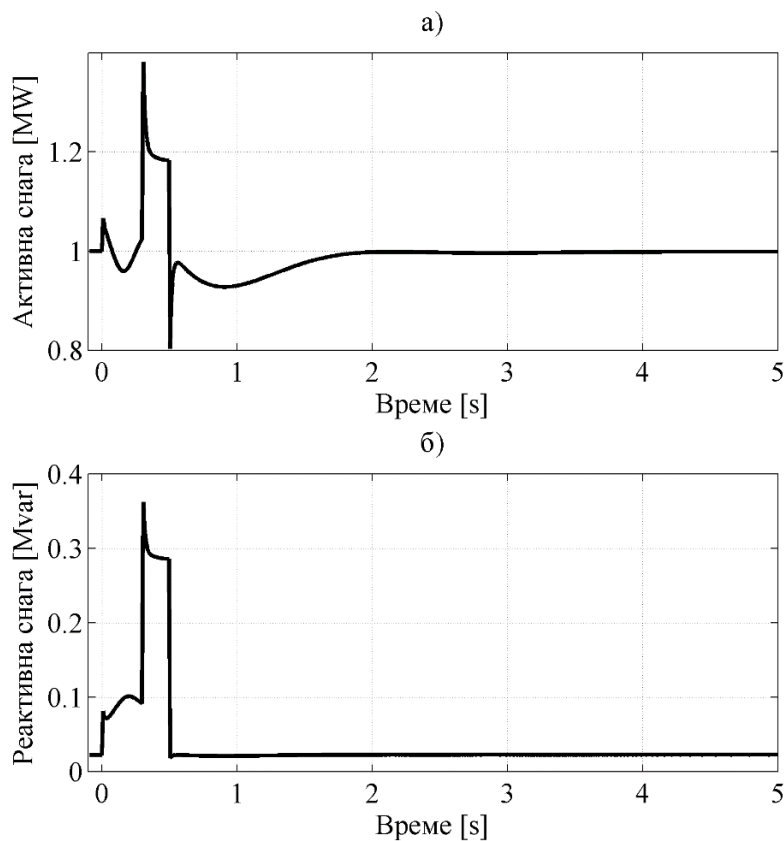
Када је снага локалне потрошње која остаје у острвском раду са генератором већа од снаге производње, врло лако се може догодити испад из синхронизма генератора. Тада је неопходно обезбедити острвски рад генератора само са баланским отпорником.

Активна и реактивна снага потрошње на крају извода износе 2 MW и 0,5 Mvar, респективно. Електрана ради у режиму када одржава јединични фактор снаге на својим сабирницама, док је активна снага генератора 1 MW, односно једнака његовој назначеној снази. Прикључна мрежа одржава напон на ВН страни дистрибутивног трансформатора на вредности 1,02 р.ј. Систем за управљање БО прати разлику између активне снаге генератора и активне снаге локалне потрошње. Ако је ова разлика позитивна, отпорност БО се прилагођава тако да може у сваком тренутку да преузме разлику снаге генерисања и потрошње. Уколико је снага потрошње већа од снаге генерисања, као што је у овом првом тестираном сценарију, дебаланс снага је негативан, па се БО подешава на вредност да може преузети целокупну активну снагу производње.

На сл. 3.3 приказана је промена брзине обртања генератора, док је на сл. 3.4 приказана промена активне и реактивне снаге генератора. Како након искључења прекидача ПР2 генератор у острвском раду остаје са већом активном снагом локалне потрошње од његове активне снаге производње, долази до пропада брзине обртања генератора. Упркос значајном пропаду брзине, применом координисане контроле се све величине веома брзо и ефикасно враћају на вредности пре квара.

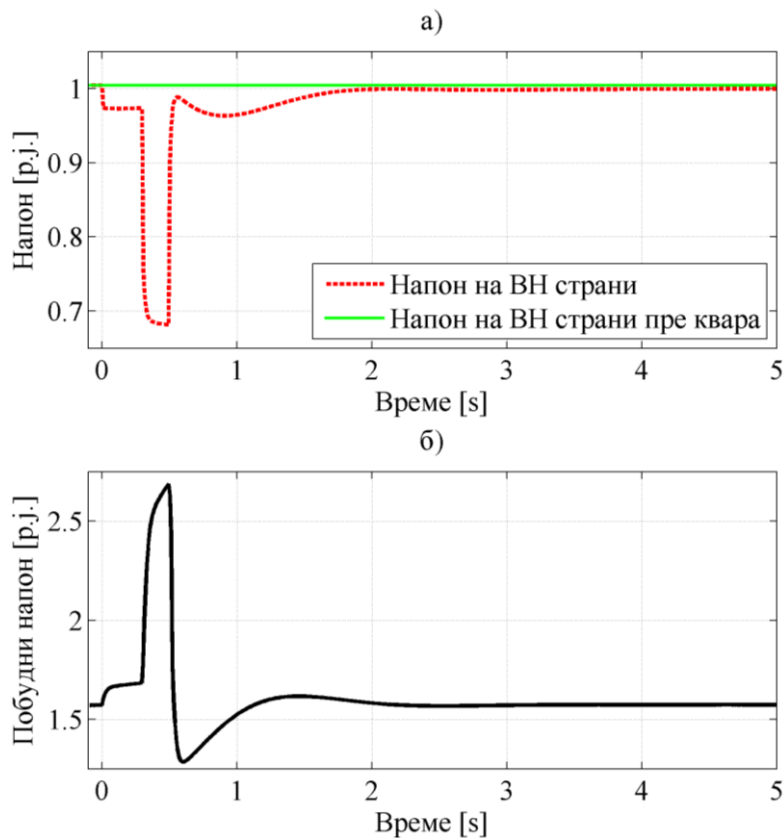


Сл. 3.3: Промена брзине обртања генератора са назначеном референтном вредношћу

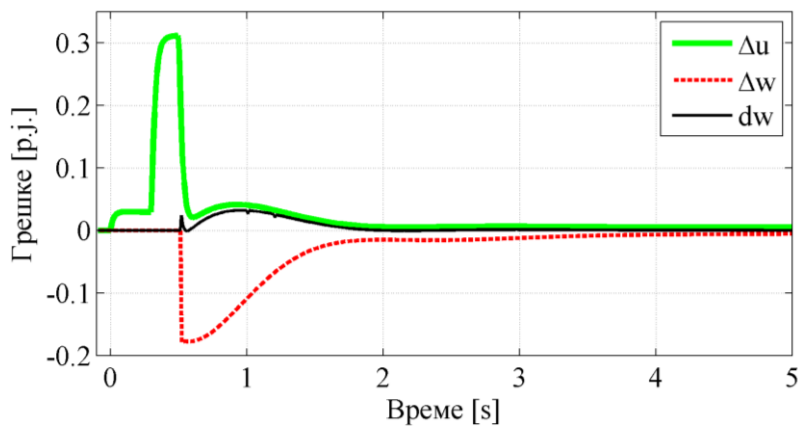


Сл. 3.4: Промена: а) активне и б) реактивне снаге генератора

На сл. 3.5 је приказан напон на прикључцима електране (на 20 kV страни блок трансформатора) и побудни напон генератора. Грешке на улазу у регулатор побуде су приказане на сл. 3.6. При искључењу напојног далековода у новоформираном острву се јавља и мањак реактивне снаге и долази до пада напона у систему. То се рефлектује као појава грешке по напону на улазу у PI регулатор (црна крива – Δu) и повећање побудног напона. Након преласка у острвски рад са отпорником, поред грешке по напону, јављају се и грешке по брзини и изводу брзине (црвена крива – $\Delta \omega$ и зелена крива – $d\omega$). Треба напоменути да су ово укупне грешке, које су помножене одговарајућим коефицијентима према формули (3.12). Пропорционално дејство по брзини дефинише потребан ниво грешке да би се елиминисао иницијални поремећај, док диференцијално дејство (по изводу брзине) стабилизује систем и спречава појаву нестабилности. Као резултат свега тога фреквенција и напон се непосредно након појаве поремећаја одржавају у прихватљивим границама, а затим се враћају веома близу вредностима које су се имале пре поремећаја и стичу се услови да се изврши синхронизација са мрежом у случају да је квар пролазан.



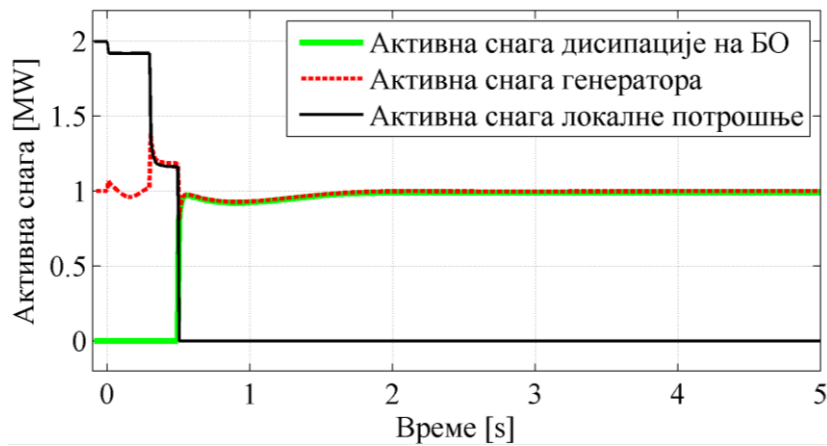
Сл. 3.5: Промена: а) напона на вишенапонској страни блок трансформатора, б) побудног напона генератора



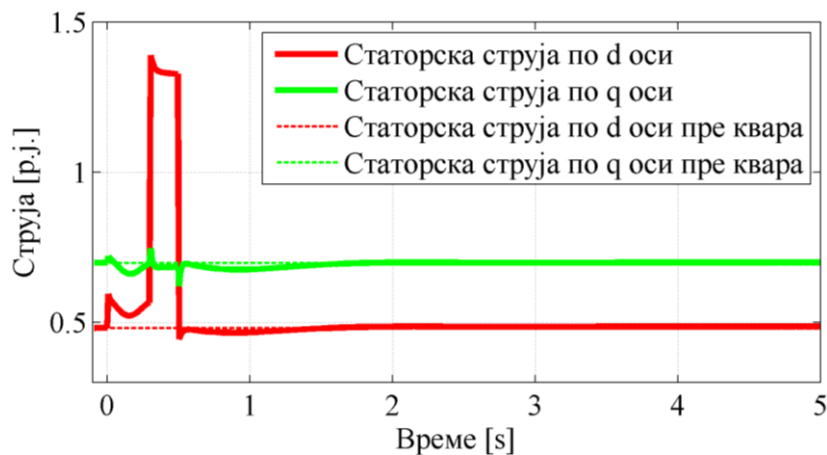
Сл. 3.6: Промена грешака на улазу у регулатор побуде

На сл. 3.7 је приказана промена активне снаге дисипације на БО, активне снаге генератора и активне снаге локалне потрошње, односно баланс активних снага у систему. Са слике се уочава да БО преузима снагу генератора и на тај начин спречава убрзање обртних маса. Треба напоменути да целокупну регулацију снага преузима БО и побуда генератора без учешћа турбинске регулације.

Претходне слике показују да техника обезбеђује стабилан рад малих синхроних генератора након искључења са дистрибутивне мреже и преласка у острвски рад са БО. Након отклањања поремећаја снага мале електране је стабилизована на вредности која се имала пре поремећаја. Сл. 3.8 приказује временску промену d и q компоненти статорске струје генератора са назначеним референтним вредностима које су се имале пре квара. Како генератор не мења своју радну тачку и задржава назначену снагу уз јединични фактор снаге, нема разлике у струјама по d и q -оси у стационарном стању у односу на вредности пре поремећаја.



Сл. 3.7: Промена активне снаге дисипације на БО, активне снаге генератора и активне снаге локалне потрошње



Сл. 3.8: Варијације d и q компоненти статорске струје синхроног генератора

Иако предложена техника укључује само управљање побудним напоном, анализе приказују да је могуће задржати и брзину и напон на прикључцима генератора. Даље унапређење је могуће укључивањем БО у регулацију, чиме се врши независно управљање струјама генератора по d и q оси и обезбеђује финалија регулација напона и брзине током транзијента. Оваква регулација ипак захтева много комплекснији систем са два регулатора и претварачем у колу БО.

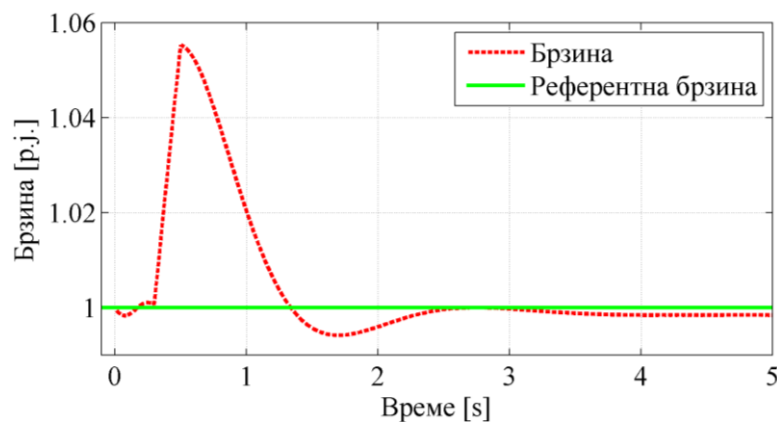
3.5.2. Прелазак у острвски рад са баланским отпорником и потрошњом

Као основни захтев у ЕЕС-у дефинише се снабдевање потрошача довољним количинама електричне енергије прописаног квалитета. Овај захтев је нарочито битан при снабдевању индустријских постројења где се одвијају сложени технолошки процеси или других значајних потрошача. Претходне анализе су показале да искључењем потрошње и контролисаном дисипацијом снаге на БО се може обезбедити стабилан рад и спречити испад генератора. Недостатак овог концепта је то што долази до прекида у напајању потрошача и што се не користи електрична енергија током острвског рада, већ се дисипира на БО. Како је у претходном случају снага потрошње била већа од тренутне снаге генератора, није могуће обезбедити стабилан рад са потрошњом, уколико не постоје брзи системи за складиштење електричне енергије који ће надоместити недостатак или ако не постоји механизам за селективно искључење дела потрошње нижег приоритета. Недостатак система за складиштење енергије је цена ових система [43], док је недостатак селективног искључења дела потрошње комплексност реализације самог алгорита и немогућност да се врши фина регулација у веома кратким временским интервалима, услед интермитентног понашања потрошача.

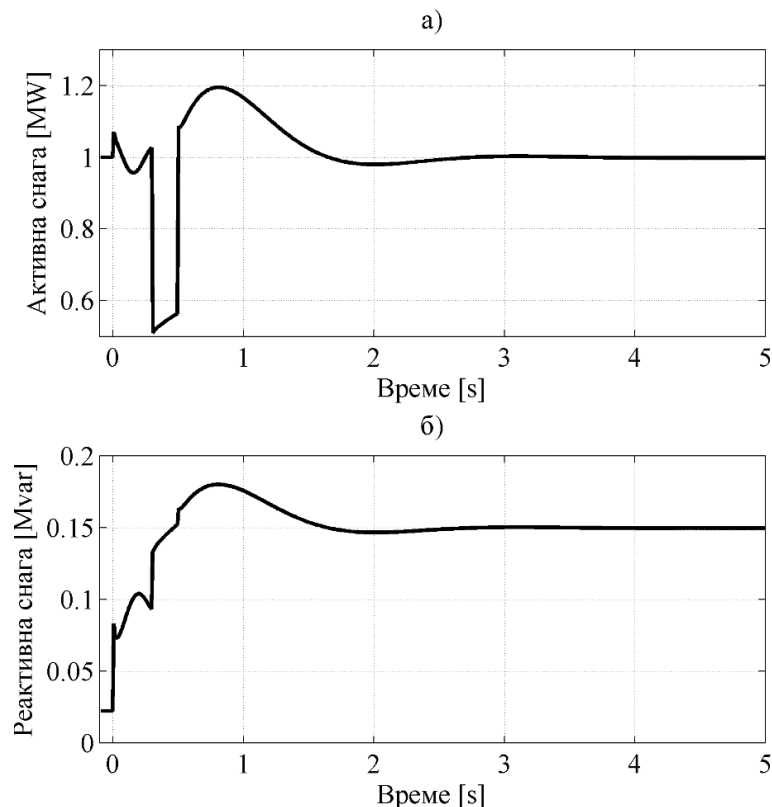
Модификација концепта из претходног случаја, која не захтева велика финансијска средства, нити компликоване комуникационо-управљачке структуре на широком подручју, може се реализовати помоћу мерења активне снаге потрошње која остаје у острвском раду и подешавањем отпорника у безнапонском стању. Потребан услов за реализацију оваквог алгоритма је да снага потрошње треба да буде мања или једнака актуелној снази генератора. У овом случају се отпорник у безнапонском стању може подесити тако да обезбеди дисипацију разлике активне снаге између производње генератора и потрошње. Уместо да генератор пређе у острвски рад са БО, у овом случају са њима у паралелном раду остаје и локална потрошња.

У анализираном тест примеру снага генератора је једнака 1 MW са јединичним фактором снаге на вишенAPONским сабирницама. Снага потрошње на крају извода је 0,5 MW и 0,125 Mvar. Прикључна мрежа одржава напон на ВН страни дистрибутивног трансформатора на вредности 1,02 p.j.

На сл. 3.9 је приказана промена фреквенције у острву, док је промена активне и реактивне снаге генератора приказана на сл. 3.10.



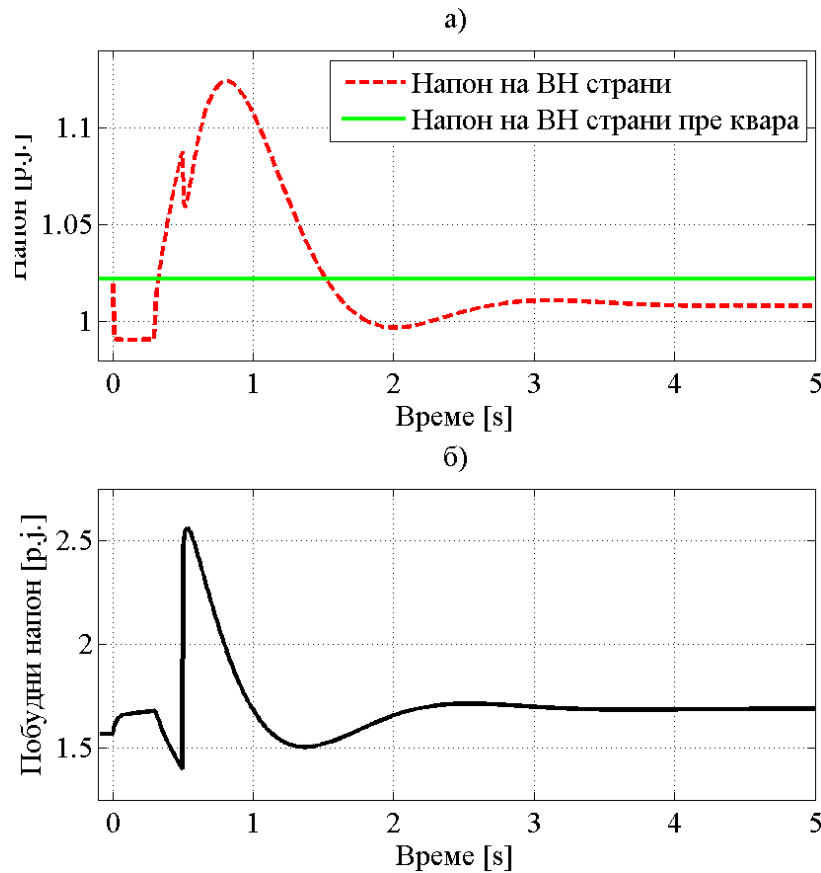
Сл. 3.9: Промена брзине обртања генератора са назначеном референтном вредношћу



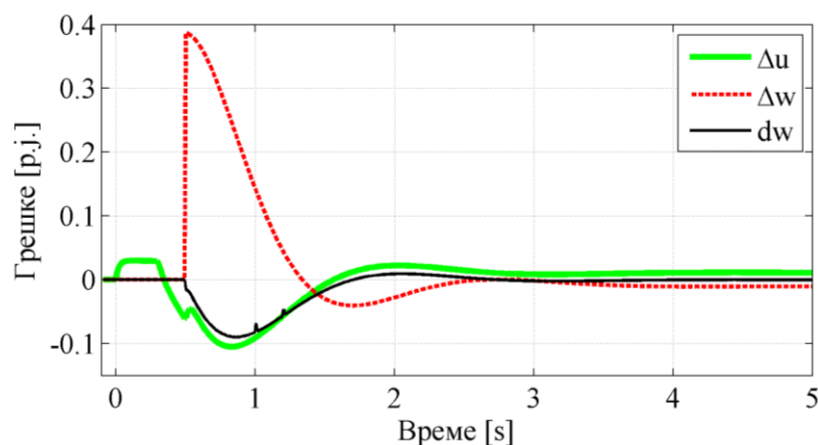
Сл. 3.10: Промена: а) активне и б) реактивне снаге генератора

На сл. 3.11 приказана је промена напона на вишенапонској страни блок трансформатора и побудни напон генератора, док су грешке на улазу у PI регулатор побудног система приказане на сл. 3.12.

Са слика се види да систем задржава стабилност и да је могуће на овај начин решити како проблем стабилности генераторске јединице, тако и обезбедити непрекидност снабдевања електричном енергијом локалне потрошње.



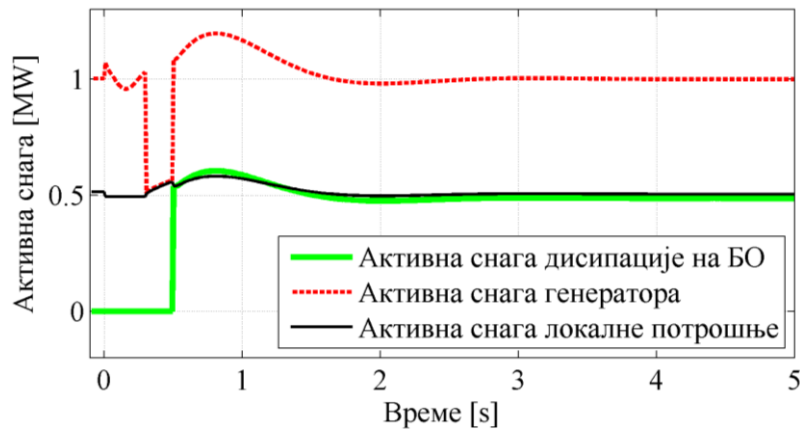
Сл. 3.11: Промена: а) напона на вишенапонској страни блок трансформатора и б) побудног напона генератора



Сл. 3.12: Промена грешака на улазу у регулатор побуде

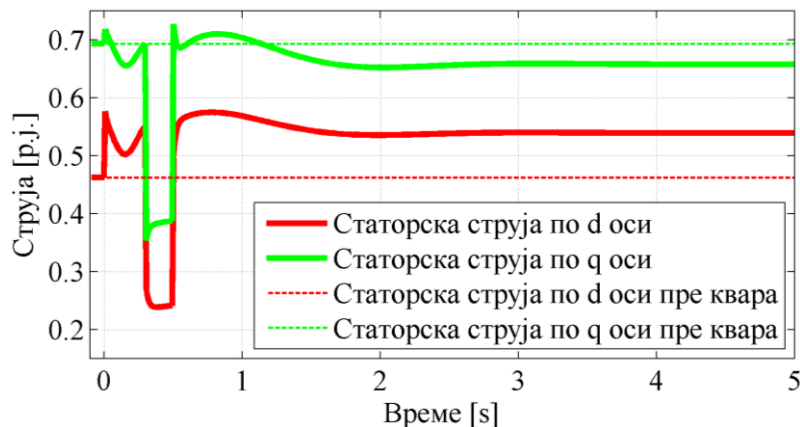
На сл. 3.13 је приказан баланс снага у новоформираном острву, који је кључан за одржање стабилности. Након преласка у острвски рад јављају се осцилације снаге, које се веома брзо пригушују и систем улази у стационарно стање. Побудни систем генератора је једини регулациони елемент у систему, па због тога цео систем осцилује његовом временском константом, односно прелазни процес се пригушује након око 2 s (приближно 4

пута дужи период од временска константе побудног система, односно транзијентне временске константе која је око 0,5 s).



Сл. 3.13: Промена активне снаге дисипације на БО, активне снаге генератора и активне снаге локалне потрошње

На сл. 3.14 је приказана промена статорских струја генератора по d и q оси заједно са референтним вредностима које су се имале пре настанка квара. За разлику од ситуације која се имала на сл. 3.8, овде се вредности струја пре квара и након стабилизације разликују. Ово је последица уласка локалне потрошње са својом активном и реактивном снагом у острвски рад заједно са БО и генератором. Радно стање генератора непосредно пре квара је било такво да је фактор снаге на ВН страни блок трансформатора једнак јединици. Након преласка у острвски рад, радни режим генератора се прилагођава потрошњи. Поред активне снаге која се дисипира на отпорнику и активне снаге локалне потрошње, генерише се и реактивна снага у синхронем генератору за покривање реактивне снаге локалне потрошње. Због тога долази до промене положаја фазора струја у односу на напон генератора, па се пројекције струја на d и q осу мењају у складу са тим, што се може видети на сл. 3.14.



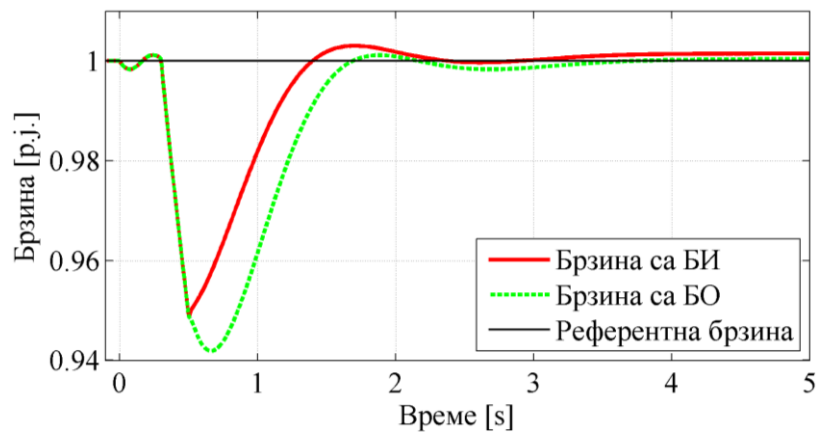
Сл. 3.14: Варијације d и q компоненти статорске струје синхроног генератора

3.5.3. Прелазак у острвски рад са балансном импедансом

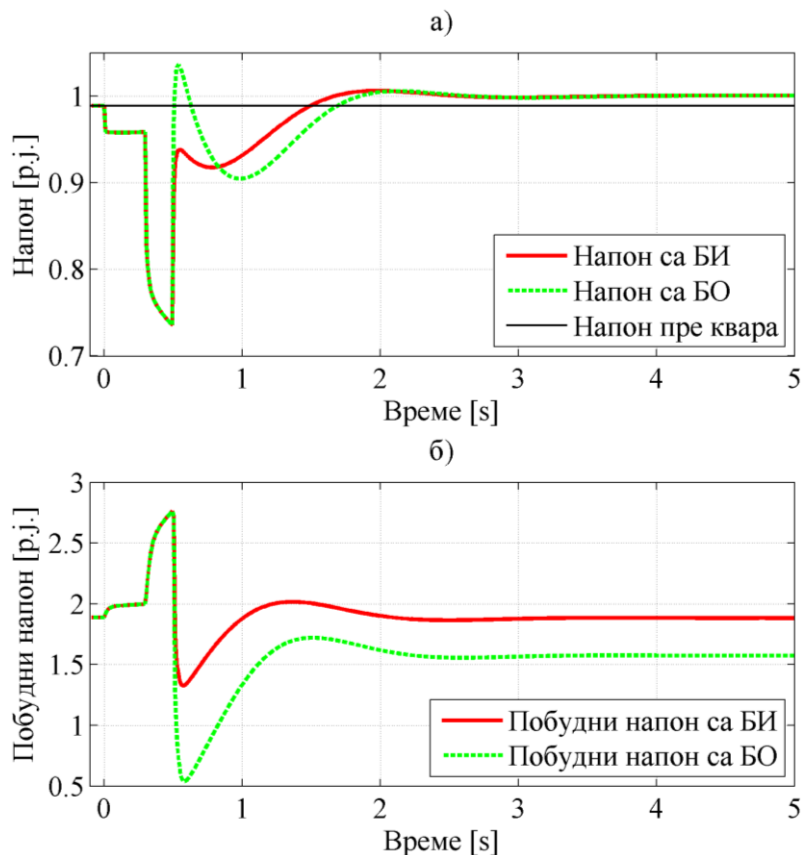
У претходним случајевима је анализиран рад предложене технике када је коришћен само БО, док ће се у овом поглављу разматрати примена балансне импедансе. Мана овог концепта је што се увођењем реактансе добија још један елемент који захтева мерења, алгоритам и динамичко управљање. Предност је што реактанса има позитиван утицај на ограничавање транзијентних пренапона. Транзијентни пренапони се нарочито јављају када генератор ради у надпобуђеном режиму. Потреба за радом у надпобуђеним режимима се јавља при вршној потрошњи када су потребе за реактивном снагом у систему веће у циљу одржавања напона на вредностима блиским номиналним.

У овом поглављу је анализиран случај када генератор прелази у острвски рад само са БИ, јер је потрошња већа од производње генератора и износи 2 MW и 0,5 Mvar. Генератор ради у надпобуђеном режиму са фактором снаге 0,95 инд. на ВН прикључцима блок трансформатора. Прикључна мрежа на ВН страни дистрибутивног трансформатора одржава напон на вредности 1 р.ј.

На сл. 3.15 је приказана промена брзине обртања генератора за случај коришћења БИ и БО, док је на слици сл. 3.16 приказано поређење напона на ВН прикључцима блок трансформатора и побудног напона генератора. Из датих анализа се види да реактивни део БИ смањује транзијентне пренапоне, односно напон на ВН прикључцима блок трансформатора осцилује у значајно мањем опсегу. Јавља се мањи пропад брзине у случају коришћења БИ, док је позитиван утицај смањење минималне вредности побудног напона, чиме се доприноси стабилности, јер се удаљава од осетљивих подпобуђених режима.



Сл. 3.15: Промена брзине обртања генератора за случај коришћења БО и БИ



Сл. 3.16: Промена величина за случај коришћења БО и БИ: а) напона на ВН прикључцима блок трансформатора и б) побудни напон генератора

Применом БО постоји мање одступање брзине од синхроне у стационарном стању након поремећаја. Позитивна страна тога су бољи услови за рад генератора и осталих пратећих елемената, док су негативни аспекти потенцијално дуже чекање на испуњеност услова за синхронизацију. Критичан је услов по фазној разлици напона, која се појављује периодично са учестаношћу која зависи од разлика у фреквенцијама генератора и мреже.

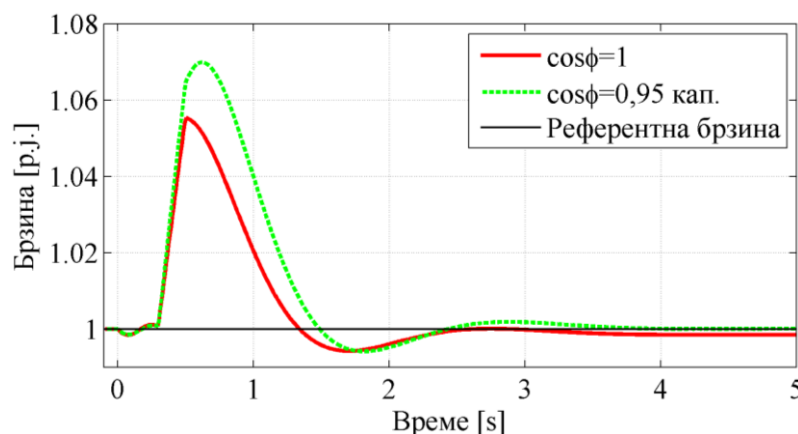
За адекватан избор БИ или БО у сваком конкретном случају потребно је сагледати комплетан спектар могућих радних стања генератора на мрежи са уважавањем како варијације услова у мрежи, тако и захтевани опсег рада генератора. Детаљним симулацијама са уважавањем свих ограничења од стране власника мале електране и оператора дистрибутивног система може се утврдити оправданост додатне инвестиције у реактивни део БИ у циљу побољшања техничких перформанси комплетног система у поремећеним радним стањима.

3.5.4. Прелазак у острвски рад у подпобуђеном режиму генератора

Прикључење ДГ-а на слабе дистрибутивне изводе често захтева њихов рад у подпобуђеном режиму када апсорбују реактивну снагу у циљу задржавања напона у прописаном опсегу, који је обично од 0,9 до 1,1 р.ј. Овакви режими се неретко срећу у пракси и представљају један од ограничавајућих фактора у лимитирању снаге ДГ-а која се може прикључити у одређеној локацији.

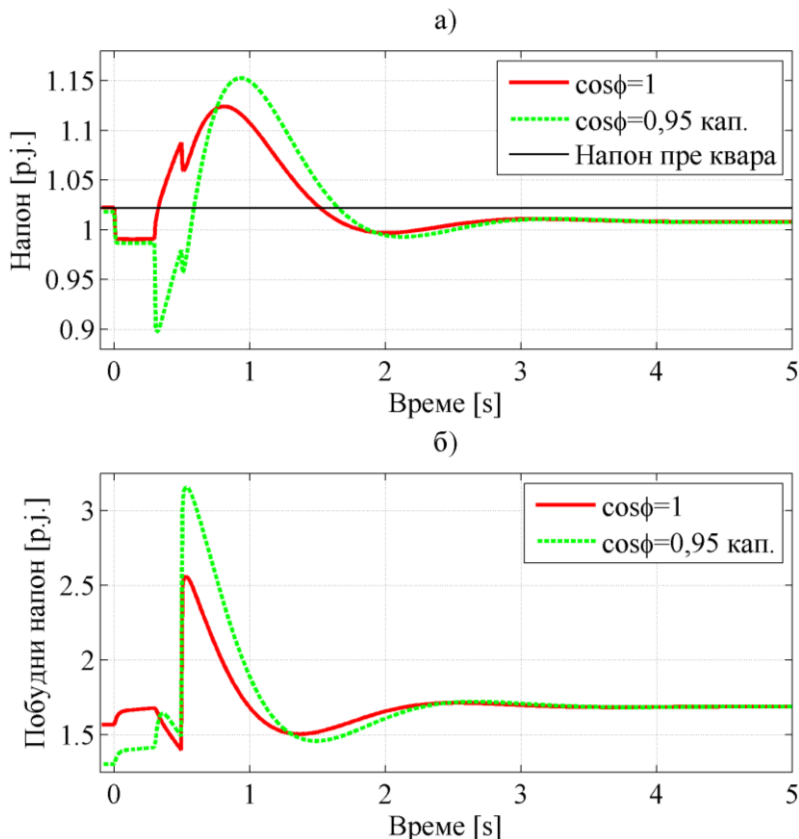
У овом примеру је анализиран случај када генератор прелази у острвски рад са потрошњом која је мања од генерисања. Из тог разлога долази до убрзања генератора. Да би се брзина генератора вратила на назначену вредност потребно је значајно повећати апсорпцију активне снаге на БО, па се повећава грешка по разлици фреквенције и повећава побудни напон. Повећање побудног напона доводи до повећања напона на прикључцима генератора и транзијентних пренапона док се не стабилизује брзина. Са друге стране генератор треба да пређе из капацитивног у индуктивни режим рада, односно значајно да повећа свој побудни напон што доприноси стварању транзијентних пренапона.

На сл. 3.17 је приказано поређење брзина генератора за случај рада са фактором снаге један на генераторским прикључцима са случајем подпобуђеног режима рада генератора. Овај режим подразумева рад са фактором снаге 0,95 кап. Потрошња која остаје са генератором у острвском раду износи 0,5 MW и 0,125 Mvar. Прикључна мрежа одржава напон на ВН прикључцима дистрибутивног трансформатора на вредности 1,02 р.ј. Са слике се види да капацитивни режим рада доводи до бржег раста брзине јер услед подпобуђеног режима напон на прикључцима је нижи, а тиме и редукован трансфер енергије у мрежу током периода од 0,3 s до 0,5 s. У оваквим ситуацијама потребно је сагледати ограничења у погледу брзине и препоруке произвођача и оператора дистрибутивног система и у складу са тим одлучити о примени додатних мера за ограничавање пренапона.



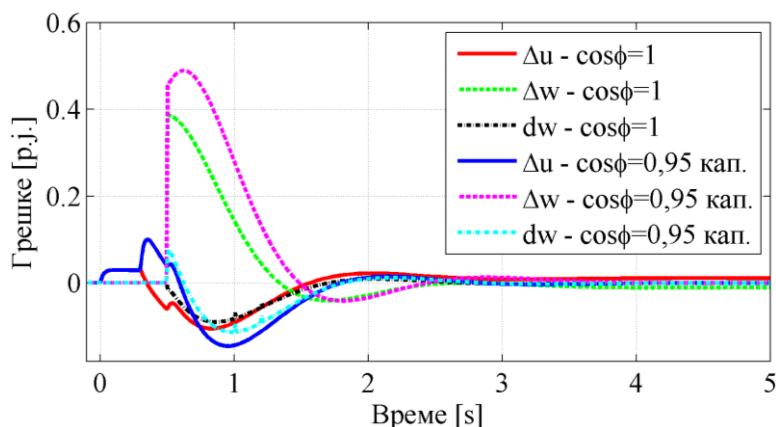
Сл. 3.17: Промена брзине обртања генератора за јединични фактор снаге и подпобуђени режим

Сл. 3.18 приказује промену напона на ВН прикључцима генератора и побудног напона генератора за рад са јединичним фактором снаге и у подпобуђеном режиму. Рад у капацитивном режиму доводи до већих осцилација напона на прикључцима и побудног напона.



Сл. 3.18: Промена величина за јединични фактор снаге и подпобуђени режим рада генератора: а) напона на ВН прикључцима блок трансформатора и б) побудног напона генератора

На сл. 3.19 је приказана промена грешака на улазу у побудни регулатор која потврђује претходно изнесене закључке, узрок повећања напона на прикључцима генератора је повећана вредност грешке по одступању брзине, која је израженија у капацитивном режиму.



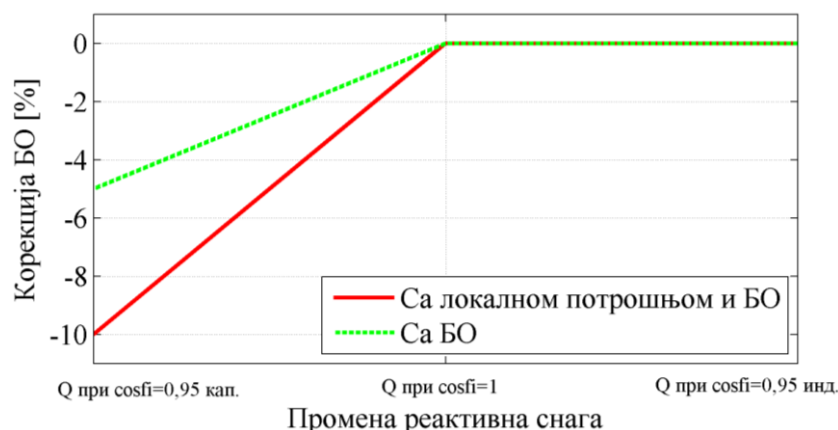
Сл. 3.19: Промена грешака на улазу у побудни регулатор за случај јединичног фактора снаге и подпобуђеног режима рада

3.5.5. Модификација формуле за прорачун балансног отпорника

Унапређење рада предложене технике се може извршити модификацијом формуле за одређивање БО. Променом од индуктивног (када генератор генерише реактивну снагу) према капацитивном режиму рада (када генератор апсорбује реактивну снагу) долази до смањења

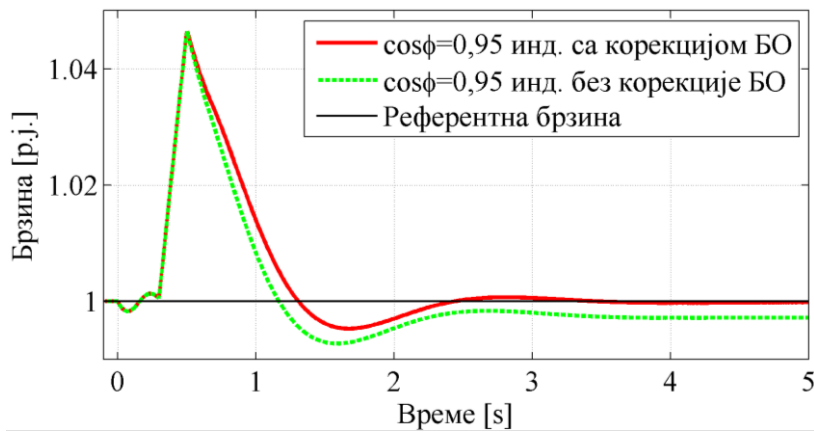
вредности побудног напона у стационарном радном стању. Уколико је претходно дошло до успоравања генератора, што се догађа у случају када је активна снага локалне потрошње већа од производње, неопходно је смањити побуду, односно дисипацију на БО и тиме створити услове да генератор убрза. Дакле, у овом случају редуковане вредности БО за неки износ дају природну помоћ систему да смањи побудни напон, а да при томе смањује дисипацију, односно обезбеђује боље услове за убрзавање машине. Са друге стране, ако претходно долази до убрзавања генератора, потребно је повећати побудни напон, односно дисипацију на БО, а при томе смањити побудни напон јер се иде од индуктивног ка капацитивном режиму. Ово нам говори да су грешке по одступању напона и фреквенције у опозицији. Како регулишу само једну величину, односно побудни напон генератора, а притом су у опозицији, стварају се повољнији услови за појаву потенцијалне нестабилности. Смањењем прорачунате вредности БО за неки износ стимулише се повећање побудног напона за неки износ, чиме се он удаљава од потенцијално опасних подпобуђених режима.

Итеративним процесом симулацијама је утврђено да је одговарајућа корекција (смањење) вредности БО, при кретању од индуктивног према капацитивном режиму, 10% на промену фактора снаге за 0,05. Ова корекција је за прелазак у острвски рад са потрошњом, док је за прелазак у острвски рад само са БО оптимална корекција 5% на промену фактора снаге од 0,05. Промена фактора снаге се односи на очекивану промену у стационарном стању која је базирана на мерењима снага у режиму пре квара. Треба напоменути да приликом преласка из капацитивног у индуктивни режим рада није потребно, вршити ову корекцију, јер изостају претходно описани позитивни ефекти. Ова корекција је илустрована на сл. 3.20 за прелазак у острвски рад са и без локалне потрошње. Дата је промена реактивне снаге од индуктивног до капацитивног режима као линеарна зависност процентуалне корекције од промене реактивне снаге. Као критеријум за одређивања износа корекције посматрана је брзина генератора, односно критеријум је био да брзина буде што ближе 1 р.ј. Приликом примене предложене технике потребно је у сваком појединачном случају проверити предложени износ корекције, јер услед другачије топологије, инерције генератора, структуре потрошње и транзијентних параметара генератора може се показати да је погодан нешто другачији износ корекције.



Сл. 3.20: Корекција БО при прорачунатој промени фактора снаге у стационарном стању

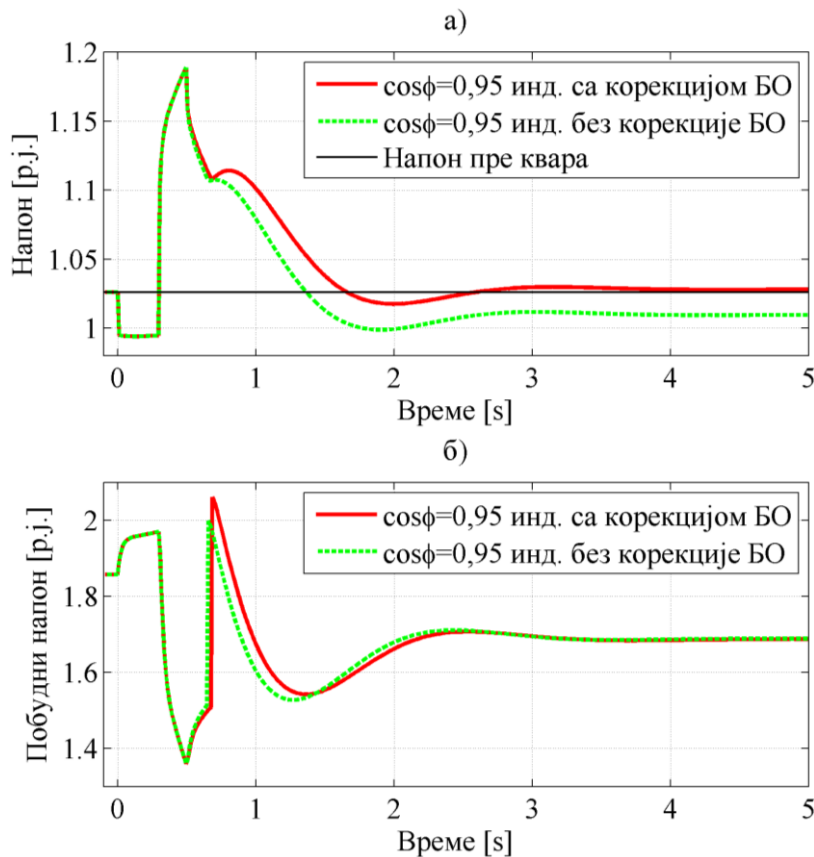
Најпре је анализиран прелазак у острвски рад са локалном потрошњом у износу од 0,5 MW и 0,125 Mvar. Генератор ради у надпобуђеном режиму са фактором снаге 0,95 и активном снагом од 1 MW. На сл. 3.21 је приказана промена брзине обртања генератора, са и без корекције БО, приликом кретања од индуктивног режима (када генератор генерише реактивну снагу) према капацитивном (када генератор апсорбује реактивну снагу). Са слике се види да предложена корекција даје јако повољне резултате у смислу враћања брзине знатно ближе жељеној вредности од 1 р.ј.



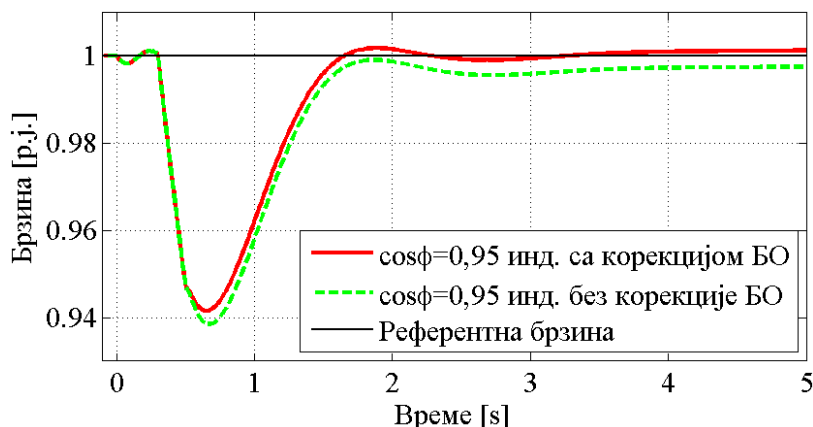
Сл. 3.21: Промена брзине обртања генератора са и без корекције БО приликом кретања према капацитивном режиму рада

На сл. 3.22 је приказана промена напона на ВН прикључцима блок трансформатора и побудног напона генератора. Са слике се види да се напон враћа ближе вредности пре квара у случају коришћења предложене корекције. Како напон прелази граничну вредност од 1,15 р.ј. за коју су активне грешке по фреквенцији, на тренутак долази до прекида регулације побуде по фреквенцији, док напон не падне на 1,12 р.ј. где поменуте грешке поново постају активне.

Исти режим рада генератора је разматран у наредној анализи, с тим што генератор прелази у острвски рад само са БО, јер је локална потрошња већа од генерисања и износи 2 MW и 0,5 Mvar. У овом случају важе исти закључци који су и претходно изнесени. Због тога ће бити приказана само промена брзине обртања генератора у циљу верификације предложене корекције, и она је приказана на сл. 3.23.



Сл. 3.22: Промена: а) напона на ВН прикључцима блок трансформатора и б) побудног напона генератора



Сл. 3.23: Промена брзине обртања генератора са и без корекције БО приликом кретања према капацитивном режиму рада

3.5.6. Анализа рада са дискретним вредностима балансног отпорника

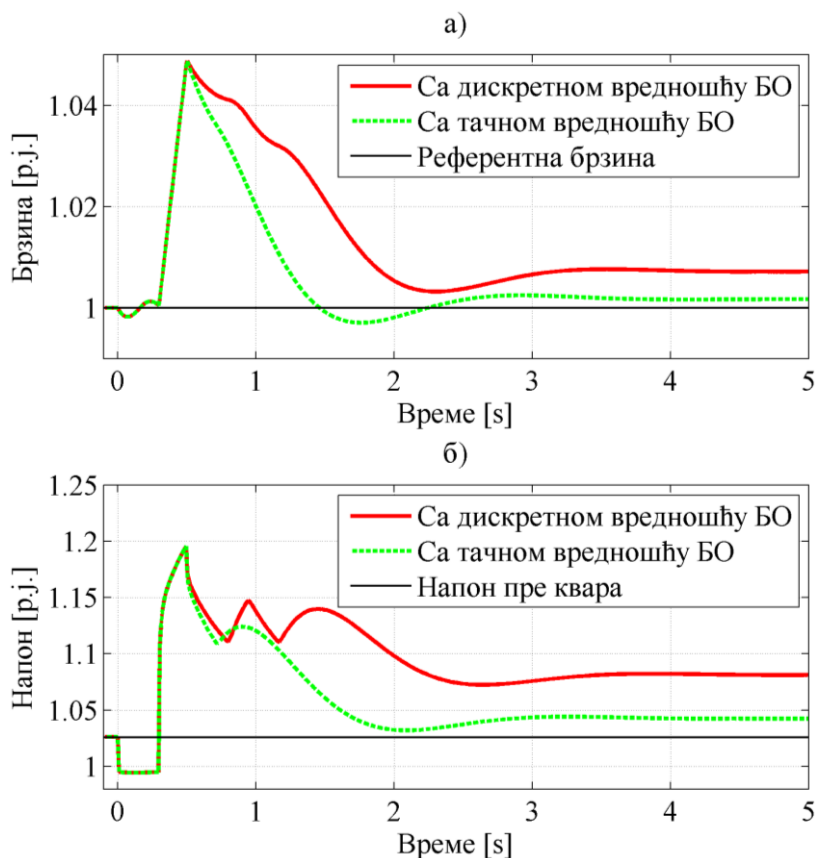
Приликом практичне реализације предупредњавања БО најчешће се дефинишу дискретни кораци за регулацију отпорности. У претходним анализама је сматрано је да је вредност БО тачно прорачуната на основу токова снага и напона у месту прикључења БО. У пракси је то могуће постићи коришћењем елемената енергетске електронике који могу веома прецизно да подесе вредност отпорности. Са друге стране, ако се користе једноставнији и јефтинији уређаји, као што би били механички регулатори, онда се БО мора реализовати тако да постоји ограничен и не претерано велики број дискретних вредности отцепа, односно вредности БО које се могу изабрати.

У овом делу ће бити анализиран рад са отпорником који има десет дискретних вредности, односно како је максимална снага отпорника 1 MW имамо корак промене отпорности од 0,1 MW. Посматран је случај из претходног поглавља када генератор ради у надпобуђеном режиму и преласку у острвски рад са локалном потрошњом у износу од 0,5 MW и 0,125 Mvar. Такође, уважена је и корекција приликом кретања од надпобуђених према подпобуђеним режимима од 10%. Ток активне снаге према мрежи у стационарном стању је 0,475 MW. Ову снагу је потребно дисипирати на БО у циљу обезбеђивања стабилног радног режима. Уважавање корекције од 5,7 %, која се добија према сл. 3.20, значи да је промена тока реактивне снаге према мрежи у односу на стање пре поремећаја 0,2 Mvar. Због тога оптимална снага дисипације на БО износи:

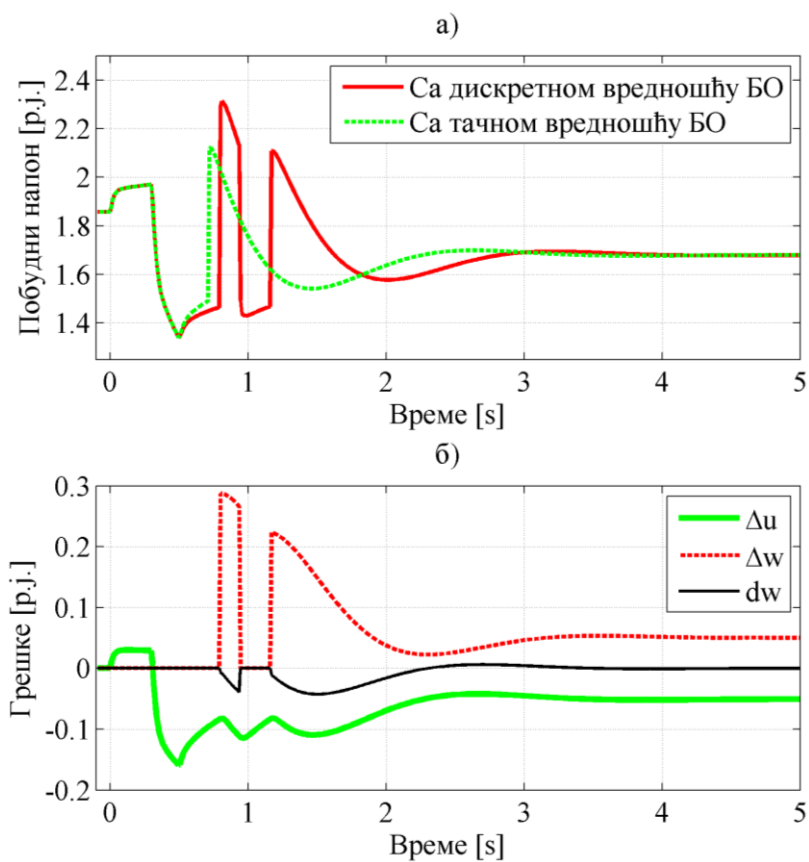
$$P_{bal} = 0,475 \text{ MW} \cdot 0,943 = 0,448 \text{ MW} \quad (5.15)$$

Најближе дискретне вредности су 0,4 и 0,5 MW, са напоменом да се ове вредности односе на режим са номиналним напонем. Како је напон у конкретном случају 1,03 р.ј., а снага дисипације зависи од квадрата напона, ове дискретне вредности заправо износе: 0,424 MW и 0,53 MW. На основу претходне анализе се усваја вредност од 0,4 MW. На сл. 3.24 је приказана промена брзине обртања генератора и напона на ВН прикључцима блок трансформатора за тачне и дискретне вредности БО. Са слике се може видети да, иако је разлика између оптималне вредности БО и одабране око 5%, брзина и напони се задржавају на прихватљивим вредностима и обезбеђују стабилан рад генератора.

На сл. 3.24 се може видети рад у околини максималне вредности напона, при којој су активне грешке по фреквенцији. Грешка по фреквенцији престаје да буде активна при 1,15 р.ј., док се поново активира тек када напон падне на 1,12 р.ј. На сл. 3.25 је приказана промена побудног напона и грешака на улазу у регулатор. Приметне су осцилације у побудном напону и напону на прикључцима генератора узроковане активирањем и деактивирањем грешке по фреквенцији у околини максималне вредности напона.



Сл. 3.24: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за случај са тачном и дискретним вредностима БО



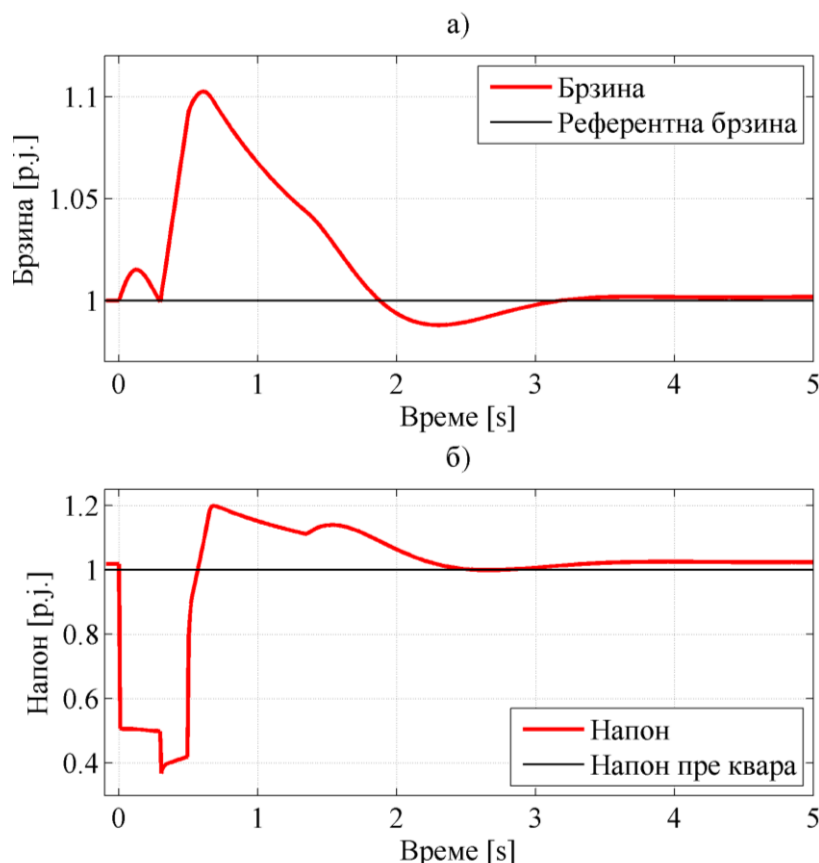
Сл. 3.25: Промена: а) побудног напона генератора и б) грешака на улазу у регулатор

3.5.7. Прелазак у острвски рад са двофазним кратким спојем

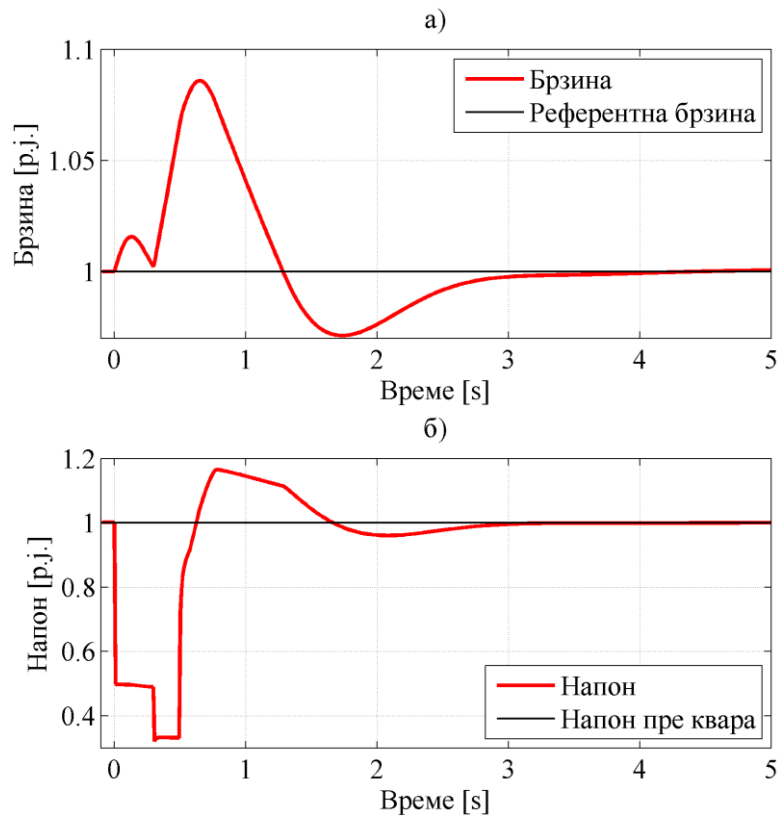
У свим претходним анализама претпостављен је прелазак у острвски рад коме је претходио једнофазни кратак спој. У овом делу ће се анализирати понашање синхроног генератора са координисаном контролом у случају појаве двофазног кратког споја на прикључном воду. Битно је сагледати понашање и у случају овог квара, јер иако је доста ређи од једнофазног кратког споја, постоји вероватноћа његове појаве. Удео двофазног квара у укупном броју кратких спојева је око 15% [6].

Претпостављена је иста секвенца манипулација као и у претходним случајевима, само што је промењено врста квара. Као најкритичније стање посматран је рад генератора са капацитивним фактором снаге од 0,95 и активном снагом од 1 MW. Најпре је претпостављено да генератор остаје са потрошњом у острвском раду и да нема никакве корекције БО при кретању од надпобуђеног према подпобуђеном радном режиму. Потрошња која остаје у острвском раду износи 0,5 MW и 0,125 Mvar. На сл. 3.26 је приказана промена брзине обртања генератора и напона на ВН прикључцима блок трансформатора. Иако се примећује да је прелазни процес нешто тежи у односу на једнофазни кратак спој, упркос томе долази до веома брзе стабилизације генератора.

На сл. 3.27 је приказана промена брзине обртања генератора и напона на ВН прикључцима блок трансформатора за случај када генератор прелази у острвски рад само са БО. Овде такође ради у подпобуђеном режиму. Као и у претходном случају може се закључити да је генератор стабилан за двофазни кратак спој.



Сл. 3.26: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за случај двофазног кратког споја и преласка у острвски рад са локалном потрошњом и БО



Сл. 3.27: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за случај двофазног кратког споја и преласка у острвски рад са БО

3.5.8. Поређење различитих побудних система

У претходним анализама је коришћен статички самопобудни систем побуде генератора. У пракси се могу срести и други типови побудних система, па је потребно извршити поређење и верификовати примењивост технике у случају коришћења других побудних система. Извршено је поређење следећих побудних система:

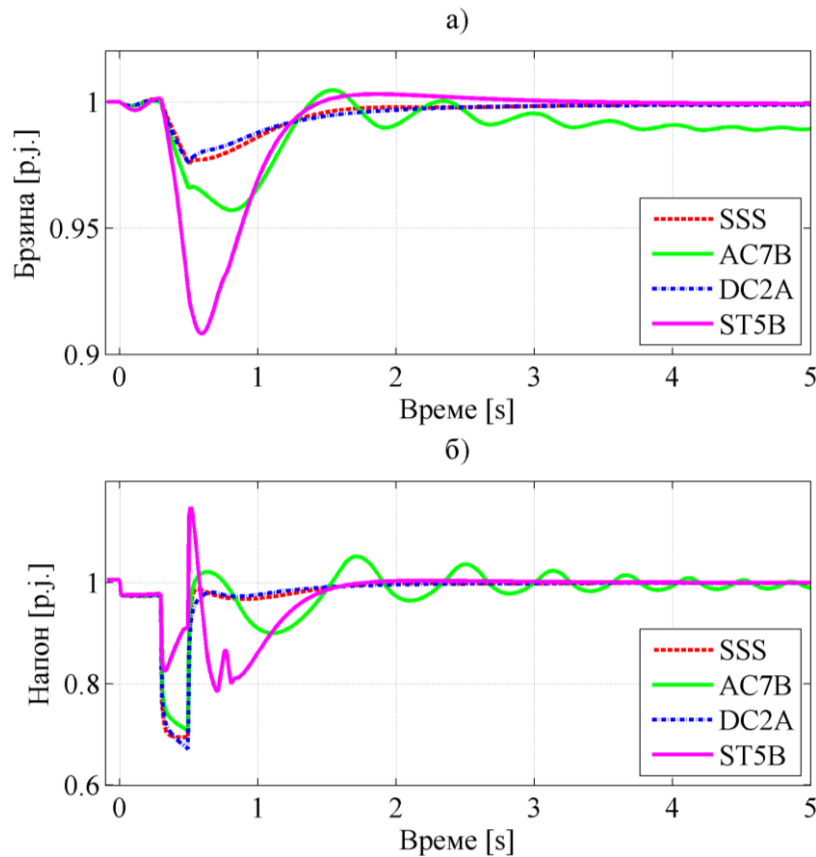
- статичког самопобудног система који је претходно детаљно приказан,
- наизменичног побудног система AC7B са наизменичном побудницом и исправљачким мостом [94],
- једносмерног побудног система DC2A са једносмерном побудницом [94],
- статичког побудног система ST5B [94].

Побудни системи су моделовани у софтверу *DigSILENT PowerFactory* уз додатну модификацију која укључује блок за формирање грешке на основу напона и фреквенције током острвског рада. Вредности параметара су преузете из стандарда [94]. Подешења параметара у блоку за формирање грешке се разликују за различите типове побудног система, и зависе од динамике стабилизационих петљи које се налазе у њима. У таб. 3.3 приказана су подешења параметара за формирање грешке анализираних побудних система која су коришћена у анализама. Генерално, подешења ових параметара су слична, с тим што је у случају наизменичног побудног система потребно значајније повећати утицај грешке по изводу фреквенције у циљу обезбеђивања стабилне промене свих величина током различитих прелазних процеса.

Анализираће се рад генератора са јединичним фактором снаге на ВН прикључцима и назначеном снагом приликом преласка у острвски рад само са БО и са БО и локалном потрошњом. На сл. 3.28 приказана је промена брзине обртања генератора и напона на ВН прикључцима блок трансформатора за случај једнофазног кратког споја и преласка у острвски рад само са БО.

Таб. 3.3: Вредности параметара за формирање грешке за различите побудне системе

Параметар	SSS ⁴	AC7B	DC2A	ST5B	Опис
K_{pu}	1	1	1	1	Пропорционално појачање за грешку по напону [р.ј.]
K_{pw}	7	5	5	7	Пропорционално појачање за грешку по брзини [р.ј.]
K_{dw}	1	8	1	1	Пропорционално појачање за извод брзине [р.ј.]



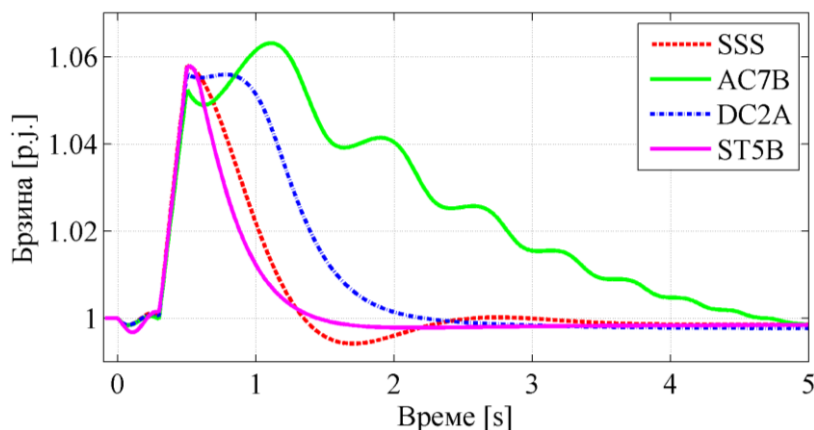
Сл. 3.28: Промена: а) брзине обртања генератора и б) напона на ВН сабирницама блок трансформатора за различите побудне системе при једнофазном кратком споју и преласку у острвски рад само са БО

Са слика се види да координисана контрола брзо враћа и напоне и фреквенцију веома блиско жељеним вредностима у кратком временском периоду. За побудни систем ST5B постоји већи пропад брзине обртања генератора и израженије осцилације напона. Коришћењем AC7B јављају се изражене осцилације и напона и фреквенције у трајању од неколико секунди, које су последица доминантног стабилизационог дејства по изводу брзине које је неопходно у циљу исправног рада технике и спречавања нестабилности.

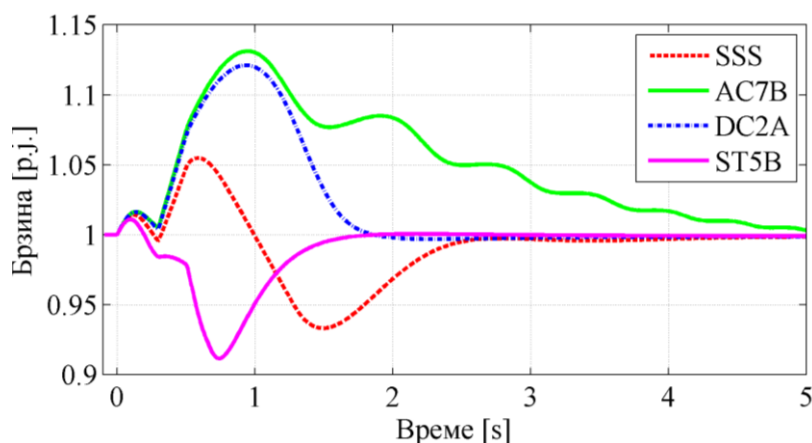
На сл. 3.29 приказана је промена брзине обртања генератора за различите побудне системе при једнофазном кратком споју и преласку у острвски рад са локалном потрошњом и БО. Наизменични побудни систем даје нешто спорији одзив са израженим осцилацијама, али ипак током периода од око 5 s враћа брзину на референтну вредност.

На сл. 3.30 приказана је промена брзине обртања генератора за случај двофазног кратког споја и прелазак у острвски рад само са БО, док је на сл. 3.31 приказана за прелазак у острвски рад са локалном потрошњом и БО при двофазном кратком споју на воду. У оба случаја се фреквенције враћају на жељене вредности јако брзо након поремећаја уз коментаре за побудни систем AC7B који су претходно дати.

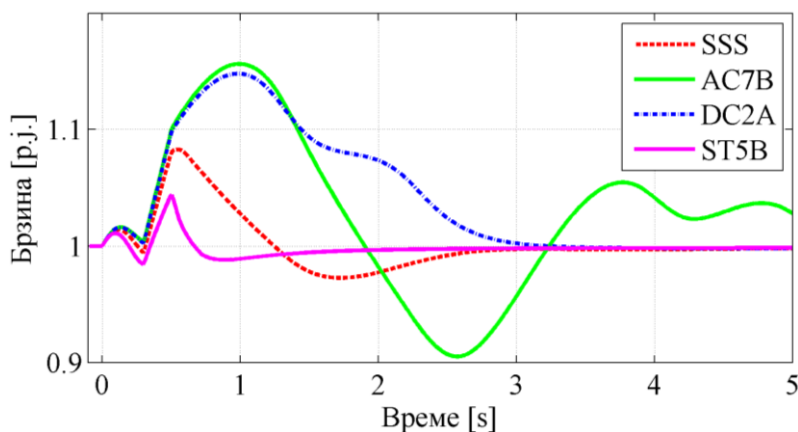
⁴ SSS – Статички самопобудни систем који је коришћен за верификацију рада технике



Сл. 3.29: Промена брзине обртања генератора за различите побудне системе при једнофазном кратком споју и преласку генератора у острвски рад са потрошњом и БО



Сл. 3.30: Промена брзине обртања генератора за различите побудне системе за двофазни кратак спој и прелазак у острвски рад са БО



Сл. 3.31: Промена брзине обртања генератора за различите побудне системе за двофазни кратак спој и прелазак у острвски рад са потрошњом и БО

На основу претходно изложених резултата може се закључити да на ефикасност примене координисане контроле не утиче тип побудног система који се користи у конкретном случају. Адекватним избором параметара регулатора може се обезбедити стабилан радни режим и фина регулација током прелазног процеса. Наменски су коришћене стандардне вредности параметара анализираних побудних система како би се показало да са тим подешавањима целокупан систем функционише. Одзиви практично свих побудних система би се могли још унапредити избором другачијих вредности појединих параметара, који ће елиминисати неке од нежељених ефеката и обезбедити бржу регулацију и већу резерву стабилности система у конкретној ситуацији.

3.6. Економска анализа

У овом делу ће бити дат преглед неопходних елемената за практичну реализацију предложене технике, као и њихове оквирне цене на основу којих би се могла проценити комплетна инвестиција. За конкретан пример анализиран у овом раду потребно је реализовати везу БО са сабирницама на вишенAPONској страни трансформатора. Ова веза се у постројењу мора остварити додатном ћелијом 20 kV која је димензионисана исто као и остале ћелије на ВН сабирницама блок трансформатора. Ова ћелија треба да буде опремљена одговарајућом расклопном опремом која укључује извлачиви прекидач и уземљивач или прекидач и троположајни растављач. Кабловима би ова ћелија била повезана са БО, чиме би се остварила енергетска веза и омогућила дисипација енергије на отпорнику. Поред расклопне опреме, неопходно је да ћелија има и микропроцесорску заштитно-управљачку јединицу, која ће омогућити искључење услед кварова на изводу са БО, управљање, надзор, као и скупљање потребних сигнала из постројења и слање информација надређеном SCADA систему.

Један од начина за реализацију БО је коришћење оптерећења (енг. load bank) које се користи за испитивање генераторских јединица, али и за апликације сличне предложеној у овом поглављу [95], [96], [97]. Ове јединице имају могућност за промену отпорности, односно снаге дисипације при назначеном напону, чиме би се могло вршити предуправаљање. Такође, имају комплетан управљачко-заштитни систем и предвиђене су за континуално оптерећење. Са друге стране, постоје ливене или лимене отпорничке јединице од којих је могуће склопити одговарајући отпорник у складу са конкретним генератором [98]. Овако реализовани БО нису предвиђени за трајан погон, што у конкретном случају није ни потребно. Предуправаљање би се вршило преко извода са самог отпорника и шемом преспајања која доминантно зависи од конструкције отпорника, односно била би омогућена дискретна регулација. Предност прве варијанте је контролабилност, док је мана значајно виша цена, која је од пет до седам пута већа од другог решења. Како се предложено решење користи у електранама снага од неколико MW, разлика у цени једнозначно намеће избор другог решења, које такође испуњава све услове дефинисане техничком спецификацијом.

Поред побројаних елемената потребно је извршити модификацију побудног система тако да се коригује управљачка променљива. Потребно је довести брзину са тахогенератора за мерење брзине, који је већ предвиђен у свакој електрани на нови модул, који ће формирати нову управљачку променљиву. Поред брзине треба довести напон генератора и статус прекидача и једноставним математичким формулама датим у овом раду формирати укупну грешку. Систем треба пројектовати тако да грешке по брзини буду блокиране у ситуацијама које искључују кварове у мрежи, као што је залетање и заустављање генератора. Дакле, овај нови модул са новим начином формирања укупне грешке на улазу у регулатор је потребно реализовати уместо сигнала вредности напона и референтне вредности напона.

У таб. 3.4 дат је преглед потребних елемената и њихове оријентационе цене, као и неопходни пратећи послови који се тичу монтаже, испитивања и пуштања у рад за снагу генератора од 1 MW.

Претходно је показано да се доста јасно и прецизно може дефинисати инвестиција у опрему потребну за реализацију предложене технике, док је са друге стране значајно теже извршити валоризацију позитивних ефеката које доноси предложена техника. Животни век МХЕ је веома дуг, реда 40 година, док се напрезања услед кварова у прикључној мрежи јављају често, чак и до 50-100 пута годишње. На целокупном животном веку електране ово је огроман број испада које прате електрична и механичка напрезања, последично убрзано старење елемената и чешћа потреба за одржавањем и проверама. Са друге стране, инвестиција у МХЕ снаге 1 MW је око 1,5 милиона евра, па се на основу тога добије да је процентуални удео инвестиције у укупној цени МХЕ око 2,5%. Услед испада са мреже потребно је време за поновно стартовање и синхронизацију, па се повећава неиспоручена

електрична енергија, која у случају када су потребне додатне провере појединих елемената може бити значајна. Такође, у случају да електрана учествује директно на тржишту, услед неиспоручене електричне енергије и ниске поузданости узроковане испадима услед кварова у прикључној мрежи, најчешће се морају плаћати одређене накнаде (пенали). Сагледавањем свега претходно побројаног јасно је да се у конкретной ситуацији у потпуности исплати инвестиција у имплементацију предложене технике за унапређење стабилности генератора.

Таб. 3.4: Спецификација опреме и радова са ценама за реализацију предложене технике

Редни број	Елемент/Услуга	Цена (€)
1.	Ћелија 20 kV	10.000,00
2.	Балансни отпорник	18.000,00
3.	Модификација побудног система	1.500,00
4.	Остала опрема	2.000,00
5.	Испитивање и подешавање свих елемената	1.500,00
6.	Транспорт	1.500,00
7.	Монтажа	2.500,00
	Укупно	37.000,00

3.7. Закључна разматрања

У овом поглављу је предложен једноставан концепт мале електране са балансном импедансом који може обезбедити бољу транзијентну стабилност електране током поремећаја у прикључној мрежи. Посматрана је ситуација која настаје при квару и трофазном АПУ-у у мрежи, а која укључује могућност појаве острвског рада дистрибуираног извора са потрошњом. Уместо искључења генератора, у једном случају је анализиран његов рад само са БО (уколико је активна снага потрошње већа од активне снаге генератора), док је у другом, када је активна снага потрошње мања од активне снаге генератора, поред отпорника и потрошња остајала у острвском раду са генератором. Поред увођења БО, извршена је модификација побудног система, тако што му је додата још једна управљачка променљива – брзина генератора, па се укупна грешка у регулатору побудног система формира на основу три сигнала: грешка по разлици напона (тренутног и референтног), грешка по разлици брзине обртања генератора (тренутне и номиналне) и грешка по изводу брзине генератора.

Приказана техника се може користити независно од снаге генератора, типа побудног система уз одговарајуће подешавање параметара, увођење брзине у регулатор побуде и адекватног димензионисања БИ. Такође, може се користити за различите топологије мреже која остаје у острвском раду, са елементима неопходним за имплементацију алгорита. Предност је такође што се функционалност може прелиминарно проверити симулацијама у наменским софтверским пакетима, као што је овде приказано. За разлику од модела који се до сада могу наћи у литератури, нова техника не захтева сложене, додатне елементе за управљање БИ, већ само једноставно предуправљање у безнапонском стању и модификацију постојећег побудног система.

Развијена техника даје битно унапређење транзијентних перформанси ДГ-а. Успешно се превазилази период безнапонске паузе у мрежи током циклуса АПУ-а, што значајно доприноси ефикасности малих електрана и избегавању потенцијално опасних радних стања услед изненадног губитка мреже. Није потребно имати аутоматизовану мрежу за имплементацију технике и развијен концепт се базира само на мереним сигнаlima у тачки прикључења дистрибуираног извора на ДМ-у.

4. ПРИМЕНА ЈЕДНОФАЗНОГ АУТОМАТСКОГ ПОНОВНОГ УКЉУЧЕЊА У АКТИВНИМ ДИСТРИБУТИВНИМ МРЕЖАМА

4.1. Увод

Интеграција ОИЕ у дистрибутивни систем захтева прилагођавање и унапређење функционисања постојећих система заштите. Примена трофазног АПУ-а у радијалним мрежама често доводи до острвског рада ДГ-а, што најчешће узрокује искључење генератора са мреже. Примена технике једнофазног АПУ-а, која је приказана у овом поглављу, омогућава делимични трансфер енергије у ЕЕС током трајања квара и на тај начин доприноси очувању стабилности генератора при пролазним кваровима у ДМ-и.

Велике електране на ОИЕ, пре свега ветроелектране, се прикључују на преносну мрежу. Електране са инсталисаном снагом мањом од 20 MW се најчешће прикључују на дистрибутивни систем. Традиционално је преносни систем конципиран да се на њега прикључују извори, па су у том смислу и развијани системи за заштиту и управљање елементима преносне мреже. Испорука електричне енергије у преносну мрежу је веома поуздана, јер је она упетљана, тако да је задовољен принцип сигурности $n-1$. То омогућава да се електрана не искључује са мреже током пролазних кварова, већ је потребно само да буде отпорна на транзијентне процесе узроковане кваровима [4], [5]. Са друге стране, ДМ је развијана као радијална и пасивна где су токови снага једносмерни, односно од напојне тачке према потрошачима. Са прикључењем ДГ-а дистрибутивна мрежа постаје активна, што само по себи захтева значајне промене у заштитном и управљачком систему у односу на досадашње стање. ДГ може имати значајан утицај на мрежу, нарочито у случају генератора већих снага [11].

Један од најбитнијих аспеката интеграције ДГ-а је прилагођавање постојећег система релејне заштите новонасталим околностима, односно обезбеђивање селективног реаговања у свакој ситуацији [99]. Постојећи системи релејне заштите у ДМ-и су конципирани према традиционалном принципу, односно једносмерним токовима снага и доприносима струјама кратког споја само са стране мреже. У складу са таквим концептом радијалних ДМ-а је развијан и систем релејне заштите, који је базиран углавном на прекострујним релејима и осигурачима који спроводе заштиту од кратких спојева и преоптерећења. Интеграција ДГ захтева пажљиво разматрање техничких и економских аспеката реализације система релејне заштите који ће на адекватан начин одговорити новонасталим околностима. Са прикључењем ДГ-а и развојем микромрежа, овај концепт се не може примењивати, јер су токови снага постали двосмерни и дистрибутивна мрежа активна. Специфични захтеви и карактеристике ДГ-а, који су у великом проценту прикључени преко претварача, захтевају унапређење или потпуно нова решења за систем релејне заштите [12], [48]. У неким случајевима се може користити унапређење постојећих система прекострујне заштите, док се у другим користе специјализовани системи који обезбеђују селективно реаговање [13]. Као једно од могућих решења за релејну заштиту микромрежа фигурише концепт са централном јединицом која је надређена дистрибуираним уређајима [49].

Најчешћи квар у ДМ-и са великим уделом надземних водова је једнофазни кратак спој, када фазни проводник дође у додир са елементима који имају контакт са земљом (стуб, околно дрвеће, итд.). Ови кварови се најчешће дешавају преко електричног лука и могу се елиминисати краткотрајном безнапонском паузом на проводнику који је дошао у контакт са земљом. Више од 70% кварова на надземним водовима може се елиминисати применом ове технике, док се додатних 15% може елиминисати применом дуже безнапонске паузе, односно коришћењем двоцикличног АПУ-а. Традиционално се користи концепт трополног искључења вода погођеног кваром, што доводи до безнапонске паузе како на фази са кваром, тако и у здравим фазама. Овакав концепт се показао као јако ефикасан у једнострано напајаним, пасивним мрежама. Ипак са прикључењем ДГ-а (ветроелектране, соларне, МХЕ,

гасне, електране на биомасу, итд.) техника трополног АПУ-а доводи до искључења генераторских јединица или губитка синхронизма. Заштитни системи ДГ-а морају детектовати губитак мреже и брзо их искључити са мреже, јер острвски рад представља потенцијално опасно радно стање [18]-[29]. Пошто је ДМ слаба и разубуђена и појава кварова релативно честа, свакодневно се јавља велики број испада малих електрана. Са прикључењем ДГ-а и развојем микромрежа, транзијентна стабилност постаје актуелна и на средњем напону [38], [39], [40], [41], [42], [100], [101]. Концепт транзијентне стабилности је традиционално био окренут ка одржавању синхронизма великих генераторских јединица које су прикључене на преносну мрежу. Категоризација и преглед метода за анализу стабилности микромрежа је презентована у [102]. У раду [42] је приказана интеграциона метода за процену транзијентне стабилности у ЕЕС-у са високим процентом ДГ-а, док је унапређење стабилности микромрежа са фотонапонским системима, складиштењем електричне енергије и дизел генераторима представљено у раду [64]. Коришћење синхрофазора може веома успешно да одржава синхронизам микромреже са прикључном ДМ-ом након преласка у острвски рад, без негативног утицаја на рад микромреже [103]. Системи за складиштење електричне енергије могу бити веома корисни за постизање оптималног рада микромрежа у стационарном стању [45], као и за унапређење стабилности и регулацију напона и фреквенције током острвског рада услед појаве различитих врста поремећаја [104]. У зависности од намене и жељених перформанси, примењују се различити модели система за складиштење енергије (ССЕ), као и одговорајући управљачки алгоритми [105], [106]. У раду [46] је приказано побољшање стабилности и поузданости изолованих система са ветрогенераторима и дизел агрегатима. Микромреже могу бити комбиноване АС/DC и у таквим ситуацијама се може користити истовремена контрола и са једносмерне и са наизменичне стране. Овакви системи јако често имају малу инерцију, па се ССЕ намећу као основни регулациони елементи [107]. Дистрибуирани оптималан рад хијерархијски контролираних микромрежа је приказан у раду [65], док је секундарна контрола у циљу побољшања стабилности микромрежа приказана у раду [66]. Управљање напонима и фреквенцијом у изолованим микромрежама са изворима прикљученим преко инвертора може се ефикасно реализовати регулацијом претварача [108]. У микромрежама се често јавља несиметрија услед променљивих карактеристика потрошње, па анализа стабилности оваквих система има додатних специфичности [50]. Карактеристике потрошње имају значајну улогу у стабилности микромрежа и подешавању параметара од интереса током острвског рада [51], [52]. Стабилност на мале поремећаје микромрежа са дистрибуираним изворима је обрађена у [109]. Симулација виртуелне инерције може се користити за оптималну регулацију и унапређење стабилности DC микромрежа са великим уделом обновљивих извора који природно имају малу инерцију [110], [111]. Саморегулационо управљање виртуелном инерцијом коришћењем фази логике у АС микромрежама са малом инерцијом презентовано у [112]. Како се примарни извор енергије већине оваквих генератора (Сунце, ветар и вода) не може акумулирати, сваки испад електране или генератора смањује ефикасност и годишњу производњу „зелене” енергије. Поред тога, могу се појавити потенцијално опасни радни режими електране, који повећавају трошкове одржавања и скраћују животни век. Све ово говори да је унапређење транзијентне стабилности од посебног практичног значаја и представља један од кључних проблема за интеграцију ОИЕ у ЕЕС.

Модерни дистрибутивни системи све више попримају карактеристике преносне мреже. Они постају активни и потребно је решити проблеме везане за регулацију напона и транзијентну стабилност ДГ-а, који се традиционално доводе у везу са преносном мрежом. Систем једнофазног АПУ-а се широко користи у преносној мрежи у циљу унапређења транзијентне стабилности. Пренос енергије преко здравих фаза омогућава одржавање везе између генератора и ЕЕС-а током привремених кварова, као и очување угаоне стабилности генератора, чиме се стичу услови да генератор настави стабилно да ради након елиминације

квара. Примена једнофазног АПУ-а је такође предмет научноистраживачких радова који дају унапређења рада ове технике доминантно у преносној мрежи [15], [16], [17].

Трофазни систем АПУ-а је уобичајен у традиционалним ДМ-а као ефикасан начин за елиминацију свих врста пролазних кварова. Међутим, примена трофазног система АПУ-а на радијалним дистрибутивним фидерима, на којима су прикључени дистрибуирани извори, доводи до одвајања генератора од мреже у току безнапонске паузе и његовог испада из синхронизма, односно губитака стабилности или искључења са мреже у случају реаговања заштите од острвског рада. Поновно прикључење ДГ-а на мрежу обично захтева процес ресинхронизације, што доводи до значајног губитка производње и смањења животног века опреме. У овом поглављу предложен је напредан концепт заштите средњенапонским мрежама са ДГ од пролазних једнофазних и двофазних кварова, који користи технику једнофазног искључења риклозера. Идеја је да се, слично као и у преносним мрежама највиших напона, користи једнофазно искључење фазе погођене кваром и на тај начин задржи пренос снаге преко преостале две здраве фазе. Ово ће омогућити ДГ-има да опстану на мрежи током елиминације квара системом једнофазног АПУ-а. Предложени алгоритам захтева коришћење једнофазних риклозера, чија је примена у ДМ-и анализирана у раду [31].

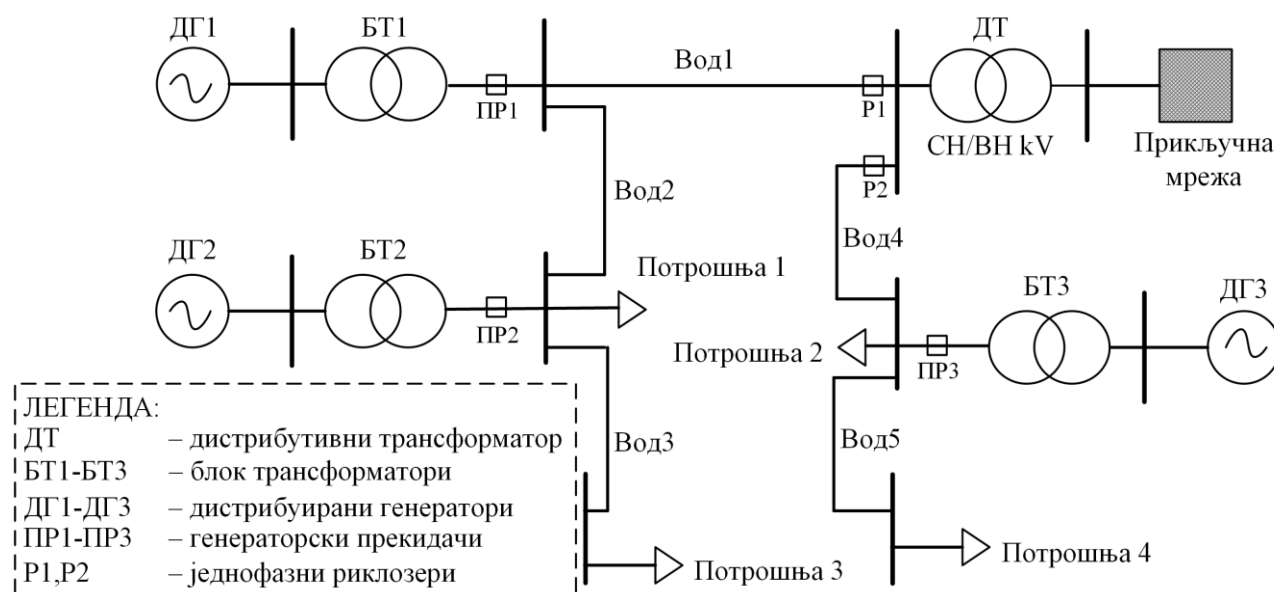
У овом поглављу је предложена алокација једнофазних риклозера у дистрибутивној мрежи и њихова координација са заштитним јединицама и прекидачима ДГ-а. Уведен је концепт напонске блокаде поновног прикључења ДГ-а, што омогућава бржу елиминацију квара и избегава се коришћење комплексних комуникационих система између прекидача ДГ-а и риклозера. Циклус АПУ-а је реализован помоћу риклозера у мрежи, док се одговарајући полови прекидача у мрежи искључују након појаве квара и после тога „чекају” успостављање симетричног, трофазног система напона са стране мреже. Након успостављања нормалних напона са стране мреже, контакти прекидача у фази погођеној кваром се затварају, што омогућава реконекцију генератора на мрежу и наставак нормалног напајања потрошача. Дакле, у периоду између искључења и укључења прекидача ДГ-а, напонска блокада је укључена. Техника предложена у овом поглављу не захтева комуникацију између риклозера и прекидача у мрежи и њено функционисање се базира на локалним мерењима струја и напона. У циљу елиминације транзијентних пренапона, предложена је модификација управљачке променљиве побудног система синхроних генератора, као и модификација улаза у управљачки систем ветрогенератора. Предложене модификације омогућавају мирнији одзив машина и задржавају напоне у нормалном опсегу рада. Примена ових управљачких акција омогућава боље радне услове за машине, смањује електрична и механичка напрезања и тиме продужава животног век машина и опреме. Поред елиминације једнофазних кварова, предложен је и алгоритам за елиминацију двофазних кратких спојева, чиме се покрива доминантан део од око 85% укупних кратких спојева који се јављају у ЕЕС-у. Значајан допринос ове технике је што покрива целокупан процес имплементације једнофазног АПУ-а, почевши од захтева, преко планирања и алокације елемената и до корективних акција у циљу побољшања услова рада и унапређења транзијентне стабилности ДГ-а [33].

Симулирани су различити кварови и предложени алгоритми за њихову ефикасну елиминацију. Да би заштитни систем био ефикасан, неопходно је препознати који се тачно тип квара десио и на основу тога применити адекватан алгоритам. Предложено решење укључује одржавање стабилног рада ДГ-а током различитих типова привремених кварова. Дат је генерални модел подешавања селективног рада релејне заштите, одржања стабилности и дефинисање и анализа ограничења која се јављају у систему. Ограничењима се сматрају радни режими који нарушавају стабилан рад ДГ-а, али и ограничења дефинисана од стране оператора дистрибутивног система и интернационалних препорука и стандарда. Анализе су вршене на реалном моделу дистрибутивног система, али општи приступ омогућава примену у било којој мрежи. Примена решења се може генерализовати за различите типове

генератора и различите топологије мреже, што омогућава широку примену у практичним ситуацијама.

4.2. Концепт заштите дистрибутивне мреже са једнофазним риклозерима

Риклозери могу имати опцију независног управљања појединим половима и обично се постављају у трансформаторској станици ВН/СН, односно на почетку извода и у тачки где је дистрибуирани извор прикључен. Концепт примене једнофазних риклозера је приказан на сл. 4.1. У случају појаве квара на било ком воду, систем релејне заштите у трансформаторској станици ВН/СН искључује само фазу погођену кваром на напојном изводу. Заштита ДГ-а детектује квар и искључује фазу погођену кваром, изолиује деоницу у квару и омогућава постизање услова за гашење електричног лука. За имплементацију предложене технике неопходно је да прекидачи, преко којих су дистрибуирани извори прикључени на мрежу, буду једнофазни, односно са посебним погонима за сваку од фаза.



Сл. 4.1: Алокација једнофазних риклозера у дистрибутивној мрежи са ДГ

Риклозери ће детектовати квар у мрежи и искључити одговарајућу фазу, као и релејна заштита код ДГ-а, која би реаговала и искључила исту фазу, чиме би се извршило изоловање места квара. Претпостављено је да се фаза погођена кваром са стране ДГ-а искључује након реаговања риклозера на почетку извода, што представља критичнији случај за стабилност дистрибуираних извора. Након безнапонске паузе, најпре би риклозери укључили фазу погођену кваром, а затим заштита ДГ-а када би се појавио нормалан напон на његовим прикључцима. Дакле, оваква заштита не захтева комуникацију између релеја, већ они реагују само на основу локалних мерења струја и напона. Предложена техника не врши идентификацију да ли је квар пролазан или не, већ се примењује одмах након настанка квара. Оправдање за овакву примену се базира на томе да је велики проценат кварова у мрежи пролазан. У случају да је квар трајан, након поновног укључења ишло би се на коначно искључење.

Економска оправданост инвестиције у риклозере и прекидаче са могућношћу једнополне манипулације може се проценити уважавањем неиспоручене електричне енергије дистрибуираних извора, услед пролазних кварова у мрежи и повећавањем оперативних трошкова због честих испада ДГ-а. Број ових кварова може бити јако велики, тако се и број испада и неиспоручена електрична енергија не могу занемарити. Са друге стране, при изложености кваровима, искључењем и поновним покретањем, ДГ-и трпе значајна напрезања која скраћују животни век генератора и осталих елемената у малој електрани.

Имплементацијом технике једнофазног АПУ-а са риклозерима се повећава поузданост напајања потрошача и поправља квалитет електричне енергије која се испоручује.

Инвестиција у прекидаче на ВН страни блок трансформатора, који имају могућност једнофазног искључења, вишеструко се може исплатити власницима малих електрана, нарочито у случају прикључења на доминантно надземну ДМ-у. Елиминацијом великог броја привремених кварова унапређује се поузданост трансфера електричне енергије у ЕЕС, смањена динамичка напрезања и редуковање трошкова услед поновног покретања агрегата. Употреба једнофазних прекидача уместо трополних у постројењима ДГ-а не увећава битно трошкове, тако да је и ова инвестиција исплатива на рачун смањења кумулативног времена у коме је ДГ нерасположив.

4.3. Алгоритми за технику једнофазног аутоматског поновног укључења за елиминацију различитих кварова у активној дистрибутивној мрежи

У овом поглављу су дати конкретни алгоритми за елиминацију најчешћих кварова који се јављају. Приказ рада алгоритама је дат по корацима на једноставном примеру мреже са једним извором прикљученим на дистрибутивни фидер. За комплексније топологије дистрибутивне мреже са више ДГ-а важио би исти принцип, односно иста секвенца манипулација одређеним риклозерима и прекидачима ДГ-а.

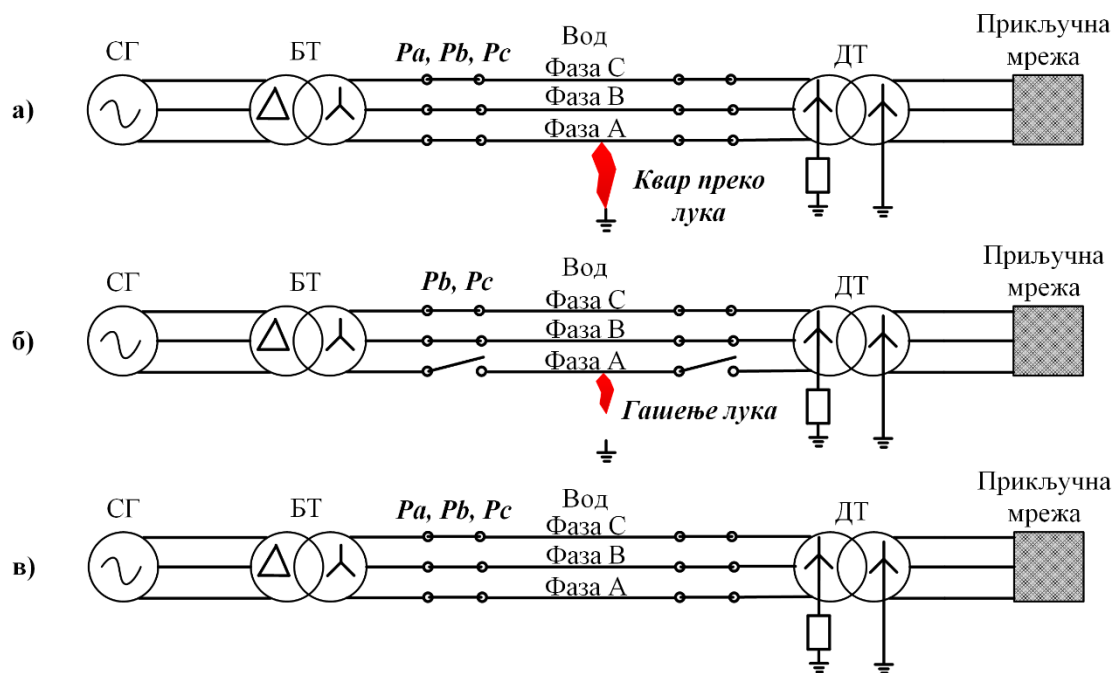
4.3.1. Елиминација једнофазног кратког спој

У овом делу приказан је алгоритам за елиминацију квара који се најчешће може срести у пракси у дистрибутивним мрежама - једнофазног кратког споја. Квар настаје на воду између напојне мреже и дистрибуираног генератора. Коришћењем стандардног, трополног АПУ, дошло би до појаве острвског рада генератора током безнапонске паузе. Као последица је искључење извора са мреже, услед деловања заштите од острвског рада.

Генерална идеја је да се користи систем једнофазног АПУ-а, које је реализовано посредством риклозера на почетку напојног вода и једнофазног генераторског прекидача у тачки прикључења ДГ-а. Да би се обезбедила примена предложене заштите, потребно је да алгоритам брзо и прецизно идентификује фазу погођену кваром на основу мерења напона и струја на месту уградње релеја. На тај начин се реализује исправно функционисање технике са једнофазним АПУ-ом. Како је претпостављен једнофазни кратак спој, квар настаје између фазе и земље. Једноставним искључењем те фазе на оба краја вода, прекида се напајање места квара и стварају се услови за елиминацију пролазног квара. У општем случају, са више дистрибуираних генератора би било потребно да се искључи фаза погођена кваром у напојној тачки, као и на месту сваког дистрибуираног генератора. Илустрација претходно описаног алгоритма је приказана на сл. 4.2.

Претпостављено је да се квар са електричним луком појављује на фази А надземног вода (сл. 4.2а). Разматрана је примена једноцикличног АПУ-а, са безнапонском паузом у трајању од 1 s. Ова безнапонска пауза је довољна да се покрије неједновремено деловање релеја на оба краја вода, а да при томе омогући довољно трајање прекида напајања са оба краја, како би се угасио електрични лук у случају пролазних кварова (сл. 4.2б). У анализама је претпостављено да се најпре отвара риклозер са стране мреже, а затим и прекидач генератора након 0,2 s. Ово је изабрано јер ће представљати најкритичнији режим у погледу стабилности дистрибуираних извора. Генерално, оба прекидача независно мере струју квара и редослед регаовања може бити и другачији. Реализује се ефикасно секционисање деонице у квару без комуникације између релеја, што омогућава примену предложеног алгоритма у постојећим системима релејне заштите. Након једносекундне безнапонске паузе на фази А надземног вода са кваром риклозер са стране мреже затвара своје контакте. Пошто је детектован симетричан напон на прикључцима генератора, његов прекидач затвара контакте фазе погођене кваром и опет се прикључује преко све три фазе на дистрибутивну мрежу и наставља нормално да ради (сл. 4.2в).). У анализама је

претпостављено укључење генераторског прекидача 0,2 s након појаве симетричног напона на његовим терминалима. На страни генератора се прати присуство мрежног напона, односно потребно је да постоје инсталирани напонски мерни трансформатори са стране мреже, што је иначе и неопходно за процес синхронизације. Тај напон ће пратити релеј које ће у сваком тренутку имати информацију о присутности напона са стране мреже и на основу тога реализовати манипулације неопходне за примену предложене технике. Из тог разлога, комуникација између риклозера у трансформаторској станици и генераторског прекидача није неопходна. Током овог процеса генератор може задржати стабилност рада, јер пласира енергију преко две здраве фазе. Асиметричан рад генератора током процеса елиминације квара узрокује појаву инверзне компоненте напона и струје у систему. С обзиром на временски интервал трајања безнапонске паузе на једној фази, овакав режим је краткотрајно прихватљив и у сваком случају прихватљивији за ДГ и потрошњу у односу на прекид напајања све три фазе, који се има при деловању трофазног АПУ-а.



Сл. 4.2: Илустрација елиминације једнофазног кратког споја са земљом: а) настанак квара са луком, б) гашење електричног лука привременим искључењем фазе погођене кваром и в) реконекција дистрибуираног генератора и наставак нормалног рада без квара

4.3.2. Елиминација двофазног кратког споја

Други случај који ће бити анализиран је двофазни кратак спој. Овај тип квара се дешава доста ређе у односу на једнофазни кратак спој. Он се догађа између било које две фазе, најчешће између две које су физички најближе. За разлику од једнофазног кратког споја, овај тип квара прате значајно веће струје квара.

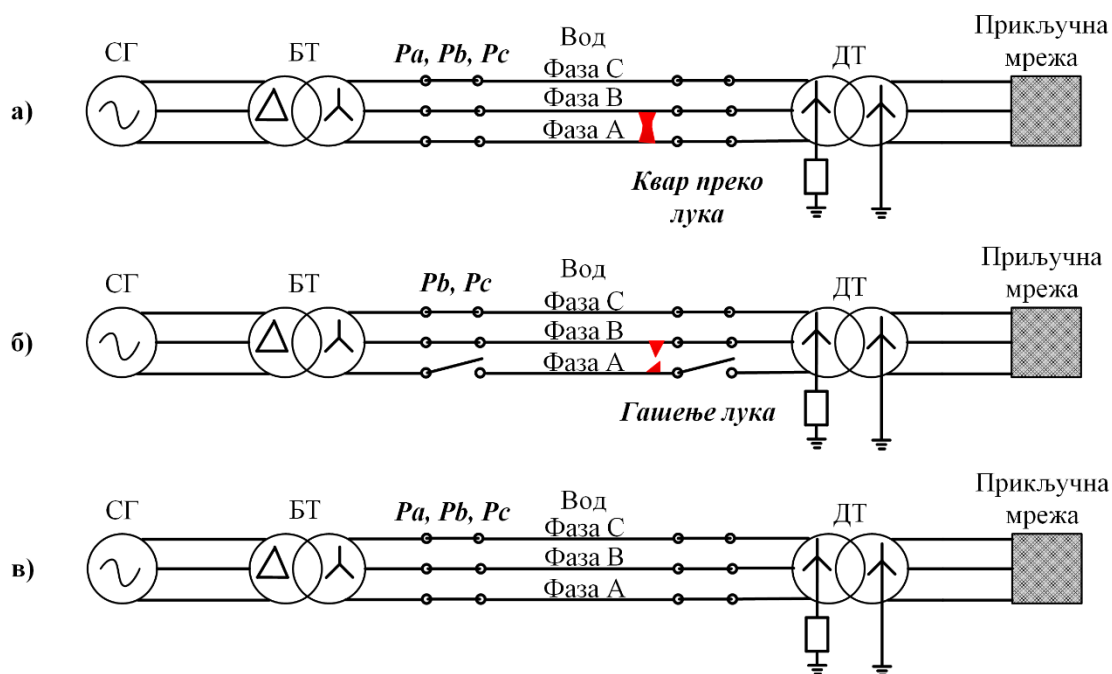
На пример, претпостављен је квар између фаза А и В. Искључењем било које од ове две фазе на оба краја, прекида се напајање места квара, док се омогућава несметани трансфер енергије преко преостале две фазе. Да би примена једнофазног АПУ-а у овом случају била ефикасна у циљу елиминисања пролазних кварова, потребно је обезбедити да релејна заштита искључи исту фазу на оба краја посматраног вода. Може се унапред дефинисати које ће се фазе искључити у случају појаве било које комбинације двофазног кратког споја и утврђена логика унети у релеје. У наставку је приказан пример како се то може реализовати:

- Квар настаје између фаза А и В – фаза А се искључује,
- Квар настаје између фаза В и С – фаза В се искључује,

- Квар настаје између фаза С и А – фаза С се искључује.

Елиминација оваквих кварова је значајна из неколико разлога. Ако је квар пролазан, електрични лук ће се угасити и посматрани део система ће наставити нормално да ради. Друга предност је што ће у случају примене предложеног алгоритма прелазни процес бити мање турбулентан, односно генератор ће трпети мања електрична и механичка напрезања.

Илустрација алгоритма за елиминацију двофазног квара приказана је на сл. 4.3, где је претпостављено да квар настаје између фаза А и В (сл. 4.3а). Као и у претходном случају, примењен је једноциклични АПУ са једносекундном безнапонском паузом. У складу са предложеном логиком, претпостављено је искључење фазе А током циклуса АПУ-а (сл. 4.3б), чиме се прекида струјно коло квара и стварају услови за гашење електричног лука и елиминацију квара. Након једносекундне безнапонске паузе на проводнику фазе А надземног вода, риклозер, а затим и генераторски прекидач затварају своје контакте, чиме се успоставља нормални погон и генератор се враћа у нормално радно стање (сл. 4.3в). Као у претходном случају претпостављено је кашњење од 0,2 s при искључењу и каснијем укључењу генераторског прекидача у односу на риклозер.



Сл. 4.3: Илустрација елиминације двофазног кратког споја: а) настанак квара са луком, б) гашење електричног лука привременим искључењем фазе погођене кваром, в) реконекција дистрибуираног генератора и наставак нормалног рада без квара

Времена затезања за коришћене заштитне функције се могу иницијално подесити на вредности које су коришћене у раду. Уколико из било ког разлога заштите не реагују у том времену, већ са малим кашњењем, то неће представљати проблем за исправно функционисање предложене технике. Наиме, није битно да ли ће прво искључити риклозер на почетку извода или прекидач дистрибуираног генератора, битно је само да се оба елемента искључе и да се обезбеде услови за гашење електричног лука. Са друге стране, претпостављена је безнапонска пауза од 1 s, док је за гашење електричног лука у СН мрежама потребно до 100 ms, тако да постоји значајна резерва која омогућава евентуална кашњења или корекције предложених подешавања заштитних функција.

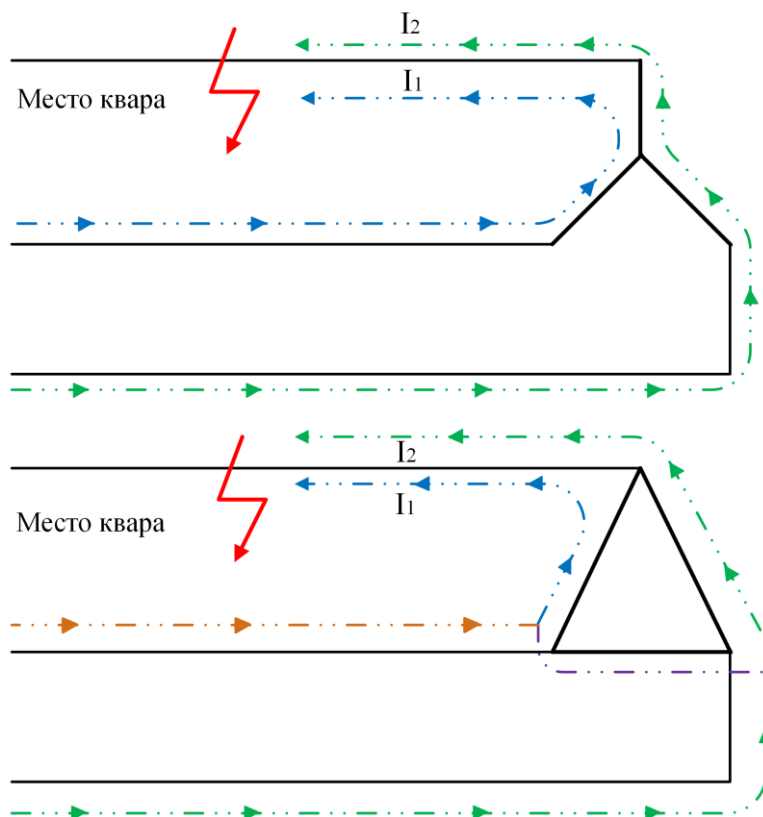
Једнофазни и двофазни кратки спојеви су најчешћи, али не и једини кварови у ЕЕС-у, па је због тога неопходно да заштитни уређаји имају могућност детекције врсте квара који је настао. Савремени микропроцесорски заштитни уређаји имају уграђене алгоритме помоћу којих могу детектовати различите врсте кварова. Подешавање самих уређаја у пракси би се вршило тако што би одређене заштитне функције иницирале покретање циклуса једнофазног

АПУ-а. Ово може једноставно да се испрограмира помоћу софтвера за конфигурацију микропроцесорских уређаја.

У спроведеним анализама претпостављено је да је први циклус АПУ-а успешан. Уколико је неуспешно гашење лука у првом циклусу или је квар трајан, онда ће риклозер на почетку извода ићи у други циклус искључења фазе погођене кваром, према предложеном алгоритму. Прекидач у постројењу ДГ-а ће остати отворен и чекати напон са стране мреже. Време чекања може бити усклађено са трајањем другог циклуса АПУ-а, на пример 10 s. Ако се у току тог времена не појави симетричан напон са стране мрежних прикључака, ДГ иде у дефинитивно искључење, тако што се отворе и преостала два пола прекидача.

4.4. Утицај дистрибутивних трансформатора на ефикасност предложене технике

Манипулацијама описаним у претходном одељку прекида се напајање места квара од стране прикључне мреже и ДГ-а, јер се прекида веза фазног проводника погођеног кваром са изворима. Међутим, здраве фазе остају прикључене на напон и током трајања циклуса једнофазног АПУ-а, што омогућава потенцијално индиректно напајање места квара преко дистрибутивних трансформатора, који су прикључени на анализирани фидер. Такође, место квара може бити напајано и преко капацитивних спрега између здравих фазних проводника и фазног проводника који је погођен кваром. У средњенапонским надземним мрежама капацитивна спрега је релативно слаба, па се може занемарити. Галванска веза између фаза под напоном и места квара, која се остварује преко примарних намота трансформатора прикључених на анализирани фидер може у одређеним околностима обезбедити стабилно горење лука упркос деловању АПУ-а и изоловању фазе погођене кваром. Спруге трансформатора СН/НН или СН/СН су обично неуземљена звезда или троугао на вишенaponsкој страни. Стога долази до напајања места квара индиректно, преко звездишта спруге у неуземљену звезду или преко међуфазних веза спруге у троугао, како је приказано на сл. 4.4.



Сл. 4.4: Индиректно напајање места квара преко различитих спрега трансформатора СН/НН

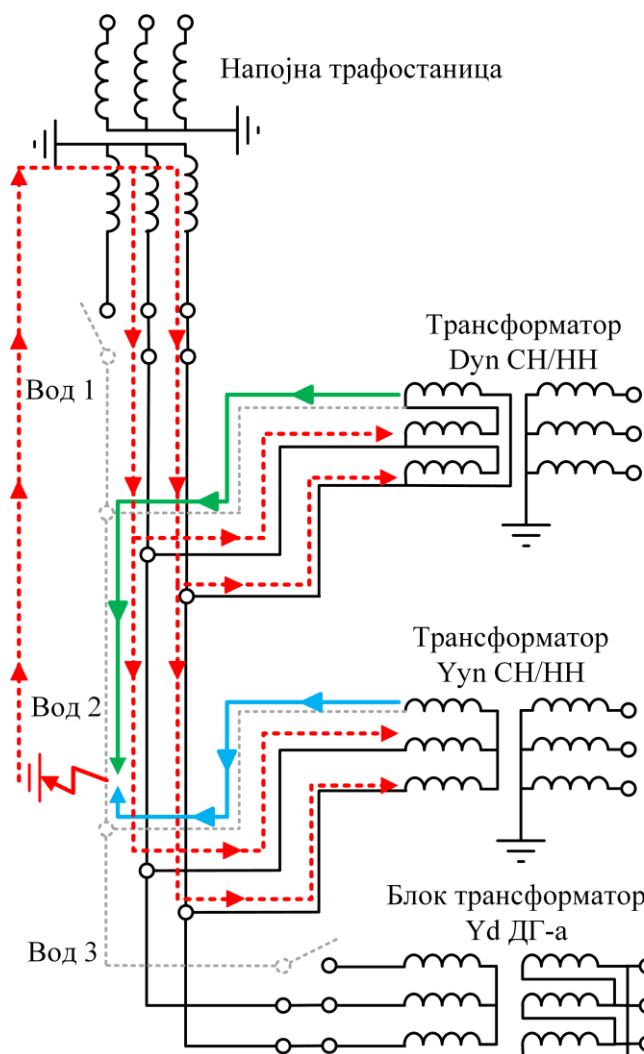
Деловањем једнофазног АПУ-а, током безнапонске паузе наступа асиметрично напајање примара свих трансформатора прикључених на анализирани дистрибутивни фидер. Услед тога, у магнетском колу трансформатора не постоји равнотежа флуксева. Због тога се флуксеви, који потичу од струја у здравим фазама, затварају кроз стуб магнетског кола фазе погођене кваром тако да у намоту на који је прикључен фазни проводник фазе погођене кваром постоји индукована електромоторна сила која напаја место квара са стране трансформатора. Струја која се може успоставити од стране трансформатора је ограничена реактансом магнећења за овакав режим напајања трансформатора, а зависи и од оптерећења трансформатора у тренутку квара. Како је укупна дужина магнетског кола кроз који се затвара флукс у трансформатору при асиметричном напајању дужа у односу на нормално радно стање добије се да је магнетска отпорност већа, која је сразмерна дужини. Међутим, у случају постојања више трансформатора који су прикључени на дистрибутивни фидер, смањује се укупна реактанса, преко које се индиректно напаја место квара од стране здравих фаза. Такође, оптерећење трансформатора на својим секундарима додатно смањује реактансу напајања места квара, те се у одређеним околностима могу стећи услови за одржавање лука током безнапонске паузе једнофазног АПУ-а и тиме би практично предложена техника постала неефикасна.

На сл. 4.5 приказана је трополна шема једног извода у директно уземљеној средњенапонској мрежи са трансформаторима за напајање потрошње и дистрибуираним извором прикљученим на његов крај. Приказана је путања затварања струје услед индиректног напајања места квара преко примарних намотаја дистрибутивних трансформатора. На изводу су два дистрибутивна трансформатора за напајање потрошње са примарним намотајима везаним у неуземљену звезду и троугао и један ДГ са примарним намотајем везаним у звезду. Означено је место квара и отворена фаза погођена кваром на почетку извода, односно у напојној трансформаторској станици, и код ДГ-а. Плавом и зеленом линијом су приказани токови струја које долазе од намота трансформатора који индиректно напајају место квара кроз фазу погођену кваром, док су црвеним испрекиданим линијама приказани путеви струја од места квара кроз земљу и проводнике до намота дистрибутивних трансформатора у здравим фазама. Струја се у случају једнофазног кратког споја затвара преко звездишта трансформатора у напојној трансформаторској станици и намотаја трансформатора који напајају потрошњу. Испрекиданим сивим линијама је приказан део мреже погођен кваром, односно чије изоловање је потребно извршити да би се угасио електрични лук.

На сл. 4.6 приказана је расподела струја индиректног напајања квара при двофазном кратком споју на изводу приликом примене једнофазног АПУ-а. Начин означавања је исти као на сл. 4.5. Овде се струје затварају преко фазних намотаја напојног трансформатора и намотаја преосталих трансформатора на изводу. У овом случају није битан начин уземљења мреже, већ се у било којој мрежи струје двофазног кратког споја затварају на начин који је приказан на сл. 4.6.

У овом поглављу је разматран модел средњенапонске мреже која је директно уземљена, јер је тај случај критичнији са аспекта стабилности и ефикасности технике једнофазног АПУ-а. Међутим, у пракси се најчешће срећу средњенапонске мреже које су уземљене преко нискоомске импедансе (углавном само резистивни елементи) или које су изоловане, па је потребно детаљније објаснити услове који би се имали у таквим погонским условима. Разлике, у односу на претходно објашњено, јављају се у случају једнофазног кратког споја, док за двофазни кратак спој важе сви претходно наведени закључци неvezано за начин уземљења мреже.

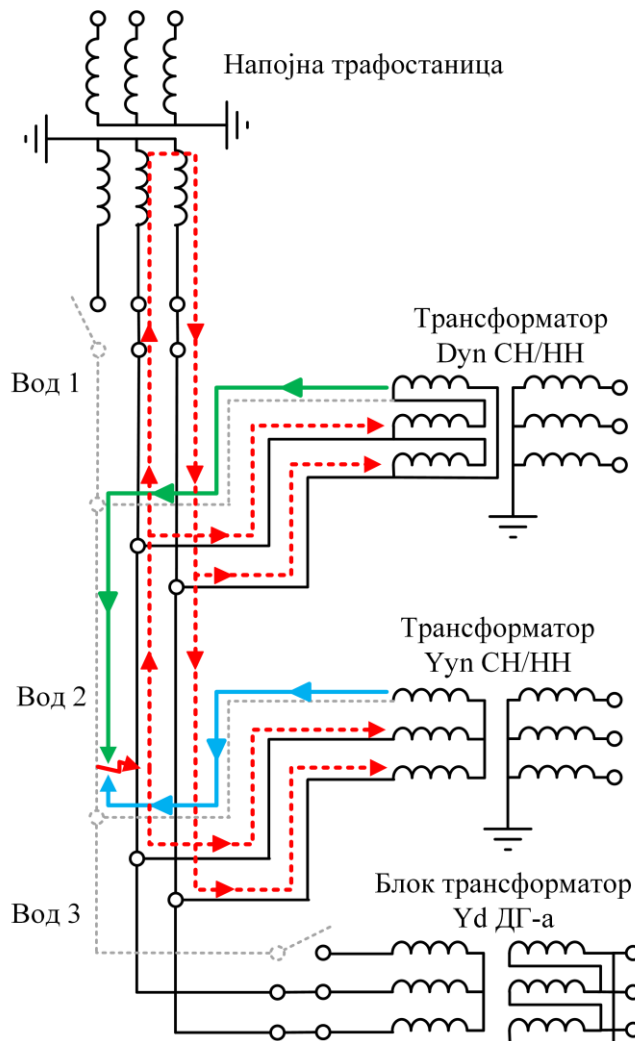
Када је мрежа уземљена преко отпорника за ограничење струја земљоспоја повратни пут струје при једнофазном кратком споју пролази кроз тај отпорник (црвена испрекидана линија на сл. 4.5) и ту се уочавају две кључне чињенице. Једно је да је тај отпор редно везан у петљу којом се струја затвара, па тиме повећава њену импедансу и ограничава, односно смањује струју једнофазног кратког споја. Поред тога, чиста отпорност на ред са индуктивно-резистивним елементима додатно смањује фазни померај између струје и напона. Обе чињенице имају позитиван утицај у погледу услова у мрежи за гашење електричног лука, јер смањују интензитет струје и фазни померај између фазора струје и напона. Дакле, у оваквом типу мреже важи све што је констатовано за директно уземљену мрежу са предношћу јер су услови за гашење електричног лука додатно побољшани.



Сл. 4.5: Трофазна шема извода са индиректним напајањем једнофазног кратког споја у директно уземљеној мрежи

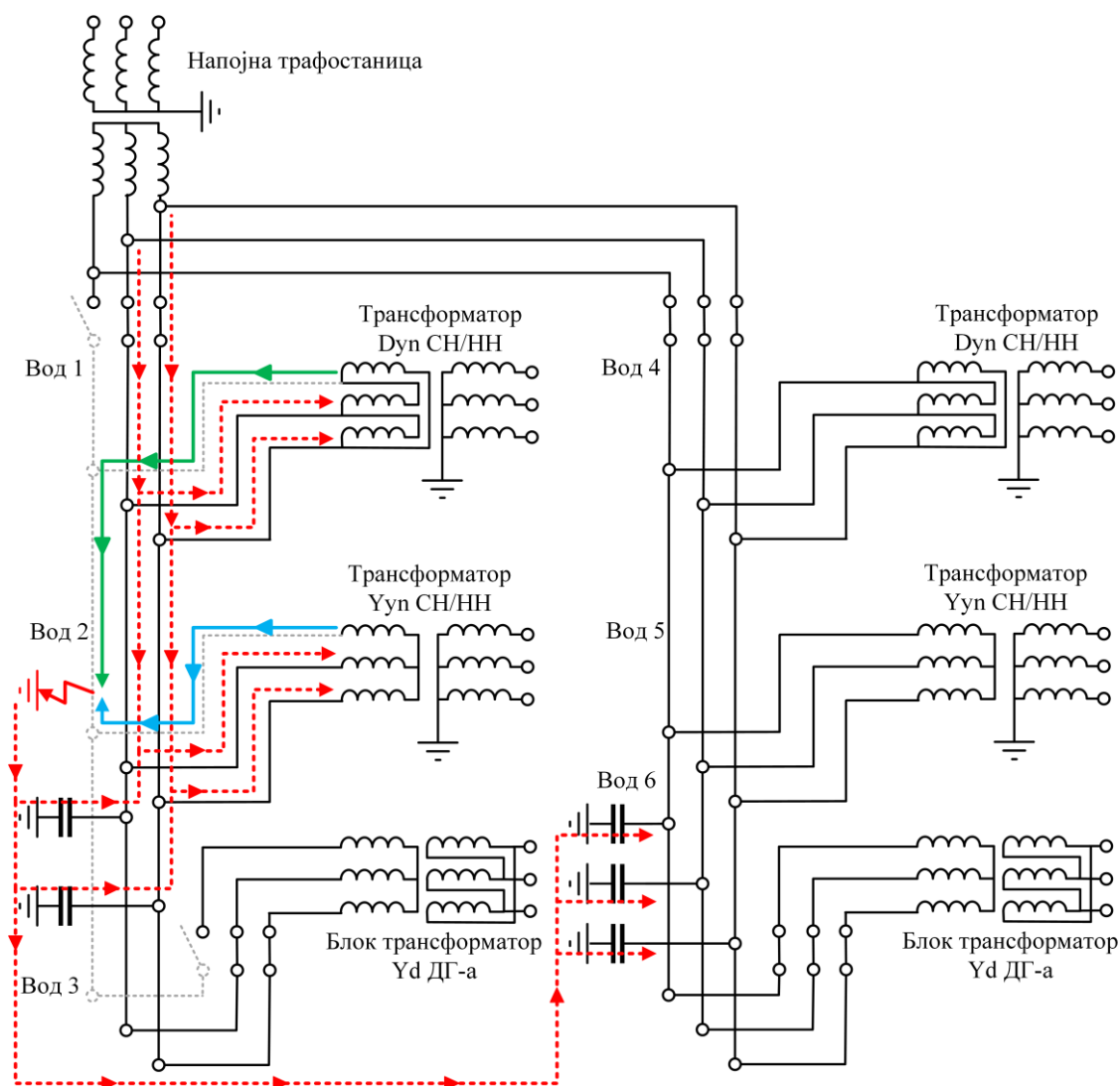
При раду у изолованој мрежи струја једнофазног кратког споја се затвара преко нултих капацитивности здравих фаза на свим изводима који су прикључени у напојној трансформаторској станици. Међутим, у случају примене једнофазног АПУ-а, уколико би се искључила фаза погођена кваром на почетку извода и код дистрибуираних генератора, повратни пут струје преко доземних капацитивности здравих фаза у утицајном делу мреже и фазе погођене кваром би био прекинут отвореном фазом на почетку извода. Са друге стране, струја се може затворити преко доземних капацитивности свих фаза на осталим изводима, како је приказано на сл. 4.7. На њој су приказана два извода и расподелом струје земљоспоја на изводу који је погођен кваром. Та струја има малу вредност због повећане импедансе петље квара, јер мора да прође и кроз намоте трансформатора који напајају потрошаче.

Дакле, остало би само напајање места квара преко доземних капацитивности здравих фаза. Уколико је мрежа доминантно надземна, а уз уважавање чињенице да је капацитивна спрега у оваквим ситуацијама јако слаба, може се сматрати да је довољно отворити пол прекидача фазе са кваром на почетку извода и код ДГ-а, да би се електрични лук са великом вероватноћом угасио. Реална ситуација, која се може јавити у пракси, је прикључење ДГ-а на надземни извод кабловским прикључком. Тај кабл за прикључење ДГ-а може имати значајну дужину, реда 10-так км, и може допринети капацитивном струјом земљоспоја реда 10-15 А, па је потребно детаљније размотрити овакве случајеве.



Сл. 4.6: Трополна шема извода са индиректним напајањем двофазног кратког споја

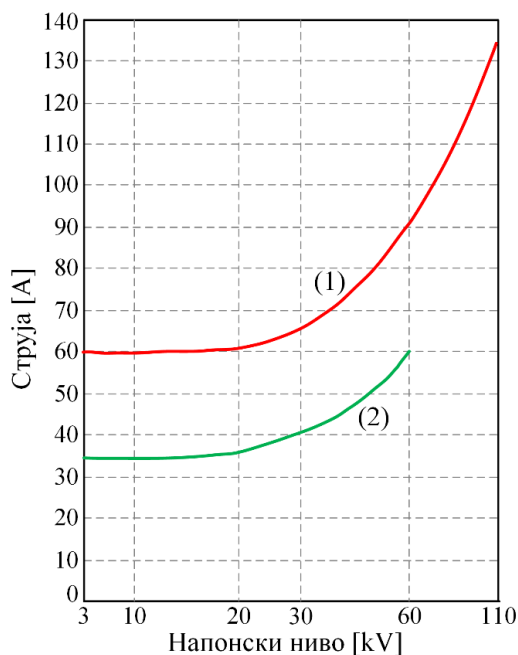
Као што се може видети на сл. 4.4, сл. 4.5, сл. 4.6 и сл. 4.7, плавим и зеленим линијама су означене струје које и даље напајају место квара, које није у потпуности изоловано, па се не може са сигурношћу тврдити да су услови за гашење електричног лука обезбеђени. Један од начина за потпуну галванску изолацију места квара је да прекидачи на вишенAPONској страни трансформатора, који напајају потрошњу, буду са могућношћу једнополне манипулације. Они би требало да искључе фазу погођену кваром, као што то раде прекидачи ДГ-а. Међутим, то значајно усложњава имплементацију предложене технике у функционалном и техничком смислу, али и доводи до значајног повећања укупне инвестиције, па самим тим смањује потенцијал за практичну применљивост предложеног техничког решења. Број трансформатора који напајају потрошњу доминантно утиче на износ струје која ће индиректно напајати место квара, јер се преко сваког од њих затвара део те струје.



Сл. 4.7: Трофазна шема извода са индиректним напајањем једнофазног кратког споја у изолованој мрежи

Да би се сагледали захтеви у погледу потребних услова за самогашење електричног лука може се поћи од техничких препорука за уземљење неутралних тачака у средњенапонским мрежама [113]. Препоручује се да средњенапонске дистрибутивне мреже раде са изолованом неутралном тачком, све док капацитивне струје земљоспоја не пређу одређене вредности: 20 А за 10 kV мрежу, а 15 А за 20 kV мрежу, јер се сматра да ће се електрични лук у случају пролазних кварова, сасвим извесно, сам угасити уколико су струје испод тих вредности. Изузетно, дозвољава се рад у изолованом раду мрежа и са већим струјама земљоспоја, до 30-40 А, јер и даље постоји велика вероватноћа за самогашење електричног лука [113]. Како су овде у питању капацитивне струје, треба имати у виду да се код њих јављају додатни проблеми око гашења електричног лука услед фазног помераја између струје и напона од 90° . У тренутку проласка струје кроз нулу, тренутна вредност напона је максимална, што може довести до поновног паљења лука и интермитентних пренапона [114]. Граничне струје земљоспоја у компензованим и изолованим мрежама, при којима се сматра да постоје услови за самогашење електричног лука, приказане су на сл. 4.8. Са слике се види да је гранична вредност струје у 35 kV мрежи нешто преко 40 А, док за компензоване иде до 70 А [115]. Разлика у компензованим мрежама се јавља из разлога јер се у њој врши компензација капацитивне струје земљоспоја индуктивним елементима, што смањује фазни раскорак између струје и напона. Због тога су проласци струје и напона кроз нулу блиски, чиме се омогућава лакше гашење електричног лука при пролазним кваровима.

Однос R/X у средњенапонским мрежама је близак јединици, а ако се на то дода отпорност електричног лука и претежно реактивна импеданса трансформатора, добијају се услови за затварање струје кроз резистивно-индуктивну петљу, односно да се фазни ставови напона и струја разликују значајно мање од 90° . Тиме се значајно побољшавају услови за елиминацију пролазних кварова преко лука. Генерални закључак се може извести да уколико су струје које индиректно нападају место квара мање од 35 А, може се сматрати са великом вероватноћом да ће доћи до самогашења електричног лука у случају пролазних кварова и деловања једнофазног АПУ-а, док се са струјама мањим од 20 А та вероватноћа значајно повећава [116].

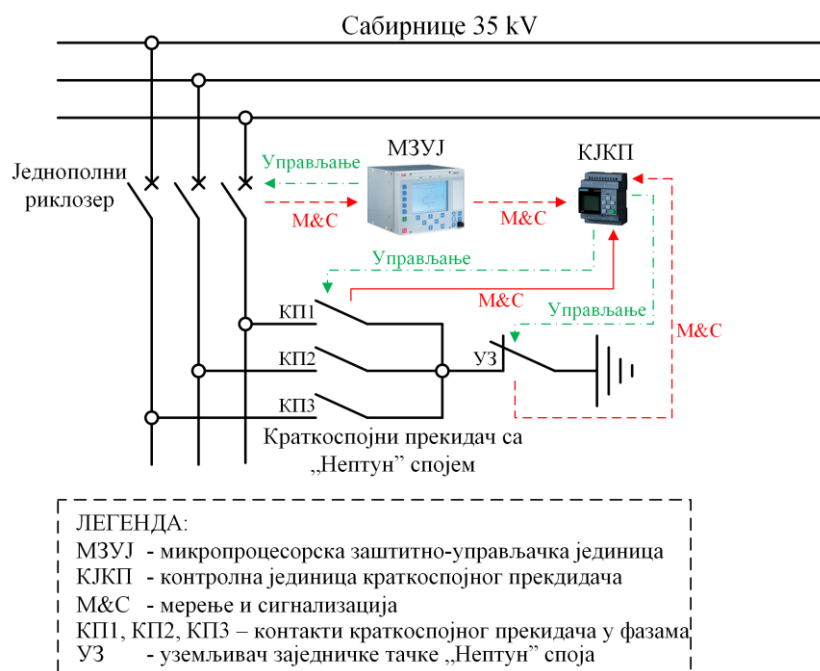


Сл. 4.8: Максималне вредности струје земљоспоја у компензованим (1) и изолованим (2) мрежама, при којима се сматра да постоје услови за самогашење електричног лука [115]

4.5. Унапређење технике једнофазног АПУ-а коришћењем краткоспојног прекидача са „Нептун” спојем

Како је детаљно објашњено у одељку 4.4, јавља се индиректно нападање места квара струјом која се затвара преко намотаја трансформатора који нападају потрошњу. У случају постојања већег броја дистрибутивних трансформатора, потребно је ограничити струју која наставља да напада место квара након искључења фазе погођене кваром.

У циљу унапређења технике једнофазног АПУ-а и обезбеђивања поузданијег гашења лука предложено је унапређење које подразумева коришћење модификоване верзије класичног земљоспојног прекидача [6]. Предложена иновативна топологија растављача је приказана на сл. 4.9. Она се састоји од три једнополна прекидача који су повезани једним крајем на одговарајуће фазне изводе иза риклозера, а други крај је везан у заједничко звездиште које је уземљено преко једног расклопног елемента. Предложеним концептом врши и кратко спајање фаза, поред уземљавања квара. У сваком случају врши се кратко спајање било једнофазног или двофазног квара, тако да је усвојен назив краткоспојни прекидач. С обзиром да се слична топологија веза одводника пренапона назива „Нептун” спој, овде је тај назив задржан и за предложену везу краткоспојног прекидача. Расклопни елементи прикључени у фазама (КП) су у нормалном раду отворени, док је земљоспојни елемент краткоспојног прекидача (УЗ) нормално затворен. На сл. 4.9 је приказан само један извод, док је овакав систем потребно реализовати на сваком изводу са дистрибуираним генераторима.

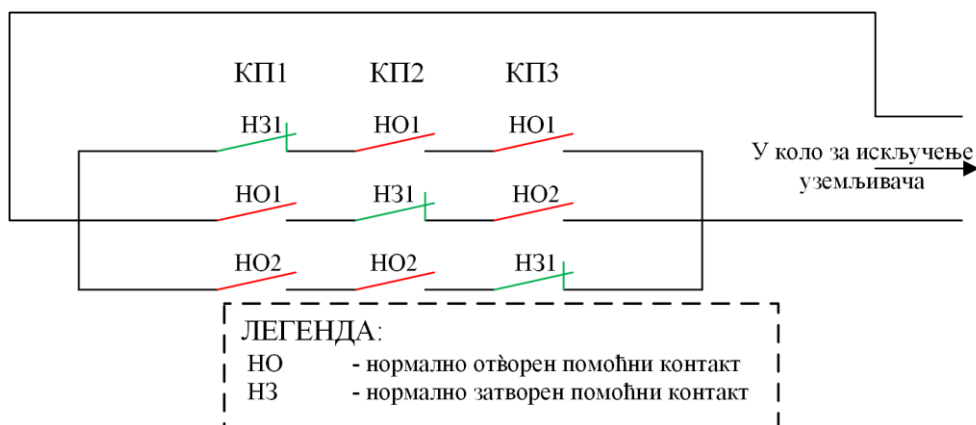


Сл. 4.9: Повезивање и управљање „Нептун” спојем

Извршну наредбу за искључење риклозеру даје микропроцесорска заштитно-управљачка јединица, која је обавезни део опреме на сваком средњенапонском изводу, а уједно и служи за покретање циклуса једнофазног АПУ-а. Она прослеђује сигнале контролној јединици краткоспојног прекидача, која врши управљање краткоспојним прекидачем у складу са захтевима, односно типом квара који је настао и информације о фазама које су погођене кваром. Краткоспојни прекидач се састоји од једнофазних расклопних елемената у свакој од фаза који су на другом крају везани у електричном смислу исту тачку. Из те тачке је могуће извршити кратко спајање са земљом, односно уземљавање. Како су струје које се јављају у овом случају ниске, није потребно да краткоспојни прекидач буде реализован као стандардни прекидач који има комору за гашење струја кратког споја, већ је сасвим довољно користити растављач снаге, или чак само обичан растављач. Наравно, подразумева се да сви елементи који се користе имају моторни погон, како би се реализовало адекватно управљање. С обзиром да су једнофазни кварови најчешћи, земљоспојни елемент (УЗ) се држи у нормалном погону затворен. У случају једнофазног кратког споја, након отварања риклозера у фази погођеној кваром затворили би се контакти краткоспојног прекидача у фази која је погођена кваром према заједничкој тачки, односно земљи, тако да би се потенцијал те фазе довео на нулу и тиме обезбедили услови за гашење лука. У случају двофазног кратког споја, отворили би се контакти земљоспојног елемента (УЗ) и након искључења једне од фаза у квару, према раније описаној техници, затворили би се и контакти краткоспојног прекидача (ЗП) у фазама између којих је настао квар, према заједничкој тачки, док би контакти према земљи остали отворени. Тиме би се извршило кратко спајање две фазе погођене кваром и напон лука би се практично довео на нулу и лук угасио. Строго гледано, напон на луку неће бити једнк нули због индуктивног пада напона кога стварају струје које се затварају са стране дистрибутивних трансформатора. Напон на месту лука зависи од удаљности места лука и краткоспојних прекидача, али је због релативно малих струја и мале индуктивности овај напон је практично занемарљив, што ће бити потврђено кроз симулације у наредном поглављу.

На основу претходно реченог може се дефинисати начин управљања земљоспојним елементом (УЗ), односно логика која би обезбедила његово селективно искључење. Он треба да буде укључен у случају једнофазних кратких спојева, док би при двофазним кратким

спојевима требало да буде блокиран и искључен. На сл. 4.10 приказана је логика за искључење уземљивача, који се најједноставније може реализовати преко помоћних контаката растављача сваке од фаза. Формиране су три паралелне гране у којима се налазе по два нормално отворена помоћна контакта растављача у две фазе, док из преостале долази нормално затворен контакт. Направљена је комбинација да сваки од растављача има нормално затворен контакт у једној грани. Дакле, може се закључити да до искључења уземљивача долази једино када је растављач у две фазе укључен, што се дешава при двофазном кратком споју. Уколико ниједан од растављача у фазама није укључен, или је само један укључен, коло искључења земљоспојног елемента ће бити прекинуто и његово искључење онемогућено. Ово су ситуације које се јављају у нормалном радном стању и при једнофазном кратком споју. У циљу постизања селективности потребно је извршити временско степеновање уземљивача у односу на растављаче у фазама, да не би дошло до нежељеног уземљавања делова под напоном.



Сл. 4.10: Искључење уземљивача модификованог земљоспојног елемента краткоспојног прекидача

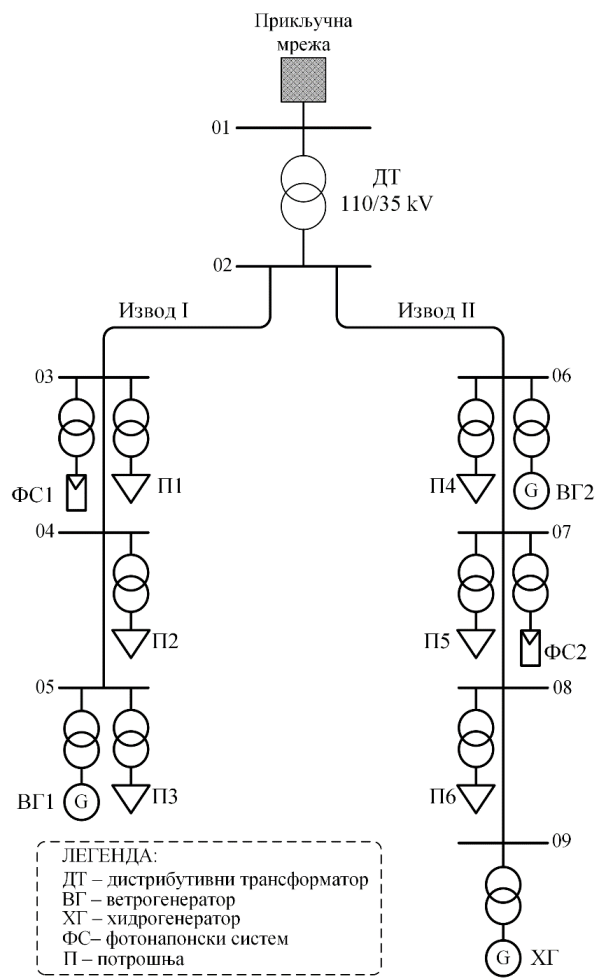
Претходна анализа важи за директно уземљене мреже, као и за мреже уземљене преко нисконапонских импеданси за ограничење струје земљоспоја. Нешто поједностављен концепт се може применити у изолованим мрежама. Претходно је описан утицај начина уземљења трансформатора на затварање струје једнофазног кратког споја. Може се констатовати да приликом једнофазног кратког споја у изолованим мрежама некада није потребно користити „Нептун” спој, већ је довољно само отворити половине прекидача. Међутим, ако се догоди двофазни кратак спој, начин уземљења не игра никакву улогу, јер се струје затварају искључиво преко фазних проводника. У овом случају се може користити упрошћена конфигурације решења предложеног на сл. 4.9, која искључује постојање уземљивача (УЗ). Тако би омогућило кратко спајање било које две фазе у складу са насталим двофазним кратким спојем. Са друге стране, може се избећи коришћење једнофазног АПУ-а при једнофазним кратким спојевима и користити само конфигурација краткоспојних прекидача са „Нептун” спојем са уземљивачем. Она ће скоро у потпуности преузети струју једнофазног кратког споја која се преко доземних капацитивности свих извода у мрежи затвара и тече према месту квара. Тиме се значајно смањује струја која напаја електрични лук и добија се ефикасност као и код примене једнофазног АПУ-а. Ово важи само за елиминацију једнофазних кратких спојева, док је за елиминацију двофазних неопходна примена технике једнофазног АПУ-а у координацији за краткоспојим прекидачем. У зависности од топологије мреже у изолованим системима се могу користити за елиминацију једнофазних кратких спојева краткоспојни прекидачи без искључења генератора на посматраном изводу, јер је његов допринос значајно мањи него из напојне тачке извода. Овакав концепт би требало пажљиво анализирати у зависности од топологије извода, врсте, броја и снаге ДГ-а на посматраном изводу, тако да се при свим радним стањима и могућим кваровима обезбеде услови за гашење електричног лука.

4.6. Резултати симулационих анализа

4.6.1. Увод

У циљу демонстрације практичне применљивости развијених алгоритама за примену технике једнофазног АПУ-а, коришћењем риклозера формиран је симулациони модел реалне мреже и извршене су динамичке симулације на моделу чија је једнополна шема приказана на сл. 4.11. Еквивалент 110 kV је моделован преко снаге трополног кратког споја од 1000 MVA и односом $R/X=0,25$. На ниженапонској страни дистрибутивног трансформатора моделована је мрежа 35 kV са дистрибуираном производњом. Спрега трансформатора 110/35 kV је $YNyn$, при чему је звездиште на ниженапонској страни трансформатора директно уземљено. Дистрибуирано генерисање се састоји од:

- Синхроног генератора директно прикљученог на мрежу преко свог блок трансформатора 3,15/35 kV са назначеном снагом од 1 MW,
- Ветрогенератора са двострано напајаном асинхронном машином прикљученом преко свог блок трансформатора преносног односа 0,69/35 kV и са назначеном снагом од 1 MW,
- Ветроагрегата са синхронном машином и пуним претварачем која је прикључена преко свог блок трансформатора 0,4/35 kV и
- Два фотонапонска система са назначеном снагом од 0,5 MW.



Сл. 4.11: Једнополна шема мреже коришћене у анализама

Поред претходно наведеног моделовано је и шест дистрибутивних трафостаница 35/10 kV са прикљученом потрошњом на секундарној страни. Изводне деонице на оба извода

су претпостављене да су $AlFe\ 70\ mm^2$, док су преостале деонице између чворова претпостављене као $AlFe\ 50\ mm^2$. Дужине водова и њихове подужне отпорности и реактансе су приказане у таб. 4.1.

Таб. 4.1: Параметри водова тест система

Вод	Дужина [км]	Отпорност [Ω /км]	Реактанса [Ω /км]
02-03	8	0,413	0,402
03-04	7	0,595	0,415
04-05	11	0,595	0,415
02-06	6	0,413	0,402
06-07	8	0,595	0,415
07-08	10	0,595	0,415
08-09	14	0,595	0,415

Модел фотонапонских система и ветрогенератора је преузет из библиотеке софтвера *DIgSILENT PowerFactory* са комплетним припадајућим управљачким системом. МХЕ је моделована са синхроним генератором који је директно прикључен на мрежу преко свог блок трансформатора. Основни параметри синхроног генератора су дати у таб. 4.2. У циљу сагледавања комплетне динамике система моделован је побудни систем и турбинска регулација синхроног генератора. За побудни систем је усвојен тип *STIA IEEE*, док је за турбински регулатор усвојен тип *HYGOV*, који су преузети из библиотеке софтвера.

Таб. 4.2: Преглед основних параметара коришћеног синхроног генератора

Параметар	Вредност
Номинална привидна снага	$S = 1,25\ MVA$
Номинални напон	$U_n = 3,15\ kV$
Фактор снаге	0,85
Синхрона реактанса	$x_d = 1,5\ p.j.;\ x_q = 0,8\ p.j.$
Временска константа инерције агрегата	$T = 0,75\ s$
Транзијентна реактанса	$x_d' = 0,436\ p.j.$
Субтранзијентна реактанса	$x_d'' = 0,295\ p.j.;\ x_q'' = 0,378\ p.j.$

Вршна активна снага потрошача у дистрибутивној мрежи је $13,7\ MW$ и $4,5\ Mvar$. Потрошња је моделована коришћењем *ZIP* модела са појединачним уделима константне снаге, константне струје и константне импедансе $0,4$, $0,4$ и $0,3$, респективно.

У анализама је претпостављено да су риклозери, односно прекидачи са могућношћу једнополне манипулације, лоцирани на почетку оба извода код чвора 02 (сл. 4.11), јер то представља најкритичније стање у коме квар има утицај на све дистрибуиране изворе у мрежи. Риклозер код чвора 02 искључује фазу погођену кваром, а након тога то учине и сви дистрибуирани извори прикључени на изводу са кваром преко својих прекидача у тачки прикључења на мрежу.

Значајно побољшање селективности и смањење транзијентних утицаја на ДГ-е би се имало у случају постављања риклозера у тачкама гранања мреже, односно у овом случају месту прикључења дистрибуираних извора, где би квар имао утицај на мањи број елемената у систему. Додавањем функције усмерене прекострујне заштите имала би се значајно побољшана селективност, изоловао би се минимални део мреже, односно само један вод који је и погођен кваром. Селективност риклозера који имају исти смер струје квара (који су постављени на ред идући од напојне трафостанице ВН/СН) би се обезбедила временским затезањем прекострујне функције.

У свим анализираним случајевима се сматра да прикључна мрежа одржава напон на ВН прикључцима дистрибутивног трансформатора на вредности $1,05\ p.j.$

У раду су анализирана два карактеристична радна стања:

- Када је производња дистрибуираних извора максимална и када је потрошња на 30% своје максималне вредности – случај 1 – максимум производње и минимум потрошње,
- Када је производња дистрибуираних извора на 20% назначене вредности и када је потрошња максимална – случај 2 – минимум производње и максимум потрошње.

У оба случаја претпостављено је да дистрибуирани генератори раде са јединичним фактором снаге. Ово су базни случајеви и у сваком од њих је дискутована промена радних услова ДГ-а и њихов утицај на рад целокупног система и потенцијално нарушавање ограничења. Различити кварови су анализирани (једнофазни и двофазни кратки спојеви) на различитим изводима и при томе је посматрана промена електричних и механичких величина ДГ-а. Да би се применила предложена техника основни захтев је обезбедити стабилан радни режим, односно транзијентну стабилност ДГ-а и при томе минимизирати електрична и механичка напрезања машина. У овом поглављу је извршена свеобухватна анализа примене модификоване технике једнофазног АПУ-а, која омогућава успешну елиминацију пролазних кварова.

Претпостављени временски ток догађаја при анализи једнофазног и двофазног кратког споја је следећи:

- 0 s – настанак кратког споја,
- 0,5 s – искључење фазе погођене кваром преко риклозера на почетку извода,
- 0,7 s – искључење фазе погођене кваром у тачки прикључења ДГ-а,
- 1,5 s – елиминација пролазног квара,
- 1,7 s – укључење фазе погођене кваром преко риклозера на почетку извода,
- 1,9 s – укључење фазе погођене кваром код ДГ-а.

Све симулације су урађене са адаптивним кораком интеграције од 0,0001 s до 0,01 s коришћењем модула за прорачун електромеханичких прелазних процеса.

Наредни текст приказује методологију и резултате прелазних процеса током различитих кратких спојева у мрежи.

4.6.2. Методологија за верификацију предложене технике

Поред верификације рада самих алгоритама за елиминисање несиметричних кварова, неопходно је проверити стабилност ДГ-а током таквих режима, детектовати потенцијална ограничења у погледу радних стања и уколико је потребно променити динамичке параметре критичних елемената. На сл. 4.12 је приказан алгоритам који је коришћен за верификацију рада модела за елиминацију пролазних кварова.

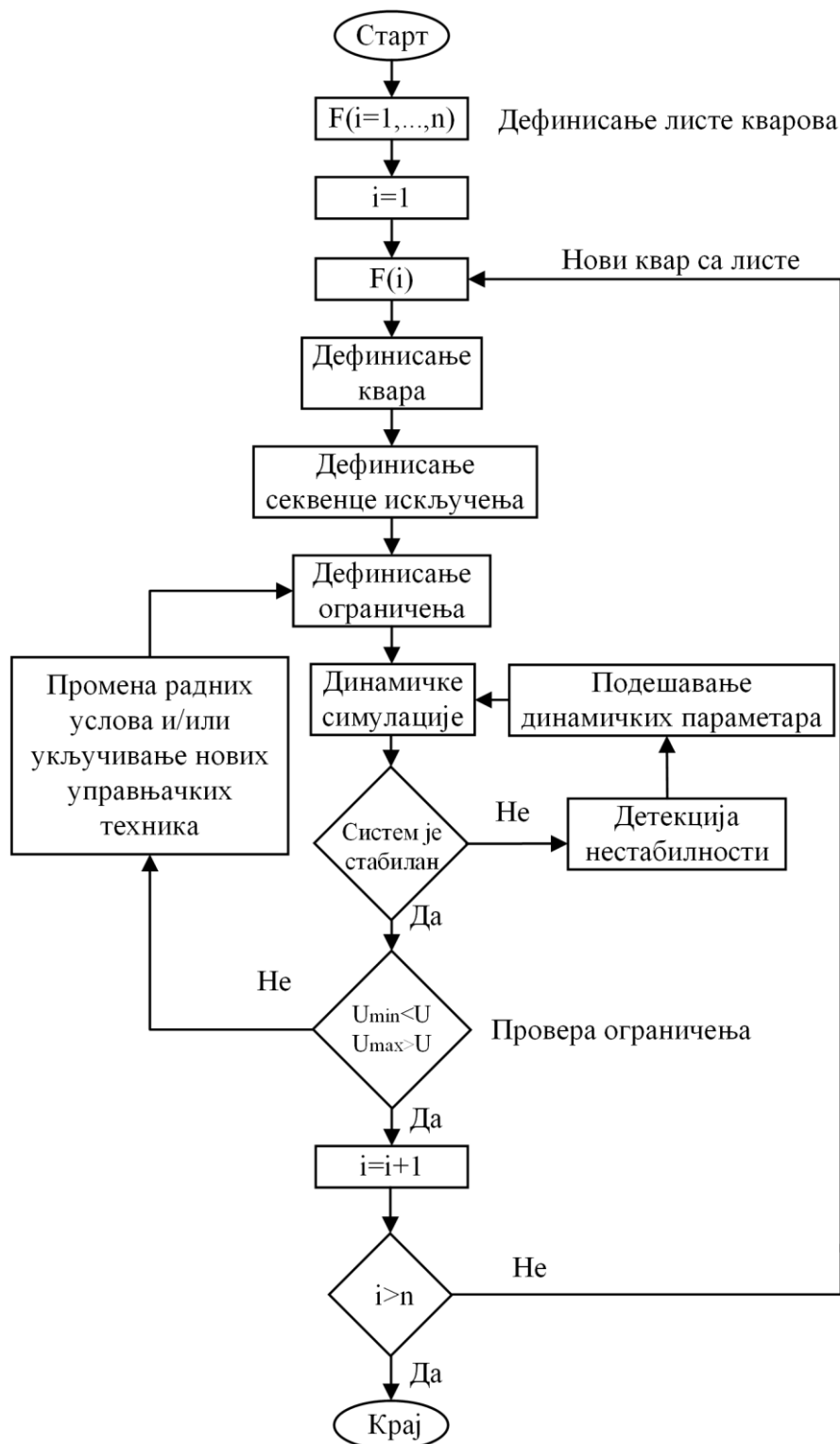
Алгоритам укључује анализу комплетног скупа једнофазних и двофазних кварова који се могу јавити на свим водовима у мрежи. Приликом оваквих анализа веома је битно уважити ограничења у погледу дозвољених радних режима појединих елемената и уважити захтеве оператора.

За сваки квар и манипулације узроковане радом система једнофазног АПУ-а вршене су динамичке симулације и испитивана транзијентна стабилност ДГ-а. Уколико је систем нестабилан неопходно је поправити динамичке перформансе променом параметара критичних елемената. Блок *Детекција нестабилности*, на сл. 4.12, детектује шта је тачно узроковало нестабилност и где је она настала да би се касније, адекватним подешавањем параметара, систем довео у стање стабилности. Блок *Подешавање динамичких параметара* значи да је након детекције елемента који изазива нестабилност потребно извршити проверу и ревизију тренутних вредности параметара регулатора. То могу бити побудни системи

синхроних генератора, турбински регулатори или управљачки системи фотонапонских система, ветрогенератора, итд. Анализирањем различитих параметара PI регулатора, статизама којима се може повећати или смањити осетљивост, као и променом граничних вредности излаза регулационих система, могу се унапредити динамичке перформансе система и елиминисати појава нестабилности. Поред тога, на овај начин се може детектовати потенцијална потреба за инсталирањем нових елемената за унапређење динамичких карактеристика система, као што су стабилизатори електроенергетског система. Овај целокупан процес се одвија анализом рада система на софтверским моделима приликом примене предложене технике. Због тога је изузетно важно формирати реалне софтверске моделе релевантних делова ЕЕС-а, који веома прецизно могу приказати динамички одзив, чиме се спречавају грешке у реалном раду и нежељени испади. У моделу који је анализиран на описани начин су подешени параметри управљачких система свих генераторских јединица, тако да је обезбеђена довољна резерва стабилности за све кварове. На сл. 4.12 је дат алгоритам за верификацију примене технике једнофазног АПУ-а у дистрибутивним мрежама у општем случају.

Ако су нарушена нека од ограничења потребно је детектовати радна стања елемената која доводе до повреде ограничења. Уколико је дошло до повреде ограничења, потребно је дефинисати нове управљачке технике и елементе који ће дати свој допринос током транзијентног процеса и вратити све величине у прописани опсег. Након провере система за све потенцијално могуће кварове и обезбеђивањем стабилног радног стања без нарушавања ограничења може се сматрати да је могуће применити предложену технику у раду за елиминацију пролазних кварова. Тиме се добија генерални приступ у имплементацији предложене технике. Под ограничењима у раду су претпостављени пренапони преко 1,2 р.ј. и поднапони испод 0,8 р.ј. у тачки прикључења ДГ-а, као и девијације брзина обртних машина, при чему је сматрано да су прихватљиве девијације брзине синхроног генератора у опсегу од $\pm 5\%$. У складу са тим, блок *Промена радних услова и/или укључивање нових техника и регулација* претпоставља дефинисање граничних режима рада појединих извора или имплементацију нових техничких решења или модификацију постојећих регулационих система. Променом граничних радних режима се може спречити излазак основних величина, као што су фреквенција и напон, изван дозвољеног опсега рада током транзијентних процеса. Ово је мање популарна мера јер може захтевати смањење максимално дозвољене снаге појединих генератора. Са друге стране, нове управљачке технике не ограничавају инсталисане капацитете извора, већ модификују динамички одзив генератора. Технике се могу реализовати модификацијама у постојећим регулационим системима, у смислу корекције управљачких променљивих и модификацијом топологије регулатора. Поред тога, могу се инсталирати нови елементи, који ће извршити неопходне корекције основних параметара система, као што су напон и фреквенција. У ту сврху се користе постројења за компензацију реактивне снаге (CSC, SSSC, SVC, STATCOM) која имају јако брзе одзиве или системи за складиштење електричне енергије са одговарајућим перформансама који се могу користити за инјектирања или апсорбовања како реактивне, тако и активне снаге (BESS, супер кондензатори, итд.). Предности првог приступа који се огледа у модификацији постојећих управљачких система су нижи инвестициони трошкови и бржа практична реализација, па је због тога он и коришћен током анализа у овом раду.

Дакле, током процеса спровођења симулација се детектују нестабилности и повреде ограничења и отклањају се пре практичне реализације предложене технике. Након свих провера и евентуалних корекција, систем је припремљен за примену предложене технике. Да би се имала јасна слика и избегла евентуална нежељена стања током примене технике, неопходно је имати прецизан и детаљан модел анализираног дела система да би се добили квалитетни и поуздани резултати симулација.



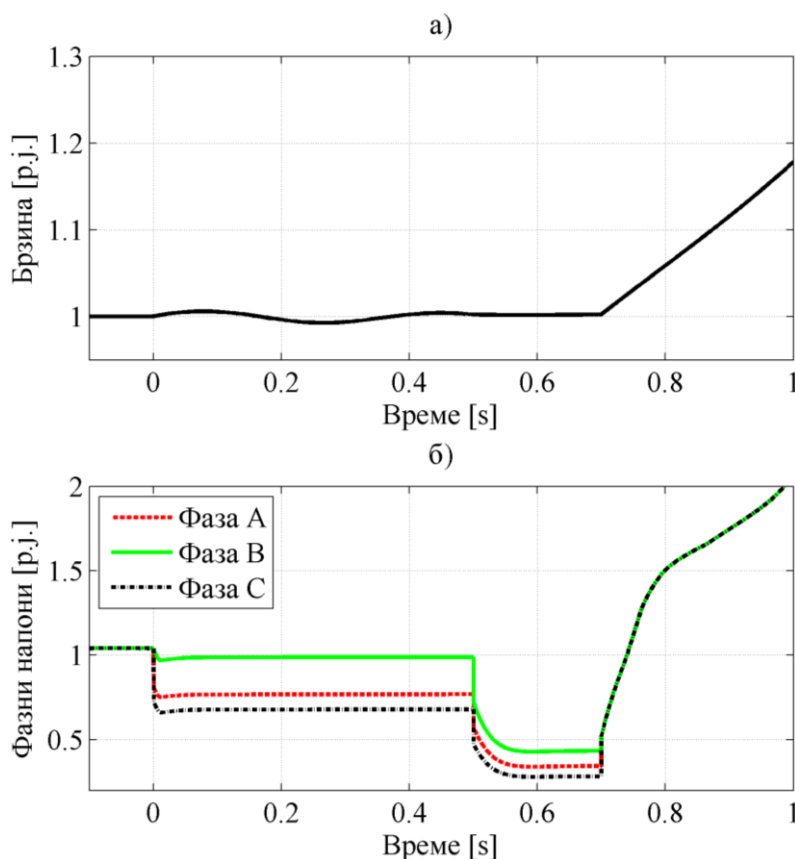
Сл. 4.12: Алгоритам за проверу транзијентне стабилности током верификације предложене технике

4.6.3. Примена стандардног трополног аутомтског поновног укључења

Традиционално коришћење трофазног АПУ-а најчешће доводи до искључења дистрибуираних генератора услед јако поремећеног радног режима, али и изражених транзијентних пренапона. У овом делу ће бити приказани резултати када у случају појаве једнофазног кратког споја (0 s) долази до трополног искључења риклозера на почетку извода погођеног кваром (0,5 s). Анализирани су кварови на оба извода, како би се проверила стабилност најкритичнијих генератора: синхроног генератора у МХЕ и двострано напајане асинхроне машине ветроагрегата. Претпостављено је да систем ради у режиму максималне

производње и минималне потрошње, који је најкритичнији са аспекта стабилности. ДГ-и на изводу погођеном кваром се такође трополно искључују, али са кашњењем од 0,2 s. На сл. 4.13 је приказана промена брзине синхроног генератора у МХЕ и напони на ВН страни блок трансформатора ветрогенератора.

Синхрони генератор губи синхронизам и долази до неконтролисаног раста брзине, док се напони код ветрогенератора јако повећавају, тако да је и његово искључење извесно и зависи од конкретног подешења пренапонске заштите. Све ово говори да је неодржив радни режим и да генератори не могу сачекати поновну ресинхронизацију са мрежом, односно примена трополног искључења ће довести до губитка стабилности и искључења са мреже.



Сл. 4.13: Промена: а) брзине синхроног генератора, б) напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора

4.6.4. Анализа индиректног напајања квара и коришћења краткоспојног прекидача са „Нептун” спојем

Како је претходно закључено, једнофазни АПУ може бити ефикасан и без примене краткоспојних прекидача, ако је импеданса петљи секундарних кола довољно велика да не може одржати струју довољну за стабилно горење електричног лука. Да би се проценили услови за самогашење електричног лука, најпре је потребно анализирати вредности ових струја у тест мрежи мрежи која је претходно описана. Струје које се затварају преко спрега трансформатора, а напајају место квара приказане су у таб. 4.3. Вредности у табели се односе на најкритичнији случај, односно уз претпоставку да је отпор на месту квара једнак нули, што ће дати максималне вредности ових струја.

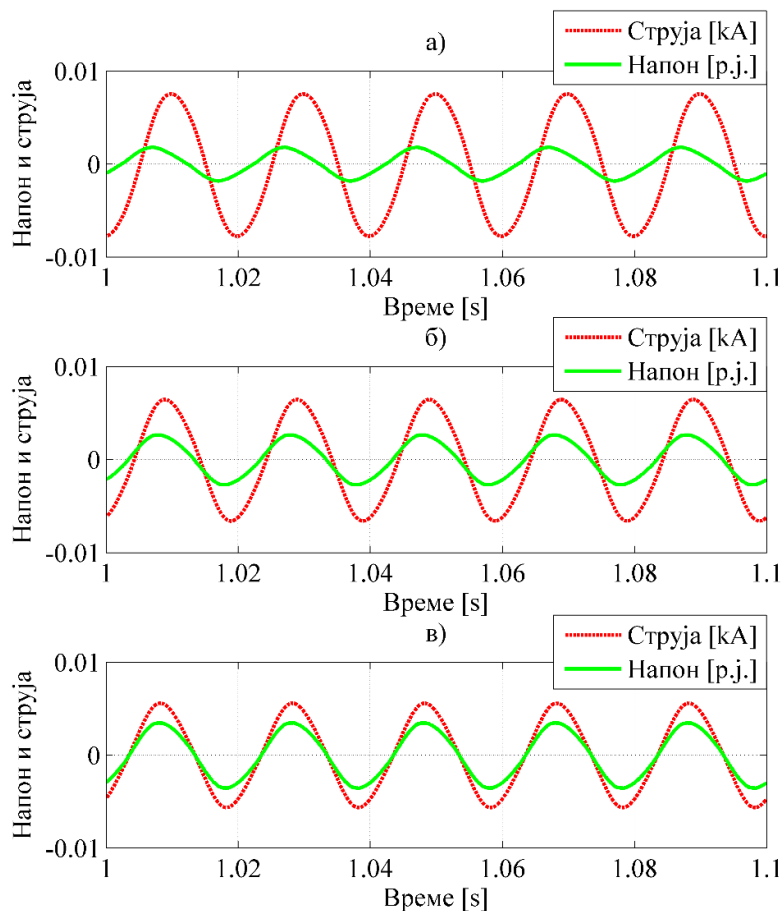
Из табеле се може видети корелација између снаге потрошње и износа струје напајања квара. Може се закључити да је значајно виша вредност за случај 2, када је потрошња максимална. Максимална вредност струје је око 70 А, док у још неколико других случајева ова струја може угрозити поуздано самогашење електричног лука услед пролазних кварова. Дакле, потребно је значајно редуковати вредности ових струја. То се може постићи

искључивањем фазе погођене кваром и код дистрибутивних трансформатора који напајају потрошњу. Како је и претходно речено, ово би довело до додатних техничких компликација, али и значајно повећало инвестицију.

Таб. 4.3: Вредности струја које индиректно напајају место квара преко намотаја трансформатора

Случај	Врста квара	Извод и локација квара	Вредност струје која напаја место квара [A]
Случај 1	Једнофазни	Извод I, вод 04-05	12,3
Случај 1	Једнофазни	Извод II, вод 07-08	13,2
Случај 1	Двофазни	Извод I, вод 04-05	21,0
Случај 1	Двофазни	Извод II, вод 07-08	22,4
Случај 2	Једнофазни	Извод I, вод 04-05	40,8
Случај 2	Једнофазни	Извод II, вод 07-08	42,3
Случај 2	Двофазни	Извод I, вод 04-05	66,3
Случај 2	Двофазни	Извод II, вод 07-08	70,7

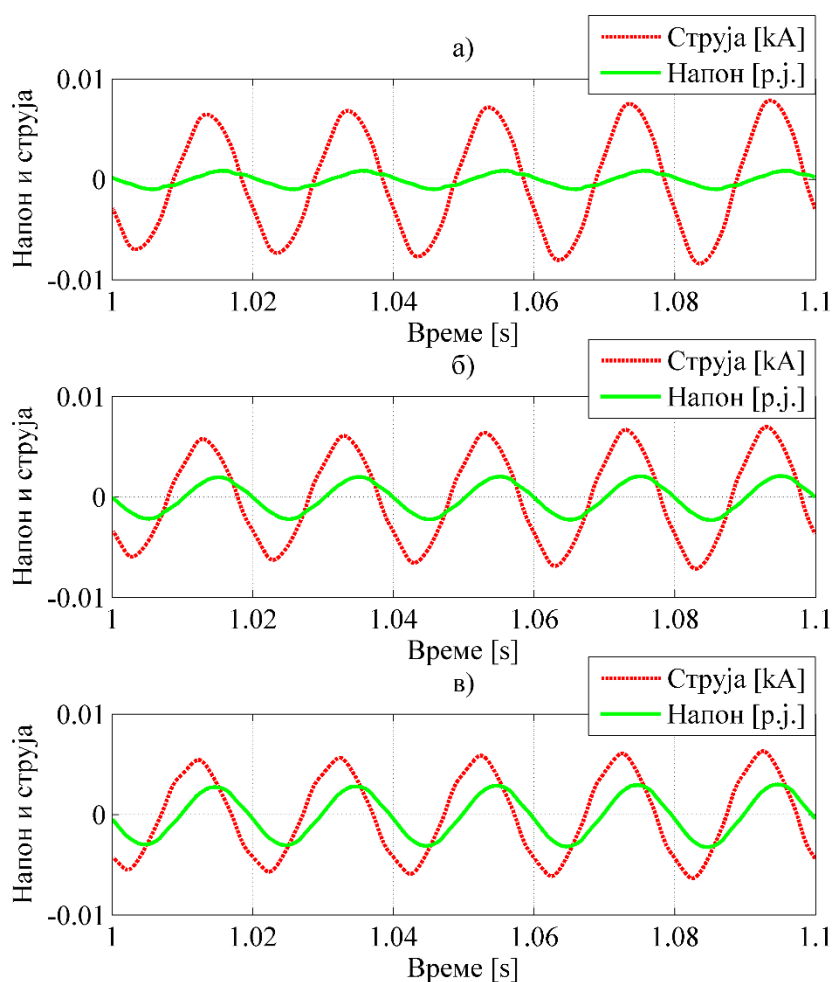
У погледу унапређења услова за гашење електричног лука применом „Нептун” споја, анализирани су таласни облици струја које напајају место квара и напона у непосредној близини места квара. Након искључења фазе погођене кваром на почетку извода и код дистрибуираних генератора укључују се расклопни елементи краткоспојног прекидача у складу са раније објашњеном логиком. На сл. 4.14 је приказана промена напона и струја на фази погођеној кваром у случају једнофазног кратког споја на воду 04-05 током безнапонске паузе. Величине су дате за различите вредности отпора лука, на почетку вода 04-05, код чвора 04.



Сл. 4.14: Промена напона и струја у фази са кваром при једнофазном кратком споју на воду 04-05 код чвора 04: а) при чистом једнофазном квару, б) при једнофазном квару преко лука отпорности 5 Ω и в) при једнофазном квару преко лука отпорности 10 Ω

Са слике се види да се са повећањем отпора преко ког је настао квар повећава напон, а смањује се струја. Такође, смањује се фазна разлика између напона и струје и тиме се побољшавају услови за гашење електричног лука. При чистом једнофазном кратком споју напон предњачи за струјом за 50° , при отпорности лука од 5Ω фазна разлика пада на 16° , док при отпору лука од 10Ω напон и струја су практично у фази. Ово иде у прилог претходним разматрањима да су струје, које у оваквим ситуацијама напајају место квара, блиске по фази са напоном. Тиме се вероватноћа за гашење електричног лука значајно повећава, у односу на ситуације када имамо индуктивне, а нарочито капацитивне режиме.

На сл. 4.15 је приказана промена напона између фаза са кваром и струја фазе која се искључује у случају двофазног кратког споја на воду 04-05 током безнапонске паузе. Величине су дате за различите вредности отпора лука, на почетку вода 04-05, код чвора 04. Слично као и у претходном случају, са повећањем отпорности лука преко кога је настао квар смањује се вредност струје, док се вредност напона повећава. Са друге стране фазни раскораци између струје и напона су слични при свакој вредности лука и износе око 45° . Приликом имплементације предложене технике, за сваку конкретну мрежу је потребно симулирати потенцијалне режиме, и у складу са тим дефинисати број и локацију краткоспојних прекидача које треба уградити.



Сл. 4.15: Промена напона између фаза са кваром и струје у фази која се искључује при двофазном кратком споју на воду 04-05 код чвора 04: а) при чистом двофазном квару, б) при двофазном квару преко лука отпорности 5Ω и в) при двофазном квару преко лука отпорности 10Ω

За верификацију рада предложене конфигурације краткоспојног прекидача са „Нептун” спојем извршене су симулације са којих се може видети његов директан утицај на смањење струје која напаја место квара у случају директно уземљене мреже. Анализиран је квар на изводу II. Посматрана су кварови на две локације: на удаљености око 20% дужине извода од

напојне тачке, тачније на почетку вода 06-07 и на половини вода 08-09, односно на око 80% дужине извода. Претпостављено је да електрични лук има отпорност од 10 Ω . За сваку од ових локација, за једнофазни и двофазни кратак спој и за различито радно стање мреже (случај 1 и случај 2) анализирана је промена струје лука током манипулације расклопном опремом. Кроз релативно велики број различитих ситуација које су претходиле квару извршена је верификација ефикасности и опривданости примене модификованог краткоспојног прекидача. Само у овом случају је претпостављена нешто коригована секвенца манипулација него што је објашњено у поглављу 4.6.1 и дефинише се на следећи начин:

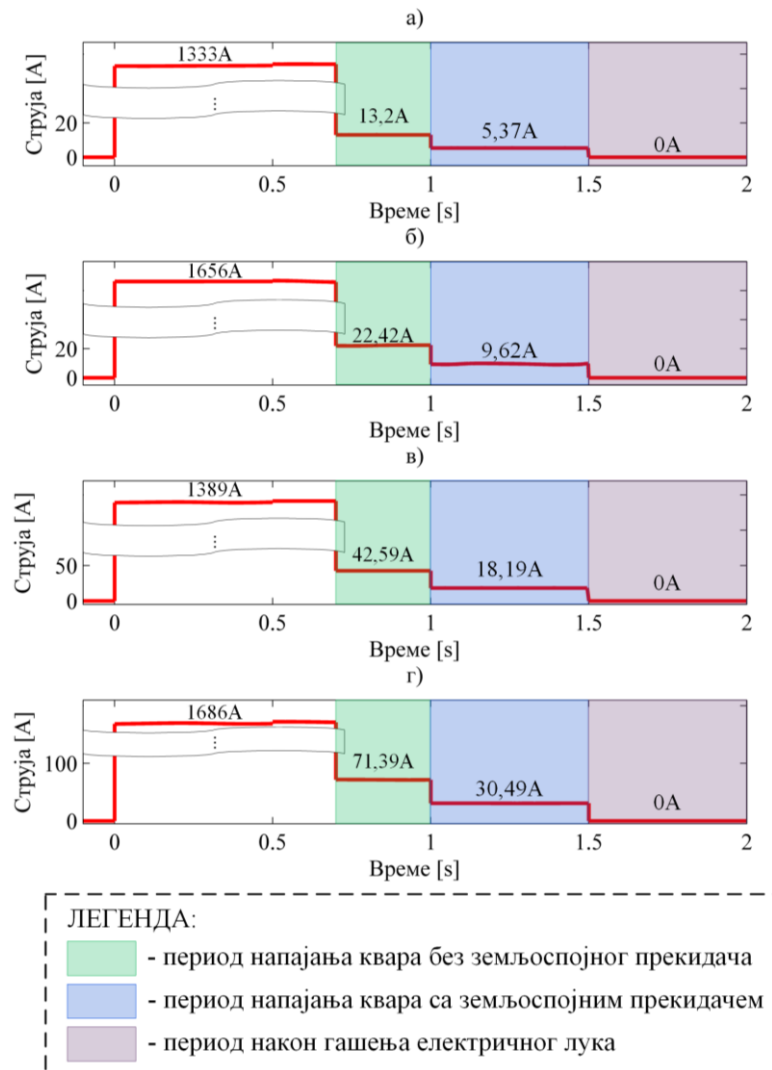
- 0 s – настанак кратког споја,
- 0,5 s – искључење фазе погођене кваром код дистрибуираних генератора,
- 0,7 s – искључење фазе погођене кваром на почетку извода,
- 1 s – укључење краткоспојног прекидача,
- 1,5 – елиминација пролазног квара,
- 1,8 s – искључење краткоспојног прекидача,
- 2,0 s – укључење фазе на почетку извода и
- 2,2 s – укључење фазе код ДГ-а.

На сл. 4.16 приказана је промена вредности струја које напајају електрични лук за случај квара на почетку извода II, односно на почетку вода 06-07 за једнофазни и двофазни кратак спој, за различите услове потрошње и генерисања ДГ-а (случај 1 и случај 2). Након настанка кратког споја струја која напаја место квара је јако велика, а након искључења фазе код дистрибуираних извора и на почетку извода долази до њеног значајног смањења (након 0,7 s). Након настанка квара прекострујна заштита ДГ-а реагује и искључује један пол прекидача у фази погођеној кваром. Тиме се прекида петља квара са стране ДГс, укида се допринос струје квара од генератора. Систем једнофазног АПУ-а отвара контакте у истој фази на почетку извода и тиме је место квара изоловано од директног напајања (0,7 s), али је струја и даље релативно велика и може бити преко 50 А у зависности од посматраног радног стања и врсте квара. Струја индиректног напајања ће бити битно редукована након деловања краткоспојника на почетку фидера (1 s), који ће уземљити или кратко спојити фазе које су погођене кваром. Део струје преузимају контакти краткоспојног прекидача, чиме се лук слаби и долази до његовог гашења. Тиме се стварају услови за поуздано гашење електричног лука. Претпостављено је у симулацијама да се електрични лук гаси у тренутку 1,5 s, тако да је након тог периода његова струја једнака нули. У пракси, након гашења напон на месту лука ће бити врло мали, па неће моћи да дође до поновног паљења лука.

На сл. 4.17 приказана је промена вредности струја које напајају електрични лук на месту квара на крају извода II, односно на средини вода 08-09 за једнофазни и двофазни кратак спој, као и за различита оптерећења мреже и генерисање ДГ-а у тренутку настанка квара (случај 1 и случај 2). Исти закључци важе као и за сл. 4.16. Генерално се може закључити да модификована верзија краткоспојног прекидача може значајно смањити струју напајања електричног лука и тиме повећати вероватноћу за његово гашење. Анализирани су кварови на почетку и на крају истог извода како би се стекла слика о ефикасности предложеног техничког решења у погледу локације квара. Ефикасност предложене технике генерално зависи од удаљености места квара од напојне тачке извода. У случају блиских кварова, краткоспојници преузимају практично целокупну струју индиректног напајања и обезбеђују поуздано гашење електричног лука. Код удаљених кварова, процентуално смањење струје лука је мање. Код екстремно дугих средњенапонских водова може се разматрати употреба више краткоспојних прекидача у различитим тачкама посматраног извода.

У таб. 4.4 приказано је процентуално смањење струје напајања електричног лука за различите случајеве дате на сл. 4.16 и сл. 4.17. Може се закључити да ефикасност

краткоспојних прекидача у погледу смањења струје лука зависи од локације квара. У анализираном случају веће смањење струје квара се постиже при удаљеним кваровима, али то пре свега зависи од прикључног места дистрибутивних трансформатора у односу на место квара и отпорност лука. Ако се квар деси близу дистрибутивне трансформаторске станице, онда ће ефикасност краткоспојника бити мања, јер ће се значајан део струје од дистрибутивних трансформатора затворити кроз близак квар. Генерални закључак је да ће се струја индиректног напајања распоредити кроз лук и краткоспојник сразмерно импедансама ове две путање квара. С обзиром да је отпорност лука обично неколико Ω , ефикасност краткоспојника ће бити значајна при свим локацијама квара.

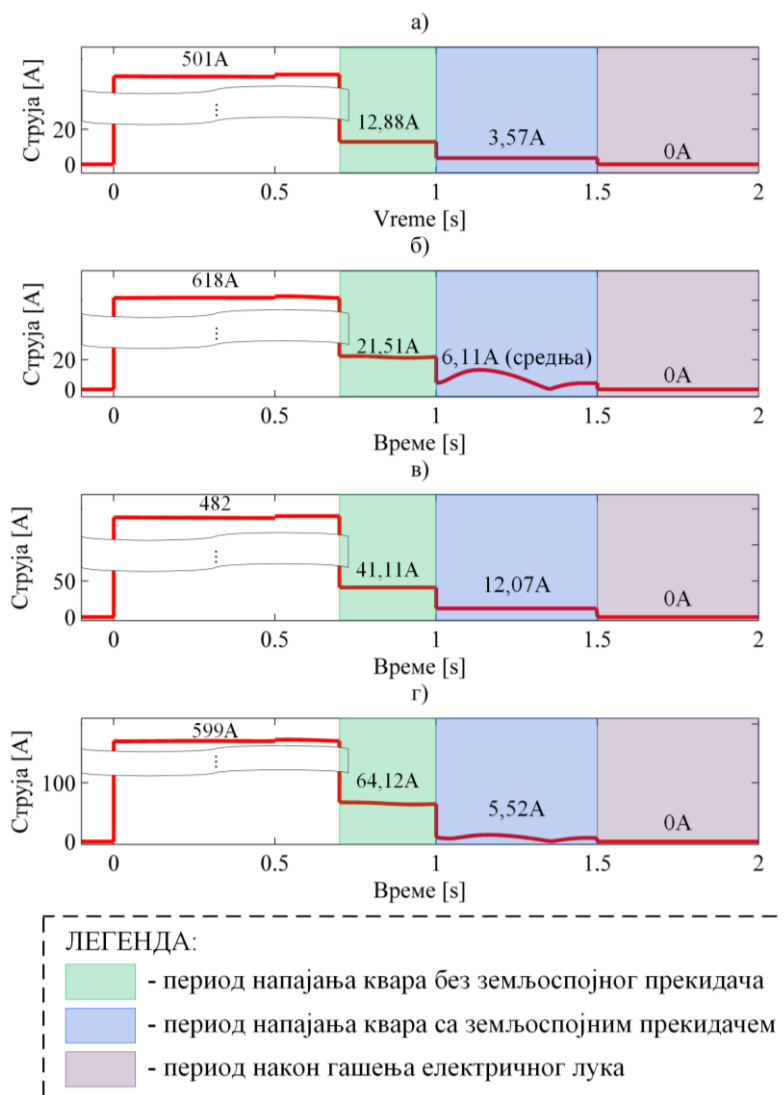


Сл. 4.16: Промена вредности струја електричног лука за квар на почетку извода II (на почетку вода 06-07): а) случај 1, једнофазни кратак спој, б) случај 1, двофазни кратак спој, в) случај 2, једнофазни кратак спој и г) случај 2, двофазни кратак спој

Таб. 4.4: Процентуално смањење струје електричног лука на месту квара за различите случајеве

Врста квара и радно стање	Смањење струје лука за квар на почетку извода [%]	Смањење струје лука за квар на крају извода [%]
Једнофазни, случај 1	59,32	72,28
Двофазни, случај 1	57,09	71,59
Једнофазни, случај 2	57,29	70,64
Двофазни, случај 2	57,29	91,39

На основу спроведених анализа може се закључити да на процентуално смањење струје лука коришћењем краткоспојног прекидача доминантно утиче његова удаљеност од места квара, број дистрибутивних трансформатора и њихово оптерећење у тренутку квара.



Сл. 4.17: Промена вредности струја електричног лука за квар на крају извода II (на средини вода 08-09): а) случај 1, једнофазни кратак спој, б) случај 1, двофазни кратак спој, в) случај 2, једнофазни кратак спој и г) случај 2, двофазни кратак спој

4.6.5. *Случај 1 – Максимум производње и минимум потрошње*

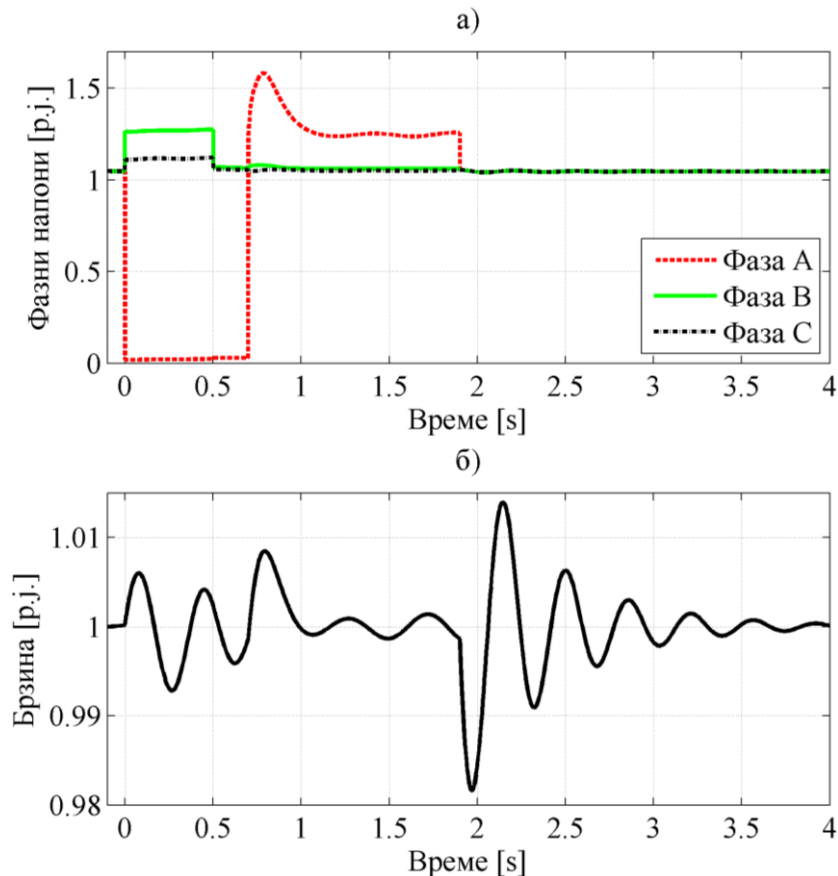
4.6.5.1. Једнофазни кратак спој

У овом случају је анализирана примена технике једнофазног АПУ-а која је описана у претходном поглављу. Претпостављено је да једнофазни риклозери постоје само на почетку вода код чвора 02, односно само у напојној тачки. Настанак једнофазног кратког споја је најпре претпостављен на воду 07-08 на фази А.

Резултати анализа су приказани на слици сл. 4.18. Приказана је промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора и брзине обртања генератора. Квар настаје у тренутку 0 s, циклус АПУ-а започиње искључењем фазе А која је погођена кваром. Контакти риклозера у фази А на почетку вода 02-06 се отварају у тренутку 0,5 s. Контакти риклозера у осталим фазама су затворени. Након 0,2 s долази до отварања контаката у фази А генераторских прекидача у МХЕ, фотонапонском систему ФС2 и ВГ2 са синхроним машином и пуним претварачем.

Безнапонска пауза на фази погођеној кваром траје 1 s (од 0,7 s до 1,7 s). Током трајања безнапонске паузе мала електрана пласира активну и реактивну снагу преко преостале две здраве фазе.

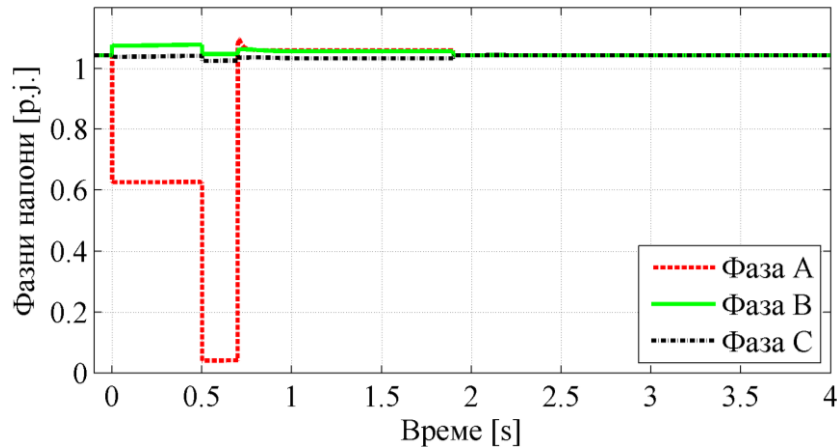
У тренутку 1,7 s контакти риклозера у фази А се затварају, а након 0,2 s се затварају и контакти прекидача у фази А на ВН страни генераторских трансформатора. У овом примеру је анализиран једноциклични АПУ у коме је током безнапонске паузе дошло до елиминације квара, односно квар је пролазан и генератор поново добија симетричан систем напона на својим прикључцима, што ствара услове за нормализацију рада без угрожавања стабилности. На сл. 4.18а види се да током трајања квара долази до великог пораста напона здравих фаза, док се током безнапонске паузе јавља повишење напона на фазном прикључку фазе погођене кваром услед прекида трансфера енергије. Ово повећање напона у фази погођеној кваром је веће од 1,2 р.ј. и износи око 1,3 р.ј. Пласман енергије омогућава одржавање електромагнетског момента генератора тако да се брзина генератора врло мало мења током транзијентног процеса. У току анализираниог квара максимално одступање брзине је било 1,8% у тренутку поновног укључења фазе погођене кваром на мрежу. Ток снаге преко здравих фаза је повећан, јер се тиме надокнађује изостанак преноса преко фазе која је искључена због квара. Регулатор побуде и турбински регулатор реагују на поремећај напона и фреквенције узрокован кваром и долази до повећања побудног напона и смањења снаге турбине.



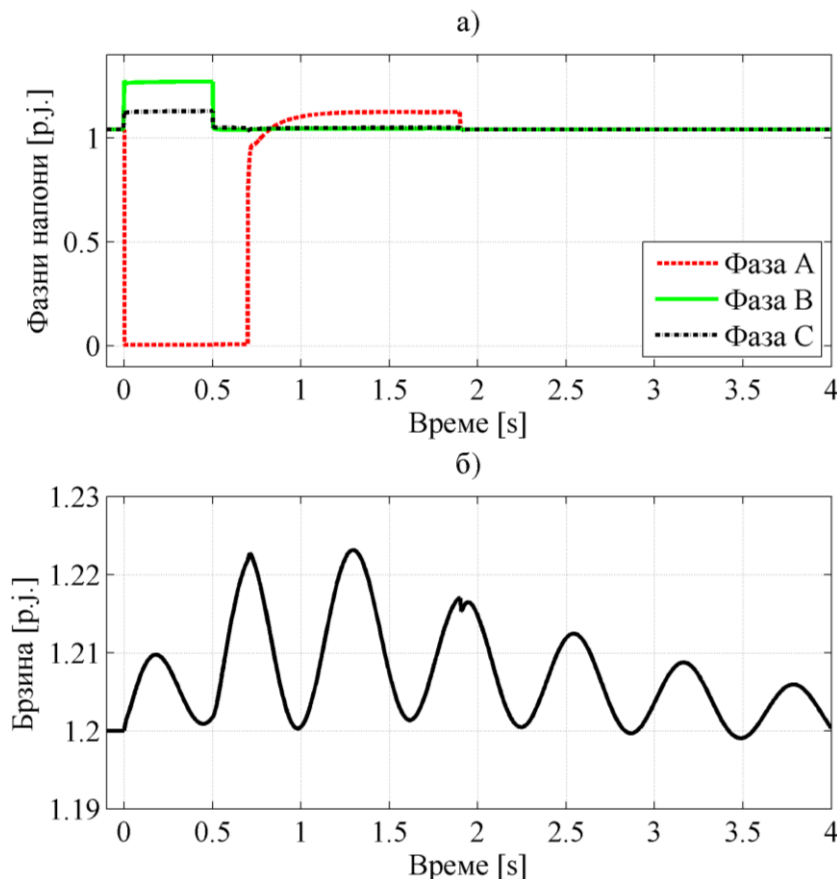
Сл. 4.18: Промена величина синхроног генератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора

Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветроагрегата са синхроним машином је приказана на сл. 4.19. Са слике се види веома мало одступање од вредности које су претходиле поремећају, па не постоји опасност за губитак стабилности. Претварач обезбеђује фину регулацију јер потпуно распреже генератор од мреже и нема јаких динамичких електричних и механичких удара на агрегат.

У случају једнофазног кратког споја, на другом изводу на деоници 04-05 анализирана је стабилност ветроагрегата са двострано напајаном асинхронном машином и фотонапонског система. На сл. 4.20 је приказана промена фазних напона и брзине двострано напајане асинхроне машине. Напон фазе погођене кваром повишен је на вредност 1,12 р.ј. у односу на напоне осталих фаза, па не долази до повреде ограничења од 1,2 р.ј. Максимална промена брзине обртања генератора је око 2% што не представља проблем за овај тип машине.



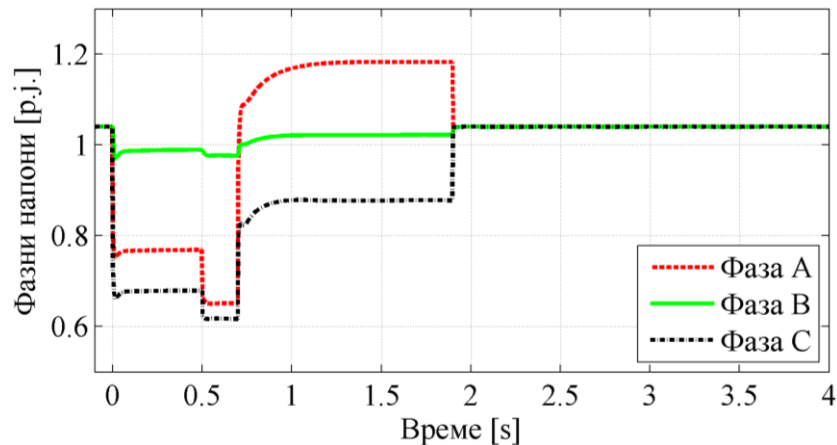
Сл. 4.19: Промена фазних напона на ВН страни блок трансформатора ветроагрегата са синхронном машином и пуним претварачем



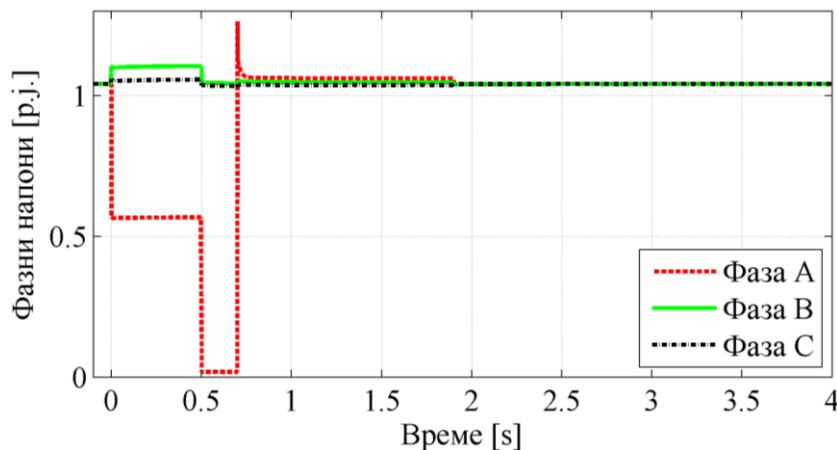
Сл. 4.20: Промена величина ветрогенератора са двострано напајаном асинхронном машином: а) фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора, б) брзине обртања генератора

Са друге стране, долази до несиметрије и пренапона на генераторским прикључцима, што се може видети на сл. 4.21. Са слике се уочава пренапон на фази А која је и погођена кваром у износу од 18% изнад назначене вредности напона. Овај напон јесте изван трајно дозвољених радних режима, али не нарушава претходно дефинисана ограничења.

Сл. 4.22 приказује промену фазних напона на прикључцима фотонапонског система ФС1. Може се видети да су напони унутар ограничења током транзијентног процеса.



Сл. 4.21: Промена фазних напона на генераторским прикључцима двострано напајане асинхроне машине



Сл. 4.22: Промена фазних напона на прикључцима фотонапонског система ФС1

Како су напони на ВН страни блок трансформатора у МХЕ изнад дефинисаних ограничења, потребно их је редуковати на посебан начин. Одзив побудног система на кратке спојеве је такав да током изложености квару инјектира додатну реактивну снагу, чиме се доприноси стабилности синхроних генератора и помаже каснији опоравак целокупног система од последица транзијентног процеса. Да би се избегла појава транзијентних пренапона на слободном фазном прикључку и очували напони испод вредности од 1,2 р.ј. имплементирана је модификација управљачке променљиве у побудни систем. У нормалном радном стању на улаз у побудни систем доводи се директна компонента напона са прикључака генератора. Развијено је ново решење у коме је промењен улаз у побудни систем, односно управљачка променљива се може дефинисати следећом релацијом:

$$u_{new} = 0,8 \cdot u_A + 0,1 \cdot u \quad (4.1)$$

где је:

u_{new} – нова вредност управљачке променљиве на улазу у побудни систем у р.ј.

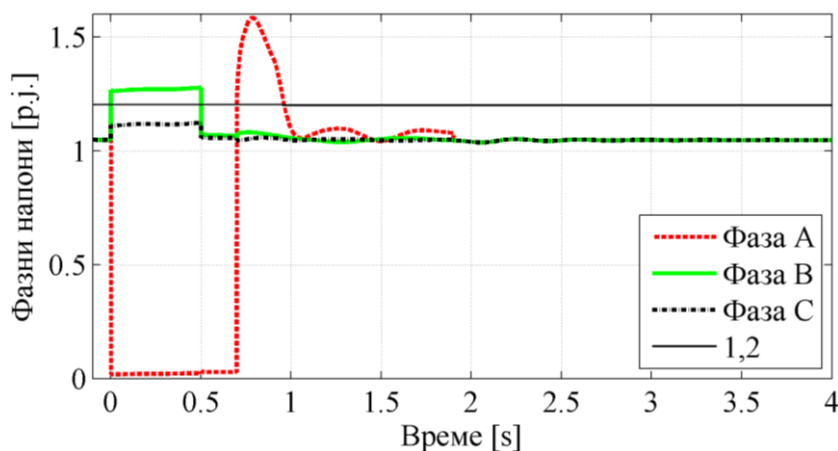
u_A – вредност фазног напона фазе А са генераторских прикључака у р.ј.

u – директна компонента напона са прикључака генератора.

У циљу избора оптималне вредности нове управљачке променљиве, изабрана је комбинација фазе која се искључује и директне компоненте напона. Фаза која се искључује има највиши пренапон и због тога је она од изузетне важности у циљу снижења напона на прикључцима генератора, односно детекције пренапона. Директна компонента напона уважава напоне све три фазе и на тај начин се елиминише опасност од превеликог пропада

напона који може да узрокује губитак стабилности. Удели појединих компоненти управљачке променљиве у једначини (4.1) су одређени итеративним путем, јер се на тај начин има увид у осетљивост појединих параметара. Коефицијенти се бирају тако да напон на прикључцима буде унутар дефинисаних ограничења, а притом да се има довољна резерва стабилности. Коефицијенти у једначини су изабрани на тај начин да се обезбеде стабилност и напон унутар ограничења за све једнофазне и двофазне кварове у посматраном делу система. Дакле, једначина (4.1) представља универзалан образац за контролу побудног напона која обезбеђује рад посматраног синхроног генератора унутар дефинисаног опсега, при свим радним стањима потрошње и генератора у релевантном делу дистрибутивне мреже. Коефицијенти у релацији (4.1) су оптимизовани за анализирани случај и у сваком конкретном случају је потребно одредити нове вредности ових коефицијената кроз рачунарске симулације.

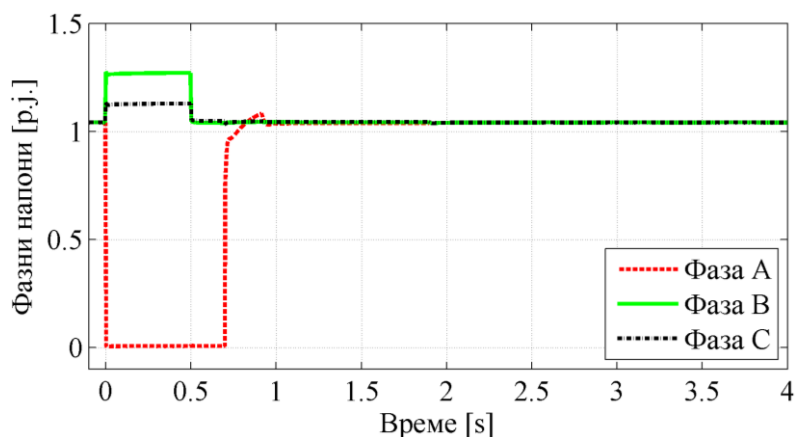
Фаза А је изабрана у овом случају, јер се њеним искључењем реализује безнапонска пауза. Оваква регулација побуде се врши у периоду када је једна фаза одвојена од мреже (од 0,9 s до 1,9 s у анализираном случају). Регулација је активна ако напон на критичној фази у току 200 ms (од 0,7 до 0,9 s) не падне испод вредности 1,2 р.ј. Ово временско затезање је остављено у циљу избегавања промене управљачке променљиве уколико се напон врати унутар дефинисаних ограничења. Имплементација ове модификације не захтева инсталацију додатног компликованог хардвера, те се може лако реализовати. Овакав приступ има за последицу редуковање форсирања побуде током безнапонске паузе и оправдава се тиме што се користи само у периоду када машина није изложена квару, односно изостанак реактивне подршке неће довести до нестабилности. При модификацији параметри су изабрани тако да транзијентна стабилност генератора није угрожена, а да се добије задовољавајући одзив генератора са свим величинама унутар дефинисаних ограничења, односно што ближе номиналним вредностима. Избор одговарајућих параметара потребно је детаљно анализирати у сваком конкретном случају. На сл. 4.23 је приказана промена напона на ВН прикључцима блок трансформатора са уваженом модификацијом управљачке променљиве. Може се видети да се напон на фази која је искључена враћа унутар ограничења, односно испод 1,2 р.ј. Избор фазе која се користи при формирању управљачке променљиве се може вршити разменом информација између микроцесорског уређаја за заштиту који у сваком тренутку има информацију о укључености контаката прекидача у појединим фазама и регулатора побуде. На основу те информације, преко бинарних излаза релеја, једноставним секундарним колима дефинише се фаза која треба да фигурише у формирању управљачке променљиве у конкретном случају.



Сл. 4.23: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора хидрогенератора

На сличан начин се може извршити модификација управљачког система ветрогенератора. У петљу за регулацију струје ротора ветрогенератора по d и q оси уместо

директне компоненте напона са терминала генератора, доведен је напон фазе А скалиран са коефицијентом 1,05 у току безнапонске паузе, односно у периоду од 0,9 s до 1,9 s. За имплементацију оваквог начина регулације потребно је довести статус прекидача са ВН стране блок трансформатора, који ће бити окидач за промену улазне променљиве у регулациони систем. На сл. 4.24 је приказана промена напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора и може се закључити да се применом предложене модификације врши потпуно симетрирање напона на ВН прикључцима блок трансформатора, али и снижавање напона на генераторским прикључцима. Ово се може користити у ситуацијама када је дошло до повреде ограничења, али и у циљу редукције напрезања и пренапона током поремећених радних режима.



Сл. 4.24: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора са двострано напајаном асинхронном машином

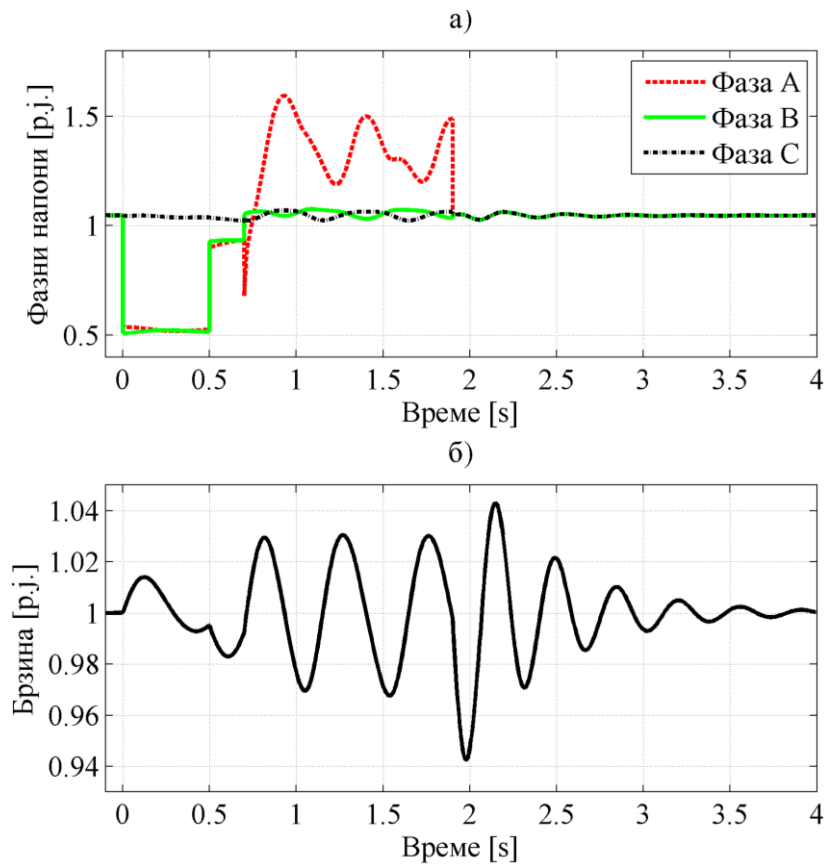
4.6.5.2. Двофазни кратак спој

У овом случају је анализирана примена технике једнофазног АПУ-а у случају двофазног квара која је описана претходно. Претпостављено је да квар настаје између фаза А и В, док се након детекције квара између ове две фазе искључује фаза А. Претпостављен је настанак кварова на истим водовима на оба извода као и у претходној ситуацији. И у овом случају је посматран пролазан квар са временима настанка квара, радом АПУ-а истим као у случају једнофазног кратког споја.

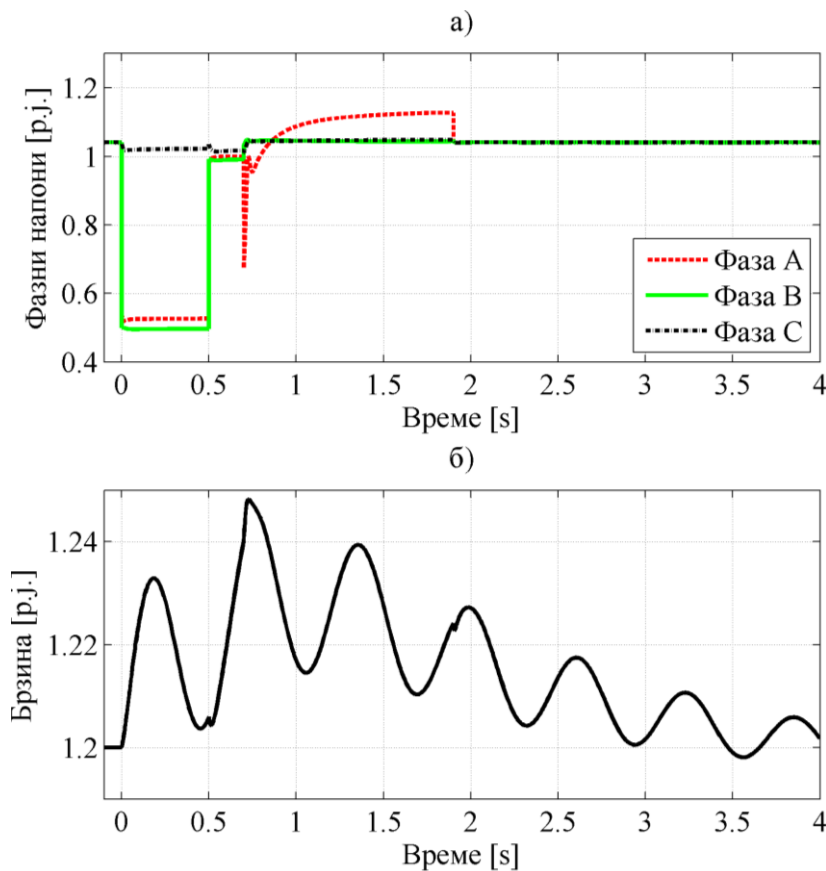
На сл. 4.25 су приказани резултати симулација за транзијентни процес синхроног генератора током двофазног кратког споја. У овом случају се имају значајно више вредности пренапона са осцилацијама током безнапонске паузе у односу на претходни, који су последица интензивнијег форсирања побуде. Дијаграм промене брзине обртања генератора показује да машина задржава стабилност са осцилацијама од око 5,5%, чиме је нарушено претходно дефинисано ограничење по питању брзине обртања генератора у прелазном режиму.

Сл. 4.26 приказује промену фазних напона и брзине двострано напајане асинхроне машине у ветроелектрани за случај двофазног кратког споја. Брзина се мења у прихватљивим границама и не представља ограничавајући фактор, док напон не прелази вредност од 1,2 р.ј. у фази која се искључује.

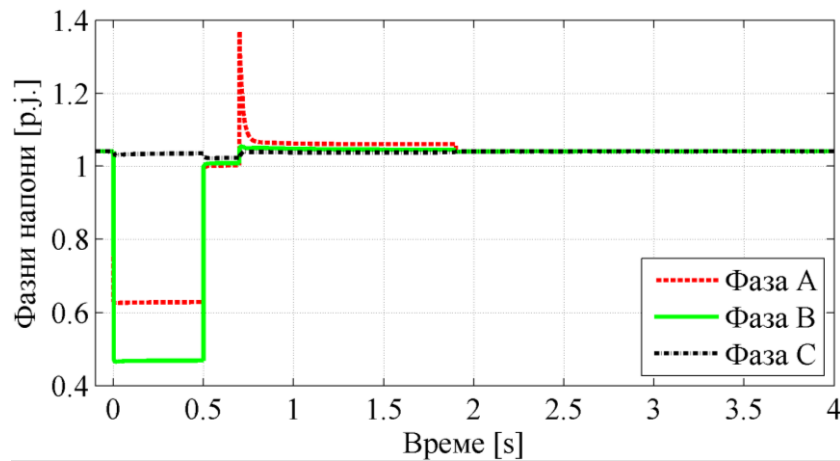
Сл. 4.27 приказује промену фазних напона на прикључцима фотонапонског система ФС1. Може се видети да се у веома кратком временском интервалу има пренапон у фази која се искључује, који нарушава ограничења. То је време потребно да систем управљања фотонапонског система реагује и допринесе враћању напона у прихватљив опсег.



Сл. 4.25: Промена величина синхроног генератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора

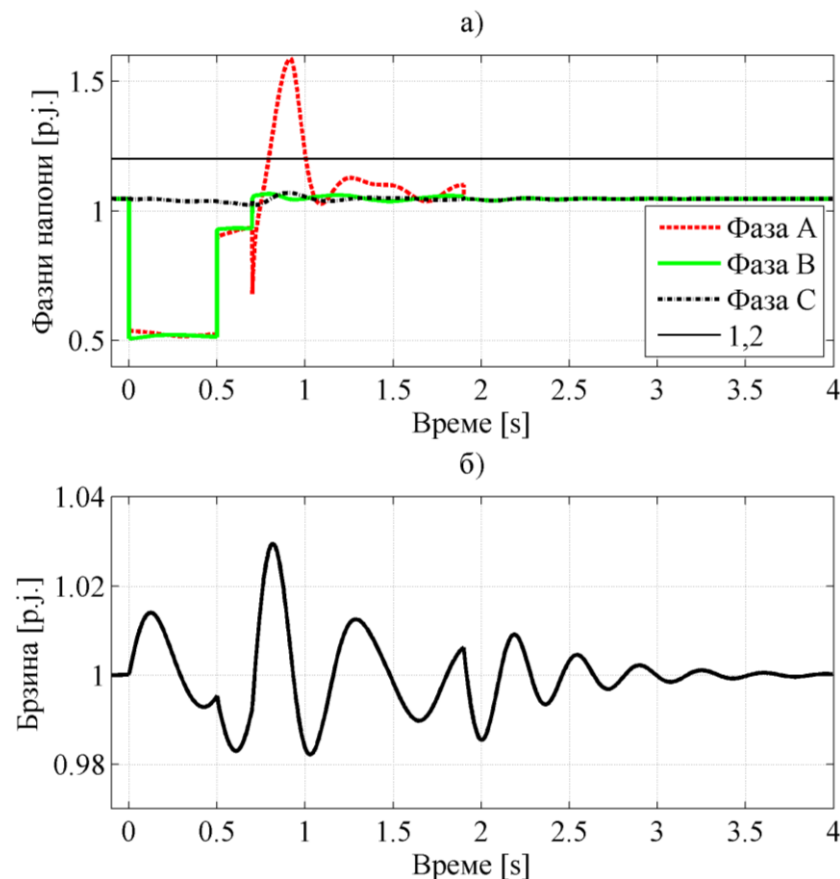


Сл. 4.26: Промена величина ветрогенератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора



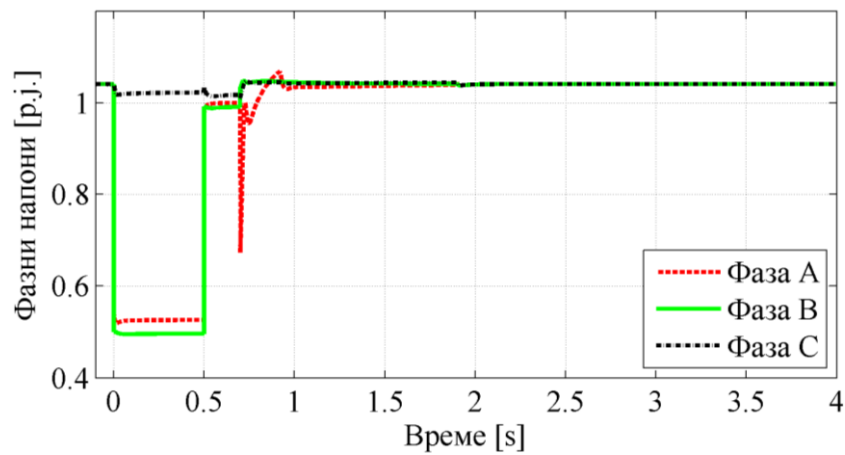
Сл. 4.27: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора

Као и у случају једнофазног кратког споја, анализиран је транзијентни процес уз модификацију управљачке променљиве на улазу у побудни систем синхроног генератора. Промена напона на ВН прикључцима блок трансформатора и брзина генератора са уваженом модификацијом управљачке променљиве приказани су на сл. 4.28, са које се види да пре истека безнапонске паузе напон пада испод вредности 1,2 р.ј. док се брзина током целокупног прелазног процеса налази унутар опсега $\pm 5\%$.



Сл. 4.28: Промена величина синхроног генератора: а) фазних напона на ВН прикључку блок трансформатора, б) брзине обртања генератора

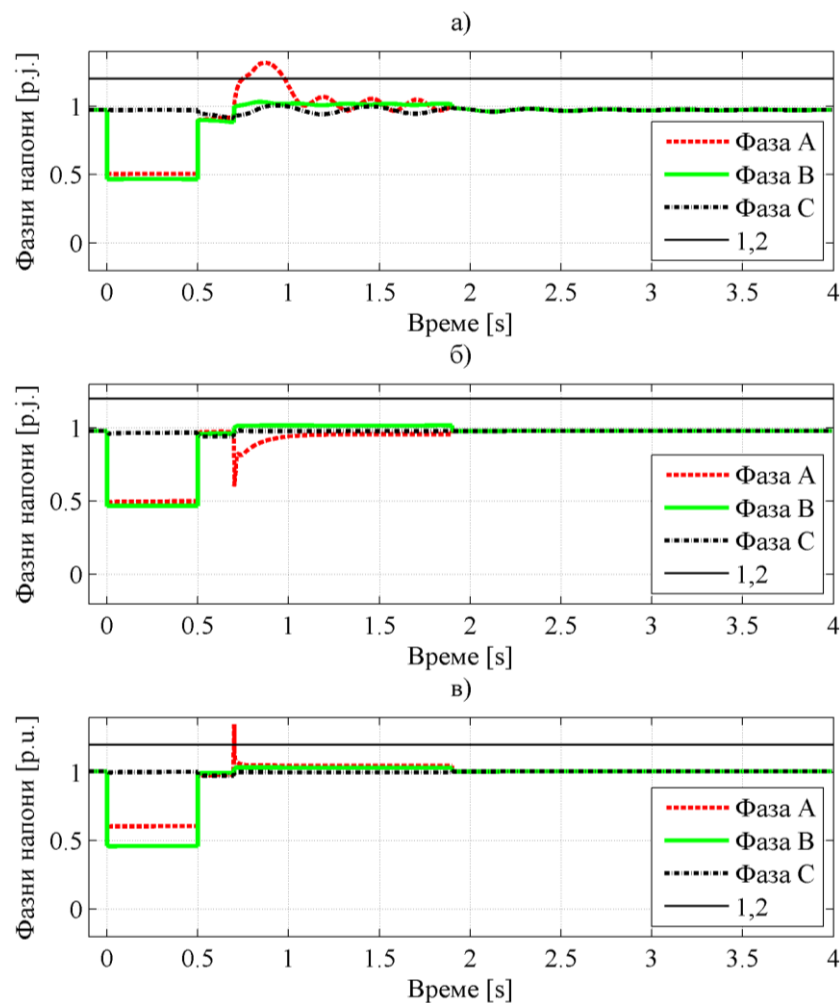
На сл. 4.29 је приказана промена напона на ВН терминалима блок трансформатора ветрогенератора у случају модификације улазне променљиве у његов управљачки систем за регулацију струје ротора. Види се да предложена модификација обезбеђује напоне унутар дефинисаних ограничења и успоставља потпуну симетрију напона на прикључцима.



Сл. 4.29: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора ветрогенератора са двострано напајаном асинхронном машином

4.6.6. Случај 2 – минимум производње и максимум потрошње

Из претходних анализа се може закључити да је критичнији за стабилност ДГ-а и транзијентне пренапоне двофазни кратак спој и само за њега су дати резултати у овом делу. На исти начин је претпостављена секвенца искључења, само је промењена радна тачка потрошње и ДГ-а, како је претходно дефинисано. Сл. 4.30 приказује промену напона на ВН прикључцима МХЕ, ВЕ и ФС1. Са слике се види да напони не прелазе 1,2 р.ј. Дакле, овај режим не представља опасно радно стање са аспекта пренапона током прелазног режима.



Сл. 4.30: Промена фазних напона на ВН прикључцима: а) МХЕ, б) ВЕ, в) ФС1

4.6.7. Дискусија

Резултати симулација приказују ефикасност примене једнофазног АПУ-а, при чему се задржава стабилност ДГ-а током пролазних кварова. Са друге стране, примена стандардног трополног АПУ-а води ка губитку стабилности, активирању заштите од острвског рада и искључењу генератора са мреже. У раду су приказани одабрани резултати за гранична радна стања која се могу јавити у систему. Вероватноћа истовремене појаве минимума потрошње и максимума производње је веома мала, али је као најкритичнији случај анализирана. Анализиран је случај директно уземљене мреже, јер је тада највећа струја једнофазног кратког споја, па је као такав сматран за најкритичнији са аспекта стабилности ДГ-а. Исти принцип се може применити и у случају мреже уземљене преко нискоомске импедансе.

Два су ефекта која се јављају током транзијентног процеса - осциловање брзине ДГ-а са обртним машинама и појава асиметричних напонских удара на прикључцима ДГ-а. Симулације показују да се стабилност генератора одржава у свим реалним условима експлоатације, односно генератори остају синхронизовани на мрежу у случају пролазних кварова. Напонски удари се јављају на фазном прикључку након његовог одвајања од мреже и последица су наглог растерећења фазе. Ови удари су највећи у случају синхроних генератора који су директно прикључени на мрежу.

4.7. Закључна разматрања

У овом одељку рада предложен је једноставан концепт једнофазног система АПУ-а у радијалним мрежама са прикљученим дистрибуираним изворима. За разлику од традиционалног концепта трофазног АПУ-а, предложена техника омогућава стабилан рад генератора током пролазних кварова у ДМ-и. За практичну примену предложеног концепта неопходно је у малим електранама и прикључним изводима инсталирати риклозере или прекидаче са независним половима који омогућавају једнофазну манипулацију контактима у свакој фази. Основни принцип предложене заштите је да се изолује само фаза погођена кваром и на тај начин омогући да мала електрана пласира енергију преко преостале две фазе. У раду су дати алгоритми примене једнофазног АПУ-а за елиминацију различитих кварова преко лука и то једнофазног и двофазног квара. Спроведене су симулационе анализе на реалном моделу дистрибутивног система и показана је ефикасност предложених алгоритама.

Извршена је детаљна анализа услова које је потребно испунити за успешно гашење електричног лука. Прорачунате су вредности струја индиректног напајања електричног лука које могу угрозити практичну употребљивост предложене технике. У циљу унапређења предложене технике у дисертацији је развијен концепт координисаног АПУ-а и краткоспојног прекидача са топологијом „Нептун” споја којим се обезбеђује поуздано гашење лука при једнофазном и двофазном кратком споју.

Спроведене симулације показују да је у свим анализираним случајевима предложени концепт заштите од пролазних кварова ефикасан у погледу елиминације квара и значајан у погледу задржавања стабилности генератора. Током транзијентних процеса јављају се пролазни пренапони у фазама погођеним кваром, па је потребно правилно димензионисати одводнике пренапона и правилно извршити подешавање и временско затезање пренапонске заштите у малој електрани. Како је приказано пренапони се могу елиминисати модификацијом управљања побудом синхроног генератора и корекцијом управљања у ветрогенератору током безнапонске паузе. Овакве модификације представљају решење у потенцијално критичним радним стањима које ће обезбедити рад унутар дефинисаних ограничења уз одржање стабилности.

С обзиром на то да је преко 85% кварова у надземним мрежама пролазног карактера, може се очекивати да би предложени алгоритам био врло ефикасан у погледу смањења броја испада генератора. Предложени алгоритам је једноставан за имплементацију и може се примењивати у постојећим дистрибутивним системима са ДГ-има, који имају проблеме

честих појава земљоспојева и последичних испада генератора. Алгоритми не захтевају остваривање комуникације између релеја са стране електране и напојне трансформаторске станице, јер се базирају на независном детектовању квара. Предложени алгоритми се могу користити за све дистрибуиране изворе. Код малих електрана које су прикључене преко претварача потребно је анализирати могућност једнофазног искључења фазе погођене кваром кроз управљање претварачем. Тиме би се предложени систем поједноставио и не би захтевао примену једнофазних риклозера, па би постао прихватљив и за врло мале дистрибуиране изворе, као што су фотонапонски системи на крововима зграда и на ниском напону.

Кључни задатак имплементације једнофазног АПУ-а је одржавање стабилности ДГ-а током прелазних процеса узрокованих пролазним кваровима. У раду су дате промене карактеристичних величина појединих генератора из којих се може видети да су сви генератори стабилни у широком скупу поремећаја. Предложен је и генерални приступ за проверу практичне применљивости предложених алгоритама за реалну ДМ-у, независно од њене топологије и типа дистрибуираних извора. Поред тога, дати су предлози за смањење механичког и напонског напрезања током транзијентног периода и одржавање основних параметара ДГ-а, односно напона и фреквенције на вредностима блиским номиналним.

5. УНАПРЕЂЕЊЕ СТАБИЛНОСТИ МИКРОМРЕЖА ТОКОМ НЕСИМЕТРИЧНИХ ПОРЕМЕЋАЈА КОРИШЋЕЊЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАНОГ СИСТЕМА ЗА СКЛАДИШТЕЊЕ ЕНЕРГИЈЕ

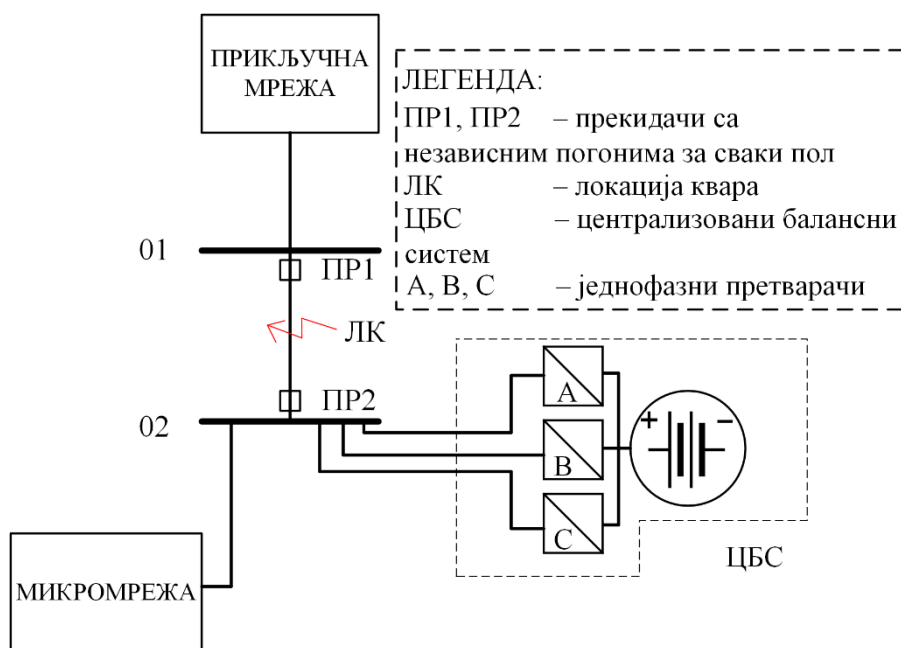
5.1. Увод

Развој ЕЕС-а је усмерен на декарбонизацију производње, што је довело до перманентног пораста инсталисаних капацитета ОИЕ који се прикључују на ЕЕС на свим напонским нивоима [117]. Традиционални централизовани концепт се мења прикључењем великог броја мањих генераторских јединица на нижим напонским нивоима, на којима је раније постојала само потрошња. Прикључењем ДГ-а формирају се микромреже које у све већој мери постају енергетски независне [118]. Због интермитентности производње и недовољних капацитета за локално складиштење електричне енергије микромреже су најчешће повезане на ЕЕС преко средњенапонских фидера. Кварови на прикључном воду или у ДМ-и доводе до поремећаја у раду ДГ-а у микромрежи и проблема њихове стабилности и одржавања напона и фреквенције у прописаним границама.

Једнофазни АПУ се доминантно користи у преносној мрежи, али са интеграцијом ДГ-а и развојем микромрежа постоји тенденција његове примене у дистрибутивном систему. У конвенционалном дистрибутивном систему се примењује техника трофазног АПУ-а која у случају једнофазних и двофазних кварова искључује све три фазе. Како су ДГ-и прикључени на средњенапонску мрежу постало је актуелно питање њихове стабилности, па самим тим и неприхватљиво безусловно искључење комплетних водова које углавном доводи до искључења генератора са мреже. Са увођењем једнофазног АПУ-а потребно је обезбедити и симетричан рад елемената током безнапонске паузе [32]. У већини случајева острвски рад ДГ-а није дозвољен, па је из тог разлога развијен велики број техника које детектују острвски рад, искључују генератор и на тај начин га штите од поремећених радних стања [18]-[29]. Са друге стране развијају се алгоритми за обезбеђивање стабилног острвског рада генератора без искључења са мреже [30],[119].

У овом поглављу су анализирани услови угаоне и напонске стабилности микромреже у случају када на прикључном воду настане пролазан квар који се елиминише применом технике двоцикличног једнофазног АПУ-а. У претходном поглављу је анализирана примена једнофазног АПУ-а у дистрибутивној мрежи са ДГ-има. Овај концепт је генерално прихватљив у случају активних дистрибутивних микромрежа са релативно малим бројем ДГ-а прикључених на једном изводу. У случају микромрежа са великим бројем дисперзованих дистрибуираних извора мале снаге, предложени концепт постаје технички комплексан, а економичност његове примене неприхватљива. У том циљу, у овом поглављу је развијен концепт централизованог система за унапређење угаоне и напонске стабилности микромрежа повезаних на дистрибутивну мрежу преко напојног фидера. Анализирана стања су најкритичнија са аспекта утицаја поремећених стања у прикључној мрежи на микромрежу. Искључењем једне фазе микромрежа се налази у несиметричном раду који доводи до стварања инверзне компоненте напона, која негативно утиче на рад како генератора, тако и потрошача у микромрежи. Поред тога, постоји опасност од нестабилности појединих извора и њиховог искључења са мреже, али и пренапона или ниских напона који могу довести до реаговања генераторских заштита. Интернационални стандарди у случају губитка једне фазе препоручују потпуно одвајање генератора од мреже [20]. Поред осталих заштита, ДГ-и имају поднапонску заштиту. Тренутна поднапонска заштита реагује када напон у тачки прикључења падне на вредност од 0,4-0,8 р.ј. у зависности од конкретног случаја [18]. Како напон безнапонске паузе пада испод ових вредности, неминовно би дошло до искључења ДГ-а. Са друге стране, вредности струја током трајања квара су такве да ће свакако доћи до побуђивања прекострујних заштита генератора. Типична подешења прекострујних заштита ДГ-а су у опсегу од 1,4 до 1,6 р.ј. [18].

Приступу решавању проблема стабилности, који су предложени у литератури, односе се на појединачне одзиве генераторских јединица при поремећају. С обзиром на све већи број малих извора (фотонапонски системи, микротурбине и мале хидроелектране), овакав концепт често није практичан и захтева комуникацију између генераторских јединица, што често није могуће остварити. У овом поглављу је предложен концепт централизованог балансног система (ЦБС) који се састоји од батерије која је прикључена на мрежу преко три монофазна инвертора. ЦБС је лоциран на месту прикључења микромреже на јавну ДМ-у, односно на крају средњенапонског напојног фидера. Он детектује асиметричне пропаде или прекиде у напону и обезбеђује потребну активну и реактивну снагу по фазама коју треба инјектирати/апсорбовати и на тај начин одржати баланс и симетрију снага у микромрежи током поремећаја у прикључној мрежи. Независна фазна регулација активне и реактивне снаге је такође нови приступ и један од доприноса технике изложене у овом поглављу. Једнофазна контрола активних снага је до сада једино анализирана у једнофазним микромрежама [120]. На овај начин се микромрежа штити од асиметричних напонских пропада и задржава стабилност рада свих генераторских јединица у њој, али и обезбеђује боље услове за потрошаче. С обзиром на то да су пролазни кварови краткотрајни, реда неколико секунди, капацитет батерије за пружање овог сервиса је релативно мали, па је предложена техника економски оправдана. Такође, техника може бити интегрисана у постојеће системе за складиштење електричне енергије који су често присутни у микромрежама за балансирање снаге интермитентних извора и пружање услуга регулације фреквенције [54], [55], [56], [121]. На сл. 5.1 је приказана принципијелна шема анализираних система.



Сл. 5.1: Принциписка шема анализираних система

Тренутно се користе ССЕ који су базирани на различитим принципима и користе различите облике примарне енергије која се користи. Електрична енергија може се складиштити као гравитациона, адијабатска, механичка, хемијска, топлотна, магнетска или у другим облицима. На основу природе ССЕ, они се могу поделити на две категорије: приступно оријентисан или оријентисани према капацитету. У прву групу се убрајају уређаји са веома брзим временима одзива и користе се при транзијентним процесима у кратким временским интервалима. Ту се убрајају суперкондензатори, *flywheel energy storage systems* (FESS) и суперпроводници. Уређаји оријентисани према капацитету немају тако брзе одзиве и најчешће се користе за балансирање у системима у дужем трајању. Батерије, системи са компресовањем ваздуха, резервизбилна хидро постројења и уређаји који складиште водоник спадају у ову категорију [122]. Системи као што су суперкондензатори, FESS и *battery energy*

storage system (BESS) се најчешће користе у микромрежама. Генерално говорећи, за реализацију предложене технике у овом поглављу било који од ових система се може користити. Предложена техника захтева релативно мали износ енергије и велику брзину одзива ССЕ. У складу са овим захтевима, најпогоднији за употребу су суперкондензатори и FESS. Са друге стране, како се поремећаји повремено, ССЕ ће дуго бити у стању мировања и због тога је веома битно водити рачуна о самопражњењу током мировања, односно тежити да оно буде што мање. У овом поглављу предложено је коришћење централизованог BESS (у даљем тексту ЦБС), који у складу са тренутним развојем технологије може обезбедити задовољавајућу брзину одзива [121], [123], [124], [125] и има мало самопражњење [106]. Поред тога мултифункционални ЦБС се може користити за обезбеђивање осталих сервиса као што је балансирање између микромреже и прикључне ДМ-е. FESS има неколико веома пожељних карактеристика, као што је изостанак загађења животне средине, може се пунити и празнити велики број пута, дуг животни век и ниске захтеве у погледу одржавања [126],[127]. Ипак ови уређаји имају високе инвестиционе трошкове и ниску густину енергије, кратко трајање одзива и не може се користити у дужим временским интервалима [106], [127]. У поређењу са ЦБС-ом, суперкондензатори имају велику густину снаге, али малу густину енергије. Као и FESS они се не могу користити у дужим временским интервалима и брзо се празне у случају мировања, чак и 20-40% на дан [106].

Примарна намена предложене технике је да обезбеди баланс снага током несиметричних поремећаја, али се такође може применити и у случају трофазних, симетричних поремећаја. Поремећаји се детектују мерењем ефективних вредности и фазног става напона. На основу ових управљачких променљивих, техника дефинише вредности активне и реактивне снаге у фазама коју треба инјектирати/апсорбовати ЦБС. На овај начин негативне последице анализираних несиметричних кратких спојева у ДМ-и, који узрокују дебаланс снага у микромрежи се могу у потпуности компензовати. Са друге стране, трофазни кварови доводе до комплетног одвајања микромреже од ДМ-е. Дебаланс снага се и у овом случају може компензовати предложеном техником, али за разлику од анализираних несиметричних поремећаја, микромрежа улази у острвски рад. Због тога је неопходно, поред регулације напона, реализовати регулацију фреквенције и извршити поновну синхронизацију са мрежом након њеног опоравка од квара [128].

5.2. Концепт и стратегија управљања централним баланским системом

Анализира се микромрежа која је повезана на ДМ-у. Циљ је да се обезбеди стабилност извора у микромрежи при пролазним једнофазним и двофазним кваровима у прикључној мрежи. На прикључном воду (01-02) је претпостављен настанак кратког споја. Релејна заштита вода препознаје квар и врши искључење фазе погођене кваром на оба краја. У оваквим условима сви ДГ-и и потрошња у микромрежи постају асиметрично повезани на ДМ-у преко две фазе, што по правилу доводи до искључења дистрибуираних генератора прикључених на микромрежу услед нестабилности или реаговања генераторских заштита од асиметричног рада. У овом поглављу предложена је инсталација ЦБС-а у прикључној тачки микромреже, као што је приказано на сл. 5.1. Након искључења фазе погођене кваром, контролни систем ЦБС-а активира монофазни претварач у фази погођеној кваром и врши одговарајуће инјектирање или апсорбовање активне и реактивне снаге тако да се обезбеди симетрирање токова снага у микромрежи за време асиметричних напона са стране ДМ-е. Као управљачке променљиве за регулацију активне снаге ЦБС-а, користи се фазни став напона, а за регулацију реактивне снаге његова ефективна вредност.

У анализама је претпостављено коришћење двоцикличног АПУ-а са безнапонским паузама од 1 s у првом циклусу и 10 s у другом циклусу, што обезбеђује сигурно гашење електричног лука на месту квара [7]. Како је преко 70% кварова на надземним водовима пролазно, док се додатних 15% може елиминисати применом дуже безнапонске паузе, примена двоцикличног АПУ-а је у неким ситуацијама у потпуности оправдана.

На сл. 5.2 је приказана блок шема управљања претварачем у једној фази ЦБС-а. Сва мерења напона и фазног става напона (блок ТРОФАЗНО МЕРЕЊЕ НАПОНА) представљају фазне величине. БАТЕРИЈА представља модел акумулаторске батерије где се рачунају струја и напон батерије и ниво напуњености [130]. КОНТРОЛА ПУЊЕЊА врши контролу пуњења и пражњења батерије водећи рачуна о ограничењима у погледу струјног оптерећења и стања напуњености батерије [130]. ПРЕТВАРАЧ врши инјектирање струје која је дата следећом релацијом:

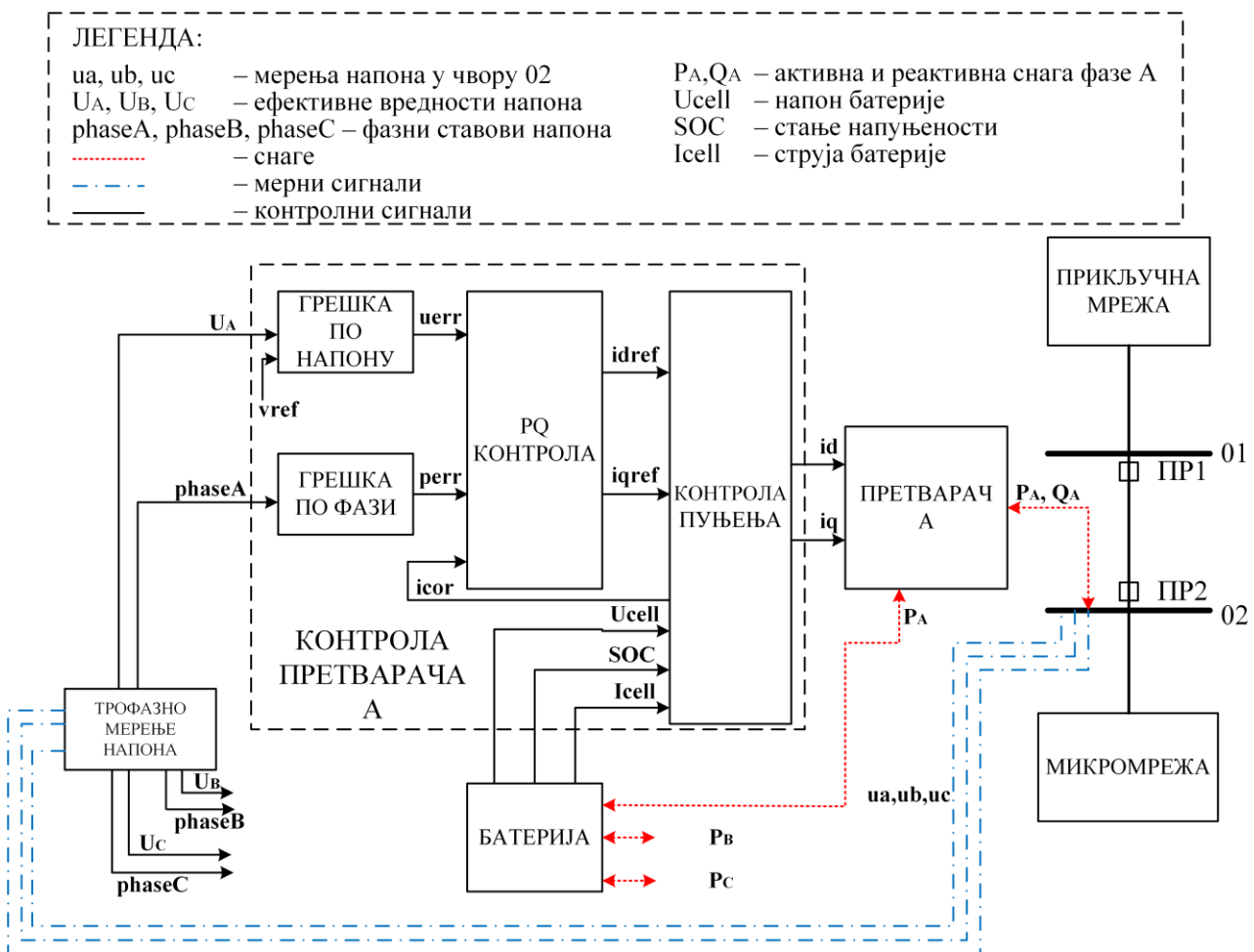
$$i = (id \cdot \cos\theta - iq \cdot \sin\theta) + j \cdot (id \cdot \sin\theta + iq \cdot \cos\theta) \quad (5.1)$$

где је:

id, iq – струје претварача по d и q оси добијене са блок дијаграма са сл. 5.2,

θ – референтни угао dq система.

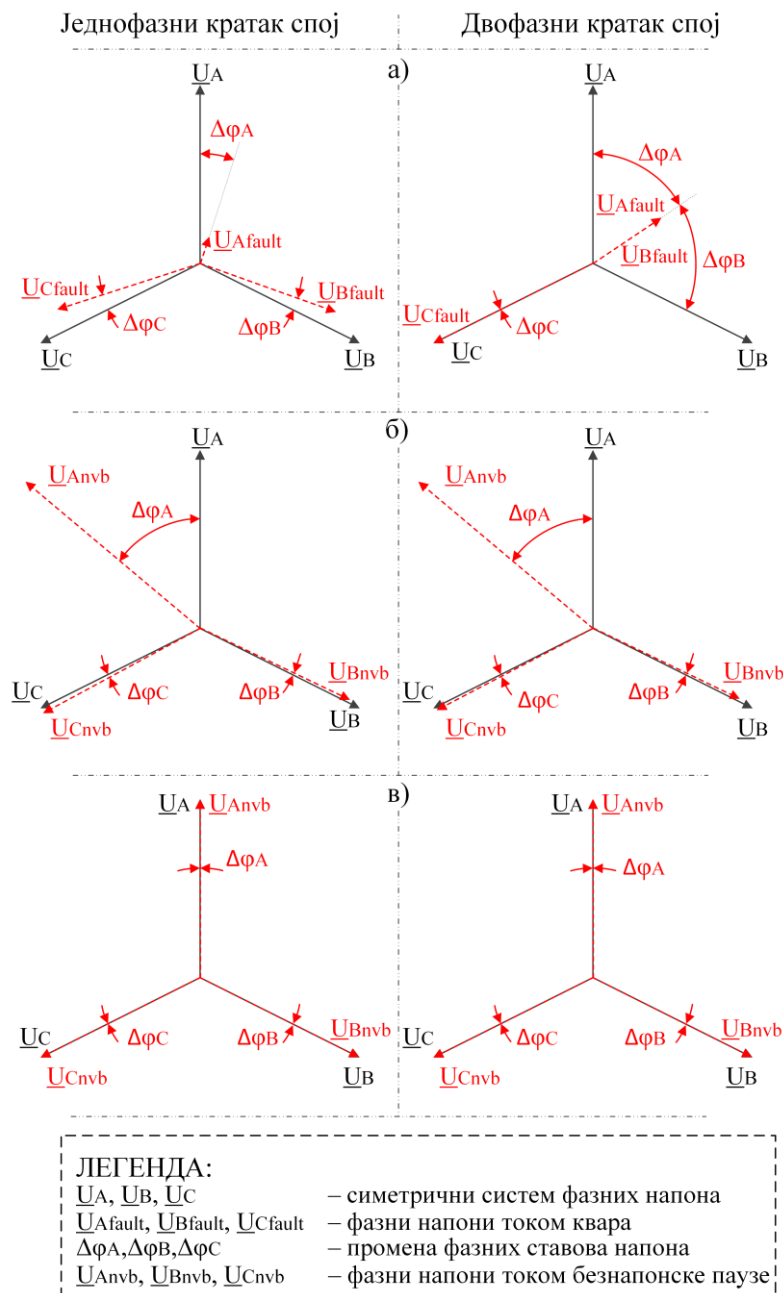
Струје претварача по d и q оси се добијају на основу вредности инјектиране активне и реактивне снаге батерије да се одрже ефективна вредност и фазни став напона на вредностима које су се имале пре поремећаја.



Сл. 5.2: Блок дијаграм управљања претварачем у једној фази

За контролу инјектирања активне снаге се као управљачка променљива користи промена аргумента фазора напона која је последица квара у ДМ-и. На сл. 5.3 илустрована је промена аргумента фазора напона при квару на прикључном фидеру. Црним пуним линијама су приказани фазори напона током симетричних режима (пре квара). Претпостављено је да фазори напона имају исте амплитуде и међусобно су померени за 120° . Испрекиданим линијама су на сл. 5.3а приказани фазори напона током једнофазног кратког споја. Како је једнофазни квар претпостављен на фази А, постоји смањење напона у фази погођеној кваром које зависи од удаљености квара. На здравим фазама јавља се одступање по амплитуди и

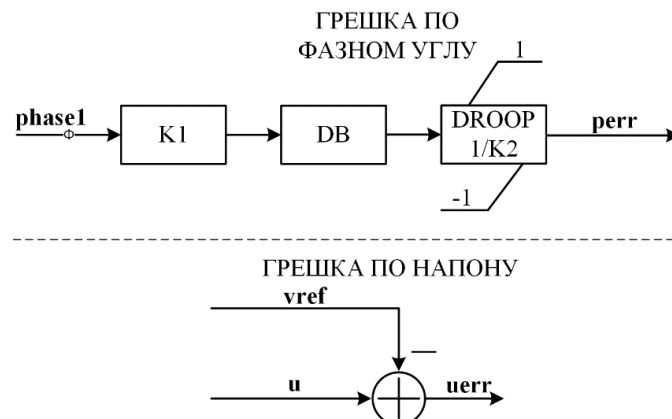
фази које је значајно мање од напона у фази са кваром. У случају двофазног кратког споја, фазе А и В су у кратком споју, па њихови фазни напони имају исте амплитуде и фазе. Промена фазних ставова напона у овим фазама значајно одступа од симетричног режима, док амплитуде зависе од удаљености квара. На сл. 5.3б је приказана промена положаја фазора напона на прикључцима микромреже током безнапонске паузе у случају када не постоји регулација помоћу ЦБС-а. Положаји фазора напона су исти у случају оба квара, јер је искључена иста фаза и долази до пренапона на овом фазном прикључку микромреже, као и до значајног одступања фазног става у односу на симетричан режим. Укључивањем у регулацију ЦБС-а, према техници предложеној у овом поглављу, са асиметричним инјектирањем активне и реактивне снаге, може се постићи потпуно симетрирање у случају оба квара. Фазори напона се по фази и амплитуди скоро потпуно враћају на симетричан трофазни систем који се имао пре квара током нормалног радног стања.



Сл. 5.3: Положај фазора напона на прикључцима микромреже са назначеним управљачким променљивим: а) током квара, б) током безнапонске паузе на воду у фази са кваром без коришћења ЦБС-а и в) током безнапонске паузе на воду у фази са кваром са коришћењем ЦБС-а

Као улазна променљива у контролну јединицу претварача у свакој од фаза, доводи се фазни став одговарајућег напона. На основу промене ове величине ($\Delta\phi_A$, $\Delta\phi_B$ и $\Delta\phi_C$) врши се прорачун струје по d оси, која доминантно одређује инјектирање активне снаге у одговарајућој фази. Треба напоменути да променљиве $\Delta\phi_{A,B,C}$ треба посматрати као алгебарске величине. Њихове вредности су позитивне уколико је непосредно пре квара микромрежа апсорбовала активну снагу из дистрибутивне мреже. У том случају, током елиминације пролазног квара, ЦБС инјектира активну снагу у фазу погођену кваром и на тај начин према микромрежи емулира постојање симетричног напона са стране мреже, тако да микромрежа „не види” проблем на прикључном воду. У случају да је пре настанка квара микромрежа генерисала активну снагу, променљива $\Delta\phi$ ће током квара бити негативна, па ће ЦБС апсорбовати активну снагу из фазе погођене кваром и на тај начин поново задржати симетрију напона и струја микромреже. У циљу регулације реактивне снаге у појединим фазама користе се као управљачке променљиве ефективне вредности, односно амплитуде фазора напона приказаних на сл. 5.3.

На сл. 5.4 су структурно приказани блокови грешке по фази и напону. На улаз првог блока се доводи фаза одговарајућег напона, док се на улаз другог блока доводе референтна и мерена ефективна вредност напона. У нормалном радном стању систем је синхронизован и уравнотежен, тако да уколико нема промене фазног става и ефективне вредности напона неће доћи до реаговања регулатора. Параметром $K1$ врши се скалирање фазне разлике како би се обезбедила мирнија регулација. Мртва зона (DB) омогућава неосетљивост регулатора приликом веома малих промена фазе и спречава појаву осцилација око стационарног стања. Статизмом се подешава осетљивост регулације у случају промене фазе напона и додатно ограничава излазна вредност $perr$ на опсег $[-1,1]$.



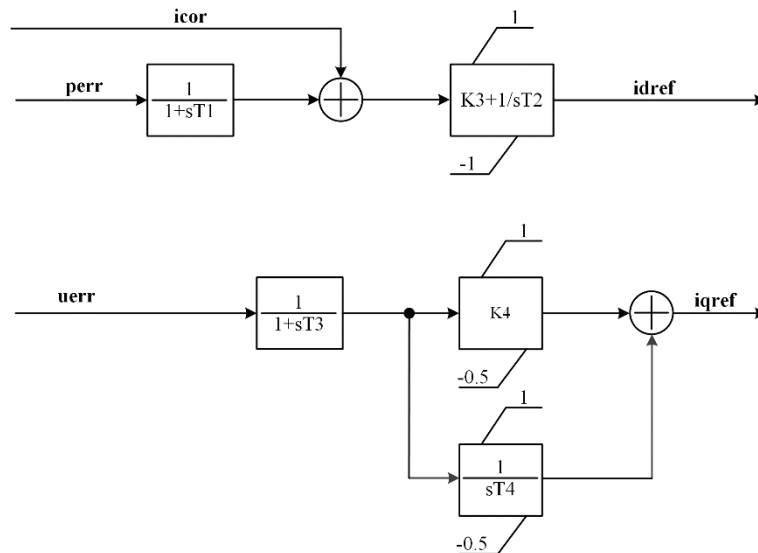
Сл. 5.4: Грешка по фазном углу и напону

Сл. 5.5 приказује садржај блока PQ КОНТРОЛА. Управљачка променљива којом се регулише струја по d оси је сигнал $perr$, добијен на основу промене фазног става одговарајућег напона. Управљачка променљива се доводи на PI регулатор са горњим и доњим ограничењем, који даје на излазу референтну вредност струје по d оси.

Разлика између мерене и референтне ефективне вредности напона се доводи посебно на пропорционално појачање и на интегрални члан са доњим и горњим ограничењима. Збир пропорционалног и интегралног дела даје референтну вредност струје по q -оси.

Сигнал $icor$ представља корекцију струје по d оси, уколико је дошло до повреде ограничења по максималној струји или уколико стање напуњености батерије ограничава постизање жељене вредности струје по d оси на основу управљачких променљивих.

У таб. 5.1 дате су вредности параметара регулатора са објашњењима. Показало се да дати параметри задовољавају све захтеве и да обезбеђују стабилно радно стање у свим анализираним случајевима поремећаја.



Сл. 5.5: Приказ блока за прорачун потребних вредности струја по d и q оси

Таб. 5.1: Параметри ЦБС-а

Параметар или сигнал	Вредност	Опис
$K1$	-0,1	Појачање [р.ј.]
DB	0,1	Мртва зона за фазни став [°]
$K2$	0,7	Статизам за фазни став [р.ј.]
$T1$	0,1	Временска константа система за регулацију по d оси [р.ј.]
$K3$	2	Пропорционално појачање по d оси – PI регулатор [р.ј.]
$T2$	0,5	Временска константа интегратора по d оси – PI регулатор [р.ј.]
$T3$	0,01	Временска константа система за регулацију по q-оси [р.ј.]
$K4$	1	Пропорционално појачање по q оси – PI регулатор [р.ј.]
$T4$	0,05	Временска константа интегратора по q оси – PI регулатор [р.ј.]

У стандардним управљачким шемама ефективна вредност напона је мерена у циљу регулације напона у одређеним тачкама у систему. Предложена техника претпоставља мерење фазног става и ефективне вредности напона у циљу балансирања активним и реактивним снагама. За разлику од стандардних алгоритама, овде је претпостављено мерење фазног става напона. На основу тога омогућава се једноставна детекција дебаланса снага по фазама. Мерење напона се стално врши и у систему са повратном спрегом дефинише потребан износ инјектирања или апсорпције реактивне снаге. У складу са предложеним концептом, ЦБС врши контролу баланса снага, па стога постоје непроменљиви токови снага у микромрежи. Ово на индиректан начин омогућава одржавање фазне и амплитудске симетрије. На овај начин су такође обезбеђене непроменљиве напонске прилике у микромрежи. Треба напоменути да је претварачки систем реализован тако да није потребна синхронизација са мрежом, већ је он сваком тренутку спреман да прихвати реакцију на квар у складу са задатим референтним вредностима управљачких променљивих.

Предложени концепт (сл. 5.1) са три једнофазна претварача је дат принципски, са циљем да истакне могућност за независну контролу снага сваке од фаза. Најчешће шеме прикључења ССЕ укључују трофазне претвараче различитих топологија [129]. Генерално, предложено решење базирано на интерфејсу са три једнофазна претварача има мане као што су виша инвестициона улагања, губици и нижа густина снаге. Ипак, ово доминантно зависи од начина на који су претварачи пројектовани. Ако су контруисани као посебни једнофазни претварачи са (*Full-Bridge non-isolated*), трошкови и губици су значајно виши. Друга опција

је дизајн са три претвача која имају заједничку неутралну тачку (*Half-Bridge*). Ово решење је познато као 3P4W (*Three-Phase Four-Wire*) претварач. Избор претварача концептуално не утиче на функционисање предложене технике, јер је независно инјектирање у фазама свакако реализовано. Који год од предложених претварача да буде изабран то не утиче на закључке наведене у раду. 3P4W претварач има скоро исте трошкове као и стандардни трофазни претварач. У предложеној апликацији са ЦБС-ом и независним управљањем активним и реактивним снагама у појединим фазама, 3P4W претварач може бити прикључен на СН мрежу преко трансформатора са спрегом YNyn у случају да је мрежа директно уземљена, или преко трансформатора Dyn или Yyn у случају изоловане мреже. Предложено решење базирано на 3P4W има значајне предности: подршку током несиметричних поремећаја и могућност за компензацију несиметрија током нормалног рада система.

5.3. Модел тест система

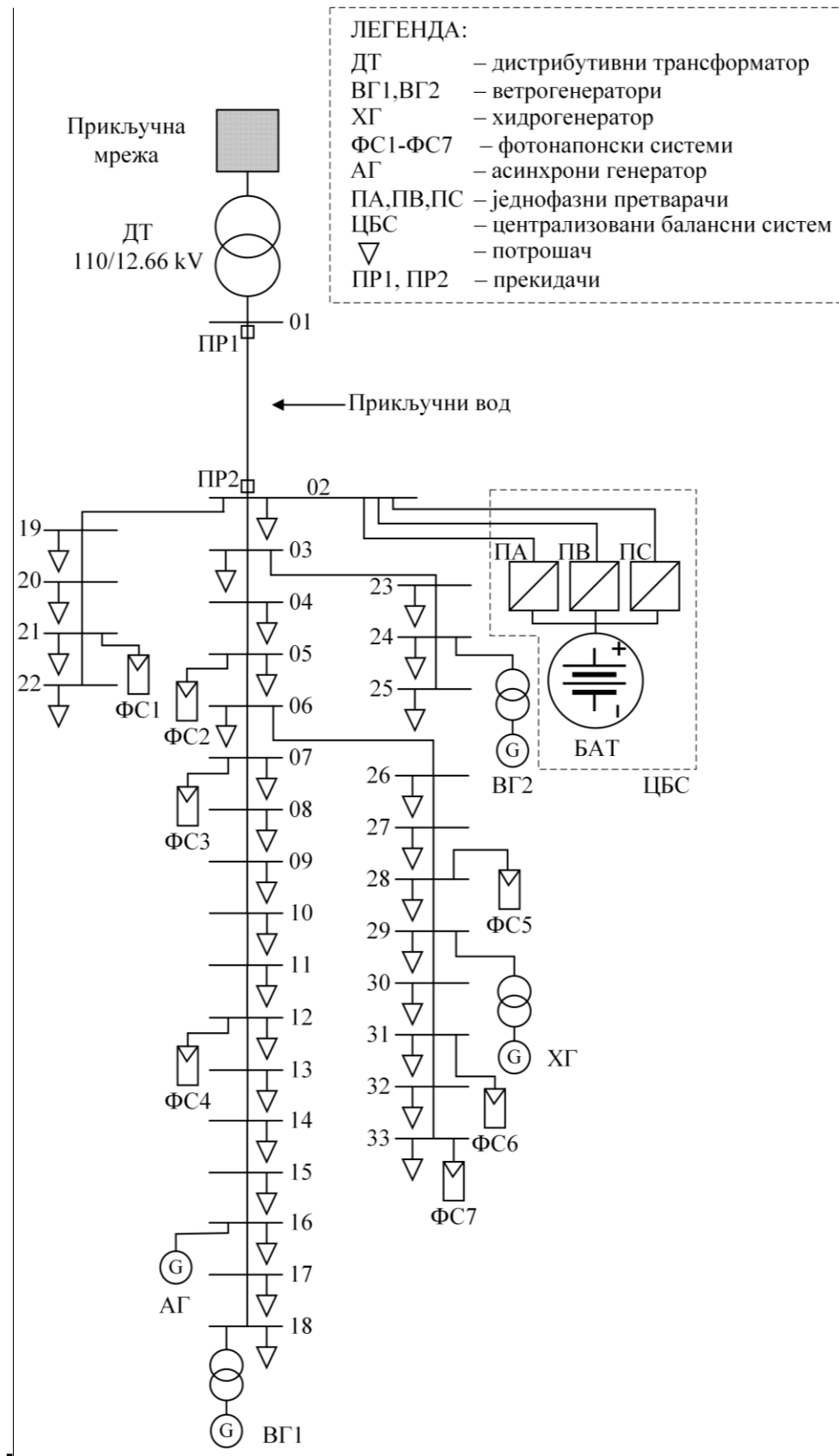
5.3.1. Модел микромреже

Симулационе анализе су вршене на моделу IEEE 33-bus система који је модификован додавањем ДГ-а и ЦБС-а. Једнополна шема анализираних система је приказана на сл. 5.6.

Прикључна мрежа представља еквивалент дистрибутивног система, који је моделован преко снаге трополног кратког споја, која износи 500 MVA и односа R/X који је усвојен да је један. У микромрежи постоји већи број дистрибуираних извора чији су подаци дати у таб. 5.2. ХГ је генератор у МХЕ са синхроним машином са истакнутим половима директно прикљученом на мрежу преко блок трансформатора 3,15/12,66 kV. Претпостављено је да је побудни напон синхроног генератора константан, као и момент на вратилу генератора. Ветрогенератори су са двострано напајаним асинхроним машинама. Такође, прикључено је седам фотонапонских система (ФС). Управљачки системи фотонапонских система и ветрогенератора су преузети из софтвера *DIGSILENT PowerFactory* [130]. Моделована је и једна хидроелектрана са асинхроним генератором директно прикљученим на мрежу. Локација ДГ-а практично не утиче на одзив ЦБС-а, већ искључиво њихова производња, односно снага размене микромреже са ДМ-ом непосредно пре поремећаја. Претпостављено је да су фотонапонски системи дисперзовани, док су ветрогенератори прикључени на крајевима средњенапонских извода, што је уобичајена ситуација у пракси. Критеријум који је уважаван приликом избора локација ДГ-а је да је напон у граничним радним режимима у опсегу нормално дозвољеног рада од 0,9 до 1,1 р.ј. Вршна снага потрошње анализираних микромреже је 3,7 MW и 2,3 Mvar. Сваки потрошач је моделован коришћењем ZIP модела са уделима константне снаге, струје и импедансе 0,4, 0,3 и 0,3, респективно.

Микромрежа је повезана на ЕЕС само преко једног вода 01-02. Батерија за складиштење електричне енергије се преко три монофазна инвертора прикључује у чвор 02, односно на крају прикључног вода према микромрежи. Чвор 02 је изабран за прикључење ЦБС-а јер је то тачка прикључења микромреже са прикључном мрежом. Дакле, на основу локалних мерних сигнала, врши се управљање снагом размене између микромреже и ДМ-е. На овај начин се само са ЦБС-ом може добити одговарајући одзив приликом практично свих поремећаја у ДМ-и, јер се врши баланс на нивоу целокупне микромреже. Са друге стране, ова тачка је највише погођена поремећајем и ефикасност технике се најбоље може уочити посматрањем одзива у најугроженијој тачки, односно чвору 02. Предложено решење се може модификовати тако да ССЕ буду дисперзовани, што је погодно у случају великих микромрежа. Њихове локације би се дефинисале на основу топологије и добила би се микромрежа функционално подељена на више мањих јединица. Свака од њих би имала сопствени ССЕ са имплементираним алгоритмима. Претварачима се у свакој фази врши независно управљање у складу са претходно описаним алгоритмима. Сваки од монофазних претварача има снагу од 1,5 MVA како би се могао надоместити дефицит активне и реактивне снаге при свим могућим режимима који су претходили квару. Ток снаге по воду 01-02 у случају када су сви ДГ-и искључени, а снага потрошње максимална, износи

4,36 MVA, односно по фази 1,45 MVA. Ток снаге по воду 01-02 у случају када сви ДГ-и генеришу назначену активну снагу, а снага потрошње је минимална, износи 3,1 MVA, односно 1,033 MVA по фази. У овом случају ток снаге је од микромреже. На основу тога је изабрана снага инјектирања батерије по фази 1,5 MVA.



Сл. 5.6: Једнополна шема анализираниог система

Таб. 5.2: Подаци ДГ-а

Генератор	Назначена активна снага (MW)	Фактор снаге
ХГ	1	0,85
ВГ1, ВГ2	1	0,9
ФС1-ФС7	0,2	0,9
АГ	0,2	/

5.3.1. *Анализирана радна стања*

Следећи радни режими су анализирани у раду:

- Случај 1 – максимум производње и минимум потрошње: Производња ДГ-а је на 100% од назначених вредности, док је потрошња на минималних 30% од вршне.
- Случај 2 – минимум производње и максимум потрошње: Дистрибуирани извори раде на 20% од својих инсталираних капацитета, док је потрошња на 100%, односно на својој вршној вредности.

У оба случаја је претпостављено да је мрежа директно уземљена, што представља критичнији случај у погледу струја кратких спојева и стабилности ДГ-а током транзијентног периода при једнофазним кваровима. У свим анализама је претпостављено да ДГ-и раде са јединичним фактором снаге.

Вршено је поређење прелазних режима када је ЦБС укључен у регулацију и када је искључен.

5.3.2. *Анализирани поремећаји*

Након настанка једнофазног кратког споја на прикључном фидеру потребно је искључити фазу погођену кваром на оба краја фидера да би се изоловало место квара и обезбедили услови за гашење електричног лука. Код двофазног квара је слична ситуација, пошто је квар настао између две фазе, те је опет довољно изоловати једну од фаза са кваром да би се онемогућило протицање струје квара и тиме створили услови за гашење међуфазног лука. Дакле, техником једнофазног АПУ-а се могу створити услови да се угаси електрични лук и пролазни кварови могу бити елиминисани. Показало се у анализама да је за симетрирање напона и активних снага са стране микромреже довољно укључити у регулацију батерију само у фази која се искључује. На тај начин се обезбеђује скоро потпуна неутрализација инверзне компоненте напона и струје у микромрежи у целом скупу могућих радних стања, која су претходила квару. У овом поглављу су приказани детаљни резултати за случај једнофазног кратког споја за радни режим случај 1, док су за случај 2 и двофазни кратак спој приказане само одабране величине које дају верификацију ефикасности развијене технике.

Уколико квар настане на некој деоници радијалног извода изоловање се фаза погођена кваром. То искључење ће довести до промене потрошње, а могуће и производње у микромрежи ако иза места квара постоје неки генератори. Укључивањем ЦБС-а у регулацију, на претходно описан начин, значајно се побољшавају динамичке перформансе микромреже и обезбеђује додатна сигурност у њиховом раду.

5.3.3. *Временски ток догађаја*

У циљу сагледавања ефикасности предложеног концепта у случају сложених транзијентних изазваних пролазним кваровима, у раду је анализиран двоциклични једнофазни АПУ. Одговарајући претварач у фази погођеној кваром омогућава трансфер енергије између микромреже и прикључне мреже у току обе безнапонске паузе, а блокира трансфер након успостављања нормалног радног режима са стране дистрибутивне мреже.

Временски ток догађаја који је коришћен у анализама је симулиран на следећи начин:

- 0 s – настанак квара на воду 01-02,
- 0,5 s – искључење фазе погођене кваром (почетак првог циклуса АПУ-а) на почетку вода 01-02 са стране дистрибутивне мреже,
- 0,7 s – искључење фазе вода погођене кваром са стране микромреже и почетак инјектирања/апсорбовања преко претварача у фази која се искључује према микромрежи,
- 1,7 s – укључење фазе погођене кваром само са стране прикључне мреже,
- 2,2 s – поновно искључење фазе погођене кваром са стране прикључне мреже (почетак другог циклуса АПУ-а),
- 5 s – елиминација пролазног квара,
- 12,2 s – укључење фазе вода под напон са стране прикључне мреже,
- 12,4 s – укључење фазе вода под напон са стране микромреже,
- 12,4 s – блокирање претварача ЦБС-а и успостављање нормалне везе микромреже и дистрибутивне мреже.

Након настанка квара на воду 01-02 оба прекидача, и са стране ДМ-е и са стране микромреже, препознају квар и преко прекидача са стране прикључне мреже покреће се први циклус АПУ-а, док је са стране микромреже прекидач побуђен од стране усмерене прекострујне заштите и/или поднапонска заштите. Заштите које побуђују ове прекидаче не морају имати међусобну комуникацију, односно није битно који ће од ова два прекидача први отворити контакте. У датим анализама претпостављено је да прво контакте отвара прекидач са стране ДМ-е, а након 0,2 s отвара и прекидач са стране микромреже. Тај период даје довољно времена да ЦБС има информацију о настанку квара и да се може припремити за инјектирање (апсорбовање) активне и реактивне снаге у микромрежу (из микромреже). Први покушај укључења се врши само са стране ДМ-е, чиме се избегавају опасни динамички удари на ДГ-е у микромрежи и стварају повољнији услови за одржање њихове стабилности. Прекидач са стране микромреже ће затворити своје контакте тек када поново добије нормалан напон на фазном прикључку вода који је погођен кваром. То ће бити индикација да је квар отклоњен и да је могућа поновна, пуна (трофазна) конекција микромреже са екстерном ДМ-ом. У спроведеним анализама је претпостављено да први циклус АПУ-а није успешан, па прекидач са стране ДМ-е поново отвара контакте и улази у други циклус АПУ-а. Друга безнапонска пауза је значајно дужа него прва и износи 10 s [7]. Претпостављено је да је други циклус АПУ-а био успешан и да су се након тога створили услови за успостављање нормалног погонског стања микромреже у паралелном раду са прикључном мрежом.

5.4. Резултати анализа

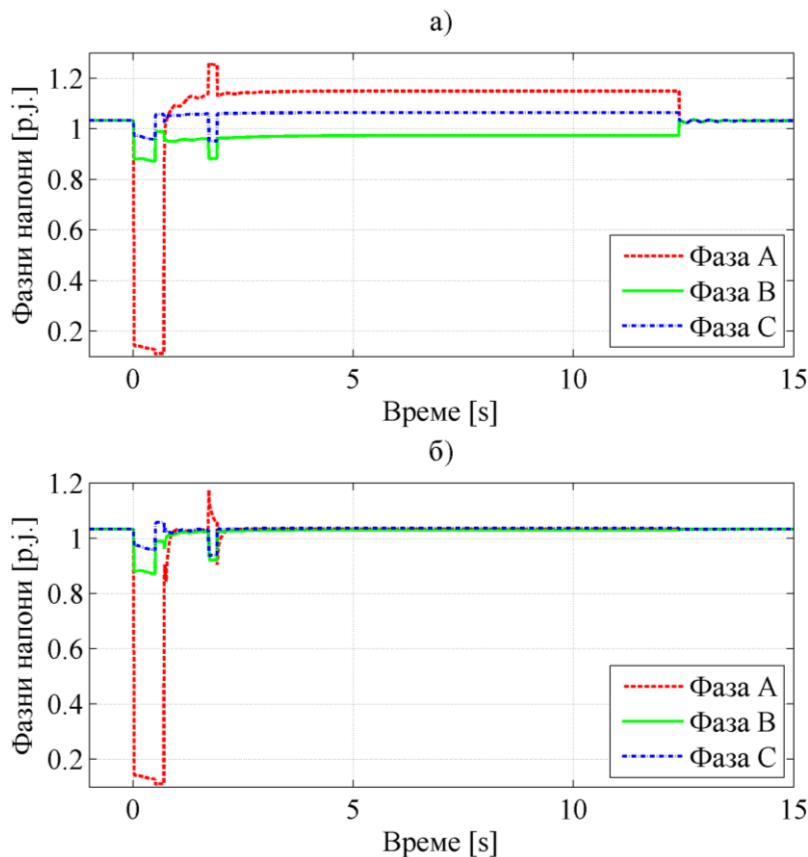
5.4.1. Случај 1 – максимум производње и минимум потрошње

5.4.1.1. Једнофазни кратак спој

У овом делу су дати резултати анализа када је производња ДГ-а на 100% од инсталираних вредности, док је потрошња на минималној вредности која је претпостављена да износи 30% вршне потрошње. Сваки од ДГ-а ради са фактором снаге једнаким јединици. Анализиран је једнофазни кратак спој на воду 01-02 који повезује микромрежу са прикључном ДМ-ом. Претпостављен је квар на фази А.

На сл. 5.7 приказана је промена фазних напона синхроног генератора на вишенAPONским прикључцима блок трансформатора МХЕ током двоцикличног АПУ-а, са и без коришћења ЦБС-а. Напон фазе погођене кваром има веома високу вредност од око

1,15 р.ј. у току безнапонских пауза, сл. 5.7а. Промена напона у осталим чвориштима микромреже је слична промени на сл. 5.7. Са слике Сл. 5.7б. се може уочити да се напони врло брзо враћају на вредности које су се имале пре квара, без нестабилности и значајних осцилација када ЦБС регулише ефективну вредност и фазни угао напона.

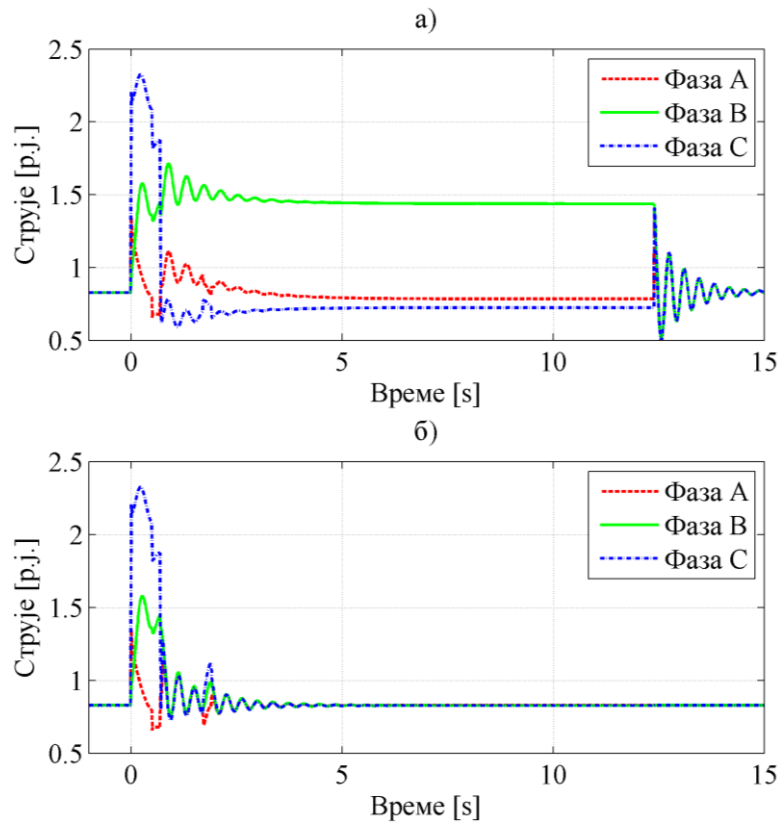


Сл. 5.7: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора МХЕ: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а

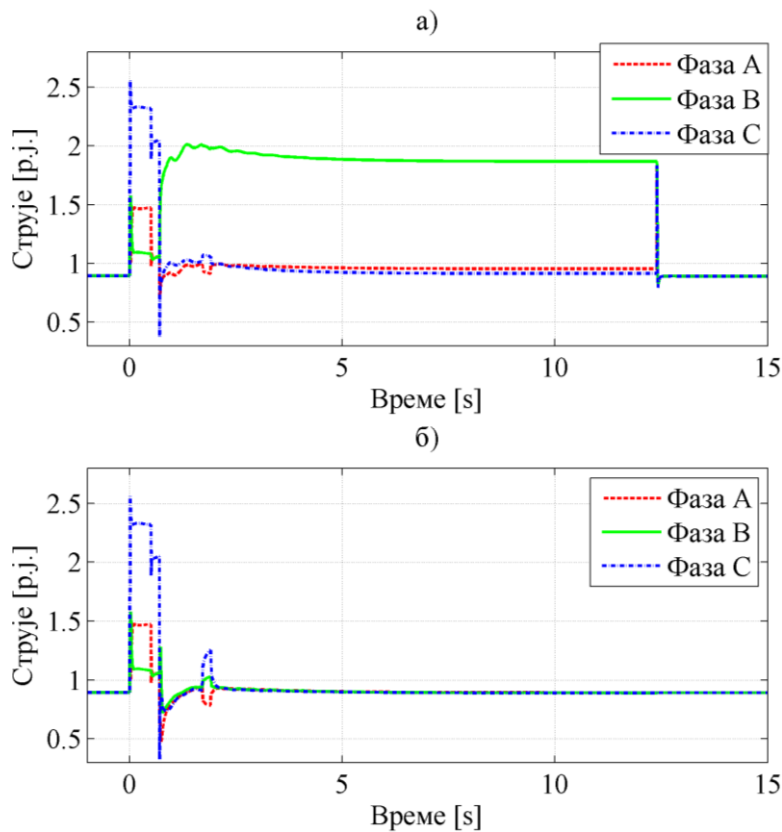
На сл. 5.8 је приказана промена струје ХГ са и без коришћења ЦБС-а. Подешења прекострујних заштита ДГ-а су најчешће у опсегу од 1,4 до 1,6 р.ј. [18]. Струја преоптерећења у фази погођеној кваром има вредност од око 1,5 р.ј. и постоји велика вероватноћа да дође до побуђивања прекострујне заштите генератора. Да не би дошло до неселективног искључења генератора, потребно је прекострујне заштите свих извора у микромрежи подесити тако да буде задовољена селективност, односно да реаговање заштита на повезном воду буде брже од заштита извора у микромрежи. На основу промене напона и струја у случају без батерије, може се уочити велика несиметрија по фазама, док се коришћењем предложене технике постиже скоро потпуно симетрирање по фазама.

На сл. 5.9 је приказана промена струја ветроагрегата ВА1 са и без коришћења ЦБС-а. Исте напомене и закључци важе као што су претходно за сл. 5.8. У овом случају струје имају вредност око 2 р.ј, које ће побудити прекострујну заштиту. Струје и напони, се у случају коришћења ЦБС-а веома брзо, кроз релативно миран прелазни процес враћају на вредности које су се имале пре квара, чиме се обезбеђује симетричан рад у микромрежи и значајно смањују напрезања ветрогенератора које се има у условима асиметричног квара.

На сл. 5.10 је приказана промена фазних струја асинхроног генератора у МХЕ са и без коришћења ЦБС-а. Како су струје када ЦБС не учествује у регулацији око 2 р.ј, јавља се јако опасно радно стање које изазива преоптерећење и доводи до искључења дистрибуираног извора. Када ЦБС учествује у регулацији, постоји потпуно симетрирање по фазама и безбедно радно стање.

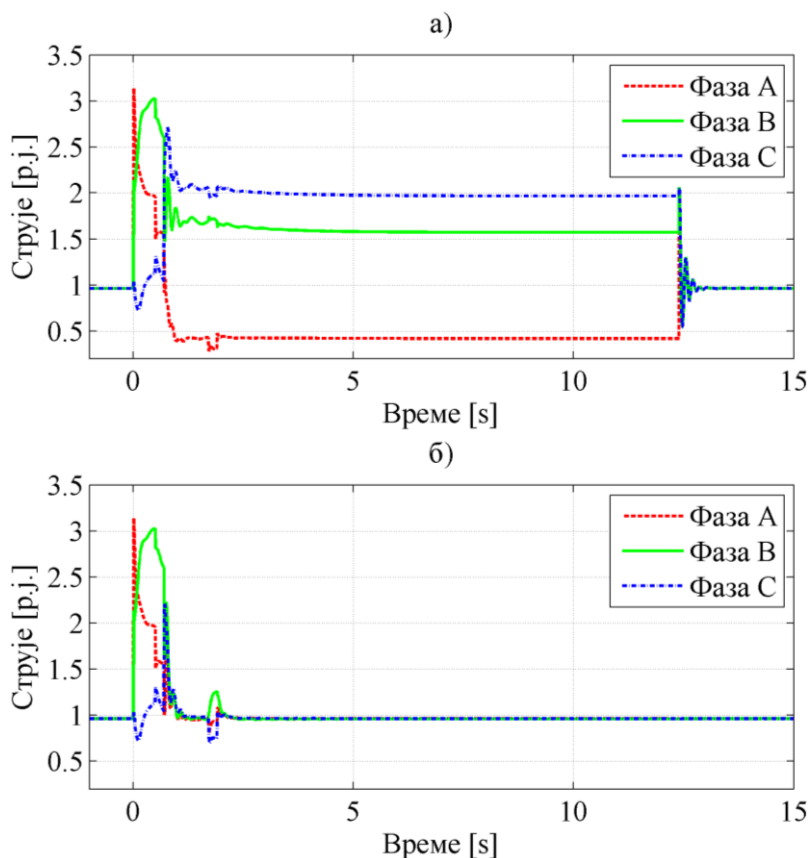


Сл. 5.8: Промена фазних струја генератора у МХЕ: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а

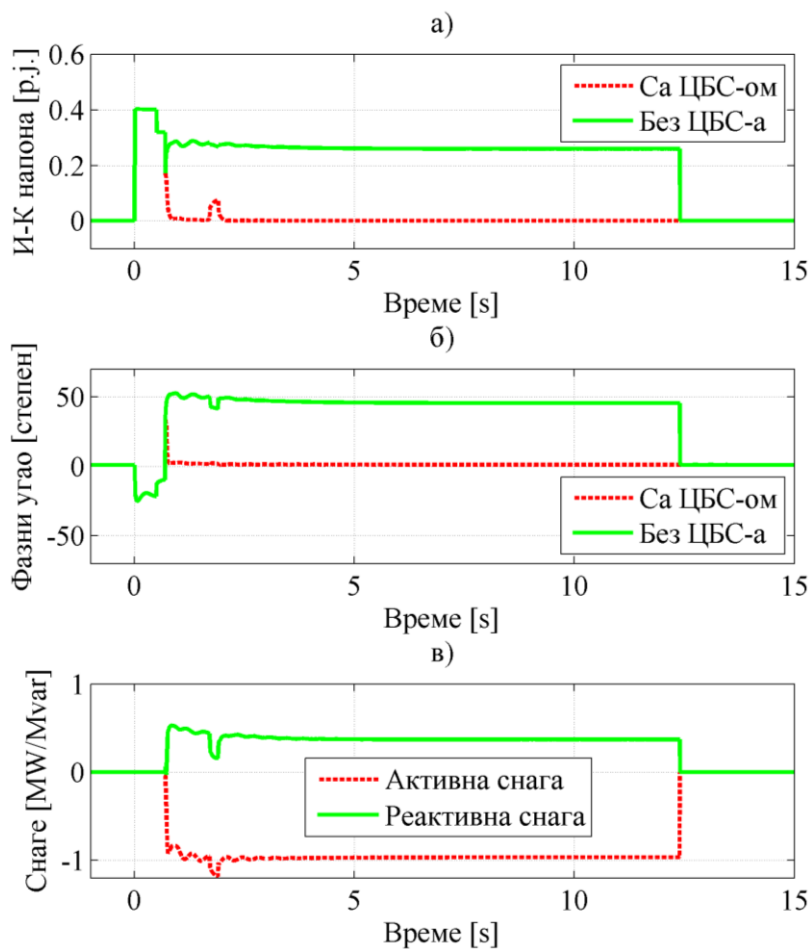


Сл. 5.9: Промена фазних струја генератора у ВА1: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а

На сл. 5.11 је приказана промена инверзне компоненте напона у чвору 02 за случај са и без ЦБС-а (а), фазног става напона, која је уједно и управљачка променљива за одређивање активне снаге претварача у посматраној фази (б) и активне и реактивне снаге претварача у фази погођеној кваром (в).



Сл. 5.10: Промена фазних струја генератора у ВА1: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а

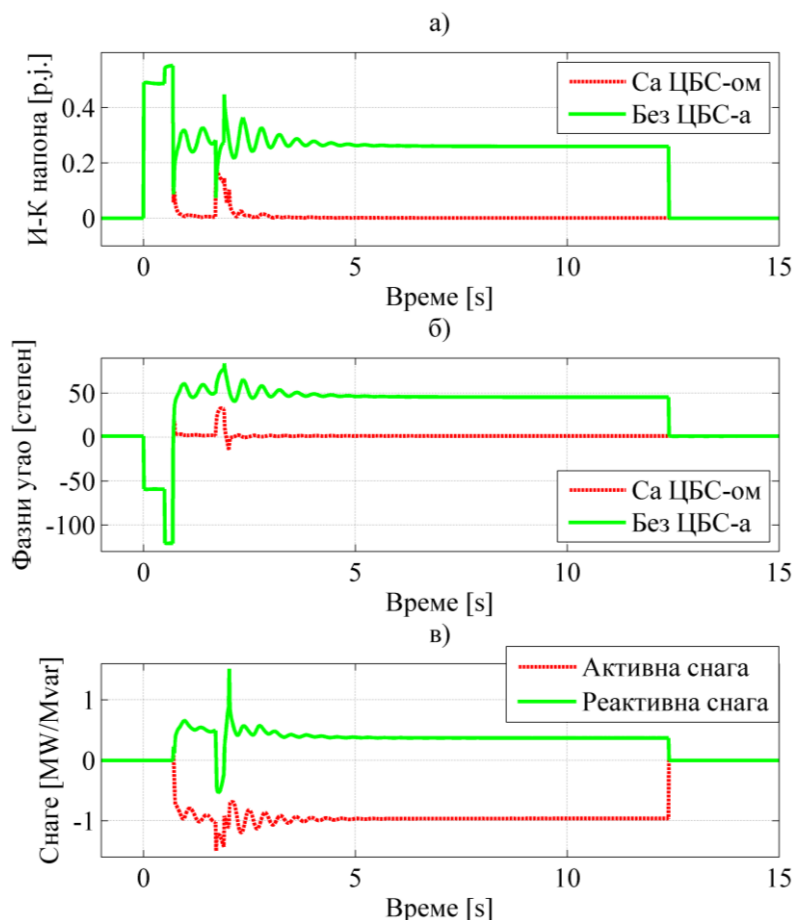


Сл. 5.11: Промена: а) инверзне компоненте напона у чвору 02, б) фазног угла напона и в) активне и реактивне снаге ЦБС-а

Смањење инверзне компоненте напона на сл. 5.11 је очигледно са коришћењем ЦБС-а, чиме се значајно унапређује квалитет услова у мрежи за рад потрошача и произвођача електричне енергије. Претварач веома брзо повећава активну и реактивну снагу до потребне вредности за обезбеђивање стабилног радног стања током обе безнапонске паузе (сл. 5.11б) на фази А прикључног вода. Оцена квалитета предложене технике се може извршити посматрањем сл. 5.11в, где је приказан фазни угао напона фазе погођене кваром. Применом предложене технике он се веома брзо враћа на вредност која се имала пре квара. Са приказаних слика се може уочити да техника даје веома брзо и стабилно симетрирање у целокупном систему, чиме се смањују напрезања елемената и повећава квалитет електричне енергије у систему.

5.4.1.2. Двофазни кратак спој

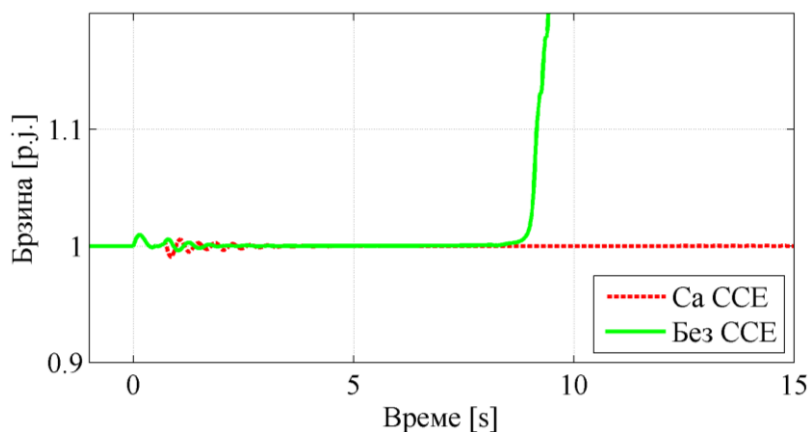
У овом делу је анализиран пролазни двофазни кратак спој на прикључном воду, између фаза А и В, и искључење фазе А у циљу елиминације пролазног квара. Промена напона и струја ДГ-а је слична онима које се јављају у случају једнофазног кратког споја, па се овде неће понављати. У циљу верификације предложене технике у овом случају на сл. 5.12 је дата промена инверзне компоненте напона у чвору 02 за случај са и без коришћења ЦБС-а (а), фазног угла напона (б) и активне и реактивне снаге инјектирања претварача (в). У анализираним случајевима батерија је апсорбовала вишак енергије произведен у микромрежи, а који се због квара није могао предати ДМ-и. Батерија и претварач су омогућили уравнотеженост активних и реактивних снага по фазама. Са сл. 5.12 се види да предложена техника обезбеђује потпуну неутрализацију инверзне компоненте напона и спречава велике осцилације фазног угла напона, тако да је одржана угаона и амплитудска симетрија фазних напона у микромрежи током елиминације пролазног двофазног кратког споја на прикључном воду.



Сл. 5.12: Промена: а) инверзне компоненте напона у чвору 02, б) фазног угла напона и в) активне и реактивне снаге ЦБС-а

5.4.1.3. Једнофазни кратак спој и подпобуђени режим рада синхроног генератора

Поред веома прецизне регулације предложена техника доприноси стабилности ДГ-а, а пре свега синхроних генератора, у случају када раде у подпобуђеним режимима. Подпобуђени режими СГ се релативно често јављају у дистрибутивним мрежама због потреба одржавања напона у условима мале потрошње и значајне производње, када је потребно апсорбовати реактивну снагу у циљу одржавања напона у прописаним границама. На сл. 5.13 је приказана транзијентна промена брзине обртања синхроног генератора који ради у подпобуђеном режиму (са фактором снаге 0,95 кап.) са и без коришћења ЦБС-а. Јасно се уочава да без коришћења овог система синхрони генератор губи синхронизам и неминовно ће бити искључен са мреже. Дакле, предложена техника има и директан допринос одржању стабилности ДГ-а.

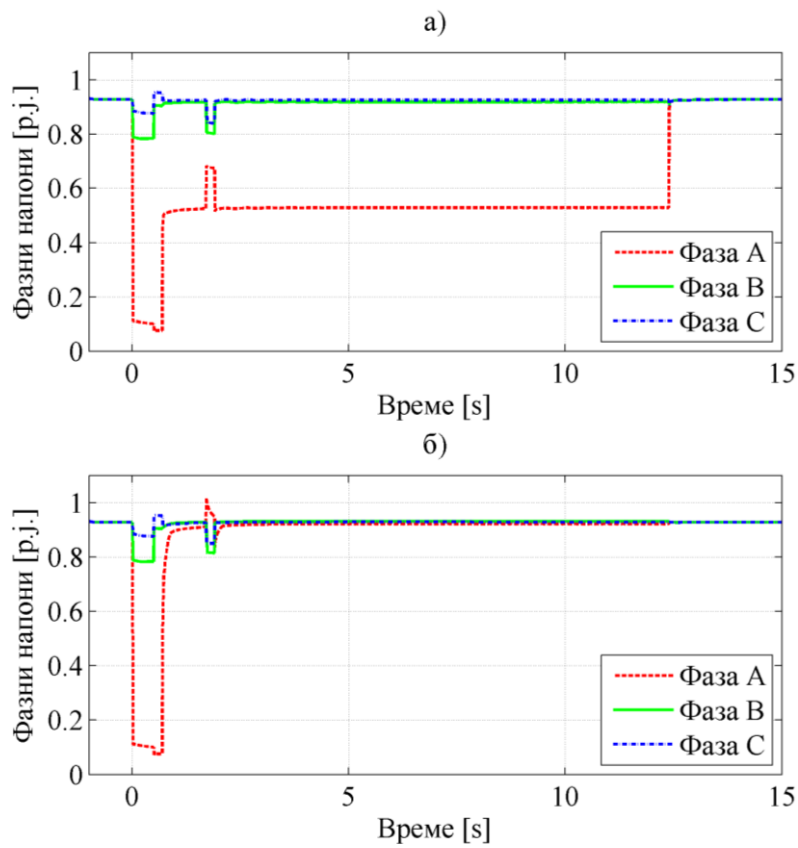


Сл. 5.13: Промена брзине синхроног генератора у МХЕ у подпобуђеном режиму, са и без коришћења ЦБС-а

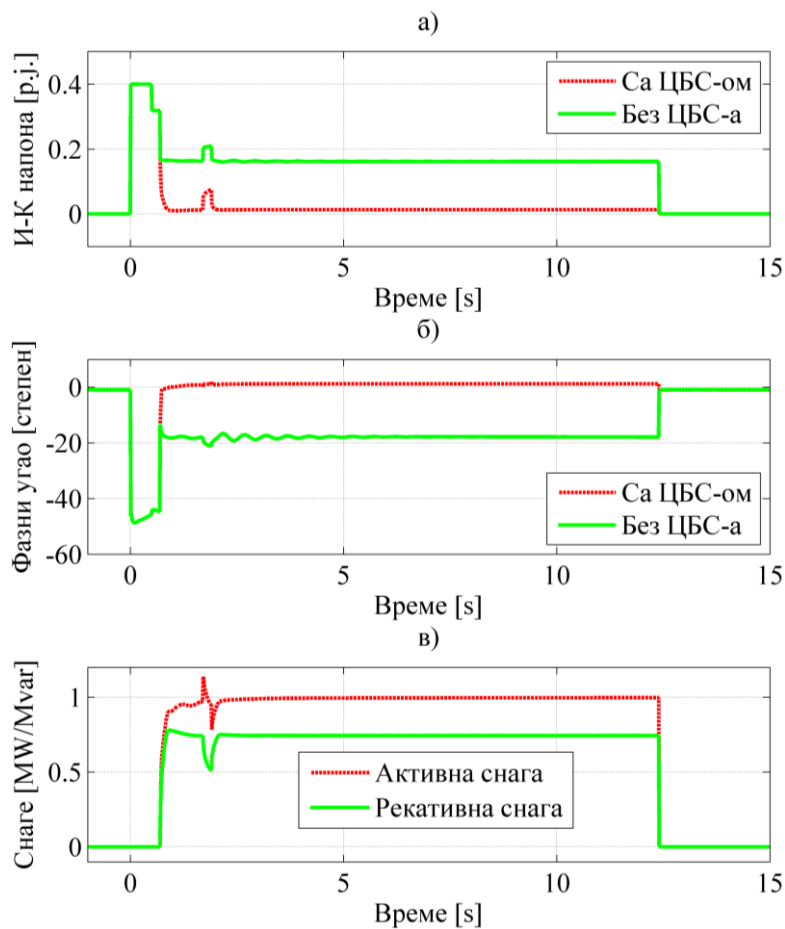
5.4.2. Случај 2 – минимум производње и максимум потрошње

У овом делу је анализирано друго гранично радно стање када је производња дистрибуираних извора на 20% од својих инсталисаних капацитета, док је потрошња једнака вршној. Услед ниског удела производње ДГ-а, који у анализираном случају покривају само мали део потрошње, токови снага су усмерени од ДМ-е према микромрежи. У овом случају је анализиран једнофазни кратак спој на прикључном воду 01-02 и приказане су само одабране величине које дају јасну слику о раду предложене технике и значају који има на услове рада ДГ-а и квалитет електричне енергије у микромрежи. На сл. 5.14 је приказана промена напона на ВН прикључцима блок трансформатора у МХЕ, са и без коришћења ЦБС-а. Напони у приказаном чвору, а самим тим и у целој мрежи у фази која је искључена падају на вредности које су ниже од 0,6 р.ј., што побуђује поднапонске заштите ДГ-а. Са друге стране, коришћењем ЦБС-а се врши њихово враћање на номиналне вредности које омогућавају нормалан рад система и избегавање искључења генератора.

Сл. 5.15 приказује промену инверзне компоненте напона у чвору 02 за случај са и без коришћења ЦБС-а (а), фазног угла напона (б) и активне и реактивне снаге претварача (в). Развијена техника је подједнако ефикасна и у случају ниске производње и максималне потрошње, јер се може уочити да инверзна компонента напона, током безнапонске паузе у фази А прикључног вода, практично не постоји у микромрежи и да се фазни угао напона враћа на вредност која се имала пре поремећаја.



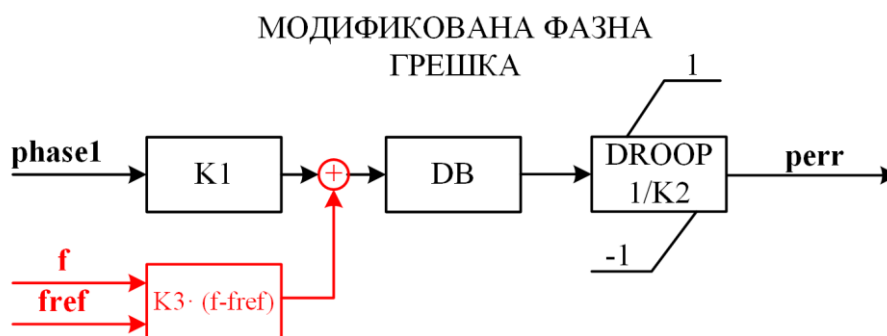
Сл. 5.14: Промена фазних напона на ВН прикључцима блок трансформатора МХЕ: а) без коришћења ЦБС-а и б) са коришћењем ЦБС-а



Сл. 5.15: Промена: а) инверзне компоненте напона у чвору 02, б) фазног угла напона и в) активне и реактивне снаге ЦБС-а

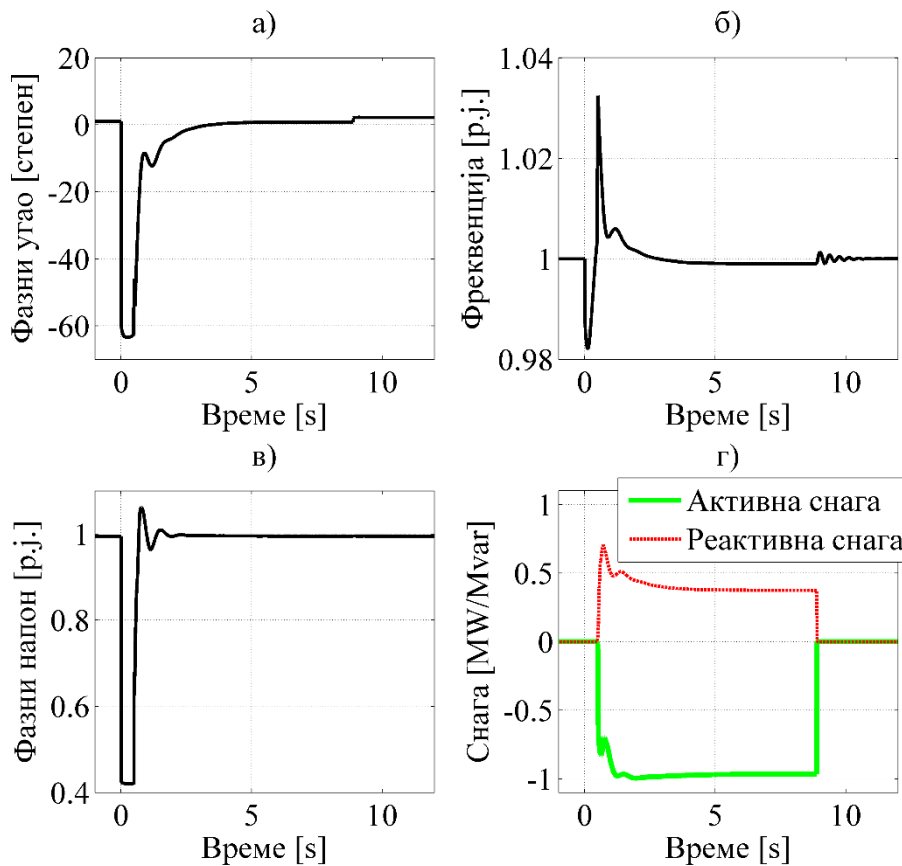
5.4.3. Симетрични поремећај

Како је претходно наведено, предложена техника се може применити и у случају симетричних поремећаја. У циљу верификације применљивости развијеног техничког решења у случају трофазних поремећаја, у овом делу су дате анализе одзив система приликом удаљеног трофазног кратког споја у ДМ-и. Претпостављен је настанак квара у тренутку 0 s и трајање од 5 s. Током изложености квару напон у тачки прикључења микромреже опадне на вредност од 0,4 р.ј. У тренутку 0,5 s, долази до трофазног одвајања микромреже од ДМ-е, односно искључења вода 01-02 и стога микромрежа прелази у острвски рад. Развијена техника препознаје поремећај и активира претвараче у све три фазе у циљу компензације снаге размене пре квара. Након елиминације квара и нормализације напона са стране мреже, препознају се услови за поновну синхронизацију са мрежом. У анализираном случају синхронизација се врши у тренутку 9,6 s, када је најмања разлика између фазног става напона са стране микромреже и ДМ-е. С обзиром на то да је микромрежа у острвском раду након трофазног одвајања потребно је обезбедити адекватну регулацију фреквенције у микромрежи. У циљу учешћа ЦБС-а у регулацији фреквенције, извршена је једноставна модификација блока *ГРЕШКА ПО ФАЗИ*, која је приказана на сл. 5.16 и обојена црвеном бојом. f_{ref} представља референтну вредност фреквенције и износи 50 Hz, док вредност параметра K_3 износи 40. Приказани начин регулације обезбеђује одржавање фреквенције у микромрежи (са малом корекцијом активне снаге батерије), као и напона у микромрежи. Такође, ова промена не нарушава значајно функционисање предложене технике и одржавање трофазног баланса снага у микромрежи, фазних ставова и ефективних вредности напона у целокупној микромрежи.



Сл. 5.16: Модификована фазна грешка

У извршеним симулацијама анализирано је радно стање са максималном производњом и минималном потрошњом у микромрежи. Промена фазног угла, фреквенције у микромрежи, ефективне вредности напона и активне и реактивне снаге ЦБС-а је приказано на сл. 5.17. Може се уочити да се фазни став, ефективна вредност напона и фреквенција одржавају веома близу вредностима пре поремећаја адекватним апсорбовањем и инјектирањем активне и реактивне снаге ЦБС-а. Поред тога, одржавање фреквенције је обезбеђено једноставном модификацијом формирања грешке по одступању фазног става (сл. 5.16).



Сл. 5.17: Промена: а) фазног угла, б) фреквенције у микромрежи, в) фазног напона и г) активне и реактивне снаге ЦБС-а

5.4.4. Дискусија

У спроведеним симулацијама анализирана су два гранична радна стања која су дефинисана односом производње ДГ-а и потрошњом. Приказани резултати имају за циљ верификацију рада предложене технике у различитим режимима. Основна улога технике је обезбеђивање симетричног радног режима и спречавање реаговања генераторских заштита током безнапонске паузе на фази са кваром на прикључном воду.

Развијена техника не захтева значајан капацитет система за апсорбовање или инјектирање електричне енергије. У таб. 5.3 је приказана неопходна електрична енергија у систему за складиштење електричне енергије за обезбеђивање одзива при различитим кваровима и различитим радним режимима за анализирану тест микромрежу. Вредности са знаком минус се односе на случајеве када батерија складишти, односно апсорбује електричну енергију. Да би батерија имала способности да реагује у случају временски блиских кварова, потребно је да њен капацитет буде довољан за бар 3-4 двоциклична АПУ-а. Такође, потребно је имати у виду да батерија мора имати могућност и пуњења и пражњења у зависности од потреба при поремећају. У конкретном случају, уважавајући претходне констатације, потребан радни капацитет батерије ЦБС-а за потребе предложеног сервиса би био око 30 kWh. С обзиром на инсталисану снагу потрошње и производње, захтевани капацитет батерије је релативно мали, што битно утиче на економску оправданост технике. Треба имати у виду да брзина пражњења и пуњења батерије је параметар који такође треба имати у виду при њеном избору.

У таб. 5.4 приказана је релативна вредност инверзне компоненте напона у најугроженијем чвору (02) током трајања безнапонске паузе у једној од фаза прикључног вода, као и њена процентуална неутрализација применом предложене технике. Види се скоро потпуна неутрализација инверзне компоненте напона, из чега се може проценити ефективност предложене технике.

Таб. 5.3: Електрична енергија потребна за реализацију предложене технике за различите врсте кварова и радна стања која су претходила квару

Случај	Врста квара	Електрична енергија у kWh
Случај 1	Једнофазни	-3,15
Случај 1	Двофазни	-3,14
Случај 2	Једнофазни	3,20
Случај 2	Двофазни	3,13

Таб. 5.4: Процентуална неутрализација инверзне компоненте напона у чвору 02 за различите врсте кварова и радна стања која су претходила квару

Случај	Врста квара	Инверзна компонента напона без коришћења ЦБС-а у р.ј.	Инверзна компонента напона са коришћењем ЦБС-а у р.ј.	Ефикасност у %
Случај 1	Једнофазни	0,2597	0,0005	99,81
Случај 1	Двофазни	0,2592	0,0005	99,81
Случај 2	Једнофазни	0,1616	0,013	91,96
Случај 2	Двофазни	0,1616	0,013	91,96

Приликом разраде ове технике сматрано је да је додатна функција ЦБС-а балансирање потрошње и интермитентне производње ОИЕ. У овим ситуацијама неопходно је да капацитет ССЕ буде много већи од захтеваног капацитета за краткотрајно обезбеђивање баланса у микромрежи приликом поремећаја у прикључној мрежи. У циљу обезбеђивања баланса током транзијентних поремећаја, захтева се веома велика брзина одзива ЦБС-а, који се може обезбедити са батеријама великих капацитета. Постоји велики број практичних примера који потврђују могућност веома брзих одзива различитих типова батерија, где је наведено да је време одзива у опсегу од 100 до 500 ms [121], [123], [124], [125]. Ако се ЦБС користи само за балансирање у транзијентним режимима, захтеви у погледу капацитета батерија су релативно мали, како је претходно наведено. У овим случајевима се могу користити супер кондензатори који могу обезбедити веома брзе одзиве за велике снаге [128], [131]. Као компромисно решење, могу се користити хибридни системи са батеријама и суперкондензаторима, које у зависности од конкретне микромреже треба оптимално димензионисати [132].

Коришћење предложеног концепта, уместо стандардних трофазних елемената, свакако повећава инвестицију у имплементацију предложене технике. Повећање инвестиције директно зависи од начина релације претвараача који се користи у конкретној ситуацији. Са друге стране, ово елиминише потребу за коришћењем великог броја дисперзованих елемената, а њихова бројност има негативан утицај на укупне трошкове техничког решења. Такође, коришћење комуникација између појединих елемената је избегнута, што истовремено редукује трошкове и повећава поузданост јер смањује вероватноћу појаве грешака и прекида комуникација. Интеграција предложене технике се може извршити у оквиру мултифункционалних ССЕ, што ће имати позитивне последице на укупну инвестицију и цену практичне реализације. Сумирањем свега претходно побројаног, може се закључити да се повећање трошкова у претвараач са независном контролом сваке фазе у потпуности оправдана изостанком елемената који су стално присутни код техника за унапређење стабилности. Поред повећања инвестиције, ови елементи имају и ману да са њиховим бројем и међусобним везама се смањује и поузданост и повећава могућност појаве различитих грешака које би довеле до нерасположивости оваквих система.

5.5. Закључна разматрања

У овом поглављу је приказана нова техника која унапређује стабилност рада микромрежа током транзијентних процеса при елиминацији пролазних кварова у прикључној мрежи. Предложени технички систем и одговарајући управљачки алгоритам обезбеђују симетрирање рада целокупне микромреже у случају искључења фазе погођене кваром са стране дистрибутивне мреже. Тестирање алгоритма је извршено у случају квара на воду који повезује микромрежу са прикључном ДМ-ом. Техника се може применити у различитим ситуацијама, односно при кваровима у самој микромрежи када део извода остане без напајања, као и у случају поремећаја даље у прикључној мрежи. Овакав приступ омогућава симетрирање и балансирање снага и напона у микромрежи током различитих асиметричних и симетричних поремећаја у ДМ-и. Предложеним концептом, поремећаји симетрије напона се не преносе на потрошаче и произвођаче у микромрежи, већ њих преузима централизовани ЦБС.

У складу са резултатима приказаним у овом поглављу, могу се дефинисати два основна доприноса рада:

- Предложено је техничко решење са ЦБС-ом са три једнофазна претварача и иновативним начином управљања. Предложени концепт обезбеђује ефикасно балансирање активним и реактивним снагама током симетричних и несиметричних поремећаја у ДМ-и. Решење је имплементирано за независно инјектирање у свакој фази и да истовремено обезбеди комплетан трофазни симетричан рад без појаве нестабилности или неконтролисаног несиметричног рада. Ово је нарочито важно из разлога јер су сви остали елементи у микромрежи трофазно прикључени. Концепт омогућава задржавање стабилности ДГ-а и унапређење квалитета напона у микромрежи током пролазних кварова у ДМ-и. Предност у односу на до сада предложене шеме за унапређење стабилности микромрежа се базира на чињеници да је обезбеђено несиметрично инјектирање активне и реактивне снаге у свакој фази. На основу тога техника може компензовати практично сваки несиметрични поремећај у микромрежи који је узрокован кваром у прикључној мрежи. За разлику од предложене технике, постојећи модели за унапређење стабилности укључују само трофазну регулацију и елементе [46], [47], [54], [55], [56], [64], [66], [104], [107], [108], [112], [128], осим у случају једнофазних система [106], чија је примена ограничена на нисконапонске мреже. Два основна принципа управљања ССЕ су: централизован и децентрализован. Практично све технике централизоване контроле у СН мрежама користе трофазне топологије претварача [129]. Овакве топологије претварача не обезбеђују решење проблема несиметричних поремећаја. Поређењем са до сада развијеним техникама за унапређење стабилности на бази ССЕ, предложени концепт даје решење проблема несиметричних токова снага у микромрежи, који се дешавају приликом несиметричних поремећаја. Поред тога, постојеће шеме за унапређење стабилности су често базиране на децентрализованом концепту, у коме генератори или други регулациони елементи заједно учествују у превазилажењу поремећаја [55], [104], [107], [108]. Предност централизованог концепта управљања у односу на дистрибуирани је што се проблем стабилности свих генератора пребацује на један елемент који штити све изворе у микромрежи од транзијентних поремећаја напона током асиметричних кварова у прикључној мрежи. На овај начин се избегава могућност каскадног испада генератора услед осциловања која се могу јавити због неусклађености заштита и регулатора појединих извора у микромрежи.
- Развијен је нови начин регулације одзива ССЕ, који је базиран на мерењу девијације фазног става напона пре и после поремећаја. Предложени алгоритам

обезбеђује брзу и поуздану детекцију дебаланса активне снаге и прецизно управљање одзивом, инјектирањем или апсорпцијом активне снаге од стране ЦБС-а. Предност овог концепта је брзина детекције поремећаја у поређењу са постојећим концептима, који су најчешће засновани на регулацији активне снаге на основу промене брзине обртања генератора, односно фреквенције [46], [54], [55], [56], [104], [107], [112], или на мерењу снаге, односно напона и струје у тачкама од интереса [66].

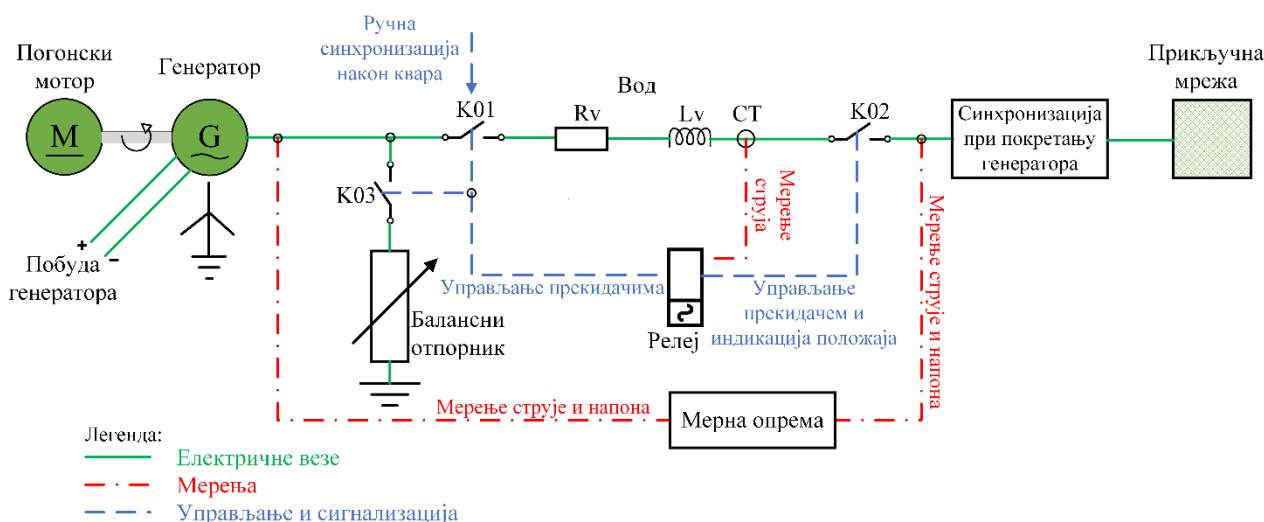
Основне предности предложене технике у односу на постојеће су:

- Предложена техника може се имплементирати у независни систем за ССЕ или интегрисати у склопу постојећих ССЕ, који су инсталирани у циљу задовољења других захтева у микромрежи. На овај начин се постижу нижа инвестициона улагања.
- Предложени централизовани концепт не захтева комуникационе елементе и ради само на основу локалних мерних сигнала. Референтна литература углавном предлаже дисперзоване регулационе елементе [55], [104], [107], [108], или захтева комуникационе системе, што отежава практичну реализацију, нарочито у случају комплексних микромрежа [55], [65], [66], [112]. Због одсуства комуникационих система, предложена техника има ниже трошкове и већу поузданост. Поузданост се нарушава потенцијалним кваровима у комуникационим везама, као што су одсуство везе или прекид комуникационих канала. Са друге стране, једноставном променом само параметара ЦБС-а, врши се превенција нежељених радних стања микромреже и утиче на одзив током поремећаја. На овај начин, нема потребе за подешавањем великог броја регулационих елемената и верификације њихових међусобних утицаја. Ово скраћује време потребно за одржавање и подешавање рада технике за унапређење стабилности. Због тога су оперативни трошкови одржавања предложеног решења ниски.
- Управљачке променљиве које се користе у предложеном концепту су ефективна вредност и фазни став напона, које обезбеђују поуздану и брзу индикацију поремећаја у систему. Ово чини технику веома робусном, при чему се грешке у раду, као и потенцијална нестабилност избегавају. Недостатак коришћења фреквенције као управљачке променљиве је релативно спора промена, као и немогућност детекције асиметричних поремећаја [46], [55], [56], [107]. Са друге стране, предложени концепт омогућава практично тренутну детекцију поремећаја у свим фазама.
- Применљивост предложене технике није ограничена топологијом микромреже, структуром производње и потрошње и радним стањима, а такође се може имплементирати у инфраструктури која је свакако неопходна за рад микромрежа. Коришћен је комплексан модел са великим бројем различитих извора, узимајући у обзир напонску зависност потрошње.
- Примена предложеног техничког решења је анализирана на примеру микромреже која садржи различите ДГ-е, што потврђује широку применљивост, док се до сада развијене технике верификују обично на упрошћеним моделима са малим бројем елемената [45], [46], [55], [108], [54], [107]. Ова чињеница потврђује поуздан и прецизан рад и веома комплексном систему, без појаве нестабилности, чак и у екстремним радним стањима.

6. ЕКСПЕРИМЕНТАЛНА ВЕРИФИКАЦИЈА ТЕХНИКА

6.1. Лабораторијски модел

У циљу потврде рада предложених техника развијен је лабораторијски модел ДГ-а, који је прикључен на ДМ-у са пратећим елементима и извршена су експериментална мерења. Модел је направљен у Лабораторији за машине на Електротехничком факултету у Београду. Једнополна шема лабораторијског модела је приказана на сл. 6.1. Експериментални модел представља еквивалент дистрибуираног синхроног генератора радијално прикљученог на мрежу преко вода. Поред примарних елемената који су изабрани тако да модел буде близак реалној ситуацији, имплементиран је и секундарни подсистем, који обухвата функције заштите и управљања са прекидачким елементима. Као кључни елемент за одржавање стабилности ДГ-а током нерасположивости прикључне мреже коришћен је променљиви балансни отпорник. Повезани су и уређаји за мерење струја, напона и фреквенције.



Сл. 6.1: Једнополна шема лабораторијског модела ДГ-а

На сл. 6.2 је приказана слика са распоредом и ознакама опреме у лабораторији у којој су вршена експериментална испитивања рада генератора током кварова у мрежи. На овој слици се могу видети ознаке појединих елемената са једнополне шеме, док ће се детаљне информације о параметрима и начину реализације појединих елемената дати у наставку овог поглавља.

6.1.1. Методологија

За добијање валидних резултата неопходно је формирати модел који ће одговарати реалним условима експлоатације у ЕЕС-у. У основи представља еквивалент ДГ-а са синхроним машином који је директно прикључен на радијални дистрибутивни вод и ДМ-у. Анализиран је двоциклични АПУ на воду при различитим кваровима са безнапонским паузама од 1 и 3 s. Истовремено са искључењем прекидача на почетку и на крају вода се укључује прекидач БО и генератор прелази у острвски рад са БО. Вршено је предуправљање БО, тако да вредност дисипације на отпорнику одговара тренутној активној снази генератора, уважавајући тренутне напонске прилике. Након преласка у острвски рад примењена је техника АПУ-а на прекидач K02, односно вршено је поновно укључење само са њим, да се не би јављали транзијенти на генератор приликом неуспешних циклуса укључивањем и искључивањем прекидача K01. Након другог циклуса (за који се у анализама сматрало да је успешан) трајно се укључује прекидач K02 и улази у процес ручне синхронизације коришћењем прекидача K01 и опреме за синхронизацију. Истовремено са синхронизацијом

се искључује прекидач БО и генератор наставља нормално да ради прикључен на мрежу. Како је регулација побуде вршена преко регулационог аутотрансформатора, у току процеса синхронизације била је могућа промена побудног напона у циљу побољшања услова за синхронизацију и избегавању опасних транзијената на генератор.



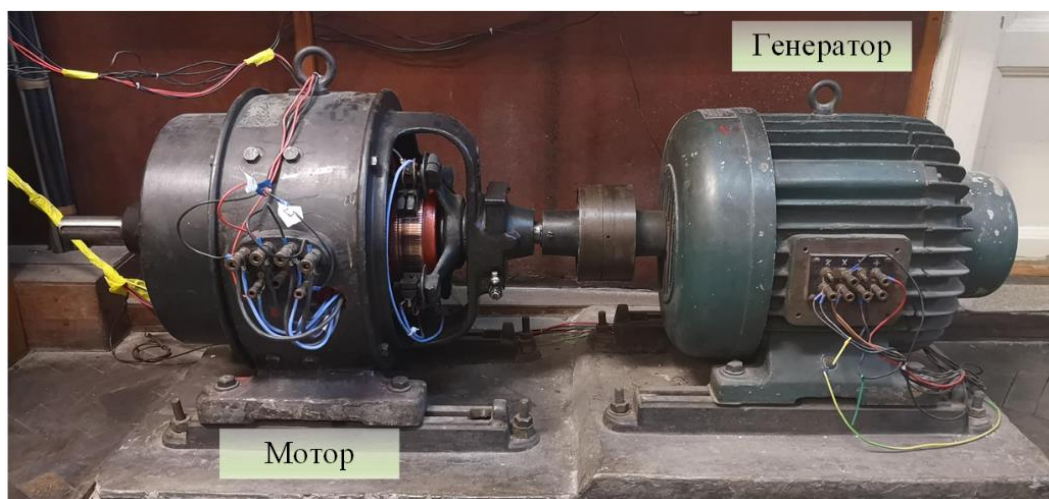
ЛЕГЕНДА:

- | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|
| 1 - синхрони генератор | 10 - лаптоп за конфигурацију релеја |
| 2 - погонски једносмерни мотор | 11 - помоћни релеј за синхронизацију |
| 3 - отпорност вода | 12 - сијалице за синхронизацију |
| 4 - реактанса вода | 13 - тастер за синхронизацију |
| 5 - балансни отпорник | 14 - помоћно наизменично напајање |
| 6 - струјни трансформатори | 15 - помоћно једносмерно напајање |
| 7 - контактори | 16 - отпорник за прављење квара |
| 8 - помоћни релеји | 17 - опрема за мерење |
| 9 - микроцесорски релеј | |

Сл. 6.2: Лабораторијски модел са означеним елементима са једнополне шеме

6.1.2. Мотор-генераторска група

На сл. 6.3 приказана је мотор-генераторска група која је коришћена у експерименту. Еквивалент погонске турбине је симулиран једносмерним мотором чији су параметри приказани у таб. 6.1. Генератор је шестополна синхрона машина која је представљала еквивалент ДГ-а. Он је мање снаге од генератора који се најчешће јављају у ДМ-и, али је сасвим довољно за сагледавање ефеката при деловању АПУ-а и верификацију предложених техника. Преглед параметара генератора је дат у таб. 6.2.



Сл. 6.3: Мотор-генераторска група

Таб. 6.1: Параметри погонског мотора

Параметар	Вредност
Назначена снага	7,8 kW
Назначени напон	220 V
Струја побуде	45 A
Опсег брзине	450-1430 обр/мин

Таб. 6.2: Параметри генератора

Параметар	Вредност
Назначена снага	5,5 kVA
Назначени напон	400/231 V
Струја побуде	8 A
Синхрона брзина	1000 обр/мин

6.1.3. Модел вода

Пригушница и променљиви отпорник представљају модел вода. Анализирана су два различита случаја, дуг и кратак вод. Дуг вод представља еквивалент надземног вода дужине око 10 км, јер су реактанса пригушнице и отпор резистивног елемента једнаки $4,3 \Omega$ и $3,4 \Omega$, респективно. Како је вредност подужне реактансе и отпора у средњенапонским надземним мрежама око $0,3-0,4 \Omega/\text{км}$, лако се добије поменути дужина. Поред тога је анализиран кратак вод, који симулира ситуације које постоје код комбиновано кабловско-надземних прикључака. Отпор је у овом случају подешен на вредност од око $2,2 \Omega$, а како је реактанса кабла значајно мања у односу на надземни вод, пригушница је искључена.

6.1.4. Модел балансног отпорника

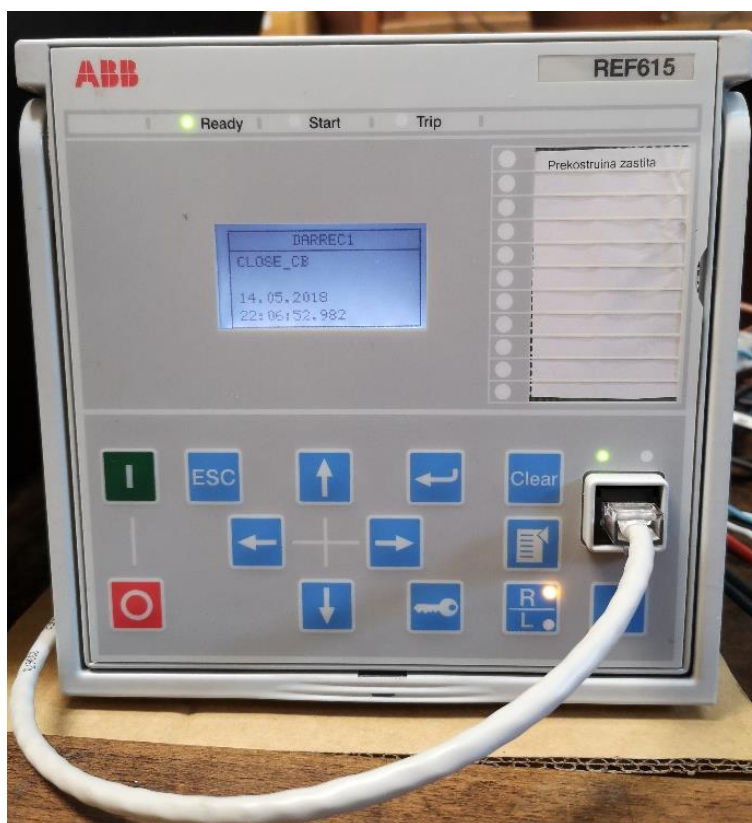
Три отпорника са могућношћу промене отпора од $0-130 \Omega$ су повезана у уземљену звезду. Сваки од ова три отпора се подешавао пре снимања кварова на вредност која одговара активној снази генератора. Снага је у свим анализама износила око 700 W по фази, па је вредност балансног отпора подешена на вредност од око 83Ω , што одговара напону од око 240 V који је постојао у случају кратког вода. У случају дугог вода напон на прикључцима генератора је нешто виши, па је самим тим и потребно повећати снагу генератора за око $30-40 \text{ W}$ у односу на случај кратког вода, да би се обезбедио баланс снага између отпорника и генератора у острвском раду. Балансни отпорник је приказан на сл. 6.4.



Сл. 6.4: Три једнофазна балансна отпорника везана у уземљену звезду

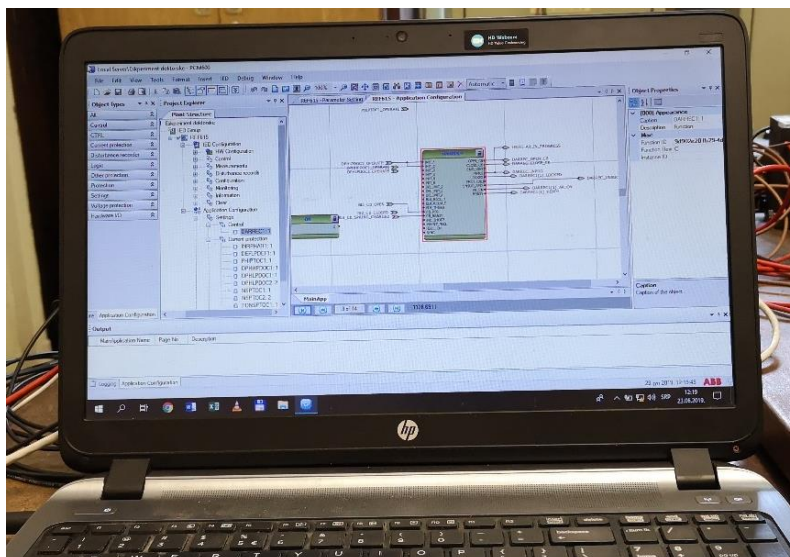
6.1.5. Микропроцесорски заштитни уређај и пратећи елементи

За искључење квара и реализацију АПУ-а коришћен је микропроцесорски заштитни уређај *ABB REF 615* који се користи за заштиту средњенапонских дистрибутивних извода [133]. На сл. 6.5 је приказан предњи изглед коришћеног заштитног релеја са *Ethernet* каблом за комуникацију са рачунаром и индикацијом *CLOSE_CB* на дисплеју која сигнализира укључење прекидача након успешног циклуса АПУ-а (функција *DARREC1*).



Сл. 6.5: Предњи изглед микропроцесорског заштитног уређаја *REF 615*

Најпре је извршена конфигурација заштитне јединице коришћењем софтвера за конфигурацију *PCM 600 2.6*. Изглед софтвера за конфигурацију са приказом блок дијаграма функције АПУ-а приказан је на сл. 6.6. Назначена секундарна струја струјних калемова релеја је 1 А. Активирана је једнофазна прекострујна заштита са прагом реаговања од $0,9I_n$, односно при секундарној струји од 0,9 А и временским затезањем од 500 ms. Подешена је и функција АПУ-а са два активна циклуса и безнапонским паузама од 1 и 3 s.



Сл. 6.6: Изглед софтвера за конфигурацију *PCM 600* са приказом блок дијаграма АПУ-а

Мерење струје у примарним колима (на почетку вода према мрежи) вршено је струјним трансформаторима *CIRCUTOR TP-23* са преносним односом 200/5 који су приказани на сл. 6.7. Како су примарне радне струје и струје квара реда од неколико до 20 А, примарни каблови су четири пута провучени кроз струјне трансформаторе, чиме је коригован преносни однос на 50/5 А, односно однос трансформације је 10. Струје квара преко 9 А ће изазвати реаговање прекострујне заштите. Како су радне струје које одговарају анализираним режимима нешто око 3 А, тиме је остављена довољна маргина да се обезбеди селективност и да релеј не реагује приликом синхронизације. Са секундарних прикључака струјних трансформатора струје су доведене на одговарајуће прикључке релеја са повратним проводником за затварање нултих струја.



Сл. 6.7: Струјни трансформатори

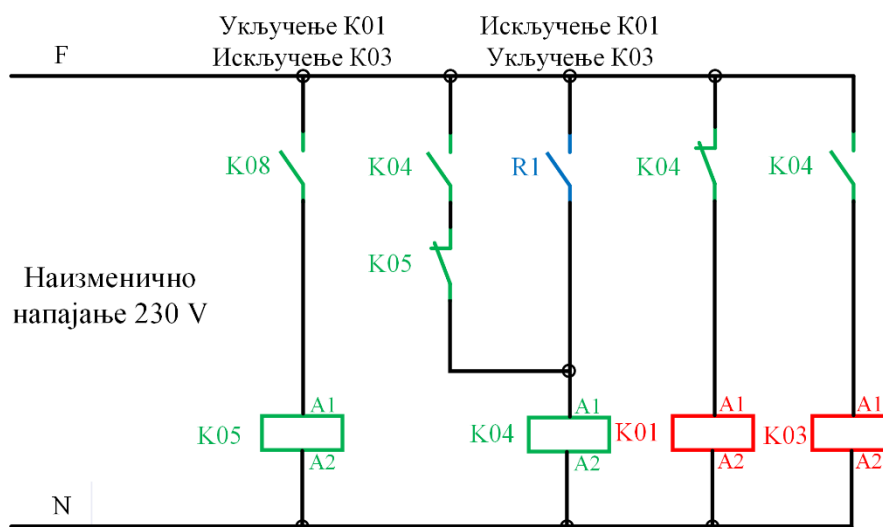
6.1.6. Контактори и помоћни релеји

Функцију прекидача у експерименту су имали контактори *ISKRA KNL-30-00* са три нормално отворена радна контакта и назначену струју од 30 А. Напон калема је 230 V AC. Идентични контактори су коришћени на оба краја вода, као и за укључење/искључење БО. Како су бинарни излази релеја за укључење и искључење одвојени, потребно је реализовати секундарна кола на такав начин да постоје независне команде за манипулацију контакторима. Секундарна кола су реализована коришћењем помоћних релеја са 4 преклопа контакта и напоном побудног калема од 230 V AC. Контактори и помоћни релеји су приказани на сл. 6.8. Командни кругови су приказани на сликама сл. 6.9 и сл. 6.10, док су објашњења елемената дата у таб. 6.3. На овим сликама су црвеном бојом приказани

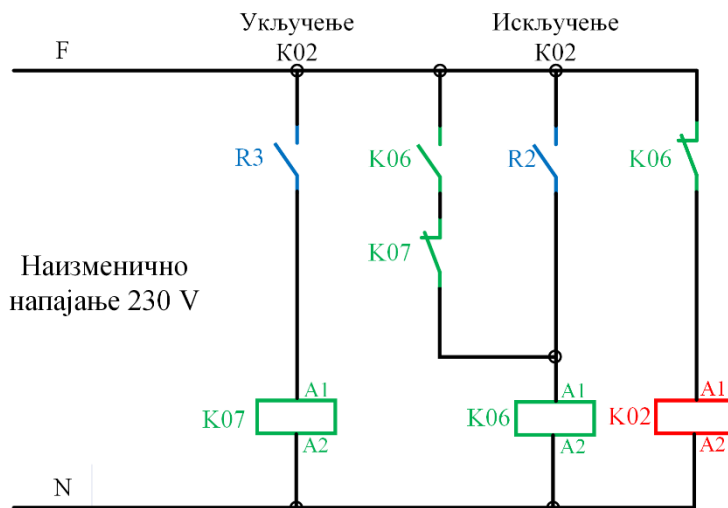
контактори, зеленом бојом помоћни релеји и њихови контакти, док су плавом бојом приказани бинарни излази релеја.



Сл. 6.8: Контактори и помоћни релеји



Сл. 6.9: Секундарна кола за укључење и искључење контактора K01 и K03



Сл. 6.10: Секундарна кола за укључење и искључење контактора K02

У почетном стању вод се доводи под напон једноставним напајањем прикључака F и N са слика помоћним наизменичним напоном. Након квара микропроцесорски релеј врши искључење и побуђују се бинарни излази релеја $R1$ и $R2$. Тиме су побуђени помоћни релеји $K04$ и $K06$, што доводи до искључења контактора $K01$ и $K02$ и укључења $K03$. Како побуда излаза релеја траје ограничено време, преко помоћних контаката претходно поменутих помоћних релеја реализује се њихова самопобуда, односно вод ће бити искључен све док не

дође до побуде кола за укључење. Ово је омогућено тиме што су на ред са побудним калемовима контактора постављени нормално отворени или нормално затворени контакти помоћних релеја. Укључење K02 се врши побудом бинарног излаза релеја R3, чиме се побуђује помоћни релеј K07, а преко његових контаката укида самопобуда релеја K06. Укључење K01 и искључење K03 се врши преко помоћног релеја за синхронизацију K08 (чији побудни калем није у приказаним шемама, већ је део кола за ручну синхронизацију) што побуђује помоћни релеј K05 и укида самопобуду помоћног релеја K04. Претходно описаним манипулацијама се све враћа на почетно стање, непосредно након довођења наизменичног помоћног напајања.

Таб. 6.3: Ознака елемената секундарних кола

Елемент	Опис елемента/функција
K01	Контактор/прекидач на почетку вода код генератора
K02	Контактор/прекидач на крају вода према мрежи
K03	Контактор/прекидач БО
K04	Помоћни релеј за искључење K01 и укључење K03
K05	Помоћни релеј за укључење K01 и искључење K03
K06	Помоћни релеј за искључење K02
K07	Помоћни релеј за укључење K02
K08	Помоћни релеј за синхронизацију и искључење K03
R1	Бинарни излаз релеја за искључење K01 и укључење K03
R2	Бинарни излаз релеја за искључење K02
R3	Бинарни излаз релеја за укључење K02

6.1.7. Извори помоћног напајања

За реализацију командних и логичких кола и неопходну сигнализацију у микропроцесорском уређају потребни су помоћни извори напајања. Претходно је поменуто наизменично напајање које је неопходно за довођење командног напона за побуђивање побудних калемова секундарне (помоћни релеји) и примарне опреме (контактори). Неопходна сигнализација у микропроцесорском релеју за функционисање АПУ-а је статус прекидача (контактора) K02. Она се врши преко бинарног улаза у релеј за шта је коришћен помоћни извор једносмерног напона од 48 V DC.

6.1.8. Модел квара

Прављење чистог металног квара би довело до јако великих струја и реаговања осигурача у инсталацијама пре било ког другог елемента. Са друге стране, велике струје су опасне по све елементе кроз које протекну. Због тога је квар прављен преко отпорника од око 15 Ω . На овај начин су струје ограничене на око 15 A у случају једнофазног кратког споја, односно око 25 A у случају двофазног кратког споја. Надређени осигурачи у нисконапонским инсталацијама су 25 A, а део струје квара представља и допринос са стране генератора, тако да при изабраној вредности отпора за прављење квара осигурачи нису реаговали.

6.1.9. Синхронизација на мрежу

Почетна синхронизација на мрежу, пре симулације било каквог поремећаја вршена је преко апаратуре која се стандардно користи у ту сврху током лабораторијских вежби из синхроних машина и она је приказана на сл. 6.11. Поред опреме за синхронизацију, на слици су приказани и извори побуде генератора, побуде мотора и напајања арматурног намотаја једносмерног мотора.

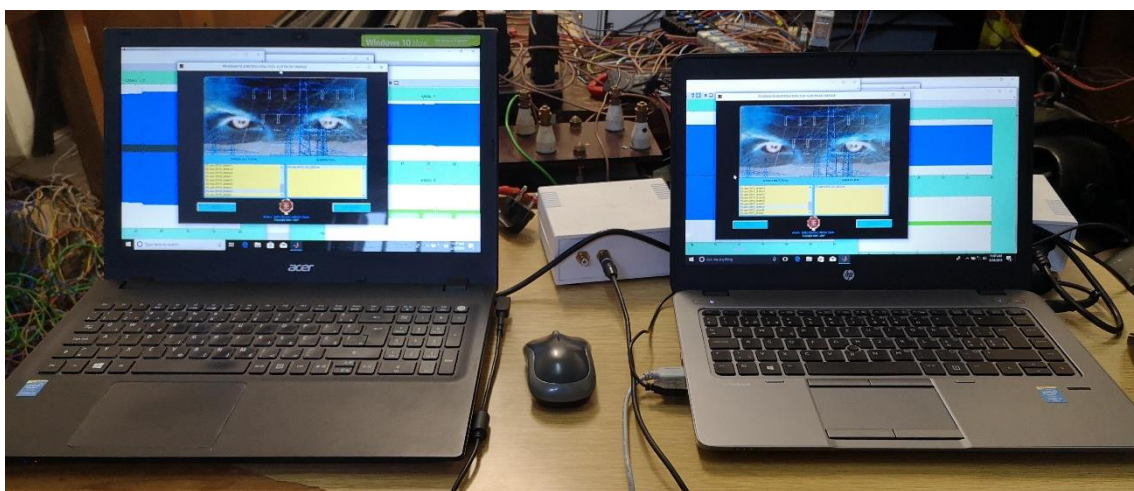


Сл. 6.11: Апаратура у лабораторији за иницијалну синхронизацију на мрежу и обезбеђивање рада генератора и мотора

Поновна синхронизација генератора након завршетка успешног циклуса АПУ-а је рађена коришћењем посебне апаратуре која се састоји од помоћног релеја K08, тастера и сијалица за синхронизацију. Праћењем рада генератора након елиминације пролазног квара се ручно бира повољан тренутак и врши синхронизација са најмањим транзијентима. Притиском на тастер врши се тренутна побуда помоћног релеја K08 и укључење K01, као и искључење БО, односно контактора K03.

6.1.10. Опрема за мерење

Мерење и аквизиција података вршени су коришћењем рачунара и програма ОКО, развијеног на Електротехничком факултету у Београду за потребе мерења и анализе квалитета електричне енергије [134]. Мерна опрема је приказана на сл. 6.12. Мерене су струје и напони на оба краја вода, према генератору и према мрежи.



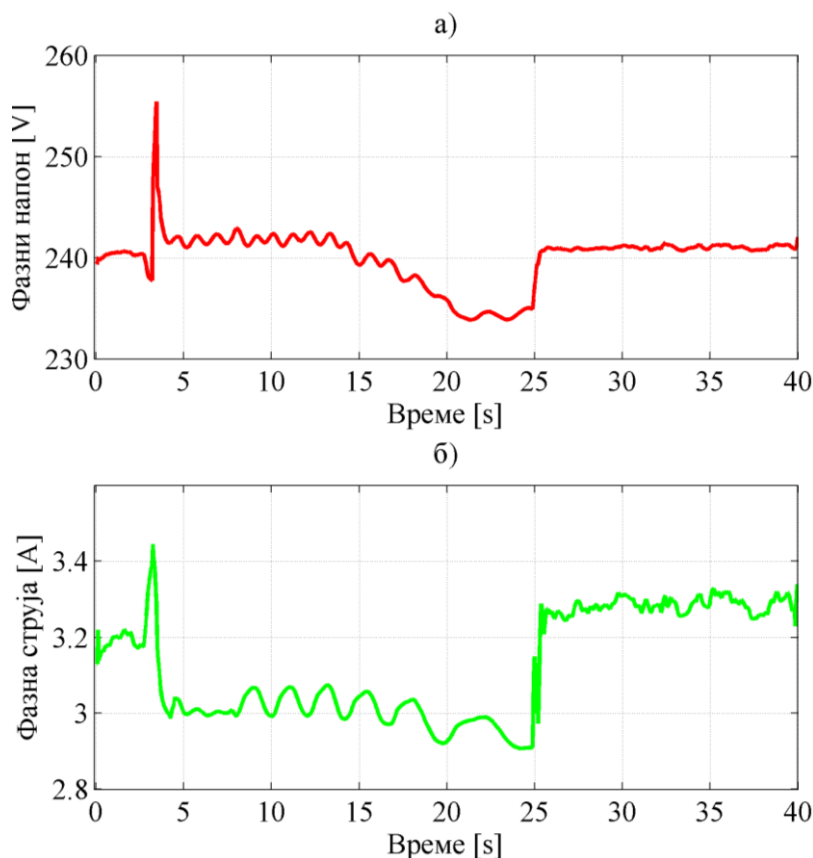
Сл. 6.12: Опрема за мерење са софтвером за аквизицију и обраду података

6.2. Резултати мерења

6.2.1. Кратак вод и изоловано звездиште генератора

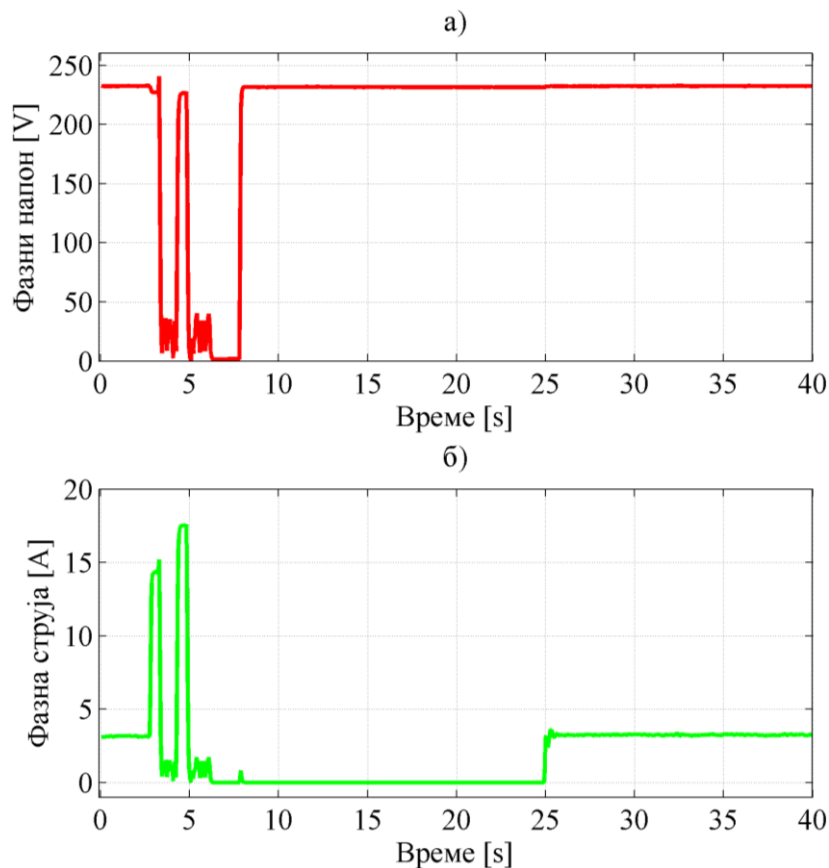
За кратак вод и изоловано звездиште генератора најпре је симулиран једнофазни кратак спој на прикључном воду који је лоциран ближе прикључцима вода на мрежу. На сл. 6.13

приказана је промена ефективних вредности основних хармоника напона и струје генератора у фази погођеној кваром током прелазног процеса, док је на сл. 6.14 приказана промена ефективних вредности основних хармоника напона и струје на воду са стране мреже у анализираној фази. У тренутку 2,8 s је настао једнофазни кратак спој на воду, након 500 ms долази до трофазног искључења вода са обе стране и почетка циклуса АПУ-а са стране мреже. Укључење на квар са стране мреже, као и поновно искључење се виде у струји мреже. У тренутку искључења вода са стране генератора укључује се балансни отпорник који преузима активну снагу генератора. Након успешног АПУ са стране мреже створили су се услови за поновну синхронизацију генератора на мрежу. Посматрањем величина са стране генератора види се да од тренутка отприлике 18 до 25 s, током синхронизације долази до смањења напона, односно струје генератора. Ово је последица ручне промене побуде синхроног генератора у циљу побољшања услова за синхронизацију. Током прелазног периода генератор је успорио и због те разлике у брзини јавили би се изражени транзијенти приликом синхронизације. Међутим, смањењем побуде долази до смањења напона на прикључцима генератора и последично смањење дисипације на БО, па генератор убрзава и фреквенција на његовим прикључцима се приближава мрежној, што је приказано на сл. 6.15. Током прелазног процеса напон генератора се веома мало мења, па су тиме заокружени сви услови за брзу и безбедну синхронизацију на мрежу. Избором повољног тренутка преко тастера се врши синхронизација по фазном ставу напона и као што се може видети са сл. 6.13 и сл. 6.14, синхронизација је веома „мекана” и са малим транзијентима у струји.

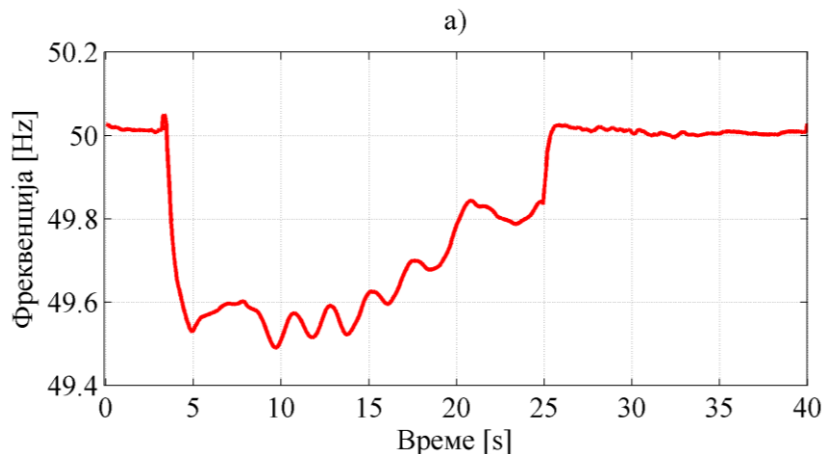


Сл. 6.13: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду

На сл. 6.16 приказана је промена активне и реактивне снаге генератора. Са слике се види да је активна снага нешто виша у односу на оно што је подешено на БО, па због тога не долази до одржавања фреквенције након преласка у острвски рад са отпорником. Такође, види се и значајно смањење реактивне снаге генератора након поновне синхронизације са мрежом, јер је побуда смањена током припрема за синхронизацију, па због тога генератор ради у капацитивном радном режиму.

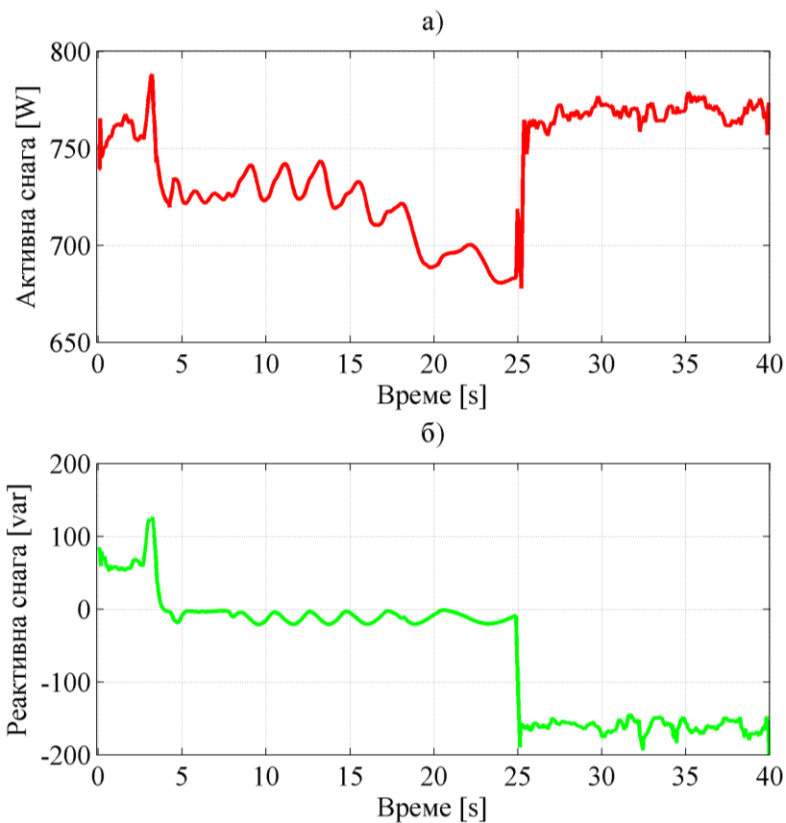


Сл. 6.14: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона воду са стране мреже и б) фазне струје са стране мреже током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду

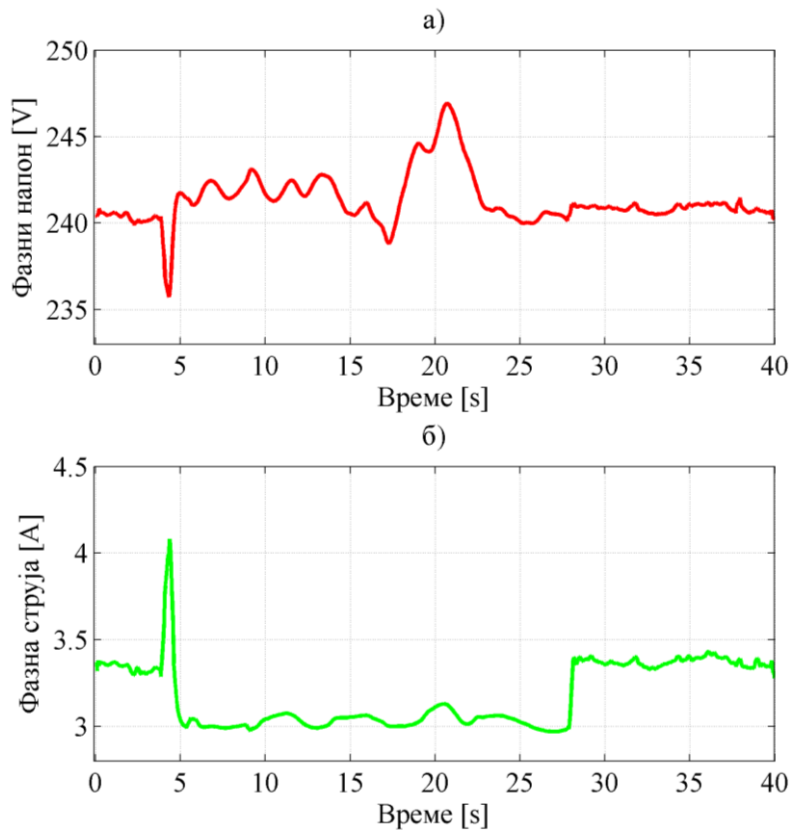


Сл. 6.15: Промена фреквенције генератора током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду

За исти случај је симулиран и двофазни кратак спој између фаза А и В. На сл. 6.17 приказана је промена ефективних вредности основних хармоника напона и струје генератора у фази погођеној кваром. У тренутку око 20 s види се да је дошло до повећања напона. БО се временом загрева, што доводи до повећања отпорности, односно смањења снаге дисипације на отпорнику. Због тога долази до тренутног повећања напона на прикључцима, али услед регулације (смањења) побуде генератора у наредним секундама се смањује вредност напона. Тиме се, као и у претходном случају, стварају скоро идеални услови за синхронизацију што се може видети из ефективне вредности струје са слике под б).



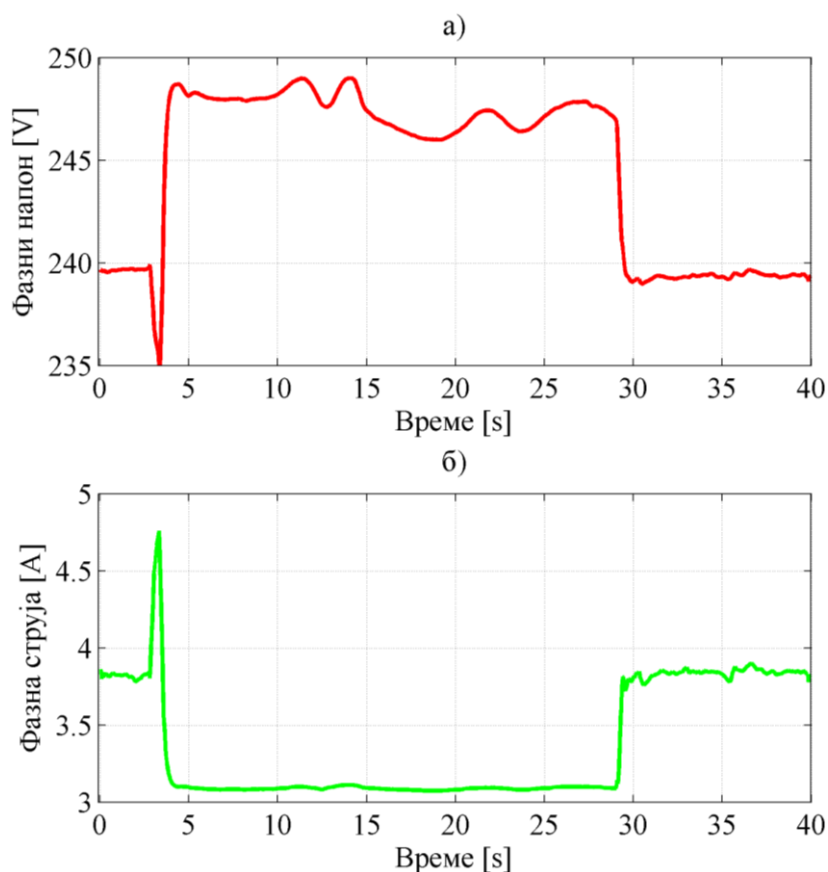
Сл. 6.16: Промена: а) активне и б) реактивне снаге генератора током транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду



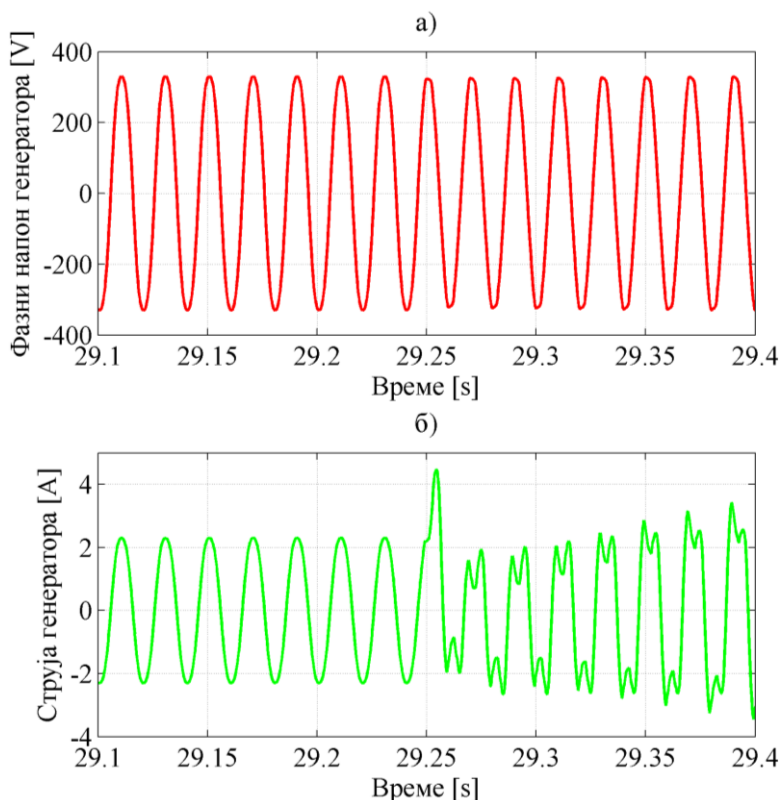
Сл. 6.17: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду

6.2.2. Кратак вод и уземљено звездиште генератора

У овом случају је звездиште генератора директно уземљено. Резултати за једнофазни кратак спој су приказани на сл. 6.18. Пораст напона током безнапонске паузе се јавља јер вредност балансног отпора није идеално подешена, већ је на нешто вишој вредности. Због тога долази до повећања напона на прикључцима генератора током рада генератора у острву са отпорником. На сл. 6.19 приказана је временска промена напона и струје у току поновне синхронизације. Промена напона је практично идеална јер нема варијација напона, већ је потребно веома мало променити побуду генератора. Ово је довољно за „мекану“ синхронизацију, уз избор правог тренутка када је минимална разлика у фази напона са стране генератора и мреже. На слици под б) се види веома добра синхронизација, практично без осцилација струје. Вредност дисипације на БО није подешена потпуно тачно, што је довело до повишења напона и ниже вредности струје током острвског рада са БО. Са друге стране, струја током острвског рада делује тако као да није адекватно процењена вредност снаге генератора, односно да предуправљање БО није извршено довољно тачно. Уземљавањем звездишта генератора створене су околности за затварање трећег хармоника струје који потиче из мреже кроз звездиште, па се у периодима када је генератор прикључен на мрежу има изразит утицај трећег хармоника мрежног напона на таласни облик струје генератора. Током рада само са БО не постоји извор трећег хармоника, па су напони и струје генератора скоро чисте синусоиде. Ово је приказано на сл. 6.19, где је увећан период непосредно пре и након поновне синхронизације на мрежу. Са слике се види незнатно изобличење напона генератора, док се у струји јасно учавља велики утицај трећег хармоника који потиче из мреже.



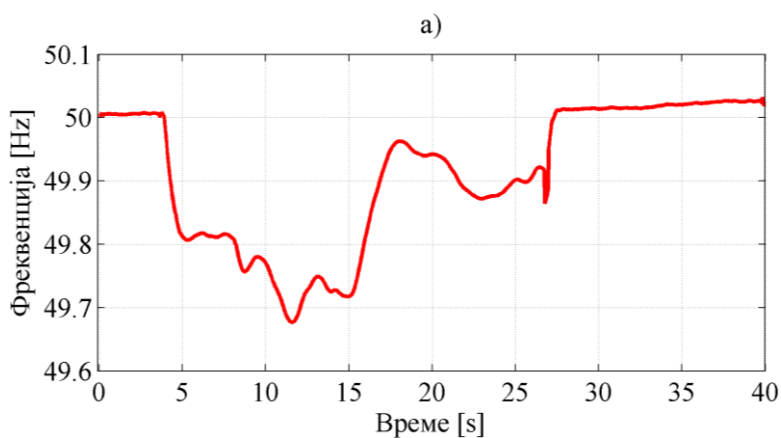
Сл. 6.18: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратаким спојем на прикључном воду



Сл. 6.19: Промена таласних облика: а) фазног напона на генератору и б) фазне струје генератора непосредно пре и након синхронизације

6.2.3. Дугачак вод и изоловано звездиште генератора

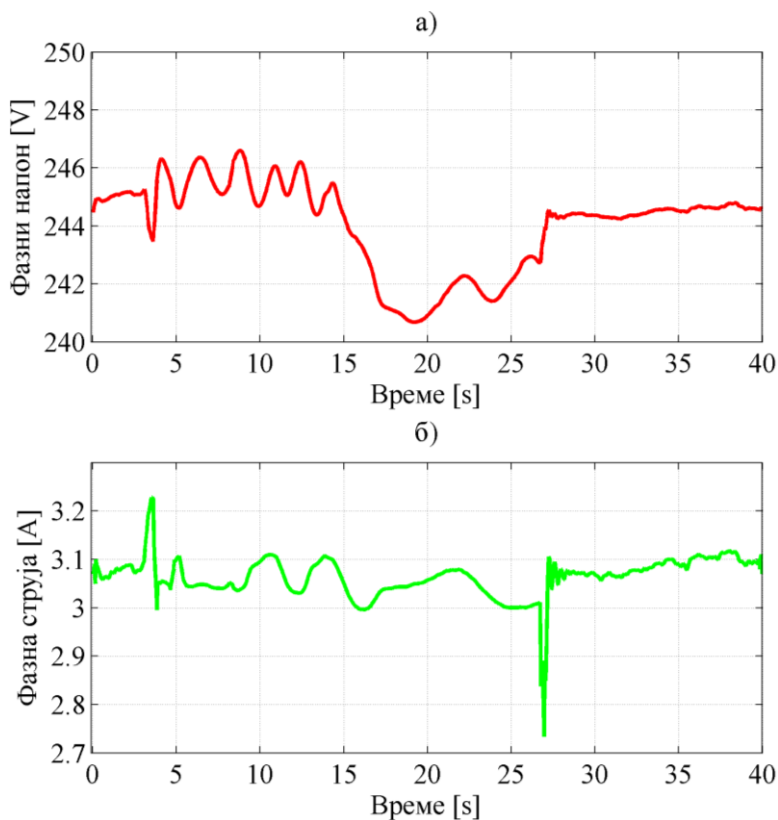
Поред кратког вода, извршена је анализа и примене АПУ-а и БО за дугачак вод, чији параметри одговарају еквивалентној дужини надземног средњенапонског вода од око 10 км. Слично као у претходним ситуацијама добијена је веома фина синхронизација са малим транзијентима јер је фреквенција јако близу 50 Hz, што се може видети на сл. 6.20. На сл. 6.21 приказана је промена ефективних вредности основног хармоника напона и струја на прикључцима генератора за једнофазни кратак спој у фази погођеној кваром. Непосредно пред синхронизацију је одступање фреквенције са стране генератора само 100 mHz. Може се уочити и промена напона на прикључцима генератора узрокована променом побуде генератора током процеса синхронизације.



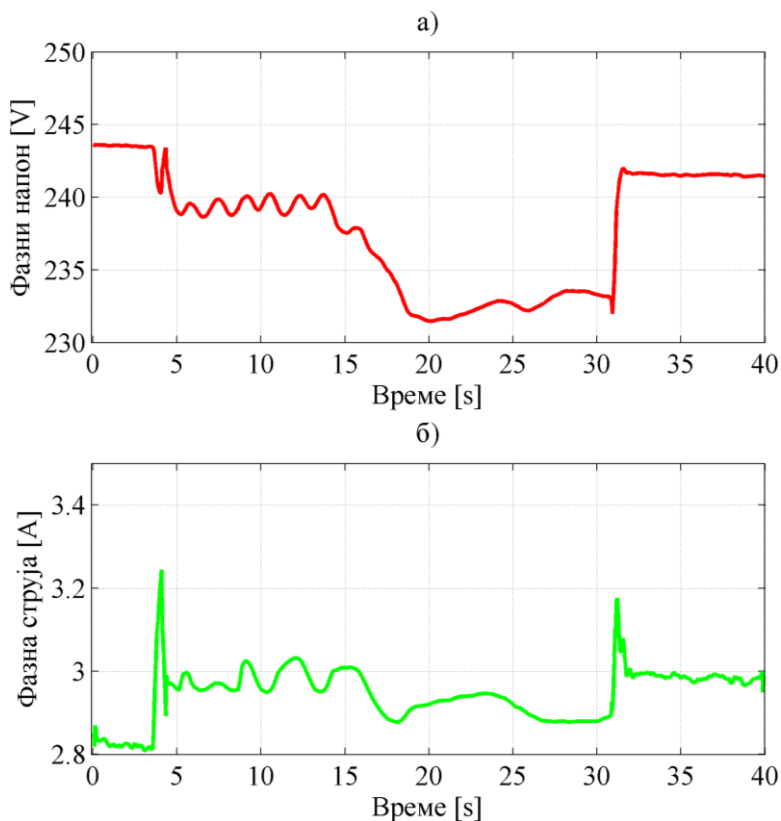
Сл. 6.20: Промена фреквенције генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду

За исти случај, само за двофазни кратак спој, приказана је промена струја и напона генератора на сл. 6.22, док је фреквенција за овај случај приказана на сл. 6.23. Са слике се види да је регулацијом побуде фреквенција враћена практично на назначену вредност, што уз

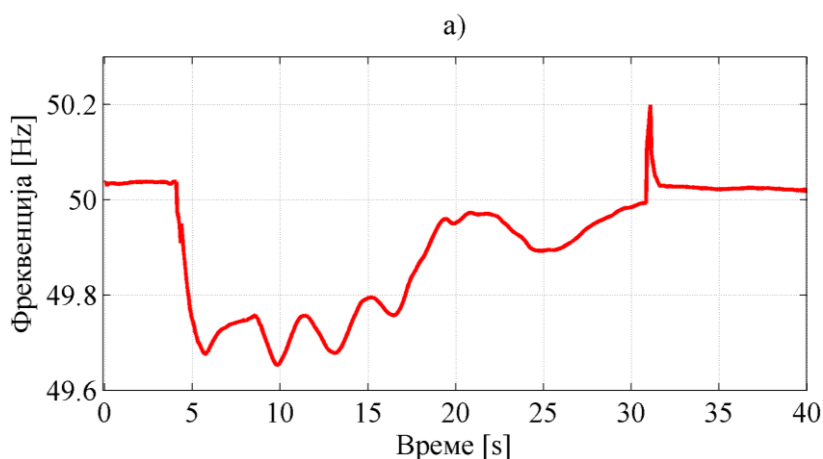
минимални фазни раскорак у тренутку синхронизације у потпуности неутралише транзијенте током прелазног процеса.



Сл. 6.21: Промена ефективних вредности основних хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду



Сл. 6.22: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду



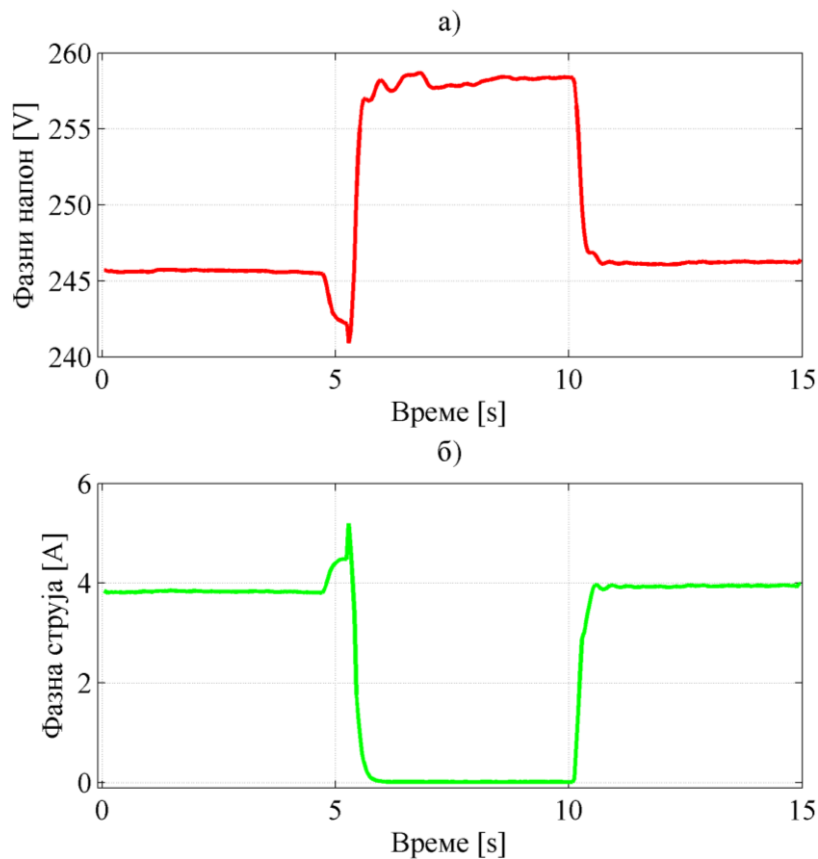
Сл. 6.23: Промена фреквенције генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду

6.2.4. Једнофазно аутоматско поновно укључење са применом једнофазног балансног отпорника

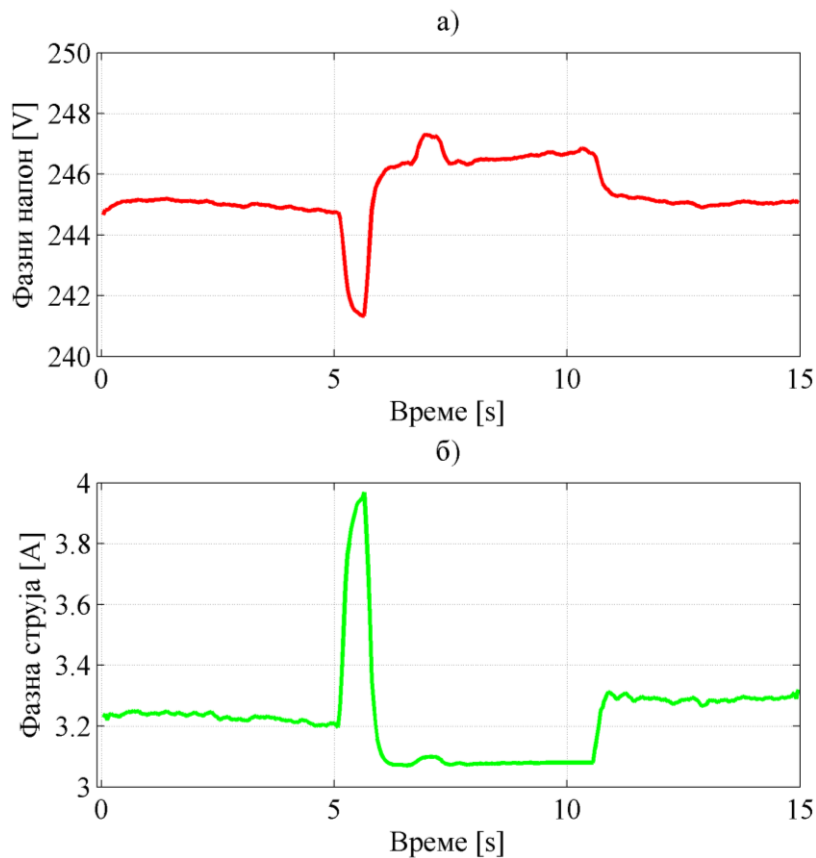
У досадашњем делу овог поглавља приказана су мерења за различите типове кварова (једнофазни и двофазни) и за различите начине уземљења звездишта при деловању трофазног АПУ-а. У овом делу су приказани резултати примене једнофазног АПУ-а, при чему је комплетна секвенца искључења остала иста, само што је искључена само фаза погођена кваром. Разматрана су два случаја. У првом случају фаза погођена кваром је изолована са стране генератора и генераторски прикључак је остао неоптерећен, а у другом случају симултано са изоловањем фазе погођене кваром са стране генератора је укључен монофазни БО у ту фазу.

У циљу верификације технике са применом једнофазног АПУ-а, која је изложена у поглављу 4, анализиран је једноциклични АПУ са безнапонском паузом у трајању од 1 s и ручним поновним укључењем након елиминације квара на воду. У тој ситуацији генератор је краткотрајно радио без једне фазе, што се у овако кратком временском интервалу може сматрати прихватљивим са аспекта инверзних струја које стварају негативне ефекте на рад генератора. На сл. 6.24 је приказана промена ефективних вредности основних хармоника напона и струја генератора у фази погођеној кваром, која се искључује након деловања једнофазног АПУ-а. Види се да долази до повишења напона током губитка фазе, али није дошло до пренапона који би представљао опасност по генератор у тако кратком временском периоду.

У циљу смањења напонских удара и смањења инверзне компоненте струје у намоту генератора током трајања транзијентног процеса изазваног реаговањем једнофазног АПУ-а са стране прикључене мреже, на прикључцима генератора извршено је укључење монофазног БО, који је унапред подешен да се на њему дисипира трећина укупне снаге, генератора при вредности напона која се имала непосредно пре квара. На тај начин, слично као у поглављу 4, имплементиран је додатни управљачки елемент који ће ограничити пренапоне и транзијентне струје на прикључцима генератора. Промена фазних напона и струја генератора током једнофазног АПУ-а са применом једнофазног БО током транзијентног процеса узрокованог једнофазним кратким спојем приказана је на сл. 6.25. Приликом примене монофазног БО неопходно је уземљити звездиште генератора, али се на тај начин омогућава затварање трећег хармоника струја из мреже кроз звездиште генератора, што се може видети на слици сл. 6.25 б). Отпор БО у потпуности одговара снази генератора у једној фази, али изостаје допринос трећег хармоника струје у мрежи. Овде се виде ограничени пренапони, док прелазни процес у тренутку поновног укључења фазе погођене кваром практично не постоји.

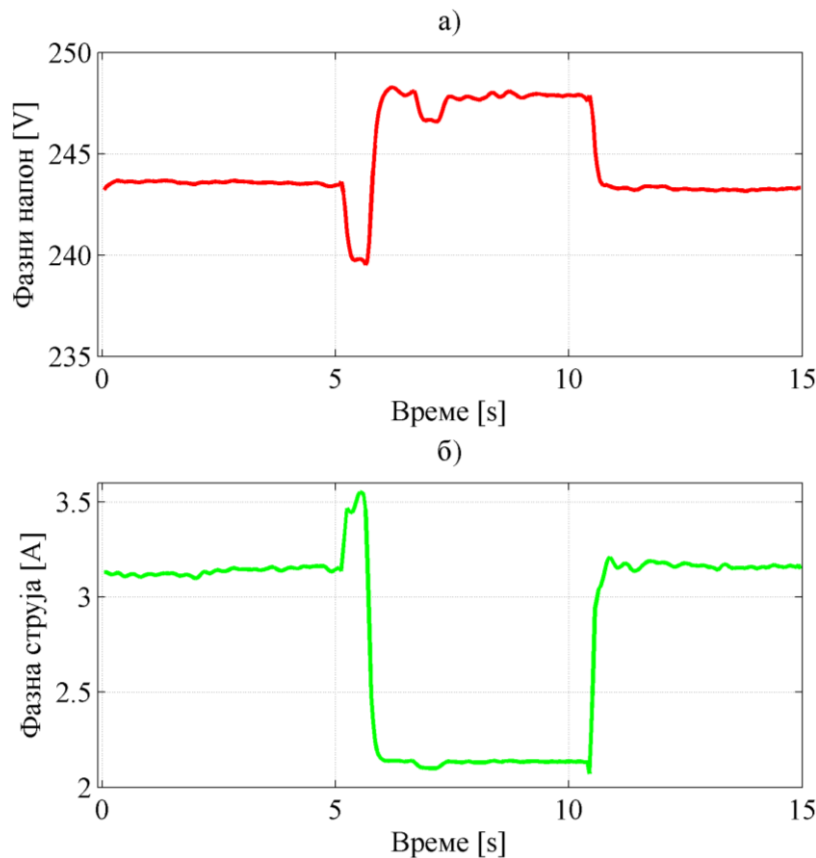


Сл. 6.24: Промена ефективних вредности основних хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду и једнофазним АПУ-ом у фази која се искључује



Сл. 6.25: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног једнофазним кратким спојем на прикључном воду и једнофазним АПУ-ом са БО у фази која се искључује

Слична ситуација се јавља и при двофазном кратком споју за који су промена ефективних вредности основног хармоника напона и струје генератора приказани на сл. 6.26. Квар настаје између две фазе да би се након тога једна од те две фазе искључила и на њу прикључио БО. Слични закључци важе као и у претходном случају, па се овде неће понављати.



Сл. 6.26: Промена ефективних вредности основног хармоника: а) фазног напона генератора и б) фазне струје генератора у току транзијента изазваног двофазним кратким спојем на прикључном воду и једнофазним АПУ-ом са БО у фази која се искључује

6.3. Закључна разматрања

Експериментална мерења на развијеном физичком моделу показала су да је могуће имплементирати у пракси предложене технике које су описане у поглављима 3 и 4. Анализом различитих кварова, карактеристика мреже и типова АПУ-а покривен је широк скуп ситуација које се могу догодити у мрежи. Физички модел је формиран тако да скоро у потпуности одговара реалним условима експлоатације у ДМ-и и садржи еквиваленте свих релевантних елемената са реалним параметрима и расклопном опремом. Аутоматизована је секвенца манипулација на основу практичних искустава из експлоатације, при чему је коришћен и конфигуриран савремени микропроцесорски уређај који се користи у електроенергетским постројењима. Формирање физичког модела је захтевало пажљиво разматрање и подешавање великог броја уређаја и елемената који треба функционално да чине исту целину. Извршен је избор и подешавање примарне опреме, затим је она међусобно повезана, формиран је секундарни подсистем, мерни подсистем, извршена конфигурација микропроцесорског уређаја, моделовани су поремећаји и измерени резултати.

Анализом примене трофазног БО и потпуног одвајања од мреже показало се да је стабилизација основних параметара генератора јако добра, чак и без додатне регулације. Извршено је укључење побудног система у стабилизацију генератора ручном променом побуде пре тренутка синхронизације, чиме је симулиран одзив који је реализован као аутоматски приликом рачунарских анализа у раду. Упркос одсуству fine регулације током

експерименталних анализа, показала се као веома значајна ручна регулација побуде. Обезбеђени су значајно бољи услови за синхронизацију него у њеном одсуству, што је потврђено и кроз мерења напона и фреквенције. Разматрани су различити услови уземљења генератора, чиме је додатно постигнута ширина у погледу верификације практичне применљивости развијених техника.

Део мерења се односи и на примену једнофазног АПУ-а у различитим ситуацијама, чиме је верификована могућност његове примене у ДМ-и. Показало се да искључење једне фазе током краћег временског периода не представља проблем за генератор и да он након тога наставља нормално да ради прикључен на мрежу.

Генералан закључак који се може извести на основу свега претходно наведеног је да, чак и у импровизованим условима какви су били током експерименталних мерења, предложене технике су показале завидан ниво ефикасности. Та ефикасност се огледа, како у задржавању транзијентне стабилности генератора у сваком анализираном случају, тако и у побољшању радних услова машина уз смањена напрезања. У анализираним сценаријима није дошло до искључења генератора, већ је извршена мирна синхронизација без присуства опасних транзијената. Тиме је обезбеђен континуалан рад генератора, што унапређује показатеље поузданости и стабилности генератора применом предложених техника. Импровизовани услови су представљали одсуство модификованог аутоматског регулатора побуде који би вршио фину регулацију и замена за њега је била ручна регулација побуде генератора која представља спорије и непрецизније решење.

7. ЗАКЉУЧАК

Предмет ове докторске дисертације представљају нове технике за унапређење стабилности дистрибуираних генератора. У циљу индикативног сагледавања предности и кључних карактеристика предложених техника и експерименталних мерења у овој дисертацији, најважније карактеристике појединих делова су дате на сл. 7.1.

Примена балансне импедансе	Примена једнофазног АПУ-а у ДМ-и
<ul style="list-style-type: none"> • Спречава испаде генератора током пролазних кварова у ДМ-и; ✓ • Смањује динамичка и електрична напрезања генератора; ✓ • Смањује неиспоручену електричну енергију; ✓ • Омогућава острвско напајање дела потрошње; ✓ • Ефикасна примена независно од конфигурације мреже и елемената. ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> • Омогућава елиминацију пролазних кварова на нивоу дела ДМ-е; ✓ • Дат је генералан приступ имплементацији једнополног АПУ-а; ✓ • Смањује неиспоручену електричну енергију; ✓ • Предложено је решење са „Нептун” спојем ЗП за унапређење ефикасности технике; ✓ • Предложена су техничка решења за одржавање рада ДГ-а у задатим границама; ✓ • Једноставна координација са постојећим системом релејне заштите у ДМ-и. ✓
Унапређење стабилности микромрежа коришћењем ЦБС-а	Експериментална верификација техника
<ul style="list-style-type: none"> • Реализовано је несиметрично инјектирање снага и одржавање баланса у микромрежи; ✓ • Развијен је систем регулације активне снаге коришћењем фазног става напона; ✓ • Унапређују се услови за рад потрошача и извора у микромрежи; ✓ • Може се интегрисати у постојеће системе за складиштење; ✓ • Велика брзина детекције поремећаја и последично унапређење стабилности ДГ-а. ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> • Развијен је детаљан физички модел ДГ-а са прикључном мрежом; ✓ • Верификована је примена БО приликом трополног АПУ-а у мрежи; ✓ • Анализиран утицај динамичке регулације побуде генератора у прелазном процесу; ✓ • Верификована примена једнофазног АПУ-а у мрежи; ✓ • Анализа примене техника у различитим радним условима и поремећајима. ✓

Сл. 7.1: Предности и кључне карактеристике предложених техника и експерименталне верификације резултата

У поглављу 3 приказан је концепт координисане контроле побуде синхроних генератора и балансне импедансе у циљу обезбеђивања стабилног острвског рада током поремећаја у прикључној мрежи и њене нерасположивости. Поред одржавања транзијентне стабилности генератора, може се обезбедити и острвско напајање дела потрошње. Анализирана су различита радна стања и апекти практичне имплементације, али и дате смернице у циљу релизације оптималне регулације током острвског рада.

Примена једнофазног АПУ-а у дистрибутивној мрежи презентована је у поглављу 4. Поред концептуалног приказа предложеног решења и генерализованог приступа практичној имплементацији, детаљно су разрађени услови рада појединих генератора, нарочито са аспекта транзијентне стабилности. За решавање поремећених радних стања дата су решења у виду корекције постојећих управљачких система дистрибуираних извора, које основне величине генератора чувају у дефинисаним границама. Анализирани су услови рада у мрежи и предложени елементи који ће омогућити једноставнију имплементацију технике, уз обезбеђивање услова за њен ефикасан рад.

Нови начин обезбеђивања симетричног рада микромрежа услед поремећаја у прикључној дистрибутивној мрежи приказан је у поглављу 5. Предложено је техничко решење са централизованим системом за складиштење електричне енергије чијим се управљањем врши симетрирање несиметричних радних режима. Дат је нови начин регулације инјектирања активне снаге који се базира на праћењу фазног става напона, који

даје изузетно брзо и тачно потребне вредности активне снаге да се у потпуности елиминишу негативне компоненте напона и струја у микромрежи. Тиме се обезбеђују значајно бољи услови за рад генератора и потрошача, али и задржава стабилност дистрибуираних извора у екстремним ситуацијама.

Њихова предност је што омогућавају релативно једноставну практичну реализацију и ефикасно уклапање у постојеће системе заштите и управљања. Поред тога, развијене технике користе само локалне мерне сигнале, чиме се избегава употреба комуникационих система који смањују поузданост и повећавају цену њихове практичне реализације.

Значај истраживања презентованих у овом раду се огледа како у унапређењу система заштите и управљања у активним дистрибутивним мрежама, тако и у развоју практичних и једноставних техника, чијом би се имплементацијом унапредили економски и технички показатељи рада и стабилност дистрибуираног генерисања. Предложене технике дају допринос развоју модерног концепта електроенергетских система са хијерархијски структурираним микромрежама и представљају корак напред у погледу постизања технички одрживих, енергетски независних и изолованих микросистема. Генерални циљ је унапређење експлоатационих карактеристика система са дистрибуираним генерисањем, повећање поузданости пласмана електричне енергије у мрежу и избегавање опасних радних стања.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEEE C37.102-2006 - *IEEE Guide for AC Generator Protection*, 2016.
- [2] Д. Милошевић, И. Видаковић, Анализа транзијентне стабилности ветроелектрана са двострано напајаном асинхроним машином при кратким спојевима у прикључној мрежи, ИНФОТЕХ-ЈАХОРИНА, вол. 15, 2015.
- [3] W. Li, P. Chao, X. Liang, Y. Sun, J. Qi, X. Chang, Modeling of complete fault ride-through processes for DFIG-Based wind turbines, *Renewable Energy*, vol. 118, pp. 1001-1014, 2018.
- [4] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, G. Buigues, A. Iturregi, Current procedures and practices on grid code compliance verification of renewable power generation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 191-202, 2017.
- [5] *Правила о раду преносног система*, АД Електромережа Србије, 2017.
- [6] М. Ђурић, З. Стојановић, *Релејна заштита*, АГМ Књига, 2014.
- [7] *Network Protection & Automation Guide*, Alstom grid, 2011.
- [8] Н. Рајаковић, Д. Тасић, *Дистрибутивне и индустријске мреже*, Академска мисао, 2008.
- [9] A. S. N. Huda, R. Živanović, Large-scale integration of distributed generation into distribution networks: Study objectives, review of models and computational tools, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 974-988, 2017.
- [10] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, N. A. Al-Emadi, Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources, *Renewable Energy*, vol. 113, pp. 266-280, 2017.
- [11] Q. Ai, X. Wang, X. He, The impact of large-scale distributed generation on power grid and microgrids, *Renewable Energy*, vol. 62, pp. 417-423, 2014.
- [12] B. Fani, H. Bisheh, I. Sadeghkhan, Protection coordination scheme for distribution networks with high penetration of photovoltaic generators, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 8, pp. 1802-1814, 2018.
- [13] Z. Liu, C. Su, H. K. Høidalen, Z. Chen, A Multiagent System-Based Protection and Control Scheme for Distribution System With Distributed-Generation Integration, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 536-545, 2017.
- [14] K. Tuitemwong, S. Premrudeepreechacharn, Expert system for protection coordination of distribution system with distributed generators, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 466-471, 2011.
- [15] A. R. Adly, R. A. El Sehiemy, A. Y. Abdelaziz, An optimal/adaptive reclosing technique for transient stability enhancement under single pole tripping, *Electric Power Systems Research*, vol. 151, pp. 348-358, 2017.
- [16] F. Zhalefar, M. R. D. Zadeh, T. S. Sidhu, A High-Speed Adaptive Single-Phase Reclosing Technique Based on Local Voltage Phasors, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 3, pp. 1203-1211, 2017.
- [17] M. H. Ali, T. Murata, J. Tamura, Transient Stability Enhancement by Fuzzy Logic-Controlled SMES Considering Coordination With Optimal Reclosing of Circuit Breakers, *IEEE Transactions on Power System*, vol. 23, no. 2, pp. 631-640, 2008.
- [18] *Protection of distribution systems with distributed energy resources*, Joint Working Group B5/C6.26/CIREN, 2015.
- [19] *Правила о раду дистрибутивног система*, ОДС „ЕПС Дистрибуција“, 2017.
- [20] IEEE 1547-2003 - *Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 2003.

- [21] DIN DIN VDE Standard 0126-1-1:2013-08, *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid*, 2013.
- [22] D. Velasco, C. L. Trujillo, G. Garcera, E. Figueres, Review of anti-islanding techniques in distributed generators, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 14, pp. 1608-1614, 2010.
- [23] Y. Shang, S. Shi, Islanding detection method adopting single-phase-operating circuit breaker, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, pp. 1039–1047, 2016.
- [24] C. N. Papadimitriou, V. A. Kleftakis, N. D. Hatziargyriou, A novel islanding detection method for microgrids based on variable impedance insertion, *Electric Power System Research*, vol. 121, pp. 58–66, 2015.
- [25] M. Vatani, T. Amraee, A. M. Ranjbar, B. Mozafari, Relay logic for islanding detection in active distribution systems, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, pp. 1254-1263, 2015.
- [26] M. Khodaparastan, H. Vahedi, F. Khazaeli, H. Oraee, A Novel Hybrid Islanding Detection Method for Inverter-Based DGs Using SFS and ROCOF, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 5, pp. 2162-2170, 2017.
- [27] V. L. Merlin, R. C. Santos, A. P. Grilo, J. C. M. Vieira, D. V. Coury, M. Oleskovicz, A new artificial neural network based method for islanding detection of distributed generators, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 75, pp. 139–151, 2016.
- [28] S. Shrivastava, S. Jain, R. K. Nema, V. Chaurasia, Two level islanding detection method for distributed generators in distribution networks, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 87, pp. 222–231, 2017.
- [29] A. Khamis, H. Shareef, A. Mohamed, Islanding detection and load shedding scheme for radial distribution systems integrated with dispersed generations, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, pp. 2261-2275, 2015.
- [30] D. Milosevic, Z. Djuricic, A new technique for improving stability of distributed synchronous generators during temporary faults in a distribution network, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 100, pp. 299-308, 2018.
- [31] K. P. Basu, S. A. Hafidz, N. M. Nor, M. George, Rebuilding of three-phase load voltage during single-phase auto reclosing in medium voltage distribution lines, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 478–481, 2013.
- [32] K. P. Basu, M. George, Maintaining balanced three-phase load voltage during single-phase auto-reclosing in medium voltage distribution lines, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 5, pp. 798–802, 2014.
- [33] D. Milošević, Ž. Đurišić, Single-phase Reclosing Technique for Reducing Islanding Events of Distributed Generators during Temporary Faults, *International Transactions on Electric Energy Systems*, vol. 30, no. 5, Article ID: e12311, 17 pages, 2019.
- [34] A. M. Amani, N. Gaeini, . Jalili, X. Yu, Voltage Control in Distributed Generation Systems Based on Complex Network Approach, *Energy Procedia*, vol. 110, pp. 334-339, 2017.
- [35] S. Ibrahim, A. M. Cramer, Y. Liao, Integrated control of voltage regulators and distributed generation inverters, *Electric Power Systems Research*, vol. 169, pp. 45–52, 2019.
- [36] G. C. Kryonidis, C. S. Demoulias, G. K. Papagiannis, A new voltage control scheme for active medium-voltage (MV) networks, *Electric Power Systems Research*, vol. 169, pp. 53–64, 2019.
- [37] X. Wang, C. Wang, T. Xu, H. Meng, P. Li, L. Yu, Distributed voltage control for active distribution networks based on distribution phasor measurement units, *Applied Energy*, vol. 229, pp. 804–813, 2018.

- [38] I. Xyng, A. Ishchenko, M. Popov, L. Sluis, Transient stability analysis of a distribution network with distributed generators, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2: pp. 1102–1104, 2009.
- [39] E.P. Madrugaa, D.P. Bernardona, R.P. Vieiraa, L.L. Pfitscher, Analysis of transient stability in distribution systems with distributed generation, *International journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 99, pp. 555–565, 2018.
- [40] A. Haddadi, A. Yazdani, G. Joos, B. Boulet, A Gain-Scheduled Decoupling Control Strategy for Enhanced Transient Performance and Stability of an Islanded Active Distribution Network, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 560-569, 2014.
- [41] T. S. Aghdam, H. K. Karegar, H. H. Zeineldin, Transient Stability Constrained Protection Coordination for Distribution Systems With DG, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5733-5741, 2018.
- [42] C. Wang, K. Yuan, P. Li, B. Jiao, G. Song, A Projective Integration Method for Transient Stability Assessment of Power Systems With a High Penetration of Distributed Generation, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 386–395, 2018.
- [43] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.
- [44] M. Nick, R. Cherkaoui, M. Paolone, Optimal siting and sizing of distributed energy storage systems via alternating direction method of multipliers, *International journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 72, pp. 33–39, 2015.
- [45] T. Zhao, Z. Ding, Cooperative Optimal Control of Battery Energy Storage System Under Wind Uncertainties in a Microgrid, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2292–2300, 2018.
- [46] R. Sebastián, Battery energy storage for increasing stability and reliability of an isolated Wind Diesel power system, *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 2, pp. 296–303, 2017.
- [47] L. Meegahapola, D. Lavery, M. R. Jacobsen, Synchronous islanded operation of an inverter interfaced renewable rich microgrid using synchrophasors, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 4, pp. 407–414, 2018.
- [48] B. Mahamedi, J. G. Zhu, M. Eskandari, J. E. Fletcher, L. Li, Protection of inverter-based microgrids from ground faults by an innovative directional element, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 22, pp. 5918–5927, 2018.
- [49] T. S. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh, Fault current coefficient and time delay assignment for microgrid protection system with central protection unit, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 598–606, 2013.
- [50] E. Nasr-Azadani, C. A. Cañizares, D. E. Olivares, K. Bhattacharya, Stability Analysis of Unbalanced Distribution Systems With Synchronous Machine and DFIG Based Distributed Generators, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2326–2338, 2014.
- [51] J. Chen, J. Chen, Stability Analysis and Parameters Optimization of Islanded Microgrid With Both Ideal and Dynamic Constant Power Loads, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 4, pp. 3263–3274, 2018.
- [52] E. Hossain, R. Perez, A. Nasiri, R. Bayindir, Stability improvement of microgrids in the presence of constant power loads, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 442–456, 2018.
- [53] R. R. Kolluri, I. Mareels, T. Alpcan, M. Brazil, J. Hoog, D. A. Thomas, Power Sharing in Angle Droop Controlled Microgrids, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 16, pp. 4743–4751, 2017.

- [54] I. Serban, R. Teodorescu, C. Marinescu, Energy storage systems impact on the short-term frequency stability of distributed autonomous microgrids, an analysis using aggregate models, *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, no. 5, pp. 531–539, 2013.
- [55] Z. Zhao, P. Yang, J. P. Guerrero, Z. Xu, T. C. Green, Multiple-Time-Scales Hierarchical Frequency Stability Control Strategy of Medium-Voltage Isolated Microgrid, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 8, pp. 5974–5991, 2016.
- [56] Y. Guan, J. C. Vasquez, J. P. Guerrero, W. Feng, Y. Wang, Frequency Stability of Hierarchically Controlled Hybrid Photovoltaic-Battery-Hydropower Microgrids, *IEEE Transactions on Industrial Application*, vol. 51, no. 6, pp. 4729–4742, 2015.
- [57] I. Serban, C. Marinescu, Control Strategy of Three-Phase Battery Energy Storage Systems for Frequency Support in Microgrids and with Uninterrupted Supply of Local Load, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 9, pp. 5010–5020, 2014.
- [58] M. A. Nezhad, H. Bevrani, Frequency control in an islanded hybrid microgrid using frequency response analysis tools, *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, no. 2, pp. 227–243, 2018.
- [59] Д. Милошевић, И. Видаковић, Анализа примарне регулације фреквенције у микромрежама са обновљивим изворима и батеријама за складиштење енергије, *ИНФОТЕХ-ЈАХОРИНА*, вол. 15, 2016.
- [60] F. Zandi, B. Fani, I. Sadeghkhan, A. Orakzadeh, Adaptive complex virtual impedance control scheme for accurate reactive power sharing of inverter interfaced autonomous microgrids, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, pp. 6021–6032, 2018.
- [61] J. Schiffer, T. Seel, J. Raisch, T. Sezi, Voltage Stability and Reactive Power Sharing in Inverter-Based Microgrids With Consensus-Based Distributed Voltage Control, *IEEE Transactions on Control System Technologies*, vol. 24, no. 1, pp. 96–109, 2015.
- [62] M. S. Marhaba, S. Farhangi, H. Iman-Eini, R. Iravani, Reactive power sharing improvement of droop-controlled DFIG wind turbines in a microgrid, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 4, pp. 842–849, 2018.
- [63] R. S. Al Abri, E. F. El-Saadany, J. M. Atwa, Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 326–334, 2013.
- [64] P. Satapathy, S. Dhar, P. K. Dash, Stability improvement of PV-BESS diesel generator-based microgrid with a new modified harmony search-based hybrid firefly algorithm, *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 5, pp. 566–577, 2017.
- [65] X. Wu, L. Chen, C. Shen, Y. Xu, J. He, C. Fang, Distributed optimal operation of hierarchically controlled microgrids, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 18, pp. 4142–4152, 2018.
- [66] X. Wu, C. Shen, Distributed Optimal Control for Stability Enhancement of Microgrids With Multiple Distributed Generators, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 4045–4059, 2017.
- [67] A. Haddadi, B. Boulet, A. Yazdani, G. Joos, A μ -based approach to small-signal stability analysis of an interconnected distributed energy resource unit and load, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 4, pp. 1715–1726, 2015.
- [68] D. Milošević, Ž. Đurišić, Technique for enhancement stability of microgrids during unsymmetrical disturbances using battery connected by single-phase converters, *IET Renewable Power Generation*, 2020.
- [69] <https://www.navigantresearch.com/news-and-views/global-additions-in-distributed-generation-capacity-to-increase-significantly>

- [70] <https://www.epri.com/#/?lang=en-US>
- [71] <https://www.cigre.org/>
- [72] G. B. Gharehpetian, S. Mohammad Mousavi Agah, *DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS, Design, Operation and Grid Integration*, Elsevier, 2017.
- [73] М. Ђурић, Ж. Ђуришић, А. Чукарић, *Електране*, КИЗ центар, Београд, 2014.
- [74] <http://eps.rs/>
- [75] G. Ardizzon, G. Cavazzini, G. Pavesi, A new generation of small hydro and pumpedhydro power plants: advances and future challenges, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 31, pp. 746–761, 2014.
- [76] M. Mohibullah, A. M. Radzi, M. I. A. Hakim, Basic design aspects of micro hydro power plant and its potential development in Malaysia, in: Power and Energy Conference, PECon 2004. Proceedings National, pp. 220–223, 2004.
- [77] S. Adhau, R. Moharil, P. Adhau, Mini-hydro power generation on existing irrigation projects: Case study of Indian sites, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 16, pp. 4785–4795, 2012.
- [78] D. K. Okot, Review of small hydropower technology, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 26, pp. 515–520, 2013.
- [79] A. Rasoulzadeh-akhijahani, B. Mohammadi-ivatloo, Short-term hydrothermal generation scheduling by a modified dynamic neighborhood learning based particle swarm optimization, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 67, pp. 350–367, 2015.
- [80] J. H. I. Ferreira, J. R. Camacho, J. A. Malagoli, S. C. G. Ju´nior, Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 56, pp. 380–387, 2016.
- [81] *Wind Energy in Europe in 2018*, Wind Europe, 2019.
- [82] Ж. Ђуришић, *Вјетроелектране*, Академска мисао, 2018.
- [83] M. H. Rashid, *Alternative Energy in Power Electronics*, Elsevier, 2015.
- [84] M. Bollen, F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, 2011.
- [85] A. C. Zambroni de Souza, M. Castilla, *Microgrids Design and Implementation*, 2019.
- [86] Д. Милошевић, Ж. Ђуришић, Унапређење стабилности дистрибуираних генератора коришћењем баланских отпорника, *Енергетика, Економија, Екологија*, бр. 3-4, стр. 22-28, 2016.
- [87] D-H. Yoon, G. Jang, Y-H. Moon, A study of the application of fast valving and braking resistor for an intelligent SPS, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 818–823, 2013.
- [88] J. Machowski, A. Smolarczyk, J.W. Bialek, Damping of power swings by control of braking resistors, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 23, pp. 539–548, 2001.
- [89] A. Causebrook, D. J. Atkinson, A .G. Jack, Fault ride-through of large wind farms using series dynamic braking resistors, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no.3, pp. 966–975, 2007.
- [90] W. Freitas, A. Morelato, W. Xu, Improvement of induction generator stability using braking resistors, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1247–1249, 2004.
- [91] Д. Милошевић, А. Ђорђевић, Примена балансне импедансе за одржање стабилности дистрибуираних генератора, *ИНФОТЕХ-ЈАХОРИНА*, вол. 17, стр. 162-167, 2018.

- [92] M. H. Ali, T. Murata, J. Tamura, Effect of coordination of optimal reclosing and fuzzy controlled braking resistor on transient stability during unsuccessful reclosing, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1321–1330, 2006.
- [93] P. S. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill Press, 1993.
- [94] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Power Engineering Society, 2005.
- [95] <https://www.ascopower.com/us/en/products/load-banks.jsp>
- [96] <http://www.load-banks.com/index.html>
- [97] <http://www.simpax.pl/en/>
- [98] <http://www.omsistem.co.rs/>
- [99] Д. Милошевић, М. Митровић, Ј. Станојевић, А. Ђорђевић, Р. Биорац, Динамичко подешавање релејне заштите у дистрибутивној мрежи са дистрибуираним генерисањем, *Енергетика, Економија, Екологија*, бр. 3-4, стр. 328-335, 2017.
- [100] S. R. Paital, P. K. Ray, A. Mohanty, Comprehensive review on enhancement of stability in multimachine power system with conventional and distributed generations, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 16, pp. 1854–1863, 2018.
- [101] L. Meegahapola, T. Littler, Characterisation of large disturbance rotor angle and voltage stability in interconnected power networks with distributed wind generation, *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 3, pp. 272–283, 2015.
- [102] Z. Shuai, Y. Sun, Z. John Shen, et. al, Microgrid stability: Classification and a review, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 58, pp. 167–179, 2016.
- [103] L. Meegahapola, D. Lavery, M. R. Jacobsen, Synchronous islanded operation of an inverter interfaced renewable rich microgrid using synchrophasors, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 4, pp. 407–414, 2018.
- [104] X. Tang, X. Hu, N. Li, W. Deng, G. Zhang, A Novel Frequency and Voltage Control Method for Islanded Microgrid Based on Multienergy Storages, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 410–419, 2016.
- [105] M. Farrokhabadi, S. Konig, C. Canizares, K. Bhattacharya, T. Leibfried, Battery Energy Storage System Models for Microgrid Stability Analysis and Dynamic Simulation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2301–2312, 2017.
- [106] A. A. Khodadoost Arani, G. B. Gharehpetian, M. Abedi, Review on Energy Storage Systems Control Methods in Microgrids, *International Journal of Electric Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 745–757, 2019.
- [107] X. Li, Z. Li, L. Guo, J. Zhu, Y. Wang, C. Wang, Enhanced Dynamic Stability Control for Low-Inertia Hybrid AC/DC Microgrid With Distributed Energy Storage Systems, *IEEE Access*, vol. 7, pp. 91234–91242, 2019.
- [108] S. Weng, D. Yue, C. Dou, J. Shi, C. Huang, Distributed Event-Triggered Cooperative Control for Frequency and Voltage Stability and Power Sharing in Isolated Inverter-Based Microgrid, *IEEE Transactions on Cybernetics*, vol. 49, no.4, pp. 1427–1439, 2019.
- [109] A. Haddadi, B. Boulet, A. Yazdani, G. Joos, A μ -based approach to small-signal stability analysis of an interconnected distributed energy resource unit and load, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 4, pp. 1715–1726, 2015.
- [110] X. Zhu, Z. Xie, S. Jing, H. Ren, Distributed virtual inertia control and stability analysis of dc microgrid, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 4, pp. 3477–3486, 2018.

- [111] A. Hosseinipour, H. Hojabri, Virtual inertia control of PV systems for dynamic performance and damping enhancement of DC microgrids with constant power loads, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 4, pp. 430–438, 2018.
- [112] T. Kerdphol, M. Watanabe, K. Hongesombit, Y. Mitani, Self-Adaptive Virtual Inertia Control-Based Fuzzy Logic to Improve Frequency Stability of Microgrid With High Renewable Penetration, *IEEE Access*, vol. 7, pp. 76071–76083, 2019.
- [113] Техничка препорука бр. 6, *Уземљење неутралних тачака у електродистрибутивним мрежама 110 kV, 35 kV, 20 kV, 10 kV и 0,4 kV*, ЈП ЕПС – Дирекција за дистрибуцију, 2004.
- [114] М. Ђурић, *Високонапонска постројења*, Беопрес штампа, 2009.
- [115] М. Modrovčić, *Određivanje kriterija za odabir načina uzemljenja neutralne točke 10(20) kV mreže obzirom na kvalitetu električne energije*, Magistarski rad, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2011.
- [116] X. Yan, Z. He, W. Chen, An Investigation into Arc Self-extinguishing Characteristics on Peterson Coil Compensated System, *International Conference on High Voltage Engineering and Application*, pp. 249–252, 2008.
- [117] L. Mehigan, J. P. Deane, B. P. O. Gallachóir, V. Bertsch, A Review of the role of Distributed Generation (DG) in Future Electricity Systems, *Energy*, vol. 163, pp. 822–836, 2018.
- [118] A. Hirisch, Y. Parag, J. Guerrero, Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 90, pp. 402–411, 2018.
- [119] K. A. Wheeler, M. Elsamahy, S. O. Faried, A Novel Reclosing Scheme for Mitigation of Distributed Generation Effects on Overcurrent Protection, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 981–991, 2018.
- [120] U. K. Kalla, B. Singh, S. S. Murthy, C. Jain, K. Kant, Adaptive Sliding Mode Control of Standalone Single-Phase Microgrid Using Hydro, Wind, and Solar PV Array-Based Generation, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6806–6814, 2017.
- [121] D. M. Greenwood, K. Y. Lim, C. Patsios, P. F. Lyons, Y. S. Lim, P. C. Taylor, Frequency response services designed for energy storage, *Applied Energy*, vol. 203, pp. 115–127, 2017.
- [122] J. Kumar, A. Agarwal, V. Agarwal, A review on overall control of DC microgrids, *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 113–138, 2019.
- [123] M. Taylor, *Battery Storage – accelerating the energy transition*, IRENA, 2017.
- [124] *Enhanced Frequency Control Capability (EFCC)*, National Grid, 2015.
- [125] *Case studies: battery storage*, IRENA, 2015
- [126] A. A. Khodadoost Arani, H. Karami, G. B. Gharehpetian, M. S. A. Hejazi, Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 69, pp. 9–18, 2017.
- [127] G. S. M. Mousavi, F. Faraji, A. Majazi, K. Al-Haddad, A comprehensive review of Flywheel Energy Storage System technology, *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 67, pp. 477–490, 2017.
- [128] I. Serban, Microgrids: A control strategy for microgrids: Seamless transfer based on a leading, *Applied Energy*, vol. 221, pp. 490–507, 2018.
- [129] L. S. Xavier, W. C. S. Amorim, A. F. Cupertino, V. F. Mendes, W. C. do Bonaventura, H. A. Pereira, Power converters for battery energy storage systems connected to medium voltage systems: a comprehensive review, *BMC Energy*, vol. 1, 2019.
- [130] *DIgSILENT PowerFactory, Version 15*, DIgSILENT GmbH, 2014.

- [131] B. Yang, J. Wang, Y. Sang, et al, Applications of supercapacitor energy storage systems in microgrid with distributed generators via passive fractional-order sliding-mode control, *Energy*, vol. 187, 2019.
- [132] W. Jing, C. H. Lai, S. H. W. Wong, M .L. D. Wong, Battery-supercapacitor hybrid energy storage system in standalone DC microgrids: a review, *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 4, pp. 461-469, 2017.
- [133] *REF 615 Series Technical Manual, ABB, 2018.*
- [134] Ж. Ђуришић, М. Ђурић, *ОКО*, Електротехнички факултет у Београду, 2004.

БИОГРАФСКИ ПОДАЦИ О АУТОРУ ДИСЕРТАЦИЈЕ

Дејан Н. Милошевић је рођен 29.04.1991. године у Аранђеловцу. Основну школу „Први српски устанак” у Орашцу завршио је 2006. године, а након тога и Техничку школу „Милета Николић” у Аранђеловцу. Током основног и средњег образовања постигао је запажене резултате на државном нивоу на такмичењима из природних и друштвених наука.

Студије на Електротехничком факултету у Београду уписао је 2010. године. Завршио је одсек Енергетика, смер за Електроенергетске системе и током студија је остварио просечну оцену 9,63. Дипломски рад „Анализа транзијентне стабилности ветроелектране прикључене на радијалну мрежу коришћењем софтвера *DIGSILENT PowerFactory*” одбранио је 2014. године. Мастер студије је уписао 2014. године на Електротехничком факултету у Београду, на модулу Електроенергетски системи. Током мастер студија је постигао просечну оцену 10, а мастер рад под називом „Анализа примарне регулације фреквенције у микромрежама” одбранио је 2015. године. Ментор на изради дипломског и мастер рада био је проф. др Жељко Ђуришић. Докторске студије је уписао исте године на Електротехничком факултету у Београду, модул Електроенергетске мреже и системи, где је положио све испите са просечном оценом 10.

Од 2014-2016. године био је запослен у Електротехничком институту „Никола Тесла”, у центру за Електроенергетске системе. Ту је учествовао на изради студија електроенергетских система које обухватају анализу стабилности, регулацију напона и фреквенције, прикључење нових извора, процену губитака и планирање. Од 2016. године је запослен у компанији *Global Substation Solutions*, где се бави пословима пројектовања и испитивања високонапонских трафостаница.

Области научноистраживачког рада којима се до сада бавио су: интеграција обновљивих извора енергија, релејна заштита, транзијентна стабилност, регулација фреквенције и напона, микромреже и дистрибуирано генерисање. Аутор/коаутор је на 17 радова (3 рада у међународним часописима са SCI листе, 1 рад на међународној конференцији, 3 рада у домаћим часописима, 2 рада у домаћим зборницима радова и 8 радова на домаћим/регионалним конференцијама).

ИЗЈАВА О АУТОРСТВУ

Потписани: Дејан Н. Милошевић

Број уписа: 5018/2015

Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом

**Нове технике за унапређење транзијентне стабилности активних дистрибутивних
мрежа**

- 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 аутора:

У Београду, 25. 05. 2020. године



ИЗЈАВА О ИСТОВЕТНОСТИ ШТАМПАНЕ И ЕЛЕКТРОНСКЕ ВЕРЗИЈЕ ДОКТОРСКОГ РАДА

Име и презиме аутора: Дејан Н. Милошевић

Број уписа: 5018/2015

Студијски програм: Електротехника и рачунарство

Наслов рада: Нове технике за унапређење транзијентне стабилности активних дистрибутивних мрежа

Ментор: др Жељко Ђуришић, ванредни професор

Изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предао ради похрањивања у **Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду**.

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци везани за добијање академског звања доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране рада.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Београду.

Потпис аутора:

У Београду, 25. 05. 2020. године



ИЗЈАВА О КОРИШЋЕЊУ

Овлашћујем Универзитетску библиотеку „Светозар Марковић” да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду унесе моју докторску дисертацију под насловом:

Нове технике за унапређење транзијентне стабилности активних дистрибутивних мрежа

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 Београду могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (*Creative Commons*) за коју сам се одлучио.

1. Ауторство (CC BY)
2. Ауторство – некомерцијално (CC BY-NC)
3. Ауторство – некомерцијално – без прераде (CC BY-NC-ND)
4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима (CC BY-NC-SA)
5. Ауторство – без прераде (CC BY-ND)
6. Ауторство – делити под истим условима (CC BY-SA)

Потпис докторанда:

У Београду, 25. 05. 2020. године



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 прерада.** 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 прерада.** 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.