

УНИВЕРЗИТЕТ У БЕОГРАДУ  
ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ФАКУЛТЕТ

Владан Д. Ристић

**МЕТОДЕ ОПТИМАЛНОГ ПЛАНИРАЊА  
РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ УЗ  
УПОТРЕБУ ГЕОРЕФЕРЕНЦИРАЊА**

докторска дисертација

Београд, 2024

UNIVERSITY OF BELGRADE  
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

Vladan D. Ristić

**METHODS OF OPTIMAL TRANSMISSION  
GRID DEVELOPMENT WITH THE  
APPLICATION OF GEOREFERENCING**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2024

## **ПОДАЦИ О МЕНТОРУ И ЧЛАНОВИМА КОМИСИЈЕ**

### **Ментор:**

др Дарко Шошић, ванредни професор  
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

### **Чланови комисије:**

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

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

др Предраг Видовић, ванредни професор  
(Универзитет у Новом Саду, Факултет техничких наука)

др Драган Олћан, редовни професор  
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

др Јелисавета Крстивојевић, доцент  
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

Датум усмене одбране дисертације: \_\_\_\_\_

## *Захвалница*

*Одакле да кренем...*

*За почетак бих се захвалио свом ментору, проф. др Дарку Шошићу, на изузетној сарадњи и корисним саветима током израде ове дисертације и свих истраживања која су јој претходила. Поред тога, захваљујем се и члановима комисије на коментарима и сугестијама којима су у значајној мери унапредили квалитет ове дисертације.*

*Затим бих се захвалио својој супрузи Драгани на свим оним моментима кад је само једно од нас двоје веровало у мене, а то, ни у ком случају, нисам био ја. Не знам колико је пута била мој психотерапеут-волонтер, а, да ме неко пита, ни сам немам појма шта бих навео као крунски доказ нечије љубави, залагања и посвећености, ако не то.*

*Потом бих истакао и све оне чланове моје породице које нисам бирао, али сам на тој лутрији извукао добитак какав се ретко налази. Знате, каква год грађевина да се прави, није је могуће изградити без јаког темеља, а тај темељ сигурно нисам полагао сам. Неки од њих су и даље ту, неки су остали тамо негде на пола пута, али... Свима сам бескрајно захвалан.*

*Идемо даље... Такође бих се захвалио и Акционарском друштву „Електромрежа Србије” и својим колегама, пре свега, на разумевању тога колико труда, времена и енергије одузима писање једне докторске дисертације. Добро, било је ту и неких уступљених података и попуњених анкета, али о томе за неких стотинак страница.*

*На крају, захвалио бих се и свима другима који су ми били сапутници макар на делу ове авантуре, а које овде не могу навести експлицитно, како због тога што би то заузело још неколико страна, тако и због тога што бих неког сигурно заборавио, а онда би се тај неко наљутио и онда би било поприлично непријатно. То никако не бих желео.*

*Да се не расписујем превише...*

*Хвала вам свима!*

*Ваш, В.*

## МЕТОДЕ ОПТИМАЛНОГ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ УЗ УПОТРЕБУ ГЕОРЕФЕРЕНЦИРАЊА

### Резиме:

Предмет истраживања докторске дисертације је испитивање метода за оптимално планирање развоја преносне мреже и на дугорочном, и на средњорочном временском хоризонту, као и модификација одабраних метода тако да се што боље одговори на захтеве који се постављају пред инжењере који се баве планирањем развоја преносних мрежа. Идеја за тему дисертације је потекла од практичних проблема са којима се аутор сусретао током рада на таквим задацима, као и од све веће потребе да се у планерске процедуре уведе одређени степен аутоматизације.

За почетак се мора појаснити зашто је било потребно наглашавати да ће дисертација садржати предлоге методологија за оптимално планирање преносних мрежа на два временска хоризонта – средњорочном и дугорочном, то јест, зашто није препоручљиво користити идентичну методу за планирање развоја преносне мреже на оба хоризонта. Планирање развоја мреже које би се могло назвати дугорочним обрађује временске хоризонте након иницијалног десетогодишњег периода, те се одликује мањом доступношћу поузданих података, то јест, далеко већим бројем неизвесности које се морају узети у обзир. По томе би и резултате оваквог планирања система требало схватати индикативно. Са друге стране, развој на средњорочном хоризонту (од пет до десет година унапред) карактерише квалитетнији скуп улазних података, те би се, на овом хоризонту, резултати планирања могли сагледавати и као прецизни идентификатори пројеката у које би требало уложити средства. Одатле је јасно да би се коришћење метода за дугорочно планирање на средњорочном хоризонту могло сматрати непоузданим, док би се примењивање метода за средњорочно планирање на дугорочном хоризонту могла схватити као беспотребно трошење ресурса. Зато се у дисертацији предлажу две методе – једна за дугорочно планирање развоја мреже (базирана на мешовитом целобројном линеарном програмирању) и друга метода за средњорочно планирање развоја мреже (заснована на изменама диференцијалне еволуције).

Једна од основних разлика између предложених поступака оптимизације лежи и у начину на који је код сваког од њих дефинисана критеријумска функција. Наиме, код дугорочног развоја мреже је функција била унапред дефинисана од стране аутора дисертације. Насупрот овоме, приликом избора критеријумске функције за средњорочно планирање развоја преносне мреже уважено је мишљење стручњака задужених за планирање развоја у Акционарском друштву „Електромрежа Србије”, оператору преносног система Републике Србије. Ово је урађено тако што је креирана анкета у којој је од инжењера задужених за тај процес тражено да се изјасне о критеријумима које би било потребно уважити при оптимизацији процеса развоја преносне мреже. Резултати анкете су уврштени у прорачуне представљене у овој дисертацији или преко критеријумских функција на основу којих је неко решење проглашавано оптималним, или као ограничења која је решење морало да задовољи да би уопште остало у конкуренцији да буде проглашено оптималним. Такође је напоменуто и да би, уз неке модификације, предложени поступак било могуће применити и на друге случајеве у којима би проиритети инжењера који би вршили ову процедуру били постављени на другачији начин. Притом би основни принцип рада креираног алгоритма остао исти. Ово је истакло универзалност развијене технике и њену прилагодљивост разним практичним ситуацијама, што је од посебне важности у условима у којима се, под диктатом интеграције обновљивих извора енергије, планирање тренутно врши.

Поменута флексибилност и свеобухватност се може доказати и са друге полазне тачке. Наиме, један од често истицаних недостатака софтверских алата који се уобичајено користе приликом планирања развоја мрежа је то што су начини уноса потребних података о параметрима мреже и представљања добијених резултата неинтуитивни. Овај проблем се везује за то што овакви софтвери обично користе релативно компликоване табеларне форме. Притом се уважавање специфичности терена на коме се систем налази оставља искуству инжењера. Како би се тако нешто избегло, методе предложене у овој дисертацији комбинују техничке одлике мреже која се развија и особине рељефа области у којој је мрежа лоцирана. Код дугорочног планирања, геореференцирање помаже у одређивању локација погодних за подизање ветроелектрана. Код средњорочног хоризонта, та метода служи за дискретизацију домена претраге оптимизационе методе, чиме омогућава и њену примену за решавање проблема оптималног развоја мреже.

У наставку претходног разматрања, потребно је истаћи још један недостатак значајног дела комерцијално доступних програмских алата за планирање развоја преносних мрежа, а то је посматрање простора као дводимензионалне равни. Сходно томе се и дужина нових водова у систему одређује независно од надморских висина делова терена преко којих би траса новог вода требало да се пружа. У неким ситуацијама се то компензује емпиријски, што, са друге стране, може да компромитује тачност добијених резултата. Како би се то унапредило, метода предложена за средњорочно планирање у дисертацији садржи и посебан део базиран на модификацији ширинске претраге. Помоћу ове технике се, уз узимање у обзир надморских висина при дефинисању трасе вода, дозвољава и уважавање ставки попут постојања градских средина у којима се водови не могу градити или керауничких нивоа делова терена преко којих би траса вода потенцијално могла прећи. На овај начин се у предложеном алгоритму простор приказује у форми која је далеко ближа реалности, што доводи и до прецизнијег израчунавања параметара елемената мреже. Тако се постиже и већа прецизност приликом рачунања ефеката који би неки нови пројекат могао имати на рад мреже након што до његове реализације дође.

На самом крају, јасно је да би развој метода предложених у овој дисертацији био само узалудно трошење ресурса ако не би био праћен и разматрањем могућности њихове имплементације у стандардну инжењерску праксу у надлежним институцијама. Сходно томе је пред крај текста представљено сагледавање могућих проблема до којих би могло доћи при увођењу развијених метода у свакодневни процес развоја преносне мреже. Притом је анализиран незанемарљив број аспеката, почевши од инерције великих компанија попут оператора преносних система када треба увести ма какве значајне промене, преко потребе за изменом постојећих процеса, што би даље могло довести до отпора међу стручњацима навикнутим на одређени начин рада, до потенцијалних потешкоћа при прибављању података потребних за примену предложених метода. Уз списак ових проблема, наведени су и предлози за њихово отклањање или, барем, ублажавање сходно претходним искуствима аутора и стручној литератури из ове области.

**Кључне речи:** обновљиви извори, ветроелектране, електроенергетска инфраструктура, прикључење на систем, развој преносне мреже, технике оптимизације, геореференцирање.

**Научна област:** Техничке науке – Електротехника

**Ужа научна област:** Електроенергетски системи

**УДК:** 621.3

## METHODS OF OPTIMAL TRANSMISSION GRID DEVELOPMENT WITH THE APPLICATION OF GEOREFERENCING.

### **Abstract:**

The topic of this doctoral dissertation is the evaluation of methods for the optimal transmission grid development both for the long-term and for the mid-term horizons. Along with that, the dissertation contains modification of the chosen methods in order to respond to challenges faced by the engineers in charge of the transmission grid development. The idea for the dissertation came from the practical experience of the author regarding the issues faced while coming up with the strategic decisions, as well as the ever-growing need for automatization of the certain parts of the planning procedures.

In the very beginning, the reasons behind the underlining of the fact that dissertation will contain the suggestions of the methodologies for transmission grid planning on two separate time horizons need to be justified. In other words, it should be explained why it is not recommendable to apply the same method for the transmission grid planning on the long-term and on the mid-term horizon. First of all, the long-term planning of the transmission grid takes into account time frame well beyond the initial ten years from the moment of planning. This means that the availability of input data is quite low and that the reliability of the data, even if available, may be questionable. Hence, the results of this process should not be taken verbatim, but seen as an indication of the areas in which the need for the system reinforcements may arise in the upcoming period. On the other hand, the mid-term development (five to ten years in advance) boasts the set of input data of higher quality, so the results of this process can be seen as identifiers of projects for which the resources should be spared. Now it is understandable that the application of methods for long-term planning on mid-term would harm the reliability of the procedure, whereas the usage of methods for the mid-term planning on long-term could be perceived as the sub-optimal distribution of the resources. This is why this dissertation proposes individual methods for both of these, with the method for long-term planning based on the mixed-integer linear programming and the technique for mid-term planning based on the modified differential evolution.

One of the major differences between the proposed algorithms is in the manner in which the objective functions for optimization process are specified. For the long-term planning, the author of dissertation was the one deciding upon them. Countering that, the criteria that were taken into consideration in the part of this dissertation dealing with the mid-term planning were selected in the tight collaboration with experts in charge of the grid development in Joint stock company "Elektromreža Srbije" (JSC EMS), the transmission system operator of Republic of Serbia. That goal was achieved by creating questionnaire that asked engineers employed in System Development Department of this company to select those criteria which they deem essential in their planning procedures. The results of this questionnaire were then included in the optimization processes that were carried out either directly, as the objective functions, or indirectly, as the conditions that each of the solutions needed to satisfy in order to stay in the competition to be named optimal. It should also be underlined that, with the appropriate modifications, the developed procedure could be used for the other situations in which the priorities of the grid planning engineers would be set differently, with the basic principles of the algorithm's operation staying the same and only some settings and code lines changing to accommodate new conditions. This should be seen as confirmation of the developed method's ability to adapt to the various possible users and situations. That kind of flexibility is particularly important if one remembers the rather volatile conditions under which the planning process happens nowadays.

The mentioned flexibility of the developed methods can also be shown from the other starting point. One of the main downsides of the software tools commonly used for planning the transmission grid is low comprehensiveness of both the ways in which the input data related to the grid characteristics are fed into the tool and the ways in which the results are presented once the calculations are complete. Both of these are regularly based on the rather unintuitive spreadsheets. Also, there is no specialized option to include the attributes of the terrain upon which the grid is placed, leaving the involvement of those attributes to the engineers' experience. To prevent this, methods suggested in this dissertation are founded on the combination of the technical data on the system that is being development and the geographic data on the area that is corresponding to the grid. The georeferencing is used for the long-term planning as an aid in determining the locations in which the construction of the new wind plants can be expected, whereas, for the mid-term planning, it is used as the tool that is playing a vital role in the conversion between continuous and discrete domain, enabling the application of the differential evolution for the problems of grid development that it would usually not be able to tackle properly.

Another issue of the majority of the software tools for grid planning is the consideration of the space as the two-dimensional plane. By introducing this simplification, these tools encourage the definition of the length of the new lines in the grid independently of height coordinates of the parts of the terrain across which the route of the new line is set to pass. In some situations, this is compensated by using empirical methods. This kind of approach can harm the precision of the obtained results. In order to improve the reliability of the described segment of the system planning process, method proposed in this dissertation contains addition based on the modification of the breadth-first search, allowing for the third dimension to be taken into account when calculating the lengths of new lines. Along with this, the application of the mentioned technique also provides an option to consider even more aspects, such as the existence of the city zones, the protected areas or the keraunic levels of the possible routes. That way, the space is shown in the algorithm in a way much closer to the real-life situations, which, in turn, allows for more detailed modelling of the grid and every element in it. By using this model, the engineers can calculate the impact that new projects, considered for strengthening the grid, might have way more accurately than by applying the already mentioned simplifications of space modelling.

Finally, in order to avoid keeping the matters on the purely theoretical level, the appropriate part of dissertation focuses on the consideration of the possibility of implementing the developed methods into the everyday engineering practice. For that goal, potential obstacles that could be faced in this effort are presented, starting from the well-known inertia of the corporations such as the transmission system operators, over the needs for modifying the existing processes and procedures (which could cause resistance among the grid planning engineers), down to the unlikely event of unavailability of the data necessary for proper integration of the suggested techniques. Following the listing of these challenges, the measures for their overcoming or, at least, mitigation, are proposed and described in step-by-step fashion, based on the experiences of the author and the literature covering this topic.

**Keywords:** renewable energy sources, wind power plants, power system infrastructure, connection of renewables to grid, transmission grid development, optimization techniques, georeferencing.

**Scientific field:** Technical science – Electrical engineering

**Scientific subfield:** Power systems

**UDK:** 621.3



## САДРЖАЈ

1. Увод .....	1
2. Мотивација за истраживање .....	8
2.1. Снага ветра и снага ветротурбине .....	8
2.2. Развој ветроенергетике у свету .....	13
2.3. Развој ветроенергетике у Србији .....	17
3. Метода за дугорочно планирање развоја .....	21
3.1. Опис дела 110 kV преносне мреже Војводине .....	22
3.2. Процена снаге нових ветроелектрана .....	26
3.3. Процена локација нових ветроелектрана .....	31
3.4. Опис методологије за дугорочни развој .....	48
3.5. Приказ резултата поступка дугорочног развоја .....	55
4. Метода за средњорочно планирање развоја .....	59
4.1. Опис система коришћених за анализе .....	60
4.2. Одређивање најкраћих траса нових далеководова .....	64
4.3. Избор радних режима за средњорочни развој .....	80
4.4. Критеријумске функције за средњорочни развој .....	84
4.5. Модификација диференцијалне еволуције .....	87
4.6. Резултати једноступеног развоја мрежа .....	97
4.7. Резултати вишеступеног развоја мрежа .....	112
5. Практична имплементација развијених метода .....	116
5.1. Видови комуникације са клијентима .....	119
5.2. Оптимални корак за имплементацију иновације .....	122
6. Закључак .....	124
Литература .....	127
Прилог 1. Координате чворова у анализираним мрежама .....	140
Прилог 2. Код за поступак дугорочног планирања развоја .....	143
Прилог 3. Анкетни листић за утврђивање критеријума .....	146
Прилог 4. Компаративна анализа оптимизационих метода .....	147
Прилог 5. Стандардни изглед платна пословног модела .....	150

## СПИСАК СЛИКА

Сл. 2.1	Површина захвата елисе ветротурбине .....	8
Сл. 2.2	Промена коефицијента $C_P$ са варирањем величина $\beta$ и $\lambda$ .....	9
Сл. 2.3	Промена коефицијента $C_P$ са варирањем величине $\lambda$ за $\beta \approx 0^\circ$ .....	10
Сл. 2.4	Криве снаге у зависности од брзине обртања турбине и брзине ветра ....	10
Сл. 2.5	Идеална крива снаге ветротурбине .....	11
Сл. 2.6	Типични дијаграм производње ветротурбине .....	12
Сл. 2.7	Хронолошки пораст инсталисане снаге ветротурбина .....	13
Сл. 2.8	Укупне инсталисане снаге ветроелектрана у Европи по годинама .....	15
Сл. 2.9	Нови капацитети ветроелектрана у Европи по годинама .....	15
Сл. 2.10	Сценарији развоја ветроенергетике у Европи по годинама .....	16
Сл. 2.11	Реалистични сценарио развоја ветроенергетике у Европи по годинама ..	16
Сл. 2.12	Преглед бројева пројеката прикључења ветроелектрана по годинама ....	18
Сл. 2.13	Преглед нових капацитета ветроелектрана у Србији по годинама .....	18
Сл. 2.14	Преглед укупних капацитета ветроелектрана у Србији по годинама .....	19
Сл. 2.15	Поређење Плана развоја и Програма остваривања Стратегије .....	19
Сл. 2.16	Приказ броја пројеката намењених интеграцији обновљивих извора .....	20
Сл. 3.1	Географска позиција дела Војводине од интереса .....	22
Сл. 3.2	Геореференцирана мапа дела 110 kV преносне мреже Војводине .....	23
Сл. 3.3	Прогноза вршне снаге потрошње Републике Србије до 2034. године .....	25
Сл. 3.4	Прогноза вршне снаге потрошње обрађене области до 2034. године .....	25
Сл. 3.5	Процена тенденција раста снаге ветроелектрана у Европи – опција 1 ....	27
Сл. 3.6	Процена тенденција раста снаге ветроелектрана у Европи – опција 2 ....	28
Сл. 3.7	Процена тенденција раста снаге ветроелектрана у Европи – опција 3 ....	28
Сл. 3.8	Екстраполација пораста снага ветроелектрана на копну у Европи .....	29
Сл. 3.9	Илустрација значаја локације генератора у систему – случај 1 .....	31
Сл. 3.10	Илустрација значаја локације генератора у систему – случај 2 .....	31
Сл. 3.11	Приказ вредности фактора $F_1$ у обрађеној области .....	34
Сл. 3.12	Тест пример за илустрацију одређивања нагиба терена .....	34

Сл. 3.13	Приказ надморских висина у обрађеној области .....	36
Сл. 3.14	Приказ вредности фактора $F_2$ у обрађеној области .....	37
Сл. 3.15	Приказ вредности фактора $F_3$ у обрађеној области .....	38
Сл. 3.16	Приказ вредности фактора $F_4$ у обрађеној области .....	39
Сл. 3.17	Приказ вредности фактора $F_5$ у обрађеној области .....	42
Сл. 3.18	Приказ потенцијала за подизање ветротурбина у обрађеној области .....	47
Сл. 3.19	Расподела снаге потрошње посматраног региона по чворовима .....	49
Сл. 3.20	Случајеви 1 (а) и 2 (б) за потребе дугорочног развоја система .....	51
Сл. 3.21	Приказ предложеног ојачања за први случај – дугорочно планирање .....	55
Сл. 3.22	Поређење снага генерисања за први случај – дугорочно планирање .....	56
Сл. 3.23	Поређење снага генерисања за други случај – дугорочно планирање .....	58
Сл. 4.1	Геореференцирана мапа тест система од 30 чворова .....	61
Сл. 4.2	Геореференцирана мапа тест система од 24 чвора .....	62
Сл. 4.3	Геореференцирана мапа тест система од 24 чвора са ВЕ .....	62
Сл. 4.4	Надморске висине терена на ком се налази део мреже Војводине .....	63
Сл. 4.5	Геореференцирана мапа тест система од шест чворова .....	67
Сл. 4.6	Надморске висине терена у области око Крушевца .....	67
Сл. 4.7	Пример дубинске претраге графа .....	68
Сл. 4.8	Бесконачна петља дубинске претраге графа .....	69
Сл. 4.9	Пример ширинске претраге графа .....	70
Сл. 4.10	Тест пример за илустрацију ширинске претраге .....	71
Сл. 4.11	Први корак стандардне ширинске претраге .....	72
Сл. 4.12	Први корак унапређене ширинске претраге .....	72
Сл. 4.13	Решење тест примера према стандардној претрази .....	73
Сл. 4.14	Решење тест примера према унапређеној претрази .....	73
Сл. 4.15	Приказ утицаја висинских разлика на дужину путање .....	75
Сл. 4.16	Поређење дужина добијених различитим методама .....	76
Сл. 4.17	Приказ трасе добијене за посматрани тест пример .....	77
Сл. 4.18	Кераунички нивои у посматраном делу Војводине .....	79

Сл. 4.19	Положај општине Сечањ у односу на посматрани регион .....	81
Сл. 4.20	Типични дневни дијаграм потрошње .....	81
Сл. 4.21	Избор релевантних месеци и сати за радне режиме .....	82
Сл. 4.22	Релативне снаге производње ВЕ по режимима 2030. године .....	83
Сл. 4.23	Резултати анкете на тему критеријума за развој система .....	86
Сл. 4.24	Пример дискретизације проблема описаним поступком .....	88
Сл. 4.25	Принципи генерисања донорских вектора .....	91
Сл. 4.26	Блок дијаграм израчунавања критеријумских функција .....	94
Сл. 4.27	Блок дијаграм тока оптимизационог процеса .....	96
Сл. 4.28	Повећања снага потрошњи у мрежи од 30 чворова .....	97
Сл. 4.29	Дужине ојачања мреже од 30 чворова (део базе података) .....	98
Сл. 4.30	Траса новог вода у систему од 30 чворова .....	101
Сл. 4.31	Пројекције решења за систем од 24 чвора на Парето фронт .....	103
Сл. 4.32	Трасе нових водова у систему од 24 чвора .....	104
Сл. 4.33	Траса новог вода у систему од 24 чвора – са ВЕ .....	105
Сл. 4.34	Тренутно стање преносног система у региону Војводине .....	106
Сл. 4.35	Провизорна траса 400 kV вода ТС Сомбор 3 – ТС Нови Сад 3 .....	107
Сл. 4.36	Пројекције решења за део мреже Војводине на Парето фронт .....	109
Сл. 4.37	Трасе нових водова у делу преносне мреже Војводине .....	110
Сл. 4.38	Верификација решења добијених за део преносне мреже Војводине .....	111
Сл. 4.39	Илустрација сукцесивног и симултаног развоја мреже .....	112
Сл. 4.40	Илустрација комбинованог приступа развоју мреже .....	113
Сл. 4.41	Трасе водова препоручених вишестепеним развојем .....	115
Сл. 5.1	Комуникација искључиво са руководством клијента .....	119
Сл. 5.2	Комуникација искључиво са запосленима клијента .....	120
Сл. 5.3	Препоручени начин комуникације са клијентима .....	121
Сл. 5.4	Препоручени део процеса за имплементацију иновације .....	123
Сл. П4.1	Део преносне мреже коришћен за компаративну анализу .....	147

## СПИСАК ТАБЕЛА

<b>Таб. 2.1</b>	Преглед пројеката подизања ветроелектрана (ВЕ) у Србији .....	<b>17</b>
<b>Таб. 4.1</b>	Екстремуми критеријумских функција за систем од 30 чворова .....	<b>99</b>
<b>Таб. 4.2</b>	Резултати добијени за систем од 30 чворова .....	<b>100</b>
<b>Таб. 4.3</b>	Екстремуми критеријумских функција за систем од 24 чвора .....	<b>102</b>
<b>Таб. 4.4</b>	Резултати добијени за систем од 24 чвора .....	<b>103</b>
<b>Таб. 4.5</b>	Екстремуми критеријумских функција за систем од 24 чвора – са ВЕ ....	<b>105</b>
<b>Таб. 4.6</b>	Екстремуми критеријумских функција за део мреже Војводине .....	<b>108</b>
<b>Таб. 4.7</b>	Резултати добијени за део преносне мреже Војводине .....	<b>109</b>
<b>Таб. 4.8</b>	Резултати добијени за вишестепени развој мреже .....	<b>115</b>
<b>Таб. П4.1</b>	Резултати компаративне анализе оптимизационих метода .....	<b>149</b>

## 1. УВОД

Крај двадесетог и почетак двадесет и првог века су довели до великог броја промена везаних за приоритете који су постављени пред процесе индустријског и привредног развоја. Притом је, науштрб претходно доминантних аспеката, као што су масовност производње, ефикасност и аутоматизација примењених процеса и репликабилност производа пласираних на тржиште, као нови фактор који је било неопходно узимати у обзир све чешће помињана одрживост. Под одрживошћу се овде подразумева ублажавање или уклањање ефеката које поменута привреда и индустрија могу да имају на животну средину, као и модификација одговарајућих процедура тако да се у што већој мери умање емисије гасова који доприносе ефекту стаклене баште. Таква промена перцепције је довела до врло израженог интересовања научне и стручне јавности за теоријска разматрања. О овоме може посведочити и приличан број радова на теме изведене из описаног заокрета. Ти радови се могу поделити у две основне категорије, од којих се прва бавила испитивањем утицаја који различити индустријски процеси имају на окружење, а друга прогнозом последица еколошких тенденција на даље одвијање индустријског развоја и приходе које би власници производних погона могли очекивати од рада својих објеката.

Репрезентативним примерима прве наведене групе радова би се могли сматрати радови [1-6], где су неки од њих, попут [1] и [2], фокусирани на уже области које би могле бити од интереса искључиво за стручњаке чије се подручје рада подударе са темом истраживања приказаних у овим референцама. Са друге стране, међу овим радовима би се могла наћи и веома квалитетна свеобухватна разматрања која могу да занимају не само читаоце који су упознати са обрађеном тематиком, већ и лаике који би желели да се упуте у међусобне спреге различитих економских показатеља, њихове ефекте на индустријски развој и утицај који би то могло имати на животну средину. Такав је, на пример, чланак [6], у коме су аутори користили пример пацифичког дела Азије да би илустровали последице индустријализације, као и директних страних улагања на повећање емисија метана и угљен-диоксида у атмосферу. Овом анализом су дошли до серије закључака који су недвосмислено указали на то да су директна страна улагања одговорна за значајно повећање емисија ових гасова у анализираном региону. Уз то је закључено да процес индустријализације има позитивно дејство на вредности релевантних еколошких индикатора.

Што се тиче друге групе радова, она би се даље могла поделити на две поткатегије. Прва од њих се бави евалуацијом последица, односно испитивањем ефеката које принципи одрживости имају на одабране финансијске показатеље. Друга група радова се бави анализирањем узрока, односно анализом корелације степена имплементације принципа одрживости и одговарајућих економских индикатора. Првој поткатегији припадају радови [7-11], засновани на разним практичним студијама случајева, попут, на пример, проучавања пословања чак 116 шведских компанија у претходним годинама [8]. Радови који спадају у другу поткатегију имају већи научни значај. Осим једноставног разматрања информација, ови радови пружају и могућност формирања извесних законитости које се даље могу применити на прогнозу кретања једног или више изабраних показатеља уколико су познате тенденције промена осталих индикатора. Из ове поткатегије се може издвојити рад [12], који је заснован на разматрању повезаности ризичности улагања и очувања животне средине у најразвијенијим државама света. Ту су се нашле Русија, Немачка, Сједињене Америчке Државе и Јапан. Притом је извршеном анализом обухваћен сет података који је обухватао интервал од чак 29 година. Таквим резонавањем је отклоњена могућност грешке која може настати услед премалог броја посматраних узорака.

Оно што се у великом делу радова заснованих на теми очувања животне средине провлачило као константа је наглашавање промена које се морају имплементирати у електроенергетици да би се спречило загађивање атмосфере гасовима који узрокују ефекат стаклене баште, глобално загревање и појаву киселих киша. Такви су, на пример, угљен-диоксид ( $\text{CO}_2$ ), азот-субоксид ( $\text{N}_2\text{O}$ ) или метан ( $\text{CH}_4$ ). Утицај сваког од ових гасова на горепоменуте појаве се може видети у [13]. Оно што је овим гасовима заједничко, осим тога што делују катастрофално на различите аспекте очувања животне средине, јесте то што до њихове емисије долази при индустријским процесима попут сагоревања угља [14]. Овакве процесе би, стога, требало постепено заменити еколошки прихватљивим алтернативама у годинама које долазе. Оно што се на том путу могло испречити јесте чињеница да значајан део стабилности електроенергетских система Европе и даље почива на производњи електричне енергије у термоелектранама на угаљ. Сходно овоме, закључено је да је енергетика једна од привредних грана у којима је потребно уложити највише труда да би се нашло одрживо решење. То решење је, уз испуњавање све строжих еколошких критеријума, морало пружити задовољавајући ниво непрекидног напајања енергијом конзума, и то по прихватљивој цени. Овде је било потребно евалуирати и квантификовати утицај који ложишта термогенераторских јединица имају на ниво испуштања гасова који узрокују ефекат стаклене баште. Та тема је обрађена у доста научних радова [15-18], базираних на конкретним случајевима из праксе, али и незанемарљива количина новинских чланака [19-20]. Управо ови новински чланци, услед жеље аутора да представи свеобухватни приказ тренутне ситуације и пружи читаоцу утемељене закључке, некада могу да представљају једнако квалитетан извор информација као и текстови написани од стране стручних кругова. Наравно, ово не значи да сваки новински чланак треба посматрати као поуздан извор података. Другим речима, након провере релевантности изнетих тврдњи, неки од новинских текстова се могу сматрати штивом занимљивом и експертима. Нажалост, постоје и друге крајности у којима се овај медиј користи за пропаганду и лобирање, што само истиче значај обављања поменуте темељне провере.

На тај начин је потврђено да електране на угаљ не смеју да представљају ослонац производних портфеља будућих електроенергетских система. Наредни корак је представљало утврђивање циљева чијим ће се испуњавањем постићи жељени ниво смањења емисије предметних гасова. Зато је, на пример, Европска унија крајем 2019. године најавила пакет мера назван *Европски зелени договор* [21]. Одредбе и намере овог пакета су додатно пооштрене у допуни под именом *Спремни за 55%* [22]. Овим пакетима је утврђено да ће чланице Европске уније до 2030. године редуковати количину испуштених гасова изазивача ефекта стаклене баште за 55%, како би се до 2050. године могла постићи потпуна неутралност по овом питању. Према овим амбицијама су и државе чланице дефинисале сопствене планове повлачења генераторских капацитета који утичу на релевантне еколошке параметре [23-24]. Пресек планова, валидан у години њиховог објављивања, може се наћи у [25]. По овоме, очекивано је да ће Данска да планира излазак из погона свих капацитета на угаљ до 2028. године, Холандија до 2029. године, а Немачка до 2035. године. Поред овога, наведено је да су три европске државе које су претходно генерисале енергију из угља успеле да неутралишу ове капацитете до 2020. године. У томе је предњачила Белгија (2016. године), да би јој се, четири године касније, прикључиле Аустрија и Шведска. Ризик по испуњење ових планова је, међутим, постао јасан након што је промена геополитичке ситуације, узрокована сукобом у Украјини, довела до неизвесности по питању обезбеђивања довољне количине енергената за потребе конзума [26]. Услед тога су неке од држава чланица Европске уније најавиле поновно разматрање планова престанка рада термоелектрана [27-28]. Први потез је овде повукла Немачка, да би јој се Румунија и Италија прикључиле мало касније.

Да би се појаснио утицај који прекид испоруке гаса из држава укључених у рат према остатку Европе има на зелену транзицију и на излазак из погона термогенераторских капацитета, мора се ући дубље у улогу која је у том процесу била намењена гасним турбинама. Наиме, опште је познато да је крајњи циљ промене перцепције производних капацитета у енергетици то да се доминантна позиција, раније држана од стране термоелектрана на угаљ, уступи електранама чији је утицај на животну средину мањи – обновљивим изворима [29-30]. Сходно тренутном степену технолошког развоја и прихваћености од стране друштва, као претенденти на положај најзаступљенијег капацитета за производњу електричне енергије се издвајају ветроелектране и соларне електране. На овом месту би се морало нагласити да је имплементација ових извора у системе у претходном периоду показала обећавајуће резултате са аспекта емитовања гасова као што је угљен-диоксид у атмосферу [31]. Ипак, испоставило се да су циљеви према којима је требало да се одвија излазак из погона термоелектрана на угаљ били толико амбициозни да брзина имплементације обновљивих извора енергије није могла да их адекватно испрати. Како би се ублажили ефекти тог мимоилажења, било је пожељно наћи адекватно прелазно решење које би било мање штетно од термоелектрана на угаљ, а истовремено довољно развијено да би се помоћу њега могао премостити прелазни период. Тај период би потрајао до тренутка у коме би обновљивих капацитета било довољно да поднесу терет самосталног напајања конзума. Као такво решење су предлагане гасне електране [32-34]. Овакав план је одбачен након уважавања неизвесности узрокованих дешавањима у Украјини [35]. Рад термоелектрана на угаљ је, тако, продужен све до момента у ком се процени да их је могуће у потпуности заменити обновљивим изворима енергије или барем док се не пронађе ново прихватљиво прелазно решење. Стога је јасно да зелена транзиција није потпуно заустављена, како се могло наслутити након одлагања гашења ложишта у неким европским државама, али је свакако претрпела немали корак уназад.

Енергетска транзиција, у извесној мери, и даље подразумева ослањање на вољу инвеститора да расположива средства улажу у изградњу обновљивих извора енергије. За ово је, посебно у годинама у којима јавност није била довољно упозната са могућностима ових капацитета, била потребна доза храбрости. Да би се овај скептицизам превазишао, надлежни органи су пружали инвеститорима који се одлуче на овај корак бенефиције, почевши од веома лаког аплицирања за прикључење на систем, па до принципа повлашћених цена и гарантованог откупа енергије која је генерисана у оваквим капацитетима [36]. Јасно је да је овакво сагледавање капацитета за производњу енергије супротно раније усвојеном принципу по коме је енергија генерисана у централизованим термојединицама, лоцираним уз руднике угља. Тада је и преносни систем био конципиран тако да се обезбеди сигуран и поуздан транспорт енергије из ових капацитета према остатку система. Масовна интеграција обновљивих извора, са друге стране, повлачи и то да се регије које претходно нису биле сматране областима из којих је потребно евакуисати већу количину енергије морају убудуће посматрати на тај начин. Овај приступ може довести до уочавања нових загушења у систему која је потребно отклонити уз помоћ одговарајућих пројеката. Ова интеракција између имплементације обновљивих извора енергије у производни систем и процеса планирања развоја преносног система је била тема великог броја радова у претходних неколико година. Једна група радова се бавила развојем преносног система под условима диктираним интеграцијом обновљивих извора [37-42]. Друга група оваквих радова је покушавала да посматра електроенергетски систем као целину, те се бавила оптимизацијом развоја производног и преносног система симултано [43-44]. Озбиљан изазов за ауторе радова из другог скупа је било задржавање објективности, тако да се позитивни утицаји на оба дела система усвоје равноправно у оптимизацији, без давања предности било једном, било другом.



Да се утицај обновљивих извора енергије на планерске процесе може свести на промену токова снага и њима изазване варијације оптерећења праваца за пренос енергије, ситуација би, ипак, била једноставнија него што је то у пракси случај. Наиме, процес планирања развоја преносног система се иницира тиме што се дефинише скуп улазних података који се узимају као основа према којој ће се процењивати стање система. У складу са овом проценом се потом предлажу и евентуалне мере за побољшање уоченог стања. За ту процедуру би било најбоље уколико би се скуп улазних података могао једнозначно одредити, што је у пракси немогуће. Узроком тог хендикепа се превасходно може сматрати значајан број неизвесности ради чијег је уважавања неопходно направити одговарајуће претпоставке. Притом свака од ових претпоставки повлачи како могућност грешке, тако и потенцијално нарушавање поузданости резултата спроведеног планерског процеса. Како сваки од обновљивих извора чије се прикључење на мрежу очекује најчешће представља пројекат засебног инвеститора, јасно је и да сваки од таквих капацитета уноси нову неизвесност која мора да се уважи у склопу планирања развоја преносног система. Пошто није могуће предвидети сваки начин на који би се будућност могла одвијати, инжењери задужени за планирање развоја се морају сналазити како би, остајући у оквирима практичне изводљивости, обрадили довољан број могућих расплета ситуације да би се могло тврдити да су добијени резултати релевантни. Ово се постиже дефинисањем карактеристичних сценарија [45-46]. Уз то што представљају теоријски концепт којим се пружа одговор на проблематику неизвесности у развоју мрежа, сценарији имају и свакодневну примену. Такав скуп сценарија се, примера ради, формира пре него што се почне са израдом сваке верзије Пан-европског десетогодишњег плана развоја (енг. *Ten-Year Network Development Plan – TYNDP*). Овај план израђује Европска асоцијација оператора преносних система за електричну енергију (*European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E*), задужена и за креирање одговарајућих карактеристичних сценарија. Као показни пример овога, списак сценарија који су узети у обзир у едицији овог плана за 2022. годину се може, уз површне описе сваког од њих, пронаћи у [47]. Ту је видљиво да је у европским оквирима, барем овај пут, сматрано да је довољно усвојити три сценарија. Један од њих је био заснован на подацима достављеним од стране оператора система који учествују у планерском процесу. Остала два сценарија су била заснована на званичним циљевима утврђеним одлукама надлежних тела и законским актима.

Јасно је да је повећан број неизвесности, настао као последица све интензивнијег уврштавања обновљивих извора у планерски процес, значајна потешкоћа за покушаје креирања генералних правила интеграције ових извора на већим површинама. Зато су у дисертацији обрађене мање географске области, али је уважено више релевантних параметара него што се то типично чини у току установљавања сценарија развоја. Детаљност овог приступа је у спроведеним анализама зависила од временског хоризонта који је разматран. Према томе је за дугорочно планирање, у одсуству прецизних информација, прогнозирање изградње обновљивих извора у обрађеној области урађено на основу процене потенцијала за изградњу ових генераторских капацитета којим микролокације у тој регији располажу. Како је за област у којој ће се планирање развоја преносне мреже одвијати одабран део Војводине, то је узето да су обновљиви извори чија се изградња предвиђа ветроелектране. Сходно томе је обављена и процена потенцијала сваке од изабраних микролокација за интерграцију овог типа извора. Иако постоји доста радова који ову тематику обрађују користећи различите приступе [48-51], као референца за поступак из дисертације је узет рад [52]. У овом раду је процена потенцијала за изградњу ветроелектрана у Андалузији урађена статистичком анализом предефинисаних параметара. Ова техника је у дисертацији прилагођена како би се проценио изглед производног портфеља дела Војводине.

Пре него што се појасни метода оптимизације која је коришћена за планирање на дугорочном хоризонту, мора се навести још једна претпоставка усвојена приликом тог планирања. Наиме, сматрано је да је за овај временски хоризонт дозвољено извршити упрошћавање мреже до мере којом је постигнута линеаризација разматраног проблема. То поједностављење је уведено како би се на што ефикаснији начин извршили неопходни прорачуни и искористили расположиви ресурси. Оправдање за овакав приступ се може пронаћи у самој природи процеса дугорочног развоја система. Ту се, пре свега, мисли на то да се резултати планирања на овом хоризонту не посматрају дословце, већ да се предлози за изградњу нових или ојачање постојећих коридора за пренос више сматрају индикаторима улагања која ће у неком моменту у будућности бити потребно урачунати у буџет. Према томе, сматрано је да је линеаризација проблема корак који је могуће имплементирати без угрожавања поузданости резултата добијених оптимизационом поступком. Након таквог закључка је одлучено да се техника објашњена у дисертацији базира на мешовитом целобројном линеарном програмирању. Разлог за овакав избор лежи у доказаној прецизности те методе при раду са проблемима који укључују велики број променљивих, због чега је ова техника већ коришћена за значајан број проблема везаних за различите аспекте рада електроенергетских система. Оваква одредница укључује како радове невезане за планирање развоја система [53-54], тако и радове који су се односили баш на планирање развоја система [55-58]. Циљем поступка представљеног у дисертацији се сматрало предлагање једног новог далековода чијом би се изградњом прилике у делу преносног система од интереса побољшале у највећој мери. Притом је уважен производни портфел дефинисан након статистичке анализе потенцијала географске области од интереса за спроведене прорачуне.

Насупрот томе, средњорочно планирање се превасходно односи на временски хоризонт којим се типично гледа од пет до десет година у будућност. Одатле је, ако се узме у обзир просечно време које се утроши за реализацију новог пројекта у систему, јасно да резултате тог процеса није могуће схватати индикативно. Такви резултати се морају посматрати као јасне смернице за улагање средстава које би, да би се постигло жељено стање система, требало спровести што пре. Сходно томе, за прорачуне који су вршени за овај временски хоризонт није било упутно прибегавати упрошћењима представљеним у делу који се односио на дугорочно планирање. Нелинеарност планерског прорачуна је, према томе, морала да се узме у разматрање. Одатле је проистекла и потреба за променом технике оптимизације и прибегавањем некој методи која нуди могућност рада са нелинеарним задацима. Као адекватна метода за потребе прорачуна је одабрана диференцијална еволуција, први пут предложена у раду [59], објављеном давне 1997. године. Тада је најављена као иновативни приступ за минимизацију критеријумске функције нелинеарних или недиференцијабилних оптимизационих проблема, под условом да се простор претраге проблема може сматрати континуалним. Од тог момента, ова метода је унапређивана, модификована и испробавана на разне начине. Притом су закључци готово свих истраживања ослоњених на њу наглашавали њене бројне предности у односу на неке од чешће коришћених техника оптимизације. То се јасно може видети у радовима који су за тему имали поређење резултата диференцијалне еволуције и неких конвенционалнијих метода оптимизације, попут генетичког алгоритма или оптимизације роја честица [60-62]. У сваком од оваквих радова је истакнуто да се диференцијална еволуција показала или боље, или подједнако добро као нека од конвенционалнијих метода. Сходно томе се и избор ове методе за спроведене анализе може сматрати оправданим. Додатно, у Прилогу 4 дисертације приказана је и компаративна анализа перформанси диференцијалне еволуције и две друге технике оптимизације. Резултати који су добијени за рад на планерском проблему додатно су потврдили оправданост учињеног избора.

Иако је јасно да је диференцијална еволуција своју примену пронашла у готово свакој области, за потребе ове дисертације је пажња обрађена на оне радове који су ову технику адаптирали тако да се одговори на изазове из области енергетике. Пример за ово се може наћи у радовима [63-66], заснованим на оптималном планирању параметара криве којом су напонске прилике у систему повезане са токовима реактивних снага, као и у радовима [67-69], израђеним на тему оптимизације квалитета електричне енергије у систему. Поред тога, морају се поменути и неки од радова фокусираних на оперативни аспект, попут рада [70], где је диференцијална еволуција искоришћена за креирање плана одржавања генератора, или радова [71-72], усредсређених на реконфигурацију дистрибутивних мрежа. Ипак, како је дисертација фокусирана на проблеме повезане са оптималним планирањем развоја преносног система, то је пожељно истаћи и неке радове у којима је приказана употребљивост диференцијалне еволуције за ову класу задатака. Неки од ових радова, као што је рад [73], били су засновани на поређењу разматране технике са другим оптимизационим методама (генетички алгоритам, табу претрага и неуралне мреже). На свом крају, рад [73] истиче да је диференцијална еволуција била прецизнија од свих других испитаних метода, при чему је за спроведене прорачуне захтевала краће време од њих. Слично томе, резултати рада [74], где се диференцијална еволуција још једном показала ефикаснијом од генетичког алгоритма, дали су ветар у леђа истим ауторима да ову технику адаптирају у рад [75]. У том раду је, уз идентификацију и предлагање нових пројеката, предложена метода за развој преносног система унапређена тако да је могла и да прикаже годину у којој би сваки од предложених пројеката требало да се нађе у погону. Заједничке ауторе такође имају и радови [76-77]. У првом од њих је испитивана применљивост диференцијалне еволуције за планирање развоја тест система, да би се у другом иста техника употребила за одабрани случај из праксе.

Као крајњи циљ средњорочне оптимизације је у склопу дисертације узето дефинисање једног или више нових пројеката у систему које би требало реализовати како би се прилике у њему побољшале према задатим критеријумским функцијама. Процедура је приказана како на тест системима, тако и на примеру из праксе. За те сврхе је одабран део преносне мреже који је већ помињан у делу текста који се бавио дугорочним планирањем. Да би се ово могло остварити, било је потребно у развијену технику уврстити још једну иновацију – функционалност уз чију би се помоћ дискретни проблем планирања развоја система могао конвертовати у континуални задатак, погодан за решавање помоћу диференцијалне еволуције. Методологија за конверзију је базирана на геореференцирању, односно пројектовању географске области у којој је систем лоциран на мапу чији је координатни почетак одређен сходно потребама конкретног проблема. Треба напоменути и да се употреба геореференцирања у пару са диференцијалном еволуцијом не може сматрати искорак у односу на постојеће стање [78], исто као што ни засебни развој технике за мапирање простора претраге диференцијалне еволуције не би могао бити истакнут као иновација [79]. Ипак, приступ према коме се геореференцирање користи у сврхе мапирања простора за потребе диференцијалне еволуције у циљу развоја преносне мреже јесте допринос који, колико је аутору дисертације познато, није представљен ни у једном научном раду, све док није описан у [80-81]. Ови радови су израђени од стране аутора ове дисертације и његовог ментора. Додатна погодност коју је примена геореференцирања допустила јесте и уважавање одлика рељефа терена на коме се мрежа чије се планирање врши налази, као и узимање у обзир зона преко којих нови водови не би смели да пређу. Ове ставке су уврштене у корак процедуре у коме су, уз помоћ ширинске претраге, одређиване оптималне трасе нових водова. Та метода се често користи за одабирање пута између две тачке уз заобилажење препрека [82]. Притом је, за потребе дисертације, измењена тако да јој се допусти рад у тродимензионалном простору.

У складу са свиме претходно наведеним, и сама дисертација је подељена у логичке целине, где је свакој од ових целина посвећено по једно поглавље. Притом се водило рачуна о томе да број логичких целина, а, самим тим, и поглавља буде оптималан са читалачке тачке гледишта. Под тиме се подразумева да број поглавља није смео бити ни премали, да би засебност делова рада била наглашена на адекватан начин, али ни превелики, пошто би дељење текста на превише поглавља могло угрозити његову читљивост. Зато дисертација, осим уводног сегмента, садржи још четири поглавља и закључак. Циљ сваког поглавља ће бити представљен у наставку.

Друго поглавље је посвећено излагању мотивације аутора да се посвети истраживању примене техника оптимизације у процесу планирања развоја преносних система. Такође се појашњава и жеља да се у ово истраживање у што већој мери инкорпорира проблематика брзе интеграције обновљивих извора енергије у производни систем, независно од посматраног напонског нивоа. Поред пресека тренутног стања, уз посебно обраћање пажње на ветроелектране, ово поглавље пружа увид и у степен интеграције ових извора у Србији. Засебно су дате прогнозе тенденција према којима би се могло очекивати да се ова интеграција одиграва у догледној будућности.

Треће поглавље ове дисертације је прво у коме се могу пронаћи неки од најављених доприноса, при чему се фокус овог поглавља налази на дугорочном планирању развоја преносних система. Како би се та проблематика представила на одговарајући начин, ово поглавље укључује и опис дела 110 kV преносне мреже Војводине на коме су вршене неопходне анализе. Такође, дат је и приказ методологије сходно којој је урађена процена потенцијала за подизање ветроелектрана којим област у којој се овај део мреже налази располаже, као и појашњење одабира мешовитог целобројног линеарног програмирања као погодне технике за спровођење потребних анализа.

Четврто поглавље ове дисертације се усредсређује на планирање развоја преносног система на средњорочном временском хоризону и на све додатне компликације проистекле из повећаног нивоа детаљности који се од ових разматрања захтева. Пошто је јасно да је применљивост овде развијене методе, за разлику од методе за дугорочно планирање, било пожељно илустровати на више од једног примера, четврто поглавље укључује и описе тест система на којима је рађен одговарајући број демонстрација. Посебан део овог поглавља је посвећен описивању извршене модификације ширинске претраге. Овом модификацијом је ширинској претрази омогућен рад у тродимензионалном простору у циљу проналазак оптималне трасе нових водова. Појашњен је и начин на који је геореференцирање упарено са диференцијалном еволуцијом да би се њен простор претраге дискретизовао и омогућила њена примена на проблем планирања система.

Последње поглавље основног дела текста дисертације се базира на појашњењу начина на који се планирање развоја тренутно врши како на нивоу једног система, тако и на европском нивоу. Као пример за планирање развоја појединачног система је усвојен процес израде Плана развоја преносног система а.д. „Електро мрежа Србије”. Као основа за разматрање планерског процеса на европском нивоу су служили јавно доступни подаци о методологији према којој се израђује Пан-европски десетогодишњи план развоја. Поред тога, пето поглавље наводи и кораке који би, по мишљењу аутора, могли довести до укључивања техника, развијених током израде ове дисертације, у стандардне пословне процесе који се свакодневно обављају од стране инжењера задужених за планирање развоја система. После тог поглавља, Закључак дисертације укратко подсећа на најзначајније резултате приказане у ранијим поглављима, да би се потом прешло и на сагледавање начина на који су ови резултати допринели остваривању циљева дисертације, као и на коначну оцену аутора о успешности развијених напредних планерских техника.

## 2. МОТИВАЦИЈА ЗА ИСТРАЖИВАЊЕ

Према спецификацијама изнетим у уводном делу, основни циљ овог поглавља је образлагање мотивације коју је аутор имао да усмери истраживање према теми развоја преносног система под околностима окарактерисаним све израженијим присуством обновљивих извора енергије. Како би се читаоцима пружила што детаљнија слика проблематике која ће бити разматрана у наставку дисертације, ово поглавље је подељено на три потпоглавља. Прво од потпоглавља се бави уводом у принцип управљања ветротурбинама, одабраним као погодан пример за приказ резултата развијене методологије. Друго потпоглавље се заснива на очекиваним тенденцијама интеграције ветроелектрана у системе у свету. Треће потпоглавље конкретизује те тенденције на подручје Србије и последице које исте могу имати на процес планирања развоја система.

### 2.1. Снага ветра и снага ветротурбине

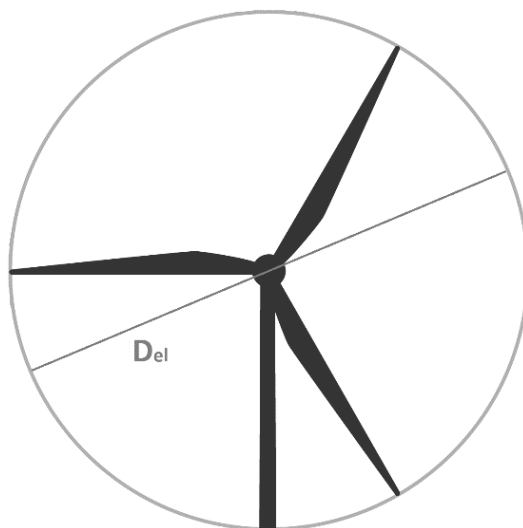
Сходно дефиницији, ветар се описује као усмерено кретање ваздушних маса које располаже одговарајућом количином кинетичке енергије. Количина кинетичке енергије која се претвара у електричну коришћењем ветротурбине зависи од масе ваздуха који пролази кроз површину захвата елисе и од брзине дувања ветра. Снагу ветра који пролази кроз површину захвата елисе ветротурбине је могуће дефинисати уз помоћ израза (2.1).

$$P_{vtur} = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot D_{el}^2 \cdot \pi \cdot v_{vet}^3. \quad (2.1)$$

У овом изразу се користе следеће величине:

- $P_{vtur}$  – снага ваздушне масе која пролази кроз површину захвата елисе ветротурбине;
- $\rho$  – густина ваздуха на месту постављања ветротурбине;
- $D_{el}$  – пречник површине захвата елисе ветротурбине;
- $v_{vet}$  – брзина ветра на месту постављања ветротурбине.

Слика 2.1 илуструје површину коју елиса турбине захвата при ротацији [83]. На овој слици је са  $D_{el}$  још једанпут обележена дужина пречника захвата елисе разматране ветротурбине.



Слика 2.1. Површина захвата елисе ветротурбине.

Нажалост, за производњу електричне енергије помоћу ветротурбине није могуће употребити пуну снагу одређену изразом (2.1). То је делимично и зато што се процес конверзије кинетичке енергије ветра у механичку енергију предату погонској осовини ветротурбине не одвија са стопроцентном ефикасношћу, већ се део енергије губи у току овог претварања. Како би се овај однос илустровао, уведен је коефицијент снаге који се типично означава са  $C_P$ . Множењем снаге ветра који протиче кроз ветротурбину коефицијентом  $C_P$  се може израчунати механичка снага присутна на погонској осовини ветротурбине. Ова релација је приказана изразом (2.2).

$$P_{m.os.} = C_P \cdot P_{vtur.} \quad (2.2)$$

Комбиновањем израза (2.1) и (2.2) се може утврдити веза између механичке снаге на вратилу ветротурбине и параметара попут брзине ветра на локацији на којој је турбина постављена и пречника њене елисе. Описани поступак је дат изразом (2.3).

$$P_{m.os.} = \frac{1}{8} \cdot C_P \cdot \rho \cdot D_{el}^2 \cdot \pi \cdot v_{vet}^3 \quad (2.3)$$

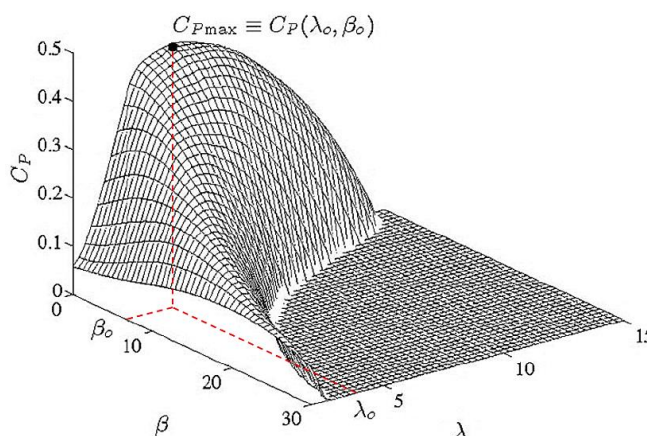
Што се тиче коефицијента снаге, мора се нагласити да он зависи од две величине:

- угла закретања лопатице, за који ће се надаље користити симбол  $\beta$ ;
- односа периферне брзине врха лопатице турбине и брзине ветра, означеног са  $\lambda$ .

Периферна брзина врха лопатице ветротурбине се може израчунати множењем угаоне брзине окретања лопатице ( $\Omega_r$ ) и њене дужине, једнаке половини пречника елисе турбине ( $D_{el}/2$ ). По томе, однос  $\lambda$  је могуће приказати и разложено, као што је то учињено у изразу (2.4).

$$\lambda = \frac{\Omega_r \cdot D_{el}}{2 \cdot v_{vet}} \quad (2.4)$$

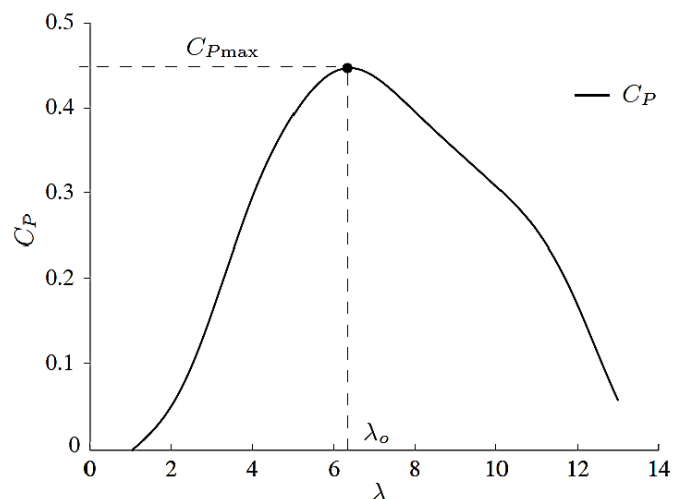
Међутим, потребно је нагласити и да је успостављање аналитичких релација којима би се до детаља описала веза коефицијента снаге и две горепоменуте величине, иако не немогуће, јако компликовано. Због тога овај поступак неће бити приказиван у оквиру ове дисертације. Уместо тога ће бити приложена Слика 2.2, на којој су ови односи демонстрирани графичким путем. Слика на којој су ове величине дате је, уз сагласност аутора, преузета из [84].



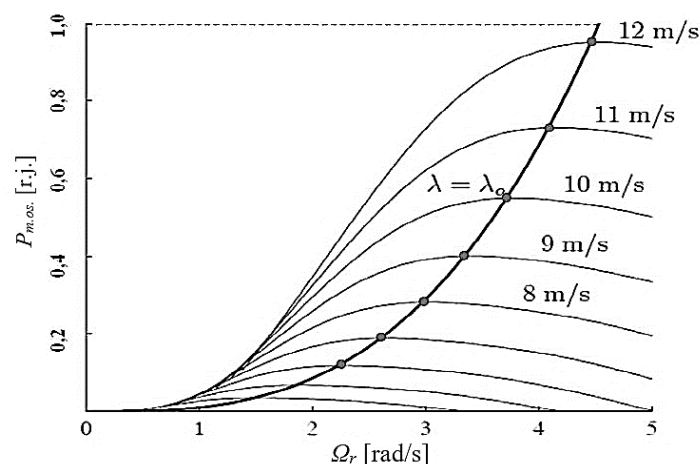
Слика 2.2. Промена коефицијента  $C_P$  са варирањем величина  $\beta$  и  $\lambda$ . [84]

На Слици 2.2 је на вертикалној оси дата вредност коефицијента снаге. Хоризонталне осе су посвећене двама величинама од којих он зависи. Разматрањем слике би се могло доћи до тога да је могуће уочити вредности угла закретања лопатице и односа периферне брзине окретања врха лопатице и брзине ветра за које је износ коефицијента снаге  $C_P$  максималан. Самим тим се, за те две вредности, и конверзија кинетичке енергије у механичку одвија са максималном ефикасношћу. Тачка која представља коефицијент снаге дефинисан за оптималне вредности преосталих показатеља је на Слици 2.2 обележена са  $C_{Pmax}$ , док су сами релевантни параметри означени са  $\beta_0$  и са  $\lambda_0$ . Коначно, могло би се приметити и да је вредност  $\beta_0$  веома мала, те се, чак, може сматрати и да је  $\beta_0 \approx 0^\circ$ . Фиксирањем  $\beta$  на вредност једнаку или блиску оптималној, могла би се добити упрошћена зависност коефицијента снаге од фактора  $\lambda$ , дата на Слици 2.3.

Са Сlike 2.3 је јасно да се, пошто коефицијент  $\lambda$ , по изразу (2.4), представља функцију брзине ветра и брзине обртања турбине, за сваку брзину ветра у одговарајућем опсегу може пронаћи и брзина обртања турбине при којој важи да је  $\lambda = \lambda_0$ . Наравно, за ово је предуслов и да турбина располаже могућношћу рада при различитим брзинама обртања. Сходно томе се на Слици 2.4 може видети фамилија кривих којима се, за различите брзине ветра, илуструје кретање снаге на осовини турбине са променама њене угаоне брзине. Подебљане тачке на слици обележавају брзине обртања ветротурбине при којима се постиже максималан износ коефицијента снаге. Као и Слика 2.2, и ове две слике су преузете из [84] уз усмену сагласност аутора те књиге.



Слика 2.3. Промена коефицијента  $C_P$  са варирањем величине  $\lambda$  за  $\beta \approx 0^\circ$ . [84]

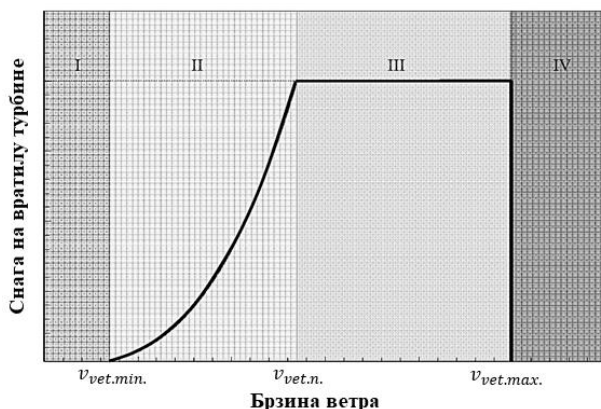


Слика 2.4. Криве снаге у зависности од брзине обртања турбине и брзине ветра. [84]

У складу са свиме претходно наведеним, овим дијаграмом је још једанпут потврђено то да се за сваку брзину ветра на локацији од интереса може пронаћи таква угаона брзина окретања турбине за коју је коефицијент снаге максималан. Тада би се и конверзија кинетичке енергије ветра у механичку енергију на осовини ветротурбине одвијала са максималном ефикасношћу. Ипак, оно што је важно нагласити је да овакав принцип није могуће примењивати унедоглед, већ да постоје друга ограничења која је неопходно поштовати како би се обезбедио сигуран и поуздан рад ветротурбине. Притом је једно од најважнијих ограничења оно да снага на вратилу турбине не сме да премаши њену називну снагу. Ово би се, за максимални коефицијент снаге, догодило при брзини ветра која је једнака номиналној. Одавде је јасно да би се, при брзинама ветра већим од номиналне, вредност коефицијента снаге морала ограничити како би се износ снаге на вратилу задржао у прихватљивом опсегу. Идеално би било, за овакве брзине ветра, да се снага на вратилу ветротурбине одржава на приближно номиналном износу. То би потрајало до тренутка док брзина ветра не пређе горњу границу. Након што брзина ветра постане већа од те границе, у случају у ком турбина остаје у погону, могло би доћи до њених механичких оштећења. Уколико би се сада узело у обзир да ветротурбина није у стању да ради при веома ниским брзинама ветра, дошло би се до закључка да постоје три карактеристичне брзине ветра које дефинишу идеалну криву снаге ветротурбине. Те брзине су:

- Минимална радна брзина ветра (енг. *cut-in wind speed*), за коју ће се даље у дисертацији користити ознака  $v_{vet.min.}$ . Ова брзина ветра представља најмању брзину ветра при којој се отпочиње са производњом електричне енергије уз помоћ ветротурбине. За типичне ветротурбине се ова вредност брзине ветра налази у опсегу од 2 до 4 m/s.
- Номинална радна брзина ветра (енг. *nominal wind speed*), која ће у наставку дисертације бити означавана са  $v_{vet.n.}$ . Ова брзина ветра представља ону брзину ветра при којој, ако се коефицијент снаге држи на максималном износу, снага на вратилу ветротурбине достиже своју номиналну вредност. Обично се налази у опсегу од 10 до 13 m/s.
- Максимална радна брзина ветра (енг. *cut-out wind speed*), која ће у наставку дисертације бити обележавана са  $v_{vet.max.}$ . Ова брзина представља брзину ветра при којој се турбина зауставља да би се избегла њена механичка оштећења. Типично је ова вредност једнака 25 m/s, мада постоје практични случајеви код којих може ићи чак и до 30 m/s.

Сада је могуће скицирати и идеалну криву снаге турбине, дату на Слици 2.5. Ту су обележене како карактеристичне брзине ветра, тако и номинална снага на вратилу ветротурбине. И ова слика је, као и три слике које су јој претходиле, преузета из [84] уз усмену сагласност аутора.



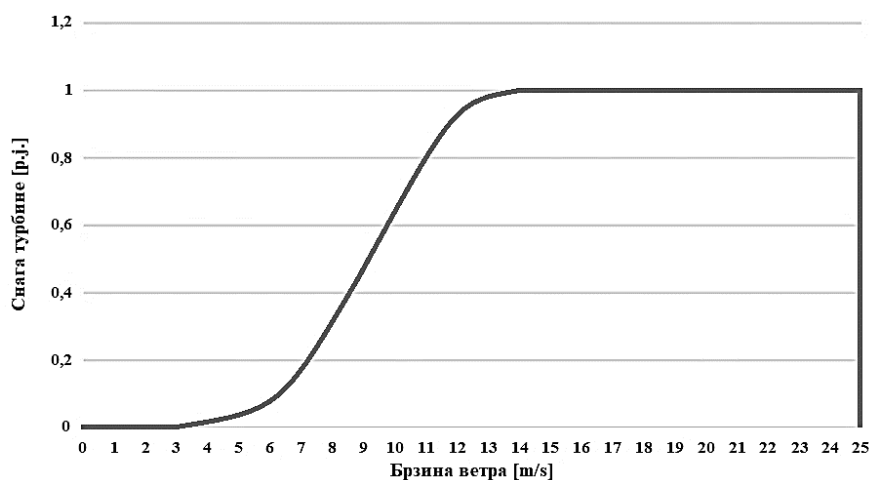
Слика 2.5. Идеална крива снаге ветротурбине. [84]



На овом дијаграму су, уз карактеристичне брзине ветра, означене и четири засебне зоне. Свака од зона одговара по једној од законитости према којима се снага турбине мења у зависности од брзине ветра. Кратак опис ових зона и правила која у њима важе је дат у наставку:

- Зона I: зона у којој је брзина ветра мања од минималне радне брзине ветра, у складу са чим у овој зони није могуће производити електричну енергију коришћењем турбине, те је њена снага, по претходним појашњењима, једнака нултој вредности;
- Зона II: зона у којој се брзина налази у опсегу између минималне радне и називне брзине ветра, тако да је у овој зони коефицијент снаге могуће одржавати на максимуму како би се постигла највећа могућа ефикасност коришћења кинетичке енергије ветра, док се снага турбине може одредити према изразу (2.3), уз уважавање тога да је  $C_P = C_{Pmax}$ ;
- Зона III: зона у којој се брзина ветра налази у опсегу од номиналне до максималне радне брзине ветра, према чему је у овој зони потребно смањивати коефицијент снаге како би се спречила појава снаге ветротурбине веће од номиналне вредности, тако да се може сматрати да је у овој зони снага турбине једнака номиналној вредности те снаге;
- Зона IV: зона у којој је брзина ветра већа од максималне дозвољене радне брзине, тако да се у овој зони турбина зауставља како би се избегле евентуалне хаварије на њој, тако да је њена снага у овој зони поново једнака нули.

Како је већ појашњен начин на који се коефицијент снаге држи на максималном износу у Зони II, преостаје још да се прецизира начин контроле који се користи не би ли се снага у Зони III одржавала на номиналној вредности. У ове сврхе се у пракси најчешће примењује управљање променом угла лопатица турбине (енг. *pitch control*). Ова контрола се спроводи хидрауличним серво моторима, постављеним у корену сваке од лопатица. Основни постулат на коме почива овај вид контроле је то да се коефицијент снаге, ако је то циљ, може оборити помоћу промене (увећања) угла  $\beta$ , чиме овај угао све више одступа од оптималне вредности  $\beta_0$ . Тиме се смањује ефикасност конверзије кинетичке енергије ветра. Иако, по неким истраживањима, до чак 23% трајања непланираних испада ветроагрегата са мреже долази услед кварова на компонентама система управљања променом угла лопатица [85], овај вид управљања је широко прихваћен у пракси. Томе доприносе како брзина и флексибилност коју овај систем гарантује, тако и опција задржавања снаге турбине на номиналној вредности. На Слици 2.6 се може видети зависност снаге ветротурбине од брзине ветра која ће се користити у наставку ове дисертације.

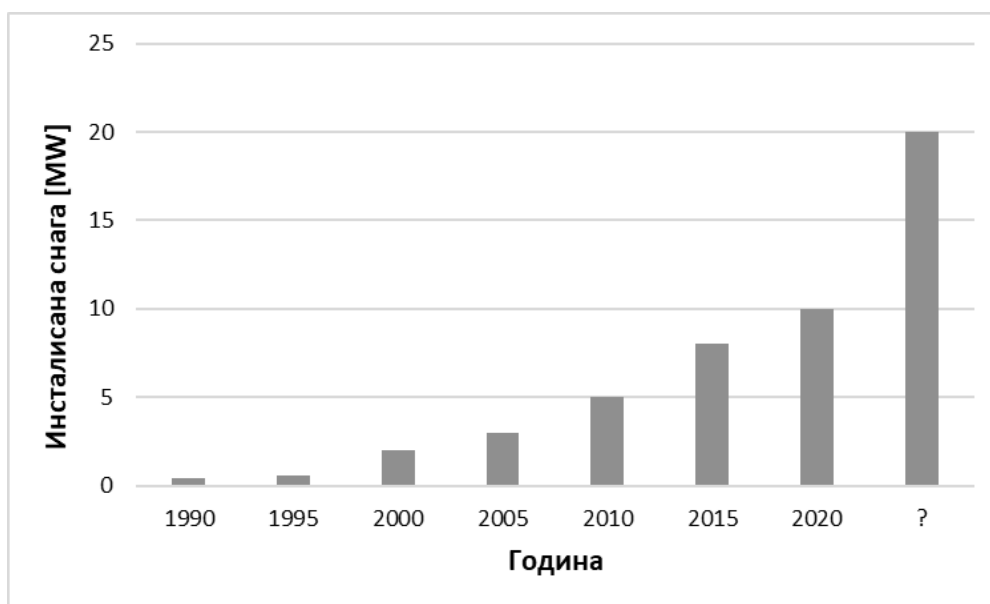


Слика 2.6. Типични дијаграм производње ветротурбине.

## 2.2. Развој ветроенергетике у свету

Након дефинисања основних принципа рада турбина и одлика најраспрострањеније технике намењене контролисању њихове снаге, наредни корак представља сагледавање досадашњег развоја ветроенергетике у свету и тенденција према којима се очекује да се овај развој настави. Како је еколошки аспект овог процеса већ помињан у уводном сегменту ове дисертације, овде ће више пажње бити посвећено техничкој тачки гледишта. Притом је прва ставка коју би било потребно истаћи утицај који је пораст називне снаге засебних турбина имао на повећање удела који ветроелектране заузимају у производном портфелу неког система. Позната је чињеница да је подизање ветропаркова ограничено и простором на коме се ти капацитети могу градити. Притом мора бити испуњена незанемарљива количина услова, од безбедности за животиње у области у којој се електрана гради, све до брзине ветра која је довољна да гарантује ефикасан рад турбина. Сходно томе, може се закључити и да повећање номиналне снаге појединачне турбине доводи до веће снаге електране која се може поставити на некој површини, као и до боље искоришћености простора расположивог за подизање таквих производних капацитета.

Прва ветротурбина намењена производњи електричне енергије појавила се у Шкотској, крајем 19. века. Енергија генерисана помоћу те турбине је коришћена за пуњење акумулатора, као и за осветљавање куће проналазача [86]. Од тог тренутка па до данас, инсталисана снага турбина је, уз прекиде, готово непрестано расла, при чему је ова тенденција у последњих четрдесетак година дата на Слици 2.7. Подаци помоћу којих је креиран овај дијаграм су узети из [87]. За ову слику је потребно истаћи две ствари. Прво је то да се инсталисани капацитет једне турбине од 20 MW, који је некада деловао недостижно, са данашње тачке гледишта може посматрати као сасвим разуман циљ. Ово посебно добија на значају уколико се узме у обзир и то да се на комерцијалном тржишту већ годинама могу пронаћи турбине номиналне снаге једнаке 11 MW [88], као и то да су у 2023. години по први пут у погон стављене турбине инсталисаних снага од по 16 MW [89-90]. Посебно је занимљиво истаћи чињеницу да је једна од тих турбина током септембра 2023. године поставила рекордну вредност дневне производње електричне енергије помоћу једне ветротурбине. Помоћу ове турбине је, наиме, 1. септембра генерисано чак 384,1 MWh. Овиме је претходно важећи рекорд у тој категорији надмашен за више од 20 MWh [91].

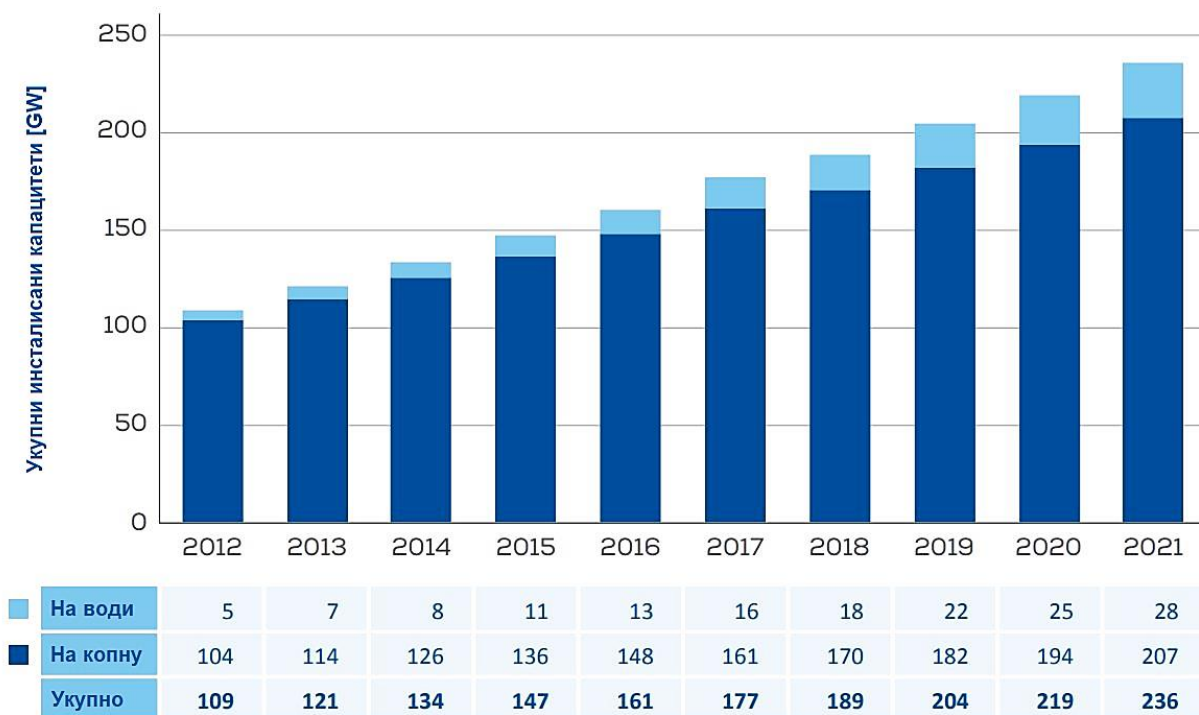


Слика 2.7. Хронолошки пораст инсталисане снаге ветротурбина.

Друга битна чињеница везана за ову слику јесте да ниједна од приказаних турбина у догледној будућности неће бити постављена на копну, пошто се све турбине поменуће у пасусу пре слике постављају искључиво на води. Пошто су за област истраживања ове дисертације од далеко већег интереса оне турбине које се постављају на копну, мора се нагласити то да се ове турбине одликују нешто нижим номиналним снагама. Наравно, и међу турбинама за постављање на копну се могу пронаћи модели вредни помена у овој дискусији, при чему би ту, пре свега, било потребно издвојити модел номиналне снаге од 7,5 MW. Тај модел је био највећи модел оваквих турбина икад доступан у стандардној продаји [92], али је, након великог броја кварова који су се дешавали на електранама у којима је био примењен [93], повучен са тржишта [94]. Највећи прототип ове категорије на коме се тренутно ради јесте онај номиналне снаге једнаке 12 MW, најављен током 2023. године од стране једне од водећих компанија у овој области [95].

После разматрања тренутно доступних снага засебних ветротурбина, наредним кораком би се могло сматрати сагледавање како комплетираних, тако и актуелних идеја и пројеката изградње ветропаркова који држе (или ће тек држати) водећа места на листи највећих на свету. Пример за то се може наћи у листи пет највећих ветропаркова на копну у свету. Друго, треће и четврто место на листи заузимају електране подигнуте у Шведској, Сједињеним Америчким Државама и Индији, тим редом. Снаге ових електрана леже у опсегу од 1500 до 2000 MW. Прво и пето место на листи заузимају електране које се налазе у Кини. Пето место припада електрани Кици, снаге од 1300 MW. Прву позицију на овом списку држи ветроелектрана Гансу, чија је изградња планирана у већем броју фаза. Након што се и последња фаза заврши, та електрана би требало да укључује 7000 засебних ветротурбина. Иако је и тренутна доступна снага којом се енергија може производити у овој електрани једнака око 8 GW, што је вишеструко већи капацитет од било које друге електране овог типа, то није ни половина снаге којим би овај пројекат требало да располаже након свог завршетка [96]. Наиме, према плановима инвеститора, комплетирање последње фазе пројекта би требало да доведе до повећања инсталисане снаге ове електране на износ од 20 GW. Овиме ће се обезбедити да електрана Гансу засигурно остане на првом месту листе највећих светских ветроелектрана у годинама које долазе, без обзира на све израженију амбициозност пројеката које инвеститори у неким од најразвијенијих земаља света предлажу.

Само једна од електрана из претходног пасуса се налази на територији Европе. Томе се може додати и чињеница да се између шестог и десетог места у истој категорији такође налази свега једна електрана на европском тлу. Услед тога се релативно оправдано може поставити питање начина на који се интеграција ветрогенераторских капацитета у производне портфеле одвија на територијама европских земаља. Такође се може преиспитати и брзина којом се очекује да се ова интеграција убудуће дешава. Како би се пружио одговор на ова питања, Слика 2.8 даје увид у хронолошки развој ветрогенераторских капацитета у Европи [97]. По сазнањима аутора дисертације, извештај [97] је јавно доступан, а слике у њему не би требало да буду обухваћене ауторским правима која би ограничила њихову употребу, Као мерило развоја ветроенергетике је у [97] узет укупан инсталисани капацитет ветроелектрана у Европи. Дијаграм на Слици 2.8, уз давање информација о укупној инсталисаној снази свих европских ветроелектрана, оставља могућност засебног сагледавања развоја ветроенергетике на копну и на воденим површинама. За електране на копну је употребљена тамноплава боја, док су подаци о ветроелектранама на воденим површинама дате светлоплавим нијансама. На дијаграму су дати подаци валидни за 2021. годину. Са дијаграма се види да је износ укупних капацитета ветроелектрана у Европи у 2021. години био једнак 236 GW. Од тога су већи део (207 GW) заузимале електране на копну.



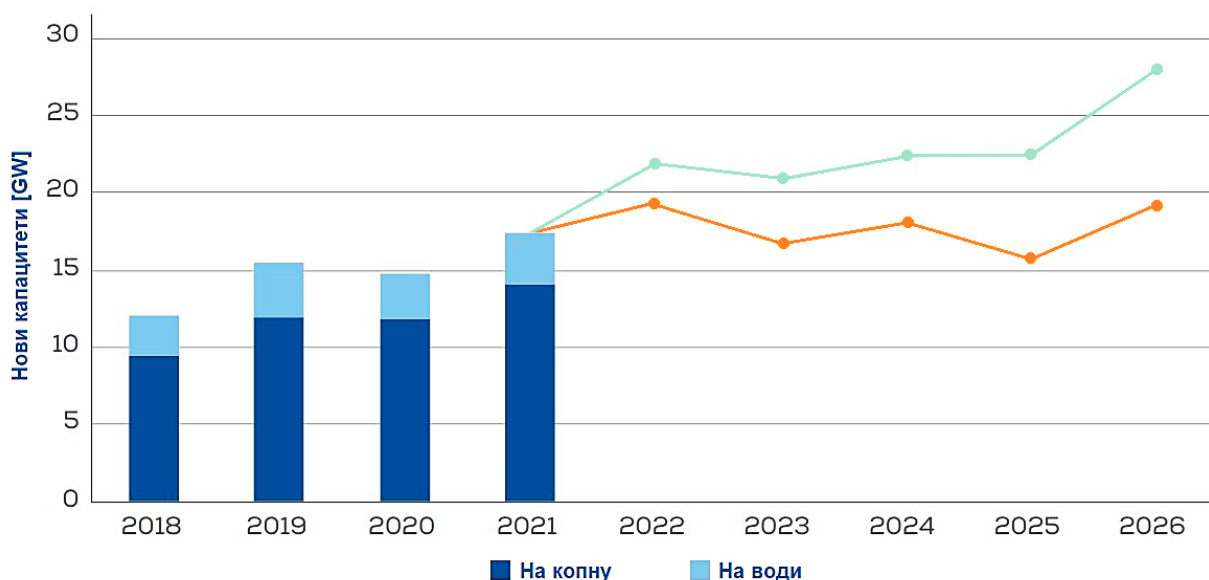
Слика 2.8. Укупне инсталисане снаге ветроелектрана у Европи по годинама. [97]

Према овом дијаграму, уочљив је прилично стабилан раст снага ветроелектрана у претходном десетогодишњем периоду. Такође се може видети да се разлике између збирних инсталисаних капацитета у узастопним годинама све више повећавају у последњих неколико година. Тако је пораст инсталисаних снага ветроелектрана у Европи од 2012. до 2013. године био око 12 GW, да би ова вредност од 2020. до 2021. године скочила на 17 GW. Наравно, ово је усклађено са све бржим развојем технологија и регулатива за уградњу турбина на воденим површинама, што се такође може видети са горњег дијаграма. Да би се ове тенденције још јасније приказале, Слика 2.9 пружа увид у разлике инсталисаних снага ветроелектрана у Европи по годинама. На том дијаграму је вредност која одговара свакој од година једнака новим капацитетима који су се појавили у тој години у односу на стање валидно за претходну годину. Како би се омогућило упоредно разматрање овог дијаграма са дијаграмом приказаним на Слици 2.8, на Слици 2.9 је задржано већ описано значење боја са претходног дијаграма. Може се видети да су се укупни капацитети у Европи у претходном периоду повећавали за око 15 GW годишње, као и да су се највеће количине нових ветрокапацитета (преко 17 GW) појављивале у 2017. и 2021. години.

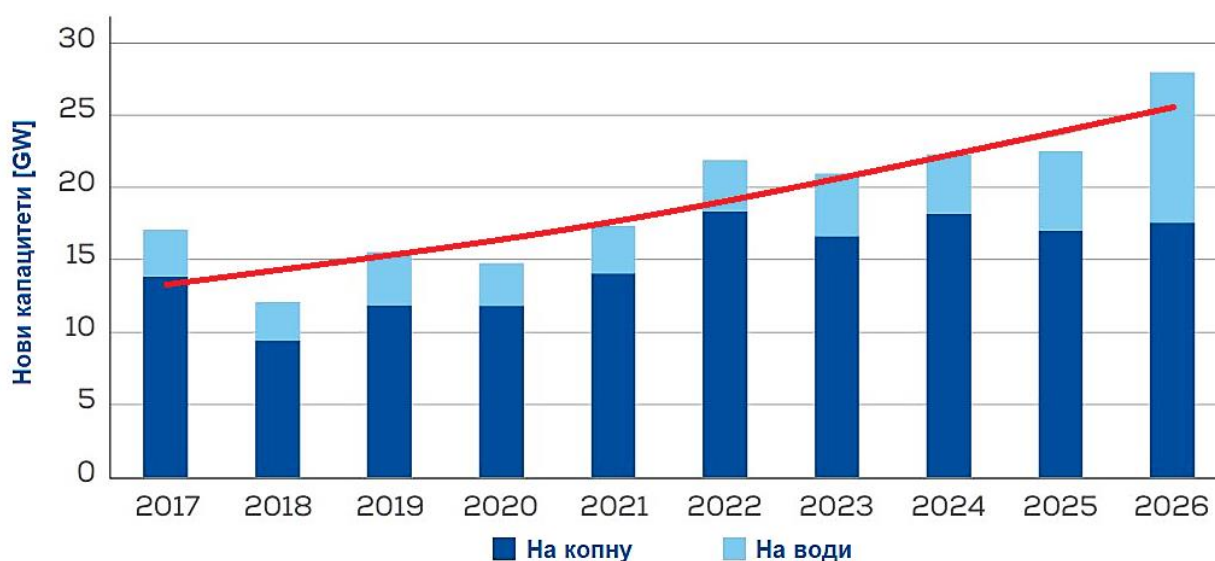


Слика 2.9. Нови капацитети ветроелектрана у Европи по годинама. [97]

Управо су на основу дијаграма датог на Слици 2.9 и урађене прогнозе развоја генераторских капацитета заснованих на употреби ветра у Европи. Прогнозе су се, у тренутку у ком су рађене, односиле на наредни петогодишњи период [97]. Формиране су за два сценарија – реалистични сценарио, базиран на ажурним подацима о најављеним пројектима из области ветроенергетике и одговарајућим регулативама, и песимистични сценарио, у коме је усвојено да у будућности може доћи до отежавања процеса прикључења ветроелектрана. Како је јасно да би то успорило развој и интеграцију ових капацитета, то су прогнозе за песимистични сценарио доста ниже од оних датих за реалистични сценарио. Прогнозе за период од 2022. до 2026. године се могу видети на Слици 2.10. Прогнозе су дате у виду снага предвиђених нових капацитета за сваку од година. На овом дијаграму су тиркизном бојом означене вредности валидне у реалистичном сценарију, а наранџастом бојом вредности које одговарају песимистичном сценарију. Сходно реалистичном сагледавању развоја ветроенергетике у Европи је сачињен и дијаграм на Слици 2.11. Овај дијаграм је формиран на сличан начин као дијаграм са Слике 2.9. На њему се могу видети очекивани нови капацитети ветроелектрана преузети из реалистичног сценарија.



Слика 2.10. Сценарији развоја ветроенергетике у Европи по годинама. [97]



Слика 2.11. Реалистични сценарио развоја ветроенергетике у Европи по годинама. [97]

### 2.3. Развој ветроенергетике у Србији

Уколико би се разматрање коришћења потенцијала ветра за производњу електричне енергије конкретизовало на пример Републике Србије, постало би јасно да овакав тип генерисања није развијен у мери присутној у неким другим европским државама. Такође би се могло видети и то да је до зачетака овог развоја у Србији дошло релативно касно у поређењу са овим државама [98]. За овако нешто постоји велики број разлога [98]. Некима од значајнијих се могу сматрати недовољна испитаност потенцијала ветра у Србији до пре неколико година, недовољно уређен регулаторни оквир којим се дефинише процес прикључења (та мана је већим делом отклоњена новим законодавним оквиром), као и успорен економски напредак услед политичких фактора. Такође се мора нагласити и то да се, након пионирских подухвата на ову тему, ветроенергетика у Србији захуктава великом брзином. Ово би требало приписати како значајним могућностима које ветар у Србији нуди за овај вид генерисања енергије, тако и регулаторним оквирима који се све више посвећују потребама зелене транзиције и преласку на обновљиве изворе енергије.

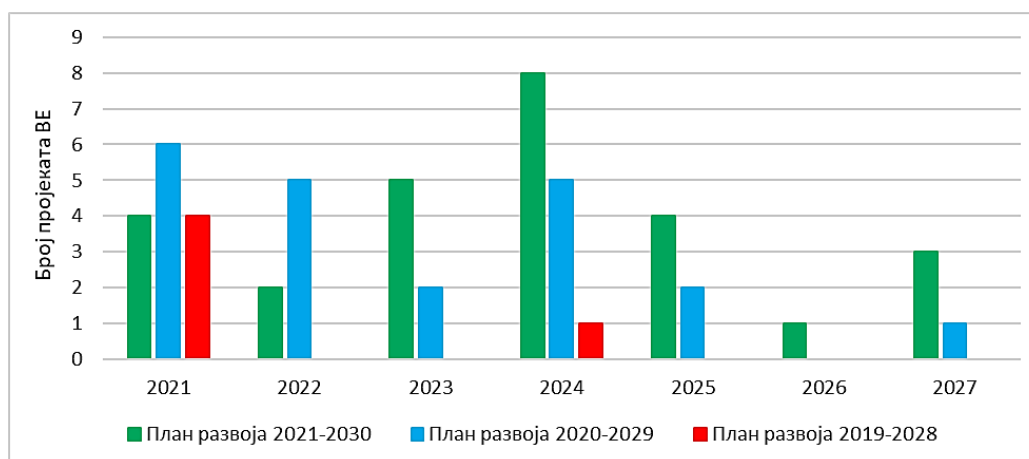
Према информацијама са интернет странице а.д. „Електро mreжа Србије”, оператора преносног система Републике Србије, процес по коме се одвија прикључење објекта на преносни систем одређен је већим бројем аката. У најважније спадају Закон о планирању и изградњи Р. Србије [99], Закон о енергетици Р. Србије [100], Закон о коришћењу обновљивих извора енергије Р. Србије [101], Правила о раду преносног система [102] и Процедура за прикључење објекта на преносни систем [103]. Овај оквир, на чијем се унапређењу непрекидно ради, довео је до тога да се, по информацијама валидним половином 2022. године, у Србији у погону налази девет ветроелектрана [104]. Од тога су четири прикључене на преносни систем. Поименце, то су ветроелектране Чибук 1, Ковачица, Кошава и Алибунар. Њихова укупна одобрена снага на прагу преносног система износи 374 MW. Карактеристично за ове електране је то да су све до једне лоциране у Јужном Банату, области са великим потенцијалом за ветроенергетику. Ипак, за очекивати је да у наступајућем периоду дође до експоненцијалног повећања инсталисаних снага ветроелектрана прикључених на електроенергетски систем Србије. У складу са тиме се у Табели 2.1 даје увид у пројекте прикључења ветроелектрана на преносни систем. Вредности из табеле су преузете из Плана развоја преносног система за период од 2021. до 2030. године, последњег усвојеног у тренутку писања овог поглавља докторске дисертације [105].

Табела 2.1. Преглед пројеката подизања ветроелектрана (ВЕ) у Србији.

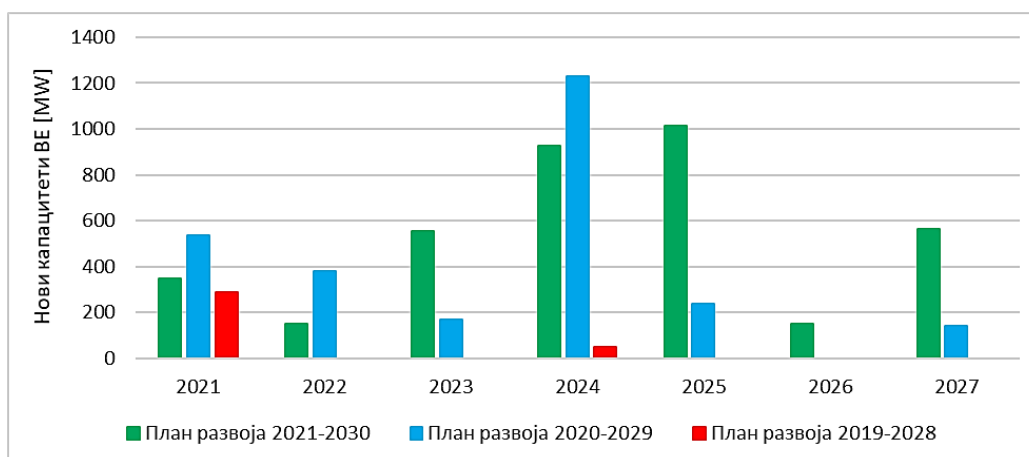
Година	Број пројеката ВЕ у години	Нови капацитети ВЕ у години [MW]	Снага ВЕ на крају године [MW]
2021.	4	350,3	724,3
2022.	2	151	875,3
2023.	5	554,8	1430,1
2024.	8	924	2354,1
2025.	4	1014	3368,1
2026.	1	150	3518,1
2027.	3	565	4083,1

Табела 2.1 се односи искључиво на пројекте пријављене од стране инвеститора за прикључење на преносни систем, при чему године и снаге сваког од објеката одговарају подацима које су инвеститори доставили на почетку овог процеса. Прва ствар која овде упада у очи јесте то да су, по овом Плану развоја, чак четири ветроелектране биле виђене за прикључење на систем у току 2021. године, уз још две чије је прикључење требало да се догоди 2022. године. Ако се то упореди са пресеком тренутног стања, постаје евидентно да ни до једног од ових прикључења, услед различитих разлога, још увек није дошло. Овакав пример може одлично послужити као илустрација динамичног окружења у коме се врши планирање развоја преносне мреже. Како би се брзина којом до промена релевантних података долази још боље приказала, Слика 2.12 садржи бар-дијаграм на коме је дат број пројеката чије се прикључење очекује према последња три Плана развоја преносног система. Подаци за најскорији план одговарају другој колони из Табеле 2.1, док су за претходна два Плана развоја информације узете из докумената [106-107].

Сагледавањем овог дијаграма се може стећи добар увид у измене улазних података до којих је долазило у периоду између узастопних планских процеса. Овде се, примера ради, види да се пројекат који обухвата прикључење ветроелектране у 2026. години појавио тек у Плану развоја за период од 2021. до 2030. године. У наставку тога, Слика 2.13 приказује инсталисане снаге ветроелектрана чије је прикључење, према последња три Плана развоја, предвиђено у свакој од година обухваћених овом анализом. Ту се види да, поред појаве нових, често долази и до одлагања постојећих пројеката, па и до потпуног одустајања инвеститора од градње објекта.



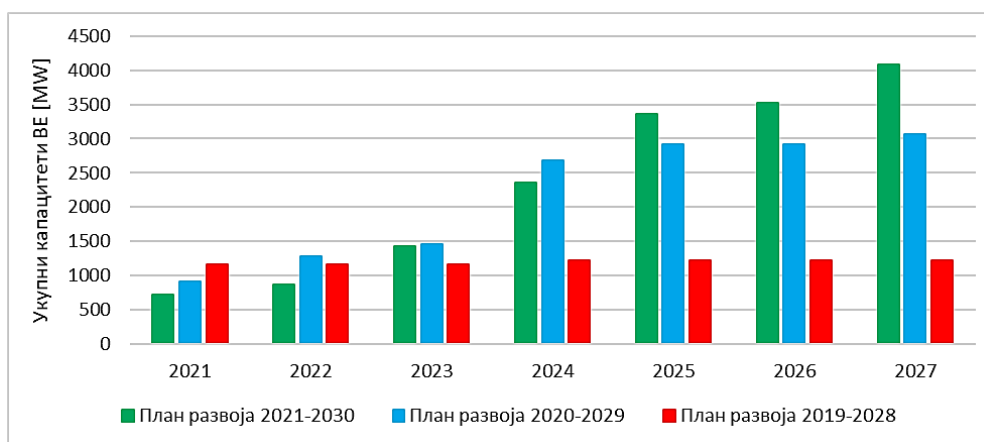
Слика 2.12. Преглед бројева пројеката прикључења ветроелектрана по годинама.



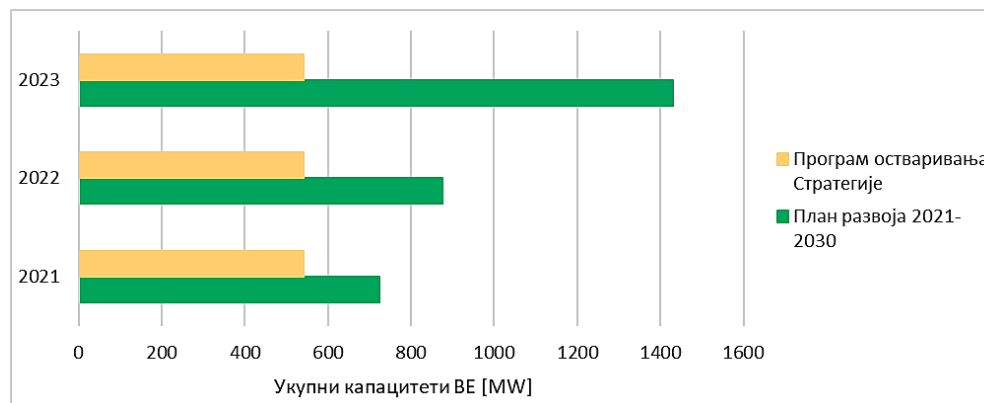
Слика 2.13. Преглед нових капацитета ветроелектрана у Србији по годинама.

Бројеви приказани на претходна два дијаграма недвосмислено указују на проблеме са којима се инжењери задужени за планирање преносне мреже суочавају током унифицирања улазних података који ће бити узети као подлога за израду планских докумената. У циљу пружања још темељнијег увида у ову тематику, дијаграм који је дат на Слици 2.14 садржи преглед укупних инсталисаних снага ветроелектрана на крају сваке године према информацијама приказаним у три обрађена Плана развоја. Ово је нарочито важно јер се, осим нових снага чије су вредности дате на Слици 2.13, у обзир узимају и снаге капацитета чије се прикључење, према два ранија Плана развоја, могло очекивати пре 2021. године, најраније године обухваћене новим Планом.

Сагледавањем свеукупног стања приказаног на Сликама 2.12, 2.13 и 2.14, лако је закључити са коликим се неизвесностима свакодневно суочавају инжењери од којих се очекује да планирају развој преносног система. Ипак, мора се нагласити и то да до ових неусаглашености не долази само у Плану развоја преносног система, већ се сличне недоследности могу видети и у другим стратешким документима. Таква је, примера ради, и Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године [108]. У Стратегији се наводе основни принципи према којима би енергетика у Србији требало да се развија у обухваћеном периоду. Потом, документ под називом Програм остваривања Стратегије развоја енергетике за период од 2017. до 2023. године [109] пружа увид у конкретне пројекте чија је реализација очекивана у овим годинама. Поређењем инсталисаних снага ветроелектрана на крају 2021, 2022. и 2023. године приказаних у најскоријој верзији Плана развоја и у Програму остваривања Стратегије, добијен је дијаграм дат на Слици 2.15. Са дијаграма је јасно у којој су мери улазни подаци на основу којих се планирање врши измењени између израде [109] и израде ове дисертације.



Слика 2.14. Преглед укупних капацитета ветроелектрана у Србији по годинама.

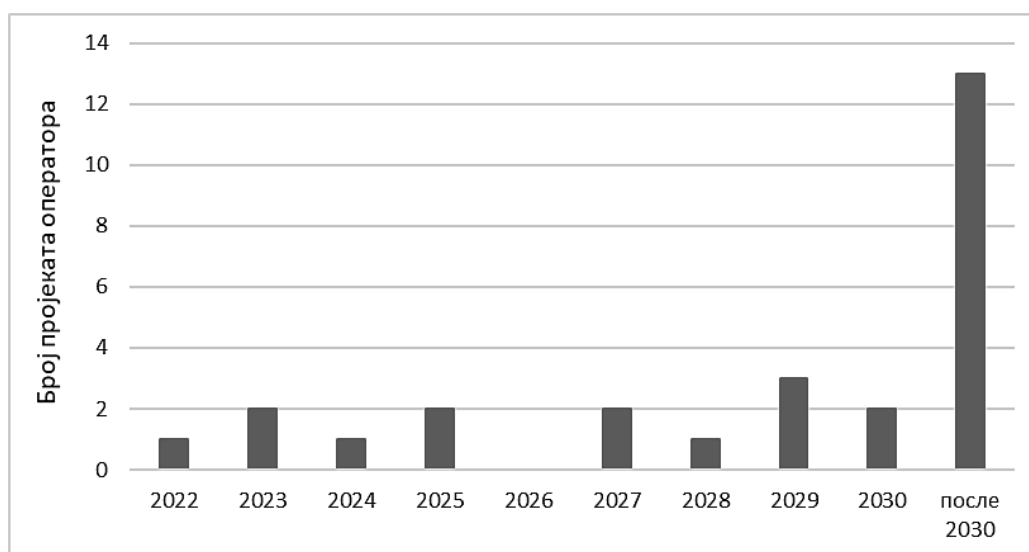


Слика 2.15. Поређење Плана развоја и Програма остваривања Стратегије.



Нарушавање кредибилитета генераторских портфеља из званичних планских и стратешких документима би се већ могло сматрати значајном потешкоћом до које долази услед измена одлука и информација иза којих су стајали инвеститори. Нажалост, то повлачи још једну битну последицу за коју се докази могу пронаћи у сваком Плану развоја преносног система. Наиме, према члану 117 Закона о енергетици Републике Србије [100], оператор преносног система не може одбити прикључење објекта на преносни систем услед постојања могућих ограничења у постојећим преносним капацитетима, попут загушења у удаљеним деловима преносне мреже. Другим речима, ако због прикључења производног објекта дође до проблема у раду преносног система као што су преоптерећења елемената система који се не налазе у непосредној близини прикљученог објекта, оператор система треба да предложи меру за ублажавање или уклањање уочених проблема. У складу са тиме, интеграција обновљивих извора енергије је наведена као један од основних циљева због којих се врши развој преносног система [105]. За сваки пројекат укључен у План развоја преносног система на предлог оператора се, у складу са тиме, наводи и да ли има утицаја на интеграцију обновљивих извора енергије или не. Према информацијама из последње усвојене верзије Плана развоја је формиран дијаграм дат на Слици 2.16. Ова слика је сачињена како би се, за сваку обухваћену годину, приказао број пројеката оператора система који ће утицати на интеграцију обновљивих извора, а који би требало да се заврше у тој години.

Сагледавањем бројева пројеката датих на дијаграму се лако може увидети размера проблема до којих би могло доћи ако би се карактеристике неких од пријављених пројеката прикључења измениле. Погубнији случај би настао ако би инвеститор одустао од свог пројекта након што оператор система већ почне са улагањем средстава намењених реализацији пројекта којим би требало да се реше проблеми до којих је довео управо тај пројекат прикључења. Ако се узме у обзир и то да до таквих ситуација долази често, постаје јасно колико је већ сада важно имати технике планирања развоја система које се могу брзо и ефикасно прилагодити новонасталим околностима. Ту се мора истаћи и то да ће ова ставка постајати све важнија са сваким новим пројектом прикључења који уноси неизвесност у планерски процес. Управо се у том значају и налази мотивација да се ова дисертација посвети адаптацији савремених метода оптимизације да би се, уз њихову помоћ, олакшало доношење одлука инжењерима који се баве планирањем развоја мрежа. Овиме се редукује могућност да дође до случаја у коме би се доступни ресурси трошили на пројекте који се не би испоставили као оптимални са тачке гледишта система.



Слика 2.16. Приказ броја пројеката намењених интеграцији обновљивих извора.

### 3. МЕТОДА ЗА ДУГОРОЧНО ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА

Дугорочно планирање развоја преносних система се по дефиницији односи на период након почетног десетогодишњег временског периода (од тренутка планирања). То за последицу има и то да овај тип развоја често није ни обрађен у планерским документима написаним од стране оператора система. Разлог за то би се, пре свега, могао наћи у великом броју неизвесности које прате овај начин планирања. У њих спада већ неколико пута помињан недостатак гаранција у вези са одлукама инвеститора у производне или потрошачке објекте. Такође се у отежавајуће околности сврставају и немогућности предвиђања спољнополитичке ситуације или постојања обавезујућих уговора који би били валидни у моменту на који се поступак планирања односи. Свака од оваквих непознаница може довести до радикалних измена установљене перспективе развоја. Због тога се на дугорочном временском хоризонту пре може говорити о разматрању највероватнијих сценарија до којих би могло доћи у будућности, него о прецизном указивању на конкретне параметре рада система у тренутку на који се овакав вид планирања односи.

Опет, ово би могло повући и питање потребе да се о оваквом типу развоја система и говори, пошто би се недостатак конкретних података могао протумачити као мањак бенефита до којих правовремена индикација потенцијалних пројеката у систему може довести. Овде би се, пре свега, као позитивни ефекат могло издвојити остављање довољне количине времена нужног за реализацију неких компликованијих пројеката, чији пут од идеје до готовог производа може да потраје и дуже од деценије. Као такви пројекти би се могли навести пројекти у оквиру којих се граде нове интерконективне везе између суседних система. Код ових пројеката се неколико првих година по правилу утроши на потписивање међународних докумената и аката, да би се тек након тога прешло на прибављање папирологије и на градњу жељених елемената система. Ови бенефити нису ограничени само на интерконективне пројекте, већ се бар делимично могу остварити и код интерних пројеката. Тако нешто је најуочљивије код оних пројеката код којих се као проблем истиче налажење трасе по којој би неки од далековода могао проћи. Дугорочно планирање и указивање на делове мреже које би у даљој будућности било добро ојачати новим водовима могу операторима система оставити довољно простора за темељно испитивање свих опција. Након тога се може предложити варијанта која ће бити довољно добра са аспекта самог система, а и прихватљива са тачке гледишта преосталих заинтересованих страна. Под овим се подразумева становништво области у којој ће елемент система бити подигнут, као и еколошке организације забринуте за утицај тог елемента на животну средину у регијама од интереса.

Како би се овој проблематици приступило на одговарајући начин, уз адекватну пажњу коју и треба посветити сваком од аспеката, ово поглавље ће бити подељено у пет логичких целина. У првом делу је описан део преносне мреже Војводине на коме ће развијена планерска метода касније и бити демонстрирана. При овоме ће посебна пажња бити посвећена начину на који је овај део мреже геореференциран, односно приказан у одговарајућој картографској пројекцији. Други део је посвећен процењивању снага нових ветроелектрана које се очекују на подручју од интереса за анализу. Трећи део поглавља се бави естимацијом локација на којима би се ови капацитети могли подићи. У четвртном делу поглавља су обрађене карактеристике развијене технике намењене дугорочном планирању развоја система. Резултати спроведених анализа ће бити дати у последњем делу поглавља. Нумеричким резултатима су представљене вредности одговарајућих критеријумских функција. Уз то, резултати су представљени и графички, преко геореференцираних мапа. Овиме је омогућено једноставније извлачење закључака из њих.

### 3.1. Опис дела 110 kV преносне мреже Војводине

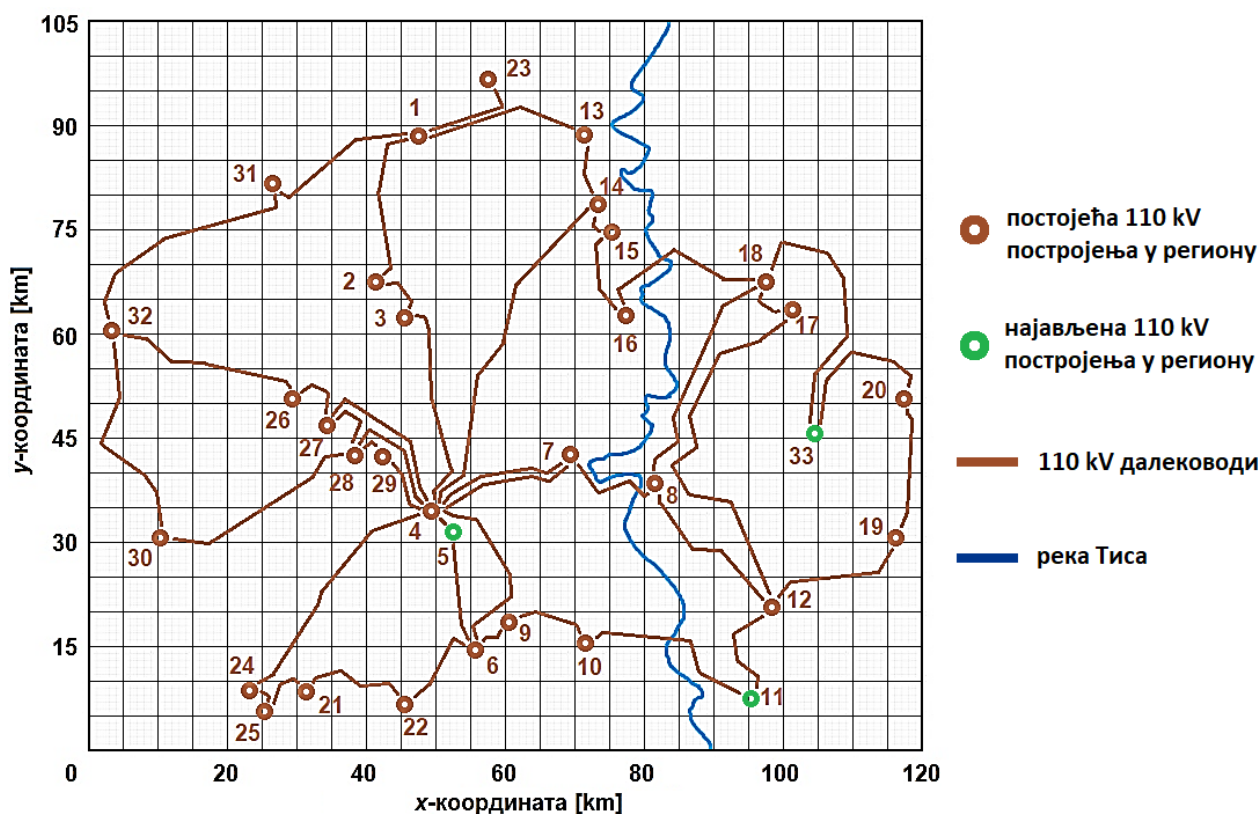
На почетку овог потпоглавља, потребно је дефинисати географску област у којој се налази део преносне мреже на коме ће бити демонстрирана примена креиране методе за дугорочни развој система. За почетак се мора појаснити због чега је одлучено да се применљивост ове технике илуструје само на постојећем примеру из инжењерске праксе, а не и на неком од тест примера. Наиме, оправдање за такву одлуку лежи у чињеници да ће самом планирању развоја преносне мреже претходити процена снаге и локације ветрогенераторских капацитета за које се може очекивати да буду у погону у тренутку на који се планерски поступак односи. Како би се ова процена обавила, потребно је располагати одговарајућим скупом улазних података уз помоћ којих ће се сагледати потенцијал за подизање нових ветротурбина који сваки део географске области од интереса поседује. Под таквим подацима се подразумевају нагиб терена, близина електроенергетске инфраструктуре и близина саобраћајних праваца. Ако би се таква процена вршила за неки од тест примера, недостатак улазних информација у вези са карактеристикама рељефа у области у којој се систем налази и са нивоом економске развијености тог подручја довео би до тога да се сваки од улазних параметара мора претпостављати. Притом би коначни резултат процеса зависио искључиво од овако начињених претпоставки, тако да би и његова поузданост и способност да прикаже предности креиране методе биле доведене у питање.

Да би се то избегло, одлучено је да се применљивост развијене методе прикаже искључиво на стварном примеру. За то је одабран део 110 kV преносне мреже Војводине, лоциран у области која је на Слици 3.1 оивичена црвеним правоугаоником. Један од основних разлога за овај избор је значајан потенцијал за изградњу ветроелектрана којим овај регион располаже. Као потврда овога може послужити велики број најављених пројеката изградње ветропаркова у границама означеним на приказаној слици. Наравно, аутор дисертације је свестан чињенице да се делови овог правоугаоника протежу и преко граница Републике Србије, те да исти заузима и делове територија Хрватске, Мађарске и Румуније. Ипак, сматрано је да ће приказивање ове области на мапама у наставку дисертације бити једноставније ако она има правилан облик. За потребе анализа је вођено рачуна о томе да се новим пројектима не пређу границе Републике Србије. Тиме су анулиране евентуалне грешке до којих је овакав приступ у супротном могао довести.



Слика 3.1. Географска позиција дела Војводине од интереса.

Што се тиче карактеристика одабране географске области, ту прво треба нагласити да се ради о равничарском терену, без икаквих већих узвишења или котлина. Због тога у овој регији нема ни значајних варијација надморске висине. Ово доприноси томе да се ваздушне масе крећу без сметњи читавом овом облашћу. Као што је и приказано на Слици 3.1, анализирани регион се у правцу исток-запад протеже нешто више него у правцу север-југ. Притом димензија у правцу исток-запад износи 120 km, а у правцу север-југ 105 km. Из овога произилази да је укупна површина на којој ће бити спроведене жељене анализе једнака 12600 km<sup>2</sup>. Следећи корак ка адаптацији овог региона и дела преносне мреже лоцираног у њему за потребе прорачуна било је извршавање геореференцирања. Другим речима, читаву област је било потребно сместити у одговарајућу картографску пројекцију. Овиме је омогућен даљи рад и успостављање везе између техничких параметара посматраног дела преносне мреже и рељефа терена на коме се мрежа налази. У ове сврхе, прво је било неопходно одредити координатни почетак, односно тачку чије ће координате износити (0,0). Координатни почетак био је постављен у доњи леви угао правоугаоника са Сlike 3.1. Након тога је координате свих осталих тачака у разматраној области било могуће дефинисати према координатном почетку, тако што је оса у правцу исток-запад проглашена *x*-осом, а оса у правцу север-југ *y*-осом. Сходно томе су координате горњег десног угла анализираниг правоугаоника биле једнаке (120,105). Применом такве логике би се једнозначно могао одредити и положај било које друге тачке која се налази у овој области. Ако се за те тачке узму елементи 110 kV преносне мреже, попут далеководи и трансформаторских станица, могла би се добити геореференцирана мапа приказана на Слици 3.2. На њој су смеђим круговима означене трансформаторске станице у предметној области у којима постоје 110 kV постројења. Далеководи овог напонског нивоа су означени смеђим линијама. Каблови 110 kV нивоа нису присутни у овом делу преносне мреже, па због тога нису ни учртани. Да јесу, њих би на мапи било потребно означити другачије (на пример, коришћењем испрекиданих линија).

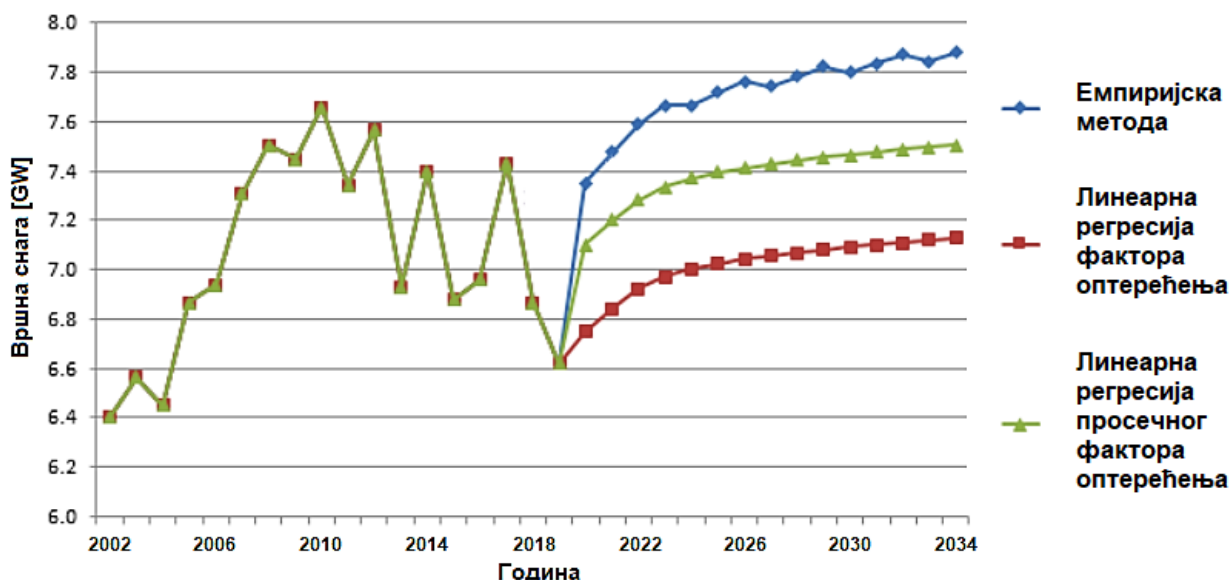


Слика 3.2. Геореференцирана мапа дела 110 kV преносне мреже Војводине.

Као што се са слике може приметити, овај део преносне мреже се састоји из 33 чвора 110 kV напонског нивоа, повезана одговарајућим бројем далековода. Сада би требало назначити да се приликом креирања горње мапе и симулационог модела преносне мреже на коме су обављене анализе није водило рачуна само о оним постројењима која су тренутно у погону, већ и о оним постројењима која ће ући у погон у наредном периоду. Као база за то су усвојени подаци који су дати у [105]. Тако су за чворове обележене бројевима 5, 11 и 33 узета постројења чија би се изградња могла очекивати у наредних десет година. Бројем 5 је означена трансформаторска станица 110/20 kV Србобран 2, бројем 11 трансформаторска станица 110/20 kV Перлез, док је бројем 33 обележено 110 kV прикључно разводно постројење које ће бити изграђено у циљу прикључења ветроелектране Башаид на систем. Ти чворови су на Слици 3.2 истакнути зеленом бојом. Према информацијама датим у Плану развоја [105], предвиђа се да би та три постројења требало да буду у погону пре 2025. године, те их је потребно уважити и у разматрањима која се односе на временске хоризонте који превазилазе ту годину. Како године које се сагледавају у процесу дугорочног планирања развоја преносне мреже испуњавају тај критеријум, сматрано је да би и ова постројења било неопходно уважити у спроведеним анализама. Пре него што је ова мапа креирана, сваком од 33 чвора је било потребно доделити одговарајући пар координата у новоформираном геореференцираном систему. Ове координате су приказане у Одељку П.1.1 Прилога 1 ове дисертације. Последица тога што резолуција мапе са Слике 3.2 износи  $1 \times 1 \text{ km}^2$  је то што су координате чворова заокружене на половину километра. Примера ради, уместо да координата неког чвора износи 60,38 km, та координата је заокружена на 60,5 km. Усвојена је претпоставка да се поузданост прорачуна, услед димензија терена, овим путем неће нарушити.

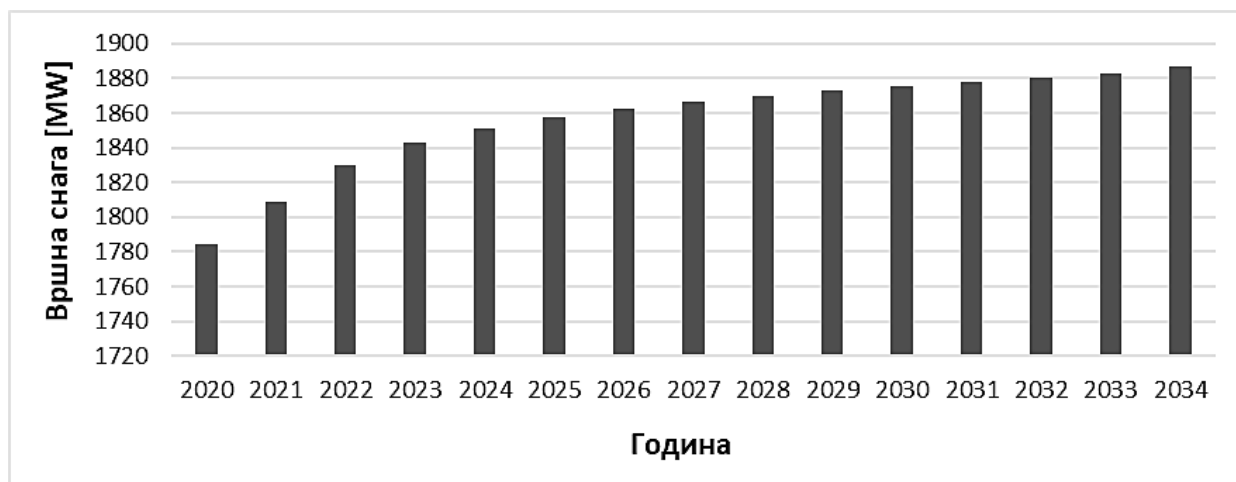
Након описивања елемената којима се електрична енергија преноси у делу преносне мреже од интереса, требало је посветити пажњу и начину на који се та енергија доводи до анализираних мреже. Такође су се морале дефинисати и одлике потрошача којима се енергија испоручује. У склопу тога, требало би нагласити да у обухваћеном делу преносне мреже у овом тренутку не постоје велике генераторске јединице. Зато се енергија до мреже доставља искључиво преко трансформаторских станица  $X/110 \text{ kV}$ . Овде  $X$ , зависно од случаја, означава или 220 kV, или 400 kV напонски ниво. Ту треба напоменути и да на анализираном подручју тренутно постоји пет таквих трансформаторских станица (Суботица 3 (чвор 1), Сомбор 3 (чвор 32), Нови Сад 3 (чвор 6), Србобран (чвор 4) и Зрењанин 2 (чвор 12)). Ова постројења су за потребе прорачуна токова снага била сматрана генераторским чворовима. Капацитет сваког од овако формираних генераторских капацитета је био једнак збиру снага трансформатора  $X/110 \text{ kV}$  у одговарајућем постројењу. У наредном периоду се сагледава улазак у погон неколико ветропаркова на овом подручју. Ове електране су биле уважене при креирању модела на којима су рађене анализе.

За моделовање потрошње је било потребно поседовати два скупа улазних података. Први од њих се односио на информације о измереним вредностима потрошње у претходном периоду, а други на процену начина на који ће се снага ове потрошње мењати у наредним годинама. Ова процена је извршена на основу прогнозе потрошње која је урађена у [105]. Та естимација је базирана на економетријском моделу који за улазне податке узима мерене историјске износе конзума у читавом систему и бруто домаћи производ Републике Србије. У складу са овиме је на Слици 3.3 приказан дијаграм процене кретања вршних снага потрошње у систему за период до 2034. године. Овај дијаграм у [105] одговара средњем дефинисаном сценарију развоја. Дате процене су урађене на основу три различите методе – емпиријске технике процене, линеарне регресије фактора оптерећења и линеарне регресије упросеченог фактора оптерећења.



Слика 3.3. Прогноза вршне снаге потрошње Републике Србије до 2034. године. [105]

Како је, сходно наводима из овог планског документа, најрелевантнија метода помоћу које је спроведена прогноза снаге потрошње она базирана на линеарној регресији просечног фактора оптерећења, и у дисертацији је искоришћена ова метода. Међутим, како би се она употребила у дисертацији, било је потребно успоставити везу између снаге потрошње у целом систему и потрошње у региону од интереса. Ово је учињено уважавањем претпоставке да је однос између вршне снаге конзума система и вршне снаге конзума области од интереса константан, неvezано за годину за коју се анализа обавља. Дакле, претпостављено је да се вршна снага потрошње у делу преносне мреже од интереса у некој години може израчунати тако што би се вршна снага потрошње те регије у 2020. години помножила односом вршне снаге потрошње целог система у години за коју се прогноза врши и вршне снаге потрошње целог система у 2020. години. Ако се овоме дода и то да је од а.д. „Електромрежа Србије” прибављена информација да је вршна снага потрошње у области од интереса у 2020. години износила 1784 MW, постаје јасно да се таквим приступом вршна снага потрошње овог региона за било коју годину до 2034. може лако одредити. На Слици 3.4 је дат дијаграм очекиване промене вршне снаге потрошње у области од интереса у наредном периоду. Може се видети да очекивана снага потрошње убрзано расте у првих неколико година, али да та тенденција успорава како се удаљава посматрани хоризонт.



Слика 3.4. Прогноза вршне снаге потрошње обрађене области до 2034. године.

### 3.2. Процена снаге нових ветроелектрана

Пре него што се почне са описивањем методологије која је за потребе дисертације коришћена за процену тенденција развоја ветроенергетике у одабраној регији, треба напоменути да је ово незахвалан задатак. Разлог за то лежи у чињеници да се одлука о реализацији пројекта понекад не доноси ни на основу техничких параметара, ни сходно економским прогнозама. Самим тим, сваки од њих уноси у планирање развоја преносне мреже и одговарајући степен неизвесности. Кумулативни степен неизвесности који треба уважити при изради планерских аката повећава се са временским хоризонтом који се посматра. Зато је јасно и да се, посебно при планирању које се односи на период након десетогодишњег интервала, било која прогноза мора узети са великом дозом резерве. Како би се поступак дугорочног планирања спровео, било је потребно обавити процену производних капацитета који се у овој области очекује у наредном периоду. Начин на који је ова процена учињена ће бити представљен у овом и наредном потпоглављу.

За процену варијација инсталисане снаге ветрогенератора је искоришћена метода заснована на доступним вредностима инсталисаних снага тих електрана у некој већој области. Процес је настављен кроз процену правила по којима се инсталисане снаге мењају кроз време и уочавање законитости на основу којих би те промене могле да се наставе. Завршни корак процедуре обухватао је скалирање ових законитости на меру која одговара регији од интереса и добијање конкретних износа снага. Као скуп улазних података који је валидан за неку већу област су се користиле вредности које се односе на целу Европу, представљене на Сликама 2.9 и 2.11. У сврхе унификације је посматран само скуп износа нових капацитета по свакој години, и то за период од 2012. до 2026. године. Треба нагласити да су разматране искључиво информације везане за ветроелектране на копну. Ово је учињено зато што се развој ветроелектрана на мору и на копну не одвија истом брзином, а у одабраној области нема великих водених површина. За уочавање законитости је искоришћена техника минималног средњег квадратног одступања. Ова техника пореди вредности добијене помоћу различитих израза са вредностима добијеним мерењем. Поређење се врши рачунањем параметра познатог као средње квадратно одступање, у складу са изразом (3.1). Мања вредност овог параметра означава боље одговарање функције измереним подацима. У изразу (3.1) се у загради налази разлика мерене вредности одбирка и вредности истог одбирка добијене помоћу предложене функције. Са  $NN$  је овде означен укупан број одбирака на основу којих се спроводи жељена процена законитости.

$$RMSD = \sqrt{\frac{\sum_{ii=1}^{NN} (X_{ii} - \hat{X}_{ii})^2}{NN}} \quad (3.1)$$

Треба назначити и да је скуп улазних података за период од 2022. до 2026. године био заснован на реалистичном сценарију из [97]. Такође треба напоменути и да је за скуп вредности од којих зависи промена нових снага ветроелектрана узет низ природних бројева од 1 до 15, а не реални низ бројева година од 2012 до 2026. Као опције за опис промена износа снага нових електрана, разматране су три функције. Прва од оваквих функција била је полиномијална функција другог степена, описана изразом (3.2). Овде  $z$  означава низ бројева од 1 до 15, односно бројеве година за које су информације доступне, конвертоване у жељени опсег померајем по временској осци.

$$f_1(z) = A \cdot z^2 + B \cdot z + C. \quad (3.2)$$

Вредности параметара  $A$ ,  $B$  и  $C$  за које је грешка процене најмања одређене су коришћењем софтверског пакета MATLAB. Вредности параметара  $A$ ,  $B$  и  $C$  за које је та грешка најмања су:

$$A = 0,04692 \text{ GW},$$

$$B = -0,209 \text{ GW},$$

$$C = 11,55 \text{ GW}.$$

Вредност средњег квадратног одступања је, у овом случају, износила 1,674 GW. На дијаграму који је приказан на Слици 3.5 се може видети у којој мери овде предложена функција одговара улазним подацима. Црне тачке овде означавају улазне податке преузете из [97]. Сива линија је дефинисана тако што су у израз (3.1) уврштене добијене оптималне вредности  $A$ ,  $B$  и  $C$ . Са дијаграма се закључује да ова функција релативно прецизно апроксимира тенденције у складу са којима су се улазне вредности мењале. Наредни покушај налажења законитости се заснивао на израчунавању оптималних коефицијената степене функције, илустроване изразом (3.3).

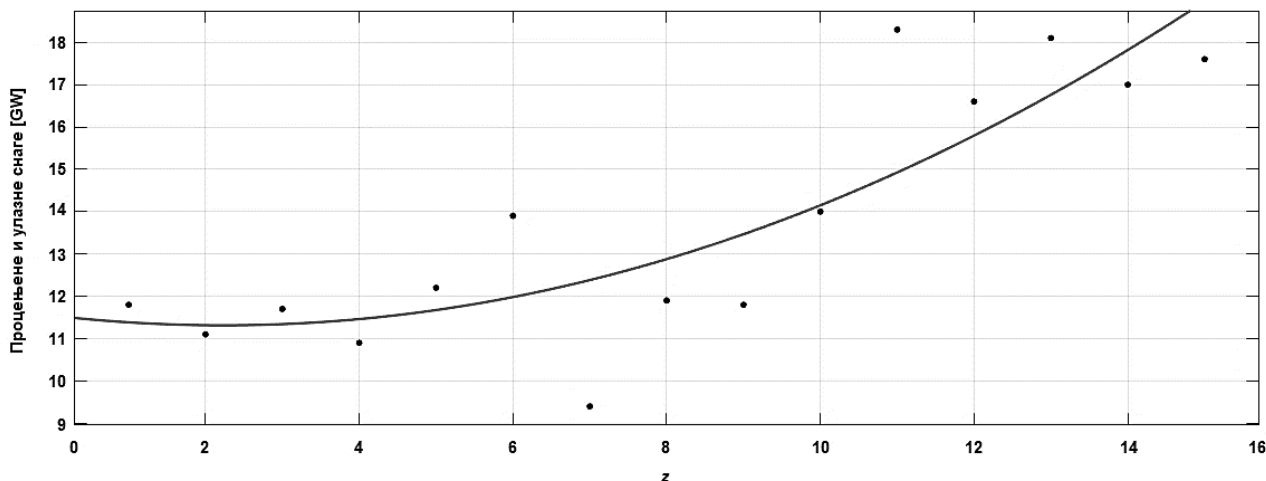
$$f_2(z) = A \cdot z^B. \quad (3.3)$$

Након спровођења идентичног поступка као и у претходном случају, израчунате су вредности оптималних параметара за дефинисање степене функције. Ови параметри су износили:

$$A = 8,84 \text{ GW},$$

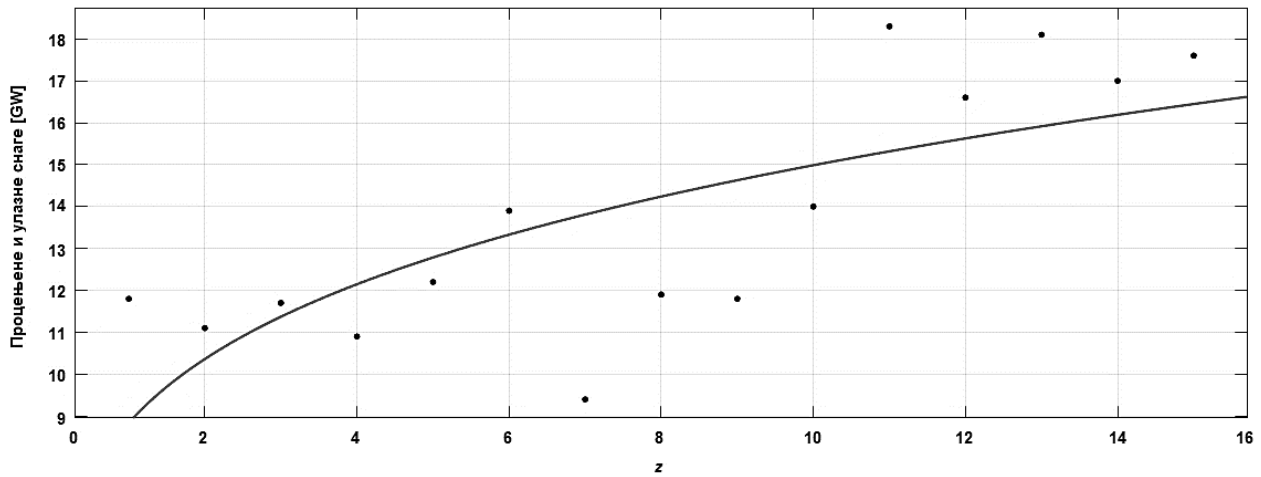
$$B = 0,2292.$$

Након замене вредности параметара у израз (3.3), израчуната је вредност грешке од 2,186 GW. Ова процена је била лошија од оне која је била учињена преко израза (3.2). Како би се то што јасније истакло, израчунато је релативно повећање грешке која је учињена проценом у случају примене израза (3.3) у односу на коришћење израза (3.2). Добијено је да је грешка у случају примене израза (3.3) већа за чак 30,58% у односу на резултат добијен коришћењем израза (3.2). Овај резултат је потврдио већ установљени закључак да степена функција не описује промене улазних података на задовољавајући начин. Дијаграм на Слици 3.6 приказује улазне податке за апроксимацију, као и график степене функције у коју су уврштени оптимални параметри.



Слика 3.5. Процена тенденција раста снаге ветроелектрана у Европи – опција 1.





Слика 3.6. Процена тенденција раста снаге ветроелектрана у Европи – опција 2.

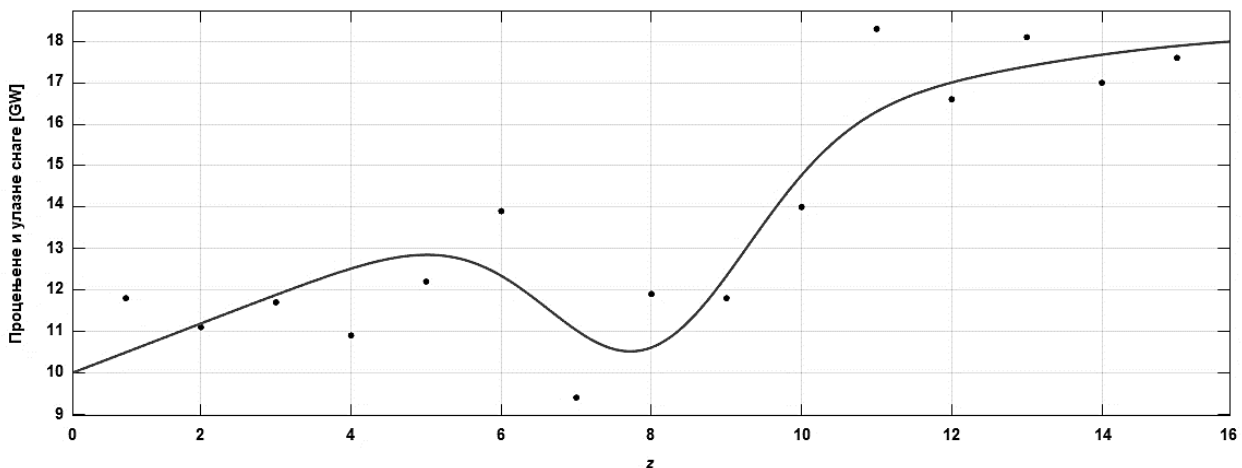
Коначно, размотрена је Гаусова функција са два члана, дата изразом (3.4). До ове функције се дошло након већег броја покушаја рада са другим функцијама, при чему ни једна од њих није показала значајно побољшање у односу на две које су већ детаљније анализирани. Међу овим функцијама се, примера ради, налазила и полиномијална функција вишег степена.

$$f_3(z) = A_1 \cdot e^{-\left(\frac{z-B_1}{C_1}\right)^2} + A_2 \cdot e^{-\left(\frac{z-B_2}{C_2}\right)^2}. \quad (3.4)$$

Примењена је иста процедура као код претходне две функције. Први корак у овој процедури је било одређивање оптималних вредности параметара. За то су добијене следеће вредности:

$$\begin{aligned} A_1 &= -4,516 \text{ GW}, & A_2 &= 18,1 \text{ GW}, \\ B_1 &= 7,957, & B_2 &= 17,44, \\ C_1 &= 1,9, & C_2 &= 22,26. \end{aligned}$$

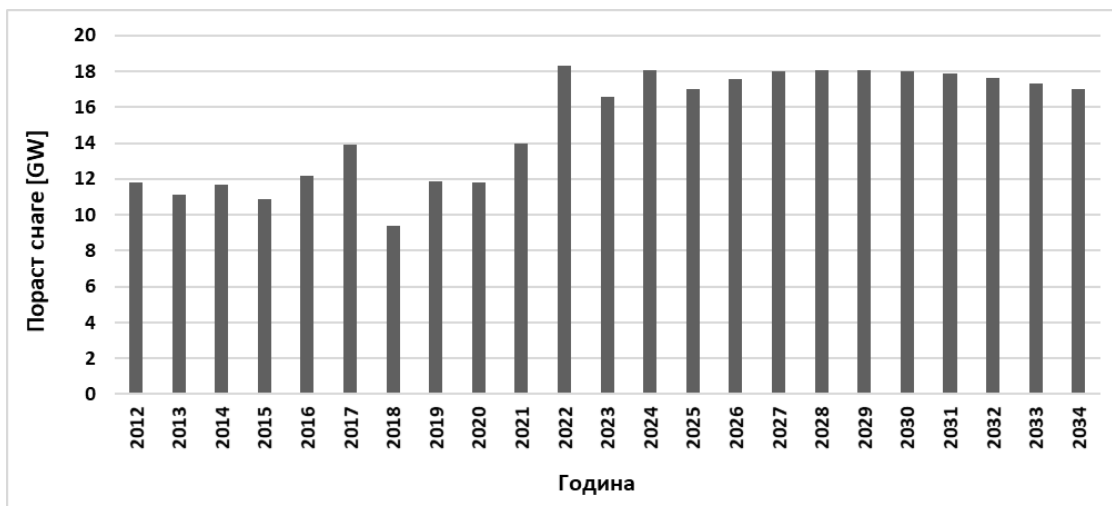
Грешка процене је овај пут била једнака 1,398 GW. Процентуално смањење грешке износило је 16,49% у односу на први раније анализирани случај и чак 36,05% у односу на други раније анализирани случај. На Слици 3.7 је приказан дијаграм поклапања Гаусове функције и улазних података. Већ са њега је јасно у коликој је мери процена побољшана применом ове функције.



Слика 3.7. Процена тенденција раста снаге ветроелектрана у Европи – опција 3.

На основу овде приказане анализе дошло се до закључка да је трећа функција прихватљива за естимацију тренда раста инсталираних снага ветроелектрана на европском тлу у анализираном временском периоду. Сходно томе, Гаусова функција са два члана је усвојена за решење преко којег ће се, за потребе демонстрације развијене методе за дугорочно планирање развоја мреже, обавити и естимација промене инсталираних снага ветроелектрана. Треба нагласити да је овде дошло до мале неусаглашености, пошто је претходна анализа обухватала временски интервал искључиво до 2026. године, док је већ напоменуто да се планирање може сматрати дугорочним само ако се њиме посматра период након почетних десет година од тренутка планирања. Како би се временски хоризонт на коме се развој ветроенергетике на копну у Европи продужио на период до 2034. године (ова година је усвојена због тога што до ње постоје подаци о прогнози потрошње у обрађеном региону), вршена је екстраполација. За годишње порасте инсталираних снага за интервал од 2027. до 2034. године су усвојене вредности добијене тако што су у израз (3.3) уврштене вредности  $z$  од 16 до 23. Израчунати порасте се, заједно са износима узетим за улазне податке при дефинисању функције, могу видети на дијаграму, датом на Слици 3.8.

Пре него што се прешло на одређивање укупних инсталираних снага ветроелектрана за године од интереса, било је потребно превазићи још само једну недоследност. Наиме, подаци који се могу видети на Слици 3.8 приказују искључиво порасте снаге, а ни на једном месту није било поменуто на коју основу се ти порасте додају. У складу са расположивим подацима, за основу је узета инсталисана снага ветроелектрана на копну у Европи на крају 2021. године. Са Сlike 2.8 се може видети да је тај капацитет износио 207 GW. Додавањем одговарајућих пораста са Сlike 3.8 на ову основу, може се одредити да би укупни капацитет ветроелектрана у Европи до краја 2034. године могао порастати до чак 437 GW. Одатле би се даље могло доћи до тога да ће збирни капацитет у 2034. години бити 1,805 пута већи него у 2023. години. Ако би се сада сматрало да се тај однос може узети и за било који део територије обухваћене анализом датом у [97], закључило би се да се процењени капацитет ветроелектрана у северном делу Војводине у 2034. години може израчунати множењем очекиване инсталисане снаге ветроелектрана у истом региону у 2023. години са 1,805. Ако би се ово сада упарило са подацима датим у [105], по којима би на овом подручју до 2023. године у погону требало да се нађу три ветроелектране (укупне снаге од 235 MW), могло би се одредити да би збирна снага ветропаркова у регији од интереса до 2034. године могла да се повећа до вредности од 424 MW. Начин на који је овако одређена снага распоређена у обрађеној области ће бити предмет Потпоглавља 3.4.



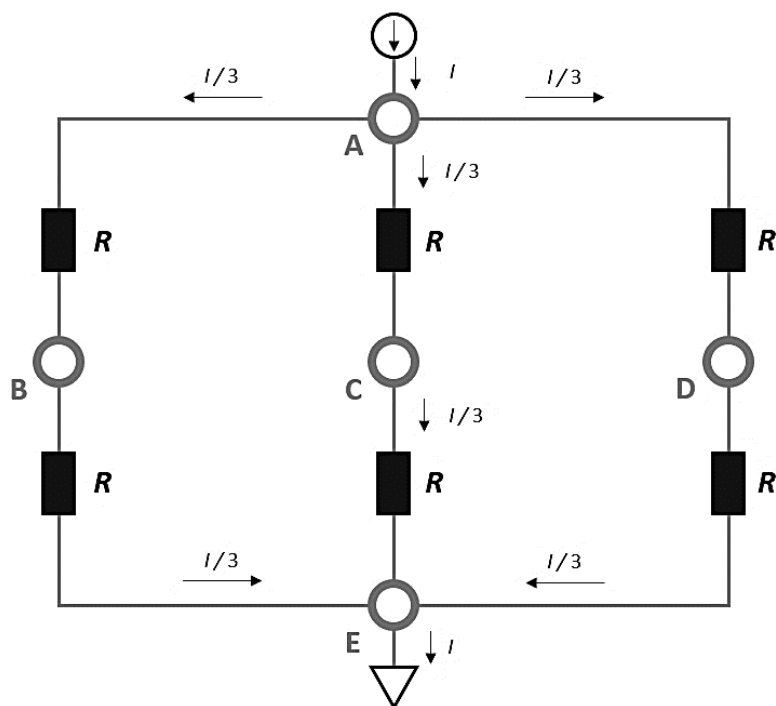
Слика 3.8. Екстраполација пораста снага ветроелектрана на копну у Европи.

### 3.3. Процена локација нових ветроелектрана

Као што је у претходним деловима текста и наведено, за предвиђање генераторског портфеља неког система није довољно само сагледати инсталисане снаге нових капацитета који би се у одређеној географској области могли појавити, већ се у обзир мора узети и начин на који би ови извори могли бити распоређени. Логика иза оваквог резоновања је једноставна, пошто за стање у систему није исто да ли се нови извори електричне енергије познате снаге налазе у непосредној близини неког од чворишта система, повезаног са остатком мреже већим бројем водова, или у области у којој оваквих чворишта нема. У тим областима би се електрана могла прикључити једино на мању трансформаторску станицу, радијално везану на остатак мреже. Нажалост, ова разматрања постају све важнија како се појављује већи број нових обновљивих извора енергије, лоцираних у географским регијама које претходно нису биле посматране као регије у којима би се одвијао процес производње енергије. Самим тим, ни систем није развијан тако да се енергија од ових области може поуздано и сигурно пренети ка остатку система.

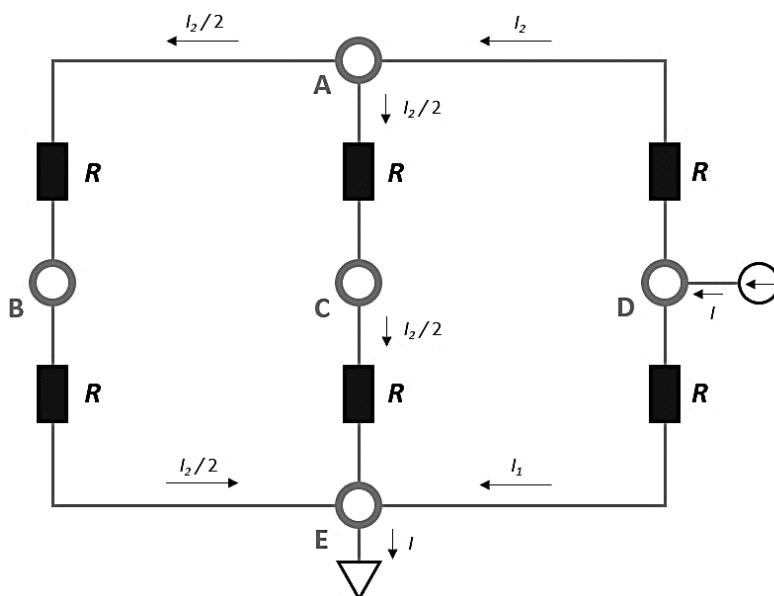
Да би се пронашао добар пример за такву ситуацију, није потребно ићи ишта даље од преносне мреже Републике Србије. Како је ова мрежа замишљана током педесетих и шездесетих година двадесетог века, конципирана је тако да је могла без потешкоћа гарантовати пласман енергије из централизованих капацитета заснованих на конвенционалним енергентима. Сходно томе, највећа чворишта овог система се подударају са локацијама највећих електрана. Тако је једно од највећих 400/220 kV постројења лоцирано поред Обреновца, непосредно уз термоелектране „Никола Тесла А” и „Никола Тесла Б”. Притом треба нагласити да је овај принцип формирања мреже добро функционисао до тренутка у коме се дошло до закључка да треба променити перцепцију процеса производње енергије и окренути се обновљивим изворима. Упркос томе што регион око Обреновца поседује значајан потенцијал за производњу енергије из угља, он не поседује готово никакав потенцијал за генерисање енергије помоћу ветротурбина. Одатле је постало јасно да ће ова област у будућности изгубити значај који је раније имала, а да ће ту улогу морати да преузме неки нови регион, са већим могућностима коришћења обновљивих енергената. Као таква област, у прошлих неколико година се издвојила област Јужног Баната, праћена регионима Средњег Баната, Бачке и, помало изненађујуће, Бора. Добар илустративни пример тога у којој је мери овај заокрет у концепту генерисања енергије изменио и начин на који ће преносна мрежа морати да се развија у наредном периоду јесте то што регион Средњег Баната тренутно не располаже ниједним постројењем 400 kV напонског нивоа. Ако се узме у обзир да је пропусна моћ типичног 220 kV далековода око 300 MVA, постаје јасно колико ће мрежа у тој области морати да буде ојачана у случају да се појави велики број захтева за прикључење ветрогенераторских капацитета. Треба нагласити и да постоје случајеви у којима је снага само једне електране већа од поменутих 300 MVA. Ако до ојачања мреже не би дошло, прикључење ма ког оваквог извора би довело до појаве преоптерећења и проблема у мрежи.

У циљу даље демонстрације утицаја који позиционирање извора енергије има на прилике у систему, посматрано је веома упрошћено коло једносмерне струје, приказано на Слици 3.9. У њему се сматра да је отпорност сваке гране једнака  $R$ , да је потрошњи неопходно испоручити струју јачине  $I$ , те да су губици енергије у овом колу довољно мали да се могу занемарити. Самим тим, извор енергије би се могао посматрати као еквивалентни струјни генератор који у коло упумпава фиксну струју јачине  $I$ . Да би се овај случај приближио стварности, узето је да преносни капацитет грана кола није бесконачан, већ да износи једну половину јачине струје  $I$ .



Слика 3.9. Илустрација значаја локације генератора у систему – случај 1.

Ако се усвоји претпоставка да је струјни генератор лоциран у чвору А овог тест система, било би евидентно да се струја расподељује између три гране ка чвору Б. Пошто је претпостављено и да су гране идентичне, кроз сваку од грана ће тећи струја исте јачине. У овом случају, то би била струја јачине једнаке трећини јачине струје  $I$ . Како је ова вредност нижа од максималне пропусне моћи гране, у овој ситуацији не би било преоптерећених грана у разматраном колу. Са друге стране, могло би се поставити питање шта би било уколико се наруши симетрија овог кола, па се производни капацитет премести у чвор D. Овакав случај, приказан и на Слици 3.10, описује и ситуацију у реалном систему. Примера ради, таква ситуација одговара случају у ком би се генерисање у систему преместило из области богате угљем у област која би била погодна за развој ветроенергетике, чиме би се променили и претходно установљени токови снага.



Слика 3.10. Илустрација значаја локације генератора у систему – случај 2.

Да би се одредиле струје које теку кроз сваку од грана у овом колу, било би потребно решити систем једначина дат изразима (3.5) и (3.6). Први од ових израза се односи на то да збир струја које улазе у неки чвор мора бити једнак збиру струја које из тог чвора излазе, док се други од њих односи на то да је збир напона у било којој затвореној контури у колу увек једнак нули.

$$I_1 + I_2 = I, \quad (3.5)$$

$$R \cdot I_1 = 2 \cdot R \cdot I_2. \quad (3.6)$$

Из другог израза се долази до тога да је јачина струје  $I_1$  у овом колу двоструко већа од јачине струје  $I_2$ . Одавде би се, према изразу (3.5), могло добити да је јачина струје  $I_2$  једнака трећини јачине укупне струје  $I$ , а да јачина струје  $I_1$  мора да заузме преостале две трећине јачине струје  $I$ . То би значило да би грана DE, кроз коју би иницијално текла струја  $I_1$ , била преоптерећена. Уколико би се разматрању додала и претпоставка да коло располаже заштитом каква одговара реалним системима, закључило би се да би грана DE веома брзо била избачена из погона. Ово би довело до тога да грана AD мора преузети читаву струју  $I$ . Након тога би и та грана постала преоптерећена и, последично, искључена. Овиме би генератор лоциран у чвору D остао без конекције са потрошњом, па би испорука енергије конзуму била прекинута. Ово би могло за последицу имати велике финансијске губитке или опасне хаварије уколико би потрошња која би била искључена припадала критичној категорији (на пример, хемијској индустрији).

Након појашњавања последица неповољног распореда генератора у систему, може се прећи и на описивање начина на који је снага нових ветроелектрана које су предвиђене у области од интереса за спроведену анализу расподељена. Ово је, сходно методологији која је описана у [52], урађено процењивањем потенцијала за постављање ветротурбина којим располаже сваки од делова те територије. Ту се под делом подразумевао квадрат димензија  $1 \times 1 \text{ km}^2$ . Потенцијал неког квадрата се израчунава преко израза (3.7), до ког се дошло адаптацијом израза преузетих из [52]. Већи резултат израза (3.7) означава већи потенцијал дела терена за подизање турбина.

$$F_{pot} = F_5 \cdot (w_1 \cdot F_1 + w_2 \cdot F_2 + w_3 \cdot F_3 + w_4 \cdot F_4). \quad (3.7)$$

Са  $w$  су обележени тежински чиниоци из опсега  $[0, 1]$ , идентични за све квадратне сегменте, док су са  $F$  обележене вредности следећих фактора, израчунаваних за сваки сегмент понаособ:

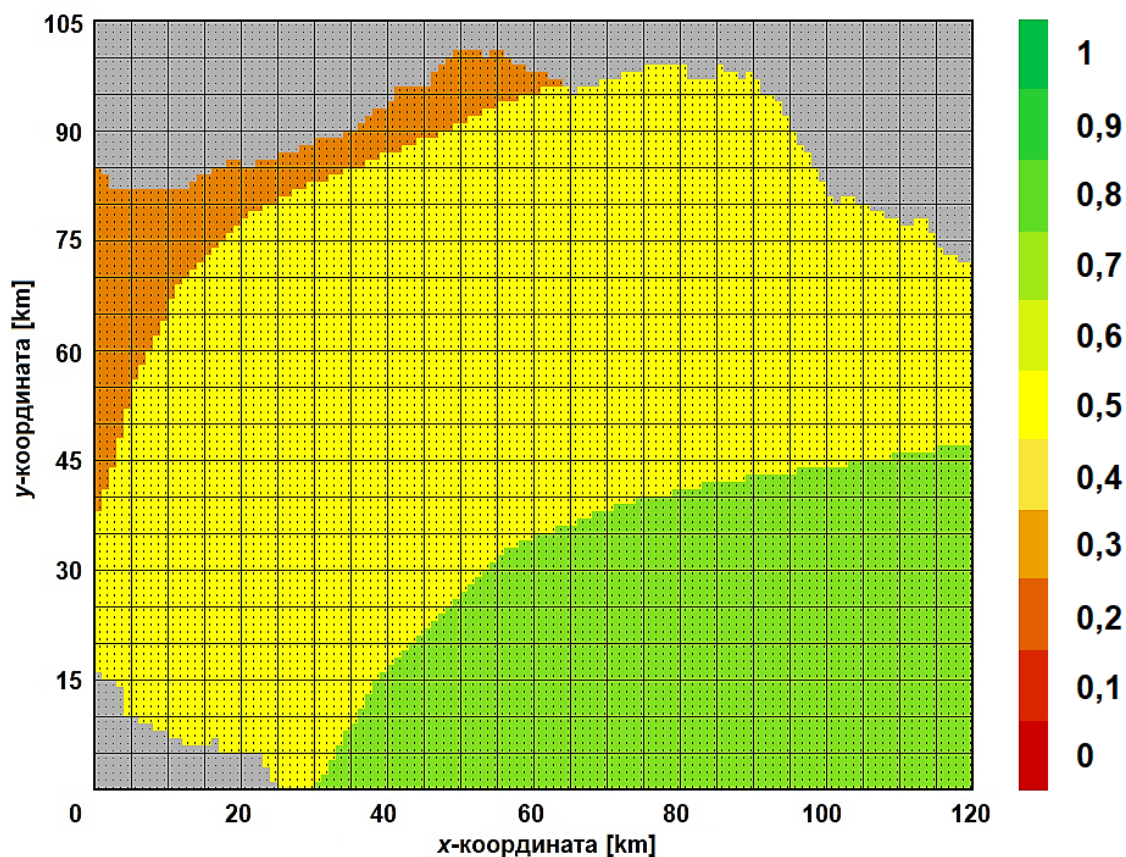
- Фактор  $F_1$  – фактор из опсега  $[0, 1]$  којим се описује снага ветра у одговарајућем делу посматране области, заснован на спроведеним мерењима овог параметра;
- Фактор  $F_2$  – фактор из опсега  $[0, 1]$  којим се описује нагиб сваког од делова терена, при чему већи нагиб повлачи и теже услове за постављање ветротурбина;
- Фактор  $F_3$  – фактор из опсега  $[0, 1]$  којим се описује удаљеност неког дела терена од већег саобраћајног правца, погодног за испоруку делова турбине и пратеће опреме;
- Фактор  $F_4$  – фактор из опсега  $[0, 1]$  којим се описује удаљеност дела терена од постојеће електроенергетске инфраструктуре, адекватне за прикључење ветропаркова;
- Фактор  $F_5$  – елиминациони фактор из скупа  $\{0, 1\}$  којим се дефинише то да ли неки део терена припада једној од зона у којима не би било могуће подизање турбина (заштићена природна добра, национални паркови, веће водене површине или градске средине).

Чињеница да је било потребно одредити вредности фактора за сваки од преко 12000 сегмената обрађене регије није оставила места за размишљање о њиховом нумеричком приказу. Тиме су могуће опције сведене на варијације на тему графичког представљања. Како би се одржала већ успостављена веза разматрања датих у овом поглављу и географских одлика терена, одлучено је да за илустровање резултата буде коришћена мапа. Обухват те мапе био је исти као обухват оне дате на Слици 3.2. Усвојено је и да је различите вредности фактора најбоље представити различитим бојама, где је правило на основу ког је могуће растумачити значење сваке од боја истоветно за сваку од мапа намењених представљању фактора. Како се износи фактора крећу у опсегу од 0 до 1, нултој вредности је приписивана тамноцрвена боја дела терена за који је та вредност валидна, док је јединичном износу неког фактора додељена тамнозелена боја. До ове промене не долази нагло, већ постепено, тако да износа фактора између екстрема одговарају нијансе између тамноцрвене и тамнозелене. Примера ради, износу фактора од 0,5 је на мапама приписивана жута боја квадрата. У складу са тиме, свим вредностима фактора које су ниже од овога одговарају наранџасте, а вредностима фактора изнад ове границе светлозелене нијансе. Овај прелаз је видљив и у одговарајућим легендама, датим уз сваку од мапа са факторима.

Након што је начин на који ће вредности фактора бити приказиване на наредним страницама дисертације дефинисан, може се прећи на конкретне факторе. Ту ће се користити редослед којим су фактори набројани нешто изнад. Прво ће бити обрађен фактор који се односи на снагу ветра који дува у сваком од делова разматране области ( $F_1$ ). Као основа за оцењивање овог фактора ће бити узет рад [110], у коме је приказана мапа целе Србије на којој су различите боје, слично принципу који је усвојен у дисертацији, означавале различите опсеге снага ветра. У овом раду тамнија нијанса одговара већој снази којом ветар у посматраној регији располаже. Усвајањем идентичних опсега као у овом раду, формирана је мапа приказана на Слици 3.11. Вредност фактора  $F_1$  овде, у зависности од опсега коме снага ветра припада, износи:

- 1 – вредност фактора  $F_1$  која одговара опсегу снага ветра изнад  $300 \text{ W/m}^2$ , што је у раду [110] обележено најтамнијом нијансом зелене боје;
- 0,75 – износ фактора  $F_1$  који одговара снагама ветра између  $300 \text{ W/m}^2$  и  $200 \text{ W/m}^2$ , што је у раду [110] обележено нешто светлијом нијансом зелене (на мапама у овом поглављу овој вредности одговара нијанса између оних за 0,7 и 0,8 из легенде);
- 0,5 – износ фактора  $F_1$  који одговара снагама ветра између  $200 \text{ W/m}^2$  и  $100 \text{ W/m}^2$ , што је у раду [110] обележено нешто светлијом нијансом зелене боје;
- 0,25 – вредност фактора  $F_1$  која одговара опсегу снага ветра испод  $100 \text{ W/m}^2$ , што је у раду [110] обележено најсветлијом нијансом зелене боје (на мапама приказаним у овом поглављу том износу одговара нијанса између оних за 0,2 и 0,3 из легенде).

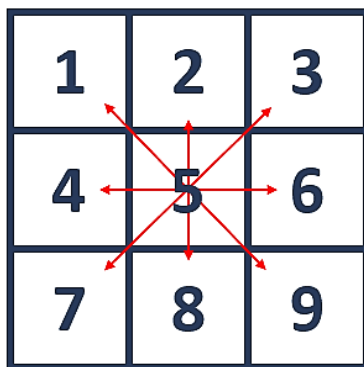
Свакако, постојала је и та могућност да се најнижем опсегу од приказаних припише вредност једнака нули, али је оваква опција избегнута, пошто то што је снага ветра у некој области ниска не значи да та област нема апсолутно никакав потенцијал за развој ветроенергетике. Као доказ за такву тврдњу може се узети област јужне Србије (пре свега, око Лесковца, Пирота и Врања). По већем броју извора, та област располаже најмањим потенцијалом за интеграцију електрана које користе енергију ветра у читавој Србији. Ипак, то није обесхрабрило неке од инвеститора који су своје пројекте изградња ветроелектрана сместили управо у ову област. Неки од таквих пројеката су пријављени за прикључење на преносни систем и, као такви, наведени и у [105].



Слика 3.11. Приказ вредности фактора  $F_1$  у обрађеној области.

Судећи по приказаној мапи и мерењима на којима је она била базирана, највећом снагом ветра у анализираном региону располажу југоисточни делови, као што је Средњи Банат, лоциран око градске области Зрењанина. Ову тврдњу потврђује и заинтересованост инвеститора у нове ветроелектране управо за регион Средњег Баната, о чему се докази могу наћи у [105].

Наредни показатељ који је разматран је нагиб терена, означен са  $F_2$ . Код одређивања вредности овог фактора за сваки од делова региона, највећи проблем је представљала чињеница да терен не мора бити нагнут на исту страну у сваком од посматраних квадратних сегмената. У складу са тиме, било је потребно пронаћи начин на који би се нагиб терена могао подједнако уважити, невезано од тога на којој се страни предметног дела терена налази његов виши део, а на којој његов нижи део. За приказивање коришћеног метода, биће искоришћен тест пример у коме је, од девет квадрата, потребно одредити нагиб средњег, означеног бројем 5 на Слици 3.12.



Слика 3.12. Тест пример за илустрацију одређивања нагиба терена.

Како би се димензије проблема свеле на прихватљиву меру, биће посматрана четири правца у којима ће бити одређиван нагиб посматраног квадрата. Сваки од правца је означен засебном двосмерном црвеном стрелицом на претходној слици. Као што се може видети, ови правци би, ако би се поистоветили са уобичајеним начином оријентисања географских мапа, одговарали правцима север-југ (од квадрата 2 до квадрата 8), исток-запад (од квадрата 4 до квадрата 6), северозапад-југоисток (од квадрата 1 до квадрата 9), као и североисток-југозапад (од квадрата 3 до квадрата 7). Када је проблем постављен, преко њега се може дати и одговор на претходно питање – могућност тога да терен у једном правцу има већи нагиб него у другом је у урађеним анализама уважена тако што је нагиб неког дела терена рачунат у сваком од четири претходно дефинисана правца. Затим је од добијених резултата узиман највећи, који је потом приписиван том делу терена. Да би се овај поступак обавио, било је нужно усвојити још једно упрошћење. Према њему је нагиб терена у неком правцу сматран униформним при прорачуну нагиба за тај правац. То значи да је, за прорачун нагиба квадрата 5 са Сlike 3.13 у правцу север-југ, узето да је центар квадрата 5 лоциран тачно на линији која повезује центре квадрата 2 и 8. Овакав приступ дозвољава да се нагиби терена у сваком од правца рачунају по изразима обележеним ознакама од (3.8а) до (3.8г). У њима је симбол  $H_q$  усвојен за надморску висину квадрата  $q$ , док  $L_{qr}$  означава хоризонталну удаљеност између центра квадрата  $q$  и центра квадрата  $r$ .

$$\alpha_{1-9} = \arctan\left(\frac{|H_1 - H_9|}{L_{19}}\right), \quad (3.8a)$$

$$\alpha_{2-8} = \arctan\left(\frac{|H_2 - H_8|}{L_{28}}\right), \quad (3.8b)$$

$$\alpha_{3-7} = \arctan\left(\frac{|H_3 - H_7|}{L_{37}}\right), \quad (3.8v)$$

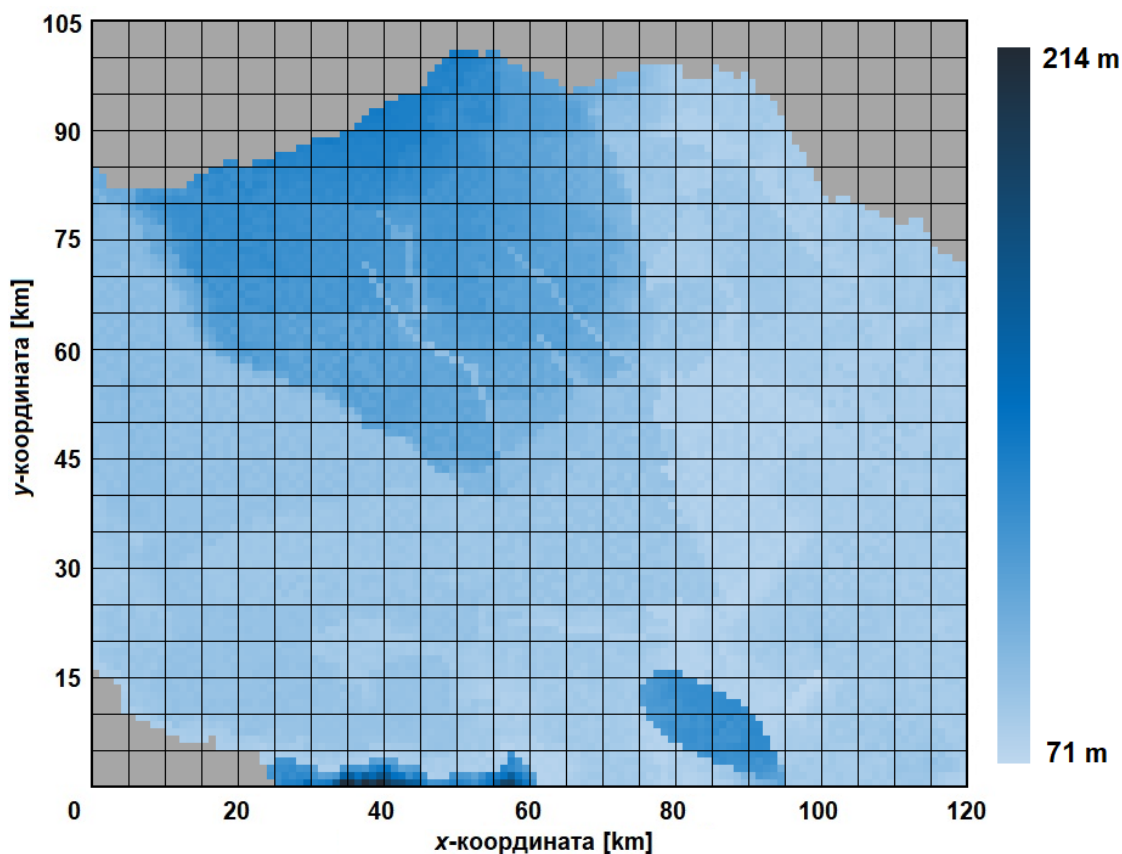
$$\alpha_{4-6} = \arctan\left(\frac{|H_4 - H_6|}{L_{46}}\right). \quad (3.8g)$$

Пошто унапред није било познато који од два квадрата релевантна за неки од ових израза има већу надморску висину, у бројиоцима разломака у заградама у приказаним изразима су узете апсолутне вредности разлика надморских висина, а не саме разлике. Као што је већ речено, нагиб квадрата 5 се сматра једнаким највећој вредности од четири које су израчунате уз помоћ наведених израза. Ово је илустровано и изразом (3.9).

$$\alpha_5 = \max(\alpha_{1-9}, \alpha_{2-8}, \alpha_{3-7}, \alpha_{4-6}). \quad (3.9)$$

Ако се размотри могућност примене горенаведених образаца за одређивање нагиба сваког од делова терена у области од интереса за анализу, долази се до тога да је хоризонталне даљине између средишта одговарајућих квадрата могуће једноставно одредити. Међутим, могло би се поставити питање извора на основу кога би се процењивале надморске висине сваког од ових делова терена. У ове сврхе је била коришћена интерактивна интернет платформа [111], са које је могуће преузети надморске висине било које тачке која се обележи на мапи. Употребом ове платформе, израђена је мапа надморских висина сваког од квадрата на посматраном подручју, приказана на Сlici 3.13. На овој мапи се спектар боја којима одговарају одређене надморске висине креће од светлоплаве (најнижи делови терена) до тамноплаве (највиши делови терена). Као што се види, већи део терена у овој области одликује мала вредност надморске висине.



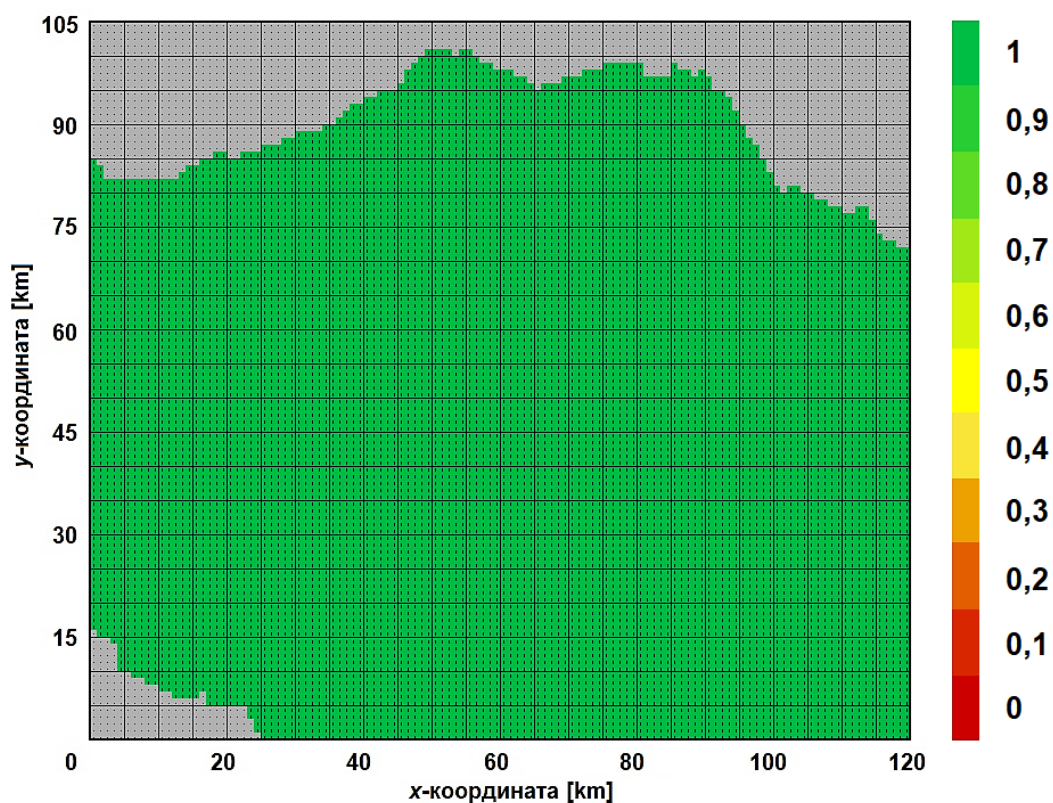


Слика 3.13. Приказ надморских висина у обрађеној области.

Након што су дефинисане надморске висине сваког дела терена који је требало оцењивати у склопу ове анализе, било је неопходно одредити скалу према којој ће нагибу сваког дела терена бити придодата вредност фактора  $F_2$ . Основни постулат који је том приликом уважен је тај да велики нагиб терена може да отежа приступ крановима и другим грађевинским машинама које су потребне за подизање ветротурбина. Притом би, у случају стрмих литица, чак и транспорт потребне опреме и делова турбина до локације која се разматра био готово немогућ. Стога је сматрано да је мањи нагиб неког дела терена предност за изградњу ветроелектрана. Скала по којој су оцене додељиване, базирана на литератури [52, 112-116], може се видети у наставку:

- 1 – вредност фактора  $F_2$  која одговара вредности нагиба терена мањој од 10%, односно максималном нагибу од око  $5,71^\circ$ ;
- 0,75 – износ фактора  $F_2$  који одговара опсегу нагиба терена између 10% и 30%, односно нагибима терена између  $5,71^\circ$  и  $16,7^\circ$ ;
- 0,5 – износ фактора  $F_2$  који одговара опсегу нагиба терена између 30% и 45%, односно нагибима терена између  $16,7^\circ$  и  $24,23^\circ$ ;
- 0,25 – износ фактора  $F_2$  који одговара опсегу нагиба терена између 45% и 60%, односно нагибима терена између  $24,23^\circ$  и  $30,97^\circ$ ;
- 0 – износ фактора  $F_2$  који одговара опсегу нагиба од 60% до 100%, односно нагибима терена између  $30,97^\circ$  и  $45^\circ$  (нагиби већи од 100% су сматрани довољним условом за елиминацију дела терена из разматрања помоћу нулте вредности  $F_5$ ).

Вредности фактора  $F_2$  које су одговарале сваком делу разматране територије приказане су на мапи датој на Слици 3.14. Мапу прати и одговарајуће објашњење значења сваке од боја поља.



Слика 3.14. Приказ вредности фактора  $F_2$  у обрађеној области.

Иако би се на први поглед могло учинити да је при формирању ове слике дошло до грешке, те да је сваком од делова терена непажњом приписана вредност фактора  $F_2$  једнака јединици, то није случај. Да би се то доказало, биће креиран хипотетички екстремни пример, неповољнији са аспекта нагиба терена од ма које реалне ситуације у разматраној области. Овај случај би подразумевао највећу висинску разлику између два квадратна сегмента суседна оном који се посматра, па је усвојена разлика добијена одузимањем најмање и највеће надморске висине ма ког од квадрата у овој области. Та разлика је, сходно мапи на Слици 3.13, једнака:

$$\Delta H_{max} = 214 \text{ m} - 71 \text{ m} = 143 \text{ m}.$$

Овај пример би подразумевао и да је хоризонтална удаљеност између центара два дела терена релевантна за израчунавање нагиба анализираниог сегмента терена што мања, те је посматрана ситуација при којој се ти делови терена налазе северно и јужно од њега. Тада је:

$$L_{min} = 2 \text{ km} = 2000 \text{ m}.$$

Коначно се, за овакав случај, може израчунати следећа вредност нагиба терена:

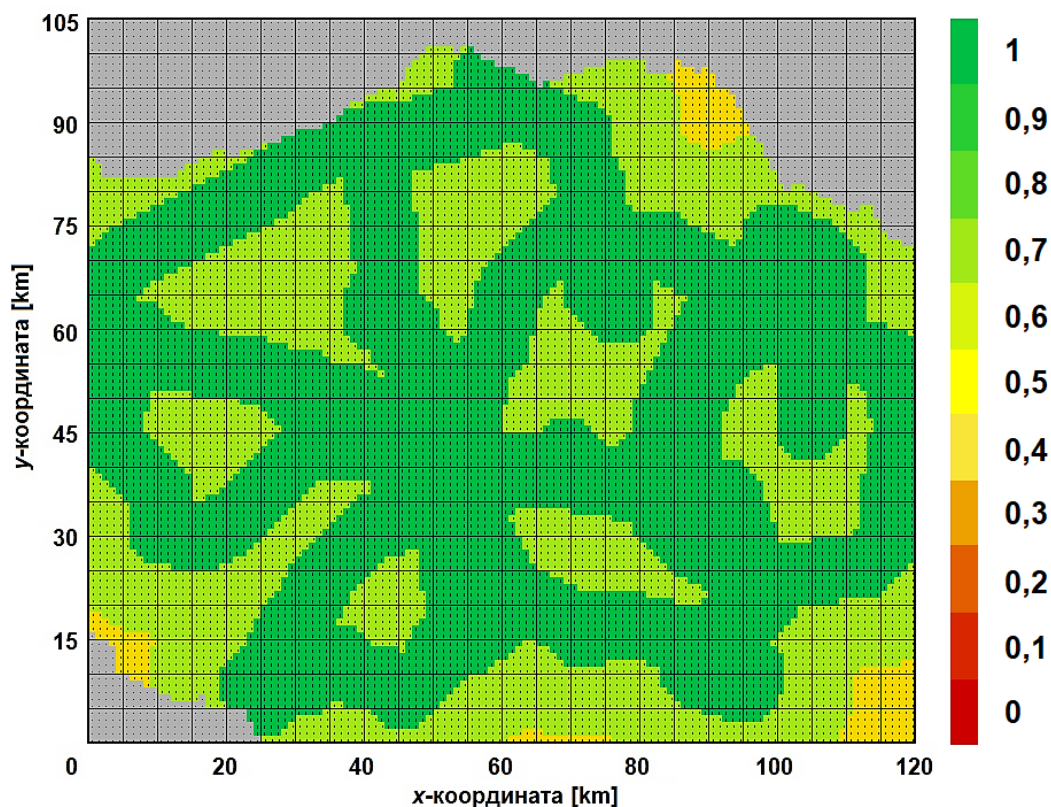
$$\alpha_{max} = \arctan\left(\frac{\Delta H_{max}}{L_{min}}\right) = \arctan(0,0715) = 4,09^\circ.$$

Одатле је јасно да је, чак и за пример неповољнији од било ког који би се у стварности могао уочити у области од интереса, добијена вредност нагиба мања од горње границе постављене за додељивање износа фактора  $F_2$  једнаког јединици. Одатле је јасно да би и за сваки од делова терена у овој области била добијена вредност нагиба која би тај део терена сместила у највиши ранг по овом критеријуму, што објашњава и мапу приказану на Слици 3.14.

У складу са наведеном листом фактора, наредни показатељ погодности дела терена који је анализиран је удаљеност сваког дела терена од постојеће електроенергетске инфраструктуре (фактор  $F_3$ ). Поступак је обухватао рачунање најкраће удаљености сваког анализираниог дела терена од неког од постројења или надземних водова од којих је мрежа чији се развој разматра сачињена. Сваком делу терена је потом додељен и износ фактора  $F_3$ , по следећим правилима:

- 1 – вредност фактора  $F_3$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих водова или постројења мањој од 5 km;
- 0,7 – вредност фактора  $F_3$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих водова или постројења из опсега од 5 до 15 km;
- 0,4 – вредност фактора  $F_3$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих водова или постројења из опсега од 15 до 30 km;
- 0,1 – вредност фактора  $F_3$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих водова или постројења већој од 30 km.

Јасно је да фактор  $F_3$ , независно од удаљености посматраног дела терена од електроенергетске инфраструктуре, није узиман као елиминациони, за разлику од фактора  $F_2$ . Наиме, јасно је да је мања удаљеност објеката инвеститора од неког од водова или постројења погодност за њих, пошто повлачи већу вероватноћу да ће електрана моћи да се прикључи на мрежу уз релативно ниска улагања у прикључак. Ипак, чак ни веће удаљености некада не спречавају инвеститоре да наставе са пројектом изградње своје електране, што се може сматрати и резоном на коме је скала према којој су износи фактора давани и заснована. Вредности фактора  $F_3$  за посматрану област, утврђене уз помоћ мапе дела преносне мреже са Сlike 3.2, приказане су на Слици 3.15.

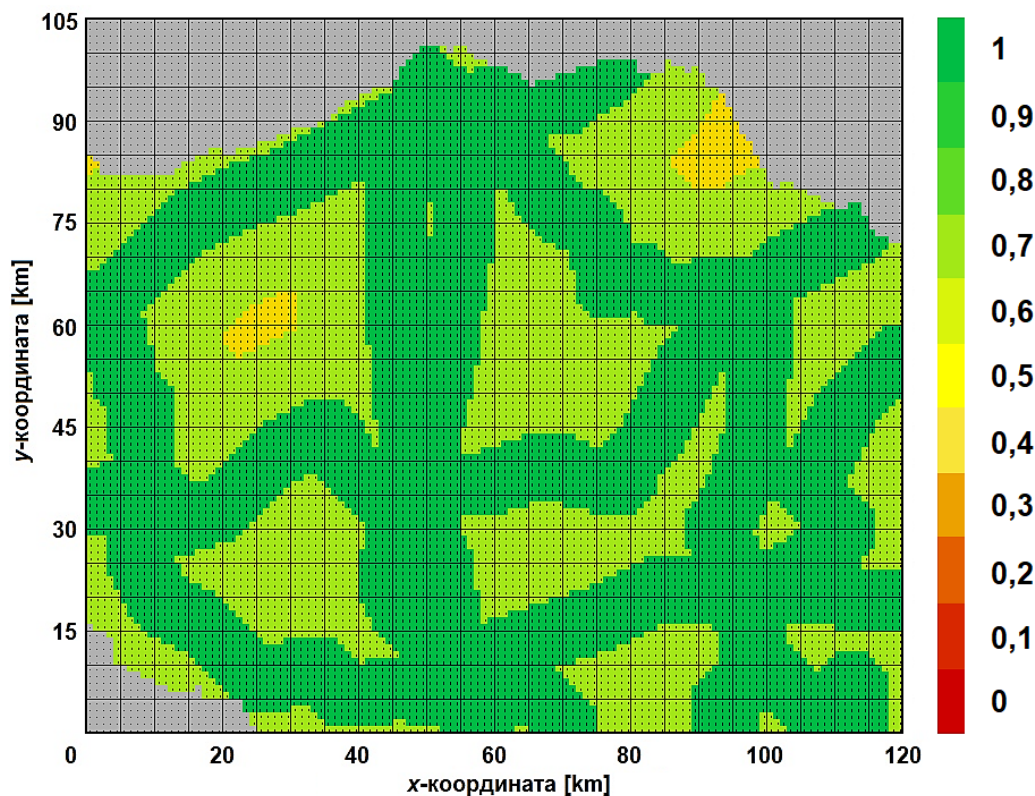


Слика 3.15. Приказ вредности фактора  $F_3$  у обрађеној области.

Слично прошлом фактору који се бавио близином електроенергетске инфраструктуре неком делу терена, и показатељ  $F_4$  је базиран на одређивању најмање удаљености сваког дела терена од постојеће инфраструктуре. У овом случају је, за разлику од прошлог, као битна посматрана саобраћајна инфраструктура. Да би се олакшала испорука делова и опреме до разматраног дела терена, и овде је сматрано да је близина неког од већих путних праваца предност и да због тога гарантује посматраном сегменту већу оцену по овом критеријуму, у складу са листом:

- 1 – вредност фактора  $F_4$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих саобраћајних праваца мањој од 5 km;
- 0,7 – вредност фактора  $F_4$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих саобраћајних праваца из опсега од 5 до 15 km;
- 0,4 – вредност фактора  $F_4$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих саобраћајних праваца из опсега од 15 до 30 km;
- 0,1 – вредност фактора  $F_4$  која одговара минималној удаљености дела терена од неког од постојећих саобраћајних праваца већој од 30 km.

Наравно, како се за готово сваки део терена може наћи неки сеоски или макадамски пут који би испуњавао чак и најстрожи од горенаведених услова, било је неопходно поставити границу на основу које се путеви могу класификовати у две групе. У прву групу спадају путеви које је потребно узимати у обзир у анализи, а у другу групу путеви које није потребно уважавати том приликом. Да би ово било реализовано, узета је подела из [117], одакле су издвојени само они путеви који припадају првом А и првом Б реду. Они су уцртани на одговарајућу мапу уз помоћ ауто-карте дате у [118]. Потом је на основу формиране мапе обављена расподела вредности фактора  $F_4$  за сваки од делова терена. Креирана расподела се може видети на Слици 3.16.



Слика 3.16. Приказ вредности фактора  $F_4$  у обрађеној области.

Коначно, након што су сваком обрађеном делу терена приписане вредности претходна четири фактора, требало је прецизирати и да ли је на сваком од тих делова, са аспекта реализације или различитих бирократских ограничења, подизање ветроелектране уопште могуће. Да би се овај корак спровео у дело, прво је било потребно одредити категорије терена на којима постављање ветротурбина не би било могуће. На првом месту, ово су већа насељена места на подручју од интереса за урађену анализу. Конкретно, под већим насељеним местима се овде подразумевају насеља званично класификована као градска. У овој области, оваквих насеља је пет [119]:

- Зрењанин;
- Кикинда;
- Нови Сад;
- Сомбор;
- Суботица.

Други ограничавајући фактор су велике водене површине. У ове површине се убрајају веома широке реке, којих у разматраној области нема, или довољно велика језера, где се граница за довољно велико језеро може поставити тако да се површине језера већих од 4 km<sup>2</sup> искључују из даљег разматрања. У разматраној области постоје два таква језера [120]:

- Палићко језеро;
- Бело језеро.

Наредна категорија подручја на којима није могуће разматрати постављање ветроелектрана нема толико везе са одговарајућим практичним аспектима реализације неког пројеката, колико са правним аспектима. Конкретно, основ за увођење оваквог критеријума је Закон о заштити природе Републике Србије [121]. У овом документу је наведен списак заштићених природних добара. Према дефиницији, у та подручја се могу сврстати све оне регије које имају изражену геолошку, биолошку, екосистемску или предеону разноврсност, као и области значајне као станишта извесних врста птица или других миграторних врста. У њих спадају:

- национални паркови;
- паркови природе;
- строги резервати природе;
- специјални резервати природе;
- споменици природе;
- заштићена станишта;
- предели изузетних одлика.

На овом месту се мора оставити напомена да се, према [121], за сваки од типова заштићених области дефинишу и ограничења у градњи и експлоатацији која важе за тај тип области. Тако су у парковима природе забрањене све привредне делатности, као и друге делатности које би евентуално могле да угрозе његова обележја и вредности. Ипак, за потребе ове дисертације је узето да изградња ветроелектрана није могућа ни у једном од типова заштићених области.

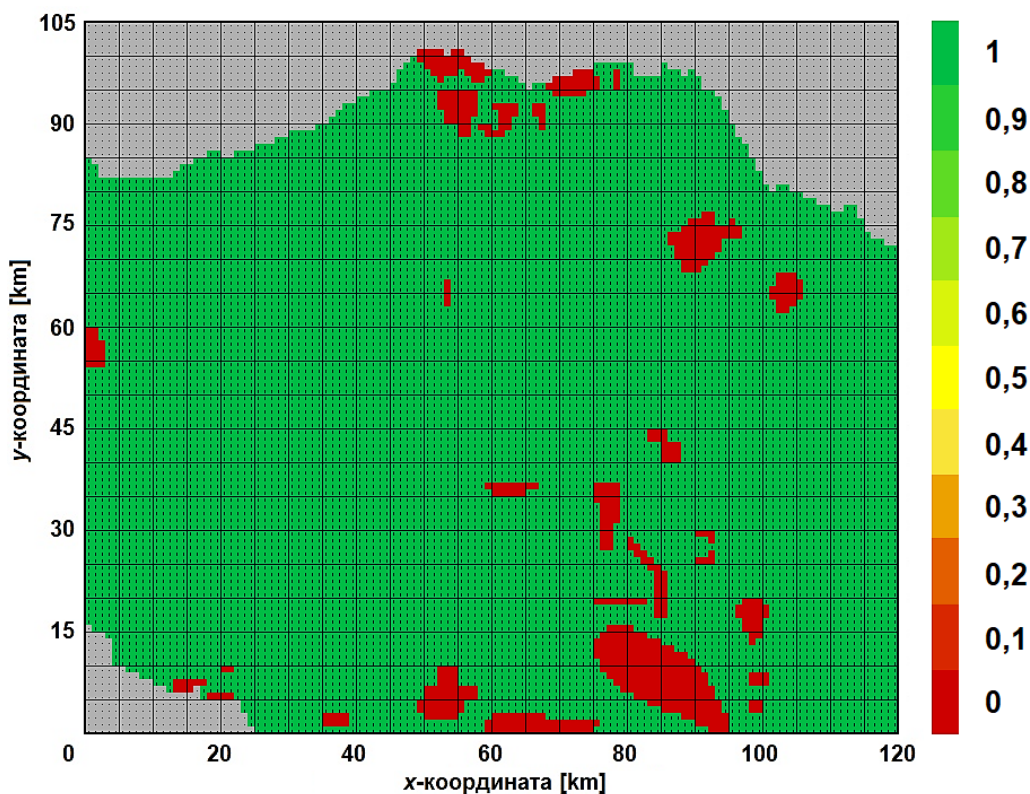
Коришћењем регистара из [122], креирана је листа заштићених природних добара лоцираних у области од интереса. Ова листа је приказана у наставку, при чему је уз сваку набројану ставку наведена и категорија заштићене области којој та ставка припада:

- Суботичка пешчара (предео изузетних одлика);
- Бегечка јама (парк природе);
- Камараш (парк природе);
- Јегричка (парк природе);
- Стара Тиса код Бисерног острва (парк природе);
- Бељанска бара (парк природе);
- Палић (парк природе);
- Русанда (парк природе);
- Тиквара (парк природе);
- Бачкотополске долине (парк природе);
- Карађорђево (специјални резерват природе);
- Слано Копово (специјални резерват природе);
- Лудашко језеро (специјални резерват природе);
- Селевењске пустаре (специјални резерват природе);
- Тителски брег (специјални резерват природе);
- Багремара (специјални резерват природе);
- Окањ бара (специјални резерват природе);
- Пашњаци велике дропље (специјални резерват природе);
- Ковиљско-петроварадински рит (специјални резерват природе);
- Царска бара (специјални резерват природе);
- Ритови доњег Потисја (специјални резерват природе).

Коначно, поред свих ограничавајућих околности набројаних на претходне две странице, мора се нагласити и то да изградња ветроелектрана не би била могућа на теренима са нагибом који је већи од 100%. Међутим, услед карактеристика рељефа посматране области, овај критеријум није сматран релевантним за спроведену анализу. Ипак, уколико би се изложена методологија примењивала на регион другачијих карактеристика, било би потребно водити рачуна и о томе.

Што се тиче самих вредности фактора  $F_5$ , оне се одговарајућим деловима терена приписују по бинарном принципу. Тако се за делове терена чија се површина не преклапа ни са једном од наведених забрањених зона узима износ фактора  $F_5$  једнак јединици. Са друге стране, сваком сегменту терена који испуњава макар неки од елиминационих критеријума са горњег списка одговара вредност овог фактора једнака нули. Коришћењем таквог приступа је, као и за остале факторе, формирана одговарајућа мапа. Ова мапа је приказана на Слици 3.17. Мапа је креирана коришћењем званичних референци представљених у [123].





Слика 3.17. Приказ вредности фактора  $F_5$  у обрађеној области.

Након што се дефинишу делови терена који се неће даље разматрати при процени потенцијала за подизање ветротурбина, прелази се и на дефинисање тежинских чинилаца обележених са  $w$  у изразу (3.7). Као што је већ напоменуто, фактор  $F_5$  нема придружени тежински чинилац због своје природе, односно зато што не учествује директно у процесу сабирања. Подсећања ради, овај фактор има искључиво ограничавајући карактер, па се тако и посматра у овом изразу.

Самим тим, јасно је да је било нужно дефинисати вредности четири тежинска чиниоца помоћу којих је било потребно прецизирати међусобне односе прва четири уважена фактора. Како би се ово урадило, примењена је Сатијева аналитичка хијерархијска метода [124-126]. Та метода представља алат намењен допуштању уважавања међусобних односа различитих релевантних фактора приликом доношења комплексних одлука. Оно што ову методу издваја од других је то што, поред изражавања таквих односа нумеричким путем, допушта и уважавање природе проблема који се решава и искустава оних који тај проблем решавају. Управо се ова могућност уважавања емпиријских аспеката процеса тражења оптималног решења за конкретан проблем и може сматрати једним од највећих адута Сатијеве хијерархијске методе. Илустрацију овакве тврдње је, осим у већ навођеном раду [52], могуће пронаћи и у раду [127], у коме је ова техника искоришћена за рангирање фактора који узрокују шумске пожаре у северним деловима Ирана. Пример за ово се такође може наћи и у раду [128], у коме је Сатијева метода била примењена за креирање распореда искључивања потрошње са електроенергетског система од 14 чворова.

Први корак према спровођењу поступка описаног Сатијевом методом јесте одређивање реда проблема који је њоме потребно решити. Ред проблема одговара броју непознатих тежинских чинилаца које је потребно прорачунати. Како је овде број непознатих чинилаца једнак четири, произилази да је и овај проблем четвртог реда. Након тога је потребно направити квадратну матрицу чији ред одговара димензијама разматраног проблема, дату изразом (3.10).

$$\mathbf{\beta} = \begin{bmatrix} \beta_{11} & \beta_{12} & \beta_{13} & \beta_{14} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} & \beta_{24} \\ \beta_{31} & \beta_{32} & \beta_{33} & \beta_{34} \\ \beta_{41} & \beta_{42} & \beta_{43} & \beta_{44} \end{bmatrix}. \quad (3.10)$$

У матрици  $\mathbf{\beta}$ , индекс неког реда може да се поистовети са редним бројем првог чиниоца који се разматра, док је индекс колоне једнак редном броју другог чиниоца који се у истом кораку посматра. Тако, на пример, елемент матрице лоциран у реду који одговара првом и у колони која одговара другом чиниоцу ( $\beta_{12}$ ) представља релативну важност првог чиниоца приликом доношења одлуке у односу на други чинилац. Како би се овај приступ демонстрорало, сматраће се да први чинилац има индекс  $i$ , док други чинилац има индекс  $j$ . На основу ове претпоставке, елементу  $\beta_{ij}$  матрице  $\mathbf{\beta}$  може бити додељена нека од следећих вредности:

- 5            случај у коме је фактор  $i$  много важнији од фактора  $j$ ;
- 3            случај у коме је фактор  $i$  важнији од фактора  $j$ , али не много;
- 1            случај у коме су фактори  $i$  и  $j$  подједнако важни;
- 1/3          случај у коме је фактор  $i$  мање важан од фактора  $j$ , али не много;
- 1/5          случај у коме је фактор  $i$  много мање важан од фактора  $j$ ;
- 4            } ситуације у којима међусобни однос фактора лежи између
- 2            } граница дефинисаних у претходних пет случајева (примера ради,
- 1/2          } ако је важност фактора  $i$  у односу на фактор  $j$  већа од оне којој
- 1/4          } одговара вредност 3, а мања од оне којој одговара вредност 5, тада
- } се посматраном елементу матрице  $\mathbf{\beta}$  додељује вредност 4).

На овом месту се мора нагласити то да ово одступа од оригиналне Сатијеве технике, зато што оригинална метода као највећи однос важности усваја 9, а као најмањи 1/9. Оправдање за ову одлуку лежи у намери да се четири усвојена фактора рангирају према својој важности, али без дискриминације фактора који не би били највише оцењени. У складу са тиме је опсег могућих вредности елемената матрице из обрасца (3.10) сужен. При попуњавању ове матрице се мора водити рачуна о два ограничења, која су дата изразима (3.11а) и (3.11б).

$$\beta_{ii} = 1, \quad (3.11a)$$

$$\beta_{ij} = \frac{1}{\beta_{ji}} \quad (3.11b)$$

Док је прво од ових ограничења интуитивно јасно, јер неки фактор не може бити ни важнији, ни мање важан од самог себе, друго од њих представља начин за очување конзистентности вредности унетих у матрицу међусобних односа. Помоћу овога се спречава ситуација у којој би се, могућом грешком или превидом аутора, дошло до тога да је, према вредности  $\beta_{ij}$ , фактор  $i$  важнији од фактора  $j$ , док је, по износу  $\beta_{ji}$ , фактор  $j$  битнији од фактора  $i$ . Овакав парадокс би онемогућио решавање разматраног проблема и израчунавање потребних вредности тежинских чинилаца. Одатле је јасна потреба за обраћањем пажње на поштовање ограничења (3.11б).



Потребно је нагласити и да Сатијева хијерархијска метода, уз то што обезбеђује извесну дозу доследности, укључује и додатни начин превентивног уклањања могућих контрадикторности у уносу важности фактора. У складу са тиме, након што се матрица из израза (3.10) дефинише, неопходно је верификовати доследност усвојених вредности. Први корак у овој је рачунање количника конзистентности ове матрице ( $C_{r\beta}$ ). Тај количник је дат изразом (3.12).

$$C_{r\beta} = \frac{C_{i\beta}}{R_{i\beta}}. \quad (3.12)$$

У овом изразу је са  $C_{i\beta}$  обележен индекс конзистентности матрице  $\beta$  који је дат изразом (3.13). У њему  $\lambda_\beta$  представља највећу реалну карактеристичну вредност матрице  $\beta$ , док  $N_\beta$  представља ред ове матрице, односно број разматраних фактора.  $R_{i\beta}$  представља индекс конзистентности насумичне матрице реда идентичног реду матрице  $\beta$ . Вредност овог индекса се, закључно са десетим редом проблема, може пронаћи у [124-125]. Примера ради, за матрицу четвртог реда, овај индекс износи 0,9. Пошто је проблем анализиран у овом поглављу управо четвртог реда, вредност индекса конзистентности од 0,9 је усвојена у наставку поступка.

$$C_{i\beta} = \frac{\lambda_\beta - N_\beta}{N_\beta - 1}. \quad (3.13)$$

Након што се сви тражени индикатори израчунају применом израза (3.12) и (3.13), анализира се добијена вредност количника конзистентности. За случај у коме је овај количник мањи од 0,1, доследност елемената матрице  $\beta$  се сматра задовољавајућом. Са друге стране, уколико се добије да вредност количника конзистентности превазилази граничну вредност, неопходно је приступити евалуацији елемената разматране матрице и њиховим евентуалним изменама.

Када елементи матрице задовоље све услове, може се почети наредни корак процедуре. У овом кораку се прорачунавају тежински чиниоци који одговарају сваком од фактора, уз уважавање респективних релативних важности додељених сваком од њих. Поступак рачунања тежинског чиниоца који би стајао уз фактор  $i$  у изразу (3.7) се може представити помоћу једначине (3.14).

$$w_i = \frac{\sum_{j=1}^{N_\beta} \beta_{ij}}{\sum_{i=1}^{N_\beta} \sum_{j=1}^{N_\beta} \beta_{ij}}. \quad (3.14)$$

Посматрањем овог израза, може се доћи до два закључка. Први од тих закључака је то да сума тежинских чинилаца који се користе у анализи мора бити једнака јединичној вредности. Други закључак је потврда претпоставке према којој би вредност тежинског чиниоца требало да буде сразмерна важности фактора уз који је овај чинилац постављен. Када је ово разјашњено, може се прећи на конкретан проблем и на опис поступка који је искоришћен за формирање матрице  $\beta$ . Овде је потребно објаснити на који начин је један фактор проглашава битнијим или мање битним од другог, те како је на основу тога утврђен степен разлике њихових важности. У ове сврхе је коришћена процедура која је за циљ имала фиксирање важности фактора и превенцију грешака при уносу података. Прва фаза ове процедуре је била подела фактора у довољан број категорија. Ова подела је вршена емпиријском методом, то јест, сходно искуственој процени релевантности одређеног фактора за добијање коначног решења разматраног проблема.

После завршетка поделе фактора, одређена је релативна важност сваке категорије у односу на преостале категорије. Овде су, уместо поновног израчунавања важности за сваки од засебних парова фактора, уважене фиксиране вредности релативних важности валидних за категорије којима су ови фактори припадали. Увођењем овог упрошћења је, без ризика од угрожавања поузданости добијених резултата, број узастопних репетитивних разматрања које би иначе било потребно спровести знатно смањен. Помоћу овога се смањује и могућност појаве превида у овом кораку, што може бити посебно важно када се узме у обзир количина вредности којима се овде барата. У дисертацији је сматрано да је факторе довољно поделити у три категорије:

- прву категорију, односно категорију веома важних фактора (сматрано је да су фактори који припадају овој категорији нешто битнији од фактора из друге категорије, а далеко битнији од фактора из треће категорије);
- другу категорију, односно категорију средње важних фактора (узето је да су фактори из ове категорије нешто битнији од фактора из треће категорије, али нешто мање битни од фактора из прве категорије);
- трећу категорију, односно категорију мање важних фактора (сматрано је да су фактори који припадају трећој категорији нешто мање битни од фактора из друге категорије, а далеко мање битни од фактора из прве категорије).

Према принципима изнетим у радовима [52, 129-130] је за фактор прве категорије проглашен фактор потенцијала ветра ( $F_1$ ), за факторе друге категорије фактори нагиба делова терена и близине електроенергетске инфраструктуре ( $F_2$  и  $F_3$ ), а за фактор последње категорије фактор близине саобраћајница ( $F_4$ ). Оваквим приступом, добијена је следећа форма матрице  $\beta$ :

$$\beta = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 3 & 5 \\ 1/3 & 1 & 1 & 3 \\ 1/3 & 1 & 1 & 3 \\ 1/5 & 1/3 & 1/3 & 1 \end{bmatrix}.$$

Пре коришћења ове матрице у наставку процеса, требало је проверити да ли је помињани услов доследности њених елемената задовољен. Пошто је максимална карактеристична вредност ове матрице једнака 4,035, изразом (3.13) дошло се до индекса конзистентности од 0,012. Након што је овај резултат подељен са 0,9, добило се да је количник конзистентности формиране матрице једнак 0,013. Ово је вишеструко мања вредност од горње прихватљиве границе од 0,1. Самим тим је потврђено да су елементи ове матрице конзистентни, тако да је сматрано да се овако формирана матрица може користити у наставку предложене процедуре.

Као што је напоменуто, наредни корак представља одређивање тежинског чиниоца уз помоћ ког се карактерише сваки од дефинисаних фактора. То се ради применом израза (3.14). Износи тежинских чинилаца који су коришћени за анализе у овој дисертацији дати су у наставку:

$$w_1 = 0,489,$$

$$w_2 = w_3 = 0,217,$$

$$w_4 = 0,077.$$

На самом крају, добијене вредности тежинских чинилаца су уврштене у израз (3.7). Овиме је добијен израз (3.15), у коме једине променљиве представљају вредности самих фактора.

$$F_{pot} = F_5 \cdot (0,489 \cdot F_1 + 0,217 \cdot F_2 + 0,217 \cdot F_3 + 0,077 \cdot F_4). \quad (3.15)$$

Услед једнакости тежинских чинилаца другог и трећег фактора, овај израз се додатно може упростити. Коначан облик израза коришћеног у анализи потенцијала за градњу ветротурбина којим располаже сваки део терена на које је подељен предметни регион дат је изразом (3.16).

$$F_{pot} = F_5 \cdot (0,489 \cdot F_1 + 0,217 \cdot (F_2 + F_3) + 0,077 \cdot F_4). \quad (3.16)$$

Да би се примена овог обрасца илустровала пре него што се настави са описом спроведеног поступка, насумично је одабран један део терена који припада подручју од интереса. Након тога је за тај део терена израчунат индикатор потенцијала за градњу турбина. Као показни пример је коришћен део терена који се, по мапи датој на Слици 3.2, налази 100 km источно и 30 km северно од координатног почетка. Као што је већ и напоменуто, први корак прорачуна потенцијала овог дела терена је представљало дефинисање износа сваког од пет релевантних фактора валидних за њега. Вредности релевантних фактора за одабрани сегмент су:

$$F_{1(100,30)} = 0,75,$$

$$F_{2(100,30)} = 1,$$

$$F_{3(100,30)} = 1,$$

$$F_{4(100,30)} = 0,7,$$

$$F_{5(100,30)} = 1.$$

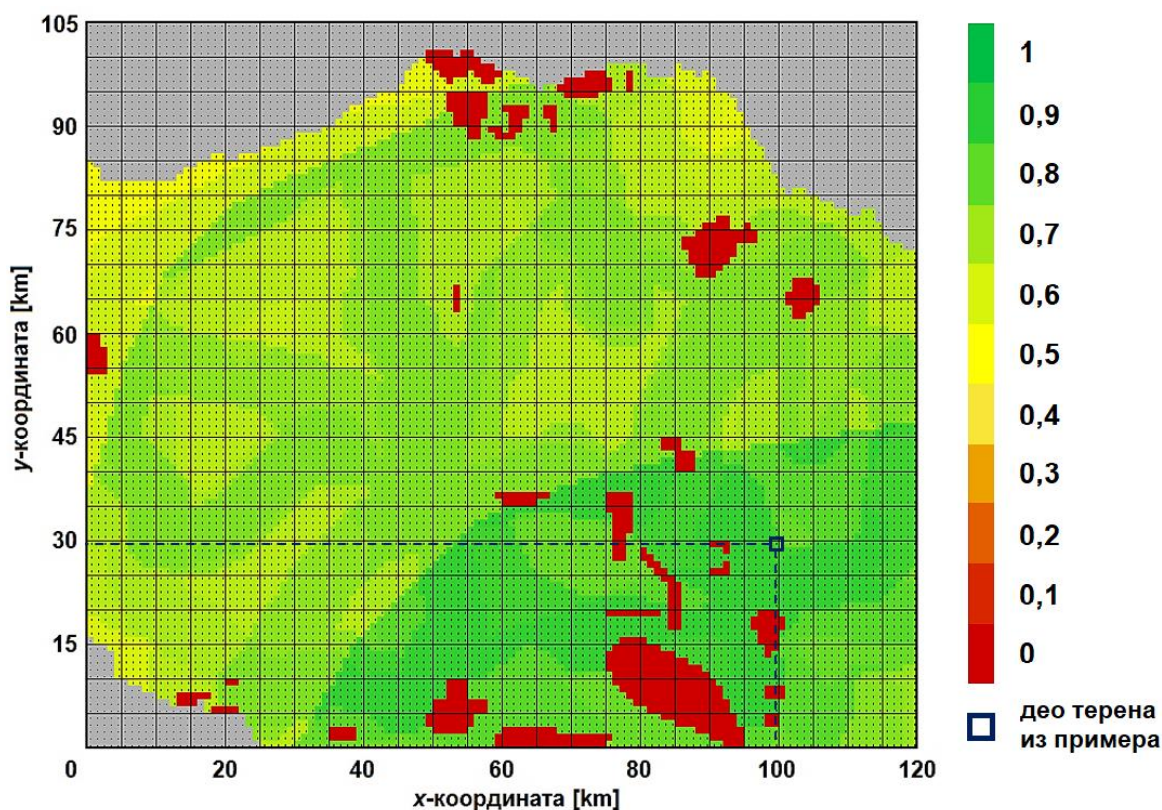
Уврштавањем ових вредности фактора у израз (3.16), долази се до коначног износа индикатора потенцијала за одабрани сегмент терена. Спроведени кораци су дати у наставку:

$$F_{pot(100,30)} = 1 \cdot (0,489 \cdot 0,75 + 0,217 \cdot (1 + 1) + 0,077 \cdot 0,7),$$

$$F_{pot(100,30)} = 0,367 + 0,434 + 0,054,$$

$$F_{pot(100,30)} = 0,855.$$

Ако би се сада узело у обзир и то да је максимална могућа вредност овог показатеља за било који део терена једнака јединичној, могло би се закључити да је потенцијал којим одабрани сегмент располаже доста велики. То би додатно дошло до изражаја ако би се посматрала карта са Слике 3.11, на основу које се може доћи до закључка да ниједан део терена у анализираној области нема највећи предвиђени износ првог изабраног фактора. Ово значи и да ниједан од њих не може имати јединичну вредност коначног скорa. Овакав закључак је додатно потврђен понављањем идентичног поступка за сваки део терена у предметној регији. Таквим поступком је добијена мапа која је дата на Слици 3.18. На њој је испрекиданим линијама и тамноплавим квадратом назначен део терена који је до детаља анализиран у претходним пасусима текста.



Слика 3.18. Приказ потенцијала за подизање ветротурбина у обрађеној области.

Након пажљивијег посматрања ове слике је могуће доћи до следећих закључака:

- методологијом која је предложена у дисертацији је успешно извршено одстрањивање свих делова терена на којима не би била могућа градња, на шта указује и тамноцрвена боја којом су овакви делови терена означени на горњој мапи;
- уз изузетак зона недоступних за изградњу ветротурбина, индикатор  $F_{pot}$  одговарајућих делова терена се у великој мери подудара са фактором  $F_1$  за сваки од тих делова терена, што је жељени ефекат до кога се дошло расподелом тежинских чинилаца;
- поред тога, предложена техника је недискриминаторно уважила и преостале одабране факторе, што је видљиво на већим деловима терена са истом вредношћу доминантног фактора, где се због преосталих фактора јављају разлике у индикатору потенцијала;
- применом предложене методе се дошло до тога да, у северном делу Војводине, највећи потенцијал за изградњу ветроелектрана има регион Средњег Баната, као и зона између Новог Сада и Србобрана.

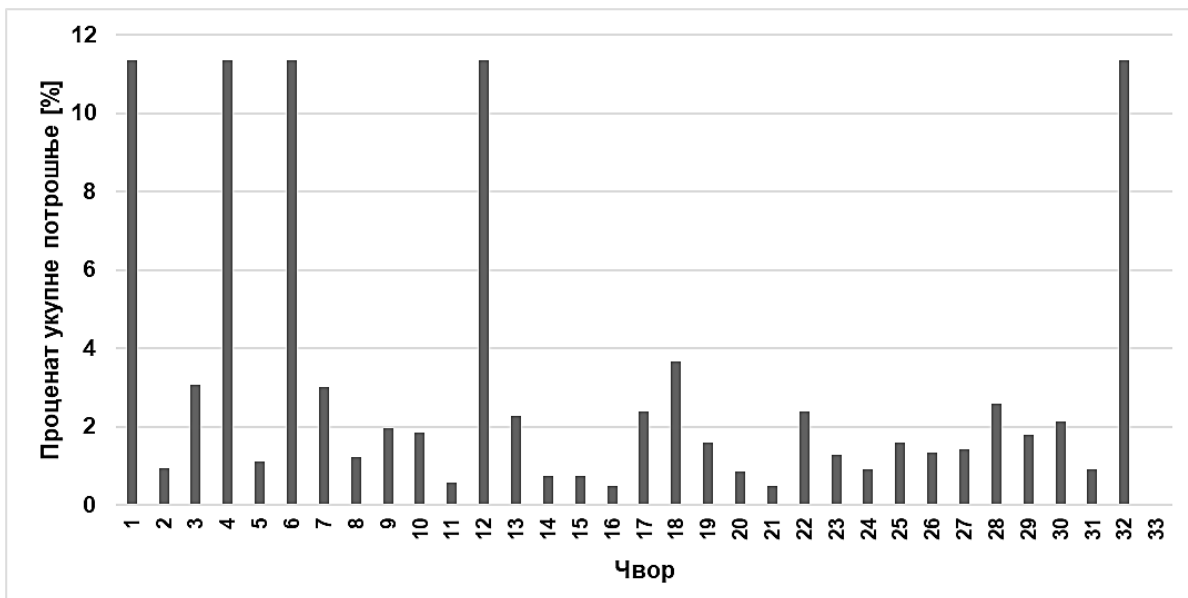
Овиме је закључен поступак који представља предуслов за наставак разматрања могућности дугорочног развоја дела преносне мреже у одабраној области. Притом би се могло поставити питање на који су начин добијени резултати примењени у наставку спроведеног поступка. Та процедура укључује процену броја електрана које би се могле прикључити на посматрани део преносне мреже на основу њихове укупне инсталисане снаге, добијене у Потпоглављу 3.2, и њихове географске расподеле. Географска расподела ових капацитета је извршена употребом потенцијала естимираних методом која је описана у овом потпоглављу. Читава процедура за дугорочно планирање развоја преносне мреже је детаљно објашњена у наредном потпоглављу.

### 3.4. Опис методологије за дугорочни развој

У складу са уводом начињеним на крају претходног потпоглавља, овде ће бити појашњени сви кораци неопходни за прелазак од доступних улазних података до готових резултата из којих се могу извући закључци. За почетак, потребно је дефинисати временски хоризонт на коме ће се вршити анализе неопходне за илустрацију развијене методе за дугорочни развој мреже. Ту се мора уважити сама природа дугорочног развоја, односно то што се он односи искључиво на период који следи након почетних десет година од тренутка у коме се планирање обавља. На основу тога, донета је одлука да се за потребе прорачуна у овој дисертацији као одговарајући временски хоризонт усвоји 2034. година. Самим тим, планирање се обавља једанаест година унапред. Осим тога што задовољава горенаведени услов дугорочног развоја, ова година такође нуди погодност доступности података у вези са снагом потрошње и производње у предметном делу преносне мреже. Сходно томе, сматрана је погодном за демонстрацију развијене методе.

Следећи корак предметног поступка је прецизирање радног режима посматраног дела мреже који би могао да се разматра. Овај режим истовремено мора да буде довољно критичан да се у њему могу приметити евентуалне потешкоће које би могле настати у пракси, али и довољно типичан да се може прогласити за нешто више од обичног теоретисања. Као такав, издвојен је режим зимске максималне потрошње, односно режим зимског максимума. Оправдање за такву одлуку лежи у томе што се тај режим често узима као критичан са аспекта планирања развоја система. Наиме, врло велика потрошња у овом режиму доводи и до повећања токова енергије преко високонапонских водова, што повлачи и могућност њиховог преоптерећења. Уз то, још један фактор који је утицао на то да се баш овај режим одабере за обављање прорачуна је то што се овде посматра могућност интеграције ветроелектрана у систем. Према томе, логично је било да избор радног режима буде спроведен тако да се као његов резултат добије режим у коме ветроелектране раде што већом снагом. Како би то, по Слици 2.6, подразумевало и веће брзине ветра, било је логично одабрати период у години у коме ветар дува што јаче. Пошто се у региону Војводине, судећи по табелама из [131], брзина ветра повећава у зимским месецима, ово је послужило као још један аргумент у корист одабира радног режима зимског максимума.

Избор пресечне године је, уз усвојени радни режим, омогућио и одређивање снаге потрошње у посматраној регији коју је било потребно напојити електричном енергијом. Притом је, услед одабира радног режима зимског максимума, жељену снагу било могуће директно прочитати са дијаграма на Слици 3.4. Претпоставља се да ће ова снага за 2034. годину износити 1887 MW. Након тога, било је потребно поставити питање расподеле ове снаге потрошње по чворовима у анализираном делу преносне мреже. У том кораку је вођено рачуна о томе да би неправилна расподела потрошње умногоме изменила токове снага и утицала на препоруке за даљи развој предметног дела мреже. Да би се такви ефекти превентивно санирали, прибављени су подаци о максималним снагама потрошње забележеним у трансформаторским станицама 110/q kV у овом делу мреже, где је са q обележен напонски ниво нижи од 110 kV. Уз то, у разматрање су уврштене и очекиване снаге потрошњи нових трансформаторских станица на овом подручју. Односи снага потрошње постојећих постројења који су забележени у претходном периоду су, уз уважавање будућих постројења, искоришћени за добијање односа потрошњи у чворовима. Изузетак од тога су трансформаторске станице X/110 kV. Њихова снага потрошње је вештачки повећана како би се симулирала могућност токова енергије са 110 kV нивоа на више напонске нивое. Процентуални удели сваког чвора у укупној потрошњи су приказани на Слици 3.19.



Слика 3.19. Расподела снаге потрошње посматраног региона по чворовима.

Након што је расподела потрошње електричне енергије по сваком од чворова у разматраном делу мреже усвојена, располагало се готово свим информацијама које су потребне за креирање одговарајућег модела за обављање прорачуна. Изузетак је представљала географска расподела производње, односно инсталисане снаге ветроелектрана прикључених у овом делу мреже. У ове сврхе су искоришћени резултати анализа представљених у Потпоглављу 3.2. По њима се у области од интереса за анализу до 2034. године може очекивати укупна снага ветроелектрана прикључених на мрежу напона 110 kV од 424 MW. Од тога је 235 MW обухваћено постојећим захтевима за прикључење. Ови резултати су укрштени са проценама локација које су описане у Потпоглављу 3.3. По тим проценама је област Средњег Баната, у близини Зрењанина, регија на коју би се инвеститори у ветроелектране могли фокусирати у наредним годинама. Јасно је да је за ветроелектране укључене у постојеће захтеве за прикључење било сувишно обављати естимације локација. Наиме, њихове локације су раније дефинисане кроз одговарајуће захтеве који су достављени оператору система при отпочињању процеса прикључења. Сходно [105], у капацитете обухваћене постојећим захтевима спадају три ветроелектране. Инсталисане снаге тих електрана и начин на који ће исте бити прикључене на систем су дате у наредној листи:

- ВЕ Башаид, инсталисане снаге од 85 MW, која ће се на преносни систем прикључити по принципу „улаз-излаз” на 110 kV далековод између ТС Кикинда 2 и ТС Нова Црња (у моделу на коме су рађени прорачуни, прикључена је директно на чвор 33, убачен у модел како би се овај начин прикључења симулирао на адекватан начин);
- ВЕ Торак, инсталисане снаге од 120 MW, која би се на преносни систем прикључила преко двосистемског далековода ка 110 kV постројењу у постојећој ТС Сомбор 3 (за потребе анализа које су описане у овој дисертацији, ова ветроелектрана је прикључена на чвор 32, без додавања поменутог двосистемског далековода);
- ВЕ Блок Винд 1, инсталисане снаге од 30 MW (у првој фази), чија Студија прикључења на преносни систем није била готова у тренутку израде ове дисертације [105]; међутим, у [105] је иницијално предложено радијално прикључење 110 kV далеководом директно на ТС Зрењанин 2 (у складу са овим разматрањем, у моделу коришћеном за потребе ове дисертације је електрана снаге од 30 MW прикључена на чвор број 12).

Након одузимања снаге ових електрана од укупне очекиване снаге ветроелектрана у регији за коју се анализа вршила, остало је још 189 MW инсталисане снаге електрана чије је локације требало претпоставити. За то је било потребно одредити две вредности: површину земљишта која би била неопходна за подизање ветропаркова наведене снаге и број ветропаркова, у складу са којим би се могли сагледати евентуални начини њихових прикључења. Како би се дошло до првог од два податка, обављено је истраживање просечне инсталисане снаге ветроелектране која би се могла очекивати на јединичној површини земљишта (овде је усвојена површина од 1 km<sup>2</sup>). Судећи по [132] и спроведеним испитивањима [133-137], снага ветроелектрана које би могле да се подигну на површини од 1 km<sup>2</sup> зависи од већег броја фактора. У те факторе спадају како карактеристике терена на коме се те ветроелектране подижу, тако и техничка ограничења ветротурбина помоћу којих је истраживање рађено. Ипак, може се приметити да све приказане вредности, уз неколико екстремних изузетака, леже у опсегу од 3 до 10 MW инсталисане снаге ветроелектрана по површини земљишта од 1 km<sup>2</sup>. Како је за потребе анализа које су изложене у овој дисертацији критичнијим случајем сматрана ситуација у којој је за подизање електрана потребна што већа површина, узета је вредност од 3 MW/km<sup>2</sup>. Из овога се дељењем долази до тога да је за вредност инсталисане снаге ветроелектрана једнаку 189 MW потребно обезбедити простор од 63 km<sup>2</sup>. Пошто је, са тачке гледишта планирања система, ситуација лошија ако је капацитет груписан на малом подручју, извршена је провера да ли би овај простор могао да се пронађе у области Средњег Баната. Коришћењем мапе дате на Слици 3.18 је утврђено да би се овај простор могао обезбедити без већих потешкоћа. Чак и уколико би се у разматрање узеле и ветроелектране Башаид и Блок Винд 1, лоциране у истом региону, ово би довело до повећања потребне површине за око 39 km<sup>2</sup>. Ово такође не би изазвало потешкоће везане за проналажење доступног простора. У складу са тиме, у урађеним анализама је сматрано да је свих 189 MW производње из нових ветроелектрана груписано управо у Средњем Банату. На мапи са Слике 3.2, ова област лежи северно од Зрењанина и чвора обележеног бројем 12.

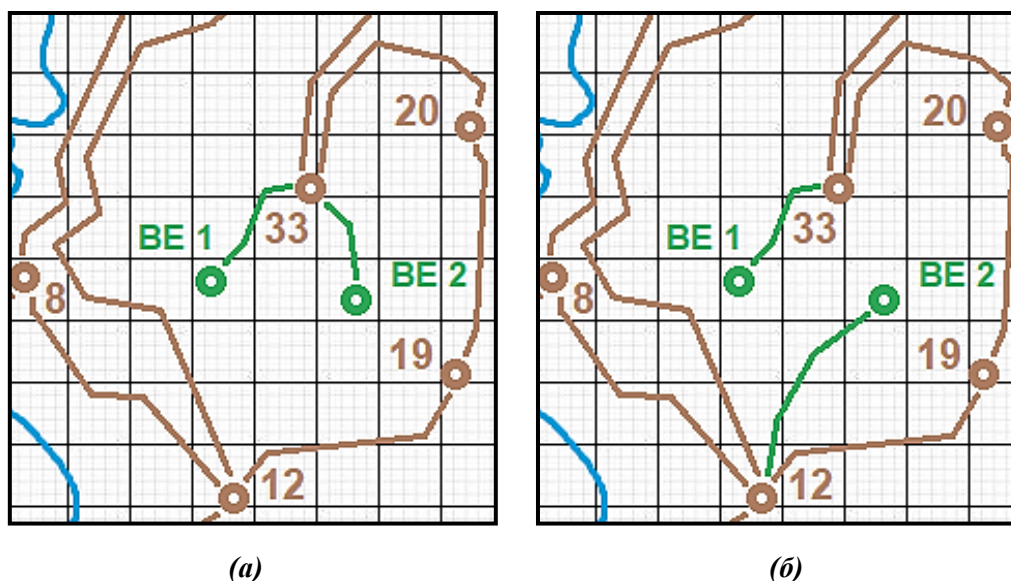
Поред овога, било је потребно одредити и број електрана које ће збирно давати жељену снагу од 189 MW. Овде је било неопходно увести и реалистичне претпоставке о снагама електрана које би биле прикључене на 110 kV мрежу. Како је дефинисање начина прикључења директна надлежност оператора преносног система, јасно је да би подношење захтева за прикључење ветроелектране снаге од готово 200 MW довело до прикључења или на 220 kV, или на 400 kV мрежу. Са друге стране, ако би та снага била подељена на већи број захтева, прикључење ових електрана би било изводљиво и на 110 kV напонском нивоу. Ово је усклађено са потребама анализа израђених у склопу дисертације. Наравно, уколико би се снага поделила на превелики број индивидуалних ветроелектрана, дошло би се до ситуације у којој такве снаге више нису довољне за прикључење на преносни систем, већ би се прикључење вршило на дистрибутивни систем. Како би се избегле обе наведене нежељене опције, узете су снаге свих ветроелектрана чије је прикључење, према [105], предвиђено на 110 kV напонском нивоу. Након тога је било могуће израчунати њихову просечну инсталисану снагу. У разматрање нису биле укључене електране чији начини прикључења нису били одређени у усвојеним Студијама прикључења објеката на преносни систем. Ово је у оптицају оставило укупно једанаест ветроелектрана, збирне инсталисане снаге од 950 MW. Потребно је нагласити да су ту уважене све електране које су одговарале горенаведеном опису, без обзира на то да ли се њихова локација поклапала са издвојеним делом Војводине или не. Оправдање за ово лежи у томе што поента није била у локацији, већ у понашању оператора преносног система при дефинисању начина прикључења. Дељењем снаге од 950 MW са 11 се дошло до просечне снаге ветроелектране од 86,36 MW.



Дељењем укупне инсталисане снаге од 189 MW добијеном просечном снагом, одређено је да би најбоље било предвидети 2,18 нових електрана у посматраној регији. То би, из практичних разлога, било немогуће. Сходно томе је овај резултат било потребно заокружити на целобројни износ. Одавде је јасно да би снага од 189 MW, уз усвајање упрошћења према коме би електране на које се она дели имале исту снагу, могла да буде подељена на две или на три појединачне ветроелектране. Притом би свака од ових електрана у првом случају имала инсталисану снагу од 94,5 MW, док би та снага у другом случају износила 63 MW. Поштујући раније установљени критеријум по коме се, од две могућности, као релевантнија за процес дугорочног планирања преносне мреже одабира критичнија, усвојена је претпоставка да је снага од 189 MW подељена на две електране. Овиме је оператору система на који би ове ветроелектране биле прикључене остављено мање флексибилности у вези са одређивањем начина прикључења, него што би то био случај ако се на мрежу прикључују три појединачне ветроелектране мањих снага. Овакав случај није немогућ са практичне стране, зато што снаге ветроелектрана и број захтева који ће бити достављени оператору система зависе само од воље инвеститора да улажу у те објекте.

Коначно, било је потребно дефинисати начин на који би се свака од електрана прикључила на део преносне мреже приказан на Слици 3.2. Начин прикључења је био дефинисан у складу са географском позицијом ових ветропаркова и чворова. Додатно је усвојена и претпоставка по којој се свака електрана прикључује искључиво радијално, на неко од постојећих постројења 110 kV нивоа. Иако ово није најпрецизнији принцип, сматрано је да се апроксимација којом би се и прикључење по систему „улаз-излаз” могло поистоветити са радијалним прикључењем на најближе постројење у мрежи довољно поуздана са тачке гледишта дугорочног планирања. Тако су добијена два случаја која су описана у наставку текста и илустрована на Слици 3.20:

- Случај 1 – оператор система, из било ког техничког или другог практичног разлога, није имао могућност да раздвоји прикључке посматраних ветроелектрана, већ су оне морале да буду прикључене у исти чвор, за шта је одабран чвор 33 (Слика 3.20(а));
- Случај 2 – оператор система је имао могућност да разматра прикључење ових електрана у различите чворове, чиме је остављена могућност да се оптерећење мреже смањи, тако да је једна електрана прикључена у чвор 33, а друга електрана у чвор 12 (Слика 3.20(б)).



Слика 3.20. Случајеви 1 (а) и 2 (б) за потребе дугорочног развоја система.



Након што су прецизирани случајеви на којима ће се поступак дугорочног планирања развоја вршити, потребно је појаснити и параметре на основу којих је рађен поступак оптимизације. Наиме, према општепознатој дефиницији оптимизације и проблема који се решавају уз помоћ различитих оптимизационих метода, основни елемент који се може узети за заједнички свим проблемима тог типа је критеријумска функција према којој се неко од решења проглашава за оптимално. Поред тога, потребно је дефинисати и скуп једначина и неједначина преко којих су утврђени односи између променљивих и константи у проблему, као и скуп ограничења. Та ограничења могу спадати у ограничења типа једнакости или у ограничења типа неједнакости. Самим тим, јасно је да се сваки од ових параметара мора дефинисати и за проблем дугорочног планирања преносне мреже који ће се решавати уз помоћ оптимизационог поступка.

У складу са тиме, прво је било потребно одредити критеријумску функцију на основу које ће неко од потенцијалних решења бити проглашено оптималним. У овом случају је за то изабрано постизање највеће вредности пласмана електричне енергије из ветроелектрана прикључених на део преносне мреже који је посматран у оквиру анализе. Наравно, на овом месту би се могла покренути дебата о томе да ли би се овај критеријум могао поставити на другачији начин, тако да што више одговори на потребе оператора преносног система. Тада би функција могла бити редукација губитака активне енергије у мрежи или растерећење неког правца за пренос енергије који је примећен као потенцијално критичан и подложен преоптерећењима под одговарајућим околностима. Ипак, за потребе прорачуна спроведених у овој дисертацији узето је да, упркос заснованости оваквих аргумената у практичним искуствима, планирање развоја система на дугорочним хоризонтима не би требало да се одвија према оперативним ограничењима. Како би се тако нешто избегло, пред систем се могу поставити циљеви које треба постићи, да би се потом утврдили кораци које би било неопходно спровести да би се до оваквих циљева дошло. Притом се сматра да ће набројане оперативне потешкоће бити решене планирањем на краћим временским хоризонтима, попут краткорочног или средњорочног. Овакав принцип је заснован на истим идејама као и два од три сценарија за дугорочни развој система на нивоу Европе [47]. По таквим сценаријима су пројекти оператора преносних система процењивани искључиво на основу усклађености са циљевима Европске уније по питању зелене транзиције. Сходно томе, критеријумска функција која је коришћена у овом поглављу дата је изразом (3.17).

$$\max(P_{VE}) = \max(P_{VES1} + P_{VES2} + P_{VES3} + P_{VEN1} + P_{VEN2}). \quad (3.17)$$

У овом изразу је:

- $P_{VE}$  – укупна снага производње свих ветроелектрана у посматраној регији прикључених на 110 kV напонски ниво у одговарајућем радном режиму за 2034. годину;
- $P_{VES1}, P_{VES2}, P_{VES3}$  – снаге производњи три ветроелектране чије се прикључење планира у одабраном региону, према подацима датим у [105];
- $P_{VEN1}, P_{VEN2}$  – снаге производњи две фиктивне ветроелектране, инсталисаних снага и локација изложених у претходном делу дисертације, при чему начин прикључења ових нових јединица зависи од случаја који се разматра при конкретном прорачуну.

Сви подаци који се користе у овом оптимизационом поступку се могу поделити на оне који се односе на стварне објекте чије је присуство предвиђено на основу доступних информација и на оне који се односе на фиктивне објекте, засноване на извршеним разматрањима.

У складу са претходно наведеним чиниоцима оптимизационог проблема, након прецизирања критеријумске функције, потребно је одредити и релације које владају између променљивих и ограничења која решења морају задовољити. Релације и ограничења коришћена за потребе ове дисертације ће бити појашњена на наредним страницама. Свако од потенцијалних решења које је анализирано подразумева изградњу једног новог далековода 110 kV између два постојећа чвора. Како би се нови елемент обухваћен решењем на адекватан начин уклопио у мрежу, било је потребно располагати и његовим параметрима. Сагласно тенденцијама које се могу уочити у [105], за то су усвојени параметри типичног далековода AlCe 240/40 mm<sup>2</sup> (алуминијумски проводник попречног пресека 240 mm<sup>2</sup>, ојачан челичним носачем попречног пресека 40 mm<sup>2</sup>). Ова претпоставка је базирана на томе што се пројекти Акционарског друштва „Електромрежа Србије” који укључују изградњу нових далековода 110 kV највећим делом уклапају у тај опис.

Сама критеријумска функција се рачуна тако што се на моделу формираном за радни режим зимског максимума 2034. године спроведе прорачун оптималних токова снага. Тај поступак је заснован на редукцији укупних трошкова генерисања електричне енергије у обухваћеном делу мреже. У прорачунима је сматрано да је производња електричне енергије у ветроелектранама вишеструко јефтинија од производње енергије у другим типовима извора. Овиме је осигурана максимална снага производње у ветроелектранама, без нарушавања системских ограничења. Ова ограничења су се у највећој мери односила на оптерећења различитих елемената мреже.

Што се тиче самог начина на који је овај прорачун рађен, треба поћи од тога да је сматрано да довољну прецизност и максималну ефикасност процеса обезбеђује DC прорачун токова снага. Иако се мора признати да коришћење ове методе рачунања токова снага по гранама повлачи и одговарајуће апроксимације, треба нагласити и да се ова метода сматра веома једноставном, прилагодљивом и робусном, те да се често користи за техно-економске анализе система. Поред тога, примењује се и за одлуке везане за ангажовање електрана у реалном времену [138]. Ово је послужило као оправдање за усвајање ове методе прорачуна. Евентуалне непрецизности до којих коришћење ове методе може довести су сматране допустивим. Такво резонување постаје још јасније ако се уважи и то да су ови прорачуни рађени за потребе дугорочног планирања развоја мреже, што је поступак који превасходно има индикативни карактер.

Како би се пружио потпуни увид у димензије начињених упрошћења, биће наведене основне карактеристике које одликују DC прорачун токова снага у систему:

- сматра се да су токови активних снага преко далековода у систему вишеструко већи од токова реактивних снага, те да се токови реактивних снага могу занемарити;
- сматра се да је реактанса високонапонских водова и трансформатора вишеструко већа од њихове отпорности, те да се њихова отпорност може занемарити;
- сматра се да су фазни помераји напона између различитих чворова у посматраном систему веома мали;
- сходно томе што се занемарују токови реактивних снага, сматра се да су падови напона између различитих чворова у систему веома мали, те се узима да је вредност напона у свим чворовима идентична и једнака једној релативној јединици.

Основу за вршење DC прорачуна токова снага представља израз (3.18), у коме је са  $N_{cv}$  означен укупан број чворова у мрежи, док се  $i$  и  $k$  односи на идентификаторе чворова у њој.

$$P_i = \sum_{k=1}^{N_{cv}} B_{ik} \cdot (\delta_i - \delta_k). \quad (3.18)$$

Поред тога, са  $P_i$  је обележена сума активних снага које се стичу у чвору  $i$ , са  $B_{ik}$  сусцептансе еквивалентних грана између чворова  $i$  и  $k$ , а са  $\delta_i$  и  $\delta_k$  фазни ставови напона у овим чворовима. Ово је израз који се добија након што се уваже све претпоставке наведене у претходној листи, попут оне према којој су фазни помераји ставова напона веома мали, што последично доводи до тога да се проводности грана у посматраном делу преносне мреже не узимају у разматрање.

Коришћење прорачуна оптималних токова снага намеће и системска ограничења која не смеју бити нарушена. У овом случају, под тим ограничењима се подразумевају термичка ограничења водова и максималне снаге производње генераторских јединица. Уколико се са  $I_{ik}$  обележи ток струје кроз далековод између чворова  $i$  и  $k$ , а са  $P_{g,i}$  снага генерисања у чвору  $i$ , долази се до израза (3.19а) и (3.19б), који уједно представљају и ограничења овог оптимизационог процеса.

$$I_{ik} \leq I_{ikMAX}, I_{ki} \leq I_{kiMAX}, \quad (3.19a)$$

$$P_{g,iMIN} \leq P_{g,i} \leq P_{g,iMAX}. \quad (3.19b)$$

Као што се може видети, прво од ова два ограничења је дефинисано у оба смера тока снаге по воду, што и јесте логично, пошто вод не сме бити преоптерећен без обзира на смер тока снаге. Поред тога што је избор DC прорачуна токова снага начињен да би се допринело ефикасности поступка без недопустивог угрожавања поузданости његових резултата, такође је довео и до тога да проблем који треба решити постане линеаран. Сходно томе, за решавање проблема је одабрана позната техника мешовитог целобројног линеарног програмирања (енг. *MILP*). Та метода је сматрана одговарајућом за примену на овом случају због погодности које нуди, као што су брза конвергенција и поуздано налажење глобалног оптимума проблема [139].

Како би се овако дефинисан проблем могао решити на одговарајући начин, било је неопходно наћи софтверски алат који подржава решавање оптимизационих задатака уз помоћ мешовитог целобројног линеарног програмирања. За ове потребе је овде одабран програмски пакет GAMS (енг. *General Algebraic Modeling System*). Овај алат пружа велики број опција за решавање како уопштених проблема, тако и конкретних проблема из домена енергетике [140]. Тај софтверски пакет садржи предефинисане функције за решавање оптимизационих проблема овом методом. У овом софтверу је зато довољно поставити проблем и прецизирати да га је потребно решити помоћу мешовитог целобројног линеарног програмирања, док све остало раде предефинисане функције GAMS пакета. Код помоћу кога је разматрани проблем постављен у GAMS пакету је приказан у Прилогу 2 ове дисертације, уз краће објашњење начина његовог функционисања.

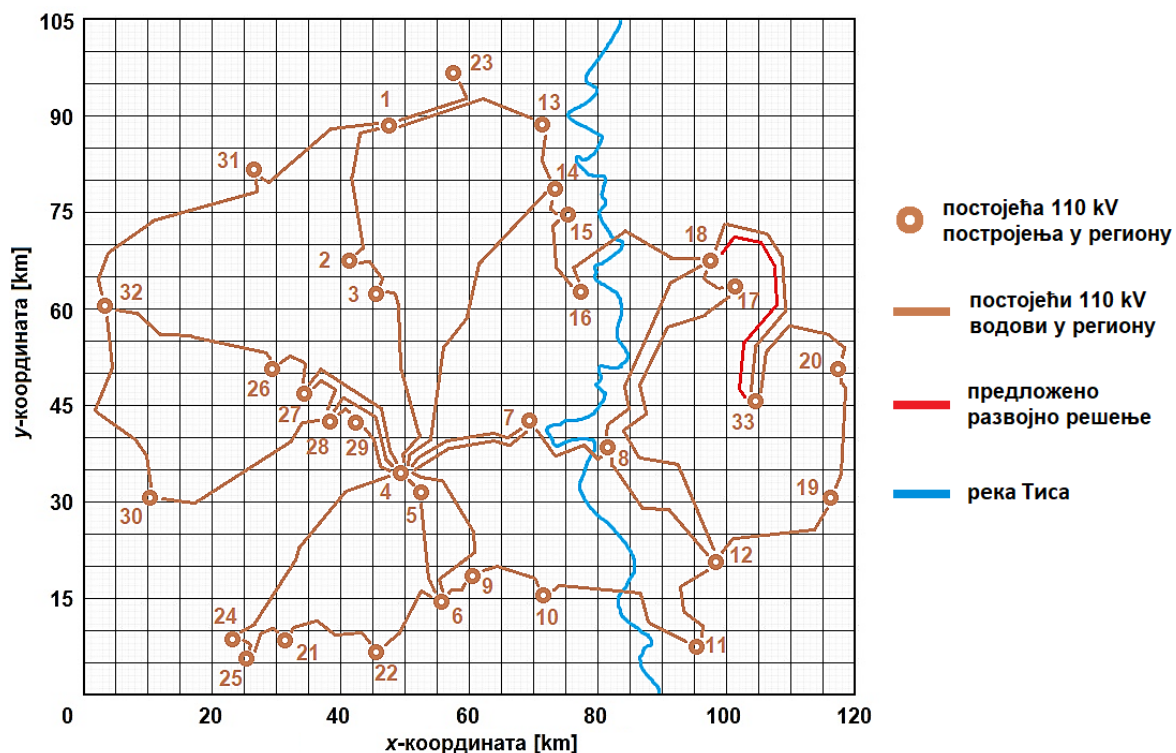
На самом крају овог потпоглавља, треба истаћи и неколико карактеристика рачунара на коме су прорачуни рађени. Ово је потребно зато што перформансе овог уређаја могу у великој мери утицати на време које се утроши по једном спроведеном прорачуну и на ефикасност читавог оптимизационог процеса. Карактеристике рачунара коришћеног за прорачуне су:

- процесор: Intel(R) Core(TM) i7-7500U;
- рам-меморија: 8 GB SSD.

### 3.5. Приказ резултата поступка дугорочног развоја

Након што је објашњена процедура која је искоришћена за вршење жељених прорачуна, може се прећи на дефинисање начина на који ће бити представљени резултати урађених анализа, а потом и на презентацију тих резултата. Резултати ће бити приказани у две форме (нумеричкој и графичкој). Нумеричка форма ће бити заснована на рачунању разлике у снази производње енергије у посматраним ветроелектранама у случајевима када је оптимално ојачање система у погону и када предложеног ојачања нема. С друге стране, графичко представљање сугерисаног пројекта укључује модификацију мапе која је приказана на Слици 3.2, тако да ће на измењеној мапи бити приказан и предложени пројекат. Овиме се обезбеђује једноставнији увид у то који би правци за пренос енергије могли бити високо оптерећени у ситуацији у којој предложеног вода не би било. Такође се пружа могућност увиђања повезаности предложеног новог вода са облашћу која је означена као најпогоднија за развој ветроенергетике у наредном периоду.

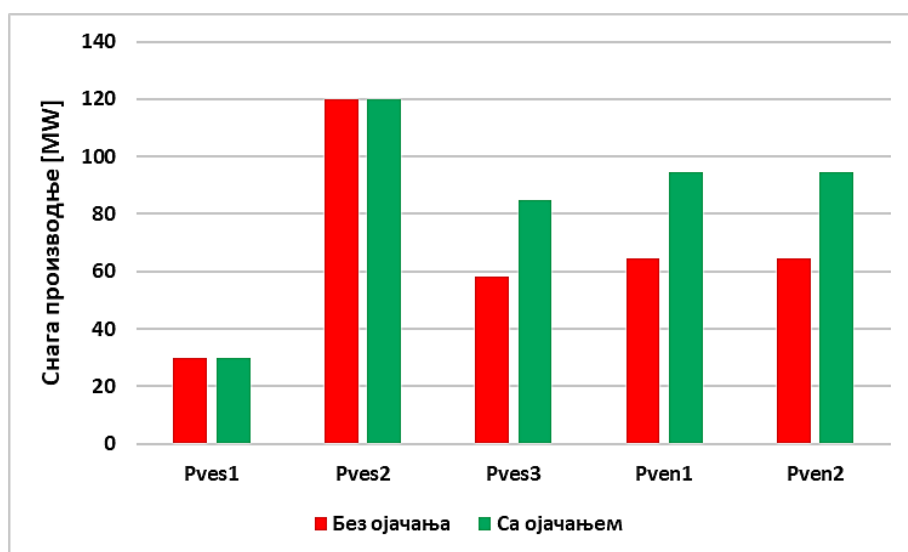
Подсећања ради, први анализирани случај подразумевао је ситуацију у којој су обе фиктивне електране, креиране у складу са резултатима урађене анализе потенцијала, биле прикључене радијално на чвор 33. Овде је потребно напоменути да, иако се овакав случај може учинити нереалним, зато што начин прикључења електране дефинише оператор система, ова анализа може служити баш оператору као оправдање за избегавање разматраног начина прикључења. Сходно томе, анализа може бити посматрана и као подлога за што лакше одређивање начина прикључења који би пружио могућност евакуације енергије из ветроелектрана без угрожавања прилика у мрежи. За овај случај, предложеном методом је утврђено да би се оптимално ојачање система огледало у додавању далековода између чворова 18 и 33. Тај далековод је представљен црвеном линијом на Слици 3.21. Као што се може видети, предложени далековод представља нови правац за пласман енергије од чвора на који су радијално прикључене две нове електране (уз раније постојећу ВЕ Башаид) према остатку преносне мреже у региону од интереса.



Слика 3.21. Приказ предложеног ојачања за први случај – дугорочно планирање.

Да би се боље могао разумети ефекат додавања предложеног далековода у мрежу, потребно је размотрити нумеричке износе снага производње ветроелектрана у посматраном делу мреже. Подсећања ради, ове вредности су усвојене као критеријумска функција према којој су могућа решења рангирана. Овде би требало напоменути да би без било каквих ојачања, односно нових пројеката, ветроелектране у посматраном региону могле да раде укупном снагом од 337,6 MW. Ова снага ангажовања, у радном режиму зимског максимума, гарантује избегавање проблема у вези са преоптерећењима далековода у посматраној мрежи. Електране Блок Винд 1 и Торак (моделоване сходно [105]) су биле ангажоване снагама које су једнаке њиховим инсталисаним снагама, односно са 30 и 120 MW, респективно. Самим тим, јасно је да до проблема везаних за преоптерећења долази на водовима који служе за пласман енергије из ветроелектрана које су прикључене у чвору 33. Збирна инсталисана снага тих електрана је у овом случају износила 274 MW. Како је преостала снага којом се енергија може производити у овом случају износила 187,6 MW, било је јасно да би без ојачања у систему ове ветроелектране морале радити снагом једнаком 68,5% својих капацитета. Ово би довело до смањења профита који би инвеститори у електране могли очекивати. Самим тим би се продужио период отплате почетних инвестиција у ове капацитете. Са друге стране, додавањем оптималног ојачања (новог вода од чвора 18 до чвора 33), снага производње ветроелектрана прикључених у чвору 33 расте до вредности која је једнака њиховој инсталисаној снази. Да би се ово побољшање јасније приказало, формиран је и график приказан на Слици 3.22. На њему црвена боја означава износе снага производње електрана пре него што је нови вод убачен у симулацију, а зелена боја износе снага производње добијених након што је оптимално решење имплементирано. Потребно је напоменути и да је усвојено да се потребно смањење снага генерисања равномерно распоређује на три електране прикључене у чвору 33 (ВЕ Башаид и две фиктивне електране). На дијаграму на Слици 3.22 је са  $P_{ves3}$  означена снага ВЕ Башаид, док се ознаке  $P_{ven1}$  и  $P_{ven2}$  односе на фиктивне електране.

Овде је потребно поновити да, у контексту дугорочног планирања развоја, ојачања предложена добијеним резултатима не треба схватати дословце. Тако би сугерисано ојачање правца између чворова 18 и 33 било могуће схватити као пројекат изградње далековода између ових чворова, али и као пројекат реконструкције постојећег вода између тих чворова. Током реконструкције би овај далековод био претворен у двосистемски, чиме би се могли постићи подједнако добри ефекти по питању повећања преносних капацитета на проблематичном правцу.



Слика 3.22. Поређење снага генерисања за први случај – дугорочно планирање.

Поред тога што је предлог ојачања допринео повећавању могућности пласмана енергије која је произведена у посматраним ветроелектранама, такође је потребно нагласити и то да је сам поступак којим је овај предлог добијен био веома ефикасан. Наиме, читав поступак је завршен за свега неколико секунди. Слично време трајања је било и за други анализирани случај, при чему је потребно истаћи да су резултати добијени за овај случај у извесној мери различити од оних који су добијени за први посматрани случај. Боља расподела производних капацитета, узрокована тиме што је већи капацитет електрана у овом случају био прикључен у чвору 12, довела је до отклањања проблема везаних за евакуацију енергије из прикључених електрана. Самим тим је за режим зимског максимума 2034. године добијено да би све електране у овом региону могле да пласирају енергију у систем снагом једнаком њиховој инсталисаној снази. Овиме је истакнут значај исправног одабира начина прикључења електрана како за поузданији рад система, тако и за инвеститоре у електране, пошто бољи начин прикључења доводи и до драстичног смањења броја ситуација у којима би редукација снаге производње била неопходна.

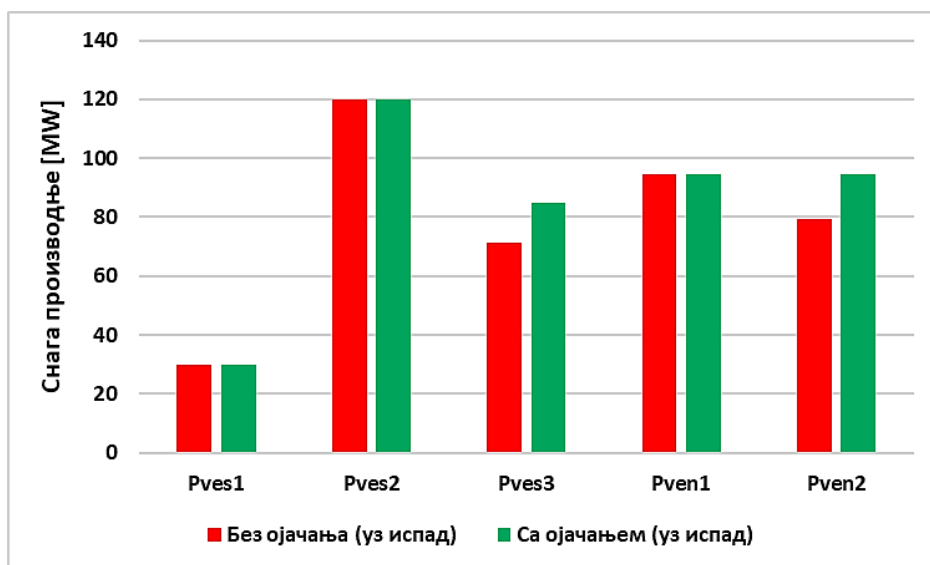
Ипак, то не значи да систем не би могао бити доведен у још боље стање са аспекта интеграције ветроелектрана у генераторски портфељ. Оператора система би, на пример, могло занимати да ли би у случају нерасположивости неког од далековода у систему могло да дође до потешкоћа у пласману енергије из прикључених обновљивих извора. Конкретно, може се уочити да би испад било ког од два вода који повезују чвор 33 са остатком система узроковао смањење снаге производње електрана прикључених у том чвору са 179,5 MW на 150,5 MW. Тај износ означава преносни капацитет једног од прикључних вода у зимском периоду. Самим посматрањем конфигурације система у разматраном региону могло би се доћи до сличног закључка. Притом би још неповољнији случај био онај у коме би до неочекиване нерасположивости једног од ова два вода дошло у тренутку у коме се на другом воду изводе радови на редовном одржавању. Тада би нерасположивост оба прикључна вода довела до комплетне обуставе рада електрана прикључених у чвору 33. Ново ојачање које би подразумевало изградњу вода од чвора 33 до неког другог чвора би могло ублажити и последице овакве ситуације, ако би до ње дошло.

Иако се може претпоставити да постоји већи број решења којима би се могли ојачати критични правци у разматраном делу мреже, овде ће бити представљено решење добијено коришћењем предложене методологије. То решење подразумева изградњу новог 110 kV далековода између чворова 18 и 33. Сходно томе је овај елемент уврштен у модел пре отпочињања новог круга симулација. У новим анализама су обављани како прорачуни токова снага за основно стање система, тако и прорачуни токова снага у случају појединачних испада вода између чворова 20 и 33 и постојећег вода између чворова 18 и 33. Након што је наведено ојачање уврштено у модел, добијено је да је снага производње свих ветроелектрана у региону од интереса једнака њиховој инсталисаној снази у сва три посматрана случаја. Одатле је могуће доћи до закључка да би ово ојачање заиста могло представљати основу за пројекат који би у будућности требало планирати од стране оператора система. Подсећања ради, исто ојачање је раније истакнуто као најбоље за први разматрани случај. Наравно, начин реализације овог пројекта би зависио од већег броја фактора (расположивост земљишта, могућност добијања потребне документације, мишљење оператора система о примени двосистемских далековода и тако даље). Сходно томе би у току практичних радова на пројекту могло доћи до извесних измена, али би основна идеја требало да остане иста. Иако је најављено да ће решења спроведених анализа бити приказана на мапи, за овај случај то није рађено. Разлог за овакав избор лежи у чињеници да би та мапа била идентична мапи датој на Слици 3.21, приложеној за први разматрани случај.

Ако се спроведе анализа у оквиру које би се симулирала нерасположивост једног од два вода који полазе од чвора 33, где би се гледале снаге производњи ветроелектрана у посматраном делу мреже, добија се дијаграм који је приказан на Слици 3.23. На њему су, слично Слици 3.22, разматрани случајеви пре имплементације оптималног решења (црвена боја) и након уласка тог решења у погон (зелена боја). На основу овог дијаграма се може закључити у којој би мери новопостављени вод између чворова 18 и 33 олакшао пласман енергије из ветроелектрана које су прикључене у чвору 33 при испаду једног од водова повезаних са овим чвором. То су, овај пут, биле ВЕ Башаид и једна од две фиктивне електране у посматраној области.

Као што је већ речено, ова методологија није намењена препоручивању конкретних пројеката оператору система, већ сигнализацији ојачања која би систему могла бити корисна уколико би се интеграција обновљивих извора енергије одвијала на очекивани начин. Сценарио развоја је формиран на основу процена даље интеграције обновљивих извора енергије и повећања снаге потрошње у временском периоду обухваћеном дугорочним планирањем. Уколико би оператор система располагао другачијим сетом података, можда би пожелео да креира нови сценарио у коме би могао узети у обзир и те податке. Ово би могао учинити на веома једноставан начин, где би било довољно уврстити нове износе снага генератора и потрошње у приказане изразе. Уз то, прилагодљивост осмишљеног алгоритма оператору може дозволити и вршење анализа на великом броју радних режима (годишњи минимум потрошње или максимална производња енергије у обновљивим изворима). Овакав вид планирања би превасходно служио да помогне оператору да једноставније сагледа будуће прилике у систему. Сходно томе би оператор могао да делује превентивно и санира потенцијалне проблеме и пре него што до њих дође. Довољна количина времена која би оператору била остављена за реакцију би значила и да би оператор могао да дефинише оптимално ојачање система за већи број могућих сценарија развоја. Затим би могао да сачека неко време како би могао издвојити сценарио који се чини највероватнијим.

То сазнање би дозволило одабир једног од предложених решења, након чега би се детаљније могле одредити спецификације пројекта који би довео до жељеног ојачања посматраног дела мреже. Када се оне одреде, могло би се благовремено отпочети са припремањем папирологије и реализацијом пројекта. Овај пројекат би се тако нашао у погону већ у тренутку прикључења обновљивих извора енергије који би у супротном могли да проузрокују проблеме у мрежи.



Слика 3.23. Поређење снага генерисања за други случај – дугорочно планирање.

#### 4. МЕТОДА ЗА СРЕДЊОРОЧНО ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА

Насупрот претпоставкама које су се односиле на процес дугорочног развоја преносне мреже, претпоставке које одговарају средњорочном планирању развоја мреже су далеко одређеније и конкретније. Пре свега, ово произилази из тога што би се средњорочни развој могао повезати са пројектима које би требало реализовати у временском периоду од пет до десет година од тренутка у коме се планирање врши. Управо се због овога и већина планерских докумената, попут Плана развоја преносног система [105], односи на десетогодишњи временски интервал. Међутим, већина пројеката које треба да реализује оператор преносног система захтева барем пет година од отпочињања процеса прибављања документације до пуштања у погон. Одатле је јасно да се пројекти који се предлажу на временском хоризонту који одговара средњорочном развоју морају описивати са далеко већом прецизношћу. У складу са овиме, задовољавајућим исходом средњорочног планирања се не могу сматрати оквирне назнаке о томе у ком би делу преносне мреже требало да дође до ојачања. Резултати средњорочног планирања морају да се дају у форми конкретних пројеката са чијом би реализацијом било добро отпочети што пре да би се пројекат нашао у погону онда када систему буде био потребан.

Наравно, да би се овакав процес могао спровести на адекватан начин, неопходна је и далеко већа количина поузданих улазних података. Потребно је знати који би се пројекти прикључења нових генераторских капацитета на систем могли очекивати у периоду који претходи крају радова на предметном пројекту. Такође, треба располагати информацијама о делу терена преко кога би елемент сагледан пројектом требало да се простире. Коначно, у обзир би требало узети и практична ограничења попут стања постројења које би нови далековод требало да повеже. Природно је закључити да се не могу све овде поменуте информације у истој мери односити на сваки пројекат. Тако би се за пројекат реконструкције или адаптације постојећег елемента као приоритетни критеријум узимало стање тог елемента, уз евентуално обраћање пажње на потребу за повећањем преносног капацитета или на неопходност измештања или каблирања дела трасе (ако је у питању далековод). Измештање или каблирање дела трасе далековода могу бити последица угрожености безбедности становништва услед проласка трасе кроз насељено место. Са друге стране, ако би се разматрала градња новог вода између производног региона и потрошачке области, то би довело и до измене приоритетних критеријума. Ови критеријуми би се тада односили на најаве прикључења нових извора енергије у тој производној области и великих потрошачких објеката у том потрошачком региону. Управо је овај вид комплексности и потребе за уважавањем већег броја фактора оно што чини средњорочно планирање развоја система изазовнијим од дугорочног. Због тога и није било могуће користити технику која је била установљена за дугорочно планирање на средњорочном временском хоризонту.

Ово поглавље ће садржати осам потпоглавља у којима ће се пружити увид у комплетан процес развоја и коришћења методологије за оптимално планирање на временском хоризонту до десет година у будућност. Прва два потпоглавља ће садржати кратак опис карактеристика система коришћених у спроведеним анализама и развијене методе за налажење оптималне трасе нових водова у систему. Наредне три целине ће се односити на измену диференцијалне еволуције тако да се омогући њено коришћење за средњорочни развој преносне мреже. Последња три потпоглавља комплетирају скуп претпоставки које је требало усвојити пре него што се прешло на вршење прорачуна, описе самих прорачуна и кратко разматрање резултата који су добијени за различите примере система и различите видове средњорочног развоја преносне мреже.

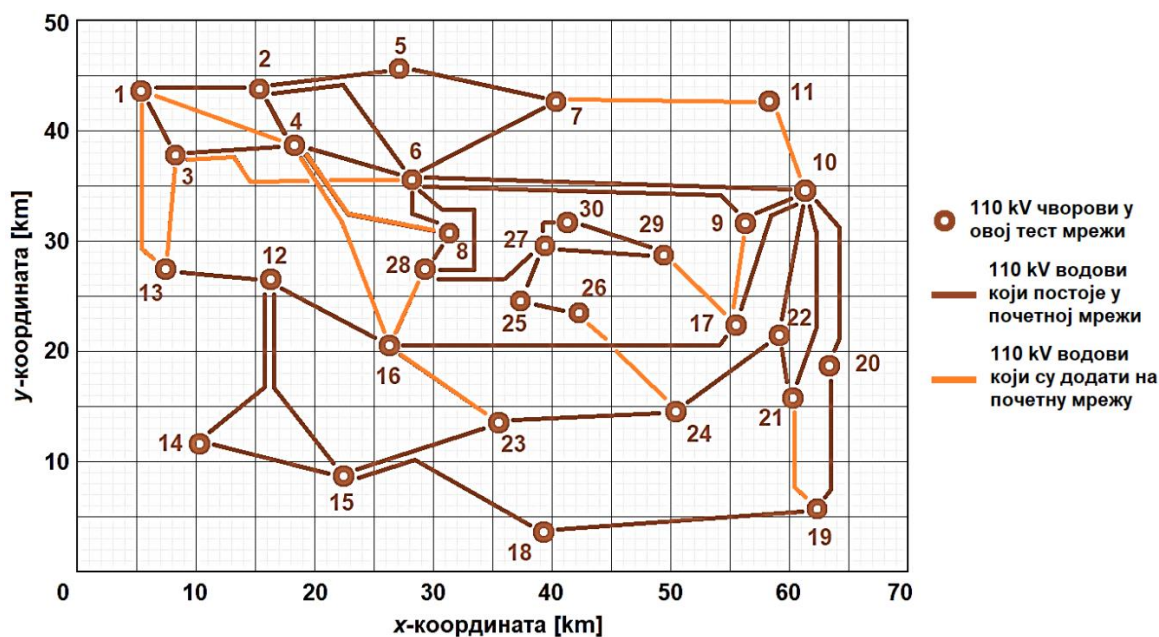


#### 4.1. Опис система коришћених за анализе

Слично описаној техници за дугорочно планирање развоја, и овде се првим кораком сматра избор и опис делова мрежа на којима ће бити приказана примена предложене методе намењене средњорочном планирању развоја. Потребно је напоменути да би се и у овом случају могла користити идентична логика као и тада, те би се прво могао одабрати један систем о коме се на располагању налази довољна количина релевантних података. Притом би се демонстрација развијене технике вршила искључиво на том систему. Ипак, за пример средњорочног развоја је сматрано да би употребу иновативне технике било боље приказати на већем броју случајева. До ове одлуке се дошло због поменутог великог броја додатних фактора који се морају узети у обзир приликом разматрања средњорочног развоја. Закључено је да се способност развијене технике да уважи додатне факторе комплексности може потврдити једино уколико се покаже адекватном за примену на већем броју различитих примера. Након што је таква претпоставка усвојена, отпочето је са дефинисањем броја система које би било потребно узети у разматрање. Са једне стране, превелики број примера би могао да проузрокује безразложно нагомилавање готово идентичних прорачуна и њихових описа, чиме би се отежало извођење било каквих закључака. Са друге стране, премали број примера би могао да доведе до мањка аргумената уз чију помоћ би се развијена метода могла прогласити прецизном и поузданом. Уз уважавање свега набројаног, дошло се до закључка да је број система које би требало узети у обзир при вршењу прорачуна коришћењем предложене методе једнак четири:

- пример тест система 110 kV од 30 чворова;
- пример тест система 230 kV и 138 kV од 24 чвора;
- пример тест система 230 kV и 138 kV од 24 чвора са додатним ветроелектранама;
- пример дела 110 kV преносне мреже Војводине, коришћен и у претходном поглављу.

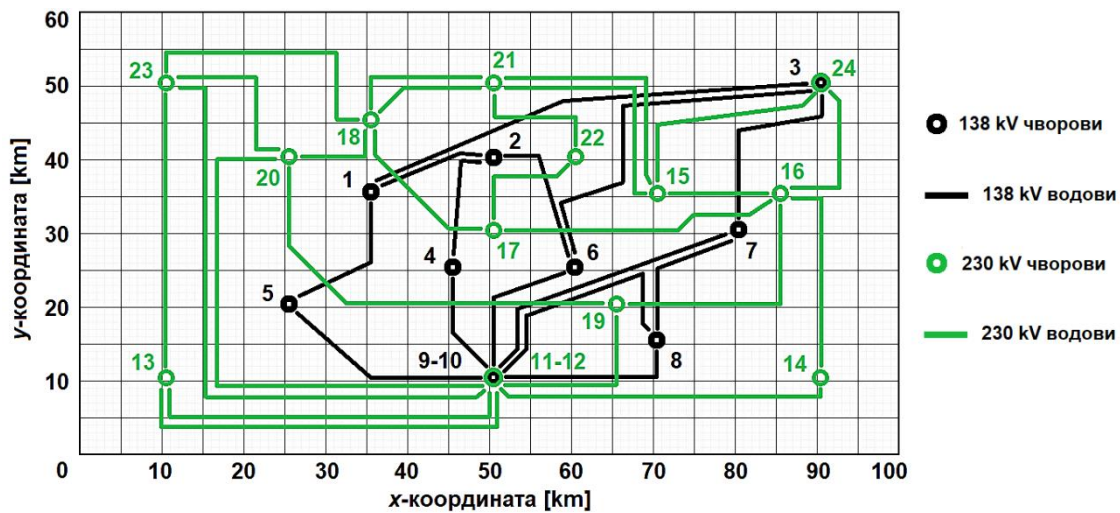
Како би се изнеле све неопходне карактеристике ових система, наредни део овог потпоглавља ће бити посвећен управо детаљној анализи сваког од њих. Посебно ће се истаћи релевантни параметри који одговарају овим системима, као и разлози због којих су ови системи изабрани за спровођење разматраног поступка. Сходно горенаведеном редоследу, први од ових система који ће бити описан је тест систем сачињен од 30 чворова истог напонског нивоа. Овај пример је развијен на основу стандардног *IEEE* модела са 30 чворова [141]. Од разлика треба истаћи то да стандардни модел укључује чворове већег броја напонских нивоа. За потребе анализа у овој дисертацији је сматрано да би све чворове требало довести на 110 kV ниво, у складу са улогом коју би овај систем и анализе обављене на њему требало да имају у опису развијеног процеса. Наиме, овај систем би требало да служи за уводно разматрање и представљање неких од основних карактеристика развијене методе. После тога ће додатне сложености бити уведене кроз неке од наредних система. Други одабрани систем ће такође располагати чворовима на два одвојена напонска нивоа и трансформаторима постављеним између њих, те није сматрано да има потребе за дуплирањем анализе која би укључивала такав систем. У складу са овиме, узето је да се сви чворови овог система налазе на 110 kV напонском нивоу. Већ је речено да је потребно располагати и одговарајућим одликама терена на коме се систем налази како би се развијена метода могла користити. Сходно томе, овај тест систем је пројектован на фиктивну географску област површине 3500 km<sup>2</sup> и димензија 70 km × 50 km. Позиције сваког елемента разматраног тест система су приказане на геореференцираној мапи на Слици 4.1.



Слика 4.1. Геореференцирана мапа тест система од 30 чворова.

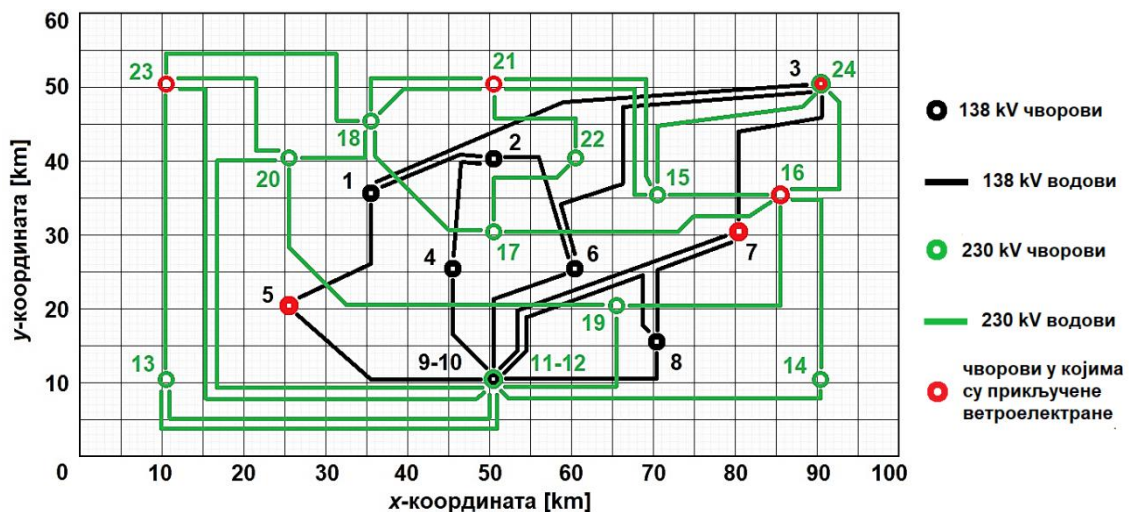
Оригиналом *IEEE* тест систему са 30 чворова су за потребе ове дисертације додате још неке гране, што је на Слици 4.1 назначено наранџастом бојом. Ови водови су искоришћени како би се њима ојачала мрежа. У случајевима у којима је овим ојачањима решено радијално напајање чворова, посредно је обезбеђено и нормално функционисање тест система и приликом испада неког од водова у њему. Описани корак је био неопходан зато што су испади елемената, као потенцијални узрок проблема у системима, узимани у обзир приликом спровођења поступка средњорочног развоја. Да предложена ојачања мреже нису усвојена пре отпочињања поступка, као резултат описане методе вероватно би се добило решење којим би се избегавало постојање радијалних веза. Ово решење не би имало везе са усвојеним критеријумским функцијама, већ искључиво са потребом да се сваком од потрошача у посматраном систему обезбеди стабилно и сигурно напајање. Иако је ово такође фактор који је врло битан за развој система, фокус ове дисертације није био на њему, тако да су радијални правци уклоњени из мреже одговарајућим ојачањима. Што се тиче карактеристика водова, треба навести да су њихови параметри били идентични као у почетном систему. Управо је на основу овако усвојених параметара утврђена и оквирна међусобна удаљеност чворова, искоришћена за прављење мапе са Слике 4.1.

Са друге стране, за *IEEE* тест систем од 24 чвора су, у највећој мери, задржане релевантне одлике из оригиналне верзије ове мреже [142]. Ово се, пре свега, односи на то да за овај случај напонски нивои чворова нису модификовани тако да се учине идентичним, односно задржана су два напонска нивоа – 230 kV и 138 kV. Мреже ових напонских нивоа су повезане помоћу трансформатора у две трансформаторске станице. Постројења у једној од њих су нумерисана са 3 (постројење 138 kV нивоа) и 24 (постројење 230 kV нивоа). Друга од њих располаже са по два система сабирница на сваком од напонских нивоа. Чворови број 9 и 10 припадају 138 kV напонском нивоу, док се чворови број 11 и 12 налазе на 230 kV напонском нивоу. Овај систем је искоришћен да би се указало на то да је у алгоритам уврштена и могућност препознавања напонског нивоа, односно да је онемогућено повезивање чворова који припадају различитим напонским нивоима. Систем је пројектован на мапу димензија 100 km × 60 km, као што је дато на Слици 4.2. Зелена боја се на мапи користи за елементе који припадају 230 kV напонском нивоу, док се црна боја користи за елементе 138 kV напонског нивоа.



Слика 4.2. Геореференцирана мапа тест система од 24 чвора.

Што се тиче енергије коју је потребно допремити до потрошача у овом тест систему, она се производи у чак десет генераторских јединица којима овај систем располаже. Седам од десет генератора је прикључено на чворове 230 kV напонског нивоа, док су остала три прикључена на чворове 138 kV напонског нивоа. Ипак, како би се у овом систему симулирали ефекти које би интеграција обновљивих извора енергије могла имати на показатеље рада мреже, у [143] се предлаже и додавање шест ветрогенераторских капацитета. Ови генератори су прикључени у чворове 3, 5, 7, 16, 21 и 23. Овом претпоставком се могу покрити два ефекта које је добро узети у разматрање приликом анализа средњорочног развоја система. Први се огледа у томе да се у систему који је раније функционисао без тешкоћа могу јавити преоптерећења због пристиглих захтева за прикључење великих капацитета који користе обновљиве изворе. Ти проблеми могу бити нарочито изражени ако се прикључење ових јединица дешава у чворовима који пре нису били посматрани као генераторски. Због тога су везе тих чворова са другим деловима система нешто слабије, што може да доведе и до преоптерећења. Други ефекат од интереса је тај да се расположива снага неких од капацитета у мрежи може мењати из сата у сат, у зависности од брзине ветра. Ако се сада узме у обзир и то да је у анализама уважавано прикључење свих ових извора, јасно је да ће се резултати који се добију за овај систем разликовати од оних добијених за систем са Сликe 4.2. На Слици 4.3 су црвеном бојом приказане нове производне јединице.

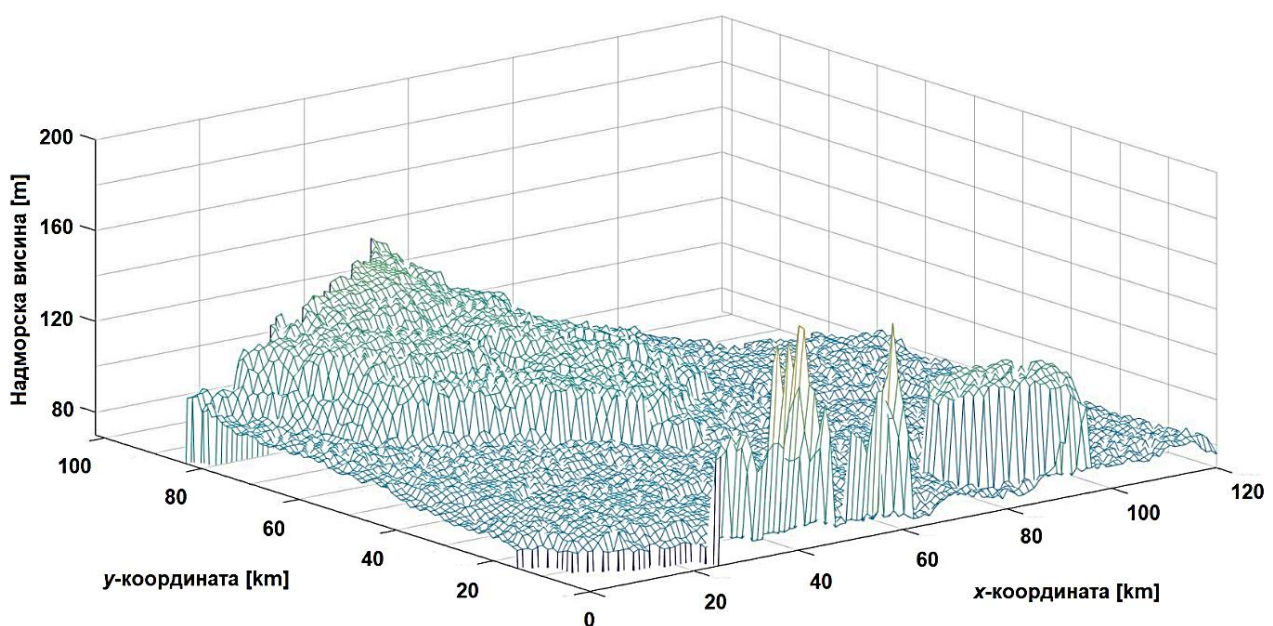


Слика 4.3. Геореференцирана мапа тест система од 24 чвора са ВЕ.

За ове системе треба нагласити да је за њих било могуће увести извештај број претпоставки које су припремиле систем за рад са предложеним алгоритмом за средњорочно планирање. Међутим, ове претпоставке су имале и своја ограничења. Примера ради, да би се предложена метода могла искористити, било је неопходно геореференцирати тест системе. Ово је урађено тако што је међусобна удаљеност између свака два чвора била одређена коришћењем познатих параметара далековода који те чворове повезују. Ипак, овом фиктивном делу терена није било могуће приписати одлике рељефа, као што је надморска висина сваког квадратног дела терена. Наиме, увођење оваквих претпоставки би довело до тога да би резултати могли зависити од њих у готово истој мери као и од карактеристика саме мреже. Како би се ово избегло, сматрано је да се сви тест системи налазе на идеално равном делу терена одговарајућих хоризонталних димензија. Те хоризонталне домензије су приказане на мапама датим на претходне три слике.

Са друге стране, део 110 kV преносне мреже Војводине, описан у оквиру претходног поглавља, базиран је на реалном систему који се налази на делу терена који стварно постоји. Сходно томе су за њега били доступни подаци који нису били на располагању за фиктивне тест системе. За овај део преносне мреже и терен на коме се он налази је тако било могуће одредити надморске висине које одговарају сваком делу терена. Притом је усвојено да су делови терена димензија  $1 \text{ km} \times 1 \text{ km}$ . Самим тим је у ове сврхе било могуће искористити надморске висине на основу којих је креирана мапа приказана на Слици 3.13. Тродимензионални приказ ових надморских висина је дат на Слици 4.4. При формирању мапе је сматрано да су делови терена ван граница Републике Србије ирелевантни за спроведену анализу, те њихове висине нису ни приказане.

Што се тиче преосталих карактеристика разматраног дела преносне мреже Војводине, узето је да су идентичне онима описаним у претходном поглављу. Надморске висине уцртане на мапи са Слике 4.4 овај пут, за разлику од прорачуна из претходног поглавља, нису имале улогу у процени потенцијала одговарајућих делова земљишта за градњу ветроелектрана. Код ове врсте прорачуна надморска висина се користила за естимацију дужине нових далековода које треба изградити у систему. О поступку према ком су те дужине рачунате и начину на који су висине узете у обзир ће се дискутовати у наредном потпоглављу које је посвећено том делу процеса.



Слика 4.4. Надморске висине терена на ком се налази део мреже Војводине.



## 4.2. Одређивање оптималних траса нових далековада

Као што је наглашено већи број пута у овој дисертацији, основни циљ процеса средњорочног планирања преносне мреже је предлагање новог елемента којим треба ојачати систем тако да он буде способан да одговори на предвиђене изазове. Ти изазови могу, између осталог, настати и услед промена везаних за прикључења производних и потрошачких објеката која се очекују на одговарајућим временским хоризонтима. За разлику од дугорочног развоја мреже, где је тај предлог подразумевао индикацију подручја на коме би било пожељно размотрити изградњу новог далековада, код средњорочног развоја се ти пројекти морају дефинисати са много већим бројем детаља. Један од нових детаља на које је неопходно обратити пажњу код средњорочног развоја јесте конкретан предлог трасе далековада који би требало изградити. Притом од овог предлога трасе и њене дужине зависе не само технички параметри вода који ће се користити у анализама, већ и економски параметри пројекта од којих зависи његова реализација.

Наиме, планирање трасе далековада представља један од свеобухватних и све тежих задатака које оператори преносног система треба да разматрају при предлагању градње ових елемената. Емпиријски је показано да је један од корака при реализацији тих пројеката на које се потроши највећи део времена управо процес прибављања неопходних дозвола и услова. На одлагања услед бирократских проблема могу утицати и потешкоће везане за забринутост људи поводом утицаја далековада који пролазе у близини насељених подручја на здравље становника [144, 145]. Додатни ефекат који брине становништво је утицај који би енергетска инфраструктура могла имати на еколошке индикаторе, што постаје релевантно у случајевима у којима би нови елементи требало да пролазе кроз заштићена подручја [146-148]. Као један од илустративних примера проблема до којих може доћи, чак и када се све дозволе обезбеде и када се већ почне са грађевинским радовима, може се навести случај из Ниша [149]. Тамо су, као вид протеста против изградње новог далековада, грађани Брзог Брода затрпали рупе за полагање темеља стубова далековада и одржали његову церемонијалну сахрану. Овима је изградња успорена, а рок реализације пројекта одложен. Из овог примера се још јасније може видети комплексност проблематике развоја система и количина фактора које је тешко унапред предвидети, а могу у великој мери утицати на то када се и да ли се завршетак пројекта у систему може очекивати.

Поред тога, поменуто је да се оператори система често суочавају са буџетским ограничењима која могу довести до тога да се од претходно дефинисане групе пројеката морају одабрати они већег приоритета. Преостали пројекти би, ако дође до потребе за тиме, морали бити одложени док се не обезбеде средства. Иако су буџетска ограничења проблем са којим се оператори већ сада редовно суочавају, очекује се да ће овај вид потешкоћа у наредном периоду постати још израженији. Разлог за ову претпоставку је пораст цене материјала неопходних за реализацију пројеката, као што је челик. До овог поскупљења је дошло услед пандемије вируса COVID-19 и ратних сукоба у Украјини. За боље појашњење ефеката које тај рат има на цену челика може се искористити пример наведен у [150], где је речено да је цена челичне арматуре у марту 2022. године порасла за чак 30% у односу на цену у фебруару. Ако се узме у обзир да се то догодило у првом месецу политичких нестабилности, као и то да челик на пројектима нових далековада представља неопходну сировину за израду проводника и стубова, постаје јасно у којој би мери овакво стање могло да се одрази на цене пројеката чија реализација може трајати и по неколико година. Ово додатно говори у прилог хипотези према којој ће оператори преносних система морати да редукују број планираних пројеката услед недовољних финансијских средстава.

Одавде произилази да, ако је број нових пројеката на које се може рачунати ограничен, избор пројеката у чију ће се благовремену реализацију улагати мора бити вршен на адекватан начин. Због тога се оператори система сналазе како би креирали одговарајуће методологије помоћу којих се неки пројекти могу идентификовати као приоритетни и нужни за реализацију у складу са иницијалним плановима. Овиме се прихвата да ће реализација пројеката који не спадају у ову групу морати да сачека да се у буџету нађу и средства потребна за њу. Примера ради, а.д. „Електромрежа Србије” у ове сврхе користи специјализовану методологију чији се опис може пронаћи у [105]. Ова методологија се заснива на томе да се од пројеката у које је предложено инвестирање у наредном периоду, одаберу они за које постоје расположива новчана средства. Овај избор зависи од хитности пројекта, односно тога да ли би поузданост рада система могла да буде угрожена ако до реализације пројекта не дође у складу са плановима. Уз то, у обзир се морају узети и предвиђена побољшања прилика у мрежи до којих пројекат доводи.

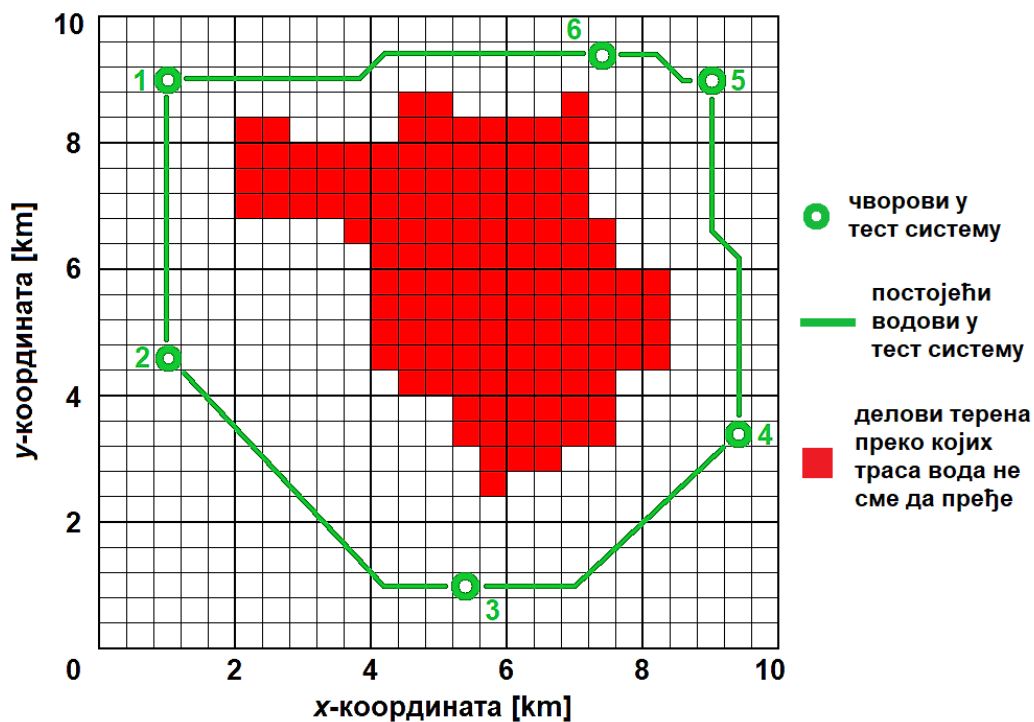
Улазни подаци су и сагледана цена пројекта, и процена беневита који се од тог пројекта могу очекивати. Како се може закључити, код пројеката изградње далековода, обе ставке су веома подложне променама ако дође до измене процењене дужине траса тих водова. Први параметар који је виталан за ову приоритизацију, а зависи директно од естимиране дужине трасе, јесте величина предвиђених улагања у пројекат. Наиме, цена оваквих пројеката се рачуна тако што се дужина трасе помножи јединичном ценом која одговара напонском нивоу и типу терена на коме би нови вод требало да се подигне. Грешка у процени цене може довести до нежељених последица. Песимистична процена, односно одвајање превеликих средстава за пројекат, може довести до тога да се други пројекти беспотребно одложе. Оптимистична процена, односно потцењивање улагања потребних за завршетак пројекта, касније може довести до тога да се пројекат за који је процена рађена одлаже. То може узроковати бројне проблеме у раду система заснованог на претпоставци да ће се пројекат наћи у погону сходно очекивањима.

Ако се посматра процена позитивних утицаја пројекта, долази се до тога да је једини начин на који би се та процена могла адекватно извршити онај при коме би се у модел система уврстили сви елементи који ће се изградити у оквиру пројекта. Да би се моделовање пројекта обавило, потребно је располагати довољном количином техничких параметара ових елемената. Овакви параметри су код далековода директно пропорционални његовој дужини. Стога је јасно у којој мери резултати прорачуна варирају за случајеве у којима се технички параметри вода мењају услед непоузданих процена дужине. Ово за последицу може имати то да се позитивни ефекти изградње далековода прецене или потцене. Ниједна од ове две опције није добра ни са аспекта система, ни са тачке гледишта оператора који би требало да управља тим системом.

Поред тога што предложена траса треба да буде што краћа како би се избегли проблеми везани за буџетска ограничења и последично одлагање других пројеката, траса мора узети у обзир и то да постоје неки региони преко којих се не би смело прелазити новим далеководима. Ту се првенствено мисли на урбане средине, пошто у њима не само да није пожељна градња нових далековода, већ се ради и на томе да се постојећи далеководи или изместе ван овог подручја, или реконструишу као кабловски водови. Такође, у регионе у којима не би била могућа градња спадају и природна богатства заштићена законом, као што су национални паркови. Сада би се могло поставити питање на који је начин могуће узети у обзир ова ограничења при обављању процеса средњорочног планирања развоја. Одговор на ову недоумицу може бити пронађен у одговарајућој модификацији, тестирању и примени алгоритама за претрагу простора.

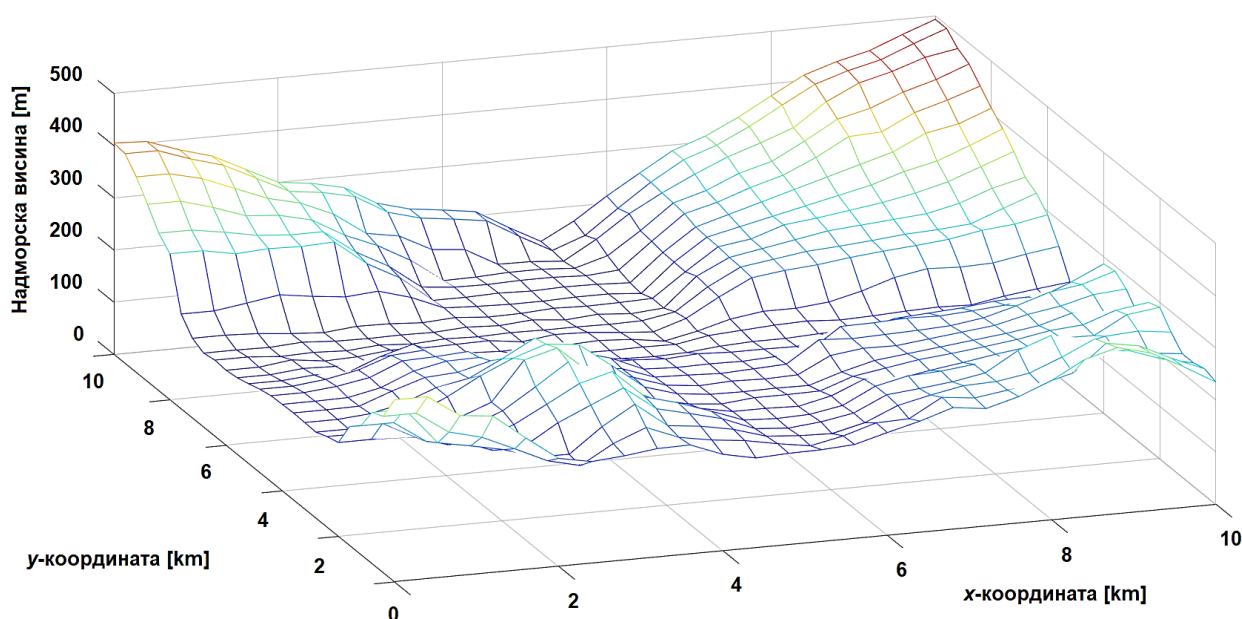
Управо примена оваквих алгоритама у циљу дефинисања оптималне трасе нових далековода у мрежама представља тему на којој је заснован велики број радова [151-155]. Сваки од ових радова је додао извесно побољшање у стандардне методе намењене мапирању рељефа терена и одређивању оптималне трасе којом би далековод могао да прође преко тог терена. Примера ради, у [152] се анализира примена *LIDAR* (*Light Detection and Ranging* – мапирање базирано на рефлектовању и детекцији светлосних снопова) технологије за добијање што прецизнијих информација о реалном стању на терену пре планирања траса нових водова. Процењено је да би одговарајућа примена ове методе могла да доведе до уштеде од чак 10% при градњи нових далековода. По трагу овог рада, и метода развијена у оквиру ове дисертације је заснована на томе да се, пре разматрања трасе вода, прикупе релевантне информације о карактеристикама рељефа и о надморским висинама терена. Овиме се допушта прелазак из дводимензионалног посматрања које се обично користи приликом планирања развоја система у тродимензионални простор. Притом се додатна прецизност добија без угрожавања осталих корака у овом процесу, коришћењем искључиво информација које су у сваком тренутку на располагању оператору преносног система. Алгоритам који се предлаже и који ће се користити у анализама о којима ће се дискутовати у наредним потпоглављима ове дисертације базиран је на примени технике познате као ширинска претрага. Ова техника је широко прихваћена као погодна за претраге простора услед поузданости, једноставности и гарантованог налажења најкраћег пута између две задате тачке које се, при употреби овог алгоритма, третирају као чворови графа [156].

Да би се ова техника, описана у [157], на адекватан начин применила на проблем проналажења оптималне трасе за нови далековод, уз истицање могућности исте да узме у обзир и делове терена преко којих нови вод не би смео прећи, креиран је посебан тест систем од шест чворова који су међусобно били повезани у форми прстена. Сходно томе је претпостављено да је сваки од тих чворова имао везе према оба чвора која су му била најближа. У овом случају није било потребно дефинисати напон на коме се ова мрежа налази, зато што то ни на који начин не би утицало на ток процеса одређивања оптималне трасе вода између изабрана два чвора у овом систему, нити би се било како одразило на добијене резултате. Довољно је било претпоставити да се свих шест чворова налази на идентичном напонском нивоу. Наравно, ако би се радило са реалном мрежом, и овај податак би био од интереса услед потребе за проценом цене изградње вода. Оно што јесте било неопходно је да се разматраном систему додели нека област у којој би се могао налазити. Овде би подаци о карактеристикама рељефа за ту постојећу област могли да буду упарени са усвојеним техничким одликама тест система. Тиме се добија потпуна слика система на коме може да се примени развијена техника. У складу са тиме, претпостављено је да се тест систем налази у географској области димензија  $10 \times 10 \text{ km}^2$ , заснованој на региону око града Крушевца. Ово подручје је одабрано пошто се одликује обема карактеристикама које су битне за средњорочно планирање. Другим речима, постојањем градске средине је само по себи обезбедило зону преко које далековод не сме прећи. Уз то, Крушевац је позициониран у котлини, што значи да постоје висинске разлике између делова терена које су довољно велике да имају утицаја на дужину трасе новог вода. Мапа тест система је приказана на Слици 4.5, на којој су црвеном бојом означени делови терена који припадају градском подручју преко којих није дозвољено градити нови вод. Као што се може запазити, средишњи део мапе представља забрањену зону за изградњу вода, док су чворови тест система чији је развој било потребно планирати распоређени око ове зоне. Траса новог вода који би спајао чворове на наспрамним странама ове забрањене зоне би морала да је заобилази. Управо је могућност уважавања таквих специфичности терена једна од основних предности алгоритма предложеног у дисертацији.



Слика 4.5. Геореференцирана мапа тест система од шест чворова.

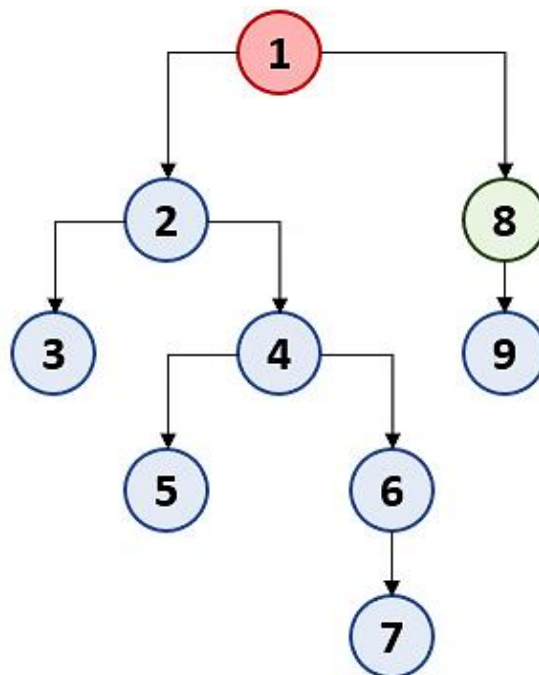
Са ове мапе се може извући велика количина података о позицијама чворова у разматраној географској области. Ипак, са ње се не могу прочитати подаци о надморским висинама делова терена у овој регији. Како би се приложили и ти подаци, формирана је посебна мапа, приказана на Слици 4.6, на којој су црвене нијансе искоришћене за обележавање виших, а плаве нијансе за означавање нижих делова терена. Ова мапа је формирана на основу вредности добијених коришћењем [111], при чему је узето да је терен подељен на квадрате димензија  $400 \times 400 \text{ m}^2$ . Са слике се види да мапа садржи и косе делове терена. Међутим, треба истаћи да је у наредним корацима усвојено поједностављење по коме је површина сваког квадрата заравњена, тако да је узето да надморска висина не мења у оквиру истог дела терена. Због малих димензија делова терена, сматрано је да се овиме не утиче на прецизност крајњих резултата у недопустивој мери.



Слика 4.6. Надморске висине терена у области око Крушевца.



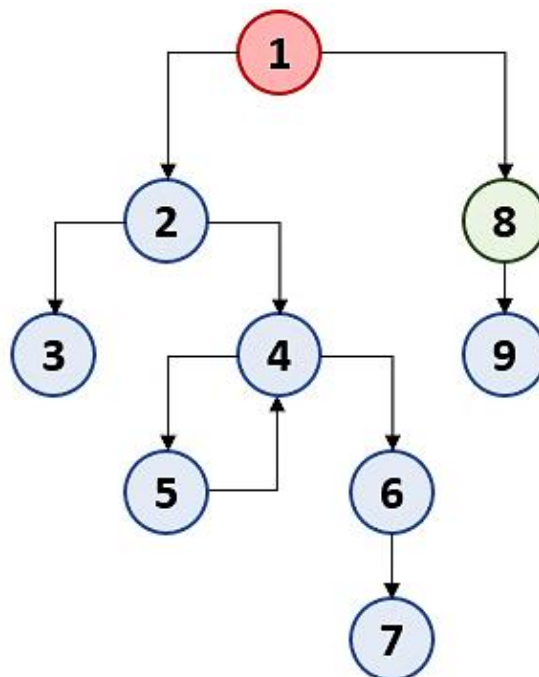
У претходном делу потпоглавља је речено да ће се за дефинисање оптималних траса нових далековода у систему користити алгоритам ширинске претраге. Пре него што се пређе на било какве конкретне анализе, потребно је појаснити због чега је баш та техника изабрана. Такође је добро поменути и алтернативу која би се могла применити уколико ширинска претрага из било ког разлога не би могла да се искористи. На почетку такве анализе потребно је нагласити да постоје два основа принципа претраге графова у потрази за оптималном путањом која би повезала чворове у њима. Први принцип који ће овде бити размотрен је онај који није изабран за коришћење приликом тражења најбоље трасе за далековод између нека два чвора у систему, односно принцип дубинске претраге. Да би се илустровао тај принцип, сматраће се да постоји тест граф у коме су одабрани почетни и крајњи чвор, те да је потребно дефинисати оптимални пут којим би се од почетног могло доћи до крајњег чвора. Принцип дубинске претраге би ову путању покушао да пронађе тако што би кренуо од почетног чвора, а потом би одабрао једну грану која је повезана са њим. Ово се ради како би се утврдило да ли би до крајњег чвора могло да се дође преко те гране, то јест, да ли би та грана уопште могла да буде део путање ка крајњем чвору. Када алгоритам наиђе на следећи чвор од кога може кренути у више смерова, користи исти принцип – одабере једну грану која полази од тог чвора и покуша да формира путању ка крајњем чвору преко те гране. Ово се понавља док се не испитају сви чворови до којих се може доћи преко гране којом се кренуло од почетног чвора. Ако преко те гране није могуће доћи до крајњег чвора, испитује се следећа таква грана. Овакав поступак се понавља док се не пронађе ма каква путања од почетног до крајњег чвора. Чим се таква траса детектује, процес претраге се проглашава завршеним. Тај вид претраге је приказан на Слици 4.7. На овој слици је почетни чвор означен црвеном, а крајњи чвор зеленом бојом. Бројеви који су уписани у чворове указују на редослед којим се они испитују у случају коришћења дубинске претраге за проналажење оптималне путање. Као што се може видети, алгоритам прво испитује сваки чвор до кога може доћи преко гране између чвора 1 и чвора 2. Тек након што утврди да се крајњи чвор не налази у том делу графа, алгоритам прелази на део графа до кога се долази преко гране од чвора 1 до чвора 8. Тада се утврђује да је чвор 8 заправо крајњи чвор и претрага се завршава.



Слика 4.7. Пример дубинске претраге графа.

Као што се са слике може уочити, овај принцип би пронашао оптималну путању за конкретан случај графа креираног у ове сврхе. Међутим, ово се не може гарантовати за сваку ситуацију до које би могло доћи, као ни за сваки граф који би било потребно претражити. Наиме, за ову технику претраге се везује и одређен број недостатака. Пошто дужина грана или континуалних ланаца грана дуж којих би се алгоритам могао кретати није ограничена, први недостатак је то што би претрага могла да крене низ неки од ових ланаца и да остане без могућности повратка. Оваква ситуација би се јавила уколико би се, примера ради, веома велики број чворова везивао један на други, при чему ниједан од њих не би био тражени чвор. До истих последица би довео и случај у коме би се у једном од ланаца грана догодило то да грана са неког чвора не напредује кроз ланац, већ враћа претрагу у чвор који је већ испитан у оквиру истог ланца. Ова повратна спрега би довела до тога да алгоритам дубинске претраге без престанка испитује идентични скуп чворова, чиме би процес тражења оптималног пута могао да западне у бесконачну петљу која би се морала мануелно прекинути. Оваква ситуација се може видети на Слици 4.8.

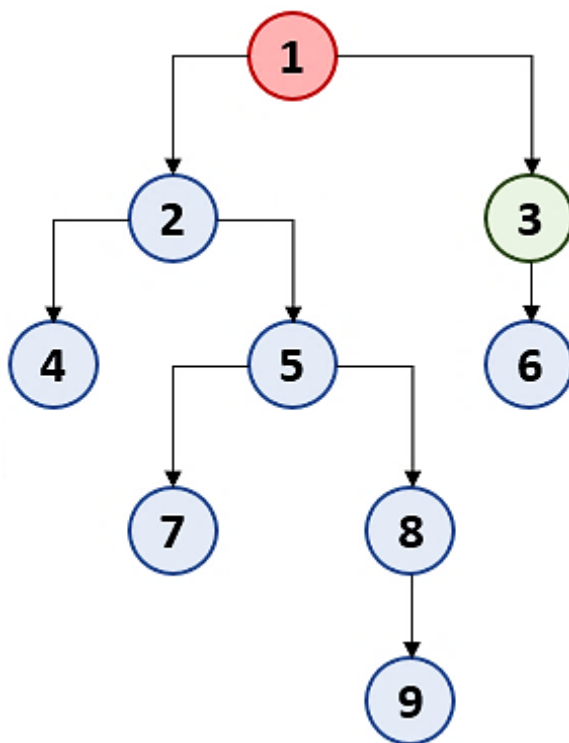
На овој слици је коришћен готово исти граф као онај који је приказан на Слици 4.7, с тим што је на њему начињена једна веома битна промена. Наиме, додата је повратна грана која повезује чвор 5 са чвором 4. Подсећања ради, до чвора 5 се и долази искључиво преко чвора 4. Уколико би се сада на овај граф применила техника дубинске претраге, алгоритам би поступак отпочео на идентичан начин као и за граф са Слике 4.7, тако што би прешао из чвора 1 у чвор 2. Потом би испитао чвор 3, где би утврдио и да чвор 3 није тражени чвор, и да нема грана које од њега полазе према остатку графа. Самим тим би се претрага вратила у чвор 2 и прешла на грану од чвора 2 до чвора 4. Када алгоритам потврди да ни чвор 4 није тражени чвор, прелази на чвор 5, при чему констатује да ни он не представља циљани чвор. Међутим, утврђује и то да постоји грана од овог чвора, низ коју наставља претрагу. Та грана га враћа у чвор 4, одакле ће поново изабрати путању према чвору 5. Као што је јасно, алгоритам овде запада у бесконачну петљу из које не може сам изаћи, те ће наставити да понавља идентична два корака све док се петља не прекине екстерно. Оптимална путања до чвора 8 у овом случају не би ни била пронађена.



Слика 4.8. *Бесконачна петља дубинске претраге графа.*

Поред овога, већ је речено и да алгоритам прекида претрагу чим пронађе секвенцу грана преко које се може доћи од почетног до завршног чвора. Ово може резултовати предлагањем решења лошијег од оптималног за одређене случајеве. У ове случајеве спада онај у коме се од почетног до крајњег чвора може доћи на више начина, при чему би те путање биле различитих дужина. Ако би алгоритам дубинске претраге прво наишао на путању која би од почетног до завршног чвора долазила заобилазним путем, преко већег броја чворова, он би и даље то решење означио као оптимално. Тај резултат би био последица непостојања адекватног механизма у алгоритму према коме би он могао да упореди већи број потенцијалних путања између истих чворова.

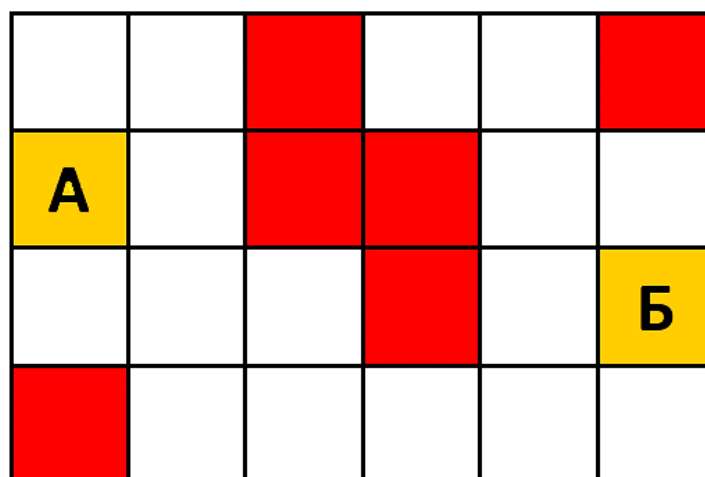
Да би се недостаци дубинске претраге и грешке које би могле проистећи из њих предупредиле на адекватан начин, у овој дисертацији је коришћена претрага по ширини [157]. За ову технику је такође креиран дијаграм претраге графа, приказан на Слици 4.9. Може се видети да је овај граф идентичан оном који је већ коришћен за демонстрацију принципа дубинске претраге, при чему су бројеви чворова измењени у поређењу са онима датим на Слици 4.7. Као што би се из датог редоследа могло закључити, овај тип претраге отпочиње тражење од почетног чвора, а потом проверава све чворове који су на њега директно повезани преко неке гране у креираном графу. Ако се на овај начин не пронађе завршни чвор, други корак овог алгоритма подразумева проверу чворова до којих се директно може доћи из чворова који су проверени у првом кораку. Притом се обраћа посебна пажња на то да се ресурси не троше беспотребно тако што би се још једанпут проверавали чворови које је алгоритам већ размотрио у првом кораку. Овај корак се понавља док се не нађе жељени крајњи чвор. У том тренутку се процес претраге за оптималном трасом прекида, а дужина трасе се израчунава према броју корака које је требало поновити док се није дошло до крајњег чвора. Овим начином претраживања се тако избегавају потенцијални проблеми карактеристични за дубинску претрагу. Самим тим, овај закључак се може сматрати и адекватним оправдањем за избор алгоритма ширинске претраге за дефинисање траса нових далеководова у мрежама за потребе анализа које су описане у овој докторској дисертацији.



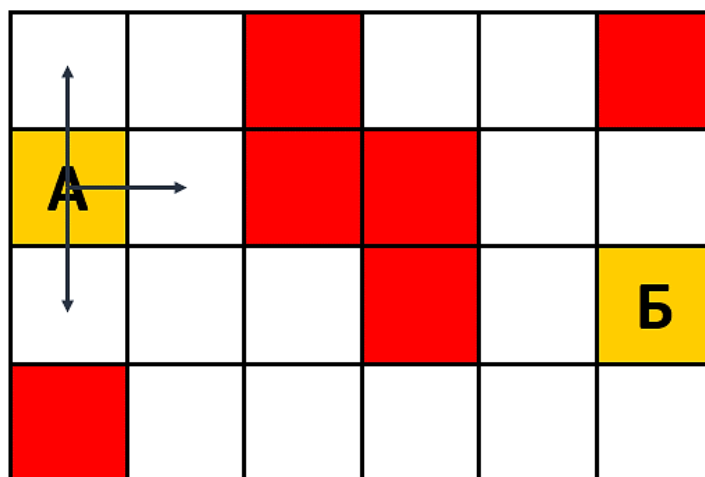
Слика 4.9. Пример ширинске претраге графа.

Како се у свим претходним разматрањима говорило само о графовима, могло би се поставити питање начина на који би се техника претраге која се односи на теоретски скуп чворова и грана могла применити на реалну ситуацију у којој је потребно дефинисати трасу новог далековода. Одговор на ову недоумицу се може наћи у модификовању перцепције терена на коме се налази мрежа о чијем се планирању говори. За почетак, потребно је извршити поделу разматраног географског простора на једнаке сегменте тако да се тај регион подели на делове одговарајућих димензија. Добијени делови терена морају бити довољно мали да се за њих може тврдити да све тачке које се налазе на истом делу терена деле исте релевантне карактеристике. Са друге стране, број ових делова не би требало да буде ни превелики пошто би се на тај начин значајно успорио процес претраге. Након сегментирања простора, сваки добијени део терена може да се поистовети са једним чвором графа. Када су сви чворови графа познати, преостаје још да се одреди шта би био пандан гранама графа. У овом контексту, тим гранама би се могло сматрати граничење делова терена. Ту би се узимало да сваки чвор, осим оних који се налазе на ивицама обрађене области, располаже гранама ка сваком од суседних чворова. Другим речима, сваки део терена би био повезан са деловима терена који се у стварности граниче са њим. Оваквом променом вида посматрања географске регије долази до тога да би се проблем налажења трасе далековода између постројења могао посматрати као проблем проналажења оптималне путање између чворова који представљају та постројења у креираном графу.

Да би се илустровала примена ширинске претраге на овакав проблем, креиран је тест пример који је приказан на Слици 4.10. У креираном простору димензија  $4 \times 6$  квадрата, задатак је био налажење оптималног пута од почетног квадрата (квадрат „А”) до завршног квадрата (квадрат „Б”). Притом није био дозвољен прелазак преко поља која су означена као недоступна. Та поља су на Слици 4.10 обележена црвеном бојом. Први корак који се спроводи у процесу ширинске претраге подразумева проверу суседних чворова. Ово су, сходно описаном поступку, делови терена који се налазе горе, доле, лево и десно од почетног поља. У случају који је дат на Слици 4.10 није било могуће проверити део терена лево од почетног чвора зато што би се тиме изашло из разматране области. У складу са овиме су на Слици 4.11 приказане стрелице које илуструју могућности кретања горе, доле и десно од овог чвора. Потребно је истаћи да је провера овог ограничења вршена за сваки део терена који припада анализираној области. Тако је, на пример, део терена изнад почетног пружао само једну опцију за даље кретање која не би подразумевала повратак у почетни чвор, а то је било кретање удесно. У том квадрату се та путања и завршава.

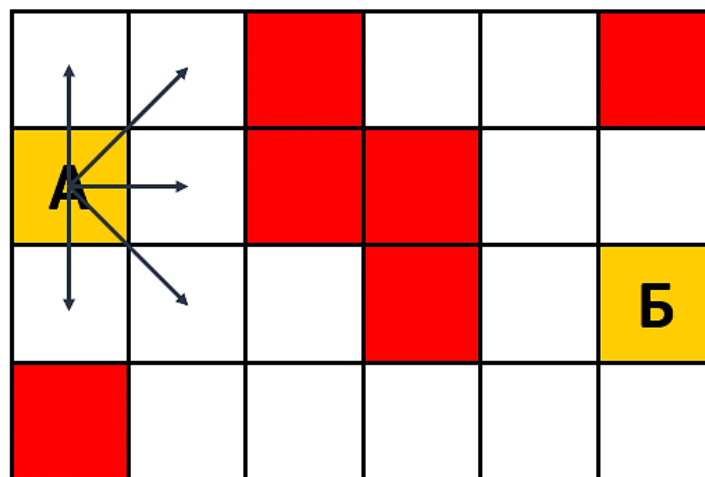


Слика 4.10. Тест пример за илустрацију ширинске претраге.



Слика 4.11. Први корак стандардне ширинске претраге.

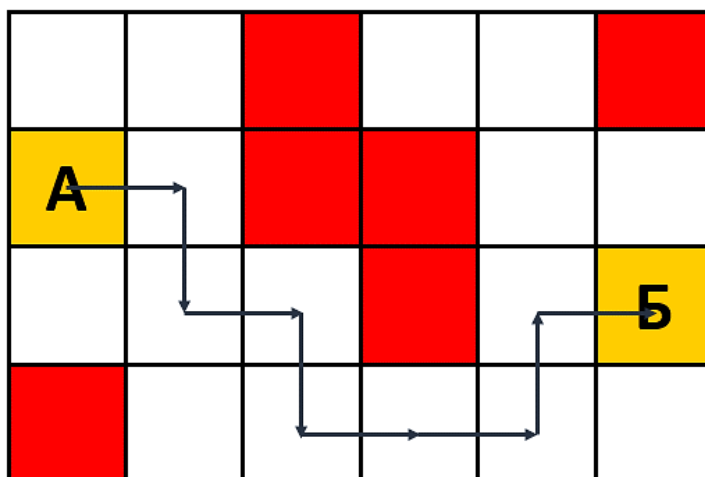
Управо је ту уочена прва могућност побољшања постојећег алгоритма тако да се допринесе његовој ефикасности и тачности резултата. Наиме, уколико би се испоставило да оптимална путања води преко квадрата који се налази један корак десно и један корак доле од почетног квадрата, стандардном алгоритму би требало два корака да дође до овог квадрата. Самим тим, стандардни алгоритам би дужину те путање урачунао у дужину оптималне трасе као двоструку дужину странице квадрата на које је подељена мапа. Ипак, ако би се у овај алгоритам уврстила могућност да се претрага обавља не само по хоризонталним и вертикалним правцима, већ и по дијагоналама, прелазак из једног у други квадрат би се начинио у једном кораку. Наравно, овде је потребно узети у обзир и то да би тај корак био дужи од корака који се прави у стандардном алгоритму. Конкретно, дужина оваквог корака је 1,41 пута већа од стандардног корака. Ако би се таква модификација ширинске претраге применила на тест пример приказан на Слици 4.10, промена би се приметила већ у првом кораку. Наиме, из почетног квадрата би претрага почела у пет праваца. Овиме се повећава брзина и ефикасност претраге, а алгоритам добија потребну флексибилност. Овакав први корак у претрази дефинисаног простора се може видети на Слици 4.12. Са ове слике се може уочити да се и код измењеног алгоритма уважавају ограничења која су важила у стандардном алгоритму, тако да се ни овде не испитују кораци налево од почетног квадрата. Ово се ради како би се спречио излазак путање из региона који се анализира.



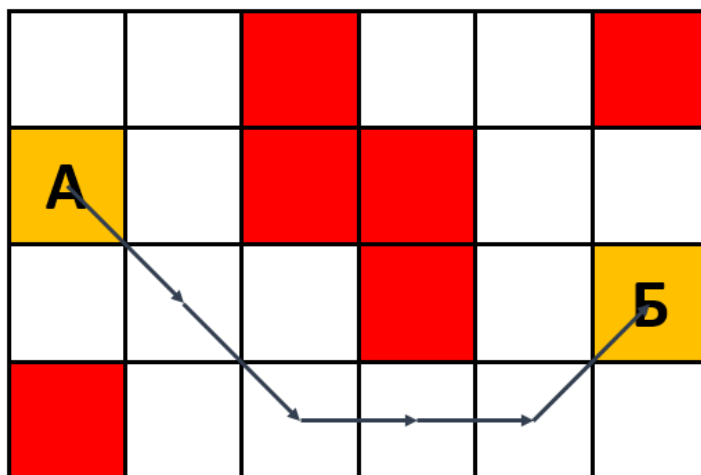
Слика 4.12. Први корак унапређене ширинске претраге.

Потребно је напоменути да би се, у случају у ком постоји већи број путања између полазног и крајњег чвора, при чему би путање имале исти број корака, оптималним решењем прогласило оно које обухвата мањи број дијагоналних корака. Као пример за ово може да служи ситуација у којој је потребно, без икаквих ограничења, кренути из почетног поља и померити се два поља десно од њега. Решење које би обухватало директна два корака надесно би предложило трасу чија би дужина била једнака двострукој дужини странице поља. Са друге стране, решење по ком би се направио корак под  $45^\circ$  од почетног поља, а затим корак под  $-45^\circ$  би, исто као и прво решење, стигло до завршног поља у два корака. Ипак, ова траса би била 1,41 дужа од трасе из првог решења. Сходно томе би се прво решење предложило као оптимално зато што укључује мањи број дијагонала. Траса предложена за пример са Слике 4.10 у случају у ком је примењена стандардна варијанта ширинске просторне претраге је приказана на Слици 4.13.

Као што се са ове слике може приметити, укупна дужина путање одређене помоћу стандардне методе била би једнака осмострукој дужини странице поља. Применом унапређеног начина претраге, проналази се путања која је приказана на Слици 4.14. Уколико би се сада посматрало решење предложено унапређеном методом ширинске претраге, видело би се да се до крајњег дела терена дошло у пет корака, односно у три корака мање него код стандардне претраге. Обе разматране методе су успешно заобишле све квадрате преко којих путања није смела да пређе.



Слика 4.13. Решење тест примера према стандардној претрази.



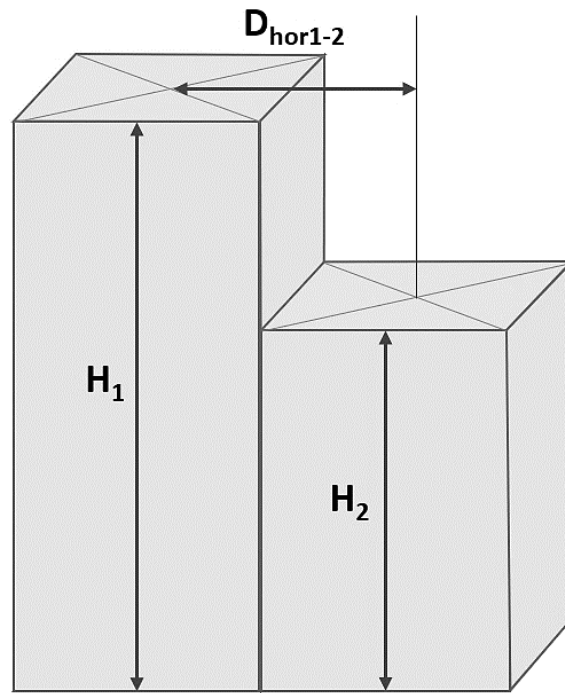
Слика 4.14. Решење тест примера према унапређеној претрази.

Од пет корака начињених у унапређеном поступку, три су се пружала по дијагонали, одакле се може добити то да је дужина предложене трасе једнака дужини странице поља помноженој са 6,23. Упоредивањем ове дужине са дужином трасе која је добијена применом стандардног алгоритма се може одредити да је стандардна верзија ширинске претраге предложила решење које је за 28,4% веће од оптималног решења добијеног другим поступком. Како је већ и речено, за средњорочно планирање развоја је прецизност сваког аспекта веома битна. Одатле је јасно због чега ово побољшање у процени дужине трасе представља велики корак напред са аспекта поузданог средњорочног планирања развоја мреже. Евидентно је да би стандардна варијанта алгоритма преценила и потребне инвестиције у изградњу вода за исти проценат као и дужину трасе. Поред тога, и технички параметри вода које би било потребно уврстити у моделе који се користе за симулације би претрпели идентичну судбину. Тиме би се потенцијално нарушила и прецизност одређивања позитивних утицаја пројекта и читавог планерског процеса.

Ипак, ово није једино побољшање којим је стандардни алгоритам надограђен пре него што је примењен на реални случај система на чијем је развоју потребно радити. Наиме, читав процес који је претходно описан се одвијао у дводимензионалној равни, што је случај који би могао бити прихватљив за тест примере који служе искључиво за демонстрацију рада неке технике. Међутим, то није довољно за реалне системе који се не налазе на идеалној равни, већ на терену који, поред ширинске и дужинске, има и висинску димензију. Како би се унапредио тај аспект рада, развијеном алгоритму је било неопходно дати и могућност преласка у тродимензионални простор. Да би се ово урадило, било је потребно сваком од поља из претходног примера додати и неку вредност надморске висине. Ту је најпогодније било претпоставити да се читаво поље налази на надморској висини тачке која одговара његовом геометријском средишту. Нека се сада узме да постоје два поља, поље 1 и поље 2, и да се ова два поља граниче преко заједничке странице. Таква ситуација је приказана на Слици 4.15. Ако би било потребно одредити дужину пута од једног до другог квадрата, та дужина би, у хоризонталној равни, била једнака дужини странице једног од ових квадрата. Ова дужина се може означити са  $D_{hor1-2}$  за потребе анализе. Међутим, ако би се узело у обзир и то да се ова поља не морају налазити на истој надморској висини, дошло би се до закључка да је стварна дужина трасе између центара тих поља већа од хоризонталне удаљености између њих. Прецизнију удаљеност је могуће израчунати применом израза (4.1). У овом изразу је са  $H_1$  означена висина поља 1, а са  $H_2$  висина поља 2. Овај израз заправо представља примену Питагорине теореме на пример који се разматра.

$$D_{1-2} = \sqrt{D_{hor1-2}^2 + (H_2 - H_1)^2}. \quad (4.1)$$

На овом месту је потребно напоменути то да су на Слици 4.15 коришћене упрошћене представе квадратних поља, при чему се сматра да се читаво поље налази на идентичној висини, те да представља малу раван чији је центар потребно повезати са центром њој суседне мале равни. Визуелно би се због тога могло чинити да би путања којом би центри били повезани пресекала раван која се налази на већој надморској висини, па би се могла довести у питање смисленост примене приказане методе прорачуна. Ипак, како би се те недоумице отклониле, потребно је нагласити да је ово искључиво последица усвојеног упрошћења, те да су у природи овакви прелази између суседних делова терена далеко блажи. Самим тим, ни линија која би директно повезивала средишта разматраних делова терена не би пресекала раван земљишта под условом да је дужина странице квадрата на које је терен подељен довољно мала.



Слика 4.15. Приказ утицаја висинских разлика на дужину путање.

Измена поступка коришћеног за дводимензионалну раван да би се омогућила његова примена на тродимензионални проблем налажења трасе је подразумевала то да је један од чворова које би било потребно повезати новим водом проглашаван за почетни. Самим тим, део терена на коме се тај чвор налази постаје почетно поље претраге. Ако би се остало при обележавању из примера са Сlike 4.10, то би био квадрат „А”. Други чвор до кога би се далековод протезао би био проглашен за крајњи чвор. Овиме би поље на коме се он налази постало завршно поље за дефинисање оптималне трасе преко разматране области. Аналогно, то би овде био квадрат „Б” из примера са Сlike 4.10. У наредном кораку би се унапређена процедура која је коришћена за дводимензионални приказ применила на пројекцију система на хоризонталну раван. Ипак, овде се поступак не би завршио када би се пронашла најкраћа траса која би у равни повезивала одговарајућа поља. Наиме, у комплетном поступку се тај корак понавља све док се не пронађе десет најкраћих траса између ових поља у оваквој пројекцији система. До броја од десет траса се дошло емпиријски, узастопним тестирањима алгорита и евалуацијом добијених резултата.

Наравно, све ово важи за случај у коме би постојало десет различитих траса преко којих би се чворови могли повезати. У случају да не постоји толико различитих траса, користе се оне које су на располагању. Да би се ово остварило, алгоритму је дата могућност да у сваком од корака провери три ствари. Прва од њих је то да ли је пронађена нова путања до крајњег чвора. Ако јесте, та траса се додаје у скуп потенцијалних решења. Друга ствар је то да ли је нађено десет траса од почетног до крајњег чвора. Уколико је то случај, поступак се зауставља. Трећа ствар је то да ли постоји било која путања која и даље није испитана. Уколико нема таквих путања, поступак се такође зауставља како би се избегао евентуални настанак бесконачне петље.

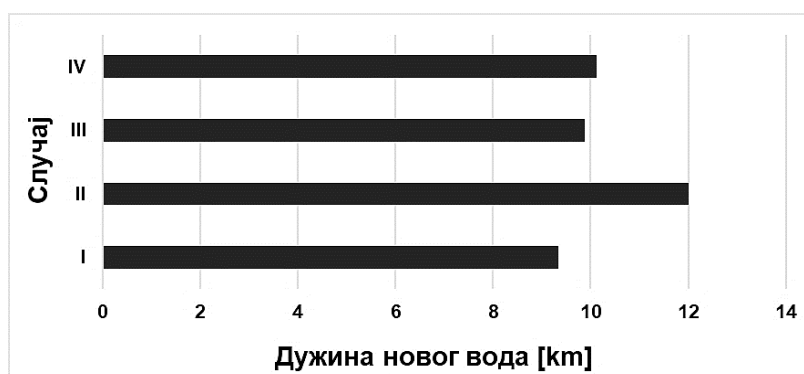
Након тога, за сваку од ових траса се рачуна укупна дужина путање у три димензије употребом израза (4.1) за сваки пар суседних сегмената. По завршетку овог корака се за оптималну трасу проглашава она која има најкраћу дужину. Ова траса се потом предлаже кориснику алгорита, што означава и крај описане процедуре за дефинисање трасе новог далековода у систему.



Након што је опис развијене процедуре за одређивање оптималне трасе новог вода завршен, може се прећи на тест пример на ком је демонстрирана његова употребљивост. На том примеру је обављено поређење финалне верзије ове методе како са стандардном емпиријском техником из инжењерске праксе, тако и са раније описаним варијацијама ширинске претраге. Као што је речено, демонстрација је рађена на тест систему који је приказан на Слици 4.5, уз уважавање надморских висина делова терена датих на Слици 4.6. За потребе прорачуна, претпостављено је да је новим водом потребно повезати чвор 2, који је приказан у левом делу мапе, и чвор 4, који припада десном делу ове мапе. Пре свега је било потребно утврдити координате сегмената терена који одговарају овим чворовима. У ове сврхе је као референца узет геометријски центар ових сегмената. Таквим поступком је добијено да су координате центра сегмента коме припада чвор 2 (1, 4,6), док је центар сегмента на коме је чвор 4 (9,4, 3,4). Након тога, било је потребно дефинисати начин израчунавања дужине новог вода између ових чворова. Ту је донета одлука да се у разматрање узму четири различита случаја. Описи изабраних случајева су, заједно са респективним дужинама далековода добијеним њиховом употребом, дати у наставку:

- I случај – употреба емпиријске методе која се због брзине и једноставности често може срести у инжењерској пракси; метода обухвата множење директне удаљености између тачака дефинисаних координатама из претходног пасуса искуственим фактором од 1,1, чиме је добијена дужина вода од 9,34 km.
- II случај – употреба стандардног алгоритма ширинске претраге у дводимензионалној равни који може посматрати само кретања преко ивица формираних квадратних поља; применом овог алгоритма процењена је дужина новог далековода од 12 km.
- III случај – употреба измењеног алгоритма ширинске претраге у дводимензионалној равни који уважава и могућност кретања по дијагоналама; коришћењем овог алгоритма процењена је дужина новог далековода од 9,88 km.
- IV случај – употреба финалне верзије развијеног алгоритма ширинске претраге којим је простор могуће узети у обзир не као пројекцију на дводимензионалну раван, већ уз уважавање све три димензије које постоје у стварности; помоћу ове методе, процењена је дужина новог далековода у тест систему од 10,13 km.

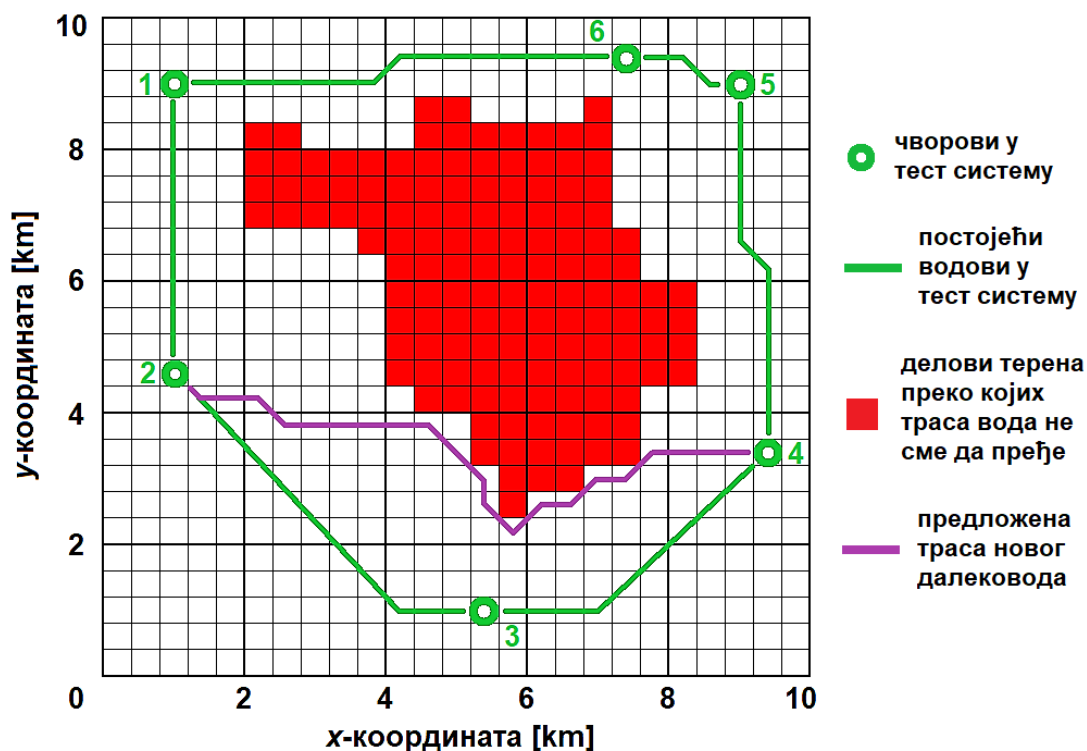
Као што се може закључити, различите технике за процену дужине трасе новог далековода су дале и различите резултате. Разлика између највеће и најмање процењене дужине превазишла је 2,6 km, што је незанемарљива грешка на дужину од нешто преко 10 km. Ова разлика постаје јаснија са графика приказаног на Слици 4.16, на коме се виде све четири процењене дужине.



Слика 4.16. Поређење дужина добијених различитим методама.

У складу са набројаним карактеристикама креираног алгоритма, потребно је нагласити и да добијање дужине оптималне трасе новог далековода између чворова није једини резултат који се може очекивати након што се поступак заврши. Наиме, поред оптималне дужине трасе вода, при чему су уважаване забрањене зоне, алгоритам даје и саму трасу вода, односно прецизан списак координата сегмената терена преко којих далековод треба да пређе. Зато се у меморији рачунара у току вршења поступка одређивања трасе чува не само дужина сваке од траса, већ и листа смерница које је од почетног квадрата потребно пратити како би се добила ова траса. Сваки од смерова у којима би траса могла ићи је дефинисан помоћу броја. Тако, примера ради, кретању један квадрат надесно одговара број 1, кретању један квадрат нагоре број 2, а кретању под  $45^\circ$  број 5. Према томе, ако би некој траси одговарао опис 1-1-5-2, то би значило да би вод ишао два поља надесно од почетног квадрата, затим би скренуо дијагонално под  $45^\circ$ , а завршио би се кретањем једно поље нагоре. Тако се једноставно може пратити и број корака начињених у дијагоналним смеровима. На крају се кориснику не приказује овакав опис трасе, већ се исти, у сврхе што лакшег разумевања, конвертује у координате квадратних поља. Овиме је корисник поштеђен дешифровања смерова кретања трасе, што смањује могућност грешке у овом кораку.

Описани поступак се не врши за сваку трасу, већ само за ону која се на крају процеса прогласи за оптималну. Овиме се добија на ефикасности и побољшању трошења расположивих ресурса. Како би се ово и показало, на Слици 4.17 је приказана мапа тест система са Слике 4.5, уз додатак предложене трасе новог вода, уцртане љубичастом бојом. Ова траса одговара случају IV са претходне стране. Као што се види, предложена траса иде од чвора број 2 до чвора број 4 у овом систему. Такође, јасно је и да траса заобилази забрањену зону разматране области, те се закључује да су услови постављеног задатка испуњени, а приказано решење прихватљиво. Видљиво је и да би ова траса могла бити додатно оптимизована ако би се повећала резолуција мреже, односно смањила величина квадратних поља. Ипак, за овај тест пример је сматрано да је предложени поступак довољно прецизан за адекватно илустровање могућности алгоритма.

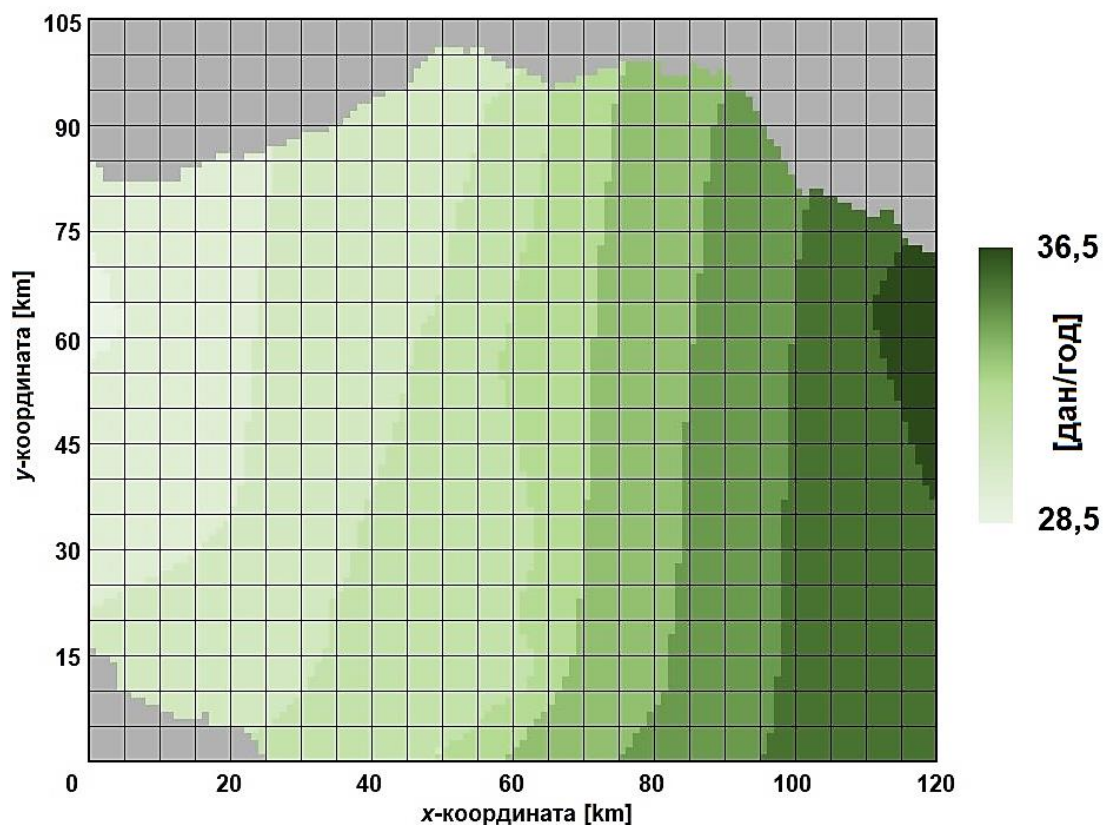


Слика 4.17. Приказ трасе добијене за посматрани тест пример.

Иако је приказивањем резултата за тест пример комплетирано представљање основне верзије креиране методологије за дефинисање оптималне трасе нових далековада, потребно је истаћи још једну специјалну ситуацију која је узета у обзир током развоја алгоритма. Наиме, може се догодити да се, после конверзије у тродимензионални простор, добију две трасе потпуно исте дужине. Наравно, у пракси се овакве ситуације дешавају са веома малом вероватноћом пошто додавање треће димензије у значајној мери смањује могућност добијања више од једне трасе која би могла да буде проглашена за оптималну. У случају да се оваква ситуација ипак догоди, могло би се поставити питање коју би од предложених траса требало изабрати као оптималну. Одговор на ово питање може бити двојак, зависно од тога у којој се мери жели поједноставити та проблематика. Применом упрошћеног приступа, за оптимално решење би се одабрало било које од поменутих. Са друге стране, у алгоритму предложеном у овој дисертацији коришћен је приступ по коме би се само у овим ситуацијама користио додатни критеријум. Као додатни критеријум усвојен је збирни кераунички ниво делова терена кроз које трасе пролазе. На овом месту је потребно нагласити и то да овај критеријум има смисла уколико су предложене трасе лоциране на различитим крајевима мреже. За случај у коме су трасе исте дужине и међусобно блиске, могло би се догодити да су њихови кераунички нивои идентични. Тада би се користио већ поменути упрошћени приступ, те би се сматрало да било која од траса може да се изабере.

Укратко, кераунички ниво представља просечни број дана у години у којима се у некој области региструје грмљавинска активност. Пошто су последице до којих може доћи у ситуацијама у којима би гром ударио у стуб далековада познате, а могу укључивати и озбиљне хаварије које угрожавају опрему на елементима система и безбедност људи у близини далековада, јасно је зашто је пожељно у што већој мери предупредити ударе грома у нови далековод. Укључивање додатног критеријума у алгоритам се није испоставило као сувише компликовано, зато што је број грмљавинских дана у години могуће одредити на нивоу једног квадратног сегмента. Ови подаци су коришћени само у горенаведеним ситуацијама у којима би се добио већи број траса идентичних дужина од почетног до крајњег сегмента. За такве трасе би се израчунао збирни кераунички ниво. Другим речима, потребно је сабрати керауничке нивое свих сегмената преко којих прелази нека траса, након чега се траса за коју се добије мањи укупни кераунички ниво проглашава за оптималну. Ова траса се потом предлаже кориснику као резултат поступка.

Природно, овај критеријум се може искористити искључиво у случајевима за које је доступно довољно података о грмљавинским активностима на анализираном географском подручју. Ти подаци би такође морали да имају задовољавајућу прецизност и резолуцију са којом су мерења извршена. На срећу, за већину практичних случајева у којима би требало користити развијени алгоритам, вредности керауничких нивоа би биле на располагању операторима система, пошто је велики број студија које су се бавиле овом темом јавно доступан. На пример, за географску област на којој се налази део 110 kV мреже Војводине који ће бити посматран у наставку овог поглавља, информације везане за кераунички ниво могу да буду прочитане из [158]. У овом раду је дата изокерауничка карта за територију Републике Србије (са изузетком територије АП Косова и Метохије, због недостатка потребних улазних података). Ако се из овог рада извуку информације које се односе на географску област релевантну за спроведене анализе, добија се мапа дата на Слици 4.18. На приложеној мапи су светле нијансе зелене боје искоришћене за мање вредности керауничког нивоа, док тамније нијансе зелене боје означавају веће вредности овог параметра. Са дате мапе се може видети да се, у анализираној области, кераунички ниво повећава како се иде од запада према истоку, при чему до ове промене долази постепено.



Слика 4.18. Кераунички нивои у посматраном делу Војводине.

По приказаном дијаграму, може се закључити да су за разматрани део 110 kV преносне мреже Војводине на располагању биле све информације потребне за примену развијене методологије. У каснијим прорачунима рађеним за овај случај су дужине предложених далековаода због тога могле бити утврђиване у тродимензионалном простору, уз уважавање керауничких нивоа ако би се за овиме указала потреба. Што се тиче забрањених зона на овом подручју, узето је да су исте као и оне које су већ приказане на Слици 3.17. Тада су те зоне означавале сегменте терена на којима не би могла да се разматра изградња нових ветроелектрана. У случају средњорочног развоја, преко њих се не би дозвољавао прелазак траса нових далековаода у систему.

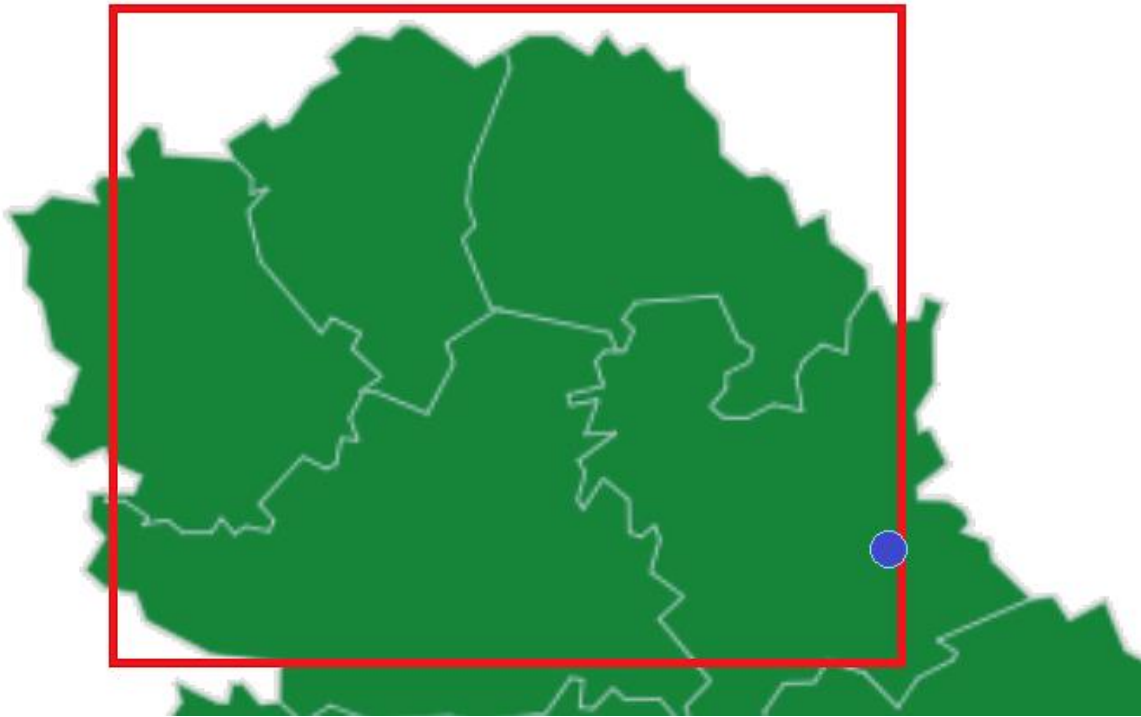
Што се тиче тест случајева који су изабрани за демонстрацију могућности које нуди развијени алгоритам, на њих није било могуће применити пуну верзију предложеног поступка. Наиме, ти системи се не налазе ни на каквом реалном терену. Према томе, за њих на располагању није било информација попут надморских висина, зона преко којих се нови вод не би смео градити и керауничких нивоа. Како би се ова метода ипак применила и на те системе, било је потребно усвојити одговарајуће претпоставке. Тако је усвојено да се сви сегменти у фиктивним регијама у којима би се ти системи могли налазити простиру у једној равни, односно да имају идентичну надморску висину. Такође је сматрано да су кераунички нивои сегмената међусобно једнаки. Самим тим, прешло се на упрошћену варијанту разрешења ситуација у којима би могло доћи до предлагања више траса једнаке дужине. У оваквим ситуацијама је усвојен принцип по коме би се предлагала насумично изабрана траса из скупа могућих решења. Наредна претпоставка је била да не постоје зоне у којима не би била дозвољена изградња далековаода. Према томе је алгоритму остављена слобода да нове водове у мрежи позиционира стриктно по критеријуму најмање дужине. Начин на који је алгоритам коришћен у предложеној методи за средњорочни развој ће бити нешто детаљније објашњен у Потпоглављу 4.5.

### 4.3. Избор радних режима за средњорочни развој

У складу са разликама између дугорочног и средњорочног планирања развоја система, читава прва половина овог поглавља је посвећена начинима на које су додатне комплексности које средњорочне планирање носи биле уважаване у процесу оптимизације. Ово потпоглавље није директно посвећено сложености процеса средњорочног планирања, већ последицама оваквог нивоа детаљности. Наиме, ако се узме у обзир количина улазних података која је потребна да би се планерска процедура извршила на адекватан начин, дошло би се до тога да за овакав вид планирања није довољно разматрати само један радни режим у току године. То би постало још јасније ако би се узело у обзир то да се на основу резултата тог планерског поступка процењују пројекти. У оквиру предложене методе је број радних режима који се узимају у обзир из овог разлога повећан на три. Ова три режима су изабрана на основу селекције дате и у званичним планерским документима [105]. Одабрани радни режими система су следећи:

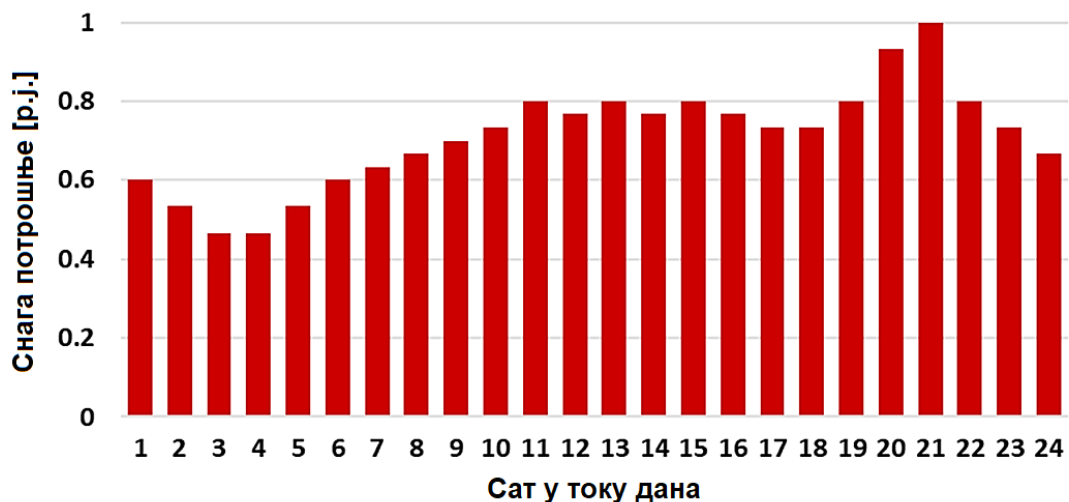
- Радни режим зимског максимума (за овај режим се типично користи ознака *WP* – *Winter Peak*): режим који је коришћен код процедуре за дугорочно планирање развоја. Уз то што до њега типично долази у вечерњим сатима у зимском периоду и што се препознаје по највишим годишњим вредностима потрошње, у овом режиму се јављају услови за настанак преоптерећења водова и појаву прениских напона у систему. У овом радном режиму се очекује максимална снага потрошње у систему на годишњем нивоу.
- Радни режим летњег максимума (за овај режим се типично користи ознака *SP* – *Summer Peak*): режим који се одликује највишим вредностима потрошње у току лета. Типично се јавља током вечерњих сати. У њему се јављају услови за високо оптерећење водова у систему, не због највиших апсолутних вредности токова снага, већ због нешто нижих ограничења пропусних моћи водова у току летњег периода. Према [105], у овом режиму се може очекивати потрошња од 72,5% конзума из радног режима зимског максимума (однос израчунат коришћењем прогнозираних потрошњи за 2030. годину).
- Радни режим летњег минимума (за овај режим се типично користи ознака *AM* – *Absolute Minimum*): режим који одликује најнижи износ потрошње на годишњем нивоу. До њега долази у ноћним сатима касног пролећа или раног лета. Критичност овог режима се не огледа толико у настанку преоптерећења водова у мрежи, колико у могућности појаве превисоких напона до којих може доћи услед подооптерећености елемената. Применом истих референтних вредности као код летњег максимума (потрошње које су у [105] дате за 2030. годину), долази се до тога да овом режиму одговара потрошња која је једнака 37,9% потрошње која се приписује режиму зимског максимума.

Као што је раније поменуто, у оквиру овог процеса ће се посматрати искључиво прикључења ветроелектрана. Сходно разматрањима датим у Поглављу 2, евидентно је да снага производње којом би ове ветроелектране располагале директно зависи од брзине ветра у сваком од радних режима. Да би се те брзине ветра могле одредити, било је потребно начинити претпоставку о локацији изградње ветротурбина. На основу закључака из претходног поглавља, јасно је да се највећи потенцијал за изградњу ветроелектрана у области Војводине може приписати њеном источном делу. У складу са тиме, за све примере анализираних у овом поглављу је као погодна локација изабрана општина Сечањ, чији је положај дат на Слици 4.19. Као што се са ове слике може приметити, ова општина се налази на самом ободу посматране области, али ипак припада подручју које је у претходном поглављу означено као врло погодно за развој ветроенергетике.



Слика 4.19. Положај општине Сечањ у односу на посматрани регион.

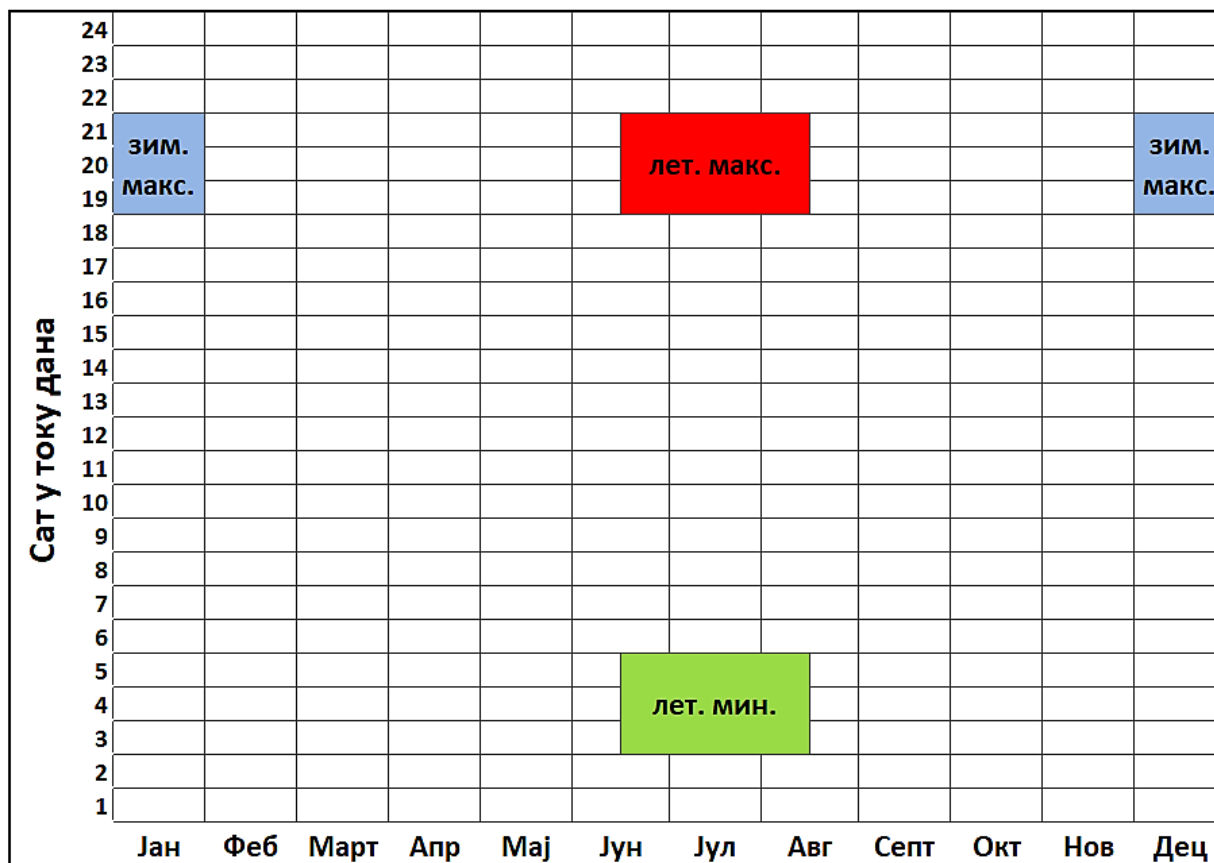
Поред чињенице да се општина Сечањ налази у регији са највећим потенцијалом ветра, избору ове локације као референтне за брзине ветра које би одговарале различитим радним режимима је допринела и расположивост података. За ову локацију су од јула 2012. године до јуна 2013. године вршена мерења брзине ветра са десетоминутном временском резолуцијом. Ту је могло доћи до недоследности, пошто се карактеристични режими разматрају на сатном нивоу. Да би се ово избегло, мерења брзине ветра су обрађена тако да се сведу на сатну резолуцију. Ово је урађено рачунањем просечних брзина ветра у сваком сату у току једногодишњег интервала у коме су мерења вршена. Наредни корак пре прецизирања брзина ветра у сваком од посматрана три радна режима је дефинисање сати у току дана које би требало разматрати за сваки радни режим. Да би се ово реализовало, усвојен је типичан дневни дијаграм промене потрошње, који је дат на Слици 4.20 [159]. Овакав дијаграм дневне варијације конзума је типичан за системе у којима се већина потрошње одвија у домаћинствима, какав је и систем Републике Србије.



Слика 4.20. Типични дневни дијаграм потрошње.

Потребно је нагласити да је приказани дијаграм потрошње индикативан. Метода развијена у склопу ове дисертације би се могла прилагодити потребама корисника уносом одговарајућих карактеристичних режима. Корисник би такође могао да унесе и брзине ветра које би, према његовом искуству, требало усвојити за сваки радни режим од интереса. У обрађеном примеру за режим зимског максимума су посматрани сати између 18:00 и 21:00 у децембру и јануару. За два летња режима је као релевантан узет период од 15. јуна до 15. августа. Као делови дана од интереса за режиме летњег максимума и летњег минимума су редом узимани интервали од 18:00 до 21:00 и од 02:00 до 05:00. Таква селекција је направљена према дневним променама потрошње са Слике 4.20. Илустрација начињене селекције је приказана на Слици 4.21.

Може се учинити да су избором сати у којима би могло доћи до појаве екстремних вредности потрошње отклоњене све недоумице, те да се може прећи на конкретизацију брзина ветра које ће се узимати за изабране радне режиме. Ипак, пре тога се мора отклонити још једна нејасноћа. Наиме, претходно начињеним претпоставкама су се издвојили скупови мерених брзина ветра који су могли одговарати критичним радним режимима, али нигде није наведено како ће се из овог скупа изабрати једна вредност која ће се касније користити за прорачуне. Како би се ово урадило, било је неопходно вратити се на дијаграм приказан на Слици 2.6. На том дијаграму се види да се снага производње ветротурбина повећава са брзином ветра. Одатле се може доћи до закључка да критични временски услови за рад ветроелектрана укључују што веће брзине ветра на местима на којима су турбине постављене. Ова претпоставка је првенствено битна за прорачуне оптерећења далековода. Сходно томе, донета је одлука да се као брзина ветра која се приписује неком од посматраних режима изабере највећа забележена сатна брзина из скупа измерених вредности у периоду који одговара том режиму рада.



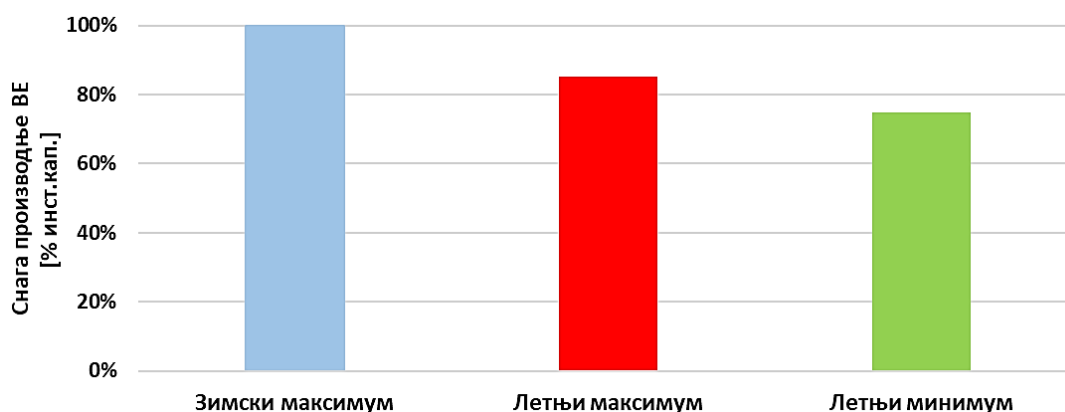
Слика 4.21. Избор релевантних месеци и сати за радне режиме.



Иако се у овом тренутку већ могло прећи на утврђивање конкретних брзина ветра за сваки од радних режима, пре тога је било пожељно увести још једну претпоставку. Наиме, системи се не описују само капацитетима за производњу и топологијом елемената, већ и потрошњом. Ова потрошња не зависи само од изабраног радног режима у некој години, него и од тога о којој је години реч. Због тога је било неопходно усвојити и временски хоризонт који ће се посматрати приликом процеса средњорочног планирања. У те сврхе је изабрана 2030. година. Сада је било могуће формирати и одговарајуће описе сваког од радних режима, представљене у наставку:

- Зимски максимум: за овај радни режим је издвојена брзина ветра од 19,55 m/s, тако да се могло сматрати да ветроелектране генеришу енергију снагом једнаком инсталисаној снази (према Слици 2.6, ова брзина је већа од називне брзине ветра). Према Слици 3.4 би вршна годишња снага конзума у делу 110 kV преносне мреже Војводине од интереса у 2030. години и, самим тим, снага која би одговарала овом радном режиму била једнака 1875 MW. Ово је вредност која је за око 5% већа од оне забележене у 2020. години.
- Летњи максимум: за овај радни режим је узета максимална брзина ветра од 11,36 m/s. Коришћењем дијаграма са Сlike 2.6 је дефинисано да би снага производње турбина у овом режиму требало да буде једнака 85,11% њихових инсталисаних снага. Применом познате снаге потрошње за зимски максимум и одговарајућег фактора уз помоћ којег је успостављен однос између снага потрошње у ова два радна режима, добијено је да би снага потрошње у делу 110 kV мреже Војводине у овом режиму износила 1360 MW.
- Летњи минимум: за овај радни режим је узета максимална брзина ветра од 10,65 m/s. Са Сlike 2.6 је прочитано да би снага производње енергије у ветроелектранама у овом радном режиму требало да износи 74,83% њихових инсталисаних капацитета. Што се тиче потрошње разматраног дела 110 kV преносне мреже Војводине, њу је било могуће израчунати скалирањем снаге потрошње која је за исти део мреже коришћена за режим зимског максимума. Овим поступком је добијена вредност снаге конзума од 711 MW.

Потребно је истаћи да принцип прогнозирања потрошње, услед недостатка улазних података, није било могуће применити и на тест системе. Због тога је за њих усвојен принцип по коме је снага потрошње у режиму зимског максимума једнака снази која је присутна у основној и јавно доступној верзији ових тест система. За остала два режима, снаге конзума су, као и за реални пример, израчунате скалирањем снаге усвојене за радни режим зимског максимума. Релативне снаге производње ветроелектрана су, по радним режимима, приказане на Слици 4.22.



Слика 4.22. Релативне снаге производње ВЕ по режимима 2030. године.



#### 4.4. Критеријумске функције за средњорочни развој

Последња одлука коју је било потребно донети пре него што се прешло на размишљање о томе на који ће се начин предлагати ојачања мрежа била је она која се односила на то по чему ће се утврдити које је решење разматраног проблема погодније од неког другог. Овакву одлуку није било лако донети, како због тога што је број критеријума које је практично могуће разматрати коначан, тако и због различитих приоритета потенцијалних корисника развијене методе. Као илустрација ове тврдње могу послужити радови [160-162]. Иако су сва три рада заснована на проблематици оптималних развоја система, решења се у њима оцењују по потпуно различитим критеријумима и параметрима. У првом наведеном раду се оптимално решење проблема бира пробабилистичким приступом, тако што се процењује његов утицај на параметре поузданости рада система и испоруке енергије потрошњи. У параметре из друге групе спада очекивани број сати на годишњем нивоу у којима би у систему могао постојати недостатак енергије потребне за снабдевање конзума (*Loss of Load Expectation – LOLE*). Следећи наведени рад развоју мреже приступа на другачији начин, где се пројекат не посматра искључиво као електроенергетска инфраструктура која има утицаја само на оператора система. Према методологији приказаној у овом раду, пројекат се гледа као опште добро. Због тога се разматрају позитивни ефекти које би свако од могућих решења имало на друштвену и економску добробит целог становништва. Последњи рад са ове листе је базиран на планерским актима у којима је детаљно описан смер развоја система у Парагвају. Као такав, пружа детаљан увид у методологију за процењивање пројеката у којој је селекција оптималног пројекта заснована на мултикритеријумској анализи. Критеријуми су ту одвојени у три категорије – техничке, економске и практичне критеријуме везане за потешкоће до којих може доћи у току реализације пројекта. На основу ових радова и њихових разлика се може наслутити комплексност проблема адекватног избора критеријума.

Према искуству аутора дисертације, за евалуацију пројеката на територији Европе као валидан извор може се користити методологија Европске асоцијације оператора преносних система (*ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*). Тренутно важећа верзија методологије је доступна на интернет страници асоцијације [163]. Ова методологија је разматрана зато што се по њој обавља евалуација пројеката који су пријављени у оквиру Пан-европског десетогодишњег плана развоја преносних система. Тако добијени резултати користе се како за интерне калкулације оператора, тако и за селекцију пројеката за листе приоритетних пројеката. Листе приоритетних пројеката са тачке гледишта Европске уније дефинисане су у складу са регулативом која уређује енергетски развој те организације (*TEN-E – Trans-European Networks for Energy*). Према ажурној верзији ове регулативе [164], приоритетни енергетски пројекти могу бити подељени у две основне категорије. Прва категорија обухвата пројекте од општег интереса (*PCI – Projects of Common Interest*), односно пројекте који повезују две земље чланице Европске уније. Друга категорија укључује пројекте од заједничког интереса (*PMI – Projects of Mutual Interest*), односно пројекте између држава чланица Европске уније и држава које нису чланице Европске уније. Када се заврши пријава пројекта за уврштавање на један од ових спискова, као званична оцена тога да ли тај пројекат треба да буде инкорпориран у листу се посматра процена урађена по критеријумима из наведене методологије. Пошто се пласман пројекта на листама узима као мера помоћи која би се за његову реализацију могла очекивати из званичних фондова Европске уније, евидентно је у којој је мери важно да се процена значаја пројекта уради квалитетно. Овај закључак се може сматрати и гарантом квалитета разматране методологије. Управо је због тога она одабрана и за анализе спроведене у овој дисертацији.

По тој методологији, критеријуми које је потребно размотрити приликом евалуације неког од сагледаних пројеката могу бити подељени у три основне категорије:

- Бенефити – осам критеријума, обележених у овој методологији ознакама од Б1 до Б8; сваким од ових критеријума изражава се мера једног позитивног ефекта који се очекује од пројеката, што може да варира од утицаја на повећање ефикасности рада система до утицаја на интеграцију обновљивих извора и смањење емисија гасова изазивача ефекта стаклене баште у атмосферу;
- Трошкови – два критеријума, обележених у овој методологији ознакама Ц1 и Ц2; овде би се критеријум Ц1 могао описати као мера капиталних трошкова који би морали бити поднети пре уласка објекта у погон, док се критеријум Ц2 описује као мера оперативних годишњих трошкова који се морају планирати да би се изграђени објекат, после уласка у погон, задржао у задовољавајућем стању за нормално функционисање;
- Преостали утицаји – три критеријума, обележених са С1, С2 и С3; користе се као мера утицаја који нису могли да буду адекватно уважени кроз критеријуме из претходне две категорије, било да се утицаји односе на друштво или на животну средину.

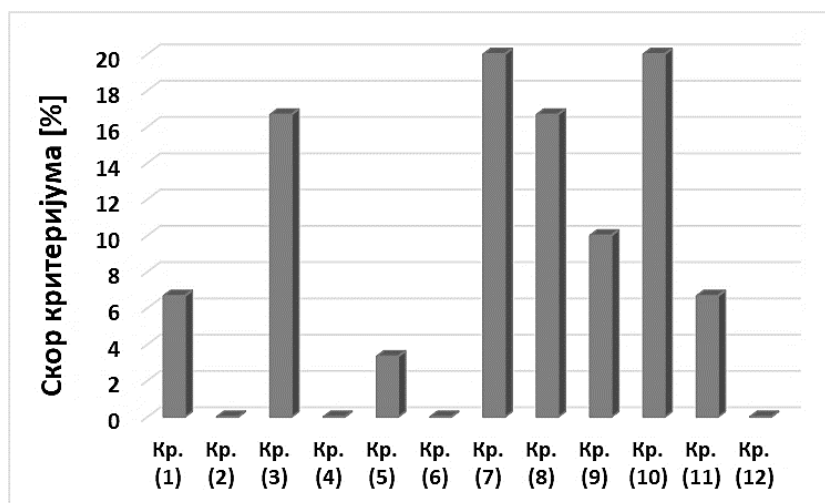
Наредни корак у одабиру критеријума који би могли да послуже за илустрацију могућности развијеног алгоритма за планирање система било је дефинисање опција које би уопште могле ући у разматрање за ту улогу. Као основа за то су служили параметри према којима се по [163] обавља евалуација пројеката које оператори система желе да реализују у наредним годинама. Након детаљне анализе овог документа, направљена је селекција потенцијалних критеријума. У ужем избору за критеријуме који би могли да се уврсте у алгоритам су се нашли следећи:

- (1) Редукција емисија угљен-диоксида у атмосферу;
- (2) Смањење емисија осталих гасова изазивача ефекта стаклене баште;
- (3) Омогућавање већег пласмана енергије из обновљивих извора у систем;
- (4) Испуњавање циљева наметнутих регулативама везаним за зелену транзицију;
- (5) Повећање прекограничних капацитета између предметног и суседних система;
- (6) Смањење разлике у цени електричне енергије између система;
- (7) Повећање ефикасности преноса електричне енергије;
- (8) Решавање радијалног напајања трансформаторских станица;
- (9) Смањење утицаја електроенергетске инфраструктуре на животну средину;
- (10) Смањење трошкова улагања у нову електроенергетску инфраструктуру;
- (11) Смањење укупне цене одржавања електроенергетске инфраструктуре;
- (12) Преостали фактори (фактори необухваћени претходним критеријумима).

Како би се у наставку текста избегло писање пуног назива сваког од наведених критеријума, за њих ће се користити бројчане ознаке које им припадају на датом списку. Тако ће, на пример, решавање радијалног напајања трансформаторских станица бити означавано као „критеријум (8)”, смањење емисија угљен-диоксида у атмосферу као „критеријум (1)”, док ће се за пораст ефикасности преноса енергије користити назив „критеријум (7)”.

Коначно, било је потребно скратити приказану листу критеријума све док не остану само они који ће бити имплементирани у алгоритам за средњорочни развој система. Приликом вршења селекције, било је могуће искористити један од два принципа. Први принцип је био онај према коме би се избор правио по искуству аутора дисертације, уз помоћ стручне литературе која би обухватала предлоге инжењера који су се овом проблематиком бавили. Други принцип је био заснован на анкетању инжењера који се у пракси баве планирањем развоја система. Услед комплексности које у значајној мери отежавају успостављање универзалних критеријума које би сви оператори могли да примењују, одабран је други принцип. У складу са овиме, селекција критеријума које би требало уважити у алгоритму је препуштена запосленима (и тренутним, и бившим) у Дирекцији за развој а.д. „Електро mreжа Србије”. Анкета је спроведена тако што је сваком од учесника пружена прилика да на анкетном листићу заокружи оне критеријуме који би требало да буду окарактерисани као приоритетни. Изглед анкетног листића се може видети у Прилогу 3 ове дисертације. Резултати спроведене анкете су приказани на Сlici 4.23.

Као што се са овог дијаграма може видети, четири критеријума (критеријуми (3), (7), (8) и (10)) се могу издвојити као они који су добили највећи број гласова у току анкете. У складу са тиме, за мултикритеријумску анализу која је претходила предлагању нових пројеката у мрежи су као релевантни узети критеријуми (3) и (7). Овде је критеријум (3) уважен преко процене количине енергије која се производи у обновљивим изворима. Као мера ефикасности преноса енергије је коришћена снага губитака електричне енергије у посматраном делу мреже. Са друге стране, критеријум (10), коме је у анкети приписан велики значај, није био директно уврштен у процес, већ је био посматран као ограничење. Ово је урађено дефинисањем горњег ограничења буџета за пројекат. Сви пројекти који су захтевали улагања већа од ове вредности су били подвргнути пенализацији, односно смањењу мере квалитета. Потребно је напоменути да, иако је значај решавања радијалног напајања трансформаторских станица јасан, тај критеријум није узет као погодан за илустрацију начина рада предложене методе. Оправдање за овакву одлуку лежи у специфичности пројеката који би могли допринети том циљу. Наиме, код таквих пројеката је једна од две крајње тачке новог далековода позната и пре отпочињања процеса. То би, логично, морала бити радијално напајана трансформаторска станица. Самим тим је број потенцијалних решења проблема веома ограничен. Свако од тих решења укључује вод од радијално напајаног постројења до неког другог чворишта у мрежи. Због тога би брже било тестирати све опције којима би се наведени проблем могао решити, него примењивати оптимизационе технике.



Слика 4.23. Резултати анкете на тему критеријума за развој система.

#### 4.5. Модификација диференцијалне еволуције

Као што је већ напомињано, за решавање проблема средњорочног развоја дела преносне мреже Војводине одабрана је техника позната као диференцијална еволуција. Коришћење ове методе, одабране на основу предности које нуди, није могло бити реализовано директном применом изворне форме овог алгоритма. За ово се разлог може пронаћи у природи проблема који је овде било потребно решити. Наиме, оптимизациони проблеми се могу поделити на континуалне и на дискретне. Континуални проблеми су карактеристични по томе што променљиве у њима могу узети било коју вредност из унапред дефинисаног опсега. Дискретним проблемима се називају проблеми код којих променљиве морају бити једнаке некој од вредности из одређеног скупа. По дефиницији из [59], диференцијална еволуција представља технику која је примарно намењена решавању континуалних проблема. Таквим проблемима је прилагођен и механизам помоћу ког ова метода врши претрагу простора. Са друге стране, проблем планирања развоја мреже је, посебно у случајевима у којима је развој заснован на градњи инфраструктуре, задатак дискретне природе. У основи, такав проблем се може свести на проблем прецизирања чворова које је најбоље повезати новим водом, уз уважавање одговарајућих ограничења и правила. То се може уочити и на примеру дугорочног развоја, образложеном у претходном поглављу.

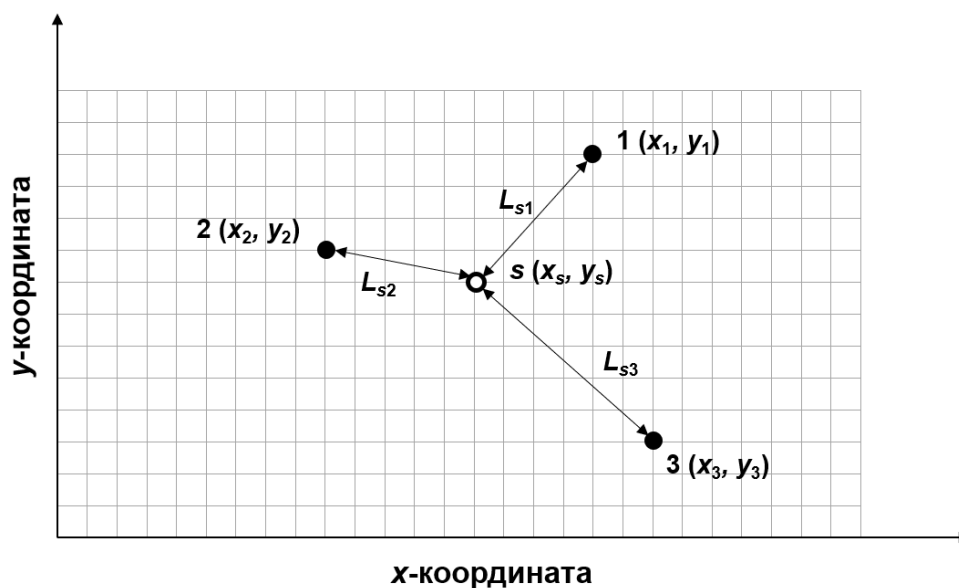
Одатле се долази и до питања начина на који је омогућена примена диференцијалне еволуције на тип проблема за чије решавање није била намењена у свом оригиналном облику. У случају у коме анализирани проблем није могуће решити одабраном методом, прва опција је свакако разматрање алтернативних метода. Ако постоји оправдани разлог због ког није препоручљиво да се изабрана метода замени неком другом, једини начин на који се решавање може извршити је онај који укључује прилагођавање проблема методи. Тај разлог је, за случај диференцијалне еволуције и разматрани тип проблема, дат у Прилогу 4. Посматрани проблем би овде морао да задржи своју суштину, док би му се форма модификовала до те мере да изабрана метода буде погодна за његово решавање. У овом случају је било потребно изменити проблем оптималног средњорочног планирања система тако да се он из дискретне преведе у континуалну форму.

На овом месту се долази до разлога због кога су све мреже на којима ће ова техника планирања бити демонстрирана у Потпоглављу 4.1 приказане на геореференцираној мапи. Конверзија из дискретне у континуалну форму је урађена коришћењем геореференцирања. Сваки чвор који је припадао разматраним системима је, уместо броја којим је био означен при креирању мапа система, у овој процедури идентификован преко скупа од две координате. Прва координата је дефинисала положај изабраног чвора по хоризонталној оси ( $x$ -координата). Друга координата је одређивала положај изабраног чвора по вертикалној оси ( $y$ -координата). Одатле је јасно да је тим јединственим скупом од две управљачке променљиве једнозначно прецизиран положај тачке на географској мапи. Овим поступком се тако није угрозила прецизност оптимизационог поступка. На основу овога се закључује да је било потребно прилагодити форму приказивања решења задатка. Форма је подразумевала (као и у Поглављу 3) да решење буде представљено као скуп два броја чворова. За ситуацију изазвану процесом конверзије, та форма је адаптирана тако да је свако од решења садржало четири координате. Прве две координате су служиле као идентификатор првог од два чвора које би било потребно повезати новим водом. Аналогно, трећа и четврта координата су описивале други чвор решења. Да би се читљивост овакве форме олакшала, за први чвор је проглашаван онај са мањом вредношћу  $x$ -координате. Потребно је нагласити да је кориснику решење и даље давано у форми два чвора, а не њихових координата.

Приликом претраге простора се често јављала ситуација у којој пројекција пара управљачких променљивих задужених за једну тачку није припадала ни једном чвору разматране мреже. У оваквим случајевима сматрано је да је чвор који одговара неком пару координата онај који је најближи тачки која је одређена тим паром координата. Резоновање иза овакве одлуке је било засновано на томе да се, у пракси, чворови у систему могу релативно лако груписати у скупове. Неки од ових скупова су сачињени од географски блиских чворова код којих је производња енергије већа од потрошње. Ти чворови углавном пласирају електричну енергију у мрежу. Са друге стране, скупови који би се сврстали у другу поменути категорију били би формирано од доминантно потрошачких чворова који се налазе на малој међусобној дистанци.

Како се изградња нових елемената система образлаже потребом да се енергија што ефикасније пренесе од производних капацитета до конзума, могло би се претпоставити да би нови елемент система требало да повезује један чвор из скупа који припада првој групи и један чвор из скупа који припада другој групи. Веза ових чворова може да се протумачи као веза скупова којима чворови припадају, односно као повезивање географских региона на којима се скупови налазе. Ако би се овај мисаони експеримент модификовао тако да се сваки чвор посматра као засебан скуп, дошло би се до тога да би се повезивање два чвора могло еквивалентирати повезивањем области које леже око тих чворова. Ово и јесте принцип који је описан у претходном пасусу. У мало вероватном случају у коме би удаљеност чвора од обе тачке одређене координатама разматраног решења била идентична, овај чвор је приписиван првом од два пара координата. Чвор који је одговарао другом пару координата овог решења је био онај који је географски био други најближи тачки на мапи која је одређена овим координатама.

Како би се овај принцип дискретизације илустровао на одговарајући начин, креирана је мрежа приказана на Слици 4.24. У овој мрежи се налази тачка  $s$ , описана координатама  $(x_s, y_s)$ . Овој тачки је потребно приписати чвор  $J$  који ће бити приказан кориснику као чвор најближи тачки  $s$ . У формираној мрежи се налазе три чвора, нумерисана са 1, 2 и 3. Локација сваког од чворова је, као и у случају тачке  $s$ , дефинисана уз помоћ одговарајуће  $x$  и  $y$  координате. Коначно, на овој слици се могу видети и директне путање између решења  $s$  и сваког од чворова у мрежи. Дужина директне путање од решења  $s$  до чвора  $j$  у овој мрежи је на слици обележена са  $L_{sj}$ .



Слика 4.24. Пример дискретизације проблема описаним поступком.

Директну раздаљину између било које две тачке у мрежи за које се на располагању налазе обе координате потребне за једнозначно дефинисање њиховог положаја је могуће израчунати уз помоћ Питагорине теореме. Ово је, за случај решења  $s$  и чвора  $j$ , приказано изразом (4.2).

$$L_{sj} = \sqrt{(x_j - x_s)^2 + (y_j - y_s)^2}, j \in \{1,2,3\}. \quad (4.2)$$

Наравно, ако би се радило са мрежом у којој постоји број чворова већи од оног приказаног на Слици 4.24, скуп потенцијалних вредности за  $j$  би био далеко већи од оног који је дат у изразу (4.2). Управо су такви случајеви преносних мрежа чији се развој планира у овом поглављу. У складу са раније реченим, наредни корак ове процедуре је одређивање чвора  $J$  који се налази најближе решењу  $s$ . Овај корак је потребан како се кориснику не би приказале само координате тачке  $s$ , пошто оне за њега не би имале никакав практични значај. Уместо тога, кориснику се приказује конкретан идентификатор чвора  $J$ , при чему тај чвор мора да испуњава услов (4.3).

$$L_{sJ} = \min\{L_{s1}, L_{s2}, L_{s3}\}. \quad (4.3)$$

У конкретном примеру датом на Слици 4.24, чвор који је најближи разматраној тачки  $s$  је чвор 2, тако да би тај идентификатор био приказан кориснику. Приликом планирања развоја мреже, потребно је одредити чворове који су најближи не једној, већ двама тачкама уз помоћ којих је прецизирано неко решење. Ово се ради тако што се поступак илустрован изразима (4.2) и (4.3) понови за обе тачке. Чворови који се добију на тај начин су они који се повезују новим водом.

Употребом тог приступа, омогућена је примена диференцијалне еволуције на проблем развоја система. Да би се одредио допринос сваког од потенцијалних решења унапређивању система према изабраним критеријумима, било је потребно одабрати методу помоћу које би се радили прорачуни токова снага у мрежама од интереса. Било је јасно да DC метода, већ коришћена за проблеме дугорочног развоја, није могла обезбедити довољан ниво прецизности резултата. У складу са тиме је било очигледно да се морало прећи на једну од AC метода. Овакве методе, поред токова активних снага, обухватају и токове реактивних снага преко елемената мреже. У ове сврхе је у дисертацији коришћен Њутн–Рапсонов алгоритам прорачуна токова снага.

Што се тиче ограничења које је потребно узети у обзир приликом спровођења прорачуна током оптимизационог поступка, и тај скуп је било потребно проширити у односу на онај коришћен приликом развоја технике намењене дугорочном планирању. Ово проширење се превасходно односило на то да је било неопходно уважити чињеницу да су вредности напона у чворовима подложне промени. Одатле је било јасно и да је те вредности потребно одржавати у одређеним границама. Коришћена ограничења се могу описати скупом израза од (4.4а) до (4.4в). Израз (4.4б) описује већ поменуто ограничење по напону. Преостала два ограничења су идентична онима коришћеним у методи предложеној за проблематику дугорочног планирања.

$$I_{ik} \leq I_{ikMAX}, I_{ki} \leq I_{kiMAX} \quad (4.4a)$$

$$V_{iMIN} \leq V_i \leq V_{iMAX}, \quad (4.4b)$$

$$P_{g,iMIN} \leq P_{g,i} \leq P_{g,iMAX}. \quad (4.4b)$$

У ограничењу описаном изразом (4.4б) је са  $V_i$  означен напон у чвору  $i$  у посматраном делу преносне мреже. Преостале ознаке имају значење идентично оном које су имале у Поглављу 3 дисертације, односно у изразима (3.19а) и (3.19б). Што се циклуса оптимизације тиче, ту би требало истаћи да је диференцијална еволуција итеративни поступак претраге. У свакој од  $G$  итерација поступка се формира нова популација решења величине  $N$ . Величина популација и број потребних итерација варирају од случаја до случаја. За потребе дисертације, усвојена је величина популације која укључује 70 потенцијалних решења. Свако од њих би могло да буде представљено у складу са изразом (4.5). У овом изразу је са  $g$  обележена итерација у којој је формирано могуће решење  $s$ , док је са  $n$  означен редни број овог решења у популацији којој припада. Уз то,  $x$  и  $y$ , као што би се могло закључити из датих описа, представљају управљачке променљиве оптимизационог процеса, односно координате тачака на географској мапи.

$$s_n^g = \{x_{s_n,1}^g, y_{s_n,1}^g, x_{s_n,2}^g, y_{s_n,2}^g\}, n = 1, 2 \dots N. \quad (4.5)$$

Поступак оптимизације почиње тако што се насумично генерише почетна популација задатих димензија, при чему је свако потенцијално решење дато у форми представљеној изразом (4.5). У свакој наредној итерацији се за свако потенцијално решење  $s$  (у овој техници оптимизације познато као *циљни вектор*) формира конкурентно решење (назива се и *пробни вектор*). Процес израде пробног вектора почиње формирањем *донорског вектора*. Елементи донорског вектора се даље користе при генерисању циљног вектора у процесу познатом под називом *мутација*. Пре даљег објашњења оптимизационог циклуса, треба појаснити сваки од корака мутације, те се, у те сврхе, може узети да се у некој итерацији  $g$  разматра циљни вектор  $s_n^g$ . За ово решење, редног броја  $n$  у популацији, донорски вектор  $v_n^g$  формира се тако што се, на почетку мутације, за сваки од  $Q$  елемената решења насумично бирају по три индекса решења  $r$ . У дисертацији је узето да је  $Q$  једнако четири, пошто се свако од решења састоји из оволиког броја координата. Приликом избора индекса  $r$  се уважава ограничење које је представљено изразом (4.6). У овом ограничењу  $q$  означава редни број координате (то јест, елемента) у пробном вектору.

$$r_{1,q} \neq r_{2,q} \neq r_{3,q} \neq n. \quad (4.6)$$

Након овога се елемент  $q$  одговарајућег донорског вектора  $v_n^g$  рачуна тако што се елементу  $q$  решења индекса  $r_{1,q}$  дода разлика елемената  $q$  решења индекса  $r_{2,q}$  и  $r_{3,q}$ , помножена фактором мутације  $F$ . Ово је приказано у изразу (4.7). За потребе дисертације, узета је вредност фактора мутације једнака 0,9. Ово није, ни у ком случају, урађено насумично, већ сходно закључцима изнетим у одговарајућем поглављу рада [59]. Наиме, у [59] је наведено да би износ фактора мутације за већину практичних ситуација требало да лежи у опсегу између 0,4 и 1. Превелике вредности фактора мутације могу у неким ситуацијама довести до преурађене конвергенције процеса оптимизације. У таквом случају се као решење кориснику не предлаже глобални, већ локални оптимум. Са друге стране, интуитивно је јасно да прениске вредности фактора доводе до тога да донорски вектори постају готово идентичне копије постојећих решења. Поступак се тиме беспотребно продужава. Узимајући у обзир све наведено, у дисертацији је начињен избор према коме је фактору мутације приписан износ од 0,9. Комплетан пробни вектор се формира уврштавањем сваке од његових управљачких променљивих на одговарајуће место.

$$v_{n,q}^g = s_{r_{1,q}}^g + 0,9 \cdot (s_{r_{2,q}}^g - s_{r_{3,q}}^g). \quad (4.7)$$

Алтернативно, разматрана је и опција модификације диференцијалне еволуције изложена у раду [165], такође израђеном од стране аутора ове дисертације и његовог ментора. У том раду је циљ оптимизационог поступка било налажење оптималне локације на којој би се изградила нова ветроелектрана. Притом су уважавана и ограничења услед одлика преносног система у географском региону у коме је изградња ветропарка разматрана. Овај метод је био базиран на томе да се, уместо што је фактору мутације дат велики значај приликом дефинисања пробног вектора, овај фактор потпуно искључи из корака који претходе даљим фазама оптимизационе процедуре. То је постигнуто тако што је, уместо применом израза (4.6) и (4.7), мутација вршена њиховим измењеним формама (4.8) и (4.9). Модификација израза (4.6) у (4.8) била је релативно једноставна, пошто је сматрано да у овом случају није потребно дефинисати нови скуп од три насумична решења из популације за сваки од  $Q$  елемената донорског вектора. Уместо тога је узето да је тај скуп исти за све елементе донорског вектора, као што је приказано изразом (4.8).

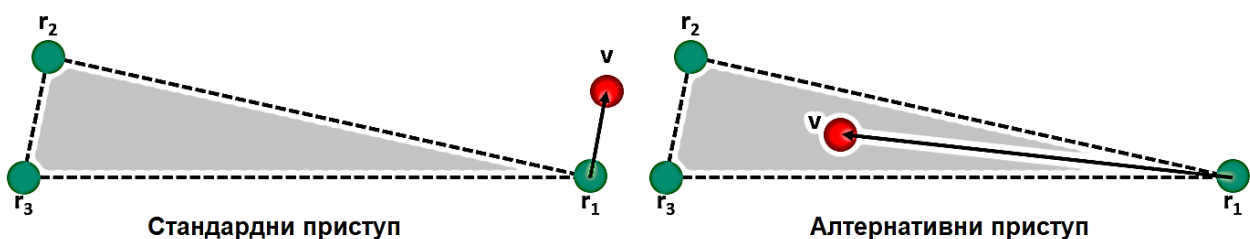
$$r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq n. \quad (4.8)$$

Што се тиче главне измене која би могла диференцирати овај начин претраге простора, треба истаћи то да се донорски вектор овде није формирао тако што је на неки елемент првог од три одабрана решења додавана разлика истих елемената другог и трећег решења. Уместо овога је донорски вектор одређиван као тежиште троугла сачињеног од три решења одабрана у складу са (4.6). Због природе задатка развоја мреже, овакав вектор је, у ствари, подразумевао две тачке у простору. Прва од те две тачке је представљала тежиште троугла дефинисаног првим тачкама одабрана три решења. Аналогно, друга тачка би била одређена као тежиште троугла сачињеног од других тачака изабраних решења. Иако се ово може учинити збуњујућим, постаје лакше за разумевање уколико се прикаже у форми израза за налажење положаја тежишта троугла (4.9).

$$v_{n,q}^g = \frac{s_{r_1,q}^g + s_{r_2,q}^g + s_{r_3,q}^g}{3}. \quad (4.9)$$

Разлика између овог и стандардног метода претраге простора који се типично користи када је диференцијална еволуција изабрана као техника оптимизације се може и графички приказати. То је урађено на Слици 4.25. На овој слици су зеленом бојом означена решења на основу којих се врши формирање донорског вектора, док је сам донорски вектор обележен црвеном бојом.

Према резултатима датим у [165], алтернативни приступ се показао као бољи у случају у коме је решење било изражено једном тачком. Ипак, прелиминарна тестирања на задацима развоја мреже показала су да је стандардан метод претраге не само бржи од алтернативног, већ и да увек конвергира према глобално оптималном решењу. У складу са овиме, донета је одлука да се израда анализа за потребе дисертације настави према конвенционалном приступу.



Слика 4.25. Принципи генерисања донорских вектора.



Након што се донорски вектор формира, приступа се делу циклуса познатом као *укрштање*. У оквиру њега се генерише пробни вектор  $u_{n,q}^g$ . Пробни вектор се одређује тако што се за сваки елемент  $q$  решења  $n$  у итерацији  $g$  генерише насумични реални број  $rand_{n,q}^g$ . Тај број се налази у опсегу  $[0,1]$ . После тога, пробни вектор се дефинише према изразима (4.10) и (4.11).

$$u_{n,q}^g = \begin{cases} v_{n,q}^g, rand_{n,q}^g \leq CP \\ s_{n,q}^g, rand_{n,q}^g > CP \end{cases}, q \in \{1,2,3,4\}, \quad (4.10)$$

$$u_n^g = \{u_{n,1}^g, u_{n,2}^g, u_{n,3}^g, u_{n,4}^g\}, n = 1,2 \dots N. \quad (4.11)$$

Са  $CP$  је овде означена вероватноћа укрштања. Под њом се подразумева унапред дефинисани реални број из опсега  $[0,1]$ . У анализама које су вршене употребом ове методе је за вероватноћу укрштања усвојена вредност од 0,8. Одлука о избору те вредности је донета према закључцима датим у [59]. У овом раду је наведено да цела процедура постаје ефикаснија избором вредности вероватноће укрштања које су ближе јединичној, него нултој вредности.

Након формирања пробног вектора, потребно је одредити вредности критеријумских функција циљних и пробних вектора. Првом критеријумском функцијом проглашен је утицај решења на максимизацију инсталисане снаге ветроелектране прикључене у неком од чворова. Као друга критеријумска функција је усвојен утицај неког решења на смањење снаге губитака енергије у посматраном делу преносне мреже. Поступак за израчунавање прве критеријумске функције почиње тако што се симулациони модел дела преносне мреже од интереса надогради моделом ветроелектране чију је инсталисану снагу потребно максимално повећати. Наравно, повећање снаге електране не сме да доведе ни до проблема у преносној мрежи, ни до ограничавања снаге електране. Као алат за системске анализе је за потребе ове дисертације усвојена одговарајућа библиотека програмског пакета MATLAB под називом MATPOWER. Та библиотека укључује велики број уграђених функција за различите системске прорачуне и анализе.

Од ових функција, за сврхе дисертације су посебно корисне биле оне којима се покреће израда прорачуна токова снага и прорачуна оптималних токова снага. Поред тога, овај пакет садржи и приказ резултата који је прилагођен потребама корисника, те дозвољава једноставан преглед релевантних параметара система. У овакве параметре спадају оптерећења сваког вода у мрежи, вредности напона у сваком чвору и снаге којима су ангажовани генераторски капацитети. Из овога је веома једноставно уочити било какве неправилности у раду система у анализираном радном режиму. Поред тога, приказани резултати укључују и активне снаге губитака у мрежи, што значајно олакшава издвајање вредности друге критеријумске функције оптимизације.

Процес израчунавања прве критеријумске функције (максимизација снаге ветроелектране која се прикључује на мрежу) обухвата пет корака који се могу видети у наставку:

- 1) Пошто решење оптимизационог проблема подразумева изградњу нових далеководова у мрежи, на почетку треба надоградити основни модел ове мреже моделом предложеног далеководова. Технички параметри новог далеководова рачунају се на основу стандардних карактеристика усвојених проводника. Како би се ово урадило, стандардни јединични параметри тих проводника множе се процењеном дужином трасе далеководова. Дужина те трасе се процењује поступком који је описан у Потпоглављу 4.2.

- 2) Услове рада система (расположива снага ветроелектрана, снага потрошње, преносни капацитети далековода) треба подесити тако да одговарају зимском максимуму. Потом се рачуна највећа снага којом ветроелектрана од интереса може да генерише енергију без изазивања проблема у систему. По спецификацијама датим у Потпоглављу 4.3, ово одговара инсталисаној снази овакве електране. Максимална снага рада ветроелектрана за анализирани модел се одређује прорачуном оптималних токова снага. Детаљан опис овог прорачуна може се пронаћи у [166]. Овде је за критеријумску функцију прорачуна одабрана минимизација трошкова производње електричне енергије, уз претпоставку да је цена производње електричне енергије у ветроелектранама нижа од конкуренције. Из тог разлога, прорачун оптималних токова снага ветроелектране ангажује снагом која је једнака максималној снази при којој су услови (4.4а) до (4.4в) и даље испуњени.
- 3) Наредни корак подразумева спровођење  $N-1$  анализе сигурности. У оквиру ове анализе се разматра нерасположивост сваког далековода и трансформатора у предметном делу мреже. За свако ново стање мреже које је узроковано испадом неког елемента, спроводи се поступак описан у тачки 2). Према томе се за сваку од топологија добија максимална вредност снаге којом ветроелектрана може безбедно да пласира електричну енергију у мрежу. На основу ових прорачуна се формира скуп максималних снага производње ове ветроелектране. Као коначни резултат спроведених анализа усваја се минимална снага из креираног скупа. Како је раније и речено, у овом радном режиму се сматра да је снага производње ветроелектране једнака њеној инсталисаној снази. Овим поступком се тако добија и инсталисана снага коју би систем могао поднети у зимском максимуму.
- 4) За режиме летњег максимума и минимума понавља се процедура дефинисана корацима 2) и 3). За ове радне режиме није оправдано поистоветити дозвољену снагу генерисања ветроелектране и њену инсталисану снагу. Највећа инсталисана снага ветроелектране за неки од ова два радна режима се рачуна дељењем максималне снаге генерисања која се добије за тај радни режим одговарајућом процентуалном вредношћу. Процентуалне вредности за скалирање снага су наведене у описима режима у Потпоглављу 4.3.
- 5) Износ прве критеријумске функције се одређује као минимум скупа који је сачињен од три инсталисане снаге, израчунате у корацима 2), 3) и 4).

Приликом дефинисања овог поступка, усвојен је приступ према коме би снагу ветроелектране требало дефинисати тако да ни у једном од селектованих радних режима, ни при једном испадом елемента до ког би могло доћи, њена производња не доведе ни до каквих проблема у систему. Наведени кораци би се могли сумирати изразом (4.12), у коме је са  $K_1$  означена вредност прве критеријумске функције за решење  $n$  из итерације  $g$ . Уз то,  $P_{instVE}$  означава инсталисану снагу ветроелектране за коју је утврђено да би се могла прикључити након реализације тог решења.

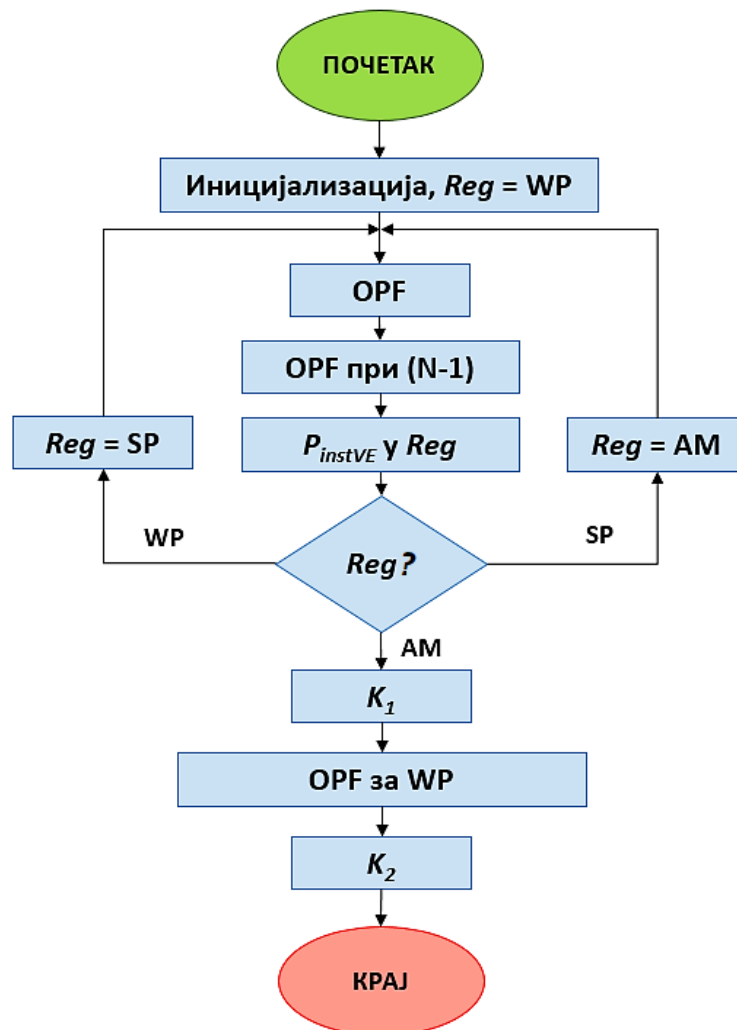
$$K_{1,n}^g = \min\{P_{instVE}^{WP}, P_{instVE}^{SP}, P_{instVE}^{AM}\}. \quad (4.12)$$

Израчунавање друге критеријумске функције за неко решење почиње одређивањем губитака енергије у мрежи у режиму зимског максимума пре имплементације разматраног решења. За сврхе овог прорачуна, узима се да је ветроелектрана ангажована снагом једнаком максималној снази при којој не долази ни до каквих проблема у мрежи пре било каквог њеног ојачања.

Након тога, рачуна се снага губитака у мрежи за ситуацију у којој разматрано решење постоји. Снага ангажовања ветроелектране се у овом кораку подиже на вредност прве критеријумске функције за ово решење. Потом се прелази на рачунање друге критеријумске функције. То се ради тако што се снаге губитака у режиму зимског максимума рачунају за основни случај (пре изградње разматраног ојачања) и за случај након што се ојачање изгради. Одузимањем ове две снаге, добија се друга критеријумска функција. Ово је дато у форми израза (4.13). У том изразу је са  $P_{loss-0}$  означена снага губитака израчуната за случај пре изградње решења, док је са  $P_{loss-n}$  обележена снага губитака израчуната за ситуацију у којој је решење пуштено у погон.

$$K_{2,n}^g = P_{loss-0} - P_{loss-n}^g \quad (4.13)$$

На Слици 4.26 приказан је блок дијаграм процеса израчунавања критеријумских функција. На овом дијаграму је са  $Reg$  означен радни режим који се тренутно анализира у поступку, док је скраћеница  $OPF$  (*Optimal Power Flow*) коришћена за прорачун оптималних токова снага. Као што је и приказано, анализе којима се одређује прва критеријумска функција спроводе се једна за другом, по радним режимима. Тако се са прорачунима за летњи максимум започиње након завршетка анализа за зимски максимум. Слично, анализе за летњи минимум отпочињу тек када се заврше прорачуни за режим летњег максимума. Након што се заврше и прорачуни за режим летњег минимума, прелази се на део процеса у коме се одређује друга критеријумска функција.



Слика 4.26. Блок дијаграм израчунавања критеријумских функција.

Након завршетка рачунања критеријумских функција за неко решење, потребно је спровести нормализацију како би се омогућила равноправност приликом одабира оптималног решења. То је неопходно зато што вредности критеријумских функција, иако обе изражене у MW, могу припадати различитим опсезима. Тако се вредност прве критеријумске функције изражава у стотинама MW, док се друга критеријумска функција мери у десетинама MW. Ако се користе апсолутне вредности функција, прва ће, без обзира на приоритете корисника, имати далеко већи утицај на одабир оптималног решења од друге. Како би се ово избегло, нормализацијом се вредности критеријумских функција свде на опсег [0,1]. Вредност ближа јединици значи боље карактеристике решења. Нормализовани износ критеријумске функције  $f$  за решење  $n$  из итерације  $g$  се рачуна у складу са изразом (4.14), добијеним адаптацијом принципа из [167].

$$NK_{f,n}^g = \frac{K_{f,n}^g - Dystopic_f}{Utopic_f - Dystopic_f} \quad (4.14)$$

На овом месту је потребно осврнути се и на ознаке  $Utopic_f$  и  $Dystopic_f$  из горњег израза. Овде је, пре свега, потребно појаснити да оне обележавају тзв. утопијско и дистопијско решење за критеријумску функцију  $f$ . Упрошћено, ово су највећа и најмања вредност које се могу добити за критеријумску функцију  $f$ . Парова утопијских и дистопијских решења у оптимизационом проблему има толико колико има и критеријумских функција у том проблему. У овом случају, тај број је једнак два. Одређивање ових екстремума решења се обавља само на почетку процеса оптимизације. Да би се одредила утопијска и дистопијска решења према првој критеријумској функцији, проблем се третира као једнокритеријумски. Решења таквог проблема се евалуирају искључиво према изразу (4.12). Када се одреде решења за која се добијају највеће и најмање вредности тог израза, идентификована решења се чувају као екстремна решења која одговарају првој критеријумској функцији. За другу критеријумску функцију се користи скоро идентичан поступак, с тим што се екстремуми решења одређују по изразу (4.13). Након нормализације критеријумских функција према изразу (4.14), одређује се и коначна вредност мере квалитета решења ( $K_n^g$ ) употребом тежинских фактора ( $w_f$ ). Збир тежинских фактора у сваком моменту мора бити једнак јединици. Конкретне вредности фактора се могу мењати, зависно од жељеног утицаја сваке функције на избор оптималног решења. Овај корак илустрован је изразом:

$$K_n^g = w_1 \cdot NK_{1,n}^g + w_2 \cdot NK_{2,n}^g \quad (4.15)$$

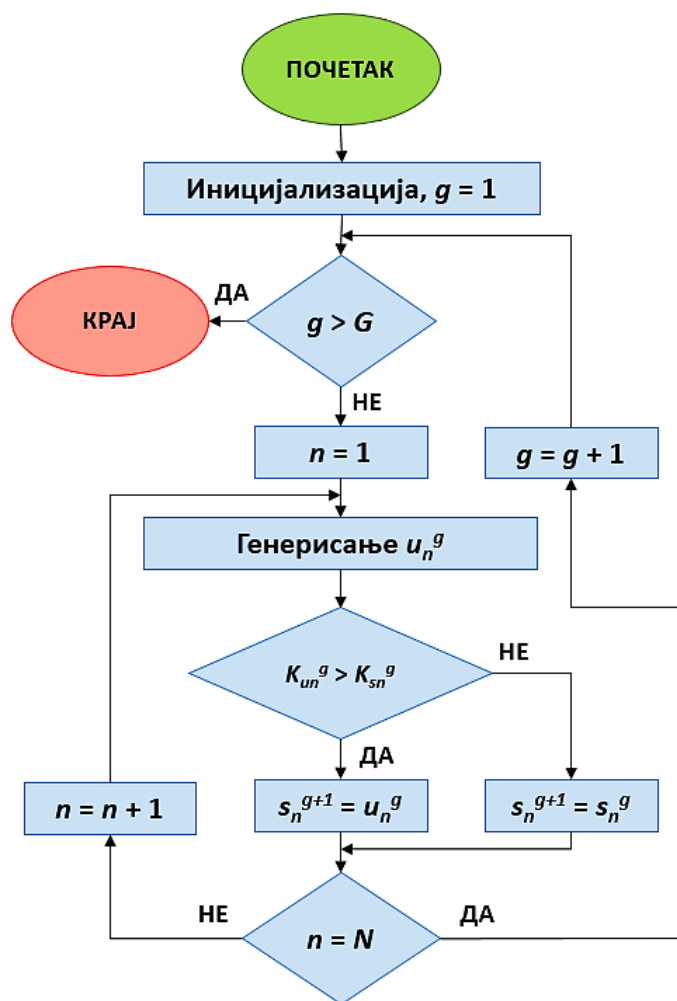
Као што је речено, кориснику алгорита се дозвољава да унесе вредност буџета који се може потрошити на реализацију пројекта. Уколико се испостави да је предложено решење скупље од средстава из буџета, обавља се пенализација смањењем износа мере квалитета тог решења. Ово је илустровано и изразом (4.16), у коме је са  $C$  обележена цена изградње новог далековода предложеног решењем, а са  $C_{MAX}$  дефинисана граница максималних улагања у изградњу вода.

$$C_n^g > C_{MAX} \Rightarrow K_n^g = 0. \quad (4.16)$$

На крају сваке итерације спроводи се *турнирска селекција*, у оквиру које се врши упоређивање одабраних циљних и пробних вектора. У наредну итерацију пролази решење са бољом мером квалитета. Друго решење се уклања из оптимизационог поступка. У ситуацијама у којима су мере квалитета оба вектора исте, у наредну итерацију пролази решење са нижом ценом. Овиме је обезбеђена економичност развоја мреже без угрожавања техничких параметара њеног рада.

Решавање оптимизационог проблема траје унапред дефинисани број итерација, означен са  $G$ . Решење које у завршној итерацији има највећу вредност мере квалитета од свих из популације у тој итерацији проглашава се оптималним. Постепеном анализом осетљивости је за случај из дисертације закључено да је 60 итерација довољно да креирани алгоритам пронађе оптимално решење. Анализа осетљивости је започета са 100 итерација. Оптимизациони процес је затим спроведен пет пута, при чему је добијено пет истих решења. Број итерација је онда смањен за 10, након чега је процедура оптимизације урађена још пет пута. Овај поступак је понављан све док се није дошло до броја итерација при коме решења више нису била међусобно идентична. То је сматрано знаком да је тачност прорачуна угрожена. Ова ситуација се јавила када је број итерација износио 50. Одавде се дошло до закључка да се са 60 итерација предложеној методи оставља довољно простора да пронађе најбоље решење без узалудног трошења ресурса.

Помоћу блок дијаграма који је приказан на Слици 4.27 је дат ток целог процеса оптимизације. Све ознаке коришћене на овом дијаграму су раније дефинисане у тексту, изузев ознака  $K_{un}^g$  и  $K_{sn}^g$ . Оне изражавају мере квалитета пробног и циљног вектора. Такође се може видети и да је читава процедура израчунавања критеријумских функција сведена на једну ћелију. Та ћелија, уз процедуру израчунавања критеријумских функција, подразумева и додатне кораке попут нормализације њихових вредности. Такво свођење је учињено како би се избегло беспотребно понављање информација које су раније већ приказане на Слици 4.26.

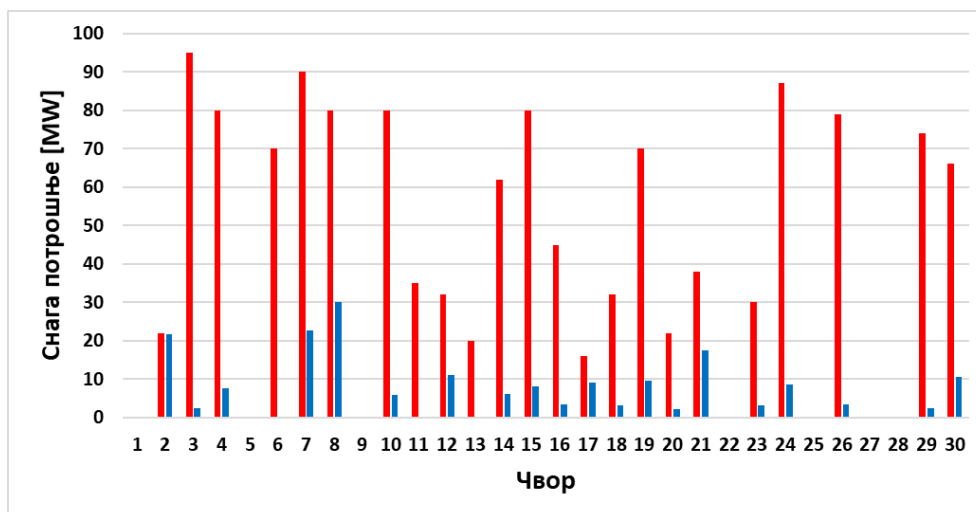


Слика 4.27. Блок дијаграм тока оптимизационог процеса.

#### 4.6. Резултати једноступеног развоја мрежа

Примена предложене методологије за средњорочно планирање развоја система ће прво бити демонстрирана на IEEE 30 тест систему, адаптираном на одговарајући начин. Адаптација је подразумевала подешавање напонских нивоа чворова (тако да сви чворови у систему буду на напонском нивоу од 110 kV) и додавање водова тамо где је то било потребно. Водови су додати како би се избегле ситуације у којима би нека од постројења у мрежи била радијално повезана са осталим чворовима. Ови случајеви би довели до проблема током вршења прорачуна, пошто за њих критеријум сигурности  $N-1$  не би био задовољен. Ако би се тестирао испад јединог вода који напаја неки чвор, тај чвор би аутоматски остао издвојен од остатка система. Прорачун не би конвергирао, те алгоритам не би могао да настави са тестирањем опција. Као што је речено, радијално напајање јесте један од проблема које треба отклонити у систему, али не представља тему анализа урађених за потребе дисертације. Отуд и потреба за овом адаптацијом. Уколико би се радило са реалном мрежом у којој ове модификације не би биле могуће, алгоритам би се могао изменити тако да из тестирања изостави могућност испада проблематичних водова.

Поред тога, пре почетка прорачуна било је потребно спровести још један додатни корак који је подразумевао повећање снаге конзума напојеног преко мреже. То се објашњава чињеницом да је у оригиналној верзији разматране мреже укупна активна снага потрошача 189,2 MW. Са друге стране, преносна моћ далековода 110 kV напонског нивоа у зимским месецима износи око 150 MVA. Одатле се може доћи до тога да пласман енергије из посматране ветроелектране у режиму зимског максимума вероватно не би био ограничен енергетском инфраструктуром, већ недостатком потрошње коју би требало напојити. Другим речима, горња граница пласмана енергије из ветроелектране не би могла да буде већа од 189,2 MW, не рачунајући губитке у преносу. Такав закључак би био валидан без обзира на инфраструктуру за пренос енергије која би се изградила у овом делу мреже. Како би се то избегло, потрошње чворова су измењене, па је збирна снага потрошача у овој мрежи повећана на 1305 MW. Треба напоменути да ова снага у значајно већој мери одговара стварним износима снага конзума који би се напајао из овакве мреже. Снаге потрошњи у појединачним чворовима након адаптације су приказане црвеном бојом на Слици 4.28. У сврхе поређења, на овој слици су плавом бојом дате и снаге конзума у истим чворовима пре адаптације. Са дијаграма се може приметити да је предложена измена подразумевала значајно повећање или додавање нове потрошње у скоро свим чворовима.



Слика 4.28. Повећање снаге потрошње у мрежи од 30 чворова.

Прорачуни чији ће резултати сачињавати срж овог потпоглавља обављани су у програмском алату MATLAB. У ове сврхе, иницијална верзија овог алата била је надограђена бесплатном библиотеком под називом Matpower [168]. Та библиотека даје корисницима приступ значајном броју кодова написаних у програмском језику који употребљава цео MATLAB пакет. У оквиру ове библиотеке се могу наћи и кодови за аутоматско вршење прорачуна токова снага и провере напонских прилика у системима, као и кодови за одређивање оптималних токова снага. Ово је у великој мери поједноставило припреме које су морале бити извршене пре него што се почело са обављањем прорачуна. Примена предложеног алгорита за једностепени развој мреже је за једно стање мреже трајала неколико сати. Иако се то трајање може учинити дугим, потребно је узети у обзир и то да оно у великој мери зависи од карактеристика рачунара на коме се врше прорачуни. Одатле је јасно и да би на рачунару спецификација бољих од оних које су описане у Потпоглављу 3.4 идентичне анализе несумњиво захтевале вишеструко мање времена.

Први корак у практичном делу планерског процеса представљало је рачунање дужина сваког потенцијалног новог вода у систему. Притом је сматрано да на делу терена од интереса нема препрека које би спречиле прелазак водова преко неких микрорегија, а ни висинских разлика које би требало узети у обзир при израчунавању дужина траса. Те дужине су одређене на самом почетку поступка и чуване у виду засебне базе података. Форма ове базе података се, заједно са дужинама неких од потенцијалних водова, израженим у km, може видети на Слици 4.29.

У циљу обављања предвиђених анализа, сматрано је да се на дефинисану мрежу од 30 чворова прикључује нова ветроелектрана. Притом је прикључење симулирано радијално на чвор 9. У случају у коме не би било никаквог ојачања мреже, добијено је да би инсталирани капацитет ове електране могао бити једнак највише 175,05 MW тако да не изазове ни проблеме у мрежи, а ни потребу за ограничавањем снаге производње ове електране. За идентичан случај је снага губитака ( $P_{loss-0}$  из израза (4.13)) у посматраној мрежи износила 6,39 MW.

Наредни корак је подразумевао издвајање екстремума обе критеријумске функције. Тиме су створени услови за нормализацију вредности критеријумских функција, у складу са потребама ситуације која се анализира. Овај поступак је урађен према упрошћеној верзији методологије изнете у претходним деловима овог поглавља. Притом је основно поједностављење било то да овај пут није било потребе да се посматра већи број критеријумских функција, већ само једна.

Дужине [km]		Први чвор новог вода								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Други чвор новог вода	1	0	10	7,24	15,1	21,8	25,9	35,4	31,4	56
	2	10	0	9,49	6,24	11,8	15,9	25,4	21,4	46
	3	7,24	9,49	0	10,4	21,3	20,4	34,1	25,9	50,5
	4	15,1	6,24	10,4	0	10,9	10,8	23,7	16,3	40,9
	5	21,8	11,8	21,3	10,9	0	9,83	15,2	17,1	35,8
	6	25,9	15,9	20,4	10,8	9,83	0	14,5	7,24	30,1
	7	35,4	25,4	34,1	23,7	15,2	14,5	0	15,7	20,6
	8	31,4	21,4	25,9	16,3	17,1	7,24	15,7	0	25,4
	9	56	46	50,5	40,9	35,8	30,1	20,6	25,4	0

Слика 4.29. Дужине ојачања мреже од 30 чворова (део базе података).

На конкретном примеру, тражење екстремума критеријумских функција се може илустровати случајем у коме је тражено најнеповољније решење са аспекта интеграције ветроелектрана у мрежу. Ту је оптимизација рађена искључиво тако што је као боље решење у сваком поступку селекције одабирано оно за које је дозвољена инсталисана снага електране била мања. Самим тим, није било потребе за нормализацијом вредности критеријумских функција. Поред тога, и конвергенција је постигана далеко брже него у случајевима у којима је у разматрање узимано више критеријума по којима би се радила оптимизација. Бржа конвергенција је довела до тога да је ове прорачуне било довољно радити са 50 итерација по једном оптимизационом процесу. Екстремуми добијени овим путем се могу видети у Табели 4.1. У овој табели се прва два реда односе на екстремуме који су добијени за прву критеријумску функцију, а наредна два реда на екстремуме који су добијени за другу критеријумску функцију од интереса за овај поступак.

Увидом у резултате може се приметити да овде постоји једно решење које је било најбоље са становишта обе критеријумске функције. На првом месту је ту потребно појаснити постојање више оптималних решења по једној критеријумској функцији. Наиме, после првог покренутог прорачуна је најбоље решење, гледано са становишта прве критеријумске функције, било оно које је предложило изградњу далековода између чворова број 9 и 26. Потом је исти поступак поновљен како би се потврдила његова тачност, али је у овом покушају био предложен вод од чвора 9 до чвора 24. Резултат који је добијен овим путем је остао непромењен. У том тренутку је постало евидентно да је таквих решења више. Зато је обављена детаљна претрага током које је тестирано свако од могућих решења по којима би се чвор 9 повезао са неким другим чвором у посматраном тест систему. Урађеном анализом је утврђено да је број потенцијалних решења за које би инсталисана снага електране могла да буде једнака 260,76 MW чак девет.

Што се тиче постојања решења које је било оптимално са аспекта обе критеријумске функције, реткост је да се идентично ојачање мреже покаже као оптимално са становишта обе разматране критеријумске функције. То посебно долази до изражаја ако одабране функције нису сродне. Занимљиво је уочити и да најлошије решење са тачке гледишта друге критеријумске функције доводи до повећања снаге губитака у мрежи. Конкретно, ако би се изградио вод од чвора број 4 до чвора број 12, снага губитака би се увећала за 0,42 MW. Треба истаћи и да је овај закључак у супротности са често усвајаним упрошћењем према коме градња новог вода у мрежи доводи до ефикаснијег преноса енергије кроз њу и смањења активних губитака. Уколико се испостави да би се, услед постојања новог вода, неки од праваца који је и пре тога био високо оптерећен додатно оптеретио, тада би се и снага губитака на том правцу повећала. Ово повећање је некада толико велико да неутралише смањење губитака до ког је нови вод довео у другом делу мреже.

**Табела 4.1.** Екстремуми критеријумских функција за систем од 30 чворова.

Величина	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	Екстремум функције [MW]
$Utopic_1$	више чворова	9	260,76
$Dystopic_1$	29	10	167,69
$Utopic_2$	26	9	1,5
$Dystopic_2$	12	4	-0,42



За јединичну цену новог далековода узета је вредност од 140000 €/km. Ова вредност је усвојена сходно информацијама добијеним од инжењера задужених за развој система у Акционарском друштву „Електроурежа Србије”. На основу те цене су рачуната потребна улагања у свако од могућих решења. Ова улагања су одређена тако што је израчуната дужина трасе сваког ојачања множена усвојеном јединичном ценом. Како би се показао утицај избора вредности тежинских фактора  $w_f$  на исход оптимизације, сваки од поступака дефинисања оптималног ојачања о коме ће се говорити у овом потпоглављу урађен је по 11 пута. У свакој од тих итерација је вредност фактора  $w_1$  постепено повећавана од 0 до 1, и то у корацима од по 0,1. У исто време, вредност тежинског фактора  $w_2$  је смањивана тако да се збир ових фактора одржи на јединичном износу. Резултати добијени за случај тест система од 30 чворова се могу видети у Табели 4.2, у којој су приказани идентификатори чворова које би било најбоље повезати новим водовима, као и нормализоване вредности критеријумских функција и укупна мера квалитета сваког решења. Сваки ред у овој табели одговара по једној од комбинација вредности тежинских фактора.

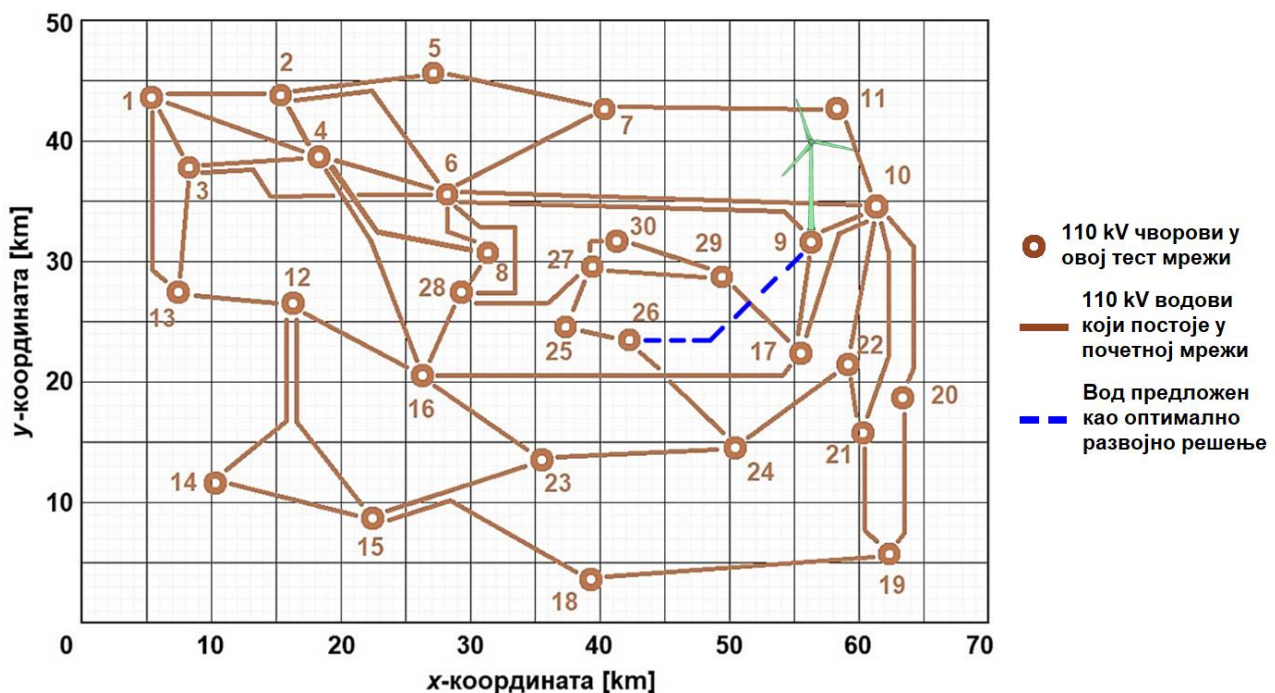
На овом месту је потребно напоменути то да је у последњем реду ове табеле, уместо чвора 26, могао да стоји и било који од чворова за које је добијена прва критеријумске функције једнака горњем екстремуму. Унификације приказаних решења ради, у табели је ипак наведено решење које се може видети у преосталим редовима. Приложени резултати показују да у овом случају избор тежинских фактора није имао никаквог ефекта на одређивање оптималног решења овог проблема. Уз то, варирање тежинских фактора није утицало ни на мере квалитета добијене за оптимална решења. Ово је, као што је већ истакнуто, последица тога што је овде исто решење добијено као оптимално са тачке гледишта и једне, и друге критеријумске функције. Ако се за различите критеријумске функције као оптимална добију различита решења, избор тежинских фактора има утицаја на резултате поступка вишекритеријумске оптимизације. Ова тврдња ће бити потврђена код наредних случајева код којих ситуација неће бити идентична као овде.

**Табела 4.2.** Резултати добијени за систем од 30 чворова.

$w_1$	$w_2$	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	$NK_1$	$NK_2$	$K$
0	1	26	9	1	1	1
0,1	0,9	26	9	1	1	1
0,2	0,8	26	9	1	1	1
0,3	0,7	26	9	1	1	1
0,4	0,6	26	9	1	1	1
0,5	0,5	26	9	1	1	1
0,6	0,4	26	9	1	1	1
0,7	0,3	26	9	1	1	1
0,8	0,2	26	9	1	1	1
0,9	0,1	26	9	1	1	1
1	0	26	9	1	1	1

У стандардним случајевима би се за мултикритеријумску оптимизацију на овом месту могло обавити и пројектовање решења на одговарајући Парето фронт. Према дефиницији, овај фронт представља визуелну представу утицаја који избор вредности тежинских фактора има на износ мере квалитета оптималног решења разматраног проблема. Ово је посебно важно за ситуације у којима критеријумске функције које се анализирају нису сродне или су, што је такође могуће, међусобно супротстављене. Као пример овога се може узети економски проблем у коме би се једном критеријумском функцијом сматрао финансијски аспект који би налагао да је најбоље затворити индустријски погон у неком граду због неисплативости пословања. Ипак, ако би се као друга критеријумска функција узело задовољство становништва, дошло би се до тога да би руковођење искључиво према економским показатељима угрозило егзистенцију великог броја породица које живе у том граду. Због овога би било веома важно анализирати у којој би се мери могли учинити уступци са једне, а у којој мери са друге стране. Тиме би се могло наћи решење које би било оптимално за овај проблем, а ту би Парето фронт био од велике помоћи.

Као што је и напоменуто, у ситуацијама у којима критеријумске функције не би биле сродне, пројекција решења на Парето фронт би имала облик линије којом би се илустровала међусобна зависност нормализованих вредности критеријумских функција. Ипак, у оваквим ситуацијама не би ни дошло до тога да постоји идентично решење које је најбоље могуће са тачке гледишта и једне, и друге функције. У случају тест система од 30 чворова, не би имало смисла говорити о пројектовању решења на Парето фронт, пошто овде није добијено да постоји икаква промена мере квалитета решења са променом односа тежинских фактора. Конкретно, ова пројекција би имала форму једне тачке. Поступком објашњеним у Потпоглављу 4.2 је утврђено да би дужина предложеног далековода износила 17,31 km. Одатле је израчунато и то да би цена овог вода била једнака 2,42 милиона евра. Пошто је овај прорачун рађен без постављене горње границе улагања, није било пенализације решења по критеријуму цене. Цена је израчуната како би се употпунио опис предложеног решења. Сама траса вода којим би чворови 9 и 26 били повезани приказана је на Слици 4.30, назначена линијом тамноплаве боје ради што лакше уочљивости.



Слика 4.30. Траса новог вода у систему од 30 чворова.

Као што је речено, тест систем од 24 чвора је одабран због присуства два различита напонска нивоа – 230 kV и 138 kV. У складу са тиме што оптимално решење оптимизационог проблема не би смело да обухвата изградњу новог далековода којим би се повезали чворови различитих напонских нивоа, алгоритам је било потребно прилагодити на одговарајући начин пре почетка вршења прорачуна. Након што би се неко од решења представило преко четири координате у простору претраге, додат је корак који је подразумевао одређивање напонског нивоа коме би решење одговарало. Дефинисање напонског нивоа решења је урађено тако што је предметном квартету координата приписан не један, већ два пара чворова у систему. Први пар чворова се налазио на напонском нивоу од 138 kV, а други на напонском нивоу од 230 kV. Наравно, ови парови чворова су и даље одређивани на основу близине тачкама дефинисаним координатама. Затим је поступак рачунања мере квалитета обављан за оба потенцијална решења. На крају тог корака је за меру квалитета решења узимана већа од две које су добијене за различите напонске нивое. Овај процес је спровођен само у првој прилици у којој би се предметно решење нашло у оптимизационом циклусу, те га није било потребно радити у свакој наредној итерацији. Иако је додавање овог корака у развијени процес у извесној мери продужило његово трајање, његова имплементација је у значајној мери допринела тачности решења добијеног овим поступком.

У првом случају који је обухватао спровођење анализа на овом тест систему, претпостављено је да се нова ветроелектрана прикључује у чвору 6, напонског нивоа од 138 kV. Јединичне цене коришћене за прорачунавање потребних улагања у ојачања мреже су зависиле од номиналног напона предложених далековода. Како анализирани напонски нивои нису карактеристични за Републику Србију, цене су усвојене из литературе [169]. Према овом извору, за нове водове напонског нивоа 138 kV узета је цена једнака 1,8 милиона  $\$/mi$ , док је за далеководе напонског нивоа 230 kV узета јединична цена од 2 милиона  $\$/mi$ . Уз уважавање тога да једна миља износи 1,61 km, ове цене су редом преведене у 1,12 милиона  $\$/km$  и 1,24 милиона  $\$/km$ . Иако је оваква конверзија могла да се избегне узимањем миља као јединица за дужину нових далековода, то ипак није урађено. Разлог за овакву одлуку лежи у жељи аутора за унификацијом јединица за дужину за све случајеве посматране у склопу дисертације. На почетку поступка је израчунато да би, без икаквих ојачања мреже, у чвору 6 било могуће прикључити ветроелектрану снаге од 290,51 MW. Такође је одређено и да би активна снага губитака у режиму зимског максимума за тај случај износила 20,55 MW. Након тога се прешло на одређивање екстремних вредности критеријумских функција, датих у Табели 4.3. Приметно је да би се избором најнеповољнијих решења са аспекта различитих критеријумских функција негативно утицало на параметре рада мреже (пад инсталисане снаге електране за вод од чвора 1 до чвора 4 и пораст губитака за вод од чвора 4 до чвора 6). Оптимална ојачања анализираних мреже су приказана у Табели 4.4.

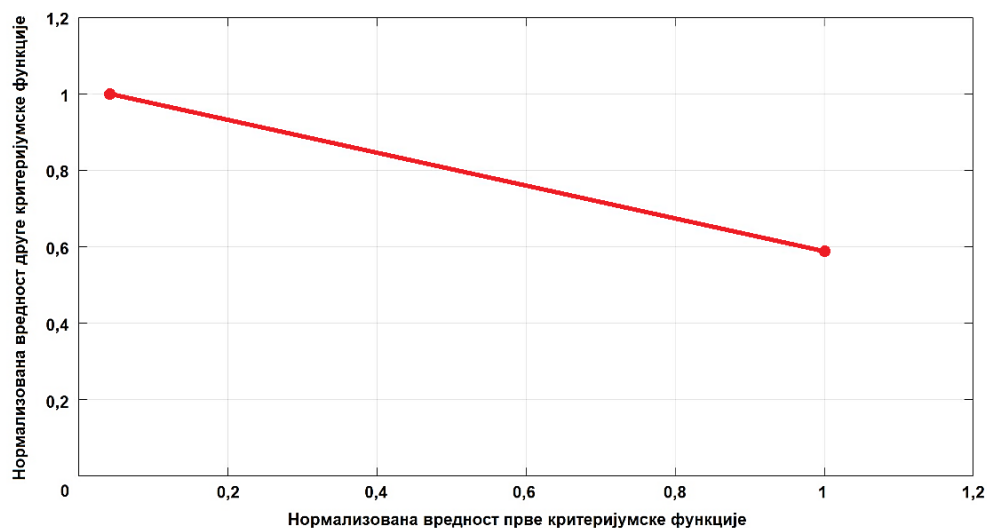
**Табела 4.3.** Екстремуми критеријумских функција за систем од 24 чвора.

Величина	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	Екстремум функције [MW]
$Utopic_1$	6	8	382,76
$Dystopic_1$	1	4	287,28
$Utopic_2$	22	19	3,34
$Dystopic_2$	4	6	-1,09

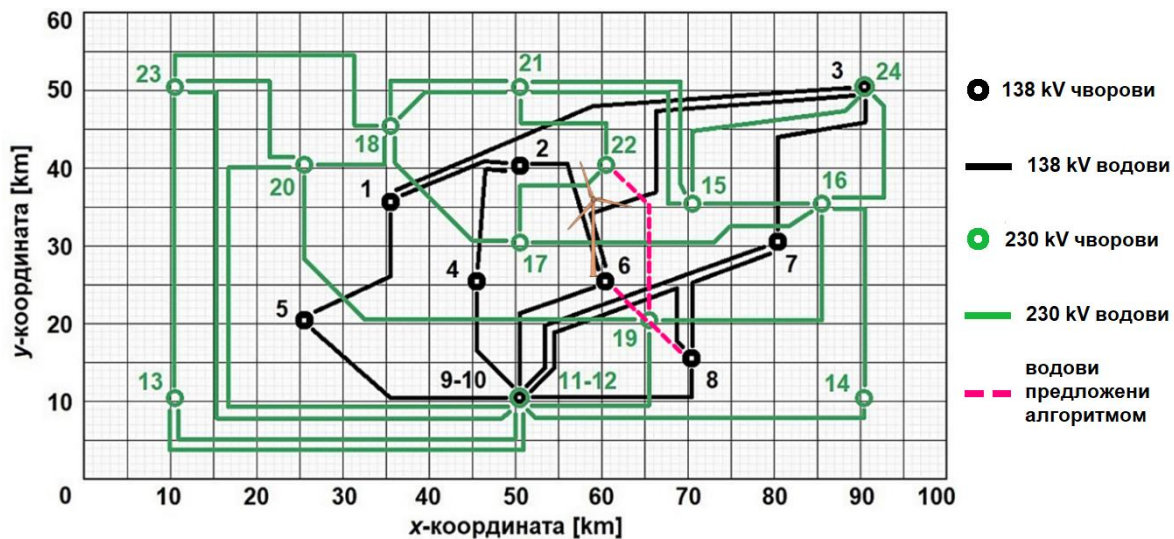
Табела 4.4. Резултати добијени за систем од 24 чвора.

$w_1$	$w_2$	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	$NK_1$	$NK_2$	$K$
0	1	22	19	0,04	1	1
0,1	0,9	22	19	0,04	1	0,9
0,2	0,8	22	19	0,04	1	0,81
0,3	0,7	6	8	1	0,59	0,72
0,4	0,6	6	8	1	0,59	0,76
0,5	0,5	6	8	1	0,59	0,8
0,6	0,4	6	8	1	0,59	0,84
0,7	0,3	6	8	1	0,59	0,88
0,8	0,2	6	8	1	0,59	0,92
0,9	0,1	6	8	1	0,59	0,96
1	0	6	8	1	0,59	1

Из приложених резултата се може уочити да оптимално ојачање мреже у овом случају зависи од величине тежинских фактора. Ово је потпуно усклађено са тврдњом изнетом у делу текста који се односио на тест систем од 30 чворова, по којој се оптимуми критеријумских функција најчешће не достижу за идентично потенцијално решење. Оно што би се такође могло истаћи за решења дата у Табели 4.4 је то да се оптимум мере квалитета решења достиже или за једно, или за друго утопијско решење. То значи да оптимално решење, у зависности од тога којој се критеријумској функцији придружи који тежински фактор, одговара или једном, или другом утопијском решењу. По томе, овде не постоји треће решење које би било оптимално, а да није истакнуто као једно од утопијских. Како је овде постојало више предложених решења, наредни корак је подразумевао пројектовање нормализованих вредности критеријумских функција на Парето фронт. Ова пројекција је представљена линијом црвене боје на Слици 4.31.



Слика 4.31. Пројекције решења за систем од 24 чвора на Парето фронт.



Слика 4.32. Трасе нових водова у систему од 24 чвора.

Што се тиче тачних траса водова чија је изградња предвиђена предложеним решењима, оне су приказане на мапи на Слици 4.32. Ова решења су издвојена од постојећих елемената система тако што су нацртана ружичастом испрекиданом линијом. Постојање два решења на овој мапи не значи да оба решења треба да постоје симултано, већ да је једно од ових решења оптимално, зависно од избора тежинских фактора. За нови далековод којим би се повезали чворови 6 и 8 је добијена дужина од 14,14 km. Ово значи да би укупно улагање потребно за реализацију овог пројекта било 15,82 милиона долара. Оно што би било добро истаћи овде јесте да, према мапи датој на Слици 4.32, траса овог вода прелази преко квадрата на коме се налази чвор 19. Одатле се може закључити да се делови терена на којима су се налазили чворови нису третирали као недоступни за градњу нових водова. Разлог за то лежи у чињеници да у пракси није реткост да вод пролази релативно близу постројења у које не улази. У случају потребе би на једноставан начин било изводљиво онемогућити пролазак трасе по оваквим пољима. Друго решење које је предложено је обухватало градњу далековода између чворова 19 и 22. За то решење је добијена укупна дужина трасе од 22,07 km. На основу тога, инвестициони трошкови овог пројекта би износили око 27,43 милиона долара. И овде су цене даване индикативно, пошто за тест системе није уважавано било какво ограничење улагања које би се користило за пенализацију решења.

Наредни анализирани случај подразумевао је тест систем исти као онај из претходног примера, с тим што није разматрано прикључење једне, већ шест ветроелектрана. Ова измена је у складу са модификацијом система описаном у [143]. По овом извору, те електране су се прикључивале у чворове 3, 5, 7, 16, 21 и 23 тест система. Од ових чворова, три су се налазила на 138 kV, а три на 230 kV. Иако је у [143] предложена и инсталисана снага сваке од ових шест електрана, ове вредности нису узете у обзир приликом вршења прорачуна. Оправдање за то лежи у чињеници да би се уважавање ових снага налазило у колизији са првом критеријумском функцијом. Ова критеријумска функција је, за овај случај, измењена. Наиме, у стандардној верзији предложене методе би се посматрала инсталисана снага једне електране. За овај случај је та критеријумска функција измењена тако да буде једнака збиру инсталисаних снага свих шест ветроелектрана које су додате на систем. Треба рећи и да овде није уважена фиктивна електрана прикључена у чвору 6, уведена у претходном случају. Пре ојачања, највећа дозвољена снага ветроелектрана износила је 1300,46 MW. Притом је снага губитака у овој тест мрежи била једнака 14,43 MW. Екстремне вредности критеријумских функција за овакав случај су приказане у Табели 4.5.

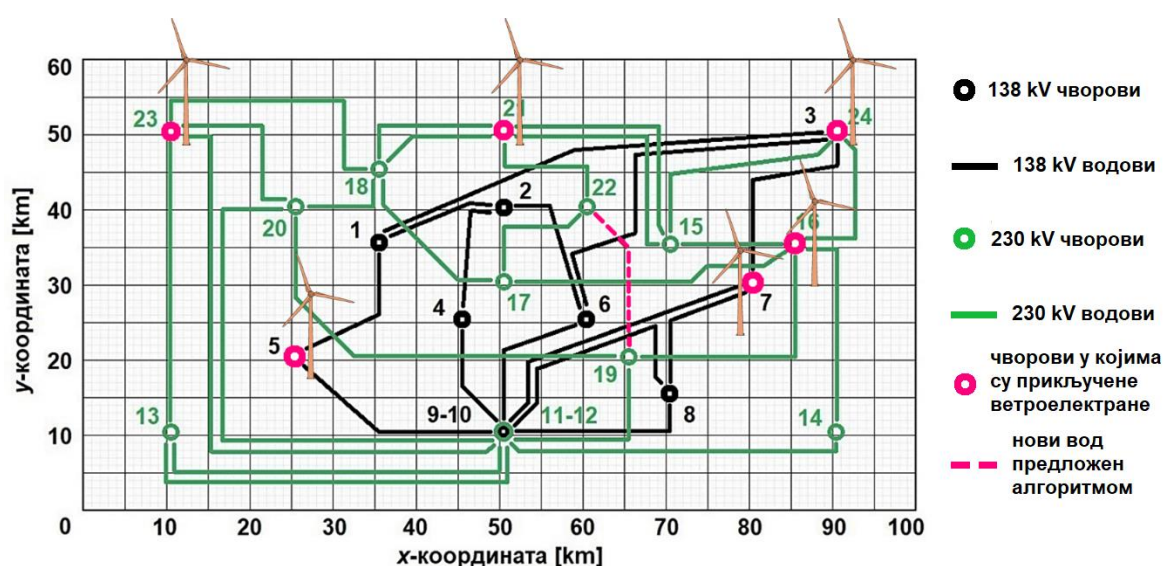


Табела 4.5. Екстремуми критеријумских функција за систем од 24 чвора – са ВЕ.

Величина	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	Екстремум функције [MW]
$Utopic_1$	било који чвор	било који чвор	1300,46
$Dystopic_1$	било који чвор	било који чвор	1300,46
$Utopic_2$	22	19	1,73
$Dystopic_2$	19	14	-0,03

Из дате табеле се може закључити да је најбоља могућа опција према првом од два критеријума оптимизације идентична најлошијој. Притом је добијено да су инсталисане снаге електрана за било који од та два случаја исте као она која је израчуната за почетно стање система. До овакве ситуације долази онда када се побољшање резултата по неком од критеријума не може постићи изградњом нове инфраструктуре. У овом случају се то десило због тога што је снага електрана постала толико велика да је у режиму летњег минимума напајала комплетну потрошњу мреже. Услед тога би ма какав даљи пораст инсталисане снаге доводио до потребе за ограничавањем снаге ових електрана. Ограничавање снаге електрана може бити посматрано као чист губитак са тачке гледишта инвеститора у ове електране, пошто би се ограничио и профит који би могао да се очекује од електрана. Да би се то избегло, њихова инсталисана снага није даље увећавана.

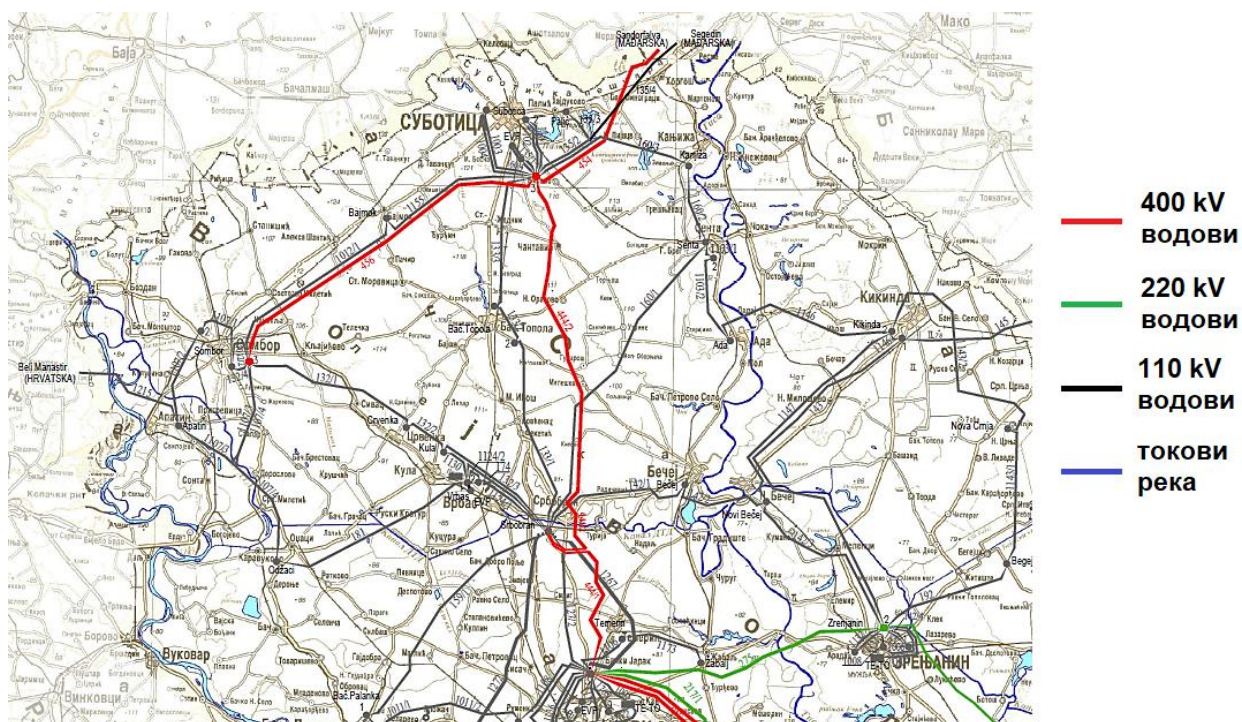
Према томе, није имало смисла радити оптимизацију по првом изабраном критеријуму, пошто би било које решење имало исти ефекат. Тако се овај процес претворио у једнокритеријумску оптимизацију, где је критеријум био смањење снаге губитака. За овај критеријум је приликом одређивања екстремума функција већ дефинисано најбоље решење. Препоручено решење је обухватало градњу вода између чворова 19 и 22, по траси дужине 22,07 km. Потребна улагања би износила приближно 27,43 милиона долара. Траса новог далековода који би био подигнут уколико би се то решење одабрало је дата на Слици 4.33. Подсећања ради, исто решење је било предложено и као једно од потенцијалних решења за случај у коме није било додатних шест ветроелектрана у посматраном тест систему, тако да се иста траса може видети на Слици 4.32.



Слика 4.33. Траса новог вода у систему од 24 чвора – са ВЕ.

На крају ће се предложена метода применити и на реалној мрежи. За овај случај је искоришћен већ описани део 110 kV мреже у региону Војводине. Иако је део карактеристика мреже изнет у оквиру трећег поглавља, требало је увести још неколико претпоставки. Ове претпоставке су већим делом имале везе како са критеријумским функцијама и ограничењима релевантним за средњорочно планирање, тако и са начином на који се процењује дужина далековода. Наиме, како ова мрежа постоји и у стварности, могло се доћи до прецизних података о надморским висинама одговарајућих делова терена у границама анализiranог подручја. На располагању су се налазиле и информације о евентуалним препрекама и урбаним срединама кроз које траса новог вода не би смела да прође. Као релевантан извор за надморске висине рељефа је узета мапа приказана на Слици 3.13, док су подаци о томе преко којих делова терена не би могла прећи нова траса преузети са Сlike 3.17. За јединичну цену водова овог напонског нивоа усвојена је вредност од 140000 €/km, исто као код тест система од 30 чворова. Додатно, коришћење геореференцираних карата је донело још једну погодност – могућност уважавања природних препрека које отежавају изградњу. Конкретно, овде је то била река Тиса, обележена плавом бојом на Слици 3.2. Цене пројеката који би подразумевали градњу вода преко Тисе су рачунате тако што је дужина тог вода множена јединичном ценом од 140000 €/km, након чега је тако одређеном износу додавана фиксна вредност од 400000 €, добијена од запослених у а.д. „Електромрежа Србије”. Усвојено је да се ветроелектрана прикључује на чвор 33, у складу са мапом потенцијала ове области за градњу капацитета тог типа, приказаном на Слици 3.18.

Још једна могућност разматрана за имплементацију је било уважавање нерасположивости до којих би дошло на другим напонским нивоима и њиховог утицаја на 110 kV мрежу. Под овим се, пре свега, мисли на испале елемената 400 kV напонског нивоа. Како би идеја иза тога била јаснија, на Слици 4.34 је приказана мапа тренутног стања преносне мреже у региону Војводине [170]. На овој мапи су црном, зеленом и црвеном бојом редом обележени елементи преносног система номиналних напонских нивоа једнаких 110 kV, 220 kV и 400 kV. Поред тога, на истој мапи су плаве линије искоришћене за приказивање токова већих река у анализiranом региону.



Слика 4.34. Тренутно стање преносног система у региону Војводине.



Са слике је могуће уочити да се, по садашњем стању система, између ТС 400/110 kV Суботица 3 и остатка преносног система Србије протеже свега једна 400 kV веза. Њоме је ТС Суботица 3 спојена са ТС Србобран, која је на 400 kV нивоу повезана још само са ТС Нови Сад 3. То значи да би, у случају у коме би неки од тих далековада био ван погона, читава Бачка била изолована од остатка 400 kV система Србије. Сходно овоме, сав ток енергије би са овог напонског нивоа морао да буде преусмерен на 110 kV далеководе између Суботице и постројења која се налазе јужно од ње. Такав би, примера ради, био далековод од ТС Суботица 3 до ТС Бачка Топола 1 (према нумерацији искоришћеној на Слици 3.2, то су чворови означени са 1 и 2). Пошто је за водове 110 kV нивоа карактеристичан преносни капацитет далеко нижи од оног који одликује водове 400 kV нивоа, то је јасно да би се мрежа 110 kV тада веома лако могла преоптеретити. У складу са овиме би се, ако би планирање развоја 110 kV мреже било базирано искључиво на тренутном стању исте, у разматрање морала узети могућа нерасположивост 400 kV далековада између ТС Нови Сад 3 и ТС Суботица 3. Ипак, пошто је од стране а.д. „Електромрежа Србије” већ предвиђен начин решавања овог проблема на други начин, није било потребе да се испад овог правца уврсти у анализе извршене за потребе ове дисертације. Наиме, до 2030. године се очекује улазак у погон читаве групе пројеката на 400 kV напонском нивоу, назване Панонски коридор [171]. У овом случају је релевантна друга секција тог коридора, у оквиру које ће бити изграђен 400 kV далековод од ТС Сомбор 3 до ТС Нови Сад 3. Провизорна траса овог вода је приказана црвеном бојом на Слици 4.35. Како би се што јасније илустровао описани проблем, правац од ТС Суботица 3 до ТС Нови Сад 3 је приказан тамнозеленом бојом на овој слици.

Сада се може анализирати ситуација у којој би дошло до нерасположивости 400 kV далековада ТС Суботица 3 – ТС Србобран (или 400 kV вода ТС Србобран – ТС Нови Сад 3) након што се овај коридор изгради. Закључило би се да токови енергије који су се претходно одвијали преко овог правца не би више били преусмерени на 110 kV напонски ниво. Уместо тога, енергија би се између региона Бачке и Новог Сада размењивала преко правца који би укључивао постојећи далековод ТС Суботица 3 – ТС Сомбор 3 и нови далековод ТС Сомбор 3 – ТС Нови Сад 3. Да би начин на који се нови вод надовезује на постојећи и тиме доприноси порасту поузданости рада мреже у овој области постао јасан, и постојећи далековод ТС Суботица 3 – ТС Сомбор 3 је уцртан на мапи на Слици 4.35. Овај далековод је на слици приказан љубичастом бојом.



Слика 4.35. Провизорна траса 400 kV вода ТС Сомбор 3 – ТС Нови Сад 3.



Пре него што се почне са представљањем резултата прорачуна спроведених на овом примеру, треба напоменути да је овде начињен један изузетак приликом обављања анализа сигурности. Наиме, иако је у претходно обрађиваним мрежама симулиран испад сваког елемента, сматрано је да то није погодно радити за случајеве у којима се испади односе на елементе који радијално напајају потрошњу. Ово би за последицу имало прекид снабдевања те потрошње електричном енергијом, док би утицај на остатак система био готово непостојећи. Као што је раније речено, подизање поузданости напајања радијално напајаних трансформаторских станица треба узети у обзир приликом планирања развоја мреже. Ипак, овај параметар није од интереса за приказ рада развијене технике. Сходно томе, приликом обављања анализа потребних за израчунавање прве критеријумске функције није анализиран испад далековода који повезује чворове број 1 и број 23. Разлог за то лежи у чињеници да је конзум чвора број 23 напојен радијално са чвора број 1. На овом примеру се може доказати тврдња о томе да за отклањање проблема радијално напојених трансформаторских станица није препоручљиво користити технике оптимизације. Као што се на Слици 3.2 може видети, чвор број 23 је лоциран у северном делу анализираних области. У његовој близини се налазе чворови број 1, 13 и, мало даље, 14. Према томе, ако би се донела одлука да се нова инфраструктура гради тако да реши проблем радијалног напајања те трансформаторске станице, иста би морала да повеже чвор број 23 са неким другим чвором у мрежи. Географски распоред чворова би оставио укупно три поменуте опције између којих би требало изабрати једну. Ово би се брже и једноставније урадило мануелно, него покретањем оптимизације, што иде у прилог изостављању тог критеријума из представљених поступака.

Први корак је подразумевао одређивање решења за које би се добили позитивни и негативни екстремуми критеријумских функција. Овде је, уз одговарајуће висинске профиле и постојање делова терена преко којих водови не би смели да пређу, уважавано и ограничење максималних улагања које би оператор могао да постави. У овом примеру је то ограничење постављено на десет милиона евра. Ту треба истаћи да би оно морало бити значајно повећано уколико би се разматрала ситуација у којој би се планирали нови далеководи 400 kV напонског нивоа. Ово је последица далеко већих јединичних цена које одговарају далеководима виших напонских нивоа. За потребе овакве анализе било је потребно располагати базном вредношћу дозвољене инсталисане снаге електране, за шта је израчуната снага од 125,3 MW. Такође је било потребно знати и базну активну снагу губитака у посматраном делу преносне мреже, за шта је израчунат износ од 11,23 MW. Решења за која су добијени екстремуми критеријумских функција су унета у Табелу 4.6. Може се закључити да је за оба екстремума према првој критеријумској функцији добијен већи број могућих решења. Табела 4.7 пружа увид у оптимална ојачања посматраног дела преносне мреже за различите односе важности изабраних критеријумских функција.

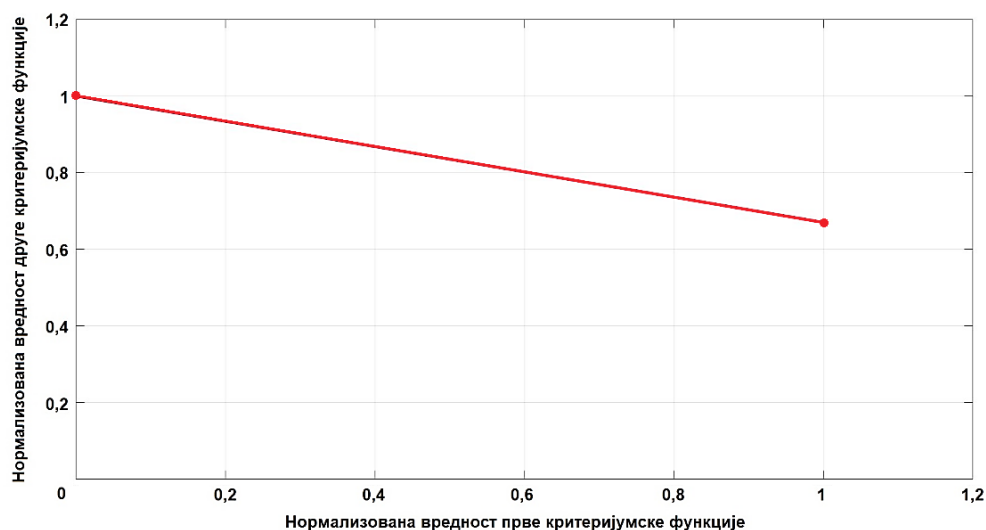
**Табела 4.6.** *Екстремуми критеријумских функција за део мреже Војводине.*

Величина	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	Екстремум функције [MW]
$Utopic_1$	више чворова	33	179,34
$Dystopic_1$	више чворова	више чворова	125,3
$Utopic_2$	32	27	0,96
$Dystopic_2$	13	33	-1,31

Табела 4.7. Резултати добијени за део преносне мреже Војводине.

$w_1$	$w_2$	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	$NK_1$	$NK_2$	$K$
0	1	32	27	0	1	1
0,1	0,9	32	27	0	1	0,9
0,2	0,8	32	27	0	1	0,8
0,3	0,7	15	33	1	0,67	0,77
0,4	0,6	15	33	1	0,67	0,8
0,5	0,5	15	33	1	0,67	0,84
0,6	0,4	15	33	1	0,67	0,87
0,7	0,3	15	33	1	0,67	0,9
0,8	0,2	15	33	1	0,67	0,94
0,9	0,1	15	33	1	0,67	0,97
1	0	15	33	1	0,67	1

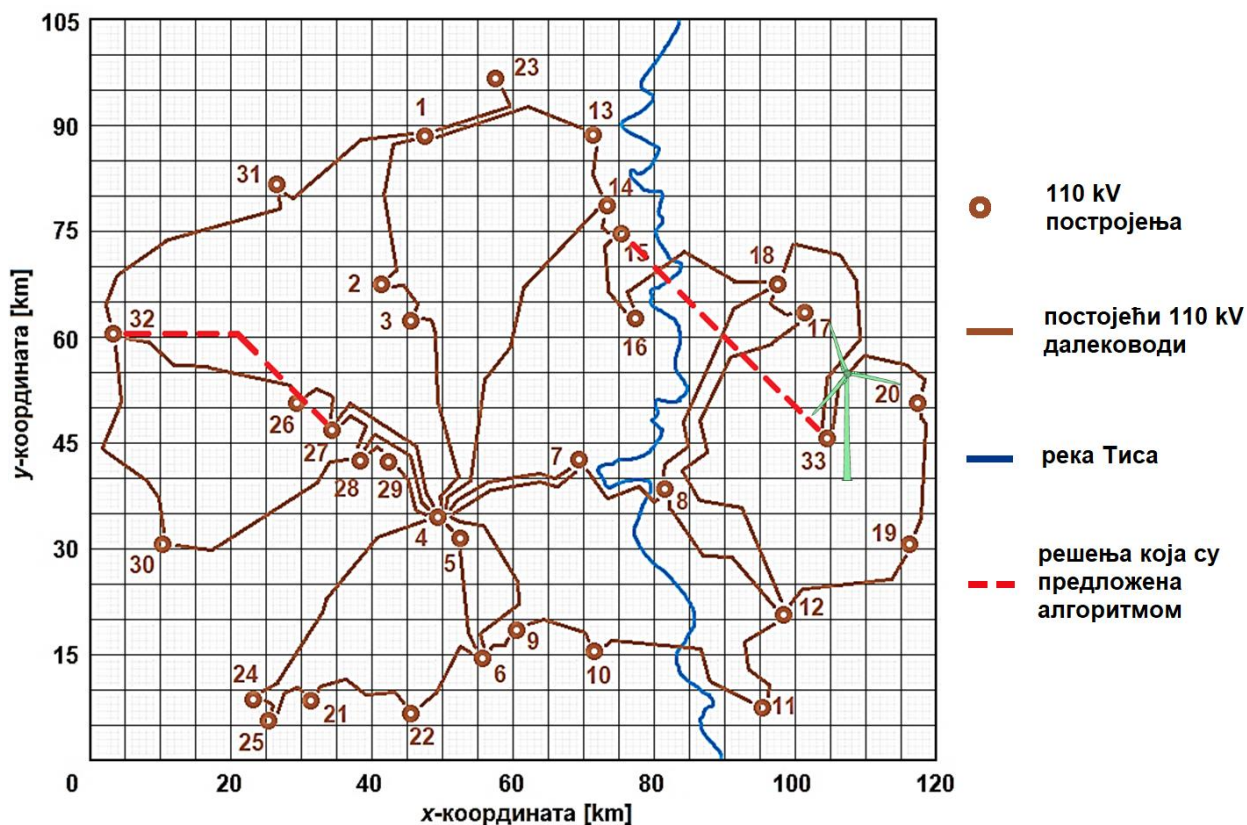
Као што се може приметити из табела, развијена метода би препоручила једно од два могућа решења, зависно од тога којој би се критеријумској функцији приписала већа важност. Одатле може да се закључи и то да оба потенцијална решења заправо представљају екстремуме мере квалитета за одговарајуће критеријумске функције. У случајевима у којима је тежински фактор приписан смањењу системских губитака већи од 0,6, препоручује се утопијско решење према критеријуму смањења губитака. За остале случајеве се приказује решење за које је забележено максимално повећање снаге пласмана енергије из ветроелектране, односно утопијско решење по првом критеријуму. Овде је, од већег броја решења за које је добијена идентична вредност снаге ветроелектране, за приказ у табели изабрано оно са највећим смањењем снаге губитака. Ова напомена је релевантна само за једанаести ред Табеле 4.7. Као и у претходном случају, и овде су решења пројектована на Парето фронт. Оваква пројекција је приказана на Слици 4.36.



Слика 4.36. Пројекције решења за део мреже Војводине на Парето фронт.

Аналогно начину приказивања резултата коришћеном за тест системе, и овде је било потребно навести дужине сваког од предложених водова, као и износ улагања која би њихова изградња захтевала. Што се тиче првог препорученог далековода, односно далековода који би повезивао чворове 27 и 32, његова дужина је износила 36,8 km. Та дужина је, уз употребу јединичне цене од 140000 €/km, дала вредност укупних инвестиција од 5,15 милиона евра. Други далековод који је поменут у Табели 4.7 је далековод којим би се чвор 15 повезао са чвором 33. За њега је добијена дужина од 41 km. Након што је то помножено већ поменутом јединичном ценом, на добијени производ је додат и износ од 400000 € зато што је траса прелазила реку Тису. Тако је добијена укупна цена од 6,14 милиона евра. Као што се може уочити, оба дата износа су далеко мања од горње допуштене границе од 10 милиона евра. Одавде се може закључити да је начин пенализације решења скупљих од постављеног ограничења био делотворан у оптимизационом поступку. Оптималне трасе оба предложена вода су приказане на мапи на Слици 4.37, исцртане црвеним испрекиданим линијама ради лакше видљивости. Слично као у једном од претходних случајева, то што су оба вода приказана заједно не значи да они треба да постоје истовремено, већ да би, за различите случајеве, један или други могли бити одабрани као оптимална решења.

Пре закључења овог потпоглавља, остао је још један корак који је било неопходно реализовати да би се приказани резултати поткрепили, те да њихова тачност не би остала без доказа. Наиме, иако сви водови који су препоручени након претходно спроведених анализа заиста делују као решења која одговарају постављеном задатку, ни на једном месту није приказана верификација тога да су та решења заправо најбоља могућа. Да би се и последњи траг сумње отклонио, овде је одрађена и провера тачности. Ова провера је спроведена тако што је за пример дела преносне мреже Војводине, за свако од потенцијалних решења (осим оних чија би цена била већа од 10 милиона евра), израчуната вредност обе критеријумске функције коришћене у овом поглављу.



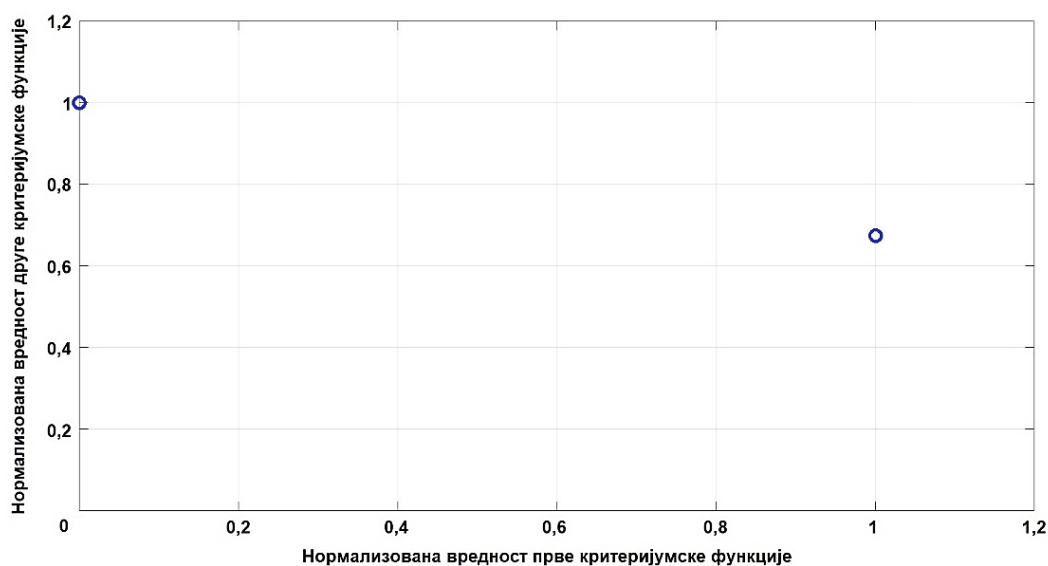
Слика 4.37. Трасе нових водова у делу преносне мреже Војводине.

Након што су за свако потенцијално решење добијене вредности обе критеријумске функције, те вредности су искоришћене да би се за сваки од парова тежинских фактора израчунала мера квалитета тог решења. Оваквих парова је било 11. Од добијених мера за сваки пар тежинских фактора је бирана највећа, пошто је јасно да та мера одговара оптималном решењу. За највеће вредности мера за сваки пар тежинских фактора су потом издвојене нормализоване вредности обе критеријумске функције које су им одговарале. Овиме је добијена могућност да се и за тај случај формира посебна пројекција на Парето фронт. Ова пројекција се може видети на Слици 4.38. На овој слици је за приказивање оптималних резултата, уместо линије, искоришћен скуп симбола „o”. Оваква одлука је донета како због лакшег тумачења овог дијаграма, тако и због жеље да се ова ситуација издвоји од свих претходно спроведених поступака оптимизације. Као што се може видети, овим поступком су добијена свега два пара критеријумских функција за која би се, зависно од случаја, могло рећи да су оптимална. Уколико би се добијене две тачке повезале, добила би се линија идентична оној која је приказана на Слици 4.36. Пошто је линија са Сlike 4.36 дефинисана на основу резултата оптимизационих поступака, тиме је потврђено и да су резултати који су добијени предложеном техником тачни. Овиме је потврђена и тачност резултата из претходних анализираних случајева, заснованих на различитим тест системима.

Коначно, могло би се поставити и питање тога да ли би уопште требало примењивати методе оптимизације ако се за сваку мрежу може спровести анализа сваког од потенцијалних решења и између њих изабрати најбоље. Теоретски гледано, ово би било могуће ако би било потребно планирати развој малих система. Разлог за то што би се ово могло урадити само за мреже које се састоје од свега неколико чворова лежи у чињеници да се број потребних симулација за ово експоненцијално повећава са сваком новим чвором у мрежи. То је илустровано изразом (4.17), у ком је са  $N_{sim}$  означен потребан број симулација, а са  $n_{cv}$  број чворова у посматраној мрежи.

$$N_{sim} = \frac{n_{cv} \cdot (n_{cv} - 1)}{2}. \quad (4.17)$$

Преносни системи се у реалности састоје из више десетина (или више стотина, зависно од тога који се систем посматра) чворова. Одатле је евидентно да је за случајеве из инжењерске праксе препоручљивије ослонити се на савременије методе, попут оне предложене у овој дисертацији.



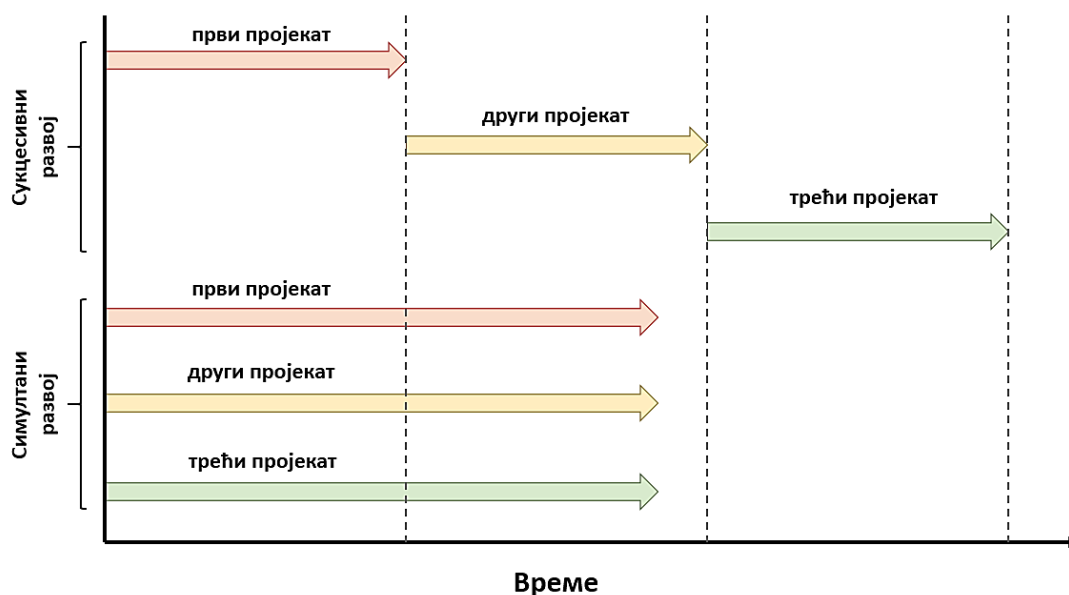
Слика 4.38. Верификација решења добијених за део преносне мреже Војводине.

#### 4.7. Резултати вишестепеног развоја мрежа

На крају овог поглавља ће бити приказан пример употребе развијеног алгоритма за решавање проблема вишестепеног развоја преносних мрежа. У ове сврхе је потребно појаснити и шта се, у контексту ове дисертације, подразумева под појмом вишестепеног развоја мреже. Наиме, тај термин овде означава случај у коме постоји жеља да се сагледа шира слика и дефинише скуп пројеката које треба завршити да би се остварило највеће побољшање индикатора рада мреже. Постоје два типа вишестепеног развоја преносних мрежа – сукцесивни тип и симултани тип.

Код сукцесивног типа развоја мреже пројекти се реализују један за другим, односно не постоји временско преклапање различитих пројеката. Самим тим би оваквом начину развоја одговарао приступ према коме би се дефинисали пројекти који би, један по један, доводили до највећих побољшања вредности изабраних индикатора. Сваки од пројеката би се евалуирао уз узимање у обзир стања мреже валидног на почетку његове реализације. Упрошћено, ово значи да би се као први члан скупа пројеката проистеклих из оптимизационог процеса издвојио пројекат који доводи до највећег побољшања вредности изабраних индикатора у поређењу са стањем мреже на почетку поступка. Процес којим би се дефинисао следећи пројекат би морао уважавати тако настало стање мреже. Ова процедура се понавља све док се не добије жељени број пројеката.

Насупрот овоме, симултани развој мреже подразумева истовремену анализу групе пројеката. У сврхе појашњавања, може се сматрати да је жеља корисника алгоритма да на крају поступка добије исти број пројеката за сукцесивни и симултани развој. Тада би се могло закључити да би се свако потенцијално решење проблема симултаног развоја састојало од онолико пројеката колико је пута поновљен поступак сукцесивног развоја. Евалуација те групе пројеката била би извршена искључиво на основу побољшања вредности одабраних индикатора до којих читава група доводи у поређењу са почетним стањем мреже. Јасно је да се код овог приступа чланови скупа не посматрају засебно, нити се разматра опција да се било који од њих може реализовати без преосталих чланова истог скупа. Илустративни временски дијаграм реализације пројеката према оба објашњена принципа је дат на Слици 4.39. При креирању овог временског дијаграма је сматрано да је анализирану мрежу потребно ојачати реализацијом три нова пројекта.

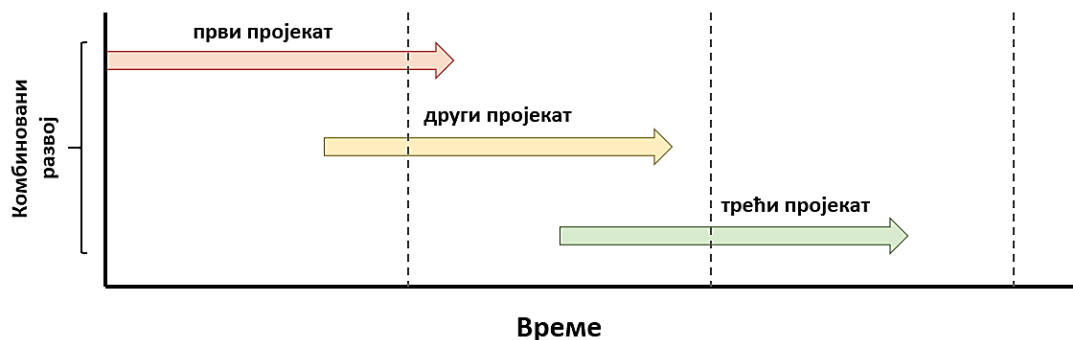


Слика 4.39. Илустрација сукцесивног и симултаног развоја мреже.

Ако се овај временски дијаграм анализира површно, могло би се закључити да је симултани метод развоја повољнији од сукцесивног. На први поглед, овај метод омогућава сагледавање шире слике и гарантовање тога да је скуп решења који се предлаже заиста оптималан са тачке гледишта мреже. Такође би, у идеалној ситуацији, истовремени почетак свих пројеката довео и до њиховог бржег завршетка. Нажалост, пракса је показала да се такве идеалне ситуације не догађају готово никад. Образложење за то се једним делом може наћи већ на самом дијаграму. Наиме, на њему је трајање реализације пројеката предложених симултаним приступом развоју приказано као дуже од оног које је одговарало сукцесивном приступу. Буџетска ограничења би, заједно са нерасположивошћу других ресурса, могла довести до тога да се међу пројектима препоручених симултаним приступом мора вршити приоритизација. То би за последицу могло имати повећање дужине трајања реализације сваког од тих пројеката. У неповољнијем случају би могло да доведе и до тога да се ти пројекти не заврше истовремено, већ да неки од њих буду готови далеко раније од осталих. Јасно је да ово већ почиње да подсећа на сукцесивни приступ.

За разлику од сукцесивног приступа, међутим, код описане ситуације не би постојале анализе које би поткрепиле реализацију засебног пројекта из скупа предложених решења. То значи да не би било гаранције да би крај реализације засебног пројекта из скупа имао жељени утицај на изабране индикаторе рада система. Такво стање би остало валидно све док се не реализују сви остали пројекти из добијеног скупа, што би могло потрајати чак и више година. Овоме би, уз раније истакнута ограничења, могле допринети и потешкоће у вези са трајањем процедура за прибављање потребних дозвола. Уз то, један од честих проблема при реализацији пројеката је везан за немогућност откупа земљишта преко кога би прелазила траса новог далековода [172].

Насупрот томе, сукцесивни приступ гарантује да до проблема везаних за недовољну количину ресурса неће доћи. Ово је последица тога што не би било преклапања међу пројектима, те би расположиви ресурси могли да буду фокусирани само на један пројекат. Ипак, овакав приступ подразумева и врло неефикасно обављање радова на планираним пројектима. Примера ради, не би била уважена могућност да се током радова на изградњи једног новог вода већ спроводе активности на добијању потребних дозвола за следећи. Пошто се одавде може видети да и код сукцесивног, и код симултаног приступа постоје и добре стране, али и простор за побољшање, донета је одлука да се као пример вишестепеног развоја узме комбиновани случај. Овај случај је илустрован на Слици 4.40. На њој су, као референца, још увек дате испрекидане линије са Слике 4.39. Са слике се да закључити да је код комбинованог приступа усвојена претпоставка да је могуће кренути са новим пројектом иако претходни није до краја реализован. За разлику од симултаног приступа, нови пројекат не би отпочео заједно са претходним, већ би се почетак активности на његовој реализацији догодио када претходни пројекат дође у одговарајућу фазу.



Слика 4.40. Илустрација комбинованог приступа развоју мреже.



Наиме, ако се располаже групом запослених од који би једни били задужени за прибављање дозвола потребних за градњу, а други за извођење радова, долази се до тога да би обе групе за прва два приступа имале веома изражене периоде активности и неактивности. Примера ради, код симултаног развоја би све активности запослених који раде на прибављању дозвола биле груписане у првом периоду након отпочињања реализације пројеката. То би могло довести до тога да они, из немогућности да адекватно одговоре на сваки од наметнутих задатака, начине грешке које би за последицу имале кашњење пројеката. Након окончања тог периода, та група запослених би остала потпуно неангажована до краја реализације свих предвиђених пројеката.

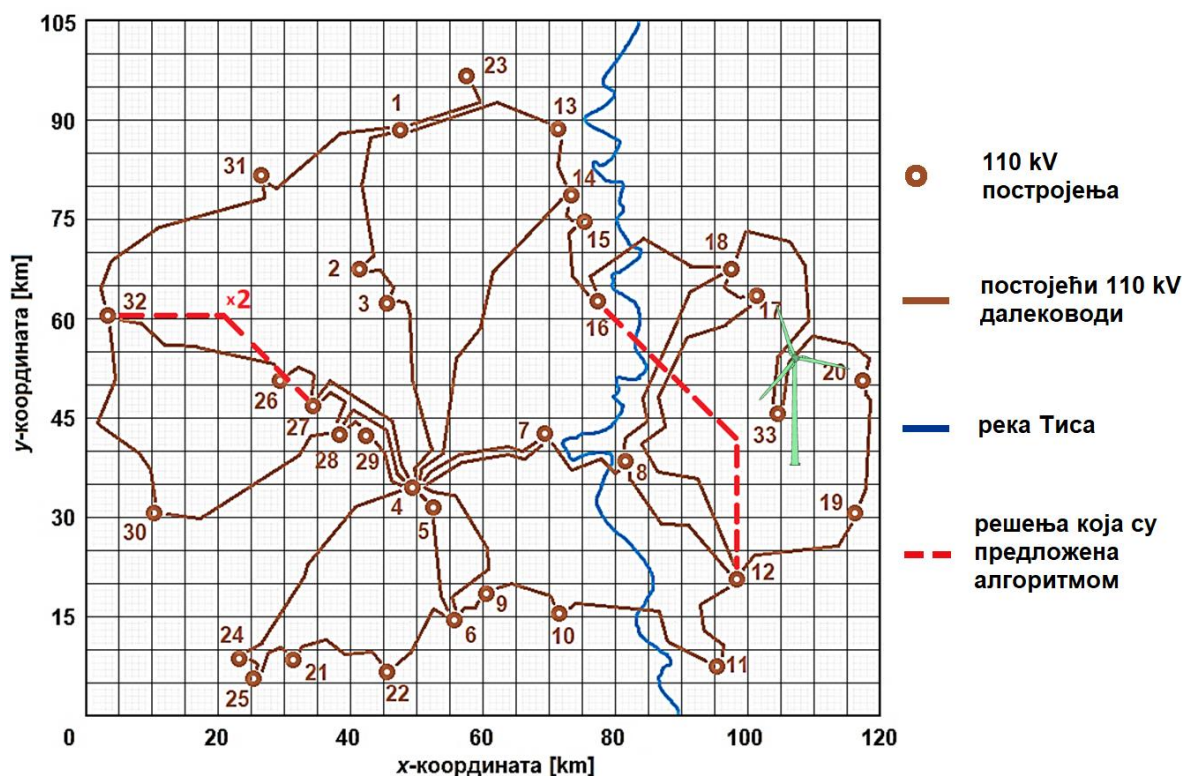
Ако би се иста та група посматрала код пројеката који се обављају по сукцесивном приступу, уочило би се да долази до смене периода интензивне ангажованости и неангажованости. Овде би, на почетку реализације првог пројекта, постојао период активности. После њега би уследио период недостатка задатака док се не заврше радови на том пројекту. Када се радови на првом пројекту заврше, поново би наступио период ангажовања и тако укруг. Такав циклус би трајао све док се не заврши и са последњим пројектом из препоручене групе. Притом би од једног до другог интервала у коме се активности одвијају могло проћи и неколико година. Што се тиче скупа запослених задужених за радове на подизању нових елемената мреже, њихови периоди ангажовања и неангажовања би се мимоилазили са онима описаним за запослене задужене за папирологију. Како би се овакво расипање ресурса предупредило, принцип предложен Сликком 4.40 подразумева то да се активности група запослених директно надовезују једне на друге. Ово значи да би запослени задужени за прибављање дозвола отпочели са својим активностима од првог пројекта који би требало завршити. Ипак, са својим активностима за наредни пројекат би почели чим добију све потребне дозволе за први пројекат. Након што се за први пројекат прибаве све дозволе, запослени задужени за изградњу би могли почети са својим активностима на његовој реализацији, чиме се ефикасност процеса значајно увећава. Наравно, може доћи до питања према ком од два приступа би требало одабрати пројекте који ће бити реализовани по комбинованој логици. Иако би се одабир могао извршити и по сукцесивном, и по симултаном приступу, чињеница да се и овде пројекти реализују са временским размаком доводи до тога да би избор било боље извршити сходно сукцесивном приступу развоју преносних мрежа.

За илустрацију комбинованог приступа вишестепеном развоју мреже, одабран је пример дела 110 kV мреже Војводине. Код ове анализе је усвојена претпоставка да је снага ветроелектране прикључене у чвору 33 унапред прецизирана од стране инвеститора који ту електрану гради и да износи 80 MW. За критеријумску функцију је одабран утицај пројекта на смањење активне снаге губитака у посматраном делу преносне мреже. Образложење за ово се може наћи у томе што фиксна снага ветроелектране значи да она може пласирати енергију максималном снагом у сваком од три обрађена радна режима. Самим тим би утицај било ког новог пројекта у мрежи на овај показатељ био једнак нули. Оваква ситуација је већ примећена код тест система од 24 чвора у који је додато шест ветроелектрана. Тада је такође била донета одлука да се оптимално ојачање дефинише искључиво на основу утицаја на смањење активне снаге губитака енергије. На почетку анализе је требало одредити снагу губитака у мрежи у режиму зимског максимума у ситуацији без иједног новог пројекта. За ово је добијена снага губитака од 11,32 MW. Након тога је извршен модификовани поступак оптимизације базиран на диференцијалној еволуцији. Резултати овог процеса за случај у коме је тражено да се одаберу три пројекта која би требало реализовати се могу видети у Табели 4.8. У овој табели је трећа колона посвећена утицају који пројекат има на смањење губитака, а четврта снази губитака након реализације овог пројекта.

Табела 4.8. Резултати добијени за вишестепени развој мреже.

Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	Смањење снаге губитака [MW]	Нова снага губитака [MW]
32	27	1,07	10,25
32	27	0,6	9,65
16	12	0,76	8,89

Модификација алгоритма је подразумевала то да је раније описана процедура поновљена три пута. Мрежа коју је требало надоградити је аутоматски ажурирана након завршетка сваког од ових понављања. Као што је интуитивно јасно, и време трајања поступка се линеарно повећало због такве модификације. Ипак, уважавајући временски хоризонт на који се планирање односи и свеобухватност резултата, може се доћи до закључка да продужавање анализа не представља непремостив проблем. Што се тиче ограничења узетих у обзир, и овај пут је дефинисана горња граница улагања у појединачни пројекат од 10 милиона евра. По табели са резултатима, прва два препоручена вода би била потпуно идентична. Сходно томе би везу између чвора број 27 и чвора број 32 било пожељно ојачати не једанпут, већ двапут. Као што је раније израчунато, дужина трасе тих водова би износила 36,8 km, при чему би потребна улагања била једнака 5,15 милиона евра. За далековод између чворова број 12 и 16 добијена је дужина оптималне трасе у износу од 51,53 km, а за његову изградњу би било потребно издвојити око 7,61 милиона евра. Одатле је јасно да је постављено ограничење задовољено и у овом случају. Трасе водова чија је изградња препоручена овим поступком се могу видети на Слици 4.41. Како би се сагледала практична употребљивост ових резултата, наредно поглавље ће се бавити корацима потребним за имплементацију развијених алгоритама у пословне процесе оператора преносног система.



Слика 4.41. Трасе водова препоручених вишестепеним развојем.



## 5. ПРАКТИЧНА ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА РАЗВИЈЕНИХ МЕТОДА

У претходна два поглавља описан је предложени процес планирања развоја преносних мрежа на дугорочним и средњорочним временским хоризонтима. Ипак, мере које треба предузети да би се ове методе могле имплементирати у регуларне активности оператора преносних система морају бити сагледане из сасвим другачије перспективе. Наиме, специфичност коју је требало уважити приликом разматрања нема никакве везе са техничким карактеристикама решења или са утицајем интеграције предложених техника на поузданост спроведених анализа. Разлог за то лежи у чињеници да у питању није ефекат који би се могао адекватно квантификовати, већ се ради искључиво о људском фактору. Оператори преносних система углавном представљају велике компаније са значајним бројем организационих јединица и исто тако значајним бројем запослених у овим организационим јединицама. Да би се активности координисале између тих организационих јединица, процеси који могу утицати на више од једне јединице су готово увек вођени одговарајућим процедурама или неким другим званичним документима. Међутим, баш овакав начин доношења одлука и дефинисања процедура за последицу може имати инертност система и његову потенцијалну неспремност за примену иновативних методологија.

Тај ефекат може бити додатно појачан ако се члановима одбора и тела задужених за доношење процедура повери не само улога стручног ауторитета, већ и улога представника одговарајућих организационих јединица. До појачања поменутог ефекта би могло доћи пошто би скепса која би била присутна код било ког запосленог у некој организационој јединици била представљена и одбору који би требало да донесе одлуку. Овиме би се покренула ланчана реакција у којој би могао нарасти отпор преосталих чланова одбора према разматраном предлогу. Овако нешто би у незанемарљивој мери отежало његово усвајање и даљу интеграцију у пословне процесе. Сходно свему наведеном, јасно је због чега је практичној имплементацији техника описаних у претходним деловима ове докторске дисертације било потребно посветити засебно поглавље.

Како би се имплементацији развијених техника у свакодневне инжењерске активности могло адекватно приступити, пре свега је било потребно идентификовати потенцијалне потешкоће са којима би се покушаји имплементације суочили. Како би се та замисао спровела у дело, као основа је узета листа честих узрочника проблема приликом покушаја реализације иновативних пословних стратегија, дата у [173]. Треба напоменути да се овај списак односи на општи случај компаније чија делатност није прецизирана. Ипак, утврђено да исти може послужити као врло добар пример за илустрацију потешкоћа које би се могле искусити при покушајима практичне имплементације предложених метода у званичне процедуре оператора преносних система. На овој листи се налази седам могућих узрока:

- недовољна прецизност при дефинисању стратегије/иновације – проблем се односи на ситуације у којима би руководство неке компаније донело одлуку да постојеће процесе замени новим без располагања довољним количинама података о новим предлозима; овиме се, на дуже стазе, у процедуре уносе непрецизности и несигурности, што може довести до већег отпора код запослених од којих се примена нове методе очекује;
- недовољна флексибилност при покушају имплементације иновације – овде је проблем директно повезан са неспремношћу компанија да се, у случају неочекиваних ситуација током имплементације нове методе, њима прилагоде и почетне стратегије модификују тако да се примећене потешкоће превазиђу или ублаже на што неосетлији начин;

- мањак комуникације између руководства и запослених у вези са иновацијом – под тиме се мисли на пропусте у преношењу информација између било које групе запослених у компанији; узрочник овога би могао лежати у одлуци надређених да не саопште својим запосленима све што знају о иновацији, чиме се нарушава поверење између њих; то на дужем хоризонту угрожава не само новопредложени, већ и постојеће радне процесе;
- непрецизна идентификација природе отпора са којим би се иновација могла суочити – до оваквог проблема може доћи ако се процена природе отпора ослања на општи случај, уместо узимања у обзир специфичности компаније у којој се интеграција новог решења покушава; то за последицу може имати улагање велике количине ресурса у отклањање потешкоћа до којих не би ни дошло, док би стварни проблеми остали необрађени;
- одбијање запослених да примене иновацију у свом делу радног процеса – овај проблем би подразумевао ситуацију у којој руководство компаније није направило неки превид из осталих тачака листе, при чему код запослених и даље не би било воље за применом иновација; до овога, према [174], може доћи из великог броја разлога, од чега су неки од израженијих страх запослених од тога да ће нова технологија угрозити њихово радно место након неког степена интеграције, сумња запослених у сопствене способности да се прилагоде предложеном процесу или жеља запослених за самоистицањем тиме што би се издвојили из масе других запослених својим отпором према иновацији;
- постављање нереалних очекивања од стране руководства – упркос томе што се, са тачке гледишта руководства, постављање високих очекивања може сматрати мотивацијом за запослене да што брже примене предложену иновацију, искуства су показала да се тиме постиже управо супротно; превисока очекивања могу код запослених изазвати како револт, тако и резигнираност тиме што, иако улажу свој максимум, не могу одговорити на постављене захтеве; овако нешто за последицу може имати чак и смањено залагање;
- недовољна фрагментација процеса имплементације – овде није реч о нечему што може довести до негативних последица у случају пропуста, већ само до позитивних утицаја ако се изведе на прави начин; фрагментација процеса би обухватала формирање већег броја ситнијих корака у току имплементације иновације; овде би се, након успешног завршетка сваког од ових корака, то могло адекватно обележити; ово би оставило добар утисак на запослене, чији би елан за обављање посла и испробавање новог решења због тога био на високом нивоу, тако да би и имплементација текла доста лакше и брже.

Као што се из овога може приметити, превазилажење свих наведених потенцијалних тешкоћа ни у ком случају не представља једноставан задатак. То постаје још јасније уколико се у обзир узме и то да се ова листа односи на општи случај. Према томе би за случај у коме се покушава имплементација иновације у процесе постојеће компаније могло доћи до додатних проблема. Ти проблеми би углавном били повезани са специфичностима компаније и њених запослених. Како би се што боље могло одговорити на постављени задатак, исти је потребно сагледати уз уважавање перспектива различитих учесника у процесу имплементације. Пре свега, проблем ће се посматрати са аспекта аутора ове дисертације, односно аутора иновативног решења које је потребно представити. Да би се ово урадило, искористиће се измењена верзија стандардног платна пословног модела, описаног у [175]. У основи, ово платно представља приказ аспеката који морају бити узети у обзир пре него што се донесе нека од стратешких одлука. Форма овог платна, сачињена од девет специјализованих поља, приказана је у Прилогу 5 ове дисертације.

Када би се погледао типични шаблон за израду платна пословних модела, могло би се уочити да се он састоји из два карактеристична типа поља. У први од два типа спадају поља намењена истицању предности понуђеног производа или методе. Други тип укључује она поља у којима би се дефинисали начини успостављања комуникације између понуђача и будућих клијената и процењивали трошкови које би понуђач сносио у току реализације пословног модела. У овај тип би спадала и поља у којима би се процењивали приливи средстава уз помоћ којих би се ти трошкови компензовали. Поља која чине стандардни шаблон платна су следећа:

- кључни партнери;
- кључне активности;
- кључни ресурси;
- предлог додатних вредности;
- односи са купцима;
- канали комуникације;
- кориснички сегмент;
- структура трошкова;
- извори прихода.

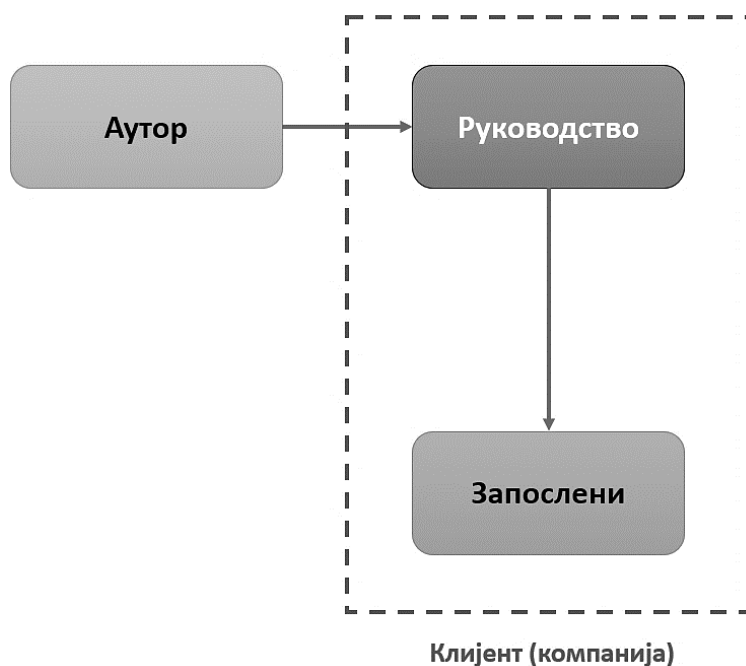
Пошто смисао овог поглавља не лежи у економским, већ у техничким разматрањима, на овом месту неће бити дискусије о трошковима и приходима које би предлагач овог решења очекивао у случају покушаја заснивања пословног плана на техникама приказаним у овој дисертацији. Поглавље ће бити фокусирано искључиво на аспект исправне идентификације купаца, односно потенцијалних корисника развијеног алгорита. Поред тога, пажња ће се посветити и начину на који би се комуникација између аутора предметног решења и купаца остварила. Ситуација би била другачија ако би се модел описао без доступних претходних поглавља ове дисертације. У том случају би било корисно посветити пажњу и пољу овог платна које се односи на предлог јединствених вредности које би корисник могао добити од предложеног решења. Ипак, пошто је то детаљно обрађено у Поглављима 3 и 4 ове дисертације, није било потребе да се понавља.

Што се тиче корисника, јасно је да се у њих превасходно могу сврстати оператори преносних система. Ипак, потребно је нагласити и да се принцип геореференцирања и његово коришћење за планирање развоја, уз мање модификације, може пренети и на дистрибутивне и производне системе. Тиме би се скуп потенцијалних корисника могао значајно проширити. Такође, не би требало занемарити ни то да се оператори система неретко одлучују да део својих активности пребаце на консултантске куће. Самим тим би, у ситуацији у којој би неки оператор задатке планирања развоја проследио консултанту, тај консултант ушао на списак могућих корисника предложене методе. Ипак, ови алгоритми су превасходно намењени операторима преносних система, тако да ће они и бити третирано као приоритетни купци у наставку овог поглавља. Ово поглавље се састоји из два потпоглавља. Прво од њих ће обрађивати начине комуникације између аутора решења и корисника. Притом ће пажња бити обрађена на нивоу на коме би се та комуникација успоставила, односно на то да ли је решење боље прво представити руководству компаније или запосленима у њој. Друго потпоглавље ће се бавити прецизирањем сегмента планерског процеса у који би било оптимално имплементирати предложене технике развоја.

## 5.1. Видови комуникације са клијентима

У овом потпоглављу ће се анализирати могући начини комуникације аутора решења које се предлаже и његовог потенцијалног клијента. Основна разлика између начина комуникације ће лежати у томе са којим се нивоом управљања у компанији клијента комуникација успоставља. У првом случају ће се разматрати опција при којој се комуникација успоставља између аутора решења и руководства клијента. У другом случају ће се посматрати ситуација у којој се први контакт догађа између аутора решења и запослених у компанији у којој се решење разматра. Посебна пажња ће се обратити на препреке са којима би се интеграција иновативног решења могла суочити у једном, а са којима у другом од та два случаја. На крају ће бити изнет закључак о томе како би било најбоље приступити клијенту да би имплементација новог решења прошла што ефикасније и са што мање потешкоћа. Овде се појам вертикалне комуникације односи на размењивање информација између различитих нивоа управљања у истој компанији. Са друге стране, хоризонтална комуникација означава размену информација између идентичних нивоа управљања у различитим компанијама. Као што је речено, први обрађени случај ће бити онај у коме се аутор решења обраћа руководству клијента. Овакав случај је приказан на Слици 5.1.

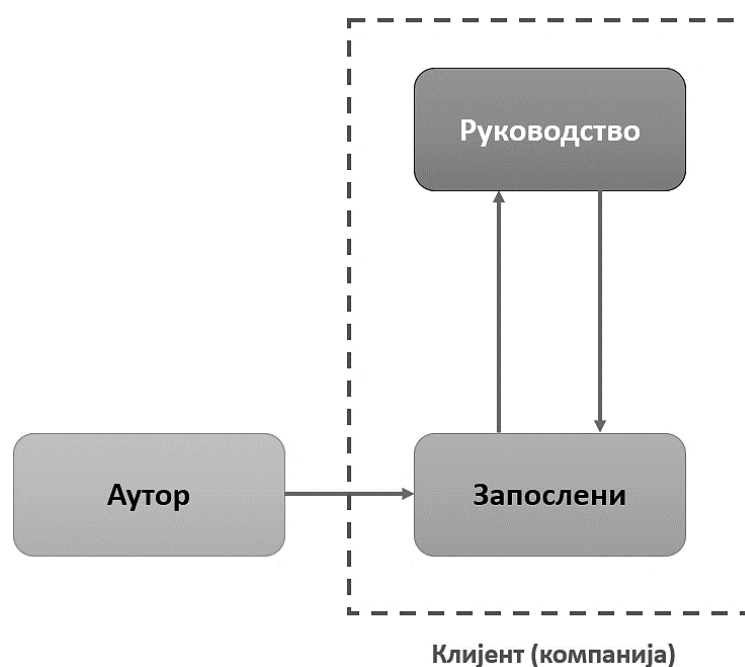
До овакве ситуације би могло доћи уколико би се презентација развијене технике одржала на догађају коме би присуствовао представник руководства клијента. Други могући сценарио би био онај у коме би се наменски заказао састанак са члановима руководећих тела на коме би се одржала презентација предметног решења. Успех презентације би гарантовао да руководство неће опструисати интеграцију овог решења. Притом би се могла очекивати и њихова помоћ у успостављању комуникације са запосленима и превазилажењу баријера до којих може доћи у имплементацији. Нажалост, за овај начин комуникације су карактеристични сви потенцијални проблеми набројани у уводном сегменту овог поглавља. Ту би посебна опасност могла лежати у недовољно развијеној размени информација између руководства и запослених. Сходно томе се не може сматрати да је овакав начин комуникације између предлагача и клијента оптималан. Због тога је било потребно испитати и алтернативне видове комуникације са клијентима.



Слика 5.1. Комуникација искључиво са руководством клијента.

Други предлог јесте онај при коме би се комуникација успоставила између аутора иновације и неког од запослених код клијента. До овог сусрета може доћи на неком стручном саветовању на ком би се решење представило или преко личних познанстава између аутора и запослених. На Слици 5.2 приказан је начин комуникације при коме би аутор решења ступио у контакт са запосленима. Основна разлика између ова два вида комуникације се може видети у начину на који се одвија вертикална комуникација код самог клијента. Наиме, на дијаграму на Слици 5.1 је вертикална комуникација приказана у једном смеру, од руководства према запосленима. То илуструје релативно чест случај у коме руководство донесе одлуку без уважавања мишљења запослених на које се одлука односи. Са друге стране, вертикална комуникација се, у случају ступања аутора у контакт са запосленима, одвија двосмерно. То значи да запослени упућени у иновацију морају то решење представити својим надређенима. Притом било који даљи корак, ако их и буде, зависи од природе повратних информација које надређени дају запосленима.

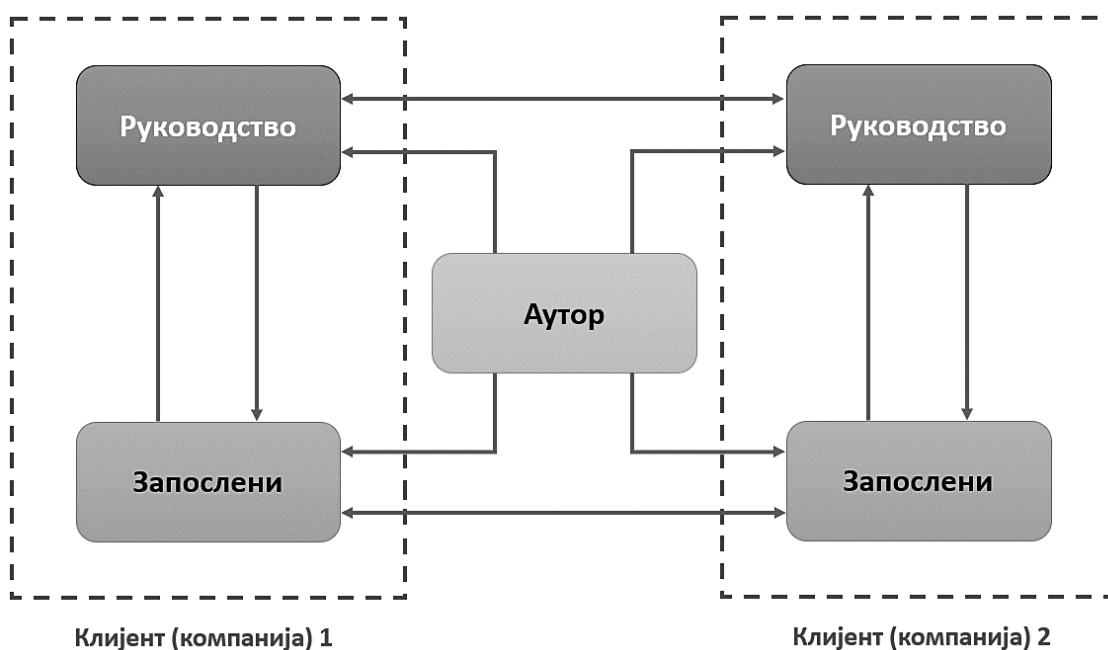
Овим видом комуникације се превазилази већина разматраних проблема, пошто се очекивања не постављају директно од стране руководства клијента, већ запослени могу имати утицаја на иста. Ипак, овакав начин комуникације не мора бити успешан у сваком потенцијалном случају. Наиме, ситуација при којој се рекламирање решења препушта једној или већем броју особа на ниским позицијама уводи у разматрање додатне неизвесности које се односе на атмосферу код самог клијента. Ово је превасходно повезано са тиме да ли запослени уопште могу покренути иницијативу, посебно онда када би иницијатива значајно изменила устаљене процедуре. Ово може доћи до изражаја у великим компанијама у којима би се ступање запослених у контакт са вишим руководством вероватно одвијало постепено, у складу са хијерархијом радних места. Тада би запослени прво морао отићи код свог надређеног, који би потом морао о иницијативи обавестити свог надређеног, и тако даље. Сваки такав степен би могао бити тачка спотицања на којој би иницијатива била заустављена. Ово би представљало проблем за имплементацију решења које највероватније не би ни стигло до виших нивоа руководства клијента. Дакле, иако овај вид комуникације нуди извесна побољшања у односу на ситуацију у којој се први контакт остварује са руководством клијента, сам по себи не представља оптимално решење проблема.



Слика 5.2. Комуникација искључиво са запосленима клијента.

Из изложених аргумената, могло би се доћи до закључка о смеру у ком би требало да се креће размишљање аутора решења о најбољем приступу клијентима. Наиме, већина препрека које су повезане са отпором запослених се може отклонити тиме што се њима приступи директно. Опет, већина препрека везаних за отпор руководства може се решити тиме што би предлагач решења комуницирао са њима. Сходно тиме, није тешко закључити да би се оба вида могућег отпора најјефикасније могла превазићи тиме што би аутор решења остварио комуникацију и са запосленима, и са руководством. Наравно, очекивале би се и извесне акције са стране клијента. Од запослених се може очекивати да иницирају имплементацију решења у неки од конкретних корака радних процеса. Руководство би требало да створи радно окружење у коме се охрабрују иницијативе које покрећу запослени. Упутства о најбољим начинима за стварање окружења у коме се подстичу иницијативе се могу пронаћи у великом броју текстова и радова [176-183]. Тип комуникације у коме аутор приступа свим нивоима управљања приказан је на Слици 5.3.

На овој слици се може уочити да је у разматрање узет и начин комуникације који подразумева хоризонталну комуникацију између више клијената. Успешна имплементација иновације код једног клијента би довела до тога да, при сусрету са другим могућим клијентима, тај клијент њима препоручи разматрану иновацију. До ових сусрета може доћи на пословним састанцима, стручним скуповима или приватним догађајима. Притом је сматрано да је вероватноћа да дође до директне комуникације између руководства једне компаније и запослених друге компаније релативно мала. Сходно томе, такав вид комуникације није узет у обзир приликом формирања дијаграма на Слици 5.3. На том дијаграму је уважена опција по којој би се препоруке углавном преносиле преко људи који се налазе на истом нивоу у командном ланцу компаније. Тако би руководство једне компаније давало препоруке руководству друге компаније, а запослени прве компаније би препоручивали иновацију запосленима друге компаније. Природно, ако би друга компанија била заинтересована за интеграцију решења у своје процедуре, аутор овог решења би остварио комуникацију са одговарајућим лицима у тој компанији. Потом би се, у складу са специфичностима тог клијената, могао наћи оптималан пут према имплементацији решења и у његове пословне процесе и превазилажењу потенцијалних препрека на путу ове иновације.



Слика 5.3. Препоручени начин комуникације са клијентима.

## 5.2. Оптимални корак за имплементацију иновације

Иако се као један од основних појмова поменутих у уводном делу овог поглавља провлачила неупућеност, она се ту односила на ситуацију у којој руководећа лица код клијената донесу одлуку о имплементацији иновације која им није довољно позната. Самим тим, ова лица не би могла адекватно проценити ни позитивне помаке до којих би иновација могла довести, али ни препреке са којима би се иновација суочила. Тај фактор би постао још израженији уколико би се и очекивања постављала на основу искривљене слике о предметном решењу, а не на основу његових стварних карактеристика. Тај проблем је могуће превазићи остваривањем интензивне комуникације између предлагача и руководства, где би се погрешна перцепција решења веома једноставно могла отклонити. Сходно томе, закључује се да је овај вид недовољне упућености могуће уклонити са листе потенцијалних проблема. Нажалост, ово није једини вид недовољне упућености који би могао успорити или онемогућити имплементацију разматране иновације у пословне процесе клијента. Наиме, при успостављању почетног контакта између предлагача решења и било ког представника купца је врло важно да се аутор решења наметне као неко ко познаје пословне процесе клијента. Ово додатно добија на важности ако се узме у обзир да би се од клијента брзо могло очекивати питање о конкретном кораку или делу процеса у коме би иновација могла помоћи. Од одговора аутора може зависити и ниво поверења који ће клијент у наставку разговора осећати према аутору решења, али и успех ма какве пословне сарадње до које, у случају да аутор решења да незадовољавајући одговор, вероватно неће ни доћи.

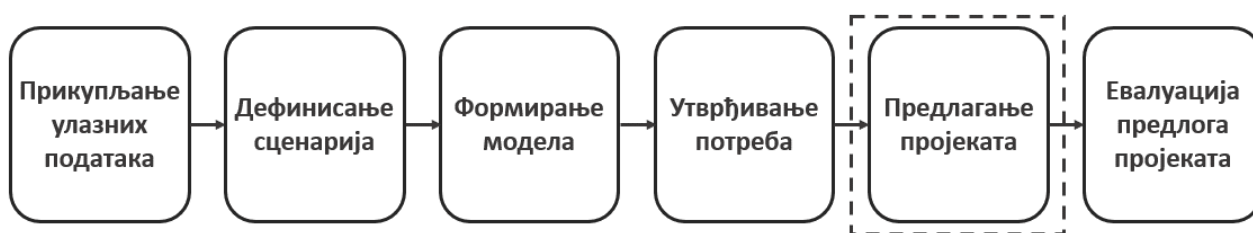
Што се тиче решења предложеног дисертацијом, тачан корак у коме би његово уврштавање у радне процесе оператора преносних система било оптимално се најлакше могао одредити ако би се анализирали начини планирања развоја система на различитим нивоима. Овде се мисли на планирање развоја на европском нивоу и на планирање развоја на нивоу једне државе. Као пример за први случај је узет Пан-европски план развоја, а као пример за други случај је узет планерски документ [105]. Ако се прво разматра планирање развоја система на међународном нивоу, дошло би се до тога да је овај процес издељен у велики број сегмената. Неки од делова овог процеса се одвијају истовремено, док се други догађају секвенцијално услед међусобне условљености. Овима се уноси још један ниво комплексности и додатно отежава указивање на корак у који би било оптимално уврстити имплементацију нове методе дефинисања ојачања мреже. Од свих извештаја из овог пакета се као извештај од интереса за овај део дисертације може издвојити онај у коме је описан начин на који се врши идентификација потреба за новим интерним и прекограничним пројектима [184]. У закључку овог документа се може пронаћи препорука по којој резултати дати у њему треба да буду основа за нове пројекте развоја мреже.

Ако се ово укрсти са техником предложеном у дисертацији, долази се до тога да се она може користити како за планирање интерних ојачања мреже, тако и за предлагање прекограничних пројеката. У том случају, било би потребно располагати подацима добијеним од оба оператора чије је системе потребно повезати новим пројектом. Ту би било потребно уважити и чињеницу да би финансијска ограничења морала бити далеко виша од оних коришћених у Поглављу 4. Ово је последица тога што инвестиције у прекограничне пројекте обично износе од неколико десетина до неколико стотина милиона евра. Поред овога, критеријумске функције по којима се оптимизација обавља би се морале изменити, пошто ни снага ветроелектрана, ни губици не представљају кључне параметре за интерконективне пројекте. Уместо тога, решења би могла да се рангирају према томе у којој мери доприносе испуњавању потреба установљених планом.

Са друге стране, ако се као релевантна полазна тачка узме национални План развоја преносног система Републике Србије [105], ту се могу пронаћи резултати урађених анализа сигурности. Приказ ових резултата је конципиран у виду табеле у којој су наведени испади који доводе до преоптерећења елемената система, као и сугестије како је та преоптерећења могуће ублажити или елиминисати. У овом документу, мере се деле на оперативне и развојне. Оперативне мере подразумевају промену уклопног стања мреже, док развојне мере првенствено подразумевају изградњу нове инфраструктуре ради јачања угрожених праваца. Управо је у том кораку могуће применити развијену оптимизациону методу. Тада би до посебног изражаја дошла могућност прилагођавања критеријумских функција потребама анализираниог случаја. Конкретно, ако се у истом региону примети већи број преоптерећења, анализа се може обавити тако да се засебно евалуира утицај потенцијалних ојачања на свако од тих преоптерећења. Након тога би се сви такви утицаји објединили у меру квалитета тих ојачања, према унетим тежинским факторима. У оба случаја је примену развијене методе планирања најбоље интегрисати у корак процеса који се односи на отклањање утврђених проблема у мрежи. Ако би се сада прешло на општи случај, могло би се закључити да се планирање развоја може описати дијаграмом са Слике 5.4. На овом дијаграму је оквиром исцртаним испрекиданом линијом истакнут корак од интереса.

Након овакве анализе и осталих размишљања изнетих у овом поглављу, могло би се закључити да је потенцијалним клијентима најбоље приступити тако што би се истовремено остварила комуникација и са руководећим кадром, и са запосленима. Током овакве комуникације, аутор решења би требало да обрати пажњу на то у којој је мери код клијента охрабрено покретање иницијатива од стране радника. Ово значајно може утицати на његову тактику, као и на то да ли ће више пажње у каснијим фазама интеграције решења посветити раду са запосленима или дискусијама са руководством. У оба случаја, најсврхисходније би било наглашавати клијенту да би предложена метода помогла у другој половини процеса израде планерског документа, односно при предлагању пројеката помоћу којих ће се одговорити на идентификоване потребе.

Поред тога што би тиме потенцијални утицај развијене методе постао јаснији клијентима, ово би за последицу имало и то да се аутор прикаже као неко ко располаже одговарајућим знањем. Самим тим би решење које би тај аутор предложио било разматрано озбиљније, него у случају у коме би аутору ток планерског циклуса био потпуно непознат. У оквиру дисертације је фокус углавном био на разматрању различитих техничких аспеката предложене методе за планирање развоја мрежа. Креирана метода би требало да утиче позитивно на побољшање ефикасности и поузданости процеса планирања развоја. Ипак, овде нису занемарени ни преостали релевантни аспекти, па је развијен и костур пословног модела на коме би се могао заснивати комерцијални пласман ове технике на тржиште. То је урађено како би се избегла ситуација која се, нажалост, не догађа ретко, а то је да иновација која би могла практично да допринесе остане заробљена у домену теорије услед недовољно развијеног плана комуникације са могућим корисницима.



Слика 5.4. Препоручени део процеса за имплементацију иновације.



## 6. ЗАКЉУЧАК

Циљем ове дисертације би се могла сматрати анализа могућности примене модерних техника оптимизације на проблематику развоја преносних мрежа. Притом је, у сврхе коришћења свих погодности које би аутоматизација овог процеса могла понудити, свака од разматраних мрежа геореференцирана и пројектована на мапу региона у коме се налази. Ово је омогућило да се за планирање развоја преносне мреже могу користити технике оптимизације које у супротном не би биле компатибилне са уобичајеним начином представљања планерских задатака. Такође, овиме је допуштено да се приликом препоручивања пројеката које би требало градити у обзир узимају и карактеристике терена на коме се мрежа коју је потребно ојачати налази. На томе је заснована и метода за рачунање дужине нових водова у мрежи, представљена у одговарајућем потпоглављу ове дисертације. Како резултати и доприноси дисертације не би остали на нивоу нагађања, свака од развијених техника о којима се детаљи могу пронаћи у ранијим поглављима је поткрепљена одговарајућом стручном литературом. Примена предложених метода је потом била илустрована на адекватним примерима. Одабир примера погодних за демонстрацију рада развијених метода је био заснован на карактеристикама предметних примера и на томе у којој мери допуштају истицање жељених особина ових метода приликом обављања прорачуна.

Ипак, пре овога је било потребно појаснити мотивацију иза одлуке да се дисертација посвети управо овој проблематици. Због тога је читаво друго поглавље базирано баш на тенденцији да се читаоцима приближе идеје које су лежале у основи истраживања и потребе за унапређењем постојећих процеса за решавање планерских задатака. Почело се од разматрања промена снага ветроелектрана у претходним годинама и прогнозе ових промена на дефинисаним временским хоризонтима. Након тога је истакнуто да се, у складу са зеленом транзицијом и ефектима исте, у наступајућем периоду очекује велики број захтева инвеститора за прикључење обновљивих извора енергије на преносни систем Републике Србије. Пошто је сваки од захтева нови извор неизвесности који се мора узети у обзир, јасно је и да ће планирање развоја система у годинама које долазе постати све комплекснији задатак. Ослонац за то ће бити неопходно потражити у техникама које ће моћи да на ефикасан начин уврсте овакве неизвесности у планерски процес. Да би се обезбедио допринос дисертације овоме, дефинисано је пет циљева чије би постизање у оквиру дисертације могло да се сматра потврдом њеног позитивног утицаја на проблематику развијања преносних мрежа. Ови циљеви ће бити поновљени и у наставку текста. Ту ће се, уз сваки од њих, дати и краће образложење начина на који је тај циљ остварен овом дисертацијом.

Први циљ је подразумевао развој иновативних техника намењених проблематици оптималног планирања преносних мрежа. У те сврхе је било потребно креирати две методологије, од којих је свака била намењена по једном временском хоризонту од интереса. За дугорочни временски хоризонт, било је неопходно креирати релативно интуитивну методу која се једноставно може модификовати у случају промена улазних података. Одлучено је да се ова техника заснује на мешовитом целобројном линеарном програмирању, уз упрошћења помоћу којих је проблем планирања линеаризован. Применљивост развијене методе је демонстрирана на примеру дела 110 kV преносне мреже Војводине. Са друге стране, за средњорочни временски хоризонт није било препоручљиво уводити исти скуп упрошћења, те ни линеаризација проблема није била могућа. То је довело до тога да се као метода оптимизација одабере диференцијална еволуција, чија примена допушта обављање оптимизације по више критеријума. Демонстрација примене ове методе је извршена на тест примерима и на већ помињаном делу 110 kV мреже Војводине.

Наредни циљ је представљала имплементација мишљења стручњака који се баве планирањем развоја у процес оптимизације. Овде се кренуло логиком да је мало људи упућеније у задатак планирања нове инфраструктуре од инжењера који се са тим изазовима суочавају свакодневно. Како би се ово могло спровести у дело, сачињена је посебна анкета која је послата запосленима Акционарског друштва „Електромрежа Србије”, уз молбу да на њу одговоре у складу са својом стручношћу и искуством. Резултати анкете су статистички обрађени и искоришћени да би се на њима базирале критеријумске функције коришћене приликом средњорочног развоја мреже. У овом случају су за то коришћена два критеријума (интеграција обновљивих извора енергије у производни портфељ и редукција снаге системских губитака у анализираном делу преносне мреже). Природно, ако би потребе оператора система подразумевале укључивање већег броја критеријума на основу којих би се извршила евалуација могућих решења, то би било могуће једноставно уврстити у алгоритам. Са друге стране, неки од ових критеријума се могу уважити индиректно, тако што се на основу њих формулишу ограничења у оптимизационом поступку. У дисертацији је ово илустровано кроз пример постављања максималних улагања у изградњу новог далековода у посматраној мрежи и пенализације свих решења скупљих од овог износа.

Трећи од циљева је обухватао унапређивање метода за планирање развоја мрежа које се иначе користе. Жељено унапређење је било засновано на могућности уважавања географских одлика терена на коме се мрежа налази. Реализација тога је довела до додатних погодности које би се понудиле корисницима. Пре свега, ту се мисли на методологију за предвиђање микролокација на којима се може очекивати изградња нових обновљивих извора енергије (у овом конкретном случају, под тиме су се подразумевале ветроелектране). Географске карактеристике терена су поново укрштане са техничким карактеристикама система да би се диференцијалној еволуцији омогућио рад са проблемом средњорочног планирања развоја. Подсећања ради, ова метода је замишљена искључиво за решавање континуалних оптимизационих проблема. Планирање развоја мреже је, са друге стране, задатак дискретне природе. Како би се оваква недоследност превазишла, геореференцирање је искоришћено као метода за конверзију проблема планирања у континуални домен. Овиме је постигнута компатибилност овог задатка са оптимизационом методом. Потребно је поменути и чињеницу да се све ове погодности постижу коришћењем подлога и информација које се налазе на располагању сваком оператору преносног система.

Наредни циљ ове дисертације је делимично омогућен тиме што је претходни циљ постигнут. Наиме, за евалуирање потенцијалних решења је требало усвојити одговарајуће претпоставке које се односе на техничке одлике водова које је свако од решења подразумевало. Како су ове одлике великим делом повезане са процењеном дужином нових водова, јасна је потреба за што прецизнијим одређивањем те дужине. Да би се постигао жељени ниво прецизности, развијена је и додатна метода намењена одређивању оптималних траса нових далековода у систему. За ово је предуслов био геореференцирање свих постојећих елемената тог система. Ова метода, базирана на познатој техници ширинске претраге графова, дозволила је и уважавање додатних комплексности које би у супротном биле изостављене из планерских процеса. Под овиме се мисли на узимање у обзир делова терена преко којих нови далековод не би смео прелазити или уважавање разлика у надморским висинама делова терена. Други наведени фактор је дозволио и преношење проблема оптималног развоја система са дводимензионалне географске карте у тродимензионални простор. Овиме је прецизност процене дужина нових елемената подигнута на нови ниво. Пошто је прецизност пре свега релевантна за средњорочни временски хоризонт, употреба ове методе је илустрована у делу дисертације који се бавио тим типом планирања.

Коначно, пети и последњи циљ обухватао је разматрање корака које би требало начинити како би се нека од предложених метода имплементирала у стандардне планерске процесе оператора система. Посебна пажња је морала да буде обрађена на то коју би улогу у тој транзицији могло имати руководство, а коју запослени. Сходно овоме су анализирани и опције по питању нивоа управљања у компанији са којим би било најбоље остварити иницијалну комуникацију. Овде се дошло до закључка да се, у случају да се решење прво представи пословодству, може десити да дође до отпора међу запосленима. Опет, уколико би се са промовисањем решења кренуло од запослених, могло би доћи до незадовољства руководства, чиме би имплементација решења била значајно отежана. Да би се обе препреке превазишле, препоручено је да се комуникација са руководством и запосленима оствари готово истовремено. Након успешне интеграције ове иновације у процесе једне компаније, могуће препоруке те компаније би могле да доведу и до лакшег прихватања решења код осталих клијената. На крају је дефинисан и тачан корак у току планерског процеса у који би било оптимално имплементирати предложене иновације.

Оно што би још требало нагласити јесте и то да прецизност резултата који су представљени у деловима дисертације базираним на симулацијама није остала само на тврдњи. Наиме, урађена је и верификација поузданости приказаних резултата. Оваква провера је спроведена за случај средњорочног развоја мреже, за део 110 kV преносне мреже Војводине. Ту су решења која су добијена примењивањем предложеног поступка упоређена са решењима добијеним тако што је ручно тестирано свако од потенцијалних решења. Након тога су, на основу овако добијеног скупа мера квалитета, била одабрана најбоља. Како су се решења добијена преко обе поменуте методологије поклопила, закључено је да се аутоматизацијом процеса, уз повећану ефикасност у односу на уобичајене процедуре, не угрожава поузданост добијених резултата. Уколико се у дискусију уврсти и једноставност употребе алгоритма са тачке гледишта корисника, дошло би се до тога да су циљеви који су били постављени пре него што се почело са израдом прорачуна и симулација за потребе ове дисертације задовољени, а да су све предвиђене теме обрађене.

Ипак би, пре завршетка текста дисертације, требало истаћи и то да потенцијал којим алгоритми приказани у њој располажу може бити даље експлоатисан. Експлоатација би се могла одвијати како практично, од стране оператора система, тако и теоријски, од стране истраживача који би желели да се детаљно посвете обрађеним темама. Као погодне области за истраживање се могу издвојити оне базирание на коришћењу неке од представљених метода за ситуације у којима је потребно уважити већи број карактеристичних радних режима система. Начин на који би се избор додатних радних режима обавио би зависио и од лица које би обављало ово испитивање, али и од циља који би истраживање имало. Било би занимљиво видети и како би се развијени алгоритми понашали у ситуацијама у којима би се вршио развој мреже сачињене од неколико стотина чворова. Посебну пажњу би требало посветити утицају који би таква измена имала на број итерација који би био потребан како би се постигао жељени ниво поузданости резултата. Како су методе које су развијене током израде ове дисертације представљене у њој до детаља, писање кодова заснованих на њима не би требало да представља превелики проблем за будуће истраживаче. На крају би још једанпут требало истаћи и то да ће планирање развоја преносних мрежа у наступајућим годинама представљати задатак који ће добијати на сложености, али и на важности. Сходно томе ће сви радови који се баве овом темом постати веома вредан ресурс који би могао скинути део терета са инжењера задужених за планске процесе. Та констатација ће бити посебно валидна за радове у којима се разматрају могућности уважавања већег броја сценарија при планирању. Ова дисертација представља скромни допринос аутора том циљу.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Cook E., Velis C.A., Black L. Construction and Demolition Waste Management: A Systematic Scoping Review of Risks to Occupational and Public Health. *Frontiers in Sustainability*, vol. 3, art. no. 924926, pp. 1-34, 2022. doi: 10.3389/frsus.2022.924926.
- [2] Dayton P., Thrush S.F., Agardy T., Hofman R.J. Environmental effects of marine fishing. *Aquatic Conservation Marine and Freshwater Ecosystems*, vol. 5, no. 3, pp. 205-232, 1995. doi: 10.1002/aqc.3270050305.
- [3] Tullo E., Finzi A., Guarino M. Review: Environmental impact of livestock farming and Precision Livestock Farming as a mitigation strategy. *Science of the Total Environment*, vol. 650, pt. 2, pp. 2751-2760, 2019. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.10.018.
- [4] Carbone C., Ferrairo D., Lanzini A., Stendardo S., Agostini A. Evaluating the Carbon Footprint of Cement Plants Integrated with the Calcium Looping CO<sub>2</sub> Capture Process. *Frontiers in Sustainability*, vol. 3, art. no. 809231, pp. 1-14, 2022. doi: 10.3389/frsus.2022.809231.
- [5] Prastiyo S.E., Irham, Hardyastuti S., Jamhari. How agriculture, manufacture, and urbanization induced carbon emission? The case of Indonesia. *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 27, pp. 42092-42103, 2020. doi: 10.1007/s11356-020-10148-w.
- [6] Ahmed F., Ali I., Kousar S., Ahmed S. The environmental impact of industrialization and foreign direct investment: empirical evidence from Asia-Pacific region. *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 29, pp. 29778-29792, 2022. doi: 10.1007/s11356-021-17560-w.
- [7] Rahi F., Akter R., Johansson J. Do sustainability practices influence financial performance? Evidence from the Nordic financial industry. *Accounting Research Journal*, vol. 35, no. 2, pp. 292-314, 2022. doi: 10.1108/ARJ-12-2020-0373.
- [8] Pham D.C., Do T.N.A., Doan T.N., Nguyen T.X.H., Pham T.K.Y. The impact of sustainability practices on financial performance: empirical evidence from Sweden. *Cogent Business & Management*, vol. 8, no. 1, pp. 1-19, 2021. doi: 10.1080/23311975.2021.1912526.
- [9] Peng B., Sheng X., Wei G. Does environmental protection promote economic development? From the perspective of coupling coordination between environmental protection and economic development. *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 27, pp. 39135–39148, 2020. doi: 10.1007/s11356-020-09871-1.
- [10] Hussain R.I., Bashir S., Hussain S. Financial Sustainability and Corporate Social Responsibility Under Mediating Effect of Operational Self-Sustainability. *Frontiers in Psychology*, vol. 11, art. no. 550029, pp. 1-13, 2020. doi: 10.3389/fpsyg.2020.550029.
- [11] Tawfik O.I., Kamar S.H., Bilal Z.O. The Effect of Sustainable Dimensions on the Financial Performance of Commercial Banks: A Comparative Study in Emerging Markets. *The Journal of Asian Finance, Economics and Business*, vol. 8, no. 3, pp. 1121-1133, 2021. doi: 10.13106/jafeb.2021.vol8.no3.1121.
- [12] Akidiri S.S., Adebayo T.S. The criticality of financial risk to environment sustainability in top carbon emitting countries. *Environmental Science and Pollution Research*, published online, 2022. doi: 10.1007/s11356-022-21687-9.

- [13] United States Environmental Protection Agency. Overview of Greenhouse Gases. Available at: <https://www.epa.gov> (accessed in July 2022), 2022.
- [14] United States Energy Information Administration. Coal explained – Coal and the environment. Available at: <https://www.eia.gov> (accessed in July 2022), 2021.
- [15] Hu Y., Shi Y. Estimating CO<sub>2</sub> Emissions from Large Scale Coal-Fired Power Plants Using OCO-2 Observations and Emission Inventories. *Atmosphere*, vol. 12, no. 811, pp. 1-18, 2021. doi: 10.3390/atmos12070811.
- [16] Cui-Mei M., Qan-Sheng G. Method for Calculating CO<sub>2</sub> Emissions from the Power Sector at the Provincial Level in China. *Advances in Climate Change Research*, vol. 5 no. 2, pp. 92-99, 2014. doi: 10.3724/SP.J.1248.2014.092.
- [17] Nyasapoh M.A., Debrah S.K., Anku N.E.L., Yamoah S. Estimation of CO<sub>2</sub> Emissions of Fossil-Fueled Power Plants in Ghana: Message Analytical Model. *Journal of Energy*, vol. 2022, art. no. 5312895, 2022. doi: 10.1155/2022/5312895.
- [18] Yadav S., Prakash R. Status and Environmental Impact of Emissions from Thermal Power Plants in India. *Environmental Forensics*, vol. 15, no. 3, pp. 219-224, 2014. doi: 10.1080/15275922.2014.930937.
- [19] Birol F., Malpass D. It's critical to tackle coal emissions. Available at: <https://blogs.worldbank.org> (accessed in July 2022), 2021.
- [20] Fox A. Just 5 Percent of Power Plants Release 73 Percent of Global Electricity Production Emissions. Available at: <https://www.smithsonianmag.com> (accessed in July 2022), 2021.
- [21] A European Green Deal. Available at: <https://ec.europa.eu> (accessed in July 2022), 2019.
- [22] Fit for 55. Available at: <https://www.consilium.europa.eu> (accessed in July 2022), 2021.
- [23] Taylor K. Europe halfway towards closing all coal power plants by 2030. Available at: <https://www.euractiv.com> (accessed in July 2022), 2021.
- [24] Todorović I. Europe is halfway into closing all coal power plants by 2030. Available at: <https://balkangreenenergynews.com> (accessed in July 2022), 2021.
- [25] Europe Beyond Coal. Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Available at: <https://beyond-coal.eu> (accessed in July 2022), 2021.
- [26] Thompson H. What does the war in Ukraine mean for the geopolitics of energy prices? Available at: <https://www.economicsobservatory.com> (accessed in July 2022), 2022.
- [27] Werhmann B. German operators prepare for extending runtime of decommissioned coal plants. Available at: <https://www.cleanenergywire.org> (accessed in July 2022), 2022.
- [28] Todorović I. Europe switching on coal plants amid energy crisis. Available at: <https://balkangreenenergynews.com> (accessed in July 2022), 2022.
- [29] Klugmann-Radziemska E. Environmental Impacts of Renewable Energy Technologies. In proc: 5<sup>th</sup> International Conference on Environmental Science and Technology, Singapore, 2014. doi: 10.7763/IPCBE.

- [30] Rahman A., Farrok O., Haque M.M. Environmental impact of renewable energy source based electrical power plants: Solar, wind, hydroelectric, biomass, geothermal, tidal, ocean, and osmotic. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161, 2022. doi: 10.1016/j.rser.2022.112279.
- [31] Taylor K. Shift to renewables ‘significantly decreased’ emissions, EU agency says. Available at: <https://www.euractiv.com> (accessed in July 2022), 2021.
- [32] Agrawal K.K., Jain S., Jain A.K., Dahiya S. Assessment of greenhouse gas emissions from coal and natural gas thermal power plants using life cycle approach. *International Journal of Environmental Science and Technology*, vol. 11, pp. 1157-1164, 2014. doi: 10.1007/s13762-013-0420-z.
- [33] Frazier R. Study: Replacing coal plants with natural gas cut pollution, saved lives. Available at: <https://stateimpact.npr.org> (accessed in July 2022), 2020.
- [34] Duke University. Replacing coal with gas or renewables saves billions of gallons of water. Available at: <https://www.sciencedaily.com> (accessed in July 2022), 2019.
- [35] Ruhr-University Bochum. Why natural gas is not a bridge technology. Available at: <https://www.sciencedaily.com> (accessed in July 2022), 2022.
- [36] Qadir S.A., Al-Motairi H., Tahir F., Al-Fagih L. Incentives and strategies for financing the renewable energy transition: A review. *Energy Reports*, vol. 7, pp. 3590-3606, 2021. doi: 10.1016/j.egy.2021.06.041.
- [37] Jadidoleslam M., Ebrahimi A., Latifi M.A. Probabilistic transmission expansion planning to maximize the integration of wind power. *Renewable Energy*, vol. 114, part B, pp. 876-878, 2017. doi: 10.1016/j.renene.2017.07.063.
- [38] Haripriya T., Devulal B., Nagajyothi M. Optimal Design of Transmission System Expansion Planning in Deregulated Environment. In proc: *3<sup>rd</sup> International Conference on Intelligent Sustainable Systems*, India, pp. 1404-1407, 2020. doi: 10.1109/ICISS49785.2020.9316107.
- [39] Olfatinezhad N., Vahidinasab V., Ahmadian M., Arasteh H., Aghaei J., Mehran K. Flexible two-stage robust model for moving the transmission and reactive power infrastructures expansion planning towards power system integration of renewables. *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 11, pp. 1921-1932, 2020. doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0287.
- [40] Sima C.A., Popescu M.O., Popescu C.L., Lazaroiu G. Integrating energy storage systems and transmission expansion planning in renewable energy sources power systems. In proc: *54<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference*, Romania, pp. 1-6, 2019. doi: 10.1109/UPEC.2019.8893486.
- [41] Li Y., Chi Y., Wang X., Tian X., Jianqing J. Practices and challenge on planning with large-scale renewable energy grid integration. In proc: *2019 IEEE 3<sup>rd</sup> Conference on Energy Internet and Energy System Integration*, China, pp. 118-121, 2019. doi: 10.1109/EI247390.2019.9062091.
- [42] Wu Y., Hu C., Jhang S., Hsieh T., Jan B. Identification of transmission bottlenecks before and after large scale renewable energy integration in Taiwan. In proc: *2017 International Conference on Applied System Innovation*, Japan, pp. 1879-1882, 2017. doi: 10.1109/ICASI.2017.7988314.

- [43] Suriya P., Subramanian S., Ganesen S., Abirami M. Generation and transmission expansion management using grasshopper optimization algorithm. *International Journal of Engineering Business Management*, vol. 11, pp. 1-9, 2019. doi: 10.1177/1847979018818320.
- [44] You S., Hadley S.W., Shankar M., Liu Y. Co-optimizing generation and transmission expansion with wind power in large-scale power grids – Implementation in the US Eastern Interconnection. *Electric Power Systems Research*, vol. 133, pp. 209-218, 2016. doi: 10.1016/j.epsr.2015.12.023.
- [45] Zhuo Z., Du E., Zhang N., Kang C., Xia Q., Wang Z. Incorporating massive scenarios in transmission expansion planning with high renewable energy penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, pp. 1061-1074, 2020. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2938618.
- [46] Verma P.P., Swarup K.S. A scenario-based transmission network expansion planning in electricity markets. In proc: *2016 National Power Systems Conference*, India, pp. 1-6, 2016. doi: 10.1109/NPSC.2016.7858882.
- [47] ENTSO-E, ENTSO-G. TYNDP 2022 Scenario Report – version April 2022. Available at: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu> (accessed in July 2022), 2022.
- [48] Kumaraswamy B.G., Keshavan B.K., Ravikiran Y.T. Analysis of seasonal wind speed and wind power density distribution in Aimangala wind farm at Chitradurga Karnataka using two parameter weibull distribution function. In proc: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, USA, pp. 1-4, 2011. doi: 10.1109/PES.2011.6039587.
- [49] Praveen R.P. An Accurate Estimation of the Commercial Wind Energy Potential of Middle East Region. In proc: *International Conference on Advances in Electrical, Computing, Communication and Sustainable Technologies*, India, pp. 1-4, 2021. doi: 10.1109/ICAECT49130.2021.9392601.
- [50] Agbessi A.P., Salami A.A., Kodjo K.M. Wind Energy Potential estimation using Neural ANFIS approach. In proc: *2021 IV International Conference on High Technology for Sustainable Development*, Bulgaria, pp. 1-5, 2021. doi: 10.1109/HiTech53072.2021.9614224.
- [51] Ech-Chhibat E., Bahatti L., Raihani A., Bouattane O. Wind Parameters Estimation: Case of Mohammedia – Morocco. In proc: *2018 Renewable Energies, Power Systems & Green Inclusive Economy*, Morocco, pp. 1-5, 2018. doi: 10.1109/REPSGIE.2018.8488799.
- [52] Diaz-Cuevas P. GIS-Based Methodology for Evaluating the Wind-Energy Potential of Territories: A Case Study from Andalusia (Spain). *Energies*, vol. 11, no. 10, pp. 1-16, 2018. doi: 10.3390/en11102789.
- [53] Che P., Shi G. An MILP approach for a profit-based unit commitment problem with emissions penalty. In proc: *26<sup>th</sup> Chinese Control and Decision Conference*, China, pp. 4474-4477, 2014. doi: 10.1109/CCDC.2014.6852969.
- [54] Weimann L., Gabrielli P., Boldrini A., Kramer G.J., Gazzani M. On the role of H<sub>2</sub> storage and conversion for wind power production in the Netherlands. *Computer Aided Chemical Engineering*, vol. 46, pp. 1627-1632, 2019. doi: 10.1016/B978-0-12-818634-3.50272-1.

- [55] Jooshaki M., Abbaspour A., Fotuhi-Firuzabad M., Moeini-Aghtaie M., Lehtonen M. MILP Model of Electricity Distribution System Expansion Planning Considering Incentive Reliability Regulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4300-4316, 2016. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2914516.
- [56] Teimourzadeh S., Aminifar F. MILP Formulation for Transmission Expansion Planning With Short-Circuit Level Constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 3109-3118, 2016. doi: 10.1109/TPWRS.2015.2473663.
- [57] Li C., Conejo A.J., Liu P., Omell B.P., Siirola J.D., Grossmann I.E. Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems. *European Journal of Operational Results*, vol. 297, no. 3, pp. 1071-1082, 2022. doi: 10.1016/j.ejor.2021.06.024.
- [58] Moradi-Seraphvand M., Amraee T. Hybrid AC/DC Transmission Expansion Planning Considering HVAC to HVDC Conversion Under Renewable Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 579-591, 2021. doi: 10.1109/TPWRS.2020.2988195.
- [59] Storn R., Price K. Differential evolution – A simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *Journal of Global Optimization*, vol. 11, pp. 341-359, 1997. doi: 10.1023/A:1008202821328.
- [60] Deb A., Gupta B., Roy J.S. Performance comparison of differential evolution, genetic algorithm and particle swarm optimization in impedance matching of aperture coupled microstrip antennas. In proc: *2011 11<sup>th</sup> Mediterranean Microwave Symposium*, Turkey, pp. 17-20, 2011. doi: 10.1109/MMS.2011.6068519.
- [61] Zheng D., Wei B. Comparison between differential evolution and particle swarm optimization algorithms. In proc: *2014 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation*, China, pp. 239-244, 2014. doi: 10.1109/ICMA.2014.6885702.
- [62] Hang N.T.T., Chikamori H. Comparison of efficiency between differential evolution and evolution strategy: application of the LST model to the Be River catchment in Vietnam. *Paddy and Water Environment*, vol. 15, pp. 797-808, 2017. doi: 10.1007/s10333-017-0593-z.
- [63] Muthamil Selvi C., Gnanambal K. Power system voltage stability analysis using modified differential evolution. In proc: *2011 International Conference on Computer, Communication and Electrical Technology*, India, pp. 382-387, 2011. doi: 10.1109/ICCET.2011.5762505.
- [64] Godwin Immanuel D., Selva Kumar G., Christober Asir Rajan C. A hybrid genetic algorithm based on differential evolution approach for voltage stability improvement. *International Journal of Computer Applications*, vol. 86, no. 16, pp. 29-32, 2014. doi: 10.5120/15073-3513.
- [65] El Ela A.A.A., Abido M.A., Spea S.R. Differential evolution algorithm for optimal reactive power dispatch. *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 2, pp. 458-464, 2011. doi: 10.1016/j.epsr.2010.10.005.
- [66] Niu M., Xu Z., Yang Dong Z. DE-based two-stage reactive power planning with wind power penetration. In proc: *9<sup>th</sup> IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, China, pp. 1-7, 2012. doi: 10.1049/cp.2012.2151.



- [67] Chang T.T., Chang H.C. Application of differential evolution to passive shunt harmonic filter planning. In proc: *8<sup>th</sup> International Conference on Harmonics and Quality of Power Proceedings*, Greece, pp. 149-153, 1998. doi: 10.1109/ICHQP.1998.759866.
- [68] Kavitha D., Renuga P. Power system harmonics estimation using differential evolution. *Asian Journal of Information Technology*, vol. 15, no. 6, pp. 1079-1089, 2016. doi: 10.36478/ajit.2016.1079.1089.
- [69] Solis-Munoz F.J., Osornio-Rios R.A., Romero-Troncoso R.J., Jaen-Cuellar A.Y. Differential evolution implementation for power quality disturbances monitoring using OpenCL. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 19, no. 2, pp. 13-22, 2019. doi: 10.4316/AECE.2019.02002.
- [70] Balaji G., Balamurugan R., Lakshminarasimman L. Mathematical approach assisted differential evolution for generator maintenance scheduling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 82, pp. 508-518, 2016. doi: 10.1016/j.ijepes.2016.04.033.
- [71] Su C.T., Lee C.S. Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 1022-1027, 2003. doi: 10.1109/TPWRD.2003.813641.
- [72] Šošić D., Stefanov P. Reconfiguration of distribution system with distributed generation using an adaptive loop approach. *Journal of Electrical Engineering*, vol. 70, no. 5, pp. 345-357, 2019. doi: 10.2478/jee-2019-0066.
- [73] Sum-Im T., Ongsakul W. A self-adaptive differential evolution algorithm for transmission network expansion planning with system losses consideration. In proc: *2012 IEEE International Conference on Power and Energy*, Malaysia, pp. 151-156, 2012. doi: 10.1109/PECon.2012.6450196.
- [74] Sum-Im T., Taylor G.A., Irving M.R., Song Y.H. A comparative study of state-of-the-art transmission expansion planning tools. In proc: *41<sup>st</sup> International Universities Power Engineering Conference*, United Kingdom, pp. 267-271, 2006. doi: 10.1109/UPEC.2006.367757.
- [75] Sum-Im T., Taylor G.A., Irving M.R., Song Y.H. A differential evolution algorithm for multistage transmission expansion planning. In proc: *42<sup>nd</sup> International Universities Power Engineering Conference*, United Kingdom, pp. 357-364, 2007. doi: 10.1109/UPEC.2007.4468974.
- [76] Alhamrouni I., Khairuddin A.B., Salem M., Ferdavani A.K., Alnajjar A. Differential evolution algorithm for transmission network expansion planning based on AC load flow model. In proc: *2014 IEEE Conference on Energy Conversion*, Malaysia, pp. 418-422, 2014. doi: 10.1109/CENCON.2014.6967540.
- [77] Alhamrouni I., Khairuddin A.B., Salem M., Ferdavani A.K., Alnajjar A. Differential evolution algorithm for multistage transmission network expansion planning based on AC load flow model. In proc: *3<sup>rd</sup> IET International Conference on Clean Energy and Technology*, Malaysia, pp. 1-4, 2014. doi: 10.1049/cp.2014.1468.

- [78] Zhiqiang W., Xin Z., Wenxia L., Boliang L. Substation planning based on geographic information and differential evolution algorithm. In proc: *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, China, pp. 1-7, 2009. doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348335
- [79] Ali I.M., Essam D., Kasmarik K. A novel differential evolution mapping technique for generic combinatorial optimization problems. *Applied Soft Computing*, vol. 80, pp. 297-309, 2019. doi: 10.1016/j.asoc.2019.04.017.
- [80] Ristić V., Šošić D. Primena diferencijalne evolucije pri definisanju optimalnog ojačanja mreže na primeru test-sistema. *Tehnika*, vol. 3, no. 5, pp. 611-618, 2020. doi: 10.5937/tehnika2005611R.
- [81] Ristić V., Šošić D. Multicriteria transmission expansion planning based on differential evolution and georeferencing – Case study Serbia. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, 2022. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107593.
- [82] Malhotra S. Finding Shortest Paths using Breadth First Search. Available at: <https://www.freecodecamp.org> (accessed in July 2022), 2018.
- [83] Funk J. Wind Turbines: Will they ever become economically feasible? Available at: <https://www.slideshare.net> (accessed in July 2022), 2012.
- [84] Đurišić Ž. Vjetroelektrane. *Akadska misao*, Republika Srbija, 2019.
- [85] Opie R. Pitch Control Critical for Wind Power. Available at: <https://www.machinedesign.com> (accessed in July 2022), 2018.
- [86] Shahan Z. History of Wind Turbines. Available at: <https://www.renewableenergyworld.com> (accessed in July 2022), 2014.
- [87] Igwemezie V., Mehmanparast A., Kolios A. Current trend in offshore wind energy sector and material requirements for fatigue resistance improvement in large wind turbine support structures – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 101, pp. 181-196, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2018.11.002.
- [88] Siemens Gamesa. Siemens Gamesa to install first of its SG 11.0-200 DD machines in German waters at Ørsted's Gode Wind 3. Available at: <https://www.siemensgamesa.com> (accessed in July 2022), 2021.
- [89] Lewis M. A massive 16 MW offshore wind turbine is now online in China. Available at: <https://electrek.co> (accessed in February 2024), 2023.
- [90] Lewis M. China's Goldwind installed a 16 MW offshore wind turbine in just 24 hours. Available at: <https://electrek.co> (accessed in February 2024), 2023.
- [91] Elton C. World record: Wind turbine generates enough energy in a day to power 170,000 homes. Available at: <https://www.euronews.com> (accessed in February 2024), 2023.
- [92] De Vries E. Close up - the E126, still the world's biggest turbine. Available at: <https://www.windpowermonthly.com> (accessed in July 2022), 2012.

- [93] Smith P. Enercon monitors all E126 turbines following fault. Available at: <https://www.windpowermonthly.com> (accessed in July 2022), 2014.
- [94] Radowitz B. Enercon abandons Lagerwey brand as it gears up for 5 MW class. Available at: <https://www.rechargenews.com> (accessed in July 2022), 2019.
- [95] Lee A. Goldwind plans record-sized 12MW onshore turbine as China's giants race away from West. Available at: <https://www.rechargenews.com> (accessed in February 2024), 2023.
- [96] Leonard L. Top 10 largest wind farms in the world. Available at: <https://constructionreviewonline.com> (accessed in July 2022), 2022.
- [97] Wind Europe. Wind energy in Europe – 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026. Available at: <https://proceedings.windeurope.org> (accessed in July 2022), 2022.
- [98] Zlatanović M. Korišćenje energije vetra u Srbiji – Prirodni uslovi i praktična politika. Available at: <http://envidome.com> (accessed in July 2022), 2009.
- [99] Zakon o planiranju i izgradnji Republike Srbije. *Službeni glasnik Republike Srbije*, vol. 72/2009, 81/2009, 64/2010, 24/2011, 121/2012, 42/2013, 50/2013, 98/2013, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019, 37/2019, 9/2020, 52/2021 and 62/2023, last modified in 2023.
- [100] Zakon o energetici Republike Srbije. *Službeni glasnik Republike Srbije*, vol. 145/2014, 95/2018, 40/2021, 35/2023 and 62/2023, last modified in 2023.
- [101] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije Republike Srbije. *Službeni glasnik Republike Srbije*, vol. 40/2021 and 35/2023, last modified in 2023.
- [102] A.d. „Elektromreža Srbije”. Pravila o radu prenosnog sistema. Available at: <http://ems.rs> (accessed in February 2024), 2023.
- [103] A.d. „Elektromreža Srbije”. Procedura za priključenje objekata na prenosni sistem i deo distributivnog sistema kojim upravlja operator prenosnog sistema. Available at: <http://ems.rs> (accessed in February 2024), 2023.
- [104] Popović M. U Srbiji postoji devet vetroparkova: Zauzimaju samo jedan procenat tržišta struje, ali je potencijal vetra mnogo veći. Available at: <https://www.euronews.rs> (accessed in July 2022), 2022.
- [105] A.d. „Elektromreža Srbije”. Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period od 2021. do 2030. godine. Available at: <http://ems.rs> (accessed in July 2022), 2022.
- [106] A.d. „Elektromreža Srbije”. Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period od 2020. do 2029. godine. Available at: <http://ems.rs> (accessed in July 2022), 2020.
- [107] A.d. „Elektromreža Srbije”. Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period od 2019. do 2028. godine. Available at: <https://www.aers.rs> (accessed in July 2022), 2019.
- [108] Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine. *Službeni glasnik Republike Srbije*, vol. 101/2015, 2015.
- [109] Program ostvarivanja Strategije razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030 godine za period od 2017. do 2023. godine. Available at: <http://meemp-serbia.com> (accessed in July 2022), 2017.

- [110] Katić V., Dumnić B., Katić N., Milićević D., Grabić S. Potentials and market prospects of wind energy in the province of Vojvodina. *Thermal Science*, vol. 16, suppl. 1, pp. S141-S157, 2012. doi: 10.2298/TSCI120229068K.
- [111] Platform available at: <https://en-bw.topographic-map.com> (accessed in August 2022).
- [112] Schallenberg-Rodriguez J., Notario-del Pino J. Evaluation of on-shore wind techno-economical potential in regions and islands. *Applied Energy*, vol. 124, pp. 117-129, 2014. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.02.050.
- [113] Hofer T., Sunak Y., Siddique H., Madlener R. Wind farm siting using a spatial Analytic Hierarchy Process approach: A case study of the Städteregion Aachen. *Applied Energy*, vol. 163, pp. 222-243, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.138.
- [114] Van Haaren R., Fthenatkis V. GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA): Evaluating the case for New York State. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 7, pp. 3332-3340, 2011. doi: 10.1016/j.rser.2011.04.010.
- [115] Voivontas D., Assimacopoulos D., Mourelatos A., Corominas J. Evaluation of Renewable Energy potential using a GIS decision support system. *Renewable Energy*, vol. 13, no. 3, pp. 333-344, 1998. doi: 10.1016/s0960-1481(98)00006-8.
- [116] Watson J.J.W., Hudson M.D. Regional Scale wind farm and solar farm suitability assessment using GIS-assisted multi-criteria evaluation. *Landscape and Urban Planning*, vol. 138, pp. 20-31, 2015. doi: 10.1016/j.landurbplan.2015.02.001.
- [117] Uredba o kategorizaciji državnih puteva. *Službeni glasnik Republike Srbije*, vol. 105/2013, 119/2013 and 93/2015, last modified in 2015.
- [118] Auto-karta Srbije. Available at: <https://www.381info.com> (accessed in September 2022).
- [119] Opštine i gradovi Srbije. Available at: <http://srpskaenciklopedija.org> (accessed in September 2022).
- [120] Jezera Srbije. Available at: <https://tosatosa94.wordpress.com> (accessed in September 2022).
- [121] Zakon o zaštiti prirode Republike Srbije. *Službeni glasnik Republike Srbije*, vol. 36/2009, 88/2010, 91/2010, 14/2016, 95/2018 and 71/2021, last modified in 2021.
- [122] Zaštićena područja. Available at: <https://www.zzps.rs/> (accessed in September 2022).
- [123] Zaštićena područja u Vojvodini. Available at: <http://www.ekourbapv.vojvodina.gov.rs> (accessed in September 2022).
- [124] Saaty T.L. The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation. *McGraw-Hill International Book Company*, SAD, 1980.
- [125] Saaty T.L. Decision Making for Leaders: The Analytical Hierarchy Process for Decisions in a Complex World. *Lifetime Learning Publications*, SAD, 1982.
- [126] Saaty T.L. Fundamentals of Decision Making and Priority Theory With the Analytic Hierarchy Process. *RWS Publications*, SAD, 1994.

- [127] Hashjin S.S., Milaghardan A.H., Esmaeily A., Mojarady B., Nasery F. Forest fire hazard modeling using hybrid AHP and fuzzy AHP methods using MODIS sensor. In proc: *2012 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium*, Germany, pp. 931-934, 2012. doi: 10.1109/IGARSS.2012.6351403.
- [128] Goh H.H., Kok B.C. Application of Analytic Hierarchy Process (AHP) in load shedding scheme for electrical power system. In proc: *2010 9<sup>th</sup> International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Czech Republic, pp. 365-368, 2010. doi: 10.1109/EEEIC.2010.5489942.
- [129] Effat A.H. Spatial modeling of optimum zones for wind farms using remote sensing and geographic information system, Application in the Red Sea, Egypt. *Journal of Geographic Information System*, vol. 6, no. 4, pp. 358-374, 2014. doi: 10.4236/jgis.2014.64032.
- [130] Noorollahi Y., Youseffi H., Mohammadi M. Multi-criteria decision support system for wind farm site selection using GIS. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 13, pp. 38-50, 2016. doi: 10.1016/j.seta.2015.11.007.
- [131] Meteo Subotica – mesečni pregled brzine vetra. Available at: <https://sumeteo.info> (accessed in October 2022).
- [132] McKenna R., et al. High-resolution large-scale onshore wind energy assessments: A review of potential definitions, methodologies and future research needs. *Renewable Energy*, vol. 182, pp. 659-684, 2022. doi: 10.1016/j.renene.2021.10.027.
- [133] Hoogwijk M., de Vries B., Turkenburg W. Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. *Energy Economics*, vol. 26, no. 5, pp. 889-919, 2004. doi: 10.1016/j.eneco.2004.04.016.
- [134] Blanco M.I. The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6-7, pp. 1372-1382, 2009. doi: 10.1016/j.rser.2008.09.004.
- [135] Lu X. McElroy M.B., Kiviluoma J. Global potential for wind-generated electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 106, no. 27, pp. 10933-10938, 2009. doi: 10.1073/pnas.0904101106.
- [136] Jacobson M.Z., Archer C.L. Saturation wind power potential and its implications for wind energy. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 109, no. 39, pp. 15679-15684, 2012. doi: 10.1073/pnas.1208993109.
- [137] McKenna R., Hollnaicher S., Ostman Leye P.v.d., Fichtner W. Cost-potentials for large onshore wind turbines in Europe. *Energy*, vol. 83, pp. 217-229, 2015. doi: 10.1016/j.energy.2015.02.016.
- [138] Van Hertem D., Verboomen J., Purchala K., Belmans R., Kling W.L. Usefulness of DC power flow for active power flow analysis with flow controlling devices. In proc: *8<sup>th</sup> IEEE International Conference on AC and DC Power Transmission*, United Kingdom, pp. 58-62, 2006. doi: 10.1049/cp:20060013.
- [139] Urbanucci L. Limits and potentials of Mixed Integer Linear Programming methods for optimization of polygeneration energy systems. *Energy Procedia*, vol. 148, pp. 1199-1205, 2018. doi: 10.1016/j.egypro.2018.08.021.

- [140] Soroudi A. Power System Optimization Modeling in GAMS. *Springer*, Germany, 2017.
- [141] University of Washington – Department of Electrical & Computer Engineering. 30 Bus Power Flow Test Case. Available at: <http://labs.ece.uw.edu> (accessed in April 2023).
- [142] Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG). IEEE 24-Bus System. Available at: <https://icseg.itl.illinois.edu> (accessed in April 2023).
- [143] Ordoudis C., Pinson P., Morales Gonzalez J.M., Zugno M. An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies. Technical University of Denmark, pp. 1-5, 2016.
- [144] Dib D., Mordjaoui M. Study of the Influence High-voltage Power Lines on Environment and Human Health (Case Study: The Electromagnetic Pollution in Tebessa City, Algeria). *Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 2, no. 1, pp. 1-8, 2014. doi: 10.11648/j.jeee.20140201.11.
- [145] Carles C., et al. Residential proximity to power lines and risk of brain tumor in the general population. *Environmental Research*, vol. 185, pp. 1-11, 2020. doi: 10.1016/j.envres.2020.109473.
- [146] Donida Biasotto L., Kindel A. Power lines and impacts on biodiversity: A systematic review. *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 71, pp. 110-119, 2018. doi: 10.1016/j.eiar.2018.04.010.
- [147] Kohl M.T., et al. The effects of electric power lines in the breeding ecology of greater sage-grouse. *PLoS ONE*, vol. 14, no. 1, pp. 1-25, 2019. doi: 10.1371/journal.pone.0209968.
- [148] Richardson M.L., et al. A review of the impact of pipelines and power lines on biodiversity and strategies for mitigation. *Biodiversity and Conservation*, vol. 26, pp. 1801-1815, 2017. doi: 10.1007/s10531-017-1341-9.
- [149] Miladinović Z. Građani niškog naselja Brzi Brod sprečili radnike EMS da kopaju rupe za dalekovod, policija izašla na mesto protesta. Available at: <https://www.danas.rs> (accessed in April 2023), 2022.
- [150] Brown C. Steel materials prices surge as impact of Ukraine war bites. Available at: <https://www.building.co.uk> (accessed in April 2023), 2022.
- [151] Husain F., Sulaiman N.A., Hashim K.A, Samad A.M. Multi-criteria selection for TNB transmission line route using AHP and GIS. In proc: *2012 International Conference on System Engineering and Technology (ICSET)*, Indonesia, pp. 1-6, 2012. doi: 10.1109/ICSEngT.2012.6339292.
- [152] Zhang L., et al. Lidar application in selection and design of power line route. In proc: *2007 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium*, Spain, pp. 3109-3111, 2007. doi: 10.1109/IGARSS.2007.4423502.
- [153] Khan L.A., Naik K., Ahmed M., Al-Tekreeti M. Ranking of Routes for Electrical Transmission Lines Using GIS and Image Processing Techniques. In proc: *2019 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Canada, pp. 1-8, 2019. doi: 10.1109/EPEC47565.2019.9074782.



- [154] Eroglu H., Aydin M. Optimization of electrical power transmission lines' routing using AHP, fuzzy AHP, and GIS. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 23, pp. 1418-1430, 2019. doi: 10.3906/elk-1211-59.
- [155] Franken M., Barrios H., Schrief A.B., Puffer R. Transmission Expansion Planning Considering Detailed Modeling of Expansion Costs. In proc: *IEEE 2019 Milan PowerTech*, Italy, pp. 1-6, 2019. doi: 10.1109/PTC.2019.8810437.
- [156] Vidyashri M.H. Breadth-first search Example Advantages and Disadvantages. Available at: <https://www.vtupulse.com> (accessed in April 2023).
- [157] Ristić V., Šošić D., Ristić D. Primena širinske pretrage i georeferenciranja za određivanje optimalne trase dalekovoda. Paper presented at conference: *Energetika 2023*, Serbia, 2023.
- [158] Janjić A., Dočić M., Anđelković A. Iskustva u primeni zaštite od prenapona nadzemnih vodova srednjeg napona. Paper presented at conference: *CIREC Serbia 2018*, Serbia, 2018.
- [159] Bailes A. Electricity demand and the duck curve. Available at: <https://www.energyvanguard.com> (accessed in April 2023), 2015.
- [160] Choi J. A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria. In proc: *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, USA, pp. 1240-1240, 2006. doi: 10.1109/TDC.2006.1668685.
- [161] Attaviriyapap P., Yokoyama A. Transmission Expansion in the Deregulated Power System Considering Social Welfare and Reliability Criteria. In proc: *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, China, pp. 1-6, 2005. doi: 10.1109/TDC.2005.1546809.
- [162] Gonzalez A., Rodriguez J., Fernandez F., Blanco G., Oxilia V. Multi-criteria Analysis of the Expansion Plan of the Transmission System of Paraguay. In proc: *2019 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies*, Chile, pp. 1-6, 2019. doi: 10.1109/CHILECON47746.2019.8988081.
- [163] ENTSO-E. 3<sup>rd</sup> ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. Available at: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu> (accessed in April 2023), 2019.
- [164] Regulation (EU) 2022/869 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2022. *Official Journal of the European Union*, L series, no. 152, pp. 45-102, 2022.
- [165] Ristić V., Šošić D. Novel DE-based optimization technique for the renewable sources' integration. *Comptes rendus de l'Académie bulgare des Sciences*, vol. 75, no. 11, pp. 1663-1671, 2022. doi: 10.7546/CRABS.2022.11.14.
- [166] Cain M.B., O'Neill R.P., Castillo A. History of optimal power flow and formulations. Available at: <https://cms.ferc.gov> (accessed in April 2023), 2012.
- [167] Deb K. Multi-objective optimization using evolutionary algorithms. 1st edition: *Wiley*, Chichester, United Kingdom. Ch. 2, pp. 28, 2001.
- [168] About Matpower. Available at: <https://matpower.org> (accessed in April 2023).
- [169] Midcontinent Independent System Operator (MISO). Transmission Cost Estimation Guide for MTEP 2022. Available at: <https://cdn.misoenergy.org/> (accessed in April 2023), 2022.

- [170] A.d. „Elektromreža Srbije”. Mapa sistema. Available at: <http://ems.rs> (accessed in April 2023).
- [171] Ristić V., Vučinić N., Bošković S., Trkulja I., Žikić M., Ristić D. Panonski koridor – od potrebe do projekta. Paper presented at conference: *CIGRE Serbia 2023*, Serbia, 2023.
- [172] Undurraga C.B. Causes of delays in power transmission lines. Available at: <https://systep.cl> (accessed in April 2023), 2019.
- [173] Emerson M.S. 7 Reasons Why Change Management Strategies Fail and How to Avoid Them. Available at: <https://professional.dce.harvard.edu> (accessed in May 2023), 2022.
- [174] WalkMe Team. Why is Organizational Change so Difficult for Employees to Accept? Available at: <https://change.walkme.com> (accessed in May 2023), 2021.
- [175] Osterwalder A., Pigneur Y. Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers. *Wiley*, Hoboken, New Jersey, USA. Ch.1, pp. 14, 2010.
- [176] Keles O., Battal T. A Model for Innovation Culture Management in Organizations (IVALUE 7). *International Journal of Innovation*, vol. 5, pp. 361-374, 2017. doi: 10.5585/iji.v5i3.199.
- [177] Peterkova J., Franek J. Decision making support for managers in innovation management: a Promethee approach. *International Journal of Innovation*, vol. 6, no. 3, pp. 256-274, 2018. doi: 10.5585/iji.v6i3.236.
- [178] Richards R. Innovation Management: The Essential Guide for 2022. Available at: <https://masschallenge.org/> (accessed in May 2023), 2022.
- [179] Nieminen J. Innovation Management – The Ultimate Guide. Available at: <https://www.viima.com/> (accessed in May 2023), 2023.
- [180] Casserly J. Complete Guide to Innovation Management in 2024. Available at: <https://edison365.com/> (accessed in February 2024), 2024.
- [181] Djock E. The 10 Biggest Challenges in Innovation Management in 2024. Available at: <https://www.itonics-innovation.com/> (accessed in February 2024), 2024.
- [182] Potasso-Justino L. Five Must-Have Features for Innovation Management in 2024. Available at: <https://www.planbox.com/> (accessed in February 2024), 2024.
- [183] Melik L. Future-Fit Frontier: A Guide to Unlocking Transformative Innovation. Available at: <https://www.innovationleader.com/> (accessed in February 2024), 2024.
- [184] ENTSO-E. Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040. Available at: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu> (accessed in May 2023), 2023.
- [185] Mahdavi M., Kheirkhah A.R., Macedo L.H., Romero R. A Genetic Algorithm for Transmission Network Expansion Planning Considering Line Maintenance. In proc: *2020 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Scotland, United Kingdom, pp. 1-6, 2020. doi: 10.1109/CEC48606.2020.9185821.
- [186] Warudkar M.Y., Jape M.V. Particle swarm optimization based transmission expansion planning. In proc: *2017 International conference of Electronics, Communication and Aerospace Technology*, India, pp. 341-345, 2017. doi: 10.1109/ICECA.2017.8212830.



## ПРИЛОГ 1. КООРДИНАТЕ ЧВОРОВА У АНАЛИЗИРАНИМ МРЕЖАМА

Овај прилог обухвата координате сваког чвора у преносним мрежама анализираним у склопу ове дисертације. Координате су дефинисане на основу мапа приказаних у тексту дисертације.

### П.1.1. Чворови дела 110 kV преносне мреже Војводине

Чвор	х-координата [km]	у-координата [km]
1	47,5	88,5
2	41,5	67,5
3	45,5	62,5
4	49,5	34,5
5	52,5	31,5
6	55,5	14,5
7	69,5	42,5
8	81,5	38,5
9	60,5	18,5
10	71,5	15,5
11	95,5	7,5
12	98,5	20,5
13	71,5	88,5
14	73,5	78,5
15	75,5	74,5
16	77,5	62,5
17	101,5	63,5
18	97,5	67,5
19	116,5	30,5
20	117,5	50,5
21	31,5	8,5
22	45,5	6,5
23	57,5	96,5
24	23,5	8,5
25	25,5	5,5
26	29,5	50,5
27	34,5	46,5
28	38,5	42,5
29	42,5	42,5
30	10,5	30,5
31	26,5	81,5
32	3,5	60,5
33	104,5	45,5

**П.1.2. Чворови тест система са 30 чворова**

<b>Чвор</b>	<b>х-координата [km]</b>	<b>у-координата [km]</b>
1	5,5	43,5
2	15,5	43,5
3	8,5	37,5
4	18,5	38,5
5	26,5	45,5
6	28,5	36,5
7	40,5	42,5
8	31,5	30,5
9	56,5	31,5
10	61,5	34,5
11	58,5	42,5
12	16,5	26,5
13	7,5	27,5
14	10,5	11,5
15	22,5	8,5
16	26,5	20,5
17	55,5	22,5
18	38,5	3,5
19	62,5	5,5
20	63,5	18,5
21	60,5	15,5
22	59,5	21,5
23	35,5	13,5
24	50,5	14,5
25	37,5	24,5
26	42,5	23,5
27	39,5	29,5
28	28,5	27,5
29	49,5	28,5
30	41,5	31,5

### П.1.3. Чворови тест система са 24 чвора

Чвор	х-координата [km]	у-координата [km]
1	35,5	35,5
2	50,5	40,5
3	90,5	50,5
4	45,5	25,5
5	25,5	20,5
6	60,5	25,5
7	80,5	30,5
8	70,5	15,5
9	50,5	10,5
10	50,5	10,5
11	50,5	10,5
12	50,5	10,5
13	10,5	10,5
14	90,5	10,5
15	70,5	35,5
16	85,5	35,5
17	50,5	30,5
18	35,5	45,5
19	65,5	20,5
20	25,5	40,5
21	50,5	50,5
22	60,5	40,5
23	10,5	50,5
24	90,5	50,5

## ПРИЛОГ 2. КОД ЗА ПОСТУПАК ДУГОРОЧНОГ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА

У наставку је приказан код помоћу кога је урађен поступак дугорочног развоја преносне мреже у посматраном делу Војводине. Овај код је написан у софтверском пакету GAMS, те и синтакса одговара правилима језика који користи тај програм. Први део овог кода служи за дефинисање проблема, тако да се ту прецизирају параметри анализиране мреже, променљиве са којима се ради и ограничења која се морају поштовати први оптимизацији. Затим се, кроз дефинисање *OF*, задаје критеријумска функција по којој ће се рангирати решења. Коначно, претпоследња и последња линија кода покрећу оптимизациони процес (употребом жељене методе, за коју се користи скраћеница *MIP*) и налажу софтверу да након завршетка читавог поступка кориснику прикаже између којих је чворова у мрежи алгоритам предложио изградњу новог далековода.

**Sets** bus /1\*33/, slack(bus) /12/, Gen /g1\*g8/, k /k1\*k1/;

**Scalars** Sbase /100/, M /1000/;

**Alias** (bus,node);

**Table** GenData(Gen,\*) Generating units characteristics

**b pmin pmax**

**g1** 20 0 600

**g2** 20 0 600

**g3** 20 0 600

**g4** 20 0 600

**g5** 0.2 0 124.5

**g6** 20 0 600

**g7** 0.2 0 120

**g8** 0.2 0 179.5;

**Set** GBconect(bus,Gen) connectivity index of each generating unit to each bus

/ 1 . g1

4 . g2

6 . g3

12 . g4

12 . g5

32 . g6

32 . g7

33 . g8/;

**Table** BusData(bus,\*) Demands of each bus in MW

**Pd**

**1** 200

**2** 17

**3** 54

**4** 200

**5** 20

**6** 200

**7** 56

**8** 21

**9** 35

**10** 33

**11** 10

**12** 200

**13** 40

**14** 13

**15** 13

**16 8**  
**17 42**  
**18 64**  
**19 28**  
**20 15**  
**21 8**  
**22 42**  
**23 22**  
**24 16**  
**25 28**  
**26 23**  
**27 25**  
**28 46**  
**29 32**  
**30 37**  
**31 16**  
**32 200**  
**33 0;**

**Table** branch(bus,node,\*) Network technical characteristics

**X LIMIT Cost Stat**

**1 . 2 0.09 78 10 1**  
**2 . 3 0.02 78 10 1**  
**1 . 13 0.08 107 10 1**  
**13. 14 0.05 107 10 1**  
**4 . 14 0.19 78 10 1**  
**3 . 4 0.11 78 10 1**  
**14. 15 0.02 107 10 1**  
**15. 16 0.05 107 10 1**  
**16. 18 0.09 107 10 1**  
**12. 33 0.07 150 10 1**  
**18. 33 0.07 150 10 1**  
**17. 18 0.02 107 10 1**  
**8 . 18 0.12 107 10 1**  
**12. 17 0.22 78 10 1**  
**8 . 12 0.1 78 10 1**  
**19. 20 0.07 107 10 1**  
**12. 19 0.08 107 10 1**  
**11. 12 0.1 107 10 1**  
**7 . 8 0.05 78 10 1**  
**4 . 7 0.04 107 10 1**  
**5 . 6 0.11 137 10 1**  
**6 . 9 0.04 107 10 1**  
**9 . 10 0.04 107 10 1**  
**10. 11 0.15 107 10 1**  
**4 . 5 0.03 107 10 1**  
**4 . 21 0.11 107 10 1**  
**21. 22 0.06 107 10 1**  
**6 . 22 0.05 107 10 1**  
**1 . 23 0.01 107 10 1**  
**13. 23 0.01 107 10 1**  
**1 . 31 0.09 107 10 1**  
**31. 32 0.1 107 10 1**

```

26. 32 0.1 78 10 1
26. 27 0.05 78 10 1
4 . 27 0.09 78 10 1
27. 28 0.02 107 10 1
28. 29 0.03 107 10 1
4 . 29 0.04 107 10 1
28. 30 0.11 78 10 1
30. 32 0.12 78 10 1
4 . 24 0.15 78 10 1
24. 25 0.01 78 10 1
21. 25 0.03 107 10 1;
Set conex(bus,node) Bus connectivity matrix;
conex(bus,node)$branch(bus,node,'X')=yes;
conex(bus,node)$conex(node,bus)=yes
branch(bus,node,'X')$branch(node,bus,'X') = branch(node,bus,'X');
branch(bus,node,'Cost')$branch(node,bus,'Cost') = branch(node,bus,'Cost');
branch(bus,node,'Stat')$branch(node,bus,'Stat') = branch(node,bus,'Stat');
branch(bus,node,'Limit')$(branch(bus,node,'Limit')=0) = branch(node,bus,'Limit');
branch(bus,node,'bij')$conex(bus,node)= 1 / branch(bus,node,'X');
M=smax((bus,node)$conex(bus,node),branch(bus,node,'bij')*pi*4/3);
Variables OF, INV, Pij(bus,node,k), Pg(Gen), delta(bus), LS(bus);
binary variable alpha(bus,node,k);
*alpha.l(bus,node,k)=1;
alpha.fx(bus,node,k)$(conex(bus,node) and ord(k)=1 and branch(node,bus,'Stat')) = 1;
Equations const1A, const1B, const1C, const1D, const1E, const2, const3, const4, const5;
const1A(bus,node,k)$conex(node,bus) .. Pij(bus,node,k)-branch(bus,node,'bij')*(delta(bus)-delta(node)) =l=
M*(1-alpha(bus,node,k));
const1B(bus,node,k)$conex(node,bus) .. Pij(bus,node,k)-branch(bus,node,'bij')*(delta(bus)-delta(node)) =g= -
M*(1-alpha(bus,node,k));
const1C(bus,node,k)$conex(node,bus) .. Pij(bus,node,k) =l= alpha(bus,node,k)*branch(bus,node,'Limit')/Sbase;
const1D(bus,node,k)$conex(node,bus) .. Pij(bus,node,k) =g= -alpha(bus,node,k)*branch(bus,node,'Limit')/Sbase;
const1E(bus,node,k)$conex(node,bus) .. alpha(bus,node,k) =e= alpha(node,bus,k);
const2(bus) .. LS(bus)+sum(Gen$GBconect(bus,Gen),Pg(Gen))-BusData(bus,'pd')/Sbase =e=
sum((k,node)$conex(node,bus),Pij(bus,node,k));
const3 .. OF =g= sum(Gen,Pg(Gen)*GenData(Gen,'b')*Sbase)+ 1000000*Sbase*sum(bus,LS(bus));
const4 .. INV =e=
sum((bus,node,k)$conex(node,bus),0.5*branch(bus,node,'Cost')*alpha(bus,node,k)$(ord(k)>1)or
branch(node,bus,'Stat')=0));
const5 .. INV =l= 10;
Model loadflow /all/;
option optcr =0;
LS.up(bus)=BusData(bus,'pd')/Sbase;
LS.lo(bus)=0;
Pg.lo(Gen)=GenData(Gen,'Pmin')/Sbase;
Pg.up(Gen)=GenData(Gen,'Pmax')/Sbase;
delta.up(bus)=pi/3;
delta.lo(bus)=-pi/3;
delta.fx(slack)=0;
Pij.up(bus,node,k)$(conex(bus,node))=1*branch(bus,node,'Limit')/Sbase;
Pij.lo(bus,node,k)$(conex(bus,node))=-1*branch(bus,node,'Limit')/Sbase;
Solve loadflow min OF us MIP;
display alpha.l;

```

### ПРИЛОГ 3. АНКЕТНИ ЛИСТИЋ ЗА УТВРЂИВАЊЕ КРИТЕРИЈУМА

У наставку је приказан анкетни листић који су попуњавали инжењери запослени у Дирекцији за развој а.д. „Електромрежа Србије”, оператора преносног система Републике Србије.

#### АНКЕТА

Молим да, у сврхе прикупљања потребних улазних података за израду докторске дисертације под називом „Методe оптималног планирања развоја преносне мреже уз употребу геореференцирања”, у листи датој испод означите оне критеријуме које бисте желели да истакнете као приоритетне у процесу процене интерних пројеката до чије би реализације требало да дође на средњорочном временском хоризонту. Иако нема ограничења броја критеријума које можете заокружити, било би пожељно издвојити два или три критеријума од највећег значаја, како би резултати ове анкете могли да буду адекватно имплементирани у алгоритам намењен за аутоматизацију процедуре средњорочног планирања развоја мрежа. Листа је приказана у наставку:

- (1) Редукција емисија угљен-диоксида у атмосферу;
- (2) Смањење емисија осталих гасова изазивача ефекта стаклене баште у атмосферу;
- (3) Омогућавање већег пласмана енергије из обновљивих извора у систем;
- (4) Испуњавање циљева наметнутих регулативама усмереним ка зеленој транзицији;
- (5) Повећање прекограничних капацитета између предметног и суседних система;
- (6) Смањење разлике у цени електричне енергије између предметног и суседних система;
- (7) Повећање ефикасности преноса електричне енергије;
- (8) Решавање радијалног напајања трансформаторских станица;
- (9) Смањење утицаја електроенергетске инфраструктуре на животну средину;
- (10) Смањење укупних трошкова улагања у нову електроенергетску инфраструктуру;
- (11) Смањење укупне цене одржавања електроенергетске инфраструктуре;
- (12) Преостали фактори (фактори необухваћени претходним критеријумима).

Скреће се пажња на то да је анкета у потпуности анонимна, те да не постоји намера да се њени резултати искористе на било који други начин, осим за потребе поменуте докторске дисертације. Ипак, преглед добијених резултата ће бити, на одговарајући начин, интегрисан у текст ове дисертације и, тиме, постати јавно доступан.

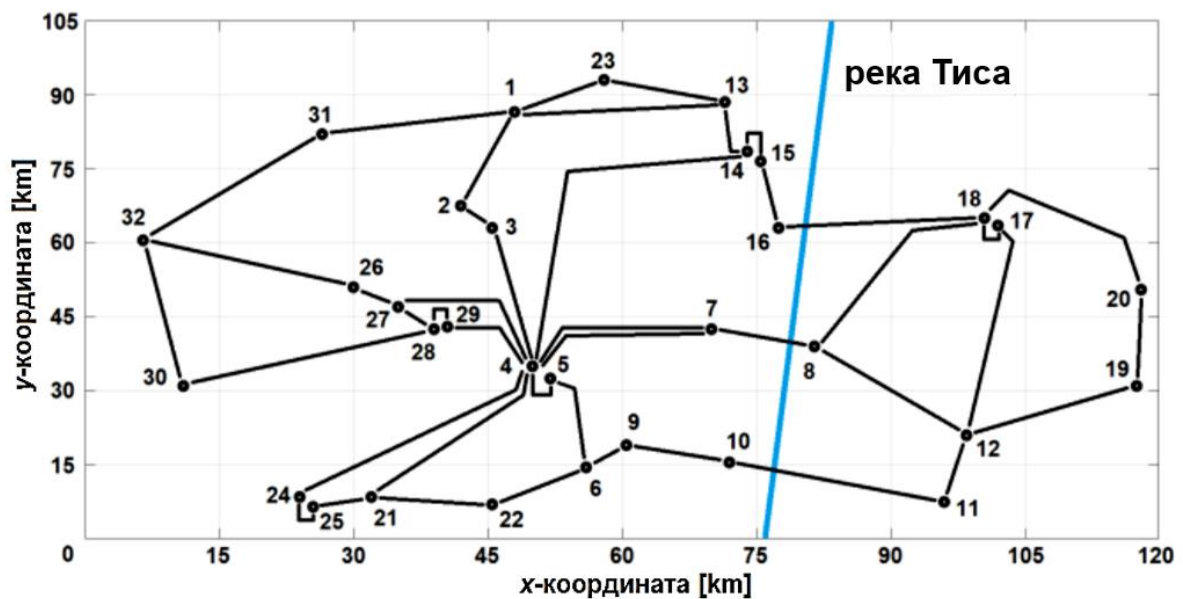
Хвала на помоћи и уложеном времену,

Владан Ристић

## ПРИЛОГ 4. КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА ОПТИМИЗАЦИОНИХ МЕТОДА

Како је већ истакнуто на више места у дисертацији, диференцијална еволуција је одабрана као погодна метода оптимизације за проблем средњорочног планирања развоја преносних мрежа услед великог броја погодности које нуди. Међу таквим погодностима су посебно напоменуте неке попут робусности, поузданости и ефикасности приликом налажења оптималног решења. Ипак, ове карактеристике не одликују само диференцијалну еволуцију, већ се могу пронаћи и код других оптимизационих метода које се налазе у широкој употреби. Самим тим, потребно је дати потпору тврдњи да инжењери задужени за планирање развоја треба да изаберу управо предложени алгоритам. Да би се то потврдило, урађена је компаративна анализа перформанси диференцијалне еволуције и друге две методе оптимизације. Анализа је првобитно објављена у [81]. У том раду је такође послужила за верификацију оправданости одабира диференцијалне еволуције за решавање проблема оптималног развоја преносне мреже у региону од интереса.

Као методе оптимизације са којима је вршено поређење диференцијалне еволуције су изабрани генетички алгоритам и оптимизација роја честица. Овај одабир је начињен на основу тога што обе технике имају дугу историју примене за решавање планерских проблема, као што се може видети и у [185-186]. Што се тиче преносне мреже чији је развој требало планирати у примеру на ком је вршено поређење, њен шематски приказ на мапи се може видети на Слици П4.1. Као што се може видети са мапе, ова мрежа је веома слична оној која је приказана на Слици 3.2 и такође се односи на регион Војводине. Примера ради, једна од важних разлика је то што мрежа са Слике П4.1 не садржи чвор број 33 којим је у мрежи са Слике 3.2 представљено постројење за прикључење ветроелектране Башаид. Разлог за овакву разлику лежи у томе што је анализа из [81] рађена у тренутку када начин прикључења ове ветроелектране и даље није био званично потврђен. Ипак, пошто су сви прорачуни из овог прилога урађени на истој мрежи, сматрано је да наведена застарелост не представља фактор који би могао у значајној мери утицати на исход компаративне анализе и угрозити поузданост закључака који су из ње извучени. Пошто у овој мрежи није било чвора број 33, није било могуће прикључити ветроелектрану на њега. Уместо тога, узето је да се ветроелектрана прикључује у чвору број 19, у истом региону. То је сагласно са закључком да ова област располаже највећим потенцијалом за овај вид генерисања енергије.



Слика П4.1. Део преносне мреже коришћен за компаративну анализу.



Обе наведене методе оптимизације постоје доста дуго и о њима је написан велики број радова, те овде неће бити објашњаване њихове основне карактеристике, пошто је свакако могуће наћи кредибилније изворе који се баве том тематиком. Ипак, оно што је потребно истаћи је то да је ове две методе такође било неопходно прилагодити на одговарајући начин како би се помоћу њих и принципа геореференцирања могао решавати проблем оптималног развоја дела 110 kV преносне мреже Војводине. Прва метода која је била прилагођена у ове сврхе је био генетички алгоритам. Проблем који је онемогућио његову примену у основном облику било је то што су операције који се стандардно користе намењене за рад са решењима представљеним у форми бинарних низова. Како се то разликује од начина представљања решења уз помоћ географских координата, коришћеног у оквиру ове дисертације, те операције је било потребно прилагодити на одговарајући начин пре вршења оптимизационог поступка. Што се тиче процеса укрштања, у оквиру њега се стандардно одабирају два решења представљена уз помоћ бинарних низова. Затим се бира по један елемент из сваког од та два низа, након чега се два нова решења праве тако што се тим елементима замене места. Тиме прво решење добија један елемент из другог решења и обрнуто, чиме се побољшава диверзитет кандидата за оптимално решење и убрзава конвергенција поступка. У истом духу, узето је да се свако од потенцијалних решења проблема планирања развоја предметне мреже састоји из две тачке на географској мапи. Сходно томе, у овој модификацији укрштања су два нова решења генерисана тако што је прва тачка из првог решења упаривана са другом тачком из другог решења, док је прва тачка другог решења била упаривана са другом тачком првог решења. Самим тим, свако од нових решења је укључивало две координате из једног матичног решења и две координате из другог матичног решења. Како фактор укрштања мора бити висок да би овај корак играо предвиђену улогу у овом алгоритму, за потребе анализа израђених у оквиру ове провере му је приписана вредност од 0,8.

Са друге стране, поступак мутације у оквиру генетичког алгоритма може бити спроведен на различите начине. Једна од чешћих варијација овог корака подразумева одабир једног решења представљеног преко бинарног низа, након чега се из њега издвајају два елемента. Потом се овим елементима мењају места, чиме се добија потпуно ново решење. Као што се може видети, овај тип мутације се веома лако може прилагодити за рад са решењима представљеним преко било каквог низа, невезано за то да ли су његови елементи дати у бинарној форми или не. Због тога је јасно и да је овај поступак било доста једноставније прилагодити и за рад са решењима представљеним у форми коришћеној у дисертацији, него што је то био случај са укрштањем. У оквиру поступка мутације је тако одабирано једно од решења представљених преко четири географске координате, након чега су том решењу мењане други и четврти елемент. Овиме је од матичног решења добијано ново решење које се налазило у релативној близини матичног, али је опет било довољно далеко од њега да може допринети порасту диверзитета популације. Фактору мутације је додељена вредност од 0,1. Такав избор је начињен како би се осигурало то да до мутације ипак долази у одређеном броју случајева, али и да тај број не буде превелики. Наиме, показало се да одабир превелике вредности фактора мутације уноси хаотичност у цео оптимизациони поступак и значајно отежава његово конвергирање. Сматрано је да је величина популације иста као код диференцијалне еволуције (70 решења), док је одабир решења која ће прећи из једне у другу итерацију рађен помоћу одсецања. У том кораку је из процеса уклањано двадесет решења са најмањом мером квалитета. Популација преношена у наредну итерацију је потом допуњавана са двадесет насумично генерисаних решења, што је такође доприносило разноврсности генског фонда у овом поступку. И код ове методе је сматрано да је оптимално решење оно које има највећу вредност мере квалитета након последње извршене итерације.

Оптимизација роја честица, са друге стране, представља методу која је сама по себи значајно прилагођенија раду са проблемима попут оног разматраног у дисертацији. Конкретно, начин претраге при коме се дефинише померај решења кроз простор је прикладан за тражење решења на геореференцираној мапи области од интереса. Самим тим, ова техника оптимизације није захтевала толико модификација колико их је било у случају генетског алгоритма. У свакој од итерација обављеног поступка, кандидатско решење је померано по мапи зависно од његове раније локације у којој је за њега забележена највећа вредност мере квалитета и од локације у којој је за било које од решења из популације забележена највећа вредност мере квалитета. То је илустровано и изразима (П4.1) и (П4.2), у којима већина симбола има значење које је имала и у Поглављу 4. Што се тиче симбола који се нису појављивали у том делу текста, са  $b$  је овде означен померај елемента  $q$  решења  $n$ , док је са  $l$  обележен насумично генерисани реални број који припада опсегу  $[0,1]$ . У складу са основним принципима оптимизације роја честица, ови бројеви су изнова генерисани за сваки елемент сваког потенцијалног решења сваке итерације.

$$b_{n,q}^{g+1} = b_{n,q}^g + l_{1,n,q}^g \cdot (s_{n,opt,q} - s_{n,q}^g) + l_{2,n,q}^g \cdot (s_{opt,q} - s_{n,q}^g), \quad (\text{П4.1})$$

$$s_{n,q}^{g+1} = s_{n,q}^g + b_{n,q}^{g+1}. \quad (\text{П4.2})$$

И овде је процес оптимизације трајао предодређени број итерација. Притом је решење које је имало највећу вредност мере квалитета након последње итерације проглашавано оптималним. Као и при анализама представљеним у оквиру Поглавља 4, за сва три посматрана алгоритма је узето да прорачуни трају по 60 итерација. Једина критеријумска функција која је разматрана у оквиру ове анализе је била максимизација могуће инсталисане снаге ветроелектране која би се прикључила на преносну мрежу. Резултати спроведених анализа могу се видети у Табели П4.1. Одатле је јасно да је решење које је предложено диференцијалном еволуцијом у значајној мери боље од решења предложених од стране друга два алгоритма. Додатно, то решење и јесте било оптимално решење предметног проблема, што је доказано проверама које су такође уврштене у [81]. Може се видети да је овај резултат другачији од оног представљеног у Поглављу 4, али се то одступање приписује разликама у посматраним мрежама о којима се раније говорило. Од две преостале методе, јасно је да је оптимизација роја честица пронашла нешто боље решење од оног предложеног од стране генетичког алгоритма. Обе методе су предложиле решење које се налазило у истом географском региону као и оптимално решење. Зато се може узети да би, у случају вршења већег броја итерација, и оне успеле да дођу до оптималног решења проблема. Ово представља и доказ оправданости примене диференцијалне еволуције у анализама које су представљене у оквиру дела дисертације базираном на средњорочном развоју преносне мреже.

**Табела П4.1.** Резултати компаративне анализе оптимизационих метода.

Метода оптимизације	Први чвор новог вода	Други чвор новог вода	Могућа снага електране [MW]
Диференцијална еволуција	18	19	263,23
Генетички алгоритам	19	20	160,73
Оптимизација роја честица	11	19	216,66

**ПРИЛОГ 5. СТАНДАРДНИ ИЗГЛЕД ПЛАТНА ПОСЛОВНОГ МОДЕЛА**

Кључни партнери	Кључне активности	Предлог додатних вредности	Односи са купцима	Кориснички сегмент
	Кључни ресурси		Канали комуникације	
Структура трошкова			Извори прихода	

## БИОГРАФИЈА

Владан Ристић је рођен 5. октобра 1993. године у Крушевцу, у Републици Србији. Гимназију у Крушевцу завршио је 2012. године са просечном оценом 5,00, као ђак генерације. Те године уписао је основне студије на Електротехничком факултету Универзитета у Београду. Основне студије је завршио 2016. године са просечном оценом 9,96. Дипломски рад „Савремене методе пројектовања заштите ветрогенератора од атмосферских пражњења”, под менторством проф. др Златана Стојковића, одбранио је у јуну 2016. године са оценом 10 (десет). Рад је заснован на предмету Техника високог напона 1.

Уписао је мастер студије на истом факултету 2016. године. Испите је положио са просечном оценом 10,00. Мастер рад „Утицај динамичког одређивања преносног капацитета далеководна на интеграцију обновљивих извора енергије у електроенергетски систем”, под менторством проф. др Николе Рајаковића, одбранио је у септембру 2017. године са оценом 10 (десет). Рад је базиран на предмету Интелигентне електроенергетске мреже. Докторске студије је уписао 2017. године. Испите предвиђене планом студирања је положио са просечном оценом 10,00.

Од августа 2016. године је запослен у АД „Електромрежа Србије”, у Дирекцији за развој, на позицији Експерта за развој преносног система. председава Регионалном групом за развој Југоисточне Европе под окриљем Европске асоцијације оператора преносних система.

Области његових истраживања су уско везане са унапређењима у области планирања развоја електроенергетских система. Ту треба истаћи примену оптимизационих техника у ове сврхе, олакшавање интеграције обновљивих извора енергије и методе за приоритизацију пројеката. Аутор је радова публикованих у међународним и домаћим часописима, као и у зборницима на међународним и домаћим конференцијама. Говори енглески језик. Од 2022. године је ожењен.

Кандидат:

  
Владан Ристић, маг. инж. електр. и рачунар.  
бр. индекса: 5002/2017

## Изјава о ауторству

Име и презиме аутора Владан Ристић

Број индекса 5002/2017

### Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом

Методe оптималног планирања развоја преносне мреже уз употребу геодеференцирања

- резултат сопственог истраживачког рада;
- да дисертација у целини ни у деловима није била предложена за стицање друге дипломе према студијским програмима других високошколских установа;
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршио/ла ауторска права и користио/ла интелектуалну својину других лица.

### Потпис аутора

У Београду, 26.02.2024.



## Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора Владан Ристич

Број индекса 5002/2017

Студијски програм Електроенергетике мреже и системи

Наслов рада Методe оптималног планирања развоја преносне мреже уз употребу геореференцирања

Ментор др Дарко Шошић, ванредни професор

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

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

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

**Потпис аутора**

У Београду, 26.02.2024.



## Изјава о коришћењу

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

Методe оптималног планирања развоја преносне мреже уз  
употребу гео-референцирања

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предао/ла 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/ла.

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

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци.  
Кратак опис лиценци је саставни део ове изјаве).

**Потпис аутора**

У Београду, 26.02.2024.





1. **Ауторство.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце, чак и у комерцијалне сврхе. Ово је најслободнија од свих лиценци.
2. **Ауторство - некомерцијално.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела.
3. **Ауторство - некомерцијално - без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.
4. **Ауторство - некомерцијално - делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада.
5. **Ауторство - без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела.
6. **Ауторство - делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада. Слична је софтверским лиценцама, односно лиценцама отвореног кода.