



УНИВЕРЗИТЕТ У БЕОГРАДУ
ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ФАКУЛТЕТ

Димитрије С. Котур

**ОПТИМАЛНО ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО
УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ У
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ СА
ВИСОКИМ СТЕПЕНОМ ПЕНЕТРАЦИЈЕ
ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ**

- докторска дисертација -

Београд, јун 2020.



**UNIVERSITY OF BELGRADE
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING**

Dimitrije S. Kotur

**OPTIMAL SPATIAL AND TEMPORAL DEMAND
SIDE MANAGEMENT IN A POWER SYSTEM WITH
LARGE PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY
SOURCES**

- Doctoral Dissertation -

Belgrade, June 2020.

Ментор:

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

Чланови комисије:

др Јован Микуловић, редовни професор
(Универзитет у Београду – Електротехнички факултет)

др Андрија Сарић, редовни професор
(Универзитет у Новом Саду – Факултет техничких наука)

др Александар Савић, ванредни професор
(Универзитет у Београду – Електротехнички факултет)

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

Датум усмене одбране:

Захвалница

Ова дисертација представља врхунац мог образовања које је трајало укупно 22 године. Због тога, осећам да је врло важно да се осврнем на тај период свог живота и захвалим се свима који су оставили печат на мене на том путу.

На првом месту, захваљујем се свом ментору и професору Жељку Ђуришићу на томе што је на мене пренео љубав према обновљивим изворима енергије, на свој подршци како током рада на факултету тако и приликом израде ове дисертације и што је најбитније, што ми је на првом месту био пријатељ све ове године.

Након тога, захваљујем се својој породици, Љубици, Стевану, Боји и Милици, на свој подршци и љубави коју ми пружају од када знам за себе и на томе што су веровали у мене чак и када ја понекад то нисам. Волим вас највише на свету.

Захваљујем се својим наставницима и професорима из основне и средње школе. Ту бих посебно издвојио учитељицу Весну која је прва препознала мој таленат и која је учинила да се тај таленат настави да развија у најбољем могућем смеру. Затим, желим да се захвалим професорима математике Мири, Јагошу и Јелени као и професоркама физике Светлани и Весни на заједничком проведеном времену и на свим наградама које смо заједно освојили.

Посебна захвалност и професорима и асистентима са факултета који су били ту за мене и пружили ми знање које поседујем из области енергетике.

Овом приликом желим да се посебно захвалим и компанији Мика Пројект Сервис на несебичној помоћи и подршци у току студирања. Ово је компанија од које се може јакно пуно научити како се треба понашати према младим талентима.

И коначно, али не и најмање битно, велика захвалност остатку моје породице и свим мојим пријатељима који су били ту за мене и у лепим и у мање лепим тренуцима мог живота. Без ваше подршке не бих могао да дођем до овога те вам због тога велико хвала.

ОПТИМАЛНО ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ СА ВИСОКИМ СТЕПЕНОМ ПЕНЕТРАЦИЈЕ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ

Сажетак:

Предмет истраживања докторске дисертације је оптимално просторно и временско управљање потрошњом у електроенергетском систему са високим степеном пенетрације ОИЕ. Основни доприноси дисертације су:

1. Развијен је алгоритам и математички модел за оптимизацију просторног и временског управљања потрошњом у циљу минимизације губитака у преносној и дистрибутивној мрежи и побољшања напонских профила у потрошачким чворовима.

У досадашњој литератури, управљање потрошњом се посматра као ресурс за повећање усклађености потрошње и производње из ОИЕ, чији је крајњи циљ смањење зависности система од електрана на фосилна горива. На овај начин посматра се само временска димензија управљања потрошњом, односно занемарују се модел мреже и просторна дисперзивност потрошње и производње из ОИЕ. У дисертацији је приказана методологија за одређивање оптималног просторног и временског управљања потрошњом у условима високог степена производње ОИЕ. Предложена методологија, поред временске координате управљања потрошњом, уважава и модел мреже, као и информације о локацији потрошње и производње из ОИЕ, чиме оптимизациони проблем добија и просторну димензију. Улазни параметри дефинисаног оптимизационог проблема су: прогноза потрошње подељена на неуправљив и управљив део, прогноза производње из обновљивих извора енергије као и подаци о моделу мреже. Прогнозе се посматрају за наредни дан. Дефинисани проблем представља веома комплексан нелинеаран оптимизациони проблем са великим бројем ограничења типа једнакости и неједнакости. Решење дефинисаног проблема добијено је коришћењем алгоритма развијеног на бази *Interior Point Method*. Предложена метода је демонстрирана на примеру преносне и дистрибутивне мреже. Такође, резултати су верификовани и на примеру реалне дистрибутивне мреже у Банату. Из добијених анализа се може закључити да се оптималним просторним и временским управљањем потрошњом додатно могу смањити губици у систему и побољшати напонске прилике. У дисертацији је извршена и анализа утицаја грешке у прогнози производње ОИЕ на бенефите предложене методологије. Добијени резултати показују да грешка прогнозе има релативно мали утицај на остварене бенефите.

2. Развијен је алгоритам и математички модел за оптимизацију просторног и временског управљања потрошњом и управљања производњом конвенционалних електрана у циљу минимизације укупних трошкова у електроенергетском систему.

У оквиру овог доприноса дисертације развијен је алгоритам за оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу минимизације укупних трошкова у електроенергетском систему. У овом алгоритму се анализирају трошкови производње конвенционалних електрана и они представљају објективну функцију у дефинисаном проблему, док се као непознате величине посматрају сатне снаге потрошње и производње из конвенционалних електрана. На овај начин, постиже се већа независност система са великом пенетрацијом интермитентних ОИЕ од конвенционалних електрана. Такође, показано је да се применом ове методологије могу смањити дневни оперативни трошкови конвенционалних електрана. Добијени резултати показују да се помоћу оптималног просторног и временског управљања потрошњом равнају дијаграми нето потрошње, производње конвенционалних електрана као и дијаграми напона, чиме се они приближавају идеалним временским профилима.

3. **Развијена је методологија за повећање расположивих капацитета за интеграцију обновљивих извора енергије у дистрибутивним мрежама кроз просторно и временско управљање потрошњом.** Један од доприноса дисертације је алгоритам за оптимално просторно и временско управљање потрошњом чија је главна улога решавање нарушених техничких ограничења која настају у системима са великом производњом ОИЕ. Наиме, са повећањем производње из ОИЕ, у систему може доћи до проблема као што су пренапони, супротни токови снага и преоптерећења секција. У таквим ситуацијама се или забрањује даља инсталација ОИЕ или се врши одсецање производње ОИЕ када дође до нарушења дефинисаних ограничења. У раду је приказано оптимално просторно и временско управљање потрошњом чији је задатак да уместо одсецања производње врши померање потрошње, чиме се може увећати пласман производње из ОИЕ на тржиште електричне енергије и решити сва нарушена ограничења. Резултати су демонстрирани на примеру дистрибутивне мреже. Такође, предложена методологија је верификована и на примеру реалне дистрибутивне мреже у Банату. У раду је показано да се предложеном методологијом значајно могу увећати капацитети електроенергетског система за веће учешће ОИЕ, нарочито када се посматра комбинација управљања потрошњом са одсецањем дијаграма производње.
4. **Развијена је методологија и предложени су математички модели за повећање транзитних преносних капацитета и сигурности транзита енергије кроз електроенергетски систем са високим степеном пенетрације обновљивих извора енергије и управљивом потрошњом.** У дисертацији је приказан алгоритам оптималног просторног и временског управљања потрошњом за оптимизацију преносних система. У условима слободног тржишта оператор преносног система мора обезбедити сигурно извршење уговорених трансакција и транспорт електричне енергије између удаљених области уз задовољавање $n-1$ принципа сигурности. Један од ресурса који оператор преносног система може користити представља и управљање потрошњом. Оптималним просторним и временским управљањем потрошњом, оператор система добија додатне ресурсе који му могу омогућити да увећа преносне капацитете система, при чему су задовољена сва сигурносна ограничења. Предложена методологија као улазне величине, поред дијаграма потрошње и производње из ОИЕ, користи и податке о уговореним транзитима електричне енергије кроз анализирану преносну мрежу, као и ограничења о максималним снагама водова. Да би се омогућило брже решавање оптимizacionог проблема, у дисертацији се за решавање оптимizacionог проблема користи квадратно програмирање. Резултати су демонстрирани на примеру реалне преносне мреже Србије. Добијени резултати показују да се оптималним просторним и временским управљањем потрошњом добијају додатни ресурси за повећавање преносних капацитета система уз задовољавање принципа сигурности.
5. **Развијен је концепт оптималног просторног и временског управљања ценом електричне енергије у електроенергетским системима са обновљивим изворима енергије и индиректно управљивом потрошњом.** У овој анализи, приказана је методологија за коришћење индиректног управљања потрошњом као ресурса за оптимизацију стања система. На тај начин долази се до оптималног просторног и временског динамичког тарифирања. Циљ приказане методологије је одређивање на који начин у сваком чвору система треба формирати дијаграме цена електричне енергије за наредни дан да би се постигло оптимално стање. Дијаграми цена формирају се са сатном резолуцијом. Оптимално стање система представља стање система без нарушених ограничења уз минималне трошкове преузимања електричне енергије. У овој методологији уведена је и матрица еластичности цена електричне енергије помоћу које се моделује утицај промена цене у једном сату на промену потрошње у неком другом сату. Добијени резултати показују да се помоћу оптималног просторног и временског динамичког тарифирања могу смањити трошкови, како потрошача, тако и дистрибутивног предузећа.

Кључне речи:

Обновљиви извори енергије; Интелигентне електроенергетске мреже; Просторно и временско управљање потрошњом; Губици електричне енергије;

Научна област:

Електротехника

Ужа научна област:

Електроенергетски системи

УДК: 621.3

OPTIMAL SPATIAL AND TEMPORAL DEMAND SIDE MANAGEMENT IN A POWER SYSTEM WITH LARGE PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

Abstract:

The subject of the doctoral dissertation is optimal spatial and temporal demand side management in a power system with large penetration of renewable energy sources. The main contributions of the dissertation are:

1. ***An algorithm and a mathematical model have been developed to optimize spatial and temporal demand side management in order to minimize losses in the transmission and distribution network and to improve voltage profiles in consumer buses.*** In the existing literature, demand side management is seen as a resource for increasing the correlation between consumption and production from RES, with ultimate goal to reduce the dependency of the system on fossil fuel power plants. In this way, only the time dimension of demand side management is considered, that is, the network model and the spatial dispersion of consumption and production renewable energy sources are neglected. The dissertation presents the methodology for determining the optimal spatial and temporal demand side management in conditions of high degree of renewable energy sources production. The proposed methodology, in addition to the time coordinate of demand side management, also takes into account the network model, as well as information on the location of consumption and production from renewable energy sources, which introduces the optimization problem a time dimension. The input parameters of the defined optimization problem are: load forecast divided into deferrable and non deferrable part, production forecast from renewable energy sources as well as data on the network model. The forecasts are defined for the next day. The defined problem is a very complex nonlinear optimization problem with many equality and inequality constraints. The solution to the defined problem was obtained using an algorithm developed using Interior Point Method. The proposed method is demonstrated by the example of transmission and distribution networks. Also, the results were verified by the example of a real distribution network in Banat. From the obtained analyzes it can be concluded that optimal spatial and temporal demand side management can further reduce system losses and improve voltage conditions. The dissertation also analyzes the impact of an error in the forecast of RES production on the benefits of the proposed methodology. The results obtained show that the forecast error has a relatively small effect on the benefits obtained
2. ***An algorithm and a mathematical model have been developed to optimize the spatial and temporal demand side management and production management of conventional power plants in order to minimize the total costs in the power system.*** As part of this dissertation contribution, an algorithm for optimal spatial and temporal demand side management was developed in order to minimize the total costs in the power system. This algorithm analyzes the costs of generation of conventional power plants and presents an objective function in a defined problem, while the hourly power consumption and production from conventional power plants are considered as unknown variables. In this way, greater independence of systems with high penetration of intermittent renewable energy sources from conventional power plants is achieved. It has also been shown that the implementation of this methodology can reduce the daily operating costs of conventional power plants. The results obtained show that with optimal spatial and temporal demand side management, net consumption diagrams, conventional power plant production and voltage diagrams are aligned, thus bringing them closer to ideal weather profiles.
3. ***A methodology has been developed to increase the available capacity for the integration of renewable energy sources in distribution networks through spatial and temporal demand side management.*** One of the contributions of the dissertation is an algorithm for optimal spatial and

temporal demand side management whose main role is to solve the violations that arise in systems with large RES production. Namely, with the increase in production from renewable energy sources, problems such as overvoltages, reverse power flows and section overloads can occur in the system. In such situations, it is either forbidden to continue installing renewable energy sources or it is necessary to conduct power curtailment when the defined constraints are violated. The paper presents optimal spatial and temporal demand side management whose task is to manage consumption instead of curtailing production from renewable energy sources, which can increase the export of electricity from renewable energy sources into the electricity market and address any violations. The results are demonstrated by the example of a distribution network. Also, the proposed methodology was verified by the example of a real distribution network in Banat. The dissertation shows that the proposed methodology can significantly increase the capacity of the electricity power system for greater renewable energy sources participation, especially when considering the combination of demand side management with production curtailment of renewable energy sources.

4. ***A methodology has been developed and mathematical models have been proposed to increase transit transmission capacity and security of energy transit through a power system with a high degree of penetration of renewable energy sources and deferrable load.*** The dissertation presents the algorithm of optimal spatial and temporal demand side management for optimization of transmission systems. In a free-market environment, the transmission system operator must ensure the secure execution of contracted transactions and the transport of electricity between remote areas while meeting the n-1 security principle. Demand side management is one of the resources that a transmission system operator can use. With optimal spatial and temporal demand side management, the system operator receives additional resources that can enable it to increase the transmission capacity of the system, while meeting all security constraints. The proposed methodology uses, in addition to the consumption and production diagrams from renewable energy sources, input data on contracted electricity transits through the analyzed transmission network, as well as restrictions on maximum power that can flow through the lines. In order to enable optimization problems to be solved more quickly, quadratic programming is used. The results are demonstrated by the example of a real transmission network in Serbia. The obtained results show that optimal spatial and temporal demand side management provides additional resources for increasing the transmission capacity of the system while meeting the security principles.
5. ***The concept of optimal spatial and temporal management of the electricity prices in power systems with renewable energy sources and indirectly deferrable load consumption has been developed.*** In this analysis, a methodology for using indirect demand side management as a resource to optimize the state of the system is presented. In this way, optimal spatial and temporal dynamic tariffing is achieved. The aim of the presented methodology is to determine how in each bus of the system electricity price diagrams for the next day should be formed in order to have an optimal system state. Price diagrams are formed with hourly resolution. The optimal state of the system is the state of the system without violations with minimal electricity import costs. This methodology also introduces a price elasticity matrix to model the impact of price changes in one hour on changes in consumption in another hour. The results obtained show that the optimal spatial and temporal dynamic tariffing can reduce the costs of both the consumers and utility.

Key words:

Renewable Energy Sources; Smart Grids; Spatial and Temporal Demand Side Management; Electrical Power Losses; Energy Market; Dynamic Pricing;

Scientific area:

Electrical engineering

Scientific sub-area:

Electric power systems

САДРЖАЈ:

1. УВОД	1
2. КАРАКТЕРИСТИКЕ РАЗЛИЧИТИХ ТИПОВА ЕЛЕКТРАНА	7
2.1 НЕОБНОВЉИВИ ИЗВОРИ ЕНЕРГИЈЕ	7
2.1.1 Термоелектране на угаљ.....	8
2.1.2 Термоелектране на гас	9
2.2 ОБНОВЉИВИ ИЗВОРИ ЕНЕРГИЈЕ.....	10
2.2.1 Хидроелектране.....	11
2.2.2 Соларне електране.....	12
2.2.3 Ветроелектране.....	14
2.3 ПРОРАЧУН ПРОИЗВОДЊЕ ФОТОНАПОНСКИХ ЕЛЕКТРАНА И ВЕТРОЕЛЕКТРАНА.....	14
2.3.1 Прорачун производње фотонапонских електрана.....	15
2.3.2 Прорачун производње ветроелектрана	15
3. УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ	16
3.1 ИНДИРЕКТНО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ	17
3.2 ДИРЕКТНО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ	20
3.2.1 Искључење потрошача са мреже	21
3.2.2 Управљање потрошњом смањивањем напона	21
3.2.3 Померање потрошње и директно управљање уређајима	23
3.3 ОДРЕЂИВАЊЕ УПРАВЉИВОГ И НЕУПРАВЉИВОГ ДИЈАГРАМА ПОТРОШЊЕ	25
3.3.1 Приказ структуре потрошње у свету.....	26
3.3.2 Системи за складиштење енергије и њихов утицај на дијаграм управљиве потрошње	28
3.3.3 Студија потенцијала управљања потрошњом извршена на територији Србије.....	30
3.3.4 Декомпозиција потрошње у научним радовима.....	33
4. ОПТИМАЛНО ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ СА ОБНОВЉИВИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ	35
4.1 ДЕФИНИЦИЈА ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА	38
4.2 МЕТОДОЛОГИЈЕ ЗА РЕШАВАЊЕ ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА	41
4.2.1 Решавање оптимизационог проблема генетским алгоритмом.....	42
4.2.2 Решавање оптимизационог проблема коришћењем Interior Point методе	47
4.3 ТЕСТ СИСТЕМ СА 3 ЧВОРА	51
4.4 ТЕСТ СИСТЕМ – ПРЕНΟΣНА МРЕЖА СА 11 ЧВОРА	56
4.4.1 Решење оптимизационог проблема генетским алгоритмом.....	58
4.4.2 Решење оптимизационог проблема Interior Point методом	60
4.5 ТЕСТ СИСТЕМ – ДИСТРИБУТИВНА МРЕЖА СА 16 ЧВОРОВА	64
4.6 ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	67
5. ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ ЗА ОПТИМАЛНИ ТРАНСПОРТ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ПРЕКО СИСТЕМА СА ВЕЛИКИМ УЧЕШЋЕМ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ УЗ ЗАДОВОЉАВАЊЕ ПРИНЦИПА СИГУРНОСТИ	69
5.1 ДЕФИНИЦИЈА ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА	70
5.1.1 Дефиниција улазних и излазних променљивих	71
5.1.2 Дефиниција објективне функције	72
5.1.3 Ограничења типа једнакости.....	73
5.1.4 Ограничења типа неједнакости	74
5.1.5 Ограничења у случају испада	74
5.2 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА РЕШАВАЊЕ ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА.....	74
5.3 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ПРИКАЗАНИ НА ТЕСТНОМ СИСТЕМУ ПРЕНΟΣНЕ МРЕЖЕ СРБИЈЕ	76
5.3.1 Опис дијаграма потрошње, производње, трансакције и цене електричне енергије.....	77
5.3.2 Опис извршених прорачуна.....	79
5.4 ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	85

6. ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ У ЦИЉУ ПОВЕЋАЊА КАПАЦИТЕТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА ЗА ВЕЋУ ПЕНЕТРАЦИЈУ ОИЕ.....	87
6.1 Дефиниција ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА	89
6.1.1 Дефиниција улазних и излазних променљивих	90
6.1.2 Дефиниција објективне функције	91
6.1.3 Ограничења типа једнакости.....	91
6.1.4 Ограничења типа неједнакости	92
6.2 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА РЕШАВАЊЕ ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА.....	93
6.3 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ПРИКАЗАНИ НА ПРИМЕРУ ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ ОД 16 ЧВОРОВА.....	97
6.3.1 Опис потрошње и производње	97
6.3.2 Опис извршених прорачуна.....	99
6.3.3 Управљање потрошњом као ресурс за повећање капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ	103
6.4 ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	104
7. ОПТИМАЛНО ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО ДИНАМИЧКО ТАРИФИРАЊЕ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ СА ОИЕ	105
7.1 Дефиниција ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА	106
7.1.1 Дефиниција улазних и излазних променљивих	107
7.1.2 Дефиниција објективне функције	107
7.1.3 Ограничења типа једнакости.....	108
7.1.4 Ограничења типа неједнакости	109
7.2 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА РЕШАВАЊЕ ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА.....	110
7.3 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ПРИКАЗАНИ НА ПРИМЕРУ ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ ОД 16 ЧВОРОВА.....	112
7.3.1 Прва анализа – дијаграм цена електричне енергије на тржишту је константан.....	113
7.3.2 Друга анализа – дијаграм тржишне цене електричне енергије има мање варијације	115
7.3.3 Трећа анализа – дијаграм тржишне цене електричне енергије има велике варијације	117
7.3.4 Четврта анализа – дијаграм тржишне цене електричне енергије има велике варијације, производња из ОИЕ је велика.....	120
7.4 ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	122
8. ВЕРИФИКАЦИЈА АЛГОРИТАМА НА ПРИМЕРУ РЕАЛНЕ МРЕЖЕ СРБИЈЕ.....	123
8.1 ПОДАЦИ О АНАЛИЗИРАНОМ СИСТЕМУ	123
8.2 АНАЛИЗА ПРОСТОРНОГ И ВРЕМЕНСКОГ УПРАВЉАЊА ПОТРОШЊОМ У ЦИЉУ МИНИМИЗАЦИЈЕ ГУБИТАКА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ.....	131
8.3 АНАЛИЗА ПРОСТОРНОГ И ВРЕМЕНСКОГ УПРАВЉАЊА ПОТРОШЊОМ У ЦИЉУ МИНИМИЗАЦИЈЕ ГУБИТАКА И ПОВЕЋАЊА КАПАЦИТЕТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА ЗА ВЕЋУ ПЕНЕТРАЦИЈУ ОИЕ	136
8.4 УТИЦАЈ НЕСИГУРНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ ОИЕ НА ЕФЕКТЕ ОПТИМАЛНОГ ПРОСТОРНОГ И ВРЕМЕНСКОГ УПРАВЉАЊА	142
8.5 ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	146
9. ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ КАО ДЕО ВЕЛИКОГ СИСТЕМА ЗА УПРАВЉАЊЕ ПРЕНОСНИМ И ДИСТРИБУТИВНИМ МРЕЖАМА.....	147
9.1 ПОСТОЈЕЋИ СОФТЕРСКИ ПАКЕТИ ЗА УПРАВЉАЊЕ ПРЕНОСНИМ И ДИСТРИБУТИВНИМ МРЕЖАМА	147
9.2 КОМУНИКАЦИЈА СОФТВЕРА ЗА УПРАВЉАЊЕ ДИСТРИБУТИВНОМ МРЕЖОМ СА АГРЕГАТОРОМ	150
10. ЗАКЉУЧАК	153
ЛИТЕРАТУРА.....	156
ПРИЛОГ 1 – УПРАВЉИВИ И НЕУПРАВЉИВИ ДЕО ПОТРОШЊЕ ЗА РАЗЛИЧИТЕ КАТЕГОРИЈЕ ПОТРОШАЧА НА ТЕРИТОРИЈИ СРБИЈЕ.....	169
ПРИЛОГ 2 – КАРАКТЕРИСТИЧНИ ДИЈАГРАМИ ПОТРОШЊЕ.....	175
БИОГРАФСКИ ПОДАЦИ О АУТОРУ ДИСЕРТАЦИЈЕ	179
ИЗЈАВА О АУТОРСТВУ.....	180
ИЗЈАВА О ИСТОВЕТНОСТИ ШТАМПАНЕ И ЕЛЕКТРОНСКЕ ВЕРЗИЈЕ ДОКТОРСКОГ РАДА	181
ИЗЈАВА О КОРИШЋЕЊУ	182

СПИСАК СЛИКА:

Сл. 1.1 Приказ конвенционалног електроенергетског система, [1].....	1
Сл. 1.2 Дијаграм цена и производње електричне енергије из различитих извора у Немачкој (извор: <i>Fraunhofer ISE</i>).....	2
Сл. 1.3 Прогнозирани тренд промене структуре производње електричне енергије до 2050. године (извор: <i>International Renewable Energy Laboratory – IRENA</i>).....	3
Сл. 2.1 Термоелектрана Никола Тесла А у Обреновцу, [1]	8
Сл. 2.2 Конверзија енергије у термоелектрани	9
Сл. 2.3 Анимација будуће гасне електране ТЕ-ТО Панчево (извор: Нафтна индустрија Србије – НИС).....	10
Сл. 2.4 Хидроелектрана Ђердап 1, [1].....	11
Сл. 2.5 Шематски приказ конверзије енергије у хидроелектранама.....	12
Сл. 2.6 Фотонапонска електрана (извор: <i>Solaris Energy</i>)	13
Сл. 2.7 Ветроелектрана Ковачица (извор: <i>Ветропарк Ковачица</i>).....	14
Сл. 3.1 Три основна начина управљања потрошњом	16
Сл. 3.2 Дијаграм цена приликом примене <i>TOU</i> модела управљања потрошњом	18
Сл. 3.3 Дијаграм цена електричне енергије током примене <i>CPP</i> модела у току дана када је планирано обарање потрошње.....	19
Сл. 3.4 Дијаграм цена приликом примене тарифирања у реалном времену.....	20
Сл. 3.5 Илустрација управљања напонима и реактивним снагама у циљу смањивања потрошње – напонски профил на фидеру.....	22
Сл. 3.6 Пример померања потрошње	23
Сл. 3.7 Пример потрошње са управљивим и неуправљивим делом	25
Сл. 3.8 Структура потрошње електричне енергије у сектору домаћинства у Америци (извор: <i>U.S. Energy Information Administration</i>).....	26
Сл. 3.9 Структура потрошње електричне енергије у комерцијалном сектору у САД (извор: <i>U.S. Energy Information Administration</i>).....	26
Сл. 3.10 Структура потрошње електричне енергије у индустријском сектору у САД (извор: <i>U.S. Energy Information Administration</i>).....	27
Сл. 3.11 Структура потрошње електричне енергије домаћинства у Аустралији (извор: <i>Energy Rating, Аустралија</i>)	28
Сл. 3.12 Промена инсталисаних капацитета нових батерија у САД (извор: <i>Wood Mackenzie Power & Renewable</i>)	29
Сл. 3.13 Прогноза промене инсталисаних капацитета акумулаторских батерија у Аустралији (извор: <i>Smart Energy Council</i>)	29
Сл. 3.14 Снабдевеност домаћинства у Србији одређеним електричним уређајима изражена у процентима од укупног броја домаћинства (извор: Завод за статистику Србије).....	30
Сл. 3.15 Снабдевеност домаћинства у Београду одређеним електричним уређајима изражена у процентима од укупног броја домаћинства (извор: Завод за статистику Србије).....	30
Сл. 3.16 Пример одређивања карактеристичног дијаграма потрошње за радни дан за месец мај, [74, 75].....	31
Сл. 3.17 Методологија за одређивање удела различитих категорија потрошње у укупној потрошњи конзума, [74, 76]	32
Сл. 3.18 Приказ методологије за одређивање удела различитих типова потрошње коришћењем неуралних мрежа, [74, 77]	32
Сл. 3.19 Структура потрошње домаћинства у Уједињеном краљевству, [79]	33
Сл. 3.20 Декомпонована потрошња, [81].....	34
Сл. 4.1 Дијаграм нето потрошње у Калифорнији (извор: <i>California ISO</i>).....	35
Сл. 4.2 Негативни сценарио без просторног управљања потрошњом.....	37
Сл. 4.3 Пример ЕЕС-а	39
Сл. 4.4 Формирање нове генерације јединки коришћењем генетског алгорита, [1]	44

Сл. 4.5 Пример укрштања избором једне тачке укрштања, [1]	44
Сл. 4.6 Пример укрштања избором две тачке укрштања, [1]	45
Сл. 4.7 Пример униформног укрштања, [1].....	45
Сл. 4.8 Илустрација турнира у генетском алгоритму, [1]	46
Сл. 4.9 Мутација на осмом гену, [1].....	46
Сл. 4.10 Најбоља и најлошија решења кроз итерације, [1]	47
Сл. 4.11 Изглед објективне функције са променом пенализационог фактора.....	48
Сл. 4.12 Тест мрежа са 3 чвора	51
Сл. 4.13 Дијаграми потрошње у другом и трећем чвору са означеним управљивим и неуправљивим делом	52
Сл. 4.14 Производња из ОИЕ у другом и трећем чвору	52
Сл. 4.15 Дијаграми потрошње након оптималног временског управљања потрошњом	53
Сл. 4.16 Дијаграми потрошње након оптималног просторно-временског управљања потрошњом	54
Сл. 4.17 Производња балансног чвора и напони чворова.....	55
Сл. 4.18 Тест систем са 11 чвора: Преносна мрежа Србије напонског нивоа 400 kV.....	56
Сл. 4.19 Дијаграми потрошње пре управљања потрошњом у систему са 11 чвора.....	57
Сл. 4.20 Дијаграми производње из ОИЕ.....	58
Сл. 4.21 Оптимални дијаграми потрошње у случају када се оптимизациони проблем решава генетским алгоритмом.....	59
Сл. 4.22 Оптимални дијаграми потрошње у циљу минимизације дневних губитака енергије у систему са 11 чворова.....	60
Сл. 4.23 Дијаграми производње електрана пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом у систему са 11 чвора када је објективна функција минимум дневних губитака електричне енергије	61
Сл. 4.24 Варијације напона у најкритичнијем потрошачком чвору (чвор број 2), анализирана објективна функција су минимални дневни губици електричне енергије	61
Сл. 4.25 Оптимални дијаграми потрошње у циљу минимизације дневних губитака енергије у систему са 11 чвора.....	62
Сл. 4.26 Дијаграми производње електрана пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом у систему са 11 чвора када је критеријумска функција минимум дневних трошкова производње електричне енергије	62
Сл. 4.27 Варијације напона у најкритичнијем потрошачком чвору (чвор број 2), анализирана објективна функција су минимални дневни трошкови производње електричне енергије	63
Сл. 4.28 Анализирани тестни систем са 16 чворова	64
Сл. 4.29 Дијаграми потрошње пре управљања потрошњом у систему са 16 чворова	65
Сл. 4.30 Дијаграми производње из ОИЕ у систему са 16 чворова.....	65
Сл. 4.31 Оптимални дијаграми потрошње у систему са 16 чворова.....	66
Сл. 4.32 Активна снага у напојном чвору и варијације напона у најкритичнијем чвору	67
Сл. 5.1 Пренос електричне енергије из система А у систем В преко система С	70
Сл. 5.2 Алгоритам за добијање оптималног решења уважавајући сигурност система	75
Сл. 5.3 Анализирани тестни електроенергетски систем са 23 чвора	76
Сл. 5.4 Дијаграми потрошње анализираних тестних система са 23 чвора пре управљања потрошњом	78
Сл. 5.5 Производња из ОИЕ у анализираном тестном систему са 23 чвора	78
Сл. 5.6 Дневни дијаграм преноса електричне енергије из чвора 8 у чвор 23.....	79
Сл. 5.7 Нормализован дијаграм цена електричне енергије на тржишту	79
Сл. 5.8 Максимална вредност релативног оптерећења преосталих грана у случају испада сваке од грана у анализираном систему без управљања потрошњом	80
Сл. 5.9 Оптимални дијаграми потрошње за минимизацију дневних трошкова електричне енергије у систему са управљањем потрошњом и трансакцијом електричне енергије	81

Сл. 5.10 Оптимални дијаграми потрошње за минимизацију дневних трошкова електричне енергије у систему са управљањем потрошњом и без трансакције електричне енергије	82
Сл. 5.11 Максимална вредност релативног оптерећења преосталих грана у случају испада сваке гране у анализираном систему са управљањем потрошњом.....	82
Сл. 5.12 Оптимални дијаграми производње конвенционалних електрана.....	85
Сл. 6.1 <i>Heat maps</i> - локацијски капацитет система за већу пенетрацију ОИЕ, [140]	88
Сл. 6.2 Индетификација ограничења и прорачун капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ, [140]	88
Сл. 6.3 Приказ ознака на грани i на којој се анализирају губици.....	92
Сл. 6.4 Оптимизациони алгоритам	93
Сл. 6.5 Прорачун губитака у анализираној мрежи	95
Сл. 6.6 Анализирани тестни систем са 16 чворова	97
Сл. 6.7 Дијаграми потрошње пре управљања потрошњом у систему са 16 чворова	98
Сл. 6.8 Производња из ОИЕ у анализираном тест систему	98
Сл. 6.9 Оптимални дијаграми потрошње када је могуће обезбедити комплетан извоз енергије из ОИЕ	99
Сл. 6.10 Снага која протиче кроз трансформатор пре и након управљања потрошњом	100
Сл. 6.11 Оптимални дијаграми потрошње када није могуће обезбедити комплетан извоз енергије из ОИЕ	100
Сл. 6.12 Снага производње ОИЕ пре и након примене оптимизационог алгоритма	101
Сл. 6.13 Снага која протиче кроз трафостаницу и прву секцију трећег фидера пре и након примене предложеног алгоритма	101
Сл. 6.14 Дијаграми напона пре и након управљања потрошњом у чвору 13 добијени у првој анализи	102
Сл. 6.15 Дијаграми напона пре и након управљања потрошњом у чвору 13 добијени у другој анализи	102
Сл. 6.16 Зависност произведене енергије из ОИЕ од управљиве потрошње	103
Сл. 7.1 Оптимизациони алгоритам.....	111
Сл. 7.2 Анализирани тестни систем са 16 чворова и прикључене две фотонапонске електране и једном ветроелектраном.....	113
Сл. 7.3 Производња из ОИЕ у првом анализираном случају.....	114
Сл. 7.4 Дијаграми цена електричне енергије у првом анализираном случају	114
Сл. 7.5 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања	114
Сл. 7.6 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања	115
Сл. 7.7 Цена електричне енергије на тржишту у другој анализи, (извор: <i>EPEX</i>).....	115
Сл. 7.8 Производња из ОИЕ у другом анализираном случају.....	116
Сл. 7.9 Дијаграми цена електричне енергије у другом анализираном случају.....	116
Сл. 7.10 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања у другој анализи.....	116
Сл. 7.11 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања	117
Сл. 7.12 Цена електричне енергије на тржишту у трећој анализи	118
Сл. 7.13 Производња из ОИЕ у трећем анализираном случају	118
Сл. 7.14 Дијаграми цена електричне енергије у трећем анализираном случају	118
Сл. 7.15 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања у трећој анализи.....	119
Сл. 7.16 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања	119
Сл. 7.17 Производња из ОИЕ у четвртм анализираном случају	120
Сл. 7.18 Дијаграми цена електричне енергије у четвртм анализираном случају	120

Сл. 7.19 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања у четвртој анализи	121
Сл. 7.20 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања	121
Сл. 8.1 Сателитски снимак анализираних дистрибутивних мрежа, [160].....	123
Сл. 8.2 Једнополна шема анализираних система, [160]	123
Сл. 8.3 Пример три карактеристична дијаграма потрошње различитих категорија потрошача и укупног дијаграма потрошње трансформаторске станице, [74]	125
Сл. 8.4 Удео различитих категорија потрошача у укупном оптерећењу трафостанице.....	126
Сл. 8.5 Карактеристични дијаграми потрошње извода ТС Зрењанин који напаја Перлез и Тител.....	127
Сл. 8.6 Декомпозиција потрошње ТС Зрењанин на различите категорије потрошача у току зиме.....	127
Сл. 8.7 Декомпозиција потрошње ТС Зрењанин на различите категорије потрошача у току лета	127
Сл. 8.8 Сатна производња фотонапонског система инсталисане снаге 10 kW у току једне године.....	129
Сл. 8.9 Карактеристични летњи и зимски дијаграми производње фотонапонских система..	129
Сл. 8.10 Крива снаге ветротурбине Е-40/5.40 500 40.3	130
Сл. 8.11 Сатна производња ветротурбине назначене снаге 500 kW у току једне године.....	130
Сл. 8.12 Карактеристични летњи и зимски дијаграми производње ветротурбине.....	130
Сл. 8.13 Цена електричне енергије на тржишту Србије у току 2019. године (извор: <i>SEEPEX</i>)	131
Сл. 8.14 Уређени дијаграм напона свих чворова у анализираном систему	132
Сл. 8.15 Уређени дијаграм оптерећења напојне станице	133
Сл. 8.16 Карактеристични летњи и зимски дијаграм оптерећења напојне трафостанице.....	133
Сл. 8.17 Усредњени дијаграми потрошње пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом за зимску сезону	134
Сл. 8.18 Усредњени дијаграми потрошње пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом за летњу сезону	135
Сл. 8.19 Зависност губитака од процентуалног удела управљиве потрошње	135
Сл. 8.20 Уређени дијаграм напона у свим чворовима тест мреже пре и након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом.....	138
Сл. 8.21 Уређени дијаграм снаге напојне трафостанице пре и након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом	138
Сл. 8.22 Зависност производње ОИЕ пре и након управљања потрошњом за различите инсталисане капацитете ОИЕ	140
Сл. 8.23 Дијаграми повећања производње ОИЕ након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом и измештене потрошње	141
Сл. 8.24 Зависност односа увећање производње ОИЕ и измештене потрошње од инсталисане снаге свих ОИЕ у систему.....	142
Сл. 8.25 Сатне снаге производње ветропарка у Банату.....	143
Сл. 8.26 Кумулативни дијаграм релативне грешке прогнозе производње ветропарка у Банату за дан унапред	143
Сл. 8.27 Уређени дијаграм напона у анализираном систему.....	145
Сл. 8.28 Уређени дијаграм снаге напојне станице коришћењем реалних и прогнозираних података о производњи ОИЕ	145
Сл. 9.1 Организација система за управљање дистрибутивном мрежом	148
Сл. 9.2 Комуникација централизованог система са агрегатором	151
Сл. 9.3 Управљање системом са могућношћу просторног и временског управљања потрошњом	152
Сл. П.1 Карактеристичан нерадни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)	169

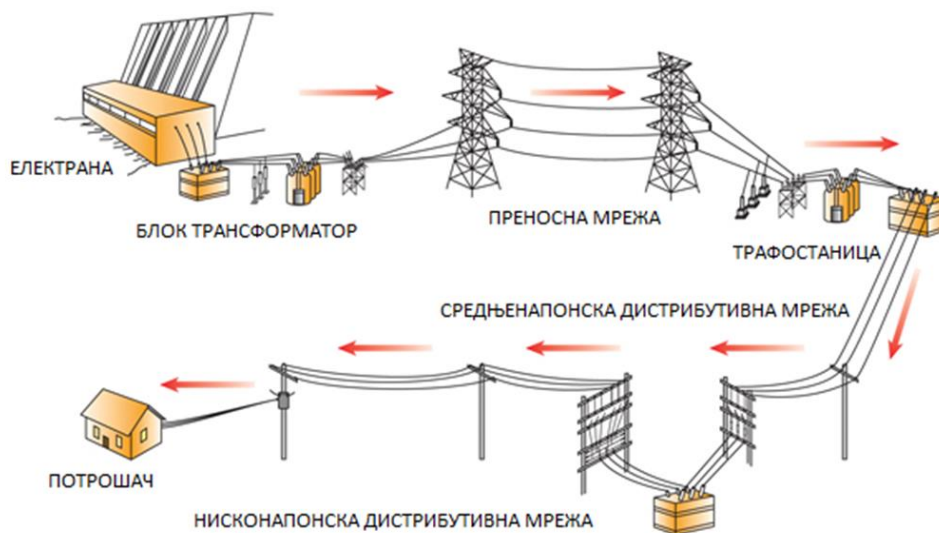
Сл. П.2 Карактеристичан радни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)	169
Сл. П.3 Карактеристичан нерадни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)	169
Сл. П.4 Карактеристичан радни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)	170
Сл. П.5 Карактеристичан нерадни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)	170
Сл. П.6 Карактеристичан радни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)	170
Сл. П.7 Карактеристичан нерадни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)	171
Сл. П.8 Карактеристичан радни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)	171
Сл. П.9 Карактеристичан нерадни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)	171
Сл. П.10 Карактеристичан радни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)	172
Сл. П.11 Карактеристичан нерадни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)	172
Сл. П.12 Карактеристичан радни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)	172
Сл. П.13 Карактеристичан нерадни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)	173
Сл. П.14 Карактеристичан радни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)	173
Сл. П.15 Карактеристичан нерадни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)	173
Сл. П.16 Карактеристичан радни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)	174
Сл. П.2.1 Карактеристичан радни летњи дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије	175
Сл. П.2.2 Карактеристичан нерадни летњи дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије.....	175
Сл. П.2.3 Карактеристичан радни зимски дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије.....	175
Сл. П.2.4 Карактеристичан нерадни зимски дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије.....	1756
Сл. П.2.5 Карактеристичан радни летњи дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије.....	1756
Сл. П.2.6 Карактеристичан нерадни летњи дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије.....	1756
Сл. П.2.7 Карактеристичан радни зимски дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије.....	1757
Сл. П.2.8 Карактеристичан нерадни зимски дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије.....	1757
Сл. П.2.9 Карактеристичан радни летњи дан за потрошача који се не греје коришћењем електричне енергије али врши припрему санитарне топле воде.....	1757
Сл. П.2.10 Карактеристичан нерадни летњи дан за потрошача који се не греје коришћењем електричне енергије али врши припрему санитарне топле воде.....	1758

СПИСАК ТАБЕЛА:

Табела 3.1 Структура потрошње домаћинства у Великој Британији (извор: <i>Intertek</i>).....	27
Табела 4.1 Параметри анализиране тест мреже	51
Табела 4.2 Резултати анализа за систем са 3 чвора без управљања потрошњом	53
Табела 4.3 Резултати оптималног управљања потрошњом приказани на примеру система са 3 чвора	54
Табела 4.4 Губици енергије и оперативни трошкови у зависности од процента расположиве управљиве потрошње	55
Табела 4.5 Параметри преносне мреже са 11 чворова	57
Табела 4.6 Основне карактеристике генераторских чворова	58
Табела 4.7 Резултати анализа без оптималног просторног и временског управљања потрошњом	59
Табела 4.8 Резултати анализа без оптималног просторног и временског управљања потрошњом	60
Табела 4.9 Параметри анализираниог тестног система са 16 чворова.....	64
Табела 4.10 Резултати анализа у систему са 16 чворова.....	66
Табела 5.1 Параметри анализираниог тестног система са 23 чвора.....	77
Табела 5.2 Основне информације о генераторским чворовима	78
Табела 5.3 Губици енергије.....	83
Табела 5.4 Трошкови губитака енергије	83
Табела 5.5 Оперативни трошкови конвенционалних електрана	83
Табела 5.6 Трошкови трансакције електричне енергије услед повећања трошкова губитака електричне енергије	84
Табела 5.7 Трошкови трансакције електричне енергије услед повећања трошкова губитака ..	84
Табела 8.1 Подаци о анализираној мрежи, [160]	124
Табела 8.2 Максимална очекивана снага сваког чвора у анализираном систему, [160].....	128
Табела 8.3 Подаци о тачки прикључења ОИЕ и њиховој инсталисаној снази, [160].....	128
Табела 8.4 Уређени дијаграм напона пре и након просторног и временског управљања потрошњом	132
Табела 8.5 Уређени дијаграм оптерећења напојне трафостанице пре и након просторног и временског управљања потрошњом.....	133
Табела 8.6 Дозвољене вредности напона у анализираној мрежи.....	137
Табела 8.7 Назначене струје надземних водова за различите попречне пресеке	137
Табела 8.8 Резултти анализа промене одсечене енергије из ОИЕ пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом за различите снаге производње из ОИЕ ..	139
Табела 8.9 Кумулативни дијаграм напона пре и након просторног и временског управљања потрошњом	144
Табела 8.10 Уређени дијаграм оптерећења напојне трафостанице коришћењем реалних и прогнозираних података о производњи ОИЕ.....	145

1. УВОД

Развој електроенергетских система започет је крајем деветнаестог века. Почетком двадесетог века постављени су основни принципи на којима ће бити базирани будући електроенергетски системи и нису се мењали скоро читав век. Такав систем данас је у инжењерским круговима познат као конвенционални електроенергетски систем (ЕЕС). Конвенционални ЕЕС базиран је на четири основне карике – производња електричне енергије, пренос електричне енергије, дистрибуција електричне енергије и потрошња. На Сл. 1.1. дат је сликовит приказ конвенционалног ЕЕС-а [1].

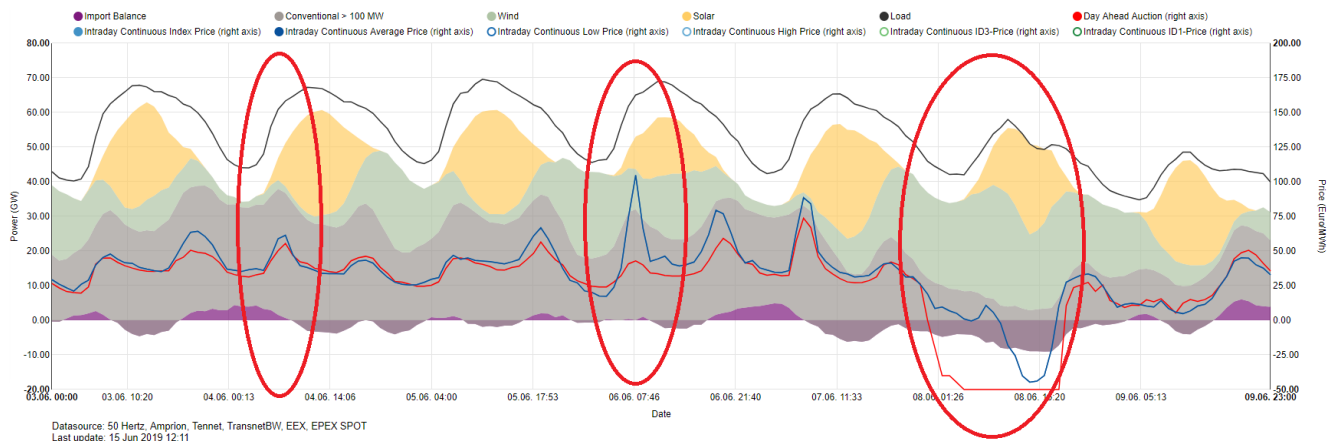


Сл. 1.1 Приказ конвенционалног електроенергетског система, [1]

У конвенционалном ЕЕС-у, производња електричне енергије врши се у великим централизованим електранама, најчешће сагоревањем фосилних горива (угаљ, нафта, гас), нуклеарног горива или коришћењем хидроенергије. Разлог за ово је пре свега економске природе због тога што цена произведеног kWh-а опада са величином електране. Конвенционалне електране се преко блок трансформатора повезују на преносни систем и сва произведена енергија се из електрана инјектира у преносну мрежу. Коришћењем преносног система, електрична енергија се на високом напону преноси до удаљених локација одакле се у непосредној близини потрошача даље пребацује у дистрибутивни систем. Дистрибутивне мреже су далеко нижег напона у односу на преносне, губици су већи а мрежа је углавном радијална или слабо упетљана. У дистрибутивним мрежама енергија се „развија“ до крајњих потрошача који је на крају користе. Поред економичности, позитивна страна конвенционалних система је и једноставна регулација. Наиме, у конвенционалним системима производња у великим електранама се планира и регулише тако да прати потрошњу која се сматра пасивним елементом система. Такође, ток снаге је увек од електрана ка преносној мрежи и од преносне мреже ка потрошачима кроз дистрибутивну мрежу [2, 3].

Конвенционални системи били су актуелни до краја 20. века када је дошло до наглог развоја обновљивих извора енергије (ОИЕ). ОИЕ представљају изворе енергије који се периодично могу обнављати у истом или сличном временском интервалу у којем се и користе. У њих спадају фотонапонске електране, ветроелектране, хидроелектране, електране на биомасу, геотермалне електране, електране које енергију производе из таласа и многе друге. До наглог развоја ОИЕ дошло је пре свега због повећања свести људи о заштити

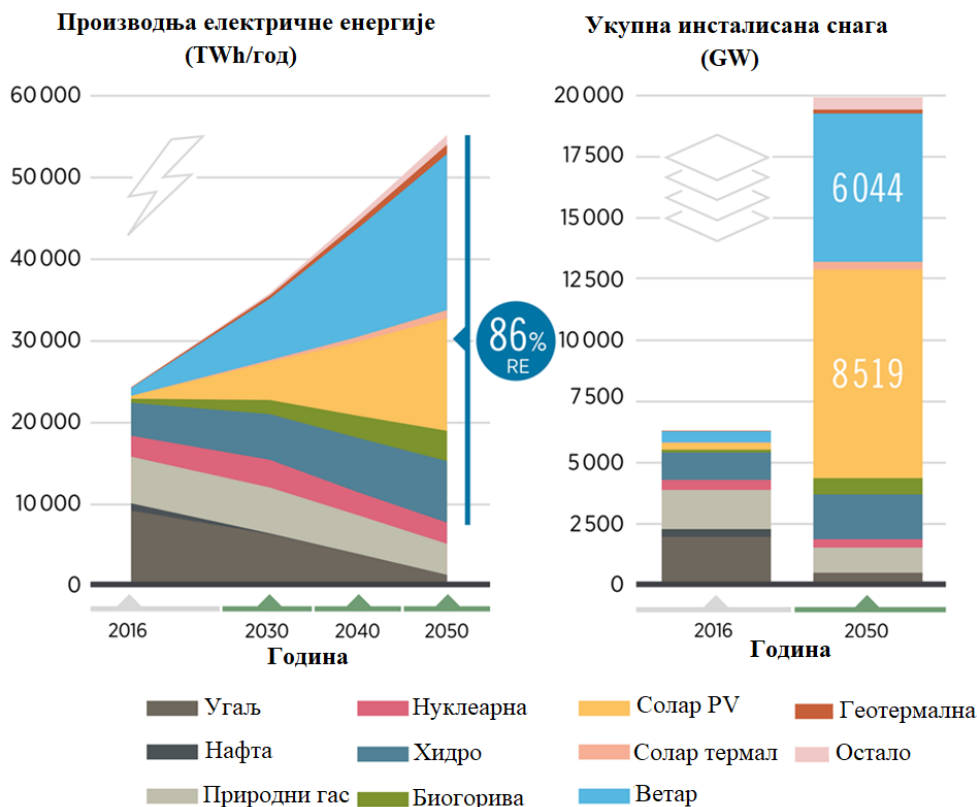
животне средине, као и све веће важности ovog проблема у свету. Поред тога, проблем смањења резерви фосилних горива такође је добио на значају што је додатно поспешило развој ОИЕ [4, 5]. Према подацима Европске комисије, производња електричне енергије из ОИЕ у Европској унији у 2017. години достигла је вредност од 17.5% [6]. Предности ОИЕ су бројне. Прво и најважније, они представљају чисте изворе енергије који неупоредиво мање загађују животну средину у односу на електране на фосилна и нуклеарна горива. Друго, они представљају одрживе изворе енергије чије се резерве могу сматрати неисцрпним. ОИЕ најчешће представљају дистрибуиране изворе енергије чија је тачка прикључења дистрибутивна мрежа. На тај начин, енергија се производи тамо где се и троши, чиме се смањују губици који настају услед транспорта електричне енергије, повећавају се напони и преносни капацитети водова. Ово је највише карактеристично за фотонапонске електране које се могу постављати на кровове кућа и чија производња највише може бити дисперзована по дистрибутивном систему. Међутим, појава ОИЕ довела је и до бројних изазова са којим се конвенционални системи нису сусретали. Пре свега, производња из ОИЕ, као што су фотонапонске и ветроелектране, веома је интермитентна и зависи од расположивих ресурса примарне енергије – соларног зрачења и брзине ветра. Због интермитентне природе, максималном производњом ОИЕ се не може управљати, што ствара велике проблеме приликом планирања и регулације ЕЕС-а. На Сл. 1.2 приказан је дијаграм производње из различитих извора у Немачкој у току једне недеље јуна 2019. године [7]. На слици се могу видети колико варијације производње из ветроелектрана утичу на дијаграм производње из конвенционалних електрана и дијаграм цена. Поред проблема балансирања снага у систему, ОИЕ који су прикључени на дистрибутивну мрежу могу довести и до супротних токова снага, што може захтевати промену неких од већ постојећих елемената дистрибутивног система, као што су регулатори напона који нису конструисани за двосмерне токове снага и одређени типови релејне заштите. Поред тога, ОИЕ повећавају опсег напона у тачки прикључења и флукуације напона чиме се смањује квалитет испоручене електричне енергије. Све у свему, може се рећи да ОИЕ систем чине доста динамичнијим због чега је истраживање њихове интеграције у ЕЕС постало једна од најактуелнијих тема истраживања у модерној електроенергетици [8-10].



Сл. 1.2 Дијаграм цена и производње електричне енергије из различитих извора у Немачкој (извор: *Fraunhofer ISE*)

Заштита животне средине и увелико смањивање резерви фосилних горива и у будућности ће довести до повећања удела производње из ОИЕ, пре свега фотонапонских електрана и ветроелектрана. Истраживање које је спровела агенција *International Renewable Energy Agency (IRENA)* показало је да се до 2050. године очекује да ће удео ОИЕ у укупној производњи електричне енергије износити 86%, односно 60% електричне енергије ће се добијати из фотонапонских електрана и ветроелектрана [11]. Са друге стране, до 2050.

године се очекује да ће укупна инсталисана снага из фотонапонских система износити 8500 GW, док је очекивана инсталисана снага ветроелектрана 6000 GW, што представља 20 пута веће капацитете ових извора енергије у поређењу са тренутним капацитетима. Ови подаци приказани су на Сл. 1.3 Прогнозирани тренд промене структуре производње електричне енергије до 2050. године (извор: *International Renewable Energy Laboratory – IRENA*). Из свих представљених података може се видети да се у будућности може очекивати јако висок степен пенетрације ОИЕ (практично се очекује да ће се готово сва енергија добијати из ОИЕ), те се због тога и истраживања приказана у овој дисертацији односе на перспективне електроенергетске системе са високим степеном пенетрације ОИЕ.



Сл. 1.3 Прогнозирани тренд промене структуре производње електричне енергије до 2050. године (извор: *International Renewable Energy Laboratory – IRENA*)

Конвенционални електроенергетски системи нису спремни за велику пенетрацију ОИЕ због чега се наметнула потреба за развојем интелигентних електроенергетских мрежа (*smart grid*). Интелигентне електроенергетске мреже представљају мреже са великим степеном развијености информационе инфраструктуре и великим степеном аутоматизације. Оваквим системима најчешће се управља употребом *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*) система које омогућавају директан мониторинг и контролу великог дела система. Такође, овакав систем подразумева интеграцију великог броја мањих софтверских пакета који омогућавају оператору велику флексибилност приликом управљања радом система [12-14]. Један од најважнијих алата за интеграцију ОИЕ који би требало да поседују интелигентне електроенергетске мреже представља управљање потрошњом. У условима у којима је могуће управљати потрошњом, потрошња престаје да буде пасивни елемент система чиме се оператору даје већа флексибилност за оптимизацију рада система. О управљању потрошњом биће у каснијим поглављима више речи, међутим, овде је важно нагласити да је основна идеја управљања потрошњом у систему са високим степеном пенетрације ОИЕ поседовање алата помоћу којег је могуће потрошњу померати из сата са малом производњом из ОИЕ у сате са великом производњом из ОИЕ, чиме је могуће смањити зависност система од конвенционалних електрана које су неопходне у циљу постизања баланса између производње

и потрошње [15, 16]. Оптимално управљање потрошњом веома је актуелна тема данашњих истраживања. У радовима [17-19] извршена је анализа управљања потрошњом у микромрежама и домаћинствима у присуству дистрибуираних ОИЕ. Циљ ових оптимизација је смањивање зависности анализираних система од спољне мреже. Иако ове анализе не обухватају рад читавог система оне дају увид у то како је могуће балансирати потрошњу са интермитентном производњом из ОИЕ помоћу управљања потрошњом. У раду [20] приказани су ефекти управљања потрошњом у циљу интеграције ветроелектрана у ЕЕС. Слична анализа је приказана у раду [21], при чему је у овом раду анализа рађена на примеру ЕЕС-а у Кини са нагласком на термичке потрошаче. У раду [22] приказано је оптимално димензионисање различитих типова ОИЕ, заједно са системима за складиштење енергије и управљањем потрошњом у циљу смањења зависности од електрана на фосилна горива у Онтарију, Канада. Слична анализа је урађена у раду [23] на примеру домаћинстава. У радовима [24-25], дат је преглед различитих методологија за интеграцију ОИЕ употребом управљања потрошњом.

У доступној литератури, управљање потрошњом посматра се на нивоу једне регулационе области, као алат за усклађивање временског профила снаге потрошње са временским профилем производње интермитентних ОИЕ. На овај начин, уважава се само временска димензија проблема. ОИЕ најчешће представљају дистрибуиране изворе енергије који су просторно дисперзовани свуда по систему. Примарни извори енергије који се користе за производњу електричне енергије код ОИЕ на другачији начин се мењају у времену на различитим локацијама, због чега је приликом планирања рада ЕЕС-а неопходно поред интермитентне природе ОИЕ уважити и њихову просторну дисперзованост. У овој дисертацији, уведен је појам оптималног просторног и временског управљања потрошњом у систему са великом пенетрацијом ОИЕ. На овај начин, поред временске димензије проблема уводи се и његова просторна димензија. Увођењем просторне димензије показује се да потрошњу у зависности од производње из ОИЕ не треба мењати у свим чворовима система на исти начин већ је неопходно уважити и њихову просторну прераспodelу. На овај начин могуће је додатно оптимизовати рад ЕЕС-а у погледу: смањења губитака у систему, повећања прихватљиве инсталисане снаге обновљивих извора енергије, побољшања профила напона у чворовима преносне и дистрибутивне мреже, смањења трошкова ангажовања конвенционалних електрана, повећања транзитних преносних капацитета и бољег искоришћења опреме у систему.

У другом поглављу дисертације дат је приказ различитих типова електрана у систему са великом пенетрацијом ОИЕ. Како се у дисертацији анализирају системи у којима се регулација још увек ослања на постојање конвенционалних електрана на фосилна горива, дат је детаљан приказ свих типова електрана које ће се појављивати у наставку дисертације, конвенционалних и обновљивих извора енергије.

У оквиру трећег поглавља приказане су основе управљања потрошњом као основног алата за интеграцију интермитентне производње из ОИЕ у ЕЕС. У овом поглављу приказане су најчешће технике управљања потрошњом са акцентом на директно и индиректно, при чему су представљене све предности и ограничења обе технике. Поред тога, у овом поглављу дата је и дефиниција управљивог и неуправљивог дела потрошње као и приказ на који начин се може управљати управљивим делом потрошње. На крају, у овом поглављу су приказани резултати различитих студија и истраживања чији је циљ одређивање управљивог и неуправљивог дела потрошње.

У четвртном поглављу, уведен је појам оптималног просторног и временског управљања потрошњом у ЕЕС-у са високим степеном пенетрације ОИЕ што и представља тему ове дисертације. У овом поглављу, приказана је методологија за оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу минимизације дневних губитака електричне енергије и минимизације дневних погонских трошкова конвенционалних електрана. У ту

сврху приказане су две оптимизационе методе – генетски алгоритам и *Interior Point Method* при чему је дата упоредна анализа обе методе. Анализе су вршене на временском интервалу од 24 h са сатном резолуцијом. Резултати анализа приказани су на примеру једне преносне и једне дистрибутивне мреже.

У петом поглављу приказана је методологија за оптимално просторно и временско управљање потрошњом у систему са дисперзованим ОИЕ у циљу оптимизације трошкова транзита електричне енергије из једног несуседног система у други уз задовољавање $n - 1$ принципа сигурности. У овом поглављу извршена је линеаризација иницијалног проблема и оптимизациони проблем је решен употребом квадратног програмирања. Као и у претходном случају, анализе су вршене за дан унапред на временском интервалу од 24 h са сатном резолуцијом. Ефекти примене предложене методологије су демонстрирани на примеру преносне мреже Србије.

У шестом поглављу приказана је методологија за повећање капацитета ЕЕС-а за већу пенетрацију ОИЕ, или такозваног *Hosting Capacity* фактора. Са повећањем инсталираних капацитета ОИЕ достижу се техничка ограничења мреже, што може ограничити даље прикључење нових јединица ОИЕ. Ово је актуелни проблем у већини електроенергетских система са слабо развијеном дистрибутивном мрежом, где се због високог степена једновремености рада ОИЕ који су прикључени на неку дистрибутивну мрежу јављају проблеми преоптерећења секција, супротни токови снага и пренапони. Постојеће технике решавања оваквих проблема су везане за лимитирање снаге производње обновљивих извора када се угрозе нека од ограничења. Лимитирање се углавном спроводи кроз смањење ефикасности ОИЕ, што представља чист губитак производње који смањује рентабилност ОИЕ. У овом поглављу приказана је методологија која користи оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу максимизације извезене енергије произведене из ОИЕ, чиме се директно повећава капацитет мреже за већу пенетрацију ОИЕ. Поред тога, у овом поглављу анализирани су и маргинални трошкови које оператор мора платити за коришћење услуге управљања потрошњом. Резултати анализа приказани су на примеру једне реалне дистрибутивне мреже.

У седмом поглављу приказана је методологија за одређивање оптималних просторних и временских динамичких дијаграма цена у систему са ОИЕ. Тарифирање представља један вид индиректног управљања потрошњом у којем се потрошачи, уместо директне контроле уређаја, стимулишу кроз различите цене електричне енергије да троше онда када је то најбоље за систем. Оптимизациона функција која се овом приликом анализира су минимални трошкови преузимања електричне енергије од спољашње мреже. Поред тога, у овом поглављу уведен је и појам матрице еластичности потрошње од цене електричне енергије помоћу које се моделује очекивани одзив потрошача на промену цене електричне енергије. Као и у претходним случајевима, анализе су вршене на временском интервалу од 24 часа за дан унапред, са сатном резолуцијом. Резултати анализа приказани су на примеру дистрибутивне мреже.

У осмом поглављу приказана је верификација појединих алгоритама на примеру реалне мреже. Анализа је извршена на примеру реалне дистрибутивне мреже у Банату. Као и у претходним поглављима, временски хоризонт оптимизација износи 24 часа, међутим, бенефити оптималног просторног и временског управљања потрошњом су одређени за годину дана, при чему су коришћени реални подаци о мрежи, производњи ОИЕ док је потрошња формирана коришћењем карактеристичних дијаграма анализираних дистрибутивне мреже и карактеристичних дијаграма потрошње раније дефинисаних различитих категорија потрошача. У овом поглављу, извршене су три анализе. Прво, демонстрирано је оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу минимизације губитака у анализираном систему. Ова анализа представља верификацију алгоритама представљених у четвртом поглављу. У другој анализи, посматрано је оптимално просторно и временско

управљање потрошњом у циљу повећања преносних капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ. Ова анализа представља верификацију алгоритама приказаних у шестом поглављу. Коначно, у овом поглављу приказана је анализа утицаја несигурности прогнозе производње ОИЕ на ефикасност предложених алгоритама.

У деветом поглављу дата је идеја за практичну имплементацију система за оптимално просторно и временско управљање потрошњом у реалном оперативном центру. Идеја овог поглавља је да обухвати све претходне сценарије и прикаже на који начин предложене методологије могу бити примењене приликом реалног управљања системом. У овом поглављу приказано је на који начин оптимално просторно и временско управљање потрошњом може постати део модерних софтвера за управљање мрежама као и на који начин прорачунате оптималне вредности на крају стижу до крајњих потрошача.

Коначно, у Закључку је систематски дат приказ научног доприноса предложених методологија заједно са њиховим предностима и практичним значајем.

2. КАРАКТЕРИСТИКЕ РАЗЛИЧИТИХ ТИПОВА ЕЛЕКТРАНА

Електране представљају објекте или системе веће или мање сложености у којима се различити облици примарне енергије трансформишу у електричну енергију. Основна карактеристика сваке електране је њена назначена снага која представља максималну снагу коју електрана може једновремено давати. Назначена снага електране је збир назначених снага свих њених агрегата. Поред назначене снаге, дефинише се и технички минимум електране. Технички минимум електране представља најмању снагу са којом електрана може радити док је у погону. Дакле, технички минимум и назначена снага дефинишу опсег снага при раду електране. Поред ова два ограничења, свака електрана поседује низ разних других техничких ограничења која се морају знати приликом њене експлоатације [2, 26].

Поред тога што одају активну снагу систему, већина електрана има задатак да производи и реактивну снагу, чиме се директно врши контрола напонских прилика. Електране углавном имају могућност да у тачки прикључења одржавају напон, фактор снаге или вредност реактивне снаге константним, задовољавајући ограничења везана за погонске карте свих генератора [27].

У зависности од тога да ли је примарни облик енергије коју трансформишу у електричну обновљив или исцрпљив, електране се могу поделити на:

- Необновљиве изворе енергије,
- Обновљиве изворе енергије.

2.1 *Необновљиви извори енергије*

У необновљиве изворе енергије спадају све електране чији се основни ресурси временом не обнављају или је период њиховог обнављања неупоредиво дужи од динамике којом се гориво троши. Ту пре свега спадају фосилна и нуклеарна горива. Најчешће електране које користе необновљиве изворе енергије су термоелектране и оне се у зависности од типа ресурса могу поделити на:

- термоелектране које користе угаљ
- термоелектране које користе природни гас
- термоелектране које користе нафту
- нуклеарне електране

Термоелектране спадају у категорију првих електрана које су почеле да се граде. Њихова највећа предност је та што се њиховом производњом може директно управљати и она није непредвидива. Разлог је тај што гориво које термоелектране користе представља врсту система за складиштење хемијске енергије (или нуклеарне), а саме термоелектране нису ништа друго до системи за трансформацију хемијске енергије у топлотну, затим топлотне у механичку и на крају механичке у електричну. На овај начин, у термоелектранама је могуће обезбедити неопходну електричну енергију уз одређена техничка ограничења. Друга предност термоелектрана је та што се оне граде као велике централне јединице па је цена произведене електричне енергије из њих релативно ниска. Ово и јесте главни разлог зашто се термоелектране још увек у највећој мери користе у свету.

Највећи недостатак термоелектрана је тај што се њихови ресурси не обнављају и у релативно блиској будућности када нестане фосилних горива неће бити могуће користити класичне термоелектране на фосилна горива. Други недостатак термоелектрана је велики негативан утицај на животну средину и глобалну климу. Трећи недостатак термоелектрана је

мали степен ефикасности термодинамичког циклуса, па самим тим и мали степен корисног дејства електране као система.

У овом поглављу приказане су карактеристике термоелектрана на природни гас и на угаљ, обзиром да ће само овај тип електрана бити анализиран касније у дисертацији.

2.1.1 Термоелектране на угаљ

Термоелектране које користе угаљ као погонско гориво најчешћи су тип електрана у Србији али и у многим другим електроенергетским системима у свету. Локацију термоелектране у ЕЕС-у одређују следећи параметри:

- Свака термоелектрана мора имати расхладни медијум који се користи у термодинамичком циклусу, те се због тога настоји да се оне и граде у близини великих река при чему вода на тај начин представља бесплатно расхладно средство.
- Иако се угаљ може преносити са једне локације на другу, са повећањем удаљености локације термоелектране и рудника угља, трошкови транспорта се повећавају а самим тим и погонски трошкови електране. Да би се ови трошкови смањили, термоелектране се граде у близини рудника угља.
- Када би се термоелектрана изградила у центру града, елиминисали би се сви недостаци везани за транспорт електричне енергије. Међутим, због локалног загађења које производе термоелектране, а да би се заштитило здравље људи, термоелектране се морају градити на разумној удаљености од насељених места.

На Сл. 2.1 приказана је термоелектрана на лигнит Никола Тесла А у Обреновцу [1].



Сл. 2.1 Термоелектрана Никола Тесла А у Обреновцу, [1]

У термоелектранама се врши неколико трансформација енергије из једног облика у други и то на следећи начин:

- У котловима термоелектрана долази до сагоревања угља при чему се хемијска енергија трансформише у топлотну. Добијена топлотна енергија се користи за загревање воде и добијање прегрејане водене паре. Овај процес има велики степен корисног дејства.

- Прегрејана водена пара се користи као радни медијум за покретање парне турбине. У парним турбинама долази до конверзије топлотне енергије у механичку енергију обртног кретања турбине. Ова конверзија се дешава са малим степеном корисног дејства (до 40%).
- Парне турбине се преко вратила повезују са синхроним генератором у електрани. У синхроним генераторима се механичка енергија претвара у електричну. Степен корисног дејства синхроних генератора је велики (може бити и преко 99%).

Поред губитка енергије у сваком од ових система, део енергије се троши и за сопствену потрошњу електране. На Сл. 2.2 је приказана блок шема конверзије енергије у термоелектрани на угаљ.



Сл. 2.2 Конверзија енергије у термоелектрани

Изразног снагом термоелектрана на угаљ се не може кроз флексибилно управљати због одређених техничких ограничења. Прво ограничење је максимално повећање односно смањење снаге у времену. Наиме, електрична енергија у термоелектранама на угаљ се добија из топлотне енергије, па у случају повећања снаге термоелектране неопходно је повећати и топлотну снагу котлова, што се не може постићи у релативно кратком временског интервалу због великих топлотних инерција. Друго ограничење су минимална и максимална снага термоелектрана. Максимална снага термоелектране једнака је назначеној снази те електране. Минимална снага термоелектране представља најмању снагу са којом електрана може трајно радити са основним горивом при чему постоји стабилан процес добијања топлоте из примарног горива. Термоелектране на чврста горива генерално имају високе техничке минимуме, веће него термоелектране на течна и гасовита горива.

Цена електричне енергије произведене у термоелектранама на угаљ је у односу на остале термоелектране релативно ниска (осим за нуклеарне). Међутим, цена гашења и поновног стартовања термоелектрана је далеко већа (само код нуклеарних електрана је стартовање и гашење електране скупље). Са друге стране, да би се из хладног стања достигла номинална снага термоелектране на угаљ неопходно је око 10 сати. Управо због тога се избегава често укључивање и искључивање термоелектрана. Због ове особине, као и високих техничких минимума, термоелектране на угаљ се углавном користе за покривање базне потрошње.

2.1.2 Термоелектране на гас

Гасне електране представљају још један подтип термоелектрана. За разлику од класичних термоелектрана на угаљ, гасне електране као радни медијум користе ваздух, односно продукте сагоревања који се добијају у комори за сагоревање горива. Услед загревања, притисак ваздуха се повећава и на тај начин он покреће гасну турбину.

Главне предности гасних електрана у односу на класичне термоелектране на угаљ су:

- Гасне електране се могу брзо стартовати. Уобичајено време стартовања гасних термоелектрана износи око петнаестак минута. Због овога су оне веома погодне са аспекта балансирања снага у систему са високом пенетрацијом ОИЕ.

- Гасне електране имају мале техничке минимуме. Из овог разлога оне су врло еластичне приликом експлоатације и најчешће се користе за попуњавање вршног оптерећења.
- Цена стартовања гасних електрана је ниска.

Главне негативне особине гасних електрана су:

- Гориво гасних електрана је скупље од горива класичних електрана, па су трошкови производње из ових електрана високи.
- Гасне електране се не могу правити да имају велике инсталисане снаге агрегата.
- Гасне електране имају мањи степен корисног дејства од класичних термоелектрана.

На Сл. 2.3 приказана је будућа гасна електрана ТЕ-ТО Панчево која се гради у Србији [28].



Сл. 2.3 Анимација будуће гасне електране ТЕ-ТО Панчево (извор: Нафтна индустрија Србије – НИС)

2.2 Обновљиви извори енергије

У ОИЕ спадају све електране које користе ресурсе који се циклично или констатно могу обнављати у периоду истом или сличном у којем се врши њихова експлоатација. У обновљиве изворе енергије спадају:

- енергија сунца
- енергија ветра
- хидроенергија
- геотермална енергија
- енергија морских таласа
- енергија плиме и осеке
- биомаса

Предности ОИЕ су бројне. Најважнија је та што се ресурси обновљивих извора временом обнављају. Управо због тога се човечанство дугорочно може ослонити на њих као одрживе изворе енергије. Друга предност је та што ОИЕ у много мањој мери загађују животну средину у односу на конвенционалне електране. Ово су два највећа разлога зашто подршка обновљивим изворима постаје све интензивнија, а њихови инсталисани капацитети све већи и значајнији. Системи који производе електричну енергију из обновљивих извора се

углавном могу направити тако да имају малу инсталисану снагу, па се због тога све чешће они директно повезују на дистрибутивну мрежу. На овај начин, производња се догађа у близини потрошача, па ОИЕ повољно утичу и на губитке у преносу и дистрибуцији, смањују падове напона и ослобађају преносне капацитете мреже. Поред тога, ресурси обновљивих извора су у већини случајева бесплатни, као на пример енергија сунца, ветра, геотермална и хидроенергија, па су и оперативни трошкови блиски нули.

Највећи недостатак већине ОИЕ је што се њихова производња не може планирати према потребама система већ према расположивим примарним ресурсима. Примарни ресурси су код неких извора (као на пример ветра) непредвидиви, те се планирање производње из ових извора обавља са одређеном несигурношћу и на релативно кратким временским интервалима. Енергија ветра и сунца се још увек не могу сматрати поузданим извором енергије, па је због тога увек неопходна подршка још неког извора као што су конвенционалне електране или системи за складиштење енергије. Други недостатак ОИЕ су инвестициони трошкови који су још увек већи у поређењу са конвенционалним електранама.

У овом поглављу биће ближе објашњене само хидроелектране, фотонапонске електране и ветроелектране.

2.2.1 Хидроелектране

Хидроелектране су постројења у којима се користи хидрауличка енергија воде за добијање електричне енергије. Тренутно су најраспрострањенији вид обновљивих извора енергије пре свега због тога што су биле и једини облик обновљивих извора енергије који је постојао у конвенционалном ЕЕС-у. Развој хидроелектрана је пратио развој термоелектрана, те су због тога њихове перформансе веома добро истражене. Могу се градити тако да буду великих инсталисаних снага као и термоелектране, али могу бити и мањих снага (мале хидроелектране), које се сврставају и у дистрибуиране изворе енергије. Код хидроелектрана је веома битно где се граде, па је због тога пре доношења одлуке о изградњи неопходно добро проверити хидролошки потенцијал на одређеној локацији. На Сл. 2.4 приказана је хидроелектрана Ђердап 1 [1].

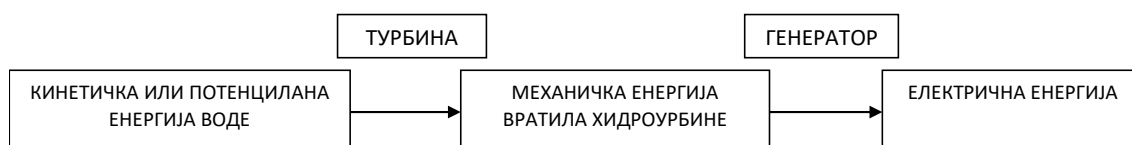


Сл. 2.4 Хидроелектрана Ђердап 1, [1]

Конверзија енергије у хидроелектранама се дешава у наредна два корака:

- Прво се у хидротурбини хидраулична енергија воде претвара у кинетичку енергију обртног кретања хидротурбине.
- Механичка енергија хидротурбине се преко вратила преноси на синхрони генератор, у којем се даље производи електрична енергија. Хидрогенератори имају малу брзину обртања па се зато праве са великим бројем пари полова.

На Сл. 2.5 дат је шематски приказ конверзије енергије у хидроелектранама.



Сл. 2.5 Шематски приказ конверзије енергије у хидроелектранама

У зависности од тога да ли поседују акумулациони басен, хидроелектране се могу поделити на проточне и акумулационе. Проточне хидроелектране немају могућност акумулације воде те се кроз њихове турбине вода пропушта у зависности од дотока реке. Управо због тога се проточне хидроелектране понашају као класични ОИЕ (пре свега се мисли на фотонапонске електране и ветроелектране), па је и њихова производња у одређеној мери непредвидива, нарочито код малих хидроелектрана које су изграђене на бујичним водотоцима. Са друге стране, акумулационе хидроелектране имају басен у којем се вода складишти на одређеној висини у односу на ниво доње воде, чиме се добија складиштење потенцијалне енергије воде. У зависности од величине басена, равнање нивоа воде може се вршити на дневном, месечном или годишњем нивоу. Иако и њихова производња зависи од водених ресурса, оне су далеко еластичније од проточних хидроелектрана, те због тога имају врло важну улогу приликом балансирања снага у ЕЕС-у.

Акумулационе хидроелектране имају ниске техничке минимуме, око 25% номиналне снаге, што представља још једну њихову предност. Поред ниског техничког минимума, хидроелектране могу достићи номиналну снагу у временском интервалу од свега неколико минута, па се приликом експлоатације ЕЕС-а могу сматрати веома флексибилним извором енергије. Иако имају јако велике инвестиционе трошкове, погонски трошкови хидроелектрана су мали, често се сматра да су једнаки нули. Трошкови стартовања и гашења хидроелектрана су исто занемарљиви, што им додатно повећава флексибилност.

Поред акумулационих и проточних хидроелектрана постоје и реверзибилне и пумпно-акумулационе хидроелектране. Иако се називају електране, ова постројења су заправо системи за складиштење енергије јер је енергетски биланс увек негативан (због губитака), те се овакве електране функционално понашају као акумулаторске батерије у систему. У сатима када постоји велика производња из термоелектрана и мала потрошња оне се понашају као потрошачи и врше пумпање воде. У сатима са великом потрошњом оне пропуштају воду кроз турбину и раде у генераторском режиму.

2.2.2 Соларне електране

Енергија сунчевог зрачења представља још један облик ОИЕ. Сунце представља најзначајнији извор енергије на Земљи коју човек може користити директно или индиректно. Мерењем је установљено да до Земље сваке године дође 1018 TWh сунчеве енергије што је око 10 000 пута више него енергија свих фосилних горива који се искористе за добијање

електричне енергије. Животни век Сунца се процењује на 5 милијарди година, па се одатле закључује да се сунце може сматрати неисцрпним извором енергије.

У зависности од тога на који начин се врши конверзија соларне енергије у електричну, соларне електране се могу поделити у две велике групе:

- фотонапонске соларне електране, које директно врше претварање енергије соларног зрачења у електричну енергију,
- соларно-термалне електране, које енергију зрачења прво претварају у топлотну а затим топлотну у механичку и механичку у електричну енергију.

Фотонапонске соларне електране врше директну конверзију зрачења у електричну енергију. Код њих се конверзија енергије врши у соларним ћелијама које раде на принципу $p-n$ споја. Када на ћелију пада соларно зрачење, енергија фотона се троши на избацивање електрона из атома ћелије, при чему због $p-n$ споја долази до раздвајања наелектрисања. Излаз овог система је једносмерни напон, а ефикасност технологије је мала (реда 15-20%). Фотонапонски системи су најчешћи вид соларних електрана.

Соларне термалне електране се деле у три групе: електране са централним торњем, са параболичним коритима и параболичним тањирима. Принцип рада све три групе је исти. Уз помоћ огледала, светлосно зрачење се усмерава у једну тачку или линију. Ту се соларна енергија претвара у топлотну. Та топлота се преноси флуидом и користи се за добијање паре, која касније покреће парну турбину. У првом случају, сва енергија се концентрише у једну тачку соларног торња, у другом случају кроз жижу параболичног огледала пролази цев са радним флуидом који се греје те није неопходан торањ, а у трећем случају у жижи концентратора се налази мали генератор тако да се електрична енергија добија на нивоу огледала. Овај вид конверзије има већу ефикасност од фотонапонске конверзије. Међутим, ове електране захтевају значајно веће инвестиције и већи простор те се генерално ређе користе.

Електричну енергију добијену из соларних електрана карактерише релативно велика цена (мада је за неке регионе са добрим потенцијалом сунца ова цена постала конкурентна конвенционалним електранама), пре свега због великих инвестиционих трошкова и малог фактора искоришћења капацитета. Како су оперативни трошкови фотонапонских система једнаки нули, то се њихова произведена енергија, као и код осталих ОИЕ у потпуности предаје мрежи. Да би се то испунило, као и да би се извршило оптимално ангажовање агрегата у систему, неопходно је извршити добре прогнозе производње из соларних система. На Сл. 2.6 приказана је фотонапонска електрана у околини Кладова [29].



Сл. 2.6 Фотонапонска електрана (извор: *Solaris Energy*)

2.2.3 Ветроелектране

Ветроелектране су системи конструисани да кинетичку енергију ветра претварају у електричну енергију. Код њих се конверзија енергије дешава на следећи начин:

- кинетичка енергија ветра се претвара у механичку енергију обртног кретања помоћу ветротурбине. Лопатице ветротурбине имају посебан аеродинамички облик помоћу којег се услед опструјавања ветра ствара потисна сила и моменат који покреће вратило ветротурбине.
- У ветрогенератору се механичка енергија претвара у електричну енергију

Принцип конверзије енергије код свих ветроагрегата је исти, само се разликује тип генератора који се користи. Тако се и може извршити подела на ветрогенераторе са кавезним асинхроним генератором, са асинхроним генератором са намотаним ротором, са двоструко напајаним асинхроним генератором и синхроним генератором.

Као и код соларних електрана, производња из ветроелектрана зависи од тренутних ресурса ветра који су неуправљиви. Како су инвестициони трошкови ветроелектрана још увек велики, оне се увек држе прикључене на мрежу тако да у сваком тренутку испоручују максималну могућу енергију. Управо због тога је неопходно извршити добру предикцију производње из ветроелектрана да би се извршило оптимално ангажовање управљивих агрегата у електроенергетском систему.

Обзиром да се енергија и из соларних електрана и из ветроелектрана у потпуности предаје мрежи, у овој дисертацији је њихова производња моделована као негативна неуправљива потрошња. На Сл. 2.7 приказана је ветроелектрана Ковачица [30].



Сл. 2.7 Ветроелектрана Ковачица (извор: *Ветропарк Ковачица*)

2.3 Прорачун производње фотонапонских електрана и ветроелектрана

За разлику од конвенционалних електрана у којима се производња електричне енергије може релативно једноставно регулисати, максимална производња из ОИЕ зависи од расположивих ресурса примарне енергије, односно соларне ирадијације и брзине ветра, те се због тога њом не може управљати. Да би се планирао рад електроенергетског система неопходно је познавати прогнозу производње из ОИЕ. Квалитет прорачуна директно зависи од прецизности прогнозе, те је због тога прогноза производње ОИЕ постала веома значајна тема бројних истраживања. У раду [31] дат је преглед методологија за краткорочну прогнозу брзине ветра и снаге ветротурбина. У раду [32] приказана је методологија за краткорочну прогнозу производње из ветроелектрана употребом *neuro-fuzzy* методе комбиноване са *particle swarm optimization* алгоритмом. У радовима [33, 34] приказан је хибридни *neuro-fuzzy* алгоритам за прорачун производње ветроелектрана. У раду [352] приказан је алгоритам за

краткорочну прогнозу производње ветроелектрана употребом *Empirical mode decomposition and feature selection* методе. У раду [36] дат је преглед метода за прогнозу производње фотонапонских електрана. У раду [37] приказана је адаптивна *neuro-fuzzy* метода за прорачун производње соларних термалних електрана. У радовима [38, 39] приказане су методе базиране на неуралним мрежама за прогнозу производње фотонапонских система. У раду [40] приказана је метода за прогнозу производње фотонапонских панела за дан унапред употребом *Combined static and dynamic on-line correction* методе. И коначно, у раду [41] приказана је метода стохастичног програмирања за прогнозу производње електрана за дан унапред и у току дана.

У наведеним радовима може се видети да се проблем прогнозе производње из ОИЕ углавном своди на прогнозу температуре, соларне ирадијације и брзине ветра. На основу овога, производња из фотонапонских електрана и ветроелектрана може се израчунати као што је приказано у наставку.

2.3.1 Прорачун производње фотонапонских електрана

Модел за прорачун производње фотонапонског система приказан је у [42]. Производња фотонапонског система може се прорачунати као у формули (2.1):

$$P_{DC} = P_n \cdot \frac{I_C}{1000} (1 + \alpha \cdot (t_{CELL} - 25)), \quad (2.1)$$

где су: P_n - номинална снага система, I_C - укупна ирадијација на панел, t_{CELL} - температура фотонапонске ћелије и α - коефицијент смањења ефикасности са променом температуре. Температура ћелије може се прорачунати по формули (2.2):

$$t_{CELL} = t_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot 1000, \quad (2.2)$$

где су: t_{amb} - температура амбијента и $NOCT$ - температура ћелије при нормалним условима.

2.3.2 Прорачун производње ветроелектрана

Прорачун производње ветроелектрана приказан је у [43]. Производња ветротурбине може се прорачунати као у формули (2.3):

$$P_n = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot C_p, \quad (2.3)$$

где су: P_n - номинална снага турбине, ρ - густина ваздуха на осовини турбине, v - брзина ветра на осовини турбине, A - површина ваздушног диска који захватају лопатице турбине и C_p - коефицијент конверзије кинетичке енергије ветра у механичку енергију.

3. УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ

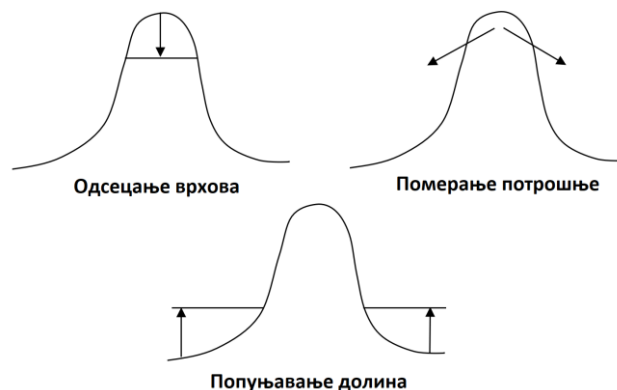
Циљ развоја електроенергетике као и електроенергетских система јесте снабдевање потрошача електричном енергијом, те се због тога потрошња може сматрати и најважнијим елементом ЕЕС-а. У конвенционалним електроенергетским системима, потрошачи представљају последњу карику у низу производња – пренос – дистрибуција – потрошња. Иако се потрошња релативно прецизно може предвиђати, у конвенционалним системима потрошња се сматра најнепредвидивијим елементом система те се због тога рад система планира тако да се у сваком тренутку одржава баланс између производње и потрошње. Потрошачи се врло једноставно моделују помоћу њихове активне и реактивне снаге које се у већини анализа могу сматрати константним без обзира на напоне и фреквенцију у систему.

Са појавом ОИЕ, потрошња престаје да буде најнепредвидивији део система. Поред тога, снагом ОИЕ се врло ретко може управљати. Због свега тога, да би се обезбедио баланс између производње и потрошње, дошло је до развоја управљања потрошњом. Уз помоћ управљања потрошњом, потрошња престаје да буде пасивни елемент система и постаје додатни ресурс оператору за управљање.

Управљање потрошњом постојало је и код конвенционалних система. Први начин управљања потрошњом представља различита тарифна политика. Уз помоћ различитих тарифа, при чему се у свету најчешће јављају дневна и ноћна, потрошачи се стимулишу да део потрошње из дневног максимума пребаце у ноћне сате. Други начин који је примењиван у конвенционалним системима је управљање напонима. Смањивањем напона очекује се и смањење потрошње и ова техника често се примењује у екстремним ситуацијама када је неопходно брзо спустити вредност потрошње. Коначно, директно искључење потрошача представља најекстремнији вид управљања потрошњом.

Потрошњом се може управљати на различите начине. На Сл. 3.1 Три основна начина управљања потрошњом приказана су 3 најчешћа типа управљања потрошњом:

- Померање потрошње у времену (*Load Shifting*) – потрошња се помера тако да се вршна потрошња помера у сате са слабијим оптерећењем.
- Попуњавање долина (*Valley Filing*) – у сатима у којима нема великих оптерећења врши се форсирање потрошње. Најчешће се то ради у циљу пуњења система за складиштење енергије.
- Одсецање врхова (*Peak Clipping*) – у сатима у којима су вршна оперећења већа од дозвољених једноставно се врши одсецање врхова. Овај тип управљања потрошњом не подразумева да се та енергија мора у потпуности надокнадити у наредним сатима. Ово је на пример обарање потрошње спуштањем напона.



Сл. 3.1 Три основна начина управљања потрошњом

Беневити управљања потрошњом су бројни. Неки од њих су:

- Интеграција ОИЕ – Обзиром да су ресурси ОИЕ непредвидиви (којом ће брзином ветар дувати никада се не може без грешке проценити, као и то на који начин ће облачност или магла утицати на производњу из фотонапонских система) и врло често се не поклапају са потребама потрошње, неопходно је пронаћи решење како максимизовати испоручену енергију из ОИЕ. Један од начина је складиштење енергије. Други начин је управљање потрошњом помоћу којег се потрошачи форсирају да троше онда када и постоје расположиви ресурси ОИЕ. На тај начин дијаграми производње и потрошње у систему се боље поклапају, што потпомаже бољу интеграцију ОИЕ.
- Смањивање вршних оптерећења – Велика вршна оптерећења нису пожељна у експлоатацији једног система. Први недостатак је тај што она повећавају губитке који зависе од квадрата активне и реактивне снаге. Управо због тога се врло једноставно математички може показати да за исту преузету енергију, најмањи губици енергије се постижу када би дијаграм снаге био раван и једнак средњој снази. Свако повећање снаге изнад средње вредности повећава и губитке енергије. Са друге стране, сви елементи система се димензионишу према вршним вредностима тако да се са већим вршним снагама за исту преузету енергију повећавају инвестициони трошкови система.
- Учешће у примарној и секундарној регулацији учестаности – У случају било каквог поремећаја у систему који доводи до нарушавања баланса између производње и потрошње, доћи ће до промене фреквенције. Због тога је неопходно да у сваком систему постоје ресурси намењени примарној и секундарној регулацији. То економски није исплативо због тога што се у систему морају инсталирати додатне јединице које у нормалном режиму рада неће учествовати у производњи са пуном снагом. Уз помоћ управљања потрошњом могуће је смањити потрошњу у ситуацијама када дође до пада фреквенције чиме се постиже исти ефекат као да је дошло до повећања производње, чиме се перформансе система са аспекта регулације фреквенције доста повећавају.

Управљање потрошњом може се поделити на директно и индиректно. У наставку дисертације приказани су различити типови управљања потрошњом.

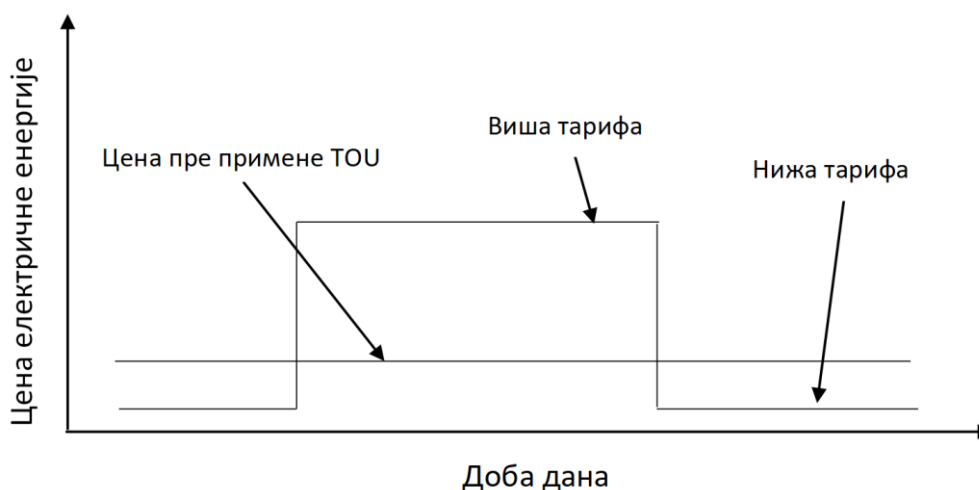
3.1 Индиректно управљање потрошњом

Идеја индиректног управљања потрошњом је да се потрошачи на неки начин стимулишу да троше енергију онда када систему то одговара. Овај вид управљања потрошњом има бројне предности. Прва предност је та што се потрошачима оставља потпуна слобода када и на који начин ће трошити електричну енергију, чиме им се ни на који начин не нарушава „комфор” живота. Други разлог је тај што индиректним управљањем потрошњом потрошачи могу свесно да пребаце у друге сате потрошњу која се у случају директног управљања потрошњом сматра неуправљивом. Ово се сликовито може представити на следећи начин. Код директног управљања потрошњом ниједан оператор система неће домаћини искључити шпорет док припрема храну и та потрошња се сматра неуправљивом. Међутим, оператор система различитим тарифама може домаћинцу да мотивише да сачека такозвану „јефтину струју” и да тада припреми храну, а то је управо онда када одговара систему.

Потрошаче је најлакше новчано стимулирати да троше онда када систему то одговара. Тако је дошло до развоја различитих тарифних политика, па се углавном у сатима када треба повећати потрошњу обара цена електричне енергије (тренутно су то углавном ноћни сати), док се са друге стране у сатима када потрошњу треба смањивати подиже цена електричне енергије (дневни сати). На појаву различитих тарифних политика утицала је и појава паметних бројила која имају могућност бележења потрошње са доста малом временском резолуцијом која може износити 15 минута и краће. На основу података истраживања које спроводи Министарство енергетике Сједињених Америчких Држава (*Department of Energy – DoE*), а намењеног истраживањима из области интелигентних електроенергетских мрежа, тренутно су у свету актуелна три вида тарифирања [44]:

- Зависност цене електричне енергије од доба дана (*time of use rates - TOU*)
- Формирање другачије цене електричне енергије у сатима са критичним оптерећењима (*critical peak pricing – CPP*)
- Формирање цене у реалном времену (*real time pricing – RTP*)

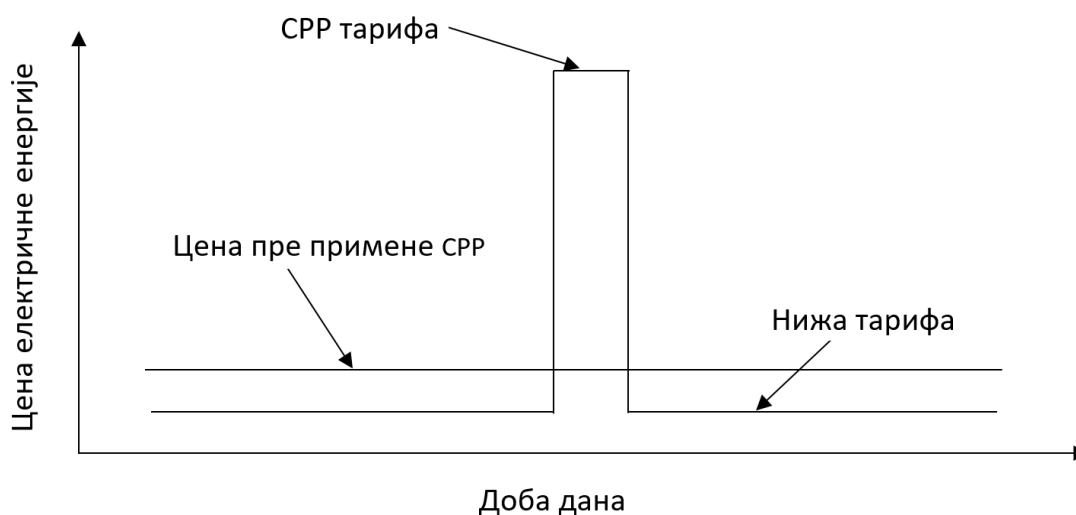
Први тип тарифирања је *TOU*. Ово је најједноставнији вид тарифирања, који са друге стране доноси и најмање резултата. Наиме, може се приметити да се у различитим деловима дана потрошачи понашају на сличан начин. На тај начин, могуће је одредити са неком релативно малом грешком колика ће бити потрошња ујутру када људи одлазе на посао, у време ручка и увече када се људи спремају за спавање. Тако је унапред могуће дан поделити на пар секција у којима ће цена бити фиксна сваког дана. Податке о цени електричне енергије у различитим деловима дана корисник може да сазна од снабдевача и што је најбитније она остаје сваког дана иста, тако да корисник не мора да се брине колика је права цена електричне енергије на тржишту. Ово је концепт који се користи и у конвенционалним системима, а користи се и код нас и то у виду две тарифе које се популарно називају „јефтина струја” и „скупа струја”. Код ове методе, електрична енергија у скупљем периоду може бити и до 4 пута скупља него у јефтинијем периоду. На Сл. 3.2 приказан је типичан дијаграм цена применом *TOU* модела.



Сл. 3.2 Дијаграм цена приликом примене *TOU* модела управљања потрошњом

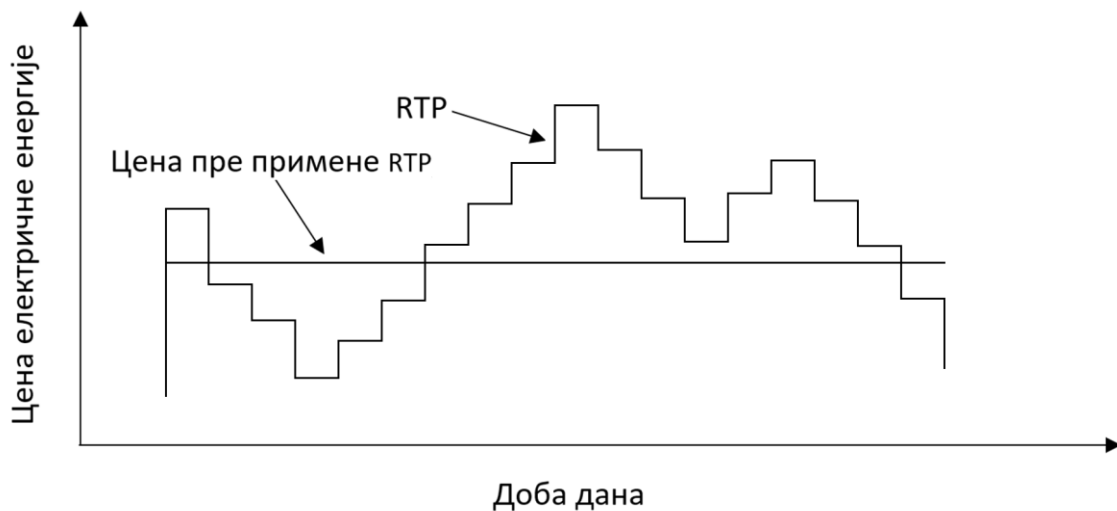
Други вид тарифирања је тарифирање у сатима са критичним оптерећењима (*critical peak pricing – CPP*). Код овог тарифирања, дистрибутивно предузеће одређује неколико периода у току године и неколико сати у којима ће цена електричне енергије бити значајно већа него у осталим сатима. Обично је то неколико сати када се очекује врх потрошње и

овакав вид тарифирања се примењује најчешће 15-ак дана. Цена у том периоду може бити и 7-8 пута већа у односу на нормалну цену. Предузеће је у обавези да дан раније обавести потрошаче о повећању цене и да одреди у ком периоду ће цена бити драстично повећана. Овај вид тарифирања је исто доста једноставан, а показује боље ефекте у померању потрошње у односу на *TOU* тарифирање. На Сл. 3.3 дат је пример тарифирања у сатима са критичном потрошњом. Овај вид тарифирања већ је имплементиран у свету, а користе га на пример *PG&E* (Сан Франциско, Калифорнија), *SCE* (Лос Анђелес, Калифорнија), *APS* (Финикс, Аризона) [45-47].



Сл. 3.3 Дијаграм цена електричне енергије током примене *CPP* модела у току дана када је планирано обарање потрошње

Трећи вид тарифирања је тарифирање у реалном времену (*RTP*). Овај вид тарифирања највише је добио на значају развојем интелигентних електроенергетских мрежа јер показује највеће ефекте у померању вршне потрошње. Код овог вида тарифирања, цена електричне енергије се мења у току дана са неком тачно одређеном временском резолуцијом, најчешће сатном. Оно што је битно је да дистрибутивно предузеће дан раније у зависности од стања на тржишту формира цене за сваки сат наредног дана и обавести потрошаче о томе. Потрошач на основу тих података може планирати своје активности и потрошњу. Највећи изазов који се јавља код овог вида тарифирања је како на што једноставнији начин потрошаче обавестити о сатној цени електричне енергије, али и како омогућити потрошачима да без нарушавања комфора живота испрате цену електричне енергије. Због тога је у последњих пар година дошло до развоја разних софтверских пакета који на основу профила цене електричне енергије оптимизују рад уређаја у домаћинству, као и планирање комерцијалне или индустријске потрошње. Дистрибутивно предузеће може послати дијаграм цена локалном контролеру који ће након тога вршити планирање рада уређаја. Бенефити тарифирања у реалном времену тема су бројних студија. Једна од њих је израђена од стране *Pacific Northwest National Laboratory* у којој је приказан утицај тарифирања у реалном времену на промену потрошње у Охају [48]. Са друге стране, на сајту дистрибуције *Commonwealth Edison* која напаја Чикаго и околину већ је могуће видети сатне тарифе које одређени потрошачи плаћају у оквиру *RTP* програма [49]. На Сл. 3.4 дат је пример дијаграма цена приликом примене тарифирања у реалном времену.



Сл. 3.4 Дијаграм цена приликом примене тарифирања у реалном времену

Ако говоримо о управљању потрошњом, свака од претходно дефинисаних метода тарифирања требало би да има за циљ смањење вршне потрошње и/или већи пласман производње из ОИЕ али без смањивања укупне преузете енергије. Преузета електрична енергија треба да остане иста, само треба променити периоде времена када се она преузима. У случају када промена цена доводи до промене преузете енергије, тада се говори о енергетским уштедама што није тема овог доктората. Финансијску корист од динамичког тарифирања могу имати сви. На првом месту, то су потрошачи који су спремни да врше померање потрошње. Показује се да њихов месечни рачун за електричну енергију може бити значајно мањи у односу на ситуацију пре померања потрошње. Друго, корист има и дистрибутивно предузеће. Динамичким тарифирањем могуће је оборити вршна оптерећења и управљати стањем дистрибутивне мреже чиме се могу одлагати даља улагања у мрежу и опрему. Треће, корист има и преносна мрежа из сличног разлога као и дистрибутивна. Четврто, предност имају и произвођачи енергије због тога што се на овај начин смањују и трошкови производње енергије. На крају, предност имају и власници обновљивих и дистрибуираних извора енергије јер се повећавањем капацитета мреже повећава и енергија из ОИЕ која се може пласирати на тржиште.

3.2 Директно управљање потрошњом

За разлику од индиректног управљања потрошњом где се сама акција померања потрошње оставља потрошачима, код директног управљања потрошњом потрошачи уговором омогућавају оператору система да директно врши управљање уређајима. За узврат добијају одређене погодности, најчешће у виду новчане надокнаде или смањења рачуна за преузету електричну енергију. Овај вид управљања потрошњом има предност у односу на индиректно управљање због тога што оператор система може проценити који су му ресурси управљања потрошњом, док се код индиректног управљања све препушта вољи потрошача и никада се не може са великом сигурношћу одредити какав ће одзив потрошача бити на промену цене електричне енергије. Такође, овај вид управљања потрошњом је добар када су у систему неопходне брзе акције, на пример када се у систему догоди дебаланс потрошње и производње. У оваквом случају, тарифирањем се практично не би ништа постигло. Да би се извршило директно управљање потрошњом, од суштинског је значаја правилно сагледати резерве управљања потрошњом. Овде су приказана три начина директног управљања потрошњом:

- Искључивање потрошача са мреже
- Повећавање и смањивање напона потрошача
- Директно управљање уређајима потрошача

3.2.1 Искључење потрошача са мреже

Ово представља најједноставнији вид управљања потрошњом. Различитим уговорним обавезама потрошачи омогућавају оператору система да их одређен број сати у току године држи без напајања. Списак права и обавеза оператора може бити огроман (нпр. може се захтевати и максималан непрекидан период искључења са мреже или да потрошачи морају унапред бити обавештени о искључењу са мреже), али принцип је врло једноставан. Оператор система у својој бази података има информације о томе колико дуго и када може искључити одговарајуће потрошаче. Када се изврши агрегирање великог броја потрошача, оператор система има довољно података о томе колики су његови капацитети да директним искључивањем потрошача врши оптимално управљање системом. Овај вид директног управљања потрошњом неће бити анализиран у дисертацији те су за њега дате само основне информације.

3.2.2 Управљање потрошњом смањивањем напона

У бројним анализама узима се да је снага потрошње у чвору константна и да се она не мења са променом напона. Међутим, ово није скроз тачно. Потрошња директно зависи од вредности напона и ова зависност се може моделовати експоненцијалним законом:

$$P_p = C_{PU} \cdot U^{k_{PU}}, \quad (3.1)$$

где је C_{PU} линеарни коефицијент зависности активне снаге од напона, а k_{PU} коефицијент саморегулације активне снаге услед промене напона. Док је коефицијент C_{PU} променљив и зависи од тренутне жељене снаге потрошње, коефицијент k_{PU} је за исте потрошаче приближно константан. Одавде се даље добија:

$$\Delta P_p = \frac{\partial}{\partial U} (C_{PU} \cdot U^{k_{PU}}) \cdot \Delta U = C_{PU} \cdot k_{PU} \cdot \frac{U^{k_{PU}}}{U} \cdot \Delta U, \quad (3.2)$$

$$\Delta P_p = k_{PU} \cdot \frac{P_p}{U} \cdot \Delta U. \quad (3.3)$$

На овај начин се добија линеарна зависност промене потрошње са променом напона:

$$\frac{\Delta P_p}{P_p} = k_{PU} \cdot \frac{\Delta U}{U}. \quad (3.4)$$

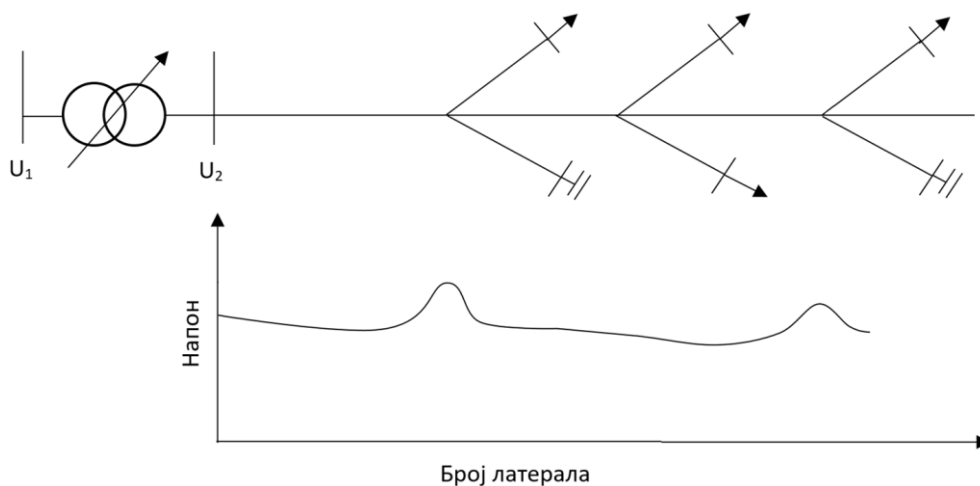
Коефицијент k_{PU} назива се статички коефицијент промене активне снаге са променом напона. Одавде се види да са повећањем напона долази до повећања потрошње и обрнуто. На основу вредности коефицијента k_{PU} сви потрошачи се могу поделити у три категорије:

- Потрошачи са константном снагом – код ових потрошача без обзира на промену напона, активна снага остаје константна. Такви су на пример асинхрони мотори или електронски уређаји. Код ових категорија потрошача активна снага се врло мало мења са променом напона па се може практично узети да је $k_{PU} = 0$,

- Потрошачи са константном струјом – код ових потрошача при промени напона струја остаје константна, па како је снага сразмерна производу напона и струје добија се да је $k_{pU} = 1$,
- Потрошачи са константном импедансом – код ових потрошача сматра се да им је импеданса константна, одакле се лако добија да је $k_{pU} = 2$. Ово су најчешће термогени потрошачи.

У реалном чвору, углавном се потрошња може представити комбинацијом претходна три типа потрошача. Због тога је неопходно формирати еквивалентан статички коефицијент промене снаге са напоном.

Ова особина је веома корисна са аспекта управљања потрошњом. Оператор система на основу раније одређених вредности k_{pU} за сваки чвор у систему простом манипулацијом напона може вршити форсирање односно смањивање потрошње. Овим видом управљања потрошњом погађа се и управљив и неуправљив део потрошње. Овакав вид управљања потрошњом најчешће се користи за обарање вршног оптерећења. У раду [50] приказано је управљање напонима и реактивним снагама у циљу обарања вршног оптерећења на примеру реалне мреже у Северној Каролини. Идеја управљања напонима и реактивним снагама је следећа. Спуштањем напона на регулационом трансформатору могуће је смањити потрошњу. Међутим, треба водити рачуна да ово у једном моменту може нарушити напонска ограничења нарочито у најудаљенијим деловима мреже где долази и до највећих падова напона. Ово директно утиче на максимално дозвољено смањење напона регулационог трансформатора. Да би се спречила пробијања напонских ограничења, на одређеним местима у дистрибутивној мрежи се укључују кондензатори који подижу напоне. На овај начин се у мрежи постижу мањи падови напона чиме се регулационом трансформатору оставља додатни простор да спусти напон и тиме додатно смањи потрошњу у систему. Ово је илустровано на Сл. 3.5 где је приказан напонски профил фидера након прикључења кондензатора.



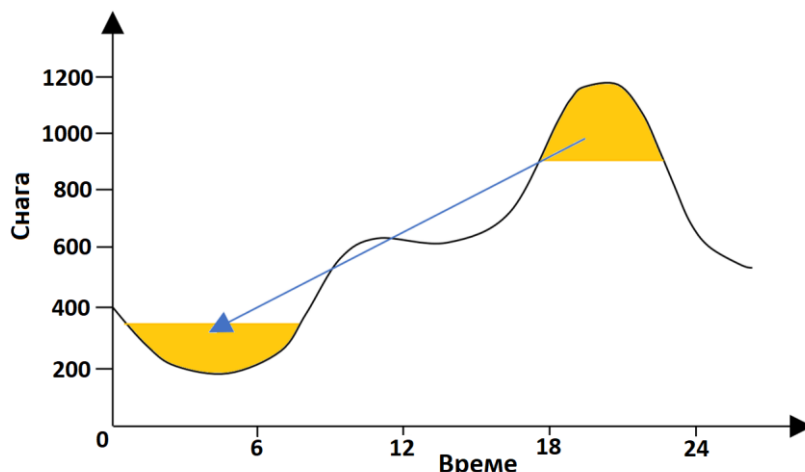
Сл. 3.5 Илустрација управљања напонима и реактивним снагама у циљу смањивања потрошње – напонски профил на фидеру

Велики проблем код оваквог вида управљања потрошњом су термогени термостатски потрошачи, као што су бојлери и електричне пећи. Код ове категорије потрошача, смањење напона доводи до смањења снага потрошње али се продужава њихово време укључености. Наиме, смањивањем напона доћи ће до смањивања снаге сваког појединачног потрошача али ће временом доћи до повећања њихове једновремености, што ће довести даље до опоравка и

повећања укупне потрошње. На овај начин, напони ће се смањити, потрошња ће се опоравити што даље може довести до напонске нестабилности у систему. Дугорочно посматрано, оваквом стратегијом смањиће се укупна преузета енергија на рачун потрошње која се неће временом опоравити услед повећања једновремености. Ту на пример спада осветљење. Ово смањење преузете енергије доводи до смањења комфора потрошача јер ће снага њихових уређаја бити мања. Тако ће на пример потрошач који има укупну инсталисану снагу инкадесцентног осветљења од 400 W при смањењу напона од 10% имати свега 320 W, што ће довести и до слабије осветљености просторија.

3.2.3 Померање потрошње и директно управљање уређајима

Када се говори о директном управљању потрошњом, најчешће се мисли на овај случај. У овом случају, потрошачи различитим уговорним обавезама омогућавају оператору система да директно врши управљање уређајима. Овај вид управљања потрошњом се у литератури најчешће назива померање потрошње – *Load Shifting*. Померање потрошње подразумева да оператор система има право само да померањем времена рада уређаја врши промену облика дијаграма потрошње при чему укупна преузета енергија мора остати иста. Ово је илустровано на Сл. 3.6. Да би ово било могуће, оператор мора имати информацију о томе којим делом потрошње је могуће управљати а којим не. На основу тога како се уређајима може управљати, они се могу поделити на неуправљиве, полу-управљиве и пуно-управљиве.



Сл. 3.6 Пример померања потрошње

Део неуправљиве потрошње чине сви они уређаји којима оператор система не може управљати. Разлози за то могу бити различити – померање потрошње би нарушило комфор живота људи у домаћинствима, на радним местима или би нарушило рад индустријских процеса. У неуправљиву потрошњу на пример спадају шпорети, осветљење, електронски апарати у домаћинствима. Такође, оператор система не сме прекинути потрошњу одређених категорија индустријских потрошача јер би тиме могао да уништи читаву серију неке производње и да нанесе велику материјалну штету. Због тога се овај део потрошње сматра неуправљивим и оператор система нема могућност њеног померања у времену.

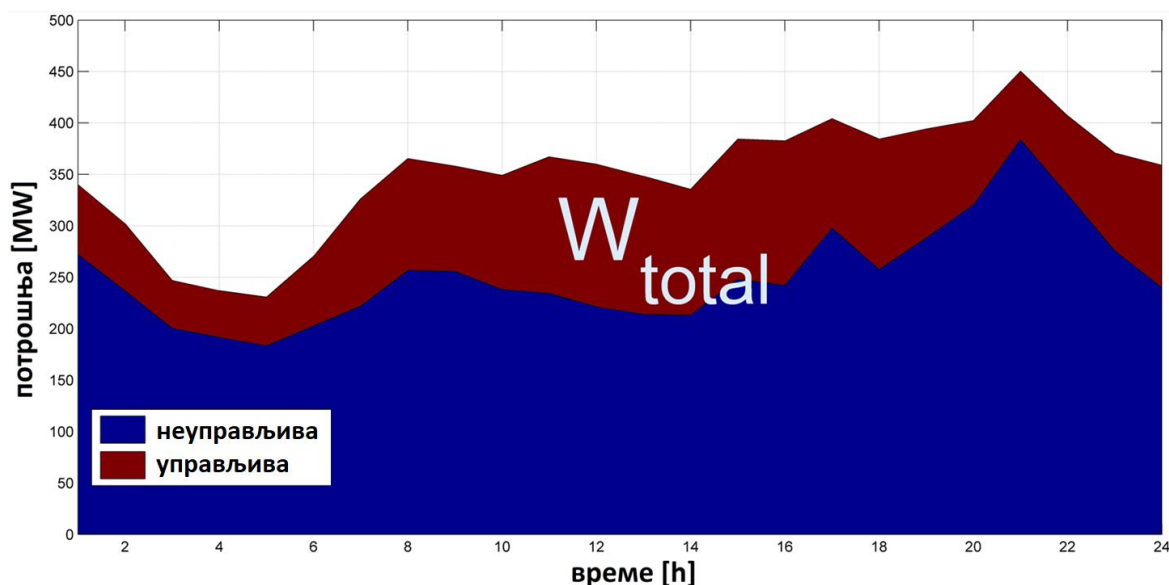
У полу-управљиву потрошњу спадају уређаји којима се одређено време може управљати, али њихово померање у времену није толико флексибилно. У њих спадају одређени термостатски уређаји као што су клима уређаји и фрижидери. Разлози су следећи. У случају да се за то наметне потреба, оператор система има могућност привремено да

помери снагу ових уређаја али у врло кратком временском интервалу. На пример, у случају потребе за смањењем потрошње, оператор система у току летњег дана може повећати температуру термостата у клима уређајима за 1 степен у свим домаћинствима, тако да се ово повећање температуре и не осети. Услед топлотне инерције просторија, агрегисана снага клима уређаја на некој посматраној области ће се смањити док год се температура не повећа за 1 степен, а самим тим ће се смањити и укупна снага потрошње. У тренуцима када постоји довољно капацитета за повећање потрошње, оператор ће вратити стару вредност температуре а самим тим и повећати агрегисану снагу клима уређаја док год се температура не смањи за тај степен. Проблем настаје у случају када он жели додатно да смањимо снагу потрошње, пошто је тада неопходно додатно повећати температуру што ће потрошачи осетити. На овај начин се капацитети за смањење снаге потрошње смањују. Еквивалентно се дешава и у супротној ситуацији, када имамо вишак снаге. Тада можемо смањити температуру за један степен и форсирати снагу потрошње. Са друге стране, када нам понестане снаге, температуру врло лако враћамо на стару вредност. Код фрижидера је ситуација следећа. У случају да се наметне потреба за смањење снаге, могуће је повећати температуру фрижидера на некој области. Ова снага се мора релативно брзо вратити иначе ће температура порастати и сва храна у фрижидеру може се покварити. Управо због тога што се снага релативно брзо мора вратити, полу-управљива потрошња је јако корисна када је временска резолуција за коју се врши управљање потрошњом мала. Управљање полу-управљивим уређајима описано је у бројним радовима. У радовима [51, 52] приказано је управљање фрижидерима, док је у радовима [53, 54] приказано управљање клима уређајима. Управљање потрошњом помоћу клима уређаја није само предмет научних радова. У граду Њујорку, компанија *ComEdison* је покренула пилот пројекат у оквиру којег је уградила термостате на 10 000 кућних клима уређаја помоћу којег је вршено управљање потрошњом у циљу смањивања вршних оптерећења. На овај начин, омогућено је смањење вршне потрошње од 5 MW [55]. Међутим, ово није једини овакав програм који постоји у Њујорку. Компанија *ComEdison* већ сада има могућност смањења вршног оптерећења у износу од 35 MW употребом 25 000 централизованих клима уређаја. Са друге стране света, у Аустралији, дистрибутивно предузеће *Energex* које напаја државу Квинсленд својим потрошачима нуди програм *Peaksmart* [56]. У оквиру овог програма, дистрибутивно предузеће има право да потрошачима одређено време искључи клима уређаје чиме се врши директно управљање потрошњом, при чему време искључења може трајати до 2 сата.

У трећу категорију спадају пуно-управљиви уређаји за које је време рада најфлексибилније. Ту спадају електрични бојлери, машине за прање посуђа, машине за прање веша, машине за сушење веша, термоакумулационе пећи, батерије за складиштење енергије и многи други. Код ових уређаја може се видети да је њихово време рада врло флексибилно и њиховом потрошњом се може најлакше управљати. На пример, код електричних бојлера корисник може дефинисати у ком периоду он очекује да ће имати спремљену топлу воду (на пример у вечерњим сатима и ујутру). Након тога, у зависности од потреба система могуће је одлучити у којим сатима ће се вршити грејање воде. ТА пећи могу слично функционисати као и бојлери, потрошач дефинише интервал када је у кући и када планира да се врши грејање помоћу ТА пећи док систем одређује када ће се вршити њено „пуњење”. Када су у питању машине за прање суђа, веша или сушење веша, корисник може имати опцију да одабере до када веш или посуђе мора бити опрано, док ће се времена стварног рада ових уређаја прилагодити систему. У радовима [57-59] приказано је на који начин је могуће вршити управљање уређајима за прање веша и посуђа. У радовима [60, 61] дат је приказ управљачких система за припрему санитарне топле воде. Померање потрошње уз помоћ пуно-управљивих уређаја није само тема научних радова већ је и тема истраживања

примењених у реалним дистрибутивним мрежама. На Хавајима, дистрибутивно предузеће *Hawaiian Electric* или скраћено *HECO Hawaii*, иначе највеће дистрибутивно предузеће у овој америчкој држави, спроводи пилот пројекат под називом *Grid Interactive Water* у којем се анализирају могућности померања потрошње електричних бојлера. У овом пројекту, инсталирано је 500 бојлера при чему сваки од њих може извршити складиштење топле воде за које је потребно потрошити еквивалентно 13,6 kWh електричне енергије, што значи да се на овај начин добија еквивалентно складиште енергије у износу од 6,8 MWh. Овај систем је преко *Microsoft Azure* технологије повезан на *cloud* систем помоћу којег се врши оптимално одређивање рада бојлера у циљу праћења варијација производње из ОИЕ. Овај пројекат је од нарочитог значаја ако се узме у обзир да се на Хавајима 40% електричне енергије користи за добијање санитарне топле воде. Више информација о овом пројекту може се наћи у литератури [62-64]. Сличан пројекат изводи се и у Аризони у оквиру дистрибутивног предузећа *Arizona Public Service – APS*. Слично као и на Хавајима, овде се електрични акумулациони бојлери користе у циљу померања потрошње. Више о овом пројекту може се наћи у референцама [65, 66].

У овом поглављу приказани су неуправљиви, полу-управљиви и пуно-управљиви уређаји. Са аспекта управљања потрошњом у систему, ови уређаји могу се сврстати у управљив и неуправљив део дијаграма потрошње. На Сл. 3.7 приказан је пример дијаграма потрошње са његовим управљивим и неуправљивим делом. Неуправљив део се приликом планирања рада система не може мењати и његова снага остаје иста у сваком сату. Управљив део потрошње представља део потрошње којим се може управљати и који се може пребацивати из једног сата у други. Одређивање управљивог и неуправљивог дела потрошње у укупном дијаграму потрошње приказано је у наставку.



Сл. 3.7 Пример потрошње са управљивим и неуправљивим делом

3.3 Одређивање управљивог и неуправљивог дијаграма потрошње

За одређивање управљивог и неуправљивог дела потрошње неопходно је познавати структуру потрошње конзума на којем ће се вршити управљање потрошњом. У ту сврху, у првом делу ове главе приказана је структура потрошње у различитим деловима света као и потенцијал система за складиштење енергије. Након тога, приказана је анализа структуре потрошње и потенцијала управљања потрошњом на територији Србије која је добијена на

основу студије чији је један од аутора и аутор ове дисертације. На крају су приказани резултати који су публиковани у доступној литератури која се бави проблематиком одређивања капацитета управљиве потрошње.

3.3.1 Приказ структуре потрошње у свету

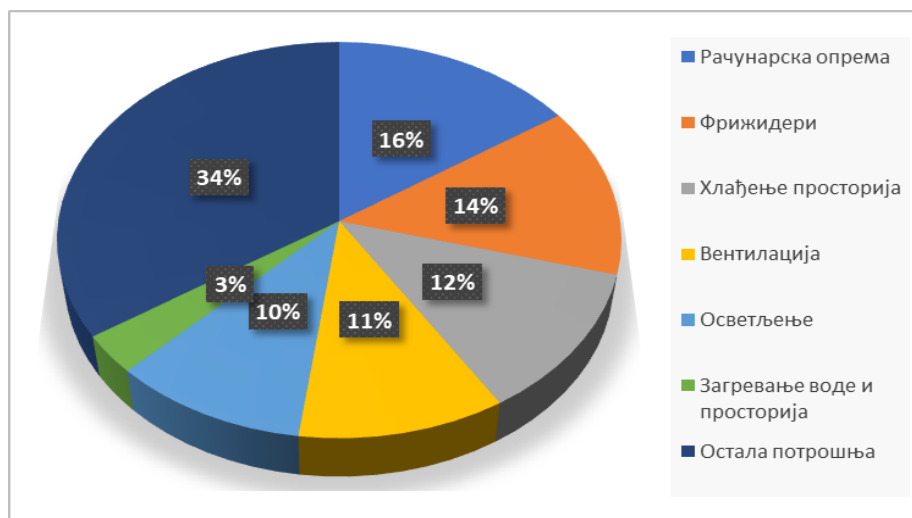
У оквиру овог поглавља дат је приказ структуре потрошње у различитим деловима света, конкретно у Сједињеним Америчким Државама, Аустралији и Великој Британији. У првој анализи дата је структура потрошње у Америци. На Сл. 3.8 приказан је дијаграм структуре потрошње домаћинстава у Америци.



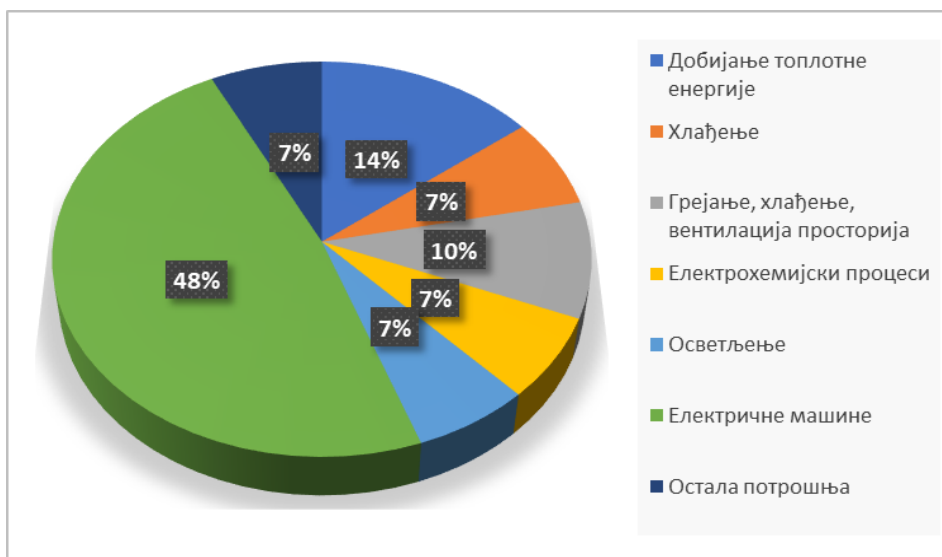
Сл. 3.8 Структура потрошње електричне енергије у сектору домаћинстава у Америци (извор: *U.S. Energy Information Administration*)

Информације приказане на Сл. 3.9 преузете су са интернет странице владине агенције *U.S. Energy Information Administration (EIA)* [67].

На Сл. 3.9 приказана је структура комерцијалне потрошње у Америци, док је на Сл. 3.10 приказана структура индустријске потрошње.



Сл. 3.9 Структура потрошње електричне енергије у комерцијалном сектору у САД (извор: *U.S. Energy Information Administration*)



Сл. 3.10 Структура потрошње електричне енергије у индустријском сектору у САД (извор: *U.S. Energy Information Administration*)

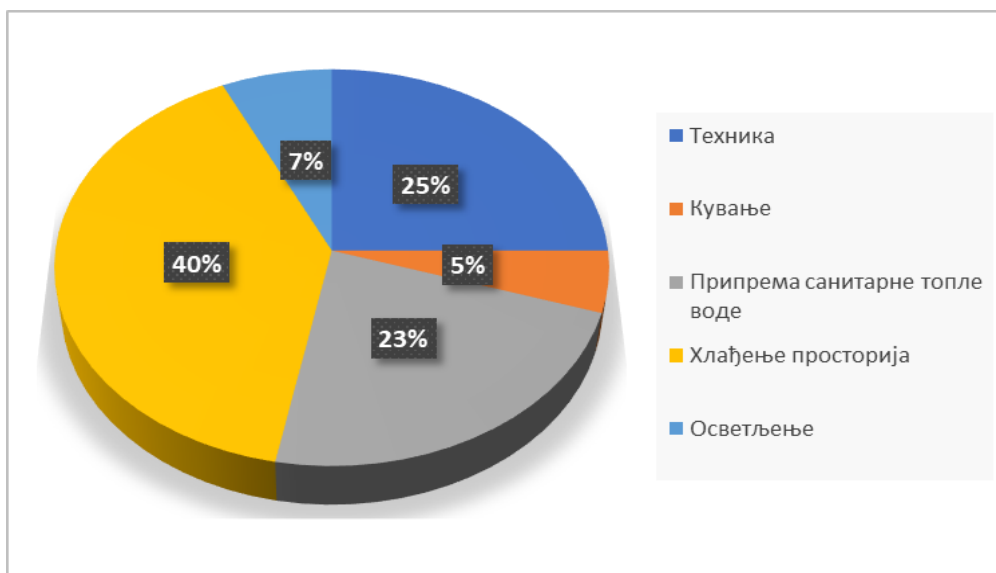
У Табели 3.1 приказан је дијаграм структуре потрошње у Великој Британији, преузет из [68].

Табела 3.1 Структура потрошње домаћинства у Великој Британији (извор: *Intertek*)

	Сва домаћинства								
	Без електричног грејања			Са додатним електричним грејањем			Примарно електрично грејање		
	Сви дани	Празници	Радни дани	Сви дани	Празници	Радни дани	Сви дани	Празници	Радни дани
Хлађење	16,2 %	15,9 %	16,3 %	13,4 %	12,8 %	13,6 %	4,7 %	5,0 %	4,6 %
Кување	13,8 %	14,1 %	13,6 %	11,7 %	11,9 %	11,5 %	7,2 %	8,3 %	6,8 %
Осветљење	15,4 %	14,3 %	15,8 %	10,0 %	9,0 %	10,3 %	5,8 %	6,4 %	5,5 %
Аудио-визуелне технологије	14,4 %	14,5 %	14,4 %	10,4 %	10,6 %	10,2 %	3,4 %	3,2 %	3,5 %
Информационе технологије	6,1 %	5,9 %	6,1 %	3,6 %	3,5 %	3,7 %	2,6 %	1,5 %	3,0 %
Прање и сушење веша	13,6 %	14,7 %	13,2 %	10,7 %	12,1 %	10,0 %	3,1 %	3,1 %	3,1 %
Грејање				22,5 %	20,8 %	23,0 %	64,2 %	59,1 %	65,8 %
Санитарна топла вода	7,1 %	7,0 %	7,2 %	4,0 %	4,5 %	3,8 %	6,3 %	7,6 %	5,8 %
Остало	3,7 %	3,6 %	3,7 %	5,8 %	7,3 %	5,1 %	1,5 %	1,0 %	1,7 %
Није познато	9,7 %	10,0 %	9,8 %	7,9 %	7,4 %	8,7 %	1,2 %	4,8 %	0,2 %

И коначно, последњи подаци долазе из Аустралије. На Сл. 3.11 приказан је дијаграм структуре потрошње домаћинства у Аустралији [69].

Очекивано, у Аустралији се највећи део електричне енергије користи за хлађење просторија, чак 40%, док се за припрему санитарне топле воде користи 23% електричне енергије. Из добијених података се може закључити да су потенцијали управљања потрошњом у Аустралији веома значајни. Интересантан је пример дистрибутивног предузећа *Ausgrid* које напаја центар Сиднеја где се електрични бојлери већ користе за управљање потрошњом [70].



Сл. 3.11 Структура потрошње електричне енергије домаћинстава у Аустралији (извор: *Energy Rating, Аустралија*)

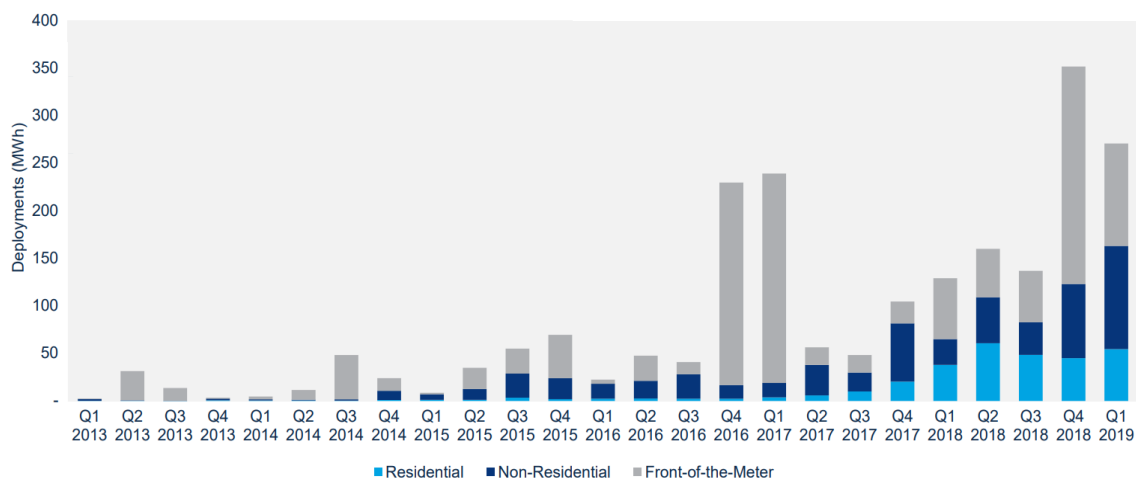
Из приказаних статистичких података може се закључити да је за сагледавање капацитета управљања потрошњом неопходно познавати тип потрошње али и климатске услове. Из тог разлога, пре примене техника управљања потрошњом у одређеном систему потребно је извршити детаљну анализу расположивих капацитета за њено спровођење.

3.3.2 Системи за складиштење енергије и њихов утицај на дијаграм управљиве потрошње

Системи за складиштење енергије веома су важни са аспекта управљања потрошњом. Употребом система за складиштење енергије, део неуправљиве потрошње може се пребацивати из једног сата у други и тиме он постаје део управљиве потрошње. Веома је значајно и то што је пуњење и пражњење система за складиштење енергије релативно флексибилно па се може рећи да оно пребацује део неуправљиве потрошње у пуноуправљиву потрошњу.

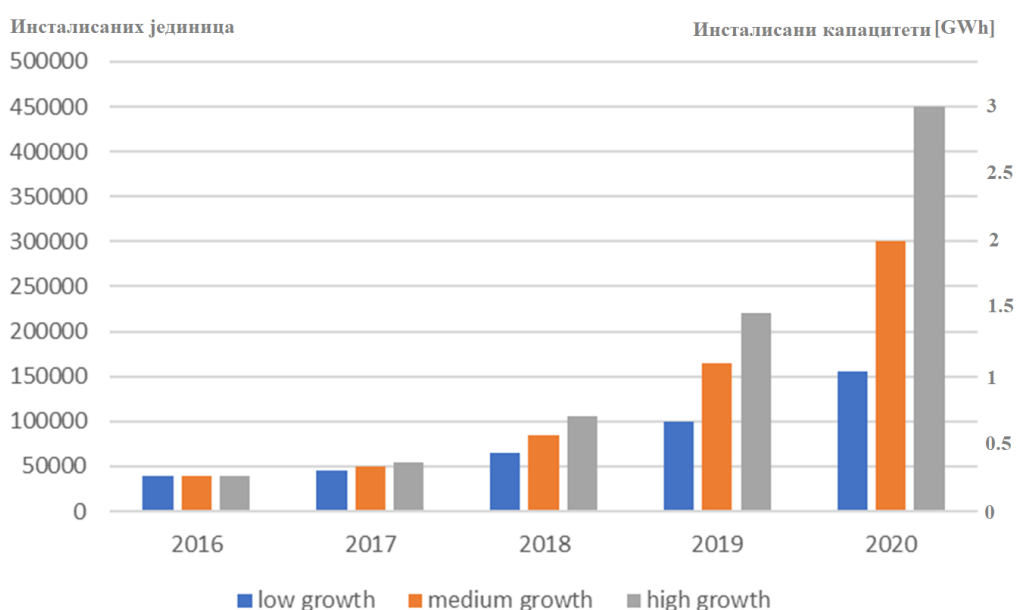
Тренутно су у свету развијене различите технике за складиштење енергије. Са аспекта великих система свакако су најзначајније реверзибилне и пумпно акумулационе хидроелектране. Ту се још налазе и батерије, системи са компримованим ваздухом, системи са замајним масама, горивне ћелије итд. Поред њих, ту се могу сврстати и системи за складиштење топлотне енергије као и хладне енергије. Електрична енергија се може складиштити и употребом електричних аутомобила. Електрични аутомобили такође поседују моћне батерије које би могле систему да пруже услугу приликом управљања потрошњом. Више информација о системима за складиштење енергије може се наћи у [71].

Са појавом интелигентних електроенергетских система и концепта микромрежа дошло је и до наглог развоја система за складиштење енергије. На Сл. 3.12 приказан је тренд инсталисања батерија у Америци распоређен по кварталима. У другом кварталу 2019. године, укупни инсталисани капацитети батерија износили су око 2,5 GWh [72]. Ова вредност још увек је веома мала са аспекта управљања потрошњом у читавом систему, међутим може бити значајна у одређеним деловима дистрибутивног система у којима је инсталисан капацитет батерија значајан.



Сл. 3.12 Промена инсталисаних капацитета нових батерија у САД (извор: *Wood Mackenzie Power & Renewable*)

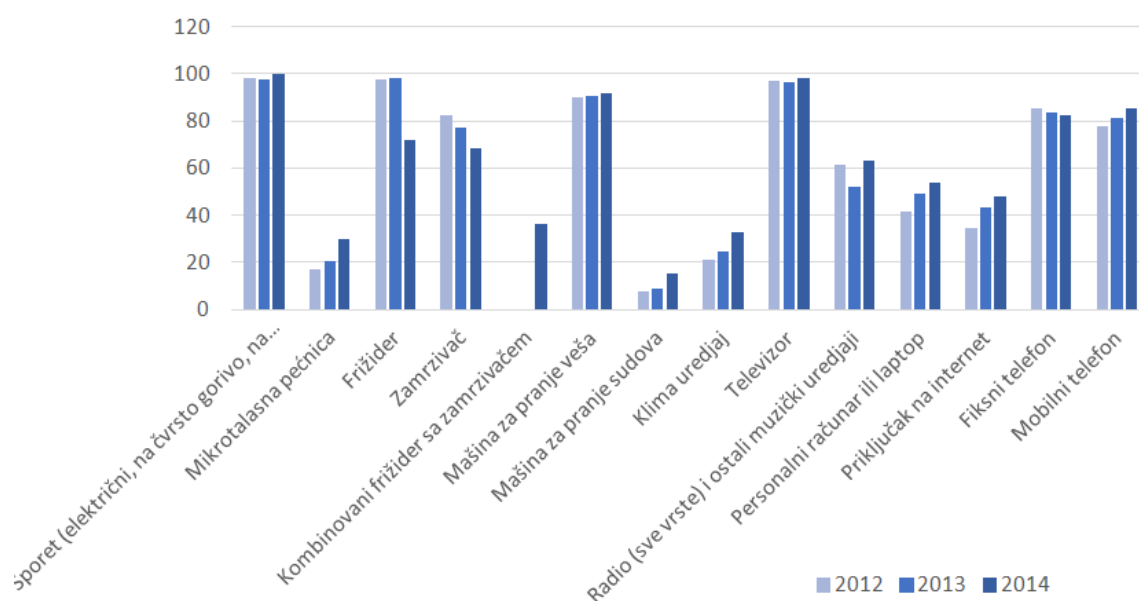
Највећи тренд пораста инсталисаних капацитета батерија присутан је у Аустралији. Овај тренд доста је подстакнут уласком компаније Тесла на аустралијско тржиште и која пружа посебне повољности становницима ове земље. На Сл. 3.13 приказани су историјски подаци о промени инсталисаних капацитета батерија као и прогнозе до 2020. године [73]. Према оптимистичним прогнозама очекује се да ће крајем 2020. године инсталисани капацитети батерија износити око 3 GWh. Овај капацитет чини свега 0,4% укупне потрошње електроенергетског система Аустралије те је због тога потенцијал батерија још увек мали са аспекта читавог система. Међутим, са аспекта дистрибутивне мреже у којој су инсталисани капацитети значајнији, део енергије би могао да буде сматран управљивом. У сваком случају, присуство батерија у глобалном електроенергетском систему ће бити све веће, може се уочити да је тренд промене инсталисаних капацитета батерија готово експоненцијалан, те се због тога у блиској будућности може очекивати њихов велики значај у управљању потрошњом.



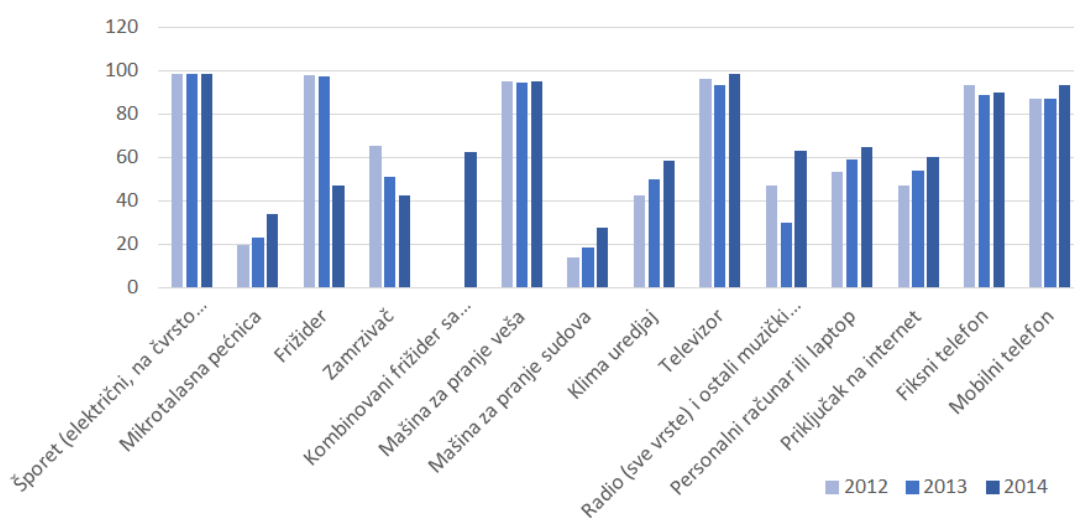
Сл. 3.13 Прогноза промене инсталисаних капацитета акумулаторских батерија у Аустралији (извор: *Smart Energy Council*)

3.3.3 Студија потенцијала управљања потрошњом извршена на територији Србије

Прва анализа обухвата резултате преузете из студије „Студија потенцијала управљања потрошњом и могући утицај на преносни систем ЈП ЕМС” чији је један од аутора и аутор ове дисертације [74]. На Сл. 3.14 и Сл. 3.15 приказани су статистички подаци снабдевености домаћинстава у Србији и Београду одређеним типовима електричних уређаја, приказани у овој студији. На обе слике може се приметити тренд повећања потрошње клима уређаја, машина за прање судова и веша, микроталасних пећница и електронских уређаја. За управљање потрошњом нарочито су значајни клима уређаји и машине за прање посуђа и веша јер се управо ови уређаји могу сврстати у управљив део потрошње. Оно што у овим подацима недостаје је опремљеност потрошача електричним грејањем коришћењем ТА пећи и електричних бојлера, што представља највеће ресурсе за управљање потрошњом.

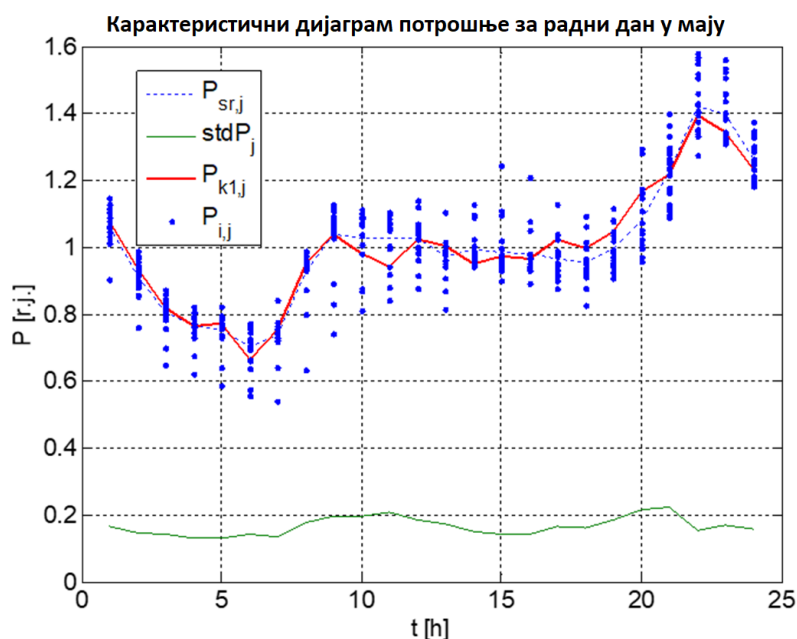


Сл. 3.14 Снабдевеност домаћинстава у Србији одређеним електричним уређајима изражена у процентима од укупног броја домаћинстава (извор: Завод за статистику Србије)



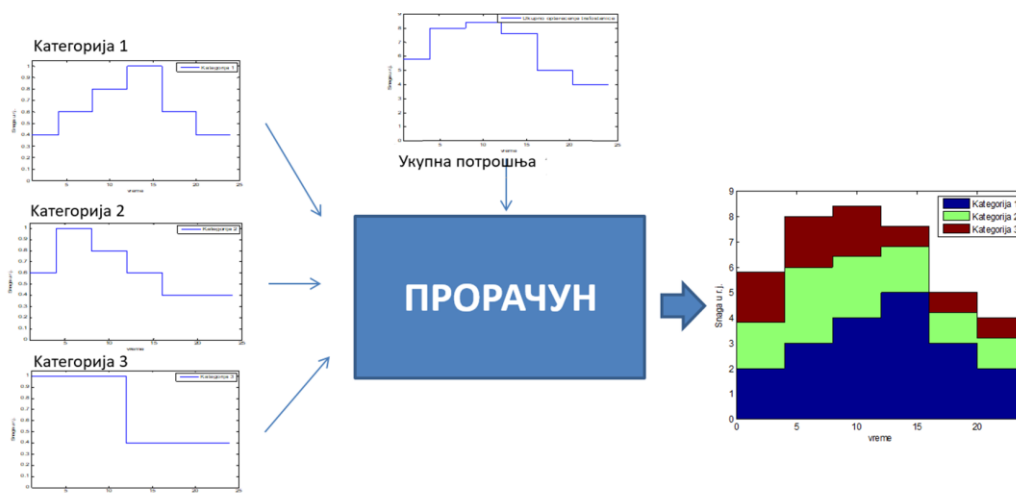
Сл. 3.15 Снабдевеност домаћинстава у Београду одређеним електричним уређајима изражена у процентима од укупног броја домаћинстава (извор: Завод за статистику Србије)

У оквиру ове студије извршене су 3 анализе. У првој анализи је извршено формирање карактеристичних дијаграма потрошње различитих категорија потрошача: домаћинства у сеоским подручјима, домаћинства која користе ТА пећи и електричне акумулационе бојлере, домаћинства која имају даљинско грејање и топлу воду, домаћинства која имају даљинско грејање и акумулационе бојлере, комерцијална потрошња и индустријска потрошња. Карактеристични дијаграми прорачунати су на следећи начин. На основу података о реалној потрошњи за анализирану сезону извршен је прорачун средњег дијаграма потрошње. Након тога, пронађен је реални дан чије је квадратно одступање потрошње минимално у односу на прорачунат средњи дијаграм. Овај реални дан усвојен је као карактеристичан. Карактеристични дијаграми одређени су за радни и нерадни дан у три сезоне, за месец мај, јул и децембар. На Сл. 3.16 приказан је пример карактеристичног дијаграма добијеног у овој анализи за месец мај за радни дан за тип потрошача сеоска потрошња. Добијени резултати су публиковани и приказани у [74,75].



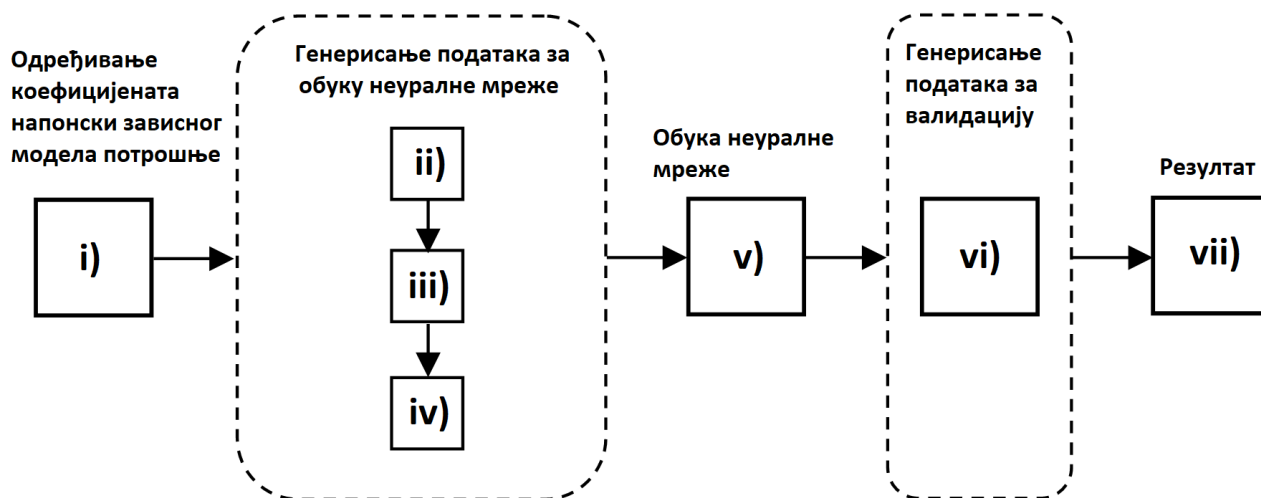
Сл. 3.16 Пример одређивања карактеристичног дијаграма потрошње за радни дан за месец мај, [74, 75]

У другој анализи, приказана је методологија за процену удела потрошње различитих категорија потрошача у укупној потрошњи једног конзума. Подаци који се могу добити о потрошњи у различитим деловима дистрибутивне мреже у пракси су веома ограничени. Дистрибутивну мрежу карактерише врло низак ниво редувантности мерења (у најмодернијим мрежама је то до 20%). Са увођењем концепта интелигентних електроенергетских мрежа и повећања степена аутоматизације ова вредност постаје већа, међутим и даље доста мања од жељене. Са друге стране, иако практично нетелеметрирани, историјски подаци о потрошњи могу се прибавити коришћењем паметних бројила. Међутим, употреба паметних бројила још увек је веома ограничена у свету па самим тим и историјски подаци о потрошњи. Циљ приказане методологије је да се на нивоу дијаграма потрошње ширег конзума изврши процена потрошње различитих категорија потрошача. Ово је веома значајно са аспекта процене потенцијала управљања потрошњом пре свега што се категорије потрошача углавном издвајају на основу употребе електричних бојлера и ТА пећи што представља највеће ресурсе за управљање потрошњом. На Сл. 3.17 илустрована је дата методологија. Приказана методологија тестирана је на примеру Електродистрибуције града Београда и њени резултати су публиковани у [74,76].



Сл. 3.17 Методологија за одређивање удела различитих категорија потрошње у укупној потрошњи конзума, [74, 76]

У трећој анализи, приказана је методологија за декомпозицију потрошње једног конзума. Идеја приказана у овој анализи је следећа. Применом неуралних мрежа којима се на улазе доводе одговарајуће утицајне величине, одређују се коефицијенти различитих типова потрошача у укупном дијаграму потрошње. Да би се неурална мрежа оспособила, у првом кораку се мора извршити њено тренирање. За тренирање неуралне мреже користе се подаци као што су веза између напона, активне и реактивне снаге анализираниог чвора и удела потрошње различитих типова потрошача у тој потрошњи. Поред тога, неуралној мрежи се на улазу доводе и информације о температури. Ако се претпостави полиномски модел потрошње (ZIP), за сваки тип потрошача могуће је формирати улазне податке о томе како ће улазни подаци о напонима утицати на потрошњу активне и реактивне снаге. Затим се потрошња свих типова потрошача агрегира и на основу ње се добија излаз неуралне мреже. На основу ових података се врши тренирање неуралне мреже. Истренираној неуралној мрежи се затим као улазни подаци доводе дијаграми активних снага, реактивних снага, напони и температуре на основу којих она одређује удео сваког типа потрошача у укупном дијаграму потрошње. На Сл. 3.18 приказана је илустрација представљене методологије. Резултати ове методологије су публиковани и у [74,77]. Слична методологија приказана је и у раду [78].



Сл. 3.18 Приказ методологије за одређивање удела различитих типова потрошње коришћењем неуралних мрежа, [74, 77]

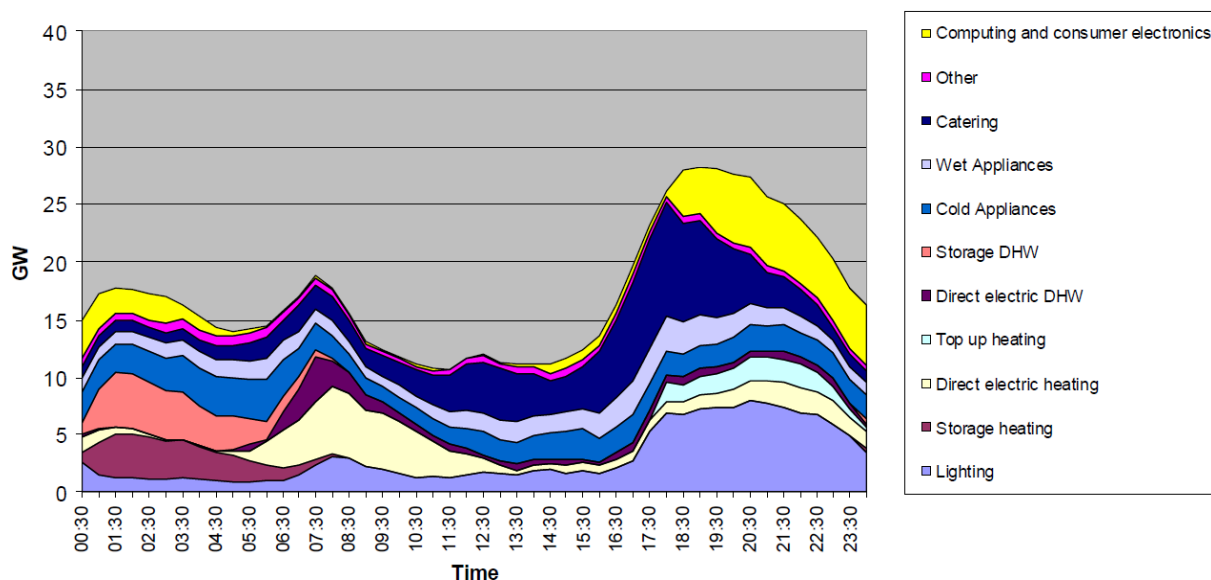
На основу добијених резултата извршена је процена управљивог и неуправљивог дела потрошње приказана за карактеристичне дане. Ови дијаграми су приказани у Прилогу 1 [74]. На основу ових резултата, може се закључити да је удео управљиве потрошње у Србији између 20 и 40%, зависно од доба дана.

3.3.4 Декомпозиција потрошње у научним радовима

Као што је већ наведено у претходним деловима овог поглавља, да би се одредио потенцијал управљања потрошњом неопходно је прво извршити декомпозицију потрошње а затим на основу тога одредити који део потрошње се може сматрати управљивим а који не. У овом делу, приказано је неколико извештаја/радова/дисертација које се баве овом тематиком.

У референци [79] дат је извештај у оквиру којег су приказани резултати истраживања структуре потрошње у Уједињеном краљевству. Циљ овог извештаја је анализа потенцијала управљања потрошњом у циљу смањивања вршног оптерећења. Овај извештај детаљније приказује структуру потрошње у односу на дијаграме приказане у Секцији 3.3.1. У извештају су приказани карактерични дневни дијаграми потрошње различитих типова потрошача (домаћинства, комерцијална и индустријска потрошња), заједно са декомпонованом снагом различитих типова уређаја. На овај начин, могуће је видети колика је заиста потрошња различитих типова уређаја у сваком сату, чиме се постиже први корак ка одређивању управљивог и неуправљивог дијаграма потрошње. На Сл. 3.19 приказан је пример дијаграма потрошње домаћинства подељеног на различите категорије потрошача.

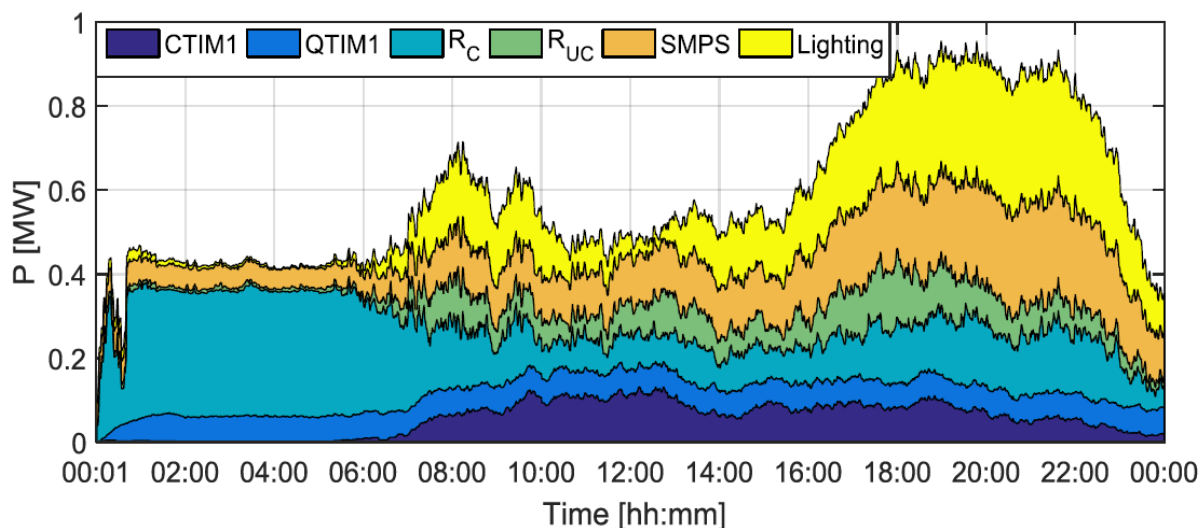
За разлику од претходног извештаја, у раду [80] приказани су реални дијаграми потрошње различитих уређаја (веш машина, машина за сушење веша, клима уређаји, електрични бојлери, електрични шпорети, фрижидери и машине за прање посуђа) на нивоу једног домаћинства на основу којих је одређен и потенцијал управљања потрошњом.



Сл. 3.19 Структура потрошње домаћинства у Уједињеном краљевству, [79]

У дисертацији [81] приказана је методологија која има за циљ декомпозицију потрошње и одређивање управљивог и неуправљивог дела. Предложена методологија је базирана на неуралним мрежама и у њој је анализирано на који начин покривеност паметним бројилима утиче на грешку у процени декомпозиције потрошње, као и управљивог и

неуправљивог дела. Да би се извршила декомпозиција, сва потрошња је подељена на шест категорија: једнофазни индукциони мотори са константним моментом (*CTIM1*), једнофазни индукциони мотори са квадратним моментом (*QTIM1*) управљива резистивна потрошња (R_C), неуправљива резистивна потрошња (R_{UC}), електронски уређаји (*SMPS*) и осветљење (*Lighting*). Прве три категорије сматрају се управљивим а друге три неуправљивим. На основу познатих мерења из паметних бројила о потрошњи сваке од наведене категорије врши се тренирање неуралне мреже. Након тога, истренирана неурална мрежа се користи за одређивање структуре потрошње већег дела конзума који није покривен паметним бројилима. На Сл. 3.20 приказан је пример добијене декомпоноване потрошње на примеру једног конзума.

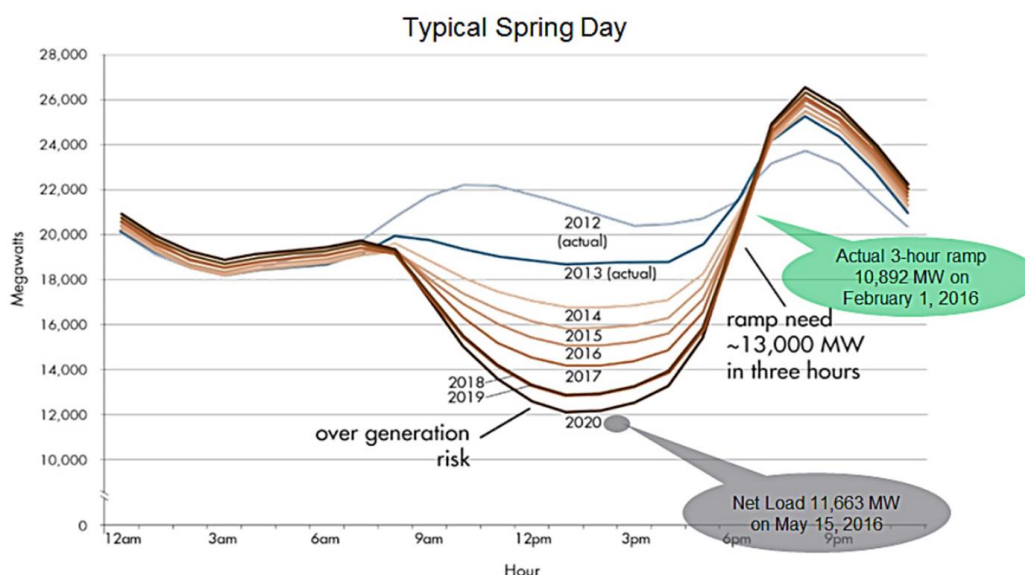


Сл. 3.20 Декомпонована потрошња, [81]

На основу добијених декомпонованих потрошњи могуће је одредити неуправљив и управљив део потрошње. Према овој дисертацији, на основу реалних података добијено је и верификовано да у домаћинствима управљив део потрошње у сваком сату износи између 15% и 50% укупне потрошње. Сличан резултат добијен је и у дисертацији [82]. Ови резултати слични су добијеним резултатима на примеру Србије, [74].

4. ОПТИМАЛНО ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ СА ОБНОВЉИВИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ

У претходним поглављима представљено је управљање потрошњом као алат помоћу којег оператори преносног и дистрибутивног система имају додатних ресурса за оптимизацију система. Управљање потрошњом најчешће се користи из два разлога. Први разлог је смањивање вршног оптерећења и померање потрошње у сате са мањим оптерећењем. Смањивање вршног оптерећења носи бројне бенефите са аспекта управљања системом. Прво, на овај начин се одлажу додатне инвестиције у појачавање опреме чиме се постиже директна финансијска добит. Друго, обарањем вршног оптерећења смањују се и трошкови неопходни за производњу електричне енергије који су највећи управо у сатима са вршним оптерећењем. Коначно, смањивање вршног оптерећења често се изједначава са изградњом електране исте снаге, чиме се такође смањују неопходне нове инвестиције. Други разлог употребе управљања потрошњом је интеграција ОИЕ. ОИЕ представљају интермитентне изворе енергије чијом се максималном снагом не може управљати и она зависи од расположивог потенцијала примарног извора енергије. Ово ствара бројне проблеме систему. Прво, да би се обезбедила стабилност система неопходно је увек имати на располагању конвенционалне електране које ће надоместити недостатак енергије из ОИЕ. Максимална расположива снага конвенционалних извора мора бити димензионисана тако да пружи подршку систему у сатима са минималном производњом из ОИЕ. На овај начин, дијаграм производње конвенционалних електрана постаје значајно неравномернији што негативно утиче на њихову економију и са аспекта инвестиционих трошкова и са аспекта оперативних трошкова. На Сл. 4.1 приказан је дијаграм нето потрошње у Калифорнији [83]. Велики пораст производње електричне енергије из фотонапонских извора довела је до великог деформисања криве нето потрошње, при чему се минимум потрошње достиже око подневних сати а након чега долази до наглог пораста потрошње. Оваква крива се у америчком жаргону назива још и *duck curve* због тога што њен облик све више подсећа на патку која плива језером.



Сл. 4.1 Дијаграм нето потрошње у Калифорнији (извор: *California ISO*)

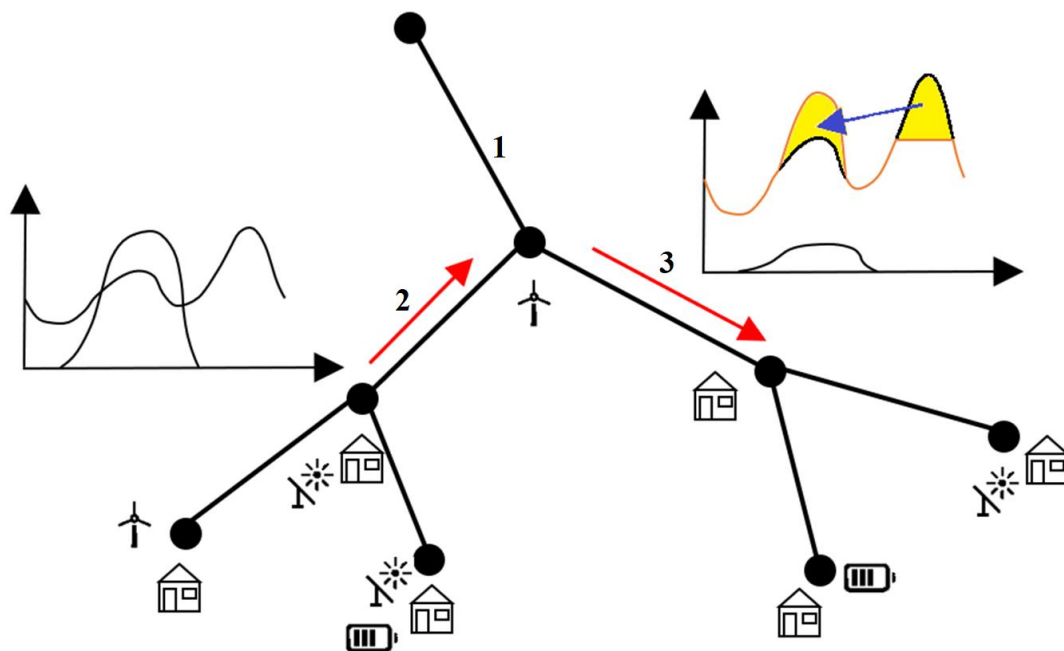
Поред бројних негативних економских карактеристика овакве потрошње, овде се по правилу јављају и бројне потешкоће техничке природе. Наиме, већина конвенционалних

електрана карактерише максимално повећање снаге у једном сату, такозвани *ramp rate*. Са повећањем производње из соларних електрана минимум потрошње све више опада у подневним сатима. Са друге стране, када дође до заласка сунца, долази и до релативно брзог пада производње из фотонапонских система. Како потрошња обично у тим сатима наставља да расте, долази до наглог пораста укупне нето потрошње (потрошња – производња из фотонапонских система) при чему се намеће и потреба за наглим порастом производње из конвенционалних електрана. У примеру на слици долази до пораста нето снаге од 13 GW за 3 сата, што захтева брзи пораст снаге генератора генератора. Како је ово у многим конвенционалним електранама готово неизводљиво, неопходно је смањити тренд пораста снаге у после подневним сатима што је могуће извршити само порастом нето потрошње око поднева. Ово се најчешће у пракси изводи смањивањем расположиве производње из обновљивих извора енергије, чиме се смањује и њихово учешће у укупној производњи електричне енергије. Управљање потрошњом могло би да реши овај проблем. Управљањем потрошњом, потрошња се једноставно може померити из сата са малом производњом из ОИЕ у сате са великом производњом из ОИЕ, чиме би се настала долина попунила, а врх нето потрошње би се смањило. На овај начин, нето дијаграм потрошње би био равнији чиме би се постигли бројни бенефити за систем.

Управљање потрошњом у циљу смањивања вршног оптерећења и померања потрошње из сата са малом производњом у сате са великом производњом из ОИЕ тема је бројних истраживања у свету. Неки од ових радова побројани су у уводном делу дисертације. Идеја ових радова је следећа. Како производња електричне енергије из ОИЕ има веома мали негативан утицај на животну средину, приликом њихове експлоатације се настоји да се у мрежу инјектира максимална могућа снага која зависи од тренутно расположивог примарног извора енергије (енергија сунца, енергија ветра, итд). Повећавањем производње из ОИЕ се смањује производња из конвенционалних електрана чиме се смањује и сагоревање угља и негативан утицај на околину. Због тога се приликом прорачуна оптималног рада система производња из ОИЕ углавном моделује као негативна неуправљива потрошња, односно док год нема појаве нарушених ограничења у систему производња из ОИЕ се не смањује. Тада је снага коју морају надоместити конвенционалне електране једнака потрошњи умањеној за производњу из ОИЕ. Међутим, како производња из ОИЕ зависи од потенцијала примарног извора енергије који се не може контролисати (на пример, потенцијал сунца и ветра), услед све већег инсталисања ОИЕ долази до значајног деформисања дијаграма нето потрошње, а самим тим и дијаграма производње из конвенционалних електрана. Циљ приказаних радова је да се управљањем потрошњом један део потрошње у сатима са малом производњом из ОИЕ измести у сате са великом производњом из ОИЕ. Ово је већ илустровано на Сл. 3.6. На овај начин долази до равнања дијаграма нето потрошње што може имати бројне бенефите као што су смањивање инвестиција у додатне конвенционалне електране, смањивање трошкова производње електричне енергије, повећање капацитета за већи пласман енергије из ОИЕ итд. На овај начин, посматра се само временска координата управљања потрошњом. Временским управљањем потрошњом врши се равнање дијаграма нето потрошње, при чему се не води рачуна о моделу мреже.

У овој дисертацији уведена је и просторна координата управљања потрошњом, па ће се у наставку у свим анализама говорити о просторном и временском управљању потрошњом. Наиме, ОИЕ најчешће представљају дистрибуиране изворе енергије веома дисперзоване по систему. Како се потенцијал сунца и ветра доста разликује у зависности од географске локације, као и инсталисана снага, тако се и дијаграми производње ОИЕ могу доста разликовати у зависности од њихове тачке прикључења. Због тога, да би се заиста могли извући максимални бенефити који се могу добити од управљања потрошњом, неопходно је

увести модел мреже и уважити алокацију ОИЕ. На овај начин проблем добија и просторну димензију чиме и долазимо до просторног и временског управљања потрошњом што и јесте главни допринос ове дисертације. Када се посматра просторно и временско управљање потрошњом, приликом велике производње из ОИЕ, потрошња се не треба форсирати у свим чворовима анализираних система, што би се радило приликом примене само временског управљања потрошњом, већ потрошњу треба форсирати углавном у чворовима који су електрично најближи производњи тог ОИЕ. На овај начин, енергија се производи тамо где се и троши чиме се смањују додатни токови снага у систему. Ово доводи до бројних позитивних ефеката: смањују се губици у систему, повећавају се преносни капацитети водова и трансформатора, повећава се стабилност система, смањују се варијације напона итд. Међутим, како је готово немогуће увек потрошњу у потпуности поравнати са производњом из истог чвора, просторна компонента управљања потрошњом мора се анализирати са аспекта читавог система. На Сл. 4.2 илустровано је зашто је важно обухватити и просторну компоненту управљања потрошњом. Са слике се може уочити да је производња из ОИЕ далеко већа са леве стране мреже која се напаја преко секције 2 него са десне стране мреже која се напаја преко секције 3. Ако би се вршило само временско управљање потрошњом и занемарио модел мреже, може се догодити да се потрошња помери само у делу мреже у којем производња из ОИЕ није од значаја, што је у овом случају део мреже напајан преко секције 3. Тада ће на секцији 3 доћи до преоптерећења док ће на секцији 2 доћи до супротних токова снага. На овај начин, иако се дијаграм оптерећења целог система који се огледа у дијаграму оптерећења секције 1 поравнао, видимо да у систему и даље имамо нарушена ограничења. Због овога је веома важно приликом управљања потрошњом уважити и његову просторну димензију.



Сл. 4.2 Негативни сценарио без просторног управљања потрошњом

У овом поглављу, дефинисан је проблем просторног и временског управљања потрошњом. Његова примена приказана је на примеру оптимизације дневних губитака и трошкова електричне енергије у преносној и дистрибутивној мрежи. Резултати приказани у овом поглављу публиковани су у раду [84]. Треба напоменути да су све анализе рађене за наредна 24 сата са сатном резолуцијом, при чему се и временски интервал и сатна резолуција врло лако могу мењати чиме се само мења број променљивих али не и дефиниција проблема. Ово је усвојено не само у овом поглављу већ и у целој дисертацији.

4.1 Дефиниција оптимизационог проблема

У овој секцији, дефинисан је оптимизациони проблем чији је задатак одређивање оптималних вредности управљачких променљивих у циљу оптимизације стања ЕЕС-а. Оптимално стање система дефинише се или кроз минималне дневне губитке енергије или кроз минималне дневне оперативне трошкове конвенционалних електрана. У конвенционалном ЕЕС-у, системом је могуће управљати само у генераторским чворовима и то управљањем снагом генерисања генератора и напоном генераторских чворова, док се потрошња активне и реактивне снаге сматра константном и неуправљивом. Са појавом управљања потрошњом и уређаја енергетске електронике, пре свега *FACTS* уређаја (*Flexible AC transmission system*) [85, 86], потрошачки чворови постају активни део система и њиховим управљањем се може вршити оптимизација система. Циљ овог оптимизационог проблема је одређивање оптималних дијаграма производње конвенционалних електрана и дијаграма потрошње, као и оптималних дијаграма напона чиме се обухватају и оптимални токови реактивних снага.

Сваки оптимизациони проблем може се написати у следећој форми:

$$\min f(\mathbf{x}), \quad (4.1)$$

$$g(\mathbf{x}) = 0, \quad (4.2)$$

$$\mathbf{h}_l \leq h(\mathbf{x}) \leq \mathbf{h}_u. \quad (4.3)$$

$$\mathbf{x}_l \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_u. \quad (4.4)$$

Једначина (4.1) дефинише објективну функцију проблема, једначина (4.2) ограничења типа једнакости, једначина (4.3) ограничења типа неједнакости, док \mathbf{x} представља вектор непознатих контролних променљивих. Једначина (4.4) дефинише ограничења о минималној и максималној вредности непознатих контролних променљивих и она заправо представља специјални случај једначине (4.3).

У дефинисаном оптимизационом проблему, вектор \mathbf{x} се може дефинисати скупом једначина (4.5) – (4.8):

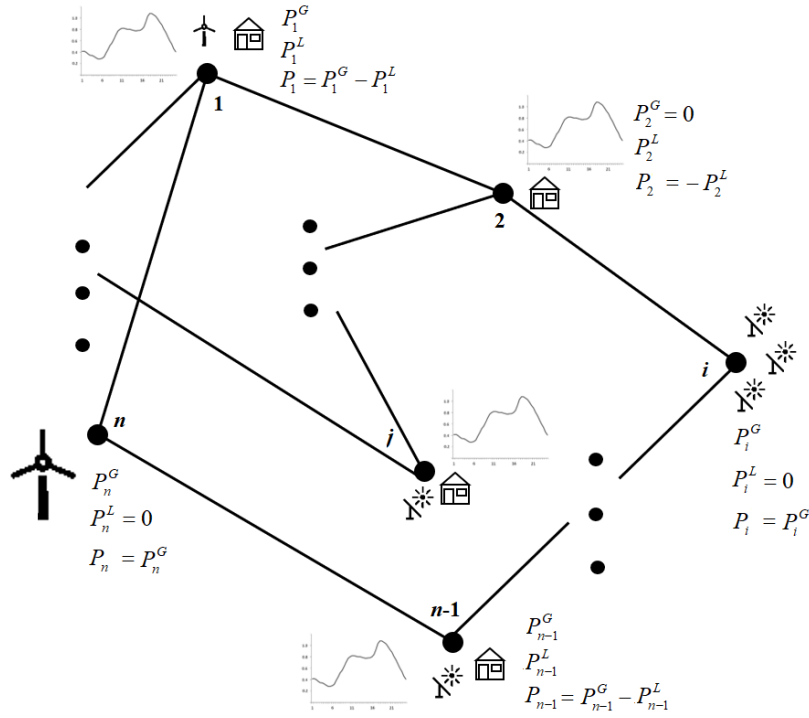
$$\mathbf{x} = [\mathbf{P} \quad \mathbf{U} \quad \mathbf{\Theta}]^T, \quad (4.5)$$

$$\mathbf{P} = [\mathbf{P}_1 \quad \mathbf{P}_2 \quad \dots \quad \mathbf{P}_i \quad \dots \quad \mathbf{P}_{n-1} \quad \mathbf{P}_n]^T, \quad (4.6)$$

$$\mathbf{U} = [\mathbf{U}_1 \quad \mathbf{U}_2 \quad \dots \quad \mathbf{U}_i \quad \dots \quad \mathbf{U}_{n-1} \quad \mathbf{U}_n]^T, \quad (4.7)$$

$$\mathbf{\Theta} = [\mathbf{\Theta}_1 \quad \mathbf{\Theta}_2 \quad \dots \quad \mathbf{\Theta}_i \quad \dots \quad \mathbf{\Theta}_{n-1} \quad \mathbf{\Theta}_n]^T, \quad \mathbf{\Theta}_n = 0. \quad (4.8)$$

На Сл. 4.3 дат је пример ЕЕС-а са одговарајућим ознакама. У једначинама (4.6) – (4.8), \mathbf{P}_i дефинише вектор непознатих снага инјектирања у чвор i , \mathbf{U}_i и $\mathbf{\Theta}_i$ представљају векторе непознатих ефективних вредности напона и углава у чвору i . Анализирани систем има n чворова и угао фазора напона последњег чвора сматра се референтним, те је због тога $\mathbf{\Theta}_n = 0$. У овој анализи, просторно и временско управљање потрошњом врши се за временски интервал од једног дана са сатном резолуцијом.



Сл. 4.3 Пример ЕЕС-а

Како се оптимално просторно и временско управљање потрошњом врши са сатном резолуцијом, сваки вектор има 24 елемента, при чему сваки елемент представља средњу сатну снагу одговарајуће променљиве. Вектор непознатих снага инјектирања у сваком чвору i може се добити одузимањем вектора снага производње (\mathbf{P}_i^G) и снага потрошње (\mathbf{P}_i^L):

$$\mathbf{P} = \left[\mathbf{P}_1^G - \mathbf{P}_1^L \quad \mathbf{P}_2^G - \mathbf{P}_2^L \quad \dots \quad \mathbf{P}_i^G - \mathbf{P}_i^L \quad \dots \quad \mathbf{P}_{n-1}^G - \mathbf{P}_{n-1}^L \quad \mathbf{P}_n^G - \mathbf{P}_n^L \right]^T. \quad (4.9)$$

У једначини (4.9), формално је математички претпостављено да у сваком чвору може постојати и снага потрошње и снага производње. У случају да је у чвору i повезана конвенционална електрана или неки ОИЕ, вектор производње може бити ненулти вектор. У супротном, ово је нула вектор. Са друге стране, дијаграм потрошње се састоји из два дела – управљиве и неуправљиве потрошње. Пример оваквог дијаграма потрошње приказан је на Сл. 3.7. На основу овог дијаграма, потрошња у чвору i у оквиру произвољног сата t може се представити као сума управљивог и неуправљивог дела потрошње:

$$P_{i,t}^L = P_{i,t}^{def} + P_{i,t}^{non-def}, \quad i=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, 24. \quad (4.10)$$

У једначини (4.10), $P_{i,t}^{def}$ представља члан вектора \mathbf{P}_i^{def} и дефинише средњу сатну вредност управљиве потрошње у чвору i у сату t , док $P_{i,t}^{non-def}$ представља члан вектора $\mathbf{P}_i^{non-def}$ и дефинише средњу сатну вредност неуправљиве потрошње у чвору i у сату t . У случају да се у чвору i не налази никаква потрошња, \mathbf{P}_i^L ће бити нула вектор. Коначна форма матрице непознатих снага инјектирања дефинисана је следећом једначином:

$$\mathbf{P} = \left[\mathbf{P}_1^G - \mathbf{P}_1^{def} - \mathbf{P}_1^{non-def} \quad \dots \quad \mathbf{P}_i^G - \mathbf{P}_i^{def} - \mathbf{P}_i^{non-def} \quad \dots \quad \mathbf{P}_n^G - \mathbf{P}_n^{def} - \mathbf{P}_n^{non-def} \right]^T. \quad (4.11)$$

Поред горе наведених величина, неоподно је дефинисати и вектор непознатих ефективних вредности напона и угла напона. За сваки чвор $i=1, 2, \dots, n$, вектор \mathbf{U}_i садржи

24 елемента при чему сваки елемент представља средњу сатну ефективну вредност напона. На сличан начин, дефинисан је вектор непознатих углова напона Θ_i , при чему је последњи чвор проглашен референтним, те је због тога вектор Θ_n нула вектор.

У дефинисаном оптимизационом проблему, објективна функција може бити или дневни губици енергије или дневни оперативни трошкови конвенционалних електрана. Проблем минимизације губитака у систему може се еквивалентирати проблемом минимизације разлике између суме укупне производње и нето потрошње у систему, а како је укупна енергија потрошње пре и након управљања потрошње иста, овај проблем се може дефинисати као што је приказано у једначини (4.12), при чему се све снаге, потрошње и производње, третирају као алгебарске величине:

$$\min W_{loss} = \min \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n P_{i,t} \cdot \Delta t. \quad (4.12)$$

У једначини (4.11), i представља индекс анализираног чвора, $\Delta t = 1h$ и t представља редни број сата у анализираном дану.

Оперативни трошкови конвенционалних електрана зависе од тренутне снаге производње електране и најчешће се моделују квадратном зависношћу [87]. На основу тога, објективна функција која има за циљ минимизацију дневних оперативних трошкова производње електричне енергије у анализираном систему може се формално представити једначином (4.13), при чему a_k , b_k и c_k представљају коефицијенте трошкова генератора или електране прикључене у чвору k .

$$\min \text{Costs} = \min \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^n a_k \cdot (P_{k,t}^G)^2 + b_k \cdot P_{k,t}^G + c_k. \quad (4.13)$$

У оптимизационом проблему дефинисаном једначинама (4.12) и (4.13), постоји неколико ограничења типа једнакости. Најважнија од њих су једначине токова снага. Како је употребом FACTS уређаја могуће регулисати токове реактивних снага и напоне у свим чворовима, за дефинисање овог проблема неопходно је дефинисати само ограничења типа једнакости за једначине токова активних снага. Токове реактивних снага могуће је касније регулисати за сваки анализирани сат. Са аспекта активних снага, за произвољни сат t ($t=1, \dots, 24$) и у сваком анализираном чвору i ($i=1, \dots, n$), може се дефинисати следећа једначина (4.14):

$$P_{i,t} - \sum_{k=1}^n U_{k,t} \cdot U_{i,t} \cdot (G_{i,k} \cdot \cos(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t}) + B_{i,k} \cdot \sin(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t})) = 0. \quad (4.14)$$

где $G_{i,k}$ и $B_{i,k}$ представљају редом кондуктансу и сусцептансу на позицији (i,k) матрице адмитанси чворова.

Поред једначина токова активних снага, могуће је дефинисати још две категорије ограничења типа једнакости. У анализираном систему, за сваку хидроелектрану могуће је дефинисати расположиву дневну енергију акумулисане воде, W_i^{hydro} . Овим се формира још једно ограничење типа једнакости помоћу којег се дефинише колика је укупна дневна производња енергије акумулационих хидроелектрана. Када би електрана производила енергију мању од ове дефинисане, потенцијално би дошло до преливања воде. Због тога што су оперативни трошкови производње енергије из хидроелектрана блиски нули,

најисплативије је искористити сву расположиву количину енергије. Ово ограничење типа једнакости може се написати у следећем облику:

$$W_i^{hydro} - \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{hydro} \cdot \Delta t = 0. \quad (4.15)$$

У једначини (4.15), $P_{i,t}^{hydro}$ представља средњу сатну снагу производње електричне енергије из акумулационе хидроелектране у чвору i и сату t , при чему је усвојено да је $\Delta t = 1h$.

Коришћењем технологија управљања потрошњом, долази до промене само дијаграма потрошње док се укупна површина испод дијаграма која представља укупну преузету енергију не мења. На овај начин, дефинише се последња категорија ограничења типа једнакости која се формално може записати као у једначини (4.16):

$$W_i^{deferrable} - \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{def} \cdot \Delta t = 0. \quad (4.16)$$

У једначини (4.16), $W_i^{deferrable}$ представља укупну енергију управљиве потрошње у чвору i , $i = 1, \dots, n$, $\Delta t = 1h$.

За потпуну дефиницију оптимизационог проблема, неопходно је дефинисати и ограничења типа неједнакости. За сваки генераторски чвор i (чвор у коме је прикључена конвенционална електрана или акумулациона хидроелектрана), ограничења за минималну и максималну снагу производње се дефинишу помоћу једначине (4.17). Поред тога, неопходно је дефинисати и опсег дозвољених вредности напона за сваки чвор, i ($i=1, \dots, n$), што се може дефинисати једначином (4.18).

$$P_i^{G,\min} \leq P_{i,t}^G \leq P_i^{G,\max}, \quad (4.17)$$

$$U_i^{\min} \leq U_{i,t} \leq U_i^{\max}. \quad (4.18)$$

У једначини (4.18), претпостављено је да је дозвољени опсег напона другачији за сваки чвор понаосб. Углавном се у пракси ове вредности разликују само за генераторске и потрошачке чворове.

4.2 Методологије за решавање оптимизационог проблема

Све методе за решавање оптимизационих проблема могу се поделити у две групе: конвенционалне методе и хеуристичке методе. Коришћењем конвенционалних метода, минимална вредност критеријумске функције се одређује итеративним процесом одређивања тачке у којој је градијент објективне функције једнак нули. Овде спадају градијентална метода [88], Њутнова метода [89], *Interior Point Method* [90, 91], итд. Основне предности ових метода су велика брзина конвергенције итеративног процеса и то што је пронађено решење егзактно. Конвенционалне методе се разликују по томе на који начин уважавају ограничења типа неједнакости.

Хеуристичке методе користе различите методе претраживања читавог скупа могућих решења у циљу проналажења оптималног решења. Најпознатије су свакако *Particle Swarm Optimization (PSO)* [92], као и генетски алгоритам [93]. Ове методе су веома једноставне за програмирање и на врло једноставан начин решавају проблем са ограничењима типа

неједнакости. Са друге стране, ове методе не врше прорачун градијента објективне функције, те због тога није могуће са сигурношћу одредити да ли је пронађен оптимум заиста најбоље решење. Време конвергенције хеуристичких метода директно зависи од броја непознатих и у системима са великим бројем чворова постаје неприхваљиво велико. У овом поглављу, сви оптимизациони проблеми решавани су на два начина – употребом генетског алгоритма и употребом *Interior Point Method* алгоритма.

4.2.1 Решавање оптимизационог проблема генетским алгоритмом

Генетски алгоритам спада у групу алгоритама намењених за оптимизацију функција више променљивих методом претраге [94]. Као и сви алгоритми базирани на методи претраге, генетски алгоритам се углавном користи онда када је функција тако дефинисана да није могуће пронаћи ниједан математички алат који би пронашао јединствено оптимално решење у затвореном облику, па се оптимално решење мора тражити претрагом над пољем бројева. Користи се у ситуацијама када је поље бројева толико велико да је немогуће испитати све могуће комбинације, већ се претрага врши само над мањим бројем комбинација. Његова предност је и та што он приликом претраге најбољег решења не врши случајан одабир комбинација, па од њих проналази најбоље решење (као што на пример ради Монте Карло симулација), већ се он кроз поље бројева креће тако што се све више приближава најбољем решењу.

У наставку текста дата је дефиниција проблема који се решава генетским алгоритмом. Нека је дата произвољна функција са n променљивих чију оптималну вредност тражимо. Та оптимална вредност најчешће представља минимум или максимум функције (може бити и једнакост функције са нулом, чиме се тражи минимум одступања неке вредности од тачне вредности). Без умањивања општости, претпоставиће се да је задатак генетског алгоритма пронаћи максималну вредност функције:

$$\max f(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (4.19)$$

Задатак се у овом случају своди на проналажење низа променљивих x_1, x_2, \dots, x_n за које функција достиже максималну вредност. Као што и свака јединка у једној популацији животиња има низ карактеристика (боја очију, отпорност на одређене болести, способност развоја мишићне масе, физичка спретност, ...) тако се и у овом случају свака од променљивих x_1, x_2, \dots, x_n може сматрати појединачном карактеристиком једне јединке, при чему јединствен низ променљивих дефинише и јединствену јединку. Израчунавањем вредности функције за задат низ променљивих, свакој јединки се квантитативно може доделити вредност која дефинише њен квалитет. Идеја је прво формирати почетну популацију од N јединки са различитим карактеристикама, а затим свакој јединки доделити вредност функције која дефинише њен квалитет:

$$(1): x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)} \rightarrow f_1 = f(x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}), \quad (4.20)$$

$$(2): x_1^{(2)}, x_2^{(2)}, \dots, x_n^{(2)} \rightarrow f_2 = f(x_1^{(2)}, x_2^{(2)}, \dots, x_n^{(2)}), \quad (4.21)$$

⋮

$$(N): x_1^{(N)}, x_2^{(N)}, \dots, x_n^{(N)} \rightarrow f_N = f(x_1^{(N)}, x_2^{(N)}, \dots, x_n^{(N)}) \quad (4.22)$$

Иницијалне вредности x_1, x_2, \dots, x_n се одређују генерисањем случајног низа вредности уз уважавање свих ограничења за променљиве. Након овога, неопходно је извршити кодирање свих променљивих. Постоји више начина на који се то може урадити, а у овој анализи вршено је бинарно кодирање. Нека су за сваку променљиву x_1, x_2, \dots, x_n дата ограничења о минималној вредности $x_1^{\min}, x_2^{\min}, \dots, x_n^{\min}$, максималној вредности $x_1^{\max}, x_2^{\max}, \dots, x_n^{\max}$ и корак, односно прецизност са којом ће се тражити тачна вредност променљивих $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$. За произвољну променљиву k тада је укупан број комбинација:

$$X_k = \frac{x_k^{\max} - x_k^{\min}}{\Delta x_k} + 1 \quad (4.23)$$

Свакој од ових комбинација може се доделити један број од 1 до X_k , а сваки од тих бројева се може представити бинарним бројем. На тај начин, формира се јединствена секвенца јединица и нула која тачно дефинише један број. Једна таква секвенца има дужину која је једнака првом већем целом делу броја:

$$l_k = \log_2 X_k . \quad (4.24)$$

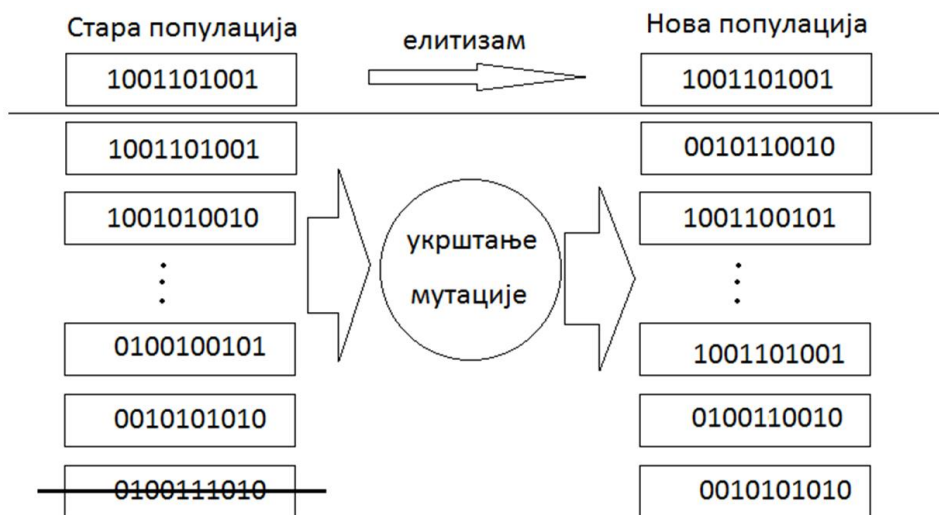
Када се одреди број комбинација, дефинише се нови мањи корак тако да се на секвенци дужине l_k попуне сва могућа решења у интервалу $[x_k^{\min}, x_k^{\max}]$. Након што се на овај начин шифрују све променљиве x_1, x_2, \dots, x_n и одреде дужине сваке секвенце l_1, l_2, \dots, l_n врши се спајање сваке од секвенци у јединствену генетску шифру дужине l , при чему је познато да свакој могућој комбинацији решења одговара јединствена генетска шифра и решење функције као мерило квалитета решења:

$$l = l_1 + l_2 + \dots + l_n . \quad (4.25)$$

Након што је случајно извршено одређивање почетне популације јединки, при чему свакој од њих одговара јединствена комбинација променљивих као и генетског кода, долази до стварања нових генерација при чему се користе основни принципи еволуције и врши се праћење побољшања скупа јединки. То се ради на следећи начин:

- Генетски садржај 10 посто најбољих комбинација се само преписује у наредну генерацију. Ово се ради да би се сачувао генетски садржај најбољих јединки, тј. да се приликом мешања генетског материјала не би изгубиле комбинације које дају тренутно најбоље решење. Овај поступак се назива елитизам.
- Осталих 90 посто јединки се добија мешањем генетског материјала 90% најбољих решења и мутацијама. Та два поступка се називају укрштање и мутација.
- Десет посто најгорих јединки не учествује ни у једној радњи, тј. те јединке изумру.

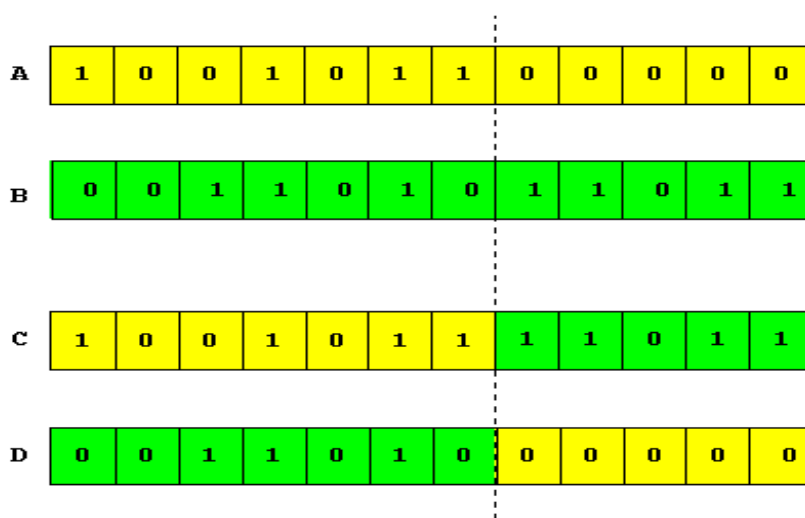
На Сл. 4.4 дат је сликовити приказ стварања нове генерације јединки:



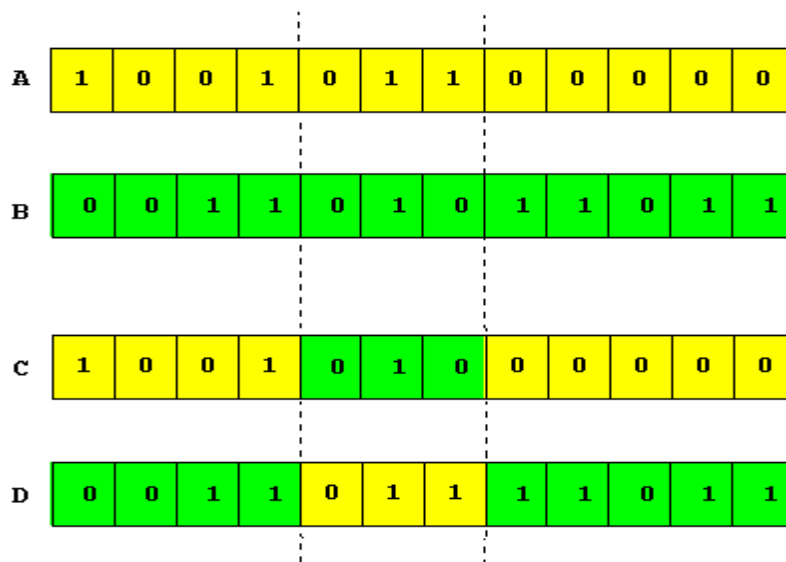
Сл. 4.4 Формирање нове генерације јединки коришћењем генетског алгорита, [1]

Управо уз помоћ укрштања и мутација у некој од наредних популација се могу појавити нова, боља решења. Циљ укрштања је извршити комбиновање генетског материјала две јединке. Постоје три начина укрштања:

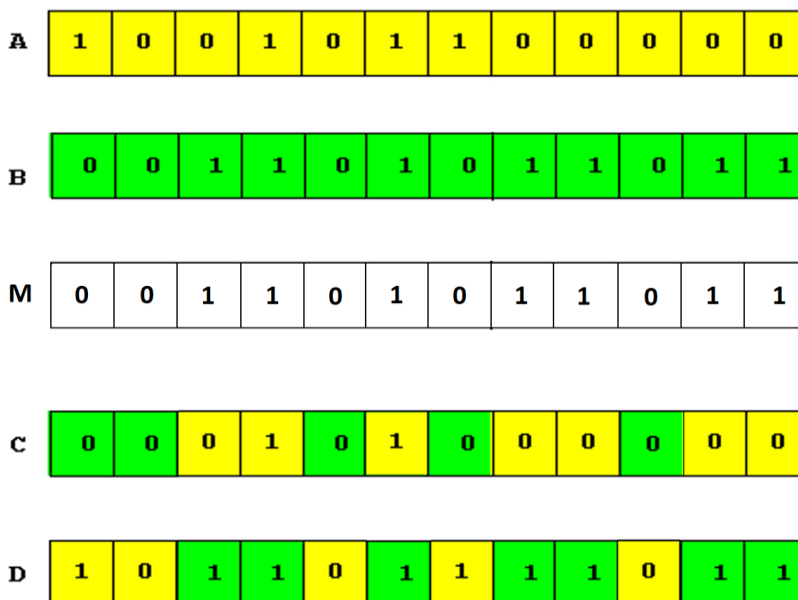
- Укрштање избором једне тачке. Уз помоћ *rand* функције на случајан начин бира се тачка пресека хромозома две јединке. Након тога се формирају две нове јединке тако што се узме први део секвенце прве јединке и други део секвенце друге јединке и оне се споје, и обрнуто. На тај начин добијају се нове две јединке. На Сл. 4.5 је илустративно приказан овај начин укрштања.
- Укрштање избором две тачке укрштања – овај метод је сличан као претходни, само што се уместо једне пресечне тачке бирају две пресечне тачке. Пример овог начина укрштања је дат на Сл. 4.6.
- Униформно укрштање – код овог типа укрштања уз помоћ избора случајног низа бројева 0 или 1 се одређује маска која одређује позиције на којима ће се смештати генетски садржај прве односно друге јединке. На Сл. 4.7 је приказан пример овог типа укрштања.



Сл. 4.5 Пример укрштања избором једне тачке укрштања, [1]



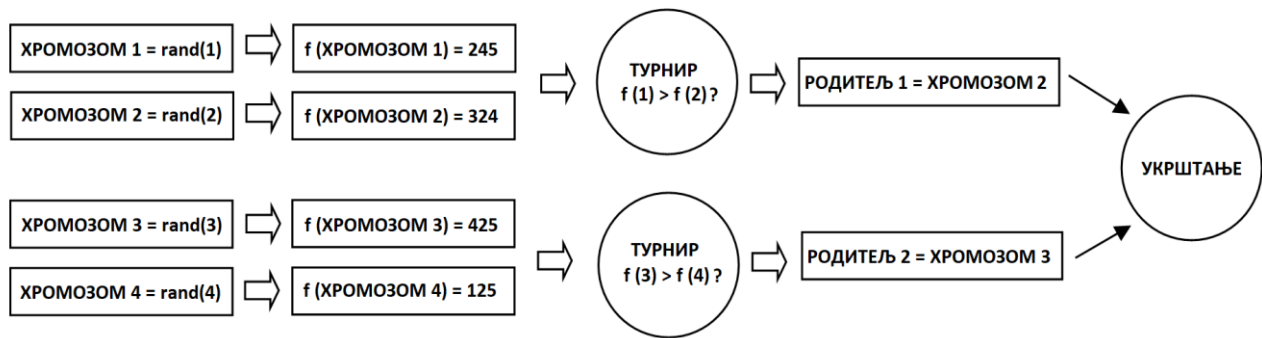
Сл. 4.6 Пример укрштања избором две тачке укрштања, [1]



Сл. 4.7 Пример униформног укрштања, [1]

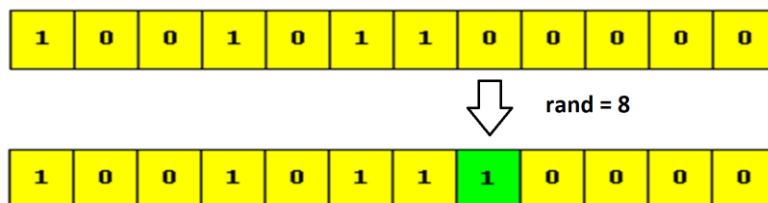
Код укрштања је битно објаснити на који начин се врши одабир 2 родитеља. Родитељи се бирају исто као и у природи тако да се већа вероватноћа у размножавању даје јачим јединкама. У овим анализама коришћен је принцип турнира. Турнир се изводи тако што се на случајан начин одаберу четири родитеља, при чему без обзира на вредност функције сваког од хромозома сваки од њих има исту вероватноћу одабира. Након тога се организује такмичење између првог и другог и трећег и четвртог. Победу односи онај који има бољу вредност (у овом случају већу вредност), и тако се одабирају бољи родитељи за размножавање. Овако нешто се дешава и у природи, када се животиње међусобно боре за партнера у периоду парења, при чему победу односи јача животиња. На Сл. 4.8 је сликовито приказан турнир као избор родитеља у размножавању. Овде још треба нагласити да се приликом избора два родитеља укрштање дешава са неком вероватноћом. Узима се да је та

вероватноћа велика (преко 80%). У супротном, генетски материјали родитеља се само преписују.



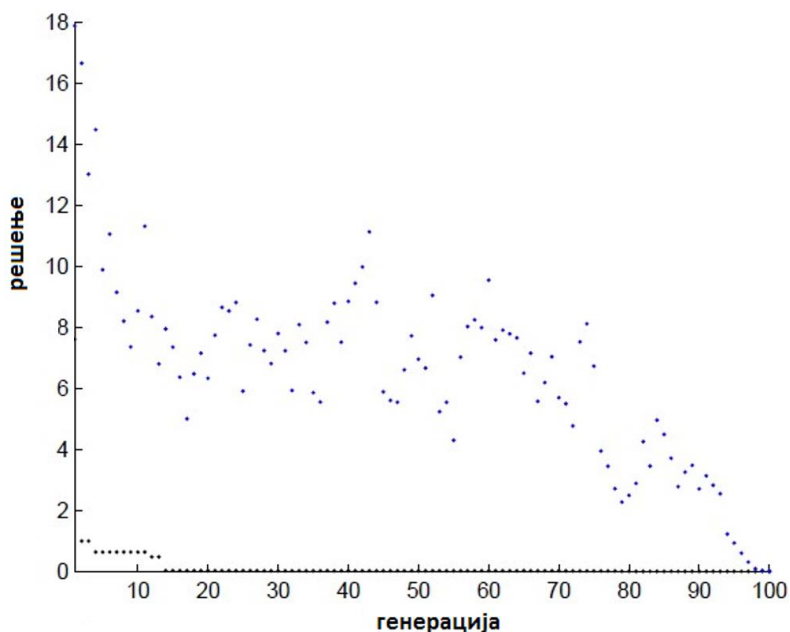
Сл. 4.8 Илустрација турнира у генетском алгоритму, [1]

Након укрштања дешавају се и мутације. Мутације у природи најчешће настају спољним утицајем, и тада долази до промене неког генетског кода у секвенци. Мутације се најчешће везују за нешто лоше, међутим еволуција показује да постоје и добре мутације које заправо и потпомажу даљи развиј нових, добрих особина. Мутацијама се стварају гени које не поседује ниједан родитељ, а самим тим се неке нове особине јављају у популацији. У случају да је мутација лоша јединка ће временом изумрети и лоша карактеристика ће нестати, међутим добре мутације се преносе са родитеља на децу и тај ген се полако шири у популацији. У генетском алгоритму, након стварања деце, са неком одређеном вероватноћом се одређеном броју деце ствара мутација на једном гену. На ком ће се гену десити мутација одређује се помоћу функције *rand*. Мутација се састоји у промени одређеног бинарног броја, па се тако 1 претвара у 0 и обрнуто. На Сл. 4.9 приказан је пример мутације једног гена.



Сл. 4.9 Мутација на осмом гену, [1]

Након што се попуни генетски материјал за сваку јединку нове популације врши се дешифровање вредности променљивих x_1, x_2, \dots, x_n и одређује се вредност функција $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Јединке се затим сортирају на основу критеријума оптимизације, и поступак се итеративно понавља. На Сл. 4.10 дат је пример како се мењају најбоља и најгора решења у генетском алгоритму, тј. како алгоритам конвергира кроз генерације, при чему се график односи на случај када се тражи минимална вредност функције. Тада се види да се кроз итерације најмање решење у популацији побољшава односно смањује, док је расипање осталих решења све мање и мање. То је јасан показатељ конвергенције алгоритма. Претпоставља се да је алгоритам исконвергирао онда када су вредности функције за све хромозоме једнаке или веома блиске.



Сл. 4.10 Најбоља и најлошија решења кроз итерације, [1]

4.2.2 Решавање оптимизационог проблема коришћењем Interior Point методе

Друга анализирана метода за прорачун оптималног решења је *Interior Point* метода. Као и код свих конвенционалних метода, минимум се добија изједначавањем парцијалних извода објективне функције са нулом. Ограничења типа једнакости се врло једноставно уважавају њиховим множењем Лагранжовим коефицијентом и додавањем ових израза објективној функцији. На тај начин се формира Лагранжова функција чији парцијални изводи морају бити једнаки нули ако се жели добити минимална вредност [95]. *Interior Point* метода се разликује од осталих конвенционалних метода на начин како се уважавају ограничења типа неједнакости. Идеја код ове методе је решити се ограничења типа неједнакости додавањем балансне променљиве чија вредност мора бити већа од нуле или једнака нули. На овај начин се добија нова формулација оптимизационог проблема дефинисаног једначинама (4.1) – (4.4):

$$\min f(\mathbf{x}), \quad (4.26)$$

$$g(\mathbf{x}) = 0, \quad (4.27)$$

$$h(\mathbf{x}) - \mathbf{h}_l - \mathbf{s}_l = 0, \quad (4.28)$$

$$-h(\mathbf{x}) + \mathbf{h}_u - \mathbf{s}_u = 0, \quad (4.29)$$

$$\mathbf{s}_u, \mathbf{s}_l \geq 0. \quad (4.30)$$

где су: \mathbf{s}_l и \mathbf{s}_u балансне променљиве којима се ограничења типа неједнакости претварају у ограничења типа једнакости. У овој поставци је претпостављено да су ограничења променљивих дефинисаних једначином (4.4) садржани у једначини (4.3). Да би се применила метода Лагранжових коефицијената, неопходно је елиминисати ограничења типа неједнакости дефинисана једначином (4.30). Ово се решава додавањем баријерне функције

$\mu \cdot (\ln(s_1) + \ln(s_u))$ објективној функцији (4.26), па ће на тај начин оптимизациони проблем имати само ограничења типа једнакости:

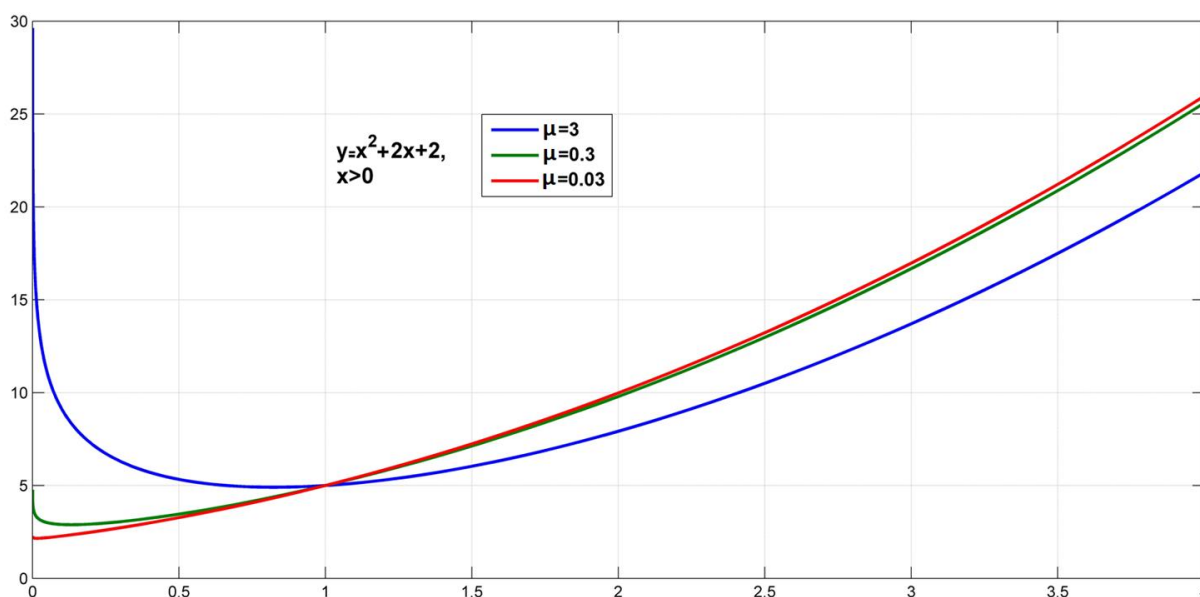
$$\min(f(\mathbf{x}) - \mu \cdot (\ln(s_1) + \ln(s_u))), \quad (4.31)$$

$$g(\mathbf{x}) = 0, \quad (4.32)$$

$$h(\mathbf{x}) - \mathbf{h}_1 - \mathbf{s}_1 = 0, \quad (4.33)$$

$$-h(\mathbf{x}) + \mathbf{h}_u - \mathbf{s}_u = 0. \quad (4.34)$$

Идеја баријерних функција и коефицијента μ је следећа: приближавањем балансних променљивих s_1 и s_u нули, читав логаритамски израз почиње да тежи ка вредности минус бесконачно, односно читава објективна функција почиње да има јако велику вредност. На овај начин, оптимална вредност неће одговарати жељеном оптимуму. Међутим, кроз итерације, вредност коефицијента μ се значајно смањује (у свакој итерацији за бар ред величине), чиме утицај баријерне функције постаје све мањи на укупну објективну функцију. Ово је илустровано на примеру приказаном на Сл. 4.11. У анализираном примеру, анализира се функција $y = x^2 + 2x + 2, x \geq 0$. Јасно је да ова функција достиже минималну вредност за $x = 0$. Да би се овај проблем решио применом *Interior Point* методе, неопходно је увести баријерну функцију, тако да нова објективна функција гласи $y = x^2 + 2x + 2 - \mu \cdot \ln(x)$. На Сл. 4.11 приказано је како се мења објективна функција са променом коефицијента μ . Са слике се види да се са смањивањем коефицијента μ минимум функције све више приближава нули, што и јесте циљ *Interior Point* методе. Са друге стране, баријера не дозвољава генерисање решења које ће нарушити ограничење типа неједнакости. На овој слици извршена је илустрација анализираних методе на примеру проблема са једном непознатом. Оптимизациони проблем који је једна од тема ове дисертације ће имати неколико стотина непознатих.



Сл. 4.11 Изглед објективне функције са променом пенализационог фактора

На проблем дефинисан једначинама (4.31) – (4.34) могуће је применити методу Лагранжових коефицијената. У том случају, оптимизациони проблем се коначно своди на одређивање минимума функције дефинисане једначином (4.34):

$$L_\mu = f(\mathbf{x}) - \mu(\ln(\mathbf{s}_1) + \ln(\mathbf{s}_u)) - \lambda^T g(\mathbf{x}) - \pi_1^T (h(\mathbf{x}) - \mathbf{h}_1 - \mathbf{s}_1) - \pi_u^T (-h(\mathbf{x}) + \mathbf{h}_u - \mathbf{s}_u) \quad (4.35)$$

У једначини (4.33), λ , π_1^T , π_u^T представљају редом Лагранжове коефицијенте помоћу којих се у оптимизациони проблем уважавају једначине (4.32) – (4.34). Минимално решење се постиже када су парцијални изводи функције (4.35) једнаки нули:

$$\nabla_{\mathbf{s}_1} \mathbf{L}_\mu = -\mu \cdot \mathbf{S}_1^{-1} \cdot \mathbf{e} + \pi_1 = 0, \quad (4.36)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_u} \mathbf{L}_\mu = -\mu \cdot \mathbf{S}_u^{-1} \cdot \mathbf{e} + \pi_u = 0, \quad (4.37)$$

$$\nabla_{\pi_1} \mathbf{L}_\mu = -h(\mathbf{x}) + \mathbf{h}_1 + \mathbf{s}_1 = 0, \quad (4.38)$$

$$\nabla_{\pi_u} \mathbf{L}_\mu = h(\mathbf{x}) - \mathbf{h}_u + \mathbf{s}_u = 0, \quad (4.39)$$

$$\nabla_{\lambda} \mathbf{L}_\mu = -g(\mathbf{x}) = 0, \quad (4.40)$$

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{L}_\mu = \nabla f(\mathbf{x}) - \nabla g(\mathbf{x}) \cdot \lambda^T - \nabla h(\mathbf{x}) \cdot (\pi_1^T - \pi_u^T). \quad (4.41)$$

У једначинама (4.36) – (4.41) појављују се матрице \mathbf{S}_1^{-1} и \mathbf{S}_u^{-1} . Ово су инверзне вредности матрица \mathbf{S}_1 и \mathbf{S}_u . Матрице \mathbf{S}_1 и \mathbf{S}_u представљају квадратне матрице чији су елементи на главној дијагонали једнаки векторима \mathbf{s}_1 и \mathbf{s}_u , док су остали елементи ван главне дијагонале једнаки нули. Решавањем система једначина (4.36) – (4.41) добија се оптимално решење. Међутим, овај систем представља систем нелинеарних једначина који се може решити само нумеричким методама. За решавање овог система једначина користи се Њутнов итеративни поступак приказан у наредној једначини:

$$\begin{bmatrix} \mu \cdot \mathbf{S}_1^{-2} & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu \cdot \mathbf{S}_u^{-2} & 0 & I & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & 0 & 0 & -h(\mathbf{x}) \\ 0 & I & 0 & 0 & 0 & h(\mathbf{x}) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\nabla g(\mathbf{x}) \\ 0 & 0 & -\nabla h(\mathbf{x})^T & \nabla h(\mathbf{x})^T & -\nabla g(\mathbf{x})^T & \nabla_{\mathbf{x}}^2 \mathbf{L}_\mu \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{s}_1 \\ \Delta \mathbf{s}_u \\ \Delta \pi_1 \\ \Delta \pi_u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \mathbf{x} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\mathbf{s}_1} \mathbf{L}_\mu \\ \nabla_{\mathbf{s}_u} \mathbf{L}_\mu \\ \nabla_{\pi_1} \mathbf{L}_\mu \\ \nabla_{\pi_u} \mathbf{L}_\mu \\ \nabla_{\lambda} \mathbf{L}_\mu \\ \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{L}_\mu \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

У једначини (4.42), члан $\nabla_{\mathbf{x}}^2 \mathbf{L}_\mu$ може се израчунати на следећи начин:

$$\nabla_{\mathbf{x}}^2 \mathbf{L}_\mu = \nabla_{\mathbf{x}}^2 f(\mathbf{x}) - \nabla_{\mathbf{x}}^2 g(\mathbf{x}) \cdot \lambda^T - \nabla_{\mathbf{x}}^2 h(\mathbf{x}) \cdot (\pi_1^T - \pi_u^T) \quad (4.43)$$

Како се време прорачуна доста повећава са повећањем величине матрице, дефинисани проблем се може поједноставити решавањем следећег система једначина, (4.44):

$$\begin{bmatrix} 0 & -\nabla g(\mathbf{x}) \\ -\nabla g(\mathbf{x})^T & \mathbf{Hd} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \lambda \\ \Delta \mathbf{x} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\lambda} \mathbf{L}_{\mu} \\ \xi \end{bmatrix}. \quad (4.44)$$

У једначини (4.44), матрице \mathbf{Hd} и ξ могу се израчунати на следећи начин:

$$\mathbf{Hd} = \nabla_{\mathbf{x}}^2 \mathbf{L}_{\mu} + \mu \cdot \nabla_{\mathbf{x}} h(\mathbf{x})^T \cdot (\mathbf{S}_1^{-2} + \mathbf{S}_u^{-2}) \cdot \nabla_{\mathbf{x}} h(\mathbf{x}), \quad (4.45)$$

$$\xi = \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{L}_{\mu} + \nabla_{\mathbf{x}} h(\mathbf{x})^T \cdot [\mu \cdot (\mathbf{S}_u^{-2} \cdot \nabla \pi_u \cdot \mathbf{L}_{\mu} - \mathbf{S}_1^{-2} \cdot \nabla \pi_u \cdot \mathbf{L}_{\mu}) + \nabla_{s_l} \mathbf{L}_{\mu} - \nabla_{s_u} \mathbf{L}_{\mu}]. \quad (4.46)$$

Након решавања система једначина (4.44), промена свих променљивих у наредној итерацији може се одредити решавањем једначина (4.47) и (4.48):

$$\Delta \mathbf{s}_1 = \nabla h(\mathbf{x}) \cdot \Delta \mathbf{x} - \nabla \pi_l \mathbf{L}_{\mu}, \quad \Delta \mathbf{s}_u = -\nabla h(\mathbf{x}) \cdot \Delta \mathbf{x} - \nabla \pi_u \mathbf{L}_{\mu}, \quad (4.47)$$

$$\Delta \pi_1 = -\mu \cdot \mathbf{S}_1^{-2} \cdot \Delta \mathbf{s}_1 - \nabla_{s_l} \mathbf{L}_{\mu}, \quad \Delta \pi_u = -\mu \cdot \mathbf{S}_u^{-2} \cdot \Delta \mathbf{s}_u - \nabla_{s_u} \mathbf{L}_{\mu}. \quad (4.48)$$

Вредности променљивих у наредној итерацији итеративног поступка могу се прорачунати према једначинама (4.49) и (4.50):

$$\mathbf{s}_1^{k+1} = \mathbf{s}_1^k + \alpha_p^k \cdot \Delta \mathbf{s}_1^k, \quad \mathbf{s}_u^{k+1} = \mathbf{s}_u^k + \alpha_p^k \cdot \Delta \mathbf{s}_u^k, \quad \mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \alpha_d^k \cdot \Delta \mathbf{x}^k, \quad (4.49)$$

$$\pi_1^{k+1} = \pi_1^k + \alpha_d^k \cdot \Delta \pi_1^k, \quad \pi_u^{k+1} = \pi_u^k + \alpha_d^k \cdot \Delta \pi_u^k, \quad \lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha_d^k \cdot \Delta \lambda. \quad (4.50)$$

Коефицијенти α_p^k и α_d^k могу се израчунати на следећи начин:

$$\alpha_p^k = \min \left\{ 1, \gamma \min_{\Delta s_i^k < 0} \frac{-s_i^k}{\Delta s_i^k} \right\}, \quad \alpha_d^k = \min \left\{ 1, \gamma \min_{\Delta \pi_i^k < 0} \frac{-\pi_i^k}{\Delta \pi_i^k} \right\} \quad (4.51)$$

Услови конвергенције итеративног поступка дефинишу се помоћу једначине (4.52):

$$\left\| \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}^k \\ \Delta \lambda^k \end{bmatrix} \right\| \leq \varepsilon. \quad (4.52)$$

Дефинисани оптимизациони проблем може се решити уврштавањем једначина (4.12) – (4.18) у једначине (4.31) – (4.52).

Да би се итеративни процес у потпуности дефинисао, неопходно је дефинисати почетне вредности свих непознатих величина. Иницијалне вредности углова напона усвојене су да буду једнаке 0, док се за иницијалне вредности ефективних вредности напона усваја 1 r.j. За почетне вредности снага конвенционалних електрана усваја се средња вредност минималне и максималне снаге електране, док се за почетне вредности снага потрошње усваја снага пре управљања потрошњом. Почетне вредности у нултој итерацији могу се математички представити као:

$$\mathbf{x}^0 = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^0 \\ \mathbf{U}^0 \\ \Theta^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^0 \\ \mathbf{I} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}. \quad (4.53)$$

Вектор \mathbf{P}^0 може се формално представити једначинама (4.54) - (4.56):

$$\mathbf{P}^0 = \mathbf{P}^{G,0} - \mathbf{P}^{L,0}, \quad (4.54)$$

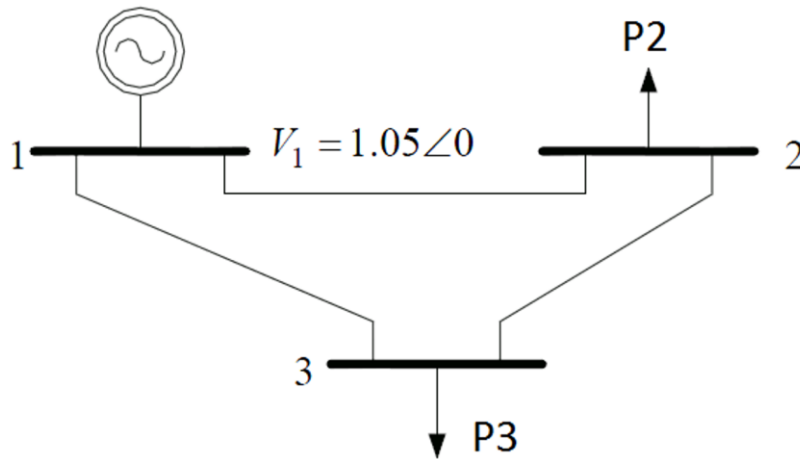
$$\mathbf{P}^{G,0} = \left[\frac{\mathbf{P}_1^{G,\min} + \mathbf{P}_1^{G,\max}}{2} \quad \dots \quad \frac{\mathbf{P}_i^{G,\min} + \mathbf{P}_i^{G,\max}}{2} \quad \dots \quad \frac{\mathbf{P}_n^{G,\min} + \mathbf{P}_n^{G,\max}}{2} \right]^T, \quad (4.55)$$

$$\mathbf{P}^{L,0} = \left[\mathbf{P}_1^{L,0} \quad \mathbf{P}_2^{L,0} \quad \dots \quad \mathbf{P}_i^{L,0} \quad \dots \quad \mathbf{P}_n^{L,0} \right]^T. \quad (4.56)$$

У једначинама (4.54) - (4.56), $\mathbf{P}_i^{L,0}$ представља вектор средњих сатних снага потрошње у чвору i ($i=1,2,\dots,n$) пре примене управљања потрошњом, док вектор $\mathbf{P}^{G,0}$ представља иницијалне вредности снага производње. Димензије вектора $\mathbf{P}^{G,0}$ су $n \times t$, где n представља број чворова у анализираном систему а t број сати у анализираном временском интервалу ($t=24$).

4.3 Тест систем са 3 чвора

У овој секцији, предложена методологија тестирана је на примеру мреже са 3 чвора. Циљ овог тестирања је да се на примеру најпростије мреже прикажу ефекти просторног и временског управљања потрошњом. Тополошка шема предложене мреже приказана је на Сл. 4.12.



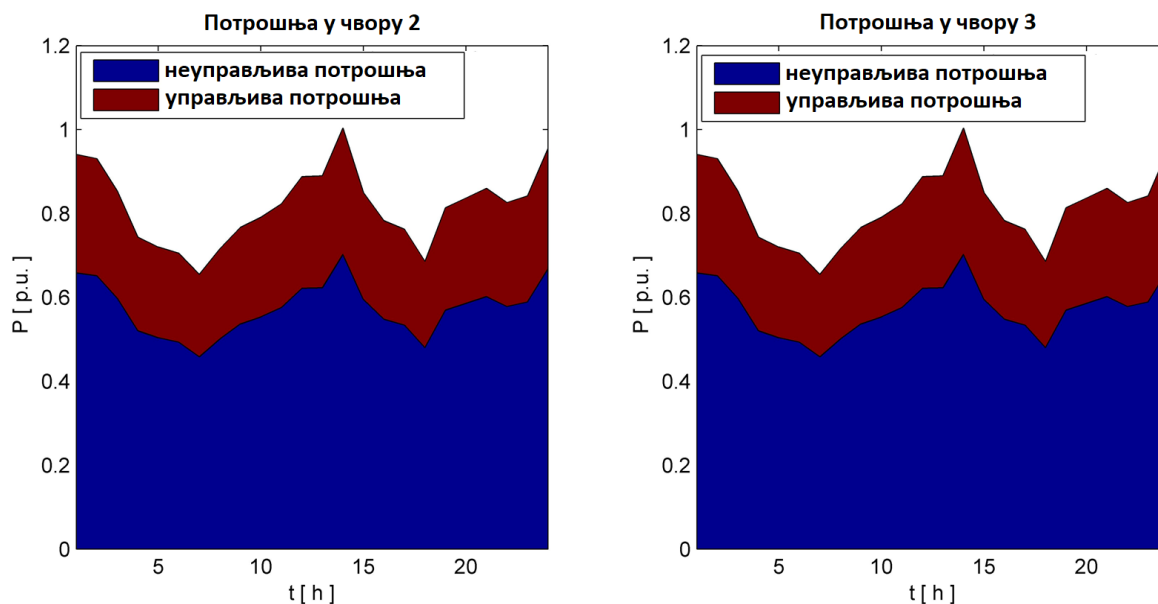
Сл. 4.12 Тест мрежа са 3 чвора

Параметри грана мреже приказани су у Табели 4.1. Све вредности су приказане у релативним јединицама, при чему је усвојено да је $U_B = 11$ kV док је $S_B = 1$ MW.

Табела 4.1 Параметри анализираних тест мреже

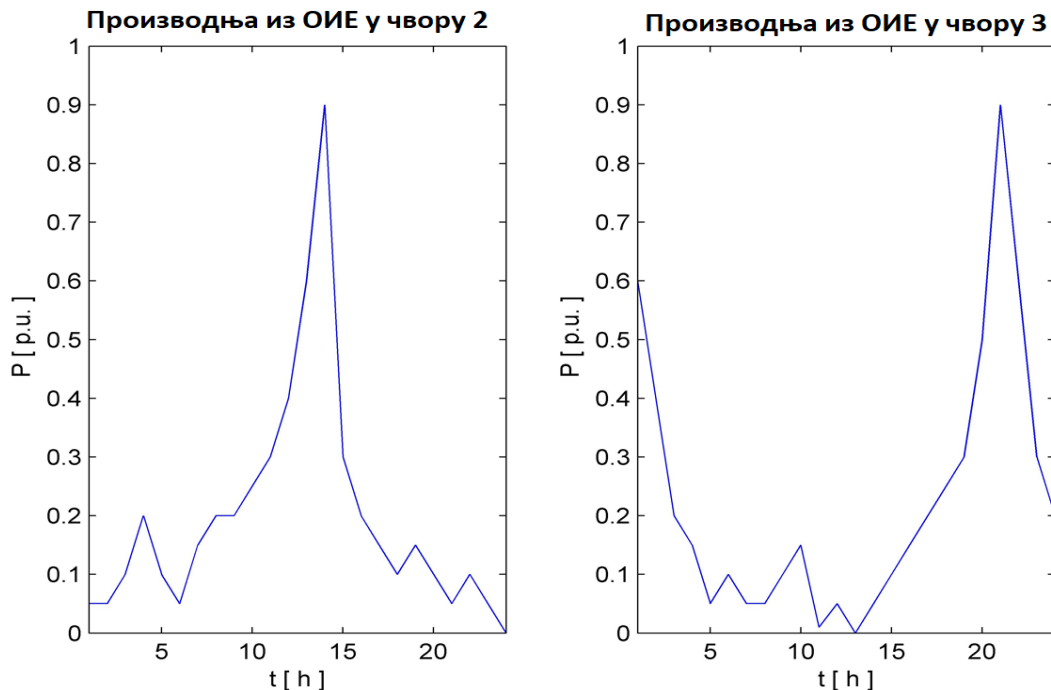
Грана	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
1-3	20/484	80/484	0
2-3	10/484	40/484	0
1-2	10/484	40/484	0

Анализирани систем садржи један балансни чвор (чвор 1) и два потрошачка чвора. Претпостављено је да су дијаграми потрошње у оба чвора исти и да управљива енергија у сваком сату износи 30% од укупне преузете енергије у анализираном сату. На Сл. 4.13 приказани су претпостављени дијаграми потрошње са њиховим управљивим и неуправљивим деловима.



Сл. 4.13 Дијаграми потрошње у другом и трећем чвору са означеним управљивим и неуправљивим делом

У оба потрошачка чвора налази се производња из ОИЕ, приказана на Сл. 4.14.



Сл. 4.14 Производња из ОИЕ у другом и трећем чвору

У анализи је претпостављено да је производња у чвору 2 доминантно из фотонапонских електрана, због чега се максимум производње и јавља у дневним сатима, док је производња у чвору 3 доминантно из ветроелектрана па се овде врх производње јавља у

ноћним сатима, када је обично ветар најјачи. Предложена методологија примењена је на примеру дате тест мреже у циљу одређивања: оптималног дијаграма производње у чвору 1 који садржи једину конвенционалну електрану у систему, оптималних дијаграма потрошње у чворовима 2 и 3. У овој анализи тестиране су обе објективне функције, минимизација дневних трошкова конвенционалних електрана и минимизација дневних губитака енергије. У наредном кораку, неопходно је дефинисати функцију оперативних трошкова која зависи од снаге електране. Ова функција је дефинисана једначином (4.57):

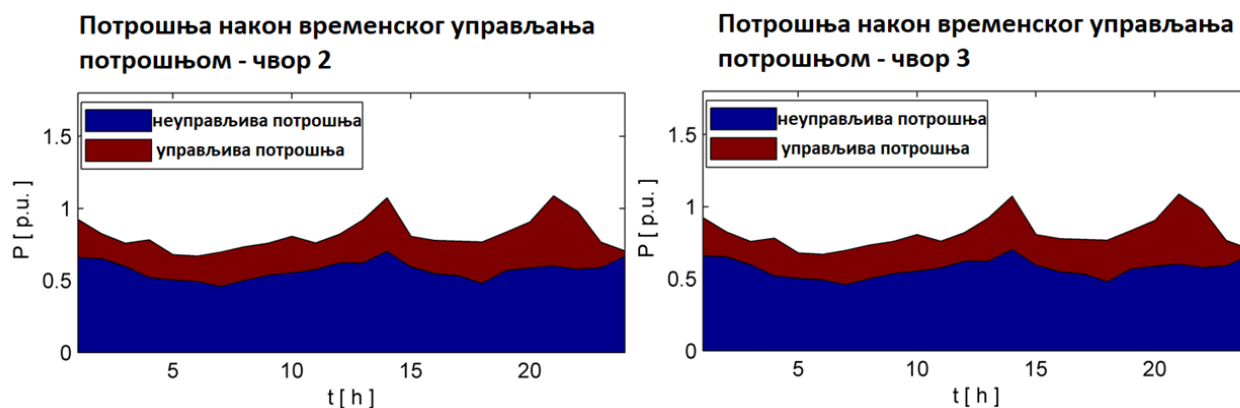
$$Cost = a + b \cdot P_g + c \cdot P_g^2 . \quad (4.57)$$

Вредности коефицијената који се појављују у једначини (4.57), изражени у новчаним јединицама (NJ) су $a = 561NJ$, $b = 792NJ$ и $c = 15.62NJ$ [96]. Као ограничења, за сваку сабирницу дефинише се дозвољени опсег напона. За генераторске чворове се усвајају граничне вредности 0.95 р.у. и 1.05 р.у, док се за потрошачке чворове усвајају граничне вредности 0.9 р.у. и 1.1 р.у. У првој анализи, објективне функције су прорачунате без управљања потрошњом за два случаја – систем са ОИЕ и систем без ОИЕ. У Табели 4.2 приказани су добијени резултати.

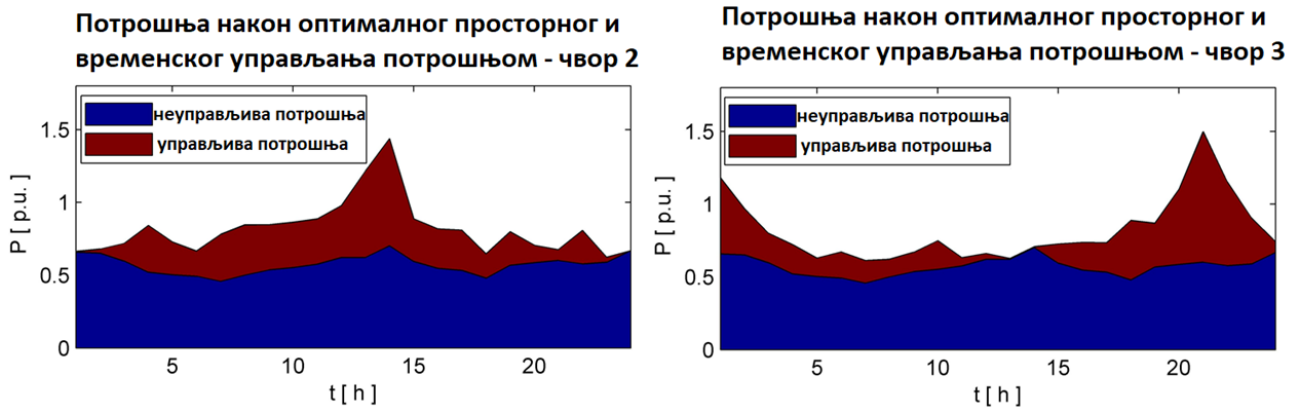
Табела 4.2 Резултати анализа за систем са 3 чвора без управљања потрошњом

	Систем без ОИЕ	Систем са ОИЕ
Дневни губици енергије [р.у.]	0,8847	0,4924
Дневни оперативни трошкови електране [NJ]	46351	37472

Након ове анализе, обрађене су две додатне анализе. У првој анализи одређени су оптимални дијаграми потрошње и производње уважавајући само временску димензију проблема док је у другој анализи примењено оптимално просторно и временско управљање потрошњом. На основу дефинисане методологије, оба алгорита такође обухватају и оптимизацију производње конвенционалне електране. Добијени резултати за обе објективне функције су исти, односно добијено стање система доводи и до минимизације губитака електричне енергије и до минималних погонских трошкова електрана. Оптимални дијаграми потрошње у случају само временског управљања потрошњом приказани су на Сл. 4.15. Оптимални дијаграми потрошње у случају када је уважено оптимално просторно и временско управљање потрошњом приказани су на Сл. 4.16.



Сл. 4.15 Дијаграми потрошње након оптималног временског управљања потрошњом



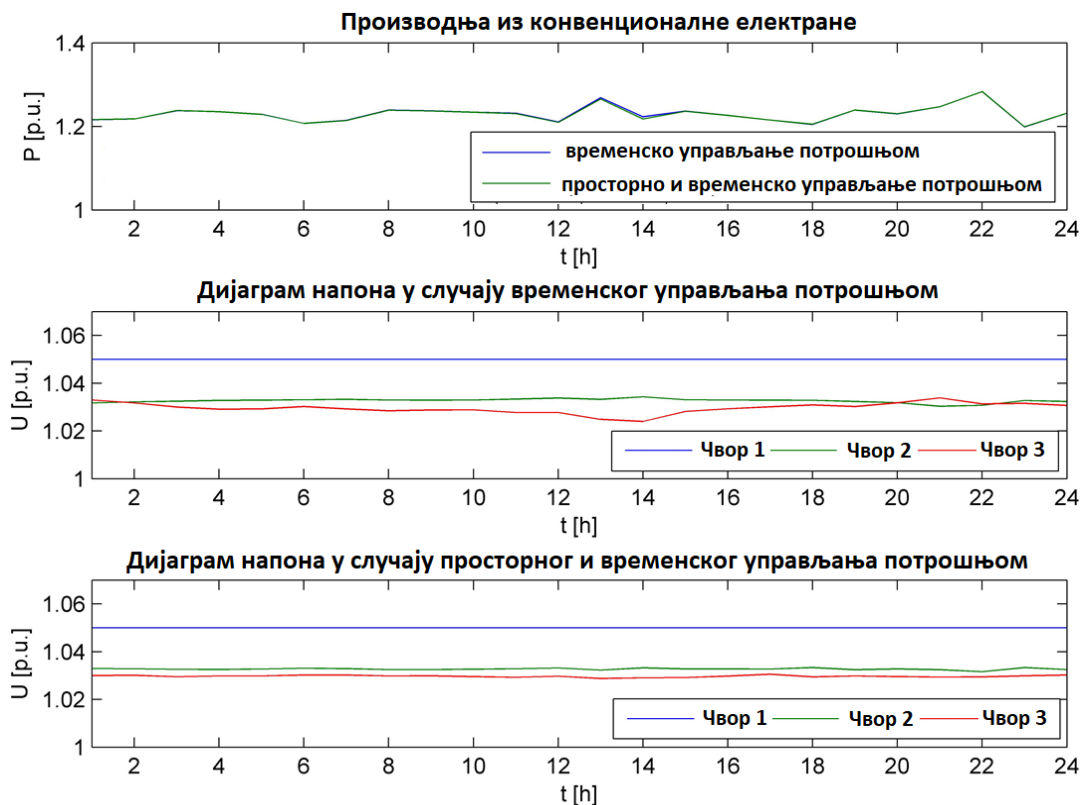
Сл. 4.16 Дијаграми потрошње након оптималног просторно-временског управљања потрошњом

Анализом резултата у којима је током управљања потрошњом усвојена само временска координата, може се закључити да потрошњу треба померати у сате са великом производњом из ОИЕ. Међутим, ови резултати неће довести до оптималног стања у систему. Да би се постигло оптимално стање, неопходно је увести и просторну координату у оптимизациони проблем. Дијаграми приказани на Сл. 4.15 и Сл. 4.16 показују да у оптималном стању, потрошња у сваком чвору треба да прати производњу из ОИЕ у одговарајућем чвору. У Табели 4.3 приказани су резултати оптималног управљања потрошњом, при чему се у првом случају разматра само његова временска координата док се у другом случају посматра и његова просторна координата.

Табела 4.3 Резултати оптималног управљања потрошњом приказани на примеру система са 3 чвора

	Систем са временским упраљањем потрошњом	Систем са просторним и временским упраљањем потрошњом
Дневни губици енергије [p.u.]	0,4792	0,4676
Дневни оперативни трошкови електране [NJ]	37407	37397

Резултати приказани у Табели 4.3 показују да се у случају само временског управљања потрошњом, губици енергије у случају анализираних система могу смањити 2,68% док се оперативни трошкови могу смањити 0,137% у поређењу са системом без управљања потрошњом. У случају оптималног просторног и временског управљања потрошњом, оперативни трошкови се могу смањити 0,2% у односу на систем без управљања потрошњом док се губици енергије могу смањити 5,037%. На овај начин доказују се бенефити и побољшања добијена употребом просторног и временског управљања потрошњом у односу на постојећи приступ који уважава само временско управљање потрошњом. Поред смањења губитака и оперативних трошкова, оптимално просторно и временско управљање потрошњом доводи до мањих флукуција напона, што се може видети на Сл. 4.17.



Сл. 4.17 Производња балансног чвора и напони чворова

У овој анализи је претпостављено да 30% потрошње представља управљив део. Због тога је извршена још једна анализа у којој је варирана процентуална вредност управљиве потрошње и за сваку од тих вредности вршен је прорачун оптималног решења. У Табели 4.4 приказани су резултати ових анализа.

Табела 4.4 Губици енергије и оперативни трошкови у зависности од процента расположиве управљиве потрошње

Процент расположиве управљиве потрошње [%]	Губици [p.u.]	Оперативни трошкови [NJ]
0	0,4924	37472
10	0,4740	37437
20	0,4696	37419
30	0,4676	37397

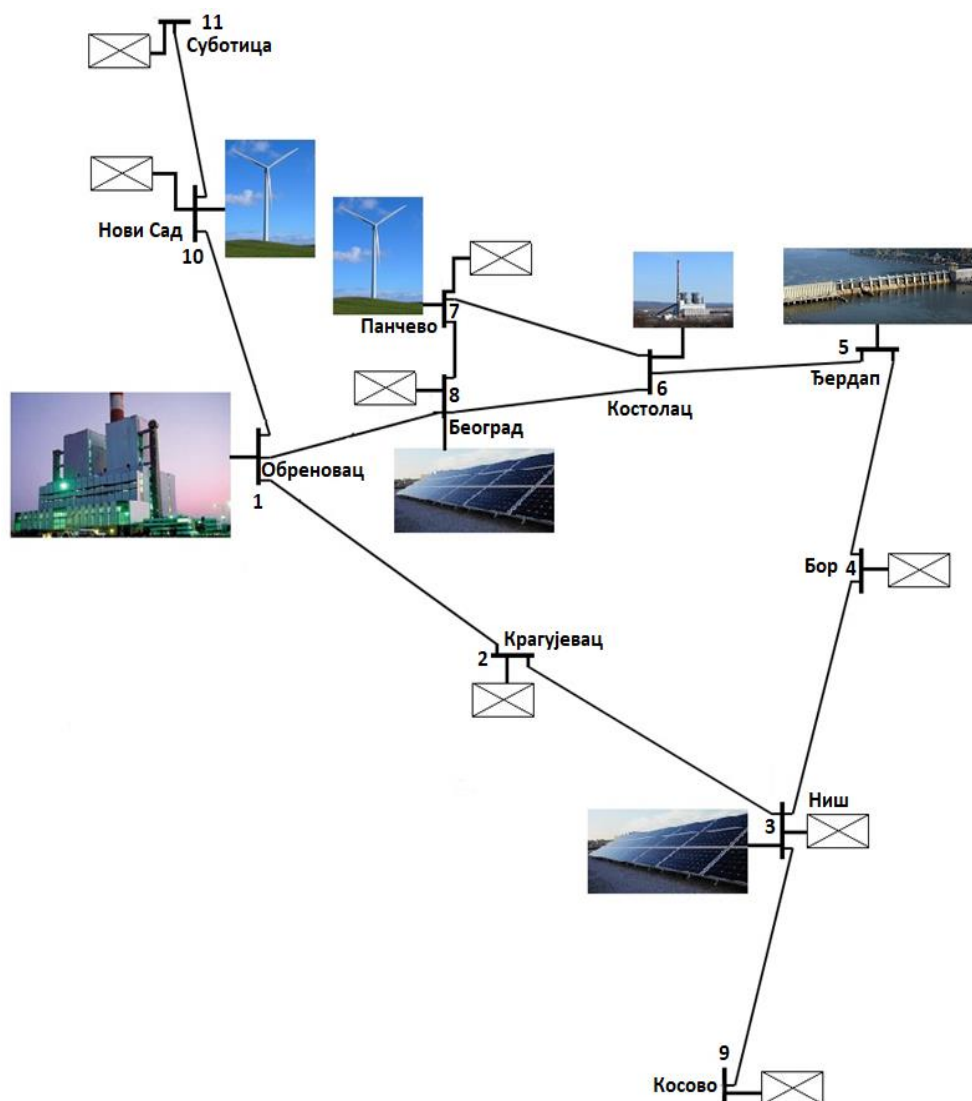
На основу Табеле 4.4 може се закључити да се највећи релативни профит од просторног и временског управљања потрошњом постиже управо када се проценат управљиве потрошње промени са 0% на 10%. Разлог за то је чињеница да су и губици и оперативни трошкови квадратне функције снаге, па због тога прво одсецање вршног оптерећења доводи до највећих бенефита.

Претходне анализе су извршене коришћењем генетског алгоритма и *Interior Point* методе. У оба случаја добијају се исти резултати приказани на претходним сликама, при чему је време прорачуна генетског алгоритма 50 минута док је време прорачуна *Interior Point* методе реда између 1 и 2 секунде, у зависности од перформанси рачунарских ресурса. На основу овога се може закључити да употребом *Interior Point* методе много се брже долази до оптималног решења. Осим тога, ова метода, за разлику од генетског алгоритма, пружа

егзактно решење, односно нема проблем везан за несигурност да ли је оптимум постигнут или не. С обзиром да предложена методологија може бити имплементирана у пракси у процес краткорочног планирања, брзина реализације оптимизационог проблема има битан значај, те је и у том погледу алгоритам базиран на *Interior point* методи фаворизован.

4.4 Тест систем – преносна мрежа са 11 чвора

У овој секцији, предложена методологија је тестирана на примеру реалне преносне мреже Србије напонског нивоа 400 kV која садржи 11 чвора – 8 потрошачких и 3 генераторска [27]. На овом примеру, приказани су ефекти оптималног просторног и временског управљања потрошњом на примеру реалне преносне мреже. На Сл. 4.18 приказана је тополошка шема предложене мреже.



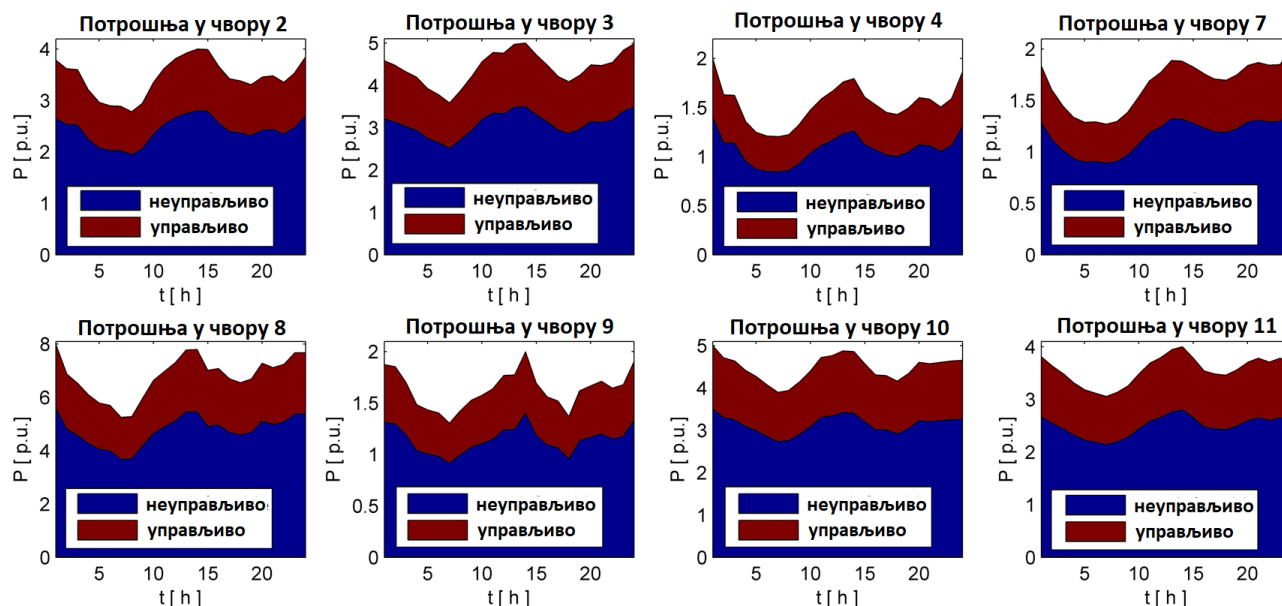
Сл. 4.18 Тест систем са 11 чвора: Преносна мрежа Србије напонског нивоа 400 kV

Параметри ове мреже приказани су у Табели 4.5, при чему су све вредности приказане у релативним јединицама. Усвојене вредности за базну снагу и напон износе: $S_B = 100 \text{ MVA}$ и $U_B = 400 \text{ kV}$.

Табела 4.5 Параметри преносне мреже са 11 чвора

Грана	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
4 – 5	0,00153	0,01760	0,4471
5 – 6	0,00283	0,03282	0,8306
6 – 7	0,00090	0,01054	0,2605
6 – 8	0,00159	0,01824	0,4682
7 – 8	0,00043	0,00490	0,1187
1 – 8	0,00089	0,01038	0,2625
2 – 3	0,00286	0,02847	0,7378
1 – 2	0,00187	0,02150	0,5448
3 – 9	0,00233	0,02585	0,6699
3 – 4	0,00181	0,02106	0,5328
1 – 10	0,00084	0,00961	0,9726
10 – 11	0,00153	0,01704	0,4336

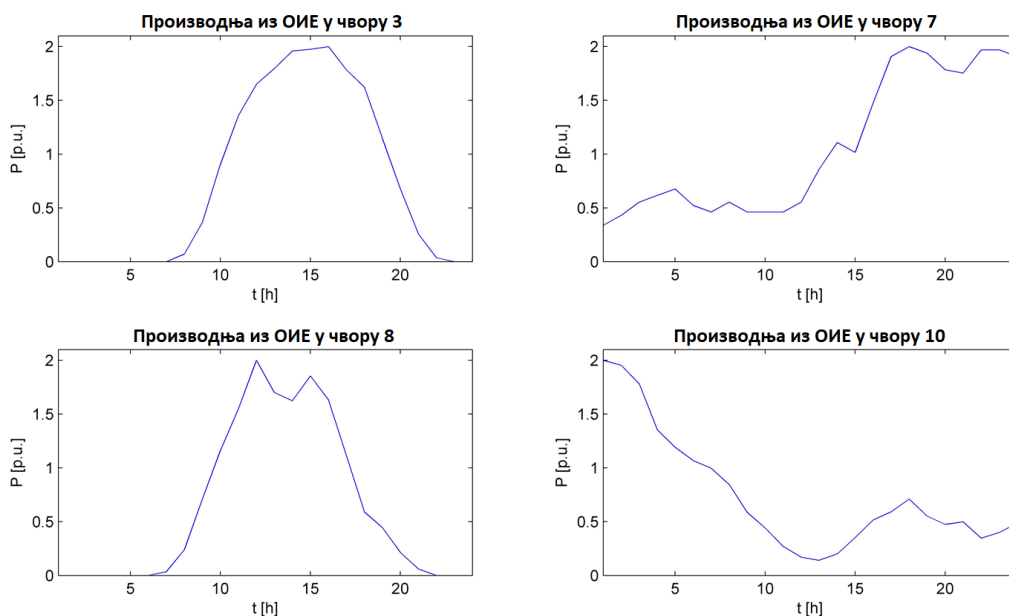
На Сл. 4.19 дати су дијаграми потрошње подељени на управљиви и неуправљиви део. И у овој анализи је освојена вредност управљиве потрошње од 30%. Ова вредност усвојена је на основу анализа које су спроведене у Поглављу 3.3.



Сл. 4.19 Дијаграми потрошње пре управљања потрошњом у систему са 11 чвора

На Сл. 4.20 дати су дијаграми производње из ОИЕ. Претпостављено је да су у чворовима 3 и 8 прикључене фотонапонске електране, док су у чворовима 7 и 10 прикључене ветроелектране.

У чворовима 1 и 6 прикључене су термоелектране на угаљ, док је у чвору 5 прикључена акумулациона хидроелектрана Ђердап. Свака електрана може се описати минималном и максималном снагом производње као и параметрима квадратне једначине помоћу које се дефинишу оперативни трошкови електрана. Ове вредности су приказане у Табели 4.6. Поред тога, за акумулациону хидроелектрану дефинише се и вредност расположиве дневне енергије која се може добити дневним равнањем воде у акумулационом језеру, једначина (4.14). Минималне и максималне вредности напона у генераторским чворовима износе 0,95 и 1,05 p.u.



Сл. 4.20 Дијаграми производње из ОИЕ

Табела 4.6 Основне карактеристике генераторских чворова

Чвор	P_{min} [p.u.]	P_{max} [p.u.]	$W_{available}$ [p.u.]	a [NJ]	b [NJ]	c [NJ]
1.	13	18	/	561	792	15.62
5.	0	12	100	0	0	0
6.	4	7	/	78	997	48.72

Оптимизациони проблем дефинисан на примеру реалне преносне мреже Србије напонског нивоа 400 kV решаван је на два начина, коришћењем генетског алгоритма и применом *Interior Point* методе. Резултати обе анализе приказани су у наставку.

4.4.1 Решење оптимизационог проблема генетским алгоритмом

У првом случају, оптимизациони проблем решаван је употребом генетског алгоритма. Том приликом усвојена је претпоставка да је фактор снаге сваког потрошача једнак нули. Ово је учињено да би се број променљивих смањило 2 пута, односно као непознате управљачке променљиве се усвајају само активне снаге док су реактивне снаге познате величине. Напони генераторских чворова су исти и износе 1 p.u.

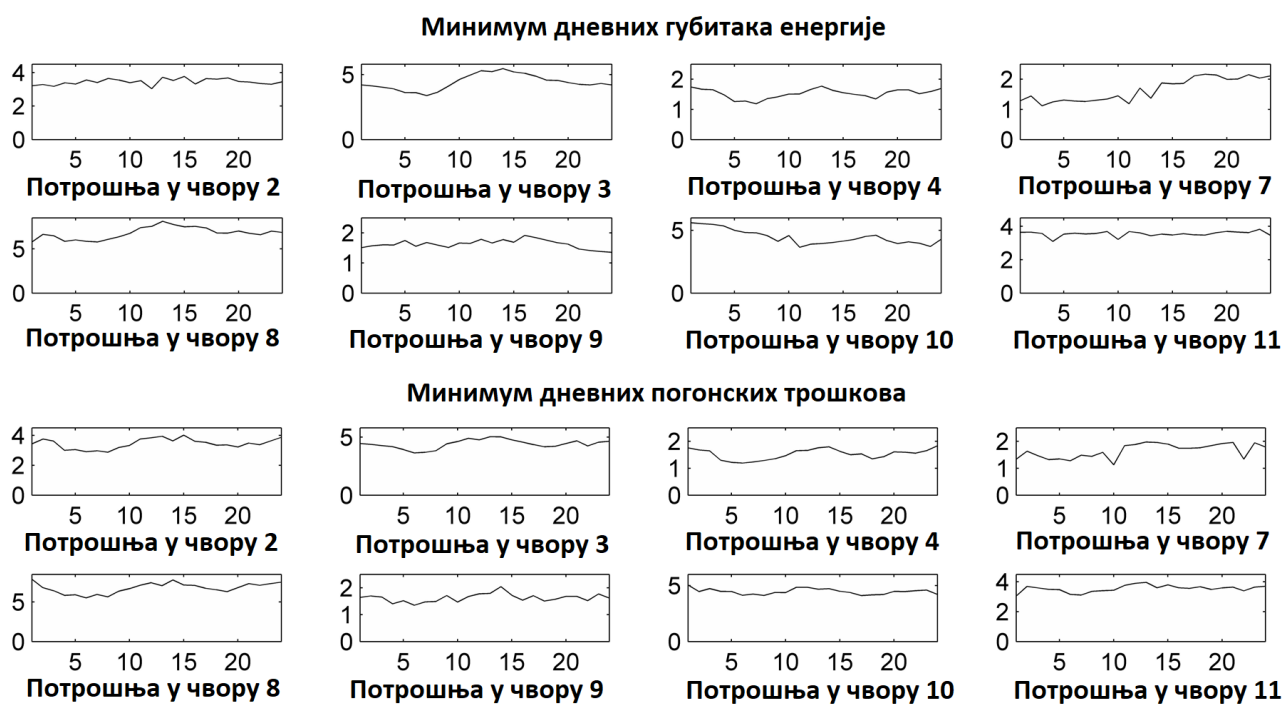
У прве две анализе претпостављено је да у систему не постоји оптимално просторно и временско управљање потрошњом. У првој анализи, претпостављено је да не постоји производња из ОИЕ док је у другој анализи присутна и ова производња. За разлику од система са 3 чвора у коме је производња из балансног чвора јединствена, у овом случају постоје 3 генераторска чвора (заједно са референтно-балансним), па ангажовање агрегата није једниствено. Да би се одредило оптимално ангажовање агрегата, оптимизација се може урадити по два критеријума – минимум дневних губитака електричне енергије и минимум дневних погонских трошкова електрана. У Табели 4.7 приказани су оптимални дневни губици енергије и оптимални дневни оперативни трошкови електрана у систему са и без ОИЕ када није присутно оптимално просторно и временско управљање потрошњом.

Табела 4.7 Резултати анализа без оптималног просторног и временског управљања потрошњом

	Систем без ОИЕ	Систем са ОИЕ
Дневни губици енергије [р.у.]	6,643	5,676
Дневни оперативни трошкови [NJ]	646 795	541 984

У трећој анализи, извршен је прорачун дијаграма потрошње у систему са оптималним просторним и временским управљањем потрошњом када је анализирана објективна функција укупни дневни губици електричне енергије. Добијени оптимални дијаграми потрошње приказани су на Сл. 4.21. Добијени резултати потврђују да се у случају велике производње из ОИЕ потрошња треба померати само у оним чворовима који су електрично блиски одговарајућем ОИЕ. На овај начин, електрична енергија се производи и троши локално, при чему се смањују токови активних снага кроз преносну мрежу. У оптималном стању је добијена вредност губитака $W_{Wloss}^{min} = 5,589$ р.у. Ова вредност губитака је 1,6% мања од губитака када у систему не постоји оптимално просторно и временско управљање потрошњом.

У четвртој анализи, објективна функција представља дневне оперативне трошкове конвенционалних електрана. У овом случају су добијени нешто другачији дијаграми потрошње у односу на претходну анализу. Ово је и очекивано јер повећање губитака у систему доводи до повећања оперативних трошкова електрана. Због тога, када је циљ минимизација укупних дневних оперативних трошкова електрана, приликом прорачуна тежи се смањивању укупне нето потрошње у систему. У овој анализи, добијени оптимални оперативни трошкови износе 539 046 NJ што је 0,6% мање у односу на систем без оптималног просторног и временског управљања потрошњом. На Сл. 4.21 приказани су прорачунати оптимални дијаграми потрошње.



Сл. 4.21 Оптимални дијаграми потрошње у случају када се оптимизациони проблем решава генетским алгоритмом

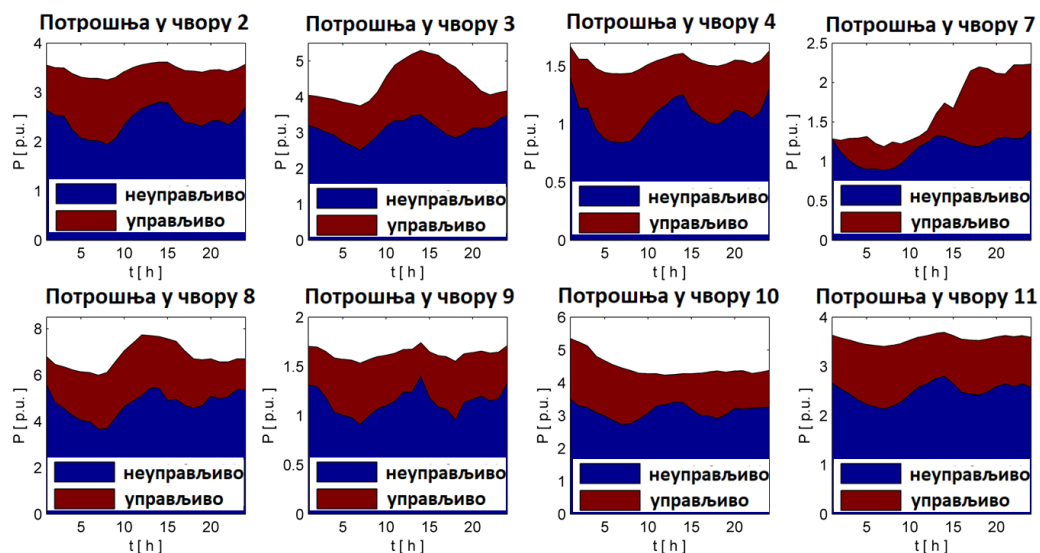
4.4.2 Решење оптимизационог проблема Interior Point методом

У другом случају, оптимизациони проблем решаван је употребом *Interior Point* методе. Као и у случају генетског алгоритма, у прве две анализе претпостављено је да у систему не постоји оптимално просторно и временско управљање потрошњом. У првој анализи претпостављено је да не постоји производња из ОИЕ док је у другој анализи присутна и ова производња. У Табели 4.8, приказани су оптимални дневни губици енергије и оптимални дневни оперативни трошкови електрана у систему са и без ОИЕ када није присутно оптимално просторно и временско управљање потрошњом.

Табела 4.8 Резултати анализа без оптималног просторног и временског управљања потрошњом

	Систем без ОИЕ	Систем са ОИЕ
Дневни губици енергије [p.u.]	5,8787	4,8459
Дневни оперативни трошкови [NJ]	648 840	543 570

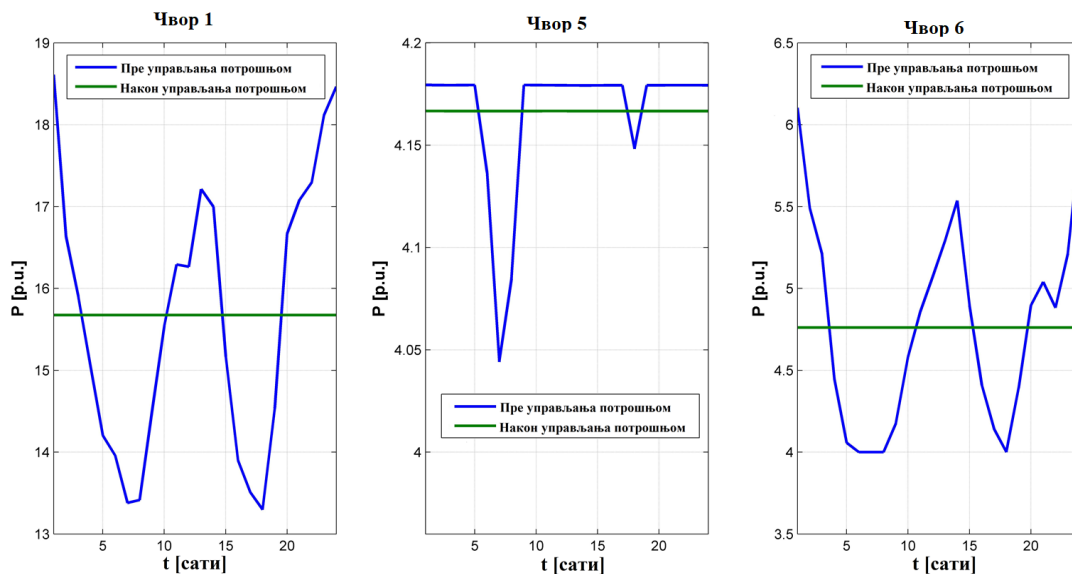
У првој анализи извршен је прорачун оптималних дијаграма потрошње када је анализирана објективна функција укупни дневни губици електричне енергије. Ови дијаграми су приказани на Сл. 4.22.



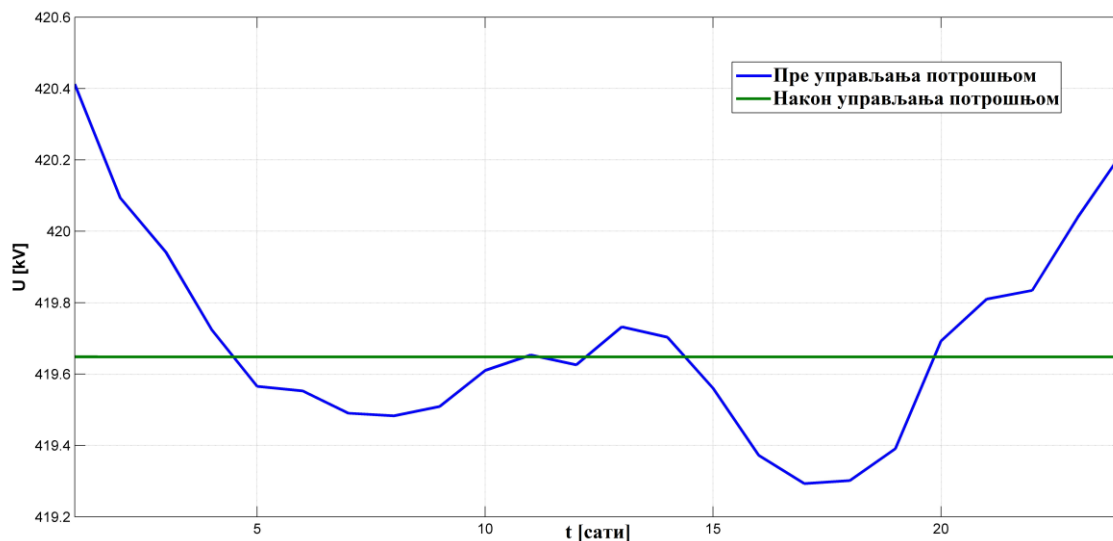
Сл. 4.22 Оптимални дијаграми потрошње у циљу минимизације дневних губитака енергије у систему са 11 чвора

Као и у случају генетског алгоритма, добијени резултати потврђују да се у случају велике производње из ОИЕ, потрошња треба померати само у оним чворовима који су електрично блиски одговарајућем ОИЕ. На овај начин, електрична енергија се производи и троши локално, при чему се смањују токови активних снага кроз преносну мрежу. У оптималном стању је добијена вредност губитака $W_{loss} = 4.7474$ p.u, односно 474,74 MWh. Ова вредност губитака је 2,03% мања од губитака када у систему не постоји оптимално просторно и временско управљање потрошњом. Оптималним просторним и временским управљањем потрошњом смањују се и варијације напона чиме се постиже већи квалитет напона. Поред тога, постижу се и равнији дијаграми производње великих електрана чиме се повећавају техничке перформансе система и смањују се оперативни трошкови. На Сл. 4.23 приказани су дијаграми производње електрана пре и након просторног и временског

управљања потрошњом. На Сл. 4.24 приказан је дијаграм напона пре и након управљања потрошњом у чвору 2 који представља чвор са највећим варијацијама напона пре управљања потрошњом.

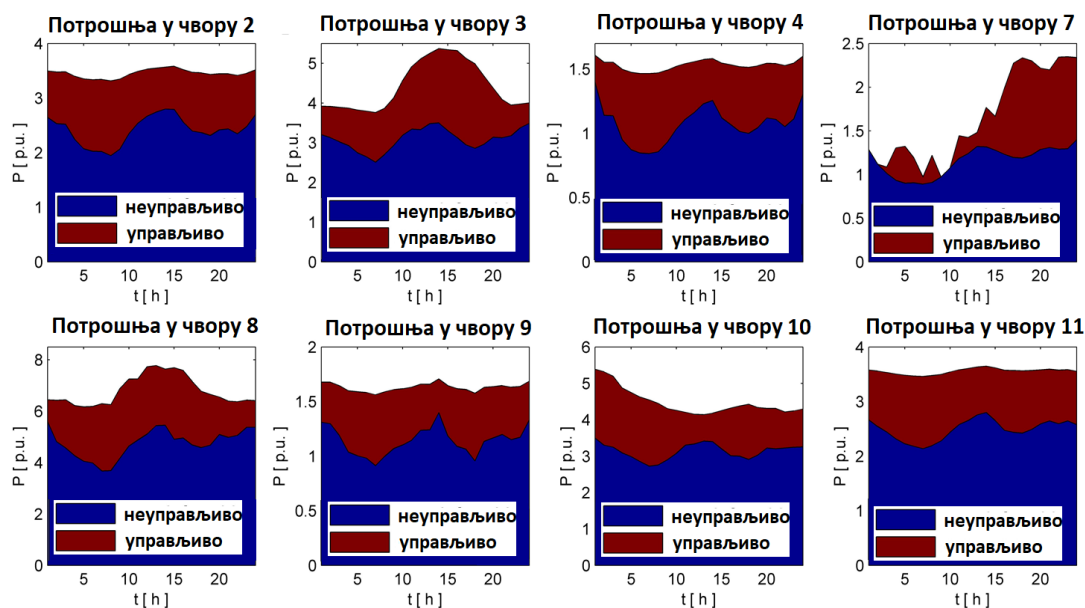


Сл. 4.23 Дијаграми производње електрана пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом у систему са 11 чвора када је објективна функција минимум дневних губитака електричне енергије



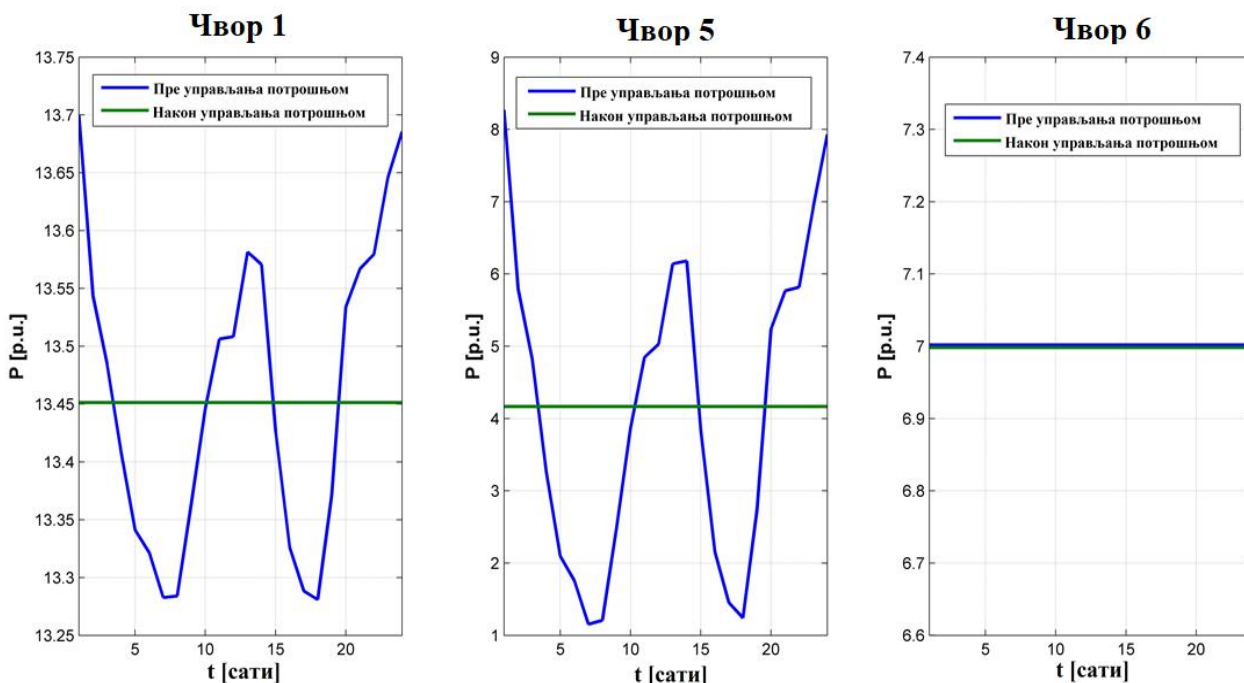
Сл. 4.24 Варијације напона у најкритичнијем потрошачком чвору (чвор број 2), анализирана објективна функција су минимални дневни губици електричне енергије

У другој анализи, оптимизација се врши у циљу минимизације дневних оперативних трошкова електрана. На Сл. 4.25 приказани су добијени оптимални дијаграми потрошње у овој оптимизацији. Као и у случају генетског алгоритма, и у овом случају су добијени нешто другачији дијаграми потрошње у односу на претходну анализу. У овој анализи, добијени оптимални оперативни трошкови износе 541 550 NJ што је 0,37 % мање у односу на систем без оптималног просторног и временског управљања потрошњом.

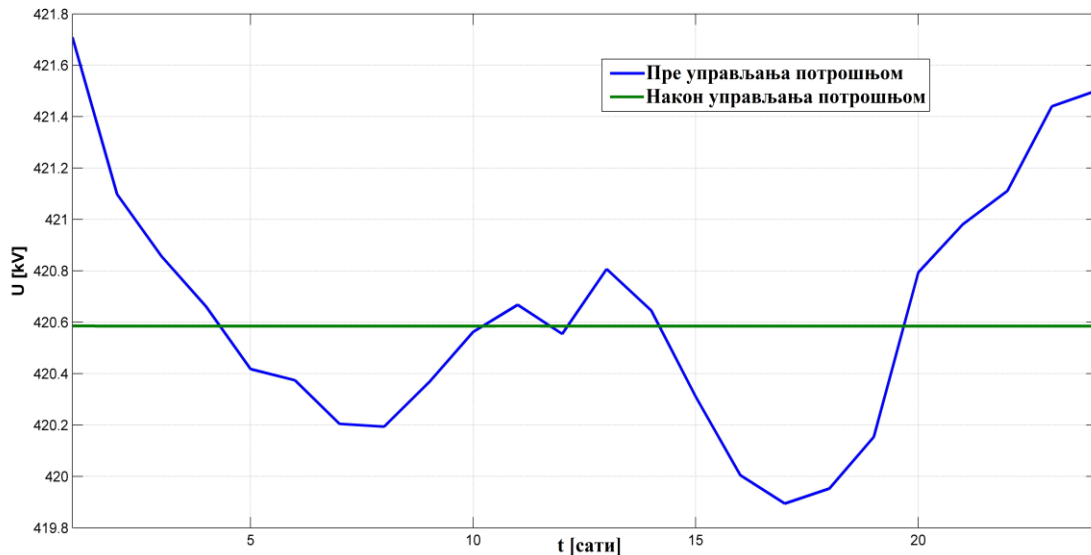


Сл. 4.25 Оптимални дијаграми потрошње у циљу минимизације дневних губитака енергије у систему са 11 чвора

На Сл. 4.26 приказани су дијаграми производње електричне енергије из електрана пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом, као и напонски профили у свим чворовима система. На Сл. 4.27 приказан је дијаграм напона пре и након управљања потрошњом у чвору 2 који и у овом случају представља чвор са највећим варијацијама напона пре управљања потрошњом.



Сл. 4.26 Дијаграми производње електрана пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом у систему са 11 чвора када је критеријумска функција минимум дневних трошкова производње електричне енергије



Сл. 4.27 Варијације напона у најкритичнијем потрошачком чвору (чвор број 2), анализирана објективна функција су минимални дневни трошкови производње електричне енергије

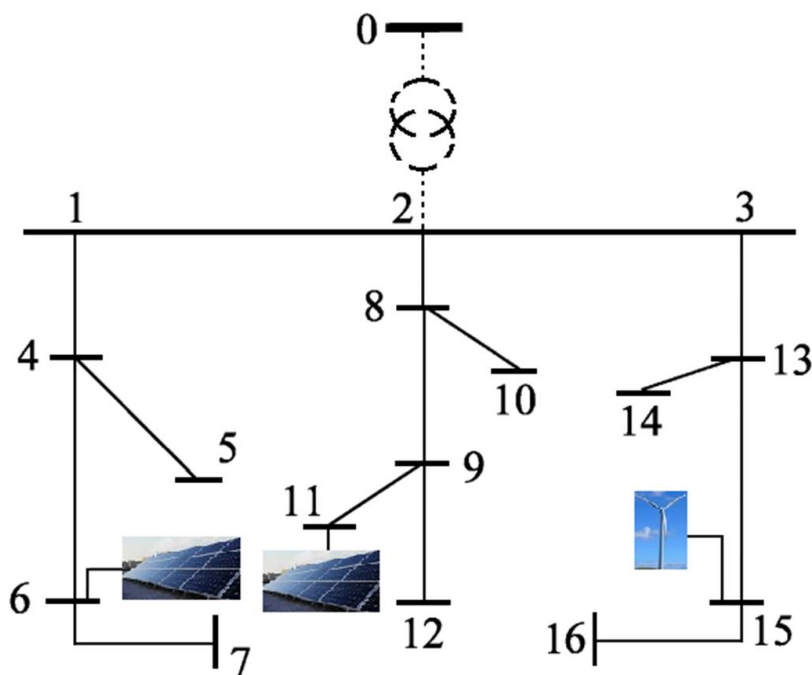
У претходне две анализе приказан је проблем оптималног просторног и временског управљања потрошњом на примеру преносне мреже од 11 чвора. Предложени проблем решаван је употребом генетског алгоритма и *Interior Point* методе. Дијаграми потрошње добијени у оба случаја су слични. Са друге стране, добијени бенефити се разликују из разлога што у прорачун коришћењем генетског алгоритма није била укључена оптимизација напона и токова реактивних снага. Ово је рађено из разлога да би се смањило број непознатих. Иако је број непознатих у оптимизацији применом генетског алгоритма био дупло мањи, време прорачуна је трајало неприхватљиво дуго, укупно 3,5 дана. Ово се дешава због тога што време конвергенције генетског алгоритма драстично скаче са бројем променљивих (којих је овде било 240) те се може закључити да је овај алгоритам неупотребљив у прорачунима који се морају одвијати у релативно кратком временском интервалу. Време прорачуна коришћењем *Interior Point* методе износи око 3 секунде и ова метода може бити прихватљива за решавање реалних планерских проблема у ЕЕС-у. Због овога ће се наредна анализа извршити само коришћењем *Interior Point* методе.

Предикција производње из ОИЕ је од кључног значаја за практичну имплементацију предложене методологије оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Резултати добијени из предикције производње користе се за планирање рада електроенергетског система за дан унапред, што обухвата и планирано померање потрошње као и рад конвенционалних електрана. На овај начин, потрошачи се могу унапред припремити да испоштују планиране дијаграме потрошње. Поред планирања за дан унапред, на основу расположивих података о производњи из ОИЕ врши се и унутар дневна планирања чији је задатак да анулирају грешку насталу услед свих прогноза за дан унапред. У претходним анализама је претпостављено да је производња из ОИЕ у потпуности предвидива. У досадашњој литератури је представљено много различитих метода за предикцију производње из фотонапонских и ветроелектрана. Неке од ових метода су представљене у литератури [97-106]. Свака од њих уноси одређене грешке те би због тога оптимално просторно и временско управљање потрошњом у том случају одступало у реалном времену у поређењу са планирањем за дан унапред. Ове грешке могу се у одређеној мери кориговати употребом предикција производње у току дана [102-107]. Са друге стране,

предикција управљивог и неуправљивог дијаграма потрошње је далеко више прецизнија и очекује се да она неће уносити већу грешку у прорачун [108].

4.5 Тест систем – дистрибутивна мрежа са 16 чворова

У овој секцији, предложена методологија тестирана је на примеру дистрибутивне мреже са 16 чворова. Ова мрежа представља IEEE тестни систем са 16 чворова [109] у којој је додат енергетски трансформатор преко којег се спреже читав систем. Главни циљ ове анализе је да се прикажу ефекти оптималног просторног и временског управљања потрошњом у дистрибутивној мрежи. На Сл. 4.28 приказана је шема предложеног тестног система. Параметри мреже су приказани у Табели 4.9, [109]. Усвојене вредности за базну снагу и базни напон износе $S_B = 1 \text{ MVA}$ и $U_B = 11 \text{ kV}$.

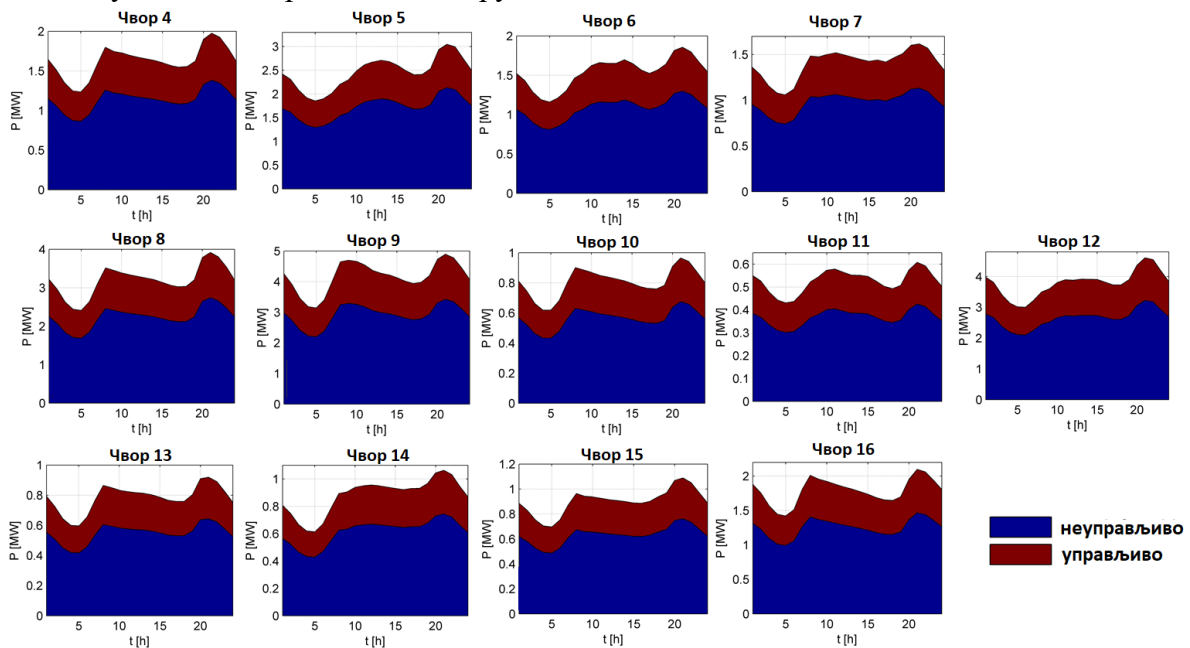


Сл. 4.28 Анализирани тестни систем са 16 чворова

Табела 4.9 Параметри анализираниог тестног система са 16 чворова

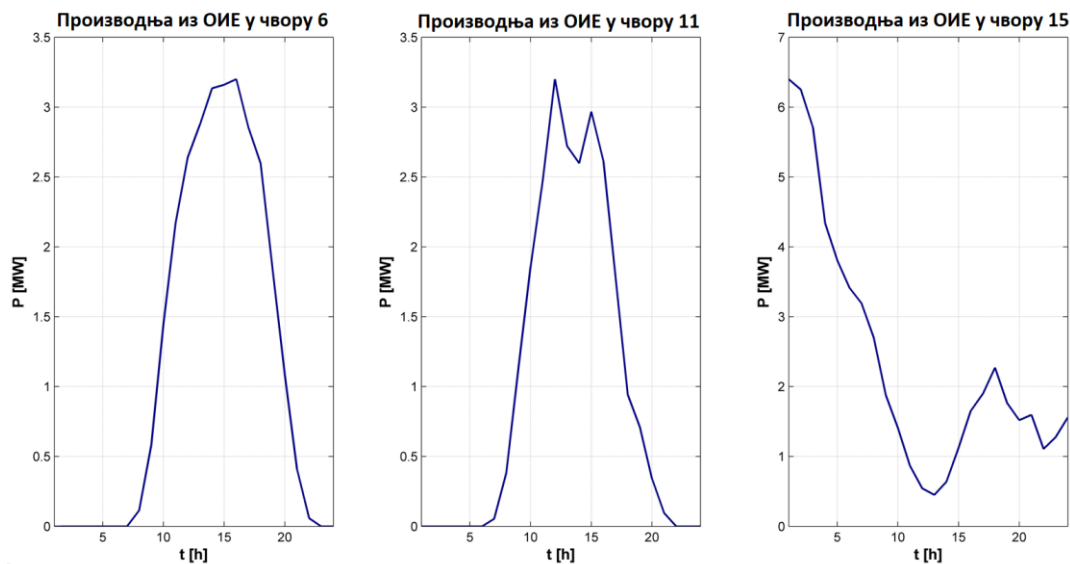
Чвор 1	Чвор 2	R [p.u.]	X [p.u.]
0	2	0,05	0,8
1	4	0,075	0,1
2	8	0,11	0,11
8	10	0,11	0,11
4	6	0,09	0,18
4	5	0,08	0,11
8	9	0,08	0,11
9	11	0,11	0,11
13	14	0,09	0,12
9	12	0,08	0,11
6	7	0,04	0,04
3	13	0,11	0,11
13	15	0,08	0,11
15	16	0,04	0,04

На Сл. 4.29 приказани су дијаграми потрошње пре примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом. И у овој анализи усвојено је да је 30% потрошње управљиво у сваком потрошачком чвору.



Сл. 4.29 Дијаграми потрошње пре управљања потрошњом у систему са 16 чворова

На Сл. 4.30 приказани су дијаграми производње из ОИЕ. Претпостављено је да се у чворовима 6 и 11 налазе фотонапонске електране док је у чвору 15 прикључена ветроелектрана.



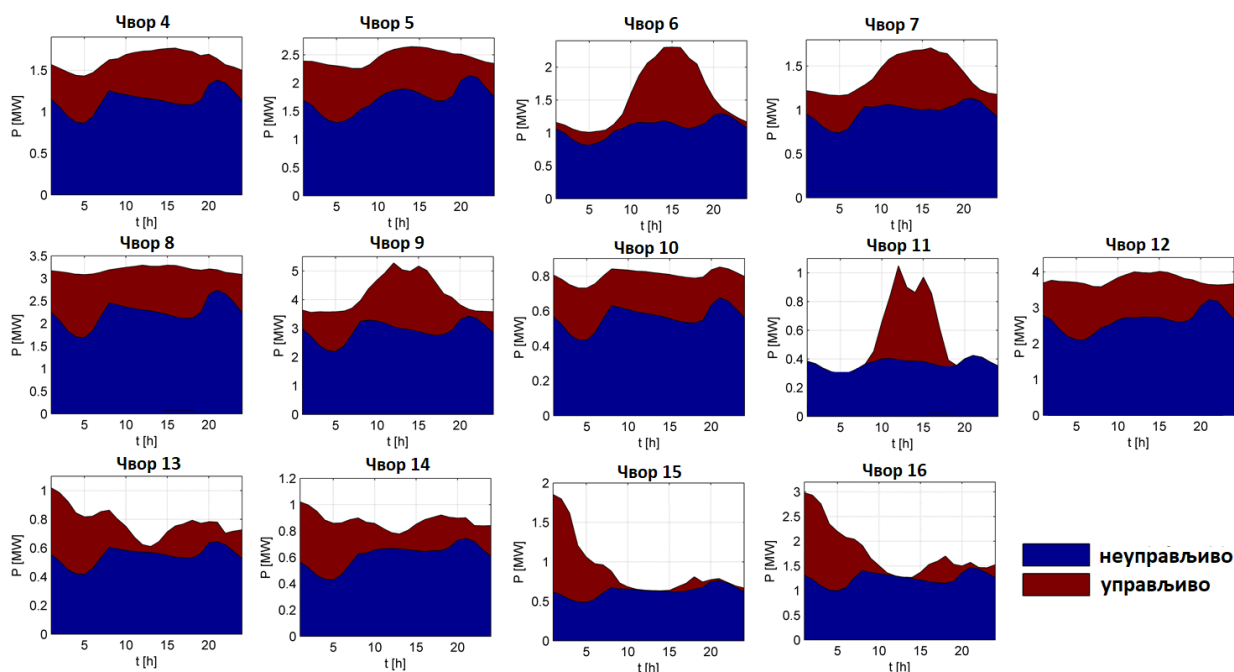
Сл. 4.30 Дијаграми производње из ОИЕ у систему са 16 чворова

Након што су дефинисани параметри система, извршене су 4 анализе. У прве две анализе претпостављено је да у систему не постоји могућност управљања потрошњом. У првом случају је претпостављено да не постоји ни производња из ОИЕ, док је у другом случају она присутна. У трећем случају је примењено само временско управљање потрошњом док је у четвртој анализи вршено оптимално и временско управљање потрошњом. Како у систему нема конвенционалних електрана, оптимално просторно и

временско управљање потрошњом се врши само у циљу минимизације дневних губитака енергије. Добијени резултати свих анализа приказани су у Табели 4.10. Поред тога, на Сл. 4.31 приказани су дијаграми потрошње добијени након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом.

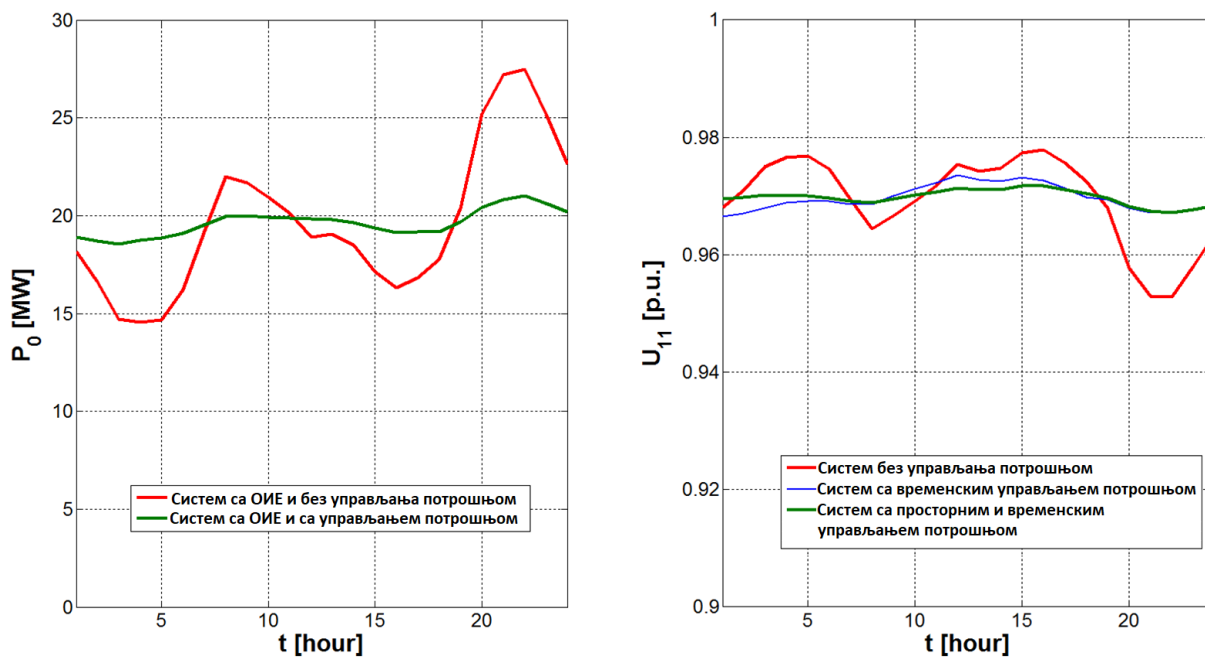
Табела 4.10 Резултати анализа у систему са 16 чворова

	Дневни губици енергије [MWh]	Процент смањења губитака енергије
Систем без ОИЕ и управљања потрошњом	11,91	/
Систем са ОИЕ и без управљања потрошњом	8,67	0
Систем са ОИЕ и временским управљањем потрошњом	8,4	3.21%
Систем са ОИЕ и просторним и временским управљањем потрошњом	8,25	5.09%



Сл. 4.31 Оптимални дијаграми потрошње у систему са 16 чворова

Добијени резултати у случају дистрибутивне мреже потврђују све закључке који су изведени и у случају преносне мреже. Поред тога, у систему долази до значајног смањења варијација активне снаге у тачки напајања дистрибутивне мреже. У анализираном примеру варијабилност снаге напојног трансформатора се смањила са 47,12% на свега 11,62%. Дакле, вршно оптерећење трансформатора је у анализираном дану смањено са 27,5 MVA на 21 MVA. Овај пример јасно показује колико просторно временско управљање потрошњом може допринети растерећењу елемената у дистрибутивном систему. Ово је илустровано на Сл. 4.32. Поред тога, просторно и временско управљање потрошњом побољшава квалитет напона и смањује варијације напона у свим чворовима система. На Сл. 4.32 приказан је дијаграм напона у чвору 11 који представља најслабији чвор у систему. Даља оптимизација би се могла постићи када би се у анализу укључила и промена преносног односа регулационог трансформатора.



Сл. 4.32 Активна снага у напојном чвору и варијације напона у најкритичнијем чвору

4.6 Закључна разматрања

У овом поглављу приказан је концепт оптималног просторног и временског управљања потрошњом у систему са ОИЕ. Просторно и временско управљање потрошњом представља нову технику која омогућава бољу интеграцију интермитентне производње из ОИЕ у ЕЕС. Развијени математички модел омогућава решавање релативно комплексног оптимизационог проблема у мрежама са великим бројем чворова и ограничењима типа једнакости и неједнакости. Из претходних анализа могуће је издвојити следеће позитивне ефекте:

- У анализама је показано да просторно и временско управљање потрошњом побољшава перформансе система у погледу губитака и оперативних трошкова. Такође, може се закључити да у случају производње из ОИЕ, потрошњу треба прилагођавати дијаграму производње у чворовима који су електрично блиски том извору енергије.
- Употребом просторног и временског управљања потрошњом, смањују се вршна оптерећења одређених елемената система (енергетских трансформатора, водова итд). Ово има бројне ефекте: повећава се животни век опреме, повећавају се преносни капацитети, одлажу инвестиције у ојачавање опреме, итд.
- Просторно и временско управљање потрошњом смањује варијације напона потрошачких чворова. Поред бољег квалитета напона, на овај начин се постиже смањење броја операција регулационих трансформатора чиме се повећава њихов животни век.
- Позитивни ефекти просторног и временског управљања потрошњом су већи када су и инсталирани капацитети ОИЕ већи.
- Када је објективна функција минимум дневних погонских трошкова електрана, просторна компонента управљања потрошњом има већи бенефит у системима са дугачким водовима, великим импедансама и оптерећеним мрежама.

- Највећи прираштај позитивних ефеката просторног и временског управљања потрошњом се постиже када се процентуална вредност управљиве потрошње промени са 0% на 10%. Након тога, даље повећање управљиве потрошње ће имати мањи прираштај позитивних ефеката. Дакле, значајни бенефити се могу постићи и са релативно малим временским измештањем потрошње.

Анализе спроведене у овом поглављу показују кључне бенефите увођења просторне компоненте управљања потрошњом. На овај начин постиже се значајан корак у овој истраживачкој области која за циљ има бољу и већу интеграцију интермитентних ОИЕ у електроенергетски систем.

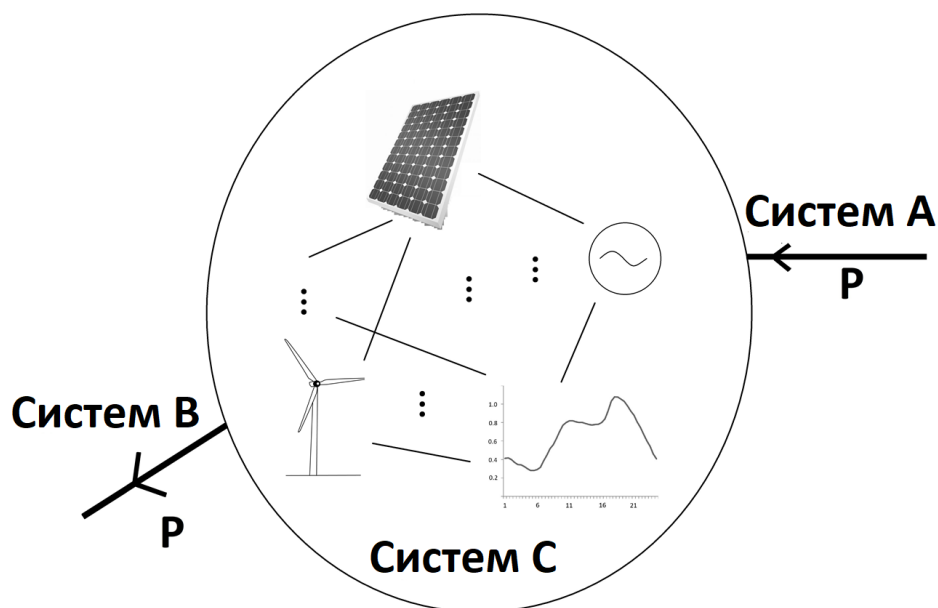
5. ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ ЗА ОПТИМАЛНИ ТРАНСПОРТ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ПРЕКО СИСТЕМА СА ВЕЛИКИМ УЧЕШЋЕМ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ УЗ ЗАДОВОЉАВАЊЕ ПРИНЦИПА СИГУРНОСТИ

У претходној секцији представљен је проблем просторног и временског управљања потрошњом у циљу боље интеграције ОИЕ и оптимизације рада електроенергетског система. Поред интеграције ОИЕ и управљања потрошњом, савремене електроенергетске системе карактерише и појава слободног тржишта. На тржишту електричне енергије, потрошачи имају могућност избора од кога ће и под којим условима куповати електричну енергију. Да би се одобрила трансакција електричне енергије неопходно је потврдити да она неће нарушити сигурност система. Порачун сигурности и одређивање оптималних токова снага које неће нарушити сигурност система тема су бројних научних радова. Прва група радова бави се прорачуном оптималних токова снага уз превентивно задовољавање принципа сигурности (*Preventive Security Constrained Optimal Power Flows - PSCOPF*). *PSCOPF* има за циљ прорачун оптималних токова снага таквих да испад било које гране неће довести до преоптерећења неке од преосталих грана. На овај начин се спроводе превентивне акције које неће довести до даљег испада система, па се због тога ова метода и сматра превентивном. Неки од ових алгоритама су представљени у [110-111]. Друга група радова бави се прорачуном оптималних токова снага уз корективно задовољење принципа сигурности (*Corrective Security Constrained Optimal Power Flows - CSCOPF*), чији је циљ одређивање оптималних токова снага за које је могуће након испада извршити одређене акције које ће спречити даљи испад осталих елемената система. Неки од ових радова приказани су у [112-113]. У раду [114] приказан је прорачун оптималних токова снага уз уважавање сигурности система и непредвидивости производње из ветроелектрана и потрошње. У раду [115] дат је преглед различитих радова који се баве прорачуном оптималних токова снага уз уважавање принципа сигурности.

Трговина електричном енергијом не мора се вршити само из суседних области и због овога се може догодити да нека област има само транзитну улогу. Приликом преноса електричне енергије преко неке области, оператор који је одговоран за ту област мора обезбедити сигуран пренос енергије. У овом поглављу дефинисан је проблем оптималног преноса електричне енергије из електрениергетског система А у систем В преко система С, као што је илустровано на Сл. 5.1. У анализама је претпостављено да потрошачки чворови у систему С имају одређену вредност управљиве потрошње. У појединим чворовима система С претпостављена је производња из фотонапонских електрана и ветроелектрана.

Основни проблем који се решава у овом поглављу је на који начин се може извршити пренос електричне енергије из система А у систем В преко система С, тако да:

- укупни дневни оперативни трошкови конвенционалних електрана у систему С буду минимални,
- укупни дневни трошкови губитака електричне енергије у преносном систему С буду минимални,
- енергија преузета из ОИЕ у систему С буде максимална,
- буде задовољен $n-1$ принцип сигурности преноса енергије из система А у систем В.



Сл. 5.1 Пренос електричне енергије из система А у систем В преко система С

Контролне променљиве помоћу којих се врши прорачун оптималног решења су сатне вредности потрошње потрошачких чворова у систему С. Оптимизациони проблем решаван је методом квадратног програмирања. У овом поглављу је представљена методологија и математички модел за употребу оптималног просторног и временског управљања потрошњом као алата за обезбеђивање сигурне трансакције електричне енергије између две удаљене области уз минимизацију трошкова преноса и задовољавање $n-1$ принципа сигурности.

У овом поглављу, прво је представљена методологија за прорачун оптималног просторног и временског управљања потрошњом у систему са ОИЕ у циљу минимизације трошкова производње и трошкова транзита електричне енергије између две области уз задовољавање $n-1$ принципа сигурности. Након тога, приказан је алгоритам за решавање овог проблема применом квадратног програмирања. Предложена методологија је тестирана на примеру реалне преносне мреже Србије. Добијени резултати који су приказани у овом поглављу показују да предложена методологија може имати практичну примену у планирању рада електроенергетских система за дан унапред.

5.1 Дефиниција оптимизационог проблема

У овој секцији, дефинисан је оптимизациони проблем чији је циљ одређивање управљачких променљивих у циљу оптимизације стања електроенергетског система. Као и сваки оптимизациони проблем, и овај се може написати у следећој форми:

$$\min f(\mathbf{x}), \quad (5.1)$$

$$g(\mathbf{x}) = 0, \quad (5.2)$$

$$h(\mathbf{x}) \leq 0, \quad (5.3)$$

$$\mathbf{x}_l \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_u. \quad (5.4)$$

Једначина (5.1) дефинише објективну функцију, (5.2) ограничења типа једнакости и (5.3) ограничења типа неједнакости, док вектор x дефинише вектор непознатих управљачких променљивих. Једначина (5.4) дефинише минимално и максимално ограничење контролних променљивих.

5.1.1 Дефиниција улазних и излазних променљивих

У оптимизационом проблему дефинисаном у овом раду, вектор x може се дефинисати једначинама (5.5) – (5.7):

$$x = [P \quad \Theta]^T, \quad (5.5)$$

$$P = [P_1 \quad P_2 \quad \dots \quad P_i \quad \dots \quad P_{n-1} \quad P_n]^T, \quad (5.6)$$

$$\Theta = [\Theta_1 \quad \Theta_2 \quad \dots \quad \Theta_i \quad \dots \quad \Theta_{n-1} \quad \Theta_n]^T, \quad \Theta_1 = 0, \quad (5.7)$$

У једначинама (5.5) – (5.7), P_i дефинише вектор непознатих средњих снага инјектирања у чвору i док Θ_i дефинише вектор непознатих углова напона у чвору i . Систем има n чворова и углови напона првог чвора су усвојени као балансни, одакле је $\Theta_1 = 0$. У овом поглављу, управљање потрошњом се ради на временском интервалу од једног дана са сатном резолуцијом, те због тога сваки вектор има 24 вредности које одговарају средњој сатној снази инјектирања сваке променљиве или средњој вредности углова напона. Вектор инјектирања P_i у сваком чвору i може се прорачунати као:

$$P_i = [P_i^G + P_i^{RES} + P_i^{InEx} - P_i^L]^T, \quad i=1, 2, \dots, n, \quad (5.8)$$

У једначини (5.8), P_i^G представља вектор средње сатне снаге производње у чвору i из конвенционалних електрана (хидроелектране, термоелектране, нуклеарне електране, ...), P_i^{RES} дефинише вектор средњих сатних вредности прогнозиране производње из ОИЕ (фотонапонске електране, ветроелектране, мале хидроелектране, ...) које су прикључене у чвору i , P_i^L дефинише вектор непознатих средњих сатних вредности снага потрошње у чвору i , а P_i^{InEx} дефинише вектор планиране средње сатне снаге инјектирања из суседног електроенергетског система. Овај вектор има ненулте вредности само за чворове у систему S који су инцидентни са чворовима суседних електроенергетских система. Елементи вектора P_i^{InEx} су позитивни ако систем S увози енергију из суседног система, а негативни ако систем S извози енергију у неки од суседних система.

У једначини (5.8), формално је математички претпостављено да у сваком чвору постоји и производња из ОИЕ и потрошња. У случају да се у чвору i налази било производња из конвенционалних електрана или ОИЕ, вектор снага производње може имати вредности различите од нуле. У супротном, ово је нула вектор.

Као и у претходним анализама, управљање потрошњом се посматра као ресурс за оптимизацију рада система, при чему се може вршити само промена облика дијаграма потрошње али не и укупна преузета електрична енергија.

У овом поглављу анализиран је утицај просторног и временског управљања потрошњом на рад преносног система. Није очекивано да ће у будућности оператор

преносног система вршити управљање сваког појединачног уређаја већ да ће се сва контрола вршити преко одговарајућих софтверских пакета који ће оператору преносног система давати јасну информацију о агрегисаној вредности управљиве и неуправљиве потрошње у сваком чвору преносног система. Познавајући ове ресурсе, оператор преносног система може формирати оптималне дијаграме потрошње који ће бити прослеђени системима који ће извршити командовање уређајима на терену, коришћењем интернета или неког другог телекомуникационог сервиса. Више о практичној имплементацији предложених алгоритама ће бити дато у наставку дисертације.

Потрошња $P_{i,t}^L$ у чвору i и произвољном сату t може се представити као сума управљивог и неуправљивог дела потрошње:

$$P_{i,t}^L = P_{i,t}^{def} + P_{i,t}^{non-def}, \quad i=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, 24. \quad (5.9)$$

У једначини (5.9), $P_{i,t}^{def}$ представља средњу сатну снагу управљиве потрошње у чвору i и произвољном сату t , док $P_{i,t}^{non-def}$ представља средњу сатну вредност снаге неуправљиве потрошње у произвољном сату t анализираниог чвора i . У случају да потрошња није повезана на систем у чвору i , све вредности $P_{i,t}^L$ једнаке су нули. Коначно, вектор непознатих снага инјектирања \mathbf{P}_i дефинисан је једначином (5.10):

$$\mathbf{P}_i = [\mathbf{P}_i^G + \mathbf{P}_i^{RES} + \mathbf{P}_i^{InEx} - (\mathbf{P}_i^{def} + \mathbf{P}_i^{non-def})]^T, \quad i=1, 2, \dots, n. \quad (5.10)$$

Треба уочити да је усвојено да је вектор $\mathbf{P}_i^{non-def}$ познат и његове вредности базиране су на прогнозама потрошње. Вектор \mathbf{P}_i^{def} представља непознат вектор који треба да се одреди уз помоћ предложеног оптимизационог алгорита. Како се све оптимизације раде на временском интервалу од 24 сата, следеће ограничење мора бити задовољено:

$$W_i = \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{non-def} \cdot \Delta t + \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{def} \cdot \Delta t, \quad (5.11)$$

У једначини (5.10), W_i представља укупну дневну енергију у чвору i , $i=1, \dots, n$, $\Delta t = 1h$. Ова вредност се сматра познатом и њена вредност се одређује на основу прогнозе потрошње за дан унапред.

5.1.2 Дефиниција објективне функције

Да би се дефинисала објективна функција, неопходно је прво дефинисати математички модел за прорачун трошкова губитака електричне енергије у преносној мрежи и оперативних трошкова конвенционалних електрана.

Укупна снага губитака у преносној мрежи може се представити као сума снага губитака свих грана у анализираној мрежи. У преносној мрежи, фактор снаге је јако близу једници због чега је могуће занемарити токове реактивних снага. Са друге стране, регулација напона и токова реактивних снага није временски спрегнута као што је то случај са токовима активних снага који зависе од вредности потрошње којом се може управљати у сваком сату а за коју укупна преузета енергија у току дана мора остати иста. Због овога, да би се убрзало време прорачуна оптималног решења, примењен је *DC* модел прорачуна токова снага [116]. Након прорачуна оптималних дијаграма потрошње могуће је одредити оптималне токове реактивних снага за сваки сат коришћењем *AC* модела прорачуна токова снага, међутим у овом поглављу се неће вршити ова анализа. Како се приликом имплементације *DC* модела

претпоставља да је вредност напона у сваком чвору једнака 1 р.и., укупни губици у читавом систему за сат t у релативним јединицама се могу прорачунати на следећи начин:

$$P_{loss,t} = \sum_{j=1}^{n_{br}} r_j \cdot \left(\frac{\Theta_{p,t} - \Theta_{q,t}}{x_j} \right)^2. \quad (5.12)$$

У једначини (5.12), j представља индекс анализиране гране у систему, n_{br} представља број грана у систему, p и q представљају индексе чворова повезаних помоћу гране j док t представља редни број сата у анализираном дану. У раду је претпостављено да оператор преносног система може куповати електричну енергију на тржишту тако да се том енергијом покрију губици електричне енергије, па се на основу тога дневни трошкови C_{loss} могу дефинисати као у једначини (5.13). У овој једначини, коефицијент C_t представља јединичну цену електричне енергије на тржишту (NJ) у сату t . Коефицијент C_t се сматра познатим и добија се на основу прогнозе цене електричне енергије на тржишту за дан унапред.

$$C_{loss} = \sum_{t=1}^{24} C_t \cdot P_{loss,t}. \quad (5.13)$$

Укупни оперативни трошкови конвенционалних електрана (C_p) зависе од тренутне снаге електране и могу се представити следећом квадратном једначином [81]:

$$C_p = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n a_i \cdot (P_{i,t}^G)^2 + b_i \cdot P_{i,t}^G + c_i. \quad (5.14)$$

где коефицијенти a_i , b_i и c_i одређују трошкове електране/генератора повезаног у чвору i и ове вредности се узимају као познате. Објективна функција за минимизацију укупних дневних трошкова се може дефинисати као:

$$\min \text{Price} = \min \{ C_p + C_{loss} \} = \min \left\{ \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n (a_i \cdot (P_{i,t}^G)^2 + b_i \cdot P_{i,t}^G + c_i) + \sum_{t=1}^{24} C_t \cdot P_{loss,t} \right\} \quad (5.15)$$

5.1.3 Ограничења типа једнакости

У дефинисаном оптимизационом проблему, постоји неколико типова ограничења типа једнакости. Најважније ограничење типа једнакости представља скуп једначина токова снага дефинисаних DC моделом преносне мреже. Са аспекта активних снага, у произвољном сату t ($t=1, \dots, 24$) за сваки чвор i ($i=1, \dots, n$), могуће је дефинисати једначину (5.16):

$$P_{i,t} - \sum_{k=1}^n B_{i,k} \Theta_{k,t} = 0. \quad (5.16)$$

где $B_{i,k}$ представља сусцептансу на позицији (i,k) у матрици адмитансе мреже. Иако DC модел преносне мреже занемарује губитке, овде је он коришћен за прорачун токова снага на основу којих је могуће одредити губитке у свакој грани као што је дефинисано у једначини (5.12). Поред токова снага, и овде се, као и у претходном поглављу, дефинише ограничење типа једнакости које обезбеђује да преузета енергија потрошача (W_i) пре и након управљања потрошњом буде иста у сваком потрошачком чвору. На овај начин, дефинише се други тип ограничења типа једнакости који је представљен у једначини (5.17):

$$W_i - \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{non-def} \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{def} \cdot \Delta t = 0. \quad (5.17)$$

5.1.4 Ограничења типа неједнакости

За потпуну дефиницију оптимизационог проблема, неопходно је дефинисати и ограничења типа неједнакости. У класичном прорачуну оптималних токова снага, ограничења типа неједнакости обухватају минималну и максималну снагу производње конвенционалне електране, као и максималну снагу која се може преносити одређеном граном. Ова ограничења приказана су једначинама (5.18) и (5.19):

$$P_i^{G,\min} \leq P_{i,t}^G \leq P_i^{G,\max} , \quad (5.18)$$

$$\left| \frac{\Theta_{p,t} - \Theta_{q,t}}{x_j} \right| \leq P_j^{\max} . \quad (5.19)$$

У једначини (5.17), $P_i^{G,\min}$ и $P_i^{G,\max}$ представљају минималну и максималну снагу производње конвенционалне електране повезане у чвору i , ($i=1,\dots,n$). У једначини (5.19), P_j^{\max} представља максималну снагу која се може преносити кроз грану j , ($j=1,\dots,n_{br}$).

5.1.5 Ограничења у случају испада

Увођењем $n-1$ принципа сигурности у оптимизациони поступак, скуп ограничења типа неједнакости мора се проширити ограничењима која ће гарантовати да испад било које гране неће довести до преоптерећења било које од преосталих грана. Са испадом произвољне гране, доћи ће до промене токова снага што ће довести и до промене вредности вектора углова напона Θ . Елементи новог вектора могу се прорачунати као што је приказано у једначини (5.20):

$$\Theta_{i,t}^y = \sum_{k=1}^n B_{y,i,k}^{-1} \cdot P_{i,t} , \quad (5.20)$$

У једначини (5.20), $\Theta_{i,t}^y$ представља углове напона у чвору i и сату t након испада гране y , $B_{y,i,k}^{-1}$ представља елемент на позицији (i,k) инверзне матрице адмитанси чворова након испада гране y и $P_{i,t}$ представља активну снагу инјектирану у чвор i у сату t . Како ова ограничења морају да осигурају да испад произвољне гране неће довести до преоптерећења преосталих елемената система, могуће је ограничења типа неједнакости проширити новим скупом ограничења која су дефинисана у једначини (5.21):

$$\left| \frac{1}{x_j} \cdot \sum_{k=1}^n (B_{y,p,k}^{-1} - B_{y,q,k}^{-1}) \cdot P_{k,t} \right| \leq P_j^{\max} , \quad y, j=1, \dots, n_{br}; t=1, \dots, 24. \quad (5.21)$$

где y представља редни број гране чији се испад догодио, док $j=1, \dots, n_{br}$, $j \neq y$ представља преостале гране које не смеју бити преоптерећене након испада гране y .

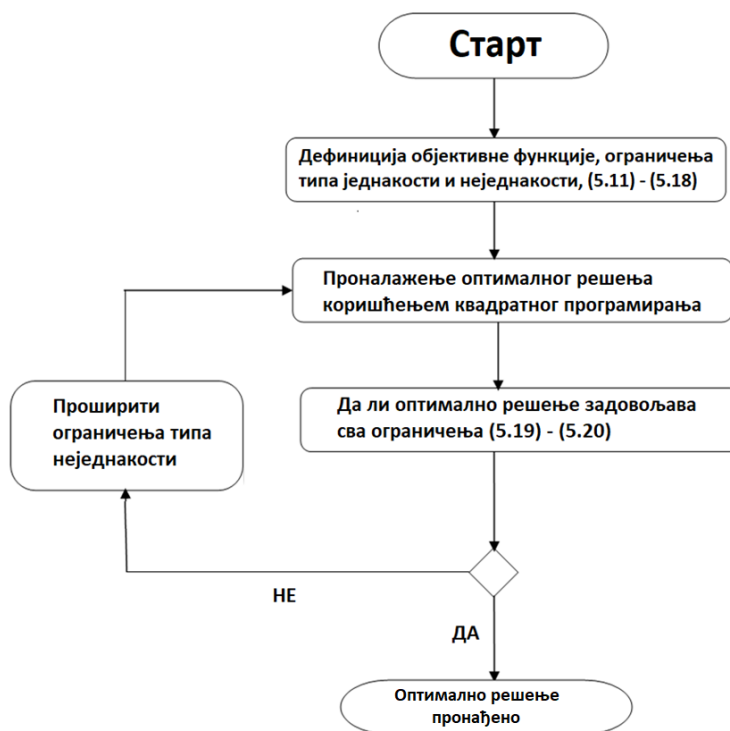
5.2 Методологија за решавање оптимизационог проблема

У овом поглављу представљен је релативно комплексан оптимизациони проблем који може имати веома велику димензију у случају преносне мреже са великим бројем чворова.

Како прорачун оптималног решења мора да се одвија готово у реалном времену, неопходно је пронаћи методу која ће брзо доћи до решења. У овом поглављу, оптимизациони проблем решаван је употребом квадратног програмирања пакета *optimization toolbox* који се нуди у оквиру софтвера *MATLAB* [117].

Оптимизациони проблем дефинисан једначинама (5.12) - (5.21) садржи велики број ограничења типа неједнакости. Разлог за то су ограничења која се уводе да би се обезбедило да испад произвољне гране не доведе до преоптерећења преосталих грана. Оваквих ограничења има укупно $24 \cdot n_{br} \cdot (n_{br} - 1)$. У пракси се показује да испад произвољне гране ретко доводи до преоптерећења преосталих грана, те је највећи број ових ограничења у првој итерацији непотребан и продужава време прорачуна оптималног решења. Да би се скратило време прорачуна, примењен је алгоритам који је приказан на Сл. 5.2.

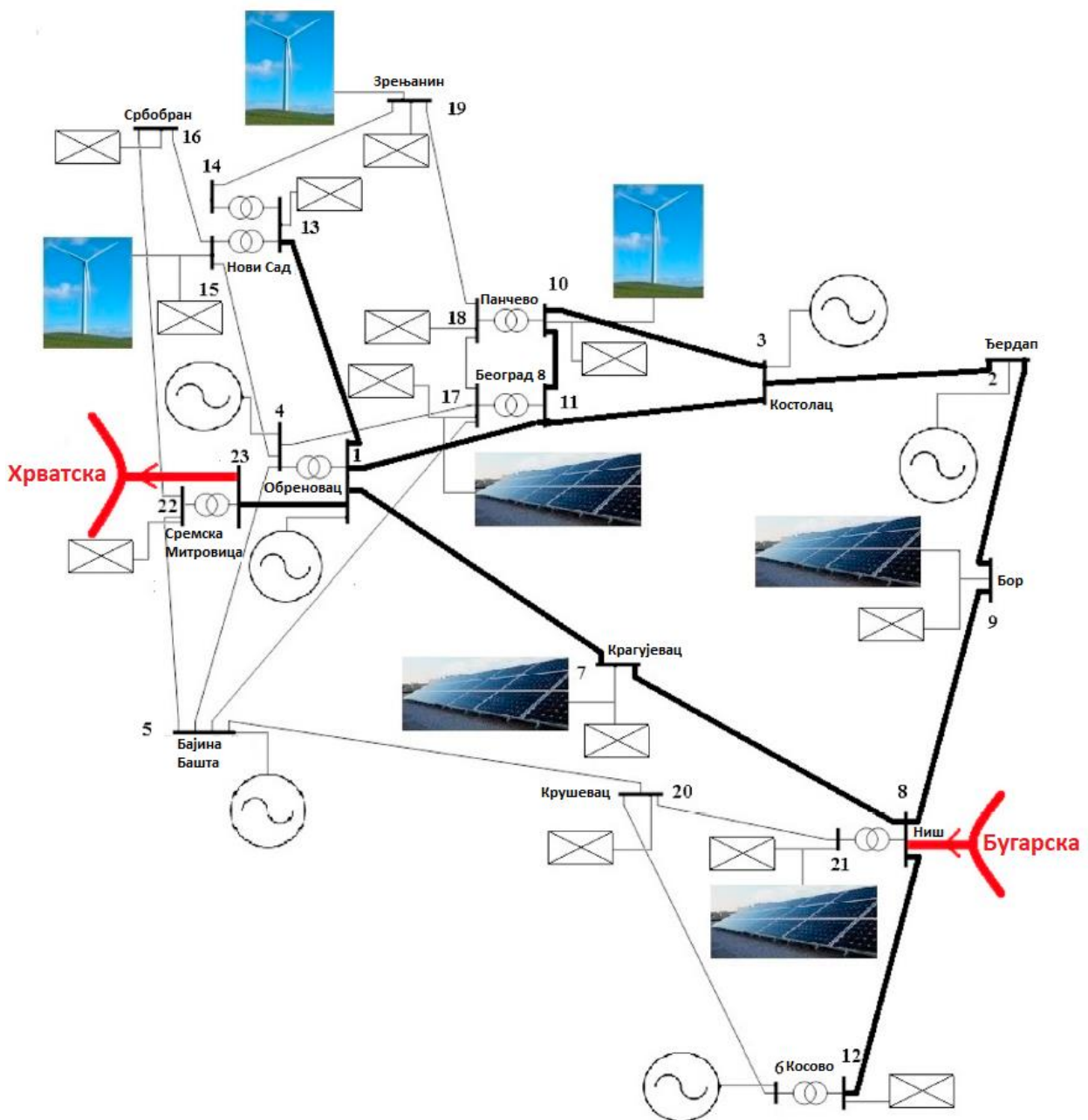
Алгоритам приказан на Сл. 5.2 започиње дефинисањем објективне функције, ограничења типа једнакости и ограничења типа неједнакости без уважавања ограничења дефинисаних једначинама (5.20) - (5.21). У првој итерацији се решава оптимизациони проблем дефинисан једначинама (5.12) - (5.19). На основу овога добијају се вредности непознатих вектора управљиве потрошње и снаге производње конвенционалних електрана, $P_{i\ opt}^{def}$ и $P_{i\ opt}^G$. Након прве итерације, проверава се да ли је задовољен $n-1$ принцип сигурности тако што се врши симулирање испада сваке од грана анализираних преносне мреже и проверава се да ли ће то довести до појаве преоптерећења преосталих грана. У случају да испад гране у доводи до преоптерећења гране j , ограничења типа неједнакости се проширују са одговарајућим ограничењима дефинисаним у једначини (5.21) за дефинисану комбинацију (y, j) . Обзиром да задовољавање $n-1$ принципа сигурности може искључити прихватљивост оптималног решења, алгоритам ће избацити ово решење као најбоље и у наредној итерацији ће покушати да пронађе ново које ће задовољити $n-1$ принцип сигурности. Овај процес се зауставља након што се пронађе најбоље решење које задовољава сва ограничења типа неједнакости.



Сл. 5.2 Алгоритам за добијање оптималног решења уважавајући сигурност система

5.3 Резултати анализа приказани на тестном систему преносне мреже Србије

На Сл. 5.3 приказана је тополошка шема анализираниог тестног електроенергетског система. Тестни систем представља реалну преносну мрежу Србије која обухвата напонске нивое 400 kV и 220 kV. На слици су водови напонског нивоа 400 kV означени дебљим линијама док су водови напонског нивоа 220 kV означени танким линијама. Преносни систем Србије повезан је са 8 суседних система. У овој анализи, ради једноставније анализе претпостављено је да се трансакција електричне енергије одвија између Бугарске и Хрватске. Енергија се из Бугарске инјектира у систем Србије у чвору 8 и преноси се до Хрватске којој се предаје у чвору 23. Ово је типичан смер преноса електричне енергије који се одвија преко територије Србије.



Сл. 5.3 Анализирани тестни електроенергетски систем са 23 чвора

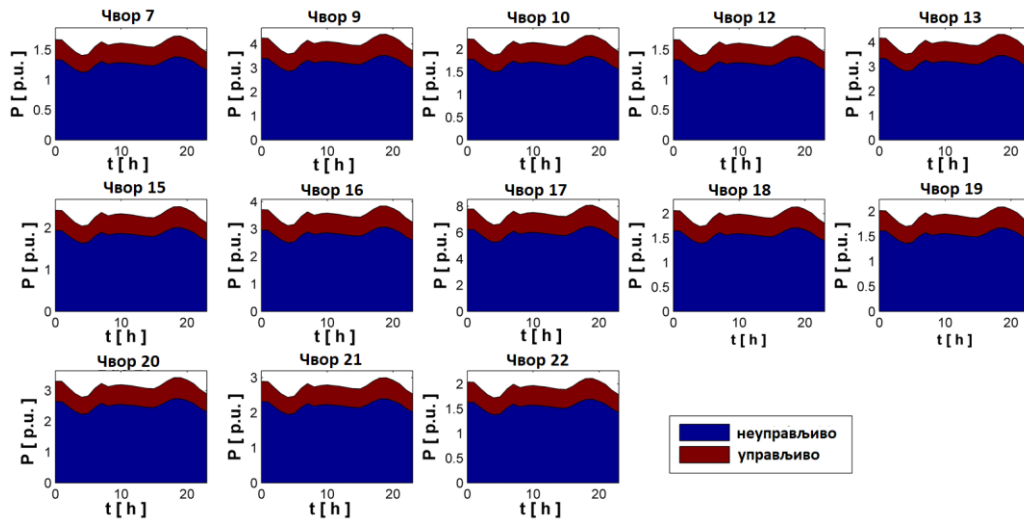
Параметри анализираниог тестног система су приказани у Табели 5.1, при чему су све јединице релативне. У свим прорачунима су усвојене базне вредности снаге и напона које износе $S_B = 100 \text{ MVA}$ и $U_B = 400 \text{ kV}$.

Табела 5.1 Параметри анализираниог тестног система са 23 чвора

Но.	Чвор 1	Чвор 2	R [р.у.]	X [р.у.]	Број водова	S_{max} [р.у.]
1	9	2	0,00153	0,0176	1	13
2	2	3	0,00283	0,03282	1	13
3	3	10	0,0009	0,01054	1	13
4	3	11	0,00159	0,01824	1	13
5	10	11	0,00043	0,0049	1	13
6	1	11	0,00089	0,01038	1	13
7	7	8	0,00286	0,02847	1	13
8	1	7	0,00187	0,0215	1	13
9	8	12	0,00233	0,02585	1	13
10	8	9	0,00181	0,02106	1	13
11	1	13	0,00084	0,00961	2	26
12	1	23	0,00120	0,01280	1	13
13	15	16	0,00485	0,02618	1	4
14	15	4	0,01399	0,07544	1	4
15	14	19	0,00513	0,03461	1	4
16	18	19	0,01100	0,06049	1	4
17	17	18	0,00398	0,02842	1	4
18	4	17	0,00549	0,03105	1	4
19	4	5	0,00808	0,04413	1	4
20	5	17	0,02174	0,11872	1	4
21	5	20	0,01744	0,10157	1	4
22	20	21	0,01087	0,05809	1	4
23	6	20	0,01687	0,09143	1	4
24	5	22	0,02380	0,12930	1	4
25	16	22	0,01060	0,05770	1	4
26	13	14	0,00034	0,02970	1	4
27	13	15	0,00034	0,02970	1	4
28	10	18	0,00046	0,03100	1	4
29	11	17	0,00023	0,01550	2	8
30	1	4	0,00017	0,01481	2	8
31	12	6	0,00018	0,01485	3	12
32	8	21	0,00076	0,04200	1	4
33	22	23	0,000425	0,02930	1	4

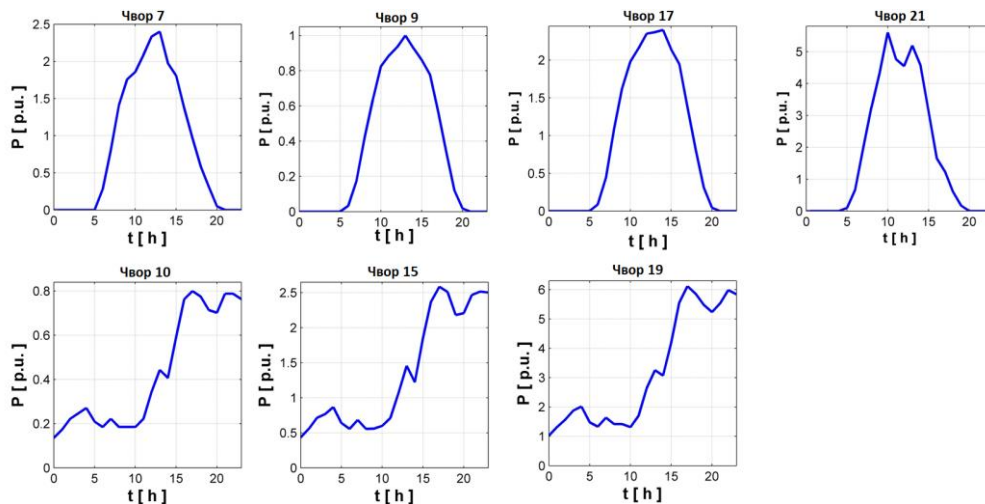
5.3.1 Опис дијаграма потрошње, производње, трансакције и цене електричне енергије

На Сл. 5.4 приказани су дијаграми потрошње потрошачких чворова са својим управљивим и неуправљивим делом пре коришћења управљања потрошњом. Како су у Србији домаћинства доминантан тип потрошње, а климатски услови су на нивоу читаве територије веома слични, може се закључити да су карактеристике потрошње на нивоу читаве територије сличне. У овој анализи је усвојено да је у сваком потрошачком чвору 20% потрошње управљиво.



Сл. 5.4 Дијаграми потрошње анализираниог тестног система са 23 чвора пре управљања потрошњом

Производња из ОИЕ приказана је на Сл. 5.5. У анализи је претпостављено да су у чворовима 7, 9, 17 и 21 прикључене фотонапонске електране, док су у чворовима 10, 15 и 19 прикључене ветроелектране. Ове локације одређене су на основу анализе соларног потенцијала и потенцијала ветра у Србији [118, 119].



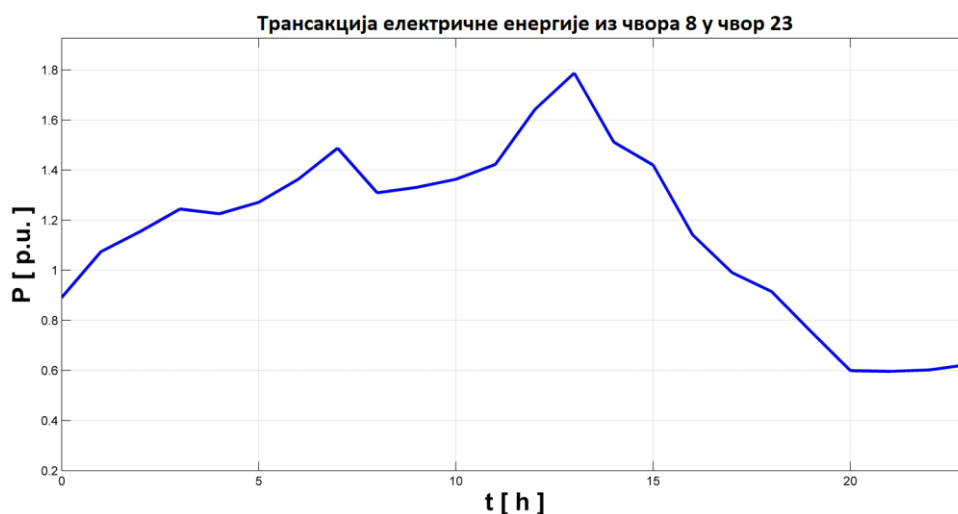
Сл. 5.5 Производња из ОИЕ у анализираниом тестном систему са 23 чвора

Конвенционалне електране у анализираниом тестном систему су повезане у чворовима 1, 2, 3, 4, 5 и 6. Свака од ових електрана је описана кроз минималну и максимлану снагу производње као и помоћу оперативних трошкова производње. Ове вредности приказане су у Табели 5.2.

Табела 5.2 Основне информације о генераторским чворовима

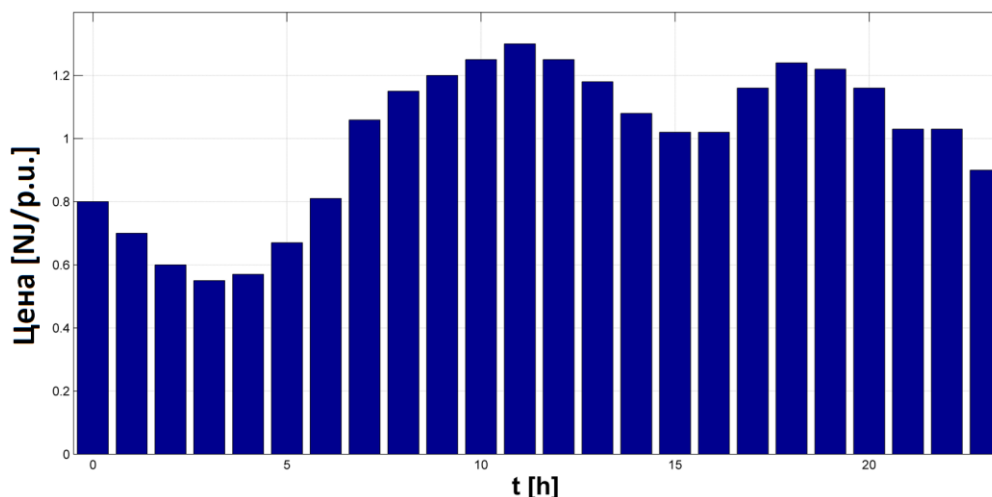
Чвор	P_{min} [p.u.]	P_{max} [p.u.]	a [MU]	b [MU]	c [MU]
1.	5	18	37.5	200	0
2.	0.2	10	175	175	0
3.	3	9	83	325	0
4.	3	9	250	300	0
5.	0.2	10	250	300	0
6.	3	10	650	100	0

На Сл. 5.6 приказан је претпостављени дијаграм дневне трансакције електричне енергије из чвора 8 у чвор 23. На овај начин је моделован пренос електричне енергије између два несуседна система, конкретно у овом случају пренос електричне енергије из система А (Бугарска) у систем В (Хрватска) кроз систем С (Србија).



Сл. 5.6 Дневни дијаграм преноса електричне енергије из чвора 8 у чвор 23

На Сл. 5.7 приказан је дијаграм нормализованих цена електричне енергије на тржишту електричне енергије која је коришћена у овом раду. Овај дијаграм представља нормализован дијаграм цена преузет са Европске берзе електричне енергије, *EEX (European Energy Exchange)* који је приказан у [120]. Средња цена једнака је 1 p.u.



Сл. 5.7 Нормализован дијаграм цена електричне енергије на тржишту

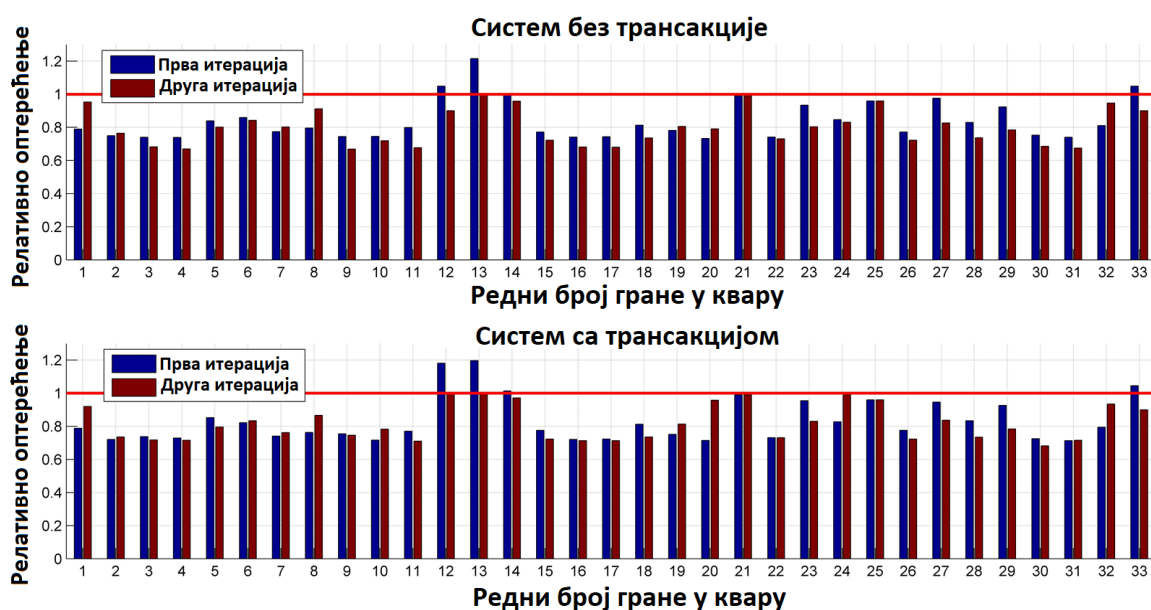
5.3.2 Опис извршених прорачуна

Након дефинисања параметара система извршене су две анализе. У првом случају, претпостављено је да систем нема могућност управљања потрошњом, док је у другом случају претпостављено постојање просторног и временског управљања потрошњом. У обе анализе, прорачуни су извршени у случају када постоји трансакција електричне енергије и када трансакција не постоји. Анализирана трансакција приказана је на Сл. 5.6.

5.3.2.1 Оптимизација укупних трошкова у систему без управљања потрошњом

У првој анализи, претпостављено је да у систему не постоји могућност управљања потрошњом ($P_i^{def} = 0, i = 1, 2, \dots, n$). Минимизација укупних трошкова у систему (трошкови електрана + трошкови губитака енергије), дефинисаних једначинама (5.11) – (5.14) постиже се само оптималним анагажовањем агрегата.

Резултати прве анализе показују да решење које задовољава $n-1$ принцип сигурности неће бити достигнуто у првој итерацији. Због тога, након проналаска оптималног решења у првој итерацији, ограничења типа неједнакости се морају проширити одговарајућим ограничењима која ће обезбедити да испад критичних грана неће довести до преоптерећења преосталих грана у систему ни у једном анализираном сату. На овај начин, примењује се *PSCOPF* који доводи до решења које ће бити лошије у односу на оптимално постигнуто у првој итерацији. На Сл. 5.8 приказан је дијаграм релативног оптерећења најоптерећеније гране у систему за испад сваке од 33 гране.



Сл. 5.8 Максимална вредност релативног оптерећења преосталих грана у случају испада сваке од грана у анализираном систему без управљања потрошњом

Са Сл. 5.8 се може видети да у првој итерацији када у прорачун нису укључена ограничења (5.20) - (5.21), оптимално решење не задовољава $n-1$ принцип сигурности обзиром да ће испад неке од грана 12, 13, 14 и 33 довести до преоптерећења једне или више преосталих грана у систему. Због овога је у прорачун оптималног решења у наредној итерацији неопходно уврстити одговарајућа ограничења приказана у једначинама (5.19) - (5.20). У последњој итерацији, постигнуто оптимално стање има веће трошкове у односу на стање добијено након прве итерације прорачуна, па се одатле може закључити да разлика трошкова представља трошкове неопходне да би се постигао $n-1$ принцип сигурности. Оптимална вредност укупних дневних трошкова износи $7,542 \cdot 10^5$ NJ. Прорачунати трошкови и губици у овој анализи су усвојени као референтни, те ће се сви каснији прорачуни упоређивати са овом резултатима.

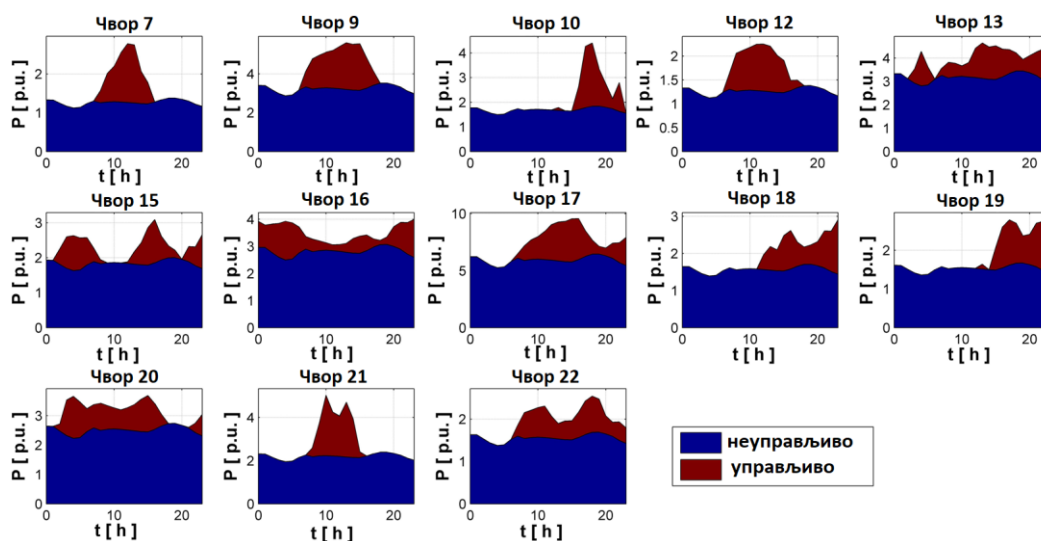
Да би се прорачунали трошкови које оператор преносног система има у циљу постизања дефинисане трансакције, извршен је исти прорачун као у претходном примеру, али без поменуте трансакције ($P_i^{InEx} = 0, i = 1, 2, \dots, n$). Добијено оптимално решење у овом случају износи $6,865 \cdot 10^5$ NJ. Као у претходном случају, оптимално решење није постигнуто у

првој итерацији прорачуна, па је неопходно проширити ограничења одговарајућим једначинама (5.19) - (5.20). На Сл. 5.8 приказан је дијаграм максималне релативне вредности снаге оптерећења преосталих грана за испад сваке од 33 анализираних грана. Детаљнији резултати приказани су у наставку.

5.3.2.2 Оптимизација укупних трошкова у систему са управљањем потрошњом

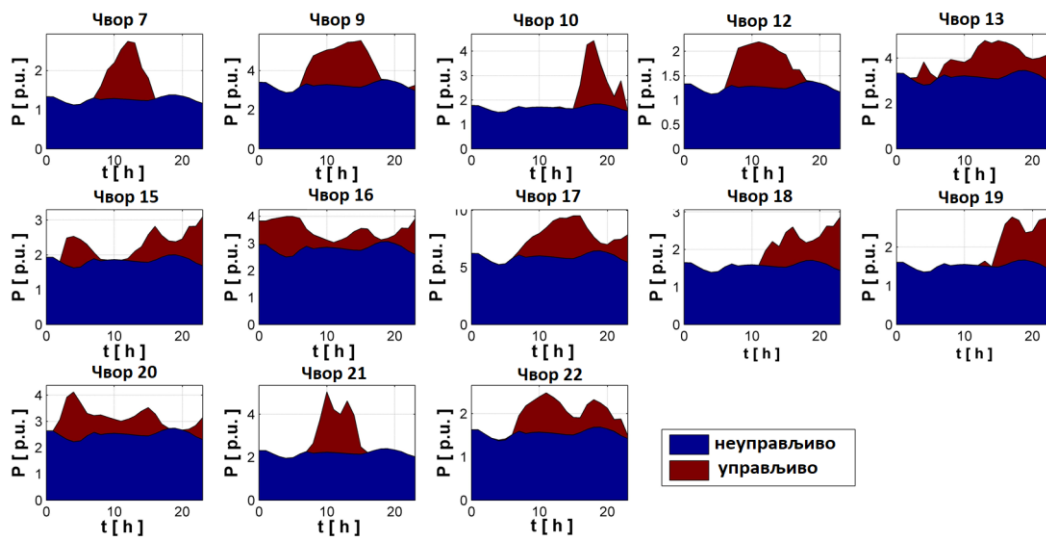
У другој анализи, извршен је прорачун оптималног просторног и временског управљања потрошњом. У анализи је претпостављен одређен проценат управљиве потрошње, као што је приказано на Сл. 5.4. Коришћењем оптималног просторног и временског управљања потрошњом, ни овде се оптимално решење које ће задовољавати $n-1$ принцип сигурности не постиже у првој итерацији. На Сл. 5.9 приказани су добијени оптимални дијаграми потрошње, са њиховим управљивим и неуправљивим делом.

Добијени резултати потврђују да у случају велике производње из ОИЕ, потрошњу треба померати у чворовима који су електрично блиски тачки повезивања посматраног ОИЕ. Највећи део потрошње се помера управо у чворовима у којима је и повезан анализирани ОИЕ. Међутим, у случају када је производња из ОИЕ већа од потрошње анализираних чвора, производњу треба попуњавати потрошњом најближих суседних чворова. На овај начин, енергија се производи и троши локално при чему се смањују токови снага у преносној мрежи. Добијено оптимално решење у овом случају износи $7,185 \cdot 10^5$ NJ.

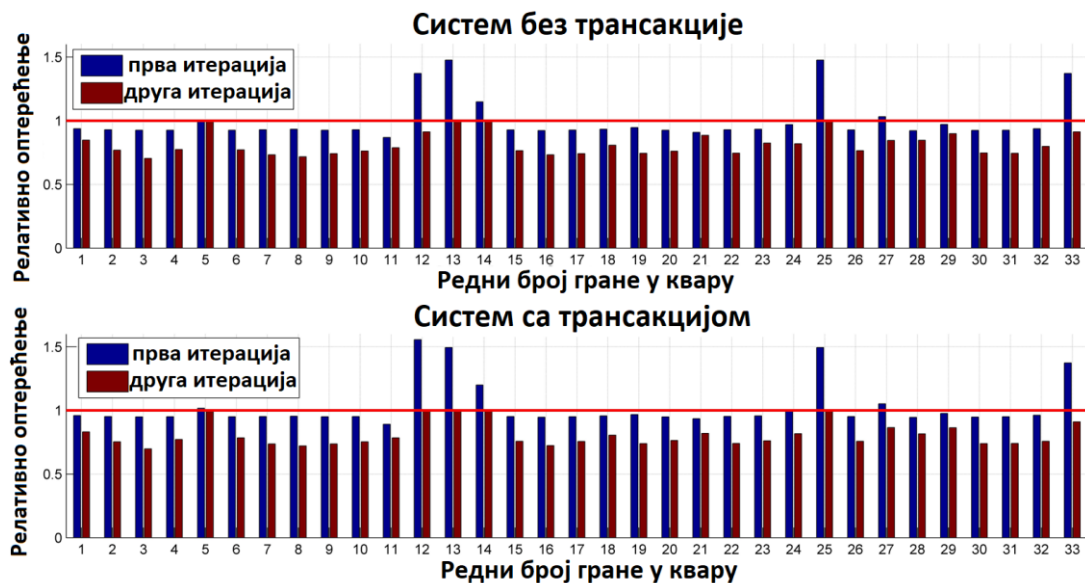


Сл. 5.9 Оптимални дијаграми потрошње за минимизацију дневних трошкова електричне енергије у систему са управљањем потрошњом и трансакцијом електричне енергије

У случају да у систему не постоји дефинисана трансакција, оптимално решење износи $6,597 \cdot 10^5$ NJ. На Сл. 5.10 приказани су оптимални дијаграми потрошње са својим управљивим и неуправљивим делом када у систему нема трансакције електричне енергије. На Сл. 5.11 приказани су дијаграми максималне релативне вредности снаге оптерећења преосталих грана за испад сваке од 33 анализираних грана у систему са и без дефинисане трансакције електричне енергије. Детаљнији резултати приказани су у наставку. Као и у претходном случају, оптимално решење се постиже у две итерације.



Сл. 5.10 Оптимални дијаграми потрошње за минимизацију дневних трошкова електричне енергије у систему са управљањем потрошњом и без трансакције електричне енергије



Сл. 5.11 Максимална вредност релативног оптерећења преосталих грана у случају испада сваке гране у анализираном систему са управљањем потрошњом

5.3.2.3 Утицај производње из ОИЕ на укупне трошкове трансакције електричне енергије

Да би се одредили ефекти интермитентне производње ОИЕ на трошкове трансакције електричне енергије, извршена је додатна анализа у оквиру које је вршено варирање производње из фотонапонских и ветроелектрана. Прорачуни су вршени са свим улазним параметрима као и у претходним анализама, при чему је једино мењана производња из ОИЕ и то на следећи начин:

- Први случај – сунчан дан без ветра: у овој анализи је претпостављена производња из фотонапонских електрана као што је то приказано на Сл. 5.5, док је производња из ветроелектрана једнака нули.
- Други случај – облачан ветровит дан: у овој анализи је производња из фотонапонског система оборена на 10% производње приказане на Сл. 5.5, док је производња из ветроелектрана једнака производњи приказаној на Сл. 5.5.

5.3.2.4 Резултати прорачуна

У Табели 5.3, Табели 5.4 и Табели 5.5 приказани су сумарни резултати свих претходних прорачуна.

Табела 5.3 Губици енергије

		Без управљања потрошњом [р.у.]	Са управљањем потрошњом [р.у.]	Релативно смањење губитака (%)
Сунчан ветровит дан	Са трансакцијом	8,628	7,852	8,99
	Без трансакције	9,873	8,865	10,21
Сунчан дан без ветра	Са трансакцијом	10,024	9,306	7,16
	Без трансакције	11,094	9,959	10,23
Облачан ветровит дан	Са трансакцијом	9,921	9,640	2,84
	Без трансакције	10,999	10,444	5,05

Табела 5.4 Трошкови губитака енергије

		Без управљања потрошњом [р.у.]	Са управљањем потрошњом [р.у.]	Релативно смањење трошкова (%)
Сунчан ветровит дан	Са трансакцијом	2908,2	2621,2	9,87
	Без трансакције	3392,9	2979,0	12,2
Сунчан дан без ветра	Са трансакцијом	3410,1	3097,1	9,18
	Без трансакције	3836,0	3335,9	13,04
Облачан ветровит дан	Са трансакцијом	3416,0	3211,4	5,99
	Без трансакције	3834,0	3497,0	8,79

Табела 5.5 Оперативни трошкови конвенционалних електрана

		Без управљања потрошњом [р.у.]	Са управљањем потрошњом [р.у.]	Релативно смањење трошкова (%)
Сунчан ветровит дан	Са трансакцијом	$6,865 \cdot 10^5$	$6,597 \cdot 10^5$	3,91
	Без трансакције	$7,542 \cdot 10^5$	$7,185 \cdot 10^5$	4,73
Сунчан дан без ветра	Са трансакцијом	$8,389 \cdot 10^5$	$8,106 \cdot 10^5$	3,37
	Без трансакције	$8,918 \cdot 10^5$	$8,402 \cdot 10^5$	5,78
Облачан ветровит дан	Са трансакцијом	$7,964 \cdot 10^5$	$7,755 \cdot 10^5$	2,62
	Без трансакције	$8,760 \cdot 10^5$	$8,391 \cdot 10^5$	4,21

На основу резултата прорачуна може се закључити да се употребом оптималног просторног и временског управљања потрошњом значајно могу смањити додатни трошкови који настају услед трансакције електричне енергије из једног система у други. Процентуално смањење трошкова зависи од производње из фотонапонских и ветроелектрана. На пример, у току сунчаног дана без ветра и без учешћа управљања потрошњом, додатни губици енергије који настају у преносном систему због трансакције електричне енергије износе $11,094 - 10,024 = 1,07$ р.у. У случају да се примени оптимално просторно и временско управљање потрошњом према представљеној методологији, додатни губици услед трансакције могу се смањити за $9,959 - 9,306 = 0,653$ р.у. Још већа ефикасност се постиже са аспекта додатних

трошкова губитака електричне енергије, који у анализираном случају сунчаног дана без ветра и без управљања потрошњом износе $3836-3410 = 426$ NJ, док у случају оптималног просторног и временског управљања потрошњом ови трошкови износе $3336-3097 = 239$ NJ. Коначно, предложена методологија има значајан утицај на смањење учешћа оперативних трошкова конвенционалних електрана у укупним трошковима трансакције електричне енергије. У анализираном случају, додатни оперативни трошкови износе $8,918 \cdot 10^5 - 8,389 \cdot 10^5 = 0,529 \cdot 10^5$ NJ када није примењено оптимално просторно и временско управљање потрошњом, односно $8,402 \cdot 10^5 - 8,106 \cdot 10^5 = 0,296 \cdot 10^5$ NJ када јесте примењено оптимално просторно и временско управљање потрошњом. Добијени резултати показују да је за естимацију оптималних дијаграма потрошње и трошкова транспорта електричне енергије неопходно добро познавати предикцију производње из фотонапонских и ветроелектрана.

Табела 5.6 и Табела 5.7 приказују ефекте предложене методологије оптималног просторног и временског управљања потрошњом на смањење трошкова транзита електричне енергије за различите сценарије производње фотонапонских електрана и ветроелектрана.

Табела 5.6 Трошкови трансакције електричне енергије услед повећања трошкова губитака електричне енергије

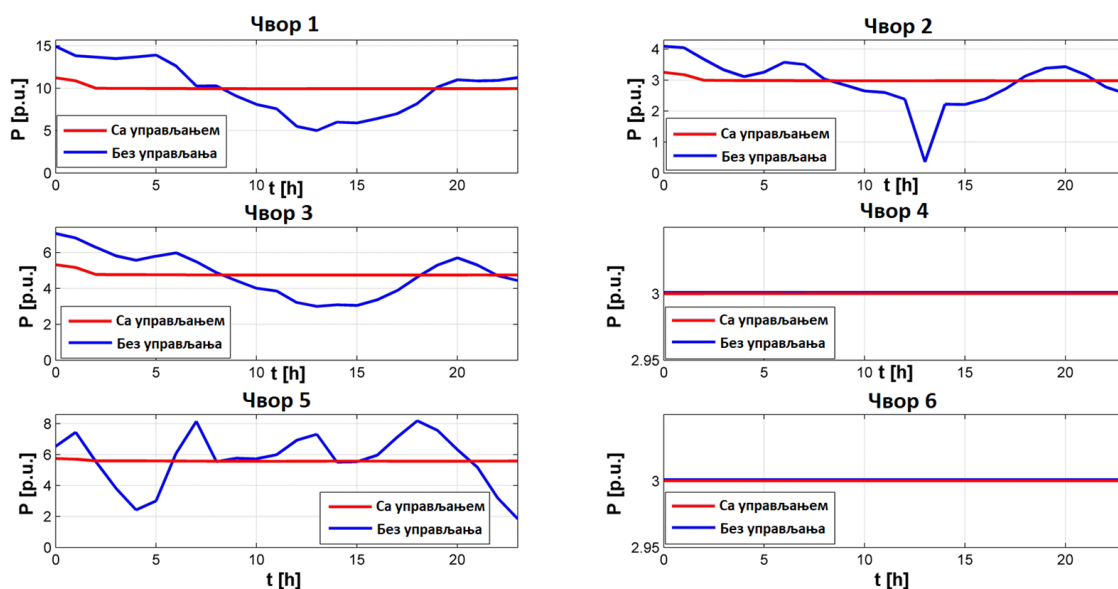
	Без управљања потрошњом [р.у.]	Са управљањем потрошњом [р.у.]	Релативно смањење трошкова (%)
Сунчан ветровит дан	484,7	357,8	26,2
Сунчан дан без ветра	425,9	238,8	43,9
Сунчан дан без ветра	418,0	285,6	31,7

Табела 5.7 Трошкови трансакције електричне енергије услед повећања трошкова губитака

	Без управљања потрошњом [р.у.]	Са управљањем потрошњом [р.у.]	Релативно смањење трошкова (%)
Сунчан ветровит дан	$67,7 \cdot 10^3$	$58,8 \cdot 10^3$	13,2
Сунчан дан без ветра	$52,9 \cdot 10^3$	$29,6 \cdot 10^3$	44,0
Сунчан дан без ветра	$79,6 \cdot 10^3$	$63,6 \cdot 10^3$	20,1

Поред смањења губитака и трошкова трансакције електричне енергије, предложеном методологијом могуће је поправити напонске прилике у систему и додатно изравнати дијаграме производње конвенционалних електрана.

На Сл. 5.12 приказани су оптимални дијаграми производње конвенционалних електрана у систему са и без оптималног просторног и временског управљања потрошњом за дијаграм производње из ОИЕ приказан на Сл. 5.5. На основу ових резултата може се закључити да су варијације производње конвенционалних електрана значајно смањене, што позитивно утиче на оперативне трошкове електрана као и животни век опреме.



Сл. 5.12 Оптимални дијаграми производње конвенционалних електрана

5.4 Закључна разматрања

У овом поглављу приказана је методологија за одређивање оптималног просторног и временског управљања потрошњом у циљу обезбеђивања сигурног преноса електричне енергије између две удаљене области. Да би се обезбедио сигуран рад система, оптимално решење мора задовољавати $n-1$ принцип сигурности. Развијен математички модел, базиран на квадратном програмирању, омогућава решавање веома комплексног оптимizacionог проблема просторног и временског управљања потрошњом у реалним системима са ОИЕ и великим бројем ограничења типа једнакости и неједнакости, уз задовољавање $n-1$ принципа сигурности. На основу добијених резултата, могуће је извући следеће закључке:

- Просторно и временско управљање потрошњом може бити значајан ресурс за оптимизацију рада преносног система у којем се електричном енергијом може трговати на слободном тржишту, нарочито у присуству велике производње из ОИЕ која у зависности од локације електрана додатно утиче на профиле нето потрошње.
- Просторно и временско управљање потрошњом може бити значајан ресурс за оптимизацију рада преносног система у којем је неопходно да буде задовољен $n-1$ принцип сигурности. На овај начин, перформансе система могу се додатно побољшати а пренос електричне енергије се може изводити са већом сигурношћу.
- У овом раду, показано је да се употребом предложене методологије на примеру реалног преносног система Србије, трошкови који настају услед губитака могу смањити више од 10%, док се укупни трошкови могу смањити и више од 13%. Са друге стране, показано је да се дневни оперативни трошкови конвенционалних електрана могу смањити око 5%. Коначно, показано је да додатни губици и трошкови ових губитака који настају услед трансакције електричне енергије могу бити смањени и за 40% употребом предложене методологије.
- Успостављањем равнијих дијаграма снага могуће је повећати преносне капацитете система чиме се постиже још један значајан ефекат предложене методологије.
- Употребом предложене методологије, могуће је обезбедити сигурнији пренос електричне енергије из једног система у други.

- Употребом квадратног програмирања могуће је скратити време прорачуна оптималног решења.

Ефекти оптималног просторног и временског управљања потрошњом приказани у овом поглављу зависе од расположивих ресурса управљиве потрошње као и просторне прерасподеле профила производње из ОИЕ. Добијени резултати показују да је за естимацију трошкова и оптималних профила потрошње неопходно имати довољно прецизне информације о профилима производње из ОИЕ. О томе је раније било речи. Поред тога, у овом поглављу, приказани су основи за формирање методологије помоћу које је могуће одредити трошкове управљиве потрошње које оператор преносног система може понудити потрошачима тако да предложена методологија оптималног просторног и временског управљања потрошњом може и практично да се имплементира.

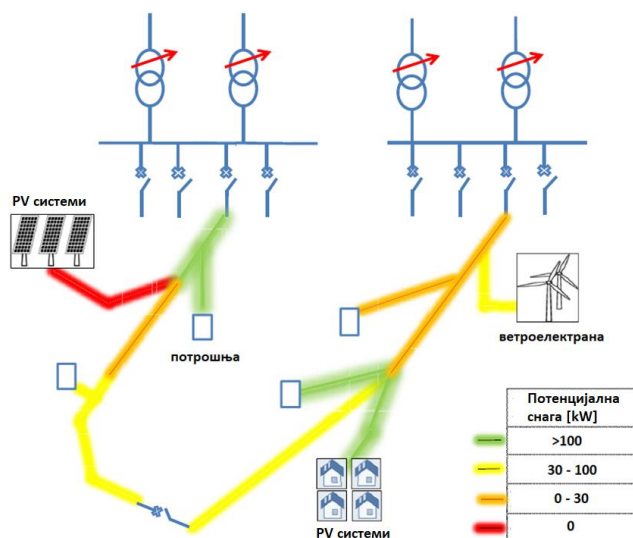
Резултати приказани у овом поглављу приказани су у раду [121].

6. ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ У ЦИЉУ ПОВЕЋАЊА КАПАЦИТЕТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА ЗА ВЕЋУ ПЕНЕТРАЦИЈУ ОИЕ

Врло често се у инжењерским круговима може чути како обновљиви и дистрибуирани извори енергије позитивно утичу на губитке у систему и напонске прилике. Наиме, прикључењем дистрибуираног извора, енергија се производи где се и троши, чиме се смањују губици услед преноса електричне енергије. Са друге стране, производњом из дистрибуираних извора долази до повећања напона у тачки прикључења. Ови закључци могу се сматрати тачним за системе у којима је инсталисана снага ОИЕ упоредива са снагом локалне потрошње. Међутим, са повећањем степена пенетрације ОИЕ може доћи и до супротног ефекта. Тако на пример, у систему са превеликом производњом ОИЕ може доћи до супротних токова снага, што може пореметити рад одређених елемената система, као што су регулатори напона или релејна заштита. Са додатним повећањем производње може доћи и до повећања губитака у систему. Ово се најпростије може објаснити тако што производња постане дупло већа од потрошње, па анализираном секцијом протиче иста снага као и у случају када нема производње из ОИЕ само у супротном смеру. Коначно, са већом пенетрацијом дистрибуираних извора долази до пораста напона и њихова вредност може постати неприхватљиво велика. Ово се најчешће дешава у систему са малом потрошњом и великом производњом из ОИЕ и са великим импедансама водова. Ови проблеми могу ограничити даљу инсталацију нових капацитета обновљивих извора енергије.

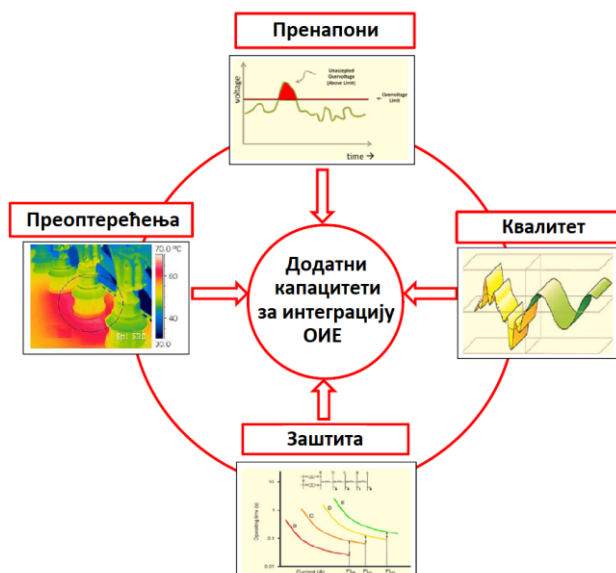
Одређивање капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ, или краће *Hosting Capacity* (HC), постала је веома значајна тематика бројних научних радова али и инжењера који се баве планирањем рада система. У књизи [8] први пут је уведен појам *Hosting Capacity* као показатељ колико додатних капацитета обновљивих и дистрибуираних извора може да се инсталира на анализираном делу мреже. У радовима [122, 123] приказане су различите методе за повећање вредности *Hosting Capacity*. Производња из ОИЕ је врло интермитентна и овај ефекат би требало уважити приликом прорачуна вредности *Hosting Capacity* за одређени део система. Ове анализе приказане су у радовима [124, 125]. Иако се најчешће везује са читаву једну област, прорачун капацитета система може се вршити и локацијски. Наиме, прорачун капацитета система се теоретски врши тако што се на различитим локацијама у анализираном систему додаје нова производња из ОИЕ све док не дође до нарушавања неког од ограничења. Међутим, додатна инсталација одређене снаге дистрибуираног извора на једној локацији може довести до нарушавања одређених ограничења, док на некој другој локацији иста инсталисана снага не мора довести до нарушења одређених ограничења. Тако на пример, са аспекта максималних дозвољених напона, у чвору са великом потрошњом могуће је прикључити фотонапонску електрану веће снаге у односу на чвор са мањом потрошњом, па се може сматрати да је и *Hosting Capacity* у тој тачки већи. Овде се долази до такозване локацијске анализе капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ или такозваног *Locational Hosting Capacity*. Локацијски капацитет система најбоље се може представити такозваним *Heat* мапама на којима је могуће јасно приказати колики су расположиви капацитети на различитим деловима мреже. На Сл. 6.1 приказана је једна оваква мапа. Више информација о анализама локацијског капацитета система може се наћи у литератури [126, 127]. Треба имати у виду да су локацијски капацитети међусобно зависни, тако да се инсталацијом извора у једном чворишту у општем случају мењају капацитети у осталим чвориштима.

Такође, капацитети зависе и од самог типа извора, односно његовог профила производње и корелисаности са профилем потрошње.



Сл. 6.1 Heat maps - локацијски капацитет система за већу пенетрацију ОИЕ, [140]

У радовима [128, 129], приказана је анализа прорачуна капацитета система за прикључење додатних дистрибуираних извора енергије која је ограничена појавом пренапона. Утицај појаве преоптерећења на прорачун капацитета система за прикључење додатних дистрибуираних извора приказан је у радовима [130, 131]. Поред овога, у литератури је анализиран и утицај квалитета електричне енергије на прорачун додатних капацитета за прикључене дистрибуираних извора [132, 133], као и утицај дистрибуираних извора на рад релејне заштите [134, 135]. У претходним радовима вршен је прорачун капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију обновљивих извора енергије који је условљен пробијањем различитих типова ограничења у анализираним системима. Илустрација ових прорачуна приказана је на Сл. 6.2.



Сл. 6.2 Индетификација ограничења и прорачун капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ, [140]

Наредна група радова бави се анализама различитих техника помоћу којих је могуће повећати капацитет система за већу пенетрацију ОИЕ. У радовима [136, 137] приказане су

методе управљања токовима реактивних снага помоћу којих је могуће смањити оптерећење водова и повећати простор за прикључење нових дистрибуираних извора енергије. Слична анализа је спроведена и у радовима [138, 139] са том разликом што је у њима акценат на техникама унапређења напона у циљу ослобађања простора за прикључење додатних дистрибуираних извора. Појава преоптерећења и пренапона је главни фактор за ограничавање додатне инсталисане снаге. Међутим, како је производња из ОИЕ интермитентна, поставља се питање оправданости постављања оваквих ограничења која ће спречити већу пенетрацију ОИЕ само због тога што ће се систем наћи у проблему током малог броја сати у току године. Због тога је у одређеним радовима приказана методологија лимитирања производње из ОИЕ у сатима када долази до проблема. Ове анализе су приказане у [140, 141]. На овај начин, у систему се омогућава већа пенетрација ОИЕ али се њихова снага мора смањити сваки пут када дође до проблема у мрежи. На овај начин, смањује се ефикасност производње ОИЕ, чиме се смањује и степен искоришћења примарних извора енергије (енергија сунца, ветра), чиме се смањује и удео производње из ОИЕ. Ово се може решити применом система за складиштење енергије и ове анализе су приказане у радовима [142-145]. Коначно, у раду [146] дат је приказ радова који се баве прорачуном капацитета система за већу пенетрацију ОИЕ и техникама за увећавање ове вредности. Сл. 6.1 и Сл. 6.2 преузете су из овог рада уз мале модификације.

У овом поглављу, приказано је оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу повећања капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ. Идеја која је обрађена у овом поглављу је следећа. Уместо да се ограничи даља инсталација ОИЕ, дистрибутивно предузеће ће дозволити даљу инсталацију ОИЕ при чему се произвођачима гарантује тачно одређени пласман електричне енергије на тржиште. Корисници имају могућност прикључења нових извора, али извоз електричне енергије из тих додатних капацитета није загарантован и за њих се морају закупувати додатни капацитети. Овај проблем се може додатно уопштити тиме да произвођачи немају загарантован извоз електричне енергије, већ се увек морају надметати око закупа неопходних капацитета. У сваком случају, оба дефинисана проблема се на исти начин третирају у оптимизационим прорачунима, па је главни циљ оптимизације повећати вредност извезене енергије из ОИЕ. Дакле, оператор дистрибутивне мреже добија информацију о планираној производњи и његов задатак је да покуша да максимизује укупну извезену енергију, односно да минимизује одсечену енергију дистрибуираних извора у сатима у којим долази до нарушења ограничења. За узврат, оператор дистрибутивног система добија накнаду од произвођача. Да би то спровео у дело, оператор као ресурс може користити просторно и временско управљање потрошњом. Идеја је следећа. У случају да има довољно ресурса у управљању потрошњом, оператор дистрибутивног система ће омогућити извоз целокупне произведене електричне енергије из ОИЕ тако што ће форсирати локалну потрошњу у сатима када је производња из ОИЕ највећа, при чему ће тежити да минимизује количину измештене потрошње. У случају да нема довољно ресурса, оператор ће тежити да минимизује одсечену производњу из ОИЕ, опет уз минимизацију померене потрошње. Максимална производња која се може пласирати на тржиште из дистрибуираних извора ограничена је појавом нарушених ограничења у систему, као што су пренапони, преоптерећења и супротни токови снага. У овим анализама по први пут су уведени трошкови управљања потрошњом.

6.1 Дефиниција оптимизационог проблема

У овој секцији, дефинисан је оптимизациони проблем чији је циљ одређивање оптималних дијаграма потрошње у дистрибутивном систему са великом пенетрацијом ОИЕ, а у циљу повећања извезене енергије из ОИЕ. Као и сваки оптимизациони проблем дефинисан у претходним поглављима, и овај се може написати у следећој форми:

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

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

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

$$\mathbf{x}_l \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_u. \quad (6.4)$$

6.1.1 Дефиниција улазних и излазних променљивих

У оптимизационом проблему дефинисаном у овом раду, вектор \mathbf{x} може се дефинисати једначинама (6.5) – (6.8):

$$\mathbf{x} = [\mathbf{P} \quad \mathbf{U} \quad \mathbf{\Theta}]^T, \quad (6.5)$$

$$\mathbf{P} = [\mathbf{P}_0 \quad \mathbf{P}_1 \quad \dots \quad \mathbf{P}_i \quad \dots \quad \mathbf{P}_{n-1} \quad \mathbf{P}_n]^T, \quad (6.6)$$

$$\mathbf{U} = [\mathbf{U}_0 \quad \mathbf{U}_1 \quad \dots \quad \mathbf{U}_i \quad \dots \quad \mathbf{U}_{n-1} \quad \mathbf{U}_n]^T, \quad (6.7)$$

$$\mathbf{\Theta} = [\mathbf{\Theta}_0 \quad \mathbf{\Theta}_1 \quad \dots \quad \mathbf{\Theta}_i \quad \dots \quad \mathbf{\Theta}_{n-1} \quad \mathbf{\Theta}_n]^T, \quad \mathbf{\Theta}_1 = \mathbf{0}. \quad (6.8)$$

У једначинама (6.5) – (6.8), \mathbf{P}_i дефинише вектор непознатих снага нето потрошње у чвору i , \mathbf{U}_i дефинише вектор напона, док $\mathbf{\Theta}_i$ дефинише вектор непознатих углова напона у чвору i . Систем има $n+1$ чворова и угао напона првог чвора је усвојен за референтни, односно $\mathbf{\Theta}_0 = \mathbf{0}$. У овом поглављу, управљање потрошњом се ради на временском интервалу од једног дана са сатном резолуцијом, те због тога сваки вектор има 24 вредности које одговарају средњој сатној вредности сваке променљиве. Вектор нето потрошње \mathbf{P}_i у сваком чвору i може се представити као:

$$\mathbf{P}_i = [\mathbf{P}_i^L - \mathbf{P}_i^G]^T, \quad i=0, 1, 2, \dots, n, \quad (6.9)$$

У једначини (6.9), \mathbf{P}_i^G представља вектор средње сатне снаге производње у чвору i која је у свим чворовима, осим балансног, једнака производњи из ОИЕ, док је у балансном чвору једнака снази инјектирања из спољашње мреже. \mathbf{P}_i^L дефинише вектор непознатих средњих сатних снага потрошње у чвору i . У једначини (6.9), формално математички је претпостављено да у сваком чвору постоји и производња из ОИЕ и потрошња. У случају да се у чвору i налази производња из ОИЕ, вектор снага производње може имати вредности различите од нуле. У супротном, ово је нула вектор. За разлику од претходних анализа, вектор производње ОИЕ посматра се такође као вектор непознатих величина.

Потрошња $P_{i,t}^L$ у чвору i и произвољном сату t може се представити као сума управљивог и неуправљивог дела потрошње:

$$P_{i,t}^L = P_{i,t}^{def} + P_{i,t}^{non-def}, \quad i=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, 24. \quad (6.10)$$

У једначини (6.10), $P_{i,t}^{def}$ представља средњу снагу управљиве потрошње у чвору i и сату t , док $P_{i,t}^{non-def}$ представља средњу сатну вредност неуправљиве потрошње у

произвольном сату t и чвору i . У случају да потрошња није повезана на систем у чвору i , вектор \mathbf{P}_i једнак је нули. Коначно, вектор непознатих нето снага потрошње \mathbf{P}_i дефинисан је једначином (6.11):

$$\mathbf{P}_i = [(\mathbf{P}_i^{def} + \mathbf{P}_i^{non-def}) - \mathbf{P}_i^G]^T, \quad i=0, 1, 2, \dots, n. \quad (6.11)$$

Треба уочити да је усвојено да је вектор $\mathbf{P}_i^{non-def}$ познат и његове вредности базиране су на прогнозама снаге потрошње и познатој структури потрошње. Вектор \mathbf{P}_i^{def} представља непознат вектор који треба да се одреди уз помоћ предложеног оптимизационог алгорита. Како се све оптимизације раде на временском интервалу од 24 сата, следеће ограничење мора бити задовољено:

$$W_i = \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{non-def} \cdot \Delta t + \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{def} \cdot \Delta t, \quad (6.12)$$

где је W_i представља укупну дневну енергију потрошње у чвору i , $i= 1, \dots, n$, $\Delta t = 1h$. Ова величина се сматра познатом и њена вредност се одређује на основу прогнозе потрошње за дан унапред.

6.1.2 Дефиниција објективне функције

У овом поглављу представљен је оптимизациони проблем који има за циљ максимизацију пласиране енергије из ОИЕ на тржише електричне енергије. Као ресурс се користи оптимално просторно и временско управљање потрошњом. У анализи је примењена следећа стратегија. У случају да је оптималним просторним и временским управљањем потрошњом могуће обезбедити извоз целокупне могуће произведене енергије из ОИЕ, оптимизациона функција покушава то да одради уз минималне трошкове управљања потрошњом и минималне трошкове губитака у систему. У случају да управљањем потрошњом није могуће обезбедити извоз целокупне енергије, оптимална функција покушава да максимизује ову вредност уз минималне трошкове губитака електричне енергије. Обе објективне функције приказане су у следећим једначинама:

$$C_{exp,1} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n C_{DSM} \cdot |P_{i,t}^{def} - P_{i,t}^{def,old}| \cdot \Delta t + \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n C_{loss} \cdot P_{i,t}^{loss} \cdot \Delta t, \quad (6.13)$$

$$C_{exp,2} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n C_{capacity} \cdot P_{i,t}^G \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n-1} C_{loss} \cdot P_{i,t}^{loss} \cdot \Delta t. \quad (6.14)$$

У једначинама (6.13) и (6.14), C_{DSM} представља трошкове управљања потрошњом, C_{loss} трошкове губитака електричне енергије у анализираном систему и $C_{capacity}$ трошкове закупуљених капацитета за извоз енергије из ОИЕ. У раду је анализирана радијална мрежа, те је због тога број грана једнак n . Треба напоменути да су у релацијама (6.13) и (6.14), као и даљим анализама, ради једноставности, претпостављени јединствени трошкови губитака. Они могу бити претпостављени и на сатном нивоу у складу са динамиком цене електричне енергије на берзи.

6.1.3 Ограничења типа једнакости

У дефинисаном оптимизационом проблему постоји неколико типова ограничења типа једнакости. Најважније ограничење типа једнакости представља скуп једначина токова снага. Ова ограничења дефинисана су следећим једначинама (6.15) – (6.16):

$$P_{i,t} = U_{i,t} \cdot U_{k,t} \sum_{k=1}^n (G_{i,k} \cdot \cos(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t}) + B_{i,k} \cdot \sin(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t})), \quad (6.15)$$

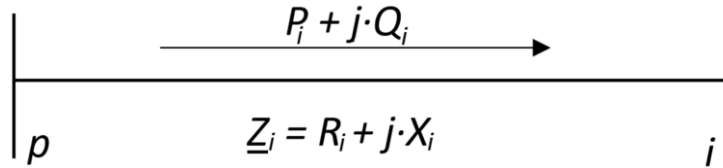
$$Q_{i,t} = U_{i,t} \cdot U_{k,t} \sum_{k=1}^n (G_{i,k} \cdot \sin(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t}) - B_{i,k} \cdot \cos(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t})). \quad (6.16)$$

У једначини (6.15), $G_{i,k}$ и $B_{i,k}$ представљају кондуктансу и сусцептансу на позицији (i,k) у матрици адмитансе мреже. Наредно ограничење дефинише губитке активне снаге на грани i :

$$P_{i,t}^{loss} = R \cdot \frac{(U_{p,t} \cdot \cos \Theta_{p,t} - U_{i,t} \cdot \cos \Theta_{i,t})^2 + (U_{p,t} \cdot \sin \Theta_{p,t} - U_{i,t} \cdot \sin \Theta_{i,t})^2}{R^2 + X^2}. \quad (6.17)$$

У једначини (6.17), p представља први чвор анализиране гране i . Ово је заправо један од два чвора који је ближи тачки напајања система (такозвани *source side* чвор). Са друге стране, i представља други чвор гране i , односно чвор који је даљи од тачке напајања. Ово је илустровано на Сл. 6.3. Поред токова снага, и овде се као и у претходном поглављу дефинише ограничење типа једнакости које обезбеђује да је преузета дневна енергија потрошача у сваком чвору пре и након управљања потрошњом иста. На овај начин, дефинише се трећи тип ограничења типа једнакости који је представљен у једначини (6.18):

$$W_i - \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{non-def} \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^{def} \cdot \Delta t = 0. \quad (6.18)$$



Сл. 6.3 Приказ ознака на грани i на којој се анализирају губици

6.1.4 Ограничења типа неједнакости

За потпуну дефиницију оптимизационог проблема, неопходно је дефинисати и ограничења типа неједнакости. У овом проблему, могуће је дефинисати три ограничења типа неједнакости:

$$\sqrt{\frac{(U_{p,t} \cdot \cos \Theta_{p,t} - U_{i,t} \cdot \cos \Theta_{i,t})^2 + (U_{p,t} \cdot \sin \Theta_{p,t} - U_{i,t} \cdot \sin \Theta_{i,t})^2}{R^2 + X^2}} \leq S_i^{\max}, \quad (6.19)$$

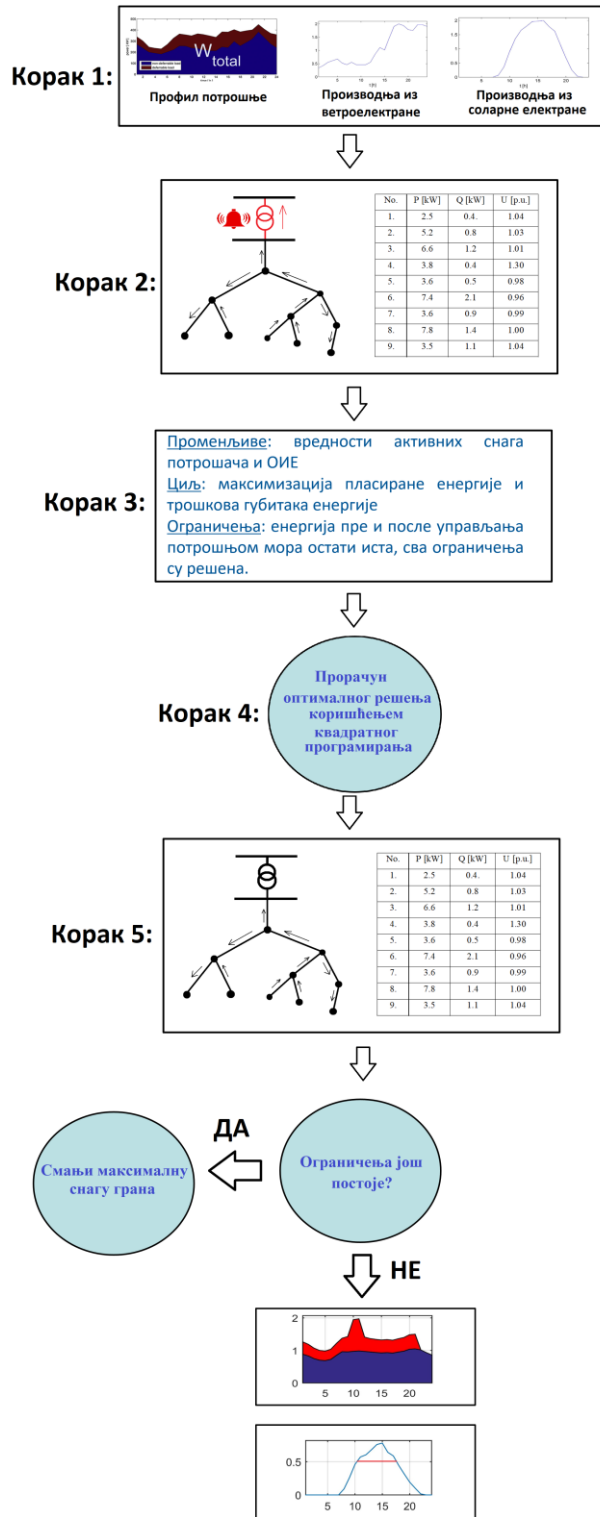
$$U_i^{\min} \leq U_{i,t} \leq U_i^{\max}, \quad (6.20)$$

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^L \leq P_{i,t}^{\max}. \quad (6.21)$$

У једначини (6.19), дефинисана је максимална привидна снага која може протичати граном i (S_i^{\max}) чиме се уважавају термална ограничења. У једначини (6.20) дефинисано је ограничење за напоне у анализираном систему док је у (6.21) дефинисано ограничење за снаге потрошње. Минимална снага потрошње је ограничена неуправљивим делом потрошње док максимална снага потрошње може бити ограничена или снагом дистрибутивног трансформатора којим се напаја потрошња (што је углавном случај) или максималним очекиваним једновременим радом уређаја.

6.2 Методологија за решавање оптимизационог проблема

У претходном одељку, представљен је релативно комплексан оптимизациони проблем који може имати веома велику димензију у случају дистрибутивне мреже са великим бројем чворова. Како прорачун оптималног решења мора да се одвија готово у реалном времену, неопходно је пронаћи методу којом ће се брзо доћи до решења. У овом поглављу, оптимизациони проблем решаван је употребом алгоритма који је илустрован на Сл. 6.4.



Сл. 6.4 Оптимизациони алгоритам

Корак 1 – дефиниција улазних променљивих

У првом кораку алгоритма, врши се дефиниција улазних променљивих. Улазне променљиве су подаци о мрежи, потрошњи и производњи из ОИЕ. Подаци о мрежи обухватају податке о топологији мреже, импедансе водова (резистанса и реактанса), као и податке о максималним снагама које могу протичати водovima и максималним и минималним прихватљивим напонима чворова. Подаци о потрошњи обухватају дијаграме потрошње за сваки потрошачки чвор са управљивим и неуправљивим делом потрошње. Подаци о производњи из ОИЕ обухватају дијаграме максималне могуће производње из ОИЕ која зависи од тренутно расположивих ресурса примарног извора енергије. Подаци о дијаграмима производње и потрошње се односе на прогнозиране дијаграме на одређеном временском хоризонту, најчешће дан унапред.

Корак 2 – прорачун иницијалног стања у систему и детекција проблема

У другом кораку, врши се прорачун прогнозираног стања у систему на основу којег је могуће одредити да ли ће доћи до нарушавања неких ограничења – пренапони, преоптерећења и супротни токови снага, који би захтевали одсецање производње из ОИЕ. Пренапони се анализирају у сваком чвору система док се преоптерећења посматрају на свакој грани мреже. У овим анализама, супротни токови снага се не анализирају као посебно ограничење, односно посматра се само да ли ће током појаве супротних токова снага доћи до преоптерећења неке од грана. Треба имати у виду да је у неким системима забрањена појава супротних токова снага, а најчешћи разлози су регулациони трансформатори који немају могућност регулације напона при појави супротних токова снага или постојећа релејна заштита. Како се анализе врше на временском интервалу од 24 сата са сатном резолуцијом, у овом кораку 24 пута се врши прорачун токова снага и за сваки сат се одређује стање система. Токови снага се рачунају помоћу Ширмохамедијевог алгоритма [147]. У случају да није дошло до нарушавања ограничења то значи да је целокупна произведена енергије из ОИЕ пласирана и није потребно вршити управљање потрошњом. У случају да је дошло до нарушена ограничења, прелази се на Корак 3

Корак 3 – дефиниција оптимизационог проблема

У трећем кораку, дефинише се оптимизациони проблем који се решава. Задати оптимизациони проблем решава се применом квадратног програмирања. Да би се могла извршити примена квадратног програмирања, неопходно је објективну функцију преставити као квадратну функцију променљивих, а ограничења типа једнакости и неједнакости линеаризовати.

У дефинисаном оптимизационом проблему, непознате величине које треба одредити су активне снаге нето потрошње у свим чворovima и свим сатима, као што је то приказано у једначини (6.5). Вредности напона и углова се добијају из прорачуна токова снага и они неће бити анализирани у овом кораку. У случају минимизације трошкова управљања потрошњом, као непознате величине посматрају се само активне снаге потрошње, док је производња из ОИЕ фиксна. Поред активних снага потрошње, као непознате величине посматрају се и балансне променљиве помоћу којих се ослобађамо апсолутне вредности дефинисане у једначини (6.13), о чему ће више бити речи при дефиницији објективне функције. У случају када је анализирана објективна функција производња из ОИЕ, посматране непознате величине су и активне снаге потрошње и активне снаге производње из ОИЕ. Једначине (6.22) и (6.23) дефинишу скуп непознатих величина за два различита оптимизациона проблема:

$$\mathbf{x} = [\mathbf{P}^L \quad \mathbf{E}]^T, \quad i=1, 2, \dots, n, \quad (6.22)$$

$$\mathbf{x} = [\mathbf{P}^L \quad \mathbf{P}^G]^T, i=1, 2, \dots, n. \quad (6.23)$$

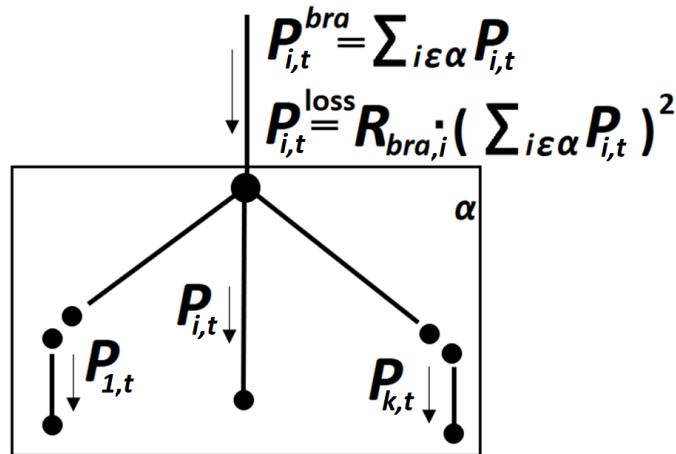
Након дефинисања скупа променљивих, треба дефинисати објективне функције. Објективне функције се могу представити једначинама (6.13) и (6.14). У једначини (6.13) фигурише апсолутна вредност која се мора некако елиминисати да би се омогућила примена квадратног програмирања. То се постиже увођењем баланских променљивих E , па се тако израз (6.13) може заменити са следећа два изрази:

$$C_{\text{exp},1} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n C_{DSM} \cdot E_{i,t} \cdot \Delta t + \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n-1} C_{\text{loss}} \cdot P_{i,t}^{\text{loss}} \cdot \Delta t, \quad (6.24)$$

$$\left| P_{i,t}^{\text{def}} - P_{i,t}^{\text{def,old}} \right| \leq E_{i,t} \Leftrightarrow -E_{i,t} \leq P_{i,t}^{\text{def}} - P_{i,t}^{\text{def,old}} \leq E_{i,t}, \quad (6.25)$$

На овај начин, циљ оптимизације више није минимизација апсолутне вредности, већ минимизација баланских променљивих E , које пак увек морају да буду веће од дефинисане апсолутне вредности. Оптимално решење се постиже када је сума променљивих $E_{i,t}$ минимална, а вредност $P_{i,t}^{\text{def}} - P_{i,t}^{\text{def,old}}$ је једнака $E_{i,t}$. Релација (6.25) тада постаје део ограничења типа неједнакости.

У једначинама (6.13) и (6.14) додатно фигуришу и трошкови губитака енергије. Како се у овом кораку не врши прорачун токова снага, губици у мрежи су представљени на следећи начин. Како се у систему анализира радијална мрежа, може се сматрати да секцијом тече снага која је једнака потрошњи свих чворова који се налазе низводно од анализираних секције. Овај приступ није скроз прецизан јер не уважава губитке снаге на низводним гранама, али је практично прихватљив ако се уважи реална претпоставка да су губици ред величине мањи од снаге која се преноси кроз водове. Ово је илустровано на Сл. 6.5 Осим претходне апроксимативне претпоставке, при прорачуну је усвојено да је напон једнак 1 р.и. у свим чворовима и да је фактор снаге једнак 1, па због тога напон и фактор снаге не фигуришу у једначинама (6.13) и (6.14).



Сл. 6.5 Прорачун губитака у анализираној мрежи

На основу Сл. 6.5 може се написати једначина за прорачун губитака сваке гране:

$$P_{i,t}^{\text{bra}} = \sum_{i \in \alpha} P_{i,t}, \quad (6.26)$$

$$P_{i,t}^{\text{loss}} = R_{bra,i} \cdot (\sum_{i \in \alpha} P_{i,t})^2, \quad (6.27)$$

У једначинама (6.26) и (6.27), $\sum_{i \in \alpha} P_{i,t}$ представља збир снаге инјектирања у свим чворовима низводно од анализираних грана i , док $R_{bra,i}$ представља отпорност анализираних грана. Како друга објективна функција остаје иста, једначина (6.14), објективне функције у овом кораку могу се описати једначинама (6.23) и (6.13).

У наредном кораку треба дефинисати ограничења типа једнакости. У овом кораку, једино ограничење типа једнакости које се дефинише се односи на то да укупна преузета дневна енергија пре и након управљања потрошњом мора остати иста. Ово ограничење дефинисано је једначином (6.18).

Након дефиниције ограничења типа једнакости, треба дефинисати ограничења типа неједнакости. Први скуп ових ограничења дефинисан је неједначином (6.25). Други скуп ограничења типа неједнакости чине минимална и максимална снага потрошње сваког чвора, дефинисана неједначином (6.21). Поред тога, за све гране за које се јавља проблем преоптерећења додаје се ограничење типа неједнакости за анализирану грану, неједначина (6.28):

$$P_{i,t}^{bra} \leq 0,95 \cdot P_i^{bra,max}, \quad (6.28)$$

Пошто се у анализираном проблему снага губитака не усваја као снага која протиче водом, као ни токови реактивних снага, као максимална вредност снаге се узима нешто мања вредност од максималне дозвољене, што је представљено редукционим коефицијентом 0,95. На овај начин, дефинисан је комплетан оптимизациони проблем који се може решавати квадратним програмирањем.

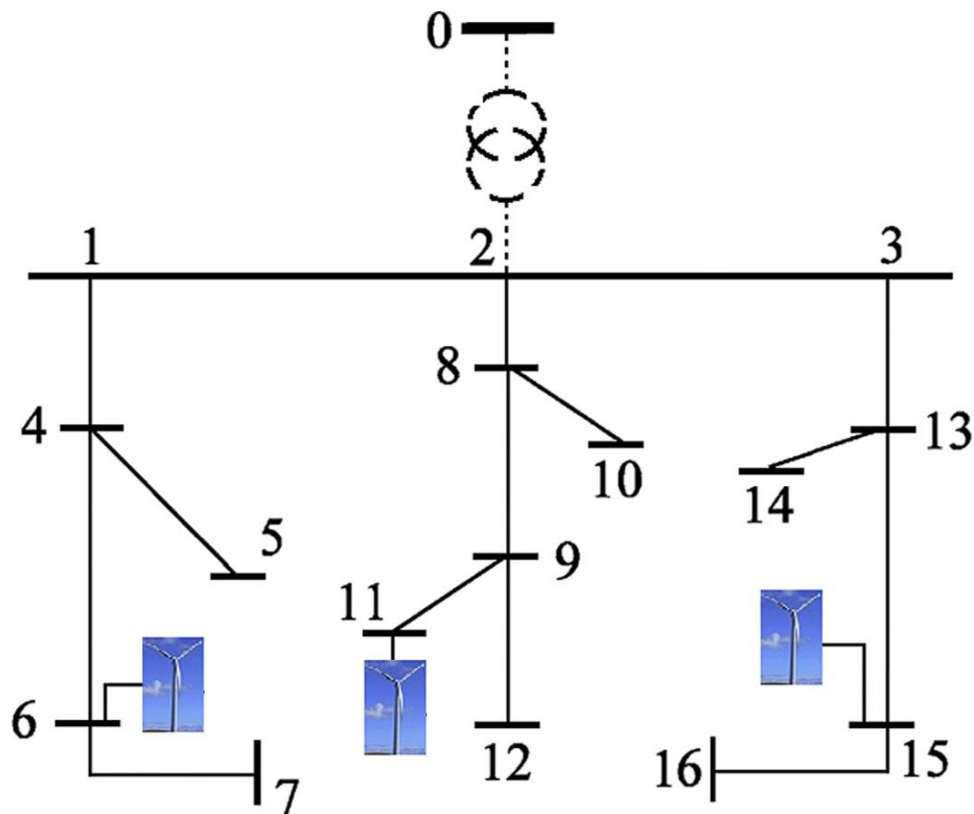
Корак 4 и 5 – прорачун оптималног решења и прорачун новог стања у систему

У четвртном кораку, дефинисани оптимизациони проблем решава се коришћењем квадратног програмирања коришћењем пакета *optimization toolbox* који се нуди у оквиру софтвера *MATLAB* [117].

У петом кораку врши се прорачун новог стања у систему. Стање у систему се рачуна као и у другом кораку. Тада се проверава да ли у систему и даље постоје нарушена ограничења. У случају да је одговор позитиван, враћамо се на корак 3, где се формира нови проблем са одговарајућим проширеним ограничењима типа неједнакости. У случају да у систему постоје проблеми само са напонима, али не и преоптерећењима и супротним токовима снага, додаје се и ограничење везано за напоне. Наиме, смањивањем оптерећења грана очекује се индиректно решавање и напонских проблема. Ако у систему постоји проблем са високим напонима, алгоритам ће итеративно смањити вредност максималне дозвољене снаге свих грана у систему (у конкретној анализи је усвојено -2% од тренутне максималне снаге грана) и опет се решава оптимизациони проблем док год се не реше напонска ограничења. У случају да у систему нема више нарушених ограничења, добија се коначно оптимално решење које у случају прве објективне функције представља нове дијаграме потрошње, а у случају друге објективне функције и нове дијаграме производње из ОИЕ.

6.3 Резултати анализа приказани на примеру дистрибутивне мреже од 16 чворова

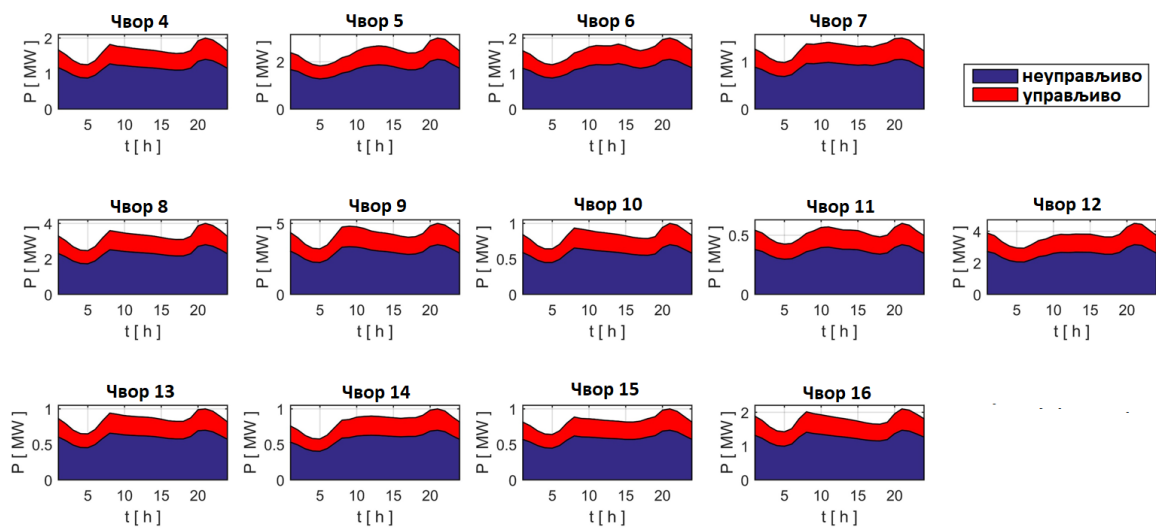
На Сл. 6.6 приказана је тополошка шема анализираног тестног система. Овај тестни систем је исти као и тестни систем приказан на Сл. 4.28, при чему је у овом случају анализирана већа пенетрација ОИЕ. Подаци о овом систему приказани су у Табели 4.9 у којој су све вредности приказане у релативним јединицама. У прорачунима у овом поглављу су усвојене базне вредности снаге и напона које износе: $S_B = 1\text{MVA}$ и $U_B = 11\text{kV}$. Ради једноставности, усвојено је да је максимална снага која може протицати водовима једнака 15MVA , док је максимална снага трансформатора 25MVA . Такође, у овој анализи је усвојено да су у систему дозвољени супротни токови снага и да је максимална вредност супротног тока снаге једнака максимално дозвољеном преоптерећењу.



Сл. 6.6 Анализирани тестни систем са 16 чворова

6.3.1 Опис потрошње и производње

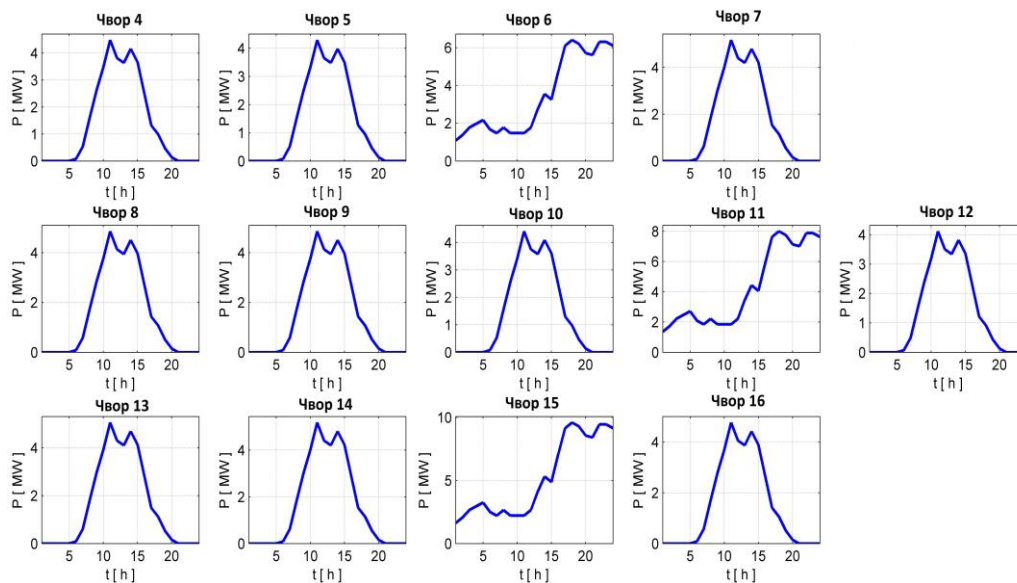
На Сл. 6.7 приказани су дијаграми потрошње потрошачких чворова са својим управљивим и неуправљивим делом, пре коришћења управљања потрошњом. У овој анализи је усвојено да је 30% потрошње управљиво у сваком сату.



Сл. 6.7 Дијаграми потрошње пре управљања потрошњом у систему са 16 чворова

Напон корена мреже једнак је 11 kV, односно 1 р.и. Што се тиче ограничења напона, усвојено је да напони у свим потрошачким чворовима морају бити између 0,95 и 1,05 р.и. Снага потрошње у сваком сату може се кретати између 70% и 140% одговарајуће сатне снаге пре управљања потрошње. На овај начин, на једноставнији начин се моделује максимална једновремена потрошња у сваком чвору. Минимална снага представља неуправљиву потрошњу. Како се у реалности може очекивати да ће дистрибутивно предузеће плаћати потрошачима за коришћење управљања потрошњом као ресурса, циљ приказаног алгоритма је максимизација пласиране производње из ОИЕ уз минимално измештање потрошње и минималне губитке у систему. Због тога је у анализи усвојено да је зарада коју дистрибутивно предузеће добија услед увећања пласмана производње из ОИЕ већа од трошка управљања потрошњом. Како су, према претпоставци о фиксној цени губитака, зарада и трошак линеарне функције, оне не утичу на добијене оптималне вредности управљачких променљивих већ само на вредност крајње објективне функције.

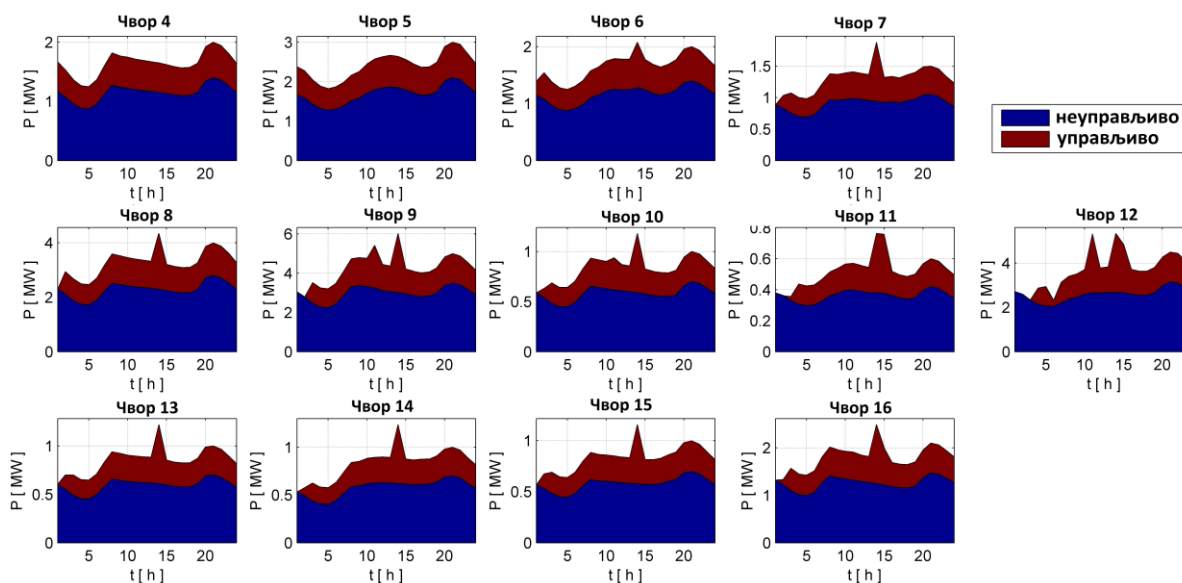
Производња из ОИЕ приказана је на Сл. 6.8. У анализи је претпостављено да су у чворовима 6, 11 и 15 прикључене ветроелектране док су у осталим чворовима прикључене фотонапонске електране.



Сл. 6.8 Производња из ОИЕ у анализираном тест систему

6.3.2 Опис извршених прорачуна

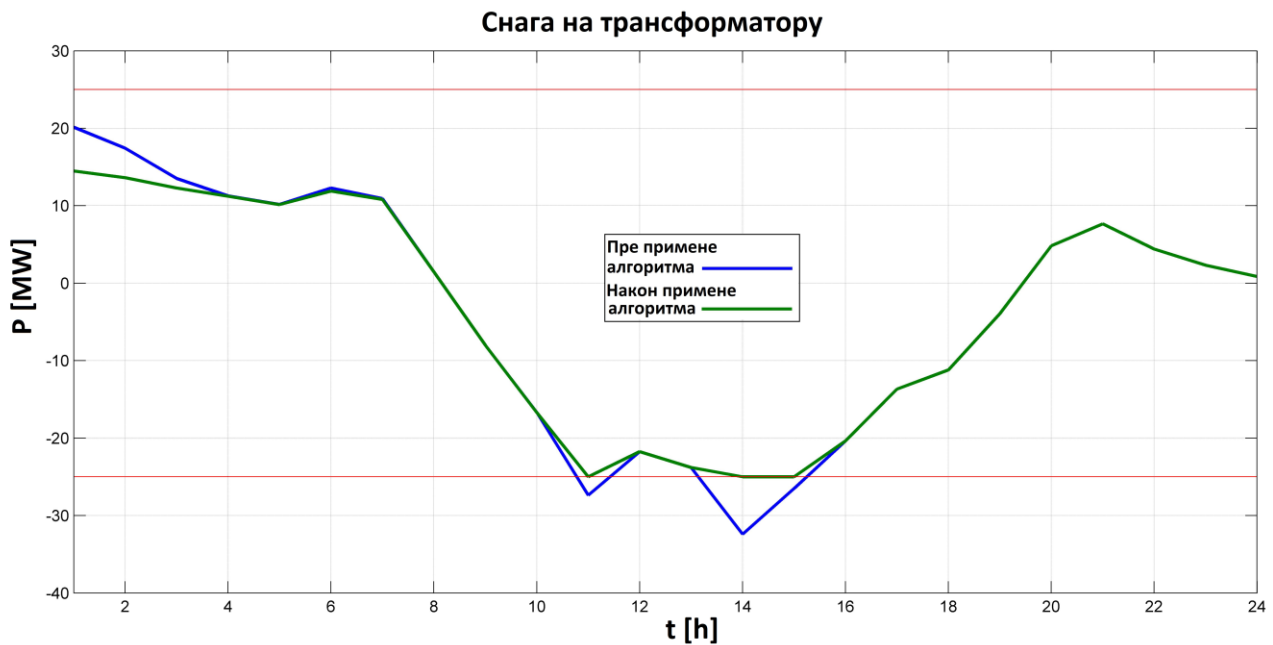
Након дефинисања параметара система извршене су две анализе. У првој анализи, посматрано је стање у систему у којем се јавља преоптерећење и супротни ток снаге на трансформатору, а које настаје услед велике производње из ОИЕ. Ово стање система настаје када су дијаграми потрошње и производње из ОИЕ исти као на Сл. 6.7 и Сл. 6.8. Анализом је утврђено да је помоћу просторног и временског управљања потрошњом могуће решити ове проблеме у систему и омогућити целокупан пласман електричне енергије из ОИЕ. Објективна функција која се том приликом решава је минимизација укупних трошкова управљања потрошњом и трошкова губитака у систему. Оптимални дијаграми потрошње приказани су на Сл. 6.9.



Сл. 6.9 Оптимални дијаграми потрошње када је могуће обезбедити комплетан извоз енергије из ОИЕ

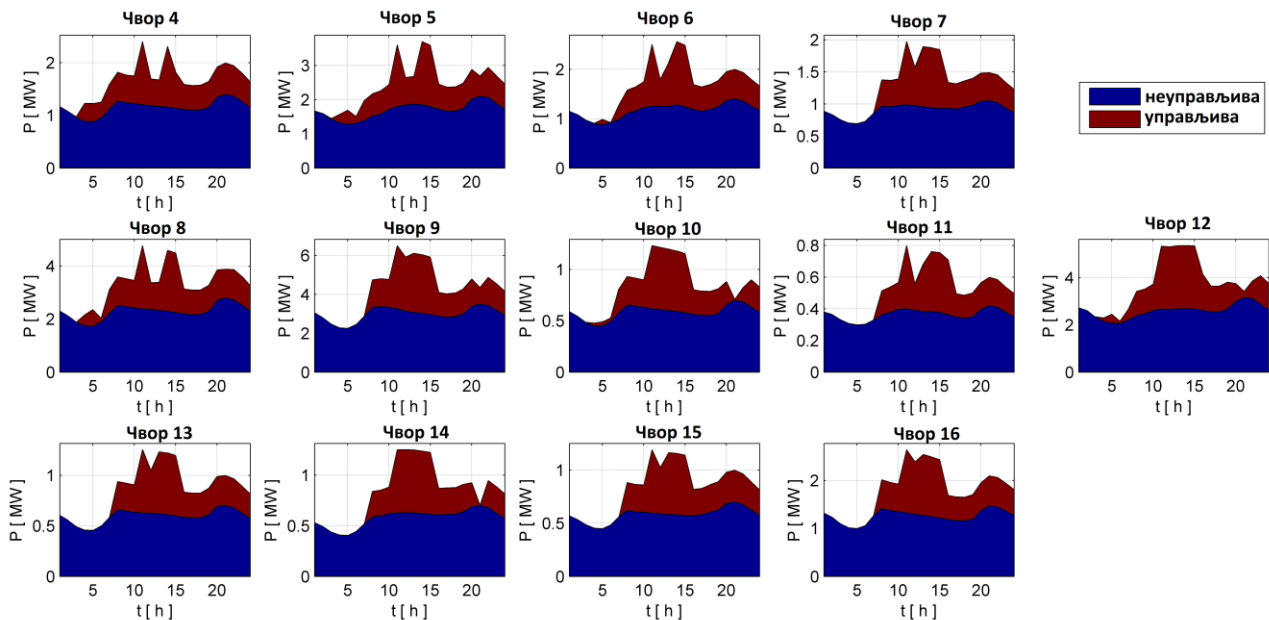
У овој анализи, да би се омогућио извоз све произведене енергије из ОИЕ неопходно је у току дана померити 11,3 MWh потрошње, што представља 1,98% укупне дневне потрошње. На овај начин, омогућен је извоз додатних 11,3 MWh електричне енергије произведене из ОИЕ, која би без управљања потрошњом морала бити исечена да не би дошло до нарушених ограничења. Са друге стране, може се сматрати да су бенефити управљања потрошњом још већи. Наиме, оптимално просторно и временско управљање потрошњом омогућава изградњу већих капацитета ОИЕ, што ће омогућити увећање производње од чак 59,9 MWh енергије из ОИЕ у односу на систем у којем нема управљања потрошњом и у којем не би било нарушених ограничења. Укупна дневна производња у том случају износи 661,42 MWh.

Поред повећања пласмана енергије из ОИЕ, постижу се и додатни ефекти. На Сл. 6.10 приказани су дијаграми снаге која протиче кроз главни трансформатор пре и након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Може се закључити да се вршно оптерећење трансформатора смањило, што је позитивно у погледу његовог старења и губитака. Негативан предзнак на графику означава супротан ток снаге на трансформатору, односно ток снаге од секундара ка примару. У овој анализи су посматрана само преоптерећења као ограничења, док супротни токови снага нису посебно анализирани.



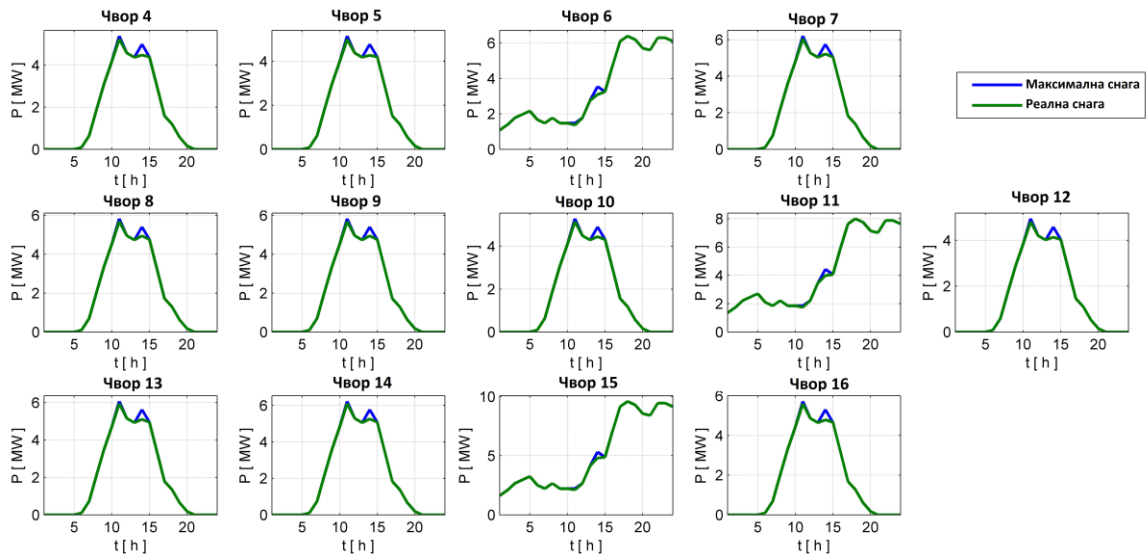
Сл. 6.10 Снага која протиче кроз трансформатор пре и након управљања потрошњом

У другој анализи, производња из фотонапонских система увећана је 20%. У том случају, нарушена ограничења није могуће решити просторним и временским управљањем потрошњом те због тога и није могуће пласирати целокупну могућу произведену електричну енергију из ОИЕ. У овој анализи, долази до преоптерећења и супротних токова снага на првој секцији трећег фидера и на трансформатору. Оптимални дијаграми потрошње приказани су на Сл. 6.11.



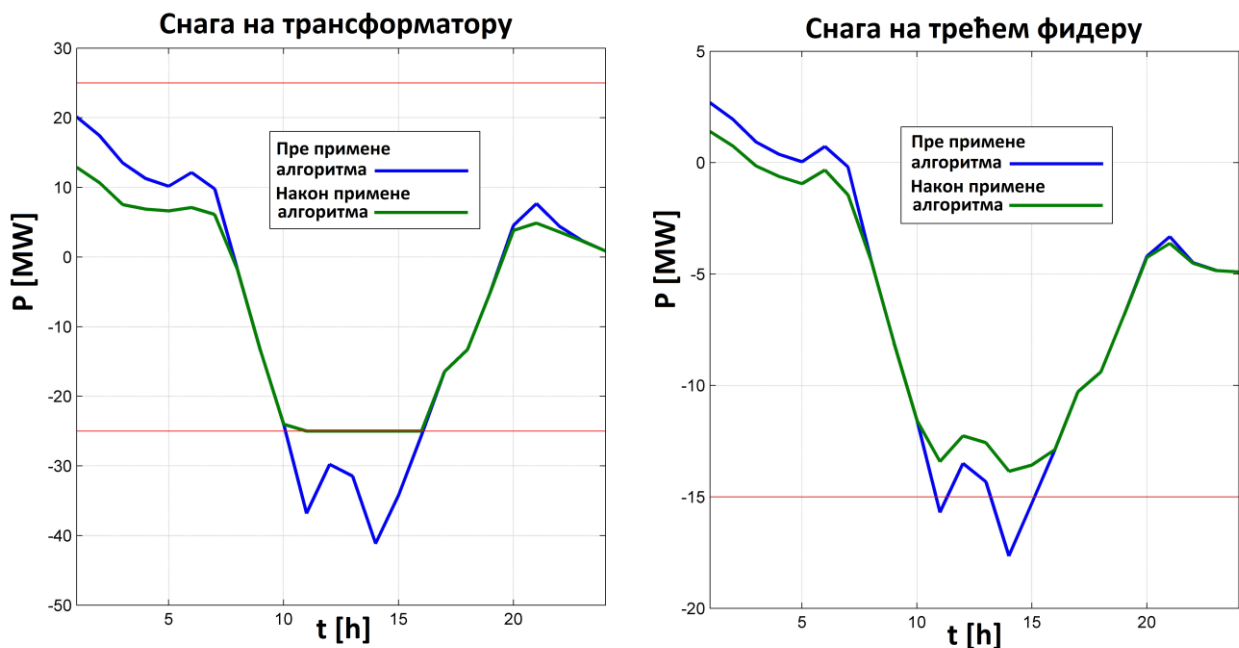
Сл. 6.11 Оптимални дијаграми потрошње када није могуће обезбедити пласман целокупне могуће производње енергије из ОИЕ

Како није могуће решити сва нарушена ограничења помоћу просторног и временског управљања потрошњом, неопходно је смањити снагу производње из ОИЕ. На Сл. 6.12 приказан је дијаграм максималне могуће производње из ОИЕ добијене на основу потенцијала примарног извора енергије и пласиране производње након лимитирања снаге ОИЕ у критичним сатима.



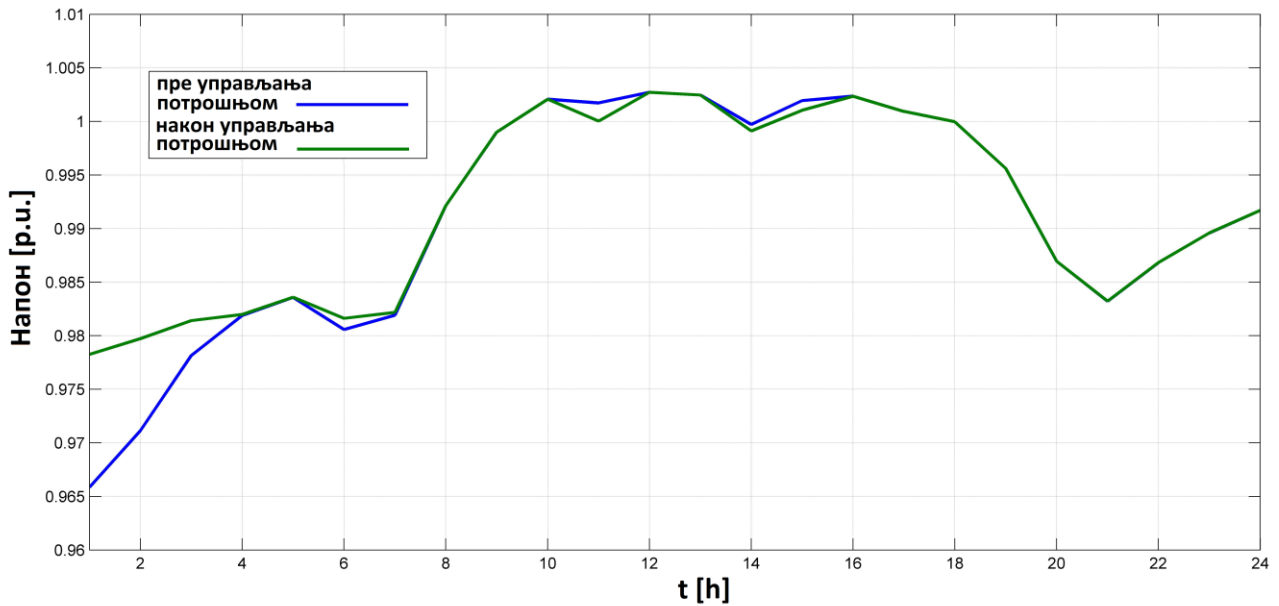
Сл. 6.12 Снага производње ОИЕ пре и након примене оптимизационог алгорита

У овој анализи, у иницијалном стању у систему без просторног и временског управљања потрошњом али са могућношћу одсецања производње из ОИЕ, добијено је да је неопходно смањити дневну производњу из ОИЕ за 49,05 MWh да би се добило стање система без нарушених ограничења. Са друге стране, ако се у анализу укључи оптимално просторно и временско управљање потрошњом, у оптималном стању је неопходно смањити дневну производњу из ОИЕ за свега 7,98 MWh, при чему је неопходно померити 41,05 MWh потрошње из једног сата у други, што представља 7,16% укупне дневне потрошње. У том случају, укупна дневна производња из ОИЕ износи 723,82 MWh. На Сл. 6.13 приказани су дијаграми снаге која протиче кроз трансформатор и прву секцију трећег фидера пре и након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом и одсецања дела производње из ОИЕ. На слици се може видети да се преоптерећење јавља и на трансформатору и на првој секцији трећег фидера. Применом предложеног алгорита, ова ограничења се решавају.

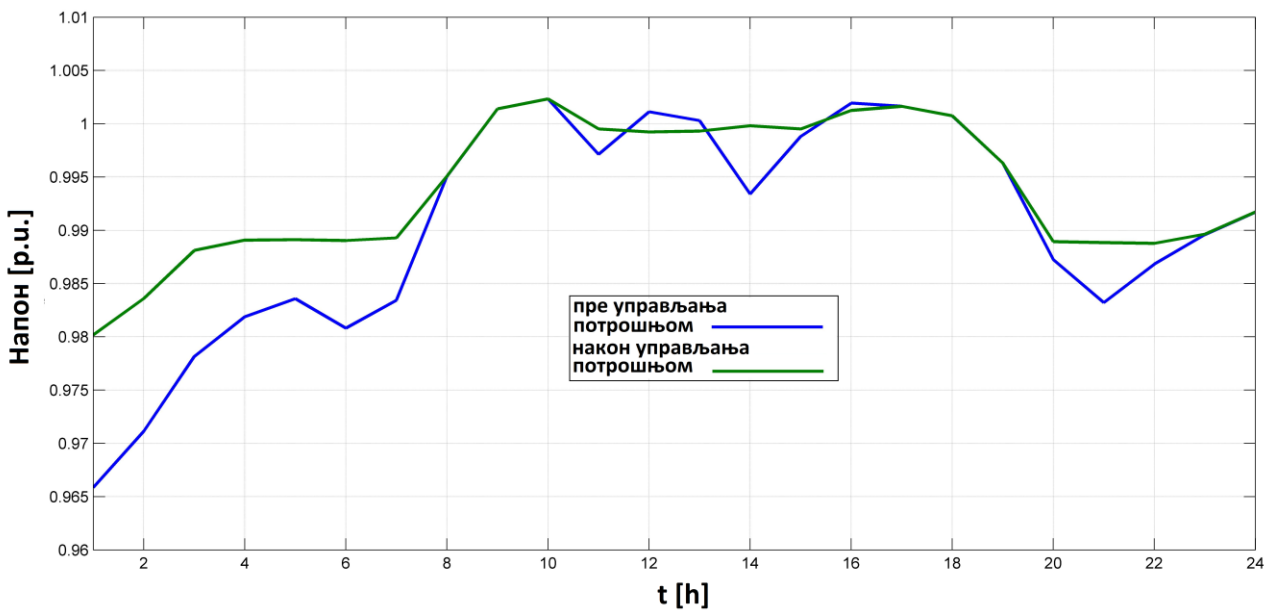


Сл. 6.13 Снага која протиче кроз графостаницу и прву секцију трећег фидера пре и након примене предложеног алгорита

У претходне две анализе, производња из ОИЕ је била ограничена појавом преоптерећења у систему. Међутим, оптималним просторним и временским управљањем потрошњом долази и до равнања дијаграма напона. На Сл. 6.14 приказани су дијаграми напона у најкритичнијем чвору са аспекта напона (чвор 13) пре и након управљања потрошњом добијени у првој анализи. На Сл. 6.15 приказани су дијаграми напона у истом чвору пре и након управљања потрошњом добијени у другој анализи. Упоредном анализом дијаграма напона може се видети да се, у оба случаја, управљањем потрошњом високи напони смањују, док се ниски повећавају, чиме се удаљавамо од доње и горње границе дозвољених напона.



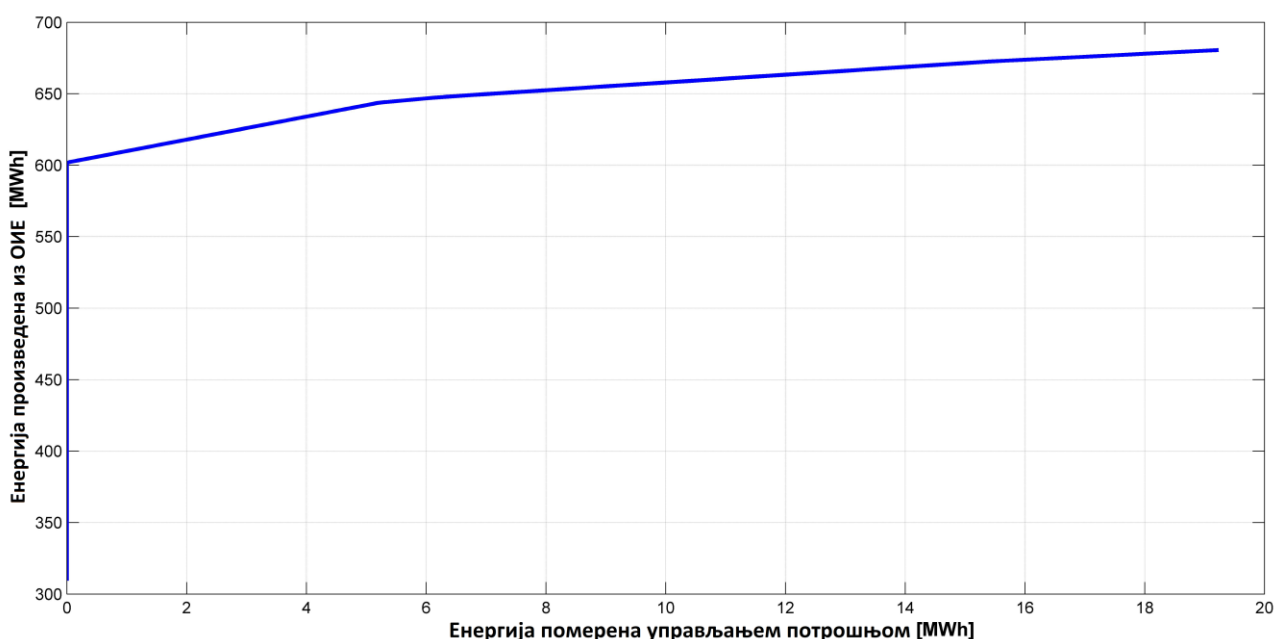
Сл. 6.14 Дијаграми напона у чвору пре и након управљања потрошњом добијени у првој анализи



Сл. 6.15 Дијаграми напона у чвору 13 пре и након управљања потрошњом добијени у другој анализи

6.3.3 Управљање потрошњом као ресурс за повећање капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ

У оквиру ове анализе, посматран је утицај просторног и временског управљања потрошњом на повећање капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ, такозвани *Hosting Capacity*. Ова анализа је урађена на следећи начин. У систему је вршено линеарно повећање производње из фотонапонских система на основу чега је прорачуната дневна производња електричне енергије. При мањем учешћу ОИЕ очекује се да се сва енергија може преузети без нарушавања ограничења. При одређеној инсталисаној снази ОИЕ, достиже се максимална вредност капацитета система и даљим увећањем инсталисаних капацитета ОИЕ долази до појаве нарушених ограничења у систему. Међутим, употребом оптималног просторног и временског управљања потрошњом, нарушена ограничења се могу решити, те је могуће наставити и увећање инсталисаних капацитета ОИЕ. На Сл. 6.16 приказана је зависност пласиране електричне енергије из ОИЕ од потрошње коју је неопходно изместити.



Сл. 6.16 Зависност произведене енергије из ОИЕ од управљиве потрошње

На Сл. 6.16 може се видети да када је у анализираном систему дневна производња из ОИЕ мања од 601,58 MWh, није неопходно вршити управљање потрошњом да би се ова енергија преузела. Ово представља максималну вредност производње која би се имала без управљања потрошњом. Повећање дневне производње из ОИЕ, до 680 MWh, могуће је остварити уз помоћ управљања потрошњом, при чему је за вредност од 680 MWh неопходно изместити 19,3 MWh потрошње, што је свега 3,39% укупне потрошње у систему. На овај начин, може се рећи да се уз помоћ просторног и временског управљања потрошњом, вредност капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ може повећати око 14%. Ове вредности су илустративне, за конкретан систем зависе од процентуалног удела различитих типова ОИЕ у укупној производњи електричне енергије, потенцијала примарних енергената (инсолација и ветар), као и места прикључења ових извора у мрежи.

6.4 Закључна разматрања

У овом поглављу приказана је методологија за спровођење оптималног просторног и временског управљања потрошњом у циљу повећања капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ. Стратегија која се примењује је следећа. Са повећањем инсталисане снаге ОИЕ, у систему у једном тренутку може доћи до нарушења основних ограничења као што су: максимална оптерећења елемената система, дозвољена вредност супротних токова снага и дозвољена вредност напона у чворовима мреже. Да би се омогућио већи пласман енергије произведене из ОИЕ, може се користити просторно и временско управљање потрошњом помоћу којег је могуће решити нарушена ограничења. У случају када је то могуће, просторним и временским управљањем потрошњом омогућава се пласман целокупне произведене енергије из ОИЕ уз минимално померање потрошње. У случају када то није могуће, оптималним просторним и временским управљањем потрошњом се максимизује вредност преузете енергије из ОИЕ. На основу добијених резултата, могуће је извући следеће закључке:

- Просторно и временско управљање потрошњом може бити значајан ресурс помоћу којег је могуће решити нарушена ограничења у систему, као што су пренапони, преоптерећења и супротни токови снага, чиме се додатно може увећати пласман производње из ОИЕ.
- Просторним и временским управљањем потрошњом могуће је повећати капацитете електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ. Резултати добијени у анализи на реалном тестном систему показују да се померањем свега 3,39% укупне потрошње пласирана енергија из ОИЕ може повећати око 14%. Ово је значајан резултат јер показује да се померањем веома малог дела управљиве потрошње може значајно повећати капацитети система за већу пенетрацију ОИЕ.
- Комбинацијом просторног и временског управљања потрошњом могуће је додатно увећати капацитете електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ.

Део резултата приказаних у овом поглављу публиковани су у раду [148].

7. ОПТИМАЛНО ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО ДИНАМИЧКО ТАРИФИРАЊЕ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ СА ОИЕ

У претходна три поглавља приказано је директно оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу оптимизације рада електроенергетског система. Код директног управљања потрошњом, оператор система има могућност да директно врши померање времена рада одређених уређаја. Предност директног начина управљања потрошњом је што омогућава правовремене и прецизне акције у циљу постизања жељених ефеката. Са друге стране, директно управљање потрошњом искључује кориснике, односно потрошаче, у доношењу одлука чиме се угрожава комфо њиховог рада. Индиректно управљање потрошњом је приступ који укључује потрошаче у доношењу одлука о временском померању потрошње. Код индиректног управљања потрошњом, оператор система кроз различите тарифе стимулише потрошаче да троше онда када је то корисно за систем. Дакле, потрошачима је остављена одлука да ли ће, и у којој мери, вршити временско измештање потрошње. Логика која се том приликом примењује је на први поглед врло једноставна – у сатима када треба форсирати потрошњу, потрошачима се енергија нуди по нижој цени и обрнуто, када треба смањити потрошњу цена електричне енергије се повећава. У овом случају потрошња се не мора делити на управљиву и неуправљиву, јер се различитим тарифама потрошачи могу стимулисати да померају и време рада такозване неуправљиве потрошње.

Динамичко тарифирање и његов утицај на рад система је тема бројних научних радова. Прва група радова бави се прорачуном цена електричне енергије у присуству ОИЕ. У овим радовима, цена електричне енергије се формира за сваки сат за наредна 24 сата. У раду [149] приказан је алгоритам за прорачун тарифа у реалном времену у присуству велике производње из ветроелектрана. У раду [150], приказан је модел за прорачун цене електричне енергије у реалном времену која има за циљ да стимулише потрошаче када ће пунити електрична возила у циљу смањивања вршног оптерећења. У раду [151], приказан је такозвани *online learning* алгоритам за прорачун цена електричне енергије. Овај алгоритам базиран је на коришћењу вештачке интелигенције која покушава да „научи” каква је еластичност потрошача на промену цене електричне енергије а све у циљу равнања дијаграма оптерећења. У раду [152] приказан је алгоритам за прорачун цена електричне енергије који уважава несигурност реакције потрошача и промене дијаграма потрошње на промену цене електричне енергије. Да би се квантификовао ефекат динамичког тарифирања на оптимално управљање системом, неопходно је познавати или предвидети одговор потрошача на промену цене електричне енергије. Одговор потрошача зависи од навика потрошача и није га једноставно предвидети. На пример, може се очекивати да ће потрошачи бољег материјалног стања мање реаговати на промену цена електричне енергије у односу на потрошаче лошијег материјалног стања. Са друге стране, потрошачи који имају могућност аутоматског управљања потрошњом, кроз рачунарске системе за управљање потрошњом (BEMS), која програмирају потрошњу према добијеним профилима цене електричне енергије, ће вероватно имати највећи одзив на промену цене електричне енергије. Друга група радова управо се бави одређивањем реакције потрошача на промену цена електричне енергије и одређивања њихове еластичности. Еластичност домаћинстава у Немачкој на промену цене електричне енергије анализирана је у раду [153]. У раду [154], извршена је квантификација односа цена електричне енергије на тржишту и вршног оптерећења. У раду [155], дат је приказ еластичности потрошње анализиран у Сједињеним Америчким Државама у периоду од 2001-2016. У трећој групи радова, анализирано је на који начин је могуће прорачунати оптималне дијаграме цена да би се добили оптимални дијаграми потрошње. У раду [156] приказан је прорачун цена електричне енергије преко којих се извршава *demand response* (DR) програм на нивоу нисконапонских потрошача. У раду [157] приказани су резултати пројекта *EcoGrid EU* у којем је анализиран утицај формирања цена електричне

енергије у реалном времену сваких 5 минута у циљу балансирања потрошње и производње из ОИЕ. У раду [158] приказано је на који начин се помоћу формирања цена електричне енергије и *DR* програма може подржати интеграција велике производње из ОИЕ у Великој Британији. У раду [159] приказан је програм формирања оптималних цена електричне енергије који уважава несигурност одзива потрошње у циљу интеграције интермитентне производње из ОИЕ.

У претходно наведеним радовима анализиран је утицај еластичности потрошње на промену цене електричне енергије, као и прорачун оптималних цена електричне енергије које на основу познате еластичности потрошње могу довести до оптималних дијаграма потрошње. На овај начин, анализирана је само временска компонента динамичког тарифирања, у којима се цена електричне енергије формира на основу познате производње из конвенционалних електрана, из ОИЕ и потрошње. Овај приступ не уважава просторну прераспodelу потрошње и производње из ОИЕ чиме се занемарује и просторна компонента формирања цена електричне енергије. У овом поглављу, анализирано је просторно и временско динамичко формирање цена електричне енергије у дистрибутивној мрежи са ОИЕ са циљем одређивања цена електричне енергије за сваки анализирани чвор. На овај начин, оператор дистрибутивног система има могућност да даље оптимизује рад система. Поред тога, у овом поглављу представљена је и матрица еластичности потрошње помоћу које је моделовано на који начин промена цене у једном сату може утицати на промену потрошње у неком другом сату. У досадашњој литератури, зависност потрошње од цене електричне енергије анализирана је само на нивоу једног сата чиме се занемарује чињеница да ће промена потрошње у једном сату која настаје услед промене потрошње у том сату сигурно довести и до промене потрошње у неком другом сату (на пример, потрошач ће раније укључити акумулациони бојлер и загрејати воду). На овај начин, увођењем матрице еластичности, очекује се да је могуће боље моделовати одзив потрошача на промену цене електричне енергије.

7.1 Дефиниција оптимизационог проблема

У овој секцији, дефинисан је оптимизациони проблем чији је циљ одређивање оптималних дијаграма цена електричне енергије за различите чворове у дистрибутивном систему са великом пенетрацијом ОИЕ. Као и сваки оптимизациони проблем дефинисан у претходним поглављима, и овај се може написати у следећој форми:

$$\min f(\mathbf{x}), \quad (7.1)$$

$$g(\mathbf{x}) = 0, \quad (7.2)$$

$$h(\mathbf{x}) \leq 0. \quad (7.3)$$

$$\mathbf{x}_l \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_u. \quad (7.4)$$

У овом поглављу, анализиран је следећи проблем. Посматра се дистрибутивна мрежа са n чворова у којима могу бити повезани и потрошачи и дистрибуирани извори енергије (ОИЕ). Како се максималном производњом интермитентних ОИЕ не може управљати, оператор система има за циљ да омогући максимални пласман ове енергије. Прогнозирани дијаграм потрошње сваког потрошача када је цена електричне енергије константна је познат, као и прогнозирана производња из ОИЕ. Такође, познат је и прогнозирани дијаграм цена електричне енергије на тржишту и по овој цени дистрибутивно предузеће купује енергију. Циљ просторног и временског динамичког тарифирања је да се крајњим потрошачима омогући што јефтинија цена електричне енергије. У том циљу, оператор дистрибутивног

система одређује цену електричне енергије за сваки појединачни чвор чиме се потрошачи стимулишу да троше онда када је то за систем најповољније. Основни захтев који се том приликом мора испунити је да је просечна цена електричне енергије сваког потрошача у току дана иста, односно да је просечна цена електричне енергије за сваки чвор у анализираном систему иста.

7.1.1 Дефиниција улазних и излазних променљивих

У оптимизационом проблему дефинисаном у овом раду, вектор x може се дефинисати једначинама (7.5) – (7.7):

$$\mathbf{x} = [\mathbf{P} \quad \mathbf{C} \quad \mathbf{P}_{\text{loss}}]^T, \quad (7.5)$$

$$\mathbf{P} = [\mathbf{P}_0 \quad \mathbf{P}_1 \quad \dots \quad \mathbf{P}_i \quad \dots \quad \mathbf{P}_{n-1} \quad \mathbf{P}_n]^T, \quad (7.6)$$

$$\mathbf{C} = [\mathbf{C}_0 \quad \mathbf{C}_1 \quad \dots \quad \mathbf{C}_i \quad \dots \quad \mathbf{C}_{n-1} \quad \mathbf{C}_n]^T, \quad (7.7)$$

У једначинама (7.5) – (7.7), \mathbf{P}_i дефинише вектор непознатих средњих сатних нето снага потрошње у чвору i док \mathbf{C}_i дефинише вектор непознатих сатних вредности цена електричне енергије у чвору i . У овом поглављу, све анализе се врше на временском интервалу од 24 часа, са сатном резолуцијом, па вектори \mathbf{P}_i и \mathbf{C}_i имају 24 елемента који одговарају редом средњој нето снази потрошње и средњој сатној цени електричне енергије. Вектор нето потрошње \mathbf{P}_i у сваком чвору i може се прорачунати као:

$$\mathbf{P}_i = [\mathbf{P}_i^L - \mathbf{P}_i^G]^T, \quad i=1, 2, \dots, n, \quad (7.8)$$

У једначини (7.8), \mathbf{P}_i^G представља вектор средњих сатних снага производње у чвору i која је у свим чворовима, осим балансног, једнака снази производње из ОИЕ док је у балансном чвору једнака снази инјектирања из спољашње мреже. \mathbf{P}_i^L дефинише вектор непознатих средњих сатних вредности снага потрошње у чвору i . У једначини (7.8), формално је математички претпостављено да у сваком чвору постоји и производња из ОИЕ и потрошња. У случају да се у чвору i налази било каква производња из ОИЕ, вектор снага производње може имати вредности различите од нуле. У супротном, ово је нула вектор.

7.1.2 Дефиниција објективне функције

Да би се дефинисао оптимизациони проблем, у првом кораку неопходно је дефинисати објективну функцију. Циљ оптимизације анализираних у овом поглављу је минимизација укупних трошкова електричне енергије коју дистрибутивно предузеће преузима од стране преносног система. Ово обухвата електричну енергију коју преузимају потрошачи, али и губитке у дистрибутивном систему. Објективна функција може се написати у следећем облику:

$$C_{\text{total}} = \sum_{h=1}^{24} C_h^{\text{eg}} \cdot (-P_{0,h}) + \sum_{h=1}^{24} C_{\text{OIE},h} \cdot P_{\text{sum},\text{OIE},h}, \quad (7.9)$$

У једначини (7.9), C_{total} представља укупне дневне трошкове преузимања електричне енергије од стране спољашне мреже, C_h^{eg} представља цену електричне енергије на тржишту, $P_{0,h}$ представља снагу инјектирања у корену дистрибутивне мреже, $C_{OIE,h}$ представља цену куповине електричне енергије из ОИЕ у сату h која не мора бити иста као на тржишту и $P_{sum,OIE,h}$ представља укупну производњу електричне енергије из ОИЕ у анализираном сату у анализираној дистрибутивној мрежи. У овој анализи се усваја да неће долазити до одсецања снаге производње из ОИЕ, односно снаге производње из ОИЕ се посматрају као познате величине и добијају се као излаз из алгоритама за прогнозу производње ОИЕ за дан унапред. У том случају, овај члан неће имати утицај на добијено оптимално решење јер ће он бити константан. Предзнак минус у члану $-P_{0,h}$ се усваја из разлога што се у корену мреже посматра снага генерисања а не снага потрошње анализираног чвора.

7.1.3 Ограничења типа једнакости

У дефинисаном оптимизационом проблему постоји неколико типова ограничења типа једнакости. Најважније ограничење типа једнакости представља скуп једначина токова снага. Ово ограничење дефинисано је следећим једначинама (7.10) – (7.11):

$$P_{i,t} = U_{i,t} \cdot U_{k,t} \sum_{k=1}^n (G_{i,k} \cdot \cos(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t}) + B_{i,k} \cdot \sin(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t})), \quad (7.10)$$

$$Q_{i,t} = U_{i,t} \cdot U_{k,t} \sum_{k=1}^n (G_{i,k} \cdot \sin(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t}) - B_{i,k} \cdot \cos(\Theta_{i,t} - \Theta_{k,t})). \quad (7.11)$$

У једначинама (7.10) и (7.11), $G_{i,k}$ и $B_{i,k}$ представљају кондуктансу и сусцептансу на позицији (i,k) у матрици адмитансе мреже. Наредно ограничење дефинише губитке активне снаге на водовима:

$$P_{i,t}^{loss} = R \cdot \frac{(U_{p,t} \cdot \cos \Theta_{p,t} - U_{i,t} \cdot \cos \Theta_{i,t})^2 + (U_{p,t} \cdot \sin \Theta_{p,t} - U_{i,t} \cdot \sin \Theta_{i,t})^2}{R^2 + X^2}, \quad (7.12)$$

У једначини (7.12), p представља први чвор анализиране гране. Ово је заправо један од два чвора који је ближи напојној грани. У овој једначини, усвојене су исте ознаке као и у једначини (6.17). Поред токова снага, и овде се као и у претходном поглављу дефинише ограничење типа једнакости које обезбеђује да је преузета енергија потрошача пре и након управљања потрошњом иста. На овај начин, дефинише се трећи тип ограничења типа једнакости који је представљен једначином (7.13):

$$W_i - \sum_{t=1}^{24} P_{i,t}^L \cdot \Delta t = 0. \quad (7.13)$$

Да би се одредили оптимални дијаграми цена електричне енергије, неопходно је приказати зависност промене дијаграма потрошње од промене дијаграма цене електричне енергије. Еластичност потрошње представља линеарну зависност промене потрошње електричне енергије од промене цене и може се представити следећом једначином:

$$\frac{\Delta P_{i,t}}{P_{i,t}} = \varepsilon_{i,t} \cdot \frac{\Delta C_{i,t}}{C_{i,t}}. \quad (7.14)$$

У једначини (7.14), $\Delta C_{i,t}$ представља промену цене електричне енергије у чвору i и сату t , $C_{i,t}$ стару цену електричне енергије у чвору i и сату t , $\varepsilon_{i,t}$ представља коефицијент еластичности цене електричне енергије у чвору i и сату t , $\Delta P_{i,t}$ представља промену потрошње електричне енергије која настаје услед промене цене и $P_{i,t}$ представља стару снагу потрошње електричне енергије пре примене динамичког тарифирања у чвору i и сату t . На овај начин, зависност промене снаге потрошње електричне енергије од промене цене електричне енергије се моделује као линеарна зависност за један анализирани тренутак. На овај начин, занемарује се чињеница да ће промена цене електричне енергије у једном сату засигурно утицати на промену снаге потрошње у неком другом сату. На пример, у случају да дође до смањивања цене електричне енергије само у једном сату, очекивано је да ће потрошачи померати потрошњу из скупљих сата у тај сат, па ће због тога доћи до смањивања потрошње чак и у сатима у којима није дошло до промене цене електричне енергије. Да би се моделовала и ова зависност, у овом поглављу уведена је матрица еластичности потрошње од промене цене електричне енергије помоћу које се моделује како ће промена цене у једном сату утицати на промену потрошње електричне енергије у неком другом сату. На основу овога, могуће је дефинисати још једно ограничење типа једнакости:

$$\frac{P_{i,h}^L - P_{i,h}^{L,old}}{P_{i,h}^{L,old}} = \sum_{j=1}^{24} \varepsilon_{h,j}^i \cdot \frac{C_{i,j} - C^{old}}{C^{old}}. \quad (7.15)$$

У једначини (7.15), $P_{i,h}^L$ представља снагу потрошње електричне енергије у чвору i и сату h након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања, $P_{i,h}^{L,old}$ представља снагу потрошње електричне енергије у чвору i и сату h пре примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања, $\varepsilon_{h,j}^i$ представља еластичност потрошње у сату h услед промене цене електричне енергије у сату j , $C_{i,j}$ представља цену електричне енергије у чвору i и сату j након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања и C^{old} представља стару цену електричне енергије пре примене оптималног динамичког тарифирања (ова цена је једнака у свим сатима).

Циљ дефинисаног оптимизационог проблема је формирање цена електричне енергије за сваки чвор анализираних дистрибутивних мрежа у циљу постизања оптималног стања у систему. Међутим, да би се осигурали једнаки услови за све потрошаче, приликом формирања нових дијаграма цена електричне енергије неопходно је да средња дневна цена у сваком анализираном чвору буде иста. Ово се може представити следећом једначином:

$$\frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} C_{i,h} = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} C_{j,h} = const, \quad i \neq j, \quad i, j = 1, \dots, n. \quad (7.16)$$

7.1.4 Ограничења типа неједнакости

За потпуну дефиницију оптимизационог проблема, неопходно је дефинисати и ограничења типа неједнакости. За сваког потрошача могуће је дефинисати очекивану максималну и минималну снагу потрошње. Ово је нешто што се може очекивати при решавању реалног проблема – без обзира на цену електричне енергије одређени део потрошње се може сматрати у потпуности неуправљив, или полу-управљив као на пример осветљење, телевизори, фрижидери, замрзивачи, итд. Са друге стране, могуће је дефинисати максималну једновремену снагу свих потрошача. На основу овога се дефинише прво

ограничење типа неједнакости које обухвата минималну и максималну снагу потрошње у сваком сату. Ово је приказано у једначини (7.17):

$$P_{i,h}^{L,\min} \leq P_{i,h}^L \leq P_{i,h}^{L,\max} . \quad (7.17)$$

У једначини (7.17), $P_{i,h}^{L,\min}$ представља минималну вредност средње снаге потрошње у чвору i и сату h док $P_{i,h}^{L,\max}$ представља максималну вредност средње снаге потрошње у чвору i и сату h . Поред тога, могуће је дефинисати и ограничење типа неједнакости којим се уважава максимална снага која може протицати кроз трансформатор којим се напаја анализирана мрежа. Ова снага једнака је снази балансног чвора па се ово ограничење може уважити на следећи начин:

$$|P_{0,h}| \leq P^{\max} . \quad (7.18)$$

У једначини (7.18), $P_{0,h}$ представља снагу балансног чвора у сату h , P^{\max} представља максималну снагу балансног чвора у оба смера. И на крају, у систему су уважена ограничења типа неједнакости којима се уважавају минимална и максимална вредност напона у свим чворовима система:

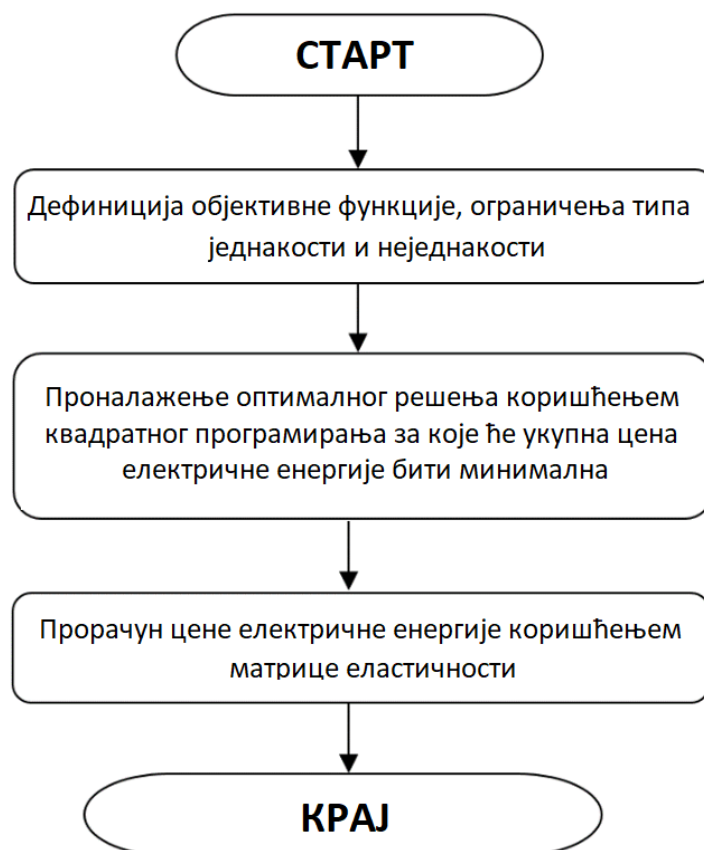
$$U_i^{\min} \leq U_{i,h} \leq U_i^{\max} . \quad (7.19)$$

7.2 Методологија за решавање оптимизационог проблема

У овом поглављу, представљен је релативно комплексан оптимизациони проблем који може имати веома велику димензију у случају дистрибутивне мреже са великим бројем чворова, због чега је неопходно пронаћи методу којом ће се брзо доћи до решења. Алгоритам коришћен у овом поглављу може се поделити на три корака.

У првом кораку, дефинише се оптимизациони проблем са свим ограничењима типа једнакости и неједнакости. Циљ оптимизације је минимизација укупних дневних трошкова електричне енергије које дистрибутивно предузеће треба да плати. Ти трошкови обухватају куповину електричне енергије коју предају потрошачима и трошкове електричне енергије за покривање губитака у систему. У овој анализи нису узети у обзир трошкови одржавања елемената система који такође зависе од оптерећења компоненти система. Објективна функција тежи равнању дијаграма потрошње, па се индиректно постижу и ефекти смањења трошкова везаних за одржавање компоненти система. Идеја која стоји иза ове објективне функције је следећа. Смањивањем трошкова дистрибутивног предузећа, смањују се и трошкови које морају платити сами потрошачи за преузету електричну енергију. На овај начин, како дистрибутивно предузеће тако и крајњи потрошачи могу имати benefite.

У другом кораку, врши се прорачун оптималних дијаграма потрошње. Коришћењем ових информација као и података о еластичности потрошње могуће је у трећем кораку одредити оптималне дијаграме цена електричне енергије за сваког појединачног потрошача. Алгоритам примењен у овом поглављу приказан је на Сл. 7.1.



Сл. 7.1 Оптимизациони алгоритам

Корак 1 – дефиниција улазних променљивих

У овом кораку, објективна функција дефинисана је једначином (7.9). Након дефинисања објективне функције, неопходно је дефинисати методу помоћу које се врши прорачун оптималног решења. И у овом поглављу се оптимално решење прорачунава коришћењем квадратног програмирања. Да би се дефинисао проблем, неопходно је извршити линеаризацију свих ограничења типа једнакости и неједнакости. Линеаризација ограничења типа неједнакости је извршена као у Поглављу 6.

Корак 2 – проналажење оптималног решења

У другом кораку, на основу дефинисаног проблема врши се прорачун оптималног решења. Прорачун оптималног решења је вршен помоћу оптимизационог пакета у оквиру софтвера *MATLAB*. Оптимално решење обухвата дијаграме потрошње свих потрошачких чворова у анализираном систему.

7.2.3 Корак 3 – одређивање оптималних дијаграма цена електричне енергије

У трећем кораку, врши се прорачун оптималних дијаграма цена електричне енергије које се одређују на основу прорачунатих оптималних дијаграма потрошње. Оптималне цене електричне енергије се одређују решавањем следећег система једначина:

$$\frac{C_{i,j} - C_i^{old}}{C_i^{old}} = \sum_{j=1}^{24} (\varepsilon^{-1})_{h,j}^i \cdot \frac{P_{i,h}^L - P_{i,h}^{L,old}}{P_{i,h}^{L,old}}, \quad (7.20)$$

$$\frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} C_{i,h} = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} C_{j,h} = const, \quad (7.21)$$

$$\sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{24} C_{i,h} \cdot P_{i,h} = C_{total} \cdot \quad (7.22)$$

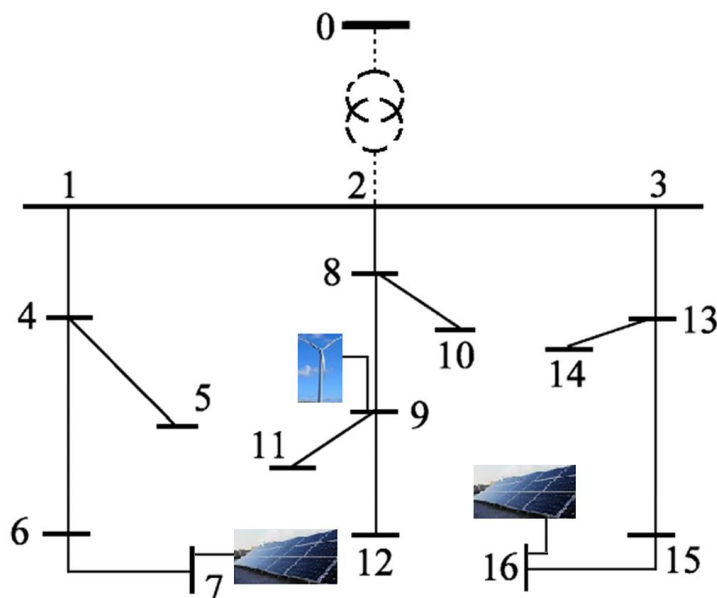
Једначина (7.20) дефинише однос нових и старих цена електричне енергије које се добијају на основу добијених оптималних дијаграма потрошње и матрице еластичности потрошње. У овом поглављу, претпостављено је да старе цене електричне енергије имају исту вредност у свих 24 анализирана сата у свим чворовима, док нове цене електричне енергије могу имати различите вредности у различитим сатима, као и у истом сату у различитим чворовима. Како је у овом поглављу претпостављено да су матрице еластичности потрошње познате, као и стари и нови дијаграми потрошње, однос нових и старих цена електричне енергије се лако може прорачунати из једначине (7.20). У једначини (7.21) дефинисано је да средња цена електричне енергије након примене динамичог тарифирања мора остати иста, чиме се обезбеђују једнаки услови за све потрошаче. На крају, дефинише се ограничење типа једнакости које каже да се крајњи укупни трошкови преузимања електричне енергије из спољашње мреже покривају од стране потрошача. Ово је дефинисано у једначини (7.22). Трошкови преузимања електричне енергије из спољашње мреже добијају се прорачуном токова снага применом Ширмохамедијевог алгоритма, при чему се укупни трошкови добијају множењем снаге инјектирања у корену мреже са ценом електричне енергије у анализираним сатима. На те трошкове додају се и трошкови куповине електричне енергије из ОИЕ. На овај начин, дефинисани систем једначина има јединствено решење на основу којег је могуће одредити оптималне дијаграме цена електричне енергије у сваком анализираном чвору.

7.3 Резултати анализа приказани на примеру дистрибутивне мреже од 16 чворова

На Сл. 7.2 приказана је тополошка шема анализираног тестног система. Овај тестни систем је исти као и тестни систем приказан на Сл. 4.28 и Сл. 6.6, при чему су у овом случају промењене тачке повезивања одређених типова ОИЕ. У систему је претпостављено да су у чворовима 7 и 16 прикључене фотонапонске електране, док је у чвору 9 прикључена ветроелектрана. Подаци о овом систему приказани су у Табели 4.9 у којој су све вредности приказане у релативним јединицама. У прорачунима су усвојене базне вредности снаге и напона као и у претходним поглављима и оне износе: $S_B = 1 \text{ MVA}$ и $U_B = 11 \text{ kV}$. Усвојена максимална привидна снага трафостанице износи 25 MVA. Такође, усвојено је да су у систему дозвољени супротвни токови снага и да је максимална вредност супротног тока снаге једнака максимално дозвољеном преоптерећењу. Да би се одредила матрица еластичности, неопходно је вршити мерење одзива потрошње на промену цене електричне енергије, што је изван оквира ове дисертације. Због тога, матрица еластичности је формирана на следећи начин. Како промена цене у једном сату највише утиче на промену потрошње у том сату, вредности чланова матрице на главној дијагонали значајно су веће у односу на вредности чланова матрице ван главне дијагонале. Са друге стране, како повећање цене у једном сату утиче на смањење потрошње у том сату, а са друге стране на повећање потрошње у осталим сатима, закључује се да су вредности чланова матрице на главној дијагонали негативне док су вредности осталих чланова матрице позитивне. Вредности чланова матрице на главној дијагонали су усвојене на основу резултата преузетих из

постојеће литературе [151 - 156], док су остале вредности претпостављене. Коначна вредност матрице еластичности потрошње приказана је у једначини (7.23):

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} -0,4 & 0,005 & \dots & 0,005 \\ 0,005 & \dots & \dots & \vdots \\ \vdots & \dots & \dots & \vdots \\ 0,005 & \dots & 0,005 & -0,4 \end{bmatrix}. \quad (7.23)$$



Сл. 7.2 Анализирани тестни систем са 16 чворова и прикључене две фотонапонске електране и једном ветроелектраном

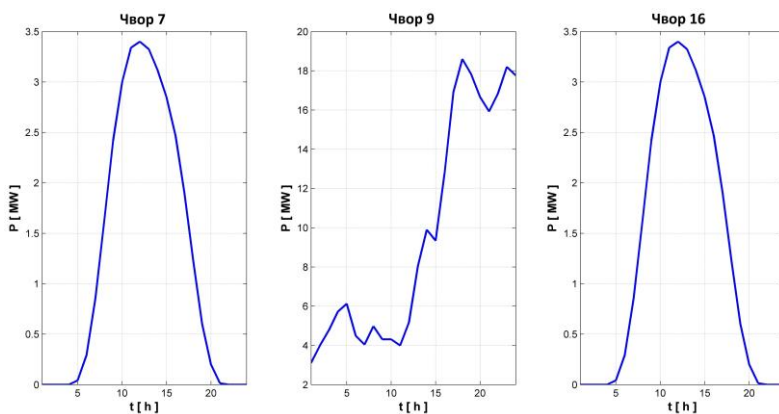
Дијаграми потрошње свих потрошачких чворова приказани су на Сл. 6.7. Разлика у односу на дијаграме приказане на Сл. 6.7 је та што се потрошња у овом случају не дели на управљиву и неуправљиву.

Напон корена мреже једнак је 11 kV, односно 1 р.и. Што се тиче ограничења напона, усвојено је да напони у свим потрошачким чворовима морају бити између 0,95 и 1,05 р.и. Снага потрошње може се кретати између 70% и 130% иницијалне снаге. На овај начин се на једноставан начин моделује максимална једновремена потрошња потрошача. У сваком случају, у самом алгоритму је могуће дефинисати било коју апсолутну вредност минималне и максималне снаге потрошње и она се може разликовати у различитим чворовима и различитим сатима.

Поред потрошње неопходно је још дефинисати и производњу из ОИЕ као и цену електричне енергије на тржишту. У овом поглављу, извршене су 4 анализе за различите дијаграме производње из ОИЕ и различите дијаграме цена електричне енергије на тржишту.

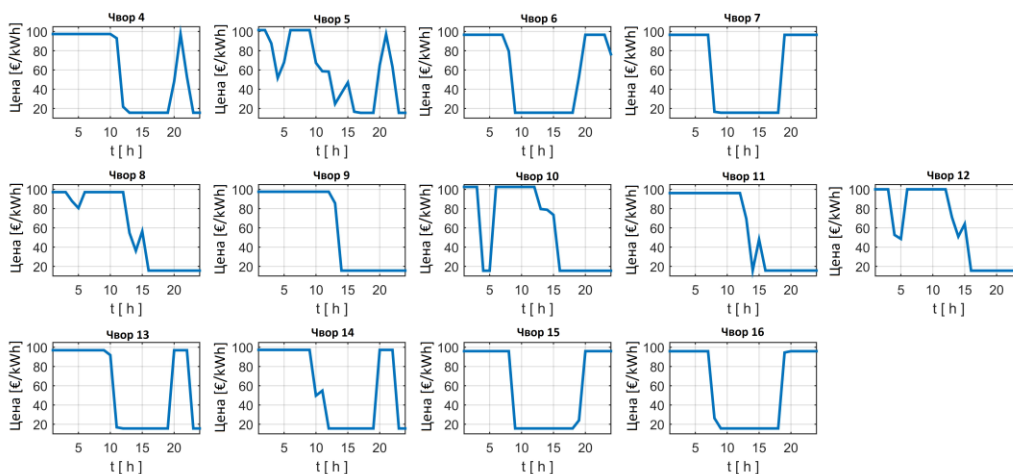
7.3.1 Прва анализа – дијаграм цена електричне енергије на тржишту је константан

У првој анализи претпостављено је да је цена електричне енергије на тржишту константна и њена вредност износи 45,76 €/MWh. На Сл. 7.3 приказан је дијаграм производње електричне енергије из ОИЕ.

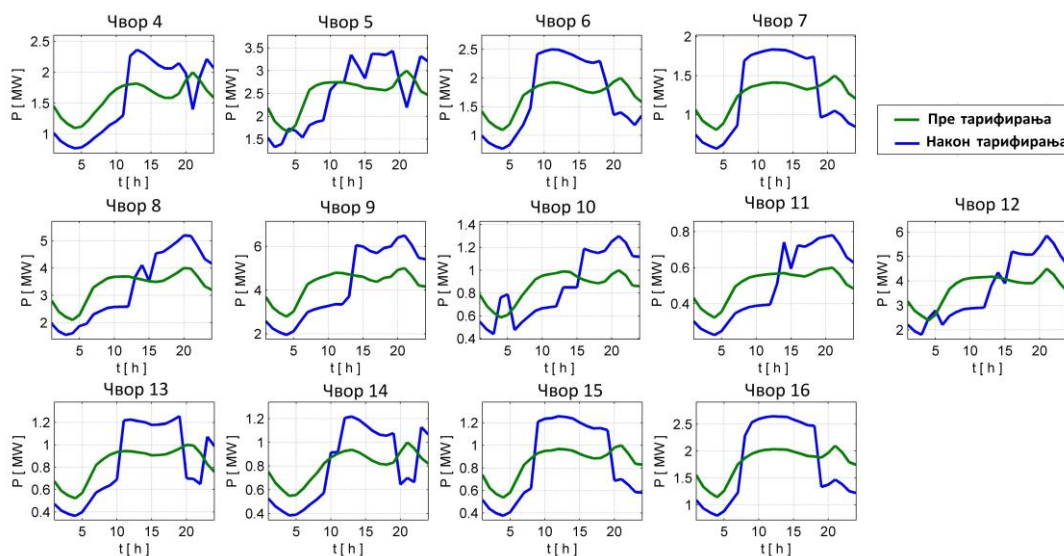


Сл. 7.3 Производња из ОИЕ у првом анализираном случају

Након дефинисања дијаграма производње извршен је прорачун оптималних дијаграма цена електричне енергије у сваком чвору анализираних система. Ови дијаграми приказани су на Сл. 7.4. На Сл. 7.5 приказани су очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања.

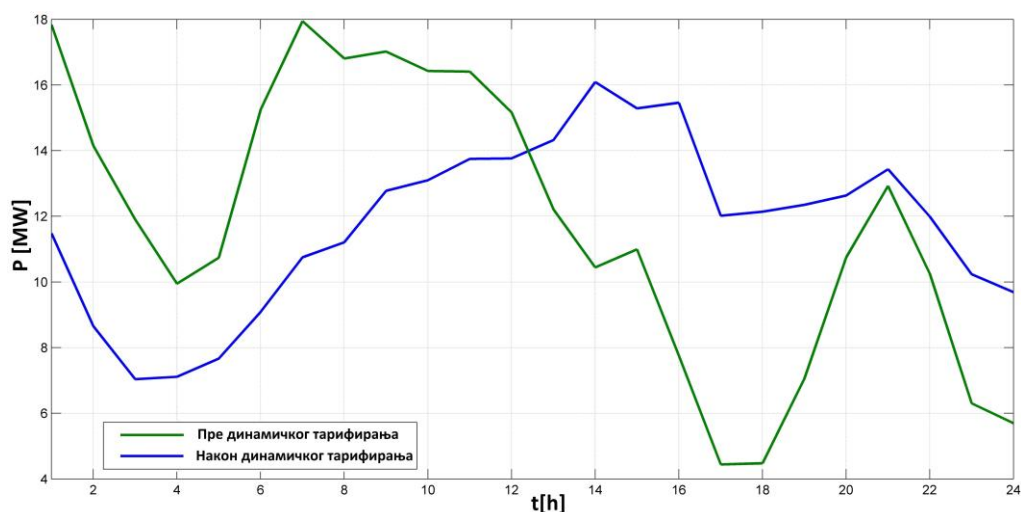


Сл. 7.4 Дијаграми цена електричне енергије у првом анализираном случају



Сл. 7.5 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања

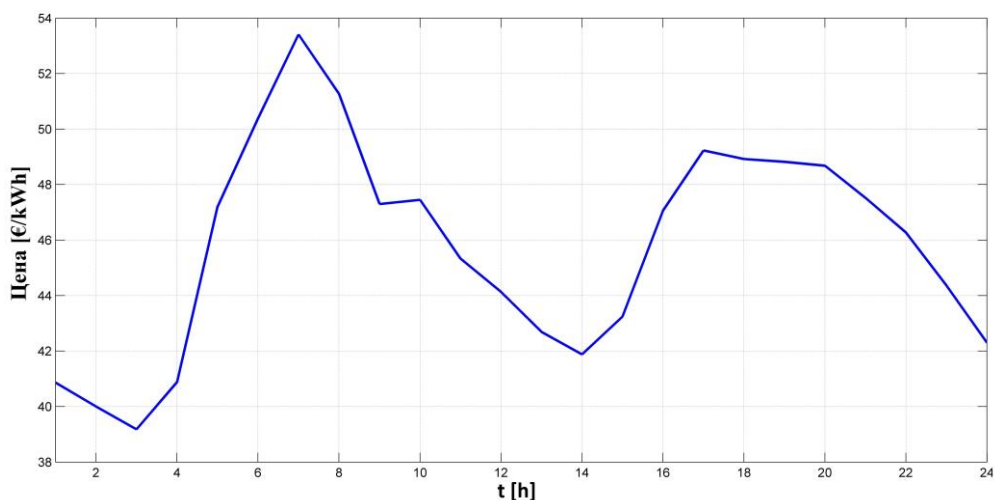
Укупан дневни трошак преузимања електричне енергије из спољне мреже и ОИЕ, једначина (7.8), пре примене динамичког тарифирања износи 26 460 €, док је вредност овог трошка након примене динамичког тарифирања 26 410 €. Финансијска добит која се овом приликом добија је врло мала, 0,2%. Ово је очекивани резултат због тога што је цена електричне енергије на тржишту у току дана константна, па се уштеде постижу само услед смањења губитака електричне енергије. Иницијални губици у систему су такође релативно мали, због присуства ОИЕ. Са друге стране, на сликама се види да потрошња на фидерима 1 и 3 прати производњу из одговарајућих фотонапонских електрана, док на фидеру 2 прати производњу из ветроелектране. На овај начин се показује да помоћу динамичког тарифирања оператор система покушава да потрошњу помера у зависности од њене локације у односу на производњу из ОИЕ. На Сл. 7.6 приказан је дијаграм снаге која протиче кроз трансформатор пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања.



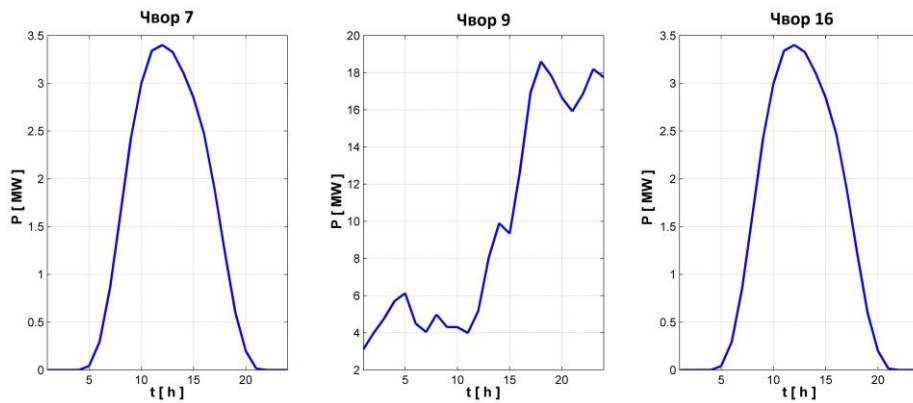
Сл. 7.6 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања

7.3.2 Друга анализа – дијаграм тржишне цене електричне енергије има мање варијације

У другој анализи претпостављено је да је цена електричне енергије на тржишту променљива и њена промена приказана је на Сл. 7.7. Овај дијаграм преузет је са европске берзе EPEX. На Сл. 7.8 приказани су дијаграми производње електричне енергије из ОИЕ.

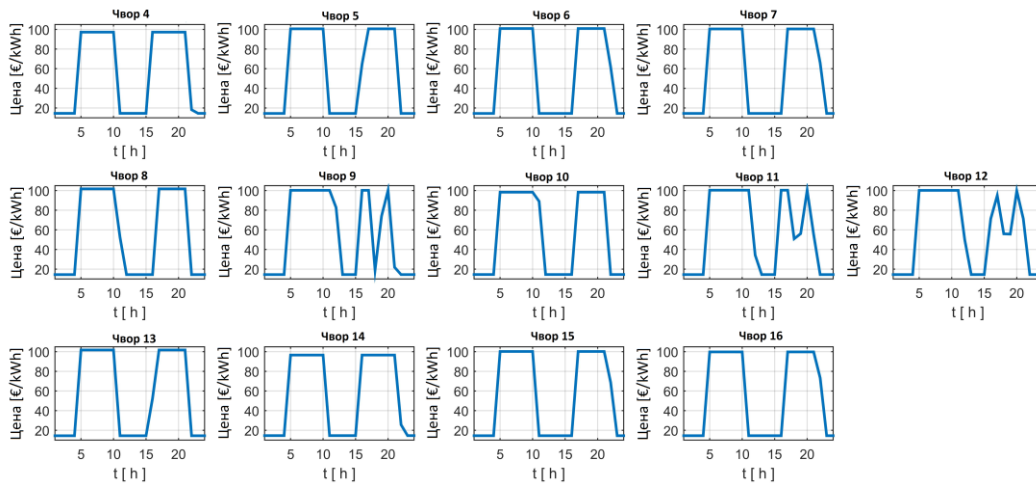


Сл. 7.7 Цена електричне енергије на тржишту у другој анализи, (извор: EPEX)

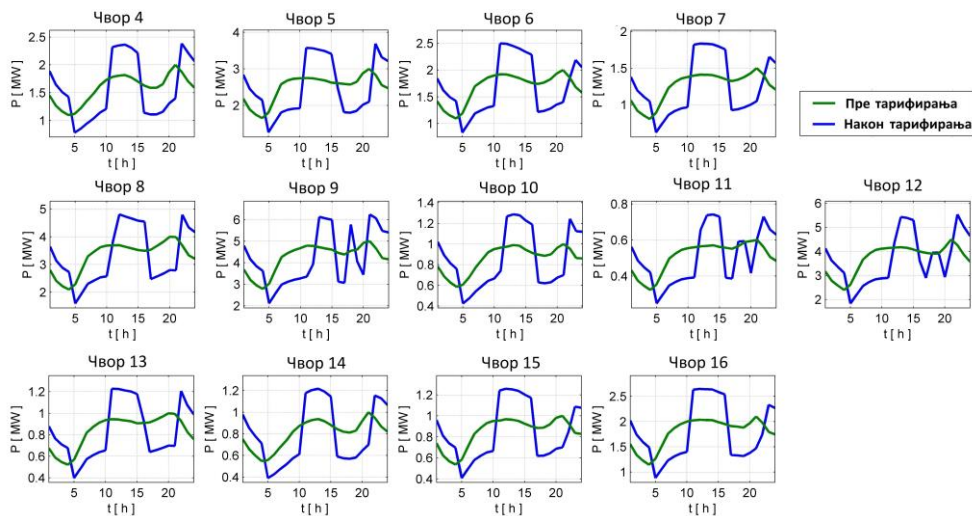


Сл. 7.8 Производња из ОИЕ у другом анализираном случају

За дефинисане дијаграме цена електричне енергије и производње ОИЕ, извршен је прорачун оптималних дијаграма цена електричне енергије у сваком чвору анализираних система. Ови дијаграми приказани су на Сл. 7.9. На Сл. 7.10 приказани су очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања.

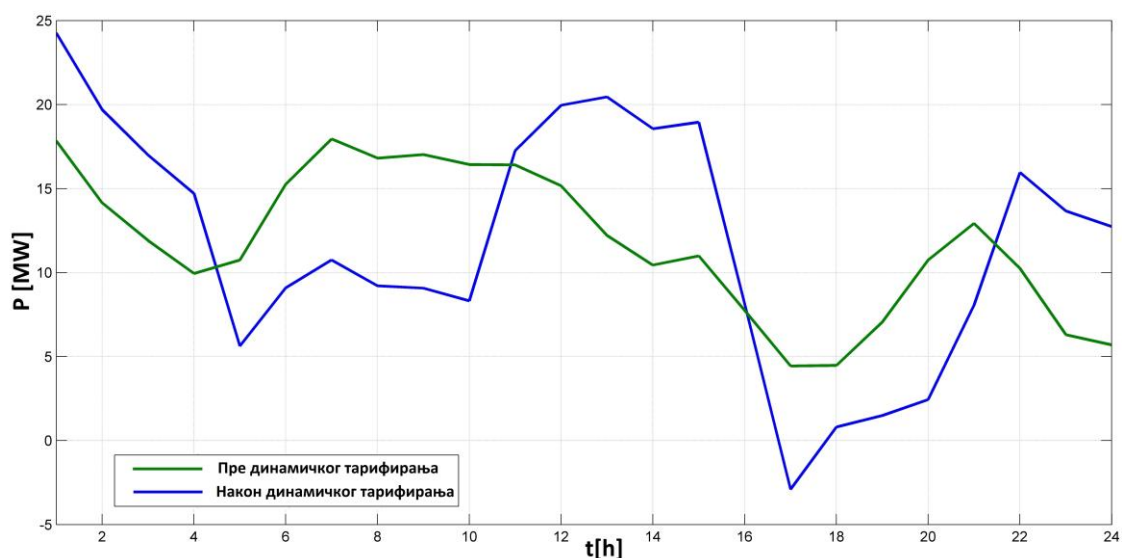


Сл. 7.9 Дијаграми цена електричне енергије у другом анализираном случају



Сл. 7.10 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања у другој анализи

Укупан дневни трошак који сноси дистрибуција пре примене динамичког тарифирања износи 26 590 €, док је вредност овог трошка након примене динамичког тарифирања 26 120 €. Ово представља 1,8% мање трошкове преузимања електричне енергије који се делом на крају и пресипају на трошкове које подносе крајњи потрошачи. Финансијска добит која се овом приликом добија настаје услед померања потрошње у сате са јефтинијом ценом електричне енергије и услед смањења губитака које у овом случају има значајно мању улогу. Ипак, на Сл. 7.10 се види да у чворовима блиским производњи из ветроелектране долази до повећања потрошње чак и у сатима са нижом ценом електричне енергије. На Сл. 7.11 приказан је дијаграм снаге која протиче кроз трансформатор пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања. У овом случају, вршно оптерећење трансформатора је веће након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања. Разлог је тај што дијаграм цена електричне енергије диктира и дијаграм потрошње, а како је цена електричне енергије најнижа након поноћи, у тим сатима и долази до највећег померања потрошње.

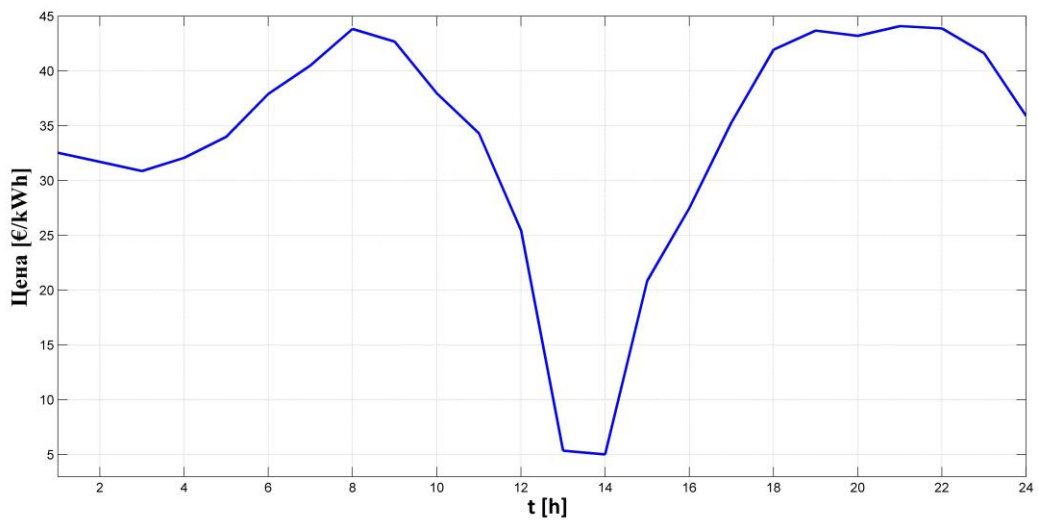


Сл. 7.11 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања

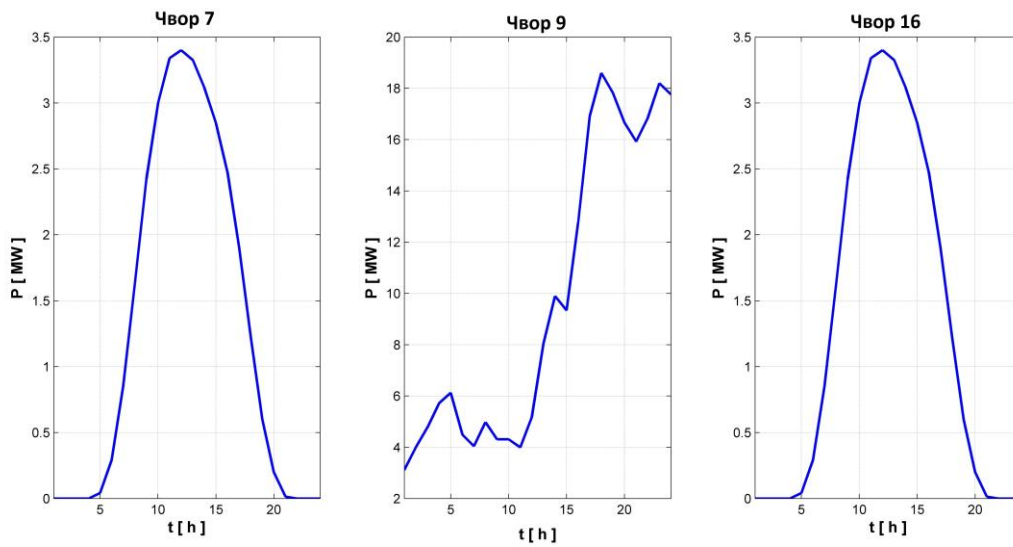
7.3.3 Трећа анализа – дијаграм тржишне цене електричне енергије има велике варијације

У трећој анализи, претпостављено је да је цена електричне енергије на тржишту променљива и њена цена приказана је на Сл. 7.12. Овакав дијаграм цена може се очекивати у сатима са јако великом производњом из фотонапонских система. На Сл. 7.13 приказани су дијаграми производње електричне енергије из ОИЕ.

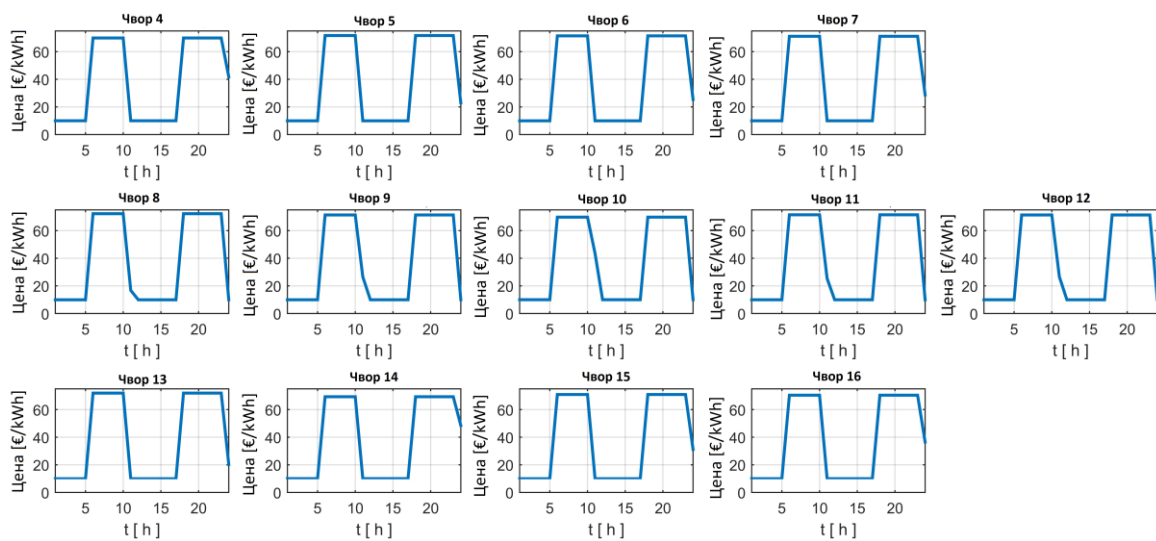
Након дефинисања дијаграма цене на тржишту и производње из ОИЕ извршен је прорачун оптималних дијаграма цена електричне енергије у сваком чвору анализираног система. Ови дијаграми приказани су на Сл. 7.14. На Сл. 7.15 приказани су очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања.



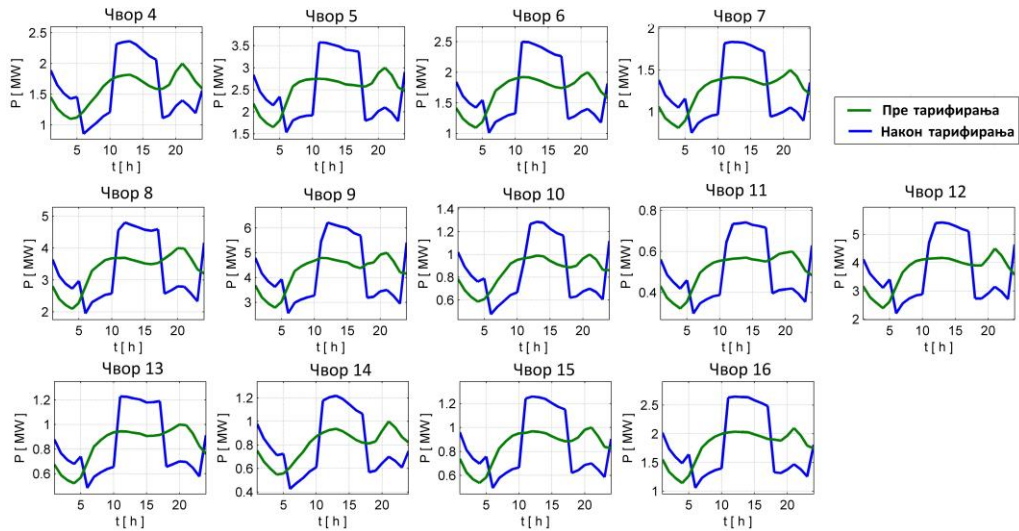
Сл. 7.12 Цена електричне енергије на тржишту у трећој анализи



Сл. 7.13 Производња из ОИЕ у трећем анализираном случају

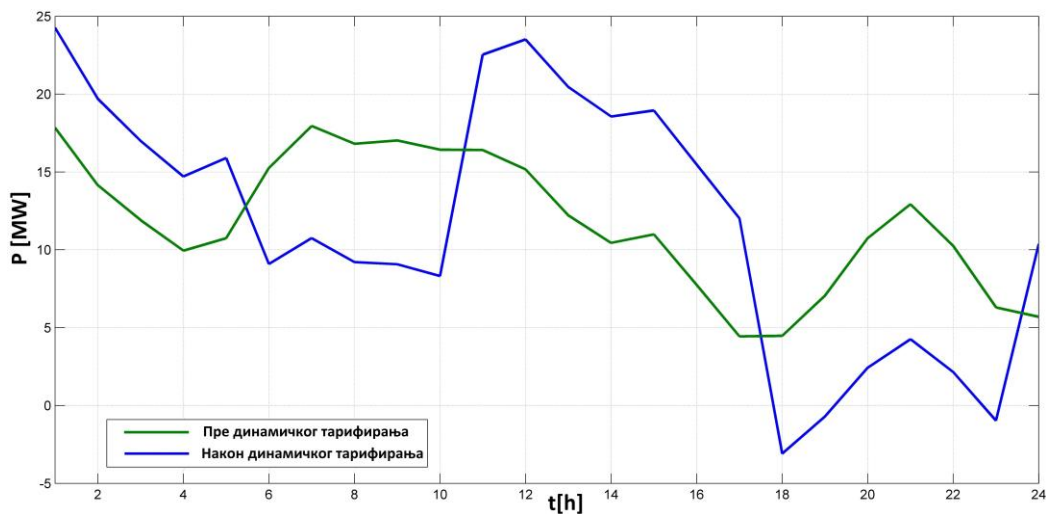


Сл. 7.14 Дијаграми цена електричне енергије у трећем анализираном случају



Сл. 7.15 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања у трећој анализи

Укупан дневни трошак који сноси дистрибуција пре примене динамичког тарифирања износи 19 580 €, док је вредност овог трошка након примене динамичког тарифирања 18 200 €. Ово представља 7,05 % мање трошкове електричне енергије који се на крају делом преливају на крајње потрошаче. На Сл. 7.16 приказан је дијаграм снаге која протиче кроз трансформатор пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања.



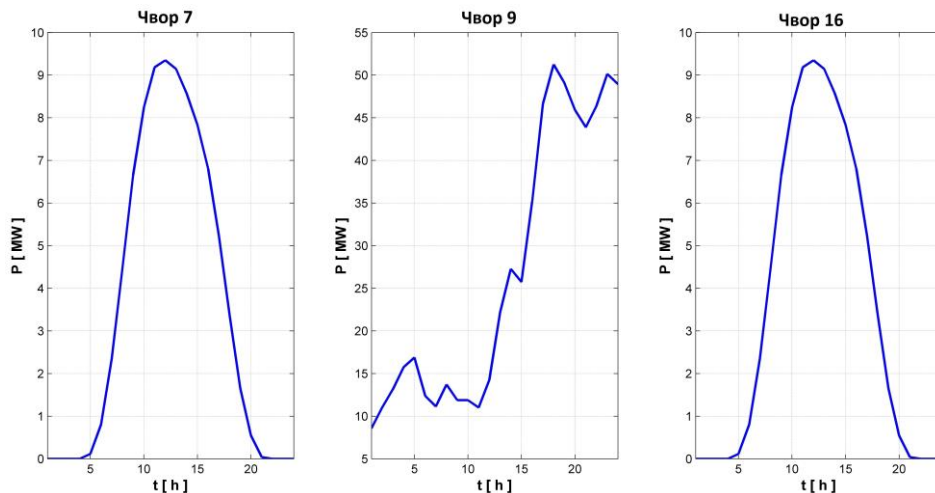
Сл. 7.16 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања

У овом случају губици електричне енергије имају веома мали утицај на промену цене електричне енергије, што се може приметити и на основу добијених резултата. Наиме, због велике разлике цене електричне енергије, дистрибуцији се исплати да у сатима са ниском ценом форсира потрошњу свих потрошача и да не размишља о губицима. Ово је могуће због тога што снага на трансформатору у овом случају ни једног тренутка не прелази дозвољене вредности, што се може видети и на Сл. 7.16. У последњој анализи ово неће бити случај. Такође, може се видети да је и у овом случају вршна снага трансформатора већа након

оптималног просторног и временског динамичког тарифирања. Разлози су исти као и у претходној анализи.

7.3.4 Четврта анализа – дијаграм тржишне цене електричне енергије има велике варијације, производња из ОИЕ је велика

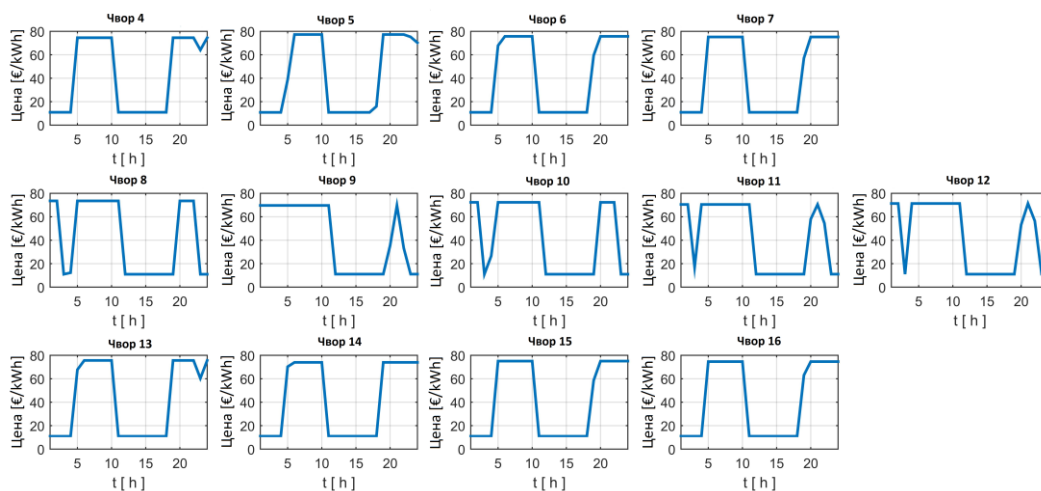
У четвртој анализи, усвојена је иста цена електричне енергије као и у трећој анализи, приказана на Сл. 7.12. На Сл. 7.17 приказани су дијаграми производње електричне енергије из ОИЕ.



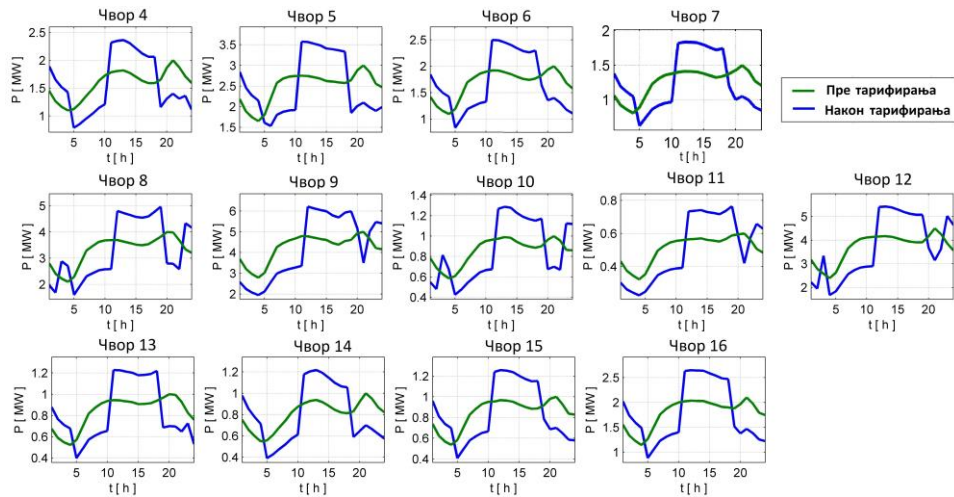
Сл. 7.17 Производња из ОИЕ у четвртм анализираном случају

Након дефинисања дијаграма производње извршен је прорачун оптималних дијаграма цена електричне енергије у сваком чвору анализираног система. Ови дијаграми приказани су на Сл. 7.18. На Сл. 7.19 приказани су очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања.

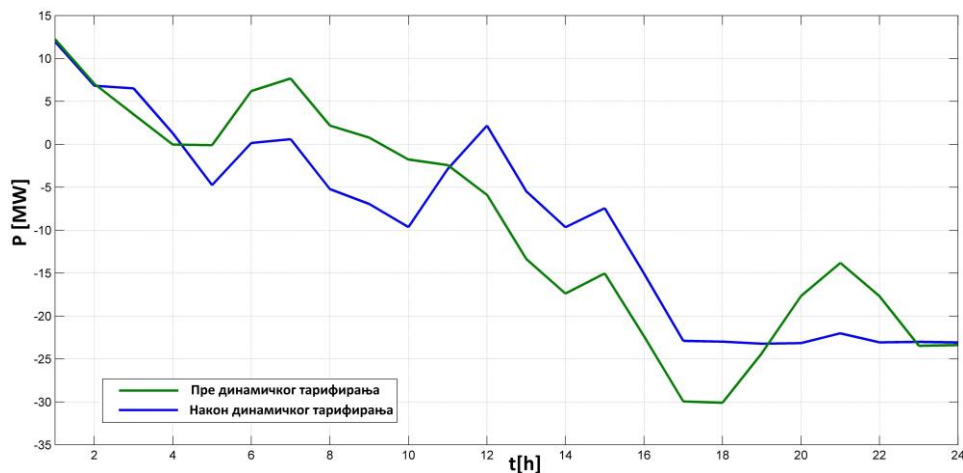
Укупан дневни трошак који сноси дистрибуција пре примене динамичког тарифирања износи 20 190 €, док је вредност овог трошка након примене динамичког тарифирања 20 570 €. Ово представља 8,2% мање трошкове електричне енергије који се на крају пресипају на крајње потрошаче. На Сл. 7.20 приказан је дијаграм снаге која протиче кроз трансформатор пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања.



Сл. 7.18 Дијаграми цена електричне енергије у четвртм анализираном случају



Сл. 7.19 Очекивани дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања у четвртој анализи



Сл. 7.20 Дијаграм размене снаге са спољашњом мрежом пре и након примене оптималног просторног и временског динамичког тарифирања

У овом случају губици електричне енергије имају већи утицај на промену цене електричне енергије крајњих потрошача у односу на трећи анализирани случај, што се може приметити и на основу добијених резултата. Наиме, као и у трећем случају, због велике разлике цене електричне енергије, дистрибуцији се исплати да у сатима са ниском ценом форсира потрошњу свих потрошача и обрнуто, да у сатима са високом тарифом форсира потрошаче да смање потрошњу. Међутим, са Сл. 7.20 се може видети да се у значајном периоду времена на трансформатору јављају супротни токови снага због велике потрошње. У одређеним сатима се јавља супротни ток санге који је већи од 25 MW, чиме напојни трансформатор постаје преоптерећен, због чега оператор система постаје принуђен да повећава потрошњу у тим сатима иако је цена електричне енергије у тим сатима скупља. Да би се постигли минимални трошкови, повећање потрошње треба да буде минимално тако да се спречи појава недозвољених супротних токова снага. Ту у причу улази просторна димензија проблема јер оператор система мора да одлучи у којим чворовима ће повећати потрошњу, а то је оптимално радити управо у чворовима блиским производњи из ОИЕ. Ово се може и потврдити на основу резултата приказаним на Сл. 7.18 и Сл. 7.19 где се види да се потрошња повећава управо у чворовима блиским производњи из ветроелектране.

7.4 Закључна разматрања

У овом поглављу приказана је методологија за одређивање оптималних дијаграма цена електричне енергије за дан унапред у циљу смањивања трошкова преузимања електричне енергије крајњих потрошача у систему са високим степеном пенетрације ОИЕ и сатном вредности цене електричне енергије на тржишту, уз ограничења напона и снага трансформатора. На овај начин, уводи се појам оптималног просторног и временског динамичког тарифирања. На основу добијених резултата, могуће је извући следеће закључке:

- Оптимално просторно и временско динамичко тарифирање значајне позитивне ефекте постиже када је цена електричне енергије променљива током дана. Тада се показује да су позитивни ефекти већи када је и већа промена цене електричне енергије. У том случају, потрошњу треба форсирати у сате са ниском ценом електричне енергије.
- Просторна координата динамичког тарифирања највише добија на значају са повећањем производње из ОИЕ. У случају када је ова производња мала и када због ње неће доћи до нарушених ограничења, просторна координата ће имати мању улогу јер ће алгоритам свакако потрошњу померати у јефтиније сате без великог утицаја на губитке. У случају када би у систему била нарушена ограничења, динамичко тарифирање мора спречити ову појаву. Тада просторна координата добија на значају. На примеру приказаном у четвртој анализи, неопходно је повећати потрошњу у сатима са великом ценом електричне енергије јер би у супротном у систему дошло до појаве недозвољене вредности супротног тока снаге на трансформатору. Тада просторна прерасподела производње из ОИЕ игра важну улогу при одређивању у којим чворовима и колико ће се потрошња повећати, а у којим ће остати на минимуму.

Динамичко тарифирање као средство за индиректно управљање потрошњом захтева изградњу одређене инфраструктуре помоћу које би потрошачи били обавештени о цени електричне енергије али и помоћу које би се рачунали трошкови потрошње. О овоме ће касније више бити речи. Међутим, постављањем овакве инфраструктуре увођење просторне координате практично не захтева никакве додатне трошкове, јер се сва промена дешава на страни софтвера, а бенефити који се том приликом могу добити су значајни.

8. ВЕРИФИКАЦИЈА АЛГОРИТАМА НА ПРИМЕРУ РЕАЛНЕ МРЕЖЕ СРБИЈЕ

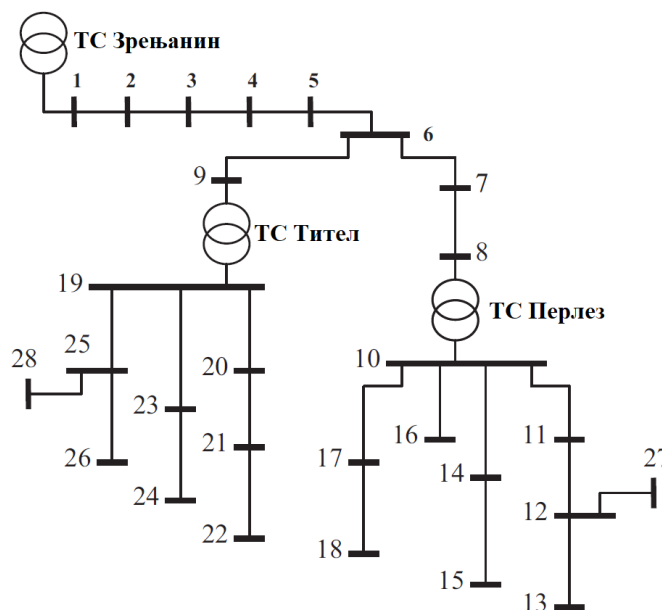
У овом поглављу, извршена је верификација неких од приказаних алгоритама на примеру реалног дистрибутивног система. Анализирани дистрибутивни систем припада Електродистрибуцији Зрењанин и он напаја највећи део околних општина Тител и Перлез. Највећи део података о анализираном систему добијени су из рада [160].

8.1 Подаци о анализираном систему

На Сл. 8.1 приказан је сателитски снимак анализираног система. На Сл. 8.2 приказана је одговарајућа једнополна шема. У Табели 8.1 приказани су подаци о анализираној мрежи.



Сл. 8.1 Сателитски снимак анализираних дистрибутивних мрежа, [160]



Сл. 8.2 Једнополна шема анализираних дистрибутивних мрежа, [160]

Табела 8.1 Подаци о анализираној мрежи, [160]

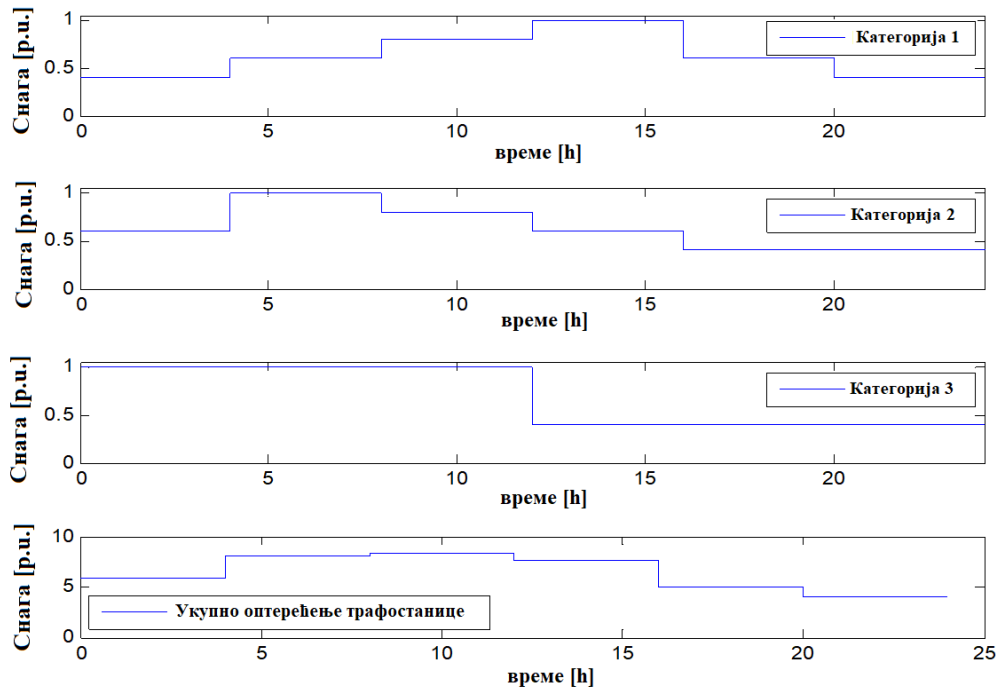
Вод	Напонски ниво [kV]	Дужина вода [km]	Површина попречног пресека [mm ²]	Отпорност [Ω]	Реактанса [Ω]
1-2	35	0,7	3x50	0,4	0,24
2-3	35	4,1	3x70	1,7	1,44
3-4	35	5,4	3x240	0,64	1,9
4-5	35	13,4	3x70	5,5	4,7
5-6	35	1,9	3x50	1,2	0,7
6-7	35	2,0	3x95	0,6	0,7
6-9	35	5,0	3x50	3	1,77
7-8	35	0,4	3x150	0,1	0,07
10-11	20	1	3x70	0,43	0,37
11-12	20	2,5	3x70	1,08	0,92
12-13	20	2	3x70	0,87	0,73
10-14	20	2	3x70	0,87	0,73
14-15	20	1,5	3x50	0,91	0,57
10-16	20	1,5	3x70	0,65	0,55
10-17	20	1,5	3x70	0,65	0,55
17-18	20	1,5	3x50	0,91	0,57
19-20	10	1	3x70	0,43	0,37
20-21	10	2	3x70	0,87	0,73
21-22	10	1,5	3x50	0,91	0,57
19-23	10	1	3x70	0,43	0,37
23-24	10	2	3x50	1,21	0,75
19-25	10	1,5	3x50	0,91	0,57
25-26	10	2	3x50	1,21	0,75
12-27	20	3	3x95	0,96	1,1
25-28	10	2	3x70	0,87	0,73

Након дефинисања параметара мреже, неопходно је обезбедити податке о потрошњи, што обухвата њен управљив и неуправљив део, као и податке о производњи из ОИЕ. Производња из ОИЕ се углавном моделује као негативна потрошња, осим у анализама у којима се омогућава и одсецање потрошње. Прибављање реалних података о потрошњи сваког чвора анализираних система веома је компликовано. Због тога, да би се добили што реалнији дијаграми потрошње, примењена је следећа методологија. На основу студије о утицају управљања потрошњом на преносни систем Србије [74], одређене су 3 категорије домаћинства:

- Домаћинства са грејањем коришћењем електричне енергије (грејање се врши коришћењем ТА пећи) и акумулационим бојлерима,
- Домаћинства са грејањем које се не врши коришћењем електричне енергије (централно грејање, плин, гас, дрва, итд) и која не користе електричну енергију за припрему санитарне топле воде (топла вода, бојлери на плин),
- Домаћинства са грејањем које се не врши коришћењем електричне енергије (централно грејање, плин, гас, дрва, итд) и акумулационим бојлерима.

За сваку категорију потрошача у студији су одређени карактеристични дијаграми потрошње за зимску и летњу сезону. Са друге стране, у дисертацији [162] приказани су карактеристични летњи и зимски дијаграм оптерећења извода трансформаторске станице (ТС) Зрењанин који напаја околна места Перлез и Тител а који заправо представља снагу корена анализираних радијалних дистрибутивних мрежа. На основу података о укупном

оптерећењу одговарајућег извода трансформаторске станице и података о карактеристичним дијаграмима потрошње, могуће је одредити удео сваке категорије потрошача у укупном дијаграму оптерећења извода трансформаторске станице. То је извршено применом следеће методологије [74]. Нека су познати дијаграми потрошње трансформаторске станице као и карактеристични нормализовани дијаграми потрошње различитих категорија потрошача, Сл. 8.3.



Сл. 8.3 Пример три карактеристична дијаграма потрошње различитих категорија потрошача и укупног дијаграма потрошње трансформаторске станице, [74]

Проблем се математички формулише на следећи начин. Нека се сви дијаграми снаге у општем случају посматрају на временском интервалу од n сати, а трансформаторска станица напаја N различитих категорија потрошача. Тада је за сваку категорију потрошача неопходно одредити коефицијенте x_1, x_2, \dots, x_N тако да дијаграм који се добија сабирањем производа одговарајућих карактеристичних дијаграма и њихових коефицијената буде исти као и дијаграм оптерећења трансформаторске станице. Ово се математички може написати у следећем облику:

$$\begin{bmatrix} P_{11} & \cdots & P_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n1} & \cdots & P_{nN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1^U \\ \vdots \\ P_N^U \end{bmatrix}. \quad (8.1)$$

У овој формули, вредности P_{i1}, \dots, P_{in} редом представљају сатне снаге карактеристичног дијаграма i -тог потрошача ($i=1, \dots, N$), док вредности P_1^U, \dots, P_N^U редом представљају сатне снаге оптерећења трансформаторске станице у сатима $i=1, \dots, n$. Систем (8.1) се може написати и у матричном облику:

$$[P] \cdot [x] = [P^U]. \quad (8.2)$$

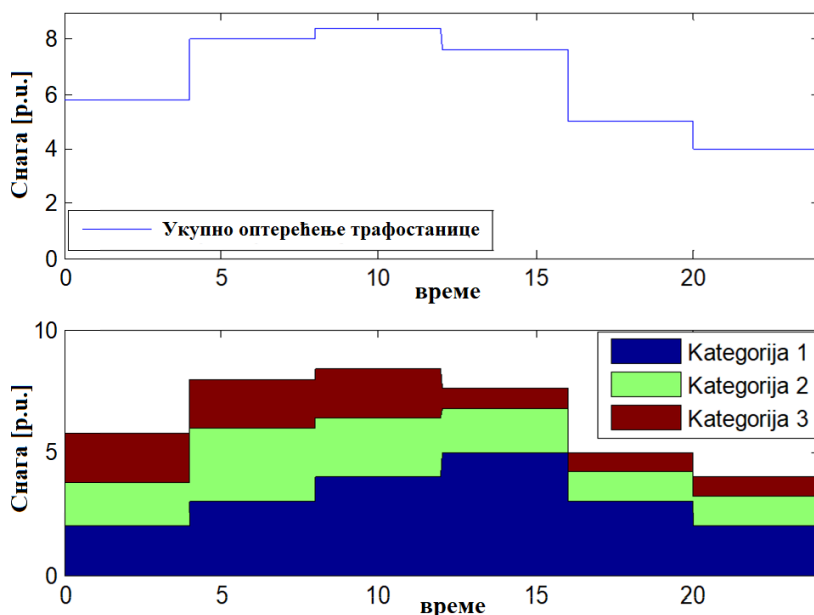
Дијаграм оптерећења извода је представљен у апсолутним јединицама, док су карактеристични дијаграми нормализовани. За све дијаграме заправо је једино битан њихов облик, те се због тога сви прорачуни могу вршити и у апсолутним и у релативним јединицама. У случају ненормализованих дијаграма, вредност коефицијената x_1, x_2, \dots, x_N ће бити скалирана за вредност помоћу које је вршена нормализација (било да је то максимална

вредност или средња вредност). Исто важи и за дијаграм оптерећења трансформаторске станице.

Како је број карактеристичних дијаграма N углавном мањи од броја сати n , може се закључити да систем има више једначина него непознатих, па да би се одредиле све непознате променљиве најбоље је применити методу минимума суме квадрата. Задатак се своди на одређивање коефицијената x_1, x_2, \dots, x_N за које ће сума квадрата разлике сумарног дијаграма карактеристичних потрошача у апсолутним јединицама и датог дијаграма оптерећења трансформаторске станице бити минимална. Тако се читав проблем математички може записати у следећем облику:

$$\min\left(\sum_{i=1}^n (P_i^U - \sum_{j=1}^N x_j \cdot P_{ij})^2\right). \quad (8.3)$$

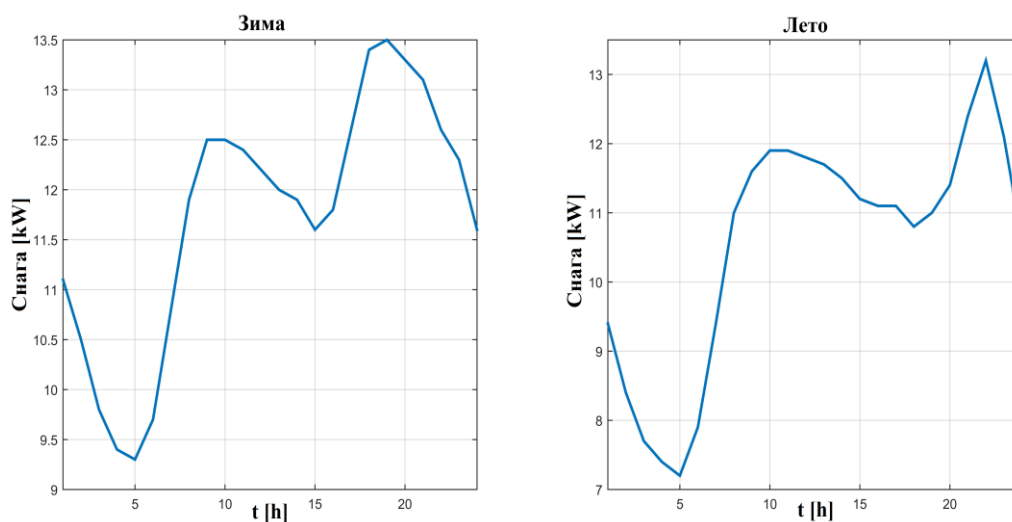
Прорачуном минимума приказане суме квадрата одређују се жељени коефицијенти. За пример са Сл. 8.3 добијени су коефицијенти $x_1=5, x_2=3, x_3=2$. Декомпоновани дијаграми потрошње приказани су на Сл. 8.4.



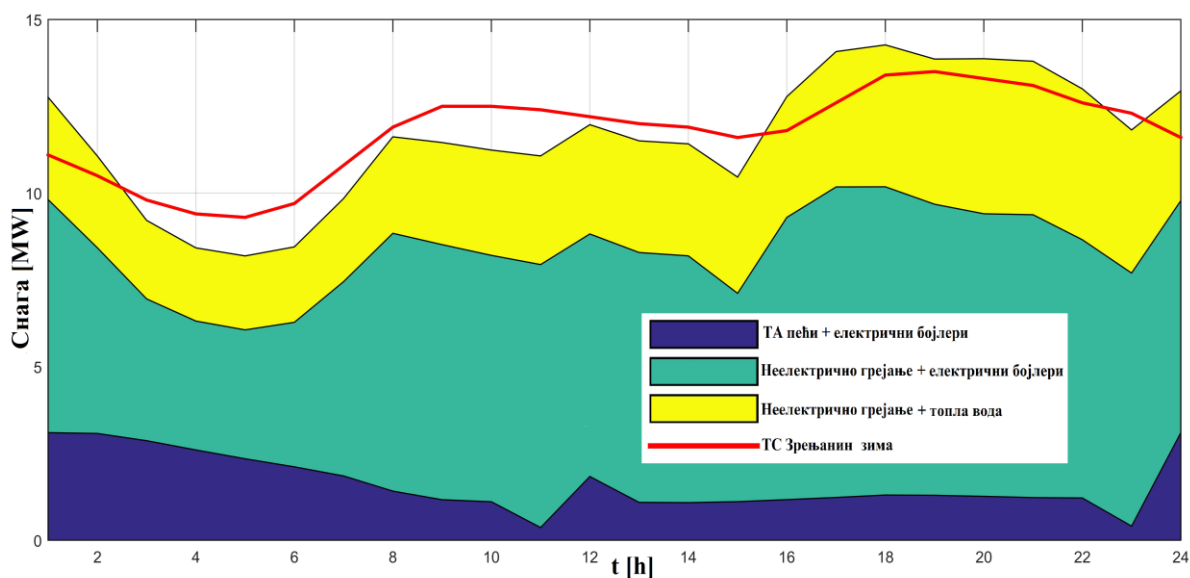
Сл. 8.4 Удео различитих категорија потрошача у укупном оптерећењу графостанице

Описана методологија примењена је и за декомпозицију потрошње која се користи у овој верификацији. На Сл. 8.5 приказани су карактеристични дијаграми потрошње извода ТС Зрењанин за зимску и летњу сезону. Са друге стране, познати су карактеристични дијаграми потрошње све три анализирани категорије потрошача, Прилог 2 [74]. Применом предложене методологије, одређен је удео сваке категорије потрошача у укупном дијаграму потрошње. Дијаграм потрошње, са приказаним уделом сваке категорије потрошача примењен је на Сл. 8.6.

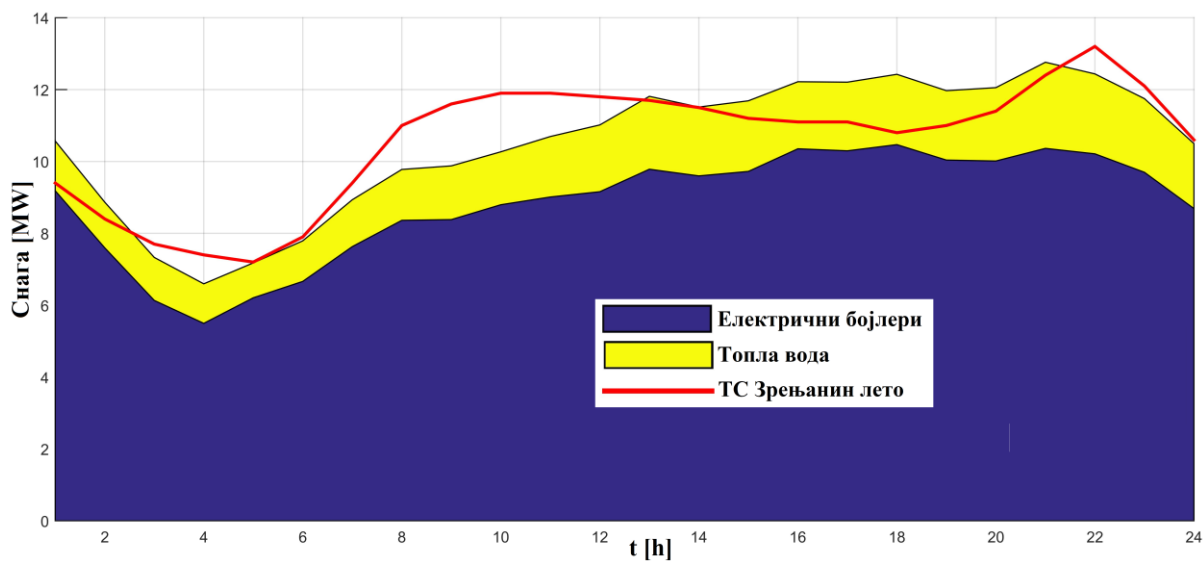
Сличном анализом извршена је декомпозиција летњег дијаграма оптерећења на различите категорије потрошача. Ови дијаграми приказани су на Сл. 8.7. За разлику од зимског дијаграма потрошње, код летњег се могу идентификовати само две категорије потрошача. Разлог је тај што се у току летње сезоне, када нема грејања, прва и трећа категорија спајају у једну, тако да се у анализама практично могу посматрати само две категорије потрошача: потрошачи са електричном припремом санитарне топле воде и потрошачи без електричне припреме санитарне топле воде.



Сл. 8.5 Карактеристични дијаграми потрошње извода ТС Зрењанин који напаја Перлез и Тител



Сл. 8.6 Декомпозиција потрошње ТС Зрењанин на различите категорије потрошача у току зиме



Сл. 8.7 Декомпозиција потрошње ТС Зрењанин на различите категорије потрошача у току лета

Након декомпозиције летњег и зимског дијаграма потрошње, у анализи је претпостављено да је структура потрошње у сваком анализираном чвору иста. Дијаграми потрошње сваког чвора затим су добијени одговарајућим скалирањем укупног дијаграма потрошње коришћењем података о максималној снази чворова, приказаним у Табели 8.2 [160].

Табела 8.2 Максимална очекивана снага сваког чвора у анализираном систему, [160]

Чвор	P_{DEMmax} [MW]
11	0,87
12	0,80
13	1,00
14	0,67
15	0,67
16	1,34
17	0,80
18	0,53
20	1,09
21	0,55
22	0,55
23	0,82
24	0,82
25	1,09
26	0,55

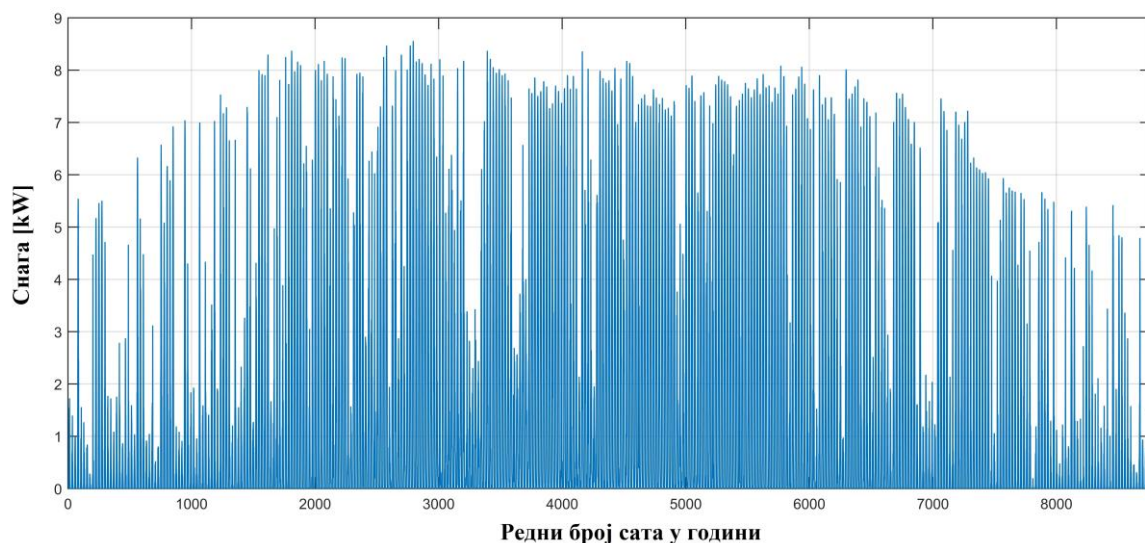
За сваку категорију потрошача познати су дијаграми управљиве и неуправљиве потрошње, Прилог 1, [74]. Ови подаци представљају улаз у све оптимизационе функције.

Како се у анализи одређују ефекти оптималног просторног и временског управљања потрошњом перспективног система са великом пенетрацијом ОИЕ, у одређеним чворовима анализираног система је претпостављено да су прикључени фотонапонски системи и ветроелектране. Подаци о тачки прикључења као и инсталисаној снази преузети су из рада [160] и приказани су у Табели 8.3.

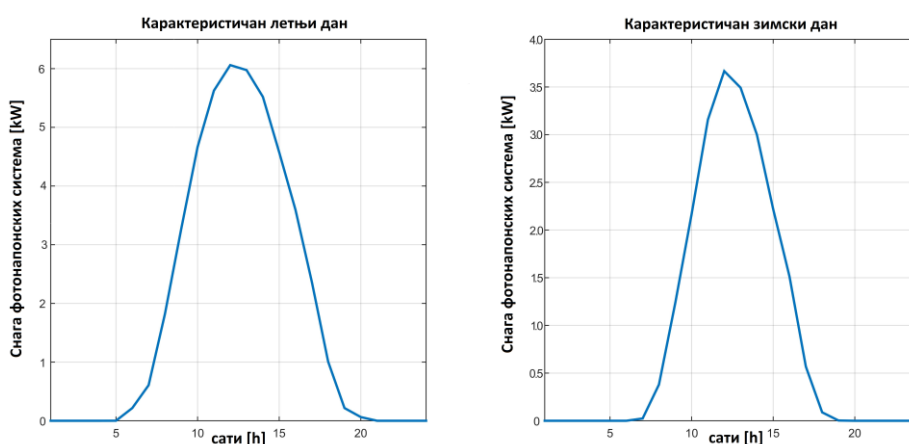
Табела 8.3 Подаци о тачки прикључења ОИЕ и њиховој инсталисаној снази, [160]

Чвор	P_{PVmax} [MW]	P_{WTmax} [MW]
5	0,5	-
9	0,8	-
11	0,6	-
13	1,0	3
14	0,8	-
15	0,8	-
16	1,5	-
17	1,0	-
18	0,8	-
19	1,5	-
20	1,2	-
21	0,6	-
22	1,0	-
23	0,8	-
26	1,0	-
27	-	3
28	3	-

Производња фотонапонских система добијена је коришћењем подата о ирадијацији и амбијенталној температури за циљну локацију добијених коришћењем бесплатног интернет софтвера PVGIS [161]. Ова апликација развијена је од стране Европске комисије. Приликом прорачуна производње фотонапонских система претпостављено је да су коришћени силицијумски модули који су хоризонтално постављени. Прорачун је извршен за фотонапонски систем инсталисане снаге 10 kW. Производња фотонапонских система инсталисаних снага приказаних у Табели 8.3 добијена је скалирањем производње фотонапонског система инсталисане снаге 10 kW. На Сл. 8.8 приказан је дијаграм производње фотонапонског система инсталисане снаге 10 kW на циљној локацији за сваки сат у години. На Сл. 8.9 приказани су просечни дијаграми производње фотонапонског система снаге 10 kW на циљној локацији. Добијени фактор искоришћења фотонапонских електрана износи 13,96%.



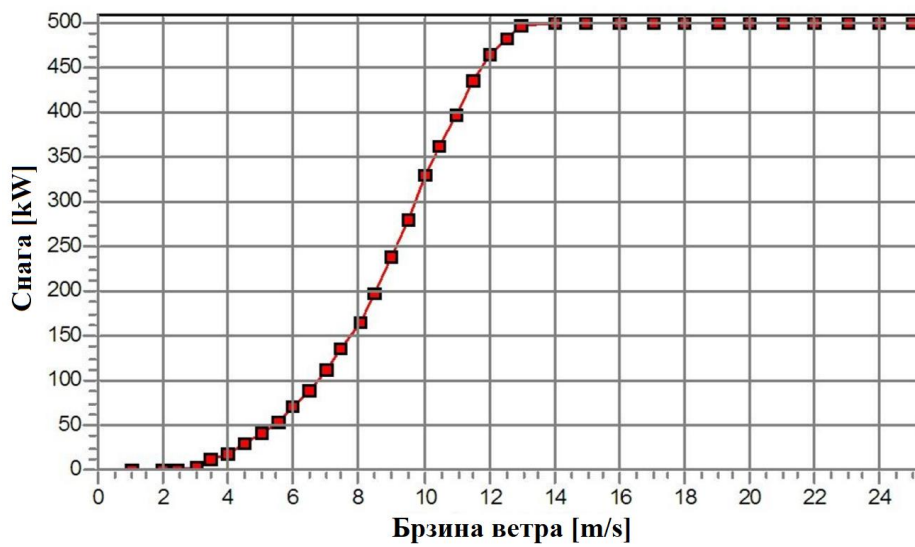
Сл. 8.8 Сатна производња фотонапонског система инсталисане снаге 10 kW у току једне године



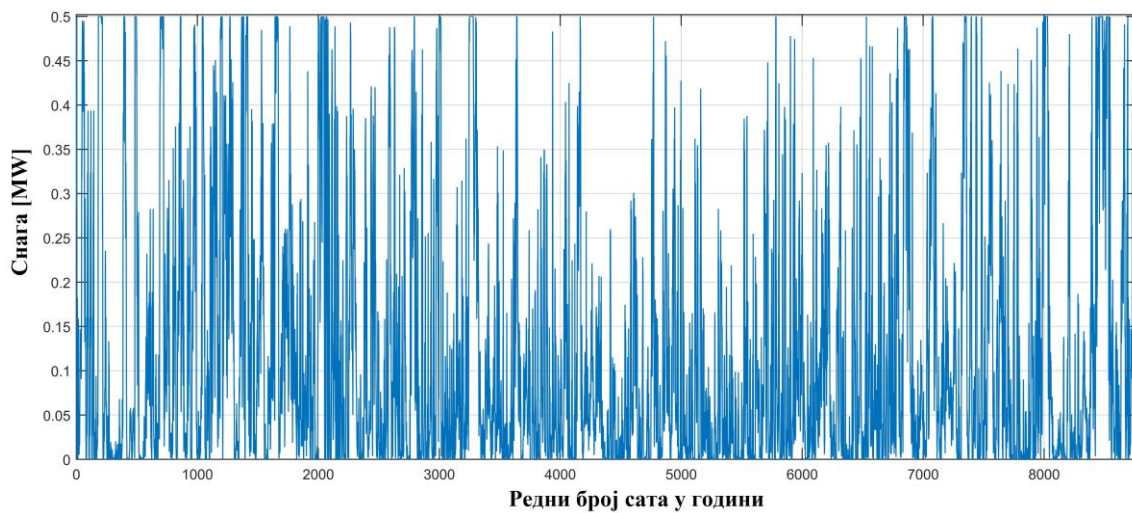
Сл. 8.9 Карактеристични летњи и зимски дијаграми производње фотонапонских система

Производња ветроелектрана добијена је коришћењем реалних података о брзини ветра на локацији у Банату [162]. У анализи је претпостављено да ветроелектрану чине ветротурбине номиналне снаге 500 kW произвођача *Enercon* типа Е-40/5.40 [163]. Крива снаге ове турбине приказана је на Сл. 8.10. На Сл. 8.11 приказан је дијаграм производње ове ветротурбине на циљној локацији за сваки анализирани сат у години. Производња ветроелектрана добијена је одговарајућим скалирањем производње једне турбине. Како је снага ветроелектрана по 3 MW, може се претпоставити да у свакој ветроелектрани постоји 6

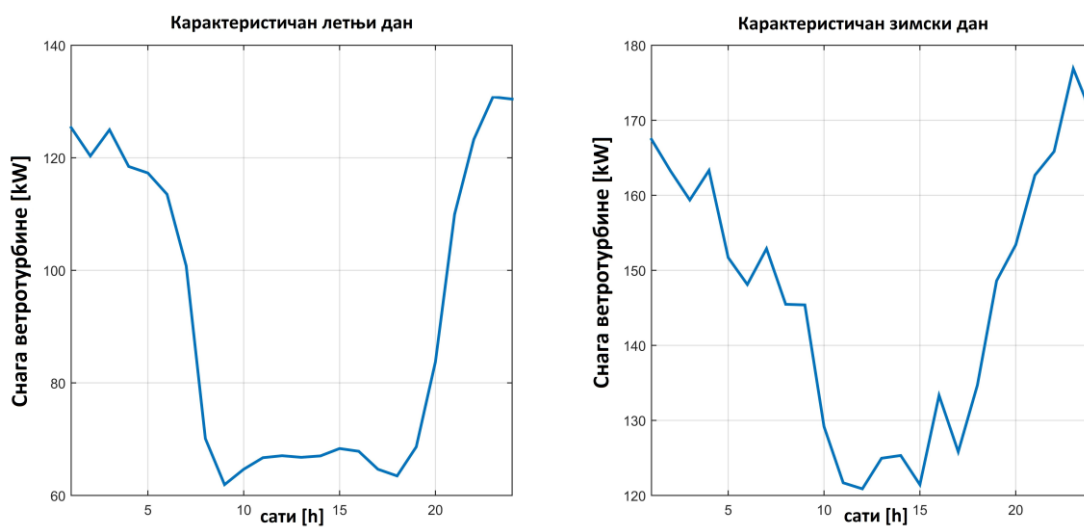
ветротурбина. У прорачуну је занемарен ефекат заветрине. На Сл. 8.12 приказани су просечни летњи и зимски дијаграми производње ветротурбине.



Сл. 8.10 Крива снаге ветротурбине E-40/5.40 500 40.3



Сл. 8.11 Сатна производња ветротурбине назначене снаге 500 kW у току једне године

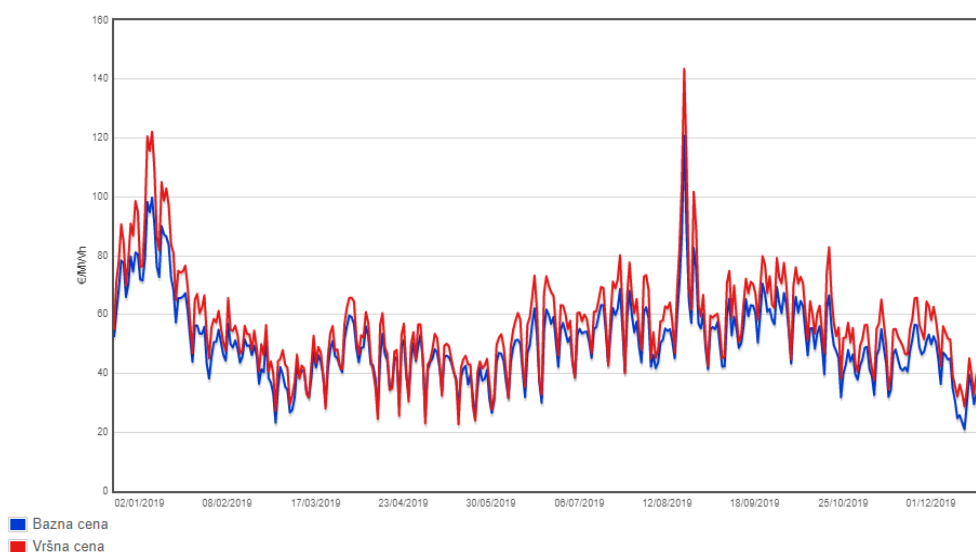


Сл. 8.12 Карактеристични летњи и зимски дијаграми производње ветротурбине

8.2 Анализа просторног и временског управљања потрошњом у циљу минимизације губитака електричне енергије

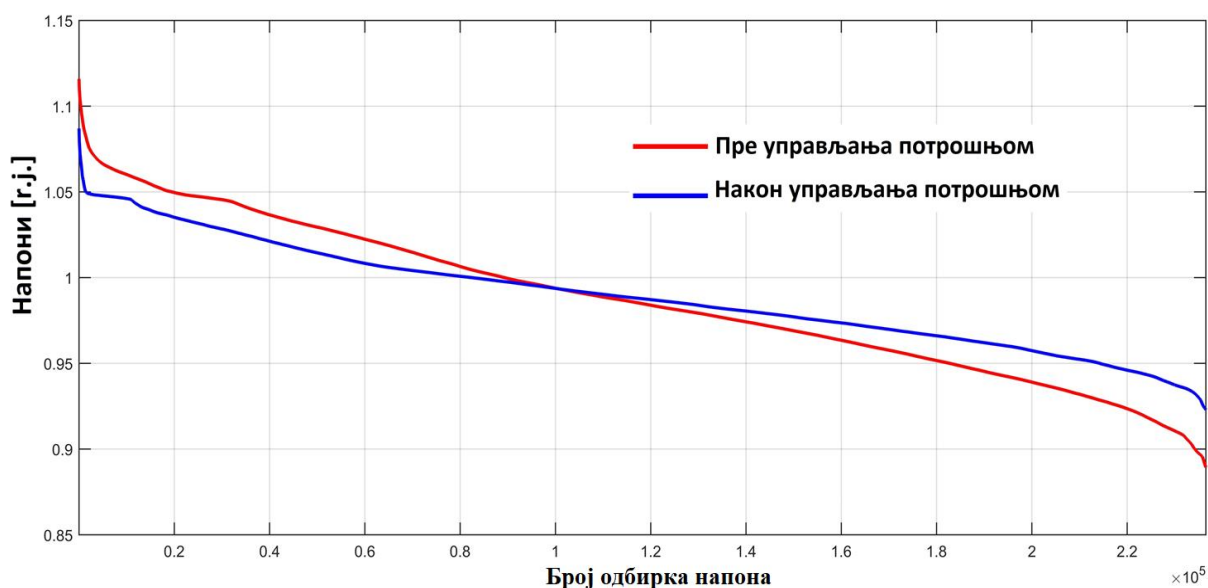
У првој анализи, извршен је прорачун оптималног просторног и временског управљања потрошњом у циљу минимизације губитака електричне енергије у анализираном систему. Математички проблем дефинисан је на исти начин као што је то урађено у Поглављу 4, те због тога није неопходно опет га дефинисати овде. У овом поглављу, анализирани су само добијени резултати на основу улазних података који су дефинисани у претходној глави. У овој анализи, као објективна функција посматрају се само минимални дневни губици електричне енергије. То је урађено из два разлога. Прво, у анализи приказаној у Поглављу 4 добија се да су дијаграми доста слични за обе објективне функције, те није неопходно вршити обе анализе. Са друге стране, у Поглављу 4 је претпостављена квадратна зависност цене електричне енергије од снаге напојног чвора. У реалном систему Србије, у овом моменту није могуће математички формулисати зависност оперативних трошкова дистрибутивног система од снаге напојне станице, те је због тога ова анализа изостављена.

Као што је већ речено, у овој анализи посматрају се само укупни губици електричне енергије у анализираном систему. Анализа је вршена за годину дана, односно у анализи су коришћене сатне вредности потрошње и производње из ОИЕ. За разлику од података о производњи из ОИЕ чији су сатни подаци познати, сатни подаци о потрошњи су добијени усвајањем карактеристичних зимских и летњих дијаграма потрошње. Сви улазни подаци приказани су у одељку 8.1. На основу улазних параметара добијено је да укупна управљива потрошња износи 25,3% укупне годишње потрошње електричне енергије. У анализи је усвојено да је напон у корену анализиране мреже, односно на ниженапонским сабирницама напојне трансформаторске станице износи 1,05 г.ј. Пре управљања потрошњом, добијени су годишњи губици електричне енергије у износу од **5,912 GWh**. Како укупна годишња потрошња електричне енергије анализираног система износи **96,982 GWh**, добијено је да укупни годишњи губици у систему износе **6,09%** потрошње. Ови губици представљају губитке након инсталације ОИЕ и мањи су од тренутних у систему. Након имплементације оптималног просторног и временског управљања потрошњом, добијена је вредност губитака у износу од **4,749 GWh**, односно **4,9%** потрошње. Ово представља смањење годишњих губитака у износу од **1,163 GWh**, односно **19,67%**. На Сл. 8.13 приказана је цена електричне енергије на тржишту Србије [164]. На основу ових података, добијен је новчани еквивалент уштеде у губицима који износи око **60 000 евра годишње**.



Сл. 8.13 Цена електричне енергије на тржишту Србије у току 2019. године (извор: SEEPEx)

На Сл. 8.14 приказан је уређени кумулативни дијаграм напона у свим чворовима анализираних система у сваком сату током анализираних година. У Табели 8.4 приказане су 3 карактеристичне вредности напона приказаних на Сл. 8.14. Прва вредност представља кумулативну вредност напона за 10% времена, друга кумулативну вредност напона за 50% времена и трећа кумулативну вредност напона за 90% времена. У овој анализи, напонска ограничења нису уважавана. Са Сл. 8.14 и из Табеле 8.4 може се видети да се оптималним просторним и временским управљањем потрошњом дијаграми напона равнају, односно добијају се мање варијације напона у свим чворовима система. Оно што се додатно може уочити са графика је да је минимална вредност напона у систему пре оптималног просторног и временског управљања потрошњом мања од 0,9 г.ј. и износи 0,8895 г.ј. док је након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом ова вредност изнад 0,9 г.ј. и износи 0,9229 г.ј. Слично се може закључити и када је у питању максимални напон – максимални напон пре управљања потрошњом је био већи од 1,1 г.ј. и износи 1,116 г.ј. док је након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом мањи од 1,1 г.ј. и износи 1,087 г.ј. Оптималним просторним и временским управљањем потрошњом, значајно се може смањити максимална вредност детектованог напона. У сваком случају, проблем са напонима могао би се додатно решити уградњом регулационог трансформатора. У добијеној анализи, оптималним просторним и временским управљањем потрошњом, стандардна девијација напона се смањује са 0,044 на 0,029 г.ј.



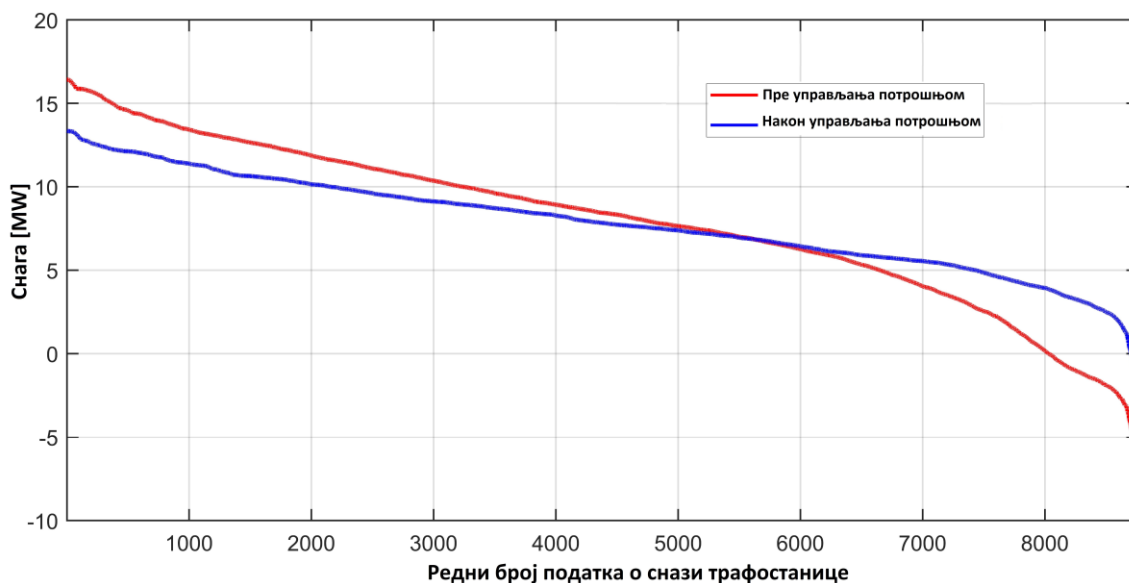
Сл. 8.14 Уређени дијаграм напона свих чворова у анализираном систему

Табела 8.4 Уређени дијаграм напона пре и након просторног и временског управљања потрошњом

% времена	Напон пре управљања потрошњом [г.ј.]	Напон након управљања потрошњом [г.ј.]
10%	>1,048	>1,032
50%	>0,985	>0,988
90%	>0,93	>0,951

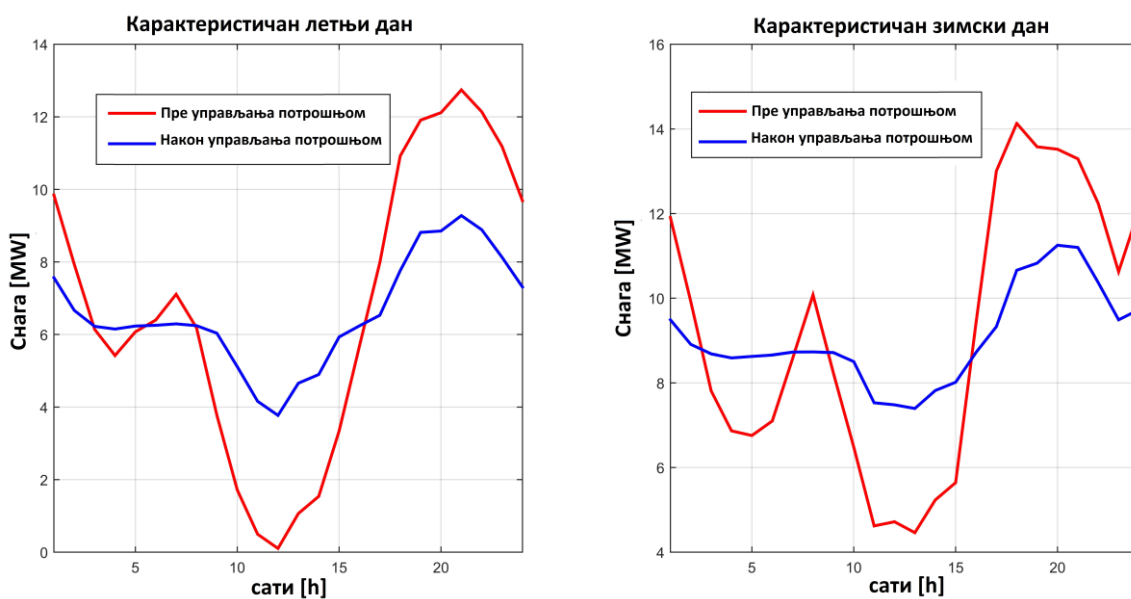
На Сл. 8.15 приказан је годишњи кумулативни дијаграм оптерећења напојне трафостанице. На овај начин, илустровани су ефекти оптималног просторног и временског управљања потрошњом на укупно оптерећење анализираних система. Негативан знак

представља супротне токове снага, односно означава ток снаге од нижег напонског нивоа ка вишем. У многим дистрибутивним мрежама у свету овакве ситуације нису дозвољене.



Сл. 8.15 Уређени дијаграм оптерећења напојне станице

На Сл. 8.16 приказани су карактеристични дијаграми снаге напојне трафостанице у току зимске и летње сезоне. У Табели 8.5 приказане су три карактеристичне вредности са кумулативног дијаграма снаге напојне трафостанице, пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Негативни знак на графицима представља ток снаге од дистрибутивне мреже ка преносној мрежи.



Сл. 8.16 Карактеристични летњи и зимски дијаграм оптерећења напојне трафостанице

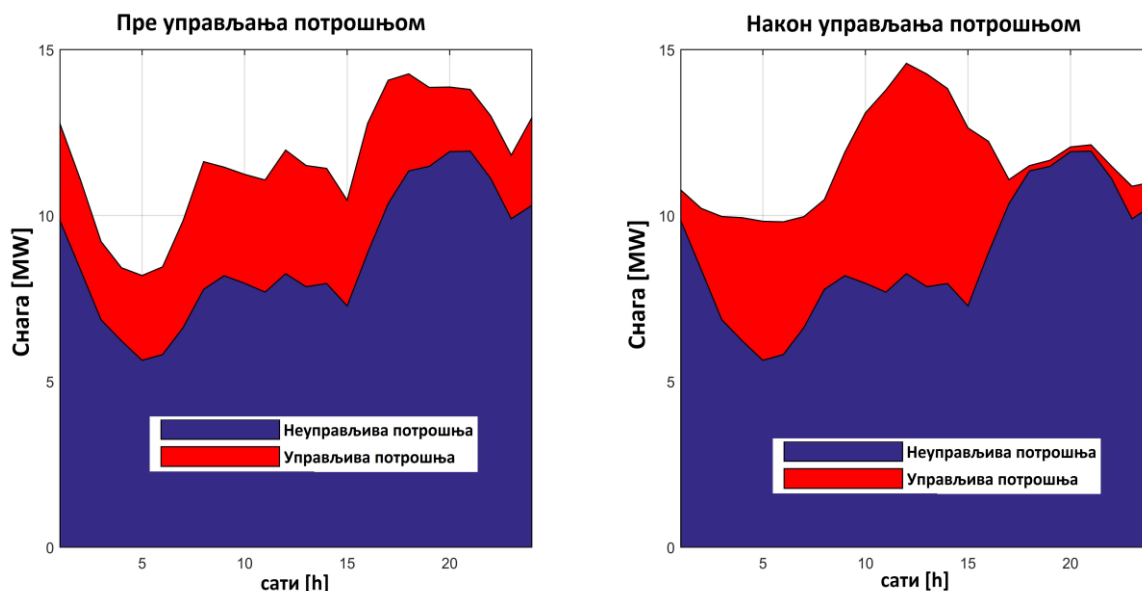
Табела 8.5 Уређени дијаграм оптерећења напојне трафостанице пре и након просторног и временског управљања потрошњом

% времена	Снага пре управљања потрошњом [MW]	Снага након управљања потрошњом [MW]
10%	>13,674	>11,518
50%	>8,438	>7,834
90%	>0,748	>4,092

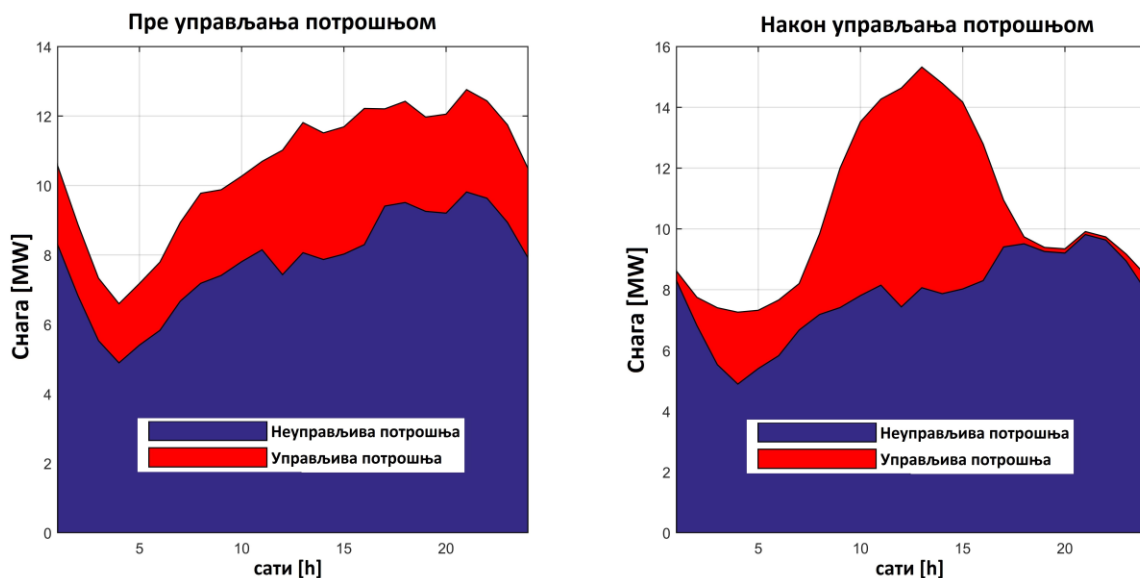
Са обе слике може се закључити да се оптималним просторним и временским управљањем потрошњом значајно равнају дијаграми оптерећења напојне трафостанице. У случају када нема оптималног просторног и временског управљања потрошњом, стандардна девијација снаге напојне станице у односу на средњу вредност износи 4,733 MW. Након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом, ова вредност се смањује на 2,803 MW. Поред тога, на основу добијених резултата могуће је извести још неколико интересантних закључака. Прво, из Табеле 8.5 види се да је у току 10% времена систем јако близу супротних токова снага, што није случај у систему са оптималним просторним и временским управљањем потрошњом. Прецизније, у систему са оптималним просторним и временским управљањем потрошњом, до супротних токова снага долази у току 0,6% времена, док та вредност у систему без управљања потрошњом износи 8,36% времена. У систему без оптималног просторног и временског управљања потрошњом, укупна годишња енергија која се из система изведе у спољашњу мрежу износи 1347,19 MWh, док је у случају оптималног просторног и временског управљања потрошњом ова вредност једнака 86,8 MWh, што представља смањење од 93,56%. Са друге стране, из Табеле 8.5 се види да се снага оптерећења коју имамо у 10% времена смањује за 2,16 MW. Коначно, максимална снага напојне станице се смањује са 16,42 MW на 13,35 MW, што износи смањење од 3,27 MW, односно 19,91%.

На Сл. 8.17 приказани су усредњени дијаграми потрошње пре и након управљања потрошњом у зимској сезони, са приказаним управљивим и неуправљивим делом потрошње. На Сл. 8.18 приказани су усредњени дијаграми потрошње пре и након управљања потрошњом у летњој сезони, са приказаним управљивим и неуправљивим делом потрошње.

Укупни управљиви део потрошње у претходним анализама износи 25,3% потрошње. Међутим, након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом, добијено је да је у оптималном стању неопходно преместити укупно 10,69% потрошње, што представља 42,25% управљивог дела потрошње.

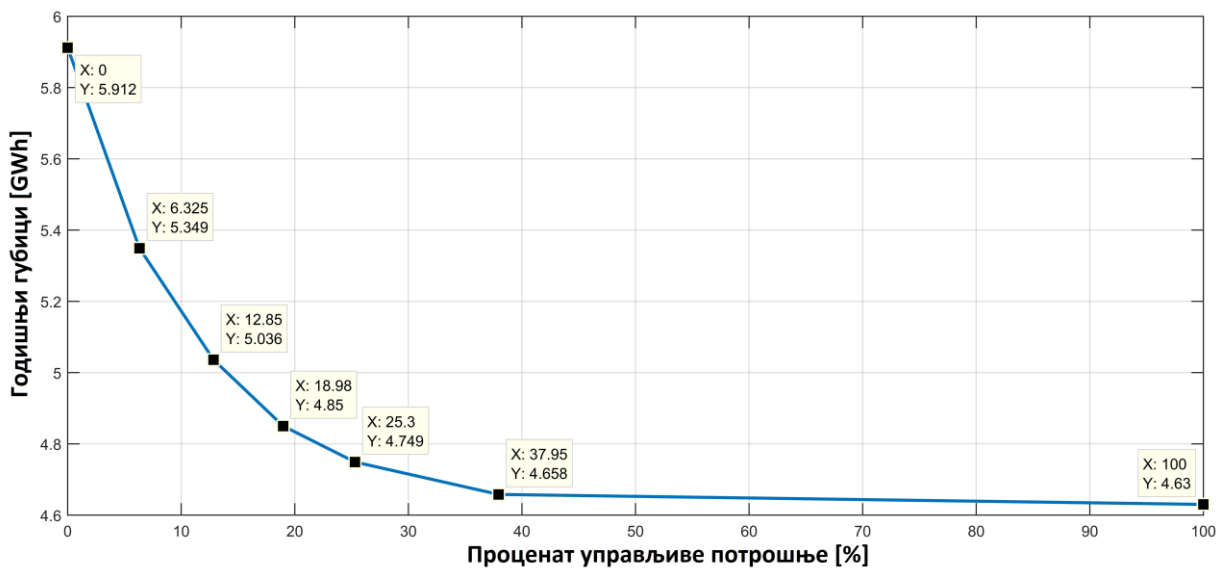


Сл. 8.17 Усредњени дијаграми потрошње пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом за зимску сезону



Сл. 8.18 Усредњени дијаграми потрошње пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом за летњу сезону

У последњој анализи, извршена је варијација процентуалног удела управљиве потрошње и анализа ефеката на могуће смањење губитке електричне енергије након примене развијене методологије оптималног просторног и временског управљања потрошњом. У анализи је претпостављено да је облик управљиве потрошње исти, док је извршено скалирање снаге у сваком сату за исту вредност. Зависност годишњих губитака електричне енергије од управљиве потрошње приказано је на Сл. 8.19.



Сл. 8.19 Зависност губитака од процентуалног удела управљиве потрошње

На основу резултата приказаних на Сл. 8.19 може се закључити да се највеће повећање бенефита од оптималног просторног и временског управљања потрошњом постиже управо приликом промене управљивог дела потрошње у опсегу од 0-10%. Ово је и очекивано обзиром да се увођењем управљиве потрошње прво врши одсецање пикова, који најзначајније утичу и на цену електричне енергије као и на губитке. Слични резултати добијени су и у Поглављу 4. Приликом повећања управљиве потрошње у опсегу од 0-10% добијено је смањење губитака од 12,21%. Даљим повећањем од 10-20% постиже се додатних 6,26%, док се повећањем од 20-30% добија додатно смањење губитака од 2,03%. Коначно, повећањем управљиве потрошње од 30-100% постиже се додатна уштеда од 1,18%. Закључак је да се релативно малим ангажовањем управљиве потрошње може постићи жељени ефекат у

погледу смањења губитака и побољшања напонских прилика у систему. Овај закључак отвара операторима дистрибутивног система простор у којем могу оптимизовати економске бенефите кроз примену управљања потрошњом у некој активној дистрибутивној мрежи.

8.3 Анализа просторног и временског управљања потрошњом у циљу минимизације губитака и повећања капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ

У другој анализи, извршен је прорачун оптималног просторног и временског управљања потрошњом у циљу повећања капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ. Идеја у овој анализи је следећа. Оператор дистрибутивног система мора обезбедити сигурно и квалитетно напајање потрошача електричном енергијом. То значи да приликом управљања системом, оператор мора водити рачуна о томе да напони у сваком чвору буду у оквиру дозвољених граница, као и да не дође до преоптерећења водова. Услед повећане пенетрације ОИЕ, у дистрибутивној мрежи може доћи до појаве супротних токова снага и појаве пренапона. Ова два фактора су уједно и најчешћи разлози који доводе до ограничења даље пенетрације ОИЕ у један дистрибутивни систем. Проблеми са пренапонима и супротним токовима снага могу се делимично решити оптималним просторним и временским управљањем потрошњом као што је приказано у Поглављу 6, чиме се могу увећати капацитети дистрибутивне мреже за већом пенетрацијом ОИЕ. У овој анализи, приказани су резултати методологије дефинисане у Поглављу 6 демонстрирани на примеру реалне дистрибутивне мреже.

Услед веће пенетрације ОИЕ, у одређеним сатима може доћи до појаве пренапона и преоптерећења секција. Супротни токови снага нису анализирани због тога што у анализираној мрежи таква ситуација није забрањена. До преоптерећења може доћи у сатима када је потрошња велика и у сатима када је производња из ОИЕ довољно велика да доведе до супротних токова снага и преоптерећења секција. Ниски напони не утичу на смањење пенетрације ОИЕ, те због тога у овој анализи нису разматрани. Појава пренапона и преоптерећења секција може се решавати на два начина, или одсецањем производње из ОИЕ, која је довела до појаве нарушених ограничења и/или коришћењем оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Како је циљ сваког дистрибутивног система повећање производње из ОИЕ оваква ограничења треба решавати што је могуће више кроз управљање потрошњом.

Објективна функција у овој анализи дефинисана је на следећи начин. Нарушена ограничења треба решавати тако што се врши минимизација одсецања производње из ОИЕ уз минимизацију измештања потрошње и минимизацију губитака. Приликом дефинисања објективне функције, највећу тежину има минимизација одсецања производње из ОИЕ. То значи да ће добијено решење увек обезбедити максималан пласман производње из ОИЕ. На другом месту налази се управљање потрошњом. Сценарио у којем дистрибутивно предузеће мора плаћати услуге управљања потрошњом је реалан, те због тога дефинисана објективна функција покушава да обезбеди решење које ће довести до максималног пласмана производње из ОИЕ али уз минимално померање потрошње у току анализираног дана. Коначно, најмањи тежински фактор имају губици чија је улога да дефинишу најбоље решење у којим чворовима треба активирати управљање потрошњом да би се испунила претходна два циља, али уз добијање минималних губитака у систему. Као и у претходном поглављу, и овде се анализе врше у току једне године.

Анализирана дистрибутивна мрежа приказана је у Поглављу 8.1. Поред ових података, неопходно је још дефинисати и дозвољене напоне чворова и дозвољене струје секција. У Табели 8.6 приказане су максималне и минималне вредности напона, у апсолутним и релативним јединицама за све напонске нивое анализираних дистрибутивних мрежа, док су у Табели 8.7 приказани подаци о максималним трајно дозвољеним струјама за различите попречне пресеке проводника [165].

Табела 8.6 Дозвољене вредности напона у анализираној мрежи

Напонски ниво [kV]	U_{min} [kV]	U_{max} [kV]	U_{min} [r.j.]	U_{max} [r.j.]
35	31,5	38	0,9	1,086
20	19	21,4	0,95	1,07
10	9,5	10,7	0,95	1,07

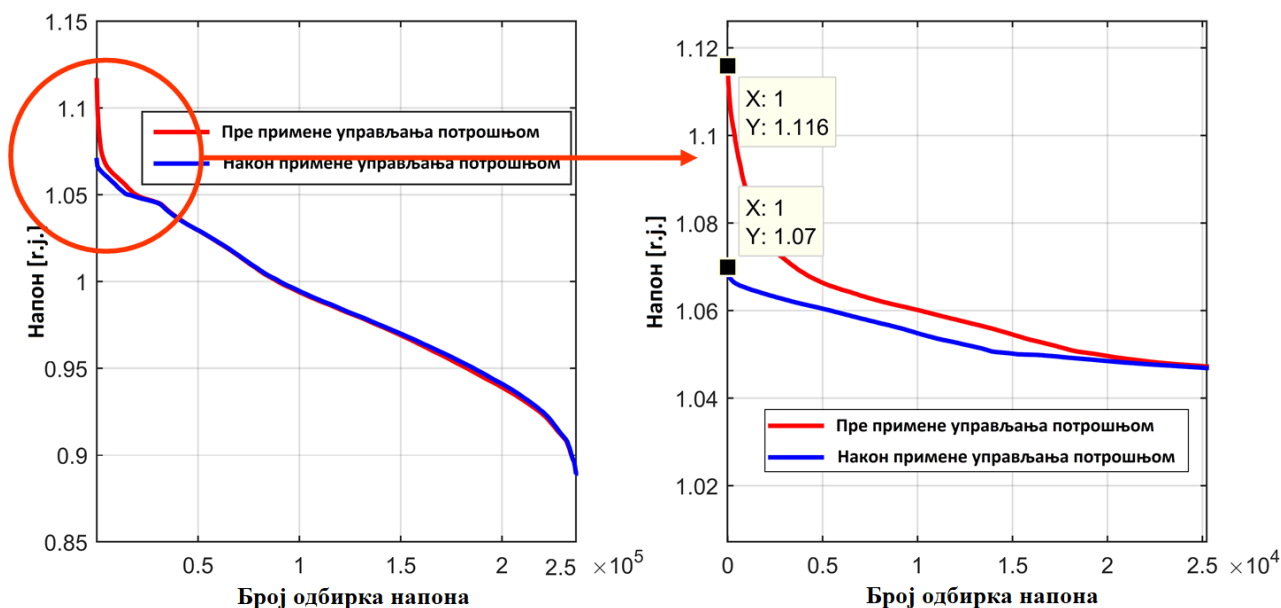
Табела 8.7 Назначене струје надземних водова за различите попречне пресеке

Назначени пресек [mm ²]	50	70	95	150	240
Назначена струја [A]	212	269	327	442	605

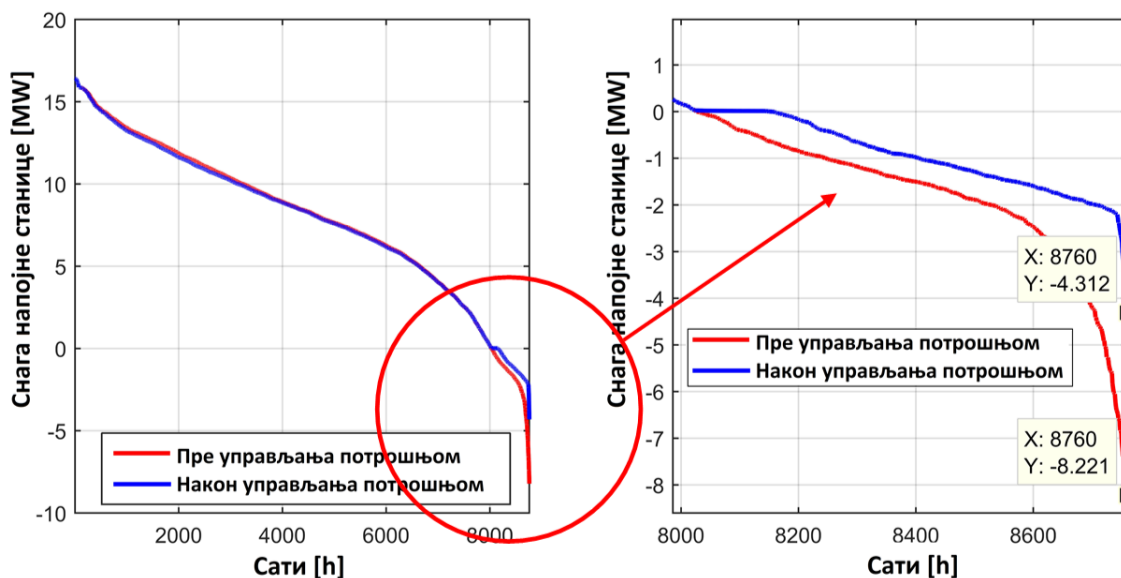
У првој анализи, коришћени су подаци о производњи из ОИЕ приказани у Поглављу 8.1. На основу резултата приказаних у Поглављу 8.1 закључује се да у нормалном режиму без управљања потрошњом долази до појаве пренапона, те због тога и има смисла исте податке користити за демонстрацију предложене методологије. Прецизније, у нормалном режиму до појаве пренапона долази у току **2,03%** времена. У почетном стању, добијена укупна годишња потрошња електричне енергије износи **96,982 GWh**, док потенцијална производња из ОИЕ износи **33,183 GWh**, што представља **34,22%** потрошње.

У првом случају, анализиран је систем без управљања потрошњом. У том систему, проблем нарушених ограничења решава се само одсецањем дела производње ОИЕ. Анализе показују да је у приказаном систему проблем пренапона критичнији за интеграцију ОИЕ него проблем преоптерећења, односно у систему не долази до појаве преоптерећења секција али долази до појаве пренапона. Ово је супротна ситуација у односу на ону добијену у Поглављу 6 где су критичнија била преоптерећења. У овом случају, да би се добио систем без нарушених ограничења неопходно је смањити годишњу производњу ОИЕ за **1177,42 MWh**, што представља **3,55%** укупне потенцијалне производње. Након тога, исти проблем је решаван употребом оптималног просторног и временског управљања потрошњом. У том случају, у оптималном режиму, да би се обезбедио рад система без нарушених ограничења неопходно је смањити производњу ОИЕ за **131,71 MWh**, односно **0,4%** потенцијалне производње ОИЕ. На овај начин, омогућен је пласман додатних **1045,71 MWh** електричне енергије произведене из ОИЕ. Да би се ово омогућило, неопходно је преместити **664,46 MWh** електричне енергије потрошача из једног сата у неки други, што представља укупно **0,68%** годишње потрошње. Интересантно је нагласити да се у приказаној анализи добија да се услед померања **1 MWh** потрошње ослобађају капацитети за пласман додатних **1,57 MWh** електричне енергије произведене коришћењем ОИЕ. То значи да би дистрибутивном предузећу, у одређеним сатима у току године, било исплативо да нуди негативну цену електричне енергије ако је у обавези да преузме сву произведену електричну енергију из ОИЕ, што је врло чест случај у пракси. На Сл. 8.20 приказани су кумулативни дијаграми

напона пре и након примене предложене методологије. На слици десно приказан је зумиран део дијаграма приказаног на левој страни на којем се види на који начин се смањују вредности превисоких напона у систему. На Сл. 8.21 приказан је дијаграм снаге напојне трафостанице. Са слике се може видети да се применом просторног и временског управљања потрошњом, уз одсецање производње из ОИЕ, постиже смањење супротних токова снага са вредности **8,221 MW** на вредност **4,312 MW**. Пре оптималног просторног и временског управљања потрошњом, укупна годишња енергија супротних токова снага износи **1347,19 MWh**, док је након примене управљања потрошњом ова вредност смањена на **708,28 MWh**. Ово представља смањење од **47,42%**.



Сл. 8.20 Уређени дијаграм напона у свим чворовима тест мреже пре и након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом



Сл. 8.21 Уређени дијаграм снаге напојне трафостанице пре и након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом

У наредној анализи, извршени су прорачуни оптималног просторног и временског управљања потрошњом уз одсецање производње из ОИЕ за различите нивое пенетрације ОИЕ у дистрибутивном систему. Идеја приказане анализе је следећа. Прво, извршено је скалирање производње из ОИЕ чиме је симулиран различит степен пенетрације ОИЕ. Након

тога, за сваки анализирани степен учешћа производње ОИЕ, извршена су два прорачуна. У првом прорачуну, у сатима када је долазило до нарушених ограничења, вршено је минимално одсецање производње из ОИЕ без управљања потрошњом у циљу решавања проблема са нарушеним ограничењима. У другом прорачуну, за исти степен учешћа производње ОИЕ, у сатима са појавом нарушених ограничења вршено је оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу минимизације неопходног смањења производње из ОИЕ. На овај начин, могуће је одредити колико је могуће увећати пласман производње ОИЕ коришћењем оптималног просторног и временског управљања потрошњом за различите степене пенетрације ОИЕ. Добијени резултати ових анализа приказани су у Табели 8.8. Резултати у табели су приказани на следећи начин. У првој колони, приказана је потенцијална производња ОИЕ, која би била реализована када не би било ограничења. У другој колони приказано је смањење производње из ОИЕ због ограничења у случају када се не користи оптимално просторно и временско управљање потрошњом. У трећој колони, приказано је смањење производње из ОИЕ када се у систему користи оптимално просторно и временско управљање потрошњом и задовољавају сва ограничења. Коначно, у четвртој колони је приказано колико је неопходно изместити енергије потрошње да би се минимизовало одсецање снаге ОИЕ.

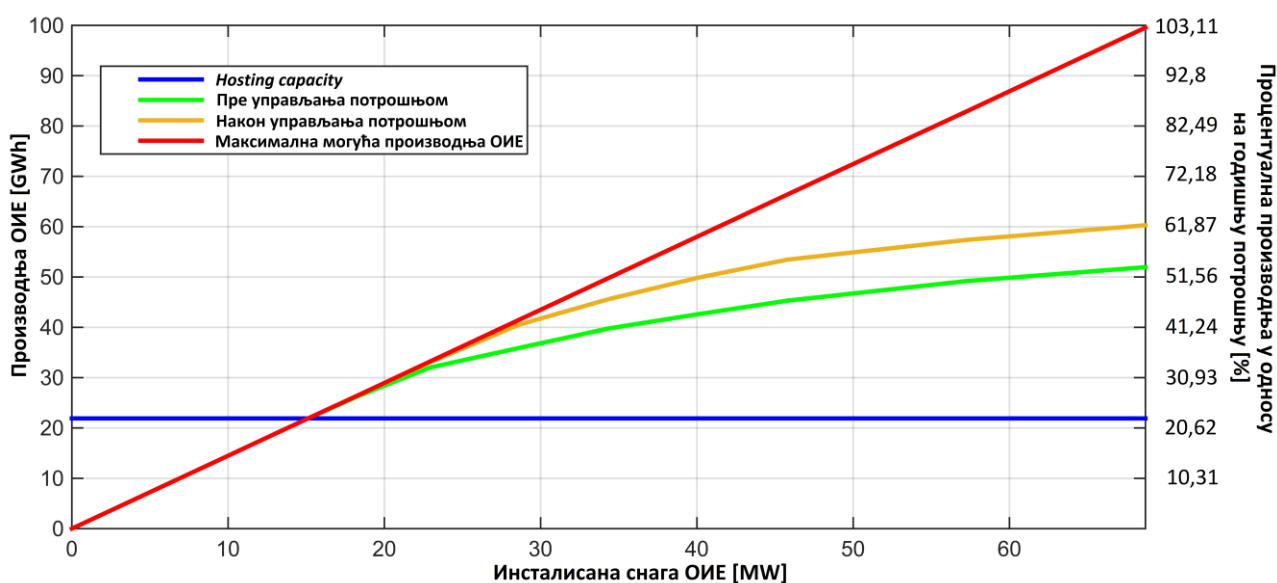
Табела 8.8 Резултати анализа промене одсечене енергије из ОИЕ пре и након оптималног просторног и временског управљања потрошњом за различите снаге производње из ОИЕ

Потенцијална производња из ОИЕ [GWh]	Одсецање производње пре примене управљања потрошњом [GWh]	Одсецање производње након примене управљања потрошњом [GWh]	Укупна потрошња померена из једног сата у други [GWh]
21,9	0	0	0
26,5	0,178	0	0,101
33,183	1,177	0,131	0,664
41,5	5,586	0,969	3,22
49,8	10,026	4,203	4,75
58,1	15,498	8,244	6,12
66,4	21,096	12,944	7,06
82,9	33,707	25,527	7,65
99,55	47,596	39,268	7,95

У претходним анализама, могуће је уочити неколико значајних тачака. Прва тачка представља потенцијалну производњу из ОИЕ у износу од **21,9 GWh**. Ова вредност представља границу након које у нормалном режиму без управљања потрошњом долази до појаве нарушених ограничења. Ово заправо представља капацитет анализираних дистрибутивних мрежа за пенетрацију анализираних структура ОИЕ. Овај резултат показује да се без управљања потрошњом и без одсецања производње из ОИЕ може обезбедити учешће производње из ОИЕ у износу од **22,58%** укупне потрошње. Овој енергији производње одговара укупна инсталисана снага фотонапонских електрана и ветроелектрана у износу од **15,11 MW** у претпостављеним чворовима дистрибутивне мреже. Наредна значајна тачка означава годишњу производњу ОИЕ за коју је могуће пласирати сву расположиву енергију уз решавање свих нарушених ограничења применом само оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Ова вредност износи **26,5 GWh**, док овој енергији одговара инсталисана снага ОИЕ у износу од **18,32 MW**. Укратко, на основу добијених

результата може се закључити да се помоћу просторног и временског управљања потрошњом, учешће производње из ОИЕ може повећати на **27,32%** што представља релативно увећање у износу од **21%**. Приликом тумачења претходних резултата треба бити опрезан. Наиме, претходни резултати се односе на случај у којем никада није дозвољено да дође нити до одсецања производње из ОИЕ нити до појаве нарушених ограничења. Поставља се питање да ли је то оправдан разлог да се заустави даља инсталација нових капацитета ОИЕ, нарочито ако се узме у обзир да је број сати са нарушеним ограничењима још увек релативно мали. У свету се доста разматрају различити механизми који треба да омогуће даље инсталације нових капацитета ОИЕ, као и на који начин се у том случају могу решавати нарушена ограничења. Једна од идеја је да сваки корисник дистрибуцији омогући одређени број сати да искључи његову производњу са мреже. Међутим, ту се поставља питање како дистрибуцију мотивисати да кориснику омогући дуже приључење од загарантованог. Неке идеје су да се у том случају кориснику за новчану надокнаду омогући закупљивање додатних капацитета у односу на загарантоване или да дистрибуција и корисник деле профит у тим сатима. Иако ово није тема дисертације, у дисертацији су приказани резултати који показују колико је неопходно смањити производњу из ОИЕ са и без оптималног просторног и временског управљања потрошњом за различите степене пенетрације ОИЕ и то је приказано у Табели 8.8.

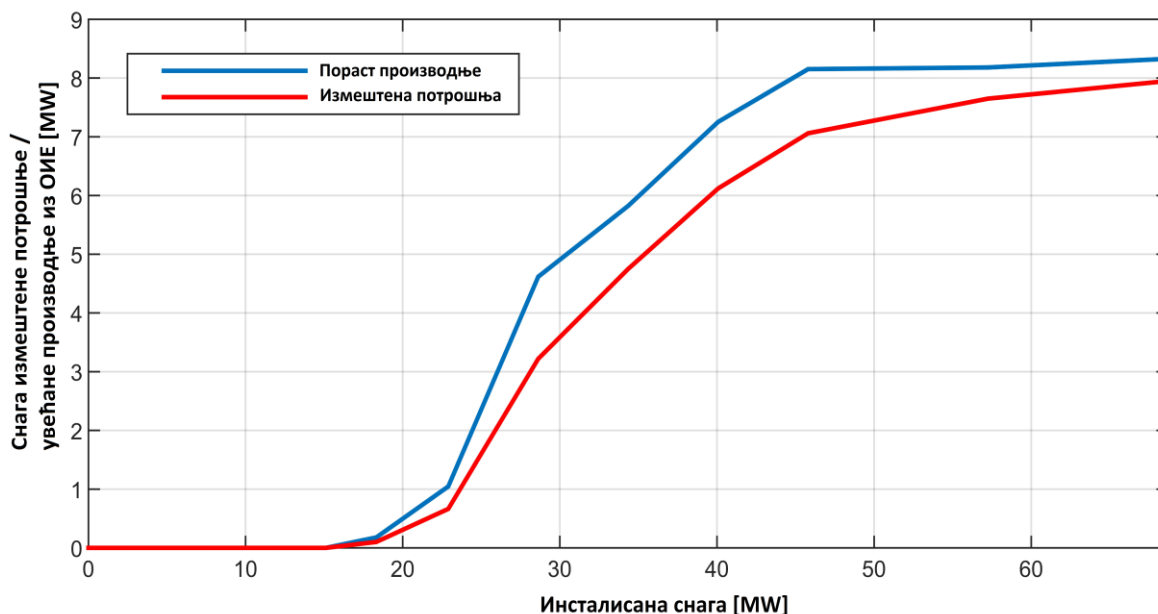
На Сл. 8.22 приказани су дијаграм максималне могуће годишње енергије производње из ОИЕ у зависности од инсталисаних капацитета, затим дијаграм прихватљиве произведене енергије ОИЕ након одсецања производње без просторног и временског управљања потрошњом и дијаграм прихватљиве произведене енергије из ОИЕ након одсецања производње уз примену развијених модела оптималног просторног и временског управљања потрошњом. На Сл. 8.22, плава боја представља максималан капацитет система за пенетрацију ОИЕ без одсецања производње из ОИЕ и без оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Зеленом бојом је приказан график производње из ОИЕ пре управљања потрошњом а након одсецања снаге која настаје услед појаве нарушавања ограничења, док је наранџастом бојом означен исти график након увећања производње услед оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Коначно, црвеном бојом је приказан график максималне могуће производње која зависи искључиво од потенцијала сунца и ветра и која би се имала без уважавања нарушених ограничења.



Сл. 8.22 Зависност производње ОИЕ пре и након управљања потрошњом за различите инсталисане капацитете ОИЕ

Са слике се види да се црвена, наранџаста и зелена линија практично поклапају до тачке пресека са плавом линијом. Ово представља опсег инсталираних капацитета ОИЕ за које у систему неће доћи до појаве нарушених ограничења а при том ће сва произведена енергија из ОИЕ бити пласирана. Након тога, зелена линија постаје мања, док се црвена и наранџаста још неко време поклапају. Разлика представља могуће повећање инсталираних капацитета ОИЕ за које је могуће обезбедити комплетан пласман електричне енергије из ОИЕ само коришћењем оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Коначно, од момента када се све линије разилазе више није могуће оптималним просторним и временским управљањем потрошњом обезбедити пласман целокупне производње из ОИЕ и мора доћи до смањивања ефикасности производње енергије. Такође, могуће је уочити да прираштај наранџасте и зелене линије опада са повећањем инсталираних капацитета ОИЕ. Ово значи да ће додатном инсталацијом систем све чешће бити у стању са нарушеним ограничењима па ће бити неопходно вршити одсецање готово комплетне додате произведене енергије из ОИЕ. У свим анализама је показано да у анализираном систему прво долази до проблема са пренапонима, односно пренапони представљају кључно ограничење због којих није могуће наставити са увећањем инсталираних капацитета ОИЕ. Овај проблем могао би се решити уградњом регулационог трансформатора. Међутим, из анализе приказане у Поглављу 8.2 може се закључити да услед велике потрошње анализираног система у сатима са малом производњом из ОИЕ, у систему постоји проблем и јако ниских напона. Када би се напони напојне станице спустили, ови напони би били још нижи. Дефинисани проблем могао би се решити уградњом регулационих трансформатора чији би напон тада постао контролабилна променљива за добијање оптималног решења. Међутим, треба имати у виду да регулациони трансформатор погађа све изводе, тако да је применљивост овог решења ограничена, а такве анализе излазе из опсега предмета ове дисертације.

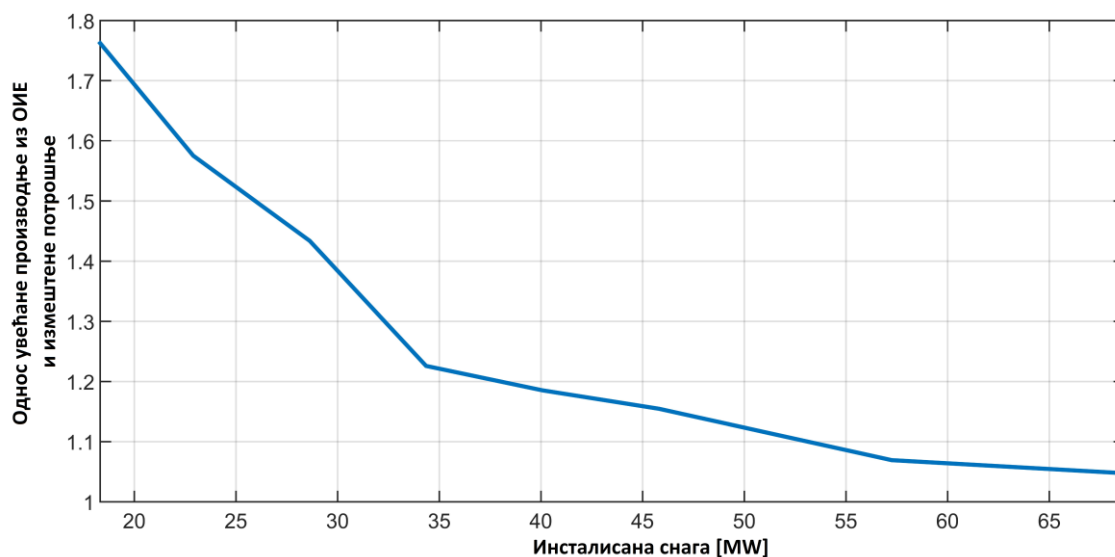
На Сл. 8.23 приказана су два дијаграма. Први дијаграм, означен плавом бојом, означава повећану енергију производње из ОИЕ која се постиже увођењем оптималног просторног и временског управљања потрошњом у зависности од инсталираних капацитета ОИЕ. Други дијаграм, означен црвеном бојом, приказује колику енергију потрошње треба изместити да би се добила увећана производња из ОИЕ.



Сл. 8.23 Дијаграми повећања производње ОИЕ након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом и измештене потрошње

На основу дијаграма приказаних на Сл. 8.22 и Сл. 8.23 може се уочити да након инсталисане снаге од 45 – 50 MW обе криве улазе у засићење, односно бенефити које управљање потрошњом доноси постају све мањи.

Коначно, на Сл. 8.24 приказан је дијаграм који показује однос колико MWh је могуће увећати производњу из ОИЕ приликом померања 1 MWh потрошње. На Сл. 8.24 је могуће уочити да се са повећањем инсталисаних капацитета ОИЕ однос прихватљиве енергије из ОИЕ која се увећа услед примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом и енергије потрошње која се измешта из једног сата у други значајно смањује. Поред тога, из свих претходних резултата се закључује да је за увећање пласиране производње из ОИЕ када је инсталисана снага једнака 70 MW неопходно изместити до **7,95 GWh** потрошње, што представља укупно **8,2%** укупне потрошње у анализираној години.



Сл. 8.24 Зависност односа увећање производње ОИЕ и измештене потрошње од инсталисане снаге свих ОИЕ у систему

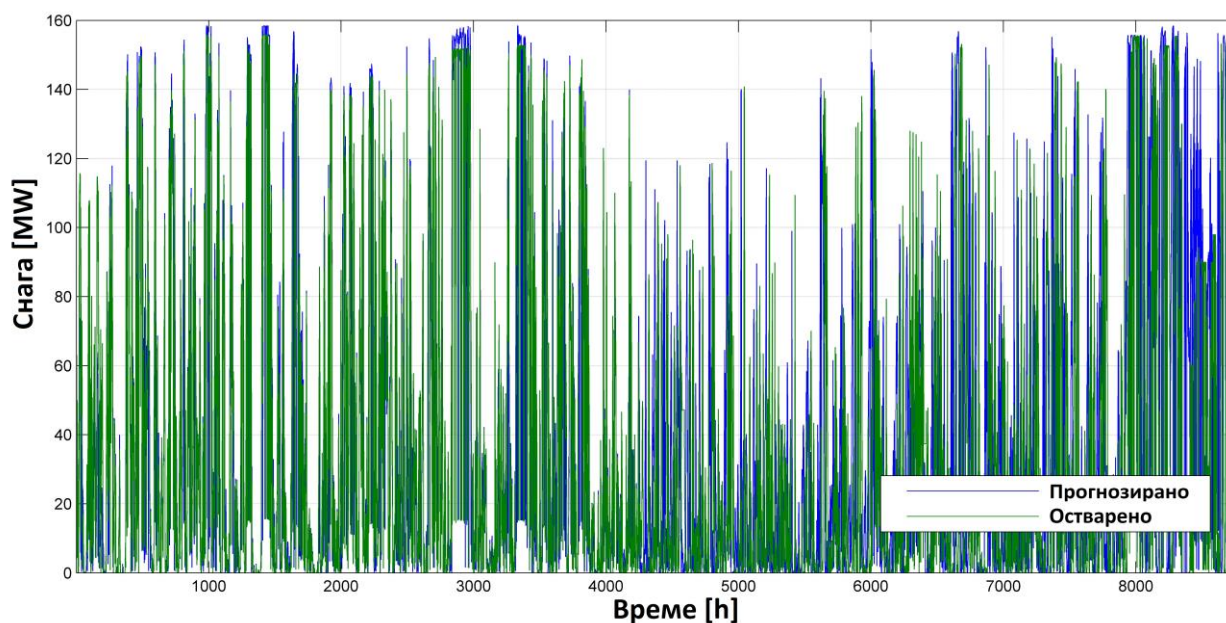
8.4 Утицај несигурности производње ОИЕ на ефекте оптималног просторног и временског управљања

У последњој анализи, извршен је прорачун утицаја грешке прогнозе производње ОИЕ на крајње бенефите оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Наиме, у свим претходним анализама, дијаграми потрошње се одређују за дан унапред, при чему се претпоставља да су прогнозе потрошње и производње ОИЕ прецизне. Међутим, свака прогноза врши се са одређеном грешком, те због тога, добијено решење увек одступа од оптималног. У овој анализи квантификовано је колико грешке у прогнози производње ОИЕ смањују бенефите оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Како су прогнозе потрошње доста прецизније у поређењу са прогнозама производње ОИЕ, у овој анализи оне неће бити разматране, односно биће претпостављено да је потрошња позната, а да се има извесна несигурност у прогнози производње ОИЕ.

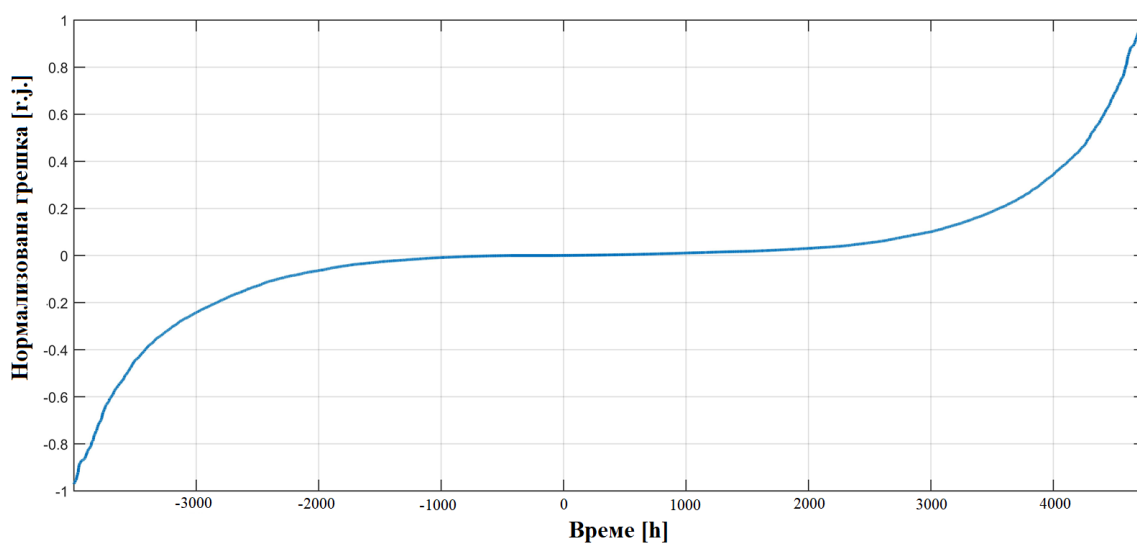
На Сл. 8.25 приказан је дијаграм прогнозиране и остварене производње једне реалне ветроелектране у Банату за сваки сат током 2019. године. Са друге стране, на Сл. 8.26 приказана је нормализована прогнозирана грешка производње анализиране ветроелектране. Ова функција може се описати Гаусовом расподелом чији параметри износе $\mu=0,0072$ и $\sigma=0,2816$. Ови параметри добијени су нормализацијом грешке у односу на инсталисану снагу ветроелектране која износи 158 MW. Анализирана ветроелектрана је тек започела са радом

током 2019. године те су због тога добијене грешке веће од реално очекиваних. Међутим, са овим резултатима се иде на страну сигурности, односно може се очекивати да ће у реалности смањење бенефита услед непрецизне прогнозе бити мање од добијених у овој анализи.

Несигурност производње фотонапонских система преузета је из рада [166]. За разлику од ветроелектрана, за фотонапонске системе нису били познати подаци о прогнозираној и оствареној производњи, те су због тога подаци преузети из рада [166]. Како је у раду [166] приказана грешка прогнозе производње фотонапонских система у Италији, а Италија је на сличној географској ширини као и Србија, може се сматрати да се дати подаци могу користити у наредним анализама. Добијена Гаусова расподела релативне грешке прогнозе производње фотонапонских система износи $\mu=0$ и $\sigma=0,0827$. У даљим анализама је претпостављено да се несигурност производње фотонапонских електрана и ветротурбина у анализираној дистрибутивној мрежи може описати претходним функцијама вероватноће



Сл. 8.25 Сатне снаге производње ветропарка у Банату



Сл. 8.26 Кумулативни дијаграм релативне грешке прогнозе производње ветропарка у Банату за дан унапред

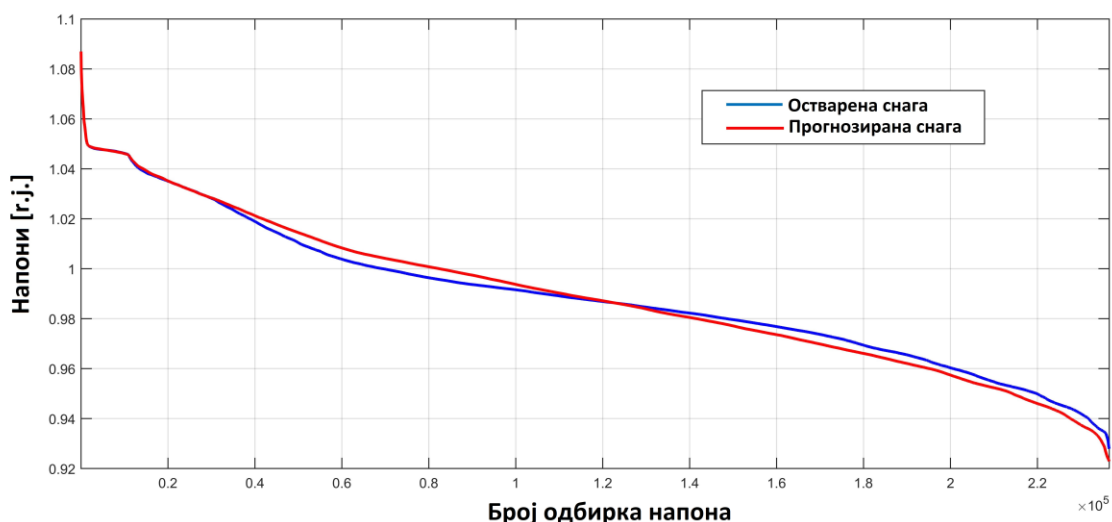
На основу добијених функција расподеле очекиване снаге производње ОИЕ (ветроелектрана и фотонапонских електрана) извршена је следећа анализа. Прво, извршен је прорачун оптималног просторног и временског управљања потрошњом у циљу минимизације губитака у систему. Ова анализа је индентична анализи извршеној у Поглављу 8.2. На основу ове анализе, одређени су дијаграми потрошње након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом. Након тога, одређени су дијаграми остварене производње из фотонапонских електрана и ветроелектрана генерисањем случајних бројева који прате дефинисане функције вероватноће грешке прогнозе фотонапонских система и ветроелектрана. Након генерисања реалних дијаграма производње, извршене су две анализе. У првој анализи, одређено је стање система за сваки сат у анализираној години коришћењем података о дијаграмима потрошње који су добијени на основу резултата оптималног просторног и временског управљања потрошњом које је уважавало прогнозирану производњу из ОИЕ. У другој анализи, прво је извршен прорачун нових дијаграма потрошње уважавајући остварене дијаграме производње ОИЕ, након чега је одређено и стање система у сваком сату анализираних година. На овај начин, добијају се реални беневити као и оптимални беневити који би се имали када би прогноза производње из ОИЕ била идеална.

У првој анализи, извршен је прорачун реалне, односно остварене уштеде губитака електричне енергије након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом коришћењем прогнозиране производње из ОИЕ. Остварени губици електричне енергије након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом коришћењем планираних дијаграма производње ОИЕ износе **4,75 GWh**, односно **4,9%** потрошње. Са друге стране, након извршене анализе оптималног просторног и временског управљања потрошњом коришћењем реалних дијаграма производње из ОИЕ, добијена је вредност губитака електричне енергије у износу **4,63 GWh**, односно **4,77%** потрошње. Из добијених резултата, закључује се да се услед несигурности прогнозе производње ОИЕ добија вредност губитака која је свега 2,59% већа у односу на теоријски максималну.

На Сл. 8.27 приказан је кумулативни дијаграм напона у свим чворовима анализираних система у сваком сату у години, у теоријском оптималном стању добијеном коришћењем планираних дијаграма производње ОИЕ и у реалном случају са реалним дијаграмима производње ОИЕ, оба пута након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом. У Табели 8.9, као и у Поглављу 8.2, приказане су 3 карактеристичне вредности напона приказаних на Сл. 8.27. Прва вредност представља кумулативну вредност напона које су прекорачене у 10% времена, друга кумулативну вредност напона је праг од 50% времена и трећа кумулативну вредност напона за праг 90% времена. У овој анализи напонска ограничења нису уважавана. Са Сл. 8.27, као и из Табеле 8.9, може се закључити да су кумулативни дијаграми напона који се имају коришћењем прогнозираних података врло слични добијеним коришћењем реалних података. Такође, стандардна девијација напона коришћењем реалних података је врло слична стандардној девијацији напона коришћењем прогнозираних података. У случају идеалне прогнозе, ова вредност би након оптималног просторног и временског управљања потрошњом износила 0,0279 док у случају реалних одступања прогнозираних података ова вредност износи 0,0297.

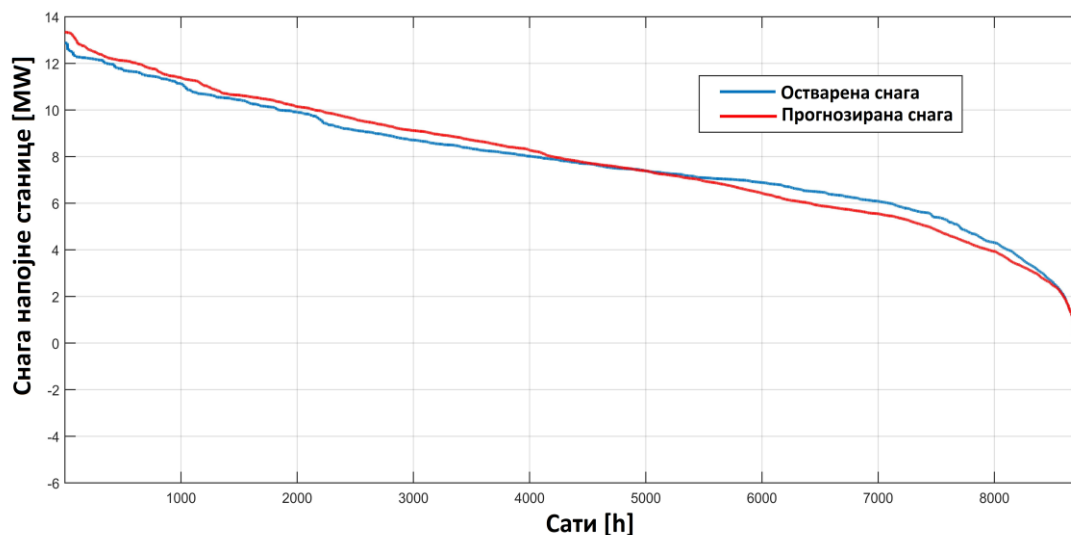
Табела 8.9 Кумулативни дијаграм напона пре и након просторног и временског управљања потрошњом

% времена	Напон добијен коришћењем реалних података [r.j.]	Напон добијен коришћењем прогнозираних података [r.j.]
10%	>1,0325	>1,0325
50%	>0,9872	>0,9876
90%	>0,9533	>0,9510



Сл. 8.27 Уређени дијаграм напона у анализираном систему

На Сл. 8.28 приказани су годишњи кумулативни дијаграми оптерећења напојне трафостанице након коришћења оптималног просторног и временског управљања потрошњом коришћењем прогнозираних и реалних података. У Табели 8.10, као и у Поглављу 8.2, приказане су 3 карактеристичне вредности снага напојне станице приказаних на Сл. 8.28. Прва вредност представља кумулативну вредност снаге за 10% времена, друга кумулативну вредност снаге за 50% времена и трећа кумулативну вредност снаге за 90% времена. Са Сл. 8.28, као и из Табеле 8.10, може се закључити да су кумулативни дијаграми снаге напојне трафостанице који се имају коришћењем прогнозираних података врло слични у односу на оне који би се имали у случају идеалне прогнозе.



Сл. 8.28 Уређени дијаграм снаге напојне станице коришћењем реалних и прогнозираних података о производњи ОИЕ

Табела 8.10 Уређени дијаграм оптерећења напојне трафостанице коришћењем реалних и прогнозираних података о производњи ОИЕ

% времена	Снага добијена коришћењем прогнозираних података [MW]	Снага добијена коришћењем реалних података [MW]
10%	>11,52	>11,32
50%	>7,83	>7,76
90%	>4,09	>4,53

8.5 Закључна разматрања

У овом поглављу, приказана је демонстрација неких од предложених алгоритама на примеру реалне дистрибутивне мреже у Србији. На основу резултата добијених у овом поглављу, могу се извести следећи закључци:

- У анализама је показано да просторно и временско управљање потрошњом побољшава перформансе система у погледу губитака. Добијени резултати показују да се просторним и временским управљањем потрошњом могу постићи значајне годишње уштеде електричне енергије услед губитака. На примеру анализираних реалних мрежа постигнуто је смањење годишњих губитака у износу од 19,67%, односно 60 000 евра.
- Као што је већ приказано у ранијим анализама, и у овом случају је на примеру реалне дистрибутивне мреже показано да оптимално просторно и временско управљање потрошњом смањује вршна оптерећења одређених елемената система (енергетских трансформатора, водова итд). Ово има бројне ефекте: продужава се животни век опреме, повећавају се преносни капацитети, одлажу инвестиције у ојачавање опреме, итд. Резултати на анализираним примерима показују да се вршно оптерећење трафостанице може умањити 19,91%.
- Просторно и временско управљање потрошњом смањује варијације напона. У анализи је показано да се стандардна девијација напона, након примене оптималног просторног и временског управљања потрошњом, смањује са 0,044 г.ј. на 0,029 г.ј. што представља смањење од 24,09%.
- Највећи прираштај позитивних ефеката просторног и временског управљања потрошњом се постиже када се процентуална вредност управљиве потрошње промени са 0% на 10%. Након тога, даље повећање управљиве потрошње ће имати мањи прираштај позитивних ефеката. Закључак је да се са релативно малим просторним и временским измештањем потрошње могу постићи битни позитивни ефекти, што је врло битно за економску оправданост и практичну употребљивост предложених алгоритама.
- Оптималним просторним и временским управљањем потрошњом у реалном систему могуће је повећати капацитете електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ. У анализираним системима, оптималним просторним и временским управљањем потрошњом могуће је повећати капацитете дистрибутивне мреже за инсталацију нових капацитета ОИЕ за 17,52% а да се при том може евакуисати сва произведена енергија без нарушавања техничких ограничења рада система.
- Коначно, у овом поглављу је приказана и анализа утицаја несигурности прогнозе производње ОИЕ на бенефите оптималног просторног и временског управљања потрошњом. У добијеним анализама је показано да је утицај несигурности прогнозе веома мали, односно да се у случају губитака добија свега 2,59% мања вредност од случаја кад се има идеализована прогноза производње ОИЕ.

Добијени резултати у складу су и са резултатима приказаним у претходним поглављима, чиме су на још један начин доказани сви бенефити предложене методологије, у овом случају на примеру реалног система са реалним подацима.

9. ПРОСТОРНО И ВРЕМЕНСКО УПРАВЉАЊЕ ПОТРОШЊОМ КАО ДЕО ВЕЛИКОГ СИСТЕМА ЗА УПРАВЉАЊЕ ПРЕНОСНИМ И ДИСТРИБУТИВНИМ МРЕЖАМА

У претходним поглављима приказани су различити алгоритми за просторно и временско управљање потрошњом у којима су, у зависности од сценарија, анализирани различите објективне функције као и ограничења типа једнакости или неједнакости. Претакање предложених математичких модела у оперативне системе који би били интегрисани у системе управљања будућим дистрибутивним и преносним системима подразумева развој софтверског окружења које би омогућило њихову функционалну имплементацију. У овом поглављу дат је приказ постојећих софтверских алата који се користе за управљање преносним и дистрибутивним мрежама. Након тога, приказано је како се постојећи алгоритми лако могу имплементирати у већ постојеће софтверске пакете. Циљ овог поглавља је да покаже како се практично може извршити имплементација просторног и временског управљања потрошњом.

9.1 Постојећи софтверски пакети за управљање преносним и дистрибутивним мрежама

Појава обновљивих извора енергије, система за складиштење енергије и развој тржишта електричне енергије наметнула је потребу за модернизацијом како преносних тако и дистрибутивних мрежа. Модернизација мрежа може се посматрати са два аспекта:

- модернизација опреме и повећање степена локалне аутоматизације опреме,
- имплементација софтвера за управљање мрежама.

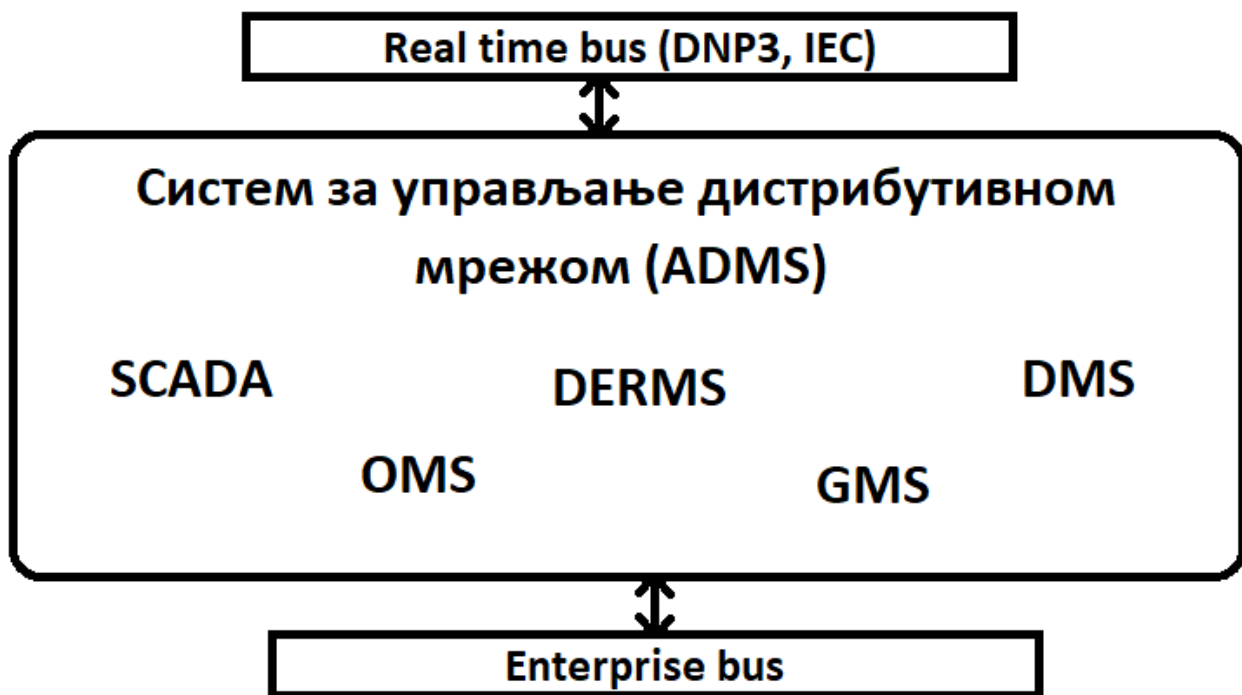
Модернизација опреме подразумева замену постојећих уређаја базираних на застарелим технологијама са новим уређајима [167]. Нови уређаји углавном испуњавају следећа два захтева:

- могућност конфигурације локалне контроле на основу које се мерењем локалних физичких величина одређује рад ових уређаја,
- могућност комуникације са централним системом.

Локална аутоматика опреме може се једноставно илустровати на следећим примерима. Регулатор напона, који се најчешће јавља у америчким мрежама, може се конфигурисати тако да стално одржава напон на секундарним прикључцима трансформатора константним. У случају повећаног оптерећења, због већих падова напона, регулатор напона детектује на својој секундарној страни мањи напон од очекиваног те ће он због тога смањити свој преносни однос. На овај начин, регулатор напона локалним мерењем напона одржава напон константним. Регулатор напона представља регулациони трансформатор средњег преносног односа 1:1 и за разлику од класичних трансформатора чији је задатак трансформација енергије са једног напона на други, регулатор напона регулише напон на фидеру на истом напонском нивоу. Са друге стране, модерни кондезатори могу се конфигурисати тако да учествују у регулацији напона у тачки прикључења, али и ток реактивне снаге. На пример, код кондезатора је могуће подесити опсег напона који он регулише. У случају када напон пређе горњу границу, кондезатор се искључује док кад напон пређе доњу границу, кондезатор се укључује. На исти начин, могуће је пратити реактивну снагу која тече од тачке прикључења кондезатора ка остатку мреже. Ако реактивна снага пређе неку задату вредност, кондезатор се аутоматски прикључује на мрежу чиме се локално регулише фактор снаге.

Поред локалне аутоматике, модерни уређаји углавном поседују могућност комуникације са спољним системима. Комуникација се најчешће одвија помоћу *SCADA* (*Supervisory Control and data Acquisition*) система. Поред директног слања команди, *SCADA* систем омогућава и преподешење локалне аутоматике уређаја.

Модернизација опреме је веома скуп процес. Са друге стране, да би се омогућило комплетно управљање системима неопходно је поседовати централизовани софтвер који ће оператору дистрибутивног или преносног система омогућити увид у стање као и контролу система. Имплементација софтвера је у поређењу са модернизацијом опреме доста јефтинија, те је због тога у претходних неколико година и дошло до развоја бројних софтверских пакета за мониторинг и управљање преносним и дистрибутивним системима. Тренутно су на тржишту познати бројни софтверски пакети који су задужени за управљање различитим деловима система. Међутим, најчешће ниједан произвођач не нуди све пакете који су неопходни оператору због чега је неопходно формирати систем који ће интегрисати све ове софтверске пакете у једну целину и оператору омогућити једноставан рад [168]. На Сл. 9.1 илустрован је систем за управљање дистрибутивним мрежама *ADMS* (*Advanced Distribution Management System*) у којем су представљени пакети које он може обухватати. На овом примеру илустровано је на који начин се из оперативног центра врши управљање системом.



Сл. 9.1 Организација система за управљање дистрибутивном мрежом

Срж система за управљање дистрибутивном (као и преносном) мрежом је *SCADA*. *SCADA* представља систем за прикупљање мерења са терена као и слање команди. *SCADA* систем са пољем комуницира преко *Real Time Bus*, односно виртуелне сабирнице која прима поруке са терена, односно шаље поруке уређајима на терену у реалном времену. Да би се омогућила комуникација са уређајима, неопходно је одредити које протоколе уређаји подржавају. Протоколи дефинишу изглед поруке која се шаље уређају на терену, односно која се прима од уређаја. Најчешћи протоколи су *DNP3*, *IEC 101*, *IEC 104*, *Modbus* [169].

SCADA се може сматрати пакетом задуженим за комуникацију са пољем. Међутим, осим што омогућава комуникацију, *SCADA* не поседује ни један алгоритам који би био задужен за прорачун оптималног стања система. Због тога се у систему за управљање дистрибутивном мрежом јављају различити други пакети чији је задатак прорачун оптималних команди које се након тога шаљу на терен коришћењем *SCADA* система. На

првом месту налази се *DMS* [170]. *DMS* представља скуп алгоритама за извршавање прорачуна у дистрибутивним мрежама. Неки од најважнијих прорачуна су:

- естимација стања
- прорачун токова снага
- прорачун струја кварова
- прогнозе потрошње, производње
- *VVO (Volt Var Optimization)* – оптимизација напона и реактивних снага
- реконфигурација система
- прорачуни везани за релејну заштиту
- прорачуни везани за оптимално позиционирање различитих елемената система

Естимација стања представља главну функционалност *DMS* пакета. Циљ естимације стања је одређивање стања система на основу мерења добијених са поља. Како је у дистрибутивној мрежи редунданса мерења релативно мала, да би се одредило стање система поред мерења често се користе и историјски подаци.

Прорачун токова снага је друга најважнија функционалност *DMS* пакета. Након одређивања стања система, прорачуном токова снага одређују се сви напони, углови фазора, струје и углови у систему.

Прорачун струја кварова је трећа функционалност која се јавља у оквиру *DMS* пакета. Струје кварова су веома битне за димензионисање опреме и прорачун подешења релејне заштите, те због тога ова функционалност има велики значај.

Прорачун прогноза потрошње и производње веома је битан за планирање рада система. За прорачун прогноза користе се најчешће историјски подаци као и прогнозе временских услова. На основу овога, могуће је одредити понашање потрошача у будућности, производњу из дистрибуираних извора, на основу чега је могуће планирати и рад система. Ова функционалност веома је важна са аспекта управљања потрошњом.

VVO представља функционалност која се користи за оптимизацију реактивних снага и напона у систему. Како реактивне снаге и напони нису временски условљени, за разлику од активних снага код управљања потрошњом, ову функционалност је могуће користити у реалном времену.

Реконфигурација система представља функционалност чији је задатак одређивање оптималне топологије система. Поред овога, у оквиру *DMS* пакета налазе се и разни прорачуни за подешавање и координацију релејне заштите, као и за оптимално позиционирање различитих елемената система као што су кондензатори, батерије итд.

Поред *SCADA* пакета и *DMS* пакета, на Сл. 9.1 су приказани и остали пакети као што су *OMS*, *EMS*, *GMS*, *DERMS*. *OMS (Outage Management System)* представља систем за управљање кваровима. Овај систем се тренутно можда и највише користи пре свега због тога што је уклањање кварова и обезбеђивање сигурног напајања најважнија активност оператора дистрибутивног система. *EMS* пакет је јако сличан *DMS* пакету и његова улога је управљање преносним мрежама. Циљ *GMS (Generation Management System)* пакета је управљање генераторима у реалном времену и обезбеђивање стабилног напона и фреквенције. Овај пакет је значајнији са аспекта преносног система, а код дистрибутивног система се може користити у ситуацијама када је неопходно обезбедити острвски рад неког дела микромреже. Коначно, *DERMS (Distributed Energy Resources Management Systems)* представља систем за управљање дистрибуираним изворима енергије. У будућности се може очекивати да управљање потрошњом буде део овог пакета.

На Сл. 9.1 приказан је и *Enterprise System Bus*, односно сабирница за интеграцију и комуникацију различитих система. Интеграције са другим системима се могу упоредити са *SCADA* системом јер је њихова улога комуникација и размена информација. Међутим, за разлику од *SCADA* система, где се информације шаљу готово у реалном времену, у овом случају се очекује одређено кашњење. Интеграције могу бити *online* и *offline*. Код *online* интеграција, информације се размењују путем неког *web* сервиса. Оне су најсличније *SCADA* системима. У *online* интеграције спадају на пример интеграције за прикупљање података са паметних бројила, прикупљање података о временским условима са неког интернет сајта итд. Са друге стране, *offline* интеграције се врше између више софтвера инсталираних код истог оператора. На пример, за рад *DMS* функционалности користи се модел мреже. Модел мреже најчешће се одржава коришћењем *GIS* (*Geographic Information System*) система. Због тога је неопходно направити интеграцију која ће све промене у *GIS* систему пренети на модел мреже.

Систем за управљање преносним мрежама има сличну структуру као и систем за управљање дистрибутивним мрежама те није неопходно посебно га анализирати. Приказани систем за управљање дистрибутивним мрежама довољно добро илуструје реални систем за управљање, како преносном, тако и дистрибутивном мрежом. У свету већ постоји велики број предузећа који користе овакве системе, а њихов број се очекује да ће све више расти.

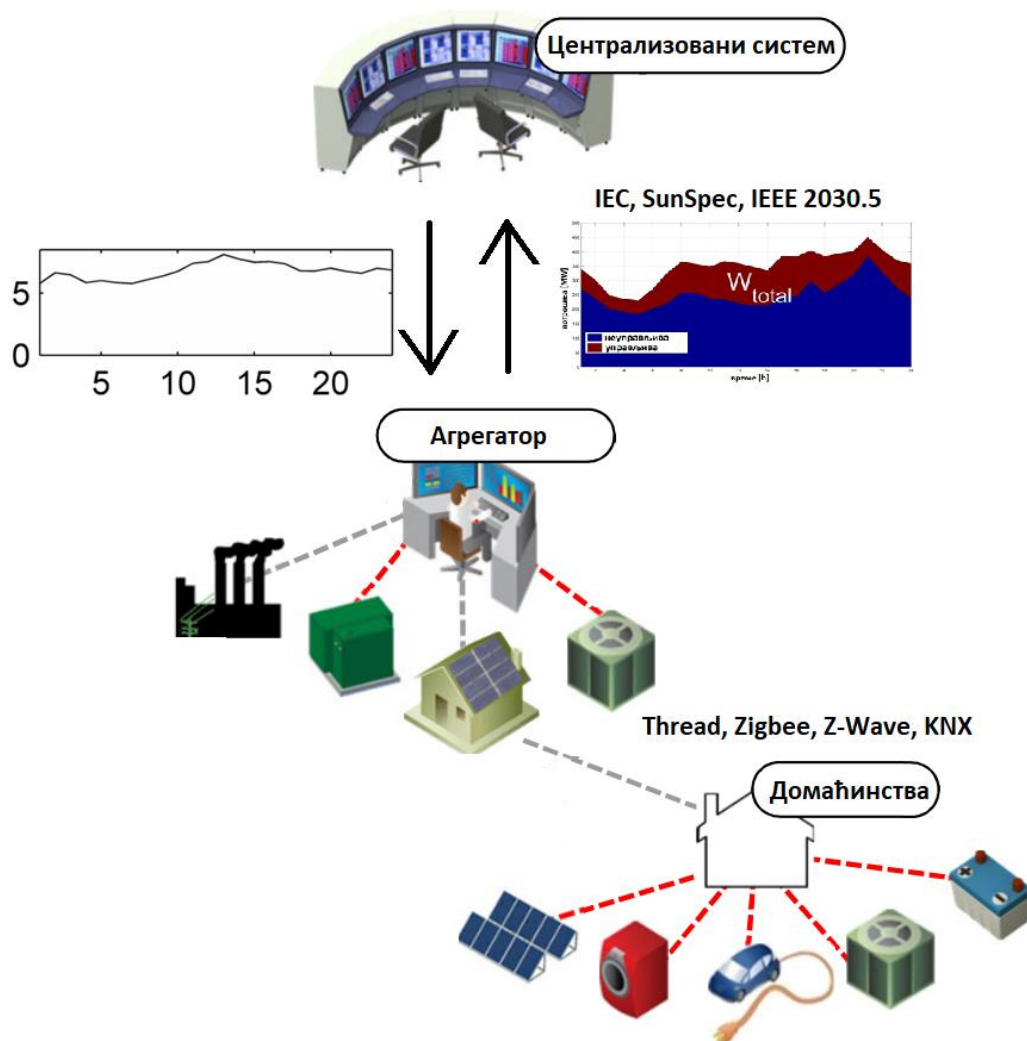
С обзиром на тему ове дисертације од посебног интереса је управљање дистрибуираним изворима и њихова интеграција. Како се у будућности очекује велики степен пенетрације обновљивих и дистрибуираних извора енергије, не очекује се да ће оператор система комуницирати са сваком од њих. Исто важи и за управљање потрошњом. Просто, није очекивано да ће оператор система одређивати коју климу и који фрижидер треба да укључи или искључи. Због тога се у будућности очекује појава агрегатора чија је улога агрегисање већег броја уређаја и који ће стојати између крајњих корисника и оператора система. О овоме ће више бити речи у следећој глави.

9.2 Комуникација софтвера за управљање дистрибутивном мрежом са агрегатором

На Сл. 9.2 дат је графички приказ будуће очекиване комуникације између централизованог софтвера за управљање дистрибутивном мрежом и агрегатора [171]. Идеја је следећа. Агрегатор има задатак да агрегише и управља већим бројем дистрибуираних извора, као и потрошњом код потрошача. Поред тога, агрегатор има увид и информацију о капацитету сваког потрошача о потенцијалу управљања потрошњом. На основу ових познатих информација, агрегатор даје информацију оператору система о томе које је очекивано понашање потрошње за наредна 24 сата, као и колики је део управљиве и неуправљиве потрошње. Оператор система добија ову информацију и уважава је приликом прогнозе стања система за наредна 24 сата. У зависности од критеријумске функције, оператор система користи информацију о управљивом и неуправљивом делу потрошње и одређује жељени дијаграм потрошње који касније прослеђује агрегатору. Агрегатор добија ову информацију од оператора и на основу ње планира рад појединачних уређаја тако да стварни дијаграм потрошње буде у складу са задатим дијаграмом добијеним од оператора. У случају да се користи индиректно управљање потрошњом, агрегатор система одређује и дијаграме цена електричне енергије појединих потрошача и путем одређених сервиса и паметних бројила обавештава потрошача о новим ценама. У случају да потрошач поседује систем познат као *BEMS* (*Building Energy Management System*), овај систем ће користити информацију о цени електричне енергије, на основу које ће планирати рад појединих уређаја [172]. На Сл. 9.2 приказани су и протоколи који се тренутно користе за интеграцију и

комуникацију оператора са агрегаторима, као и протоколи који се користе за управљање крајњим уређајима.

Агрегатор већег броја ресурса може бити виртуелна електрана, систем за управљање микромрежом или било који софтвер који интегрише већи број потрошача. Агрегатор је најчешће *cloud* систем те је за интеграцију са њим неопходна *online* интеграција.

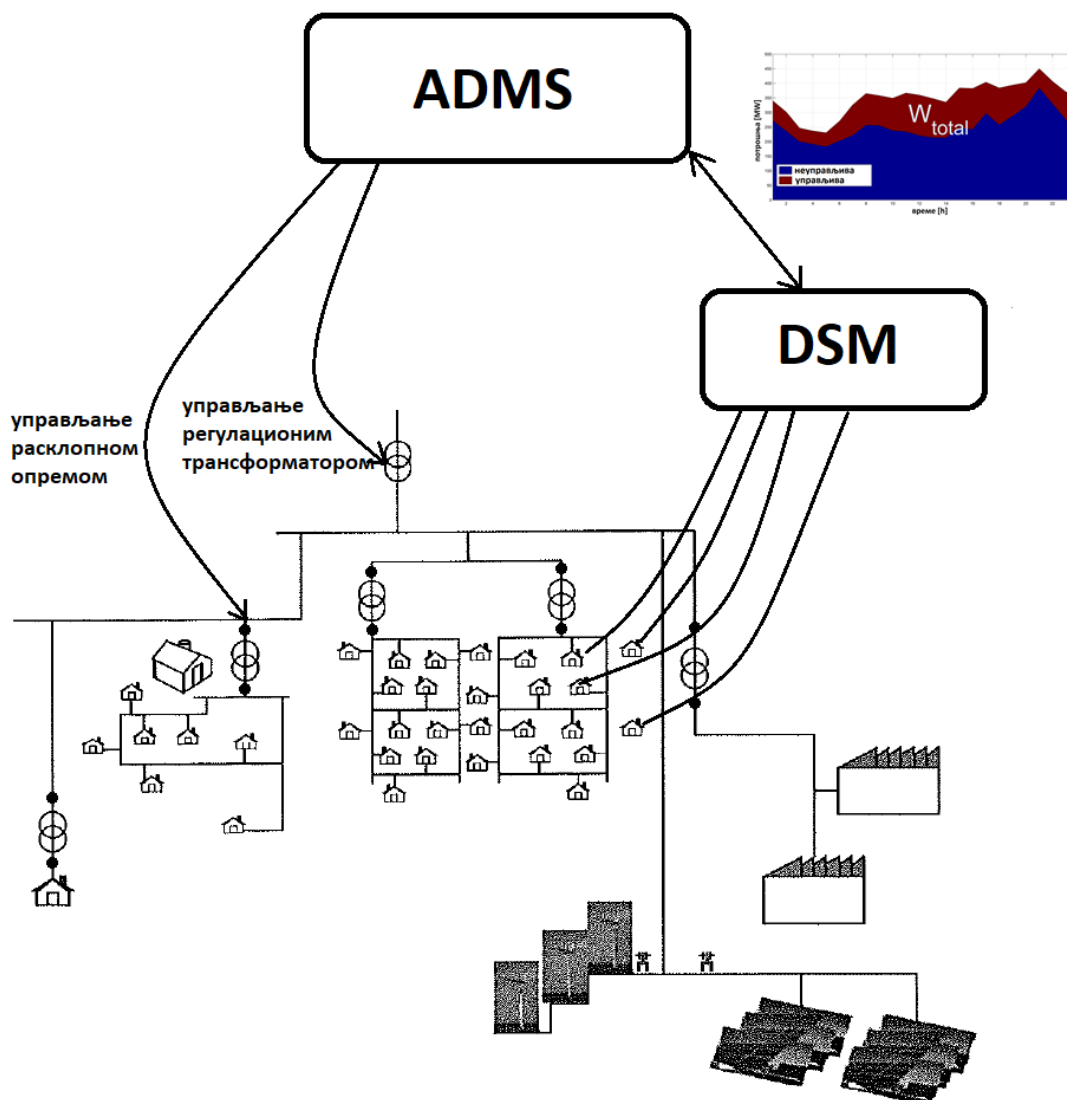


Сл. 9.2 Комуникација централизованог система са агрегатором

На Сл. 9.3 илустровано је управљање дистрибутивном мрежом од стране оператора. Дистрибутивном мрежом се може управљати на следећи начин. Са аспекта планирања, оператор преносног или дистрибутивног система одређује оптималне дијаграме потрошње у зависности од проблема који се анализира. Оптимални дијаграми потрошње се прослеђују агрегатору који након тога управља појединачним уређајима. Агрегатор може обухватати, како потрошњу тако и батерије, о чему је раније било речи. На овај начин може се обезбедити да укупна преузета енергија пре и након управљања потрошњом остане иста, што и јесте најзахтевнија ствар код управљања потрошњом. Потрошњом се може управљати на два начина. У првом случају, планирање потрошње врши се у неком моменту за дан унапред (*day ahead*). Несигурност која се том приликом уноси у прогнозу потрошње и производње из ОИЕ може довести до стања система које неће бити оптимално, те је неопходно вршити одређене корекције у реалном времену, односно на краћем хоризонту (*intra day*). Са друге стране, уместо планирања потрошње за дан унапред, могуће је у сваком сату планирати рад система за наредна 24 сата. Како су прогнозе за наредни сат најпрецизније, потрошњом се у

наредном сату управља на основу најновијих прогноза. Након сат времена, познато је коју потрошњу треба надокнадити те се испочетка врши планирање рада потрошње. Овакав алгоритам захтева чешће ангажовање рачунарских ресурса. Поред тога, поставља се питање да ли је у пракси изводљиво да се планирање рада система ради на сваких сат времена.

Са друге стране, за разлику од активних снага које су временски спрегнуте, управљање реактивним снагама и напонима није временски спрегнуто те оператор ове ресурсе може користити у реалном времену за даље унапређење система. На овај начин се врши распрезање управљања активним и реактивним снагама чиме се значајно ослобађају рачунарски ресурси неопходни за извршавање прорачуна.



Сл. 9.3 Управљање системом са могућношћу просторног и временског управљања потрошњом

Све анализе које су рађене у овој дисертацији су везани за усредњавања на сатном временском интервалу. Треба имати у виду да се планира да у будућим системима буде петнаестоминутни временски интервал меродаван пре свега за трговину електричном енергијом, али ће се пресликати и на све услуге, па самим тим и на управљање потрошњом. Развијени алгоритми су индиферентни у погледу интервала планирања и усредњавања, једино што се време њиховог извршавања мења, односно захтевани рачунарски ресурси.

10. ЗАКЉУЧАК

Обновљиви извори енергије и њихова интеграција у електроенергетске системе један је од највећих изазова модерне електроенергетике. До пре пар година, ова тематика углавном је била само предмет бројних научних радова, међутим, са повећањем инсталираних капацитета ОИЕ, ова тема почела је све више да добија и практичан значај. Данас, проблем интеграције ОИЕ представља реалан проблем са којим се суочавају оператори преносног и дистрибутивног система, те је због тога добар део фокуса инжењера и научних радника постао усмерен на проналазак одрживог решења које ће омогућити даљи пораст инсталираних капацитета ОИЕ. На првом месту, неопходно је идентификовати ресурсе који ће омогућити даљу инсталацију нових капацитета ОИЕ. Ту спадају системи за складиштење енергије, електрична возила, управљање потрошњом итд. Након идентификације ресурса, неопходно је развијати нове алгоритме и софтверске пакете чији је задатак да управљањем ових ресурса оптимизују стање мреже у условима интермитентне производње из ОИЕ. У овој дисертацији, као ресурс за интеграцију ОИЕ посматра се управљање потрошњом. Циљ дисертације је развој алгоритама за управљање потрошњом који ће, поред временске координате, анализирати и просторну прераспodelу дијаграма потрошње и производње из ОИЕ, па се на тај начин и дефинише оптимално просторно и временско управљање потрошњом. Системи који су посматрани у овој дисертацији представљају перспективне системе са великим степеном пенетрације ОИЕ.

Главни доприноси дисертације су:

Развијен је алгоритам и математички модел за оптимизацију просторног и временског управљања потрошњом у циљу минимизације губитака у преносној и дистрибутивној мрежи и побољшања напонских профила у потрошачким чворовима у систему. У првом поглављу приказан је математички модел за оптимално просторно и временско управљање потрошњом. Овај модел заснован је на чињеници да се сваки дијаграм потрошње може поделити на управљиви и неуправљиви део. Неуправљива потрошња обухвата све уређаје и опрему чије је време рада дефинисано и не може се померати, а разлози за то могу бити бројни – од тога да би померање рада ових уређаја нарушило квалитет индустријских процеса, до тога да померање рада ових уређаја може нарушити комфор живота људи. Управљиви део потрошње представља онај део потрошње који се релативно једноставно може померити из једног сата у други, без великог утицаја на комфор потрошача. У дисертацији је претпостављено да оператор система има могућност, односно механизам, да помера управљиву потрошњу из једног сата у други. Улазни параметри који се користе у приказаном алгоритму су: модел мреже, прогнозе о дијаграмима потрошње за наредни дан са својим управљивим и неуправљивим делом за сваки чвор анализираних система као и прогнозе о дијаграмима производње различитих типова ОИЕ за сваки чвор анализираних система. Приказани алгоритам користи *Interior Point Method* за решавање веома комплексног нелинеарног оптимizacionог проблема са великим бројем ограничења типа једнакости и неједнакости на основу којег одређује нове, оптималне дијаграме потрошње у сваком чвору. У досадашњим научним радовима, проблем управљања потрошњом се углавном своди на проналазак нових дијаграма потрошње помоћу којих се постиже боља корелација између производње интермитентних ОИЕ и потрошње, чиме се смањује зависност система од конвенционалних електрана. У овој дисертацији, уведен је и модел мреже, приликом управљања потрошњом уважавана је како временска тако и просторна променљивост производње интермитентних ОИЕ, те се на овај начин може постићи оптимално стање у систему. Анализирана критеријумска функција у овој групи анализа су дневни губици енергије. Добијени резултати показују да се потрошњом треба управљати тако да она прати производњу из електрично блиско прикључених ОИЕ, чиме се смањују токови снага у систему. Са друге стране, добијени резултати показују и да се

оптималним просторним и временским управљањем потрошњом заиста могу постићи значајна побољшања у перформансама рада система, као што су додатно смањење губитака, додатно смањење флуктација напона, већи преносни капацитети итд. Поред тога, показано је да је практично довољно користити, односно временски измештати свега 10% потрошње а да се при том постигну бенефити који су блиски теоријски максималним бенефитика када би се кроистила сва расположива управљива потрошња, што даје битан практичан значај и економску оправданост за имплементацију ових техника у реалним системима.

Развијен је алгоритам и математички модел за оптимизацију просторног и временског управљања потрошњом и управљања производњом конвенционалних електрана у циљу минимизације укупних трошкова у електроенергетском систему.

Други допринос ове дисертације представља развој алгоритама за оптимално просторно и временско управљање потрошњом у циљу минимизације укупних трошкова у електроенергетском систему. За разлику од претходног алгорита у овом алгоритму је практично укључен и проблем оптималног ангажовања управљивих (конвенционалних) електрана. У њему се као објективна функција посматрају трошкови производње конвенционалних електрана, док се као непознате посматрају активне снаге производње електрана. Као што је већ раније наведено, један од основних циљева управљања потрошњом је повећање независности система са великом пенетрацијом ОИЕ од конвенционалних електрана. Ова зависност може се директно преликати у оперативне трошкове конвенционалних електрана који се имају приликом експлоатације оваквог система. Поред минимизације трошкова, овај алгоритам тежи и минимизацији губитака, чиме се смањује укупна бруто потрошња у систему, као и производња конвенционалних електрана. Добијени резултати показују да поред криве трошкова производње, на дијаграме производње конвенционалних електрана утиче и њихова позиција, при чему је у приказаним анализама показано да се оптималним просторним и временским управљањем потрошњом равнају дијаграми нето потрошње, производње конвенционалних електрана, као и дијаграми напона

Развијена је методологија за повећање расположивих капацитета за интеграцију обновљивих извора енергије у дистрибутивним мрежама кроз просторно и временско управљање потрошњом.

За разлику од претходна два алгорита, чији је основни задатак оптимизација губитака и погонских трошкова електрана, у дисертацији је развијен и алгоритам чија је главна улога оптимално решавање нарушених техничких ограничења која настају у системима са великом пенетрацијом ОИЕ. Наиме, повећањем инсталираних капацитета ОИЕ, у систему може доћи до проблема као што су пренапони, супротни токови снага, преоптерећења секција, итд. Како оператор система мора обезбедити квалитетно напајање потрошача, у тренутку када дође до појаве нарушених ограничења сматра се да је систем достигао свој капацитет дозвољене пенетрације ОИЕ. Тада у систему није дозвољена даља инсталација нових капацитета ОИЕ. Како се у свету све више ради на повећању учешћа ОИЕ у укупној производњи електричне енергије, дошло је и до потребе развоја нових механизма који би помогли при решавању нарушених ограничења, а самим тим и повећања капацитета електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ. Како је број сати са нарушеним ограничењима још увек релативно мали, један од механизма који се и данас препоручује у свету је одсецање производње. У дисертацији је приказана методологија која користи оптимално просторно и временско управљање потрошњом као ресурс за решавање нарушених ограничења, чиме се ослобађају капацитети за повећање пласмана производње ОИЕ на тржиште електричне енергије. Како се у будућности може очекивати да ће оператор система морати да плаћа корисницима коришћење ових услуга, у раду је коришћена мултикритеријумска објективна функција, чији је примарни циљ максимизација извезене енергије из ОИЕ, уз минимално померање потрошње и минималне губитке, а да при том сва ограничења буду задовољена. Резултати ових анализа су приказани и на примеру реалне дистрибутивне мреже и они показују да се помоћу просторног и временског управљања

потрошњом значајно могу повећати капацитети електроенергетских система за већу пенетрацију ОИЕ..

Развијена је методологија и предложени су математички модели за повећање транзитних преносних капацитета и сигурности транзита енергије кроз електроенергетски систем са високим степеном пенетрације обновљивих извора енергије и управљивом потрошњом. Ефекти интеграције обновљивих извора енергије на глобалном нивоу су повезани и са већим захтевима за транзите енергије између удаљених електроенергетских система, како би се вршило просторно балансирање производње и потрошње. Имајући у виду очекиване повећане захтеве за транзитом енергије кроз електроенергетске системе у дисертацији је развијен и приказан још један алгоритам просторног и временског управљања потрошњом који се може применити на преносне мреже. Један од основних захтева који се поставља пред оператора преносног система је да обезбеди сигуран пренос електричне енергије, најчешће уз задовољавање $n-1$ принципа сигурности. Како оператор преносног система директно добија новчану надокнаду за ослобађање преносних капацитета, то постоји економски мотив да се обезбеди што већи капацитет за транзит уз минималне трошкове губитака. У дисертацији је развијена методологија која користи квадратно програмирање ради одређивања оптималних дијаграма потрошње, а које ће омогућити сигуран пренос електричне енергије и задовољавање уговорених трансакција уз задовољавање $n-1$ принципа сигурности. Резултати демонстрирани у дисертацији потврђују бенефите представљене методологије.

Развијен је концепт оптималног просторног и временског управљања ценом електричне енергије у електроенергетским системима са обновљивим изворима енергије и индиректно управљивом потрошњом. Основна претпоставка за развој алгоритама управљања потрошњом је да оператор система има механизме којима може прилагођавати дијаграме потрошње жељеном профилу. Ти механизми се деле на директно и индиректно управљање потрошњом. Директно управљање потрошњом подразумева да оператор система има могућност директно укључује и исуључује потрошаче и на тај начин дефинише нове дијаграме потрошње који ће обезбедити оптимално стање система. Недостатак овог механизма је што је он ретко прихватљив за потрошаче резиденцијалног типа, јер може нарушити њихов комфор потрошње електричне енергије. Из тог разлога, у дисертацији је посебно анализиран модел индиректног управљања потрошњом. Индиректно управљање потрошњом подразумева да оператор система на неки начин потрошаче стимулише да троше онда када је то повољно за систем. Како је новчана награда најбољи стимуланс, у раду је приказана методологија за одређивање оптималних просторних и временских дијаграма цена електричне енергије за сваки чвор анализираних система. Ова методологија представља проширење већ постојаћег динамичког тарифирања у којем се поред временске координате тарифирања посматра и његова просторна координата. Резултати добијени приликом демонстрације приказане методологије показују да се оптималним просторним и временским динамичким тарифирањем могу унапредити перформансе система и смањити трошкови како дистрибутивног предузећа, тако и крајњих потрошача.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Д. Котур, Оптимално просторно и временско управљање потрошњом у електроенергетском систему са обновљивим изворима енергије, мастер рад, Универзитет у Београду – Електротехнички факултет, Београд, 2015.
- [2] М. Ђурић, Ж. Ђуришић, А. Чукарић, В. Илић, *Електране*, Беопрес, 2010.
- [3] Н. Рајковић, Д. Тасић, *Дистрибутивне и индустријске мреже*, Академска мисао, 2008.
- [4] E. Dogan, F. Seker, Determination of CO₂ emissions in the European Union: The role of renewable and non-renewable energy, *Renewable Energy*, Volume 94, 2016, p 429-439.
- [5] S. K. Guttikunda, P. Jawahar, Atmospheric emission and pollution from the coal-fire thermal power plants in India, *Atmospheric Environment*, Volume 92, 2014, p 449-460
- [6] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics
- [7] <https://www.energy-charts.de/price.htm>
- [8] M. Bollen, F. Hassan, *Integration of distributed generation in the power system*, A John Wiley and Sons, IEEE Press, 2011.
- [9] S. Nikolova, A. Causevski, A. Al-Salaymeh, Optimal operation of conventional power plants in power systems with integrated renewable energy sources, *Energy Conversion and Management*, Volume 65, 2013, p 697-703.
- [10] A. Keyhani, M. N. Marwali, M. Dai, *Integration of Green and Renewable Energy in Electric Power System*, A John Wiley and Sons, 2009.
- [11] IRENA Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 report, April 2019.
- [12] J. Ekanayake, K. Liyanage, J. Wu, A. Yokoyama, N. Jenkins, *Smart Grid – Technology and Application*, A John Wiley and Sons, 2012
- [13] A. Keyhani, *Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems*, John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [14] P. Warren, *Smart Grid – Fundamentals of Design and Analysis*, John Wiley & Sons, Inc., 2012.
- [15] P. Warren, A review of demand-side management policy in UK, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 29, 2014, p 941-951.

- [16] A. Fattahi Meyabadi, M. H. Deihimi, A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 80, 2017, p 367-379.
- [17] J. Khoury, R. Mbayed, G. Salloum, E. Monmasson, Predictive demand side management of a residential houses under intermittent primary energy source conditions, *Energy and Buildings*, Volume 112, 2016, p 110-120
- [18] A. Kaygusuz, C. Keles, B.B. Alakoz, A. Karabiber, Renewable energy integration for smart sites, *Energy and Buildings*, Volume 64, 2013, p 456–462
- [19] H. Morais, P. Kadar, P. Faria, Z. A. Vale, H. M. Khodr, Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming, *Renewable Energy*, Volume 35, 2010, p 151-156
- [20] X. Wang, C. Jiang, B. Li, Active robust optimization for wind integrated power system economic dispatch considering hourly demand response, *Renewable Energy*, Volume 97, 2016, p 798-808
- [21] Y. Yang , K.Wu, H. Long, J. Gao, X. Yan, T. Kato, Y. Suzuoki, Integrated electricity and heating demand-side management for wind power integration in China, *Energy*, Volume 78, 2014, p 235-246
- [22] D. B. Richardson, L. D. Danny Harvey, Optimizing renewable energy, demand response and energy storage to replace conventional fuels in Ontario, Canada, *Energy*, Volume 93, 2015, p 1447–1455
- [23] M. Sharafi, T. Y. ElMekkawy, E. L. Bibeau, Optimal design of hybrid renewable energy systems in buildings with low to high renewable energy ratio, *Renewable Energy*, Volume 83, 2015, p 1026-1042
- [24] J. Aghaei, M. Alizadeh, Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 18, 2013, p 64–72
- [25] M. I. Alizadeh, M. P. Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, M.K. Sheikh-El-Eslami, Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 57, 2016, p 1186–1193
- [26] M. Таловић, А. Сариић, П. Стефанов, *Експлоатација електроенергетских система у условима слободног тржишта*, Технички факултет Чачак, Београд, 2015.
- [27] Н. Рајаковић, *Анализа електроенергетских система 2*, Академска мисао, Београд, 2008.
- [28] <https://www.nis.eu/lat/o-nama/delatnosti/energetika/te-to-pancevo>

- [29] <http://www.solarisenergy.co.rs/galerija/>
- [30] <http://www.vpkovacica.rs/index.html>
- [31] A. Tascikaraoglu, M. Uzunoglu, A review of combined approaches for prediction of short-term wind speed and power, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 34, 2014, p 243–254.
- [32] G.J. Osório, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão, Short-term wind power forecasting using adaptive neuro-fuzzy inference system combined with evolutionary particle swarm optimization, wavelet transform and mutual information, *Renewable Energy*, Volume 75, 2015, p 301–307.
- [33] A. E. Saleh, M. S. Moustafa, K. M. Abo-Al-Ez, A. A. Abdullah, A hybrid neuro-fuzzy power prediction system for wind energy generation, *Electrical Power and Energy Systems*, Volume 74, 2016, p 384–395.
- [34] J. Liu, X. Wang, Y. Lu, A novel hybrid methodology for short-term wind power forecasting based on adaptive neuro-fuzzy inference system, *Renewable Energy*, Volume 103, 2017, p 620–629.
- [35] C. Zhang, H. Wei, J. Zhao, T. Liu, T. Zhu, K. Zhang, Short-term wind speed forecasting using empirical mode decomposition and feature selection, *Renewable Energy*, Volume 96, 2016, p 727–737.
- [36] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F.J. Martinez-de-Pison, F. Antonanzas-Torres, Review of photovoltaic power forecasting, *Solar Energy*, Volume 136, 2016, p 78–111.
- [37] W. Yaïci, E. Entchev, Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System modelling for performance prediction of solar thermal energy system, *Renewable Energy*, Volume 86, 2016, p 302–315.
- [38] Y. Wu, J. Wang, A novel hybrid model based on artificial neural networks for solar radiation prediction, *Renewable Energy*, Volume 89, 2016, p 268–284.
- [39] S. Leva, A. Dolara, F. Grimaccia, M. Mussetta, E. Ogliari, Analysis and validation of 24 hours ahead neural network forecasting of photovoltaic output power, *Mathematics and Computers in Simulation*, Volume 131, 2017, p 88–100.
- [40] M. Gulin, T. Pavlović, M. Vašak, A one-day-ahead photovoltaic array power production prediction with combined static and dynamic on-line correction, *Solar Energy*, Volume 142, 2017, p 49–60.
- [41] T. Schulze, K. McKinnon, The value of stochastic programming in day-ahead and intra-day generation unit commitment, *Energy*, Volume 101, 2016, p 592–605.
- [42] G. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, Wiley-IEEE Press, 2013.

- [43] Ж. Ђуришић, *Вјетроелектране*, Академска мисао, Београд, 2019.
- [44] https://www.smartgrid.gov/recovery_act/time_based_rate_programs.html
- [45] https://www.pge.com/en_US/small-medium-business/your-account/rates-and-rate-options/peak-day-pricing.page
- [46] <https://www.sdge.com/businesses/savings-center/energy-management-programs/demand-response/critical-peak-pricing>
- [47] <https://www.aps.com/library/rates/PPP-RES.pdf>
- [48] SE Widergren, K Subbarao, JC Fuller, DP Chassin, A Somani, C Marinovici, JL Hammerstorm, AEP Ohio gridSMART Demonstration Project Real-Time Pricing Demonstration Analysis, Pacific Northwest National Laboratory, Prepared for the U. S. Department of Energy, February 2014, линк: https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-23192.pdf
- [49] <https://hourlypricing.comed.com/live-prices/>
- [50] J. Carden, D. Popovic, Closed-Loop Volt\Var Optimization: Addressing Peak Load Reduction, IEEE Power and Energy Magazine, Volume 16, Issue 2, 2018, p 67-75.
- [51] M. A. Zehir, M. Bagriyanik, Demand Side Management by controlling refrigerators and its effects on consumers, Energy Conversion and Management, Volume 64, 2012, pp 238–244.
- [52] G. Niroa, D. Salles, M. V.P. Alcântara, L. C.P. da Silva, Large-scale control of domestic refrigerators for demand peak reduction in distribution systems, Electric Power Systems Research, Volume 100, 2013, p 34–42
- [53] M. Hamanaka, S. Horie, D. Owaki, K. Nimi, K. Yukita, T. Matsumura, Y. Goto, K. Hirose, Demand response using air conditioner, IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2017.
- [54] M. Hu, F. Xiao, L. Wang, Investigation of demand response potentials of residential air conditioners in smart grids using grey-box room thermal model, Applied Energy, Volume 207, 2017, pp 324-335.
- [55] <https://www.greentechmedia.com/articles/read/coned-taps-10000-window-ac-units-for-demand-response#gs.m7lpjz>
- [56] <https://www.energex.com.au/home/control-your-energy/managing-electricity-demand/peak-demand/peaksmart-events>
- [57] R. Shipman, M. Gillott, E. Naghiyev, SWITCH: Case studies in the demand side management of washing appliances, Energy Procedia, Volume 42, 2013, p 153-162.

- [58] D. Saker, M. Vahdati, P.J. Coker, S. Millward, Assessing the benefits of domestic hot fill washing appliances, *Energy and Buildings*, Volume 93, 2015, p 282–294
- [59] P. Finn, M. O’Connell, C. Fitzpatrick, Demand side management of a domestic dishwasher: Wind energy gains, financial savings and peak-time load reduction, *Applied Energy*, Volume 101, 2013, p 678–685
- [60] P. Kepplinger, G. Huber, J. Petrasch, Autonomous optimal control for demand side management with resistive domestic hot water heaters using linear optimization, *Energy and Buildings*, Volume 100, 2015, p 50–55
- [61] U. Atikol, A simple peak shifting DSM (demand-side management) strategy for residential water heaters, *Energy*, Volume 62, 2013, p 435-440
- [62] <https://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/demand-response/energy-excelerator-partnership>
- [63] <https://aceee.org/sites/default/files/pdf/conferences/hwf/2015/3D-Rehberg.pdf>
- [64] <http://www.steffes.com/2017/01/01/what-is-gets/>
- [65] <https://www.aps.com/en/ourcompany/news/latestnews/Pages/aps-customers-have-more-opportunities-to-save-with-next-generation-of-energy-efficiency-programs.aspx>
- [66] <https://www.peakload.org/assets/35thConf/B4TomHinesAPS.pdf>
- [67] https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=electricity_use
- [68] Household Electricity Survey: A study of domestic electrical product usage, R66141, Intertek Testing & Certification Ltd, website: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/208097/10043_R66141HouseholdElectricitySurveyFinalReportissue4.pdf
- [69] Residential Energy Baseline Study: Australia, Prepared for Department of Industry and Science, Energy Consult, 2015, website: http://www.energyrating.gov.au/sites/new.energyrating/files/documents/Report_Residential_Baseline_Study_for_Australia_2000_-_2030_0.pdf
- [70] Hot water load control trials, Ausgrid Demand Management, 2016, website: <https://www.ausgrid.com.au/-/media/Documents/Demand-Mgmt/DMIA-research/Ausgrid-Hot-Water-DMIA-Projects-Final-Report.pdf>
- [71] P. Komarnicki, P. Lombardi, Z. Styczynski, *Electric Energy Storage Systems*, Springer, 2017.
- [72] U.S. energy storage monitor, Q2 2019 executive summary, Wood Mackenzie Power & Renewable/Energy Storage Association, June 2019.

- [73] Australian Energy Storage: Market Analysis, full report, Smart Energy Council, Septembar 2018, web: https://www.smartenergy.org.au/sites/default/files/uploaded-content/field_f_content_file/australian_energy_storage_market_analysis_report_sep18_final.pdf
- [74] “SMARTERGRID”, студија потенцијала управљања потрошњом и њеног утицаја на преносни систем Србије, финансирана од стране Јавног предузећа Електромреже Србије, реализатор: Електротехнички институт Никола Тесла, Parsons Brinckerhoff и Универзитет у Београду – Електротехнички факултет, 2015 – 2016.
- [75] Т. Рајић, Ј. Микуловић, М. Жарковић, Д. Шошић, Одређивање карактеристичних дијаграма потрошње применом методе минимума суме квадрата одступања, Енергија, Економија, Екологија бр.1-2, Март 2016. pp. 268-274 (ISSN 0354-8651)
- [76] D. Kotur, A. Savić, Ž. Đurišić: *The Determination of the Share of Different Types of Consumption in the Overall Load Diagram*, Energetika 2016, ISSN: 0354-8651, UDC: 621.316.004 (497.11), broj 1-2, Mart 2016, pp. 305-310
- [77] Б. Шкрбић, Ј. Стојковић, Г. Добрић, Декомпозиција потрошње у сектору домаћинстава применом технике вештачких неуралних мрежа, Енергетика 2016, ISSN: 0354-8651, UDC: 621.316.004 (497.11), број 1-2, Март 2016, pp. 7-14.
- [78] Y. Xu, J.V. Milanović, Artificial-Intelligence-Based Methodology for Load Disaggregation at Bulk Supply Point, IEEE Transaction on Power systems, Vol. 30, No. 2, 2015, pp 795 – 803.
- [79] The impact of changing energy use patterns in buildings on peak electricity demand in the UK, Building Research Establishment Ltd, 2008.
- [80] M. Pipattanasomporn, M. Kuzlu, S. Rahman, and Y. Teklu, Load Profiles of Selected Major Household Appliances and Their Demand Response Opportunities, IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 5, 2014, pp 742 – 750.
- [81] J. Ponoćko, Data Analytics Based Demand Profiling and Advanced Demand Side Management for Flexible Operation of Sustainable Power Networks, PhD thesis, University of Manchester, 2019.
- [82] M. Y. Xu, Probabilistic Estimation and Prediction of the Dynamic Response of the Demand at Bulk Supply Points, PhD thesis, University of Manchester, 2015.
- [83] What the duck curve tells us about managing a green grid, Fast Facts, California ISO, https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf

- [84] D. Kotur, Ž. Đurišić: *Optimal spatial and temporal demand side management in a power system comprising renewable energy sources*, Renewable Energy, Vol. 108, 2017, pp. 533-547
- [85] S. Sreejith, S. P. Simon, M. P. Selvan, Analysis of FACTS devices on Security Constrained Unit Commitment problem, Electric Power and Energy Systems, Volume 66, 2015, p 280-293
- [86] A. Elmitwally, A. Eladl, Planning of multi-type FACTS devices in restructured power systems with wind generation, Electric Power and Energy Systems, Volume 77, 2016, p 33-42
- [87] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*, A John Wiley & Sons, INC, New Jersey, 2009
- [88] E. Penedo de Carvalho, A. Junior, T. F. Ma, Reduced gradient method combined with augmented Lagrangian and barrier for the optimal power flow problem, Applied Mathematics and Computation, Volume 200, 2008, p 529-536
- [89] T. Kulworawanichpong, Simplified Newton-Raphson power-flow solution method, Electric Power and Energy Systems, Volume 32, 2010, p 551-558
- [90] F. Capitanescu, M. Glavic, L. Wehenkel, An interior point method based optimal power flow, 3-rd ACOMEN conference, Gand, Belgium, June 2005
- [91] E. J. Oliveira, L. W. Oliveira, J.L.R. Pereira, L.M. Honorio, I. C. Silva Junior, A. L. M. Marcato, An optimal power flow based on safety barrier interior point method, Electric Power and Energy Systems, Volume 64, 2015, p 977-985
- [92] M. A. Abido, Optimal power flow using particle swarm optimization, Electric Power and Energy Systems, Volume 24, 2002, p 563-571
- [93] M. S. Osman, M. A. Abo-Sinna, A. A. Mousa, A solution of optimal power flow using genetic algorithm, Applied Mathematics and Computation, Volume 155, 2004, p 391-405
- [94] M. Mitchell, *An Introduction to Genetic Algorithms*, A Bradford Book, The MIT Press, London, England, 1999.
- [95] D. P. Bertsekas, *Constrained Optimization and Lagrange Multiplier Methods*, Massachusetts Institute of Technology, Athena Scientific, Belmont, Massachusetts, 1996
- [96] M. Čalović, A. Sarić, P. Stefanov, *Eksploatacija elektroenergetskih sistema u uslovima slobodnog tržišta*, Tehnički fakultet u Čačku, 2005.

- [97] A. Tascikaraoglu, M. Uzunoglu, A review of combined approaches for prediction of short-term wind speed and power, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 34, 2014, p 243–254.
- [98] G.J. Osório, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão, Short-term wind power forecasting using adaptive neuro-fuzzy inference system combined with evolutionary particle swarm optimization, wavelet transform and mutual information, *Renewable Energy*, Volume 75, 2015, p 301–307.
- [99] A. E. Saleh, M. S. Moustafa, K. M. Abo-Al-Ez, A. A. Abdullah, A hybrid neuro-fuzzy power prediction system for wind energy generation, *Electrical Power and Energy Systems*, Volume 74, 2016, p 384–395.
- [100] C. Zhang, H. Wei, J. Zhao, T. Liu, T. Zhu, K. Zhang, Short-term wind speed forecasting using empirical mode decomposition and feature selection, *Renewable Energy*, Volume 96, 2016, p 727–737.
- [101] J. Liu, X. Wang, Y. Lu, A novel hybrid methodology for short-term wind power forecasting based on adaptive neuro-fuzzy inference system, *Renewable Energy*, Volume 103, 2017, p 620–629.
- [102] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F.J. Martinez-de-Pison, F. Antonanzas-Torres, Review of photovoltaic power forecasting, *Solar Energy*, Volume 136, 2016, p 78–111.
- [103] W. Yaïci, E. Entchev, Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System modelling for performance prediction of solar thermal energy system, *Renewable Energy*, Volume 86, 2016, p 302–315.
- [104] Y. Wu, J. Wang, A novel hybrid model based on artificial neural networks for solar radiation prediction, *Renewable Energy*, Volume 89, 2016, p 268–284.
- [105] S. Leva, A. Dolara, F. Grimaccia, M. Mussetta, E. Ogliari, Analysis and validation of 24 hours ahead neural network forecasting of photovoltaic output power, *Mathematics and Computers in Simulation*, Volume 131, 2017, p 88–100.
- [106] M. Gulin, T. Pavlović, M. Vašak, A one-day-ahead photovoltaic array power production prediction with combined static and dynamic on-line correction, *Solar Energy*, Volume 142, 2017, p 49–60.
- [107] Tim Schulze, Ken McKinnon, The value of stochastic programming in day-ahead and intra-day generation unit commitment, *Energy*, Volume 101, 2016, p 592–605.
- [108] F. Javed, N. Arshad, F. Wallin, I. Vassileva, E. Dahlquist, Forecasting for demand response in smart grids: An analysis on use of anthropologic and structural data and short term multiple loads forecasting, *Applied Energy*, Volume 96, 2012, p 150–160.

- [109] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, S. S. H. Lee, Distribution feeder reconfiguration for loss reduction, *IEEE Transaction on Power Delivery*, Volume 3, 1988, p 1217-1223.
- [110] A. Panda, M. Tripathy, Security constrained optimal power flow solution of wind-thermal generation system using modified batereca foraging algorithm, *Energy*, Volume 93, 2015, p 816-827.
- [111] Q. Wang, J. D. McCalley, T. Zheng, E. Litvinov, A Computational Strategy to Solve Preventive Risk-Based Security-Constrained OPF, *IEEE Transaction on Power Systems*, Volume 28 (2), 2013, p 1666-1675.
- [112] A. Monticelli, M. V. F. Pereira, S. Granville, Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling, *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 2, Issue 1, 1987, p 175-180.
- [113] Q. Wang, J. D. McCalley, T. Zheng, E. Litvinov, Solving corrective risk-based security-constrained optimal power flow with Lagrangian relaxation and Benders decomposition, *Electrical Power and Energy Systems*, Volume 75, 2016, pp 255-264.
- [114] H. Sharifzadeh, N. Amjady, H. Zareipour, Multi – period stochastic security – constrained OPF considering the uncertainty source of wind power, load demand and equipment unavailability, *Electric Power Systems Research*, Volume 146, 2017, p 33-42.
- [115] F. Capitanescu, J. L. Martinez Rambos, P. Panciatici, D. Kirschen, A. Marano Marcolini, L. Platbrood, L. Wehenkel, State-of-the-art challenges, and future trends in security constrained optimal power flow, *Electric Power Systems Research*, Volume 81, 2011, pp 1731-1741.
- [116] Göran Andersson, *Power System Analysis*, EEH – Power Systems Laboratory, ETH Zurich, pp 49-56
- [117] MATLAB Optimization toolbox, User's Guide, MathWorks, 2017, pp 9.1 – 9.26
- [118] D. Djurdjević, Perspectives and assessments of solar PV power engineering in the Republic of Serbia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, 2011, p 2431–2446
- [119] Ž. Đurišić, J. Mikulović, Assessment of the Wind Energy Resource in the South Banat Region, Serbia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 16, 2012, p 3014-3023
- [120] Ž. Đurišić, J. Mikulović, I. Babić, Impact of wind speed variation on wind farm economy in the open market conditions, *Renewable Energy*, Volume 46, 2012, pp 289 – 296
- [121] D. Kotur, Ž. Đurišić, A. Savić: Spatial and temporal demand side management for optimal power transmission through power system with dispersed PV and wind power plants, *Electric Power Systems Research*, Vol. 175, 2019, pp. 105888

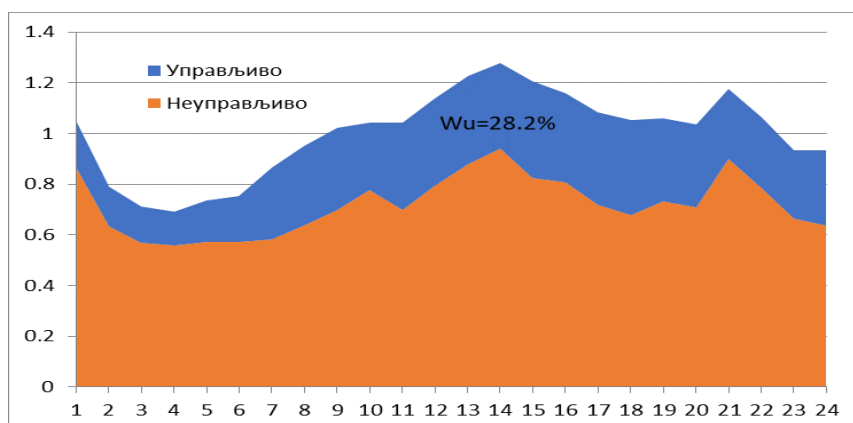
- [122] T. Stetz, F. Marten, M. Braun, Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany, *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, Volume 4, 2013, p 534-542
- [123] W. Sun, *Maximizing Renewable Hosting Capacity in Electricity Networks*, The University of Edinburgh, Edinburgh, Scotland, 2015. Ph.D. Thesis.
- [124] E. J. Palacios-Garcia, A. Moreno-Munoz, I. Santiago, I. M. Moreno-Garcia, M. I. Milanes-Montero, PV hosting capacity analysis and enhancement using high resolution stochastic modeling, *Energies*, Volume 10, 2017.
- [125] J. Le Baut, P. Zehetbauer, S. Kadam, B. Bletterie, N. Hatziargyriou, J. Smith, M. Rylander, Probabilistic evaluation of the hosting capacity in distribution networks, *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, 2017
- [126] M. Rylander, J. Smith, W. Sunderman, Streamlined method for determining distribution system hosting capacity, *IEEE Transaction on Industrial Application*, Volume 52, 2016, pp 105 – 111.
- [127] M.J. Reno, R.J. Broderick, Statistical analysis of feeder and locational PV hosting capacity for 216 feeders, *IEEE Power Energy Society Generation Meeting*, 2016.
- [128] D. Moneta, P. Mora, M. Gallanti, G. Monfredini, M. Merlo, V. Olivieri, MV network with dispersed generation: voltage regulation based on local controllers, *21st Int. Conf. Exhib. Electr. Distrib.*, 2011.
- [129] E. De Jaeger, A. Du Bois, B. Martin, Hosting Capacity of LV distribution grids for small distributed generation units, referring to voltage level and unbalance, *22nd Int. Conf. Exhib. Electr. Distrib.*, 2012.
- [130] Y. Yang, M.H.J. Bollen, *Power Quality and Reliability in Distribution Networks with Increased Levels of Distributed Generation*, Elforsk, 2008.
- [131] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, B. Mather, *High-penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2016. NREL/TP-5D00-63114.
- [132] A. Molina-García, A. Honrubia-Escribano, T. García-Sánchez, E. Gomez- Lazaro, E. Muljadi, Power quality surveys of photovoltaic power plants: characterisation and analysis of grid-code requirements, *IET Renewable Power Generation*, Volume 9, 2015, pp. 466-473
- [133] I. N. Santos, V. Cuk, P. M. Almeida, M. H. J. Bollen, P. F. Ribeiro, Considerations on hosting capacity for harmonic distortions on transmission and distribution systems, *Electric Power System Research*, Volume 119, 2015, pp. 199-206.

- [134] J. Deuse, S. Grenard, M. H. J. Bollen, M. Hager, F. Sollerkvist, Effective impact of DER on distribution system protection, Conf. Proc. 19th Int. Conf. Exhib. Electr. Distrib., 2007
- [135] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, L. A. Kojovic, Summary of distributed resources impact on power delivery systems, IEEE Transaction on Power Delivery, Volume 23, 2008, pp. 1636-1644
- [136] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-Khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita, J. P. S. Catalao, New multi-stage and stochastic mathematical model for maximizing RES hosting capacity - Part I: problem formulation, IEEE Transaction on Sustainable Energy, Volume 8, 2017, 304-319.
- [137] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-Khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita, J. P. S. Catalao, New multi-stage and stochastic mathematical model for maximizing RES hosting capacity - Part II: numerical results, IEEE Transaction on Sustainable Energy, Volum 8, 2017, 320-330.
- [138] E. Saiz-Marín, E. Lobato, I. Egido, Local hosting capacity increase by means of wind farm voltage control provision, IEEE Transaction on Power System, Volume 29, 2014, pp. 1731-1738
- [139] B. Bletterie, S. Kadam, R. Bolgaryn, A. Zegers, Voltage control with PV inverters in low voltage networks-in depth analysis of different concepts and parameterization criteria, IEEE Transaction on Power System, Volume 32, 2017 177-185.
- [140] N. Etherden, M. H. J. Bollen, Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy - some illustrative case studies, Electric Power System Research, Volume 114, 2014, pp. 39-48.
- [141] J. Le Baut, Increased hosting capacity by means of active power curtailment, IET Conf. Proc. 194 (4), 2016.
- [142] H. Sugihara, K. Yokoyama, O. Saeki, K. Tsuji, T. Funaki, Economic and efficient voltage management using customer-owned energy storage systems in a distribution network with high penetration of photovoltaic systems, IEEE Transaction on Power Systems, Volume 28, 2013, pp. 102-111.
- [143] N. Etherden, M. H. J. Bollen, Dimensioning of energy storage for increased integration of wind power, IEEE Transaction on Sustainable Energy, Volume 4, 2013, pp. 546-553
- [144] N. Jayasekara, M. A. S. Masoum, P. J. Wolfs, Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability, IEEE Transaction on Sustainable Energy, Volume 7, 2016, pp. 250-261.

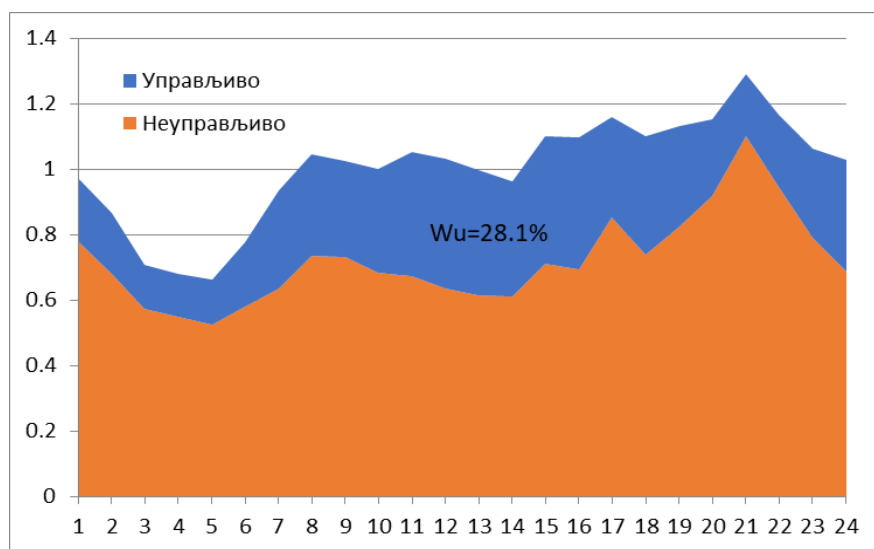
- [145] P. Dakic, D. Kotur, Optimalno dimenzionisanje i eksploatacija sistema za skladistenje energije u distributivnim mrežama sa integrisanim fotonaponskim sistemima, 17th International Symposium INFOTEH-JAHORINA, Mart 2018, pp. 138-143.
- [146] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelziz, A. F. Zobaa, State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation, *Renewable Energy*, Volume 130, 2019, pp. 1002-1020.
- [147] Д. Поповић, Д. Бекут, В. Тресканица, *Специјализовани ДМС алгоритми*, ДМС група, 2004.
- [148] D. Kotur, Ž. Đurišić, *Increasing hosting capacity from PV and wind power plants using spatial and temporal demand side management*, WindEurope Summit 2019, Bilbao, Spain, April 2019.
- [149] P. Grunewald, E. McKenna, M. Thomson, Keep it simple: time-of-use tariffs in high-wind scenarios, *IET Renewable Power Generation*, Volume 9, Issue 2, 2015, pp. 176–183.
- [150] D. Abdeldjalil Chekired, L. Khoukhi, H. T. Mouftah, Decentralized Cloud-SDN Architecture in Smart Grid: A Dynamic Pricing Model, *IEEE Transaction on Industrial Informatics*, Volume 14, Issue 3, 2018, pp. 1220–1231.
- [151] S. J. Kim, G. B. Giannakis, An Online Convex Optimization Approach to Real-Time Energy Pricing for Demand Response, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Volume 8, Issue 6, 2016, pp. 2784–2793.
- [152] P. Samadi, H. Mohsenian-Rad, V. W. S. Wong, R. Schober, Real-Time Pricing for Demand Response Based on Stochastic Approximation, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Volume 5, Issue 2, 2014, pp. 789–798.
- [153] I. Schulte, P. Heindl, Price and income elasticities of residential energy demand in Germany, *Energy Policy*, Volume 102, 2017, pp. 512–528.
- [154] M. G. Lijesen, The real-time price elasticity of electricity, *Energy Economics*, Volume 29, 2006, pp. 249–258.
- [155] C. K. Woo, Y. Liu, J. Zarnikau, A. Shiu, X. Luo, F. Kahrl, Price elasticities of retail energy demands in the United States: New evidence from a panel of monthly data for 2001-2016, *Applied Energy*, Volume 222, 2018, pp. 460-474.
- [156] K. McKenna, A. Keane, Residential Load Modelling of Price-Based Demand Response for Network Impact Studies, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Volume 7, Issue 5, 2016, pp. 2285-2294.

- [157] G. Le Ray, E. Mahler Larsen, P. Pinson, Evaluating Price-Based Demand Response in Practice – with Application to the EcoGrid EU Experiment, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Volume 9, Issue 3, 2018, pp. 2304–2313
- [158] A. J. Roscoe, G. Ault, Supporting high penetrations of renewable generation via implementation of real-time electricity pricing and demand response, *IET Renewable Power Generation*, Volume 4, Issue 4, 2010, pp. 369–382.
- [159] X. Chen, T. Wei, S. Hu, Uncertainty-Aware Household Appliance Scheduling Considering Dynamic Electricity Pricing in Smart Home, *IEEE Transaction on Smart Grid*, Volume 4, Issue 2, 2013, pp. 932-941.
- [160] A. Savić, Ž. Đurišić, Optimal sizing and location of SVC devices for improvement of voltage profile in distribution network with dispersed photovoltaic and wind power plants, *Applied Energy*, Volume 134, 2014, pp. 114-124.
- [161] <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [162] Ж. Ђуришић, Моделовање и анализа утицаја просторног и временског профила снаге ветра у пројектовању и експлоатацији ветроелектрана у електроенергетском систему, докторска дисертација, Универзитет у Београду – Електротехнички факултет, 2013.
- [163] ENERCON E-40/5.40 500 40.3 wind turbine specification.
- [164] <http://seepex-spot.rs/en/>
- [165] Правила о раду Дистрибутивног система, ОДС „ЕПС Дистрибуција“ Београд д.о.о
- [166] L. Gigoni, A. Betti, E. Crisostomi, A. Franco, M. Tucci, F. Bizzarri, D. Mucci, Day – Ahead Hourly Forecasting of Power Generation from Photovoltaic Plants, *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, Volume 9, Issue 2, 2017, pp. 831-842.
- [167] Importance of DMS for Distribution Grid Modernization, Foundational Report Series: Advanced Distribution Management Systems for Grid Modernization, Argonne National Laboratory, 2015.
- [168] Integrating Smart Distributed Energy Resources with Distribution Management Systems, Electric Power Research Institute, 2012.
- [169] M. S. Tomas, J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grid*, CRC Press, 2015.
- [170] DMS Functions, Foundational Report Series: Advanced Distribution Management Systems for Grid Modernization, Argonne National Laboratory, 2015
- [171] Collaborative Initiative to Advance Enterprise Integration of DER, Electric Power Research Institute, 2012.
- [172] T. Hargreaves, C. Wilson, *Smart Homes and Their Users*, Springer, 2017.

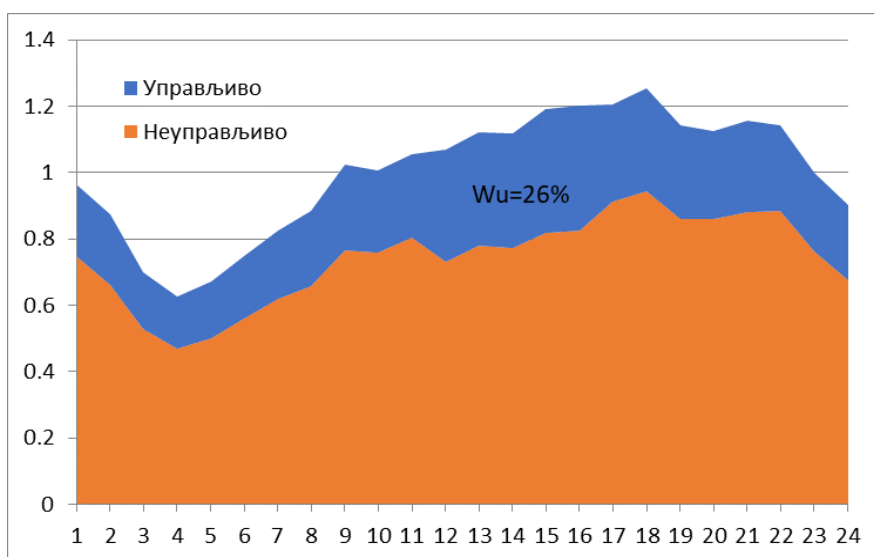
Прилог 1 – Управљиви и неуправљиви део потрошње за различите категорије потрошача на територији Србије



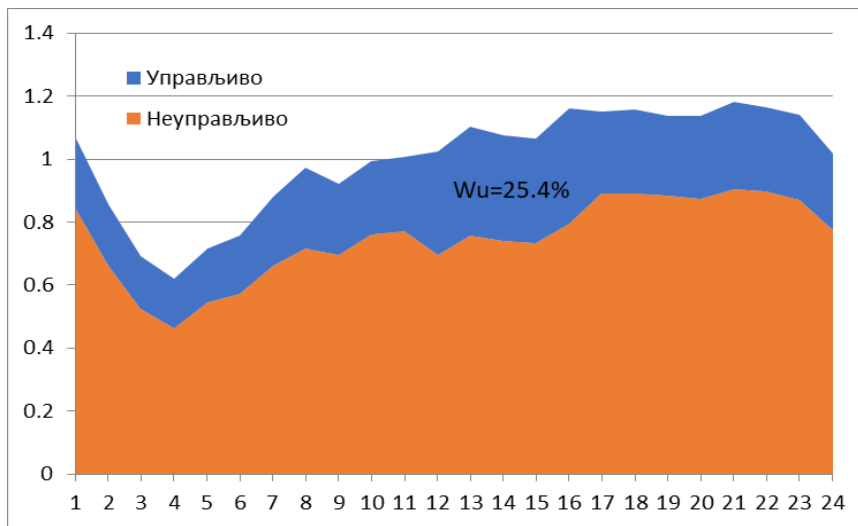
Сл. П.1 Карактеристичан нерадни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)



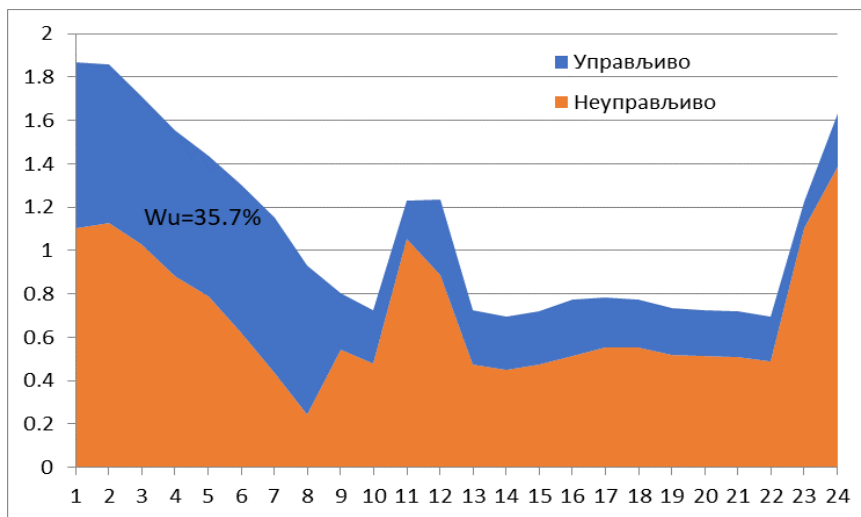
Сл. П.2 Карактеристичан радни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)



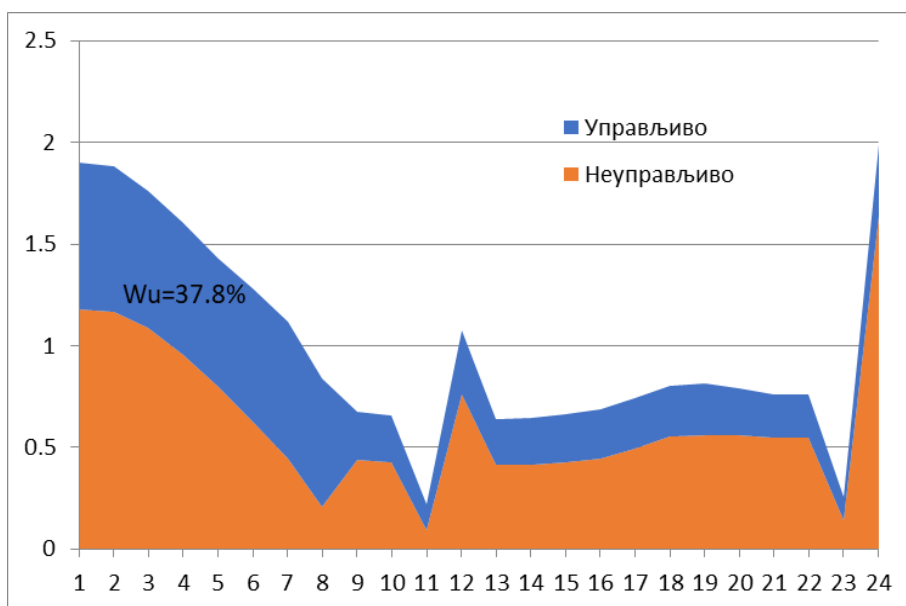
Сл. П.3 Карактеристичан нерадни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)



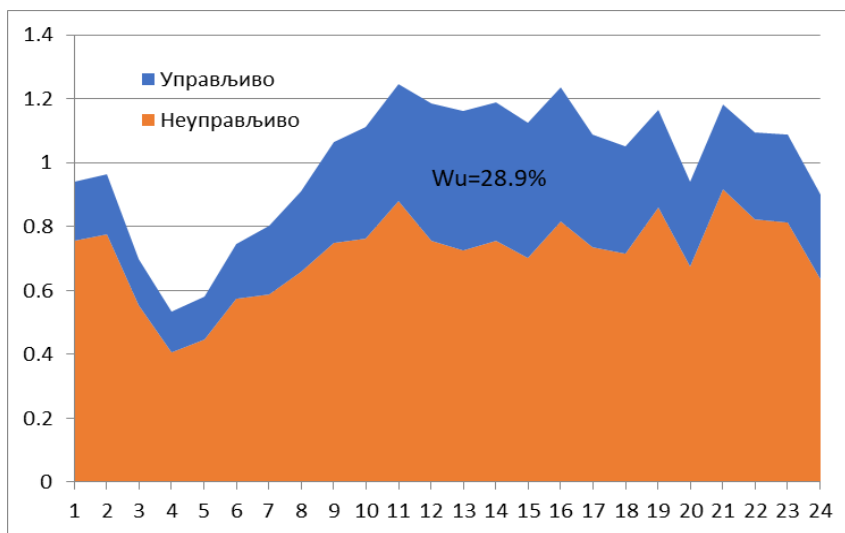
Сл. П.4 Карактеристичан радни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)



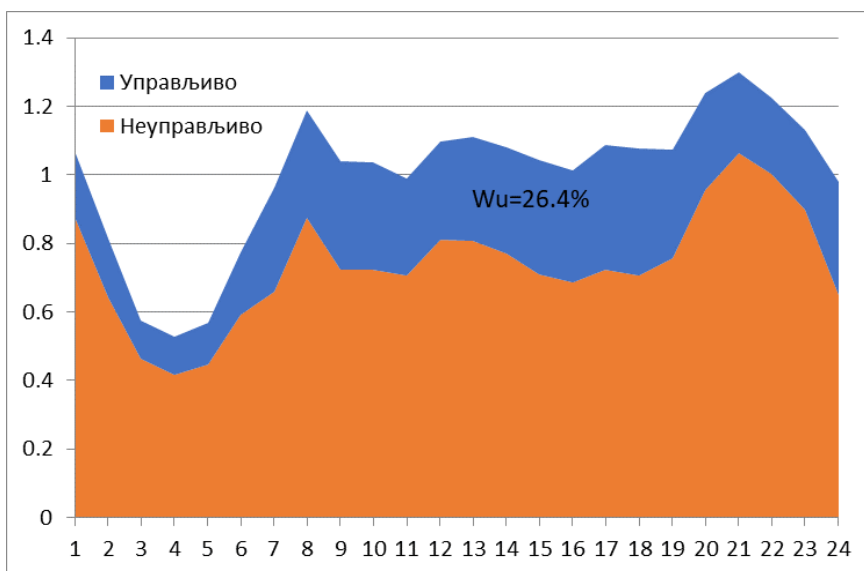
Сл. П.5 Карактеристичан нерадни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)



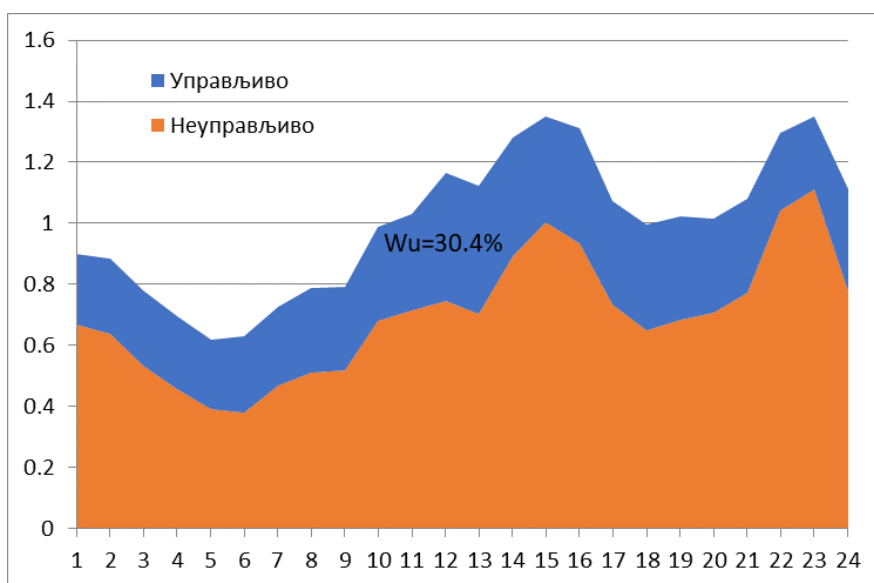
Сл. П.6 Карактеристичан радни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-961 (ЕД Београд)



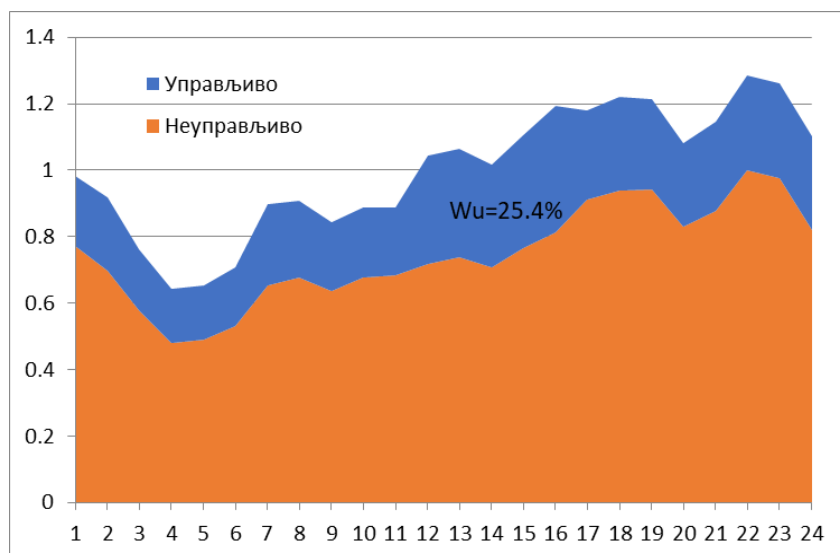
Сл. П.7 Карактеристичан нерадни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)



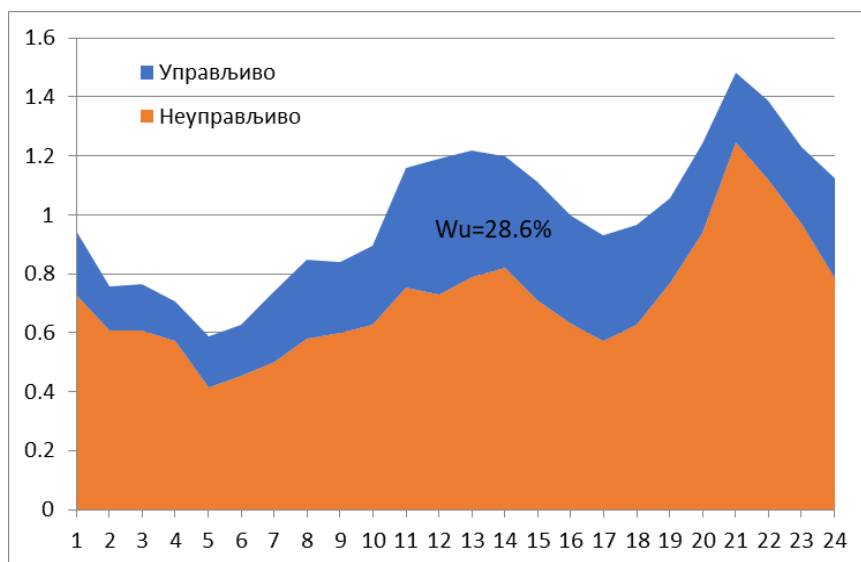
Сл. П.8 Карактеристичан радни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)



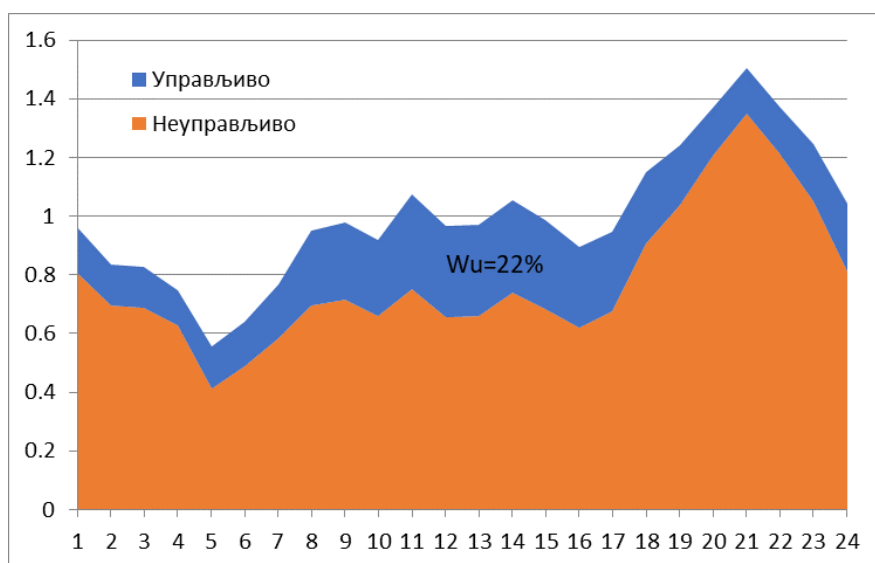
Сл. П.9 Карактеристичан нерадни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)



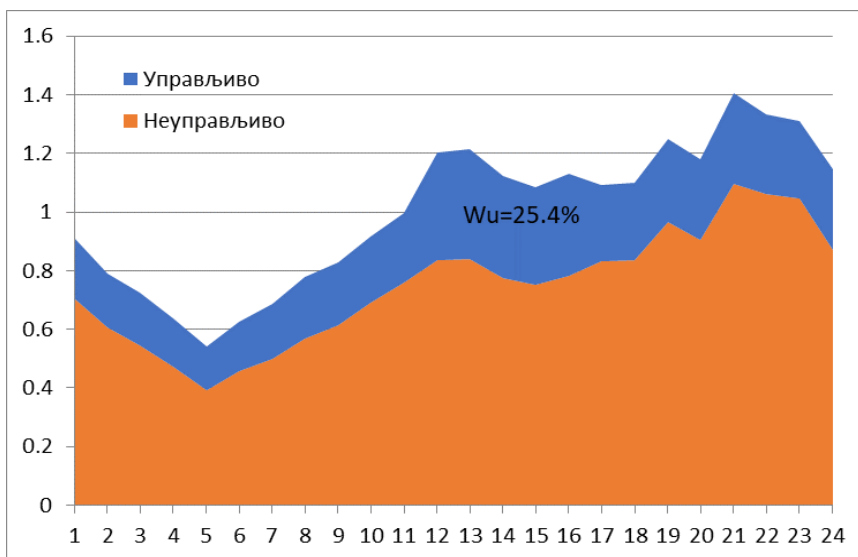
Сл. П.10 Карактеристичан радни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-474 (ЕД Београд)



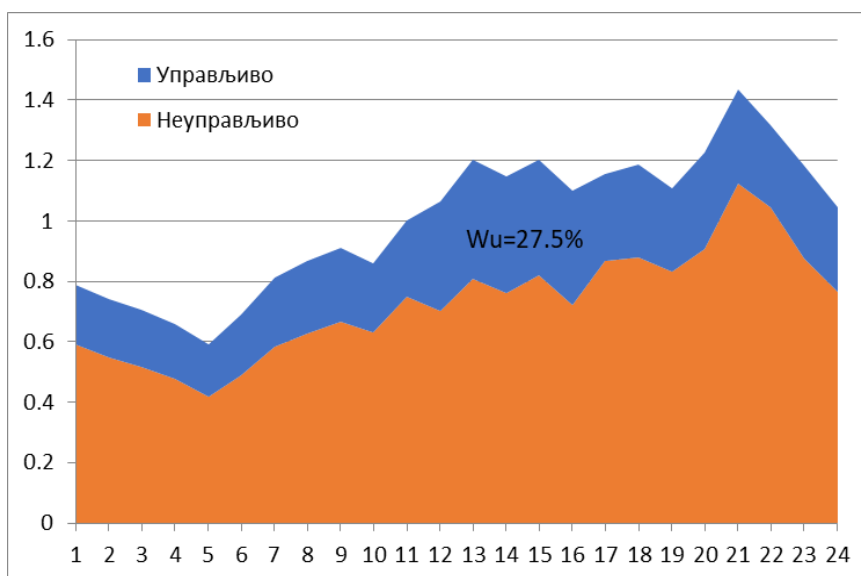
Сл. П.11 Карактеристичан нерадни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)



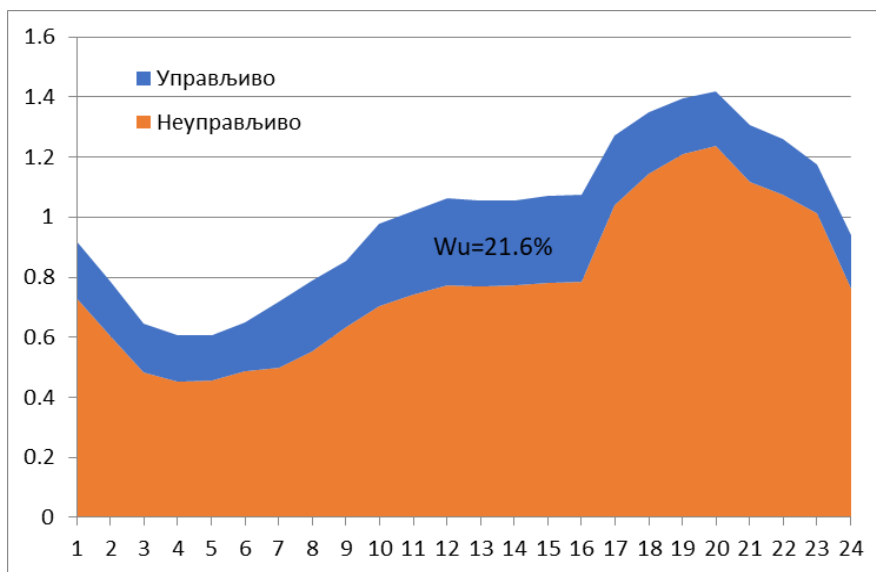
Сл. П.12 Карактеристичан радни дан у мају, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)



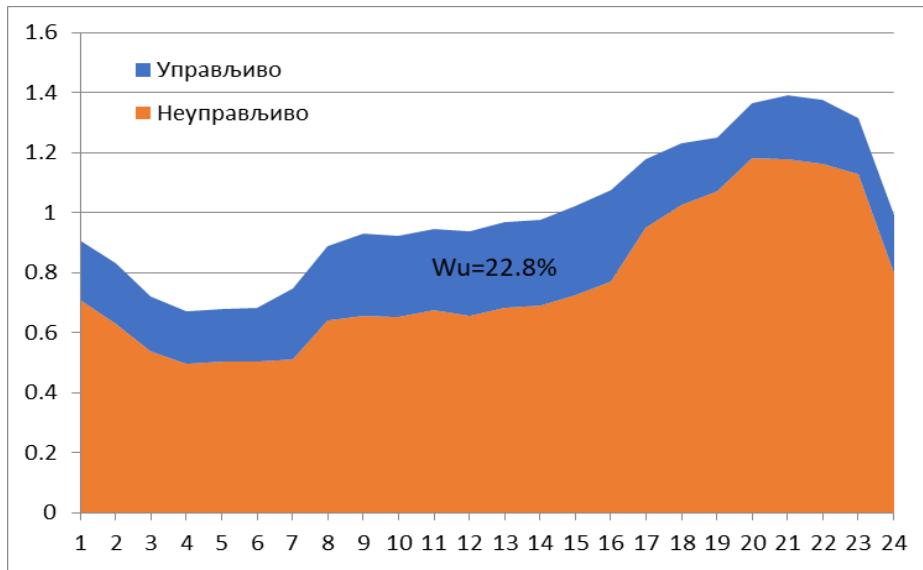
Сл. П.13 Карактеристичан нерадни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)



Сл. П.14 Карактеристичан радни дан у јулу, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)

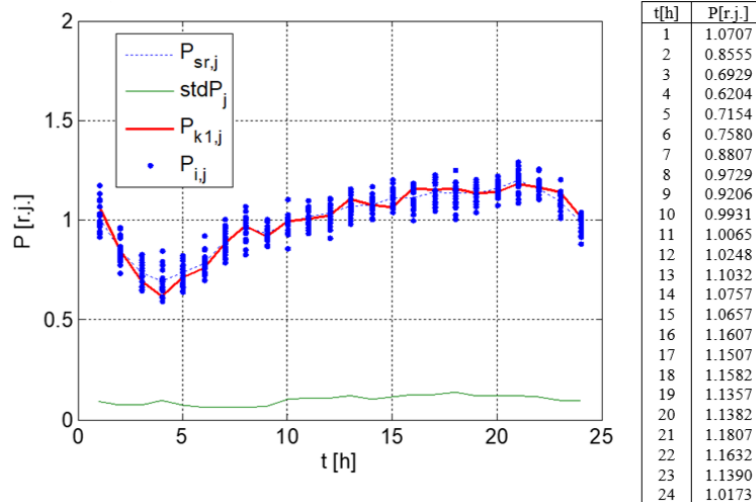


Сл. П.15 Карактеристичан нерадни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)

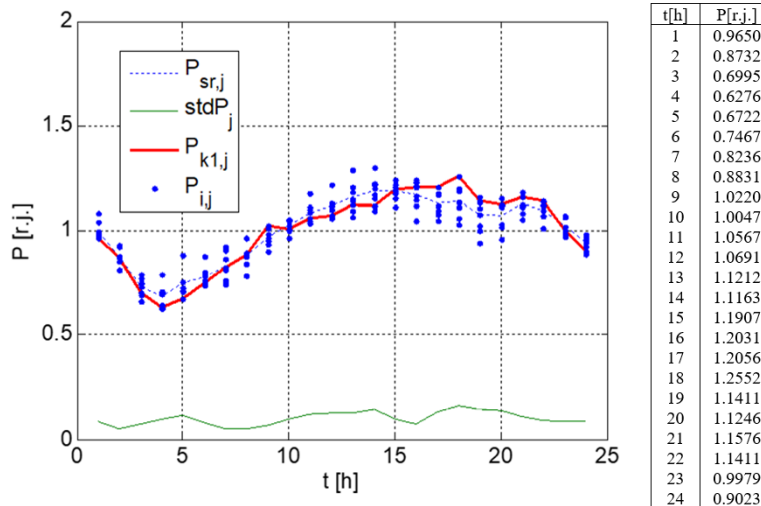


Сл. П.16 Карактеристичан радни дан у децембру, ТС 10/0,4 kV/kV Б-1461 (ЕД Београд)

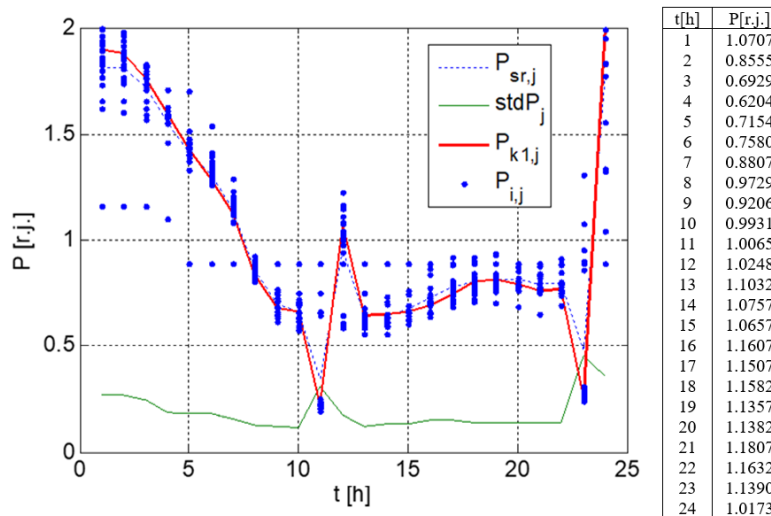
Прилог 2 – Карактеристични дијаграми потрошње



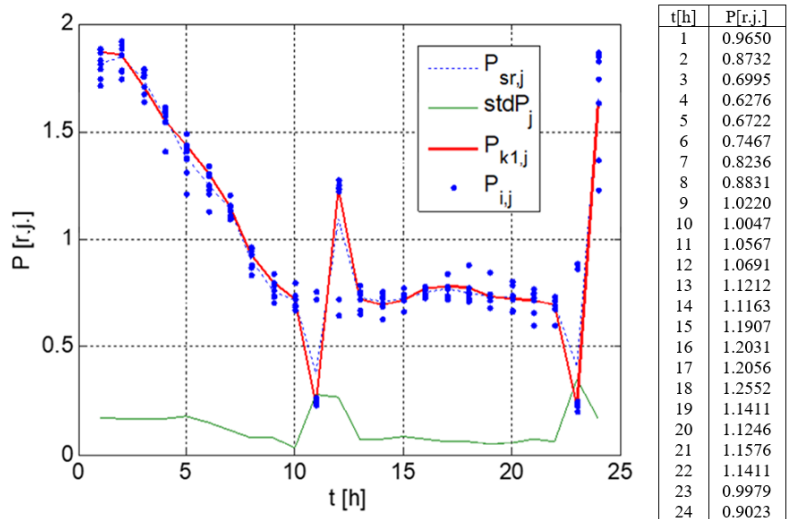
Сл. П.2.1 Карактеристичан радни летњи дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



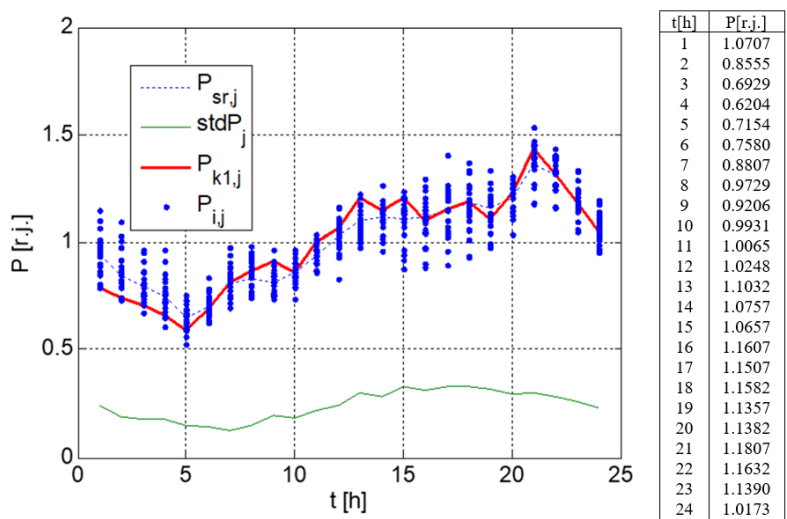
Сл. П.2.2 Карактеристичан нерадни летњи дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



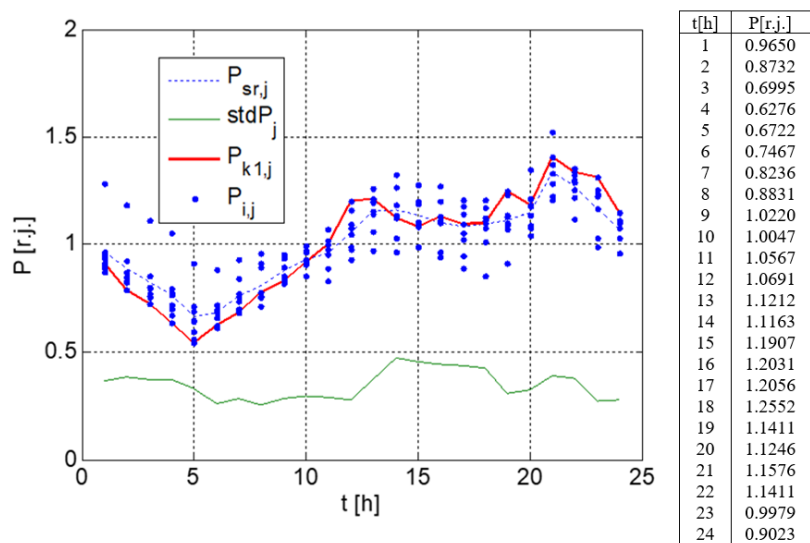
Сл. П.2.3 Карактеристичан радни зимски дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



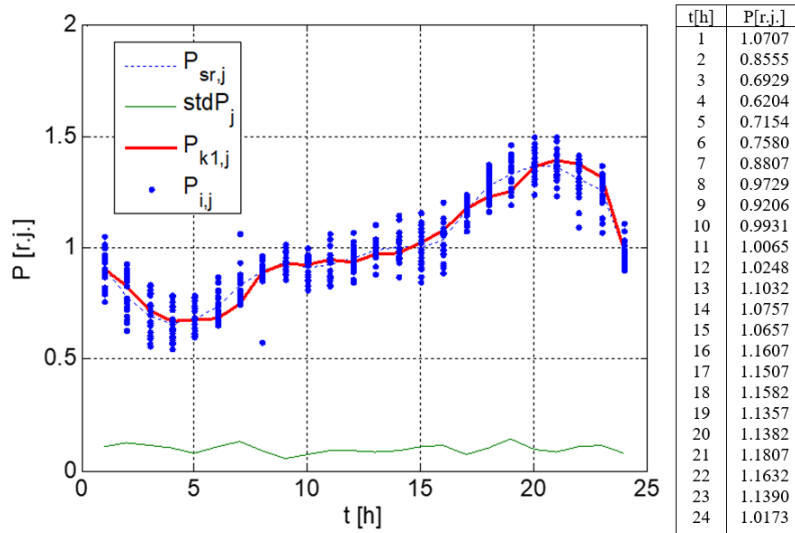
Сл. П.2.4 Карактеристичан нерадни зимски дан за потрошача који се греје и припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



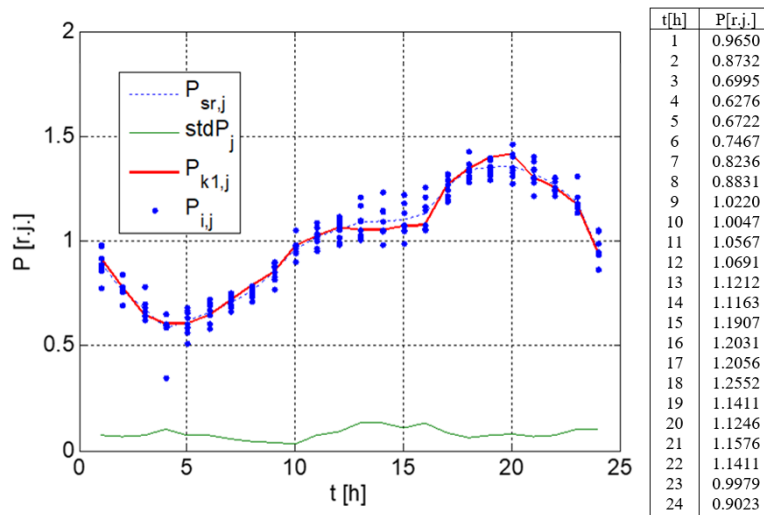
Сл. П.2.5 Карактеристичан радни летњи дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



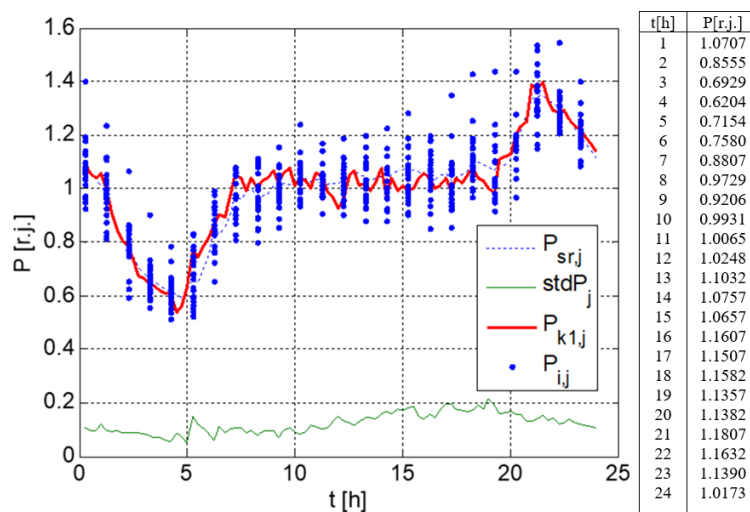
Сл. П.2.6 Карактеристичан нерадни летњи дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



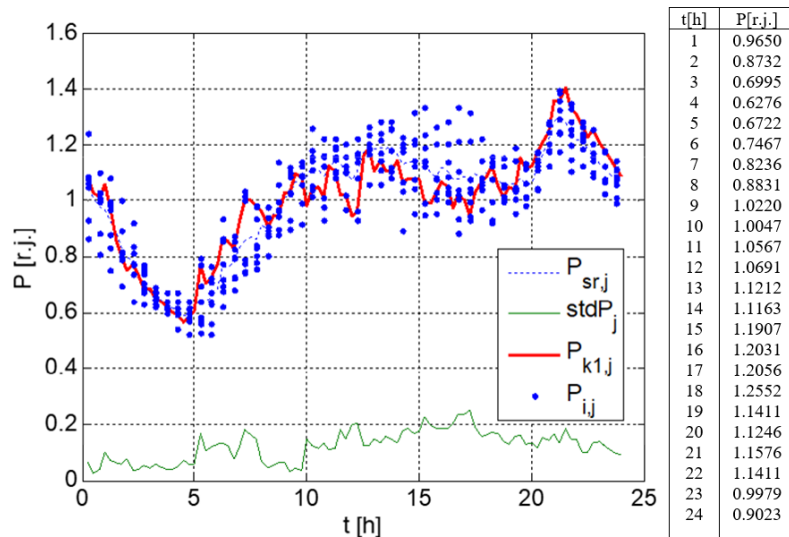
Сл. П.2.7 Карактеристичан радни зимски дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



Сл. П.2.8 Карактеристичан нерадни зимски дан за потрошача који се не греје нити припрема санитарну топлу воду коришћењем електричне енергије



Сл. П.2.9 Карактеристичан радни летњи дан за потрошача који се не греје коришћењем електричне енергије али припрема санитарну топлу воду



Сл. П.2.10 Карактеристичан нерадни летњи дан за потрошача који се не греје коришћењем електричне енергије али припрема санитарну топлу воду

Биографски подаци о аутору дисертације

Димитрије Котур је рођен у Смедереву, 17. октобра 1991. године, где је завршио основну школу и гимназију. Учествовао је и освајао бројне награде на такмичењима из математике и физике. Носилац је Вукове дипломе, као и дипломе ученика генерације.

Електротехнички факултет уписао је 2010. године. Дипломски рад на тему „Идејно решење фотонапонског система на крову зграде Техничких факултета” одбранио је 03. септембра 2014. године са оценом 10. Основне студије је завршио са просечном оценом 10.

Мастер студије похађао је на одсеку за Електроенергетске системе, смер Обновљиви извори енергије. Мастер студије је завршио са просечном оценом 10.0. Мастер рад на тему „Оптимално просторно и временско управљање потрошњом у електроенергетском систему са обновљивим изворима енергије” одбранио је 14.09.2015. године са оценом 10. Овај мастер рад проглашен је од стране Привредне коморе Београда за најбољи мастер рад на Универзитету у Београду.

У периоду од 02.02.2015 – 01.02.2019. године био је запослен на Електротехничком факултету Универзитета у Београду као асистент где је био ангажован на групи предмета која се бави обновљивим изворима енергије и њиховог интеграцијом у електроенергетски систем. Аутор је више радова публикованих у међународним и домаћим часописима, као и зборницима међународних, регионалних и домаћих конференција.

У периоду од 11. 04. 2018. запослен је и у компанији Schneider Electric где ради као главни технички лидер из области електроенергетских система на пројектима чији је циљ испорука софтвера за интеграцију обновљивих и дистрибуираних извора енергије у електроенергетски систем. Клијенти и пројекти на којима је до сада радио су: *PECO* (Филаделфија, Пенсилванија), *Arisona Public Service* (Финикс, Аризона), *National Renewable Energy Laboratory* (Голден, Колорадо), *Electrical Power Research Institute* (Ноксвил, Тенеси), *MCAS Miramar* (Сан Дијего, Калифорнија).

Области његовог интересовања су: обновљиви извори енергије, интеграција обновљивих извора енергије у ЕЕС, паметне мреже, дистрибутивне мреже. Течно говори енглески и немачки језик.

Изјава о ауторству

Потписани: Димитрије С. Котур

Број индекса: 2015/5002

Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом:

Оптимално просторно и временско управљање потрошњом у електроенергетском систему са високим степеном пенетрације обновљивих извора енергије

- резултат сопственог истраживачког рада,
- да предложена дисертација у целини ни у деловима није 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.

У Београду, 26. 05. 2020.

Потпис докторанта

Димитрије Котур

Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора: Димитрије С. Котур

Број индекса: 2015/5002

Студијски програм: Електротехника и рачунарство

Наслов рада: Оптимално просторно и временско управљање потрошњом у електроенергетском систему са високим степеном пенетрације обновљивих извора енергије

Ментор: Др Жељко Ђуришић, ванредни професор

Потписани: Димитрије С. Котур

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

У Београду, 26. 05. 2020.

Потпис докторанта

Димитрије Котур

Изјава о коришћењу

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

Оптимално просторно и временско управљање потрошњом у електроенергетском систему са високим степеном пенетрације обновљивих извора енергије

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предао сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

Моју докторску дисертацију похрањену у Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду и доступну у отвореном приступу могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице(Creative Commons) за коју сам се одлучио.

1. Ауторство
2. Ауторство – некомерцијално
3. Ауторство – некомерцијално – без прераде
4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима
5. Ауторство – без прераде
6. Ауторство – делити под истим условима

Потпис докторанта

У Београду, 26. 05. 2020.

Димитрије Којур