



Универзитет „Св. Кирил и Методиј“ – Скопје  
Факултет за електротехника и информатички технологии



**Маја Д. Целеска**

**ПОДОБРУВАЊЕ НА МЕТОДИ ЗА ОПТИМИЗАЦИЈА ПРИ  
ПОЗИЦИОНИРАЊЕ НА ВЕТЕРНИ ТУРБИНИ СО ПРИМЕНА НА  
ЕВОЛУТИВНИ АЛГОРИТМИ**

**- ДОКТОРСКА ДИСЕРТАЦИЈА -**

Скопје, 2018 година





Комисија за за оценка на докторската дисертација:

Проф. д-р Влатко Стоилков, претседател,

Факултет за електротехника и информациски технологии, УКИМ, Скопје, Р Македонија

Проф. д-р Крсте Најденкоски, ментор,

Факултет за електротехника и информациски технологии, УКИМ, Скопје, Р Македонија

Проф. д-р Владимир Димчев, член,

Факултет за електротехника и информациски технологии, УКИМ, Скопје, Р Македонија

Проф. д-р Анета Бучковска, член

Факултет за електротехника и информациски технологии, УКИМ, Скопје, Р Македонија

Проф. д-р Лотар Фикерт, член,

Институт за електрични системи, Технички универзитет во Грац, Австрија

**“The pessimist complains about the wind, the optimist expects it to change, the realist adjusts the sails.” – William Arthur Ward (1921-1994)**

**I am a realistic researcher, I want to use it in the most optimal manner!**

**На моите најдраги...**

## КУСА СОДРЖИНА

Оптимизацијата при позиционирање на ветерни турбини во едно ветерно поле што е во директна врска со разни аспекти и параметри, претставува главен дел од процесот на планирање кое дополнително ќе влијае и на приходите во текот на целиот животен век на ветерното поле. За да се изведе што пореалистичен алгоритам, покрај распределбата на ветрот потребно е да се анализира и влијанието на други параметри, како на пример трошоците за електричните интерконекции, сведена цена за произведена електрична енергија и тн.

Во оваа дисертација предмет на истражување е софистициран начин на оптимизација при позиционирање на ветерни турбини, со примена на два-фундаментално различни евристички алгоритми. За таа цел користени се реални, детални мерни податоци од првото ветерно поле во Македонија- Богданци, со што практично се “калибрира” соодветноста и се утврдува развиениот модел, кој понатака може да служи како референтен урнек при планирањето на идни, слични копнени ветерни полиња. Најголемата предност во ова истражување е симултаниот оптимизациски процес, во кој се земаат предвид главните технички аспекти и трошковни параметри: i) детален и напреден модел за проценка на енергијата на ветрот со примена на дводимензионална распределба за брзината и насоката на ветрот, ii) прецизен начин на пресметка на сведена цена на произведена електрична енергија, iii) модел за анализа на најкратки електрични интерконекции помеѓу ветерните турбини и iv) модел за корекција на висината на столбот на ветерните турбини во склоп на ветерното поле, со едновремена анализа на ефектот на бразда. Изготвувањето на различни сценарија за изгледот на ветерното поле е направено со софистицирани алгоритми, кои во предвид ги земаат повеќе-димензионалниот и комплетно нелинеарниот оптимизациски проблем. Конкретно, користени се генетски алгоритам за подредување без доминација (eng. Non-dominated sorting genetic algorithm-NSGA) и комбинирано-дискретен алгоритам за доминација на единка во група (eng. Mixed-discrete particle swarm optimization algorithm-MDPSO). И во двата оптимизациски алгоритми користена е функција на цел со два критериуми, поконкретно целта е да се намали сведената цена на произведената електрична енергија, а да се зголеми факторот на искористување. Од споредба на конечните резултати со постоечкото ветерно поле, утврдено е дека двата оптимизациски алгоритми се соодветни за оптимално позиционирање на ветерни турбини во рамки на едно ветерно поле. Резултатите покажуваат и извонредно подобрување од 2,05% и 5,59% за сведената цена на произведената електрична енергија и факторот на искористување, соодветно, во споредба со постоечкото ветерно поле. На тој начин, докажано е дека имплементацијата на софистицирани методи за оптимизација може да резултира со суштински заштеди во текот на целиот експлоатационен век на едно ветерно поле.

## ABSTRACT

Optimization of wind farm layout concerning various parameters is a major point in planning and will influence the revenue for the whole life of the installation. Besides the obvious impact of wind distribution also other parameters like connection costs and leveled costs of energy influence the optimum layout and have to be included in a realistic optimization algorithm.

In this dissertation the sophisticated optimization of wind farm layout with of two fundamentally different heuristic algorithms is investigated. To do so, detailed real-world data from an existing wind farm in Bogdanci, Macedonia is utilized by employing real wind farm data we are able to calibrate model adequacy and ascertain a model that will serve as a referent guidance in the planning of future onshore wind farms. The major unique feature of the research is the simultaneous optimization taking into account all major technical influence and cost factors, including: (i) detailed and advanced models for power modeling due to bivariate distribution of wind speed and direction; (ii) accurate estimation of leveled cost of energy (LCOE); (iii) analysis of the shortest electrical interconnections among wind turbines and (iv) correction of hub height on each wind turbine in the wind farm with taking also the wake effect into consideration. Different layouts were designed using sophisticated algorithms for handling the resulting high-dimensional, highly non-linear optimization problem. In particular, a non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA) and a mixed-discrete particle swarm optimization algorithm (MDPSO) were applied. Both optimization algorithms established bi-objective fitness functions, in particular- minimizing the leveled cost of energy and maximizing the capacity factor. By comparing the results obtained with the existing layout, it is established that both optimization algorithms are adequate in determination of wind power plant layouts. Results show also a remarkable improvement of 2.05% and 5.59% for leveled costs and capacity factor, respectively, compared to the as built wind farm layout. So, it is proven that the implementation of sophisticated optimization methods can results in essential savings during the whole lifetime of the wind farm.

## СОДРЖИНА

Куса содржина .....	iv
Abstract .....	v
Содржина.....	vi
Листа на Табели.....	viii
Листа на слики .....	ix
Листа на ознаки и акроними.....	xi
1 Вовед .....	1
2 Актуелни истражувања и достигнувања во методите за оптимизација на распределбата на ветерни турбини .....	4
2.1 Преглед и поделба на методите за оптимизација на ветерните полиња .....	4
2.2 Алгоритми за оптимизација кои се користат во областа .....	5
2.2.1 Генетски алгоритам (GA) .....	5
2.2.2 Алгоритам за доминација на единка во група (PSO).....	6
2.2.3 Алгоритам на симулирано калеџе .....	6
2.2.4 Алчен евристички алгоритам .....	7
2.2.5 Други алгоритми и техники.....	7
2.2.6 Комерцијални софтвери .....	7
3 Научна оправданост на истражувањето .....	9
3.1 Потреба за воведување на непрекинати и дискретни променливи .....	9
3.2 Потреба за воведување на повеќе функции на цел.....	10
3.3 Проблеми во областа на проектирање на ветерни полиња .....	10
4 Ветерно поле – Богданци .....	11
4.1 База на податоци .....	12
4.2 Податоци од електротехнички карактер.....	12
4.3 Опис на ветерните турбини .....	12
5 Ефект на бразда .....	14
5.1 Улогата на ефектот на бразда при проценка на инсталирана моќност на една ВЕЦ 14	
5.2 Аналитички модели .....	14
5.2.1 Моделот на Јенсен .....	15
5.2.2 Моделот на Франдсен .....	16
5.2.3 Моделот на Ларсен.....	16
5.2.4 Моделот на Ишихара.....	17
5.2.5 Дефинирање на повеќекратни влијанија.....	18

5.3	Анализа на влијанието на различните модели на ефектот на бразда при проценка на излезната моќност од ВЕЦ.....	18
6	Математичко моделирање на параметрите на ветрот како влезни податоци за оптимизација.....	21
6.1	Дводимензионална распределба.....	22
6.1.1	Повеќеваријантна Јадрена Распределба (ПЈР).....	22
6.1.2	Проценка на грешка.....	24
6.2	Дводимензионална претстава на карактеристиките на ветрот на локацијата Богданци.....	24
7	Критериуми за оцена на изведбата на оптимизацискиот процес.....	29
7.1	Проценка на годишно производство на енергија.....	29
7.2	Фактор на искористување.....	31
7.3	Ефикасност на ветерно поле.....	31
8	Техно-економско параметрирање на ветерното поле.....	32
8.1	Опит пристап.....	32
8.2	Капитални инвестициски трошоци (CAPEX).....	34
8.2.1	Ветерни турбини.....	34
8.2.2	Модел за спецификација на тип и број на ветерни турбини.....	35
8.2.3	Поставување и темели.....	36
8.2.4	Електрични интерконекции.....	36
8.2.5	Организациска работа.....	39
8.3	Тековни трошоци и приходи при експлоатација (OPEX).....	39
8.3.1	Тековни трошоци при експлоатација.....	39
8.3.2	Тековни приходи при експлоатација.....	39
8.4	Затворање на проектот (DEPEX).....	40
8.5	Резиме кон техно-економските параметри при димензионирање на ветерно поле 40	
9	Аналитички модел за приказ на постапката на извршување на алгоритмите.....	42
10	Примена на алгоритмите за оптимизација.....	47
10.1	Бинарно-дискретизиран vs. Непрекинат режим.....	47
10.2	Генетски алгоритам за подредување без доминација-NSGA II.....	47
10.3	Комбинирано-дискретен алгоритам за доминација на единка во група -MDPSO 51	
11	Резултати и анализа.....	56
12	Заклучок.....	70
12.1	Идни истражувања.....	72
	Библиографија.....	73

## ЛИСТА НА ТАБЕЛИ

Табела 4.1 Податоци за мерна станица, [66].....	12
Табела 5.1 Споредба на времето на извршување на различни модели на ефектот на бразда за сценарио две ветерни турбини, [71] .....	15
Табела 5.2 Спецификации за ветерна турбина SWT-2.3-93, [93].....	19
Табела 6.1 Ваибулови параметри, фреквентност на појава и проценка на грешка за 36 сектори .....	28
Табела 8.1 Приказ на трошоците при почеток, експлоатација и затворање на проектот .....	34
Табела 8.2 Пораст на квотата на инсталираната моќност за повластени производители на електрична енергија, од ветерна енергија, [144] .....	40
Табела 10.1 Параметри за подесување на NSGA II .....	51
Табела 10.2 Параметри за подесување на MO-MDPSO.....	55
Табела 11.1 Мерни податоци и проценка за годишно производство и фактор на искористување за секоја ветерна турбина од ветерното поле - Богданци.....	56
Табела 11.2 Предвидувања за годишно производство на електрична енергија од правата фаза на ветерното поле – Богданци, [66].....	58
Табела 11.3 Предвидувања за годишно производство на електрична енергија од ветерното поле – Богданци, [66] .....	59
Табела 11.4 Врска помеѓу географските координати на локацијата и симулациските координати.....	60
Табела 11.5 Нумерички резултати од спроведените оптимизации .....	62



## ЛИСТА НА СЛИКИ

- Слика 4.1 Изглед на ветерно поле–Богданци (фаза 1 и фаза 2) со меѓусебни електрични поврзувања на 20 kV ниво ..... 11
- Слика 5.1 Крива на моќност– за ветерна турбина SWT–2.3–93, [93] ..... 19
- Слика 5.2 Дијаметар на ефектот на бразда зад ветерна турбина SWT–2.3–93 ..... 19
- Слика 5.3 Брзина на ветерот по централната линија во ефектот на бразда ..... 20
- Слика 6.1 Ваибулова распределба на веројатност ..... 24
- Слика 6.2 Роза на ветерот ..... 25
- Слика 6.3 Распределба на веројатност на ветерот според повеќекратни распределби  $P_{weibull} = f(\Theta_i, k_i, c_i), i = 1, \dots, n$  ..... 26
- Слика 6.4 Подобрена распределба на веројатност на ветерот според повеќекратни распределби  $P_{piecewise} = f(\Theta_i, k_i, c_i, f_{occ-i}), i = 1, \dots, n$  ..... 26
- Слика 6.5 Јадрена распределба на веројатност на ветерот  $\hat{p}$  ..... 26
- Слика 6.6 Ваибулови параметри и фреквенцност на појава како дискретни и непрекинати променливи ..... 27
- Слика 7.1 Дел од кривата на моќност на ветерна турбина SWT–2.3–93, адаптирана со полином од петти степен ..... 30
- Слика 8.1 Модуларен пристап при техно-економската параметризација на оптимизациониот процес ..... 33
- Слика 9.1 Парцијално преклопување на ефектот на бразда од  $k$ -тата турбина и зафатнината на роторот на  $j$ -тата турбина, [143] ..... 44
- Слика 10.1 Дијаграм за процесот на оптимизација според NSGA II ..... 50
- Слика 10.2 Дијаграм за процесот на оптимизација според MO-MDPSO ..... 54
- Слика 11.1 Приказ на постоечките ветерни турбини во Богданци, според реализираното годишно производство за 2016 година ..... 57
- Слика 11.2 Графички приказ на реализираното и проценетото годишно производство на електрична енергија од секоја ветерна турбина поединечно ..... 57
- Слика 11.3 Графички приказ на реализираниот и проценетиот фактор на искористување на капацитетот од секоја ветерна турбина поединечно ..... 58
- Слика 11.4 Графички приказ на предвидувањата за годишно производство на електрична енергија од правата фаза на ветерното поле – Богданци ..... 58
- Слика 11.5 Графички приказ на Предвидувања за годишно производство на електрична енергија од ветерното поле – Богданци ..... 59
- Слика 11.6 Дозволени позиции за турбини на локација Богданци при извршување на ..... 60
- Слика 11.7 Приказ на CF(%) и промените во сите оптимизациски сценарија ..... 63
- Слика 11.8 Приказ на LCOE (€/kWh) и промените во сите оптимизациски сценарија. 63
- Слика 11.9 Оптимален распоред на ветерни турбини, бинарно-дискретизиран режим 64



Слика 11.10 Годишно производство на електрична енергија, бинарно-дискретизиран режим.....	64
Слика 11.11 Фактор на искористување, бинарно-дискретизиран режим.....	64
Слика 11.12 Различна висина на столб, бинарно-дискретизиран режим.....	65
Слика 11.13 Годишно производство на електрична енергија, бинарно-дискретизиран режим со можност за корекција на висина на столб.....	65
Слика 11.14 Фактор на искористување, бинарно-дискретизиран режим со можност за корекција на висина на столб .....	65
Слика 11.15 Оптимален распоред на ветерни турбини, непрекинат режим.....	66
Слика 11.16 Годишно производство на електрична енергија, непрекинат режим.....	66
Слика 11.17 Фактор на искористување, непрекинат режим.....	66
Слика 11.18 Различна висина на столб, непрекинат режим.....	67
Слика 11.19 Годишно производство на електрична енергија, непрекинат режим со можност за корекција на висина на столб.....	67
Слика 11.20 Фактор на искористување, непрекинат режим со можност за корекција на висина на столб.....	67

## ЛИСТА НА ОЗНАКИ И АКРОНИМИ

$a$	Фактор на индикација/ Аксијален фактор на индукција за пресметка на факторот на моќност
$A$	Површина на роторот на турбина
$A_x$	Површина на растојание $x$ зад ветерната турбина која е директно зафатена од ефектот на бразда
$A_{kj}$	Ефективна површина, зафатена од влијанието на ефектот на бразда создаден од $k$ -та турбина врз $j$ -та турбина
$c$	Ваибулов параметар на распределба
$cov$	Коваријанса
$c_1$	Бездимензионален параметар со кој се зема предвид комбинираното следење на промените на протокоот на воздухот
$CF$	Фактор на искористување на капацитетот
$C_p$	Фактор на моќност
$C_t$	Коефициент на погисок на ветерна турбина
$C_i$	Вкупни трошоци во $i$ -та година од инвестирање во ветерно поле
$C_1$	Когнитивен параметар, пресметан за потребите на MDPPO алгоритмот
$C_2$	Општествен параметар, пресметан за потребите на MDPPO алгоритмот
$Cost(P_n, N)$	Радикално основана функција за трошоци за ветерни турбини
$Cost_{farm}$	Функција за пресметка на вкупните трошоци за ветерните турбини
$Cost_{WT}(h)$	Функција за определување на цена на ветерна турбина со номинална моќност 2.3 MW, со променлива висина на поставување
$d_{kj}$	Растојание помеѓу централната линија во ефектот на бразда и центарот на кругот на роторот на $j$ -тата турбина
$D$	Дијаметар на ротор на турбина
$D_{eff}$	Ефективен дијаметар на ротор
$D_x$	Дијаметар на турбулентниот ветар на растојание $x$ зад ветерната турбина која е директно зафатена од ефектот на бразда
$E_{farm}$	Годишно производство на електрична енергија од едно ветерно поле
$\vec{f}_{farm}$	Функција на цел за оптимизација
$f_{occ}$	Фреквентна зачестеност
$f_t$	Конечна вредност на функција на цел од целата генерирана популација до $t$ -тата генерација
$f'_t$	Вредност на функцијата на цел на родител-решението со најдобри карактеристики во $t$ -тата генерација

$\overline{f_{\Sigma t}^p}$	Средна вредност на функцијата на цел од целата догогаш генерирана популација
$f_{\Sigma t}^{p,max}$	Најдобрата вредност на функцијата на цел од целата догогаш генерирана популација
$\vec{g}$ и $\vec{h}$	Одредени ограничувања на нееднаквост и еднаквост при дефинирање на функција на цел
$h$	Ширина на опсегот на податоци во одреден примерок (параметар на измазнување)
$N$	Висина на столбот на модел на ветерна турбина/ Симетрична матрица која го содржи опсегот на податоци во целиот $d$ -димензионален примерок $X_1, X_2, \dots, X_n$
$I_a$	Интензитет на амбиентални турбуленции
$I_w$	Интензитет на турбуленции создадени од ветерна турбина
$k$	Константа на растурање на ефектот на бразда/ Вајбулов параметар на форма
$k_1, k_2$ и $k_3$	Емпириски параметри за определување на интензитетот на турбуленции/ $k_1, k_2, k_3$ и $k_4$ адаптивни параметри во генетскиот алгоритам
$LCOE$	Сведена цена за произведена електрична енергија (eng. Levelized Cost of Energy)
$M$	Инцидентна матрица
$MISE(H)$	Средната интегрирана квадратна грешка (eng. Mean Integrated Squared Error)
$n, N$	Конечен број на елементи во одредена низа/ $n$ -Период на експлоатација
$n_t$	Бројот на ветерни турбини со различна висина
$N^k$	Бројот на ветерни турбини со иста висина, под реден број $k$
$p$	Параметар кој е во функција од $I_a$ и $I_w$
$\hat{p}$	Распределба со непозната густина
$p_c$	Веројатност да се случи кросингвер
$p_m$	Веројатност да се случи мутација
$p_{piecewise}$	Распределба на веројатност пресметана со повеќекратни распределби на ветрот, имајќи ја предвид и фреквентноста на појава на секој податок
$p_{t+1}^c$	Веројатност да се случи кросингвер во $t+1$ генерацијата
$p_{t+1}^m$	Веројатност да се случи мутација во $t+1$ генерацијата
$p_{weibull}$	Распределба на веројатност пресметана со повеќекратни распределби на ветрот
$P_{farm}$	Вкупна излезна моќност од ветерното поле составено од $N$ ветерни турбини

$P_i$	Излезна моќност од $i$ -та ветерна турбина
$\vec{P}^g(t)$	Глобален лидер во целиот рој во $t$ -тата итерација- кој се утврдува од сите партикули кои се локални лидери
$\vec{P}_i^l(t)$	Локален лидер за $i$ -тата партикула во $t$ -тата генерација
$P_n$	Номинална моќност
$P_r$	Полиномна адаптирана функција од пропишаните дискретни податоци за кривата на моќност
$P_o$	Расположлива енергија на ветрот
$P_{oi}$	Моќноста на $i$ -та ветерна турбина која таа би ја имала доколку работи како самостоен ентитет, не во склоп на ветерно поле
$r$	Попречна оска/ Есконтната стапка предвидена за целиот проект
$r_k$	Радиус на фронтот од ефектот на бразда од $k$ -та турбина и роторот на самата турбина $j$
$r_j$	Радиус на фронтот од ефектот на бразда од $j$ -тата турбина, која се наоѓа под влијание на ефект на бразда создаден од $k$ -та турбина
$r_1, r_2, r_3$	Случајни реални броеви со вредност во интервалот (0;1), дефинирани за потребите на MDPSO алгоритмот
$R_{9,5}$	Радиус на ефектот на бразда на оддалеченост од 9,5 ротор дијаметри (9,5D) од ветерната турбина која го создава истиот
$R_{nb}$	Емпириски параметар
$U$ и $\vec{U}$	Квантили на мерни и симулирани податоци
$\vec{V}$	Вектор кој ги содржи променливите во функција на цел
$var$	Варијанса
$vec$	Векторски полуоператор
$v_o$	Слободен упаден ветер на влез пред турбина
$v_i$	Резултантна редуцирана брзина на ветрот, добиена од повеќекратни турбулентни влијанија/ Брзината на ветрот непосредно пред $i$ -та ветерна турбина
$v_{in}$	Упадна брзина на ветрот
$v_{kj}$	Упадна брзина на $j$ -тата ветерна турбина, која се разликува од упадната брзина пред $k$ -тата турбина, поради влијанието на турбуленциите во ефектот на бразда
$v_{out}$	Брзина на ветрот зад ветерна турбина
$v_{ref}$	Референтна брзината на ветрот на висина $Z_{ref}$
$v_x$	Брзина на ветрот зад турбина на растојание $x$

$v(z)$	Брзината на упаден ветер на висина $z$ над тлото
$\Delta v$	Дефицит на брзината во зона на ефект на бразда
$\vec{v}_1(t)$	Вектор на дивергентна брзина на $i$ -тата партикула во $t$ -тата генерација, пресметана во MDPSO
$w$	Инерцијален тежински фактор кој го одржува балансот помеѓу локалното и глобалното пребарување на оптимално решение
$x$	Подолжно растојание зад турбина
$x_0$	Параметар со кој се определуваат почетните амбиентални услови кај одредена позиција за ветерна турбина
$\vec{x}_1(t)$	Позицијата на брзината на $i$ -тата партикула во $t$ -тата генерација, пресметана во MDPSO
$z_0$	Висина на нерамност на тлото на конкретната локација
$z_{ref}$	Референтна висина над тлото на која се мери брзината на ветрот
$\alpha$	Дефицит на брзината на ветрот непосредно зад ветерна турбина
$\beta$	Параметар за пресметка на експанзија на ефектот на бразда
$\gamma_c$	Коефициент за концервација во MDPSO алгоритмот
$\eta_{farm}$	Ефикасност на ветерно поле
$\eta_g$	Ефикасност на ветрогенератор
$\eta_m$	Ефикасност на мултипликатор
$\theta$	Агол за определување на насоката на дување на ветрот
$\rho$	Густина на воздух
$\sigma_i$	Тежински параметри при одредување на радијално основаната функција за трошоци за ветерните турбини, $i=1, \dots, n$
$\psi$	Помошна функција за амортизација
$AEP$	Годишно производство на електрична енергија (eng. Annual Energy Production)
$CF$	Фактор на искористување на капацитетот (eng. Capacity Factor)
$MDPSO$	комбинирано-дискретен алгоритам за доминација на единка во група (eng. Mixed-discrete particle swarm optimization algorithm)
$NSGA II$	Генетски алгоритам за подредување без доминација (eng. Non-dominated sorting genetic algorithm)
$BEЦ$	Ветерни електрични центри
$BT$	Ветерни турбини

## 1 ВОВЕД

Во процесот на изнаоѓање и спроведување на конкретни решенија за еколошките проблеми со кои се соочува човштвото денес, потребна е темелна и детална истрага на долгорочни потенцијални активности за одржлив развој. Во таа насока, обновливите извори на енергија се покажуваат како едно од најефективните и најефикасните решенија. Тоа само ја поткврпува општата перцепција, дека обновливите извори на енергија и одржливиот развој се директно поврзани. Од друга страна историски гледано, економскиот развој е во тесна корелација со зголемената употреба на електричната енергија и порастот на емисијата на стакленички гасови (eng. Greenhouse Gas-GHG). Искористувањето на обновливите извори на енергија може да помогне да се раздвои ваквата врска, придонесувајќи кон подобрување на одржливиот развој. Покрај тоа, со користењето на обновливите извори на енергија за добивање на електрична енергија, може да се зголеми пристапот до современи енергетски услуги за најсиромашните делови во светот, што е клучно за постигнување на дел од целите претставени во резолуцијата од 2015 година од страна на Обединетите нации, а во која детално е претставена агендата за имплементација на одржливиот развој до 2030 година, [1].

Статистичките показатели за големината на новоинсталирани капацитети за производство на електрична енергија на годишно ниво, како и нивната кумулативна распределба за последните две децении, ги квалификуваат обновливите извори на енергија како врвен технолошки и технички тренд, [2]. Несомнено е дека не постои, а и не треба да постои ниту компарабилност ниту компетитивност во износот на произведена електрична енергија од обновливи извори и онаа која е произведена од конвенционалните извори. Затоа што, светот се стреми кон воспоставување на нови-“енергетски одржливи” навики во начинот и стилот на живеење. Денес, земјите од целиот свет се целосно посветени во процесот на помасовно искористување на обновливите извори на енергија. Технолошките иновации и желбата за справување со климатските промени, ги позиционираат обновливи извори на енергија во центарот на светската енергетска трансформација. Во таа насока, неизбежни се и напорите за намалување на цената на чинење на уредите за преобразба на обновливите извори на енергија, што директно се рефлектира во намалување на цената на произведена електрична енергија од ваквите извори, [3, 4].

Според извештајот на WindEurope, [5], се претпоставува дека вкупната инсталирана моќност за искористување на енергијата на ветерот до 2030 година во Европската Унија, ќе изнесува 323 GW, од кои 253 GW за копнени ветерни полиња, а 70 GW за вонкопнени. Тоа би било речиси двојно од капацитетите инсталирани до крајот на 2017 година (168,7 GW), [6]. Со оваа вредност на вкупно инсталирана моќност, од енергијата на ветерот ќе се произведува 888 TWh електрична енергија, што е еквивалентно на 30% од побарувачката на електрична енергија во рамките на Европската Унија. Со ваквите статистички показатели за кумулативни инсталирани капацитети до крајот на 2017 година, енергијата од ветерот останува вториот обновлив извор, веднаш зад природниот гас во процесот на искористување за добивање на електрична енергија.

Од друга страна, истата асоцијација за искористување на енергијата на ветерот во рамките на европскиот континент, информира дека одредени постапки од процедурите за проценка на ресурсите и искористување на енергијата на ветерот, можат и треба значително да се подобрат, за што се потребни повеќе истражувања и развојни методи, [5, 7]. Со цел да се пристапи кон пополнување на таквите недоследности, потребни се повеќе повеќедисциплинарни истражувања. Воедно, во ваквата проблематика е пронајдена и мотивацијата за истражувањето кое е спроведено и изложено во оваа докторска дисертација.



По примерот на повеќето земји во светот, Република Македонија, исто така, го препозна значењето при искористувањето на обновливите извори на енергија како дополнување кон конвенционалните извори, кои служат како база при производство на електрична енергија. Во 2010 година, Македонската академија на науките и уметностите објави стратегија за искористување на обновливите извори на енергија, [8]. Во студијата е предвидено дека вкупната инсталирана моќност до 2030 година ќе биде околу 360 MW, со очекувано годишно производство од околу 720 GWh. До моментот на изработка на оваа дисертација, во државава оперативно работи само првото ветерно поле - Богданци, со инсталиран капацитет од 36,8 MW, што ја претставува само првата фаза од проектирано ветерно поле. Во втората фаза, која е во подготовка за изработка, предвидено е да се комплетира целото ветерно поле и во тој случај, неговата вкупна инсталирана моќност ќе изнесува 50,6 MW. Исто така, планирана е изградба и на второ ветерно поле, на локација Богословец- Св. Николе, со вкупна инсталирана моќност од 33 MW, [9]. Ваквата состојба укажува на неопходност во интензивирање во процесот на искористување на енергијата на ветерот.

Развојот на ветерни полиња од комерцијален карактер, глобално претставува значаен предизвик за денешната индустрија за ветерна енергија. Интегрално решение за овој предизвик, може да се реализира само со високо ниво на синергија помеѓу клучните елементи при дизајнирањето на едно ветерно поле: избор на тип на турбини, избор на микро-локациите за поставување на ветерните турбини и променливоста на природниот ресурс од кој зависи целосната изведба на ветерното поле. Практично, целта на повеќедисциплинарниот пристап е да се опфатат сите технички аспекти, методологији и содржини кои припаѓаат на следните области: метеорологија, метрологија, физика, градежништво, геомеханика, механика, електротехника, енергетика, автоматика, телекомуникации, информатика и енергетска економија, [10]. Со ваквиот пристап се обезбедува техничка изводливост и финансиска конкурентност на проектот, споредено со другите конвенционални форми на конверзија на енергија.

Предизвикот да се истражува во една толку специфична, а сепак сеопфатна тема е голем. Од сите развиени методи за оптимизација на распределбата на ветерни турбини, сеуште постојат многу недоследности кои оставаат простор за нови и подобри истражувања. Анализирајќи го развојот на достигнувања на различни истражувачи од оваа област, согледувајќи ги главните проблеми со кои се соочуваат, само по себе наведе да се искристализира идејата за изработка на докторска дисертација за подобрување на методи за оптимизација при позиционирање на ветерни турбини со примена на еволутивни алгоритми.

Комплексната врска помеѓу факторите кои се најдоминантни при димензионирањето на едно ветерно поле, во контекст на анализа и оптимизација на распоредот, покренуваат неколку важни прашања:

- колкава е важноста на секој дефиниран фактор (линеарен или нелинеарен), во контекст на проценка на енергетскиот потенцијал на ветрот на одредена локација?
- кој од овие фактори може да се занемари или да се фиксира при оптимизацијата?
- какво е влијанието на овие фактори врз излезната моќност при примена на непрекинати влезни параметри на ветрот? Дали влезот на непрекинати податоци, значително ќе ја зголеми чувствителноста на алгоритмите?

Во литературата недостасува сеопфатна и кохерентна анализа која ќе одговори на овие прашања.

Спроведеното истражување за целите на оваа докторска дисертација, интуитивно даде насоки за разој на модели кои ќе ги избегнат традиционалните и ограничувачки

претпоставки во процесот на димензионирање на едно ветерно поле: (i) иницијално задавање на дискретизиран матричен или низовен распоред за избор на микро-локациите на ветерниците, (ii) константни параметри за опишување на ветерот, или унимодална и еднодимензионална распределба на ветерот, (iii) проценка на годишното производство на електрична енергија со еднодимензионална распределба на брзината и насоката на ветерот, (iv) фиксна пресметка на трошоците за изградба на ветерното поле. Дополнителна верификација на резултатите кои се добиени, претставува работата со податоци од постоечкото ветерно поле – Богдаци. Главните дискусии и области кои имаат потреба од дополнување и иновирање во врска со развојот на алгоритам за оптимален распоред на ветерни турбини на конкретна локација, се однесуваат на три основни проблеми: потреба за воведување на непрекинати и дискретни променливи; потреба за воведување на повеќе функции на цел и проблеми во моделирање на ветерните ресурси на конкретна локација.

Во оваа докторска дисертација, проблематиката е развиена да може да се тестираат модели во генетскиот и алгоритмот за доминација на единка во група, работејќи врз иста база на мерни податоци. Истражувањето покажа дека двата оптимизациони алгоритми се способни да ги идентификуваат распоредот со намалени нивоа на трошоци за енергија во споредба со постојниот изглед, додека во позадина итеративно се земаат предвид специфичните услови и ограничувачки фактори. Намалувањето на високите трошоци за енергија, може да резултира со значителни заштеди во текот на целиот животен век на проектот, нагласувајќи ја потребата за вклучување на нови напредни методи за определување на распоредот на ветерните турбини.

Иако живееме во ерата на четвртата индустриска револуција кога комплексните модерни науки се развиваат со фрапантна брзина, сметам дека во целиот реализиран технолошки развој до сега, сеуште има можност за етично и нормативно истражување. Истражување кое на свој, оригинален начин ќе има придонес кон потесната област на која и припаѓа.



## 2 АКТУЕЛНИ ИСТРАЖУВАЊА И ДОСТИГНУВАЊА ВО МЕТОДИТЕ ЗА ОПТИМИЗАЦИЈА НА РАСПРЕДЕЛБАТА НА ВЕТЕРНИ ТУРБИНИ

Во овој дел е даден преглед на поголемиот дел од истражувањата во оваа област, започнувајќи од првите обиди за дефинирање на проблематиката, па сè до најновите достигнувања до кои авторот на дисертацијата имал пристап.

Започнувајќи од пионерските истражувања во 1994 год. [11], интересот за изнаоѓање најсоодветни начини и методологии за позиционирање на ветерните турбини во едно ветерно поле, е во постојан подем. Првенствено, ваквите оптимизациски модели се изведувале со цел да се избегнат или намалат загубите при искористување на ветерната енергија, поради појавата на ефектот на бразда, за да може да се зголеми ефикасноста на целото ветерно поле. Општата формулација на моделите за оптимизирање на распоредот на производните единици во едно ветерно поле, може да се изрази како:

$$\min_{\vec{V}} \bar{f}_{farm}(\vec{V}) \quad (2.1)$$

при што:

$$\bar{g}_{farm}(\vec{V}) \leq 0 \quad (2.2)$$

$$\bar{h}_{farm}(\vec{V}) = 0 \quad (2.3)$$

каде  $\vec{V}$  е вектор кој ги содржи променливите (најчесто тоа се координатите на ветерните турбини),  $\bar{g}$  и  $\bar{h}$  се одредени ограничувања на нееднаквост и еднаквост, соодветно, наметнати од конкретната локација каде треба да се постави ветерното поле и  $\bar{f}_{farm}$  ја претставува функцијата на цел која е некој критериум за проценка на работата на конкретно ветерно поле. Најчесто за функција на цел се поставува: годишното производство на електрична енергија од ветерното поле, нето сегашната вредност на ветерното поле, периодот на експлоатација на ветерните турбини, површинската зафатнина на теренот и тн, [12].

Во продолжение ќе биде прикажан сеопфатен преглед на постоечките методи и алгоритми за оптимизирање на ветерните полиња, оние кои се најчесто користени, а секако посебен акцент ќе биде ставен на актуелните достигнувања. Целта е да се добие јасна претстава за Постоечките проблематики и моментални истражувања во областа.

### 2.1 Преглед и поделба на методите за оптимизација на ветерните полиња

Генерално, постоечките модели во литературата за оптимизација на ветерните полиња може да се класифицираат во две групи: (i) дискретни модели и (ii) непрекинати модели.

Дискретизираноста кај првите модели постои поради униформирањето на теренот каде треба да се постават ветерните турбини. Овој начин на олеснување на алгоритмите за оптимизација е воведен во првите истражувања од областа, [11]. Локацијата која е од интерес се претставува како мрежа од квадрати (10×10) и секој квадрат претставува можна микро-локација за ветерна турбина, т.н. матрично поставување. Ваквото униформирање на теренот е ограничувачко и не дозволува поставување на ветерна турбина на самата линија на дефинираната локација. Во првичните истражувања кои се достапни во литературата, местото на поставување на ветерното поле се смета за целосно рамна површина и се дискретизира на квадратни полиња (подоцна на правоаголници). Во подоцнежните позначајни истражувања се подобруваат алгоритмите за оптимизација, но сеуште се користи дискретизиранiot терен за позиционирање на турбините, [13]. Треба

да се напомене дека постојат и истражувања каде формата на полето не е претпоставено како матрица, туку како низа и потребно е само да се оптимизира бочното растојание помеѓу соседните турбини, [14]. Повеќе примери на дискретни модели може да се прегледаат во [15-29].

Од друга страна, кај непрекинатите модели микро-лоцирањето на ветерните турбини не е ограничено од одредена мрежа за позиционирање, па турбините може да се постават произволно во рамките на одредените крајни граници на идното ветерно поле. Првото претставување на можните микро-локации како дел непрекинат простор е прикажано во [30]. Подоцна, ваквиот модел е аналитички подобрен во истиот алгоритам, [31]. Еден од најнапредните модели во литературата, е инспириран од овие истражувања и е наречен: Неограничувачки метод за оптимален распоред на ветерни турбини, [32]. За разлика од дискретните модели, кај непрекинатите модели можните решенија за микро-локациите не се ограничени на претходно дефинирани мрежни површини и постојат многу поголема веројатност да се најде глобалната оптимална локација. Во текот на изминатите неколку години, ваквите модели привлекуваат многу големо влијание од истражувачите ширум светот. Неодамнешни истражувања со примена на непрекинати модели може да се прегледаат во [33-43].

## 2.2 Алгоритми за оптимизација кои се користат во областа

Функцијата за евалуација на комплетната оптимизираност на распоредот на ветерните турбини и начинот на донесување крајна одлука при процесот на изнаоѓање на микро-локациите, се сметаат за многу комплексни и сеопфатни проблеми. Најсоодветни и најефикасни методи за решавање на овие проблеми се евристичките, односно мета-евристичките методи. Евристиката како методологија е начин на истражување на комплексни простори на пребарување, со континуирано поставување на прашања. Мета-евристиката по дефиниција ги идентификува најсоодветните решенија во прифатлива временска рамка, но не гарантира пронаоѓање на најоптималното решение. Сепак, за сложени простори на пребарување оваа методологија претставува прагматичен пристап за идентификација на релевантно и изводливо решение. Иако за решавање на проблемот за распоред на ветерни турбини на една локација, може да се развијат и тестираат и други типови на алгоритми, како на пример: метод на прилагоден градиент (eng. gradient descent method), бариерен метод за пронаоѓање на внатрешна оптимална точка (eng. interior-point method/ barrier method) или некои други добро познати класични техники, сепак општо прифатено мислење е дека алгоритмите базирани на пребарување низ „популација“ (eng. population-based algorithms), се најсоодветни за оваа област.

### 2.2.1 Генетски алгоритам (GA)

Генетските алгоритми (eng. genetic algorithm) се адаптивни евристички алгоритми, каде идејата за пребарување е добиена од принципот на еволуција- природна селекција и генетско наследување. Во контекст на проблематиката за изнаоѓање на оптимален распоред на ветерните турбини на конкретна локација, базичната идеја при користењето на генетскиот алгоритам е да се одржува голем број на случајни хромозоми, од кои секој претставува предлог распоред на ветерните турбини. Овие хромозоми потоа еволуираат низ генерациите, проследени преку процесите на селекција и репродукција. При селекцијата, секој предлог распоред е пропратен со соодветна пресметана вредност за функцијата на цел и оваа вредност служи за процена дали конкретното предлог решение може понатака да продолжи да се развива, т.е да еволуира. Од друга страна, процесот на репродукција служи да се применат генетските оператори- кросинговер (eng. crossover) и мутација, што овозможува да се генерираат нови предлози за распоред. Благодарение на овие принципи на работа, истражувачите сметаат дека токму овие алгоритми се соодветни при ефикасно и ефективно пронаоѓање на оптимално решение за непознат простор со голем број на променливи и ограничувања, како што е распоредувањето на

ветерни турбини. Првата оптимизација за распоредување на ветерни турбини е спроведена со генетски алгоритам, [11], и до неодамна овој алгоритам е најчесто користен за оваа проблематика, [13, 20, 28, 41, 44-48].

### **2.2.2 Алгоритам за доминација на единка во група (PSO)**

Алгоритмот за доминација на единка во група (eng. particle swarm algorithm) е мета-евристички алгоритам, во кој инспирацијата за техниката на пребарување на оптималното решение е добиена од однесувањето на птици во јато или риби во рој. Во овој тип на алгоритми, секој рој, т.е. секој распоред на партикулите во просторот кој е претпоставен за ветерното поле, претставува предлог за распоред на ветерните турбини. Секоја партикула се одликува со соодветна “брзина”, која го одвлекува движењето на ројот кон нејзината најдобра локална позиција (локален лидер), но истовремено ројот ги насочува партикулите кон најдобрата глобална позиција (глобален лидер). Најдобрата локална позиција се ажурира врз основа на сопственото искуство на секоја партикула, а најдобрата глобална позиција се ажурира со размена на информации помеѓу најдобрите локални позиции во ројот. Во контекст на оптимално позиционирање на ветерни турбини на одредена локација, со примената на овој алгоритам секоја партикула претставува предлог распоред. Првично, овој алгоритам започнува со популација од комплетно случајно генерирани предлог распореди, т.е. партикули. Потоа низ секоја итерација, партикулите се динамички водени од локалните и глобалните лидер-партикули во просторот, во потрага по решение кое ќе има најдобри карактеристики и перформанси според зададените ограничувања и функции на цел. Оттаму е и називот на овој алгоритам- во крајното решение фигурираат оние честици со најголем “стремеж” во ројот кои ќе доминираат и ќе стекнат вредност како и најдоброто глобално решение. Главен недостаток на алгоритмот за доминација на единка во група е тоа што неретко може да се случи преран застој во извршувањето на алгоритмот, т.ш. ројот се приближува кон суб-оптимално решение. Ова главно се должи на губење на разновидноста на партикулите, поради брзата конвергенција, [49-52]. Конвергенција кон суб-оптимално решение се случува посебно кога проблемот е сеопфатен и повеќе-модален, токму каков што е проблемот за изнаоѓање на оптимален распоред на ветерни турбини на зададена локација. Релевантни сознанија и истражувања од овој алгоритам може да се прегледаат на [30, 32, 53-56].

### **2.2.3 Алгоритам на симулирано калење**

Алгоритам на симулирано калење (eng. simulated annealing algorithm) исто така е мета-евристички алгоритам за глобална оптимизација. Инспирацијата за техниката на пребарување на оптималното решение е добиена од техниката на калење на железото (загревање на железото/челикот на висока температура и нагло ладење во вода, со цел зголемување на издржливоста, отпорноста, цврстинага). Имено, идејата е крајното оптимално решение да ги има овие карактеристики. Алгоритам на симулирано калење претставува генерализиран Монте Карло алгоритам за испитување на термодинамичките состојби на системи со голем број на променливи. Во секоја итерација на алгоритмот, се генерира нова случајна точка. Растојанието помеѓу ново-генерираната и постоечката точка се базира на скалата на веројатност на веројатност, која соодветствува со распределбата на веројатност за зголемување на издржливост на материјалот со зголемување на температурата. Алгоритмот ги прифаќа сите нови точки кои имаат вредност за функцијата на цел, помала од вредноста на претходната постоечка точка. Алгоритмот конвертира кон решение симултано според скалата за намалување на температурата на жарење на железото/челикот.

Овој алгоритам за прв пат е предложен за решавање на оптимизациски проблеми во 1983 година, [57], а за пронаоѓање на оптимален распоред на ветерни турбини прв

пат е тестиран во 2009 година, [58]. До периодот на изработка на оваа дисертацијата, обемот на достапна литература за овој алгоритам е прилично оскудна, [23, 37, 59].

#### 2.2.4 Алчен евристички алгоритам

Алчниот евристички алгоритам (eng. greedy heuristic algorithm), е мета-евристички алгоритам, за прв пат претставен за потребе на оптимизација на ветерни полиња во 2004 година, [30]. Како што навестува и самото име на алгоритмот, принципот на работа се засновува на правилото: секогаш направи го изборот што се чини дека е најдобар во тој момент. Во секоја итерација на алгоритмот се додава по една нова променлива (т.е. една нова позиција за ветерна турбина) и изгледот на решението се менува според множеството на нови стратегии, но никогаш не се навраќа кон некое претходно остварливо решение. Оттука и неговиот стремеж кон најдобро локално решение, кое не секогаш води кон пронаоѓање на глобаното оптимално решение. Овој алгоритам бара многу пократко време за пресметка, спореден со претходните алгоритми базирани на принципот на популација. Од друга страна, за подобрување на карактеристиките на овој алгоритам, многу често се соединува со модул за пресметковна динамика на флуиди (eng. Computational Fluid Dynamics-CFD). Во ваквата комбинација, модул за пресметковна динамика на флуиди ги детектира сите можни микро-локации, а алгоритмот работи само на подобрување на веќе постоечките предложени решенија. Сепак, за сметка на големата точност за прикажување на протокот на ветрот низ целото ветерно поле, што ја обезбедува модулот за пресметковна динамика на флуиди, значително се зголемува времето на пресметка и на процесирање на пвјј алгоритам. Соодветни истражувања од од ваквата комбинација, може да се прегледаат на [56, 60, 61].

#### 2.2.5 Други алгоритми и техники

Постојат и други алгоритми кои се помалку користени за позиционирање на ветерни турбини, меѓу кои: еволутивни алгоритми (eng. evolutionary algorithms), [20, 25, 31]; комбинирано програмирање (eng. mixed-integer programming), [62]; пребарување според познат шаблон (eng. pattern search approach), [16, 63]; Монте Карло симулации, [22, 64] и алгоритам на колонизација (eng. ant colony algorithm), [34].

#### 2.2.6 Комерцијални софтвери

Покрај горенаведените алгоритми, постојат и многу комерцијални софтверски пакети за планирање и оптимизација на ветерни полиња. Најпознати и најчесто користени се следните:

1. **WASP** ([www.wasp.dk](http://www.wasp.dk))- апликативен програм за анализа на атласот на ветрот, кој е развиен во националната данска лабораторија (Risø National Laboratory). Програмот се смета за стандарден индустриски софтвер при проценка на параметрите на ветрот и за определување на микро-локациите на ветерните турбини на конкретна локација. Воедно, програмот обезбедува различни детални анализи за енергетскиот потенцијал на ветрот, производството на ветерните турбини, проценка на ветерните режими и тн. Иако не содржи алатка за оптимално распоредување на ветерните турбини, програмот поради своите моќни карактеристики е инкорпориран во други софтверски пакети кои се поедноставни за користење (пр. WindPRO и WindFarmer), а сепак содржат оптимизациски алгоритми.
2. **WindSim** ([www.windsim.com](http://www.windsim.com))- моќна софтверска алатка за проектирање на ветерни полиња, базирана на пресметковна динамика на флуиди-CFD, која генерално се користи за планирање на оптимален распоред на ветерни турбини. За моделирање на движењето на флуидот, т.е. брзината на ветрот се користат тридимензионални Рејнолдс-усреднети Навиер-Стоукс решавачи (eng. Reynolds-Averaged Navier-Stokes), општо познати како RANS равенки. Овие равенки дополнети со различни типови на модели за приказ на турбуленциите (пр. стандарден k-ε модел, RNG k-ε



модел и стандарден k- $\omega$  модел). Модулет за оптимален распоред на турбините на конкретната локација (PARK модул), може да одреди и да сугерира кои микро-локации не се препорачливи за поставување на ветерна турбина поради слаби локални карактеристики на веторот дефинирани според IEC критериумите.

**3. Wind Farm** (<http://www.gesoft.co.uk>)- развиен од фирмата ReSoft, претставува комерцијален софтверски пакет за развој и планирање на ветерни полиња. Главните карактеристики на овој софтвер се: (i) оптимален распоред на ветерни турбини при максимално годишно производство на електрична енергија или минимални трошоци за производство на електрична енергија, имајќи ги предвид влијанијата врз околината (бучава, визуелно влијание, појава на фликер), (ii) долгорочни прогнози за брзината на ветрот на конкретната локација, (iii) тридимензионална визуелизација на ветерното поле и пејзажот, и (iv) пресметка на енергетската издашност на ветрот со користење на повеќе анемометри.

**4. WindPRO** (<http://www.emd.dk/windpro>)- робустен софтверски пакет развиен од фирмата EMD International A/S. Во склоп на овој софтвер вклучени се и неколку различни модули за симулација и квантификација на производството на електрична енергија од идејното ветерно поле. Дополнително, софтверот содржи и модули за оптимизација на распоредот на ветерните турбини (вклучувајќи и квантификација на загубите на моќност) и финансиско конципирање и процена. Како и Wind Farm, WindPRO софтверскиот пакет врши оптимизација на позиционирањето на ветерни турбини, при што главна функција на цел е максимално годишно производство на електрична енергија, под ограничувањата за минимално влијанијата врз околината (бучава, визуелно влијание, појава на фликер). Овој софтверски пакет се разликува од останатите поради можноста корисникот да избере стратегија според која ќе се врши оптималниот распоред на турбините: (i) стохастички и постепено распоредување на турбините се додека не се постави и последната од однапред утврдениот број на турбини, (ii) итеративно додавање на ветерните турбини на детектираните расположливи микро-локации, (iii) стратешко поставување на ветерни турбини во низа, и (iv) минимизирање на бучавата и визуелните ефекти од фиксно поставени ветерни турбини.

**5. WindFarmer** ([www.dnvgl.com/services/windfarmer-3766](http://www.dnvgl.com/services/windfarmer-3766))- моментално е најнапредниот софтвер за проектирање, оптимизација и анализа на ветерни полиња, развиен од норвешката компанија DNV-GL. Софтверот се карактеризира со многу новитети и е поусовршен во споредба со горенаведените софтвери. Целата оптимизациска процедура во софтверот е базирана на “алчен” евристички алгоритам, во кој функција на цел е или максимално годишно производство на енергија или финансискиот биланс на проектот, при што повторно се земаат предвид влијанијата врз животната околина и врз локалните радарски станици. Треба да се напомене дека производството на електрична енергија во овој софтвер се анализира со висок степен на прецизност, заснована е врз апликативниот пакет WAsP и вклучува детална анализа на ефектите од: амбиенталните турбуленции од теренот, индуцираните турбуленции од турбините и промената на густината на воздухот кај секоја ветерна турбина.

### 3 НАУЧНА ОПРАВДАНОСТ НА ИСТРАЖУВАЊЕТО

Најголемиот дел до релевантните истражувања од областа на оптимално распределување на ветерни турбини, се фокусирани на решавање на проблемот со исполнување на една функција на цел, што генерално се должи на комплексноста на проблематиката. Проектирањето на едно ветерно поле е повеќедисциплинарен проблем и целата постапка за систематско и континуирано оценување на параметрите за адекватно да се исполни функцијата на цел, претставува предизвик за секој истражувач од оваа област. Дополнително, оптимизацијата на ветерно поле содржи голем број на променливи, од кои дел се непрекинати (пр. параметрите за карактеризација на ветрот, достапното земјиште), а дел се дискретни (пр. бројот на ветерни турбини, трошоците по различен основ). Затоа се вели дека проблематиката за оптимизација на позиционирањето на ветерни турбини е повеќедимензионална, нелинеарна, мултимодална, треба да се справи со голем број на ограничувања и вклучува непрекинати и дискретни променливи.

#### 3.1 Потреба за воведување на непрекинати и дискретни променливи

Во текот на истражувањето согледано е дека во голем дел од објавените резултати во литературата, при оптимизациите се користат однапред зададени вредности за бројот на ветерни турбини, односно за инсталираниот капацитет на идејното ветерно поле. Во пракса, инсталираниот капацитет на ветерното поле (или бројот на ветерни турбини), вообичаено се ограничени од максималната расположлива енергија на ветрот, расположливоста на конкретното земјиште и капацитетите за пренос и распределба на произведената електрична енергија. Од математички аспект, користењето на однапред дефинирани вредности за некои од променливите, имплицира намалување на бројот на изводливи решенија, а со тоа се намалува и квалитетот на спроведената оптимизација.

Поради фактот што оптимизацијата за распределба на ветерни турбини е повеќедимензионална, нелинеарна, мултимодална и треба да се спроведе под многу линеарни и нелинеарни ограничувачки фактори, се смета дека евристичките методи (кои се карактеризираат со способност за истражување на комплексни и непознати простори) се најсоодветни во пронаоѓањето на соодветни решенија.

Во рамките на сите алгоритми базирани на принципот на претрага низ популација, генетскиот алгоритам и алгоритмот за доминација на единка во група се сметаат за фундаментално различни типови на алгоритми. Генетскиот алгоритам спроведува конкурентски пристап во рамките на една популација, додека алгоритмот за доминација на единка во група форсира кооперативен пристап помеѓу поединечните предлог решенија. Исто така, генетскиот алгоритам често пати е користен за оптимизација на бројни инженерски проблеми и дал доста успешни резултати, додека алгоритмот за доминација на единка во група е понов и сеуште не е докрај испитана неговата применливост во областа на позиционирање на ветерни турбини. Важно е да се напомене дека генетскиот алгоритам најчесто е тестиран за комплетно дискретизирани модели, а алгоритмот за доминација на единка во група за непрекинати модели. Во последните неколку години, непрекинатите модели се сè поактуелни во оваа проблематика. Недостатокот на дискретизираните модели е евидентен и во поглед на намалување на точноста на мерните податоци, а и во процесот на решавање на алгоритмот, бидејќи одбирањето на микро-локациите на ветерните турбини е ограничено само на предефинираните точки, така што спроведената оптимизација може да не конвергира кон глобалното оптимално решение. Од друга страна, дискретните модели се многу попрактични за користење во случај кога земјиштето кое може да се користи за изградба на ветерно поле, е однапред дефинирано.

Во оваа докторска дисертација, проблематиката е развиена да може да се споредат овие генетскиот и алгоритмот за доминација на единка во група, работејќи врз иста база

податоци. Изборот на променливи кои дополнително треба да се определат за секој алгоритам соодветно, е правен врз база на лични и искуствата на други истражувачи пронајдени во литературата. Ваквиот метрички пристап е познат во литературата како агностичка техника и дава основа за релевантна споредба на двата алгоритми.

### 3.2 Потреба за воведување на повеќе функции на цел

Воведувањето на две или повеќе функции на цел при оптимизацијата треба да биде оправдано, ефикасно и да не одзема многу време при процесирање на пресметките. До сега во литературата ваквите истражувања се малубројни и нецелосни. Затоа е потребно внимателно формулирање на границите на истражување на проблемот кој се оптимизира и прецизно дефинирање на критериумите за проценка на ефикасноста на алгоритмите, што всушност претставува оптимизација на ветерно поле под повеќе функции на цел. Функциите на цел кои се користени за потребите на оваа дисертација се: i) сведена цена за произведена електрична енергија-LSOE) за ветерното поле и ii) факторот на искористување на капацитетот (CF).

### 3.3 Проблеми во областа на проектирање на ветерни полиња

Од друга страна, потребно е да се развие соодветна стратегија во алгоритмите, што ќе овозможи оптимизацијата да се изврши без однапред дефинирани микро-локации за терените турбини или нивниот број. Овој развој е особено важен при првичните концепти за реализација на едно ветерно поле, бидејќи во таа фаза голем дел од информациите во врска со предложениот проект не се познати (пристапни папишта, сопственост на земјиште и тн.).

Комплексната врска помеѓу факторите кои ја регулираат проценката на инсталираната моќност на едно ветерно поле, во контекст на анализа и оптимизација на распоредот, покренуваат неколку важни прашања:

- колкава е важноста на секој дефиниран фактор (линеарен или нелинеарен), во контекст на проценка на енергетскиот потенцијал на ветрот на одредена локација?
- кој од овие фактори може да се занемари или да се фиксира при оптимизацијата?
- какво е влијанието на овие фактори врз излезната моќност при примена на непрекинати влезни параметри на ветрот? Дали влезот на непрекинати податоци, значително ќе ја зголеми чувствителноста на алгоритмите?

Во литературата недостасува сеопфатна и кохерентна анализа која ќе одговори на овие прашања.

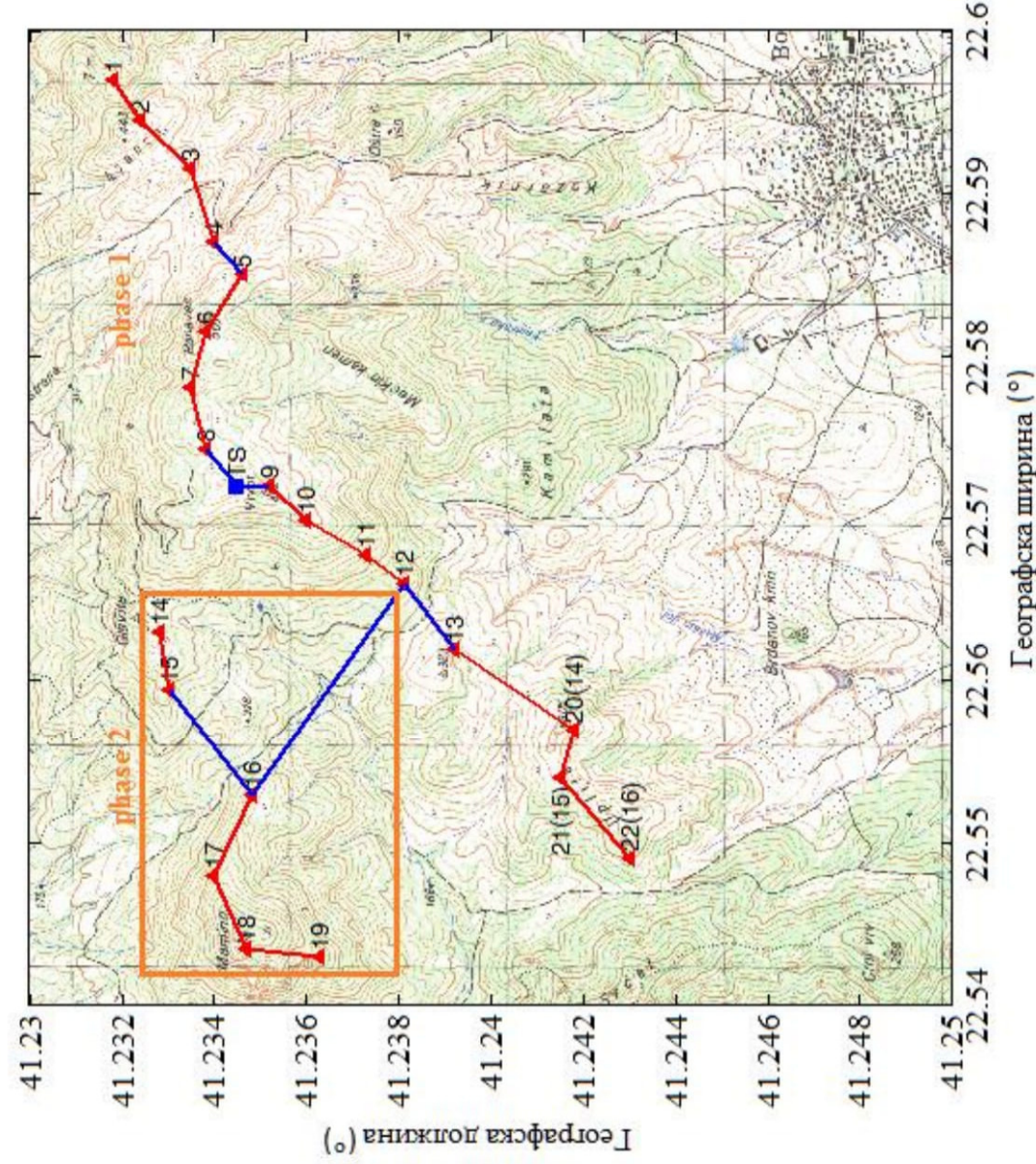
Како што беше наведено, со оглед на тоа што развојот и проектирањето на едно ветерно поле опфаќа голем број на непрекинати и дискретни променливи, новата техника за примена на повеќе функции на цел во алгоритмот за партикуларизирање во рој треба да одговори на овој предизвик.

Предноста во оваа дисертација е што алгоритмите ќе бидат тестирани на постоечки модел на ветерно поле (Богданци), а не на фиктивни модели, со што ќе се верифицира нивната ефикасност. Така развиените алгоритми може да послужат во иднина како модел за понатамошни истражувања на други локации идентификувани како потенцијални локации за искористување на ветерната енергија и проектирање на нови ветерни полиња.



#### 4 ВЕТЕРНО ПОЛЕ – БОГДАНЦИ

Мерните податоци кои се користени во оваа дисертација за моделирање на ветрот и за тестирање на алгоритмот за оптимален распоред на ветерните турбини, земени се од првиот парк на ветерни електрични центри во Република Македонија– Богданци. Ветерното поле е лоцирано во јужниот дел на државата и ги користи придобивките од доминантниот правец на регионалниот ветер, кој ја следи долината на реката Вардар од северозапад кон југоисток. Доминантниот ветер поминува низ целата Вардарската долина, струејќи низ мала група на ридови со височини помеѓу 250 и 500 m надморска височина, па неговата брзина се зголемува и достигнува просечни годишни брзини на ветер од најмалку 2 m/s непосредно над земјиното тло. Ветерното поле Богданци засега се состои од 16 постоечки ветерни турбини (прва фаза) и 6 ветерни турбини (втора фаза), чија инсталација се очекува да заврши во 2020 година. Пресметаната долгорочна просечна брзина на ветрот на надморска висина од 500 m и 50 m над тлото, изнесува 6,9 m/s.



Слика 4.1 Изглед на ветерно поле–Богданци (фаза 1 и фаза 2) со меѓусебни електрични поврзувања на 20 kV ниво

На конкретната локација теренот може целосно да се класифицира во класа на нерамност 1,5, односно висина на нерамност 0,055 m што кореспондира на предел со неизрично испакнати ридови, вегетација на средна висина и земјоделско земјиште со неколку куќи на растојание од околу 1250 m и вегетација околу 8 m, [65]. Во сите пресметки во дисертацијата, за висина на нерамност на тлото земена е вредност 0,06 m,



како во проектот според кој се изведува ветерното поле во Богданци, [66]. За сите насоки на ветерот се смета дека има униформна распределба на нерамноста на тлото и не е користена роза на нерамноност за сите насоки на ветерот поодделно.

#### 4.1 База на податоци

Мерните податоци кои се користени во овој дел, за математичко моделирање на ветерот, се преземени од системот за информации на ветерното поле, кој е дел од SCADA системот, а се однесуваат на едната од двете мерни станици. Мерните станици имаат соодветна стандардизирана опрема за мерење на брзина на ветерот (m/s), насока на ветерот (од 0° до 359°), барометарски притисок (mBar) и амбиентална температура (°C). Анализираната база на мерни податоци е од периодот 01.01.2015-31.12.2016 и вкупно содржи 95 568 редови филтрирани податоци. Општите податоци за мерната станица се прикажани во тТабела 4.1:

Табела 4.1 Податоци за мерна станица, [66]

Параметар	Вредност
Локација	Богданци
Период	01.01.2015–31.12.2016
Северна географска ширина	Lat. 41°13'45,1''
Источна географска должина	Lon. 22°31'39,4''
Надморска висина	472 m
Висина на мерење	50 m
Површина	29 ha

#### 4.2 Податоци од електротехнички карактер

Ветерното поле е поврзано со електроенергетскиот систем на Р. Македонија преку 110 kV далновод, долг 11,8 km- “ТС Богданци – ТС Валандово”, за пренос на енергијата до постојната 110/35/10 kV Валандово. Графостаницата кај ветерното поле Богданци- ТС 110/20 kV овозможува трансформација и пренос на произведената електрична енергија од ветерните турбини до преносниот систем. За таа цел, во графостаницата лоцирани се два енергетски трансформатори (2x25/40MVA ONAN/ONAF), така што таа претставува точка на конекција со националниот електроенергетски преносен систем оператор, како и пристапните патишта и платформи за монтажа на ветерните турбини. Електричните интерконекции помеѓу ветерните турбини, се изведени на 20 kV напонско ниво. Повисоки напонски нивоа за оваа намена не се одбрани поради поголемите трошоци, а пак пониски напонски нивоа (пр. 10 kV, 12 kV, 13.8 kV) не се препорачливи поради поголемите загуби на моќност. Некои од овие искуствени практики се земени како појдовна точка и како такви се применети во развојот на алгоритмите во истражувањето.

#### 4.3 Опис на ветерните турбини

Сите поставени и планирани ветерни турбини, се од типот SIEMENS SWT-2.3-93.

Роторот на турбината е самостојна конструкција со три перки, монтирана на столбот наспроти ветерот. Моќноста се регулира со регулација на нагибниот систем. Брзината на роторот е променлива за да ја максимизира аеродинамичната ефикасност и да го намали оптоварувањето на системот на запченичкиот пренос во текот на регулацијата на моќноста.

Перките се конструирани од епоксидна смола засилена со стаклени влакна (армирана со фиберглас), со цел да се изведени како едно компактно парче за да се елиминираат послабите зони при нивно зглобно спојување. Перките се монтирани на лежиштата на нагибниот систем и нивниот нагиб може да се навали за 80° при потреби

за закочување на ветерната турбина. На секоја перка има сигурносниот независен нагибен механизам, кој е способен за навалување на перката под секакви услови на работа.

Главината на роторот е изработена од лиено железо со висока отпорност на растегнување и во неа се сместени сите останати составни делови на една ветерна турбина. Генераторот е од целосно затворен, асинхрон тип, и тоа тип: “Siemens Lohet” со номинална моќност од 2300 kW, номинален број на вртежи 1550 rpm; брзина 600-1800 rpm номинален напон 750 V, фреквенција 16,5-60 Hz. Генераторот има кафезен ротор без лизгачки прстени. Конструкцијата на роторот на генераторот и статорските намотки, овозможуваат висока ефикасност при делумно оптоварување. Генераторот е заштитен со термални прекинувачи и аналогни сензори за мерење на температурата. Генераторот е опремен со термостатски контролиран систем за вентилација. Воздухот циркулира во внатрешноста на генераторот преку топлински изменувач, што ефикасно ја одржува температурата во внатрешноста на генераторот независна од температурата на околината.

Сите погоре наведени компоненти, поврзани во една компактна целина, потоа се монтирани на конусен челичен столб со височина од 80 m. Во подножјето на столбот лоциран е трансформатор со преносен однос 0,69/20 kV.

## 5 ЕФЕКТ НА БРАЗДА

На секој обид за моделирање на оптимален распоред на ветерните турбини во една ветерна електрична централа (ВЕЦ), без разлика дали таа ќе има изведбен редослед во форма на матрица или низа, му претстои моделирање и проценка на т.н. ефект на бразда (eng. wake effect). Тенденцијата да се искористи што е можно повеќе од расположливата енергија на ветрот, наведува да мора да се предвидат и испланираат сите можни позиции на ветерните турбини, без оглед на доминантната насока на ветрот. Ефектот на бразда има многу големо влијание при процесот на искористување на енергијата на ветрот. Многу истражувања покажуваат дека поради ефектот на бразда, годишното производство на електрична енергија од една ветерна електрична централа (ВЕЦ), се редуцира за 5-10% за копнени центри [67, 68], а кај некои вон копнени центри загубите се евидентирани и до 20% [69, 70]. Во овој дел, анализирана е улогата на ефектот на бразда при производството на електрична енергија и прикажани се четири аналитички модели, широко применети при проценката на ефектот на бразда во процесот на планирање на оптималниот распоред на ветерните турбини.

### 5.1 Улогата на ефектот на бразда при проценка на инсталирана моќност на една ВЕЦ

Како што ветрот ја поминува ветерната турбина брзината на ветрот се намалува, а интензитетот на турбуленции се зголемува. Всушност се создава турбулентен ветер, кој негативно влијае на работата на ветерните турбини кои се наоѓаат во зоната на ефектот на бразда создадена од ветерна турбина која се наоѓа пред нив. Истата појава се случува и зад висорамнини и терени со испакнатости/препреки. Ефектот на бразда не прогресира само подолжно зад препреката/ветерната турбина, туку се шири и странично. Како резултат на тоа и оние турбини кои не се коаксијално позиционирани со ветерната турбина/препрека која е причинител за ефектот на бразда, може да бидат зафатени од влијанието. Постојат две главни негативни влијанија од оваа појава: (i) предизвикува дефицит во целокупната излезна енергија од ветерната електрична централа, поради дефицитот на брзината на ветрот и недефинираната насока и (ii) го намалува животниот век на ветерните турбини поради дополнителните турбулентни оптоварувања на перките. Факторите кои влијаат при создавањето, односно одбегнувањето на ефектот на бразда, може да се класифицираат во две категории: природни фактори и фактори при проектирањето.

Природните фактори се однесуваат на варијациите на ветрот (вклучувајќи ја брзината насоката и амбиенталните турбуленции) на конкретна локација. Овие фактори не може да се контролираат при проектирањето или пак да се оптимизираат на некој начин. Од друга страна, факторите при дизајнирањето на една ветерна електрична централа (ВЕЦ) генерално се однесуваат на одлуките при проектирањето, како што се: определување на микро-локациите на ветерните турбини, изборот на соодветен тип на ветерна турбина за конкретната локација (дијаметар на ротор, висина на столб), конфигурацијата на теренот и инсталираниот капацитет на целата ветерна електрична централа (ВЕЦ). Важно е да се разбере дека овие фактори кои влијаат на ефектот на бразда, директно влијаат и врз квалитетот на проектирање на една ветерна електрична централа. Затоа, веродостојноста на проценката на инсталираната моќност на една ветерна електрична централа (ВЕЦ) се попира на точноста на користениот модел за димензионирање на ефектот на бразда и претпоставките кои се поврзани со природни фактори и факторите при проектирањето.

### 5.2 Аналитички модели

Кога станува збор за дефинирање на оптимален распоред на ветерни турбини, пресметковната ефикасност на одреден аналитички модел за ефектот на бразда, често

пати има поголем приоритет во споредба со конкретната проблематика. Во Табела 5.1 прикажана е споредба на времето на извршување на пресметката на различни модели на ефектот на бразда за сценарио со само две ветерни турбини, [71].

Очигледно е дека аналитичките модели се најпогодни за примена при оптимизациите кои се предмет на оваа докторска дисертација (моделот на Јенсен [17, 31, 72, 73] и моделот на Франсен [18, 32]). Голем број на студии ја истражуваат валидноста на моделите преку тестирање и симулација на различни сценарија за распоредот на ветерните турбини, за да се разберат ограничувањата и да се дефинираат јасни насоки за најсоодветна примена на различен модел, [74-77]. На пример, моделот на Јенсен е најсоодветен при долгорочни енергетски прогнози за мали и средни ветерни електрични центри (ВЕЦ), [78, 79]. Од друга страна, покажано е и дека точноста на моделите е поголема доколку одмерувањето на насоката на ветрот се прави на интервали еднакви или помали од 10°, [75, 80, 81]. Секако, за валидноста на моделот многу се важни квалитетот и квантитетот на базата на податоци прибирани од терен.

**Табела 5.1 Споредба на времето на извршување на различни модели на ефектот на бразда за сценарио две ветерни турбини, [71]**

Модел	Време на пресметка	Тип на модел
Модел на Јенсен, [78, 79]	5 s	Аналитички
Модел на подвижен диск, [82]	25 s	Подвижен диск
Динамички модел, [83]	8 min	Аналитички+ Подвижен диск
SOWFA, [84, 85]	30 h	3D CFD

Во продолжение ќе бидат прикажани четири аналитички модели за ефектот на бразда, како и соодветната математичка формулација.

### 5.2.1 Моделот на Јенсен

Аналитичкиот модел за опишување на ефектот на бразда развиен од страна на Јенсен [78], а потоа и подобрен од Катиќ [79], претставува најшироко применет модел. Клучната претпоставка што се прави при моделирањето на ефектот на бразда според овој модел, е линеарната експанзија на брзината на ветрот зад ветерната турбина. На тој начин, дефицитот на брзината на ветрот зависи само од подолжното растојание зад турбината:

$$1 - \frac{v_x}{v_o} = \frac{(1 - \sqrt{1 - C_t})^2}{\left(1 + \frac{2kx}{D}\right)^2} \quad (5.1)$$

каде:  $C_t$  е коефициентот на потисок на ветерната турбина,  $D$  е дијаметарот на роторот,  $x$  е подолжното растојание зад турбината,  $v_o$  е слободниот упаден ветер пред турбината,  $v_x$  е брзината на ветрот зад турбината на растојание  $x$  и  $k$  е константа на растурање на ефектот на бразда. Константата на растурање практично го дефинира начинот на подолжно ширење на ефектот на бразда во однос на ветрикалната експанзија и е бездимензионален број. Дијаметарот на ветерната бразда зад турбината, се пресметува според формулата:

$$D_x = D \left(1 + 2k \frac{x}{D}\right). \quad (5.2)$$

Вредностите кои се препорачани за константата  $k$  за копнени и вон копнени ветерни електрични центри (ВЕЦ), изнесуваат 0,075 и 0,04, респективно, [67].

### 5.2.2 Моделот на Франдсен

Моделот на Франдсен првично бил замислен за моделирање на ефектот на бразда кај големи вон копнени ветерни електрични центри (ВЕЦ) со правоаголна форма и распоред на ветерни турбини во низа, [86]. Според овој модел, протокот на турбулентен ветер зад ветерната турбина има три режими на експанзија: (i) влијание врз една соседна ветерна турбина, (ii) влијание врз соседните ветерни турбини во следниот ред и (iii) анализа на турбулентниот ветер до последната ветерна турбина која е под влијание на ефектот на бразда. Во првиот режим дефицитот на брзината на ветрот и дијаметарот на ветерната бразда зад турбината, се дефинирани со формули:

$$\frac{v_x}{v_0} = \frac{1}{2} \left( 1 \pm \sqrt{1 - 2 \frac{A}{A_x} C_t} \right) = 1 - a \frac{A}{A_x} \quad (5.3)$$

$$D_x = D \left( \beta^{k/2} + \alpha \frac{x}{D} \right)^{1/k} \quad (5.4)$$

каде:  $\alpha$  го дефинира иницијалниот дефицит на брзината на ветрот непосредно зад ветерната турбина и се определува емпириски за конкретна ветерна турбина,  $k$  е Вајбуловиот параметар на форма,  $A$  е површината на роторот на турбината,  $A_x$  е површината на растојание  $x$  зад ветерната турбина која е директно зафатена од ефектот на бразда. Параметарот за пресметка на експанзијата на ефектот на бразда  $\beta$ , се пресметува според:

$$\beta = \frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{2\sqrt{1 - C_t}} = \left( \frac{D_{eff}}{D} \right)^2. \quad (5.5)$$

За знакот “ $\pm$ ” во равенка (5.3) се определува според вредноста на факторот на индикација  $a$ . Доколку вредноста на факторот на индикација  $a \leq 0,5$  се става “+”, а “-” се става за кога  $a > 0,5$

Во равенка (5.5) се употребува  $D_{eff}$ , кој што претставува т.н. ефективен дијаметар на ротор со кој се апроксимира дијаметарот во најблиската зона, каде е најизразена појавата на ефектот на бразда:

$$D_{eff} = D \sqrt{\frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{2\sqrt{1 - C_t}}}. \quad (5.6)$$

### 5.2.3 Моделот на Ларсен

Овој модел за прв пат е претставен во [87], а подоцна е објавен во европските стандарди за ветерни турбини (EWTS), [88]. Новитет кај овој модел, претставува примената на теоријата на Прандл (eng. Prandtl) за комбинирани следење на промените на протокот на воздухот по три оски и се претпоставува дека воздухот е некомпресбилен, стационарен и осносиметричен. Дефицитот на брзина во овој модел зависи и од подолжната ( $x$ ) и од попречната оска ( $r$ ). Изразот за пресметка на редуцијата на брзината е, [89]:

$$D_{eff} = D \sqrt{\frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{2\sqrt{1 - C_t}}} \quad (5.7)$$

$$\frac{v_x(x, r)}{v_o} = -\frac{1}{9}(C_t Ax^{-2})^{1/3} \left[ r^{3/2} (c_1^2 C_t Ax)^{-1/2} - \left( \frac{35}{2\pi} \right)^{3/10} (3c_1^2)^{-1/5} \right]^2 \quad (5.8)$$

$$\frac{v_r(x, r)}{v_o} = -\frac{1}{9}(C_t A)^{1/3} x^{-5/3} r \left[ r^{3/2} (c_1^2 C_t Ax)^{-1/2} - \left( \frac{35}{2\pi} \right)^{3/10} (3c_1^2)^{-1/5} \right]^2. \quad (5.9)$$

Резултантниот дијаметар на ветерната бразда зад турбината, се пресметува според формулата:

$$D_x = 2 \left( \frac{35}{2\pi} \right)^{1/5} (3c_1^2)^{1/5} (C_t Ax)^{1/3}. \quad (5.10)$$

Во равенките (5.8), (5.9) и (5.10),  $c_1$  претставува бездимензионален параметар со кој се зема предвид комбинираното следење на промените на протокот на воздухот на воздухот според Prandtl:

$$c_1 = \left( \frac{D_{eff}}{2} \right)^{5/2} \left( \frac{105}{2\pi} \right)^{-1/2} (C_t Ax_o)^{-5/6} \quad (5.11)$$

каде преку параметарот  $x_o$  се определуваат почетните амбиентални услови кај ветерната турбина, имајќи предвид за позицијата на координатниот почеток:

$$x_o = \frac{9,5D}{\left( \frac{2R_{9,5}}{D_{eff}} - 1 \right)}. \quad (5.12)$$

Овде,  $R_{9,5}$  го претставува радиусот на ефектот на бразда на оддалеченост од 9,5 ротор дијаметри ( $9,5D$ ) од ветерната турбина која го создава истиот. При пресметката на овој радиус, предвид се зема и интензитетот на амбиенталните турбуленции— $I_a$ , преку емпирискиот параметар  $R_{nb}$ :

$$R_{9,5} = 0,5[R_{nb} + \min(H, R_{nb})] \quad (5.13)$$

$$R_{nb} = \max[1,08D; 1,08D + 21,7D(I_a - 0,05)] \quad (5.14)$$

$H$  се однесува на висината на столбот на ветерната турбина за која и се прави соодветниот модел.

#### 5.2.4 Моделот на Ишихара

Аналитичкиот модел на Ишихара е развиен со користење на податоци при тестирање на тест модел ветерна турбина од производителот Мицубиши, [90]. Важна карактеристика на овој модел е можноста да се моделира ефектот на бразда, имајќи ги



предвид и амбиенталните турбуленции- $I_a$  и оние кои ги создава самата ветерна турбина- $I_w$ . Експериментално е докажано дека степенот на возобновување на ветрот е повисок кај копнените ветерни електрични центри (ВЕЦ) поради нерамноста на теренот. Во случајот на вон копнени ветерни електрични центри (ВЕЦ), поради релативно малите амбиентални турбуленции, возобновувањето на ветрот зависи само од индусцираните турбуленции од ветерните турбини. Слично како кај моделот на Ларсен, дефицитот на брзината на ветрот зависи од попречното и подолжното растојание од турбината и има Гаусова распределба. Дефицитот на брзината се пресметува според изразот, [90, 91]:

$$\frac{v_x}{v_0} = \frac{\sqrt{C_t}}{32} \left( \frac{1,666}{k_1} \right)^2 \left( \frac{x}{D} \right)^{-p} \exp \left( \frac{r^2}{D_x^2} \right) \quad (5.15)$$

каде дијаметарот на ветерната бразда зад турбината се формулира според изразот:

$$D_x = \frac{k_1 C_t^{1/4}}{0,833} D^{1-p/2} x^{p/2}. \quad (5.16)$$

Параметарот  $p$  - кој фигурира во изразите (5.15) и (5.16), е во функција од двата типа на интензитет на турбуленции:

$$p = k_2 (I_a + I_w). \quad (5.17)$$

Изразот според кој се определуваат овие турбуленции е:

$$I_w = \frac{k_3 C_t}{\max[I_a; 0,03]} \left\{ 1 - \exp \left[ -4 \left( \frac{x}{10D} \right)^2 \right] \right\}. \quad (5.18)$$

Во равенките (5.15)-(5.18), коефициентите  $k_1$ ,  $k_2$  и  $k_3$  имаат вредности 0,27; 6,0 и 0,004 респективно, а истите се препорачани според литература, [90-92].

### 5.2.5 Дефинирање на повеќекратни влијанија

Неретка појава е кога во ветерното поле има појава на повеќекратни влијанија од ефектите на бразда врз една ветерна турбина. Резултантната редуцирана брзина на ветрот-  $v_i$  која ќе биде упадна брзина на ветер за ветерната турбина која е под повеќекратни влијанија, може да се пресмета со сумирање на дефицитот на кинетичката енергија на ветрот од сите ветерни турбини- причинители за истиот, [79]:

$$v_x = v_0 \left[ 1 - \sqrt{\sum_{i=1}^{N_T} \left( 1 - \frac{v_i}{v_0} \right)^2} \right]. \quad (5.19)$$

### 5.3 Анализа на влијанието на различните модели на ефектот на бразда при проценка на излезната моќност од ВЕЦ

Тестирањето на влијанието на ефектот на бразда од една ветерна турбина, дава важни согледувања за различните карактеристики на развивањето на ефектот на бразда, при користење на различен модел. Во кодот на алгоритмот, користени се моделите при повеќекратни влијанија од различни ветерни турбини, но за поедноставен приказ, во прилог се прикажани однесувањата од единечна појава на ефектот на бразда.

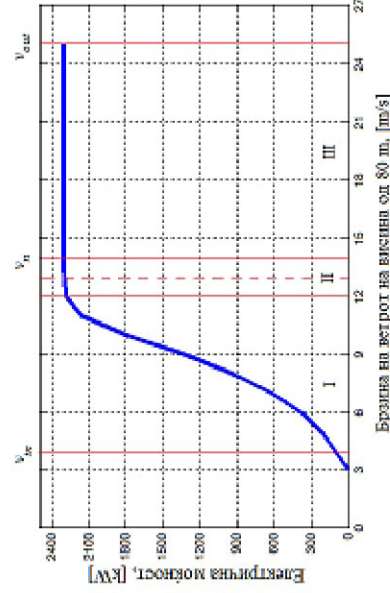
Подобрување на методи за оптимизација при позиционирање на ветерни турбини со примена на еволутивни алгоритми

Тестирањата се спроведени за ветерна турбина од типот „SWT-2.3-93“, чии општи карактеристики се прикажани во Табела 5.2:

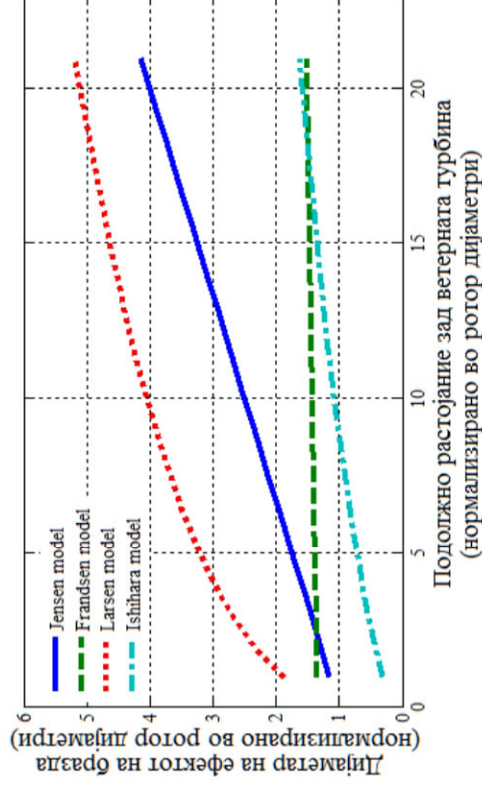
Табела 5.2 Спецификации за ветерна турбина SWT-2.3-93, [93]

Спецификација	Вредност
Номинална моќност $P_n$	2,3 MW
Дијаметар на ротор $D$	93 m
Динамички модел, [83]	80 m
Брзина на вклучување	4 m/s
Брзина на исклучување	25 m/s
Номинална брзина	12–13 m/s

Карактеристиката на моќност за оваа ветерната турбина е прикажана на Слика 5.1.



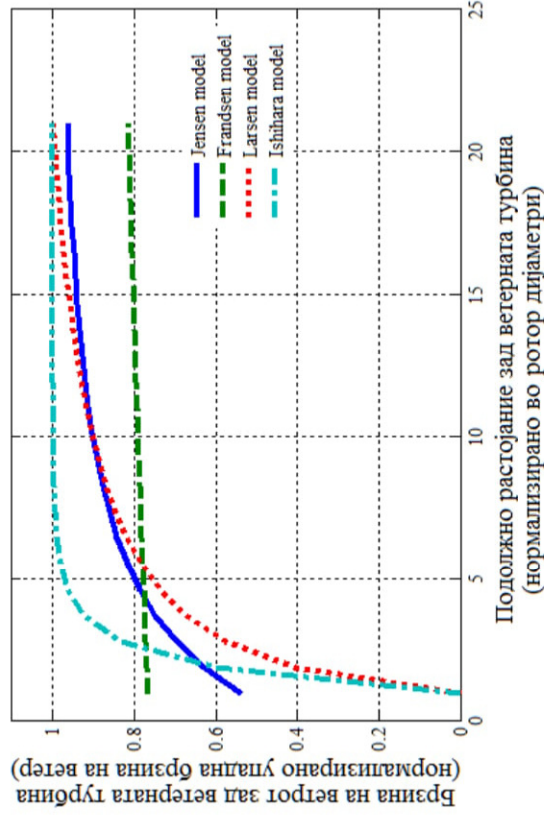
Слика 5.1 Крива на моќност– за ветерна турбина SWT-2.3-93, [93]



Слика 5.2 Дијаметар на ефектот на бразда зад ветерна турбина SWT-2.3-93

Ефектот на бразда е поизразен на растојание од 1,5-2 ротор дијаметри после турбината, отколку веднаш зад турбината. Ова тврдење е покажано на Слика 5.2 и Слика 5.3, каде се прикажани дијаметарот на ефектот на бразда и брзината на ветрот во браздата, респективно, во однос на подолжното растојание зад ветерната турбина. Поради подобра прегледност на графицие, растојанието е нормализирано во однос на дијаметарот на турбината, а брзината на ветрот по централната линија во ефектот на бразда е нормализиран во однос на упадната брзина на ветрот пред ветерната турбина.





Слика 5.3 Брзина на ветерот по централната линија во ефектот на бразда

Може да се забележи дека по целата должина, моделот на Ишихара предвидува најголема брзина на ветерот, а моделот на Ларсен предвидува најширок дијаметар на ефектот на бразда. Воедно, може да се воочи дека моделот на Френдсен предвидува најмала регенерација на упадната брзина на ветерот зад ветерната турбина во однос на другите модели, а моделот на Ишихара пак предвидува најширок опсег при повратокот на упадната брзина, достигнувајќи ја истага на растојание од девет ротор дијаметри. Овој феномен може да се припише на влијанието на мешањето на турбуленциите создадени од самата ветерна турбина со амбиенталните турбуленции во погорните слоеви од атмосферата, кое се зема предвид при пресметките според моделот на Ишихара. Многу важно е да се забележи на Слика 5.3, дека практично според моделот на Ишихара, Многу дијаметри, кое е и најчесто се користи при позиционирањето на соседна ветерна турбина, варијациите на повратокот на брзината помеѓу различните модели се во опсегот 15-20%.

## 6 МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ НА ПАРАМЕТРИТЕ НА ВЕТРОТ КАКО ВЛЕЗНИ ПОДАТОЦИ ЗА ОПТИМИЗАЦИЈА

Произведената електрична енергија од една ветерна турбина е речиси целосно зависна од јачината на упадниот ветер. Делот од енергијата што ја губи ветрот додека поминува низ перките на турбината, исто така зависи од интензитетот на упадниот ветер. Од друга страна, при анализите на производство на електрична енергија од едно ветерно поле, подеднакво внимание треба да се посвети и на насоката на ветрот, бидејќи тој ја дефинира целокупната шема на проток на ветрот во ветерното поле. Според тоа, при проценките за очекуваното годишно производство на енергија од едно ветерно поле, треба соодветно да се земаат предвид корелациите на брзината и насоката на ветрот.

Во најголем дел од истражувањата при развој на еврстички оптимизациски модели за распоред на ветерните турбини, без оглед на нивната разнообразност, влезните мерни податоци за ветрот се дискретни и анализите се прават генерално според три сценарија:

- 1) константна влезна брзина на ветрот (12 m/s) со фиксирана насока (N),
- 2) константна влезна брзина на ветрот (12 m/s) со променлива насока (36 правци) и
- 3) променлива влезна брзина на ветрот (8, 12 и 17 m/s) со променлива насока (36 правци).

Важно е да се напомене дека променливоста на податоците се разгледува во соодветни интервали, дефинирани за брзината и насоката на ветрот одделно, со што: проблемот дополнително добива ограничувачки фактори, се губи точноста поради избегнување на нелинеарноста на податоците и се редуцира повеќедимензионалноста на проблемот. Јасно е дека овие идеализирани сценарија се прилично поедноставени, споредени со реалните карактеристики на ветрот. Повеќето студии се фокусираат на развивање и подобрување на методите за оптимизација, при тоа посветувајќи премалку внимание на соодветно и детално моделирање на ветрот. Ваквиот пристап во истражувањата е претставен во [11, 13, 20-22, 24, 46, 62, 94, 95].

Во поновите студии и истражувања, за поверодостојна карактеризација на ветрот, се предложуваат различни статистички модели, [96, 97]. За претставување на променливоста на брзината на ветрот, најчесто се користени димензионална Ваибуловата функција на распределба, како и Рејлиевата функција на распределба. За приказ на променливоста на насоката на ветрот, односно фреквенциската застапеност на одредена насока, вообичаено се користи розага на ветрот. Покрај тоа, постојат студии кои ја докажуваат супериорноста на други, помалку познати стандардни распределби (Капа распределба, Вакаби распределба, Џонсон  $S_v$  распределба итн.) [98, 99], комбинации од распределби [100-104], како и многу други распределби, [105-109].

Со комбинирање на приказот на брзината и насоката на ветрот, измерените податоци може да се прикажат преку распределби на ветрот по сегменти за дефинирани насоки, соодветно. Ваквиот приказ веќе станува вообичаена практика при моделирањето на ветрот за проценка на издашноста на ветрот и пресметка на годишното производство на електрична енергија (eng. Annual Energy Production- AEP). Овој пореалистичен метод за моделирање на ветрот е веќе усвоен во неколку студии и применет при оптимизациите на распоредот на ветерните турбини во едно ветерно поле. Во некои од студиите за карактеризација на насоката на ветрот се користат 8 [32, 96], 12 [45, 58], [45, 58], 16 [110] или 24 [31, 37] сектори.

Во индустријата преку практична примена, се докажало дека моделирањето на карактеристиките на ветрот преку распределби на ветрот по сегменти, е соодветен за проценка на издашноста на ветрот и за пресметка на годишното производство на

електрична енергија. Но, доколку се анализира ветерно поле со голем број на ветерни турбини и детална поделба на насоките на ветерот во 72 сектори, тогаш ваквата анализа одзема многу време и ресурси. Причината повторно е поради дискретноста и дисконтинуитетот на насоката на ветерот во моделирањето на ветерот, [111].

Со оглед на фактот дека брзината и насоката на ветерот не се независни случајни променливи, логично е тврдењето дека со помош на повеќеваријантната распределба ветерот најточно може да се карактеризира. Во повеќеваријантните распределби, функцијата на распределба зависи од повеќе параметри: брзина на ветер, насока на ветер, амбиентален атмосферски притисок, густина на воздух и температура. Логично, секоја повеќеваријантна распределба може да се разгледува и како дводимензионална. За потребите на оваа дисертација биваријантната дводимензионална (која дефинира непрекината врска во дводимензионален простор) дава сосема детална репрезентација на карактеристиките на ветерот и затоа истата е претставена во понатамошниот текст.

### 6.1 Дводимензионална распределба

Пред да се пристапи кон проценка на дводимензионалната распределба на брзината и насоката на ветерот, потребно е практично и вешто а ргоги познавање на соодветните еднодимензионални маргинални распределби, кои се основни модели за развој на дводимензионалните модели. Комплетно детален приказ на сите модели е претставен во [112]. Според базичниот начин на дефинирање на распределбите, еднодимензионалните модели може да се поделат на: изотропни и анизотропни Гаусови распределби, аголно-линеарни распределби со специфицирани маргинални распределби, Фарли-Гумбел-Моргенсен распределби, анизотропни логнормални распределби и тн. Од досегашните истражувања, анизотропните распределби значително заостануваат зад останатите, при карактеризација и моделирање на ветерот, [113-117].

Дефинирањето на дводимензионалните функции за распределба на веројатноста на брзината и насоката на ветерот, генерално се поделени на три различни “семејства” на распределби: (i) Џонсон (или аголно-линеарен) модел и два модели кои припаѓаат на семејството на параметарски копули, (ii) Фарли-Гумбел-Моргенсен и (iii) Плакет распределби. Овие модели ги разгледуваат (еднодимензионалните) маргинални распределби на брзината и насоката на ветерот во комбинација со дополнителен статистички параметар кој ја претставува нивната корелациона структура. До овој момент, во литературата аналитички се анализирани вкупно 22 различни функции за распределба на веројатноста кои припаѓаат на овие семејства на распределби, и 3 повеќеваријантни распределби. Зависно од понатамошната примена на моделираните карактеристики на ветерот, истражувачите сами треба да проценат кој модел е најсоодветен во нивните истражувања.

Во дисертацијата искористена е повеќеваријантната јадрена распределба, адаптирана како дводимензионален модел.

#### 6.1.1 Повеќеваријантна Јадрена Распределба (ПЈР)

Повеќеваријантната јадрена распределба, (eng. Multivariable Kernel Distribution, позната и како eng. Parzen-Rosenblatt window method) е безпараметарски пристап за проценка на функцијата на густина на веројатност на случајна променлива, [118-120]. За независен примерок  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , дел од одредена распределба со непозната густина  $\hat{p}$ , ПЈР се дефинира како:

$$\hat{p}(x; h) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_h(x - x_i) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - x_i}{h}\right) \quad (6.1)$$

каде,  $K(\cdot) = (1/h)K(\cdot/h)$  е јадрената функција (често користена како симетрична густина на веројатност) и  $h$  ја претставува ширината на опсегот на податоците во тој примерок (параметар на измазнување).

За  $d$ -димензионален случаен примерок  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , дел од одредена распределба со непозната густина  $f$ , ППР се дефинира како:

$$\hat{p}(x; H) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_h(x - X_i) \quad (6.2)$$

каде,  $x = (x_1, x_2, \dots, x_d)^T$  и  $X_i = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{id})^T, i = 1, 2, \dots, n$ . Овде  $K(x)$  претставува симетрична јадрена функција на густина на веројатност,  $H$  е симетрична матрица која го содржи опсегот на податоците во целиот  $d$ -димензионален примерок. Поедноставено, јадрената функција може да се запише како  $K_H(x) = |H|^{-1/2} K(H^{-1/2} / x)$ . Изборот на типот на јадрената функција нема голема важност врз точноста на кернеловите параметри за проценка, [120]. Во дисертацијата во целост, користена е функцијата  $K(x) = (2\pi)^{-d/2} \exp(-0.5x^T x)$ . За разлика од изборот на јадрената функција, изборот на матрицата  $H$  е од клучна важност при проценката на точноста на параметрите и утврдувањето на ефикасноста на  $\hat{p}$ .

Појдовен оптимален критериум за определување на матрицата  $H$ , е средната интегрирана квадратна грешка (eng. Mean Integrated Squared Error-MISE):

$$MISE(H) = E \int [\hat{p}(x; H) - p(x)]^2 dx. \quad (6.3)$$

Вообичаено се користи т.н. асимптотски приближна вредност (позната како  $AMISE$ ), дефинирана со изразот:

$$AMISE(H) = \frac{1}{n} (4\pi)^{-d/2} |H|^{-1/2} + \frac{1}{4} (\text{vec}^T H) \psi_4(\text{vec} H) \quad (6.4)$$

каде  $\text{vec}$  е оператор за делумна векторизација на матрицата, претставен со изразот:

$$\text{vec} H = \text{vec} \begin{bmatrix} h_1^2 & h_{12} \\ h_{12} & h_2^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1^2 \\ h_{12} \\ h_2^2 \end{bmatrix}. \quad (6.5)$$

Во равенката (6.4)  $\psi$  претставува помошна функција на амортизација, прикажана со изразот:

$$\psi_4(\text{vec} H) = \exp^{-\pi \text{vec} H}. \quad (6.6)$$

Комплетниот израз за помошната функција на амортизација може да се најде во [121].

Идеалниот израз за матрицата  $H$ , е:

$$H_{AMISE} = \arg \min_H AMISE(H). \quad (6.7)$$



### 6.1.2 Проценка на грешка

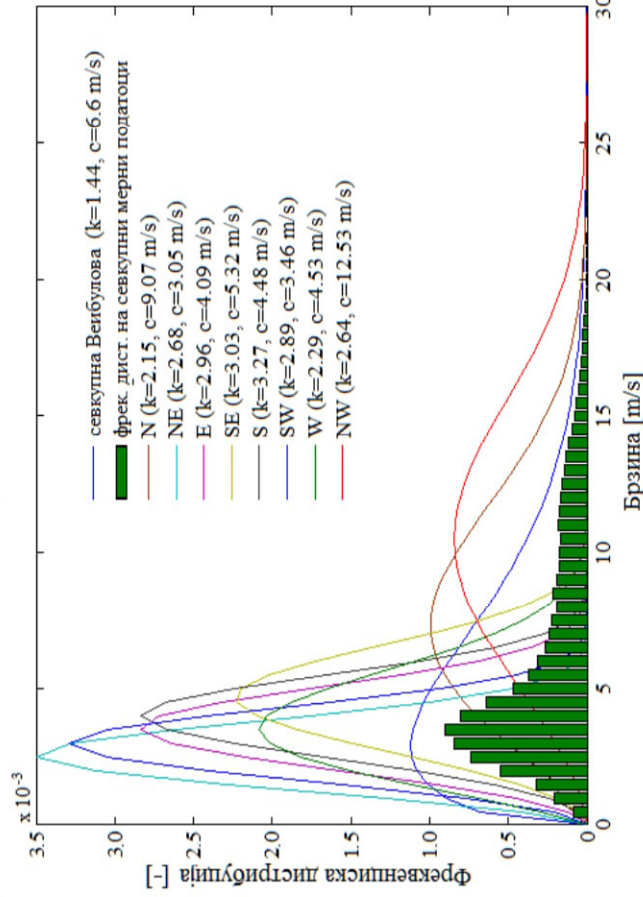
За определување на нивото на (не)совпаѓање на адаптираната биваријантна распределба со мерните податоци, во ваквите анализи најчесто се користи квантитативниот параметар  $R^2$ -познат како параметар за проценка на грешка, [106, 107, 120, 121]. Параметарот на проценката на грешката, во случајов претставува квадратирани вредност на коефициентот на корелација помеѓу симулираните парови податоци и мерните парови податоци:

$$R^2 = \left[ \frac{\text{cov}(U, \hat{U})}{\sqrt{\text{var}(U) \text{var}(\hat{U})}} \right]^2 = \left[ \frac{n \sum_{i=1}^n U_i \hat{U}_i - \sum_{i=1}^n U_i \sum_{i=1}^n \hat{U}_i}{\sqrt{\left[ n \sum_{i=1}^n U_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n U_i \right)^2 \right] \left[ n \sum_{i=1}^n \hat{U}_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n \hat{U}_i \right)^2 \right]}} \right]^2 \quad (6.8)$$

каде  $U$  и  $\hat{U}$  претставуваат квантили на мерните и симулираните податоци,  $\text{cov}$  и  $\text{var}$  се коваријансата и варијансата, соодветно. Колку вредноста на проценетата грешка е поблиску до еден, значи совпаѓањето на податоците е речиси целосно.

### 6.2 Дводимензионална претстава на карактеристиките на ветерот на локацијата Богданци

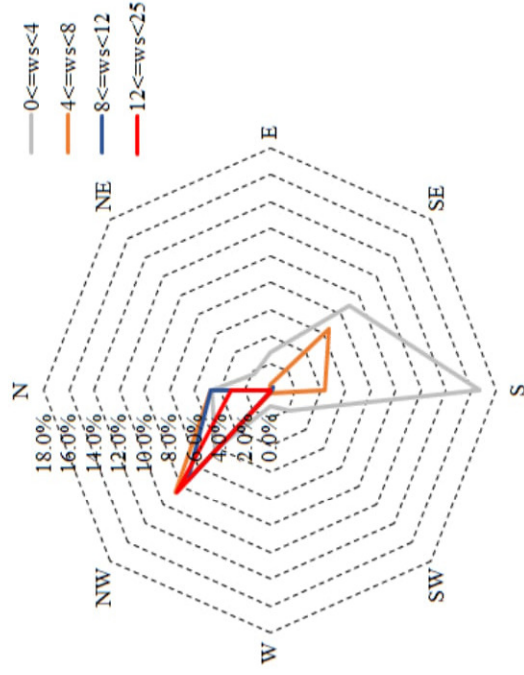
Со цел да се направи директен увид во предностите на моделирање на ветерот со дводимензионалната јадрена распределба, првично ќе бидат прикажани конвенционалните начини за приказ на мерни податоци за ветер. Ваибуловата распределба на веројатност е прикажана за 8 сектори и севкупно (Слика 6.1), а розага на ветерот е прикажана за 4 интервали на брзини и 8 сектори за насока на ветерот (Слика 6.2).



Слика 6.1 Ваибулова распределба на веројатност

Податоците се обработени и во подетален број на сектори, во однос на брзината и во однос на насоката на ветерот, но поради поголема прегледност и самага природа на мерните податоци од оваа локација, сметано е дека е сосема доволен ваквиот приказ. За поедноставена споредба, сумите на фреквенциската распределба и распределбата на веројатност на графициите подолу, е иста, односно еднаква на еден.

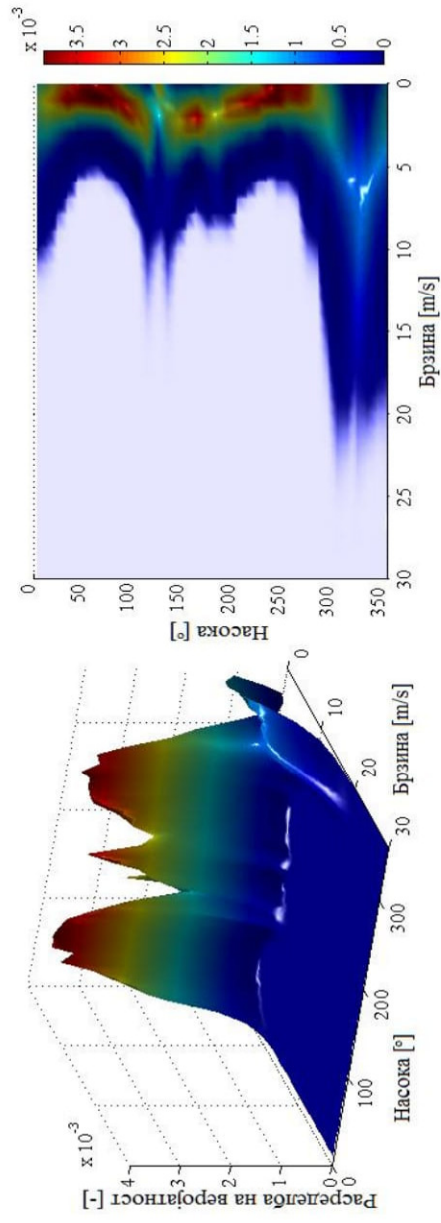




Слика 6.2 Роза на ветерот

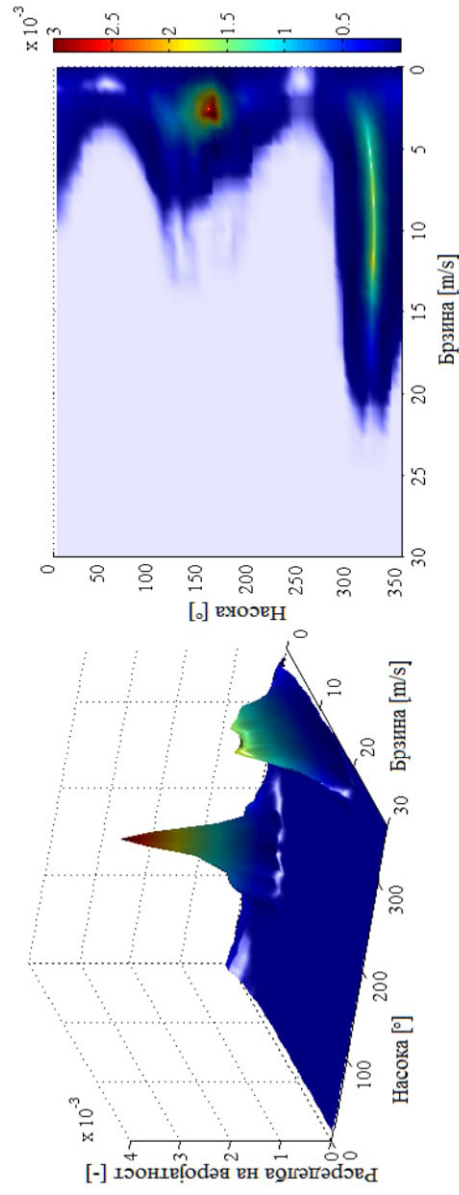
Од двата прикази на мерните податоци, воочлива е доминантноста и јачината на ветерот во насока сверо-запад (NW). Ова се потврдува и со податоците прикажани Табела 6.1, кои се поделени во  $n=36$  сектори, т.е.  $\Delta\Theta = 10^\circ$ , а пресметаните параметри на форма- $k$  и параметрите на распределба- $c$  претставуваат влезни параметри во пресметката на биваријантната распределба. На Слика 6.3, прикажаната распределба на веројатност е пресметана со повеќекратни распределби на ветерот за секоја насока на ветерот, така што  $P_{weibull} = f(\Theta_i, k_i, c_i), i = 1, \dots, n$ . Воедно, ова претставува и еднодимензионална распределба на ветерот според Ваибулова функција. Самага еднодимензионалност укажува дека при распределбата се смета дека секој сектор е застапен со иста веројатност во севкупните податоци, што впрочем заедно со дискретизираноста на податоците, се главните аномалии во ваквите прикази. Практично, заклучоците се изведуваат врз основа на вредност на параметрите на Ваибуловите функции, а не и врз зачестеноста на појава на паровите податоци.

Следниот чекор во подобрување на моделот е дополнување на зависноста на повеќекратните распределби, за уште еден параметар- зачестеноста на појава на измерените податоци- $f_{occ}$ . Така, се добива нова распределба на веројатностите  $P_{piecewise} = f(\Theta_i, k_i, c_i, f_{occ-i}), i = 1, \dots, n$  (Слика 6.4). Имено, оваа распределба ги содржи сите влезни параметри за пресметка на димензионалната јадрена распределба. Од јадрената функција на распределба на веројатност (Слика 6.5), сите параметри на ветерот  $(k, c, f_{occ})$  понатака се третираат како непрекинати променливи, во функција од аголот  $(\Theta)$ , со што се олеснува и уточнува алгоритмот за оптимизацијата на распоредот на ветерните турбини во едно ветерно поле. Поединечниот приказ на параметарот на форма- $k$ , параметарот на скалирање- $c$  и зачестеноста на појава- $f_{occ}$  е претставен на Слика 6.6, респективно. Со ваквиот приказ на поедноставен начин дополнително се поентира удобноста на примена на карактеристичните величини на ветерот како непрекинати променливи.

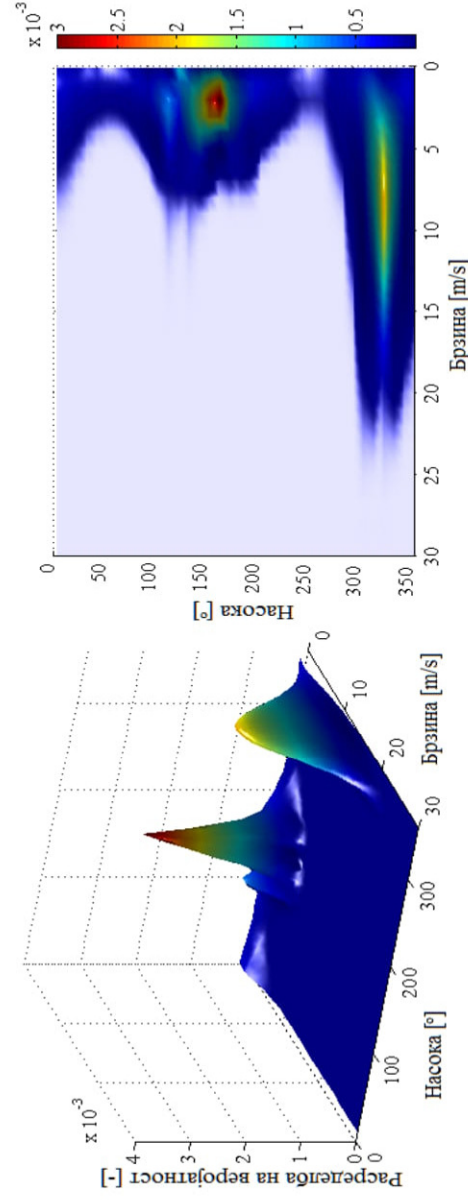


Слика 6.3 Распределба на веројатност на ветрот според повеќекратни распределби

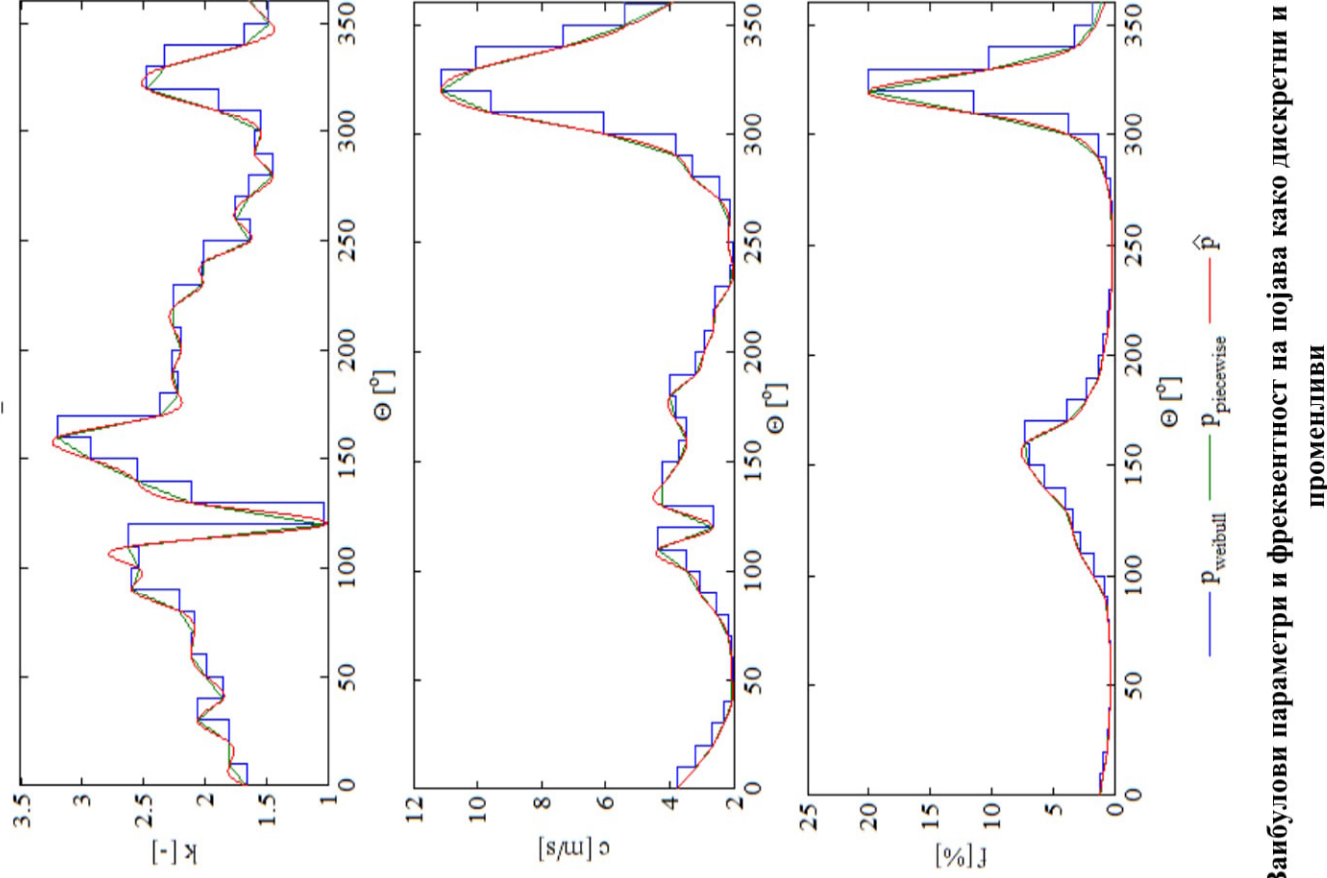
$$P_{weibull} = f(\Theta_i, k_i, c_i), i = 1, \dots, n$$



Слика 6.4 Подобрена распределба на веројатност на ветрот според повеќекратни распределби  $P_{piecewise} = f(\Theta_i, k_i, c_i, f_{occ-i}), i = 1, \dots, n$



Слика 6.5 Јадрена распределба на веројатност на ветрот  $\hat{p}$



**Слика 6.6** Ваибулови параметри и фреквентност на појава како дискретни и непрекинати променливи

Во Табела 6.1, се прикажани и проценките на грешка за 36 сектори поодделно. Грешката се пресметува помеѓу вредностите пресметани со проширената повеќекратна распределба на веројатност-  $P_{piecewise}$  и дводимензионалната јадрена функција на распределба на веројатност -  $\hat{p}$ . Вкупната пресметана грешка за целата база на податоци, изнесува  **$R^2=0,998838$** , што ја потврдува точноста на целата постапка и ја оправдува примената на дводимензионалната јадрена распределба.

**Табела 6.1 Ваибулови параметри, фреквентност на појава и проценка на грешка за 36 сектори**

$\Theta(^{\circ})$	<b>[0-10)</b>	<b>[10-20)</b>	<b>[20-30)</b>	<b>[30-40)</b>	<b>[40-50)</b>	<b>[50-60)</b>
k(-)	1,658	1,799	1,801	2,059	1,851	1,988
c(m/s)	3,776	3,199	2,664	2,325	2,052	2,047
$\bar{v}$ (m/s)	3,375	2,845	2,369	2,060	1,823	1,814
f(%)	1,161	0,904	0,576	0,447	0,365	0,305
R <sup>2</sup>	0,99972	0,99959	0,99912	0,99864	0,99901	0,99839
$\Theta(^{\circ})$	<b>[60-70)</b>	<b>[70-80)</b>	<b>[80-90)</b>	<b>[90-100)</b>	<b>[100-110)</b>	<b>[110-120)</b>
k(-)	2,113	2,086	2,204	2,594	2,534	2,424
c(m/s)	2,074	2,171	2,519	3,051	3,456	4,371
$\bar{v}$ (m/s)	1,837	1,922	2,231	2,709	3,068	3,883
f(%)	0,319	0,372	0,501	0,754	1,664	2,730
R <sup>2</sup>	0,99802	0,99811	0,99855	0,99879	0,99917	0,99948
$\Theta(^{\circ})$	<b>[120-130)</b>	<b>[130-140)</b>	<b>[140-150)</b>	<b>[150-160)</b>	<b>[160-170)</b>	<b>[170-180)</b>
k(-)	2,241	2,107	2,552	2,928	3,204	2,363
c(m/s)	4,789	4,242	4,222	3,722	3,463	3,827
$\bar{v}$ (m/s)	4,242	3,757	3,748	3,320	3,102	3,392
f(%)	3,369	3,945	5,672	6,970	7,294	3,808
R <sup>2</sup>	0,99578	0,99936	0,99966	0,99916	0,99842	0,99881
$\Theta(^{\circ})$	<b>[180-190)</b>	<b>[190-200)</b>	<b>[200-210)</b>	<b>[210-220)</b>	<b>[220-230)</b>	<b>[230-240)</b>
k(-)	2,214	2,263	2,193	2,253	2,253	2,020
c(m/s)	3,993	3,180	2,933	2,638	2,568	2,138
$\bar{v}$ (m/s)	3,536	2,817	2,597	2,337	2,275	1,895
f(%)	2,275	1,288	0,918	0,547	0,378	0,234
R <sup>2</sup>	0,99951	0,99884	0,99899	0,99886	0,99869	0,99902
$\Theta(^{\circ})$	<b>[240-250)</b>	<b>[250-260)</b>	<b>[260-270)</b>	<b>[270-280)</b>	<b>[280-290)</b>	<b>[290-300)</b>
k(-)	2,013	1,632	1,748	1,643	1,447	1,598
c(m/s)	2,031	2,177	2,136	2,446	3,285	3,796
$\bar{v}$ (m/s)	1,799	1,949	1,902	2,188	2,979	3,404
f(%)	0,200	0,179	0,232	0,315	0,685	1,319
R <sup>2</sup>	0,99870	0,99935	0,99889	0,99894	0,99893	0,99878
$\Theta(^{\circ})$	<b>[300-310)</b>	<b>[310-320)</b>	<b>[320-330)</b>	<b>[330-340)</b>	<b>[340-350)</b>	<b>[350-360)</b>
k(-)	1,542	1,894	2,474	2,327	1,684	1,471
c(m/s)	6,064	9,5989	11,135	10,053	7,732	5,344
$\bar{v}$ (m/s)	5,457	8,519	9,877	8,907	6,543	4,836
f(%)	3,707	11,398	20,038	10,179	3,234	1,716
R <sup>2</sup>	0,99954	0,99986	0,99991	0,99985	0,99985	0,99975



## 7 КРИТЕРИУМИ ЗА ОЦЕНА НА ИЗВЕДБАТА НА ОПТИМИЗАЦИСКИОТ ПРОЦЕС

Во литературата се идентификувани и утврдени пет различни критериуми за оцена на изведбата на оптимизацискиот процес за распоред на ветерни турбини: (i) годишното производство на енергија, (ii) инсталирана моќност, (iii) нивелирани трошоци за произведена енергија, (iv) финансиски баланс, и (v) нето сегашна вредност, [77]. Дополнително, годишното производство на енергија индиректно претставува критериуми за оцена на изведбата, преку следните четири величини: (i) брзината на ветрот пред секоја ветерна турбина (функција за максимизирање), (ii) редуцирана брзина на ветрот зад секоја ветерна турбина (функција за минимизирање), (iii) факторот на искористување на ветерното поле (функција за максимизирање), и (iv) ефикасноста на ветерното поле (функција за максимизирање).

Во глава 5 претставени се најпознатите модели за пресметка на редуцираната брзина на ветрот зад ветерна турбина. Во продолжение ќе бидат претставени и останатите три критериуми и за оцена на изведбата на оптимизацијата, од енергетски аспект.

### 7.1 Проценка на годишно производство на енергија

Годишното производство на енергија (eng. Annual Energy Production-AEP) е еден од најважните критериуми во развојот на проекти за искористување на енергијата на ветерот. Во повеќе од една третина од истражувањата за оптимален распоред на ветерни турбини претставени во студијата [77], годишното производство на енергија се користи како функција на цел. Други студии каде е користена оваа функција на цел при оптимизацијата, може да се разгледаат во трудовите [15, 16, 18, 21, 30-37, 123, 124].

Методот за пресметка на годишното производство на електрична енергија кој е користен во дисертацијата е преземен од студијата [32], кој до сега претставува еден од најнапредните модели во рамки на безограничувачките оптимизациски модели за распоред на ветерни турбини (eng. Untrstuced Wind Farm Layout Optimization-UWFLO). Според овој метод, годишното производство на електрична енергија ја квантифицира излезната моќност од ветерното поле во функција од: основните енергетски карактеристики на ветерните турбини, микролокациите на ветерните турбини, како и од карактеристиките на упадниот ветер. За пресметка на излезната моќност од секоја ветерна турбина, се користи кривата на моќност пропишана од производителот на ветерните турбини. Од пропишаните податоци, со интерполација и адаптација се добива функција од петти степен која во интервалот на брзината на вклучување и номиналната брзина на ветерната турбина, со голема точност ја претставува излезната моќност од ветерната турбина. За интервалот на брзини по номиналната брзина до брзината на исклучување, секако излезната моќност има константна вредност- $P_n$  и за тој интервал на брзини се користи линеарна функција. Математички, пресметката за излезната моќност- $P_i$  од  $i$ -тата ветерна турбина, може да се пресмета според изразот:

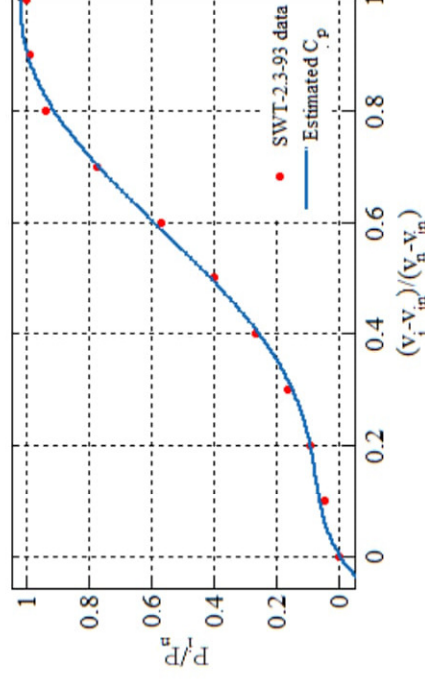
$$\frac{P_i}{P_n} = \begin{cases} P_n \left( \frac{v_i - v_{in}}{v_n - v_{in}} \right), & ако \quad v_{in} < v_i < v_n \\ 1, & ако \quad v_n < v_i < v_{out} \\ 0, & v_{out} < v_i \quad или \quad v_i < v_{in} \end{cases} \quad (7.1)$$

каде  $v_i$  се однесува на брзината на ветрот непосредно пред ветерната турбина- $i$ . Изразот дефиниран со равенката (7.1), се однесува на сведени вредности и за моќноста и за брзината. Треба да се напомене дека брзината на ветрот непосредно пред  $i$ -тата ветерна турбина не е случаен број, туку се пресметува за секоја ветерна турбина во полето, имајќи



ги предвид позиционирањата на соседните ветерни турбини, а со тоа и ефектите на бразда. Изразот за функцијата  $P_r$  ја претставува полиномната адаптирана функција од пропишаните дискретни податоци за кривата на моќност, [66, 125, 126], за ветерна турбина од типот SWT-2.3-93 (Слика 7.1):

$$P_r = 7.5599 \left( \frac{v_i - v_{in}}{v_n - v_{in}} \right)^5 - 22.8657 \left( \frac{v_i - v_{in}}{v_n - v_{in}} \right)^4 + 22.0765 \left( \frac{v_i - v_{in}}{v_n - v_{in}} \right)^3 - 6.8982 \left( \frac{v_i - v_{in}}{v_n - v_{in}} \right)^2 + 1.1501 \left( \frac{v_i - v_{in}}{v_n - v_{in}} \right) - 0.0065 \quad (7.2)$$



Слика 7.1 Дел од кривата на моќност на ветерна турбина SWT-2.3-93, адаптирана со полином од петти степен

Воедно, на овој начин на прикажување на кривата на моќност, алгоритмот за распоред на ветерни турбини може да се тестира за различен тип на ветерни турбини, со претходно познавање на нивните основни технички карактеристики.

Во моделот е предвидено и регулација на перките на ветерните турбини според промена на аксијалниот фактор на индукција-а. Конкретно, користена е зависноста помеѓу факторот на моќност- $C_p$  од аксијалниот фактор на индукција, доколку се познати неговите вредности за соодветниот опсег на брзини:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (7.3)$$

каде факторот на моќност може да биде изразен и во функција од упадната брзина на ветрот- $v_{in}$  (на висина на поставување на гондолата на ветерната турбина) и карактеристиките на ветерната турбина:

$$C_p = \frac{P_i}{P_0} = \frac{P_i}{\frac{1}{8} \rho \pi D_i^2 v_{in}^3} \quad (7.4)$$

Во равенката (7.4),  $P_0$  се однесува на расположливата енергија на ветрот.

Последователните решенија на равенката (7.2) ја даваат зависноста на аксијалниот фактор на индукција за секоја ветерна турбина, зависно од непосредните карактеристики на ветрот пред секоја ветерна турбина. Потоа, вкупната излезна моќност од ветерното поле составено од  $N$  ветерни турбини- $P_{farm}(v_i, \theta_i)$  во [kW], може да се пресмета со едноставно сумирање на поединечните излезни моќности од секоја турбина:

$$P_{farm}(v_i, \Theta_i) = \sum_{i=1}^N P_i \quad (7.5)$$

каде  $v_i$  и  $\theta_i$  ги претставуваат брзината и насоката на ветерот непосредно пред  $i$ -тата ветерна турбина.

Сметајќи дека ветерното поле треба да работи непрекинато во текот на целата година ( $365 \times 24$  часа), годишното производство на електрична енергија од едно ветерно поле- $E_{farm}$  во [kWh/god.] може да се претстави со следниот израз:

$$E_{farm} = (365 \times 24) \int_{0^\circ}^{350^\circ} \int_0^{v_{max}} P_{farm}(v, \Theta) p(v, \Theta) v dv d\Theta \quad (7.6)$$

каде  $v_{max}$  се однесува на максималната брзина на ветер евидентирана на локацијата каде треба да биде поставено ветерното поле, а  $p(v, \theta)$  ја претставува веројатноста на појава на ветер со одредена брзина  $v$  и насока  $\theta$ .

## 7.2 Фактор на искористување

Факторот на искористување (eng. Capacity Factor-CF) на ветерното поле е еден од најчесто користените критериуми за оценка на работата на ветерното поле. Во принцип, вредноста на факторот на искористување најчесто се користи како критериум за оценка на работата на веќе постоечки ветерни полиња, за компарација на податоците добиени во текот на експлоатацијата на ветерните турбини. Општо познато е дека факторот на искористување, претставува однос од годишното производство на електрична енергија- $E_{farm}$  и електричната енергија која би се добила доколку ветерното поле цела година работи со номинална инсталирана моќност, т.е. “со полн капацитет”:

$$CF = \frac{E_{farm}}{(365 \times 24) \sum_{i=1}^N P_{ni}} \times 100 \quad [\%]. \quad (7.7)$$

## 7.3 Ефикасност на ветерно поле

Ефикасноста на ветерното поле, утврдено е да се определува на еден помалку вообичаен начин, [127]:

$$\eta_{farm} = \frac{P_{farm}}{\sum_{i=1}^N P_{0i}} \quad (7.8)$$

каде  $P_{0i}$  се однесува на моќноста на  $i$ -тата турбина која таа би ја имала доколку работи како самостоен ентитет, за зададената димензионална распределба на ветерот. Во енергетиката, вообичаен начин на дефинирање на ефикасноста како квантитативна мерка за количеството на конвертирана енергија од некој уред/процес, е односот од влезната (примарна) и излезната (секундарна) енергија од уредот/процесот. Поради самото постоење на Бетцовата граница за максималното количество енергија која може да се искористи од севкупната расположлива кинетичка енергија на упадниот ветер, утврдено е дека ефикасноста на едно ветерно поле (не и на ветерните турбини), може да се определува според равенката (7.8).

## 8 ТЕХНО-ЕКОНОМСКО ПАРАМЕТРИРАЊЕ НА ВЕТЕРНОТО ПОЛЕ

### 8.1 Општ пристап

Во последните 20 години, за проценка крајната цена се развиени разни модели како за копнените, така и за вон копнените ветерни полиња. Некои од позначајните модели се: “Short-cut model”, [128]; “DOE/NREL scaling model”, [129]; “JEDI cost model”, [130]; “OWECOP-Prob cost model”, [131]; “Response surface-based-RSB wind farm cost”, [32], како и најчесто применуваниот модел за пресметка на сегашна вредност на ветерното поле, [43, 132]. Некои од моделите се однесуваат само на проценка на трошоците за ветерните турбини и тоа се поедноставени пристапи, а некои пак имаат покомплексен пристап и се однесуваат на целокупниот систем за проектирање, инсталација и експлоатација на ветерната електрична централа. Во дисертацијата, користен е комплексен модел, со подобрувања на начините за проценка на трошоците при инсталацијата на ветерните турбини и електричните врски меѓу нив.

Важно е да се направи јасна разлика помеѓу трошоците на ветерното поле во смисла на инсталиран капацитет- вкупни капитални трошоци и променливи трошоци, и сведените трошоци за произведена електрична енергија ( $\text{€}/\text{kWh}$ ), при што се земаат предвид карактеристиките на ветрот на конкретна локација. Сите анализи во истражувањето се однесуваат на сведени трошоци за произведена електрична енергија, бидејќи даваат посеопфатни информации, а се апликативни и за компаративна анализа со останатите технологии за производство на електрична енергија.

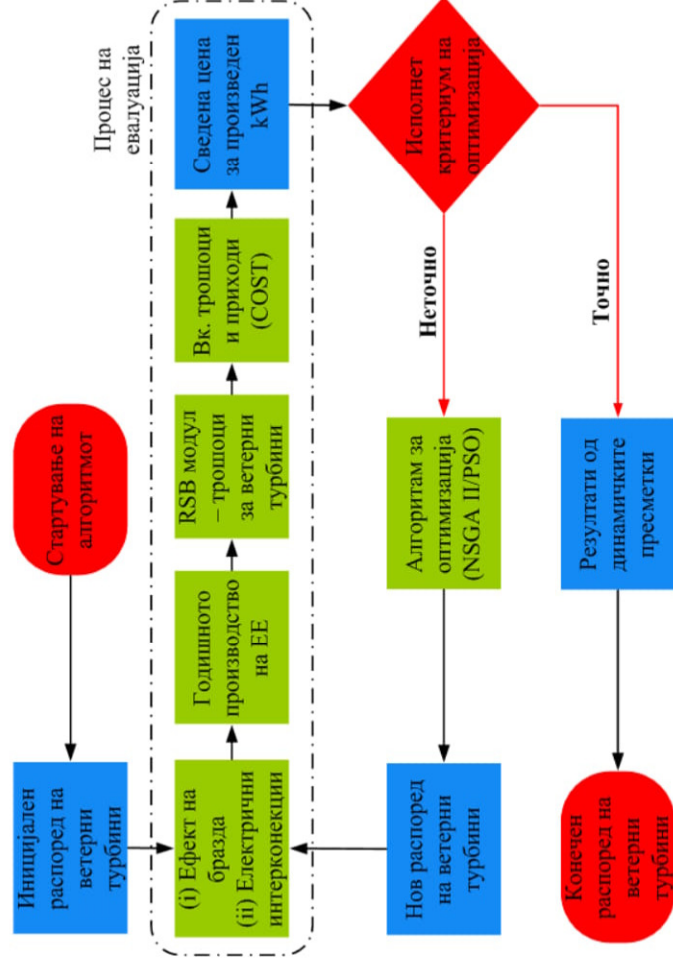
Во процесот на конструирање на техно-економските параметри како една од целните функции при оптимизацијата, во дисертацијата е избран модуларен пристап. Во неколку етапи се анализирани и динамички се пресметани специфичните трошоци и приходи, зависно од времето на реализација. Во продолжение детално ќе биде претставен моделот, кој претставува комбинација од моделите “RSB wind farm cost” и “Levelized Cost of Energy-LCOE” претставени во [32, 43], респективно. Дополнително, во развиениот модел внесен е член кој ќе ја земе предвид варијацијата на цената на ветерната турбина во зависност од висината на столбот.

На Слика 8.1 даден е шематски приказ на динамичката пресметка на сведената цена на произведен kWh, која грубо може да се претстави во четири чекори.

Сведената цена за произведената електрична енергија ( $\text{€}/\text{kWh}$ ) (eng. Levelized Cost of Energy-LCOE) претставуваат основна мерка за приказ и споредба на исплатливоста на проектите во енергетиката. Кога станува збор за искористувањето на енергијата на ветрот, сведената цена на произведената електрична енергија претставува збир од сите трошоци кои ќе настанат при изградбата и работата на едно ветерно поле, сведени со есконтна стапка за целиот период на експлоатација. Воедно, со истата есконтна стапка се пресметуваат и сите приходи од очекуваните годишни производства на електрична енергија. Проценката на цената на една ветерна електрана изискува внимателна евалуација на сите трошоци и приходи во текот на животниот век на истата.

Сведената цена на произведената електрична енергија, може да се дефинира како сегашна вредност на цената на произведената електрична енергија во единица [ $\text{€}/\text{kWh}$ ], имајќи ги предвид капиталните инвестициски трошоци, како и трошоците настанати за одржување на електраната во текот на експлоатациониот период.





Слика 8.1 Модуларен пристап при техно-економската параметризација на оптимизациониот процес

Како што е претставено со равенката (8.1), за да се пресмета сведената цена на произведен kWh-LCOE, потребно е првично да се пресмета годишното производство на електрична енергија од ветерното поле. Меѓутоа, комплетната електрична инфраструктура на ветерната електрана (позиционирањето на трафостаницата, кабловските интерконекции помеѓу ветерните турбини и трафостаницата, далновод) влијаат врз електричните загуби, што се одразува врз крајната вредност на  $E_{farm,t}$ , а и директно врз инвестициските трошоци. Секако, она што не е цел на оптимизација во дисертацијата, а има значаен удел во капиталните трошоци при изградба на една ветерна електрична централа, се градежните работи, изградба на пристапни патишта, адаптација на локалниот терен и тн.- параметри кои се земени со фиксен процентуален удел во пресметките.

За да се направи проценка на сведената цена на електричната енергија, потребно е следствено да се извршат следните чекори: i) определба на распоредот на ветерните турбини на зададената локација, имајќи ја предвид појавата на ефектот на бразда и загубите поради електричната инфраструктура, ii) проценка на годишното производство на електрична енергија, iii) пресметка на капиталните трошоци за ветерната електрична централа според предложениот RSB метод, и iv) пресметка на вкупните трошоци-  $C_i$ . Сведената цена на произведен kWh-LCOE, се дефинира како функција од вкупната произведена електрична енергија и вкупните трошоци (вклучително и трошоците во текот на експлоатацијата и оние на крајот на експлоатациониот период):

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_{farm}}{(1+r)^i}} \quad (8.1)$$

каде  $p$  е периодот на експлоатација,  $C_i$  се вкупните трошоци во  $i$ -тата година,  $r$  е есконтната стапка предвидена за целиот проект.

Моделот за анализа на техно-економските параметри кој е инкорпориран во алгоритмите за оптимизација на распределбата на ветерните турбини, е развиен врз база

на податоците кои се користени во физибилити студијата за ветерната електрична централа- Богданци, [66]. Следствено, моделот разработен во дисертацијата може да се адаптира и да ги прикажува трошоците кои се параметризирани и потврдени во однос на реалните трошоци што ќе настанат при инсталацијата и работата на едно копнено ветерно поле со инсталиран капацитет во опсегот 30-100 MW и моќност на секоја ветерна турбина во опсегот 1,5–3 MW.

Очекувано е одредено несоваѓање со реалните податоци, поради поопштиот пристап во моделот. Од информациите изложени во повеќе студии и извештаи за проектирање на едно ветерно поле, вкупните трошоци при изградбата на едно копнено ветерно поле, се поделени во десет главни сегменти со различна временска дисперзираност во проектот. Во Табела 8.1 прикажани се сите трошоци, распоредени според времето на реализација и според нивната процентуална инклузивност во вкупните трошоци на проектот. Секој сегмент од трошоците е прикажан како дел од капиталните трошоци (eng. Capital Expenditures-CAPEX), годишни оперативни трошоци (eng. Operational Expenditure-OPEX) или од трошоците предвидени за затворање на проектот-замена или ревитализација на ветерните турбини (eng. Decommissioning Expenditures-DEPEX).

**Табела 8.1 Приказ на трошоците при почеток, експлоатација и затворање на проектот**

Опис на трошок	CAPEX	OPEX	DEPEX
1. Ветерни турбини (и мрежни трансформатори)	~62%	–	–
2. Далноводи, трафостаница, електрични интерконекции	~5.5%	–	–
3. Темели	~1.8%	–	–
4. Пристапни патишта	~3.1%	–	–
5. Градежни работи при поставување на ветерни турбини	~2%	–	–
6. Транспорт на опрема, осигурување	~1.5%	–	–
7. Човечки ресурси	~1%	–	–
8. Тековни трошоци при експлоатација	–	~19%	–
9. Крај на проектот	–	–	~0.5%
10. Непредвидени трошоци	~3.5%	~0.1%	–

## 8.2 Капитални инвестициски трошоци (CAPEX)

### 8.2.1 Ветерни турбини

Најголемиот дел од капиталните трошоци припаѓаат на изборот и на поставувањето на соодветните ветерни турбини. Од тие причини, при проектирањето на едно ветерно поле, се прават повеќе сценарија, кои вклучуваат ветерни турбини со различна инсталирана моќност и различен број на поставени ветерни турбини. Инвестициските трошоци за поставување на ветерни турбини со инсталирана моќност од 1,5 MW или 3 MW, не се разликуваат значително, а сепак долгорочно гледано во текот на експлоатацијата, придонесот од произведената електрична енергија значително ќе се разликува. Генерално, цените на ветерните турбини не се јавно достапни податоци, но постојат одредени проценки од страна на светските и европски комисији и агенции за обновливи извори на енергија, кои се однесуваат на цена за инсталиран MW, одделно за поставување на копнени и вон копнени ветерни турбини, [133].

Со оглед на тоа што главен фокус во дисертацијата е оптимален распоред на ветерни турбини на одредена локација, следствено е детално да се моделираат инвестициските трошоци каде променлива може да биде инсталираната моќност на ветерното поле и бројот на поставени единици.



### 8.2.2 Модел за спецификација на тип и број на ветерни турбини

Како што е напоменато во општиот дел, во склоп на пресметките на техно-економските параметри за едно ветерно поле, користен е математички модел за пресметка на трошоците за набавување на ветерните турбини, [32]. Во наведеното истражување, моделот се користи директно во оптимизациониот алгоритам како единствена функција на цел, без проценка на вкупните сведени трошоци и приходи. Станува збор за т.н. “Response Surface Based Method”-RSB метод, кој има две големи предности: (i) вкупниот трошок за набавка на ветерните турбини е претставен како непрекината аналитичка функција, која едноставно се имплементира како критериум при оптимизацијата, без оглед на тоа каква стратегија на пребарување користи конкретниот алгоритам, и (ii) проценетата вредност на овој главен трошок лесно се имплементира во другите трошоци, за понатамошно тестирање на алгоритмите за оптимизација. Вкупниот трошок за набавка на ветерните турбини е во функција од бројот на турбини и вкупната инсталирана моќност на ветерното поле. RSB моделот, практично ги дефинира овие трошоци како радијално основана функција (eng. Radial basis function), [134]. Радијално основаните функции се користат во различни сфери при истражувањата и овозможуваат конвергенција на повеќедимензионалните расфрлани податоци. Конвергенцијата се прави по итеративен пат, со пресметка на Евклидови растојанија на расфрланите податоците до податокот со најпосакуваната вредност. За ветерно поле составено од  $N$  ветерни турбини, секоја со инсталирана моќност  $P_i$ , радијално основаната функција за трошоци за ветерните турбини-  $Cost(P_i, N)$  е изразена како:

$$Cost(P_n, N) = \sum_{i=1}^{n_t} \sigma_i \sqrt{(P_n - P_n^i)^2 + (N - N^i)^2} + c^2 \quad (8.2)$$

каде,  $P_n^i$  и  $N^i$  се инсталираната моќност и бројот на турбини при  $i$ -тата радијална точка, респективно. Моделот за кој се изложени резултати во оваа дисертација, разработува поставување на ветерни турбини со инсталирана моќност од 2,3 MW. За оваа номинална вредност на моќност, од искуството при тестирање на моделот, утврдената вредност за слободниот член  $c$  изнесува 0,9. Тежинските параметри  $\sigma_i$  се определуваат со метод на најмали квадрати. Вредноста на трошоците за ветерните турбини се изразени во единица EUR/kW инсталирана моќност. Во моделот може да се вклучи и инсталирање на ист тип на ветерни турбини, но со различна висина на столбот, со цел поуспешно одбегнување на ефектот на бразда и турбуленциите настанати поради околни нерамнини на теренот.

Во случај кога може да се избераат различни висини на поставување на ветерните турбини, тоа значи и дефинирање цената на ветерната турбина во зависност од висината на столбот. За поточно дефинирање на цената на ветерната турбина во функција од висината на столбот, потребно е трошоците за темелите да не се земаат предвид, бидејќи со порастот на висината пропорционално расте и цената за втемелување на ветерната турбина. Со користење на податоци изложени во повеќе истражувања до сега, [130, 135-139], преку интерполација на податоците за различни висини на столбот и вкупна цена на чинење на една ветерна турбина, се изведува следната функцииска зависност:

$$Cost_{WT}(h) = 17230 \cdot h(m) + 2120000 \text{ [EUR]} \quad (8.3)$$

Изложената функција се однесува на цена на чинење на ветерна турбина со номинална моќност од 2,3 MW, висината на поставување во алгоритмот е една од дискретизираните податоци во опсегот 80-130 m, со чекор 10 m. Одлуката за дискретизирање на овие податоци е донесена со цел и ваквото решение да биде реално изводливо и во рамките на исплагливите трошоци. Секое сценарио кое би предвидело непрекината променлива при

избор на висината на поставување на гондолата, би значело дека во ветерното поле секоја ветерна турбина ќе има засебна висина. Ваквиот избор доведува до изработка на ветерните турбини по нарачка, а не според достапните каталожки ветерни турбини, што би ја зголемило цената на чинење на ветерните турбини.

Во случај кога во ветерното поле фигурираат ветерници со различна цена (поради различната висина на поставување на гондолата), функцијата за пресметка на вкупните трошоци за ветерните турбини, е дадена со следниот израз:

$$\text{Cost}_{\text{farm}} = \sum_{k=1}^{n_t} \text{Cost}(P_n, N^k) \cdot P_n \cdot N^k \quad (8.4)$$

каде,  $n_t$  се однесува на бројот на ветерни турбини со различна висина,  $N^k$  е бројот на ветерни турбини со иста висина под реден број  $k$  и  $P_n$  е номиналната моќност на турбините.

Моделот може да се развие така што во ветерното поле ќе фигурираат различни типови на турбини и во однос на номиналната моќност. Со цел да се тестира точноста на алгоритмите, симулираните модели користат реални податоци од ветерната електрана во Богданци, па изведба со различни типови на ветерни турбини не е предвидена.

### 8.2.3 Поставување и темели

Важни предуслови за реализација на едно ветерно поле се достапноста на теренот од аспект на пристапноста кој соодветните микро-локации, како и од аспект на сопственоста на земјиштето. Во капиталната инвестиција, трошоците за изработка основата (темелот), многу зависат од условите на плото на комплетната локација каде треба да се постави ветерното поле. Постојат многу истражувања, каде се испитува зависноста на капиталната инвестиција од карактеристиките на почвата каде треба да се поставуваат темелите на ветерните турбини. Условите на почвата треба да се согледаат во раната фаза на проектирање на ветерното поле. Ваквите анализи се поопсежни и изискуваат стручни геолошки познавања и како такви не се предвидени при оптимизацијата работена за потребите на ова истражување. Дополнително, алатките за оптимизација на распоредот на ветерни турбини се развиваат уште пред да се утврди типот на почвата и состојбата на земјиштето. Со цел истражувањата и анализите за определување на микро-локациите на ветерните турбини да останат непроменети по востановувањето на карактеристиките на земјиштето, потребно е во оваа фаза трошоците кои се предвидуваат за темелите да се поедноставни. Треба да се има предвид и можноста за селекција на различни висини на столбот на ветерната турбина, што повторно директно влијае врз цената и изведбата на темелот на конкретната турбина. Затоа, во развиените алгоритми користени се емпириски податоци за бетонска изведба на темелите, кои се утврдени како најчести при изградба во услови на ситно-каменеста нерастресита почва.

Голема ставка од инвестициските трошоци, треба да се предвидени за изградба на пристапните патишта до секоја микро-локација. потребните кранови и дигалки за поставување на ветерните турбини, како и сета механизација за втемелување на истите.

Вкупните трошоци по овие основи, во алгоритмите се земени околу 5% од вкупните капитални трошоци.

### 8.2.4 Електрични интерконекции

По поставувањето на ветерните турбини, прво потребно е да се изведе нивно меѓусебно поврзување, а потоа и поврзување кон електроенергетскиот систем каде ќе се предаде произведената електрична енергија. Кабловските електрични поврзувања меѓу турбините се изведуваат подземно, генерално на напонско ниво од 20 kV. Повисоки

напонски нивоа за ваквите поврзувања, може значително да влијаат во инвестициските трошоци, а пониските напонски нивоа (на пример 10 kV, 12 kV или 13,8 kV) се одликуваат со зголемени загуби и затоа се избегнуваат. Надземни интерконекции меѓу ветерните турбини, иако може помалку да го чинаат инвеститорот, сепак се избегнуваат поради безбедности и естетски причини.

При планирањето на копнено ветерно поле во услови на терен со сложена орографија, посебно внимание треба да се посвети кон одредувањето на локацијата на трафостаницата. Самата трафостаница и начинот на поврзување на ветерното поле кон постоечкиот електроенергетски систем, се ставка која се проценува на 7-10% од вкупните капитални трошоци. Правилно е, секоја нова електрана да се поврзе со електроенергетскиот систем на напонско ниво кое е во опсегот на инсталираната моќност на електраната. Дополнително, имајќи предвид дека во алгоритмите тестирали се ветерни турбини со моќност 1,5-3 MW, а нивниот број е во опсегот 15-40, инсталираната моќност на идејното решение за ветерното поле не би имала вредност помала од 45 MW. Со оглед на фактот дека во Република Македонија преносот на електрична енергија се остварува на три напонски нивоа: 110 kV, 220 kV и 400 kV (69 kV напонско ниво кое е пракса во европските држави, не постои), се заклучува дека секоја изведба на ветерно поле треба да се поврзе директно (или индиректно) во електроенергетскиот систем преку далновод на 110 kV напонско ниво. Понатамошна анализа на овие трошоци, не е предвидена во дисертацијата.

Она што е важно при моделирањето на едно ветерно поле, е фактот што трафостаницата со комплетната опрема која ја содржи треба да биде поставена на одредена површина со комплетно рамен терен. Во оптимизациските алгоритми развиени во дисертацијата, локацијата на трафостаницата може да се определи на два начини: по случаен пат, поради неможноста да се вчитаат топографските податоци во софтверот каде се развивани алгоритмите или да е однапред дефинирана според зададени координати.

Секое крајно решение за позиционирање на ветерни турбини, потоа се тестира со краток модул кој е дополнително развиен и кој ги определува најкратките патеки за поставување на кабловските електрични поврзувања меѓу турбините и трафостаницата. Овој сегмент е развиен со цел карактеризирање на влијанието што распоредот на ветерното поле го има врз крајните капитални трошоци. Треба да се има предвид, дека при подетална анализа на ваквиот оптимизациски процес, целта не би била да се одбере само најкраток пат за електрични поврзувања, туку и соодветното напонско ниво на истите, зависно од количеството на електрична енергија која треба да се спроведе до трафостаницата.

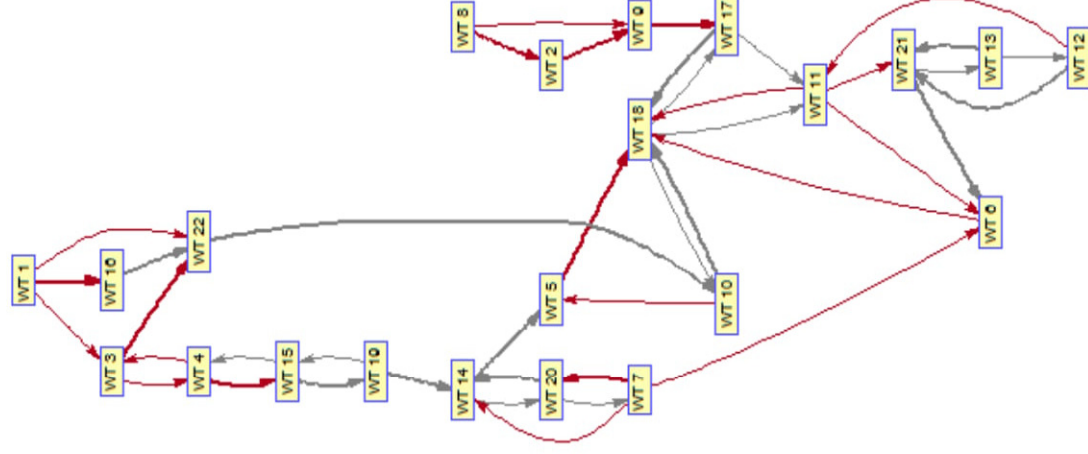
Според некои истражувања вкупните трошоци за електричните интерконекции може да достигнат вредност во опсегот 15-30% од вкупните инвестициски трошоци, [140, 141]. Од тие причини, кога се анализира оптимизацискиот процес за позиционирање на ветерните турбини од електротехнички аспект, важен дел претставува и оптимизирањето на електричните врски помеѓу турбините, не само заради намалување на инвестициските трошоци, туку и од аспект на редуцирање на загубите на моќност кога ветерното поле ќе работи. Бидејќи комплексноста на оваа тема е голема и доволна за комплетно ново истражување, за потребите на оваа дисертација користен е поедноставен алгоритам. Пред да се развие соодветниот краток оптимизациски алгоритам за овие потреби, направени се следните претпоставки:

- сите електрични интерконекции помеѓу ветерните турбини и трафостаницата ќе бидат подземни;
- капацитетот на сите врски е однапред познат;



- цената на електричната врска пропорционално се зголемува со зголемување на нејзината должината. Пропорцијата е направена со процентуален удел и трансформација на истиот во единични големини;
- секоја ветерна турбина во просек има исто производство, со оглед на малата територијална распространетост на ветерното поле, и тоа се зема предвид како една единечна големина.

Методот кој е користен за избор на најкратка електрична конекција помеѓу ветерни турбини за конкретната конфигурација на распоред во ветерно поле, е Евклидова минимална покривка (eng. Euclidean Minimum Spanning Tree), [142]. Секоја микро-локација на ветерна турбина, е претставена во дводимензионален декартов систем и тие практично се јазлите во графот. Врз основа на определените парови на точки, се конструира комплетниот граф со сите Евклидови растојанија помеѓу секој пар јазли. Потоа врз основа на вредноста на евклидовото растојание, се отфрлаат гранките од графот со најголеми тежински фактори, односно најдолгите врски. Пресметката на минималната распространетост при поврзување на јазлите на овој граф се користи како функција на цел, која што треба да ги намали трошоците за електричните интерконекции. На слика 8.2 е прикажан дел од процесот при изнаоѓање на крајниот поврзан граф според Евклидовата минимална покривка.



Слика 8.2 Изглед на процесот на пребарување на најкратката конекција меѓу турбините, со помош на Евклидова минимална покривка

Треба да се нагласи дека при селекцијата на најкратката патека, се внимава на текот на електричната енергија во целата конфигурација на ветерно поле. Ваков тип на алгоритам, каде се внимава за текот на поврзување на јазлите, се нарекува “насочен” алгоритам.

Целта на овој краток модел е да се намали вкупната цена, со намалување на електричните врски помеѓу ветерните турбини кои треба да ја соберат енергијата произведена од секоја ветерна турбина и истата да ја предадат во трафостаницата димензионирана за конкретното ветерно поле. Секако, уделот од ваквата оптимизација не е фрапантен, но е воочлив при споредба на праметрите за економска корист од минимизирање на вкупните трошоци на каблите. Исто така, разумно е да се очекува дека оптималното решение ќе обезбеди едноставен, но робустен дизајн за мрежата од кабли кои ги поврзуваат ветерниците меѓусебно.

## **8.2.5 Организациона работа**

Секоја фаза при изградбата на едно ветерно поле се вреднува и според очекуваното време кое е потребно да се изврши конкретната активност. Изградбата на ветерно поле со капацитет во опсегот кој е предвиден, се завршува во просек за 12-18 месеци. Најголема екипираност на соодветен техничко-технолошки кадар и луѓе има во периодот на реализација на ветерното поле. Организационската работа во алгоритмите е предвидена да учествува со вредност околу 1% од капиталната инвестиција.

## **8.3 Тековни трошоци и приходи при експлоатација (OPEX)**

### **8.3.1 Тековни трошоци при експлоатација**

Трошоците при експлоатација и одржување за ветерни електрани се слични како и за сите постројки за конверзија на енергија кои користат некој обновливи извор на енергија. Општо познато е дека кај постројките на обновливи извори на енергија, трошоците при експлоатацијата се значително пониски споредено со постројките кои користат некој од конвенционалните (фосилни) горива и нуклеарните центри. Во бројни извештаи и искуствени практики, се укажува дека ваквите трошоци при планирање на едно ветерно поле треба да бидат во опсегот 18-24%. Варијациите се внесуваат поради предвидениот опсег на инсталиран капацитет на ветрогенераторите, како и поради типот на ветрогенератор и комплетната конфигурација (пр. дали во спрегата меѓу роторот и генераторот е поставен редуктор или станува збор за директно погонувани ветрогенератори). Во овие трошоци се планираат и исплатите за кадарот задолжен за исправна работа и одржување на целото ветерно поле. Во моделот, не се предвидени оперативни трошоци за посериозни и профилактички ремонти на генераторите, бидејќи истите се предвидуваат за ветрогенератори со поголема инсталирана моќност (>3,5 MW), [135]. Најчесто во физибилити студиите и индустриските извештаи, оперативните трошоци се предвидуваат околу 0,005-0,012 EUR/kWh годишно, [66, 136, 130].

### **8.3.2 Тековни приходи при експлоатација**

Во Република Македонија, едно ветерно поле може да се стекне со статус на повластен производител ако неговата инсталирана моќност е помала или еднаква на 50 MW, како што е изложено во член 8 од уредбата за повластени тарифи за електрична енергија, во Службен весник на Република Македонија бр. 56/2013, [143]. Износот на повластена тарифа изнесува 8,9 €/kWh. Уредбата подоцна е дополнета со одлука во која постепено е назначен порастот на квотата на инсталираната моќност на идни ветерни полиња, за да се стекнат со истиот статус повластени производители, а вредноста на повластената тарифа е иста, [144]:



**Табела 8.2** Пораст на квотата на инсталираната моќност за повластени производители на електрична енергија, од ветерна енергија, [144]

Период	до 31.XII.2018	до 31.XII.2020	до 31.XII.2025
Квота (инсталирана моќност на ветерно поле)	65 MW	100 MW	150 MW

Во истражувањата во оваа дисертација, анализите се однесуваат на површината на земјиштето околу 4-7 km<sup>2</sup>. Имајќи ги предвид ограничувањата во растојанијата за поставување на соседни ветерни турбини (5-9 дијаметри во доминантната насока на ветрот и 3-5 дијаметри во насока нормална на доминантната), идејното решение за ветерното поле не би имало вредност помала од 45 MW и нема да надмине 200 MW. Од тие причини и повластената тарифа е сметана за фиксна во сите анализи.

#### 8.4 Затворање на проектот (DEREX)

По завршување на периодот на експлоатација на ветерните турбини, што во истражувачки проекти претежно се предвидува на 20 години, проектот на конкретното ветерно поле треба да се затвори. Генерално тоа значи да се отстранат ветерните турбини и нивните темели. Алтернативно, може да се изведе ревитализација на проектот, со тоа што ќе се отстранат дотрајаните ветерни турбини и ќе се заменат со нови (најчесто со поголема инсталирана моќност), на веќе постоечките микро-локации. Во тој случај, трошоците за поставување на новата опрема ќе бидат значително пониски отколку за тековниот проект, поради постоењето на главните компоненти (пагишта, трафостаница, далновод).

Во случајов, во функцијата на цел за сведените вкупни трошоци и приходи, се смета дека ветерните турбини ќе бидат отстранети, со тоа што вкопаните кабловски интерконекции нема да се отстрануваат. По отстранувањето, комплетната дотраена опрема од ветерното поле, може да се рециклира и се третира како отпад за: старо железно (челик) и јаглеродни влакна. Поради големите варијации во откупната цена на вакиот тип на отпад, не може до крај прецизно да се предвидат трошоците за демонтажа и приходите кои би настанале од продажбата. Моменталната откупна цена за нерѓосувачки челик околу 150 EUR/t, [145]. Во многу студии, се прави провизорна пресметка дека од секое куќиште- гондола, може да се добијат околу 50 t челик, а зависно од висината- од кулата може да се добие стар челик во опсегот 120-140 t. Воедно не треба да се занемарат и перките на ветерните турбини, кои најчесто се изработени од композитна смеса, генерално составена од јаглеродни влакна и епоксидно стакло. За разлика од порано, денес и оваа композитна смеса се рециклира, дел за добивање цемент, а дел за изработка на детски игралишта во јавен простор, [146]. Откупната цена на перките не е предвидена во пресметките. Билансот од демонтажата на опремата и откупот на старите материјали, во моделот е предвидено како трошоци околу 0,5% од LCOE.

#### 8.5 Резиме кон техно-економските параметри при димензионирање на ветерно поле

За да се пресмета функцијата на цел, која како краен резултат ја дава сведената цена на произведена електрична енергија, погоре е подетално произнесено за кои параметри потребно е да се направат одредени проценки. Вредностите на тие параметри, се следни:

- инсталирана моќност на секоја ветерна турбина тестирана е во опсег 1,5-3 MW, со средна вредност 2,3 MW;
- вредноста на капиталните инвестиции е во опсег 1000-1300 EUR/kW, со средна вредност 1150 MW;

- трошоците за одржување при експлоатацијата се во опсег 10-20% од вкупните сведени трошоци, со централна вредност 15% (1-1,5  $\text{€}/\text{kWh}$ , средна вредност 1,2  $\text{€}/\text{kWh}$ );
- период на експлоатација на ветерната турбина 20 години;
- есконтна стапка и за трошоците и за приходите е фиксна за целиот период на експлоатација и изнесува 8%;
- стапна на инфлација не е предвидена;
- факторот на искористување на ветерните турбини е во опсегот 19-45%, со централна вредност 30% (односно 1700-3945 h оперативна работа годишно, централна вредност 2628 h). Варијацијата на капацитетот на искористување зависи од инсталираната моќност на ветерните турбини;
- повластената тарифа за произведената електрична енергија во текот на целиот експлоатационен период изнесува 8,9  $\text{€}/\text{kWh}$ , [66, 135, 136, 144].

## 9 АНАЛИТИЧКИ МОДЕЛ ЗА ПРИКАЗ НА ПОСТАПКАТА НА ИЗВРШУВАЊЕ НА АЛГОРИТМИТЕ

Пресметката на произведената електрична енергија од едно ветерно поле е сложена постапка која директно зависи од комплетната конфигурација на полето, како и од микро-локациите на ветерните турбини. Струењата на ветерот во склоп на едно ветерно поле се комплексни, првично поради појавата на ефектот на бразда, а и поради амбиенталните турбуленции предизвикани од локалниот терен. При димензионирање на едно ветерно поле, од голема важност е да се направи адекватна проценка на брзината на ветерот пред секоја ветерна турбина, а потоа и поединечното годишно производство на електрична енергија. Затоа, првично потребно е да се определи бројот на ветерни турбини и нивните микро-локации. Во дисертацијата се разгледува ветерно поле со дефинирани крајни димензии на теренот и зададен број на ветерни турбини. Брзината на упадниот ветер-  $v(z)$  пред секоја ветерна турбина се пресметува според изразот:

$$v(z) = v_{ref} \frac{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (9.1)$$

каде  $v_{ref}$  е референтна брзината на ветерот на висина  $z_{ref}$ ,  $z_0$  е висината на нерамност на тлото на конкретната локација. Во дисертацијата, во почетниот случај е претпоставена униформна распределба на упадниот ветер. Потоа за да се идентификува подобрувањето во пристапот на моделирање на едно ветерно поле, имплементирана е непрекината репрезентација на параметрите на ветерот. Во тој случај пресметката на вкупната излезна моќност од ветерното поле, треба да се прави според равенката (7.5). За математичко поедноставување на проблемот, изведена е равенката (9.2), која претставува дискретизиран израз за пресметка на годишното производство на електрична енергија.

$$E_{farm} = (365 \times 24) \sum_{i=1}^{N_p} P_{farm}(v_i, \Theta_i) p(v_i, \Theta_i) \Delta v \Delta \Theta \quad (9.2)$$

$$\Delta v \Delta \Theta = v_{max} \times 360^\circ / N_p$$

Односно, годишното производство на електрична енергија претставува збир од поединечните производства на ветерните турбини, во множеството случајно распределени карактеристики на ветерот- $N_p$ . Во двата алгоритми, интегриран е Монте Карло метод со користење на Соболов квази-случаен генератор на променливи, за да може да се симулираат тие  $N_p$  случајни променливи.

Строго последователниот процес на оптимално позиционирање на ветерните турбини и пресметката на функцијата на цел, е прикажан во наредните чекори. Ваквиот пристап, идентично, е применет и во двата алгоритми.

1. На почетокот на секоја ветерна турбина и се доделуваат вредности за координати  $(X_i, Y_i)$  во фиксен координатен систем  $(X, Y)$ . Потоа, овој систем се трансформира во друг координатен систем  $(x, y)$  со помош на изразот (9.3), т.ш. позитивната насока по  $x$ -оската е усогласена со доминантната насока на дување на ветерот (константна или променлива):

$$\begin{bmatrix} x_i \\ y_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \Theta & -\sin \Theta \\ \sin \Theta & \cos \Theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_i \\ Y_i \end{bmatrix} \quad (9.3)$$

Во горниот израз, аголот  $\theta$  е мерен во насока на стрелките на часовникот и го следи поместувањето на микро-локацијата по x-оската. Растојанието помеѓу било кои две турбини (i и j) се означува со изразот:

$$\Delta x_{ij} = x_j - x_i, \quad \Delta y_{ij} = y_j - y_i. \quad (9.4)$$

Во некои истражувања како мерило за растојанието помеѓу две турбини, се користи Евклидово растојание. Математички, податокот што се добива на тој начин е во ред, но во наредната итерација постои можност позицијата на конкретната ветерна турбина да не конвергира кон најдобрата локална позиција. Доколку растојанието се пресметува според изразот (9.4) и на самиот алгоритам му се олеснува работата при одлучување за корекција на соодветната координата во наредната итерација, доколку воопшто има потреба за корекција.

2. Кога се определени микролокациите на сите ветерни турбини, се конструира инцидентна матрица-M, за да се утврди дали турбината е лоцирана на место кое е под влијание на ефект на бразда од една или повеќе други ветерни турбини.

$$M_{ij} = \begin{cases} +1 & \text{ако } WT_i \text{ влијае врз } WT_j \\ -1 & \text{ако } WT_j \text{ влијае врз } WT_i \\ 0 & \text{доколку нема заемно влијание} \end{cases} \quad (9.5)$$

каде j-тата ветерна турбина е под влијание од ефектот бразда креирана од i-тата ветерна турбина, ако и само ако важат условите:

$$\Delta x_{ij} < 0 \wedge |\Delta y_{ij}| - \frac{D_j}{2} < \frac{D_{wake,ij}}{2}. \quad (9.6)$$

Во изразот (9.6)  $D_j$  е дијаметарот на роторот на j-тата ветерна турбина, а  $D_{ij}$  е дијаметарот на ефектот на бразда создаден од турбината i.

3. Ветерните турбини се рангираат ( $R_i=1,2,\dots,N_i$ ) во растечки редослед според вредноста на x-координатата. Притоа, колку што е поблиску ветерната турбина до упадната брзина на ветер (ветрот кој навлегува во ветерното поле), толку е помал нејзиниот ранг. Доколку било кои две турбини имаат иста x-координата, на тие две ќе им биде доделен ист ранг.
4. При пресметката на годишното производство на енергија, брзината на ветерот е семплирана со чекор 1 m/s, а за насоката на ветерот се користи скала во опсегот  $0^\circ - 359^\circ$ , со чекор од  $1^\circ$ . За секој пар на податци за упадните брзина и насока на ветерот кон полето ( $N_p$ ), се ажурира состојбата во аналитичкиот модел за пресметка на ефектот на бразда. Произведената моќност која се генерира од секоја ветерна турбина (пр. j-тата турбина), се пресметува последователно според нејзиниот ранг. На овој начин се гарантира адекватна пресметка за влијанието на ефектот на бразда (индивидуално и повеќекратно) од турбините кои имаат помал ранг од конкретната турбина за која се прави пресметката на произведена моќност. Турбината со ранг j, може да биде позиционирана делумно или целосно во ефектот на бразда создаден од други ветерни турбини. Ефектот на бразда кој го создава секоја претходна турбина (пр. турбината k), за чие влијание врз турбината j важи дека  $M_{kj}=1$ , се претставува на следниот начин:

4.1 Ако роторот на j-тата турбина комплетно се наоѓа во зоната на ефектот на бразда на k-тата турбина, тогаш:



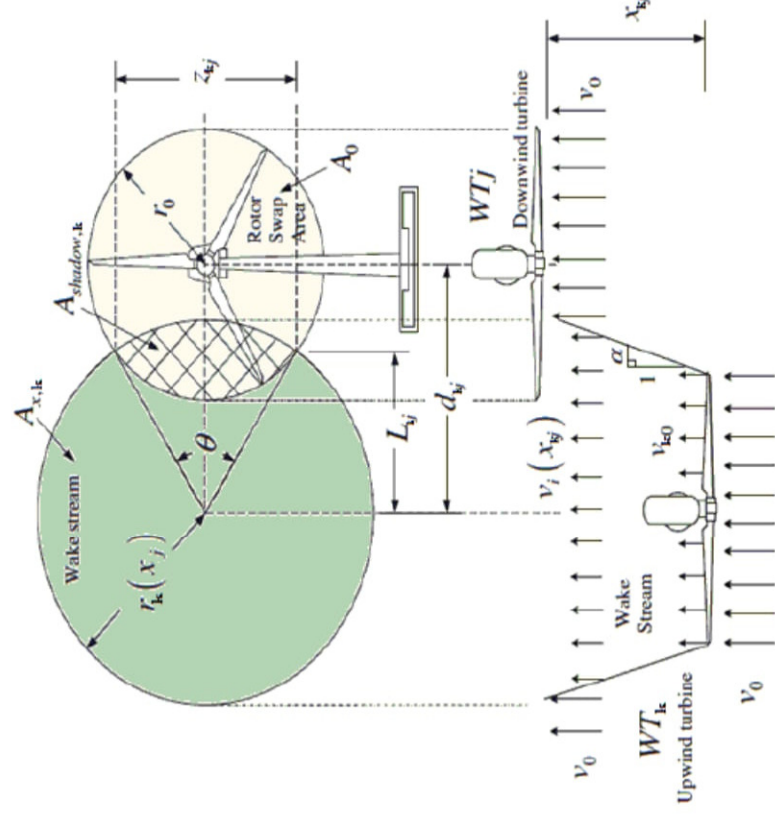
$$A_{kj} = A_j$$

$$A_j = \pi D_j^2 / 4 \quad (9.7)$$

4.2 Ако роторот на j-тата турбина парцијално се наоѓа во зоната на ефектот на бразда на k-тата турбина, тогаш:

$$A_{kj} = r_k^2 \cos^{-1} \left( \frac{d_{kj}^2 + r_k^2 - r_j^2}{2d_{kj}r_k} \right) + r_j^2 \cos^{-1} \left( \frac{d_{kj}^2 + r_k^2 - r_j^2}{2d_{kj}r_k} \right) - \frac{1}{2} \sqrt{(-d_{kj} + r_k + r_j)(d_{kj} - r_k + r_j)(d_{kj} + r_k + r_j)(d_{kj} + r_k + r_j)} \quad (9.8)$$

каде  $A_{kj}$  е ефективната површина која е зафатена од влијанието на ефектот на бразда создаден од k-тата турбина врз j-тата турбина. Ознаките  $r_k$  и  $r_j$  се однесуваат на радиусите на фронтот од ефектот на бразда од k-тата турбина и роторот на самата турбина j, соодветно (слика 9.1).



Слика 9.1 Парцијално преклопување на ефектот на бразда од k-тата турбина и зафатнината на роторот на j-тата турбина, [143]

Ознаката  $d_{kj}$  се однесува на растојанието помеѓу централната линија во ефектот на бразда и центарот на роторот на турбина на j-тата турбина. Придонесот од влијанието на ефектот на бразда од k-тата врз j-тата ветерна турбина е редуцирање на нето кинетичката моќност на ветрот која пристапува кон j-тата турбина:

$$P_{kj} = \frac{A_{kj}}{A_j} v_{kj}^2 \quad (9.9)$$

каде,  $v_{kj}^2$  се однесува на упадната брзина на  $j$ -тата ветерна турбина, која се разликува од упадната брзина пред  $k$ -тата турбина, поради влијанието на турбуленциите во ефектот на бразда. Загоа потребно е, брзината на ветрот непосредно пред секоја ветерна турбина динамички да се пресметува во секоја итерација. Доколку една ветерна турбина е под влијание на ефекти на бразда од повеќе ветерни турбини, тогаш за пресметка на редуцираната брзина на ветрот непосредно пред неа, се користи моделот прикажан во [79], равенка (5.19).

Во ваков случај, моќноста која ќе се произведува од  $j$ -тата ветерна турбина, се пресметува по изразот:

$$P_j = \eta_g \eta_m C_p' \left( \frac{1}{2} \rho \pi \frac{D_j^2}{4} v_j^3 \right) \quad (9.10)$$

каде,  $\eta_g$  и  $\eta_m$  се однесуваат на коефициентите на полезно дејство на ветрогенераторот и на мултипликаторот, респективно. Параметарот  $C_p'$  се однесува на факторот на моќност, кој всушност е мерило за излезната моќност од ветерната турбина во зависност од упадниот ветер. Факторот на моќност практично е карактеристика на роторот на ветерната турбина и зависи од односот на излезната и влезната брзина на ветрот. Максималната теоретски остварлива вредност за факторот на моќност изнесува 0,593 (16/27), позната како Бетцов коефициент, [147]. Во сите пресметки и анализи на дисертацијата, факторот на моќност е производ од параметарот  $C_p'$  и коефициентите на полезно дејство:

$$C_p = \eta_g \eta_m C_p' \quad (9.11)$$

4.3. Аналогно со анализата за позиционирање на ветерна турбина во поле на влијание на ефект на бразда, се тестира дали истото може да се коригира не со директна потрага на нова локација, туку со корекција на висината на столбот на поставување на гондолата. Во тој случај, инсталираната моќност на ветерната турбина е иста, но поради екстраполирањето на вредноста на брзината на ветрот, се зголемува годишното производство на електрична енергија од конкретната ветерна турбина, а со тоа и факторот на искористување на истага. Во овој случај, имајќи ја предвид зголемената цена на чинење за поставување на гондолата повисоко од почетната висина, алгоритмот проценува дали ќе продолжи со потрага на нова микро-локација или ќе ја задржи постоечката.

5. Се пресметува произведената моќност од целото ветерно поле со едноставна алгебарска сума на поединечните производства од ветерните турбини, равенка (7.5). Потоа и останатите критериуми за проценка на изведбата на ветерното поле-факторот на ефикасност-CF (равенка (7.7)) и коефициентот на полезно дејство- $\eta_{farm}$  (равенка (7.8))
6. По одредената конкретна конфигурација на ветерното поле, се пресметува најкратката електрична конекција помеѓу ветерни турбини со помош на алгоритмот за Евклидово стебло со минимална распространетост.
7. Се пресметува сведената цена за произведен kWh енергија-LCOE (равенка (8.1)) од целото ветерно поле.
8. Повеќето проблеми за оптимизација, кои содржат комбинирани променливи, односно и дискретизирани и непрекинати променливи, предизвикувачки е да се решат дури и со една функција на цел. Во случаи кога се оптимизира проблемот

според две или три функции на цел, т.н. повеќекритеријална оптимизација, комплексноста на проблемот значително се зголемува, поради тоа што алгоритмот пребарува се до конечно определување на Парето фронтот. При повеќекритеријалните оптимизации, едно предлог решение се смета како Парето оптимално решение, доколку било кое подобрување на решението според една функција на цел причинува влошување на вредноста само на еден од останатите дополнителни критериуми.

Ваквиот аналитичен модел е развиен во софтверскиот пакет MATLAB. Еден код е адаптиран и поврзан со оптимизациониот решавач за повеќекритеријални проблеми - генетски алгоритам за подредување без доминација (eng. Nondominated Sorting Genetic Algorithm-NSGA II), а другиот код е соодветен за оптимизација со помош на комбинирано дискретен алгоритам за доминација на единка во група (eng. Mixed-Discrete Particle Swarm Optimization Algorithm- MDPSO).

## **10 ПРИМЕНА НА АЛГОРИТМИТЕ ЗА ОПТИМИЗАЦИЈА**

### **10.1 Бинарно-дискретизиран vs. Непрекинат режим**

Предложениот метод има модуларна пристап во процесот на оценување на секој предлог распоред на ветерни турбини при изборот на конечен изглед на копненото ветерно поле позиционирано на терен со сложена орографија. Со цел да се намали бројот на различни ограничувачки фактори или барем да се намали нивното влијание при процесот на кодирање на решенијата од спроведената оптимизација, во ова истражување одлучено е да се спроведат посебни начини на работа: бинарно-дискретизиран и непрекинат режим на извршување на алгоритмите. Постојат многу дискусии во литературата дали е неопходно да се применува непрекинат тип на кодирање за оптимизациски проблеми, каде сите или дел од влезните параметри се непрекинати. Од друга страна, постојат тврдења во литературата дека поделбата на вакви режими на решавање на кодот се само т.н. “непотребна дихотомија”. Сепак, во резултатите изложени подолу докажано е дека постои подобрување при користење на непрекинатиот режим на решавање, за оптимизации кои содржат и дискретизирани и непрекинати променливи.

Кога се работи во бинарно-дискретизиран режим областа која е дефинирана за распоредување на ветерните турбини е дискретизирана според сите можни дозволиви позиции, а со тоа и параметрите за донесување одлука се бинарни променливи, со што само се определува дали на одредена позиција има или нема ветерна турбина. Од друга страна, во случај на непрекинат режим, променливите за донесување одлука директно ги определуваат координатите на секоја ветерна турбина, што значи дека како микро-локација за позиционирање на ветерна турбина може да се избере било која точка од дефинираната област. Првиот режим на работа е поприватлив сеуште за изведувачите на ветерни полиња, кои директно се соочуваат со проблемите кои настануваат при изградба на едно ветерно поле. Додека вториот режим е сеуште новитет и е мошне интересен за научната фела.

За двата режими на извршување на алгоритмите, се применува правилото за минимално дозволено растојание помеѓу соседни турбини, со цел да се превенира од колизија на две турбини во рамките на дефинираниот простор. Во двата различни режими, просторните ограничувања на поставеноста на ветерните турбини се дефинираат на различен начин, па оттука бројот на променливи, како и просторот на пребарување се различни. Во принцип, во непрекинат режим на работа, ограничувачките фактори се ефинираат наједноставно, но затоа пак просторот за пребарување на решението е најголем, т.е. непрекинат. Додека пак бинарниот режим претставува серија на бинарни одлукипри користење на бинарно-дискретизирани кодирани ограничувачки фактори.

### **10.2 Генетски алгоритам за подредување без доминација-NSGA II**

Во оваа дисертација, при решавање на повеќекритеријалната оптимизација, користен е еден од повеќето типови на генетски алгоритми. Генетските алгоритми се веројатносни алгоритми за пребарување, инспирирани од концептот на природна селекција и преживување на најсилните единки. При ваквото пребарување во дефинираниот простор каде може да се најде најсоодветното решение, алгоритмот ги одржува поставените правила на репродуцирање во популацијата, а секое ново решение се рангира според квалификуваноста при решавањето на оптимизациониот проблем, т.е. според вредноста на функциите на цел. Ваквите решенија потоа еволуираат во наредните генерации, односно стекнуваат подобри карактеристики. Поради нивната веројатносна природа, генетските алгоритми се одликуваат со детални и исцрпни пребарувања на најсоодветни решенија, секако доколку времето на извршување на оптимизацијата може да трае доволно долго, се додека операторите за кросингвер, мутација и елитизам имаат



веројатносна вредност различна од нула, [148]. Со други зборови, генетските алгоритми не пројавуваат проблеми со неконвергентност на решенијата кон глобалното оптимално решение, поради што од друга страна потребно е доволно долго време за извршување на симулацијата. Најголемата предност за избегнување на прекинни во континуираноста и неконвергенцијата при пребарувањето на решение кај овие алгоритми, е тоа што тие немаат потреба од однапред зададена информација за градацијата на решенијата во секоја наредна генерација. Ваквата карактеристика на генетските алгоритми ги квалификува како најсоодветни во потрагата на оптимален распоред на ветерни турбини на зададен простор. Со оглед на тоа што генетските алгоритми се методи за оптимизација базирани на пребарувања низ популација, тие се сосема соодветно за проблеми со повеќекритеријална оптимизација. Во таа насока, постојат повеќе подвидови на генетски алгоритми, како на пример: еволутивен алгоритам базиран на јачината на Парето фронт (eng. strength-Pareto evolutionary algorithm-SPEA, SPEA 2), [149, 150], генетски алгоритам за подредување без доминација (eng. nondomination sorting genetic algorithm) (NSGA, NSGA-II, NSGA-III), [151, 152] и некои други, [153]. Алгоритмите SPEA 2 и NSGA II во процесот на решавање на оптимизацискиот проблем со две функции на цел, доделуваат ранг на секој член во популацијата врз основа на концептот за доминантност на Парето фронтот и поради тоа нема потреба од рангирање на поединечните решенија според вредноста на целните функции поединечно. Важно е да се напомене дека овие два подвидови на генетски алгоритми се многу слични, а главната разлика е во методот кој се користи при претворање на вредностите на повеќекритеријалната оптимизација, во соодветни вредности на функциите на цел како уникатни вредности за квалификување на секое понудено решение.

Кај генетските алгоритми, секоја генерација на предлог решенија започнува со процес на селекција преку која се избираат парови поединци кои се веќе во популацијата (врз основа на квалитетот на мрките за нивните вредности), да придонесат генетски материјал за формирање на следната генерација предлог решенија. Овие парови на поединци се комбинираат преку операторите на кросинговер и мутација за да генерираат нови предлог решенија, кои се нарекуваат детски предлог решенија. Овие детски решенија ги вклучуваат решенијата на нивните родители преку кросовер, а потоа со цел да се задржи разновидноста, по пат на случајно изменување, т.е. мутација дел од нив се променуваат. На овој начин алгоритмот се обидува да ги задржи добрите карактеристики на родителските предлог решенија во ново-создадените предлог решенија, а мутацијата се активира за да помогне во избегнувањето на конвергенција кон локално, а не глобално оптималните предлог решенија. Потоа, стратешки се отстранува првата генерација составена од најслаби единки, со цел да се утврди кои единки се генерирани во новата генерација предлог решенија. Овој процес на селекција, кросинговер и мутација се повторува се додека не се замени идентификуваниот дел од популацијата, за да се подобри квалитетот на целокупната популација со што ќе се означат крајот на една генерација. Генерално, процесот на извршување на генетските алгоритми, продолжува со пресметките до одреден предетерминиран број на генерации или сè додека не се постигне доволна разновидност во рамките на популацијата, т.е. додека бројот на уникатни единки во генерацијата не падне под зададена гранична вредност. Иако со кросинговер и мутација се земаат предвид ограничувањата, упатно е и по нив ограничувањата да се експлицитно наметнати и ако едно ново предлог решение не успее да задоволи некое од ограничувањата, тогаш процесите на кросинговер и мутација се повторуваат сè додека сите новогенерирани единки не ги задоволуваат во целост ограничувањата.

Во истражувањата за оваа докторска дисертација, анализите се правени со генетски алгоритам за подредување без доминација II- NSGA-II, кој се базира на две мерки за квалификација на решенијата, а тоа се подредувањето без доминација и просечното растојание помеѓу две соседни решенија. Општ приказ на процесот на

оптимизација со овој алгоритам е прикажан на Слика 10.1. Првично, во фазата на подредување без доминација, на предлог решението му се доделуваат вредности на функциите на цел, со што ова решение го покажува својот ранг во популацијата, според критериумот за доминантност на Парето. Односно, на предлог решенијата кои се дел од фронт без доминација им се доделува ранг со вредност 1, решенијата кои би можеле да бидат дел од овој фронт доколку се отстранат решенијата со ранг со вредност 1- им се доделува ранг со вредност 2 и така процесот се повторува се додека сите решенија во тековната популација не бидат рангирани. Потоа, се пресметува вредноста на просечното растојание помеѓу две соседни решенија, кое е дефинирано како растојание помеѓу позицијата на решението и позицијата на најблиското соседно решение од исти ранг, кое се наоѓа во зададениот простор за спроведување на оптимизацијата. Втората мерка се користи за да се задржи одредена разновидност во популацијата и со текот на истражување на овој алгоритам, се дефинирала како карактеристика која е важна при конвергенцијата на предлог решенијата кон глобалното оптимално решение, [152].

Со цел да се подобри целата постапка при конвергенција на решенијата кон глобалното оптимално решение, а при тоа да се избегнат локални оптимални решенија, принципите на кросинговер и мутација кои се применети имаат адаптивни веројатносни распределби. Ваквите својства практично се функционалски мерила за квалитетот на крајното решение. На овој начин, подобрите предлог решенија не само што имаат поголема веројатност да бидат избрани како дел од крајното решение, тие учествуваат со поголема веројатност при процесот на кросинговер. Крајната вредност на функцијата на цел од целата генерирана популација до t-тата генерација ( $f_t$ ) директно зависи од вредноста на веројатноста на случување на кросинговерот и на мутацијата. Односно, веројатноста на случување на кросинговерот и на мутацијата се во функција или од вредноста на функцијата на цел на родител-решението со најдобри карактеристики во t-тата генерација ( $f_t^*$ ) споредена со средната вредност на функцијата на цел од целата дотогаш генерирана популација ( $f_{\Sigma t}^p$ ) или со нејзината најдобрата вредност на ( $f_{\Sigma t}^{p,max}$ ). Во текот на конвергенцијата, вредностите на веројатноста да се случи кросинговер и мутација помеѓу поединечните решенија во i-тата генерација-се зголемуваат, како и параметрите за истражување на генетскиот алгоритам, со цел да се превенира предвремена конвергенција. Истовремено пак, со цел да се зачуваат најдобрите стекнати поединечни решенија, вредноста на веројатноста тие да учествуваат во процесите на кросинговер и мутација во t+1 генерацијата- се намалува. На овој начин се остварува т.н. адаптивност на процесите во генетскиот алгоритам. Со релациите што следат се прикажува начинот на кој се утврдува конвергенцијата на популацијата од генерација во генерација.

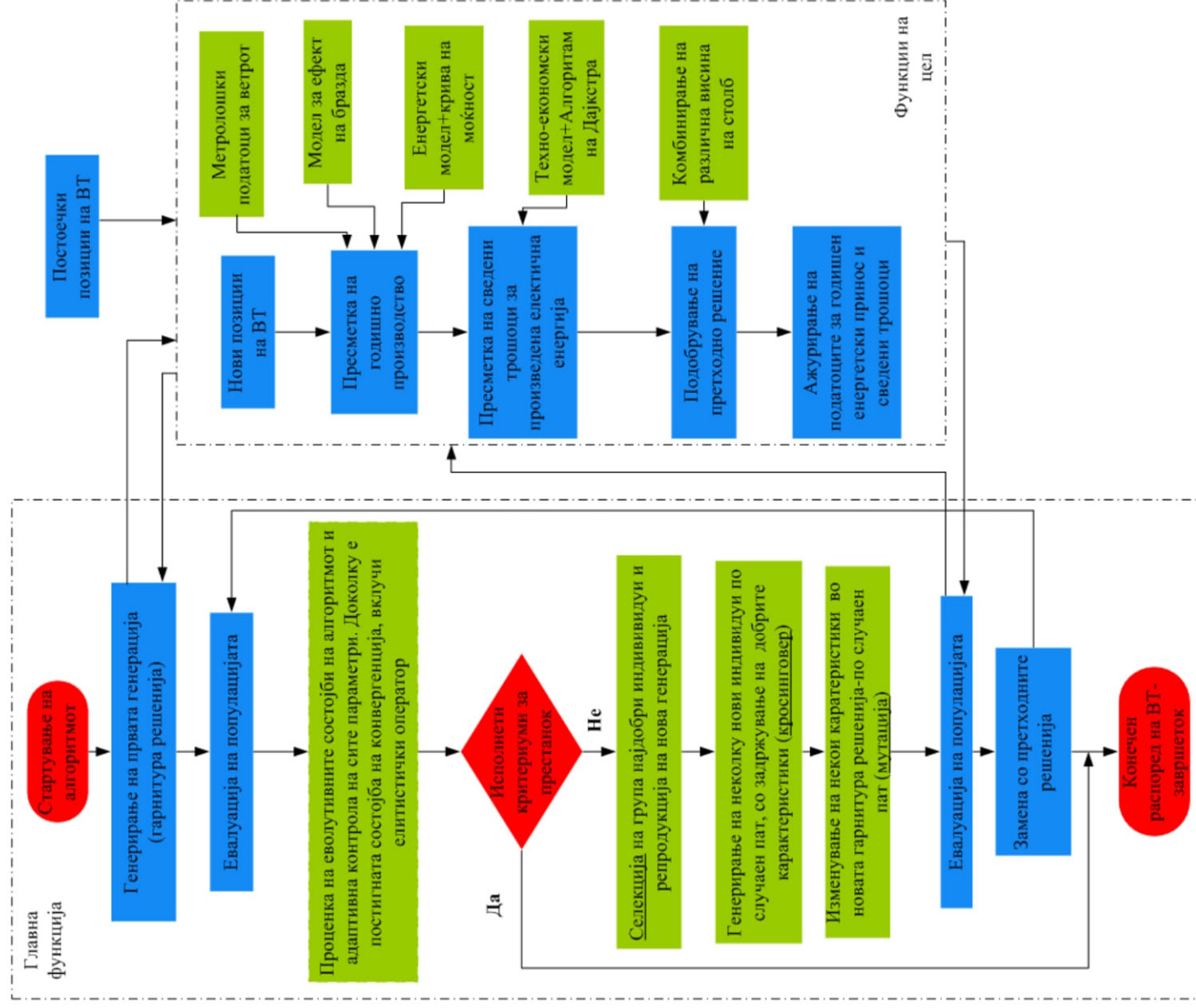
$$p_{t+1}^c = \frac{k_1(f_{\Sigma t}^{p,max} - f_t)}{f_{\Sigma t}^{p,max} - f_{\Sigma t}^p} \text{ за } f'_t \geq \overline{f_{\Sigma t}^p} \quad (10.1)$$

$$p_{t+1}^c = k_3 \text{ за } f'_t < \overline{f_{\Sigma t}^p} \quad (10.2)$$

$$p_{t+1}^m = \frac{k_2(f_{\Sigma t}^{p,max} - f_t)}{f_{\Sigma t}^{p,max} - f_{\Sigma t}^p} \text{ за } f_t \geq \overline{f_{\Sigma t}^p} \quad (10.3)$$

$$p_{t+1}^m = k_4 \text{ за } f_t < \overline{f_{\Sigma t}^p} \quad (10.4)$$

Ознаките  $p_{t+1}^c$  и  $p_{t+1}^m$  се однесуваат на веројатностите да се случат процесите на кросинговер и мутација во t+1 генерацијата, респективно, константите ги имаат следните вредности  $k_1=k_3=1$  и  $k_2=k_4=0,5$ . Предноста од користење на ваквиот адаптивен карактер на процесите во генетскиот алгоритам, иницијално е претставена во [154].



Слика 10.1 Дијаграм за процесот на оптимизација според NSGA II

Во Табела 10.1 претставени се подесувањата на поделните процеси при извршување на генетскиот алгоритам, кои се користени при истражувањата во оваа докторска дисертација. Терминот “разноликост” се однесува на процент во популацијата кој ќе биде составен од уникатни единки, а терминот “елитизам” се однесува на фаворизирање и копирање на најдобрите поединечни решенија во популацијата, од една генерација во друга.

Табела 10.1 Параметри за подесување на NSGA II

Параметар	Вредност/Опис
Број на популации	100
Максимално дозволен број на генерации	1000
Кросингвер	Адаптивен
Мутација	зависна од ограничувањата
Елитизам	20%
Критериуми за стопирање на алгоритмот	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Разноликост помеѓу решенија <math>\leq 10\%</math></li> <li>• <math>\frac{\text{Среден резултат}-\text{Најдобар резултат}}{\text{Најдобар резултат}} \leq 0.001</math></li> <li>• Достигнат максимално дозволен број на генерации</li> <li>• Нема подобрување над 50 генерации</li> </ul>

Дијаграмот на Слика 10.1 го објаснува процесот преку кој NSGA алгоритмот ја спроведува оптимизацијата, односно на кој начин вградениот решавач во MATLAB се стреми кон пронаоѓање на оптимално решение.

Пред да се изврши алгоритмот, потребна е иницијализација на следниве параметри:

- 1) Број на променливи- едно решение се однесува на конечен предлог распоред на ветерните турбини, при што однапред се дефинира нивниот број. Бројот на променливи е двојно поголем од бројот на ветерни турбини, поради тоа што потребни се двете координати за секоја ветерна турбина (по x и по y оските);
- 2) Големина на популација- бројот на вкупниот број на решенија во еден сет на решенија;
- 3) Ограничувања- се дефинираат како посебни подфункции и практично служат за одредување на некакви граници. На пример, ограничувања дозволени микро-локации, ограничувања за висина на столб на ветерна турбина и тн.;
- 4) Критериум за престанок- услов кога да престане потрагата на оптимално решение.

Алгоритмот се извршува два пати, еднаш во бинарен и еднаш во континуиран режим.

### 10.3 Комбинирано-дискретен алгоритам за доминација на единка во група - MDPSO

Вториот алгоритам кој се користи во дисертацијата, припаѓа на групата алгоритми за доминација на единка во група. Оваа група на алгоритми, низ искуствена практика во последните две децении, се карактеризира со брза конвергенција и лесна имплементација, особено при решавањето на неограничени и непрекинати оптимизациски проблеми со една функција на цел. Принципот на работа кај овој тип на алгоритми е инспириран од движењето на голем број честички во група, односно стремежот на најдоминантните честички кон што поголема самостојност и од друга страна потчинетоста на послабите и поспори честички кон појаките. Во контекст на потрагата за оптимален распоред на ветерни турбини во зададен простор, секој распоред на партикулите во просторот кој е претпоставен претставува предлог за распоред на ветерните турбини. Секоја партикула се одликува со соодветна “брзина”, која го одвлекува движењето на ројот кон нејзината најдобра локална позиција (локален лидер), но истовремено ројот ги насочува партикулите кон најдобрата глобална позиција (глобален лидер). Од генерација на генерација, позицијата на една партикула во просторот за пребарување се менува во зависност од квалитетот на нејзината моментална положба во однос на: i) најдобрата положба што партикулата ја имала во текот на



минатите генерации, и ii) историски најдобрата глобална позиција (глобален лидер во целиот ројот). Најдобрата локална позиција се ажурира врз основа на сопственото искуство на секоја партикула, а најдобрата глобална позиција се ажурира со размена на информации помеѓу најдобрите локални позиции во ројот. Во оптимизацијата со овој алгоритам, практично секоја партикула претставува предлог распоред.

Интересот на овој тип алгоритми поради нивните предности при решавање на повеќе-критеријални оптимизациски проблеми, започнал да се зголемува во крајот на деведесетите години. Во текот на години, развиени се повеќе подвидови на алгоритми за доминација на единка во група, како на пример: динамички алгоритам за доминација на единка во група (eng. *Dynamic neighborhood Particle Swarm Optimization algorithm-DNPSO*) [155, 156], алгоритам за доминација на единка во група за подредување без доминација (eng. *Non-dominated Sorting Particle Swarm Optimization-NSPSO*) [157], повеќекритеријален оптимизациски алгоритам за доминација на единка во група со примена на метод за пресметка на густина на решенија околу глобалното оптимално решение (eng. *MOPSO that uses crowding distance- MOPSO-CD*), [158] и тн. Бројните подвидови на повеќекритеријалните алгоритми за доминација на единка во група, првично се фокусираат на стратегијата за пребарување на решение во простор со повеќе функции на цел. Сепак до овој момент, постојат само неколку студии каде при оптимизацијата спроведена со повеќе-критеријалните алгоритми за доминација на единка во група, се разгледуваат мешани дискретни променливи (*mixed-discrete variables*) [159-163], а уште помалку помалку истражувања се спроведни за превенција од стагнација на честичките и одржување на различните карактеристики, [157, 164-167]. Во оваа дисертација, истражувањата се правени со комбинирано-дискретен алгоритам за доминација на единка во група (eng. *Mixed-discrete particle swarm optimization algorithm-MDPSO*) со две функции на цел. Јасно е дека изборот за овој тип на алгоритам е избран, поради можноста истовремено да се работи со податоци и ограничувања кои имаат или дискретен или непрекинат карактер. Основната верзија од овој тип на алгоритам е претставена во [168].

При решавање на повеќе-критеријалните оптимизациски проблеми, при напредокот на секое предлог решение- партикула, мора континуирано да се земаат предвид вредностите на сите функции на цел и правејќи компромис да се избира новата брзина на партикулата. Најчесто користени стратегии за пребарување на оптимално решение кај алгоритмот за доминација на единка во група со повеќе функции на цел, се: i) функција на агрегација, ii) пребарување базирано на принципот на една функција на цел, и iii) принцип на доминација на Парето границата. Во случај на избор на последниот тип на стратегија за пребарување, алгоритмот функционира на сличен принцип со базичната верзија на алгоритмите за доминација на единка во група, што е и главна причина за избор на оваа стратегијата во истражувањето. Важно е да се напомене дека поголемиот дел од постоечките повеќе-критеријални оптимизации со алгоритмот за доминација на единка во група, кои ја користат стратегијата за доминантност на Парето границата, експлицитно не изискуваат генерирање на рамномерно распределени решенија, што е една од основните мерки за квалитетот на оптималните решенија на Парето фронтот. На Парето границата најдобро е сите предлог решенија да се распределени рамномерно, а не да се нагрупани на едно место- околу глобалниот оптимум, што пак се случува поради губење на диверзитетот помеѓу партикулите (предлог решенијата, кои се предлог распореди на VT). За превенција од губење на разноликоста помеѓу партикулите, во оваа дисертација при формулирање на изразот за брзината на секоја партикула која се менува во секоја наредна итерација, т.е. генерација, воведен е член кој ќе го одржува диверзитетот во целиот рој за време на конвергенцијата кон глобалното оптимално решение. Целта на векторот кој се додава во изразот за ажурирање на брзината на секоја партикула кај комбинирано-дискретен алгоритам за

доминација на единка во група (MDPSO) е да одржува дивергентност на честичките и зачувување на разновидноста во ројот, а со тоа и да се спречи прераното групирање на честички и стагнацијата на алгоритмот, што всушност е главниот проблем на овој тип алгоритми. Законитостите според кои се ажурира брзината и позицијата на секоја партикула, се претставени со следните равенки:

$$\vec{x}_1(t+1) = \vec{x}_1(t) + \vec{v}_1(t+1) \quad (10.5)$$

$$\vec{v}_1(t+1) = w\vec{v}_1(t) + r_1 C_1 [\vec{P}_1^1(t) - \vec{x}_1(t)] + r_2 C_2 [\vec{P}_g^g(t) - \vec{x}_1(t)] + r_3 \gamma_c \hat{v}_1(t) \quad (10.6)$$

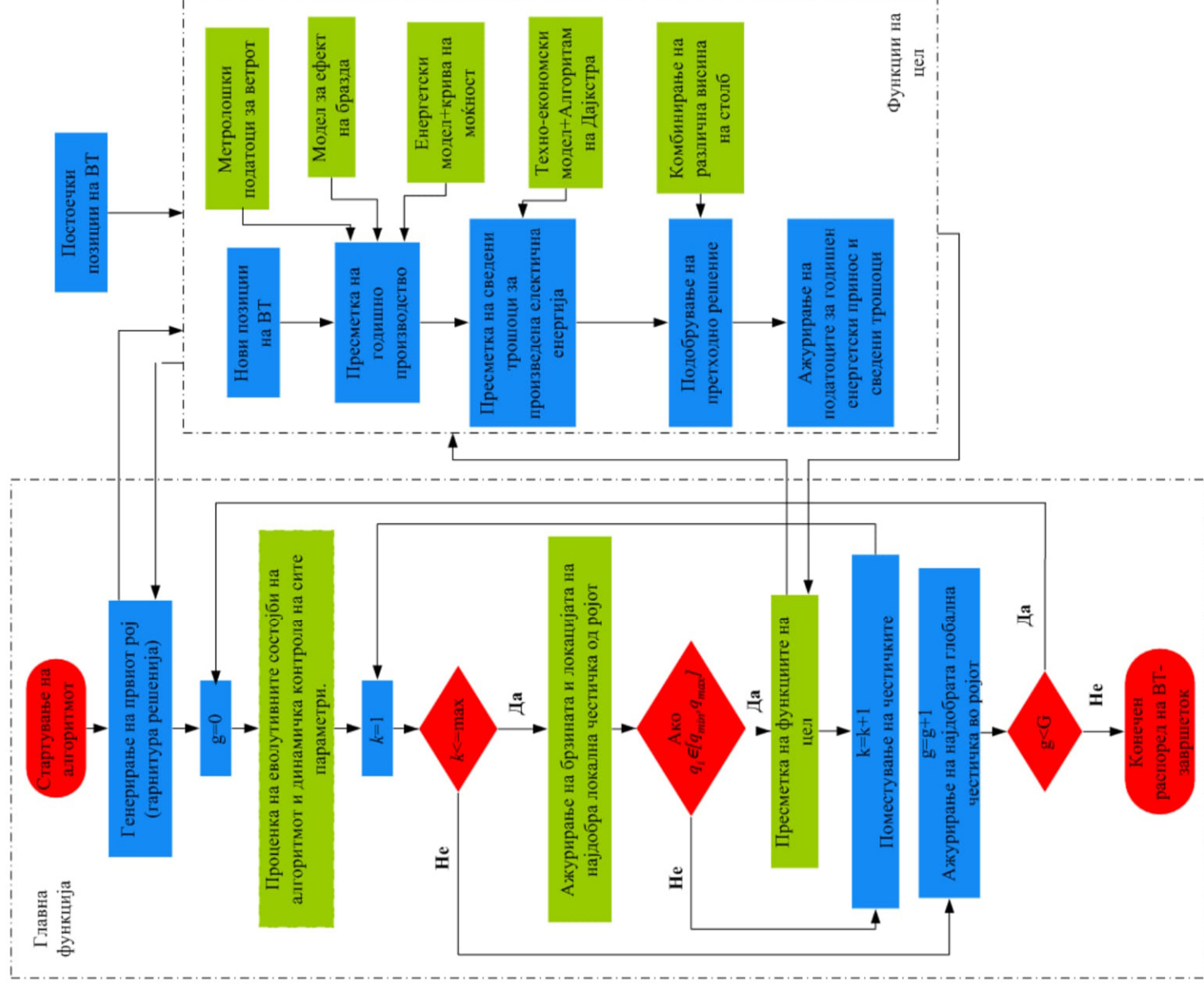
каде  $\vec{x}_1(t)$  и  $\vec{v}_1(t)$  се однесуваат на позицијата и на брзината на  $i$ -тата партикула во  $t$ -тата генерација, соодветно,  $w$  претставува инерцијален тежински фактор кој го одржува балансот помеѓу локалното и глобалното пребарување на оптимално решение,  $\vec{P}_1^1(t)$  се однесува на локалниот лидер за  $i$ -тата партикула во  $t$ -тата генерација (т.е. тоа најдобро локално решение кое е евидентирано во целото претходно движењето на  $i$ -тата партикула),  $\vec{P}_g^g(t)$  го претставува глобалниот лидер во целиот рој во  $t$ -тата итерација-кој се утврдува преку размена на социјални информации помеѓу сите партикули кои се локални лидери,  $C_1$  е когнитивен параметар,  $C_2$  е општествен параметар,  $r_1$ ,  $r_2$  и  $r_3$  се случајно реални броеви со вредност во интервалот (0;1) и  $\gamma_c \hat{v}_1(t)$  го претставува векторот за одржување на дивергенција во секоја итерација. Кај комбинирано-дискретниот алгоритам за доминација на единка во група (MDPSO), мерило за разновидноста е ефективноста простирање на сите партикули во предвидениот простор за изнаоѓање решенија, кој истовремено се обидува да избегне стекнување на лажен впечаток на разновидност, поради одредени партикули кои стекнале нетипични вредности (eng. outliers) и треба да се избегнуваат. Процедурата за превенција од стагнација на решенијата, се спроведува посебно на непрекинатите и посебно на дискретните променливи.

Зачувувањето на различноста кај непрекинатите променливи, како што е дефинирано со равенка (10.6), вклучува: (i) коефициент за конзервација ( $\gamma_c$ ) кој се проценува адаптивно и е во функција на доминантната разновидност во популацијата при секоја итерација; и (ii) вектор на дивергентна брзина ( $\hat{v}_1(t)$ ) кој е дефиниран како вектор со спротивна насока од насоката на тековниот глобален лидер:

$$\hat{v}_1(t) = \vec{x}_1(t) - \vec{P}_g^g(t). \quad (10.7)$$

Поедноставен и општ приказ на процесот на оптимизација со овој алгоритам е прикажан на сСлика 10.2.

При извршување на MO-MDPSO алгоритмот, брзината мора да се коригира за да се осигура дека поединечниот партикули, т.е предлог решенија не се движат надвор од просторот на пребарување. Ова се прави со „брзинско задржување“, при што брзината се коригира и по потреба се редуцира за одреден степен, за да ги задржи сите партикули во просторот за пребарување во текот на целото времетраење на симулацијата. Самиот принцип на работа на бинарен режи на MO-MDPSO алгоритмот, подразбира дека непрекинатата брзина мора да се конвертира во бинарна форма, а за таа цел се користи функцијата за пренос на брзина со која преку веројатносна функција само се утврдува дали секој сегмент е конвертиран во бинарен режим. Исто така треба да се нагласи дека во применетиот MO-MDPSO алгоритам, однапред не се дефинирани т.н „соседни пријателски зони“, кон кои може да имаат партикулите стремеж за движење, туку се фаворизира само стекнатото соседство што го содржи глобално оптималното решение.



Слика 10.2 Дијаграм за процесот на оптимизација според MO-MDPPO

Дијаграмот на Слика 10.2 го објаснува процесот преку кој MDPPO алгоритмот ја спроведува оптимизацијата, односно на кој начин вградениот решавач во MATLAB се стреми кон пронаоѓање на оптимално решение. Пред да се изврши алгоритмот, оптите параметри кои е потребно да се внесат при иницијализацијата на оптимизацијата, се прикажани во Табела 10.2.

Табела 10.2 Параметри за подесување на MO-MDPSO

Параметар	Вредност/Опис
Број на роеви	100
Максимално дозволен број на генерации	1000
Ограничување на брзината во ројот	Динамичко
Функција за пренос на брзина меѓу честички (бинарен код)	$T(x) = \left\lfloor \frac{2}{x} \times \arctg\left(\frac{\pi}{2}\right) \right\rfloor$
Топологија на соседни честички	Глобална ( $g_{best}$ )
Критериуми за стопирање на алгоритмот	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Разноликост помеѓу решенија <math>\leq 10\%</math></li> <li>• Достигнат максимално дозволен број на генерации</li> <li>• Нема подобрување над 50 генерации</li> </ul>



## 11 РЕЗУЛТАТИ И АНАЛИЗА

Постоечкиот распоред на ветерни турбини во ветерното поле Богданци, кој е прикажан на Слика 4.1, делумно има форма на еден лак кој се простира од исток кон запад, со тоа што ветерните турбини се ориентирани кон југоисток. Од реалната база на мерни податоци од ветерното поле за 2016 година, добиени се информации за квалитативен и квантитативен приказ на неговата работа и производството на електрична енергија, Слика 11.1. Од друга страна, од мерните податоци за ветерните ресурси на истага локација, како и итеративното пресметување на резултантната редуцирана брзина на ветрот во алгоритмите пред секоја новоформирана микро-локација, се пресметува можното годишно производство на електрична енергија од секоја ветерна турбина, за истиот временски период.

Како што е изложено во шестото поглавје, до моментот на изработка на ова истражување во ветерното поле Богданци функционални беа шеснаесет ветерни турбини, а конечниот изглед на полето со дваесет и две ветерни турбини би бил завршен кон крајот на 2020 година. Од друга страна, моделите кои се разработени го истражуваат просторот на достапни решенија со цел поставување на конечниот број на ветерни турбини. Од тие причини, за да бидат релевантни споредбите на симулираните податоци со она што ќе биде реално изведено, направени се симулациски пресметки за производството на годишно ниво од секоја од постоечките ветерни турбини. Симулираните вредности кои се пресметани се споредени со пријавената вредност од 94% расположливост во текот на период од една година, на ветерното поле Богданци.

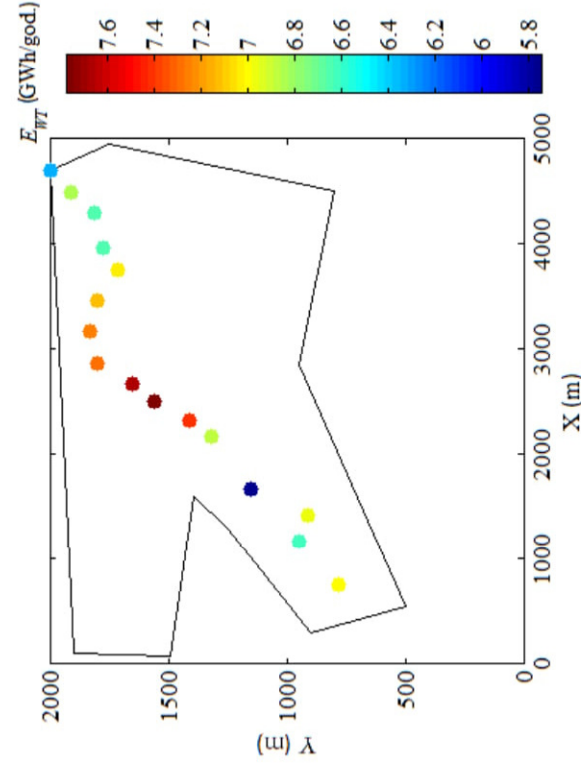
**Табела 11.1. Мерни податоци и проценка за годишно производство и фактор на искористување за секоја ветерна турбина од ветерното поле - Богданци**

Бр. ветерна турбина	Реално производство		Проценето производство	
	$E_{farm}^r$ (GWh/god)	$CF_r$ (%)	$E_{farm}^c$ (GWh/god)	$CF_c$ (%)
WT 1	6,35	31,56	7,19	35,72
WT 2	6,85	33,98	7,54	37,46
WT 3	6,66	33,08	6,96	34,57
WT 4	6,64	32,93	6,59	32,72
WT 5	7,05	34,97	7,55	37,50
WT 6	7,13	36,30	8,31	41,22
WT 7	7,26	36,04	7,95	39,46
WT 8	7,29	36,21	7,88	39,15
WT 9	7,66	38,00	8,06	40,00
WT 10	7,78	38,62	8,68	43,13
WT 11	7,40	36,74	7,31	36,29
WT 12	6,89	34,19	7,33	36,39
WT 13	5,75	28,52	7,36	36,55
WT 14	6,96	34,53	7,34	36,46
WT 15	6,63	32,89	7,26	36,01
WT 16	7,01	34,49	7,44	36,95
<b>Севкупно</b>	<b>111,31</b>	<b>34,57</b>	<b>120,78</b>	<b>37,47</b>

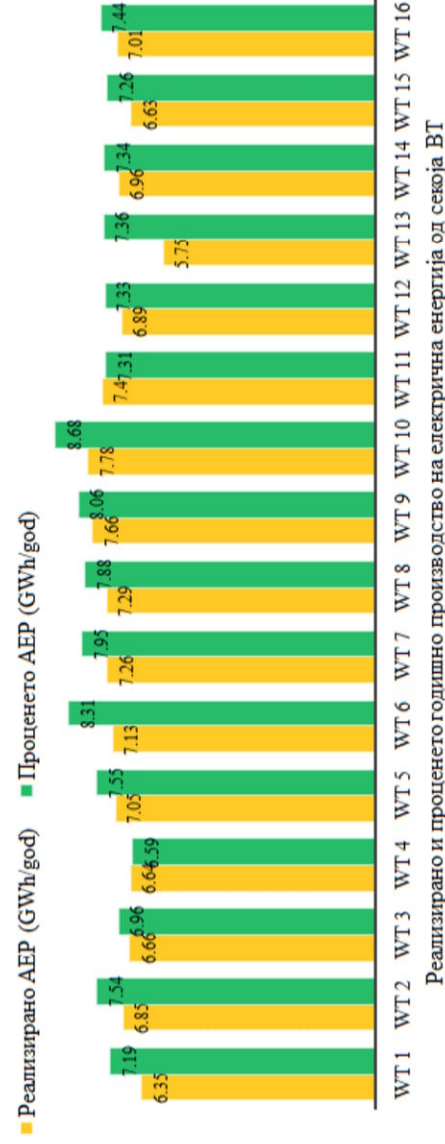
За компарација со овие предвидувања, во Табела 11.1 прикажани се мерните податоци од годишното производство и факторот на искористување на ветерните турбини за 2016 година, како и проценка на овие величини врз база на мерните податоци за ветрот од мерната станица позиционирана во склоп на ветерното поле.

Од податоците во табелата, се забележува дека измереното годишно производство е во опсегот 5,75-7,78 GWh, а капацитетот на искористување 28,52-38,62%. За споредба, изработените сценарија и предвидувања во физибилити студијата за производството на електрична енергија од ветерниците поставени во првата фаза, претставени се во

Табела 11.2. Редоследно, веројатностите за надминување на производството на проекциите зададени со 90%, 75% и 50%, понатака во економската анализа се однесуваат на песимистично, реално и оптимистично сценарио.

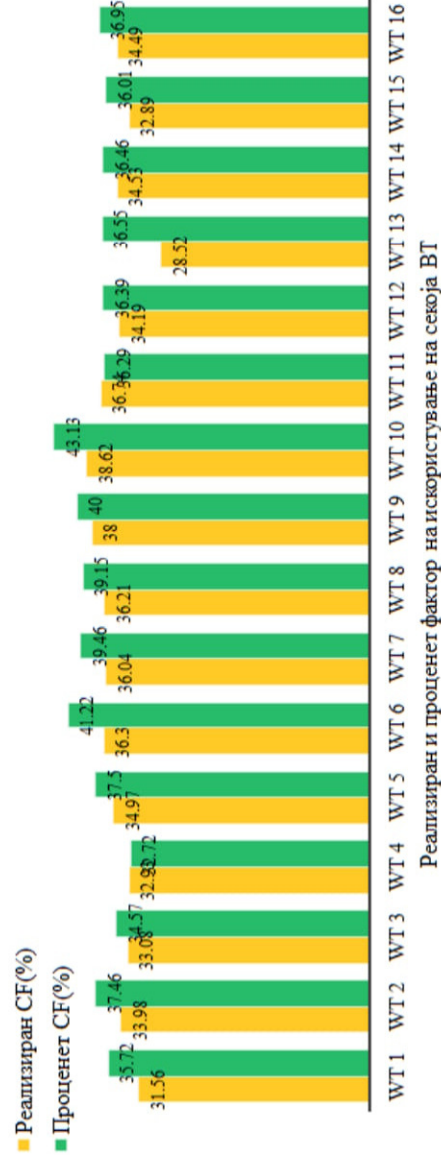


Слика 11.1 Приказ на постоечките ветерни турбини во Богданци, според реализираното годишно производство за 2016 година



Реализирано и проценето годишно производство на електрична енергија од секоја ВТ

Слика 11.2 Графички приказ на реализираното и проценетото годишно производство на електрична енергија од секоја ветерна турбина поединечно

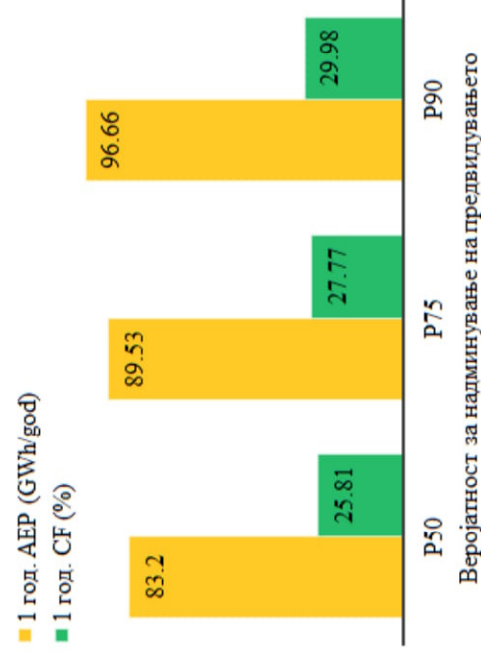


Слика 11.3 Графички приказ на реализираниот и процентниот фактор на искористување на капацитетот од секоја ветерна турбина поединечно

Табела 11.2 Предвидувања за годишно производство на електрична енергија од правата фаза на ветерното поле – Богданци, [66]

Модел на ВТ	Број на ВТ	Висина на столб (m)	Веројатност за надминување	
			90%	75%
SWT-2.3-93	16	80	Процентот едногодишно производство на електрична енергија (GWh/god)	
			83,20	89,53
			Фактор на искористување на капацитетот (%)	
			25,81	27,77
			96,66	29,98

Очигледно е дека постојат големи отстапувања и помеѓу мерните податоци од досегашната експлоатација на ветерното поле во Богданци споредено со предвидените податоци во физибилити студијата, и споредено со симулираните податоци. Во студијата предвидено е нешто годишно производство на електрична енергија по турбина, од 6 GWh, реализирано е производство од 6,95 GWh во просек по турбина, а според симулираните податоци просекот изнесува 7,55 GWh.



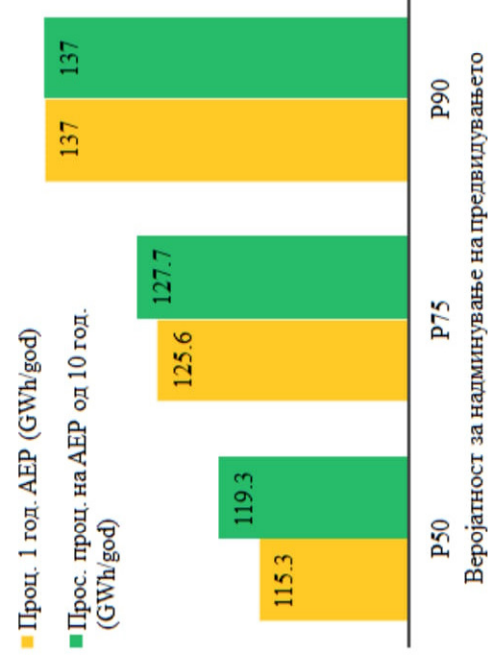
Слика 11.4 Графички приказ на предвидувањата за годишно производство на електрична енергија од правата фаза на ветерното поле – Богданци



Ваквата воведна анализа, авторот сметаше дека е неопходна да се направи со цел да се добие впечаток за процентуалните отстапувања на реално измерените податоци, бидејќи симулираните анализи за комплетното ветерно поле, понака се споредувани со параметрите предвидени во физибилити студијата, конкретно со најреалното сценарио (Табела 11.3). Во аналитичкиот модел кој е развиен, расположливоста на ветерното поле е земена предвид со 93%, што е параметар земен од презентирана искуствена практика во литературата.

**Табела 11.3** Предвидувања за годишно производство на електрична енергија од ветерното поле – Богданци, [66]

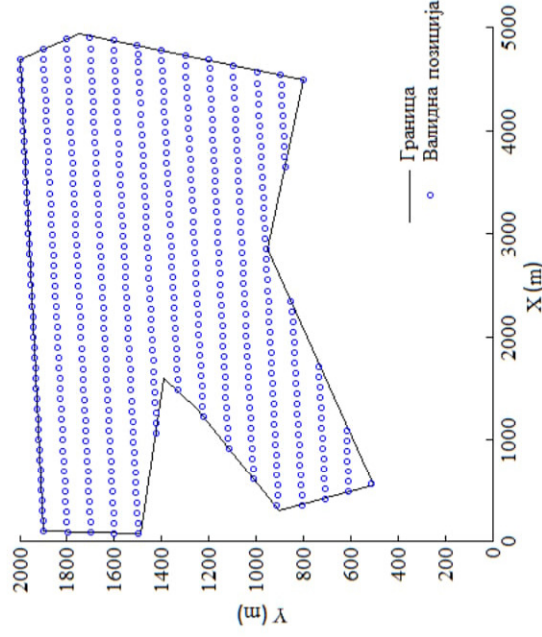
Модел на ВТ	Број на ВТ	Висина на столб (m)	Проценето едногодишно производство на електрична енергија (GWh/god)		Просечно производство на електрична енергија од десетгодишна проценка (GWh/god)	
			Веројатност за надминување	90%	Веројатност за надминување	90%
SWT-2.3-93	22	80	115,3	125,6	119,3	137,0
			90%	75%	50%	50%



**Слика 11.5** Графички приказ на Предвидувања за годишно производство на електрична енергија од ветерното поле – Богданци

При развојот на моделот и за двата типа на алгоритми, не се користени однапред дефинирани прифатливи позиции за ветерни турбини. Поради тоа, за потребите на бинарниот режим на кодирање потребно е да се дефинираат сите можни позиции на кои може да се постави ветерна турбина во просторот кој е ограничен за димензионирање на ветерното поле. Формата на полето која е дефинирана има неправилен геометриски изглед, заграден со девет прави и така е зададен имајќи ги предвид: i) контурните линии на локацијата и комплетната орографија локацијата, ii) зафатнината на земјиштето, iii) близината/оддалеченоста од населеното место и патната инфраструктура. Потоа, постапката за избор на сите можни локации е генерирана со помош на триаголација на површината, со дефинирање на минимално растојание помеѓу темињата од 100 m-правило кое е усвоено од аналитичкиот модел за опишување на ефектот на бразда развиен од страна на Jensen.





**Слика 11.6** Дозволените позиции за турбини на локација Богданци при извршување на “бинарнен код” за оптимизација

На тој начин генерирани се 531 можна доволлива позиција во рамките на заградената површина, Слика 11.6.

Важно е да се напомене дека како позиција на микро-локација може да биде определена и точка која лежи на некоја од правите кои го ограничуваат просторот. При одредување на конечните микро-локации дефинираните минимални растојанија помеѓу ветерните се 7 ротор дијаметри во доминантна насока на дување на ветрот и 4 ротор дијаметри во насока нормално на доминантниот правец на дување на ветрот.

Оските на графициите од симулациите (слика 11.9-11.20) даваат резултати во метри. Координатите на оските во метри, се корелирани со географската ширина и должина за конкретната локација познати во степени, со помош на познати и едноставни математички пресметки. Во симулациите, границите на полето каде е дозволено да се поставуваат ветерни турбини, се определени според географските координати и потоа се корелирани со зададените оски и конвертирани. Врската помеѓу различните опсеzi на оските на системите е прикажана во Табела 11.4:

**Табела 11.4** Врска помеѓу географските координати на локацијата и симулациските координати

Оска	Географски координатен опсег (°)	Симулациски координатен опсег (m)
X	22,54	0
X	22,6	5000
Y	41,232	0
Y	41,25	2000

Во истражувањата спроведени за потребите на оваа дисретација, анализирани се генерално четири различни комбинации на алгоритми и режими на работа на истите, а потоа сите четири се дополнително уште еднаш анализирани со можност за корекција на висината на столбот на секоја ветерна турбина. Во сите случаи, бројот на ветерни турбини и димензиите на полето се непроменливи и однапред утврдени. Главните четири случаи кои се анализирани, се следните:

- Случај 1: генетски алгоритам за подредување без доминација II во бинарно-дискретизиран режим,

- Случај 2: алгоритам за доминација на единка во група за подредување без доминација во бинарно-дискретизиран режим,
- Случај 3: генетски алгоритам за подредување без доминација II во непрекинат режим,
- Случај 4: алгоритам за доминација на единка во група за подредување без доминација во непрекинат режим.

За поедноставно анализирање на добиените резултати, во текстот ќе бидат адресирани различните сценарија со случај 1, случај 2 и тн, а читателот секој пат може да се наврати на горенаведената спецификација. Во сите главни случаи, бројот на непознати е двојно поголем од бројот на дефинирани ветерни турбини кои треба да се позиционираат- 2N (во случајов N=22), поради потребата од определување на координатите за секоја турбина. Во подлучаите, кога се анализира можноста за промена на висината на столбот на секоја турбина (случај 1.1, 2.1, 3.1 и 4.1), бројот на непознати е 3N. Во подлучаите, моделот за производство на електрична енергија е модифициран за да се земат предвид придобивките од позиционирањето на ветерните турбини на различни висини, а потоа се корегира вредноста на капиталните инвестициски трошоци со користење на “Response Surface Based Method”-RSB методот. Неминовно е дека оптимизациите спроведени во непрекинат режим, резултираат со уточени и подобри оптимизациски решенија.

По извршување на повеќекратните симулации на двата алгоритми, и во бинарно-дискретизиран и во непрекинат режим, добиени се резултати кои се прикажани во Табела 11.5. Нумерички податоците од симулациите за годишно производство на електрична енергија, фактор на искористување на капацитетот и сведената цена на произведена електрична енергија, се споредувани со сценариото за надминување на производството на проекциите зададени со веројатност 75%. Во истата табела се претставени и релативните процентуални отстапувања на факторот на искористување на капацитетот и сведената цена на произведена електрична енергија. Од достапната литература во која се сложени истражувања спроведени на оваа тема, авторот стекна впечаток дека во случаи кога се прават оптимизациони анализи за веќе постоечко ветерно поле, посоодветно е покрај сведената цена за произведена електрична енергија, втората функција на цел да биде факторот на искористување. Се смета дека во случаи кога веќе е изградено ветерното поле, како критериум за оценка на ефикасноста на изведбата, факторот на искористување на капацитетот е понепрестрасна величина, споредена со него произведената електрична енергија. Сепак, со цел да се докаже соодветноста на развиениот модел, во секое сценарио се прикажува и проценетото годишно производство на електрична енергија од ветерното поле. При тоа, со сите сценарија пресметано е годишно производство на електрична енергија, кое споредено со вредноста предвидена во физибилити студијата има процентуално зголемување во интервалот 0,81%-5,22%.

Од крајните резултати, изложени во Табела 11.5, се забележува дека за сите сценарија пресметаната сведена цена на произведената електрична енергија е во опсегот 6,527 до 8,057 €/kWh, односно сите сценарија имаат вредност под повластената тарифа од 8,9 €/kWh. Воедно, интересен е фактот што вредноста на факторот на искористување на капацитетот при сите симулациски обиди не ја надмина горната граница која е типична за копнени ветерни полиња (40%). Сите конечни сценарија резултираа со вредности за факторот на искористување поголеми од очекуваниот на целото ветерно поле, односно подобрувањата за овој параметар се во интервалот 4,1-8,64%.

Понатаму, доколку се прави евалуација на сценаријата според она што е изложено во табелата, најголемо подобрување од основните сценарија, на факторот на искористување на капацитетот на ветерното поле има во случај 3 (29,46%), а воедно во ова сценарио се евидентира и најниската сведена цена на произведена електрична

енергија (6,527 €€/kWh). Вкупното годишно производство на електрична енергија според ова сценарио, пресметано е со зголемување од 2,26% на предвидените 127,7 GWh. Очекувано, примената на методологијата со симултана оптимизација на распоредот на ветерните турбини и избор на различна висина на столбот (случај 3.1), резултира со значително поголемо производство на електричната енергија (134,37 GWh/god), но поради пресметка на цените на ветерните турбини кои би биле правени по нарачка, сведената цена на произведената електрична енергија е повеќекратно повисока и нерентабилна (8,04 €€/kWh), иако е под субвенционираната цена. Ваквата анализа е направена со цел да се илустрира колку може да се придонесе кон производството од едно ветерно поле, доколку при користење на ист тип на ветерни турбини, се адаптира само висината на столбот на секоја ветерна турбина. Во иднина се очекува цената за изработка на вакви ветерните турбини, да биде редуцирана до ниво на цената на чинење која е моментално актуелна. Инаку, истиот заклучок се изведува и за сите останати случаи, во споредба со соодветните подслучаи. Ваквите субоптимални сценарија во поглед на цената на чинење беа очекувани за сите подслучаи.

Сепак, малиот пораст на производството на електрична енергија во случајот 4 во споредба со случајот 2 е неинтуитивен, бидејќи оптималните резултати произведени од случајот 2 би требало да се барем подмножество на оптималните резултати произведени од случајот 4. Ваквата појава е веројатно последица на значително повисоката комплексност на проблемот на комбинирањето дескретни и променливи во непрекинат режим, во случајот 4.

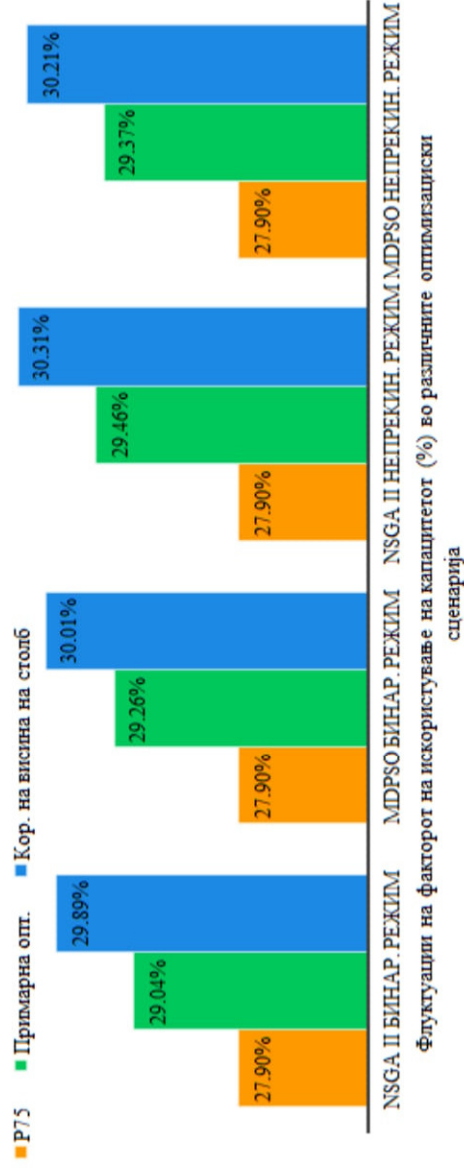
Табела 11.5 Нумерички резултати од спроведените оптимизации

Случај	CAPEX (mil. €)	$E_{\text{farm}}$ (GWh/god)	CF (%)	Релативно отстапување на CF (%)	LCOE (€€/kWh)	Релативно отстапување на LCOE (%)
<b>Проектирано (P75)</b>	79,500	127,7	27,9	-	6,664	-
<b>Случај 1</b>	79,737	128,74	29,04	4,1	6,561	-1,55
<b>Случај 1.1</b>	102,988	132,51	29,89	7,13	8,057	20,91
<b>Случај 2</b>	79,748	129,73	29,26	4,87	6,556	-1,62
<b>Случај 2.1</b>	96,743	133,09	30,01	7,56	7,622	14,38
<b>Случај 3</b>	79,766	130,59	29,46	5,59	6,527	-2,05
<b>Случај 3.1</b>	103,343	134,37	30,31	8,64	8,04	20,65
<b>Случај 4</b>	79,782	130,19	29,37	5,27	6,533	-1,97
<b>Случај 4.1</b>	102,654	133,91	30,21	8,28	7,999	20,03

Ваквата анализа доведува до заклучок дека и два алгоритми се соодветни за решавање на високо нелинеарни, повеќе димензионални проблеми. Предноста во резултатите добиени во случај 3, споредено со случај 4 сепак се неочекувани. Покрај инженерските мерила и практики за оцена на ефикасноста на спроведената оптимизација изложени во Табела 11.5, неизбежна е и анализата на временската и просторна конвергенција кон крајното решение и униформноста на истото. Во сите симулациски обиди, MO-MDPSO е посупериорен во контекст на зачувување на различностите, што ја олеснува конвергенцијата на честичките во различни региони на Парето фронтот, а тоа пак придонесува да се опфати глобалниот Парето фронт.

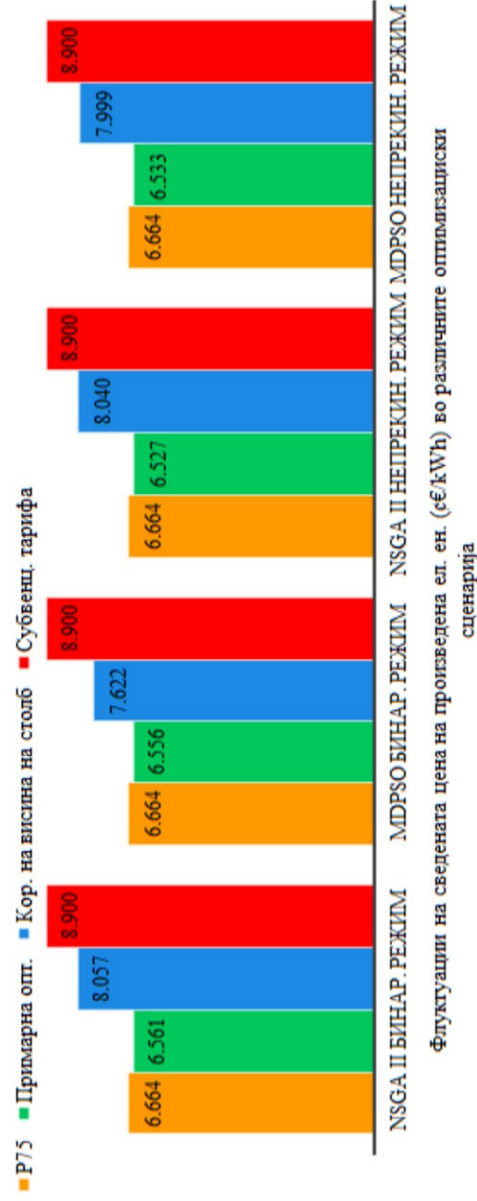
Во прилог се претставени и два графички приказ на податоците прикажани во Табела 11.5, на двете функции кои се предмет на оптимизација.





Слика 11.7 Приказ на SF(%) и промените во сите оптимизациски сценарија

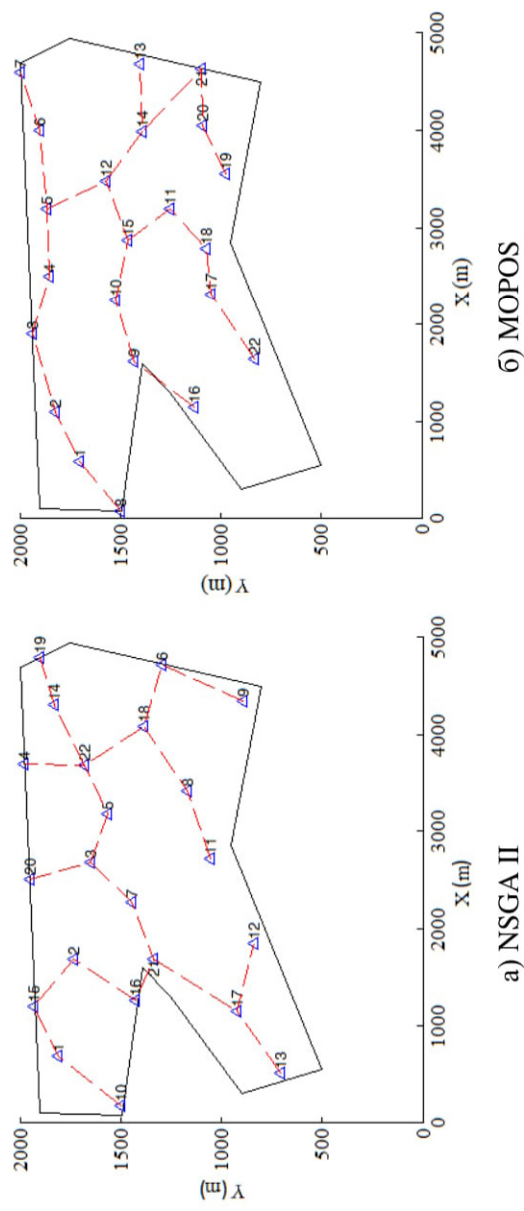
Направена е споредба на факторот на искористување на капацитетот на сите примарни оптимизациски случаеви одделно со сценариото P75 предвидено во изведбениот проект и со подобрувањата при корекција на висината на столбот на секоја ветерна турбина, Слика 11.7.



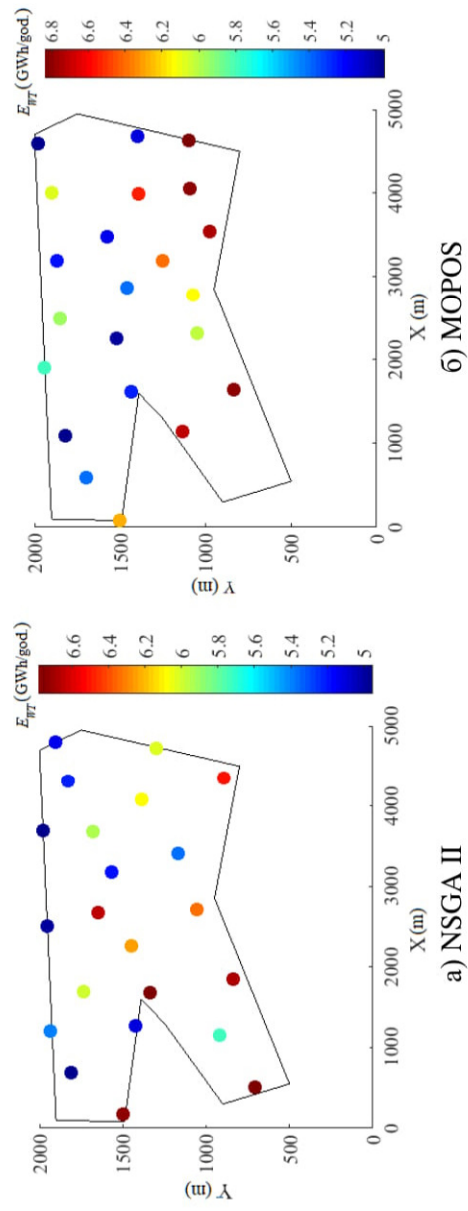
Слика 11.8 Приказ на LCOE (€/kWh) и промените во сите оптимизациски сценарија

На Слика 11.8 пак е направена споредба на сведената цена на електрична енергија помеѓу реализираната вредност, сите примарни оптимизациски случаеви одделно и нивните подслучаи за корекција на висината на столбот, како и актуелната вредност на субвенционираната тарифа.

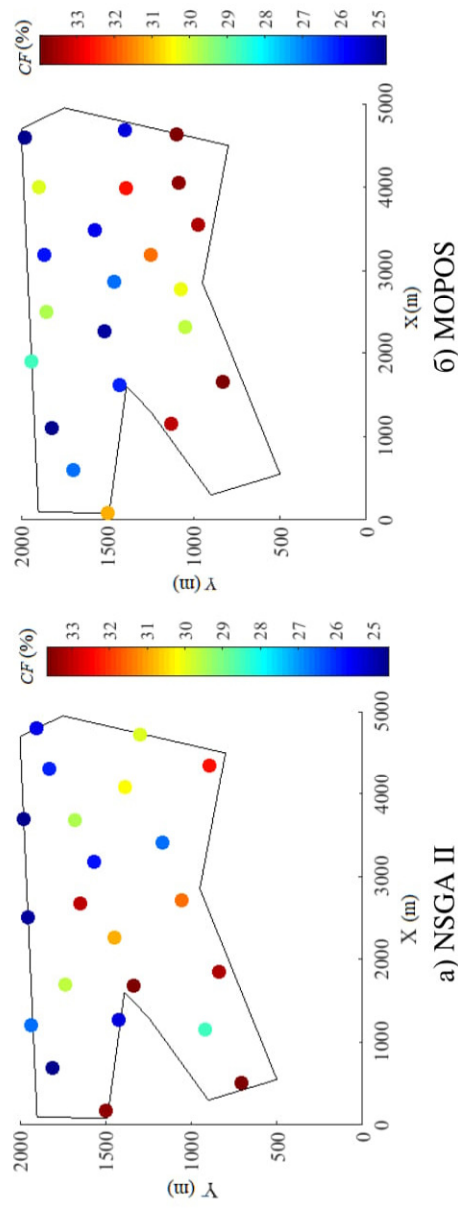




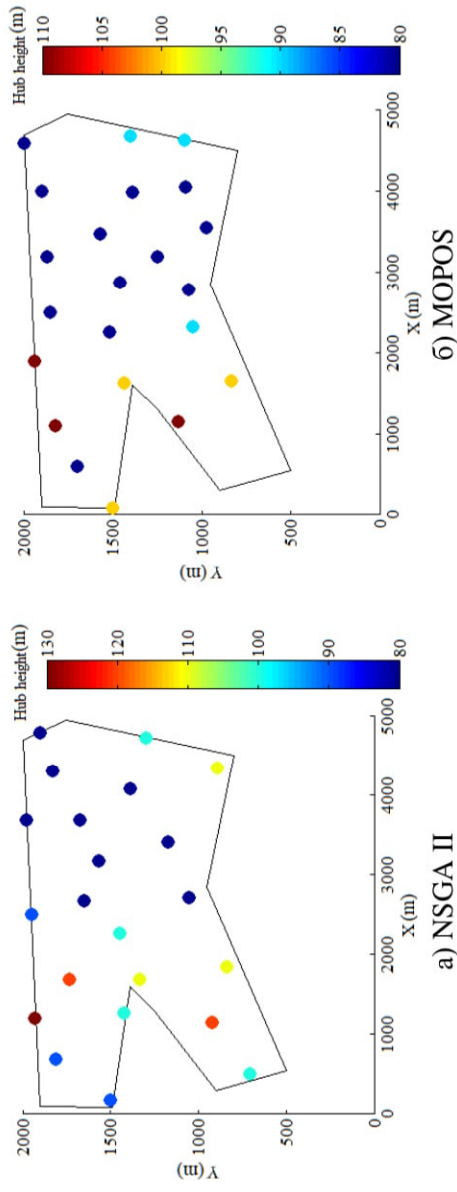
Слика 11.9 Оптимален распоред на ветерни турбини, бинарно-дискретизиран режим



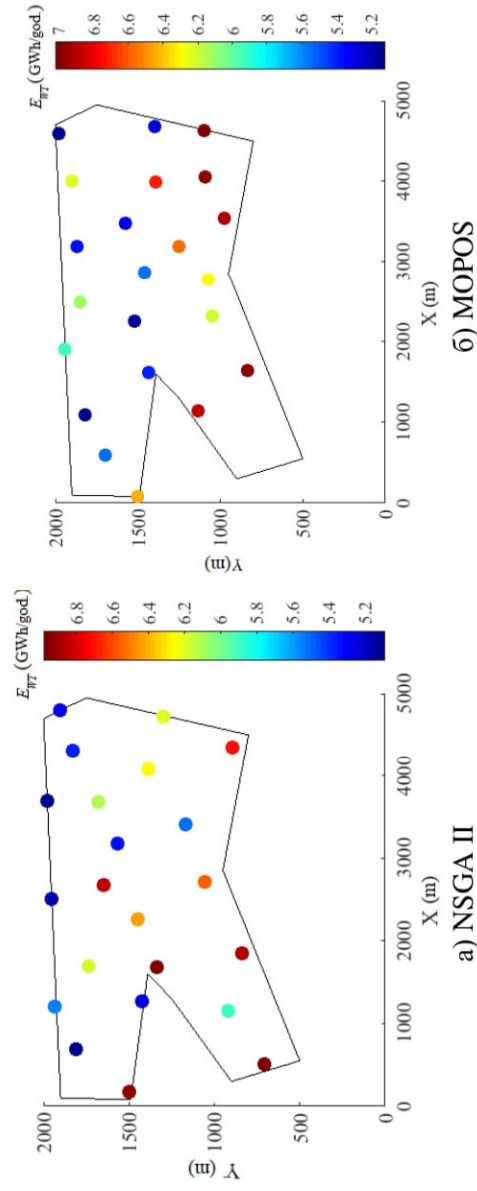
Слика 11.10 Годишно производство на електрична енергија, бинарно-дискретизиран режим



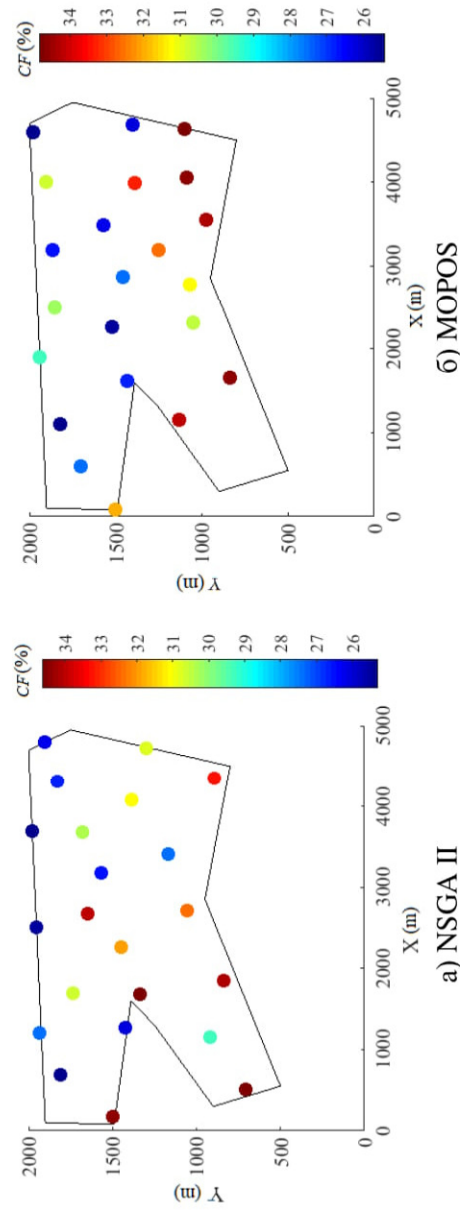
Слика 11.11 Фактор на искористување, бинарно-дискретизиран режим



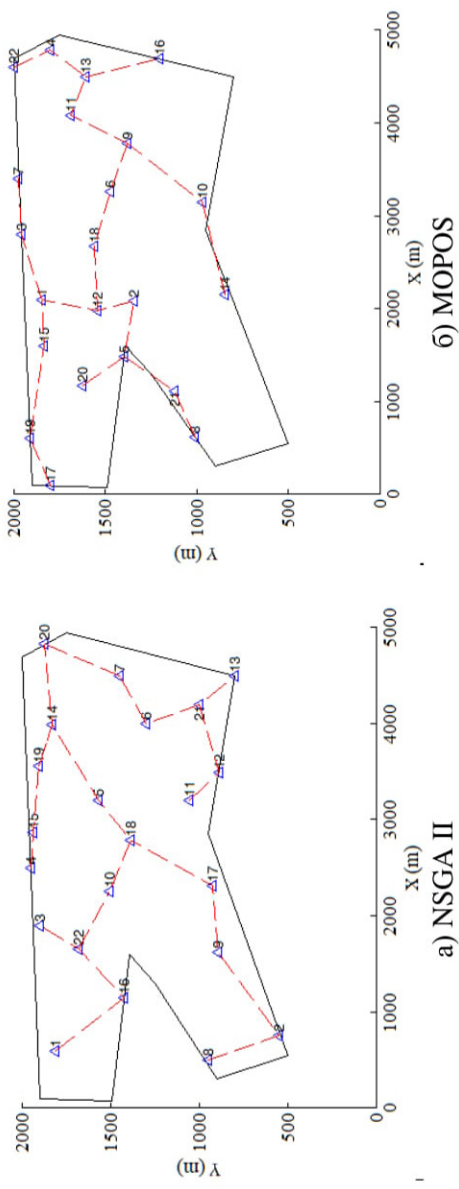
Слика 11.12 Различна висина на столб, бинарно-дискретизиран режим



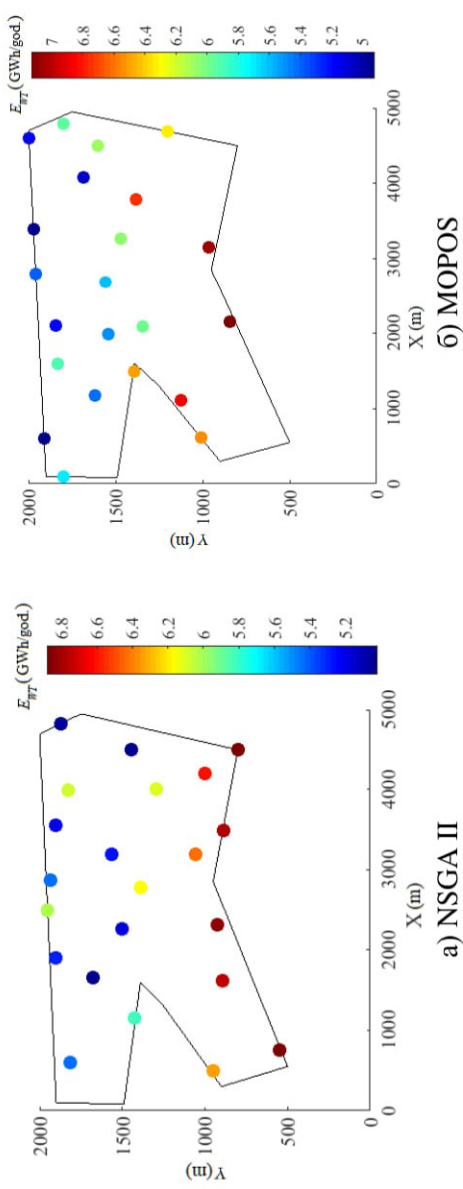
Слика 11.13 Годишно производство на електрична енергија, бинарно-дискретизиран режим со можност за корекција на висина на столб



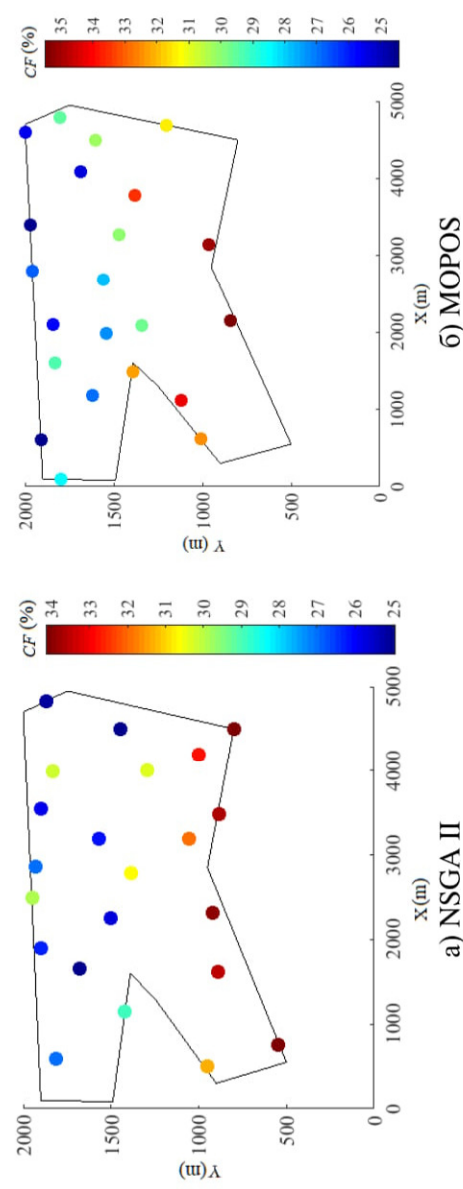
Слика 11.14 Фактор на искористување, бинарно-дискретизиран режим со можност за корекција на висина на столб



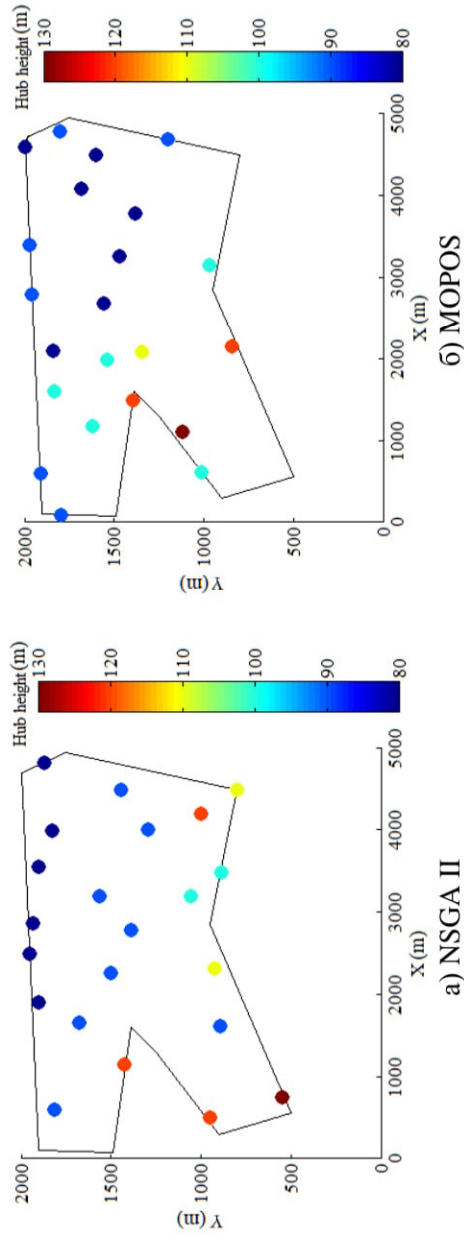
Слика 11.15 Оптимален распоред на ветерни турбини, непрекинат режим



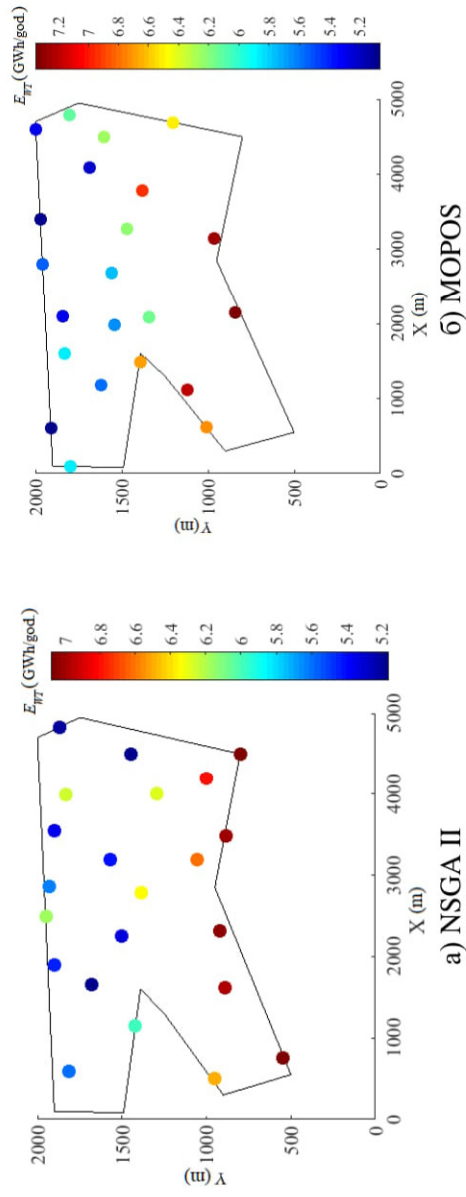
Слика 11.16 Годишно производство на електрична енергија, непрекинат режим



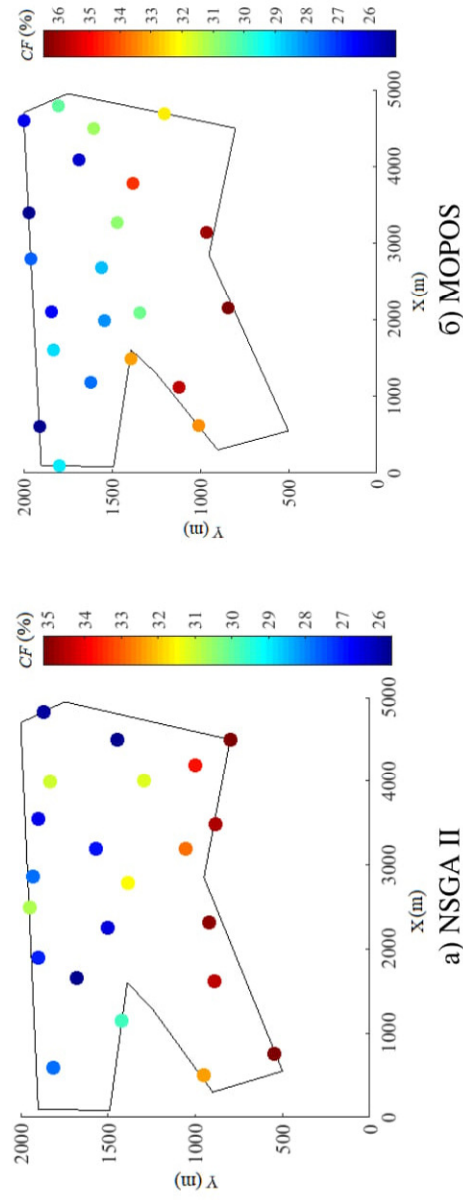
Слика 11.17 Фактор на искористување, непрекинат режим



Слика 11.18 Различна висина на столб, непрекинат режим



Слика 11.19 Годишно производство на електрична енергија, непрекинат режим со можност за корекција на висина на столб



Слика 11.20 Фактор на искористување, непрекинат режим со можност за корекција на висина на столб



Од резултатите од спроведената оптимизација, може да се види дека и двата алгоритми, без разлика за каков режим на кодирање се однесуваат, идентификуваат потенцијални подобрувања во однос на факторот на искористување на капацитетот и сведената цена на произведена електрична енергија, во споредба со реализираното ветерно поле Богданци. Интересно е тоа што, за сите извршени сценарија, подобрувањето на сведената цена се евидентира како резултат на зголеменото годишно производство на електрична енергија, како и зголемените инвестициски трошоци на проектот. Ова укажува на фактот дека при димензионирање на ветерно поле на оваа локација, подобрувањата за производството на електрична енергија ги надминуваат зголемените трошоци пресметани во оптимизациските процеси. Во таа насока, упатно е да се размислува за изнаоѓање на една величина која ќе зависи и од двата наведени параметри, со цел да се постигне баланс помеѓу вредностите на производството на електрична енергија и на сведените трошоци за производство на истата. Од добиените резултати, впечатливо е дека и кај двата оптимизациски алгоритми, во двата режими на дефинирање на ограничувачките фактори, во основните сценарија (без корекција на висината на столбот на секоја турбина), намалувањето на сведената цена на произведена електрична енергија споредено со реализираното ветерно поле, е поттикнато од подобрувањето во факторот на искористување на капацитетот. Ваквиот заклучок имплицира дека при истрага на оптимален распоред на ветерни турбини на оваа локација, поедноставена функција за евалуација која ќе се фокусира само на максимирање на факторот на искористување, може да резултира со добри резултати. Искуството покажало дека во случаи кога не постои експлицитна анализа на трошоците, билансот меѓу производството на енергија и трошоците на проектот може да резултира со нереални сценарија.

Од друга страна, при анализа и споредба на добиените сценарија од двата режими на кодирање- бинарно-дискретизирано и непрекинато, се добива впечаток за тоа како влијае однапред дефинираната мрежа на доволливи позиции врз квалитетот на резултатите. За оваа локација, ваквото ограничување значително го ограничува квалитетот на предлог сценаријата кои можат да се генерираат со користење на истите параметри за оптимизација, што доведува до заклучок дека бинарните регулаторни ограничувања се прифатливи. Треба да се напомене дека малата разлика во квалитетот на сценаријата добиени со бинарно-дискретизирано и со реално кодирање, се должи и на силно доминантната насока и брзина на ветерот на просечната висина над тлото, на која се поставуваат ветерните турбини.

Во период кога сеуште постојат нерешени предизвици за: i) поедноставување на пресметките и приказите на струењето на ветерот во размер на мезоклима, ii) негово ускладување со соодветната орографија на теренот, iii) недостиг на утврдени практики при избор на тип на ветерни турбини за одредени класи на локаци- решавањето на оптималниот распоред на ветерни турбини на одредена локација во бинарно-дискретизиран или непрекинат режим се покажува дека не е сосема неопходно.

Секоја група ограничувања кои се дефинирани за соодветниот алгоритам и режим на работа, доведува до различен тип на променливи кои директно влијаат при донесувањето одлуки. Затоа, истражувачите интуитивно сметале дека со нагудување на различните параметри за оптимизација, како на пр. големината на популацијата, би можело унифицирано да се истражуваат соодветните простори за пребарување на решението. Во ова истражување користена е најголемата можна големина на број на генерации и во двата алгоритми, за достапната пресметковна моќ. Во наредни истражувања, кога ќе биде можно да се стартуваат оптимизациските алгоритми со поголеми димензии на население/ рој, се очекуваат подобри резултати за непрекинатите модели. Очекувано беше дека времето на конвергенција кон најоптималното решение, при ваков повеќе-критеријален проблем со дискретни и непрекинати променливи, ќе биде значително поголемо, но и неизвесноста од ограничувањето за 1000 генерации се

покажа како недоволна за целосно исцрпување на конечното решение. Впечатливо е што на крајот од секоја симулација, вредностите на сведената цена на произведената електрична енергија конвертираат според очекувањата, а и микро-локациите на турбините се многу слични при секое извршување на симулациите.

Претставените истражувања не вклучуваат анализа на зоните на различен тип на влијанија, кои пак задолжително е да се анализираат во случај на изведба на едно ветерно поле. При димензионирањето на ветерното поле Богданци проектантите биле принудени да ги анализираат овие влијанија и да се справат со дополнителните ограничувања кои настанале од ваквите анализи, со цел да се отстранат сите невозможни и неприфатливи влијанија за сите засегнати во проектот. Со дополнителна анализа и корелација на добиените симулирани решенија, со ограничувањата за влијанијата дефинирани за изведеното ветерно поле, можно е да се направи поверодостоен модел. Поради ограничените пресметковни ресурси на програмот со кој се работени симулациите, ваквите анализи не се спроведени. За идни проекти, квантификацијата на овие ограничувања може да се обезбедат преку дискусии со лица задолжени за планирање и грижа на животната средина, како и директно со непосредното население, за да се обезбедат информации со кои може да се тврди дека проектираното ветерно поле е дизајнирано колку што е можно поефикасно.

## 12 ЗАКЛУЧОК

Процесот на проектирање и димензионирање на едно ветерно поле претставува комплексен процес кој вклучува мноштво меѓусебно поврзани фактори кои директно влијаат на квалитетот при изведбата на електроенергетскиот проект. Влијанието на овие фактори не само што е присутно во различни фази при димензионирање на ветерното поле, туку и во различен опсег врз целата ветерна електрична централа.

Истражувањето и дадениот преглед на литература покажуваат дека постојат значајни нејаснотии за да се разбере сложената врска помеѓу различните природни и проектантски фактори кои влијаат врз продуктивноста и социо-економските аспекти на едно ветерно поле, а постои и врз животната средина. Во суштина, процесот на димензионирање на едно ветерно поле е повеќе-критеријален и високо нелинеарен оптимизациски проблем. Меѓутоа, поголемиот дел од постоечките истражувања и унифицирани методологии за проектирање и изведба на ветерни полиња, без разлика дали станува збор за копнени или вонкопнени, се фокусираат на решавање на проблемот со една функција на цел. Главниот придонес на оваа дисертација е испитувањето базирано на анализа на поврзаноста помеѓу природните и проектирачките аспекти при димензионирање на едно копнено ветерно поле. Бидејќи анализата е правена врз база на податоци за ветерно поле кое веќе постои, разработените алатки во оваа дисертација ќе овозможат олеснети анализа и проектирање на слични ветерни полиња. Како резултат на зголеменото разбирање на проблематиката, ќе им се овозможи на проектантите на ветерни полиња да носат одлуки кои се временски ефикасни, кои се поврзани со придобивките и влијанијата на конкретниот проект за искористување на ветерна енергија.

Комплексноста во повеќе-критеријалната оптимизација на едно ветерно поле, исто така, изискува темелно истражување на поврзаноста помеѓу примарните критериумите за оцена на работата и способност систематски да се дефинира повеќе-димензионален простор за пребарување на решенија и високо нелинеарни ограничувања. Поради недостатокот на информации во раната фаза на димензионирање на ветерно поле, истражувањата за дефинирање на поврзаноста на параметрите, особено е важно да се направи во фазата на концептуално дизајнирање на ветерното поле.

Првичната хипотеза за да се спроведе истражувањето, беше да се докаже кој од двата еволутивни алгоритми- NSGA II- генетски алгоритам за подредување без доминација и MDPSO- комбинирано-дискретен алгоритам за доминација на единка во група, е посупериорен алгоритам за решавање на оптимизацискиот проблем за поставување на ветерни турбини на конкретен терен, дефиниран со неправилна форма. Првиот алгоритам е многу почесто применуван до сега, додека вториот доправа станува актуелен кога станува збор за оптимизации од оваа област. Во истражувањата низ литературата, ваква компаративна анализа недостасува. Воедно мора да се нагласи дека на компаративната анализа и претстојат темелно разработени, подобрени и применети алатки за прецизирање на влезните параметри при димензионирање на ветерното поле.

Целта на спроведеното истражување и работа изложени во оваа докторска дисертација беше да се изработат оптимизациски алгоритми за позиционирање на ветерни турбини на локација каде веќе има постоечко ветерно поле- Богданци. Треба да се има предвид дека станува збор за многу опсежна проблематика и само со темелен итердисциплинарен пристап може да се реализира модел кој во иднина би се користел за анализа и димензионирање на едно копнено ветерно поле.

Првично преку детална анализа на мерните податоци и нивна трансформација во непрекината повеќедимензионална јадрена функција е обезбедена уточнета основа со која понатака ќе се извршува анализата. Потоа разработен е модел за проценка на

сведената цена на електрична енергија од едно копнено ветерно поле, кој е применлив и при развој на други копнени ветерни полиња. Оптимизацискиот процес е дополнет со краток алгоритам за пребарување на најкратката електрична интерконекција помеѓу ветерните турбини, преку методот Евклидова минимална покривка. По изведбата на секое сценарио, направена е дополнителна анализа на истиот распоред на ветерни турбини, но со корекција на висината на столбот на секоја ветерна турбина, со цел постигнување на попрофитабилно решение. Горенаведените развиени алгоритми, потоа како подфункции се имплементирани во двата оптимизациски алгоритми.

Двата развиени методи за оптимизација се применети за позиционирање на ветерни турбини во склоп на едно ветерно поле, кое се состои од 22 турбини, распоредени на необработливо земјште во форма на разностран деветаголник, со определени димензии. Истражувани се главни четири сценарија и значително подобрување во перформансите на ветерното поле беше забележано во секоја сценарио, споредено со референтните податоци за постоечкото ветерно поле. Она што во пракса сеуште не постои, а е направено во дисертацијата е оптимизација и на секое сценарио со цел зголемување на производството на електрична енергија од целото ветерно поле, преку поединечно оптимално повишување на висината на столбот на секоја ветерна турбина. Со оваа фаза се генерирани уште четири под-сценарија.

Верификацијата на моделот е правена со податоците од проектот според кој се изведува ветерното поле Богданци, поради тоа што до моментот на изработка на дисертацијата во функција е само првата фаза од проектот. Сепак, за да биде меродавна понатамошната анализа, на неа и претходеа пресметки за реализираното поризводство и проектирано според развиениот модел. Со цел да се верифицира соодветноста на развиениот модел, при изведбата на секое сценарио, се генерира и проценката за годишното производство на електрична енергија. При ваквите пресметки проценети се зголемувања на прозводството во опсегот 0,81%-5,22%, споредено со предвидувањата во физибилити студијата според која е изведено ветерното поле.

Во однос на проценката на трошоците при изградба, експлоатација и затворање на проектот, направен е модел кој со фиксни параметри учествува при изработка на сите сценарија, независно од распоредот што се разгледува и затоа примената на методологијата за оптимизација е сè уште релевантна.

Интересно е да се нагласи дека во сите сценарија пресметаната сведена цена на произведената електрична енергија е во опсегот 6,527 до 8,057  $\text{€}/\text{kWh}$ , односно сите сценарија имаат вредност под повластената тарифа од 8,9  $\text{€}/\text{kWh}$ . Воедно, интересен е фактот што вредноста на факторот на искористување на капацитетот при сите симулациски обиди не ја надмина горната граница која е типична за копнени ветерни полиња (40%). Сите конечни сценарија резултираа со вредности за факторот на искористување поголеми од очекуваниот на целото ветерно поле, односно подобрувањата за овој параметар се во интервалот 4,1-8,64%. За копнено ветерно поле, како што е Богданци, не е меродавна само споредбата помеѓу нумеричките пресметани показатели со оние проектирани вредности според кои е изградено ветерното поле. Имено, исклучително важно е да се анализираат и влијанијата врз животната средина како и сите социјални аспекти- позитивни и негативни кои ги носи изведбата на ваков капитален енергетски објект.

Примената на два одделни оптимизациски алгоритми со две различни опции за дефинирање на ограничувања е направена со цел да се разјаснат дилемите за доминација на едниот алгоритам наспроти другиот. По сеопфатна анализа, двата применети алгоритми- генетски алгоритам за подредување без доминација-NSGA II и комбинирано-дискретен алгоритам за доминација на единка во група -MDPSO, генерираа резултати со сличен квалитет што укажува на тоа дека предефинираното просторно



ограничување на теренот е од поголемо значење отколку одлуката кој од двата алгоритми е посоодветен за ваква анализа.

### 12.1 Идно истражувања

Досегашното спроведено истражување, дава можност за потенцијални понатамошни истражувања во повеќе насоки.

Квантификацијата на производството на електрична енергија на идејното ветерно поле е еден од најфундаменталните критериуми. Во дисертација искористен е веќе разработен модел за проценка на загубите на енергија предизвикана од ефектот на бразда. Овој модел го квантифицира производството на енергија како функција на влезните карактеристики на ветрот, микро-локациите на турбините и спецификациите на конкретниот тип на турбина. Идната работа треба да ги земе предвид влијанијата на топографијата и турбуленциите, кои можат да се интегрираат во развиениот модел за производство на електрична енергија. Благодарение на високата пресметковна комплексност на пресметковна динамика на флуиди-CFD (висока веродостојност), приказот на ефектот на бразда и сите нупојави што настануваат при тоа, во ова истражување беа пресметани со помош на аналитички модел за ефект на бразда (со мала веродостојност).

Со понатамошен развој на моделот кој е презентираан во оваа дисертација, може да се истражува валидноста и сензитивноста на функцијата на цел која е примарен евалуатор за секое генерирано решение под различен тип на дефинирани ограничувања и од различен алгоритам. Дополнително треба да се анализира зависноста на најоптималното решение од параметрите кои се дефинирани како критериуми за оцена на оптимизацискиот процес. Исто така, предизвик е и примената на моделот во непрекинат режим, независно во кој тип на алгоритам, за димензионирање на поголеми ветрени полиња, слични на оние кои се следната генерација на ветерни полиња кои треба да се градат широм светот.

Со оглед на фактот дека во ниту еден момент, двага оптимизациски алгоритми не резултираа со ист предлог решение за распоред на ветерните турбини, индицира дека делот во алгоритмот каде се дефинираат трошоците и се формира пресметка сведената цена на произведена електрична енергија, може дополнително да се анализира и да претрпи понатамошни подобрувања.

Идната работа, треба во процесот на донесувањето на одлуки во извршувањето на алгоритмот, да анализира и други фактори на кои влијаат на површинската зафатнина на ветерното поле, како што е површината на земјиштето по инсталиран kW. Искombинирано со посоеопфатен модел за приказ на сведените трошоци, ваквиот напреден оптимизациски метод за димензионирање на ветерни полиња треба да обезбеди цврста основа за идно истражување (и индустриски практики) во планирањето на едно ветерно поле.

Интересен аспект за понатамошни истражувања се отвара и во насока на димнзионирање на ветерно поле составено од различен тип на ветерни турбини, дефинирани според различна инсталирана моќност, па дури и различен производител. Во таа насока се отвара цело ново поле за истражување, бидејќи од особена важност е и животниот век на сите компоненти кај секоја ветерна турбина. Во пракса, периодот на експлоатација на компонентите на една ветерна турбина, кои директно зависат од нејзината носивост (дефинирани во IEC стандард), е уште еден важен фактор во изборот на турбини. Инкорпорирањето на тежински фактори должина на работен век на поединечните компоненти на турбината, како дополнителна функција на цел при димензионирањето на ветерното поле, би било интересна тема за идно истражување.

## БИБЛИОГРАФИЈА

- [1] “Resolution adopted by the General Assembly - Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development,” *United Nations - General Assembly*, 21 October 2015.
- [2] “Renewable Power Generation Costs,” *International Renewable Energy Agency*, February, 2018.
- [3] “World Energy Outlook 2017,” *International Energy Agency*, March, 2018.
- [4] “Global wind statistics for 2017,” *Global Wind Energy Council*, 14.02.2018.
- [5] “Wind energy in Europe: Scenarios for 2030,” *Wind Europe*, September 2017.
- [6] “Wind in power 2017 - Annual combined onshore,” *Wind Europe*, February 2018.
- [7] N. G. Mortensen, M. Nielsen and E. J. H, “Comparison of Resource and Energy Yield Assessment Procedures 2011-2015,” *Proceedings of the EWEA Annual Event and Exhibition 2015, Paris, France*, 2015.
- [8] “Стратегија за искористувањето на обновливите извори на енергија во Република Македонија до 2020 година,” *Македонска Академија на Науките и Уметностите, Скопје, Јуни, 2010*.
- [9] Известување за намера за изведување на проект - Парк на ветерни електрани „Богословец“, *Свети Николе, Октомври 2016*.
- [10] J. Peinke and G. Bussel van, *Research Topics in Wind Energy*, Switzerland: Springer, 2017.
- [11] G. Mosetti, C. Poloni and B. Diviacco, “Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm,” *Journal of Wind Engineering*, vol. 1, no. 51, pp. 105-116, 1994.
- [12] M. Samorani, “The Wind Farm Layout Optimization Problem,” in *Handbook of Wind Power Systems, Energy Systems, Berlin-Heidelberg, Germany, Springer-Verlag*, 2013, pp. 21-38.
- [13] S. A. Grady, M. Y. Hussaini and M. M. Abdullah, “Placement of wind turbines using genetic algorithms,” *Renewable Energy*, vol. 1, no. 30, pp. 259-270, 2005.
- [14] I. Imustakero and D. Borissovah, “Wind turbines type and number choice using combinatorial optimization,” *Renewable Energy*, vol. 35, no. 9, pp. 1887-1894, 2010.
- [15] D. Christie and M. Bradley, “Optimising land use for wind farms,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 16, no. 4, p. 471-475, 2012.
- [16] B. L. Du Pont and J. Cagan, “An extended pattern search approach to wind farm layout optimization,” *Journal of Mechanical Design*, vol. 134, no. 8, p. 081 002-18, 2012.
- [17] L. Chen and E. MacDonald, “Considering landowner participation in wind farm layout optimization,” *Journal of Mechanical Design*, vol. 134, no. 8, p. 084 506-6, 2012.
- [18] J. S. Gonz’alez, A. G. G. Rodriguez, J. C. Mora, J. R. Santos and M. B. Payan, “Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 35, no. 8, p. 1671-1681, August 2010.
- [19] C. N. Elkinton, *Offshore wind farm layout optimization*, University of Massachusetts Amherst, Amherst, MA, 2007.
- [20] J. Castro Mora, J. M. C. Bar’ on, J. M. R. Santos and M. B. Pay’an, “An evolutive algorithm for wind farm optimal design,” *Neurocomputing*, vol. 70, no. 16-18, p. 2651-2658, 2007.

- [21] A. Mittal, *Optimization of the layout of large wind farms using a genetic algorithm*, Cleveland: Case Western Reserve University, 2010.
- [22] G. Marnidis, S. Lazarou and E. Pyrgioti, "Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation," *Renewable Energy*, vol. 1, no. 33, pp. 1455-1460, 2008.
- [23] M. Bilbao and E. Alba, "Simulated annealing for optimization of wind farm annual profit," in *Proceedings Of the 2nd International Symposium on Logistics and Industrial Informatics (LINDI)*, Linz, Austria, September 10-12 2009.
- [24] B. P. Rashuo and A. C. Bengin, "Optimization of wind farm layout," *FME Transactions*, vol. 38, no. 3, p. 107-114, 2010.
- [25] S. Salcedo-Sanz, D. Gallo-Marazuela, A. Pastor-Sanchez, L. Carro-Calvoa, A. Portilla-Figuerasa and L. Prieto, "Evolutionary computation approaches for real offshore wind farm layout: A case study in northern Europe," *Expert Systems with Applications*, vol. 40, no. 16, p. 6292-6297, 2013.
- [26] W. Y. Kwong, P. Zhang, D. Romero, J. Moran, M. Morgenroth and C. Amon, "Multi-objective wind farm layout optimization considering energy generation and noise propagation with NSGA-II," *Journal of Mechanical Design*, vol. 136, no. 9, July, 2014.
- [27] R. Wang, "An Improved Nondominated Sorting Genetic Algorithm for Multiobjective Problem," *Mathematical Problems in Engineering*, pp. 1-7, 2016.
- [28] Y. Chen, H. Li, K. Jin and Q. Song, "Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines," *Energy Conversion and Management*, vol. 70, pp. 56-65, 201.
- [29] R. Shakkor, M. Hassan, A. Raheem and N. Rashee, "Wind farm layout optimization using area dimensions and definite point selection techniques," *Renewable Energy*, vol. 88, pp. 154-163, 2016.
- [30] U. A. Ozturk and B. A. Norman, "Heuristic methods for wind energy conversion system positioning," *Electric Power Systems Research*, vol. 30, no. 2, p. 179-185, 2004.
- [31] A. Kusiak and Z. Song, "Design of wind farm layout for maximum wind energy capture," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 658-694, 2010.
- [32] S. Chowdhury, J. Zhang, A. Messac and L. Castillo, "Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions," *Renewable Energy*, vol. 52, pp. 273-282, 2013.
- [33] C. Vezyris, *Offshore wind farm optimization: Investigation of unconventional and random layouts*, Delft, The Netherlands: Master's thesis, Delft University of Technology, , June 2012.
- [34] Y. Eroglu and S. U. Seckiner, "Design of wind farm layout sing ant colony algorithm," *Renewable Energy*, vol. 44, p. 53-62, 2012.
- [35] C. Wan, J. Wang, G. Yang, H. Gu and X. Zhang, "Wind farm micro-siting by Gaussian particle swarm optimization with local search strategy," *Renewable Energy*, vol. 48, p. 276-282, 2012.
- [36] M. Song, K. Chen, Z. He and X. Zhang, "Bionic optimization for micro-siting of wind farm on complex terrain," *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 551-557, February 2013.
- [37] M. Wagner, J. Day and F. Neumann, "A fast and effective local search algorithm for optimizing the placement of wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 51, p. 64-70, 2013.
- [38] J. E. G. Mart'inez, *Layout optimisation of offshore wind farms with realistic constraints and options*, Delft, The Netherlands: Ph.D. dissertation, Delft University of Techonology, June, 2014.

- [39] D. Wilson, S. Cussat-Blanc, K. Veeramachaneni, U. M. O'Reilly and H. Luga, "A continuous developmental model for wind farm layout optimization," in *Proceedings Of the 2014 Conference on Genetic and Evolutionary Computation (GECCO)*, New York, NY, USA, July 12-16, 2014.
- [40] A. Golchha and S. G. Qureshi, "Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II – A Succinct Survey," *International Journal of Computer Science and Information Technologies*, vol. 6, no. 1, pp. 252-255, 2015.
- [41] L. Wang, A. Tan and Y. Gu, "A novel control strategy approach to optimally design a wind farm," *Renewable Energy*, vol. 95, pp. 10-21, 2016.
- [42] W. Li, E. Ozcan and R. John, "Multi-objective evolutionary algorithms and hyper-heuristics for wind farm layout optimisation," *Renewable Energy*, vol. 105, pp. 473-482, 2017.
- [43] A. C. Pillata, J. Chicka, M. Khorasanchia, S. Barbouchib and L. Johannings, "Application of an offshore wind farm layout optimization methodology at Middelgrunden wind farm," *Ocean Engineering*, vol. 139, p. 287-297, 2017.
- [44] J. S. Gonz'alez, M. B. Pay'an, A. G. G. Rodriguez and J. R. Santos, "Optimization of wind farm turbine layout including decision making under risk," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, p. 94-102, March, 2012.
- [45] G. Dobrić and Ž. Đurišić, "Double-stage genetic algorithm for wind farm layout optimization on complex terrains," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, p. 033127, 2014.
- [46] A. Noghreh and P. Emami, "New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms," *Renewable Energy*, vol. 35, p. 1559-1564, 2010.
- [47] D. Guirguis, D. A. Romero and C. H. Amon, "Toward efficient optimization of wind farm layouts: Utilizing exact gradient information," *Applied Energy*, vol. 179, pp. 110-123, 2016.
- [48] L. Wang, A. C. Tan, M. E. Cholette and Y. Gu, "Optimization of wind farm layout with complex land divisions," *Renewable Energy*, vol. 105, pp. 30-40, 2017.
- [49] R. Katarzyniak, T. F. Chiu, C. F. Hong and N. T. Nguyen, "Particle Swarm Optimization with Disagreements on Stagnation," in *Semantic Methods for Knowledge Management and Communication. Studies in Computational Intelligence*, Berlin, Heidelberg, Springer, 2011, pp. 103-113.
- [50] A. Banks, J. Vincent and C. Anyakoha, "A review of particle swarm optimization. Part II: Hybridisation, combinatorial, multicriteria and constrained optimization, and indicative applications," *Natural Computing*, vol. 7, no. 1, pp. 109-124, March, 2008.
- [51] A. Rass, M. Schmitt and R. Wanka, *Explanation of Stagnation at Points that are not Local Optima in Particle Swarm Optimization by Potential Analysis*, Nuremberg, Germany: University of Erlangen-Nuremberg, May, 2015.
- [52] M. R. Bonyadi and Z. Michalewicz, "Stability Analysis of the Particle Swarm Optimization Without Stagnation Assumption," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 20, no. 5, pp. 814-819, October, 2016.
- [53] K. Veeramachaneni, M. Wagner, U.-M. O'Reilly and F. Neumann, "Optimizing energy output and layout costs for large wind farms using particle swarm optimization," in *Proceedings Of the 2012 IEEE World Congress on Computational Intelligence (WCCI)*, Brisbane, QLD, Australia, June 10-15 2012.



- [54] S. Pookpant and W. Ongsakul, "Design of optimal wind farm configuration using a binary particle swarm optimization at Huasai district, Southern Thailand," *Energy Conversion and Management*, vol. 108, pp. 160-180, 2016.
- [55] P. Hou, W. Hu, M. Soltani and Z. Chen, "Optimized placement of wind turbines in large-scale offshore wind farm using particle swarm optimization algorithm," *IEEE Transactions in Sustainable Energy*, vol. 6, pp. 1272-1282, 2015.
- [56] M. Song, K. Chen and J. Wang, "Three-dimensional wind turbine positioning using Gaussian particle swarm optimization with differential evolution," *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, vol. 172, pp. 317-324, 2017.
- [57] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt and M. P. Vecchi, "Optimization by simulated annealing," *Science*, vol. 220, no. 4598, p. 671-680, 1983.
- [58] P. A. Rivas, J. Clausen, K. S. Hansen and L. Jensen, "Solving the turbine positioning problem for large offshore wind farms by simulated annealing," *Wind Eng.*, vol. 33, p. 287-297, 2009.
- [59] B. L. Du Pont and J. Cagan, "Multi-stage optimization of wind farms with limiting factors," in *Proceedings of the ASME 2013 International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference*, Portland, Oregon, USA, August 4-7, 2013.
- [60] T. Uchida and Y. Ohya, "Micro-siting technique for wind turbine generators by using large-eddy simulation," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 96, no. 10-11, pp. 2121-2138, October–November 2008.
- [61] M. Song, K. Chen, Z. He and X. Zhang, "Optimization of wind farm micro-siting for complex terrain using greedy algorithm," *Energy*, vol. 67, pp. 454-459, 2014.
- [62] R. Archer, G. Nates, S. Donovan and H. Waterer, "Wind turbine interference in a wind farm layout optimization mixed integer linear programming model," *Advanced Materials Research*, vol. 35, no. 2, p. 2011, 165-175.
- [63] J. C. B. DuPont, "A hybrid extended pattern search/genetic algorithm for multi-stage wind farm optimization," *Optimization and Engineering - Springer*, vol. 17, p. 77-103, 2016.
- [64] S. Afanasyeva, J. Saari, S. Kukkonen, J. Partanen and O. Pyrhönen, "Optimization of wind farm design taking into account uncertainty in input parameters," in *European Wind Energy Association*, Vienna, Austria, 2013.
- [65] "Wind Energy Industry - Standard Software - WAsP," *DTU Wind Energy*, [Online]. Available: <http://www.wasp.dk/>. [Accessed 26 January 2018].
- [66] "Wind Park Development Project Macedonia – Feasibility Study Bogdanci A (The European Union's CARDS Programme for the Western Balkans)," *WYG International*, June 2011.
- [67] R. J. Barthelmie, S. T. Frandsen, M. N. Nielsen, S. C. Pryor, P.-E. Rethore and H. E. Jørgensen, "Modelling and measurements of power losses and turbulence intensity in wind turbine wakes at Middelgrunden offshore wind farm," *Wind Energy*, vol. 10, no. 6, p. 517-528, November/December 2007.
- [68] R. Barthelmie, S. Frandsen, O. Rathmann, K. Hansen, E. Politis and J. Prospathopoulos, "Flow and wakes in large wind farms in complex terrain and offshore," in *European Wind Energy*, Brussels, 2008.
- [69] S. Krohn, P. Morthorst and S. Awerbuch, "The economics of wind energy," *European Wind Energy Association*, Stockholm, Sweden, 2009.
- [70] H. Yang, K. Xie, H.-M. Tai and Y. Chai, "Wind Farm Layout Optimization and Its Application to Power System Reliability Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015.

- [71] J. Annoni, P. Seiler, K. Johnson, P. Fleming and P. Gebraad, "Evaluating wake models for wind farm control," in *Proceedings of the American Control Conference (ACC)*, Portland, 2014.
- [72] B. L. Du Pont and J. Cagan, "An extended pattern search approach to wind farm layout optimization," *Journal of Mechanical Design*, vol. 134, no. 8, p. 081 002–18, 2012.
- [73] J. Schmidt and B. Stoevesandt, "The impact of wake models on wind farm layout optimization," *Journal of Physics*, vol. 625, no. 1, pp. 1-11, 2015.
- [74] M. Gaumond, P.-E. R'ethor'e, A. Bechmann, S. Ott, G. C. Larsen, A. Pena Diaz and K. S. Kurt, "Benchmarking of wind turbine wake models in large offshore windfarms," in *Proceedings of the Science of Making Torque from Wind*, Oldenburg, Germany, 2012.
- [75] P. Beaucage, M. Brower, N. Robinson and C. Alonge, "Overview of six commercial and research wake models for large offshore wind farms," in *Proceedings of the European Wind Energy*, Copenhagen, Denmark, 2012.
- [76] R. Barthelmie and S. C. Pryor, "An overview of data for wake model evaluation in the virtual wakes laboratory," *Applied Energy*, vol. 104, no. 1, p. 838–844, 2013.
- [77] J. F. Herbert-Acero, O. Probst, P.-E. Rethore, G. C. Larsen and K. Castillo-Villar, "A review of methodological approaches for the design and optimization of wind farms," *Energies*, vol. 7, no. 11, p. 6930–7016, 2014.
- [78] N. O. Jensen, "A note on wind generator interaction," *Risø National Laboratory*, Roskilde, Denmark, 1983.
- [79] I. Katic, J. Højstrup and N. O. Jensen, "A simple model for cluster efficiency," in *Proceedings of European Wind Energy Conference and Exhibition*, Rome, Italy, 1986.
- [80] J. Garza, A. Blatt, R. Gandoin and S.-Y. Hui, "Evaluation of two novel wake models in offshore wind farms," in *Proceedings of the European Wind Energy Associate Offshore Conference*, Amsterdam, The Netherlands, 2011.
- [81] S. Ott, J. Berg and M. Nielsen, "Linearised CFD models for wakes," *Risø National Laboratory*, Roskilde, Denmark, 2011.
- [82] J. N. Sørensen and A. Myken, "Unsteady actuator disc model for horizontal axis wind turbines," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 39, no. 1-3, p. 139–149, 1992.
- [83] G. C. Larsen, H. A. Madsen, F. Bingol, J. Mann, S. Ott, J. N. Sørensen, V. Okulov, N. Troldborg, M. Nielsen, K. Thomsen, T. J. Larsen and R. Mikkelsen, "Dynamic wake meandering modeling," *Risø National Laboratory*, Roskilde, Denmark, 2007.
- [84] M. Churchfield and S. Lee, "High-fidelity analysis of wind plant and wind turbine fluid physics and structural response using computational fluid dynamics (CFD) and FAST," *NREL*, 31 March 2015. [Online]. Available: [wind.nrel.gov/designcodes/simulators/SOWFA/](http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/SOWFA/). [Accessed 05 October 2017].
- [85] P. Fleming, P. Gebraad, M. Churchfield, S. Lee, K. Johnson, J. Michalakes and J.-W. van Wingerden, "SOWFA+ super controller users manual," *National Renewable Energy Laboratory*, Denver, 2013.
- [86] S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Højstrup and M. Thøgersen, "Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms," *Wind Energy*, vol. 9, no. 2, p. 39–53, 2006.
- [87] G. C. Larsen, "A simple wake calculation procedure," *Risø National Laboratory*, Roskilde, Denmark, 1988.

- [88] *European Wind Turbine Standards II. ECN Solar & Wind Energy, 1990.*
- [89] S. Rockel, E. Camp, J. Schmidt, J. Peinke, R. Bayoan and M. Holling, "Experimental Study on Influence of Pitch Motion on the Wake of a Floating Wind Turbine Model," *Energies*, vol. 7, no. 1, pp. 1954-1985, 2014.
- [90] T. Ishihara, A. Yamaguchi and Y. Fujino, "Development of a New Wake Model Based on a Wind Tunnel Experiment," *Global Wind, 2004.*
- [91] W. Tong, S. Chowdhury, J. Zhang and A. Messac, "Impact of Different Wake Models On the Estimation of Wind Farm Power Generation," in *AIAA Aviation Technology, Integration, and Operations (ATIO) Conference, Indianapolis, Indiana, 2012.*
- [92] T. Ishihara, A. Yamaguchi and Y. Fujino, Development of a new wake model based on a wind tunnel experiment, 2004.
- [93] Siemens, *Wind Turbine SWT-2.3-93 Technical specifications, Hamburg, Germany: Siemens AG 2015, 2015.*
- [94] C. Elkinton, J. Manwell and J. McGowan, "Algorithms for Offshore Wind Farm Layout Optimization," *Wind Engineering*, no. 1, pp. 67-83, 2008.
- [95] Y.-K. Wu, C.-Y. Lee, C.-R. Chen, K.-W. Hsu and H.-T. Tseng, "Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore wind farm by AI technology," in *2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), Las Vegas, October 7-11 2012.*
- [96] T. H. Soukissian and F. E. Karathanasi, "On the selection of bivariate parametric models for wind data," *Applied Energy*, vol. 188, p. 280-304, 2017.
- [97] J. Carta, P. Ramirez and C. Bueno, "A Joint Probability Density Function of Wind Speed and Direction for Wind Energy Analysis," *Energy Conversion and Management*, vol. 49, pp. 1309-1320, 2008.
- [98] E. C. Morgan, M. Lackner, R. Vogel and L. Baise, "Probability distributions for offshore wind speeds," *Energy Convers Manage*, vol. 52, no. 1, p. 15-26, 2011.
- [99] T. Soukissian, "Use of multi-parameter distributions for offshore wind speed modelling: the Johnson SB distribution," *Applied Energy*, vol. 111, p. 982-1000., 2013.
- [100] T. B. M. J. Ouarda, C. Charron, J.-Y. Shin, P. R. Marpu, A. H. Al-Mandoos and M. H. Al-Tamimi, "Probability distributions of wind speed in the UAE," *Energy Conversion and Management*, vol. 93, p. 414-434, 2015.
- [101] T. Chang, "Estimation of wind energy potential using different probability density functions," *Applied Energy*, vol. 88, no. 5, p. 1848-1856, 2011.
- [102] R. Kollu, S. Rayapudi, S. Narasimham and K. Pakkurthi, "Mixture probability distribution functions to model wind speed distributions," *International Journal of Energy and Environment*, vol. 3, no. 1, pp. 1-10, 2012.
- [103] X. Qin, J. Zhang and X. Yan, "Two improved mixture weibull models for the analysis of wind speed data," *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 51, no. 7, p. 1321-1332, 2012.
- [104] J.-Y. Shin, T. B. M. J. Ouarda and T. Lee, "Heterogeneous mixture distributions for modeling wind speed, application to the UAE," *Renewable Energy*, vol. 91, p. 40-52, 2016.
- [105] J. Jeon and J. Taylor, "Using conditional kernel density estimation for wind power density forecasting," *Journal of the American Statistical Association*, vol. 107, no. 497, p. 66-79, 2012.

- [106] J. Zhang, C. Chowdhury, A. Messac and L. Castillo, "A multivariate and multimodal wind distribution model," *Renewable Energy*, vol. 51, p. 436–447, 2013.
- [107] J. Zhang, S. Chowdhury, A. Messac and L. Castillo, "Multivariate and Multimodal Wind Distribution Model based on Kernel Density Estimation," in *5th International Conference on Energy Sustainability & 9th Fuel Cell Science, Engineering and Technology Conference*, Washington, DC, USA, August 7-10, 2011.
- [108] X. Xu, Z. Yan and S. Xu, "Estimating wind speed probability distribution by diffusion-based kernel density method," *Electric Power Systems Research*, vol. 121, p. 28–37, 2015.
- [109] B. Hu, Y. Li, H. Yang and H. Wang, "Wind speed model based on kernel density estimation and its application in reliability assessment of generating systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1-8, 2016.
- [110] J. Chen and X. Zhang, "An Empirical Joint Probability Density Function of Wind Speed and Direction," in *The Seventh Asia-Pacific Conference on Wind Engineering*, Taipei, Taiwan, November 8-12, 2009.
- [111] F. Porté-Agel, Y. Wu and C. H. Chen, "A numerical study of the effects of wind direction on turbine wakes and power losses in a large wind farm," *Energies*, vol. 6, p. 5297–5313, 2013.
- [112] J. S. Simonoff, *Smoothing methods in statistics*, 2nd ed., Springer, 1996.
- [113] J. Feng and W. Z. Shen, "Modelling wind for wind farm layout optimization using joint distribution of wind speed and wind direction," *Energies*, vol. 8, no. 4, p. 3075–3092, 2015.
- [114] J. A. Carta and D. Mentado, "A continuous bivariate model for wind power density and wind turbine energy output estimations," *Energy Conversion and Management*, vol. 48, no. 2, p. 420–432, 2007.
- [115] J. A. Carta, P. Ramirez and C. Bueno, "A joint probability function of wind speed and direction for wind energy analysis," *Energy Conversion and Management*, vol. 49, no. 6, p. 1309–1320, 2008.
- [116] B. McWilliams, M. Newmann and D. Sprevak, "The probability distribution of wind velocity and direction," *Wind Engineering*, vol. 3, pp. 269-273, 1979.
- [117] E. Erdem and J. Shi, "Comparison of bivariate distribution construction approaches for analysing wind speed and direction data," *Wind Energy*, vol. 14, no. 1, pp. 27-41, 2011.
- [118] M. Rosenblatt, "Remarks on some nonparametric estimates of a density function," *The Annals of Mathematical Statistics*, vol. 27, no. 3, p. 832–837, 1956.
- [119] E. Parzen, "On estimation of a probability density function and mode," *The Annals of Mathematical Statistics*, vol. 33, no. 3, pp. 1065-1076, 1962.
- [120] M. Jones, J. Marron and S. Sheather, "A brief survey of bandwidth selection for density estimation," *Journal of the American Statistical Association*, vol. 91, pp. 401-407, 1996.
- [121] M. Wand and M. Jones, *Kernel Smoothing*, Chapman and Hall/CRC, 1995.
- [122] M. Celeska, K. Najdenkoski, V. Dimchev and V. Stoilkov, "Assessment of Wind Energy Resources Using Reliable Multi-modal Wind Distribution Model," in *3rd South East Europe Sustainable Development of Energy Wayer and Environment Systems Conference*, Novi Sad, Serbia, 30 June - 4 July, 2018.
- [123] M. Celeska, K. Najdenkoski, V. Dimchev and V. Stoilkov, "Wind Farm Power Performance Verification Using Non-Parametric Statistical Inference," in *20th International Conference on Wind farms and Power Systems*, London, UK, 14-15 May, 2018.



- [124] M. Celeska, K. Najdenkoski, V. Stoilkov and V. Dimchev, "Power Performance Investigation of a Wind Turbine Using Nonparametric Methods," in *7th International Symposium on Applied Electromagnetics, Podcetrtek, Slovenia, 7-20 June, 2018*.
- [125] M. Celeska, K. Najdenkoski, V. Dimchev and V. Stoilkov, "Equivalent Wind Farm Power Curve Estimation," *Journal of Electrical Engineering and Information Technologies*, vol. 2, no. 2, pp. 105-111, 2017.
- [126] M. Celeska, V. Stoilkov, K. Najdenkoski and V. Dimchev, "Performance of long term wind estimation method at wind power production by machines with familiar technical properties," in *Proceedings of the 10th International Conference – Macedonian Committee in CIGRE (MAKO CIGRE)*, Ohrid, Macedonia, September, 2017.
- [127] P. Sorensen and T. Nielsen, "ecalibrating wind turbine wake model parameters - validating the wake model performance for large offshore wind farms," in *European Wind Energy Conference and Exhibition, EWEA, Athens, Greece, 2006*.
- [128] C. Kiranoudis, V. N. and Z. Maroulis, "Shortcut design of wind farms," *Energy Policy*, vol. 29, pp. 567-578, 2001.
- [129] L. Fingersh, M. Hand and A. Laxson, "Wind Turbine Design Cost and Scaling Model," NREL, A national laboratory of the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Richland, USA, December, 2006.
- [130] NREL, "Jobs and economic development impact (JEDI) model," NREL/FS-5000-64129. National Renewable Energy Laboratory , Golden, USA, 2015.
- [131] S. A. Herman, "Probability Cost Model for Analysis of Offshore Wind Energy Costs and Potential," ECN-I--02-007, tech. rep. Energy Research Center, May, 2002.
- [132] "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series," IRENA Working Group, June, 2012.
- [133] D. Milborrow, "Wind Power Monthly," Haymarket Media Group Ltd, 1 February 2018. [Online]. Available: <https://www.windpowermonthly.com/article/1455361/tipping-point-2017-wind-cost-analysis>. [Accessed 25 July 2018].
- [134] R. L. Hardy, "Multiquadric equations of topography and other irregular surfaces," *Journal of Geophysical Research*, vol. 76, no. 1, pp. 1905-1915, 1971.
- [135] M. I. Blanco, "The economics of wind energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, p. 1372-1382, 2009.
- [136] A. M. Ragheb, "Economic of Wind Energy," Department of Aerospace Engineering, University of Illinois at Urbana-Champaign, 216 Talbot Laboratory, USA, 3/16/2017.
- [137] S. Engström, T. Lymer, M. Hassanzadeh, T. Stalin and J. Johansson, "Tall towers for large wind turbines, Report from Vindforsk project V-342 Höga torn för vindkraftverk," ELFORSK, rapport 10\_48, Denmark, July 2010.
- [138] M. X. Song, K. Chen and J. Wang, "Three-dimensional wind turbine positioning using Gaussian particle swarm optimization with differential evolution," *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, vol. 172, p. 317-324, 2018.
- [139] Y. Chen, H. Li, K. Jin and Q. Song, "Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines," *Energy Conversion and Management*, vol. 70, pp. 56-65, June 2013.
- [140] J. S. Gonzalez, M. B. Payan, J. M. R. Santos and F. G. Logatt, "A review and recent developments in the optimal wind-turbine micro-siting problem," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 133-144, 2014.

- [141] A. Hertz, O. Marcotte, A. Mdimagh, M. Carreau and F. Welt, "Optimizing the design of a wind farm collection network," *Information Systems and Operational Research - INFOR*, vol. 50, no. 2, pp. 95-104, 2012.
- [142] T. R., J. Wu, C. Denison, T. Ackling, M. Wagner and F. Neumann, "Fast and effective multi-objective optimisation of wind turbine placement," in *Proceedings of the 15th annual conference on Genetic and evolutionary computation*, July 2013.
- [143] Службен весник на Република Македонија, бр. 56, 2013.
- [144] A. Consultants, "Прирачник за постапките и изградба на електрани за производство на електрична енергија од обновливи извори на енергија," Министерство за Економија на Република Македонија, Агенција за Енергетика на Република Македонија, Скопје, Р. Македонија, 2015.
- [145] <http://www.schrott.de/schrott/preise/>, Calculate scrap prices online, Germany, last visited 6:09 PM, 08.01.2018.
- [146] [http://www.appropedia.org/Recycling\\_of\\_wind\\_turbine\\_blades](http://www.appropedia.org/Recycling_of_wind_turbine_blades), Recycling of wind turbine blades, last visited 6:17 PM, 08.01.2018.
- [147] A. Betz, *Introduction to the theory of flow machines*, Oxford, Great Britain: Pergamon Press, 1966.
- [148] X. Gandibleux, M. Sevaux, K. Sorensen and V. T'kindt, "Metaheuristics for Multiobjective Optimisation," *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*, Springer, vol. 355, 2004.
- [149] E. Zitzler and L. Thiele, "Multiobjective Evolutionary Algorithms: A Comparative Case Study and the Strength Pareto Approach," *IEEE Transactions Evolutionary Computation*, vol. 3, no. 4, pp. 257-271, 1999.
- [150] E. Zitzler, M. Laumanns and L. Thiele, "SPEA2: Improving the Strength Pareto Evolutionary Algorithm for Multiobjective Optimization," in *Proceedings of EUROGEN—Evolutionary Methods for Design, Optimisation and Control With Application to Industrial Problems*, 2001.
- [151] N. Srinivas and K. Deb, "Multiobjective Optimization Using Nondominated Sorting in Genetic Algorithms," *Evolutionary Computation*, vol. 2, no. 3, p. 221-248., 1994.
- [152] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal and T. Meyarivan, "A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II," *IEEE Transactions Evolutionary Computation*, vol. 6, no. 2, p. 182-197, 2002.
- [153] E. Zitzler, K. Deb and L. Thiele, "Comparison of Multiobjective Evolutionary Algorithms: Empirical Results," *Evolutionary Computation*, vol. 8, no. 2, pp. 173-195, 2000.
- [154] A. C. Pillai, J. Chick, L. Johanning, M. Khorasanchi and S. Pelissier, "Optimisation of offshore wind farms using a genetic algorithm," in *International Ocean and Polar Engineering Conference*, Kona, USA, 2015.
- [155] X. Hu and R. Eberhart, "Multiobjective optimization using dynamic neighborhood particle swarm optimization," in *Congress on Evolutionary Computation*, Honolulu, Hawaii, May 12-17 2002.
- [156] X. Hu, R. Eberhart and Y. Shi, "Particle swarm with extended memory for multiobjective optimization," in *IEEE Swarm Intelligence Symposium*, Indianapolis, Indiana, USA, April 24-26 2003.
- [157] X. Li, "A non-dominated sorting particle swarm optimizer for multiobjective optimization," in *International Conference on Genetic and Evolutionary Computation*, Chicago, USA, July 12-16 2003.

- [158] C. R. Raquel and P. C. Naval, "An effective use of crowding distance in multiobjective particle swarm optimization," in *7th Annual Conference on Genetic and Evolutionary Computation*, Washington, DC, USA, June 25 - 29 2005.
- [159] H. Javanshir, S. Ebrahimnejad and S. Nour, "Bi-objective supply chain problem using MOPSO and NSGA-II," *International Journal of Industrial Engineering Computations*, vol. 3, no. 4, p. 681-694, 2012.
- [160] M. Rahimi and H. Iranmanesh, "Multi objective particle swarm optimization for a discrete time, cost and quality trade-off problem," *World Applied Sciences Journal*, vol. 4, no. 2, p. 270-276, 2008.
- [161] A. M. Sharaf and A. A. El-Gammal, "A novel discrete multi-objective particle swarm optimisation (MOPSO) technique for optimal hybrid power filter compensator schemes," *International Journal of Power and Energy Conversion*, vol. 1, no. 2/3, p. 157-177, 2009.
- [162] S. P. Venkatesan and S. Kumanan, "A multi-objective discrete particle swarm optimisation algorithm for supply chain network design," *International Journal of Logistics Systems and Management*, vol. 11, no. 3, p. 375-406, 2012.
- [163] W. Ren, Y. Xiong and X. Hongmei, "Study on Warship Combat System Design Using DMOPSO Algorithm," *Advanced Materials Research*, Vols. 482-484, pp. 1963-1968, February 2012.
- [164] C. Coello, G. Pulido and M. Lechuga, "Handling multiple objectives with particle swarm optimization," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 8, no. 3, p. 256-279, 2004.
- [165] J. C. F. Cabrera and C. A. C. Coello, "Micro-MOPSO: A multi-objective particle swarm optimizer that uses a very small population size," *Multi-Objective Swarm Intelligent Systems*, ser. *Studies in Computational Intelligence*. Springer, vol. 261, p. 83-104, 2010.
- [166] E. J. S. Pires, J. A. T. Machado and P. B. de Moura Oliveira, "Entropy diversity in multi-objective particle swarm optimization," *Entropy*, vol. 15, p. 5475-5491, 2013.
- [167] M. Celeska, K. Najdenkoski, V. Dimchev, V. Stoilkov, L. Fickert and R. Schuerhuber, "Modeling the arrangement of turbines for onshore wind power plants under varying wind conditions," in *17th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Stockholm, Sweden, 17-19 October, 2018.
- [168] S. Chowdhury, W. Tong, A. Messac and J. Zhang, "A mixed-discrete particle swarm optimization algorithm with explicit diversity-preservation," *Structural and Multidisciplinary Optimization*, vol. 47, no. 3, p. 367-388, 2013.
- [169] S. Chowdhury, J. Zhang, A. Messac and L. Castillo, "Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions," *Renewable Energy*, vol. 52, no. 1, p. 273-282, 2013.
- [170] M. Hossein, M. Varzandeh, K. Raahemifar, M. A. Rosen, M. Vafaeipour and O. Rahbari, "Developing Realistic Designs for Wind Farms: Incorporation of an Imperialist Competitive Algorithm," in *The 4th World Sustainability Forum*, Basel, Switzerland, 1-30 November 2014.