

Универзитет „Св. Кирил и Методиј“, Скопје



Машински факултет



М-р Букурије Хоца

**МОДЕЛИРАЊЕ И ОПТИМИЗАЦИЈА НА ИНТЕРАКЦИЈАТА
ФЛУИД-СТРУКТУРА КАЈ ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ**

ДОКТОРСКА ДИСЕРТАЦИЈА

Скопје, 2022

Ментор:

Проф. д-р Ристо В. Филкоски
Машински факултет, Универзитет “Св. Кирил и Методиј”,
Скопје

Членови на комисијата:

Проф. д-р Ристо В. Филкоски
Машински факултет, Универзитет “Св. Кирил и Методиј”,
Скопје

Проф. д-р Доне Ташевски
Машински факултет, Универзитет “Св. Кирил и Методиј”,
Скопје

Проф. д-р Зоран Марков
Машински факултет, Универзитет “Св. Кирил и Методиј”,
Скопје

Вон. проф. д-р Игор Шешо
Машински факултет, Универзитет “Св. Кирил и Методиј”,
Скопје

Проф. д-р Сабрије Османај,
Машински факултет, Универзитет „Хасан Приштина“,
Приштина

Датум на одбрана:

17.11.2022

ТЕХНИЧКИ НАУКИ – МАШИНСТВО

МОДЕЛИРАЊЕ И ОПТИМИЗАЦИЈА НА ИНТЕРАКЦИЈАТА ФЛУИД-СТРУКТУРА КАЈ ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

Апстракт

Со оглед на енергетската криза низ која поминува светот, а и поради влијанието врз околината од процесите на енергетска конверзија, се зголемуваат истражувањата за обновливите енергетски ресурси. Потенцијалот на новите извори за генерирање на енергија не е доволно проучен и докажан, а изводливоста, одржливоста и расположливата моќност бараат детално проучување. Истражувањето беше спроведено за да се создаде методологија за оптимизирање на распоредот на ветерните турбини во зависност од релјефот на географската област и метеоролошките карактеристики. Користејќи го софтверскиот пакет WAsP како помошна алатка, развиен е модел кој дава можност за проценка на потенцијалот на ветерот на одредена локација со специфични релјефни карактеристики. Клучна појдовна хипотеза е дека со зголемување на растојанието помеѓу ветерните турбини ќе се зголеми производството на енергија. Таа се протега и на фактот дека и покрај зголемувањето на површината на паркот, кога има изразена разлика во надморската височина, тоа ќе влијае врз излезната енергија, што е предмет на анализа во контекст на сценаријата развиени во рамките на истражувањето. Како поддршка на теоретските истражувања, во рамките на трудот се реализирани едногодишни мерења на просечни вредности на параметрите на ветерот за одредени мерни висини. Потоа е прикажан математичкиот модел за да се анализира феноменот на будење (wake – effect) како причина за намалена ефикасност. Препознавајќи ја аеродинамичката природа на процесите во ветерните паркови, за компонентите што ги сочинуваат турбините е спроведена анализа на чувствителност за да се анализираат потребните трошоци за работа и одржување. По воспоставувањето на моделот, се анализираат неколку сценарија за распоред на турбините во следниве форми: лак (Arc), I, L, M и V, кои се направени за различни растојанија: $2 \cdot D$, $3 \cdot D$ и $5 \cdot D$, за да се демонстрира важноста на просторот во ветропаркот. Турбините што се разгледуваат се од три различни производители, при што производителот е прикажан само во мера да бидат расположливи техничките податоци и кривите на моќноста за секој тип и опфатена површина. Врз основа на анализите, кои даваат податоци за произведената енергија и коефициентот на перформанси (ефикасноста), произлегува дека во случај на терен со комплексна конфигурација треба да се користи нов пристап во евалуацијата на позицијата на турбините. Во таа насока е направено соодветно прилагодување на моделот во однос на влијанието на растојанието, вклучувајќи ги како главни елементи надморската височина, нерамнините и обликот на теренот. Причината е во тоа што колку и да се зголемува растојанието од претходната турбина, појавата на турбуленции поврзани со формата и пречките на почвата може да има значително влијание. Покрај енергетската ефикасност, друга витална компонента во трудот е економската страна, која е претставена преку анализа на LCOE. Тоа е поврзано со профитабилноста за вклучените страни во соодветната ветерна фарма, но ќе послужи, меѓу другото и за создавање прифатливи политики имајќи ја предвид цената на енергијата.

Клучни зборови: ветерна енергија, моќност на ветерот, ефект на будење, енергетска ефикасност, принос на енергија, порамнета цена на енергијата (LCOE)

BUKURIJE HOXHA, M.Sc. Mech. Eng.

MODELING AND OPTIMIZATION OF FLUID-STRUCTURE INTERACTION IN WIND POWER PLANTS

Abstract

Given the energy crisis that the world is going through, research on renewable energy sources is on the rise. Of course, despite the global energy crisis, humanity has long been looking for energy resources with a reduced environmental impact. Although renewable resources have significant global potential, detailed feasibility and economic stability studies must be conducted. In the doctoral thesis, a model has been used that provides an opportunity to assess the wind potential at a specific location with specific relief features. The research was conducted to create a methodology for optimizing the wind turbines' layout depending on the geographical area's relief and meteorological characteristics, using the WAsP software package as an auxiliary tool. A key-starting hypothesis is that by increasing the distance between wind turbines will increase the farm's energy production. This hypothesis further extends to the fact that despite the increase in the farm area, when there is a pronounced difference in height, it will affect the reduction of output energy, which is the subject of analysis in the context of the scenarios developed within the research. Within the experimental part, one-year measurements of average values of wind parameters for certain-measuring heights have been realized. The mathematical model is then presented to analyze the wake-effect phenomenon as a phenomenon of reduced efficiency. Recognizing the aerodynamic nature of the wind farm processes, the components that make up the turbines require sensitivity analysis to analyze operating and maintenance costs. After the presentation of the model, using the mentioned software package, several scenarios for arranging the turbines in the following forms are additionally analysed: Arc, I, L, M, and V. The idea for placement in the mentioned forms came from an initial field analysis. These layouts are made for different distances: $2 \cdot D$, $3 \cdot D$, and $5 \cdot D$, to show the importance of space in the specified farm. Turbines under consideration are from three different manufacturers, with the manufacturer shown only to the extent that power curve data for each type and area covered are available. Based on the analyses, which provide data on the energy produced and the coefficient of performance (efficiency), it follows that in the case of terrain with a complex configuration, a new approach should be used to evaluate the position of the turbines. In this regard, appropriate adjustments have been made to the model in terms of the impact of distance, including as main elements, height, type of soil, and the shape of the terrain. The reason is that no matter how much the distance from the previous turbine increases, the occurrence of turbulence related to the shape and obstacles of the ground can have a significant impact. In addition to energy efficiency, another vital component of the thesis is the economic side, which is represented by LCOE analysis. It is related to the profitability for the parties involved in the respective wind farm but will serve, among other things, to create acceptable policies considering the energy cost.

Keywords: wind energy, wind power, wake effect, energy efficiency, energy yield, LCOE

СОДРЖИНА

Листа на ознаки.....	8
1. ВОВЕД.....	18
1.1. Контекст.....	19
1.2. Мотивација и важност на истражувањето.....	20
1.3. Поставување на проблемот на истражувањето.....	21
1.4. Цели на истражувањето.....	21
2. ТЕОРЕТСКИ ПОДЛОГИ И ЛИТЕРАТУРЕН ПРЕГЛЕД НА ПРЕТХОДНИ РЕЛЕВАНТНИ ИСТРАЖУВАЊА.....	23
2.1. Енергија на ветер и ефикасност на системот на ветерната турбина.....	25
Моќност на ветерот.....	25
2.2. Ефикасност на ветерните турбини.....	26
2.2.1. Распределба на брзината на ветерот и турбините на ветер.....	27
2.2.2. Распоред на ветерните турбини.....	29
2.3. Анализа на режими на ветер.....	29
2.3.1. Смолкнување на ветерот.....	30
2.3.2. Турбуленција.....	31
2.3.3. Математички опис на ефектот на будење.....	32
2.4. Ефекти на осцилации предизвикани од ветер.....	36
2.4.1. Модел за ефектот на будење Бастанха и Порте-Агел (Bastankhah and Porté-Agel).....	38
2.4.2. Експанзија на воздушната струја опфатена со ефектот на будење.....	39
2.4.3. Модел на Lissaman.....	40
2.5. Литературен преглед на претходни релевантни истражувања.....	41
3. МЕТОДОЛОГИЈА НА ИСТРАЖУВАЊЕТО.....	44
3.1. Софтвер WAsP.....	46
3.2. Проблем на ефектот на будење (Wake problem).....	46
3.2.1. Прилагоден модел на Jensen.....	47
3.2.2. Влијание на ефектот на будење од аспект на реалните услови на ветерната фарма во Козница.....	50
3.3. Интеракција на ветерните турбини во фармата.....	52
3.4. Анализа на чувствителност на компонентите од ветерната турбина кои се најмногу погодени од ефектот на турбуленција.....	56
3.5. Дискусија за резултатите.....	58
4. Презентација на моделот и резултати.....	65
4.1. Појдовни податоци.....	65
4.2. Орографија на теренот.....	67
4.3. Одредување на координати за сценарија за имплементација.....	69
4.3.1. Анализа за турбината на Siemens за растојание од $2 \cdot D$	69
4.3.2. Анализа за турбината на General Electric за растојание $2 \cdot D$	76
4.3.3. Анализа за турбина Vestas за растојание од $2 \cdot D$	82
4.3.4. Анализа за турбината на Siemens за растојание од $3 \cdot D$	88
4.3.5. Анализа за турбината на General Electric за растојание од $3 \cdot D$	95
4.3.6. Анализа за турбини на Vestas при растојание од $3 \cdot D$	101
4.3.7. Анализа за турбини на Siemens при растојание од $5 \cdot D$	107
4.3.8. Анализа на турбина на General Electric за $5 \cdot D$ растојание.....	113
4.3.9. Анализа за турбини на Vestas поставени на меѓусебно растојание од $5 \cdot D$	119
4.4. Анализа на теренот со примена на софтверот WasP.....	125
4.5. Метод на оптимизација.....	135
5. Оптимизација на поставеноста на ветерниот парк.....	141

5.1. Правила за поставување на ветерните турбини на фарма за рамен и за планински терен	141
5.1.1 Локација	141
5.1.2. Топографски профил.....	142
5.2. Просторен обем и размер	144
5.3 Оптимизирање на корелацијата трошоци – проблем со ефектот на будење при инсталирање на турбините на ветерна фарма	148
5.4. Rayleigh-ева и Weibull-ова дистрибуција	149
5.4.1. Имплементација на дистрибуцијата според Rayleigh и Weibull.....	150
5.4.2 Енергетска проценка на режимите на ветерот	151
5.5. Израмнети трошоци за електрична енергија од ветерна фарма	154
5.6. Дискусија за резултатите за распоредот на ветерните турбини.....	155
5.6.1. Дискусија за ефектот на будење	155
5.6.2 Резултати за LCOE	157
6. Заклучоци и препораки за понатамошна работа	168
6.1. Заклучоци.....	168
6.2. Препораки за идни истражувања.....	171
References.....	173

ACKNOWLEDGEMENT

The material presented in the framework of this PhD thesis is material developed in the framework of the Faculty of Mechanical Engineering – UKIM. A part of this developed material has been published in papers in journals and in relevant conferences. So I am grateful to the respective co-authors and editors.

First of all, I thank God for the health and the will to continue this phase of academic development.

I would like to thank my mentor, Prof. Dr. sc. Risto V. Filkoski for his guidance in my PhD and all the support during each stages. I stay a lot indebted to him for his constant guidance and his constant disposition in the various discussions aspects of the research paper and the topic of the Ph.D.

I thank members of the commission Prof. Dr. sc. Done Tashevski, Prof. Dr. sc. Zoran Markov, Prof. Asoc. Igor Shesho and Prof. Dr. sc. Sabrije Osmanaj for their helpful questions during the defence of the thesis.

Also, I would like to thank the Professors of the University of Prishtina, "Hasan Prishtina" for the help shown in the specified field, then my colleagues and students.

Last but not least, I thank my family, especially my parents, for all the support shown during each stage.

Sincerely,
Bukurije Hoxha.

ЛИСТА НА ОЗНАКИ

Ознака	Единица	Опис
w	m/s	Wind speed
A	m^2	Rotor area
ρ or ρ_a	kg/m^3	Air density
l	m	Length of wind turbine blades
α	-	Expansion constant
β	-	Experimental parameter
$w_{cut\ in}$	m/s	Wind speed in which wind turbine start working
$w_{cut\ off}$	m/s	Wind speed in which wind turbine stops working
w_{rated}	m/s	Nominal wind speed
P_{rated}	W	Nominal power of a wind turbine
CF	-	Capacity factor
P_{output}	W	The power output of a wind turbine
P_{wind}	W	Power available in wind
C_{Betz}	, -	Betz capacity for aerodynamic efficiency
σ_w	m/s	Standard deviation of wind speed
w_i	m/s	Reference wind speed for each period taken in analysis
w_{avr}	m/s	Average wind speed
n	-	Number of measurements
H	m	Height of measurements
H_R	m	Reference height of measurements
Z_0	m	Length of roughness
TI	%	Turbulence intensity
U, u	m/s	Wind velocity
x	-	Position vector, distance
p	bar	Air pressure
ν	m^2/s	Kinematic viscosity

f_i	N	External body forces
τ	sec	Time, in second
S_{ij}	1/s	Strain rate tensor
$\overline{(u_i' \cdot u_j')}$	m ² /s ²	Reynolds stress tensor
kt	m ² /s ²	Turbulent kinetic energy
ν_T	m/s ²	Turbulent eddy viscosity
δ_{ij}	-	Kronecker delta
C_{EF}	-	Efficiency factor
η_m	%	Mechanical efficiency
η_g	%	Electric generator efficiency
P_{WF}	W	Power of wind farm
D	m	Rotor diameter
D_{wk}	m	Diameter changed because of wake effect
w_{df}	m/s	Wind velocity deficit
C_T	%	Impulse coefficient
w_0	m/s	Wind speed in the before wind turbine rotor
w_2	m/s	Wind speed behind wind turbine rotor
$r_w(x)$	m	Radius obtained as a result of the change of wind speed at the distance x behind the rotor
r	m.	Wind turbine radius
χ	-	Constant which describes changing of velocity behind wind turbines
c_T	-	Coefficient of wind pressure
$w_w(x)$	m/s	Wind speed in a distance of x
F_T	N	Impulse force
C_t	-	Thrust coefficient
A_0	m ²	Rotor area
$A(x)$	m ²	Wake area
α_j	-	Factor of influence
∇	-	Gradient operator

∇^2	-	Laplacian operator
w_{hfree}	m/s	Free hub height wind speed
w_{free}	m/s	Free friction wind speed
k_w	-	Free friction wind speed and free hub height wind speed ratio
κ	-	Von Kármán constant
k_{wake}	-	Wake decay constant
w_i^{inc}	m/s	Wind speed under the impact of the two upwind turbines
$\psi_m \cdot \left(\frac{h}{L}\right)$	-	Local atmospheric stability correction
z	m	Height above ground
z_{00}	m	Combined roughness of the ground and the wind turbines
G	m/s	Geostrophic wind speed
TI_0	%	Turbulence intensity for initial conditions
a_0	-	Turbulent fluctuations
TI_{wf}	%	Turbulence intensity of a wind farm
s_r, s_f	m	Distances between the units in the rows
f^*	-	Experimental parameter for geostrophic wind speed and
DEL	-	Damage equivalent load
N_{eq}	-	Number of load cycles
S	-	Stress range
D_{row}	m	Row distance in a farm
P_r	W	Wind power available in a turbine
k	-	Weibull shape parameter
c	m/s	Weibull scale parameter
$E_{\text{curtailed}}$	Wh	Curtailed energy output
Γ	-	Gamma integral
$LCOE$	€/Wh	Levelized Cost of Electricity
I_τ	€/yr	Investment expenditures in year τ
M_τ	€/yr	Operations and maintenance expenditures in year τ

F_{τ}	€/yr	Fuel expenditures in year τ
E_{τ}	€/yr	Electricity generation in year τ
r	€	The weighted average cost of capital (WACC)
n	Years	Lifetime of the system
λ	-	Friction coefficient
AEP	kWh/yr	Annual Energy Production
WEST	-	Wind Energy Study of Territory
WFLO	-	Wind farm layout optimization
WT	-	Wind turbines
WPP	-	Wind power plant
BLH	m or km	The height of the boundary layer
ABL	-	Atmospheric boundary layer
RES	-	Renewable Energy Sources

List of Figures:

Слика 2.1 Ефект на буђење и погодени региони во фармата (Извор: Porté-Agel, F.; Bastankhah, M.; Shamsuddin, S. Wind-turbine, and wind-farm flows: A review.)

Слика 2.2. Област на опфат на ветерната турбина (Извор: Louie, H.: Off-grid wind and hydropower systems. In Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries. Springer, Cham (2018))

Слика 2.3. Развој на ветерните турбини низ годините (Извор: <http://www.telosnet.com/wind/>)

Слика 2.4. Промени на моќноста и дијаметарот во текот на годишното работење на турбината на ветер (Извор: Researchgate, Еволуција на големината на турбините на ветер со текот на времето)

Слика 2.5 Различни видови на ветерни турбини што се користат во денешно време (Source: Kaldellis, John K. et al. The wind energy (r) evolution: A short review of a long history. Renewable Energy 36 (2011): 1887-1901.)

Слика 2.6. Компоненти во фармата на ветер (Извор: J. Staggs, D. Ferlemann, and S. Sheno, "Wind farm security: Attack surface, targets, scenarios and mitigation," International Journal of Critical Infrastructure Protection, vol. 17, pp. 3-14, 2017.)

Слика 2.7. Опис на страната на движењето на ветерот, врз основа на страната на оштетување на дрвото присутно во регионот (Source: Dianne Ballesty.)

Слика 2.8. Смолкнување на ветерот во Козница и варијација на брзината на ветерот со висина

Слика 2.9. Турбуленции создадени од пречка (Извор: Bułala, J., Damaziak, K., Karimi, H. R., Kroszczyński, K., Krzeszowiec, M., Małachowski, J., A comparative analysis of popular modern small wind turbine design solutions in terms of estimated cost to power output ratio, Turbomachinery, 2014.)

Слика 2.10. Модел на буђење според Jensen (Извор: Yang J Et al. Optimal Wind Turbines Micro sitting in Onshore Wind Farms Using Fuzzy Genetic Algorithm)

Слика 2.11. Осцилации предизвикани на роторот на турбината (Извор: Moskalenko N. et al. Study of Wake Effects for Offshore Wind Farm Planning)

Слика 2.12. WAsP модел на ефектот на буђење (Извор: Source: Mortensen, N. G. (2020) Wind resource assessment using WAsP software. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy E No. 0211))

Слика 2.13. Момент за поставување турбини на 3-D растојанија во комплексен ветерен парк (Извор: Wind farm flow, Ahmed et al.)

Слика 2.14. Модел на струење што се користи за анализа на теоријата на моментум на HAWT во нормално подредено струење (Извор: Analysis of Wind Regimes and Performance of Wind Turbines, Mathew S.)

Слика 2.15. Модел на будење на Lissaman (Source: Analysis of Wind Regimes and Performance of Wind Turbines, Mathew S. Et al.)

Слика 3.1. Локацијата на изведбата на ветропаркот Козница прикажана на Google maps

Слика 3.2. Анемометар на височина 84,30 m поврзан на каналот на мерната кула

Слика 3.3. Фотографии на мерната кула од микролокацијата WPP Koznica пред и по поставувањето

Слика 3.4. Илустрација на турбулентното ширење на воздушната струја позади турбината, односно на ефектот на блиска и подалечна побуда, како и на повторно воспоставување на брзинското поле (Извор: Choudhry, A., Effects of wake interaction on downstream wind turbines. 2014)

Слика 3.5. Поставеност на ветропаркот во форма на лак

Слика 3.6. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата I

Слика 3.7. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата L

Слика 3.8. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата V

Слика 3.9. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата M

Слика 3.10. Планински систем на ветрови преку ден и ноќ (Извор: C.David Whiteman, 2014)

Слика 3.11. Илустрација на ефектот на будење и дефицит на ветер на енергија пред следната турбина (Извор: Frandsen ST. Turbulence and Turbulence-generated Structural Loading in Wind Turbine Clusters.)

Слика 3.12. Интеракција помеѓу турбините во ветропаркот (Извор: Cabezón D et al. A semi-parabolic wake model for large offshore wind farms based on the open source CFD Solver open foam)

Слика 3.13. Графички приказ на ефектот на будење (или побуда) и заемното дејство помеѓу турбините на реална фарма со ветерници (Извор: <https://www.windpower-international.com/>)

Слика 3.14 Распределба на кумулативната фреквенција на брзината на ветерот за три мерни височини за една година на локалитетот Козница.

Слика 3.15. Корелација помеѓу насоката на ветерот на 84 m и 40 m според мерењата

Слика 3.16. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот на секои 10 мин., на висина од 84 m

Слика 3.17. Стандардна девијација на брзината на ветерот за секои 10 минути на висина од 84 m

Слика 3.18. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот на 10 минути, на висина од 80 m

Слика 3.19. Стандардна девијација на брзината на ветерот за секои 10 минути на висина од 80 m

Слика 3.20. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот (на 10 минути), на висина од 60 m

Слика 3.21. Стандардна девијација на брзината на ветерот за секои 10 минути на висина од 60 m

Слика 3.22. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот (на 10 минути), на висина од 40 m

Слика 3.23. Стандардна девијација на брзината на ветерот (на 10 минути) на висина од 40 m

Слика 3.24. Податоци од мерења на брзината на ветерот (на 10 минути) во функција од насоката на ветерот, на висина од 84 m

Слика 3.25. Податоци од мерења на брзината во функција од насоката на ветерот на висина од 40 m

Слика 3.26. Интензитет на турбуленција за 3 m/s и 15 m/s на мерните нивоа

Слика 4.1. Јарбол со мерни инсталации (мет јарбол) на Козница

Слика 4.2. Роза на ветрови за Козница при мерење на 84 m

Слика 4.3. Роза на ветрови за Козница при мерење на 60m

Слика 4.4. Роза на ветрови за Козница при мерење на 40 m

Слика 4.5. Варијации на брзината на ветерот на различни висини на локацијата Козница за просечен ден за период од еден година.

Слика 4.6. Топографски карта на целиот регион на ветропаркот Козница

Слика 4.7. Топографски карта во близина на мерниот јарбол за ветропаркот Козница

Слика 4.8. Екстремна брзина на ветерот во Козница

Слика 4.9. Распоред на турбините на ветер за облик на лак на растојание од $2 \cdot D$

Слика 4.10. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за $2 \cdot D$ растојание при распоред во форма на лак на ветерната фарма

Слика 4.11. Распоред на фарма на ветер за $2 \cdot D$ растојание на ветерни турбини на Siemens поставени во I форма

Слика 4.12. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветер за $2 \cdot D$ растојание во I распоред на фармата на ветер

Слика 4.13. Распоред на турбини на ветер за облик L на растојание од $2 \cdot D$

Слика 4.14. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветер за $2 \cdot D$ растојание во L распоред на фармата на ветерници

Слика 4.15 Распоред на турбините на ветер во M форма, на растојание од $2 \cdot D$.

Слика 4.16 АЕР, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветер за $2 \cdot D$ растојание во M распоред на фармата на ветерници

Слика 4.17 Распоред на турбините на ветер во V форма, на растојание од $2 \cdot D$.

Слика 4.18 АЕР, загуби во будењето и предвидена фреквенција на ветер за $2 \cdot D$ растојание во V Распоред на фармата на ветерници

Слика 4.19. Споредба на различни форми на поставеност на турбините од аспект на загуби поради ефектот на будење

Слика 4.20. RIX и Δ RIX за секоја форма на поставеност на турбините

Слика 4.21. Нето годишно производство на енергија (GWh/yr) и фактор на капацитет (%)

Слика 4.22. Распоред на турбините во форма на лак при растојание од $2 \cdot D$

Слика 4.23. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак и растојание $2 \cdot D$

Слика 4.24. Распоред на турбините во форма на буквата I, на растојание $2 \cdot D$

Слика 4.25. Годишна продукција на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата I

Слика 4.26. Распоред на турбините во форма на L за растојание $2 \cdot D$

Слика 4.27. Годишна продукција на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата L

Слика 4.28. Распоред на турбините во форма на буквата M, при растојание $2 \cdot D$

Слика 4.29. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата M

Слика 4.30. Распоред на турбините во форма V, на растојание $2 \cdot D$

Слика 4.31. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата V

Слика 4.32. Загуби поради ефектот на будење за секое сценарио

Слика 4.33. RIX и Δ RIX за секоја турбина при распоред во различни форми

Слика 4.34. Генерирана енергија и фактор на капацитет за секоја форма на распоредување

Слика 4.35. Распоред на турбините во форма на лак, при растојание од $2 \cdot D$

Слика 4.36. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на лак

Слика 4.37. Распоред на турбините во форма на буквата I, на растојание $2 \cdot D$

Слика 4.38. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата I

Слика 4.39. Распоред на турбините во форма на буквата L, на растојание $2 \cdot D$

Слика 4.40. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата L

Слика 4.41. Распоред на турбините во форма на буквата M, на растојание $2 \cdot D$

Слика 4.42. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата M

Слика 4.43. Распоред на турбините во форма на буквата V, на растојание $2 \cdot D$

Слика 4.44. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата V

Слика 4.45. Споредба на загубите поради будење за растојание $2 \cdot D$, турбини Vestas

Слика 4.46. RIX и Δ RIX за секоја форма на распоред на турбините во ветропаркот

Слика 4.47. Генерирана енергија и фактор на капацитет (CF) за различни изведби

Слика 4.48. Распоред на фармата во форма на лак, растојание помеѓу турбините $3 \cdot D$

Слика 4.49. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на лак и растојание $3 \cdot D$

Слика 4.50. Распоред на фармата во форма на буквата I при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.51. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма I при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.52. Распоред на фармата во форма L, при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.53. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма L при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.54. Распоред на фармата во форма M, при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.55. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма M при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.56. Распоред на фармата во форма V, при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.57. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма V при растојание $3 \cdot D$

Слика 4.58. Споредба на загубите поради ефектот на будење при растојание $3 \cdot D$

Figure 4.59. RIX и Δ RIX при различен распоред на турбините

Слика 4.60. Споредба помеѓу годишното производство на енергија и факторот на капацитет за растојание од $3 \cdot D$ помеѓу турбините

Слика 4.61. Распоред на фармата во форма на лак, растојание помеѓу турбините $3 \cdot D$

Слика 4.62. Годишно производство на енергија (АЕР), загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на лак и растојание 3·D

Слика 4.63. Распоред на ветерната фарма во форма I и растојание 3·D помеѓу турбините

Слика 4.64. Годишно производство на енергија (АЕР), загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата I и растојание 3·D

Слика 4.65. Распоред на ветерната фарма во форма L и растојание 3·D помеѓу турбините

Слика 4.66. Годишно производство на енергија (АЕР), загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата L и растојание 3·D

Слика 4.67. Распоред на турбините на фармата во форма M, за растојание 3·D

Слика 4.68. Годишно производство на енергија (АЕР), загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата M и растојание 3·D

Слика 4.69. Распоред на турбините на фармата во форма V на растојание 3·D

Слика 4.70. Годишно производство на енергија (АЕР), загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата V и растојание 3·D

Слика 4.71. Загуби поради ефектот на будење кај турбините GE за разгледуваните сценарија

Слика 4.72. RIX и ΔRIX за распоредот според секое сценарио

Слика 4.73. Споредба на годишното производство на енергија (GWh) и факторот на капацитет (%)

Слика 4.74. Распоред на турбините (Vestas) во форма на лак на растојание 3·D

Слика 4.75. Годишно производство на енергија, загуби поради ефект на будење и фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак при растојание 3·D помеѓу турбините

Слика 4.76. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата I, на растојание 3·D

Слика 4.77. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на будење и проценета фреквенција на ветерот при распоред во форма I и растојание 3·D

Слика 4.78. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата L, на растојание 3·D

Слика 4.79. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма L при растојание 3·D

Слика 4.80. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата M, на растојание 3·D

Слика 4.81. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма M при растојание 3·D

Слика 4.82. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата V, на растојание 3·D

Слика 4.83. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма V при растојание 3·D

Слика 4.84. Споредба на загубите поради ефектот на будење при различен распоред на турбините (Vestas)

Слика 4.85. RIX и ΔRIX за поставеност на турбините на растојание 3·D

Слика 4.86. Споредба на нето годишно производство на енергија и фактор на капацитет за секој распоред на паркот со ветерници со турбини Vestas

Слика 4.87. Распоред на турбините (Siemens) на фармата во форма на лак, при растојание 5·D

Слика 4.88. Годишно нето производство на електрична енергија, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак, при растојание 5·D

Слика 4.89. Распоред на турбините (Siemens) во форма I, на растојание 5·D

Слика 4.90. Годишно нето производство на електрична енергија, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на буквата I, при растојание 5·D

Слика 4.91. Распоред на фармата со турбини Siemens, на растојание 5·D, L форма

Слика 4.92. Годишно нето производство на електрична енергија, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на буквата L, при растојание 5·D

Слика 4.93. Распоред на ветерната фарма во M форма на растојание 5·D помеѓу турбините (Siemens)

Слика 4.94. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот при распоред во M форма и растојание 5·D

Слика 4.95. Распоред на ветерната фарма во форма V за 5·D растојание на турбините (Siemens)

Слика 4.96. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот во V форма при растојание 5·D

Слика 4.97. Загуби од ефектот на будење за секоја форма на распоред на турбините

Слика 4.98. RIX и ΔRIX во секое сценарио при 5·D растојание помеѓу турбините (Siemens)

Слика 4.99. Годишно производство на енергија и фактор на капацитет за секое сценарио, Siemens турбини

Слика 4.100. Распоред на ветерната фарма во форма на лак за 5·D растојание помеѓу турбините

Слика 4.101. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот во форма на лакот при растојание 5·D

Слика 4.102. Распоред на ветерната фарма во форма I за 5·D растојание помеѓу турбините

Слика 4.103. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот при распоред во форма I и растојание помеѓу турбините 5·D

Слика 4.104. Распоред на турбините на ветерната фарма во форма L на растоание $5 \cdot D$

Слика 4.105. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, при распоред на турбините во форма L на растојание $5 \cdot D$

Слика 4.106. Распоред на турбините (GE) на фармата во форма M, при $5 \cdot D$ растојание

Слика 4.107. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, распоред во форма L при растојание $5 \cdot D$ меѓу турбините

Слика 4.108. Распоред на турбините во форма V при растојание $5 \cdot D$

Слика 4.109. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот во форма V при растојание $5 \cdot D$

Слика 4.110. Загубите од ефектот на будење за секое сценарио при $5 \cdot D$ растојание, турбини GE

Слика 4.111. RIX и Δ RIX за секој распоред при $5 \cdot D$ растојание, турбини GE

Слика 4.112. Годишно производство на енергија и фактор на капацитет, турбини GE, $5D$

Слика 4.113. Распоред на ветерната фарма (Vestas турбини) во форма на лак за $5 \cdot D$ растојание

Слика 4.114. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак, при растојание $5 \cdot D$

Слика 4.115. Распоред на ветерната фарма во форма I, за $5 \cdot D$ растојание

Слика 4.116. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот при распоред на турбините во форма I и растојание $5 \cdot D$

Слика 4.117. Распоред на ветерната фарма во форма на буквата L за растојание $5 \cdot D$

Слика 4.118. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот во форма L при растојание $5 \cdot D$

Слика 4.119. Распоред на ветерната фарма со турбини Vestas на растојание $5 \cdot D$, форма M

Слика 4.120. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот во форма M при растојание $5 \cdot D$

Слика 4.121. Распоред на турбините во форма V на растојание $5 \cdot D$

Слика 4.122. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот во форма V при растојание $5 \cdot D$

Слика 4.123. Загуби од ефектот на будење за турбините на Vestas при растојание $5 \cdot D$

Слика 4.124. Промена на RIX и Δ RIX за секое сценарио

Слика 4.125. Годишно производство на енергија и фактор на капацитет

Слика 4.126. Брзина на ветерот на теренот на ветропаркот, во m/s.

Слика 4.127. Надморска висина на теренот на ветропаркот Козница, во m

Слика 4.128. Закосеност на теренот на ветропаркот Козница, во степени

Слика 4.129. Наклон на теренот Козница, во %

Слика 4.130. Промена на аголот на наклон, во степени

Слика 4.131. Густина на воздухот на Козница

Figure 4.132. Орографски карактеристики на теренот Козница

Слика 4.133. Параметар c , според Weibull

Слика 4.134. Фактор на формата k , според Weibull

Слика 4.135. Вредност на индексот на нерамност (или грубост) (RIX) низ теренот на Козница

Слика 4.136. Дистрибуција на факторот RIX на локацијата Козница

Слика 4.137. Орографска брзина на ветерот на локацијата Козница (во %)

Слика 4.138. Средна брзина на ветерот за сите сектори кај Козница, во m/s

Слика 4.139. Густина на моќноста на ветерот во Козница за сите сектори (за 360°)

Слика 4.140. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 30°

Слика 4.141. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 60°

Слика 4.142. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 90°

Слика 4.143. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 120°

Слика 4.144. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 150°

Слика 4.145. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 180°

Слика 4.146. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 210°

Слика 4.147. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 240°

Слика 4.148. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 270°

Слика 4.149. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 300°

Слика 4.150. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 330°

Слика 4.151. Споредба на производството на електрична енергија и факторот на капацитет (CF) за турбините на Siemens за различни сценарија

Слика 4.152. Споредба на производството на електрична енергија и факторот на капацитет (CF) за турбините на Vestas за различни сценарија

Слика 4.153. Споредба на производството на електрична енергија и факторот на капацитет (CF) за турбините на General Electric за различни сценарија

Слика 4.154. Распоред на оптимизирано поставување на ветерните турбини

Слика 4.155. Индекси RIX и Δ RIX за оптимална позиционираност на турбините на ветерната фарма на Козница

Слика 4.156. Приказ на оптимизиран распоред на растојание 5-D помеѓу турбините

Слика 4.157. Густина на моќноста на ветерот за оптимизиран распоред

Слика 4.158. Средна брзина на ветерот на локацијата Козница и приказ на оптимизираниот распоред на турбините

Слика 4.159. Споредба на резултатите за турбините на GE според разработените сценарија со резултатите за оптимизиран распоред

Слика 5.1 Ветерни турбини поставени на рид.(Извор: <https://www.istockphoto.com/illustrations/wind-turbine-sketch>)

Слика 5.2. Ветерни турбини поставени на низински предел (Извор: <https://www.istockphoto.com/photos/wire-frame-wind-turbine-turbine-energy>)

Слика 5.3. Ветерна турбина сместена над конкавна падина, обезбедувајќи целосна визуелна изложеност

Слика 5.4. Ветерна турбина лоцирана над и зад конвексната падина. (Source: <https://www.istockphoto.com/photos/wind-turbine-wireframe>)

Слика 5.5. Ветерни турбини делумно затскриени зад гребенот (Source: <https://www.pngwing.com/en/free-png-irkio>)

Слика 5.6. Ветерни турбини поставени во визуелна хармонија со шумата (Source: <https://www.shutterstock.com/search/doodle+windmill>)

Слика 5.7. Комплексен визуелен состав на ветерна фарма (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.8. Ветерен парк лоциран во близина на урбан центар. (Source: <https://www.istockphoto.com/photos/wind-power-city>)

Слика 5.9. Ветерни турбини оптимизирани во панорамско поставување

Слика 5.10. Просторен распоред на ветерните турбини кај панорамско поставување

Слика 5.11. Паркот на ветер содржи многу турбини на ветер за својата позиција, а паркот на ветер содржи неколку турбини на мали растојанија. (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.12. Ветерни турбини со рамномерно растојание помеѓу турбините (Source: <https://www.chegg.com/>)

Слика 5.13. Ветерни турбини со нерегуларно растојание меѓу турбините - без повторување (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.14. Ветерни турбини со градуирано растојание на ридест терен (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.15. Планирање и поставување на турбини во права линија (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.16. Планирање и поставување на турбини во неправилна форма (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.17. Планирање и поставување на турбини со различни растојанија меѓу турбините (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.18. Планирање и спроведување на случајна поставка (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.19. Планирање и спроведување на поставување во права форма и исто растојание (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.20. Планирање и спроведување на поставување во вистинска форма на рид (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.21. Поставување на турбините во права линија околу брегот (Source: Planning Guidelines)

Слика 5.22. Карактеристични растојанија помеѓу турбините во ветерна фарма лоцирана на рамен простор (Source: Wind Energy Systems, Dr. Gary L. Johnson)

Слика 5.23. Weibull дијаграм за најчеста брзина на ветерот во овој регион.

Слика 5.24. Разлика помеѓу годишната бруто и нето произведена енергија за соодветните типови турбини (Siemens, Vestas и GE)

Слика 5.25. Загуба поради ефектот на будење за секоја турбина, тип Siemens 3.3MW

Слика 5.26. Загуба поради ефектот на будење за секоја турбина, тип Vestas 3.45MW

Слика 5.27. Загуба поради ефектот на будење за секоја турбина, тип General Electric 3.4MW

Слика 5.28. Податоци за ветерот на различни мерни височини над подлогата.

Слика 5.29. Брзина на ветерот, брзина на ветерот што одговара на максималната енергија, најчеста брзина на ветерот, густина на енергијата на ветерот и месечна достапност на енергија, врз основа на Рејлиевата дистрибуција за Козница

Слика 5.30. Густина на моќноста на ветерот (во kW/m²/month), базирана врз дистрибуцијата на Rayleigh за локацијата Козница

Слика 5.31. Густина на енергијата на месечно ниво за ветерната фарма Козница, kWh/m²/month

Слика 5.32. Добивка од продадената енергија за трите типови ветерни турбини

Слика 5.33. Две различни сценарија за земјиштето што се користи за ветерниот парк

Слика 5.34. Веројатност за појава на брзина помала од 3 m/s

Слика 5.35. Генерирана енергија на годишно ниво во ветерниот парк Козница, во MWh

Слика 5.36. Готовински тек и сегашна вредност, во €

Слика 5.37. Период на враќање на инвестицијата

Слика 5.38. Однос на O&M Cost и PPA Cost за Siemens 3,3MW

Слика 5.39. Графичка презентација помеѓу стапката на PPA и PPA Cost за Siemens 3.3MW

Слика 5.40. Предвидување на енергијата која што може да се произведе во текот на животот на постројката за Siemens 3,3 MW

Слика 5.41. Дијаграми на PPA Cost, производство на енергија во kWh и директни набавни трошоци во текот на 25-годишниот век за Siemens 3,3 MW

Слика 5.42. Корелација - трошоци за O&M и PPA Cost за Vestas 3,45 MW

Слика 5.43. Приказ на корелацијата помеѓу стапката на PPA и вредноста со PPA за Vestas 3.45 MW

Слика 5.44. Предвидување на енергијата што може да се произведе во текот на животниот век на постројката за Vestas 3.45MW

Слика 5.45. Дијаграми на PPA Cost, производство на енергија во kWh и директни трошоци за набавка во текот на 25-годишниот животен век за Vestas 3.45MW

Слика 5.46. Однос за O&M Cost и PPA Cost за General Electric 3,4 MW

Слика 5.47. Графички приказ на промената на стапката на PPA и вредноста според PPA за General Electric 3.4 MW

Слика 5.48. Предвидувањето на енергија која што може да се произведе во текот на животот на постројката за General Electric 3.4 MW

Слика 5.49. Дијаграми на PPA Cost, производство на енергија во kWh и директни трошоци за набавка во текот на 25-годишниот животен век за General Electric 3.4 MW

List of Tables:

Табела 3.1. Средна вредност на интензитетот на турбуленција на ветерот на локацијата на мерниот јарбол Козница, на неколку мерни височини, за период од една година ($w \geq 3$ m/s)

Табела 3.2. Вредност на интензитетот на турбуленција на ветерот T_{15} (%) на локацијата на мерниот јарбол Козница, на неколку мерни височини, за период од една година

Табела 5.1. Корелација помеѓу големината на ветерната фарма и бројот на турбините (Source: Scottish Natural Heritage Siting and Designing. Wind Farms in the Landscape.)

Табела 5.2. Појдовни техно-економски параметри

Табела 5.3. Клучни податоци за LCOE анализа

Табела 5.4. Податоци за договорот за продажба на електрична енергија (PPA)

1. ВОВЕД

Енергијата е од витално значење за социо-економскиот развој и економскиот раст [1]. Енергијата на ветерот претставува чист и економичен извор за производство на енергија и е погодна за земји со умерен до висок ветерен потенцијал [2]. Во врска со енергетскиот потенцијал на ветерот се извршени бројни анализи ширум светот [3]. На пример, една анализа спроведена од страна на Глобалниот совет за енергија од ветер во 2018 година, наведува дека новоинсталираната моќност на енергијата на ветерот ширум светот надминува 60 GW во 2020 година во околу 100 земји, а се проценува дека истата ќе надмине 800 GW до 2030 година [3, 4]. Енергијата на ветерот претставува сериозен растечки сектор, а практично сите производители на ветерни турбини се соочуваат со тешкотии во исполнувањето на побарувачката на пазарот [5, 6]. Паралелно со зголемувањето на капацитетот на турбините, очигледни се континуираната оптимизација и намалувањето на трошоците за опремата за користење на енергијата на ветерот [6]. Тие се манифестираат во различни форми, како на пример во конструкцијата на роторскиот дел од турбината, со додавање на други единици, т.е. мини турбини [7, 8], со примена на повеќе ротори. Ваквиот метод се уште не е широко користен и она што е познато е дека придонесува за намалување на вкупните трошоци на една фарма со ветерници [9]. За време на планирањето на ветерниот парк, неопходно е да се проценат ветерните ресурси на потенцијалната локација [10]. Важен момент што бара понатамошно проучување поради динамичката природа на работата на турбините е заморот на структурата поради појавата на турбуленции [11].

Според трудот [12], значајни проблеми кои мора да се решат за да се поддржи развојот на енергијата на ветерот се осигурувањето на преносниот капацитет на електричната мрежа и балансирање на енергијата генерирана од ветерните електроцентрали во контекст на правилно предвидување на приносот на енергија. Во студијата [13] е реализиран детален опис на елементите кои го карактеризираат поставувањето на ветерните турбини врз основа на комбинација од софтвер и аналитички метод. Мерењата на ветерот мора да бидат што е можно попрецизни за да се обезбеди оптимално поставување на турбините во ветропаркот [13]. За поголема точност на измерените податоци треба повеќекратен и долг период на мерење и собирање на параметрите на ветерот на местото каде што ќе се гради ветерниот парк [14]. Со достапните истражувачки алатки, промената во интеракцијата помеѓу турбините може да се симулира и јасно да се разбере [14]. Студијата презентирани во [15] покажа многу добра корелација помеѓу податоците добиени со примена на софтверот WAsP и нумеричката форма на симулацијата. Инсталираниот капацитет на енергија од ветерот се зголеми од помалку од 20 GW во 2000 година на 590 GW до крајот на 2018 [16]. Според студијата [17], ветерната енергија веќе покрива над 6% од потрошената електрична енергија во светот. Знаејќи ја важната улога што ја играат обновливите извори на енергија во овој контекст, идентификацијата на соодветни локации за инсталирање објекти за обновлива енергија е клучна задача [18]. Проблемот за оптимизација на распоредот на ветерната електрана (WFLO) се состои од пронаоѓање на позициите на турбината што го максимизираат очекуваното производство на енергија [19]. Сепак, ефектот на спирално струење на ветерот што предизвикува отстапувања на скршнувањето кај роторот ретко се разгледува [20]. Анализата на таквите ефекти станува сè поважна како што се зголемуваат димензиите на роторите на турбината на ветер [20]. За да се процени енергетскиот потенцијал кога станува збор за енергијата на ветерот, мора да се направат мерења на

локацијата [21]. Мерењата се значаен дел од трошоците при инвестирање во фарма на ветер и обично се прават напори да се симулираат интеракциите на поединечните турбини во фармата на ветер преку софтверски алатки како што е CFD [22]. За да се помогне во разбирањето на процесите на фармата на ветерници, за симулација на процесите, се користат и други програми, како WAsP, WindPro, WindFarmer, WindSim и Windographer [23-25]. Во последниве години, анализи на нелинеарни, нестабилни струења станаа можни поради брзото подобрување на компјутерите [26, 27]. Во последниот дел од трудот [28] се спроведени дополнителни испитувања за да се споредат резултатите добиени со софтверските пакети WEST и WAsP. Важно е да се забележи дека опсегот на WEST методот не е да даде попрецизни или поточни резултати во однос на WAsP, туку да биде поевтина и побрза алтернатива за симулации [28]. Еден од одредувачките елементи при анализа на потенцијалот за производство на енергија е растојанието помеѓу турбините [29]. Максимизирање на генерираната енергија ќе се постигне во случај на идеално поставување на турбоагрегатите во точки со најголем потенцијал на целната локација [29, 30]. Знаејќи го овој факт, значи, актуелната тема се занимава со овој проблем во случај на вистински парк со ветерници.

1.1. Контекст

Теоретската и практичната анализа покажа дека ефектот на будење помеѓу ветерните турбини е главниот фактор со висок ефект врз произведената енергија. Овој феномен може значително да влијае на перформансите на фармата на ветер [31]. Ако средната брзина на ветерот е веќе позната, насоката на ветерот треба да биде јасно дефинирана, а турбините треба да се постават на оптимално растојание според насоката на ветерот [32]. Исто така, истражувањата во оптимизацијата откриваат дека на поволен терен во однос на ветерот, поставувањето на турбини со поголема инсталирана моќност е поефикасно од оние со мала инсталирана моќност [33, 34]. Во зависност од растојанието, излезната енергија на турбината на ветер исто така варира, но тоа не е критичниот фактор [35]. Во тоа време, различни истражувачи се обидоа да го истражат влијанието на растојанието од дијаметарот на роторот врз цената на електричната енергија и применетите промени [36]. Инвеститорите претежно претпочитаат да развијат ветерни електрани со значителна големина со цврсти локации за ветер [37]. Затоа, многу држави применуваат политики што го ограничуваат максималниот капацитет инсталиран на дадена локација [37]. Предвидувањето на перформансите на турбината на ветер или фармата на ветер во реални услови е клучна цел во однос на моделирањето, т.е., предвидувањето на можната произведена енергија [38]. Ова е исто така под влијание на интеракциите помеѓу турбините и долната атмосфера, која е многу турбулентна [38]. За време на движењето на воздушните маси, тие имаат тенденција да наидуваат на различни отпори во долните слоеви, но овие влијанија се занемарливи на голема оддалеченост од подлогата [39]. Најзначајната причина е отпорот предизвикан од секоја претходна турбина кон следните, познат и претходно спомнат како ефект на будење, што предизвикува големи аеродинамички загуби во ветерната фарма [39]. Во последниве години беа додадени истражувања за оптимизирано прилагодување на турбините на ветер на големите фарми на ветер. За анализа и споредба, потребно е да се знае потенцијалот и потоа да се направи изводливост на проектот за енергија од ветер. Се разбира, прво се бара да се направат мерења најмалку една година на местото земено за студирање.

1.2 Мотивација и важност на истражувањето

Климатските промени предизвикаа значителна штета. Овие промени главно се должат на генерирањето енергија. Затоа, примарниот фокус на глобалното ниво е на користење на обновлива енергија и намалување на емисиите на CO₂, SO₂ и NO_x. Користењето на обновливите извори на енергија и подобрувањето на енергетската ефикасност се два глобални предизвици со кои се соочува енергетскиот сектор. Се очекува обновливите извори на енергија и нивната хибридизација значително да се зголемат во наредните периоди и да одиграат значајна улога во решавањето на проблемот со климатските промени. Критичната улога поврзана со енергијата на ветерот и брзината на ветерот е исто така прецизното одредување на седењето на турбините во фармата на ветерот. Методот на поставување ќе биде фундаментален за ефектот и турбуленцијата на ветерниот парк. Оваа анализа добива уште поголемо внимание на нерамните терени на ветерниците. Примарната мотивација за оваа тема е да се оптимизира поставувањето на турбините на ветер на фарма, што значи повеќе производство на енергија поврзано со намалување на ефектот на буење и трошокот платен за искористеното земјиште. Оваа анализа ќе влијае на делот на обновливите извори и енергетската ефикасност. Анализираниа е максимизацијата на произведената енергија преку оптимизација на поставувањето на турбините во вистинска фарма. Оваа тема ја прикажува интеракцијата на структурата на течноста (FSI), 3-D симулација на турбини на ветер за одредена фарма на ветер. Постојат годишни мерења на параметрите на ветерот како брзина, насока и отстапување за местото во студијата. За десет турбини земени во планината Козница се прават анализи за распоредот на воздушните маси и влијанието што една турбина го предизвикува во нејзината близина. Турбините на ова место се поставени во различни форми, како што се L, I, а потоа во форма на лак.

Софтверот што се користи во ова истражување е WAsP, кој ја пресметува излезната моќност за соодветните турбини во зависност од положбата каде што се поставени. Потоа, претставени се неколку симулации на ветерни турбини со три ножеви 3,3 MW, 3,4 MW и 3,45 MW. Анализата продолжува со поставувањето според тие форми со модифицирање на поставеноста според растојанијата 2-D, 3-D и 5-D. Предизвиците на енергетскиот развој ширум светот во моментов имаат посебен акцент. Развојот на енергијата од ветер доби значително внимание при користењето на технологиите за обновлива енергија. Тоа се однесува и на копнени и офшор системи. Меѓу случувањата реализирани во овој сектор, како што е технолошкото подобрување, е намалувањето на големината на генераторот што влијаеше на намалување на аеродинамичките процеси, односно на зголемување на енергетската ефикасност. Во однос на технолошкиот развој, придобивката е што тие ја намалуваат цената на овие технологии и ја зголемуваат ефикасноста поради можноста за работа во зависност од условите на теренот. Ветерните турбини во фарма имаат просечен животен век од 20-30 години. За време на нивното работење на фарма, неопходно е да се максимизира излезната енергија. За време на процесот на циркулација на воздушната маса, ефектот на буење се создава поради близината на едната турбина во споредба со другата.

Во однос на минимизирање на овој ефект во зависност од теренот, треба да се направи анализа во каква форма се поставени. Овде, на растојанија 2-D, 3-D и 5-D; седењето исто така ќе биде во различни форми на седење како буквите M и V. Тие ќе се реализираат за да се постигне оптимизација, а идеалниот случај за оптимизација ќе донесе поголема ефикасност на излезот од фармата.

1.3. Поставување на проблемот на истражувањето

Проблемот на оптимизирање на ветерните електроцентрали на море и на копно е во центарот на вниманието подолго време. За решавање на овој проблем се спроведени редица студии. Погрешен пристап што би довел до погрешно поставување на турбините во ветерна фарма ќе предизвикува неразумна инвестиција, што значи помалку произведена енергија на излезот, поради неможност целосно да се искористи расположливиот потенцијал на ветерот. Ова е поизразено кога станува збор за ветропаркови на планинскиот терен; затоа оваа докторска теза има за цел да влијае на зголемување на вкупните перформанси на системот. Оптимизацијата и пронаоѓањето на најдобрата форма на поставување на ветерните турбини е релативно широко анализиран феномен, но сепак бара суштинска анализа, особено имајќи ја предвид брзината на ветерот и дистрибуцијата на сложени терени. Мотивирачки за длабинско проучување на овој проблем е фактот што тој е одлучувачки за регион или локација што има потенцијал на ветерна енергија, така што како критична точка останува точното определување на распоредот за поставување на турбините во функција од ефектот на будење. Во оваа насока, познато е дека аеродинамичката ефикасност е одлучувачка за севкупната ефикасност при работа со ветерни електроцентрали. Ова е проблем изучуван од Betz, според кој максималниот капацитет што може да се добие од турбина е 59,2%.

1.4. Цели на истражувањето

Во рамките на оваа теза се истражува распоредот на објектите на ветерниот парк и меѓусебната интеракција на ветерните турбини, како во делот на структурата, така и на самата турбина и сето тоа во функција од топологијата на теренот. Во рамките на студија се прави споредба на атмосферскиот граничен слој на рамни и на сложени терени за проучување на карактеристиките на струењето на воздухот (на пр., вертикални профили за брзина на ветерот, турбуленција и ефект на будење) со и без присуство на турбини на ветер, како и влијанието на интеракциите на турбините помеѓу себе и со почвата врз струјните процеси, со цел постигнување поголема ефикасност на енергетската конверзија на ветерната енергија [39].

Целта на истражувањето е да се креира методологија за оптимизација за широк опсег ветерни паркови, особено за планински терени со сложена конфигурација. Специфичен сегмент од методологијата на истражувањето е експерименталниот дел, во чии рамки се користи мерна инсталација со која се спроведени мерења на брзината и насоката на ветерот за неколку височини: 84, 80, 60 и 40 m над подлогата. Целта на овој дел од истражувањето е со тестирањето да се анализираат ситуации со различен распоред и различни растојанија помеѓу турбините, дефинирани преку дијаметарот D на турбинските лопатки: $2D$, $3D$ до $5D$. Во функција на главната цел, во рамките на истражувањето се планира да се анализира ефикасноста на различни опции за поставување на турбините, врз основа на податоци од мерења и резултати од математичко моделирање; да се анализираат различни модели и комбинации на турбини со различни капацитети во рамките на една ветерна фарма, со цел да се постигне зголемена ефикасност. Конечно, една од целите е да се спроведе валидација на воспоставената методологија за оптимизација, што ќе овозможи нејзина примена за анализа на можностите за подобрување на енергетската ефикасност во парк со ветерници со различни конфигурации. Резултатите од докторскиот труд, вклучувајќи го и моделот за

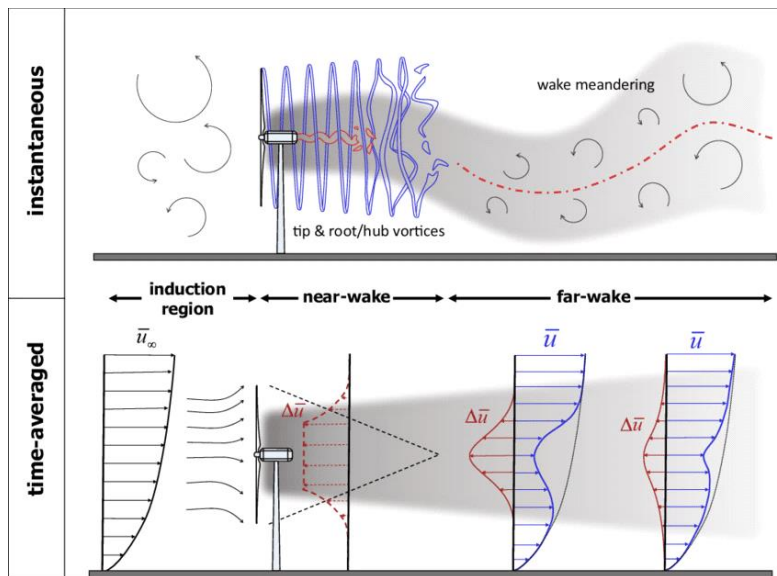
оптимизација, ќе бидат корисна алатка за унапредување на енергетските и техноекономските карактеристики на ветерни паркови на терени со комплексна конфигурација. Сето тоа е спроведено преку развој на неколку сценарија.

Во контекст на образложението на тезата, треба да се имаат предвид и следниве важни влијателни фактори:

- Производството на електрична енергија од енергијата на ветерот влијае на намалувањето на енергијата произведена од фосилните горива. Ова ќе влијае и на намалувањето на емисијата на стакленички гасови, односно CO₂ кој се испушта од активностите во енергетскиот сектор.
- Врз основа на тековната цена од 1837 \$/kW, инвестицијата од 300-600 GW во енергијата на ветерот би чинела 550 милијарди долари до 1,1 трилиони американски долари [30, 31].
- Проблемите во ограничувањето на зголемувањето на капацитетите за производство на енергија од ветер главно се диктирани од оперативните прашања поврзани со електричната мрежа.
- Останува фактот дека обновливите извори на енергија, поради редица нерешени прашања што произлегуваат од променливиот и непредвидлив карактер, сеуште не можат да претставуваат столб на енергетскиот систем, туку само негова поддршка.

2. ТЕОРЕТСКИ ПОДЛОГИ И ЛИТЕРАТУРЕН ПРЕГЛЕД НА ПРЕТХОДНИ РЕЛЕВАНТНИ ИСТРАЖУВАЊА

При изготвувањето на докторската теза се анализирани и споредени различни трудови (студии, написи, извештаи) поврзани со прашањата што се разгледуваат. Производството на обновлива енергија е практично задолжителен современ тренд, кој со сигурност ќе продолжи и во наредниот период. Истражувањата поврзани со обновливи енергетски ресурси, покрај во делот на производството, се соочуваат и со предизвик за зголемување на ефикасноста, бидејќи тоа е директно поврзано со поголемо производство на енергија од истиот систем [41]. Оваа анализа добива уште поголемо значење кога се работи за планински терен бидејќи турбуленцијата не е под влијание само на распоредот на турбините на фармата, туку и на нерамниот терен [41]. Со зголемувањето на големината и номиналниот капацитет на ветерните турбини, моделите на електричните централи забележаа дополнителни предизвици [42]. Во регионот по турбинскиот ротор, во насока на струењето на ветерот се јавува специфично турбулентно струење проследено со ширење на воздушната маса, познато како ефект на будење, сл. 2.1. Според карактеристиките, струјното поле во тој дел е поделено на два региони, како што е прикажано на сл. 2.1: прво, регионот веднаш по роторот, со должина од 2-4 дијаметри на роторот, познат како блиско будење ("near-wake") и регионот кој е понатаму „низводно“, познат како оддалечено будење ("far-wake") [41, 42]. Разгледани и анализирани се различни модели на оптимизација, кои се однесуваат и на ветерни фарми на отворен терен. Ефектот на турбуленцијата, кој спаѓа во категоријата феномени што ги намалуваат перформансите на турбините, е демонстриран преку ефектот на будење, кој е анализиран со софтверот WAsP со цел да се детерминира вредноста на намалената излезна енергија на електроцентралата [42].



Слика 2.1 Ефект на будење и погодени региони во фармата (Извор: Porté-Agel, F.; Bastankhah, M.; Shamsuddin, S. Wind-turbine, and wind-farm flows: A review.)

Истражувањето има за цел да создаде методологија со модел за оптимизација за сите ветерни електроцентрали и особено за оние на планинските терени кои се посложени. Делот што е клучен за методологијата на студијата е експерименталниот, при што тестирањето се врши во различни случаи, т.е. за различни растојанија помеѓу турбините, од 2D, 3D до 5D.

Во функција на главната цел, во рамките на истражувањето се реализирани неколку значајни активности:

- Спроведена е теоретска анализа и оформен е математички модел заснован на аналитички методи, со кој се воспоставува функционална зависност помеѓу растојанијата на ветерните турбини и енергијата на излезот од ветерниот парк.
- Дефинирана е мерно-експериментална инсталација во која се евидентираат мерењата на брзината на ветерот, неговата насока и стандардното отстапување за надморска височина од 84, 80, 60 и 40 m и спровени се прапрактични мерења.
- Реализирано е тестирање на аналитичкиот модел, т.е. со цел да се оцени, споредувајќи го со резултатите од мерењата и со резултати на други автори за соодветни услови.
- Анализа на ефикасноста на различните форми на поставување за растојанија од $2D$, $3D$ и $5D$, преку податоци од мерењата и математички модели.
- Анализа на различни модели на турбини и комбинации на турбини со различни капацитети заедно со фарма, на овој начин тестирани за зголемена ефикасност.
- Верификација на воспоставениот модел за оптимизација и примена за анализирање на можностите за подобрување на енергетската ефикасност во ветерен парк, односно проверка на можностите за поширока примена на утврдената методологија и модел на оптимизација.

Енергијата што ја генерира ветерната турбина е со променлив интензитет поради можните флукуации на ветерот [43]. Со зголемување на навлегувањето на обновливите енергетски ресурси во енергетскиот сектор, нивното влијание врз електричната мрежа станува сè позначајно [43]. За жал, променливите и непредвидливи карактеристики на обновливата енергија се неповолни за работата на електричната мрежа [43]. Кога се анализира структурата на ветерниот парк за дадена локација кандидат за изградба на централа, треба да се проучат неколку главни прашања, меѓу кои моќноста што може да се постигне во различни периоди од турбината или ветерната фарма како целина, како и поставувањето на турбините во однос на атмосферските услови на тоа место [43]. Во таа насока, формата на распределба на воздушните маси на дадената локација во однос на топографијата на теренот е еден од клучните фактори за оптимизација на фармата [44]. Потоа, вкупната излезна електрична енергија од ветерната фарма е сума од енергијата генерирана од секоја ветерна турбина [44]. Тоа не значи дека во истиот ветерен парк енергијата генерирана од секоја турбина поединечно ќе биде идентична [44], затоа што брзината на ветерот и карактеристиките на струењето не се исти во секоја точка. Тоа е предизвикано од неколку фактори: форма на теренот, надморска височина, насока и брзина на ветерот, динамика на струењето итн., но уште еден многу значаен фактор што е причина за разликите е ефектот на буење [45]. Оваа појава потоа е фактор за нарушување на воздушните маси и за промена на масениот проток на воздух што наидува на следната турбина во редот [45].

2.1. Енергија на ветер и ефикасност на системот на ветерната турбина

Енергијата на ветерот се добива поради струењето на воздухот, што значи, тоа е кинетичката енергија на воздушните маси. Колку е поголема брзината на воздушните маси, толку е поголема енергијата што може да се искористи со турбината [46]. Формирањето на воздушното струење, односно појавата на ветер, се должи на нерамномерното загревање на делови од почвата и атмосферата [46]. Со загревање, густината на воздухот се намалува, така што оние воздушни маси кои се загреваат повеќе стануваат полесни, поради што се издигнуваат повисоко и полесно се движат [46]. Ова е континуиран циклус што се јавува во природата и ја прави енергијата на ветерот постојан и употреблив ресурс [46]. Кинетичката енергија на воздушното струење, односно енергијата на ветерот, е извор на обновлива енергија со значителен потенцијал во различни делови на светот [46].

Моќност на ветерот

Основен принцип во енергијата на ветерот е претворањето на кинетичката енергија на ветерот во ротациона кинетичка енергија на роторот [47]. Кинетичката енергија се претвора во електрична енергија со помош на електрогенератор, по што се доставува во мрежата [47]. Подолу е даден изразот за пресметка на моќноста на воздушната маса, во функција од актуелната густина (која зависи од притисокот и температурата), површината на опфат на лопатките и брзината на трет степен [48]:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^3 \quad (2.1)$$

Површина на опфат на лопатките

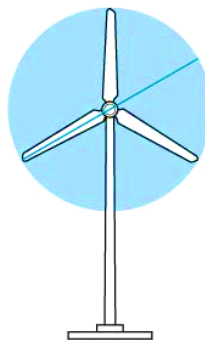
Како што е изразено во горната равенка, за да се пресмета излезната моќност на турбината, мора да се знае површината формирана од лопатките. Следната равенка се користи за пресметување на површината на опфат на турбината [49]:

$$A = \pi \cdot [(l + r)^2 - r^2] = \pi \cdot l(l + 2 \cdot r) \quad (2.2)$$

кадешто l е должината на лопатките и r е радиус на роторската опрема.

Кога $l \gg 2 \cdot r$

$$A \approx \pi \cdot l^2 \quad (2.3)$$



Слика 2.2. Област на опфат на ветерната турбина (Извор: Louie, H.: Off-grid wind and hydropower systems. In Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries. Springer, Cham (2018))

2.2. Ефикасност на ветерните турбини

Ветерните турбини се постројки наменети за конверзија на ветерната енергија со цел да се добие електрична енергија. Знаејќи ја сложеноста и комплетноста на компонентите од кои се составени, тогаш е јасно дека вкупната ефикасност зависи од поединечната ефикасност на низа компоненти [50]. Така, во однос на ефикасноста, важна е аеродинамичката ефикасност, потоа механичката, а потоа и електричната [50]. Вкупната енергетска ефикасност на турбината се добива како производ на поединечните вредности на ефикасноста [50].

Модел за факторот на капацитет заснован врз теоријата на веројатност и техничка ефикасност

Факторот на капацитет на турбината на ветер се дефинира како реална излезна моќност поделена со теоретската максимална излезна моќност ако генераторот на турбината работи со својата номинална (максимална) моќност цело време [51]:

$$CF = \frac{E(P_E)}{P_{rated}} = \frac{\frac{\alpha}{\beta} \Gamma\left(\frac{1}{\beta}\right)}{w_{rated} - w_{cut,in}} \cdot \left[P \cdot \left(\left(\frac{w_{rated}}{\alpha} \right)^\beta, \frac{1}{\beta} \right) - P \left(\left(\frac{w_{cut,in}}{\alpha} \right)^\beta, \frac{1}{\beta} \right) \right] - \exp\left(- \left(\frac{w_{cut,off}}{\alpha} \right)^\beta \right) \quad (2.4)$$

Ефикасноста е показател за тоа колкав процент од енергијата на ветерот се претвора во електрична енергија. Поради оваа причина, ефикасноста може да се пресмета како однос помеѓу излезната моќност и она што се постигнува во оптимални услови [52]:

$$CF = \frac{E(P_E)}{E(P_w)} = \frac{\frac{P_{rated}}{w_{rated} - w_{cut,in}} \cdot \frac{\alpha}{\beta} \Gamma\left(\frac{1}{\beta}\right)}{\alpha' \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta'}\right)} \cdot \left[P \cdot \left(\left(\frac{w_{rated}}{\alpha} \right)^\beta, \frac{1}{\beta} \right) - P \left(\left(\frac{w_{cut,in}}{\alpha} \right)^\beta, \frac{1}{\beta} \right) \right] - \frac{\frac{P_{rated}}{w_{rated} - w_{cut,in}}}{\alpha' \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta'}\right)} \cdot \exp\left(- \left(\frac{w_{cut,off}}{\alpha} \right)^\beta \right) \quad (2.5)$$

Препознавајќи го режимот на ветерот, соодветно карактеризиран со параметри познати како α и β , може да се изберат вредностите на $w_{cut,in}$, w_{rated} и $w_{cut,off}$ кои ја максимизираат очекуваната излезна моќност и со тоа го максимизираат факторот на капацитет [52]. Коефициентот C_{Betz} [53] претставува однос на моќноста постигната на излезот на турбината и расположливата моќност на ветерот, како што е прикажано со следнава равенка:

$$C_{Betz} = \frac{P_{output}}{P_{wind}} \quad (2.6)$$

2.2.1 Распределба на брзината на ветерот и турбините на ветер

Покрај енергијата на ветерот во текот на одредено време, неговата дистрибуција е исто така критичен фактор во проценката на ресурсите на ветерот. Така, ветерните турбини кои се наоѓаат на две локации со иста просечна брзина на ветерот може да дадат сосема различна излезна енергија поради промените во дистрибуцијата на брзината на ветерот [54]. За првата локација, брзината на ветерот нека биде 15 m/s и практично константна во текот на денот [54]. На втората локација, брзината нека биде 30 m/s за првите 12 часа и 0 за остатокот од денот [54]. Во двата случаи, просечната дневна брзина на ветерот е 15 m/s [54]. Турбината ќе почне да работи при брзина од 4 m/s, а производството ќе биде прекинато при 25 m/s, како што е познато од кривата на моќност на повеќето комерцијални турбини [54]. Најголемата моќност од 250 kW ќе се добива при 15 m/s, колку што е проценетата средна брзина на ветерот [54]. Кога турбината е ставена во функција на првата локација, бидејќи брзината на ветерот е 15 m/s во текот на денот, што е оптимална работна брзина на повеќето комерцијални турбини, системот ќе работи ефикасно со својот номинален капацитет цело време, давајќи 6000 kWh [54]. Меѓутоа, во вториот случај, турбината ќе биде во мирување цел ден бидејќи брзината е 30 m/s во првата половина (поголема од брзината на прекин од 25 m/s) и 0 во втората половина [54]. Примерот даден овде е студија на случај и вредностите се земени по случаен избор [54]. Вистинските вредности на брзината на ветерот би биле некаде помеѓу екстремните случаи наведени погоре [54]. Ова покажува дека, заедно со просечната брзина на ветерот како главен фактор, дистрибуцијата на брзината е исто така важен фактор во анализата на енергијата на ветерот [54]. Стандардната девијација го покажува отстапувањето на поединечните брзини од средната вредност. Таа се пресметува според следниот израз [54]:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (w_i - w_{avr})^2}{n}} \quad (2.7)$$

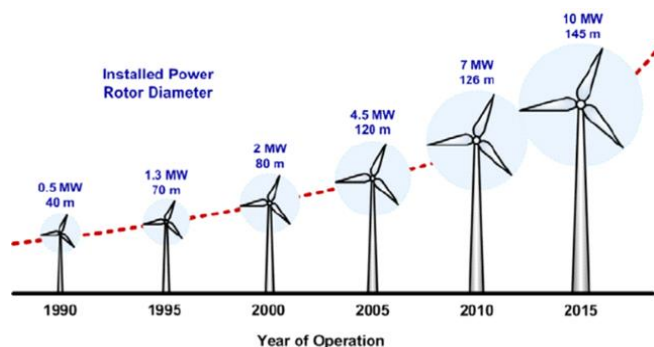
Колку е помала оваа вредност, толку се поблиску соодветните вредности на мерењата [54].

Постојат многу различни начини на кои може да се реализираат системи за претворање на кинетичката енергија на воздушната струја во механичка работа, а во поново време се предложени и необични концепти [55]. Некои од предлозите имаат за цел да ја зголемат ефикасноста, а некои се насочени кон намалување на користењето на земјиштето [55]. Различни софтверски алатки се применувани за да се анализираат нивните перформанси [56]. Од суштинско значење е да се покаже дека роторот со неговите карактеристики не е единствената важна компонента на турбината и ветропаркот [56]. Други компоненти во низата на конверзија на механичка во електрична енергија, како што се преносникот, генераторот, контролните системи и многу помошни единици и опрема се подеднакво неопходни за производство на електрична енергија со ротационото движење на турбината [56]. Во секој случај, историјата на користењето на енергијата на ветерот е стара, а и технолошкиот развој на ова поле бил променлив во текот на децениите, што е илустрирано на сл. 2.3 [57].



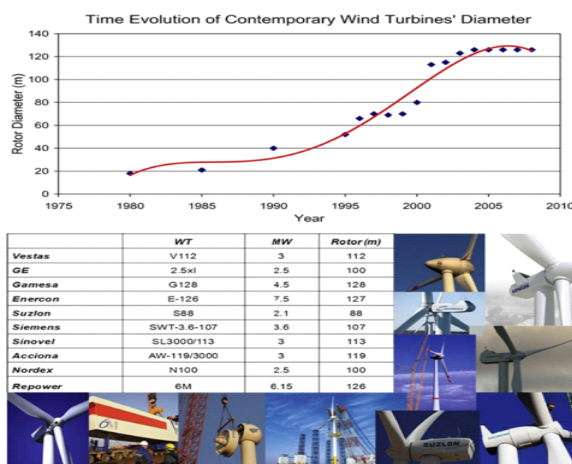
Слика 2.3. Развој на ветерните турбини низ годините (Извор: <http://www.telosnet.com/wind/>)

Европската академија за ветерна енергија (EAWЕ) ги презентира заклучоците извлечени за долгорочните истражувачки предизвици кои ќе треба да се надминат за идниот развој на енергијата на ветерот [58]. Овој развој, почнувајќи со ветерни турбини од 10 kW, полека но сигурно доведе до денешните турбини со 10 MW поединечна моќност [59].



Слика 2.4. Промени на моќноста и дијаметарот во текот на годишното работење на турбината на ветер (Извор: Researchgate, Еволуција на големината на турбините на ветер со текот на времето)

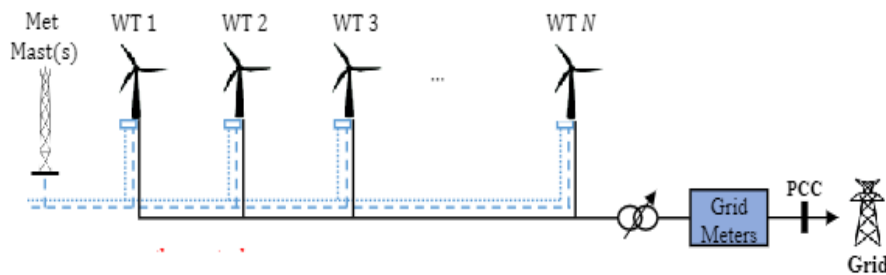
Развојот на современите ветротурбини со текот на времето се рефлектира во постепениот раст на габаритот на машинската опрема, врз основа на пристапот за рационално користење на земјиштето, сеопфатната техноекономска анализа, намалените барања за одржување и работа (M&O) и развој на програми за финансирање [60], што се заедно оди во насока кон развојот на поголеми постројки [61]. Ова, применето на различни турбини на ветер, е прикажано на сл. 2.5 [61].



Слика 2.5 Различни видови на ветерни турбини што се користат во денешно време (Source: Kaldellis, John K. et al. The wind energy (r) evolution: A short review of a long history. Renewable Energy 36 (2011): 1887-1901.)

2.2.2. Распоред на ветерните турбини

Во општа форма, главните компоненти на ветерниците може да се претстават со скицата прикажана на сл. 2.6. Како што се гледа на оваа слика, фармата на ветер се состои од неколку елементи: турбини (WT), локална мрежа на турбини во ветерната фарма, собирно место, преносен систем со регулација на нивото на напонот, управувачки компоненти итн [63]. Местото за собирање се користи за подигање на напонот на преносот на прифатливо ниво, како што бара главната мрежа [63]. Тоа е затоа што енергијата генерирана од одредена фарма се доставува до главната мрежа, а разликата во напонот може да предизвика различни штети и ризици [64].



Слика 2.6. Компоненти во фармата на ветер (Извор: J. Staggs, D. Ferlemann, and S. Sheno, "Wind farm security: Attack surface, targets, scenarios and mitigation," International Journal of Critical Infrastructure Protection, vol. 17, pp. 3-14, 2017.)

2.3. Анализа на режими на ветер

Најважниот фактор што влијае врз моќноста што ја постигнува системот за конверзија на енергијата на ветерот е брзината на ветерот. Знаејќи дека брзината и моќноста на ветерот на една локација имаат варијабилен карактер, првиот чекор во планирањето на ветропаркот е да се идентификува соодветна област со силен и релативно постојан ветерен потенцијал [64]. Ветерот како појава има стохастичка природа [64]. Брзината и насоката на ветерот на една локација варираат со текот на времето и во зависност од метеоролошките услови [64]. Покрај дневните и сезонските варијации, студиите од областа на ветерот покажуваат дека неговата варијабилност е 10-30% од година во година [63, 64]. Затоа, својствата на ветерот во една земја треба соодветно да се анализираат и да се разберат [64].

Планетата Земја добива околу $1,7 \cdot 10^{14}$ kW моќност од Сонцето во форма на сончево зрачење [156]. Енергијата што од Сонцето се упатува кон Земјата на годишно ниво изнесува околу $1,5 \cdot 10^9$ TWh [156]. Од тоа, околу 30% се рефлектира во вселенскиот простор, а околу 70%, односно, околу $1,05 \cdot 10^9$ TWh доаѓаат до долните атмосферски слоеви или до земјината површина [65]. Оваа енергија го стимулира струењето на атмосферскиот воздух [156].

Во суштина, струењето на воздухот, односно ветерот се создава поради градиентот на притисокот што произлегува од нерамномерното загревање на различни делови од земјината површината [156]. Значи, движечка сила што го предизвикува ова движење на воздушните маси е дозрачената енергија од Сонцето, така што енергијата на ветерот е во суштина индиректна форма на сончева енергија [156].

Ветерот чија појава се должи на промената на температурата, како што е опишано погоре, се нарекува геострофичен ветер или глобален ветер [65]. Глобалните ветрови, кои не се засегнати од површината на земјата, се јавуваат на поголеми надморски височини [65]. Ротацијата на Земјата води до друг феномен во близина на нејзината површина, наречен Кориолисов ефект, именуван според познатиот математичар Густав Гаспар Кориолис (Gustave Gaspard Coriolis) [65]. Поради овој ефект, директното движење на воздушната маса од регион под висок притисок кон регион со низок притисок отстапува, сл. 2.7 [65, 156]. Под влијание на Кориолисовите сили, движењето на воздухот е речиси паралелно со избарите [65, 156].

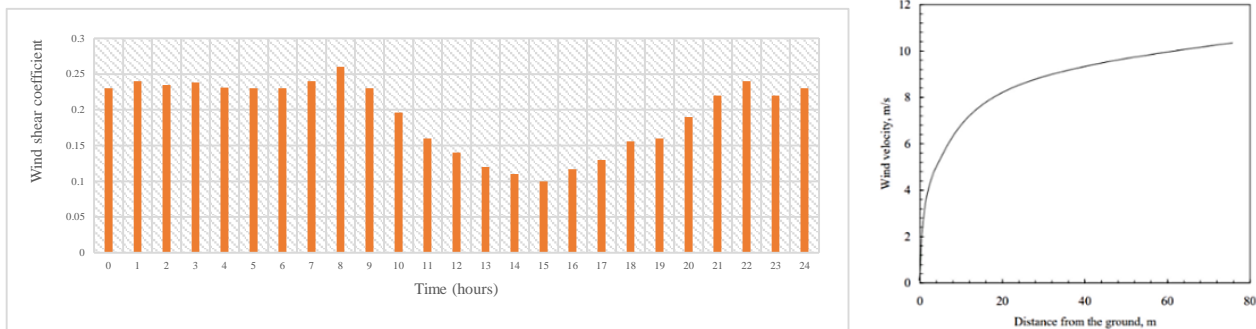


Слика 2.7. Опис на страната на движењето на ветерот, врз основа на страната на оштетување на дрвото присутно во регионот (Source: Dianne Ballesty.)

Така, на северната хемисфера, ветерот има тенденција да циркулира спротивно од стрелките на часовникот, додека на јужната хемисфера движењето е спротивно од стрелките на часовникот [65].

2.3.1. Смолкнување на ветерот

Протокот на воздух во близина на почвата се разликува поради отпорот на триење од површината на теренот каде што ќе се наоѓаат турбините. Отпорот од триење на воздушната маса со почвата е предизвикан поради нерамнините, присуството на вегетацијата или поради згради и други структури [66]. Типичен профил како пример за вертикален профил на ветер на локација е прикажан на сл. 2.8. Теоретски, брзината на ветерот нагоре и надолу непосредно до површината на земјата треба да биде нула или околу 0, а се зголемува постепено со пораст на височината. Нерамноста (грубоста) на површината на теренот обично се претставува со класата на грубост или висината на нерамнините [66]. Според спроведеното истражување во врска со оваа проблематика, класата на грубост на површината може да биде блиску до нула (површина на морето) или дури и до 2 (центри на градови) [66]. Некои типични вредности се 0,005 за рамен и мазен терен, 0,025-0,1 за отворени пасишта, 0,2 до 0,3 за површини со обрабени култури, 0,5 до 1 за овоштарници и грмушки и 1 до 2 за шуми, градски центри итн. [66]. Од анализата на теренот на Козница и брзината на ветерот, просечните вредности за коефициентот на смолкнување на ветерот во текот на 24 часа се прикажани на сл. 2.8.



Слика 2.8. Смолкнување на ветерот во Козница и варијација на брзината на ветерот со висина

Поради ефектот на граничниот слој, брзината на ветерот се зголемува со висината според логаритамска зависност [67]. Ако податоците за ветерот се достапни на надморска височина H и должината на грубоста е Z_0 , тогаш брзината на надморска височина H_R е дадена со изразот [67]:

$$w(H_R) = w(H) \cdot \frac{\ln\left(\frac{H_R}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{Z_0}\right)} \quad (2.8)$$

2.3.2 Турбуленција

Брзината и насоката на ветерот брзо се менуваат додека минуваат низ површини и препреки како што се згради, дрвја, други форми на вегетација и карпи [68]. Ова се должи на турбуленциите што се создаваат при струењето на воздухот [68]. Развојот и ефектот на турбуленција при струењето на воздушната маса нагоре и „низводно“ е прикажан на слика 2.9 [68]. Присуството на турбуленции во воздушното струење не само што ја намалува моќноста достапна во струјата туку и наметнува оптоварување и замор на турбината [68].



Слика 2.9. Турбуленции создадени од пречка (Извор: Bukała, J., Damaziak, K., Karimi, H. R., Kroszczyński, K., Krzeszowiec, M., Małachowski, J., A comparative analysis of popular modern small wind turbine design solutions in terms of estimated cost to power output ratio, Turbomachinery, 2014.)

Интензитетот на турбуленцијата зависи од големината и обликот на пречките, а областа зафатена од турбуленции може да се протега и до висина двапати поголема од висината на бариерата и да се прошири на должина 10 до 20 пати од висината на бариерата [68, 156]. Турбинската кула мора да биде доволно висока за да го надмине влијанието на зоната на турбуленција [69]. Интензитетот на турбуленцијата (ТИ) предизвикува

оптоварувања на замор на компонентите на турбината, особено на лопатките и столбовите, како најчувствителни компоненти [69]. Тој е дефиниран како однос на стандардното отстапување на брзината на ветерот кон просечната брзина на ветерот [69]. Последователно, поради очекуваниот пораст на брзината на ветерот поради намалувањето на граничниот слој, се очекува пропорционално да се намали нивото на турбуленцијата на ветерот на поголеми надморски височини [156]. ИЕС предлага метод за определување на класата на турбината според интензитетот на турбуленцијата со брзина на ветерот од 3 и 15 m/s. Интензитетот на турбуленцијата на ветерна фарма се пресметува со изразот [156]:

$$TI = \frac{\sigma}{w_{average}} \quad (2.9)$$

2.3.3. Математички опис на ефектот на будење

Еден од главните аспекти во оваа теза е како да се третира ефектот на будење во ветерна фарма. Прво и основно е просторот кој е на располагање за воспоставување на фармата и можноста за понатамошна манипулација со поставување на столбовите и турбините. Познато е дека не може да се постигне она што беше покажано како најдобар случај од Ammara et al., дека максимизирањето на генерираната енергија и минимизирањето на ефектот на будење ќе се постигне за случајот на растојание од $10 \cdot D$ (десет дијаметри) на турбините. во соодветната фарма. За процесот на оптимизација се користат различни методи, но сепак се јавуваат значителни загуби. Во сегашните фарми во повеќето случаи, како за копнени системи, така и за системи на вода, се применуваат распореди со растојанија 4 до $8 \cdot D$ [70]. Бројни студии за феноменот на интеракција покажуваат дека дури и по $15 \cdot D$ сè уште има големо влијание на турбуленции на фармата [70]. Знаејќи ги ограничувањата на брзината на повеќето современи комерцијални турбини, од 5 до 25 m/s, математичкиот опис на проблемот ќе се заснова врз равенката на Навиер-Стоукс [70]:

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_j} = 0 \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial u_i}{\partial \tau} + u_j \cdot \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial(2 \cdot \nu \cdot S_{ij})}{\partial x_j} + f_i \quad (2.11)$$

каде, u_j е брзина, x_j се вектори на позиција, ρ е густината на воздухот, p е притисок, ν е кинематска вискозност, $f_i = F_i / \rho$ се надворешните сили на телото, τ е времето, i, j се компоненти во одделни насоки и S_{ij} е тензорот на стапката на напрегање дефиниран како [70]:

$$S_{ij} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + u_j \cdot \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) \quad (2.12)$$

2.3.3.1. Модел РАНС

Пресметувајќи ги ефектите на турбуленциите, кои можат да бидат од различна природа, равенките Навиер-Стоукс се всреднуваат временски, што резултира со добро познатите равенки RANS (Reynolds-averaged Navier-Stokes equations) [71]:

$$u_i(x_i, \tau) = \bar{u}_i(x_i, \tau) + u_i'(x_i, \tau) \quad (2.13)$$

Со примена на равенките на Навиер-Стоукс, равенката за континуитет станува [71]:

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_j} = \frac{\partial (\bar{u}_j + u_j')}{\partial x_j} = 0 \quad (2.14)$$

Со оглед на тоа дека $\overline{u_j'} = 0$ и двата членови $\bar{u}_i(x_j, \tau)$ и $u_j'(x_j, \tau)$ се соленоидални (соленоидално векторско поле е векторско поле со дивергенција нула во сите точки од полето), под претпоставка дека струењето е некомп्रेसибилно, може да се напише [71]:

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_j} = 0 \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_j} = \frac{\partial u_j'}{\partial x_j} = 0 \quad (2.16)$$

Левата страна на равенството (2.16) може да се преуреди како што е изложено подолу, користејќи ја равенката на континуитет како [71]:

$$\frac{\partial u_i}{\partial \tau} + u_j \cdot \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = \frac{\partial u_i}{\partial \tau} + \frac{\partial (u_i \cdot u_j)}{\partial x_j} \quad (2.17)$$

Временски всреднетата рав. (2.16), кога ќе се земе предвид рав. (2.17), станува [72]:

$$\frac{\partial u_i}{\partial \tau} + \frac{\partial (\overline{u_i \cdot u_j})}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 \bar{u}_i}{\partial x_i \cdot \partial x_j} + \bar{f}_i \quad (2.18)$$

Нелинеарниот член $(\overline{u_i \cdot u_j})$ може да експандира со користење на разложување според Рејнолдс [72]:

$$(\overline{u_i \cdot u_j}) = \overline{(\bar{u}_i + u_i') \cdot (\bar{u}_j + u_j')} = \overline{\bar{u}_i \cdot \bar{u}_j + u_i' \cdot \bar{u}_j + \bar{u}_i \cdot u_j' + u_i' \cdot u_j'} = \bar{u}_i \cdot \bar{u}_j + \overline{u_i' \cdot u_j'} \quad (2.19)$$

So, the RANS equation in the final expression is presented in equation 2.20, [72]:

$$\frac{\partial u_i}{\partial \tau} + \bar{u}_j \cdot \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 \bar{u}_i}{\partial x_i \cdot \partial x_j} - \frac{\partial (\overline{u_i' \cdot u_j'})}{\partial x_j} + \bar{f}_i \quad (2.20)$$

кадешто членот $\overline{(u_i' \cdot u_j')}$ го претставува Рејнолдсовиот тензор на напрегања, кој е резултат на нелинеарноста на конвективните членови и го претставува просечниот трансфер на моментум предизвикан од турбулентни флукуации [72]. Рејнолдсоците напрегања може да се претстават со следново равенство [72]:

$$\overline{(u'_i \cdot u'_j)} = \frac{2}{3} \cdot kt \cdot \delta_{ij} - \nu_T \cdot 2 \cdot \overline{S_{ij}} \quad (2.21)$$

при што $\frac{1}{2} \cdot \overline{(u'_k \cdot u'_k)}$ е турбулентна кинетичка енергија, δ_{ij} е Кронекер делта, $\overline{S_{ij}}$ е тензорот на средната стапка на напрегање, а ν_T е турбулентна вискозност на виорот [72].

2.3.3.2. Модел за ефектот на буђење според Jensen

За пресметка на производството на електрична енергија на ветерната фарма неопходно е да биде познато производството во услови на ефектот на буђење [72]. Постојат повеќе изрази за апроксимација на кривата на моќност на ветерна турбина кои се елаборирани детално од различни научници [72]. Така, производството на електрична енергија се пресметува на следниов начин [72]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot C_{EF} \cdot (w_f - w_{df})^3 \quad (2.22)$$

кадешто C_{EF} го претставува факторот на ефикасност [72]:

$$C_{EF} = CF \cdot C_P \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (2.23)$$

Вкупната електрична моќност генерирана од група ветерни турбини кои работат при присутен ефект на буђење е [72]:

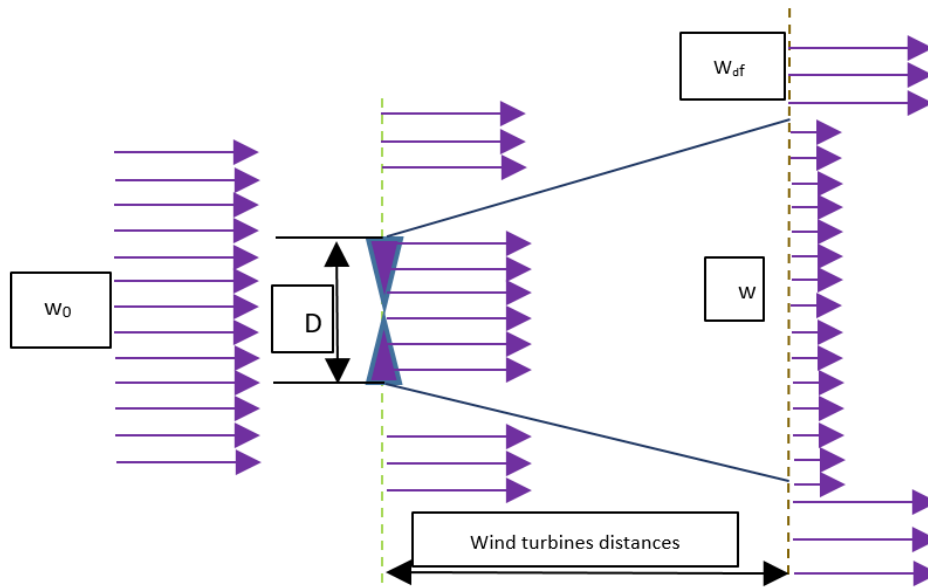
$$P_{WF} = \sum_{i=1}^N P_{WT} \quad (2.24)$$

Ефикасноста на фармата на ветерници се добива со помош на следниов израз [72]:

$$\eta_{WF} = \frac{P_{WF}}{N \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot C_{EF} \cdot w_f^3 \right)} \quad (2.25)$$

Според моделот на буђење на Jensen, илустриран на сл. 2.10, w_{df} , односно дефицитот на брзината на ветерот, се изразува на следниов начин [72]:

$$w_{df} = w_f \cdot \left[\left(1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \cdot \left(\frac{D}{D_{wk}} \right)^2 \right] \quad (2.26)$$



Слика 2.10. Модел на будење според Jensen (Извор: Yang J Et al. Optimal Wind Turbines Micro sitting in Onshore Wind Farms Using Fuzzy Genetic Algorithm)

2.3.3.3. Модел на будење според Larsen

Моделот за будење според Larsen е развиен за да се оптимизира работата на турбините во присуство на овој ефект [72]. Радиусот на на воздушната струја зафатена со ефектот на будење и дефицитот на брзината на ветерот може да се изразат како функции од површината на роторот A , растојанието на радијалниот центар r , како и растојанието низводно x [73]:

$$r_w(x, r) = \left(\frac{35}{2 \cdot \pi} \right)^{1/5} \cdot (3c_1^2)^{1/5} \cdot (C_T \cdot A \cdot (x + x_0))^{1/3} \quad (2.27)$$

$$u_w(x, r) = -\frac{U_\alpha}{9} \cdot (C_T \cdot A \cdot (x + x_0)^{-2})^{1/3} \cdot \left\{ r^{3/2} \cdot (3C_1^2 \cdot C_T \cdot A \cdot (x + x_0))^{-1/2} - \left(\frac{35}{2 \cdot \pi} \right)^{3/10} \cdot (3c_1^2 \cdot f)^{-1/5} \right\}^2 \quad (2.28)$$

Кадешто [73]:

$$c_1 = \left(\frac{35}{2 \cdot \pi} \right)^{-1/2} \cdot \left(\frac{d_1 \cdot D}{2} \right)^{5/2} \cdot (C_T \cdot A \cdot x_0)^{-5/6} \quad (2.29)$$

$$x_0 = \frac{9.6 \cdot D}{\left(\frac{2 \cdot R_{9,6D}}{d_1 \cdot D} \right)^3 - 1} \quad (2.30)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{1 + \frac{1}{\sqrt{1 - C_T}}}{2}} \quad (2.31)$$

Со $R_{9.6D}$ е означен радиусот на будење на растојание $9,6 \cdot D$, кој може да се одреди врз основа на интензитетот на атмосферската турбуленција, според изразот [73]:

$$R_{9.6D} = a_1 \cdot e^{(a_2 \cdot C_T^2 + a_3 \cdot C_T + a_4) \cdot (b_1 \cdot I_a + 1) \cdot D} \quad (2.32)$$

Во овој израз a_1 , a_2 , a_3 , a_4 и b_1 се константи во моделот на Ларсен. Брзината на приливот, односно брзината на наидување на воздухот е дефинирана со [73]:

$$w_\infty = \bar{w} = \frac{1}{A} \int w \cdot dA \quad (2.33)$$

$$\bar{w} = \sqrt{\frac{1}{A} \int w^2 \cdot dA} \quad (2.34)$$

каде што w е амбиенталната брзина на влезните воздушни маси [74]. Брзината на ветерот внатре тогаш може да се пресмета со помош на следниов израз [74]:

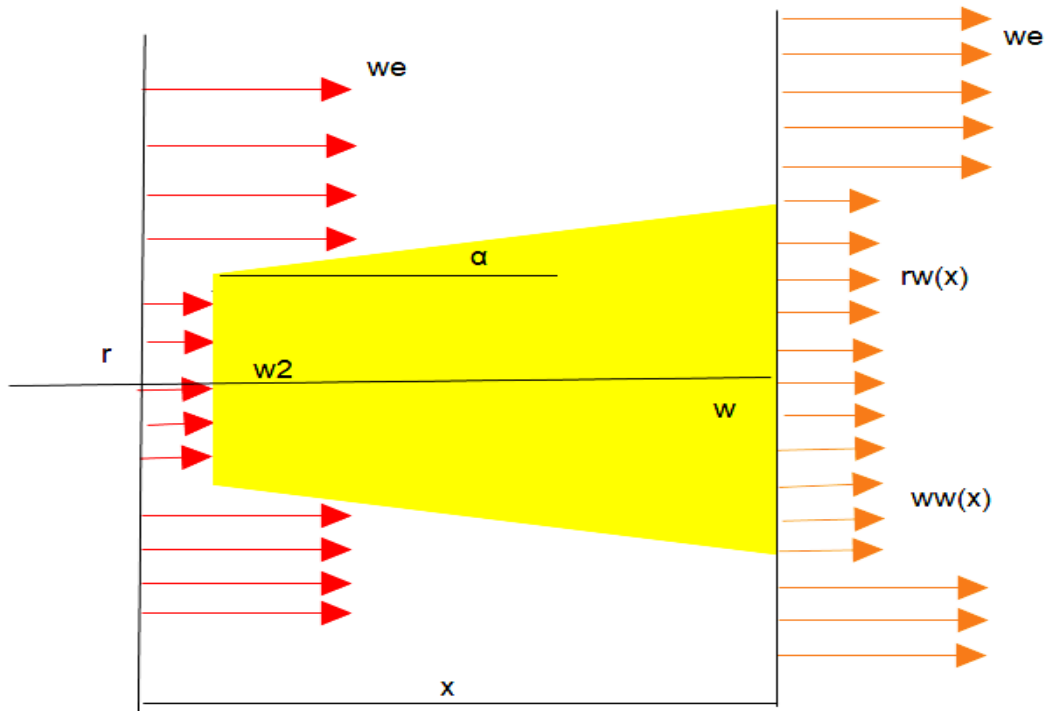
$$\bar{U}_m = \bar{U} - \sum_{\substack{i=1 \\ R_i \leq r_{0_i} + R}}^M u_{x_i} \quad (2.35)$$

M го претставува вкупниот број на возводно ротори кои генерираат буди кои влијаат на роторот на турбината [74]. Потоа, со разгледување на нелинеарен пристап, профилот на наметната брзина на ветерот на роторот може да се опише како што следува [74]:

$$\bar{U} = \sqrt{\frac{1}{A} \int \left(\bar{U} - \sum_{\substack{i=1 \\ R_i \leq r_{0_i} + R}}^M u_{x_i} \right)^2 \cdot dA} \quad (2.36)$$

2.4. Ефекти на осцилации предизвикани од ветер

Интензитетот на турбуленцијата и брзината на ветерот при проценувањето на профилите на осцилации може директно да се добијат од мерењата, додека ширењето на турбуленцијата мора да се процени имплицитно, односно пресметковно [74]. Сепак, определувањето колку турбуленцијата се шири во околината останува проблематично, што е илустрирано на слика 2.11 [74, 161]. Во врска со ова прашање, научниците од оваа област дојдоа до формулација на имплицитна форма на пресметка [74, 161].



Слика 2.11. Осцилации предизвикани на роторот на турбината (Извор: Moskalenko N. et al. Study of Wake Effects for Offshore Wind Farm Planning)

Радиусот на осцилациите може да се пресмета со користење на изразот [74]:

$$r_w(x) = \chi \cdot x + r \quad (2.37)$$

Брзината на ветерот за растојание x (во метри) може да се пресмета со изразот [74]:

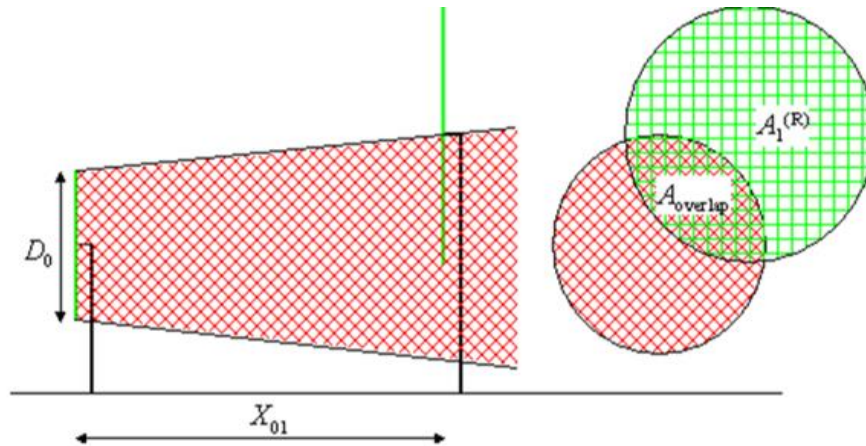
$$w_w(x) = w_0 \left[1 - \left(\frac{r}{\chi \cdot x + r} \right)^2 (1 - \sqrt{1 - c_T}) \right] \quad (2.38)$$

Пресметката на взаемните ефекти на буѓење помеѓу турбините во ветерната фарма со примена на пакетот WAsP се заснова на модел шематски прикажан на сликата 2.12 [75, 156], како и врз изразот [75, 156, 161]:

$$w_{01} = w_0 \cdot (1 - \sqrt{1 - c_T}) \cdot \left(\frac{D_0}{D_0 + 2 \cdot y \cdot X_{01}} \right)^2 \cdot \frac{A_{overlap}}{A_1} \quad (2.39)$$

За пресметка на коефициентот на импулс C_T кој е поврзан со импулсната сила F_T , при густина на воздухот ρ , се применува изразот [76, 156, 161]:

$$C_T = \frac{2 \cdot F_T}{\rho \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_0^2 \cdot w_0^2} \quad (2.40)$$



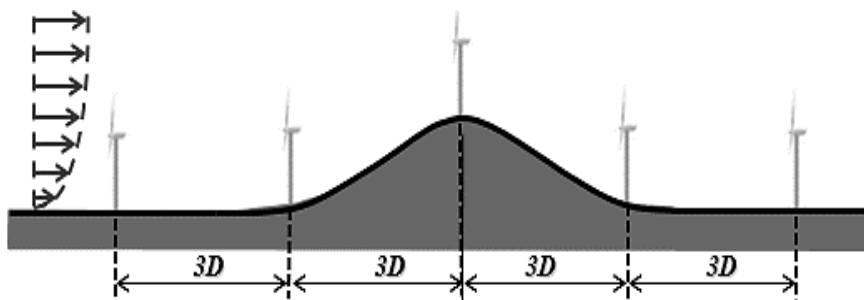
Слика 2.12. WASP модел на ефектот на будење (Извор: Source: Mortensen, N. G. (2020) Wind resource assessment using WASP software. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy E No. 0211))

Имајќи предвид дека интензитетот на турбуленцијата е односот помеѓу стандардното отстапување и средната брзина на ветерот на избраната локација [77, 161], тогаш е неопходно да се пресмета стандардната девијација [161]:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \cdot \left[\sum_{i=1}^u (w_i - w_{ave})^2 \right] \quad (2.41)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \cdot \left[\sum_{i=1}^u (w_i - w_{ave})^2 \right]} \quad (2.42)$$

Еден метод на поставување на турбините во комплексна фарма на ветер како што е случајот со предметниот докторски труд, е прикажан на слика 2.13. Во овој случај, растојанието што се практикува помеѓу турбините изнесува три дијаметри ($3 \cdot D$).



Слика 2.13. Можност за поставување турбини на $3 \cdot D$ растојанија во комплексен ветерен парк (Извор: Wind farm flow, Ahmed et al.)

2.4.1. Модел за ефектот на будење Бастанха и Порте-Агел (Bastankhah and Porté-Agel)

Моделот на Frandsen е уникатен, ги покрива сите димензии на воздушното струење и просторот го дели на три дела [78]. Првиот брановиден слој во овој случај е ефект на будење создаден како резултат на изложеност на турбината, потоа следува слој со ефект на будење

предизвикано од соседните турбини или кој и да било соседен објект и третиот е ефектот на ветерната фарма на површинскиот граничен слој [78]. Врз основа на овој модел, подоцна Бастанха и Порте-Агел (Bastankhah & Porté-Agel) покажаа дека Гаусовиот модел на будење може да даде значително подобри резултати во услови на целосно и делумно будење [78]. Во овој модел, брзината на ветерот $U(x)$ се претпоставува дека е константна во зоната на ефектот на будење и е опишана како [78]:

$$\frac{U(x)}{U_0} = \frac{1}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{1 - 2 \frac{A_0}{A(x)} \cdot C_T} \quad (2.43)$$

кадешто A_0 е површина на роторот и $A(x)$ е површина на пресекот на воздушната струја опфатена со ефект на будење; ($A(x=0) = A_0$) [78]. Знакот „+“ се користи кога факторот на индукција $a \leq 0,5$, а „-“ важи за $a > 0,5$ [78]. Врз основа на експериментално истражување (Карлос де Барос Неива и сор.) за проширување на дијаметарот на воздушната струја опфатена со ефектот на будење се користи следниот израз [78]:

$$D(x) = (\beta^{kt/2} + 2\alpha \cdot s)^{1/kt} \cdot D_0 \quad (2.44)$$

$$\beta = \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{2 \cdot (\sqrt{1 - C_T})} \quad (2.45)$$

кадешто $D(x)$ е дијаметар на воздушната струја опфатена со ефектот на будење, D_0 е дијаметар на роторот, $s = x/D_0$, $k_t = 2$, а α е константата на проширување, која треба да се определи експериментално [78]. Појдовна проценка на константата на експанзија може да се направи со следниов израз добиен со комбинација на различни модели од горенаведените автори [78]:

$$\alpha = \beta^{kt/2} \cdot [(1 + 0.1 \cdot s)^{kt} - 1] \cdot s^{-1} \quad (2.46)$$

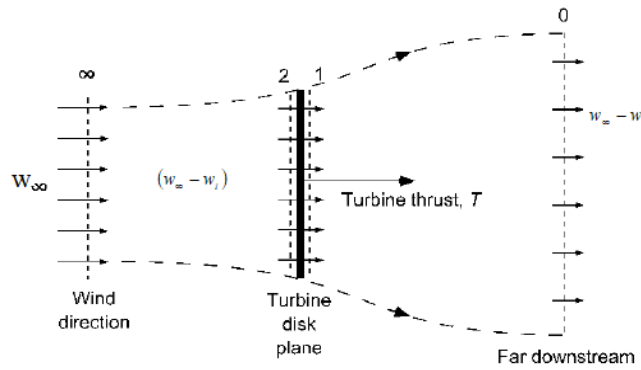
2.4.2. Експанзија на воздушната струја опфатена со ефектот на будење

Понатамошното проширување на воздушната струја поради ефектот на будење создаден од турбината може да се опише со помош на соодветни математички изрази, почнувајќи од равенката на континуитет [79]:

$$\rho \cdot A \cdot (w_\infty - w_i) = \rho \cdot A_0 \cdot (w_\infty - w) = \rho \cdot A_0 \cdot (w_\infty - 2w_i) \quad (2.47)$$

$$\frac{A_0}{A} = \frac{1 - \frac{w_i}{w_\infty}}{1 - \frac{2w_i}{w_\infty}} = \frac{1 - a}{1 - 2a} \quad (2.48)$$

Во случај кога турбината не произведува потисок, тогаш $a = 0$ и односот $A_0/A = 1$, а струењето се одвива непречено низ турбинскиот ротор [80]. Во услови на врвна моќност, при $a = 1/3$ (сл. 2.14), тогаш $A_0/A = 2$ [80]. Во граничен случај, при што $a = 0,5$, воздушната струја поради будењето низводно од турбината на крајот се проширува до бесконечен пресек, што ги прави условите за ефикасна екстракција на енергија неповолни [80].



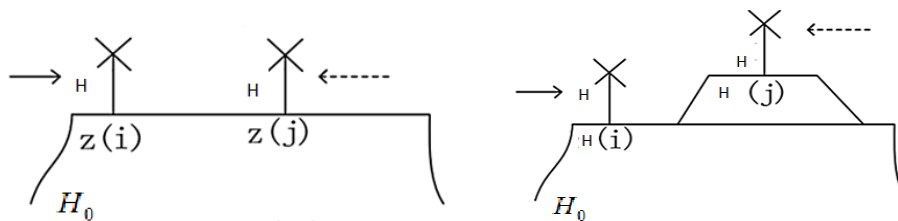
Слика 2.14. Модел на струење што се користи за анализа на теоријата на моментум на HAWT во нормално подредено струење (Извор: Analysis of Wind Regimes and Performance of Wind Turbines, Mathew S.)

2.4.3. Модел на Lissaman

Моделот на Лисаман конкретно се занимава со сложените терени на ветерните електроцентрали [80]. Со овој модел се третираат случаи кога на брзината на ветерот влијаат и формите на теренот [80]. Под претпоставка дека располагаме со збир на податоци измерени на конкретна висина H_0 , тогаш може да се користат следниве равенки [80]:

$$w_i = w_0 \cdot \left(\frac{H(i) + H}{H_0} \right)^\lambda \quad (2.49)$$

$$w_j = w_0 \cdot \left(\frac{H(j) + H}{H_0} \right)^\lambda \quad (2.50)$$



Слика 2.15. Модел на будење на Lissaman (Source: Analysis of Wind Regimes and Performance of Wind Turbines, Mathew S. Et al.)

Во претходните изрази $H(i)$ и $H(j)$ се коти на турбината i и турбината j , соодветно, H е висината до оската на турбината, w_0 е брзината на ветерот измерена на висина H_0 , а λ е коефициент на триење кој зависи од карактеристиките на теренот [109]. Тогаш вистинските брзини на ветерот на турбините i и j се [80, 109]:

$$w'_i = w_i \cdot (1 - w_{df-i}) \quad (2.51)$$

$$w'_j = w_j \cdot (1 - w_{df-j}) \quad (2.52)$$

кадешто w_{fd-i} и w_{df-j} се дефицити на брзината на ветерот.

2.5 Литературен преглед на претходни релевантни истражувања

Фокусот на истражувањето за докторската дисертација е оптимизација на поставеноста на турбините во ветерна електроцентра на комплексен планински терен, вклучувајќи ги анализата и влијанието на ефектот на будење, како и карактеристиките на теренот. Во таа насока, разгледани и анализирани се различни модели за оптимизација, кои се однесуваат на фарми со ветерници на отворен терен – рамнини како и оние кои се однесуваат на копнени турбини во ридско-планински подрачја. Анализата од [81] покажува начин за оптимизација на поставување на 5 турбини на специфичен терен. Друга слична студија [65], за истата земја, Јордан, ги дава резултатите од студија за изводливост според кои националниот GDP ќе го зголеми приближно за 3,4% со правилна оптимизација во однос на ефектот на будење. Во трудот [82] се разгледува релевантната литература за експериментални, пресметковни и теоретски истражувања за интеракциите на атмосферските гранични слоеви со турбините и ветерните електроцентрали. Во трудот [83] е реализирана анализа на интеракцијата помеѓу турбините во ветерен парк во функција од ефектот на будење. Подетална презентација и аналитички преглед се направени во студијата [84]. Во овој труд е усвоен најдобриот пристап за предвидување на енергијата на ветерот, кој се заснова врз претходно пресметаните струјни полиња со примена на CFD техника. Понатаму, различни модели на будење се прикажани соодветно за да се симулира ефектот на будење помеѓу турбините. Од анализата во оваа студија, поради ефектот на будење, генерираната енергија е за 35% помала од она што првично се претпоставуваше. Се разбира, резултатите од оваа студија беа еден од најсилните мотивациони фактори за продолжување на истражувањето на оваа теза.

Трудот [85] ги прикажува резултатите од техниките кои се користени за оптимизирање на структурата на ветерен парк за да се постигне максимална енергија во главната насока што преовладува во местото што се разгледува. Пет турбини на ветер се испитуваат во различни форми на поставување за истото место: M, права линија и лак. Според анализата, годишната произведена енергија е 22,75, 22,87 и 21,997 GWh/годишно, за проучуваните распореди. Понатамошни анализи се направени за случајот на намалување на растојанието помеѓу турбините за растојание од 2,5 D, што резултира со намалување на ефикасноста на паркот со ветерници во однос на годишната енергија што може да се произведе според прелиминарните форми на пласман во 22,68, 21,8498 и 21,5463 GWh/год. За оваа студија може да се каже дека оптимизираниот аранжман овозможува значително зголемување на производството на енергија со што се намалуваат трошоците за ветропаркот. Во трудот [86] е претставена алатката за моделирање и симулација на ветерна централа WISDOM FLORIS, која комбинира различни подмодели за оптимизирање на годишното производство на енергија (ГПЕ) од ветерна централа. Резултатите од студијата во „Принцезата Амалија Виндпарк“, како што е прикажано во работата [86], покажуваат дека е постигнато зголемување на ГПЕ од речиси 5,3%. Истражувањето спроведено во трудот [87] ги прикажува ефектите од оптимизирање на структурата на ветерен парк со три стратегии (различна локација, промена на висината на центарот и стратегија за контрола на турбините) и нивни комбинации. Сите споменати случаи се тестирани во услови на иста брзина и насока на ветерот. Спроведени се оптимизации со една стратегија, комбинации на кои било две од трите стратегии, како и оптимизација со тројна стратегија (Liu et al. 2021). Во рамките на трудот [88] се изведени мерења на перформансите со и без турбулентни мрежи и резултатите потоа се дадени во компаративна форма. Анализите на перформансите се вршат со експериментална конфигурација која овозможува евалуација на вртежниот момент и

брзината на ротација според електричните параметри. Меѓу другото, истражувана е интеракцијата на интензитетот на турбуленција со граничниот слој на лопатките на турбината. Студијата презентирана во [89] има за цел да ги истражи ветерните турбини со хоризонтална оска (Horizontal Axis Wind Turbines - HAWT) и работниот процес во услови на турбуленција. Со анализа на влијанието на нивото на турбуленција врз перформансите и ефектот на будење на HAWT, со овој труд се формулира оптимизиран HAWT модел, кој е генериран со користење на две статички квадратни мрежи, како што е опишано во споменатиот труд. Студијата покажува дека не е можно да се постигне искористување на целосниот потенцијал на ветерот со додавање на лопатки. Вовед во пазарни, финансиско-економски политики и други механизми за поддршка, релевантни за енергијата на ветерот е претставен во [90]. Во трудот [91], нумерички метод, WEST (Wind Energy Study of Territory) е применет за да се проучи и потоа да се оцени потенцијалот на енергијата на ветерот на 5 специфични ветропаркови во регионот на Пуља, Италија. Овој модел овозможи реконструкција на дистрибуцијата на воздушното струење на сложени терени, обезбедувајќи податоци кои се употребливи со структурна оптимизација на ветерни паркови на различни локации. Трудот [92] го прикажува ветропотенцијалот на дадена локација врз основа на теренски мерења, што се заснова врз опсежни и долгорочни мерења на одредена локација во северна Полска. Ова секако служи како можност за моделирање на слични мерења во случајот на оваа теза. Со трудот [93] е претставена студија на ветерна фарма наменета за производство на електрична енергија во Адлар, југозападен Алжир. Овде се работи за оптимизација со следење на урбанистичкиот план, но овој труд ја покажува и можноста за диверзификација на изворите на енергија, покрај јаглеводородите во таа земја. Идејата на трудот [94] е да се процени влијанието на ефектот на будење и врз работата во стационарни услови и врз динамичните перформанси на ветерниот парк и да се извлечат соодветни заклучоци. Потоа, тие ќе може да се користат како вообичаени правила за генерички проценки во услови кога целосни детали за ветерните фарми се непознати, особено во сложени теренски услови. Во трудот [95] се истражуваат перформансите на неколку познати аналитички методи: Jensen, Larsen, Frandsen, Bastankah и Porté-Agel (BPA), Xie и Archer (XA), и Геометрискиот модел (GM), споредувајќи ги проектите за изводливост и грешките при проценката и евалуацијата на потенцијалот на ветерот за три ветерни паркови: Lillgrund, Anholt и Nørrekær. Во рамките на студијата [96] е воведена нова формулација за оптимален дизајн на ветерна фарма на копно. Со истражувањето [97] се прават напори за проценка на еколошките импликации и економската изводливост на малите турбини на ветер, врз основа на анализа на работата на четири мали турбини на ветер (≤ 20 kW), дизел генератор и во услови на тајландската мрежа. Ова, секако, може да даде идеја и за тоа какви би биле енергетските и другите перформанси за големи турбини на ветер. Во трудот [98] е претставена методологија за проектирање и поставување на микролокација на ветерни фарми, што се однесува на фарми со не многу голем капацитет. Во него се опфатени сите аспекти на развојот на проектот и анализа за изводливост. Карактеристиките и ресурсите на ветерот потоа се оценуваат со помош на станицата Wind и софтверот 3DEM. Со студијата изложена во [99] се предлага системски пристап за анализа на неправилната форма на ветропарк, иницијално развиен за да се оптимизира поставувањето на турбините на микролокација. Во трудот [100] се образлагаат резултатите од анализата на енергијата на ветерот, брзината и моќноста на ветерот, постојаноста на насоката на ветерот и бројот на турбини за одредена локација во зависност од карактеристиките на територијата. Трудот [101] ги прикажува главните резултати од тестирањето на перформансите со три техники за спојување во мезоскала-микроскала за проценките за симулација на ветерот (брзина и

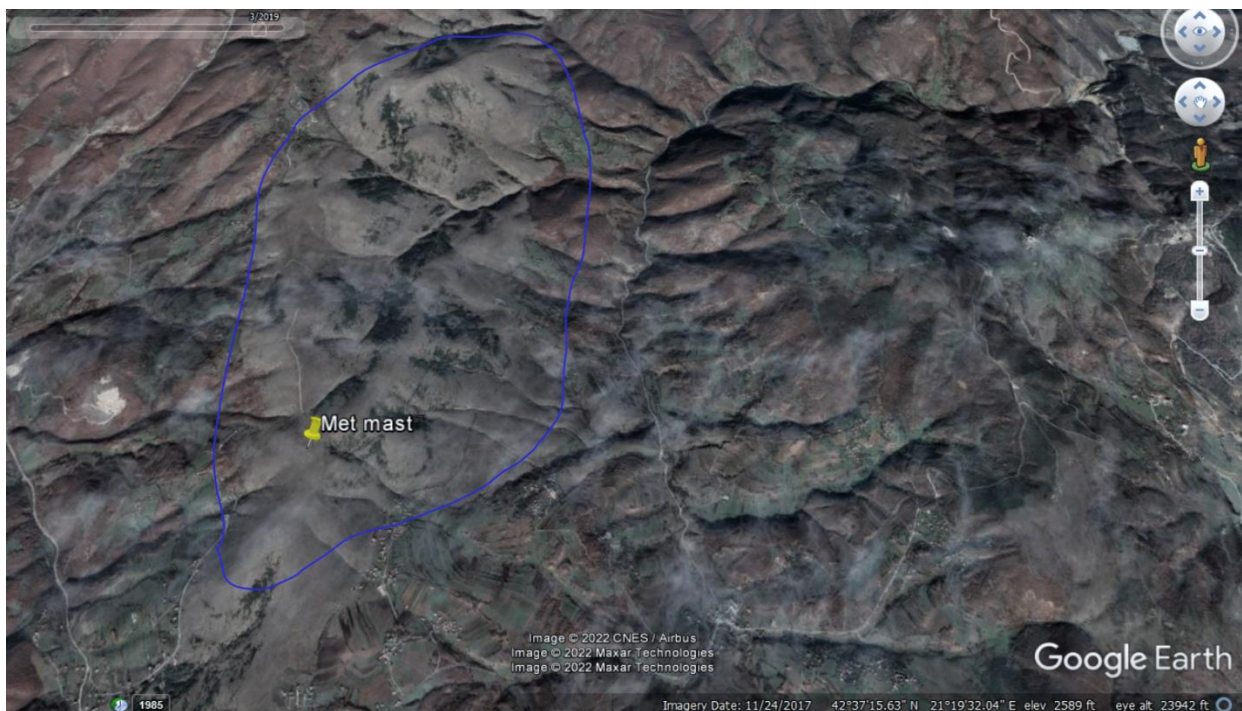
насока) и годишното производство на енергија (АЕР), во споредба со проценките базирани на измерените податоци за ветерот.

Во трудот [102] се истакнува нова техника за определување на оптимална локација на ветерните електроцентрали, земајќи ги предвид карактеристиките на ветерот и ограничувањата на електричната мрежа, како два главни елементи. Овде се моделираат долгорочните промени на брзината на ветерот со користење на Веибуловата дистрибуција според интервалите на насоката на ветерот и се формулираат метрики што ќе ги доловат карактеристиките на брзината на ветерот на дадена локација, како што се густината на енергијата на ветерот и факторот на капацитет. Трудот [103] третира нова оптимизациска студија со план за проектирање на парк со ветерни турбини во реални услови, земајќи ги предвид различните типови ветерни турбини. Понатаму, во трудот [104] авторите заклучуваат дека постојат три главни елементи кога се анализираат ветеропарковите. Прво е спектралната јачина или распределбата на ветерот на потенцијалната локација, потоа, многу значајни се карактеристиките на изведбата на турбините на ветер и трета е интеракцијата помеѓу спектрите на ветерот и условите на турбината за различни модели на ветерни турбини [104]. Слично на тоа, авторите во [105, 106] покажуваат дека ефектот на буђење, кој главно се создава со погрешно поставување на турбините, игра важна улога во проценката на енергетската ефикасност на фармата и предвидената излезна енергија. Овој феномен ќе се земе предвид при оптимизација на поставеноста на турбините во оваа теза. Врз основа на трудовите [107, 108] може да се заклучи дека оптимизирањето на структурата на ветерниот парк може да се замисли како наоѓање на позициите на турбината при кои се максимизира очекуваната излезна енергија. Студијата [109] посочува дека ако се користат турбини со различен капацитет на иста фарма, коефициентот на перформанси се зголемува до 2%.

3. МЕТОДОЛОГИЈА НА ИСТРАЖУВАЊЕТО

Во ова истражување, со применетиот модел се комбинираат практичните и теоретските аспекти, што е поддржано од анализи во кои е користен софтвер. Клучните пресметки се извршени со примена на софтверот WAsP, за пресметка на произведената енергија на годишно ниво, енергетската ефикасност, како и можните загуби кои се случиле во текот на процесот на енергетска конверзија. На локацијата за ветерен парк се реализирани мерења во период од една година, при што, за да се добијат соодветни меѓузависности употребувани се податоци од Vortex. Бидејќи мерења беа направени за периодот 2019 – 2020 година, за анализата да биде попрецизна и да доведе до правилни корелации помеѓу влијателните параметри, неопходни беа и мерењата од Vortex за 2021 година.

Микролокацијата на ветропаркот Козница (WPP Koznica) е во општините Приштина и Ново брдо. Најблиските населени места се малите села Козница, Драговац и Кукавице. На сл. 3.1 е прикажан теренот на кој е планирана изградбата на ветерната електроцентрала Козница. Теренот на пределот Козница може да се категоризира како средно комплексен, со надморска височина која варира помеѓу 980 и 1070 m, со вкупна површина околу 6 km². Истражувањето на ефектот на побуда (wake effect) е спроведено од аспект на разликата помеѓу годишното производство на енергија за секој од начините на организација на ветерниот парк што се наведени претходно. За почеток, предмет на анализа е ефектот на турбуленција во зависност од начините на поставување на турбоагрегатите во паркот.



Слика 3.1. Локацијата на изведбата на ветропаркот Козница прикажана на Google maps

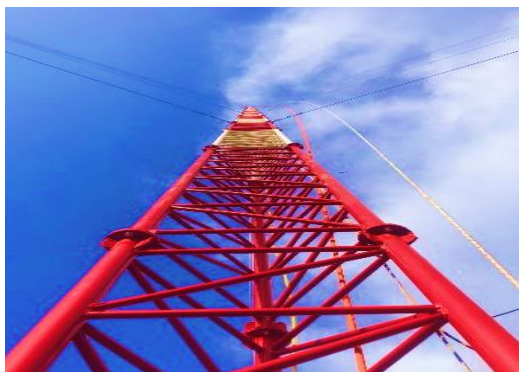
Моделите на турбини на ветер што се разгледувани во оваа студија беа: Siemens SWT-130-3.3, со висина до оската: 110 m, што резултира со планиран капацитет на ветерната фарма од 33 MW, GE-137-3.4 (висина до оската: 110 m) и VESTAS V-126-3.45 (висина до оската: 112 m). Еден сет на податоци за ветерот беше земен во предвид за оваа студија - локалните податоци за јарболот. Заради споредливост, во истражувањето е користена иста

категорија податоци добиени од мерната кула поставена специјално за таа намена. Дополнително, на долг рок се користени податоци од системот CFSR (Climate Forecast System Reanalysis) за адаптација на долгорочните податоци за ветерот на локацијата. Покрај мерењата обезбедени од локалната инсталација, користени се и виртуелни податоци, преземени од Vortex. Резултатите што се добиваат од мерниот јарбол зависат директно од квалитетот на опремата и начинот на инсталација. Инсталирањето на јарболот, се разбира, има релативно висока цена, но таа сепак е минимална во споредба со изградбата на ветерна фарма. Иако поевтини, мерењата прикажани со јарболот играат одлучувачка улога во тоа дали да се изгради или не постројката.

На слика 3.2 е прикажана опремата што се користи во Козница, каде што се мерат параметрите на ветерот. Координатите (WGS 84) на микролокацијата на мерниот јарбол се N 42,59880°; E 21,35468°. Надморската висина на темелите на кулата е 1014 m. На сл. 3.3 е прикажана мерната инсталација на Козница за време и по поставувањето.



Слика 3.2. Анемометар на височина 84,30 m поврзан на каналот на мерната кула



Слика 3.3. Фотографии на мерната кула од микролокацијата WPP Koznica пред и по поставувањето

За анализата на карактеристиките и потенцијалот на ветерна енергија на Козница се спроведени мерења во периодот 01.5.2019–30.4.2020. Врз основа на измерената стандардна девијација на брзината и насоката на ветерот, температура и воздушниот притисок, беа забележани деновите кога анемометрот и лопатките на мерните уреди биле замрзнати и тие мерења се исфрлени. Вкупно 30 часа мерења се исфрлени (околу 0,342% од вкупниот број часови). Дополнително има недостаток на податоци поради непрочитување на мерната картичка во траење од неколку часа во август 2019 година. Така, според едногодишните мерења, може да се заклучи дека општата достапност на податоците е 93%.

3.1. Софтвер WASP

WASP е софтверот што се користи во текот на студијата на д-р. теза. Со овој софтвер, развиен во Данска, ќе може да се види разликата во произведената енергија поради интеракцијата на течноста заедно со фармата на ветер. Оваа интеракција во случај на мали растојанија ќе биде негативна поради помалку енергија што се користи при излезот [110]. Со оваа програма може да се пресмета бруто годишното производство на енергија, како и ефектите на будење и интензитетот на турбуленцијата. Може да се пресметаат и дополнителни компоненти како RIX, ΔRIX , агол на наклон и орографско вртење. RIX, изразен како фракционо проширување на околниот терен, кој е поостар од критичната падина, може да се пресмета и во софтверот WASP [110]. Слично на тоа, поврзаниот индикатор за изведба (ΔRIX) се користи за да се потенцираат најпроблематичните области со помош на споредба со референтно ниво, или на пример, меѓу турбините што се во паркот на ветер. И двете се изразени во % [110].

3.2 Проблем на ефектот на будење (Wake problem)

Најкритичниот проблем на ветерните фарми кој предизвикува намалување на вкупната ефикасност е ефектот на будење (или ефект на побуда; англ. wake effect). Во рамките на трудот ефектот е истражуван преку модели создадени врз база на користениот софтвер. Сепак, проучувањето на однесувањето на воздушното струење во специфични услови ќе биде подобро појаснето користејќи ги равенките на Navier-Stokes, кои ја опишуваат динамиката на одвивањето на процесот. Имајќи предвид дека користењето на енергијата на ветерот е директно поврзано со неговата брзина, што во принцип имплицира дека силни ветрови на дадена локација се најважниот фактор, ова не го прави термичкиот фактор помалку важен параметар кој може да се занемари [111]. Врз таа основа, одредени автори го проучувале овој ефект и влијанието на атмосферската стабилност и други метеоролошки фактори врз карактеристиките на будењето во рамките на проучувањето на фармите со ветерници [111].

Равенки на Navier-Stokes

За да се опише аеродинамиката создадена од ефектот на побуда на ветерната фарма ќе биде користен пристапот на Navier-Stokes [111]:

$$\nabla \cdot \vec{w} = 0 \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial \vec{w}}{\partial \tau} + (\vec{w} \cdot \nabla) \cdot \vec{w} = -\frac{1}{\rho} \cdot \nabla p + \nu \cdot \nabla^2 \cdot \vec{w} \quad (3.2)$$

кадешто ∇ претставува градиент оператор, а ∇^2 претставува Лапласов (Laplacian) оператор [111]. Претходно споменатата равенка е надополнета со соодветни почетни и гранични услови [111].

Векторската форма на равенката може да се замени со сведена форма (Einstein) [111]:

$$\frac{\partial \bar{w}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.3)$$

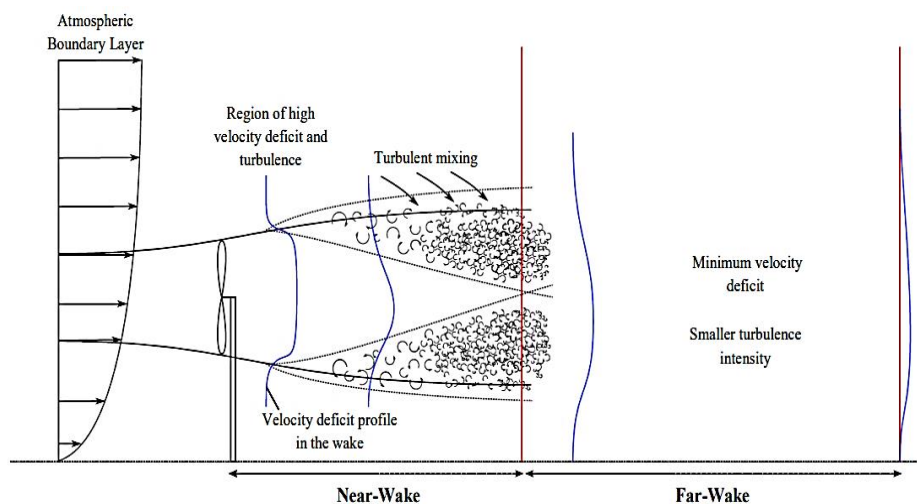
$$\rho \cdot \left(\frac{\partial \bar{w}_i}{\partial \tau} + \bar{w}_i \cdot \frac{\partial \bar{w}_i}{\partial x_i} \right) = - \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \rho \cdot \bar{g}_i + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu \cdot \left(\frac{\partial \bar{w}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{w}_j}{\partial x_i} \right) \right] - \frac{\partial}{\partial x_j} \rho \cdot \overline{w'_i \cdot w'_j} \quad (3.4)$$

Потоа, резултат од спроведувањето на Рејнолдсовата декомпозиција е постоењето на 6 нови членови што го сочинуваат тензорот на Reynolds-ови напрегања, кои може да бидат толкувани како турбулентни дифузивни сили [111]. Тоа се турбулентните дифузни сили. Ако овие сили се појават долж граничниот слој на површината, тогаш тие се земени предвид со равенката како подолу [111]:

$$\frac{\partial \bar{w}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.5)$$

$$\rho \cdot \left(\frac{\partial \bar{w}_i}{\partial \tau} + \bar{w}_j \cdot \frac{\partial \bar{w}_i}{\partial x_j} \right) = - \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu_\tau \cdot \left(\frac{\partial \bar{w}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{w}_j}{\partial x_i} \right) \right] \quad (3.6)$$

Во софтверот WASP се користи моделот Jensen во студијата за ефектот на будење, кој како модел има линеарна структура која функционира во однос на начинот на девијација на брзината низ анализираната фарма [111].



Слика 3.4. Илустрација на турбулентното ширење на воздушната струја позади турбината, односно на ефектот на блиска и подалечна побуда, како и на повторно воспоставување на брзинското поле (Извор: Choudhry, A., Effects of wake interaction on downstream wind turbines. 2014)

3.2.1 Прилагоден модел на Jensen

Во ветерна фарма, местата на појава на локално ширење на воздушната струја се преклопуваат, поради што се јавува потреба да се процени ефектот или брзинскиот дефицит се до последната турбина [112]. Во оригиналната публикација [112], според моделот на Јенсен (N. O. Jensen), брзината на ветерот на растојание x по турбината може приближно да се пресмета според следниов израз:

$$w(x) = w_0 \cdot \left(1 - 2a \cdot \left(\frac{R}{R + k_{wake} \cdot x} \right)^2 \right) \quad (3.7)$$

што одговара на брзински дефицит [112]:

$$\Delta w(x) = w_0 - w(x) = w_0 \cdot 2a \cdot \left(\frac{R}{R + k_{wake} \cdot x} \right)^2 \quad (3.8)$$

кадешто a е фактор на влијание дефиниран со изразот $2a = 1 - \sqrt{1 - C_t}$, каде C_t претставува коефициент на потисок, R означува радиус на роторот; а k_{wake} е коефициент на опаѓање на побудата [112]. Претпоставката е дека профилот на најголем дефицит на брзина се јавува при радиус $R_i + k_{wake}(x - x_i)$ [112].

Во истиот документ ([112], рав. 3.9) N. O. Jensen вели дека следниов израз е валиден за одредување на брзината со која наидува ветерот кај роторот на турбината #2, поставена во единечен ред, под влијание на двете претходни турбини #0 и #1 [112]:

$$\frac{w_2^{inc}}{w_0} = 1 - \left(1 - (1 - 2a) \cdot \frac{w_1^{inc}}{w_0} \right) \cdot \left(\frac{R}{R + k_{wake} \cdot \Delta x_{1,2}} \right)^2 \quad (3.9)$$

Ова одговара на брзински дефицит од [112]:

$$\Delta w_2^{inc} = w_0 - w_2^{inc} = \left(w_0 - w_1^{inc} (1 - 2a) \right) \cdot \left(\frac{R}{R + k_{wake} \cdot \Delta x_{1,2}} \right)^2 \quad (3.10)$$

Коефициент на опаѓање на ефектот на буђење

Во моделот на Јенсен до неодамна коефициентот на опаѓање на побудата беше единствениот променлив параметар [113]. Реџа и Rathmann ја предложиле релацијата $k_w = \frac{w_{*free}}{w_{hfree}}$ каде w_{free} е брзина на ветерот без триење, а w_{hfree} е брзина на нивото на оската (free hub height wind speed) [113]. Зададената вредност на k_w во WAsP за локација на копно е 0,075. Резултатите од таквата релација се многу помали k_w вредности споредено со честоупотребуваните. Соодветно, брзината на ветерот без триење е дефинирана со изразот [113]:

$$w_{hfree} = \frac{w_{*free}}{\kappa} \cdot \left[\ln \left(\frac{h}{z_0} \right) - \psi_m \cdot \left(\frac{h}{L} \right) \right] \quad (3.11)$$

кадешто κ е фон Карманова (von Kármán) константа (≈ 0.4), h е висина до оската, z_0 е должина на површинските нерамнини и $\psi_m(h/L)$ е корекција за локалната атмосферска стабилност, која е проценета на дадена висина за специфична стабилна состојба (измерено од должина L , според Обуков) [113]. Коефициентот на опаѓање на побудата се пресметува со следниот израз [113]:

$$k_w = \kappa \cdot \left[\ln\left(\frac{h}{z_0}\right) - \psi_m \cdot \left(\frac{h}{L}\right) \right]^{-1} \quad (3.12)$$

Дефинирајќи го интензитетот на турбуленција TI како што е објаснето во Поглавјето 2, се покажува дека важи следниов израз [113]:

$$TI = \left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi_m \cdot \left(\frac{z}{L}\right) \right]^{-1} \quad (3.13)$$

$$k \approx 0.4 \cdot TI_H$$

Стандардната девијација на слободната воздушна струја (in this case at hub height) $\sigma_{w,free}$ може да се земе како функција на брзината (без триење), $\sigma_{w,free} \approx A \cdot w_{*free}$ [113]. Параметарот A зависи од атмосферската стабилност и висината на граничниот слој BLH [113]. Доколку земеме во предвид дека A е константа ($A \approx 2.5$) и со таква вредност е блиска до проценките за A според Panofsky и Dutton, засновано врз обилни податоци за рамен терен при неутрални услови [113]:

$$A = 2.39 \pm 0.03 \quad [113] \quad (3.14)$$

3.2.2. Влијание на ефектот на буђење од аспект на реалните услови на ветерната фарма во Козница

Ветерната фарма во анализата за оваа теза се состои од 10 турбини, за кои се вршени испитувања на параметрите во зависност од начинот на поставување. Со оглед на тоа дека теренот е планински, со комплексен релјеф, што значи дека не е најпогоден, вложен е напор моделите прикажани при анализата да дадат прецизни насоки за поставување на турбините во иднината. Преку сликите 3.5-3.9 се прикажани моделите на поставеност на турбините.



Слика 3.5. Поставеност на ветропаркот во форма на лак



Слика 3.6. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата I



Слика 3.7. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата L



Слика 3.8. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата V

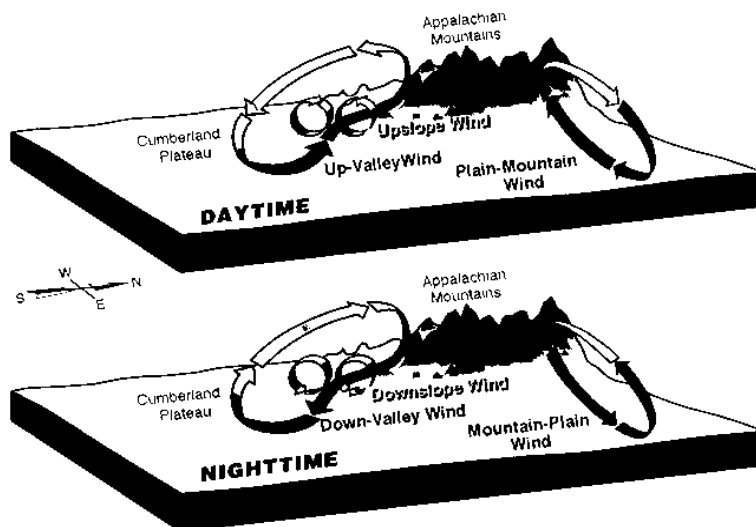


Слика 3.9. Поставеност на ветропаркот во форма на буквата M

За секое разгледувано сценарио се оценуваат неколку параметри, вклучувајќи ја бруто и нето годишната генерирана енергија и ефектот на буђење предизвикан во конкретниот случај.

Струење на воздухот над комплексни терени

Еден комплексен терен може да биде дефиниран како територија која нормално содржи и планини и долини [114]. Овој тип терен е создаден од систем на нерамнини кои се карактеризираат со остри наклони, што предизвикува интензивирање на термално индуцираните циркулации како што се планинско-долинските ветриња, кои создаваат планински бранови и значително ги модифицираат особините на синоптичкиот тек [114]. Карактеристиките на ветерната енергија зависат од геометријата, односно релјефот и ориентацијата на планината [114]. Според различни студии на планинските ветрови тие може да се поделат во две класи: долински и висински ветрови [114]. Илустрација на вообичаените воздушни струења во услови на планинска конфигурација на теренот е прикажана на сл. 3.10 [114].



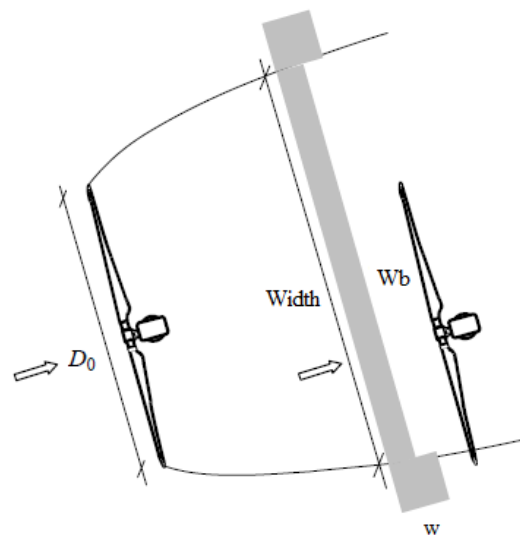
Слика 3.10. Планински систем на ветрови преку ден и ноќ (Извор: С. David Whiteman, 2014)

Затворена циркулација се развива низ долината при што се одржува континуитет. Притоа, главното струење на воздухот е во насока надолу во центарот на долината во текот на денот и нагоре во текот на ноќта [115]. Развојот на термички управувани ветрови во конкретни услови е често комплициран поради присуството на други системи што предизвикуваат ветер, а се карактеризираат со друг ред на големина, како што е опишано од Вајтман и Доран (Whiteman & Doran, 1993) [115]. Овие термални ветрови покажуваат значителни сезонски варијации во фреквенцијата и интензитетот, но, генерално, најсилни се во текот на летото [115].

Во исто време, во текот на зимата, снежните падини може да генерираат студени ветришта кои може да траат и во текот на денот [116]. Во зависност од теренот и циркулацијата зафаќа различни размери, од локални до субсиноптички [116]. Како што е прикажано преку илустрациите на сл. 3.10 и објаснето во првиот дел од ова поглавје, теренот што е предмет на анализа е планински, така што овие претпоставки може да се сметаат како валидни за предметниот случај [116]. Планинскиот терен предизвикува промени во протокот на воздух во функција од релјефните особености и пречките кои се карактеристични за таквите терени [116].

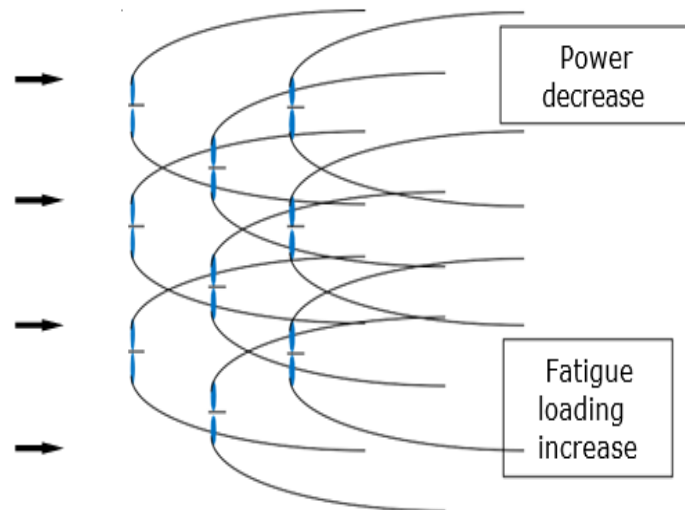
3.3. Интеракција на ветерните турбини во фармата

Кога ветерната фарма ќе биде изградена, очекувано е да има повеќе од една турбина и притоа да се јавува интеракција помеѓу „работниот медиум“ и турбините. Додека струи воздухот од првата турбина понатаму кон следните, неговиот ефект ќе избледи поради повеќекратните интеракции [117]. За проучување на феноменот на интеракцијата, вообичаено се користат равенките на Навиер-Стоукс, кои доволно детално го опишуваат таков феномен [117]. Предвидувањето на струењето во атмосферскиот граничен слој и неговите интеракции со турбините е од големо значење со цел да се оптимизира проектот за искористување на енергијата на ветерот, што исто така би ја зголемило ефикасноста на планираната фарма [117]. Прогнозирањето на струењето на воздухот може да го максимизира производството на енергија од ветер и да ги минимизира оптоварувањата на замор на ветерните фарми што беа претходно опишани [118]. Соодветни нумерички симулации може да обезбедат вреден квантитативен преглед на влијанијата на ветерните центри врз локалните метеоролошки услови [118]. Тие се поврзани со виталната улога на турбините на ветер во забавувањето на ветерот, создавањето турбуленции и зголемувањето на вертикални струења што резултира со вртежен момент, влијание врз топлинските услови, влажноста и друго [118]. На сл. 3.11 е прикажана појавата на дефицит на енергија поради ефектот на будење. Од илустрацијата може да се види дека амплитудата на неговото дејство се зголемува како што тој поминува од почетната турбина на следната.



Слика 3.11. Илустрација на ефектот на будење и дефицит на ветерна енергија пред следната турбина (Извор: Frandsen ST. Turbulence and Turbulence-generated Structural Loading in Wind Turbine Clusters.)

Овој ефект потоа е илустриран за поголем број турбини во рамките на ветерна фарма преку сл. 3.12. Покажано е фигуративно дека згуснувањето на распоредот на турбините ќе ја интензивира интеракцијата помеѓу флуидот и турбоагрегатите, ќе ги зголеми негативните последици од ефектот на будење ќе ја намали генерираната излезна енергија на ветропаркот [119].



Слика 3.12. Интеракција помеѓу турбините во ветропаркот (Извор: Cabezón D et al. A semi-parabolic wake model for large offshore wind farms based on the open source CFD Solver open foam)

Амбиентални турбуленции во паркот на ветерници

За големи и средни ветерни елекцентри потребно е да се преиспита интензитетот на „амбиенталните“ турбуленции [120]. За ветропаркот е познато дека растојанието и густината на распоредот на турбините може да бидат такви што ниту една насока на ветерот не обезбедува проток врз кој не влијае ефектот на буење [120]. Тоа значи дека за точка дефинирана со соодветни координати на местото каде што ќе биде поставена турбината, стандардното отстапување на брзината на ветерот може да биде предизвикано од друга турбина, како и од одредени специфични атмосферски причини [120]. Во паркот со ветерници, просечната брзина на ветерот постепено ќе се намалува во однос на брзината на амбиенталниот ветер [120]. Ако се примени поедноставена верзија на законот за геострофичко привлекување (гравитациско привлекување), вертикалниот профил на ветерот според Јенсен, сведен на висината до центарот на паркот со ветерници може да се опише на следниов начин [120]:

$$\frac{w}{w_{*0}} = \frac{1}{\kappa} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_{00}}\right) \quad (3.15)$$

Каде што w и z се средна брзина на ветерот и висина над почвата, соодветно, а привидната, комбинирана рапавост (нерамнотији) на теренот и турбините на ветер е [120]:

$$z_{00} = h_H \cdot \exp \left(\frac{\kappa}{\sqrt{c_t + \left(\frac{\kappa}{\ln \left(\frac{h_H}{z_0} \right)} \right)^2}} \right), \text{ кадешто } c_t = \frac{\pi \cdot C_t}{8 \cdot s_r \cdot s_f} \quad (3.16)$$

Во овој израз, h_H е висина на центарот, z_0 е должина на нерамнината на површината на теренот, C_t е коефициент на потисок на турбините зависен од брзината на ветерот, а s_r и s_f се растојанија - чекори помеѓу турбоагрегатите или редовите на турбоагрегатите во надолжна и напречна насока, нормализирани со дијаметарот на роторот [120]. Висината е независна над зоната на триење на фармата и брзината на ветерот станува [120]:

$$w_{*0} = \frac{\kappa \cdot G}{\ln \left(\frac{G}{f' \cdot h_H} \right) + \frac{\kappa}{\sqrt{c_t + \left(\frac{\kappa}{\ln \left(\frac{h_H}{z_0} \right)} \right)^2}}} \quad (3.17)$$

Средната брзина на ветерот на нивото на оската е дефинирана со релацијата [120]:

$$w_h = \frac{G}{1 + \ln \left(\frac{G}{f' \cdot h_H} \right) \cdot \frac{\kappa}{\sqrt{c_t + \left(\frac{\kappa}{\ln \left(\frac{h_H}{z_0} \right)} \right)^2}}} \quad (3.18)$$

кадешто G е геострофична брзина на ветерот (ветер чија насока и брзина се детерминирани како рамнотежа на силата на градиентот на притисокот и силата поради ротацијата на Земјата) и $f' = 1,2 \cdot 10^{-4} \cdot \exp(4) = 6,5 \cdot 10^{-3}$ на географска широчина од 55° [120].

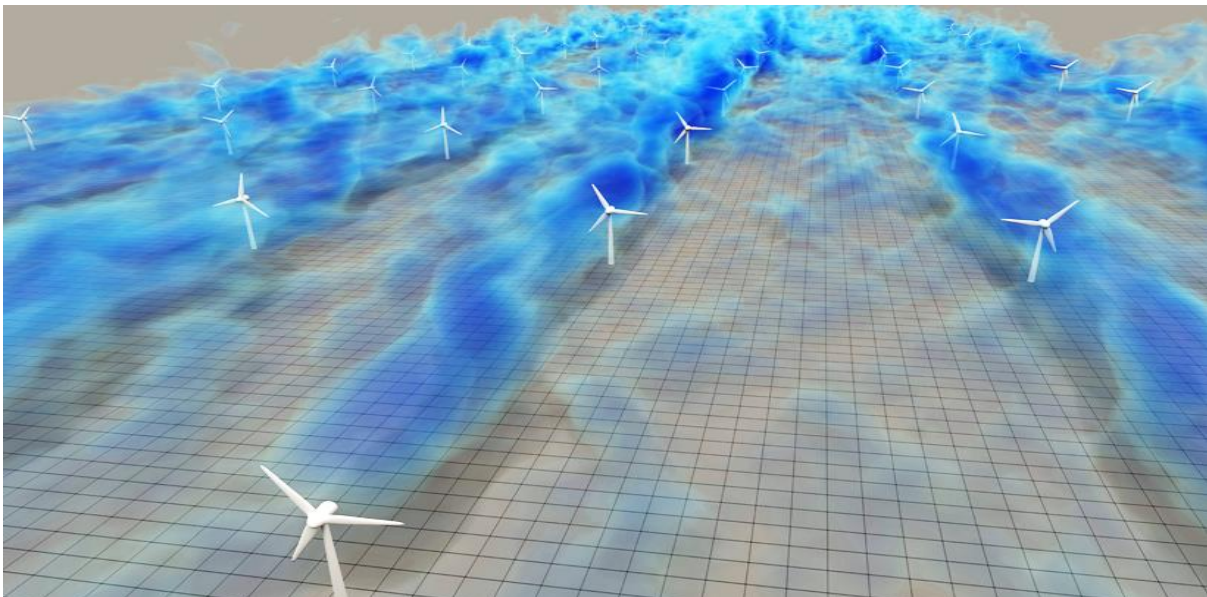
Во воздушната струја, на висина h_H , турбулентните флукуации σ_0 и интензитетот на турбуленцијата TI_0 се дефинирани како [120]:

$$\sigma_0 \approx \frac{w_0}{\ln \left(\frac{h_H}{z_0} \right)} = \frac{w_*}{\kappa} \quad (3.19)$$

Средниот интензитет на турбуленција за ветерниот парк се проценува како [120]:

$$TI_{wf} \approx \frac{W_{*0}}{\kappa} \quad (3.20)$$

За време на фазата на планирање околу поставувањето на турбините на одреден терен, за јасно дефинирани реални услови, неопходно е да се обезбеди поставување на турбината во делот каде што завршува крајот на бранот создаден од претходната турбина [121]. При проучување на негативните ефекти што турбуленциите можат да ги предизвикаат на фармата, недозволиво е да не се земе предвид улогата на смолкнувањето или стрижењето на ветерот на дадената локација [121]. Турбуленцијата, било од атмосферата или дури и онаа што се создава поради интеракција помеѓу турбините, е многу негативен, особено на многу мали растојанија помеѓу турбинската кула и теренот [122]. Од суштинско значење за избор на локации за поставување на турбините, оптимизација на излезната моќност и намалување на оптоварувањата поради замор на материјалот се попрецизни пресметковни методи [122]. Последното прашање е од големо практично значење бидејќи турбуленциите доведуваат до повеќекратни напрегања на турбините што може да доведат до дефект [122]. Трошоците за предвремена замена на оштетени компоненти може да станат сериозен ограничувачки фактор [122]. Графички приказ на ефектот на будење (побуда) и феноменот на заемно дејство помеѓу турбините и атмосферскиот граничен слој на реална ветерна фарма е даден на сл. 3.13 [123]. Како што може да се види, турбините по првиот ред натаму се подложени на интензивни турбуленции на воздушната маса [123]. Оваа турбуленција е последица на интеракцијата помеѓу воздушните маси и со атмосферскиот граничен слој (ABL) [123]. Во случај на планински фарми ова има поинакво значење, со оглед на комплексноста на теренот [123]. Во однос на анализата од која е произлезен моделот на сл. 3.13, постојат и практични прашања во врска со компјутерските ресурси [123]. Сепак, неопходно е да се користи софтверот WASP во нашата анализа како еден од најкористените модели за анализа на влијанието на нарушувањето на струењето врз вкупната произведена енергија.



Слика 3.13. Графички приказ на ефектот на будење (или побуда) и заемното дејство помеѓу турбините на реална фарма со ветерници (Извор: <https://www.windpower-international.com/>)

3.4. Анализа на чувствителност на компонентите од ветерната турбина кои се најмногу погодени од ефектот на турбуленција

Ефектот на будење кој создава турбуленции во воздушните маси и негативниот ефект што го има врз годишната произведена енергија исто така негативно влијае на материјалот на турбините. Оваа штета е позната како материјален замор и, во овој случај, негативно влијае на зголемените потреби за одржување и долговечноста на турбините на ветер. Ветерните турбини се градат на море или на копно во зависност од условите поставени со стандардот 61400-1 на Меѓународната електротехничка комисија (IEC) [124]. Тоа значи дека тие го специфицирале максималното оптоварување на замор што можат да го издржат. Исто така, се однесува на несигурноста во својствата на системот, промените во условите во кои ќе се сретнат турбините од дефинирани вредности и несигурноста во моделирањето [124]. Сега, со зголемувањето на инсталираната моќност на турбината, што значи линеарно зголемување на површината на турбината, односно нивниот дијаметар, а таквиот ризик за оптоварувањата уште повеќе се зголемува [124].

Различни контролни шеми беа развиени во текот на изминатата деценија за да се ублажат оптоварувањата додека се одржуваат други посакувани услови, како што се оптимизирање на генерираната моќност или прилагодување на брзината на роторот [124]. Се разбира, таквите шеми вклучуваат неколку функции и некои механизми за манипулација во таква серија реакции [124]. Познато е дека системите за производство на енергија од ветер се сложени. Бидејќи тие се во функција на последователни флукуации на ветерот, тука секогаш се очекува да има „различни ситуации“ при нивното работење кои бараат „нови решенија“. Знаејќи го ова, треба да се мисли дека тоа ќе ги зголеми трошоците за одржување, а при финансиското планирање, животниот век на турбините на постројките да се зема помалку како причина за оштетување [124].

Еквивалентно оптоварување на штета е термин кој ги опишува карактеристиките поврзани со штетата што е последица на оптоварувањата предизвикани од ефектот на будење долж фармата на ветерници [125]. Во трудот [126] е заклучено дека моделот на ветрот кој удира во турбините и другите посебни компоненти е поврзан со статистички показатели и стохастички дејства кои зависат од просечната брзина на ветерот и интензитетот на турбуленцијата што се создава во смисла на чувствителност. Овие анализи се поврзани со сензитивната анализа предизвикана од оптоварувањата во структурата на турбината на ветер [127]. Овие оптоварувања се поврзани со комбинација од оперативни оптоварувања, инерцијални оптоварувања, сеизмички оптоварувања, аеродинамички оптоварувања, товари од мраз и оптоварувања од надворешни услови [127]. Како што се менува брзината на ветерот, така се менуваат и оптоварувањата кои делуваат на структурата на турбината на ветер. На овој начин, ова влијае на заморот на сите компоненти [127]. Влијанието на овој феномен се објаснува и преку интензитетот на турбуленцијата [127]. Интензитетот на турбуленцијата се користи како главен параметар за дизајн на турбината на ветер, со што се поврзува штетата од замор предизвикана со текот на времето со просечниот животен век на турбината на ветер [127]. Со експериментални мерења, научниците заклучија дека турбуленцијата е водечка причина за замор на рабовите на сечилото поради тежината [127]. Според експерименталните мерења, голема турбина денес може да доживее 108 и 109 циклуси во текот на својот животен век [127]. Така, може да се заклучи дека турбините се машини кои работат во различни видови на замор бидејќи предизвикувачките фактори се различни; така, тие се нарекуваат „машини кои работат во замор“ [127]. Изразот што го

одредува еквивалентното оптоварување на штета за различни процеси на оптоварување математички искусени од турбината е даден на следниов начин [127]:

$$DEL = \left[\sum_i \frac{S_i^m \cdot N_i}{N_{eq}} \right]^{\frac{1}{m}} \quad (3.21)$$

кадешто S_i^m е опсег на оптоварувањето; нормално се користи еквивалентен број на циклуси на оптоварувања $N_{eq}=10^7$ [127]. Веројатно еден од најсоодветните начини на проценување на оптоварувањата кај турбината е поврзан со економската страна, што ја определува и одржливоста на паркот со ветерници [127].

Оперативните оптоварувања произлегуваат од работењето и контролирањето на ветерните турбини на ветропаркот. Тие вообичаено се делат на неколку категории [127]. Една категорија оптоварувања се должат на контрола на брзината на роторот и контрола на вртежниот момент со поставување на адекватна аеродинамична опрема на фармата [127]. Други оперативни оптоварувања се механичките оптоварувања при застој, како и т.н. преодни оптоварувања кои настануваат при стартување и стопирање на роторот, приклучување и исклучување на генераторот и бајпас движења во текот на процесот [127].

Кога станува збор за оперативните оптоварувања, треба да се земе предвид и влијанието на моменти на триење на статички и лежишта зависни од оптоварување и воведување на системи за контрола и безбедност на ветерните турбини [127].

Инерциските и гравитационите оптоварувања се одредени специфични статични и динамички оптоварувања кои делуваат на ветерните турбини [128]. Тие се резултат на вибрации, ротација, гравитација и сеизмичка активност [128]. Во динамичката анализа, ќе се разгледаат структурната динамика и комбинацијата на вибрирачки модалитети, со акцент на следново [128]:

- еластичност на компонентите на турбината,
- еластичност на моторот и генераторот,
- еластичност на потпорната конструкција,
- движења на структурата,
- динамика на основата [128].

Аеродинамичните оптоварувања, вообичаено поделени на квазистатички и динамички, зависат (меѓу другите фактори) од брзината на ротација на роторот, просечната брзина на ветерот низ областа на роторот, тродимензионалниот интензитет на турбуленцијата, смолкнувањето на ветерот, промените на насоката на ветерот, густината на воздухот, аеродинамичкиот облик на компонентите на турбината и нивните интерактивни ефекти, вклучувајќи ги и аероеластичните ефекти [129]. Следниве влијанија треба да се земат предвид кога се анализираат аеродинамичните оптоварувања на турбината [129]:

- пертурбации на полето на ветерот поради самата турбина (брзина предизвикана од ефектот на будење, аеродинамика во „сенката“ на кулата, ефект на контраструење на воздухот итн.).
- заемно влијание на протокот и аеродинамичките карактеристики на лопатките.

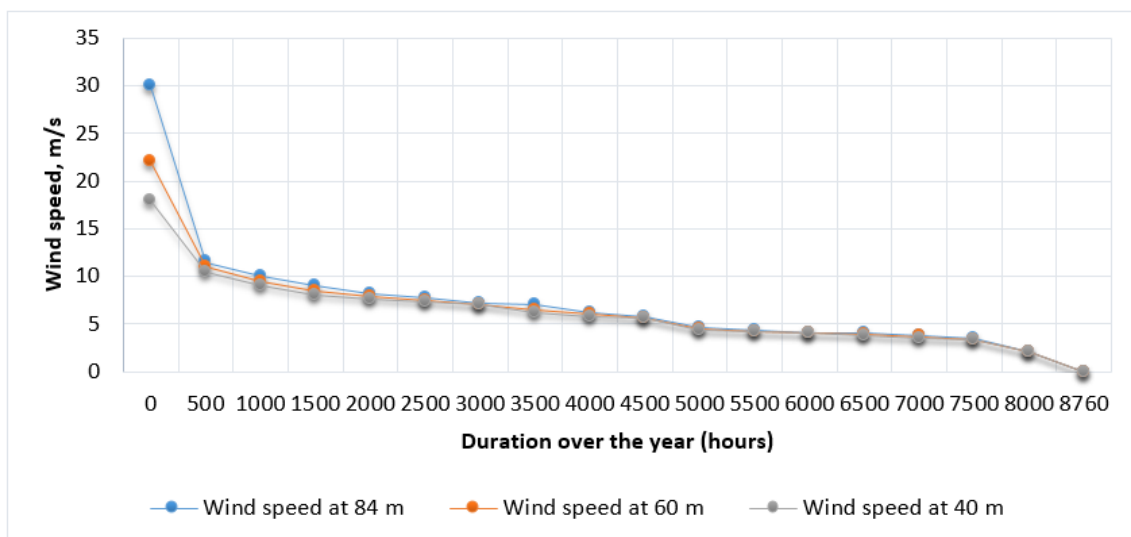
- динамични ефекти на застој на воздушното струење на користените профили.
- нестационарни аеродинамички ефекти.
- аероеластични ефекти.
- аеродинамички асиметрии - може да настанат поради толеранциите при производство или склопување на лопатките на роторот [128, 129].

Колку повеќе оптоварувања има на структурата на турбината, толку повеќе се зголемуваат потребите за сеопфатно одржување [129]. Според трудот [129], врз основа на сеопфатна анализа, резултатите покажуваат дека за околу една петтина до една четвртина од проблемите детектирани за турбината се јавува потреба од соодветна сериозна акција.

3.5. Дискусија за резултатите

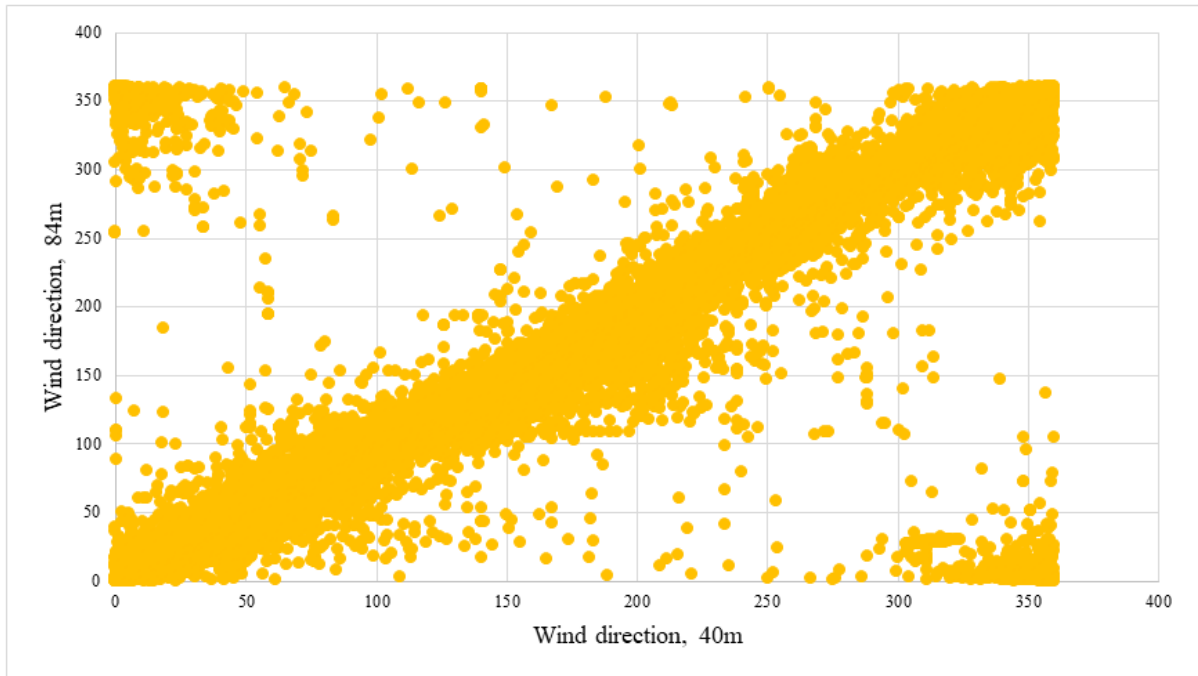
На сл. 3.14 е прикажан хистограм на кумулативната фреквентна дистрибуција на брзината на ветерот за периодот на мерења од една година на мерните височини 84, 60 и 40 m над почвата. Кривите на дијаграмот на сл. 3.14 го покажуваат времетраењето кога брзината на ветерот надминува одредена вредност.

Локацијата на ветропаркот, кадешто се вршени и мерењата, се карактеризира со мал број часови годишно со мирен ветер. Околу 7000 часа во текот на годината, брзината на ветерот на височина од 84 m е над 3 m/s. Границата од 3 m/s е од витално значење бидејќи ова е брзината на запирање на многу комерцијални турбини. Околу 394 часа во текот на годината, брзината на ветерот на височина од 84 m е поголема од 12 m/s. Брзината од 12 m/s е суштинска бидејќи ова е номиналната брзина на ветерот на повеќето комерцијални турбини. На целната локација, брзината на ветерот над 20 m/s е ретка. За време на периодот на мерење, максималната забележана десетминутна просечна брзина на ветерот на висина од 84 m беше 27,33 m/s. Во целниот регион, турбините на ветер ретко би биле надвор од функција поради силен ветер (брзината на прекин на многу комерцијални турбини е 25 m/s).



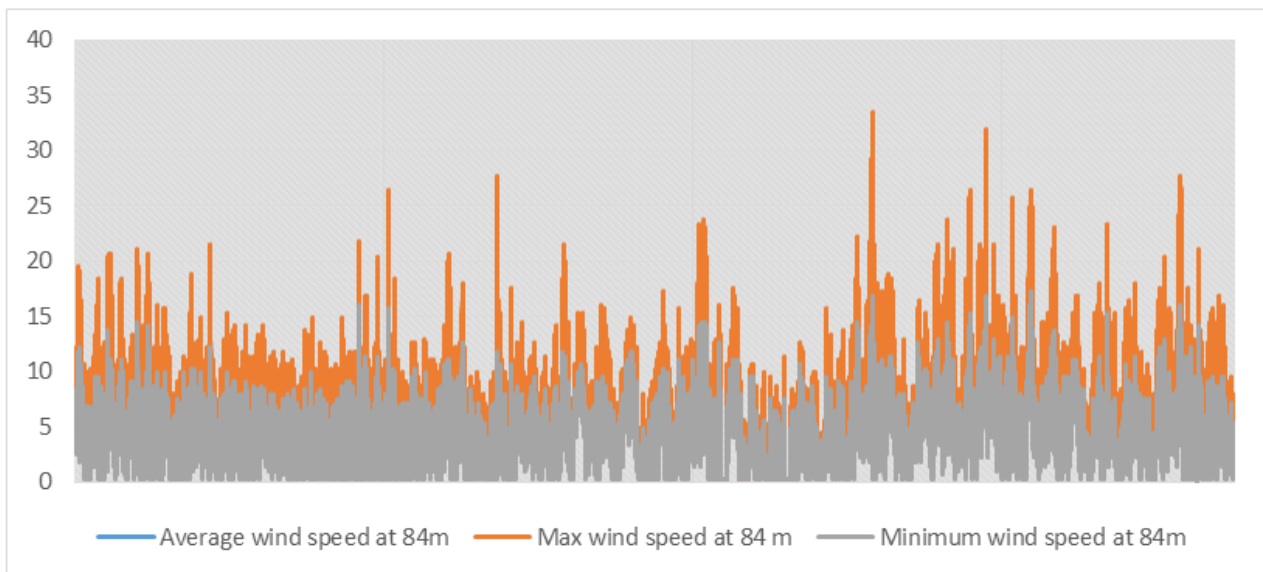
Слика 3.14 Распределба на кумулативната фреквенција на брзината на ветерот за три мерни височини за една година на локалитетот Козница.

Понатаму, дијаграмот на слика 3.15 ја прикажува корелацијата на насоката на ветерот за највисокото и најниското ниво на мерење на податоците за ветерот. Од дијаграмот може да се види дека има многу мала промена на насоката на ветерот, иако разликата во мерната висина е значајна, т.е. 40 и 84 m.

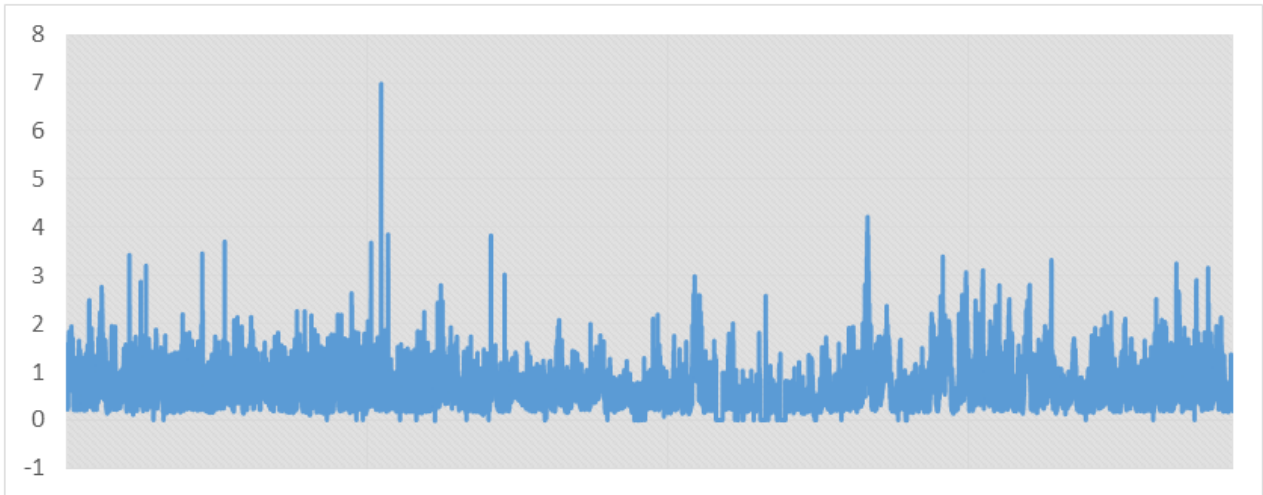


Слика 3.15. Корелација помеѓу насоката на ветерот на 84 m и 40 m според мерењата

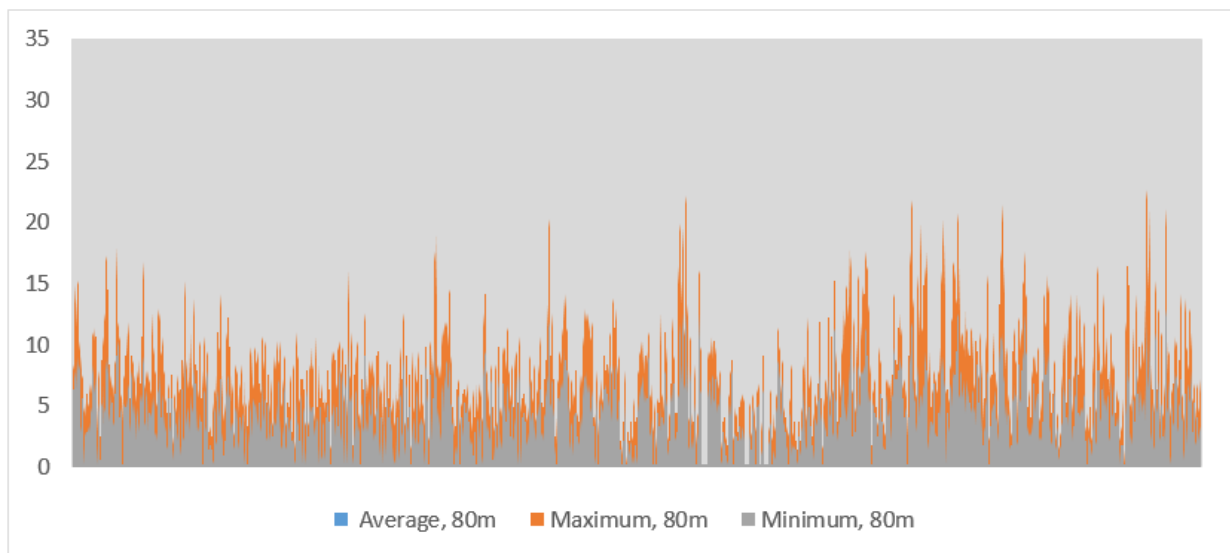
Понатаму, со дијаграмите на сл. 3.16-3.23 се претставени резултати од едногодишни мерења на максималната, средната и минималната брзина на секои 10 минути, измерени на висини од 84, 80, 60 и 40 m, како и вредности на стандардната девијација на брзината на ветерот за мерењата на соодветните висини.



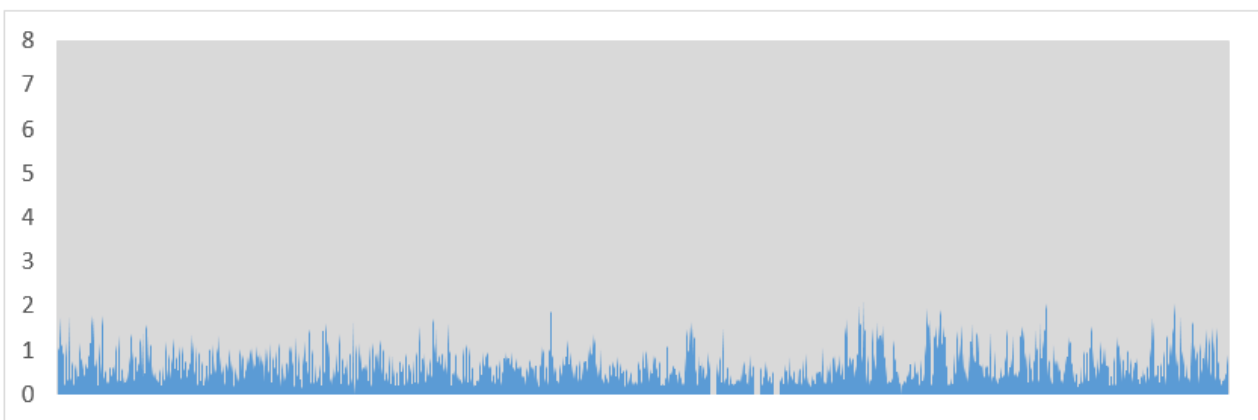
Слика 3.16. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот на секои 10 мин., на висина од 84 m



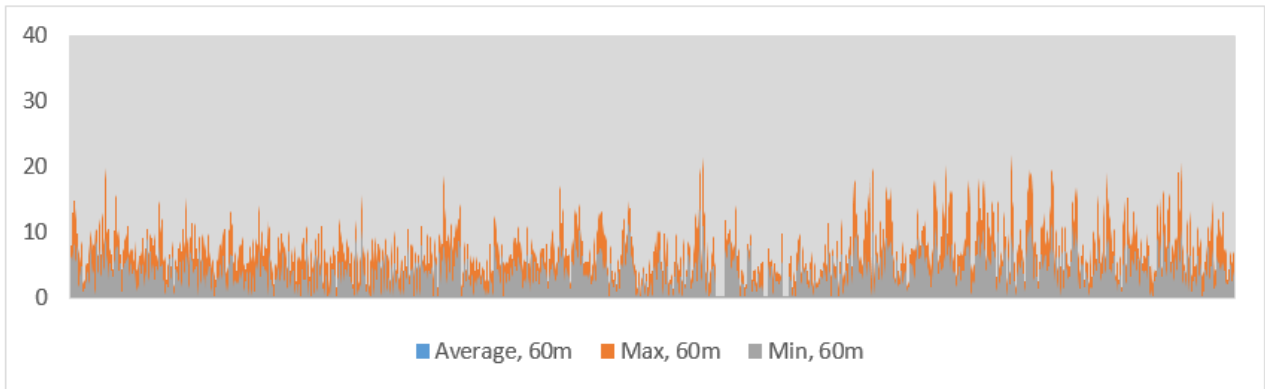
Слика 3.17. Стандардна девијација на брзината на ветерот за секои 10 минути на висина од 84 m



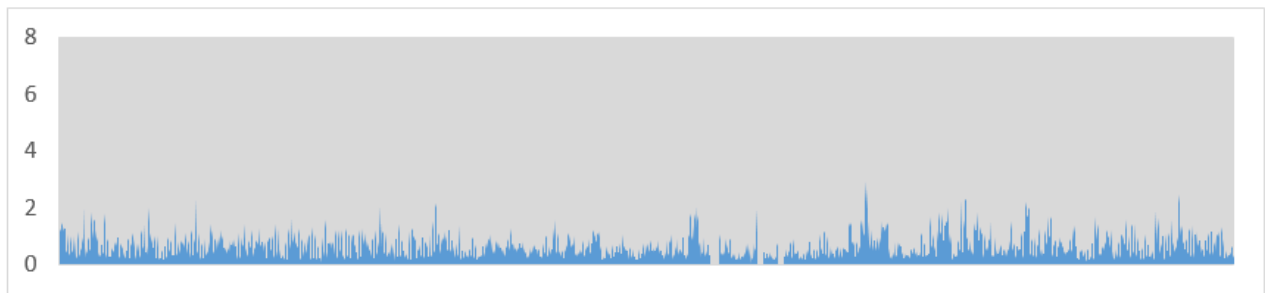
Слика 3.18. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот на 10 минути, на висина од 80 m



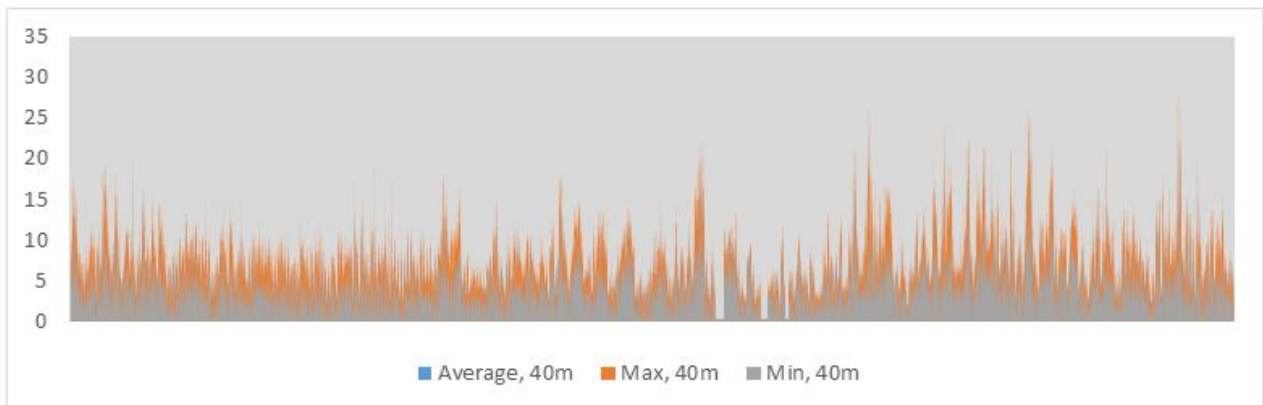
Слика 3.19. Стандардна девијација на брзината на ветерот за секои 10 минути на висина од 80 m



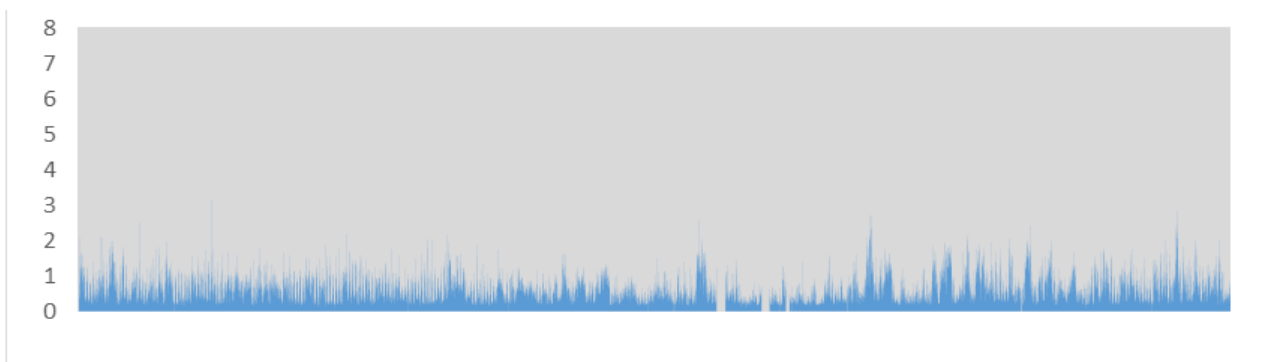
Слика 3.20. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот (на 10 минути), на висина од 60 m



Слика 3.21. Стандардна девијација на брзината на ветерот за секои 10 минути на висина од 60 m



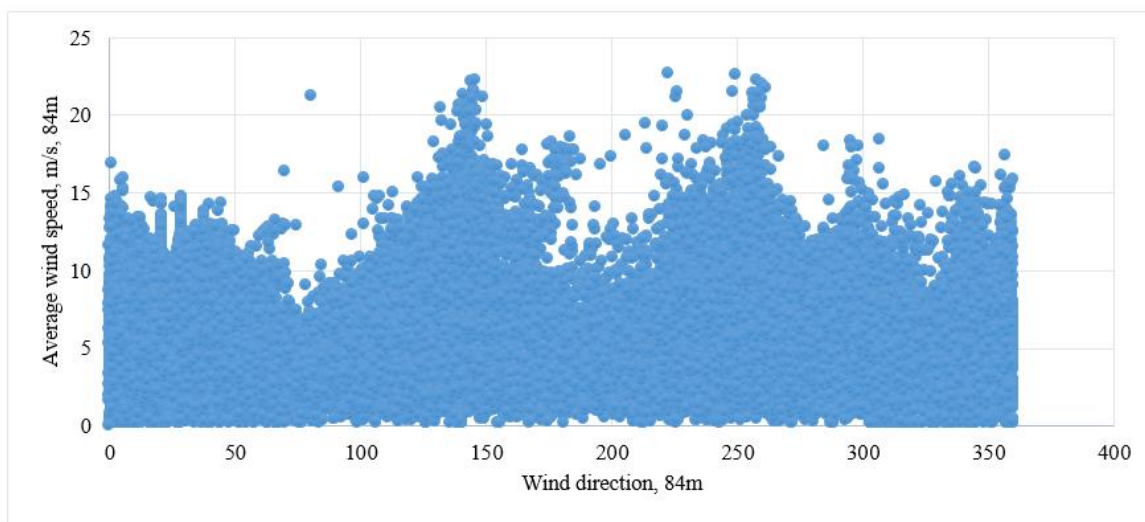
Слика 3.22. Максимална, средна и минимална брзина на ветерот (на 10 минути), на висина од 40 m



Слика 3.23. Стандардна девијација на брзината на ветерот (на 10 минути) на висина од 40 m

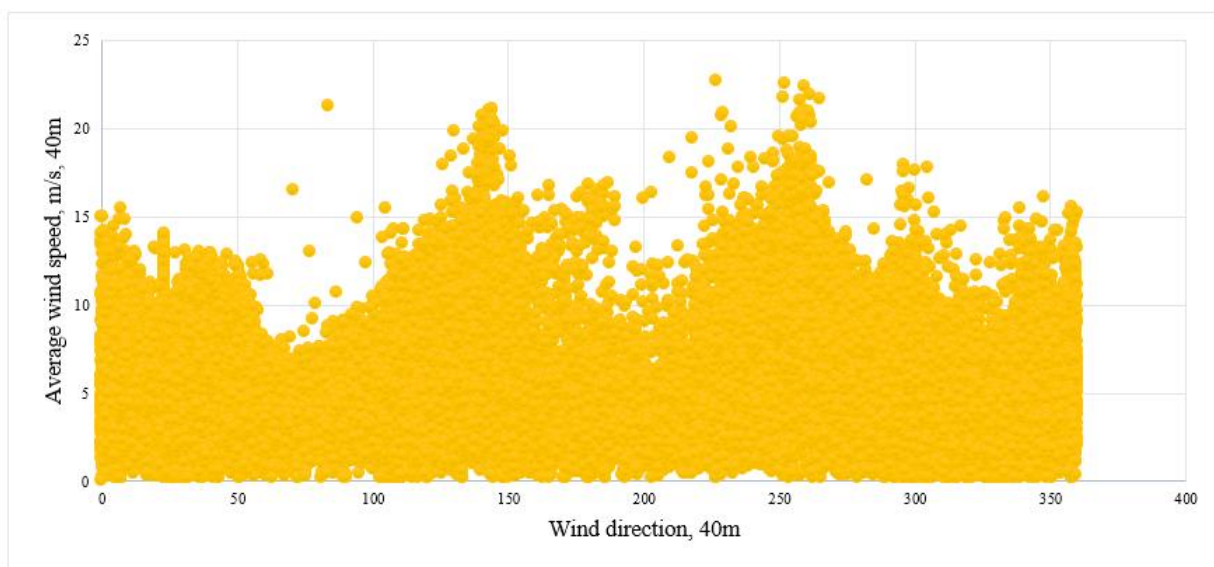
Врз основа на дијаграмите на сл. 3.16-3.23, може да се види дека стандардното отстапување во случај на поголема брзина е позначајно по вредност. Притоа, може да се види дека максималните вредности се почести и многу блиску кај мерењата на 84 m и 80 m. Значително пониски вредности и на стандардната девијација и на максималната брзина се однесуваат за 60 m и 40 m. Од друга страна, минималните вредности на брзината на ветерот на 84 и 80 m се пониски отколку на висини од 60 и 40 m.

Понатаму, направена е анализа на насоката на ветерот и просечната брзина на мерното ниво од 84 m, како највисока мерна точка, а резултатите се дадени на слика 3.24.



Слика 3.24. Податоци од мерења на брзината на ветерот (на 10 минути) во функција од насоката на ветерот, на висина од 84 m

На сл. 3.25 се прикажани резултати од мерења на брзината на ветерот на 10 минути, како функција од насоката, на најниската мерна точка (40 метри).



Слика 3.25. Податоци од мерења на брзината во функција од насоката на ветерот на висина од 40 m

Од дијаграмите може да се забележи силна тенденција во однос на насоката на ветерот и мала тенденција во однос на промената на неговата просечната брзина. Врз основа

на измерените податоци е извршена пресметка на интензитетот на турбуленцијата на ветерот на местото на мерниот јарбол (Козница) за секој десетминутен интервал. Во табелата 3.1 се прикажани резултатите од тие пресметки за различни мерни височини во текот на едногодишниот период на мерење. Беа земени предвид само десетминутните интервали каде брзината на ветерот беше поголема од 3 m/s. Бидејќи висинската разлика помеѓу 84 и 80 m е мала, пресметката на турбуленциите е спроведена само за 84 m.

Табела 3.1. Средна вредност на интензитетот на турбуленција на ветерот на локацијата на мерниот јарбол Козница, на неколку мерни височини, за период од една година ($w \geq 3$ m/s)

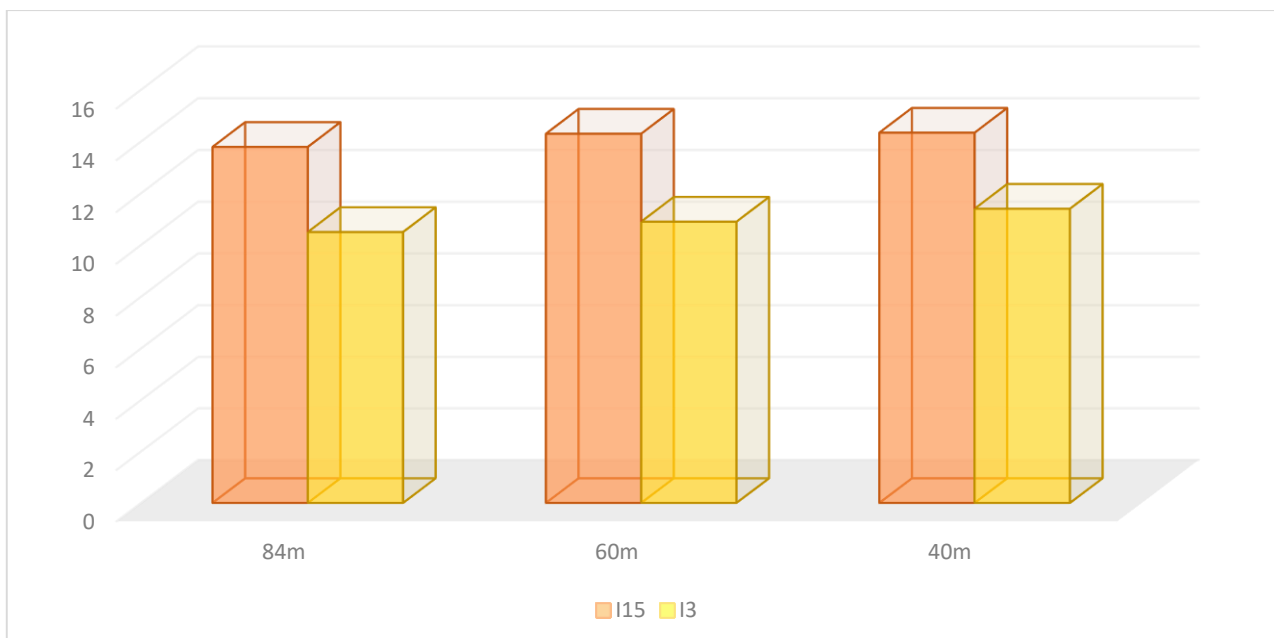
Висина (a.g.l)	84m	60m	40m
$I_{(w>3m/s)}$ (%)	10.3	10.11	11.4

Поединечни вредности на турбуленцијата на ветерот се користат за одредување на референтната турбуленција на ветерот (I_{15}) за брзина од 15 m/s. Тие вредности се дадени во таб. 3.2. Вредностите во табелата се пресметани за 90% од интензитетот на турбуленција во интервалот на брзини $14.5 \text{ m/s} \leq w \leq 15.5 \text{ m/s}$.

Табела 3.2. Вредност на интензитетот на турбуленција на ветерот Π_{15} (%) на локацијата на мерниот јарбол Козница, на неколку мерни височини, за период од една година

Висина (a.g.l)	84m	60m	40m
I_{15} (%)	13.7	14.29	14.11

Истражувањето во оваа теза се темели врз карактеристиките на ветропаркот Козница, со претпоставка дека сите варијанти на распоред се оптимирани за средна брзина на ветерот од 6,12 m/s. Графичкиот приказ на промената на интензитетот на турбуленција за 3 и 15 m/s е прикажан на слика 3.26.



Слика 3.26. Интензитет на турбуленција за 3 m/s и 15 m/s на мерните нивоа

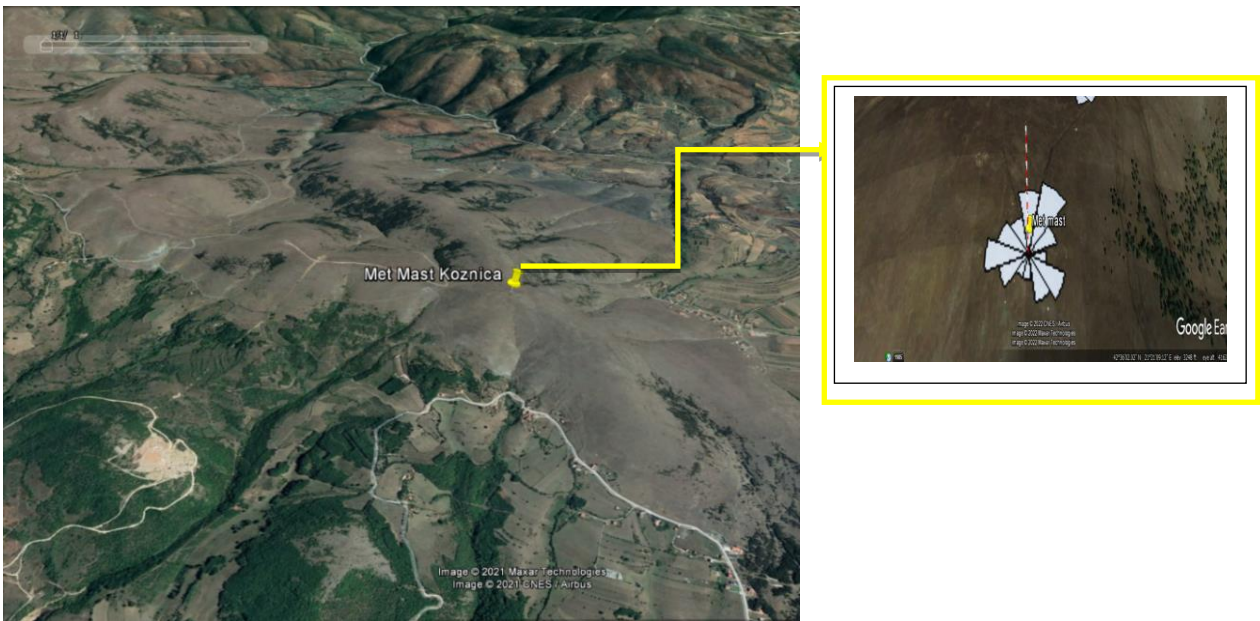
Како што може да се согледа, има мала разлика во однос на интензитетот на турбуленција при карактеристичните брзини на разгледуваните мерни висини. Бидејќи разликата за 84 и 80 m беше минимална, понатаму се работеше со висина 84 м.

Силните налети на ветерот создаваат големи притисни сили врз турбината. Тие можат да предизвикаат оштетување на различни делови на ветерните турбини и механизмот за пренос, па дури и да предизвикаат колапс на кулата на турбоагрегатот, ако компонентите не се дизајнирани да ги издржат механичките напрегања што се случуваат во такви услови [130]. Од друга страна, дизајнот на компонентите на ветерната турбина и основата на кулата за да издржат голема брзина на ветерот значително влијаат на цената на објект како целина и го ограничуваат максималниот дијаметар на лопатките и висината на кулата. Според ИЕС стандардот (ИЕС 61400-1, Wind turbines, Part 1: Design барања) [131], за избор на класа на ветерни турбини во смисла на екстремни брзини на ветерот, се зема предвид дејство на максимална средна брзина за период од 50 години, во траење од десет минути (просечна десетминутна брзина на ветерот која се јавува просечно еднаш на секои 50 години).

4. ПРЕЗЕНТАЦИЈА НА МОДЕЛОТ И РЕЗУЛТАТИ

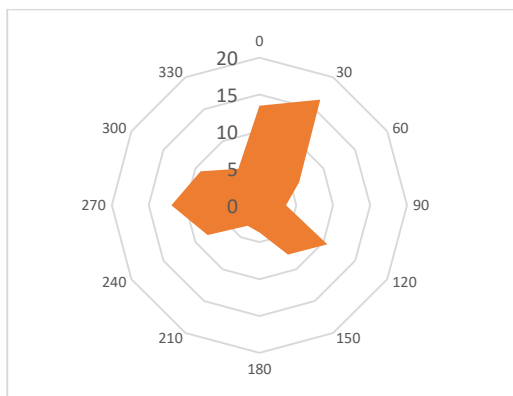
4.1. Појдовни податоци

Во овој труд, теренот што се истражува од аспект на потенцијал за ветерна фарма е во Козница, Косово. Теренот е планински, додека пак бројот на турбини земени во предвид за студијата е 10. Анализираниите турбини се со приближни капацитети, а максималната моќност на паркот е 35 MW. Мерењата на брзината, стандардното отстапување и насоката на ветерот се направени на четири височини: 40, 60, 80 и 84 m. На сликата 4.1 е претставена положбата на мерниот столб (met mast) на локацијата Козница, кадешто се реализирани едногодишни мерења.

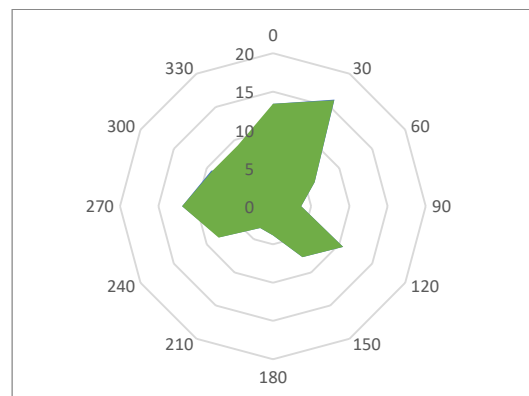


Слика 4.1. Јарбол со мерни инсталации (мет јарбол) на Козница

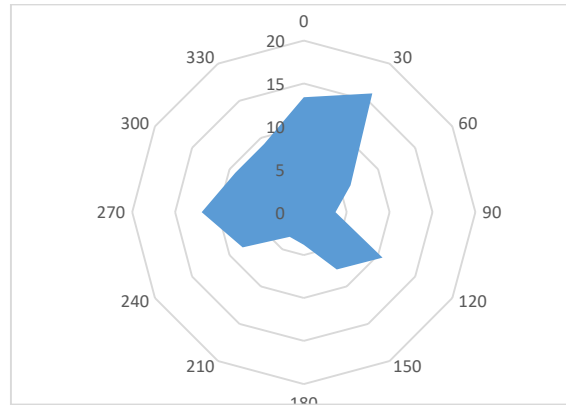
Имајќи предвид дека критичниот фактор за анализата е брзината на ветерот, тогаш е претставена розата на ветрови според мерењата на наведените височини: 84, 80, 60 и 40 m, слики 4.2-4.4. Бидејќи за висините 84 m и 80 m има занемарлива разлика, претставен е само моделот за највисокото ниво, односно 84 метри.



Слика 4.2. Роза на ветрови за Козница при мерење на 84 m

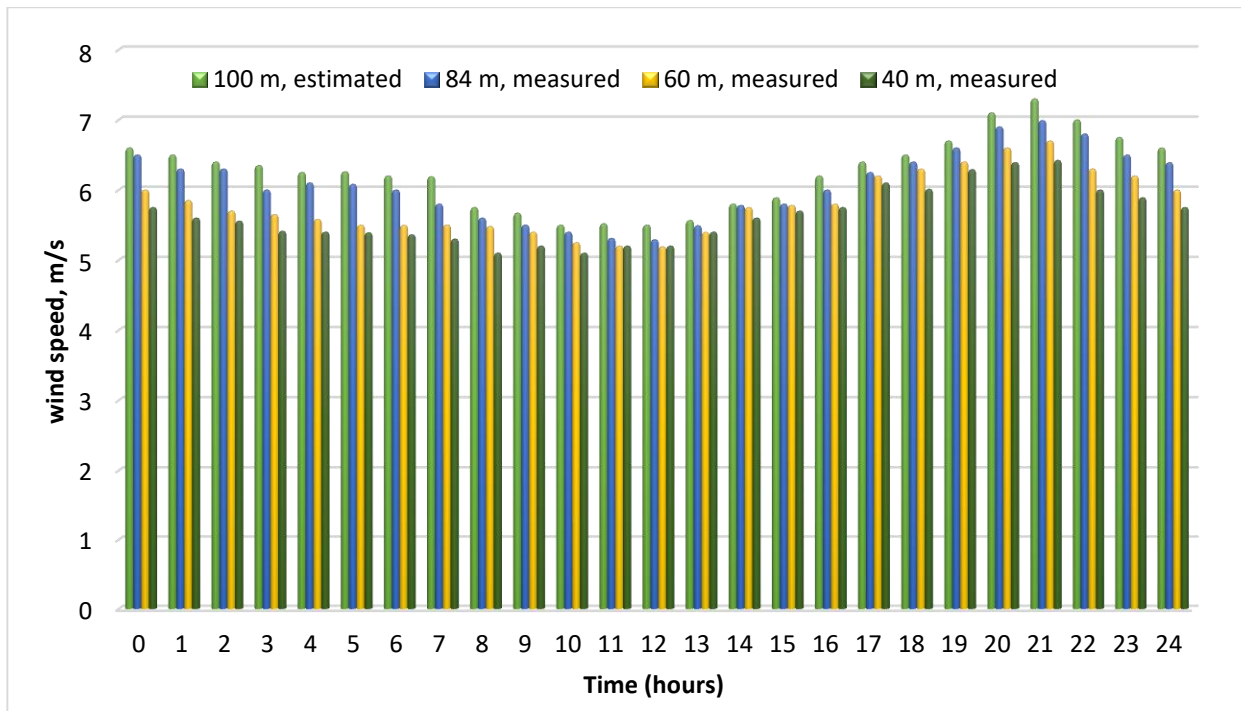


Слика 4.3. Роза на ветрови за Козница при мерење на 60m



Слика 4.4. Роза на ветрови за Козница при мерење на 40 m

Вајбуловите распределби ги опишуваат фреквенциските распределби на брзината на ветерот на локалитетот Козница. Овде се претставени западните ветрови (240° - 300°), чија фреквенција е околу 30%, потоа северните (350° - 60°), чија зачестеност е близу 30% и југоисточните ветрови (110° - 160°), чија зачестеност е близу 20%. Користени се рози на ветерот од дванаесет сегменти, така што еден сектор од розата на ветерот покрива 30° од азимутскиот агол. На сликите 4.2-4.4 се прикажани централните агли на секој сектор пресметани во однос на географскиот север. Како дополнување на извршените мерења на наведените височини, се користени и Vortex мерења за да се согледа меѓусебната корелација. Користените мерења се на ниво од 100 m.

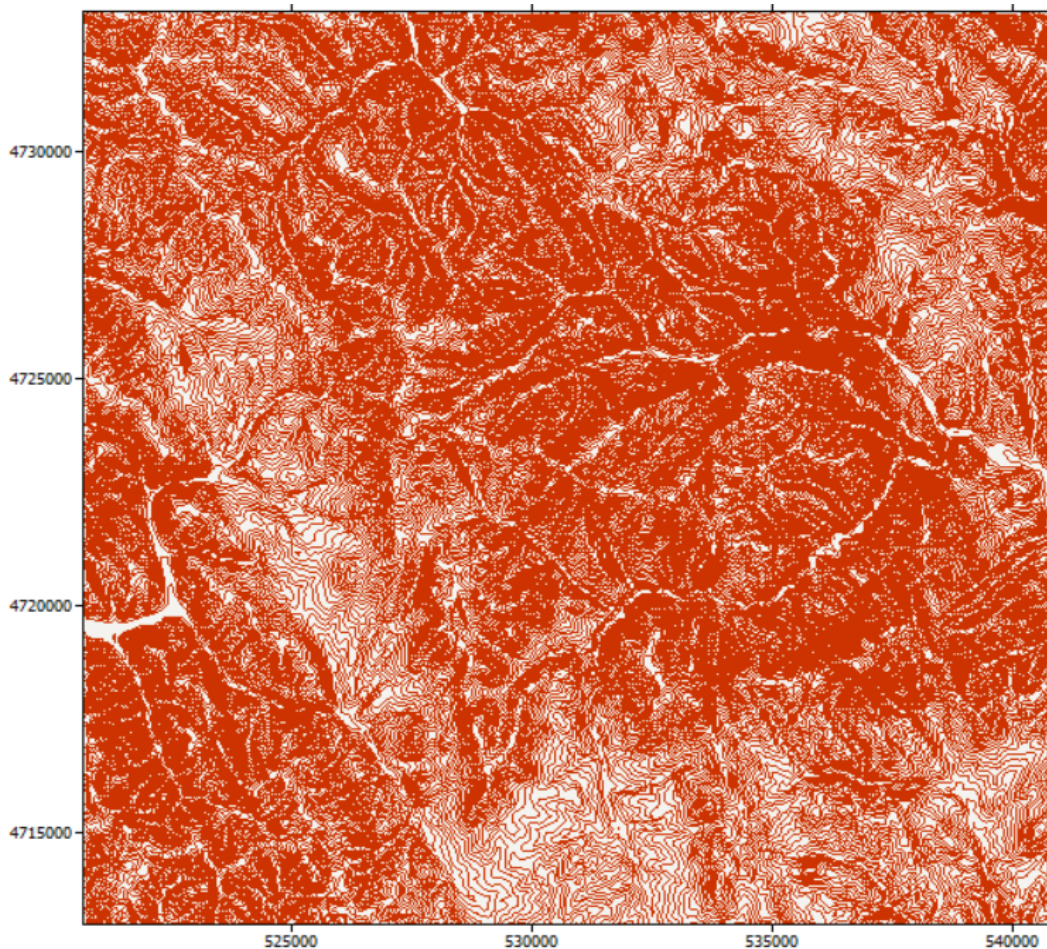


Слика 4.5. Варијации на брзината на ветерот на различни висини на локацијата Козница за просечен ден за период од еден година.

Во еден просечен ден во текот на годината, ветерот е значително посилен во текот на ноќта отколку во текот на денот.

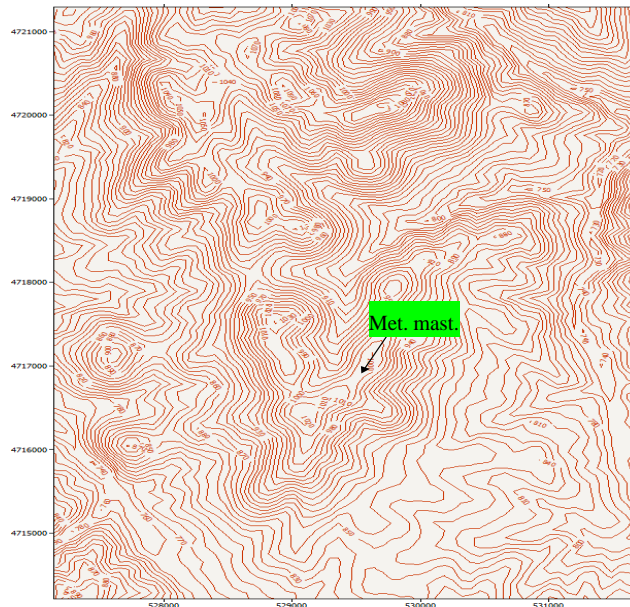
4.2. Орографија на теренот

Орографијата на теренот (варијација на висините на почвата) е клучна за развојот на локалните ветрови, кои е потребно да се моделираат колку што е можно попрецизно. Точното моделирање на орографијата на теренот е од суштинско значење за сложените терени (ридски и планински локации) и низинските региони бидејќи секоја промена (дури и мала) во висината на теренот значително влијае врз струењето на воздухот. Моделирањето на теренска орографија во целниот регион се врши со користење на топографски карти креирани со помош на базата на податоци SRTM (Shuttle Radar Topography Mission). На сл. 4.6 е прикажана топографската мапа на целниот регион на ветерниот парк Козница, со висински растер од 10 m.



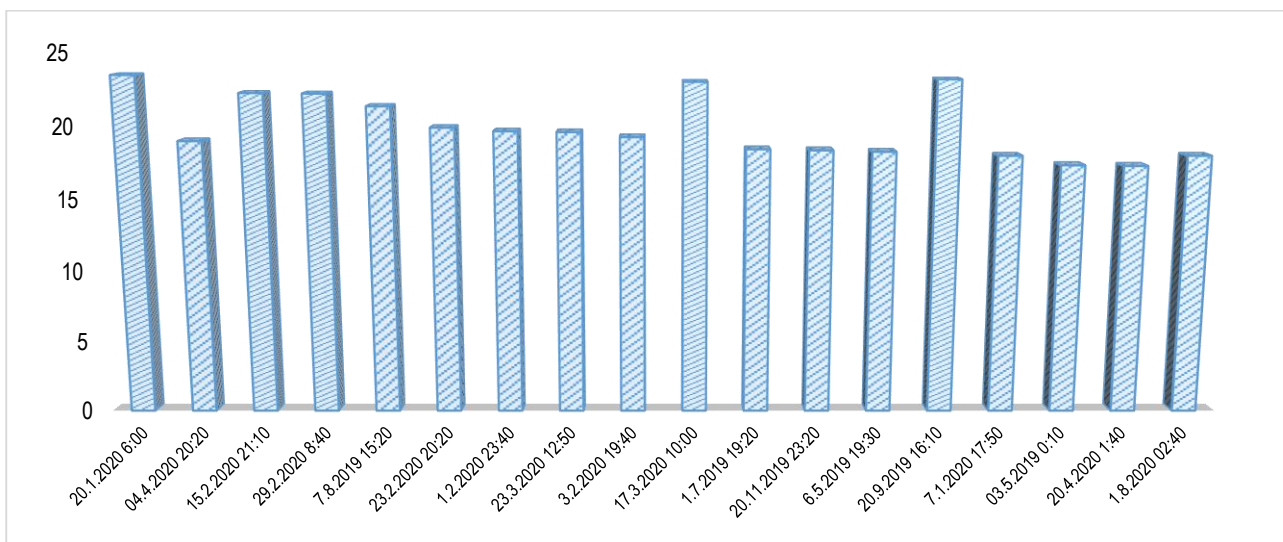
Слика 4.6. Топографски карта на целниот регион на ветропаркот Козница

На сликата 4.7 е претставена топографска мапа на околниот регион во непосредна близина на мерниот јарбол за локацијата на која е планиран ветерниот парк Козница.



Слика 4.7. Топографски карта во близина на мерниот јарбол за ветропаркот Козница

Целната локација може да се карактеризира како умерено сложена во однос на топографијата на теренот. Просторот предвиден за изградба на ветропаркот претставува периферијата на заоблени ридови. Висината на целната локација варира од 980 m до 1070 m. Сртовите се заоблени, така што не се очекува да се појават виори кои се типични за гребенот. Од измерените податоци за годишната брзина на ветерот се изведени максималните вредности, кои заедно со назначеното време на појавување се прикажани на сликата 4.8.



Слика 4.8. Екстремна брзина на ветерот во Козница

Како што е прикажано со дијаграмот на сл. 4.8, не постои значителна можност за негативни појави во рамките на ветерниот парк, што претставува показател за остварлива одржливост на објектот на проучуваната локација. Така, може да се види дека има само 18 случаи кога се постигнати максималните вредности на брзината.

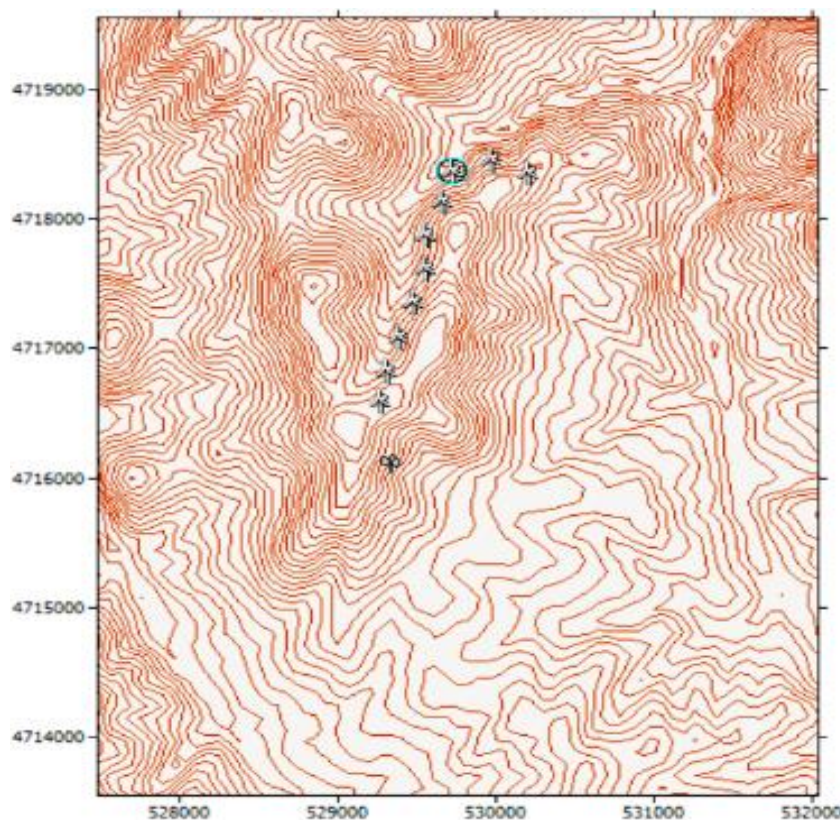
4.3. Одредување на координати за сценарија за имплементација

Во студијата беа земени вкупно три типа турбини: General Electric 3,4 MW, Siemens 3,3 MW и Vestas 3,45 MW. Начинот на организирање на турбините во рамките на предметната локација е според неколку карактеристични растојанија помеѓу турбините: $2 \cdot D$, $3 \cdot D$ и $5 \cdot D$, како и според неколку карактеристични форми - лак, и буквите I, L, M и V. Имајќи предвид дека растојанијата ќе варираат зависно од типот на турбината, бидејќи дијаметарот на турбините варира според типот, со што, во суштина се определени почетните и крајните координати.

4.3.1. Анализа за турбината на Siemens за растојание од $2 \cdot D$

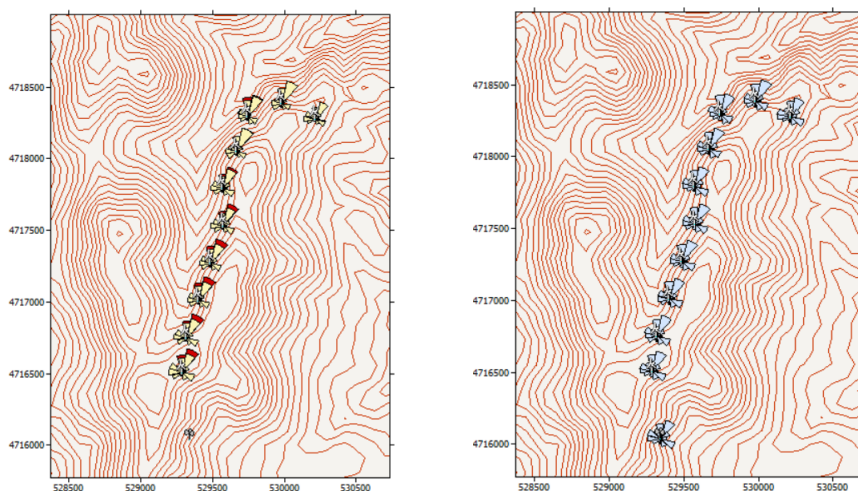
4.3.1.1. Анализа за форма на лак

Врз основа на карактеристиките пропишани од страна на производителот, со воспоставување корелација помеѓу соодветен дијаметар за турбината на Сименс се добива форма на лак, како што е прикажано на слика 4.9. Потоа, според дијаметарот се дефинираат соодветните растојанија помеѓу турбините.



Слика 4.9. Распоред на турбините на ветер за облик на лак на растојание од $2 \cdot D$

Со користење на едногодишни мерни податоци се покажува потенцијалната годишна продукција на енергија со предвиден ефект на будење и предвидената фреквенција на ветерот. Пресметката на AEP Net со загубите од будењето и предвидената фреквенција на брзината на ветерот е претставена на слика 4.10.

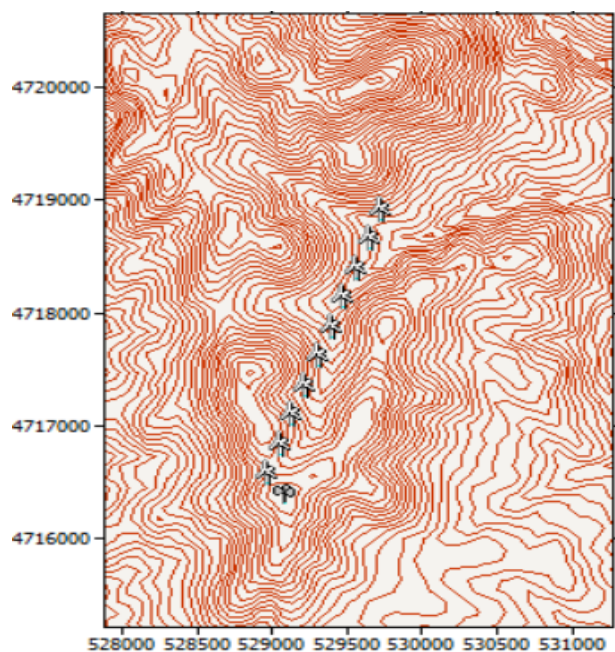


Слика 4.10. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за $2 \cdot D$ растојание при распоред во форма на лак на ветерната фарма

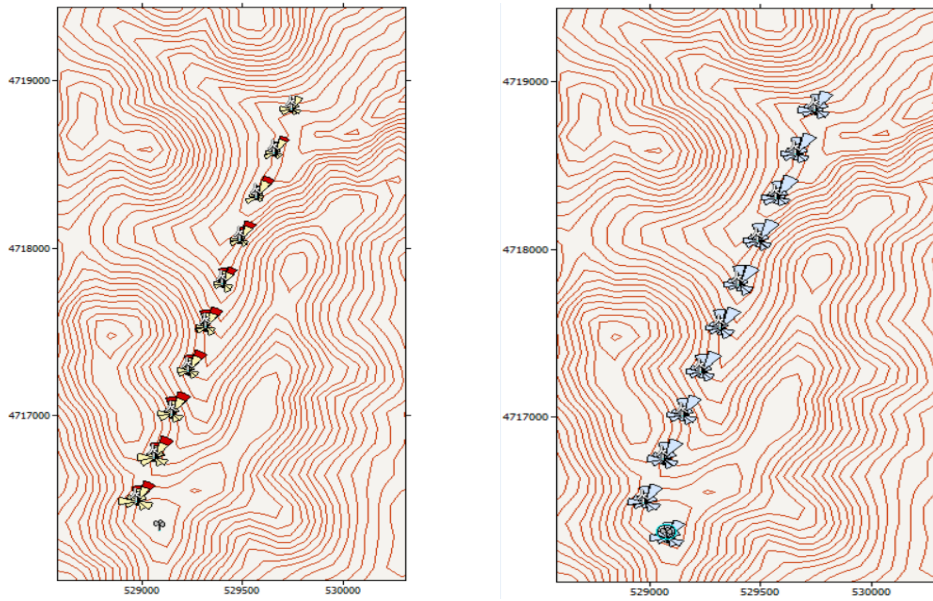
Определувачкиот елемент кој укажува на профитабилноста на одредена форма за поставување турбини е годишната излезна енергија и факторот на капацитет.

4.3.1.2. Анализа за поставеност во форма на буквата I

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот, со воспоставување корелација помеѓу соодветен дијаметар за турбината на Сименс се добива форма на буквата I, слики 4.11. Потоа се прави пресметката и графички се прикажува АЕР Net со загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, како што е прикажано на сликите 4.12.



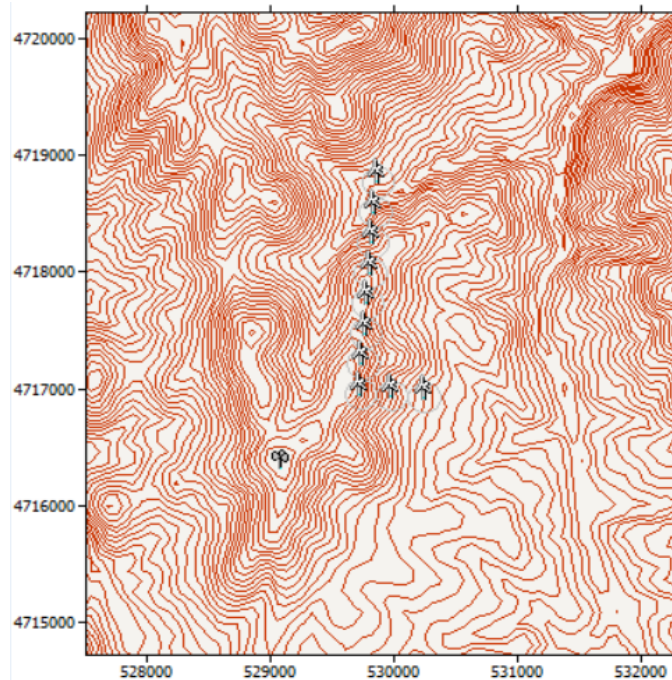
Слика 4.11. Распоред на фарма на ветер за $2 \cdot D$ растојание на ветерни турбини на Siemens поставени во I форма



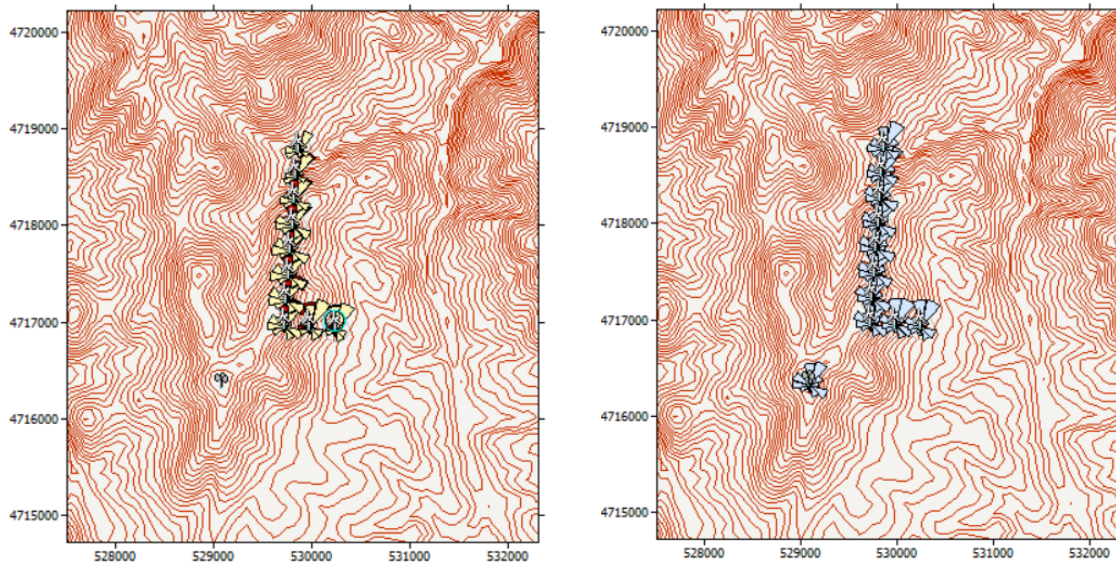
Слика 4.12. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветер за $2 \cdot D$ растојание во I распоред на фармата на ветер

4.3.1.3. Анализа за поставеност во форма на буквата L

Врз основа на техничките карактеристики декларирани од производителот (Сименс), со воспоставување корелација помеѓу соодветен дијаметар за турбината и растојанието меѓу турбините се добива форма на буквата L, слики 4.13. Потоа се прави пресметката и графички се прикажува AEP Net со загубите од будењето и предвидената фреквенција на ветерот како што е прикажано на сликите 4.14.



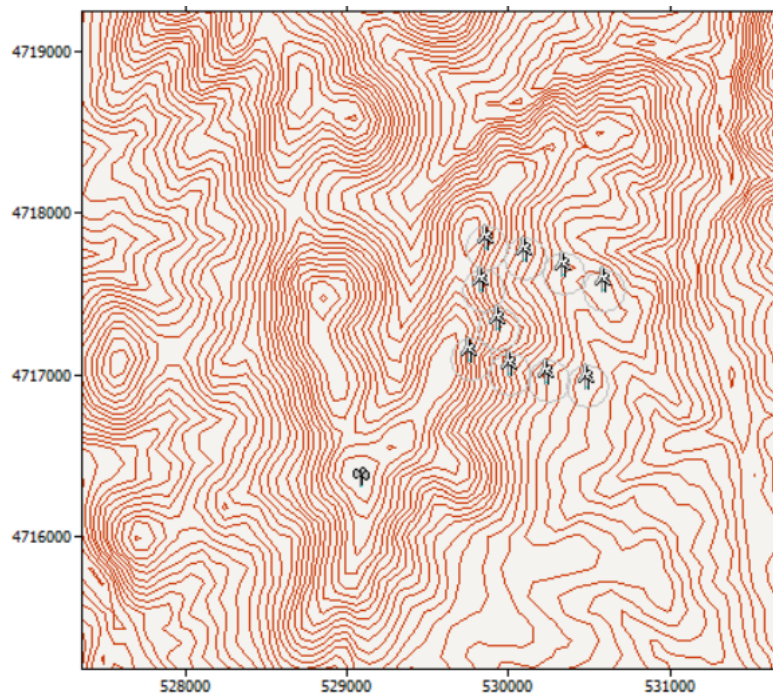
Слика 4.13. Распоред на турбини на ветер за облик L на растојание од $2 \cdot D$



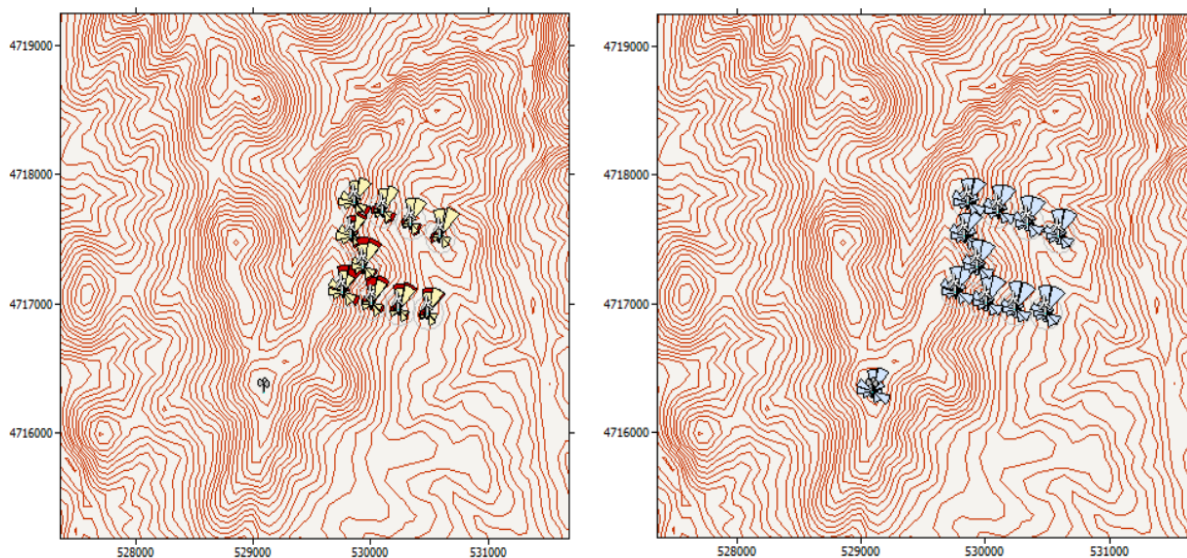
Слика 4.14. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветер за $2 \cdot D$ растојание во L распоред на фармата на ветерници

4.3.1.4 Анализа за поставеност во форма на буквата М

Врз основа на техничките карактеристики декларирани од производителот (Сименс), со воспоставување корелација помеѓу соодветен дијаметар за турбината и растојанието меѓу турбините се добива форма на буквата М, слика 4.15. Потоа се прави пресметката и графички се прикажува АЕР мрежата со загубите од буењето и предвидената фреквенција на ветерот како што е прикажано на слика 4.16.



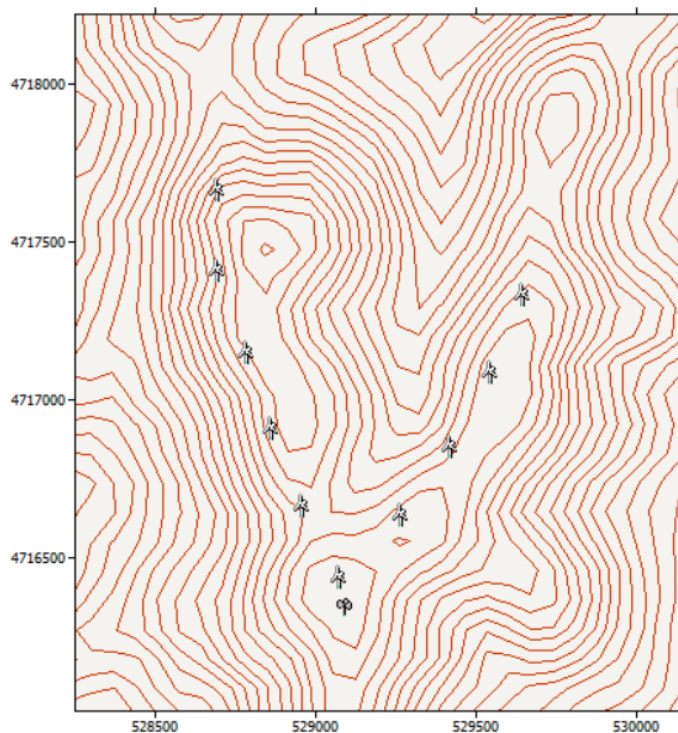
Слика 4.15 Распоред на турбините на ветер во М форма, на растојание од $2 \cdot D$.



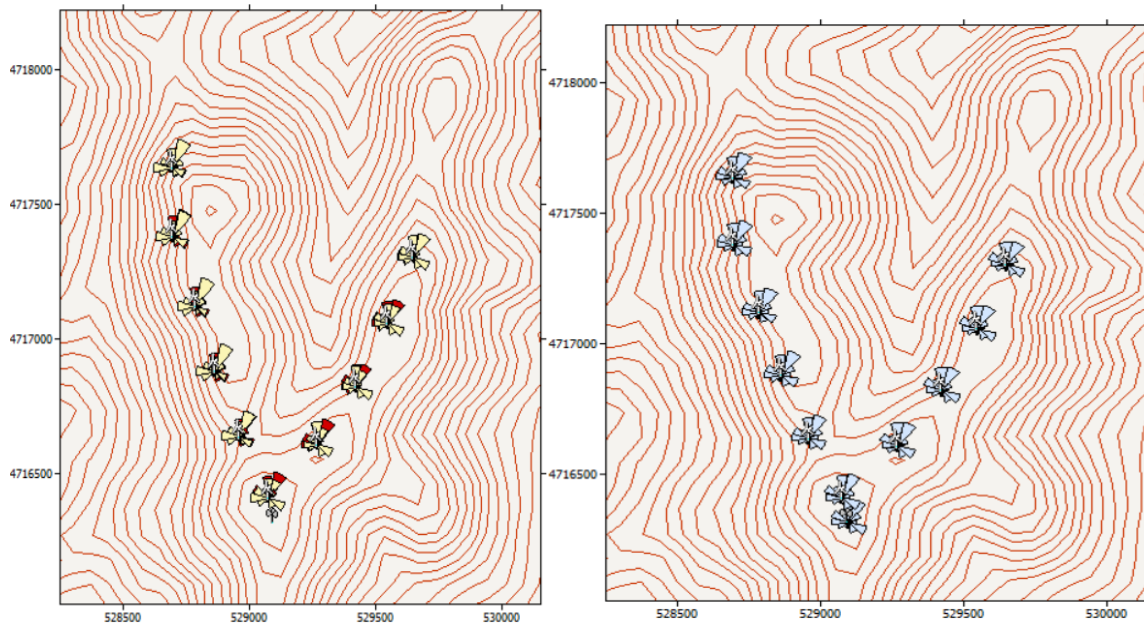
Слика 4.16 АЕР, загуби поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветер за $2 \cdot D$ растојание во М распоред на фармата на ветерници

4.3.1.5. Анализа на поставеност во форма на буквата V

Врз основа на техничките карактеристики декларирани од производителот (Сименс), со воспоставување корелација помеѓу соодветен дијаметар за турбината и растојанието меѓу турбините се добива форма на буквата V, слика 4.17. Потоа е направена пресметката и графички се прикажува АЕР Net со загубите од будењето и предвидената фреквенција на ветерот како што е прикажано на слика 4.18.



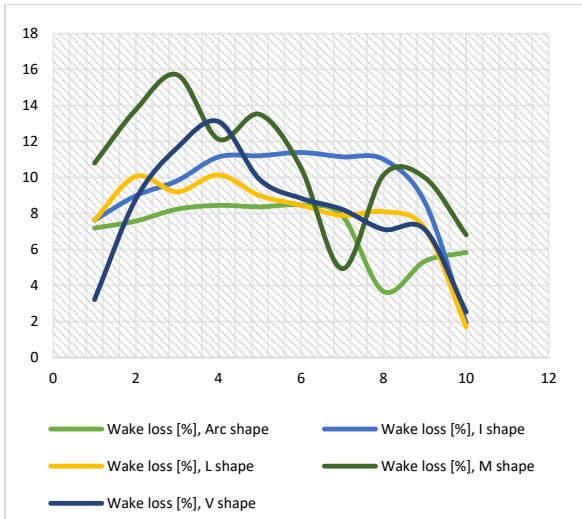
Слика 4.17 Распоред на турбините на ветер во V форма, на растојание од $2 \cdot D$.



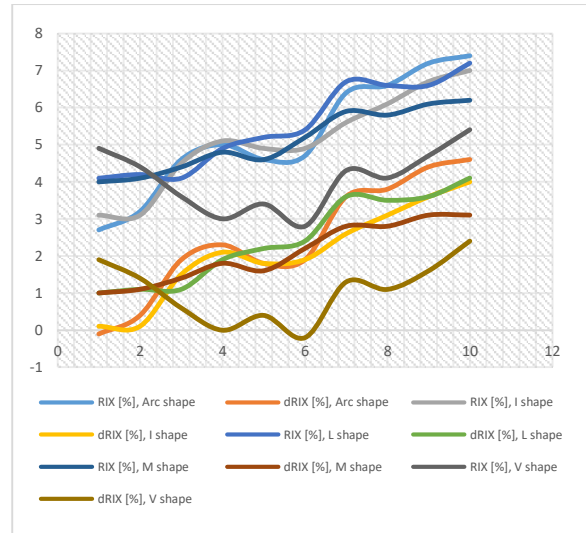
Слика 4.18 АЕР, загуби во буџето и предвидена фреквенција на ветер за 2·D растојание во V Распоред на фармата на ветерници

4.3.1.6. Споредбена анализа за ветерни турбини Siemens поставени на растојание 2·D

Иницијално, користејќи ги податоците од производителот кои се дадени како технички параметри, дијаметар и инсталирана моќност, се врши следната анализа. Многу важен елемент е кривата на моќност која се добива за различни брзини на ветерот. Во овој случај, загубите од ефектот на буџење се проучени во сите конфигурации. Од она што е прикажано на слика 4.19, резултатите покажуваат дека конфигурацијата M е со највисоко ниво на загуби. Најперспективна форма за помали загуби поради ефектот на буџење е поставување во форма на лак. Во оваа анализа, во продолжение се претставени неколку можни сценарија. Имајќи ги предвид овие сценарија, резултатите од анализите на индексот RIX и Δ RIX, добиени за тие сценарија, се прикажани на слика 4.20. Споредбата е направена за сите форми на распоред на турбините, почнувајќи од Arc, I, L, M, до V. Врз основа на резултатите може да се заклучи дека кај турбините на Siemens поставени на растојание од 2·D, најголем процент на RIX и Δ RIX произлегува при поставување според облик L потоа Arc, понатаму M. Во случај на поставување на турбини според сценариото V, просечните вредности на RIX и Δ RIX ќе бидат најниски, што значи дека, според овој критериум, распоредот во формата V е најсоодветен.

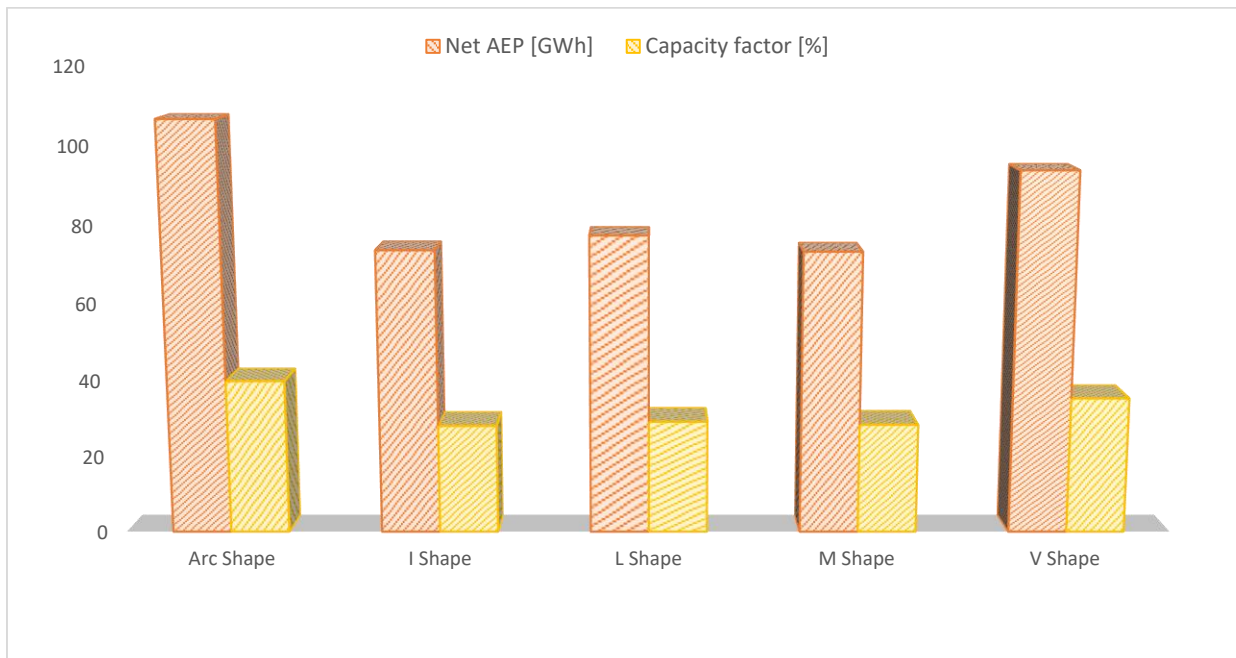


Слика 4.19. Споредба на различни форми на поставеност на турбините од аспект на загуби поради ефектот на будење



Слика 4.20. RIX и Δ RIX за секоја форма на поставеност на турбините

Фокусирајќи се на суштинскиот елемент, енергијата произведена според разгледуваните сценарија, ќе биде прикажана најдобрата поставеност. На сл. 4.21 е дадена споредба на енергијата произведена според сценаријата. Како што може да се види, за сценариото на формата на лак, произведената енергија, како и факторот на капацитет, ќе бидат највисоки, додека за сценариото М произведената енергија ќе биде помала. Слично е за случајот I, како и за сценариото L. Резултатите од начинот на организација според V се приближно исти како и за формата на лак.

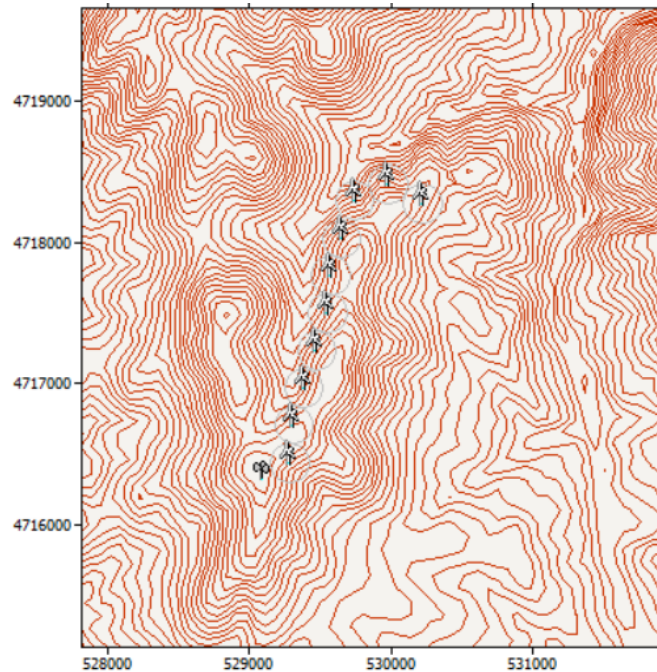


Слика 4.21. Нето годишно производство на енергија (GWh/yr) и фактор на капацитет (%)

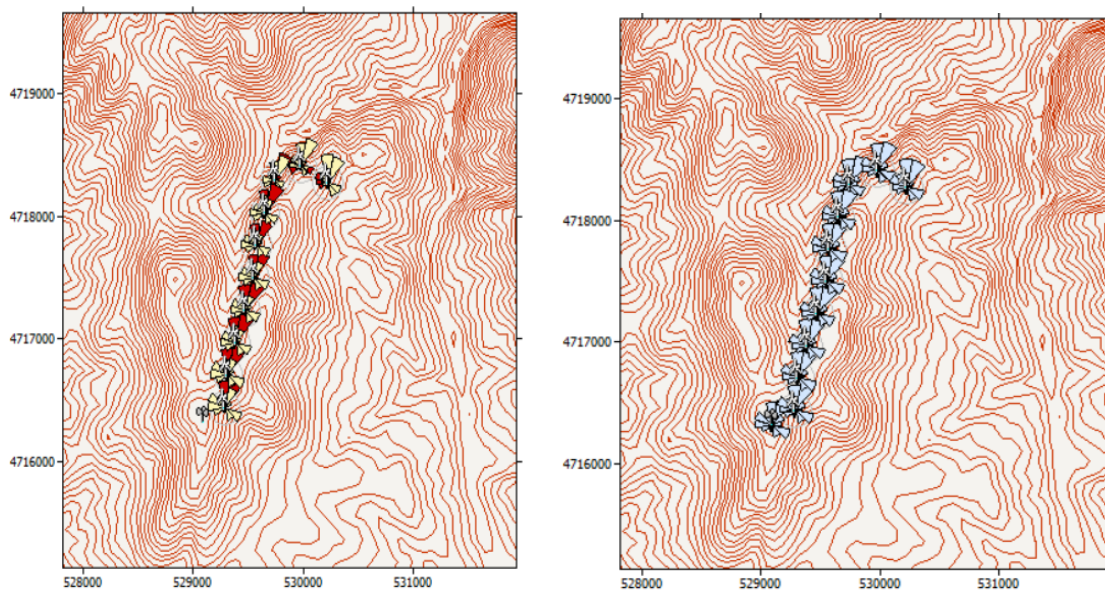
4.3.2. Анализа за турбината на General Electric за растојание $2 \cdot D$

4.3.2.1. Анализа за поставеност во форма на лак

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот (GE), вклучувајќи го дијаметарот за соодветниот капацитет, се дефинираат соодветните растојанија како референца за формата на лак, сл. 4.22. Потоа се прави пресметката и графички се прикажува нето годишното производство на енергија (AEP), загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, што е прикажано на сл. 4.23.



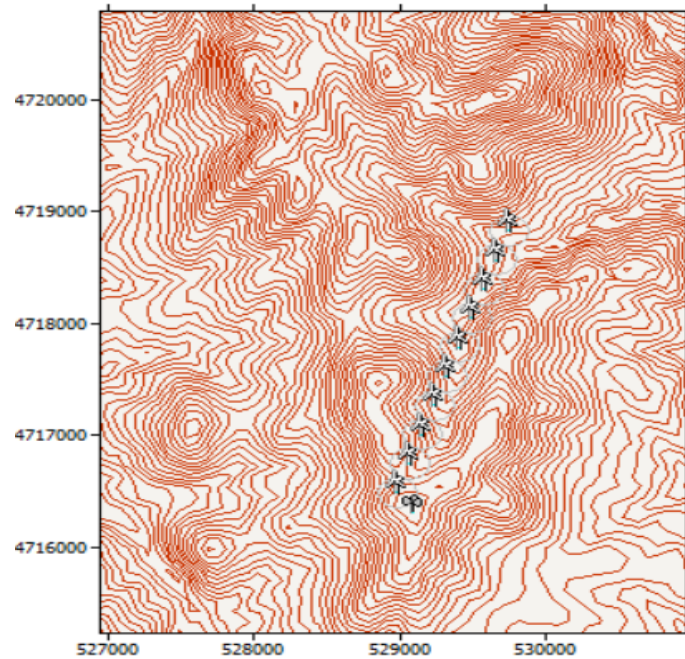
Слика 4.22. Распоред на турбините во форма на лак при растојание од $2 \cdot D$



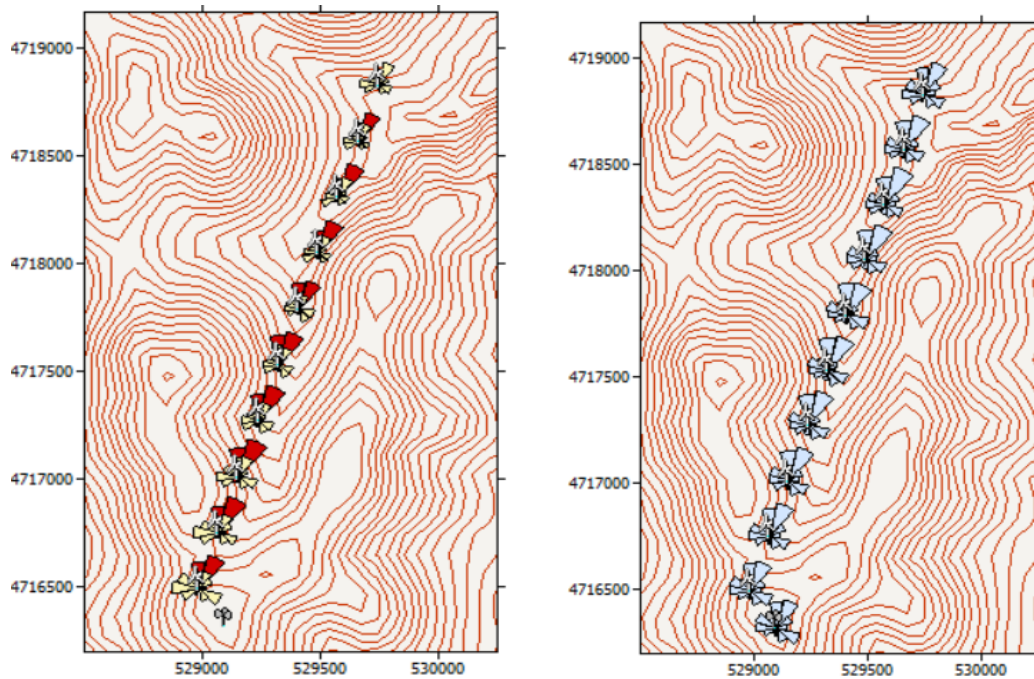
Слика 4.23. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак и растојание $2 \cdot D$

4.3.2.2. Анализа за распоред во форма на буквата I

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот (GE), тргнувајќи од дијаметарот за соодветниот капацитет, се дефинираат растојанијата за распоред во форма на буквата I, слика 4.24. Потоа се прави пресметката и графички се прикажува нето годишното производство на енергија (AEP), загубите поради ефектот на будење и предвидената фреквенција на ветерот, што е прикажано на сл. 4.25.



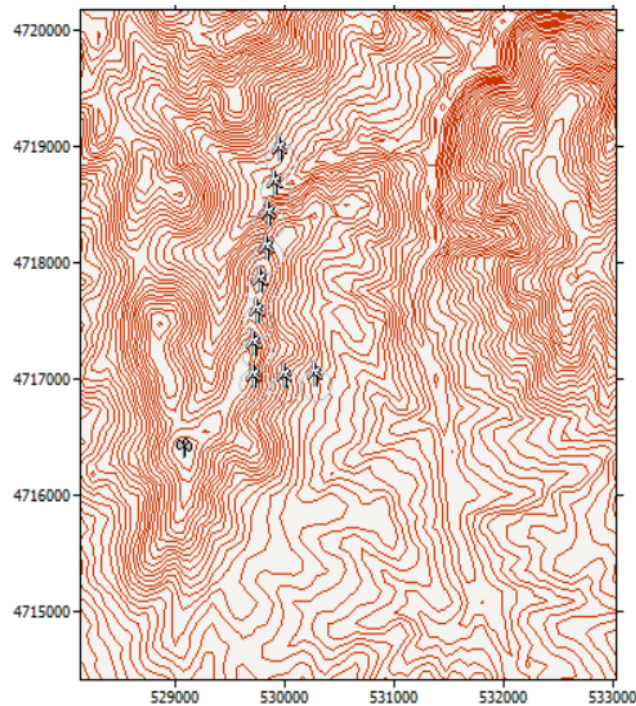
Слика 4.24. Распоред на турбините во форма на буквата I, на растојание $2 \cdot D$



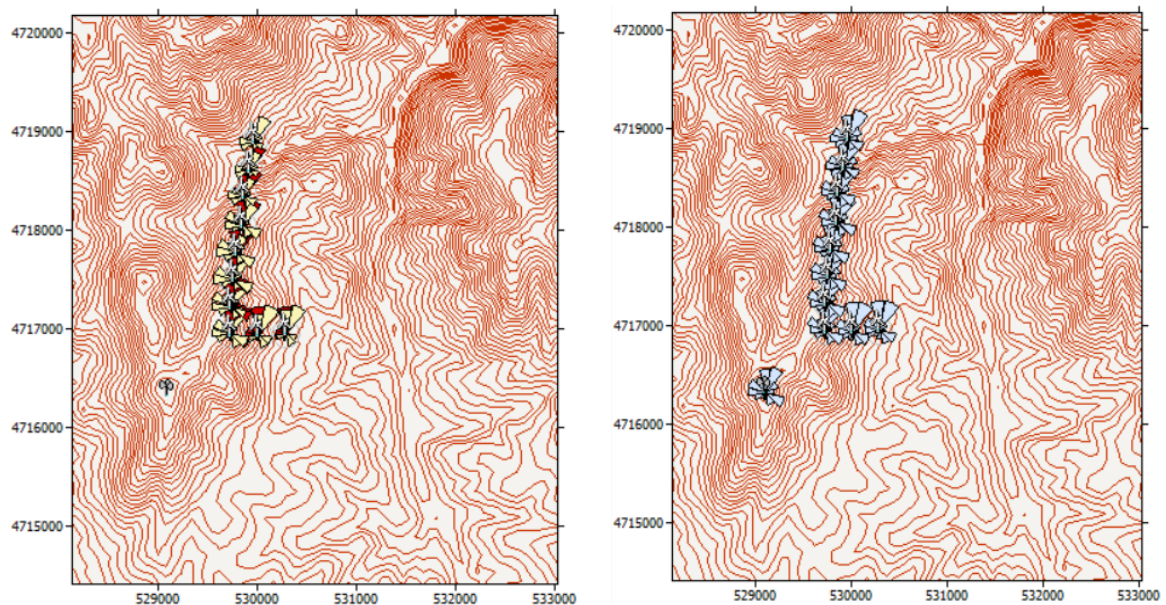
Слика 4.25. Годишна продукција на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата I

4.3.2.3. Анализа за распоред во форма на L

Врз основа на карактеристиките од производителот (GE), според дијаметарот на турбинските лопатки за соодветниот капацитет, се дефинираат растојанијата за распоред во форма на буквата L, слика 4.26. Потоа се прави пресметката и графички се прикажува годишното нето производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, што е прикажано на сл. 4.27.



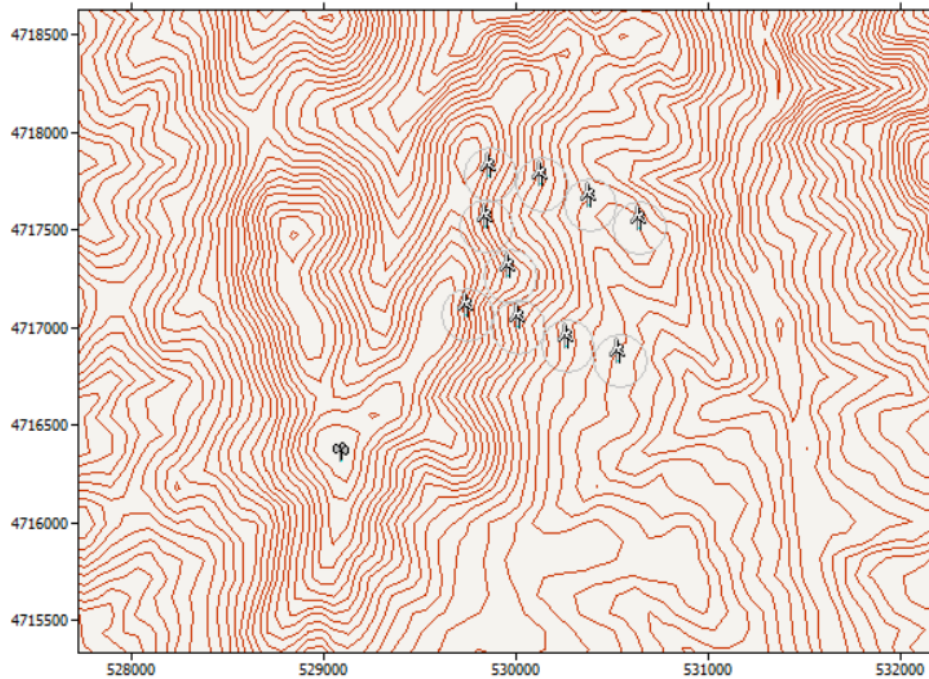
Слика 4.26. Распоред на турбините во форма на L за растојание $2 \cdot D$



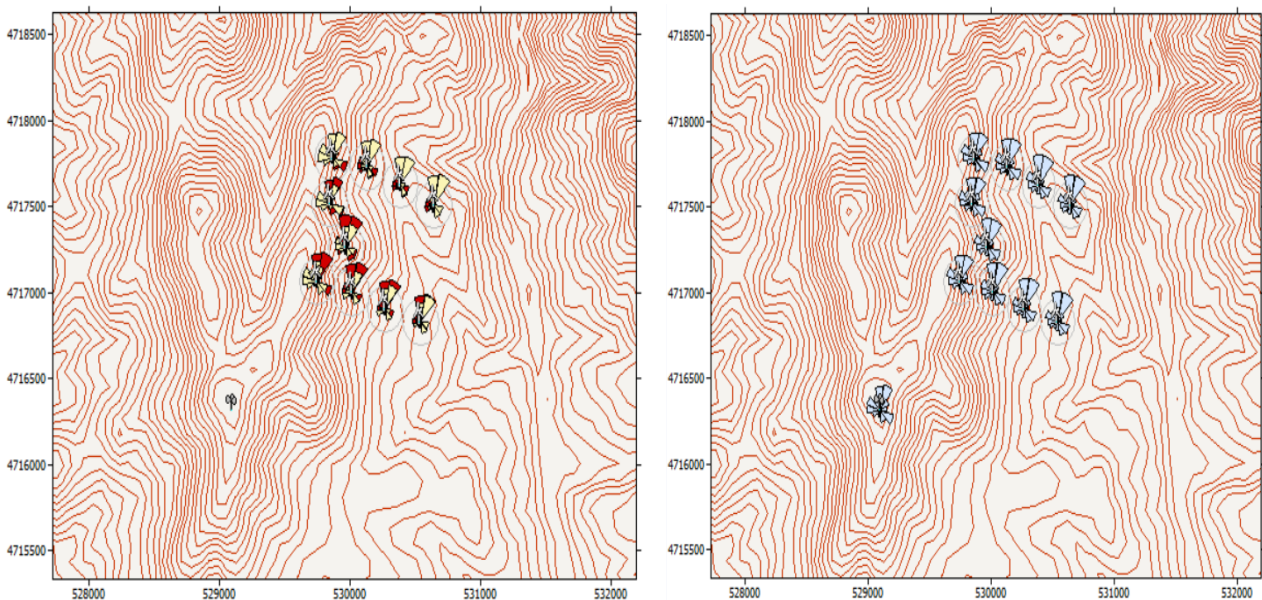
Слика 4.27. Годишна продукција на енергија, загуби поради буење и предвиена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата L

4.3.2.4. Анализа за распоред во форма на М

Според карактеристиките од производителот (GE), тргнувајќи од дијаметарот на турбинските лопатки за соодветниот капацитет, се дефинираат растојанијата за распоред во форма на буквата М, слика 4.28. Потоа се прави пресметката и се прикажува годишното нето производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, што е дадено на сл. 4.29.



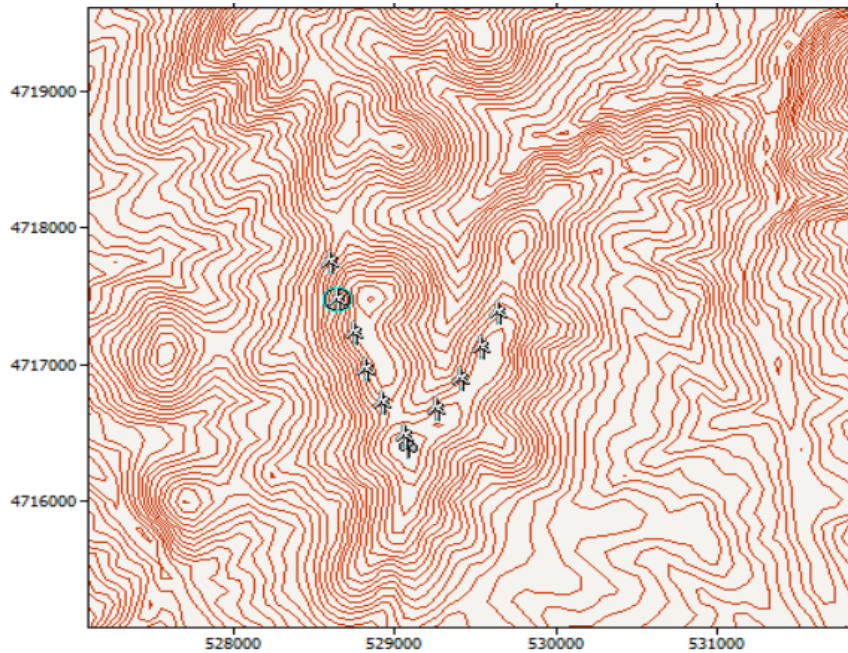
Слика 4.28. Распоред на турбините во форма на буквата М, при растојание $2 \cdot D$



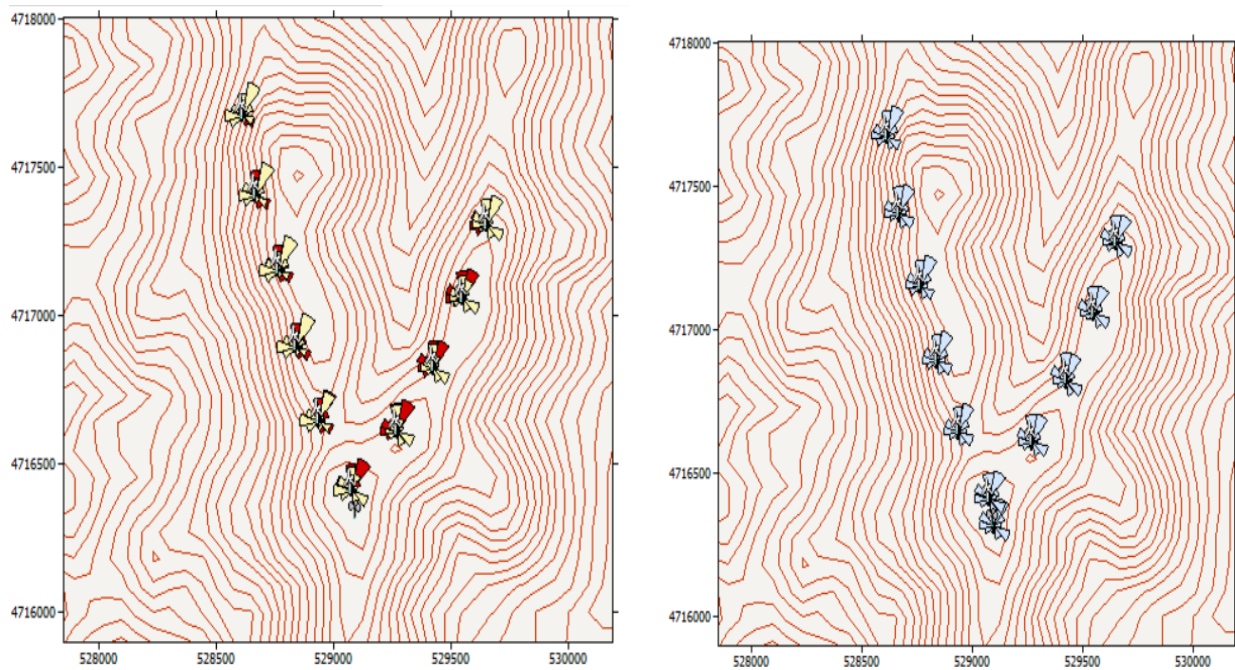
Слика 4.29. Годишно производство на енергија, загуби поради буење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата М

4.3.2.5. Анализа за поставеност во форма на буквата V

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот (GE), според дијаметарот на турбината за соодветниот капацитет, се дефинираат растојанијата за распоред на турбините во форма на буквата V, слика 4.30. Потоа се пресметковно се одредуваат годишното нето производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, сл. 4.31.



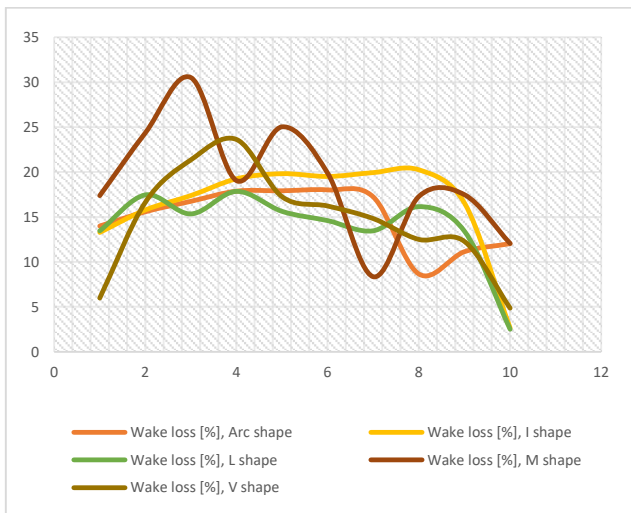
Слика 4.30. Распоред на турбините во форма V, на растојание $2 \cdot D$



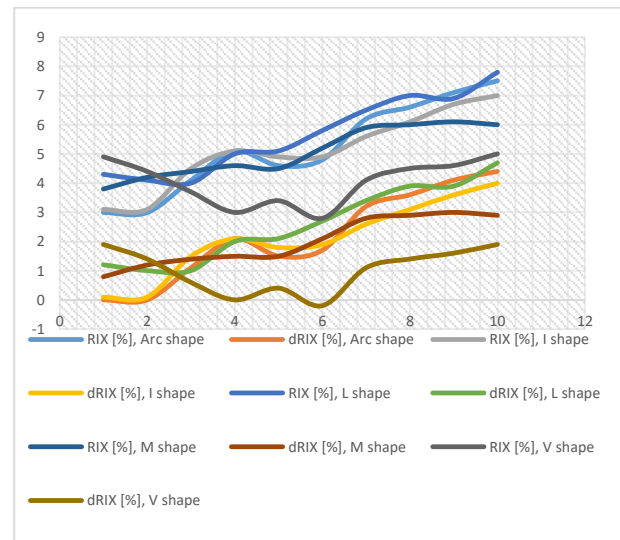
Слика 4.31. Годишно производство на енергија, загуби поради буење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата V

4.3.2.6. Споредбена анализа за турбини на General Electric на растојание 2·D

Користејќи ги податоците од производителот кои се дадени како технички параметри, како што се дијаметарот, инсталираната моќност и сл, се врши следната анализа. Во овој случај, загубите од ефектот на будење се проучени во сите конфигурации. Од она што е прикажано на слика 4.32, слично како и за првиот тип на турбина, резултатите покажуваат дека конфигурацијата M е со највисоко ниво на загуби. Најперспективната форма за помали загуби во будуњето е поставување во форма на лак. L формата е исто така ефикасен начин на поставување.



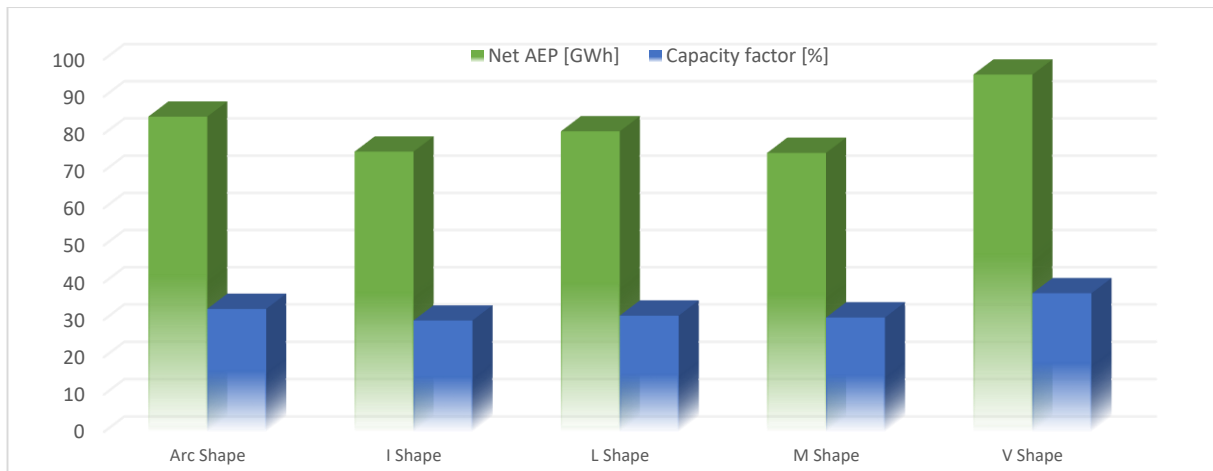
Слика 4.32. Загуби поради ефектот на будење за секое сценарио



Слика 4.33. RIX и ΔRIX за секоја турбина при распоред во различни форми

Најголемите вредности на загубите поради ефектот на будење се јавуваат за случајот на распоред во форма на буквата M. Овде се прикажани резултатите за распоредот според буквите I, V и форма на лак, а на крајот, најниската вредност за распоредот според буквата L. Највисоките просечни вредности се покажаа за Arc и L форми. Резултатите покажуваат дека RIX и ΔRIX, со најпогодна вредност, ќе бидат за распоред во форма на V, прикажано на слика 4.33. Анализата продолжува со годишна генерирана енергија и пресметки на факторот на капацитет. Според распоредот, добиените резултати за енергијата произведена од турбините на General Electric се прикажани на слика 4.34. Дури и во овој случај, најперспективната форма на повисоко производство на енергија е распоредот во облик на V.

За овој тип турбини (GE), произлегува дека ќе се постигне највисока ефикасност или највисок фактор на капацитет за распоредот според буквата V. Многу блиску до оваа вредност се добива и со формите L и лак. Повторно, помалку ефикасна форма на поставување на турбините на фармата што се разгледува е обликот според буквата M.

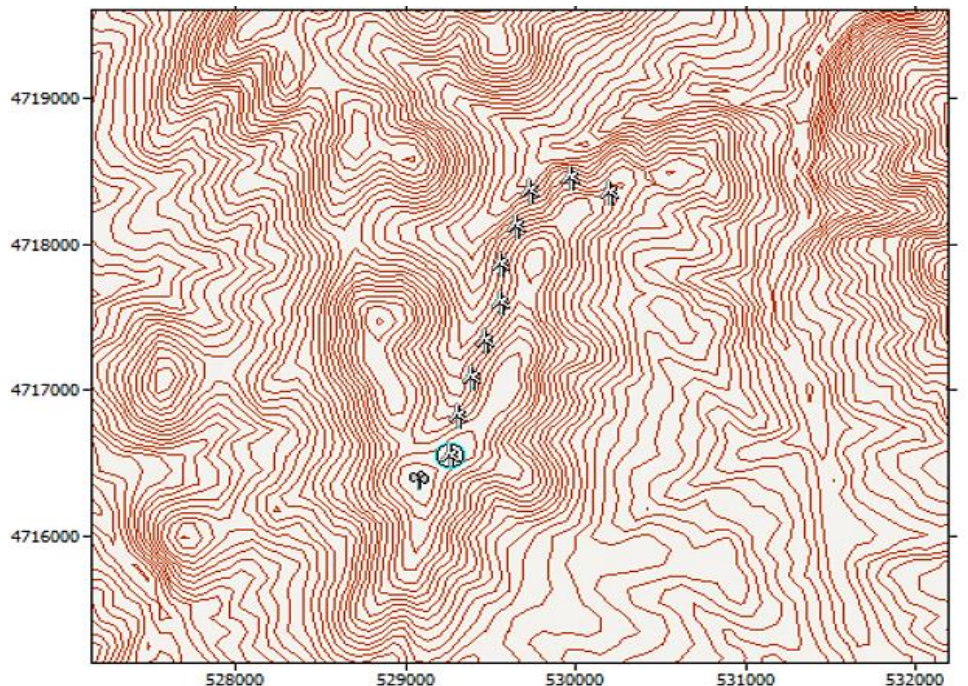


Слика 4.34. Генерирана енергија и фактор на капацитет за секоја форма на распоредување

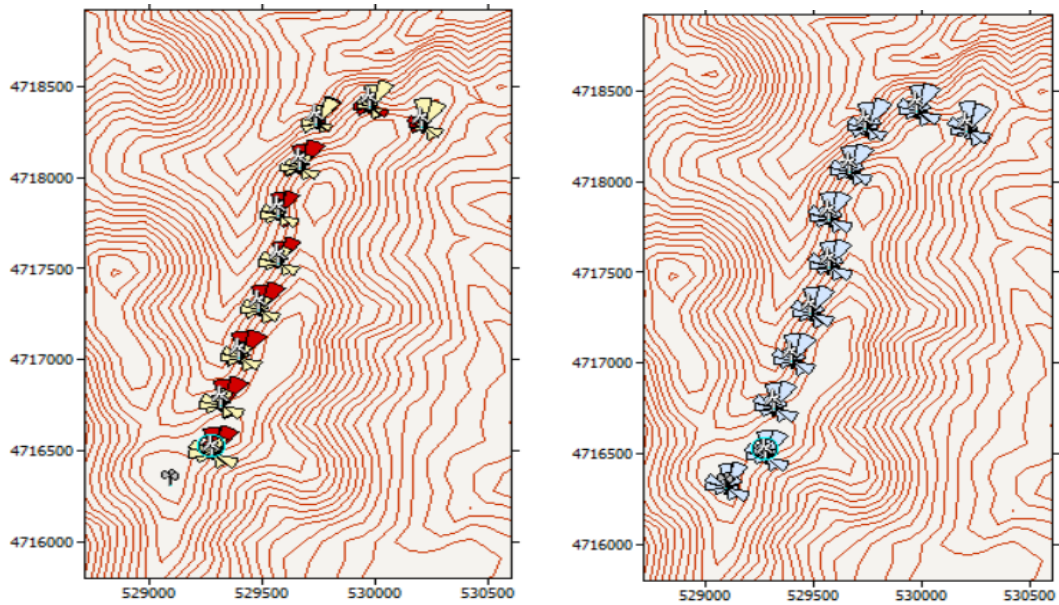
4.3.3. Анализа за турбина Vestas за растојание од 2·D

4.3.3.1. Анализа за распоред во форма на лак

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот, се добива соодветниот дијаметар за турбината Vestas. Овој дијаметар потоа се користи за определување на соодветните растојанија помеѓу турбините при поставување во форма на лак, слика 4.35. Потоа се спроведува пресметката и графички се прикажува годишното производство на енергија, загубите предизвикани од ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.36.



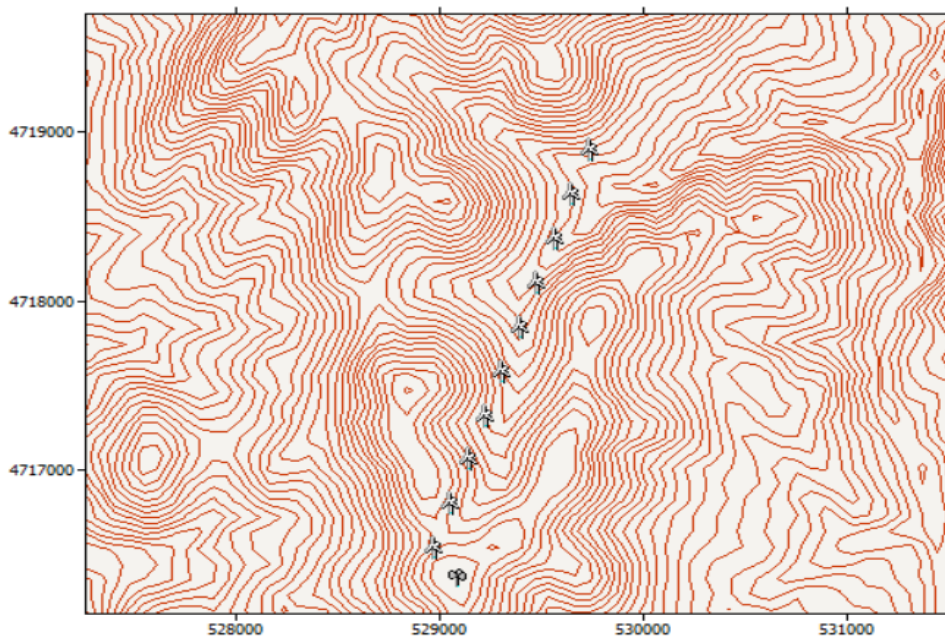
Слика 4.35. Распоред на турбините во форма на лак, при растојание од 2·D



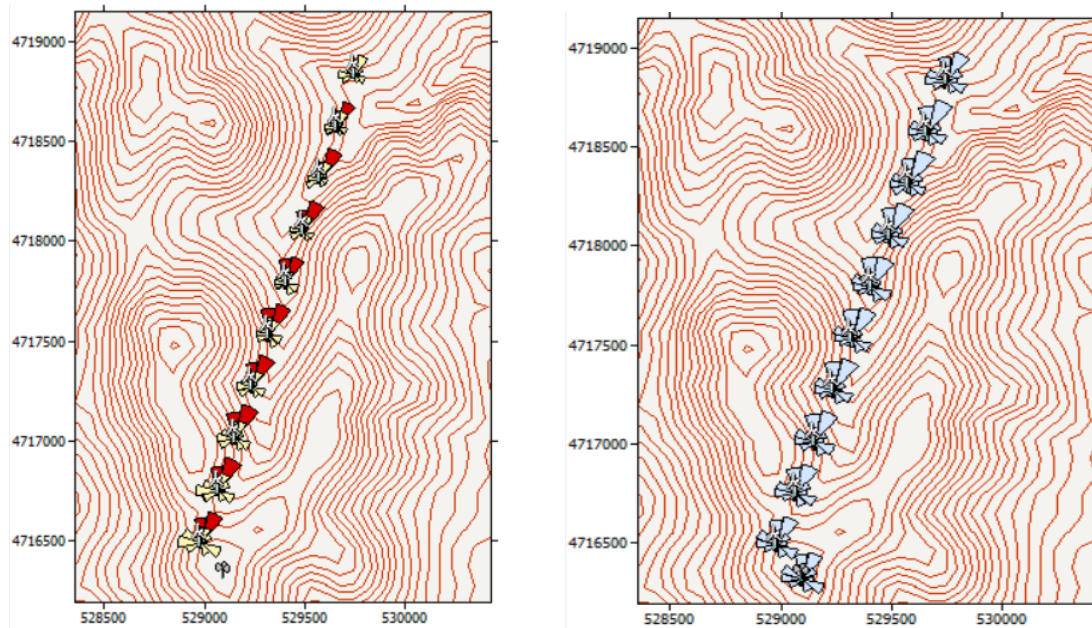
Слика 4.36. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвиена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на лак

4.3.3.2. Анализа за распоред во форма на буквата I

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот, се добива соодветниот дијаметар за турбината Vestas. Оваа вредност потоа се користи за определување на растојанијата помеѓу турбините при поставување во форма на буквата I, слика 4.37. Потоа се спроведува пресметката и се прикажуваат графички годишното производство на енергија, загубите предизвикани од ефектот на будење и предвидената фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.38.



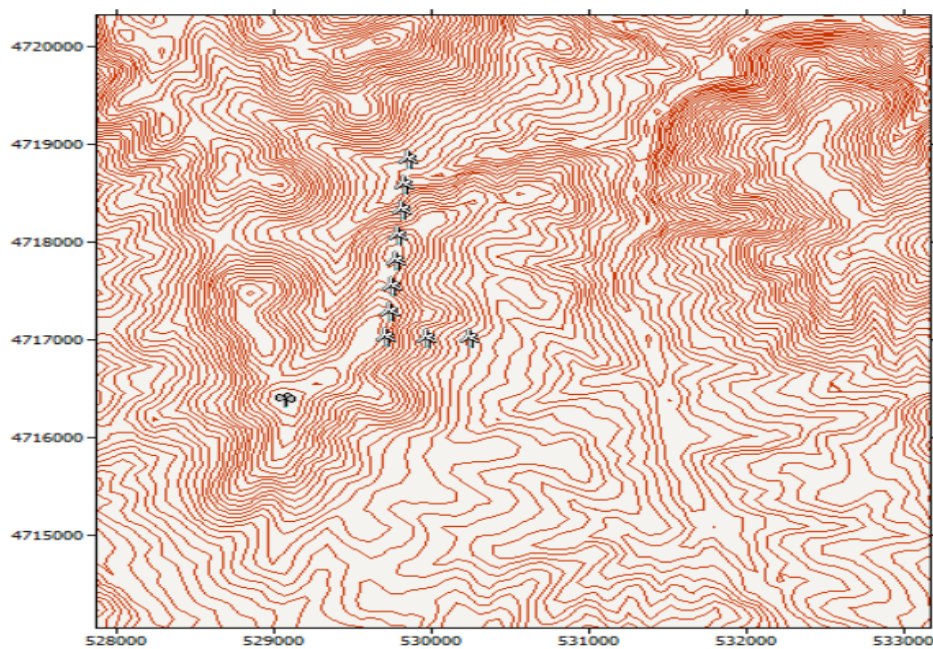
Слика 4.37. Распоред на турбините во форма на буквата I, на растојание $2 \cdot D$



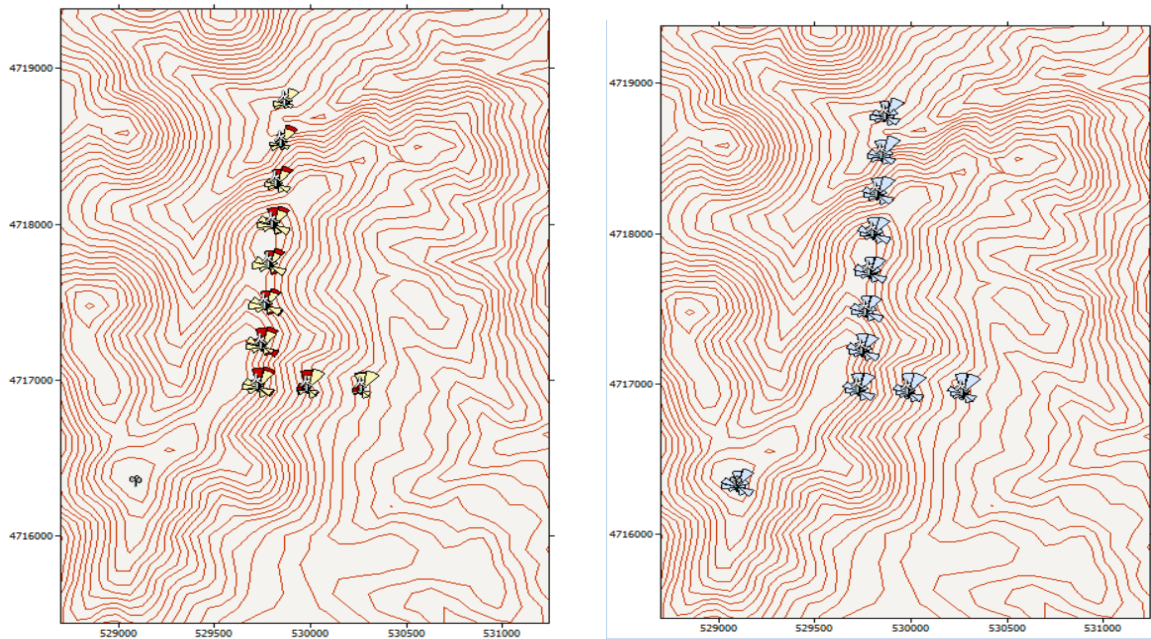
Слика 4.38. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвиена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата I

4.3.3.3. Анализа за распоред во форма на буквата L

Врз основа на карактеристиките декларирани од производителот (Vestas), се одредува соодветниот дијаметар за турбината. Оваа вредност потоа се користи за определување на растојанијата помеѓу турбините при поставување во форма на буквата L, сл.4.39. По спроведената пресметка, се прикажуваат графички годишното производство на енергија, загубите од ефектот на будење и предвидената фреквенција на ветерот, сл. 4.40.



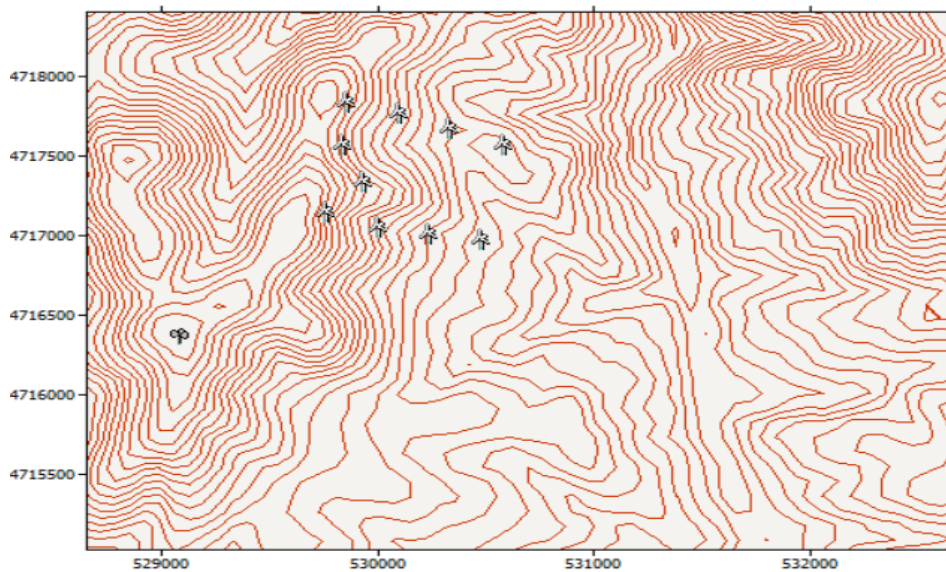
Слика 4.39. Распоред на турбините во форма на буквата L, на растојание $2 \cdot D$



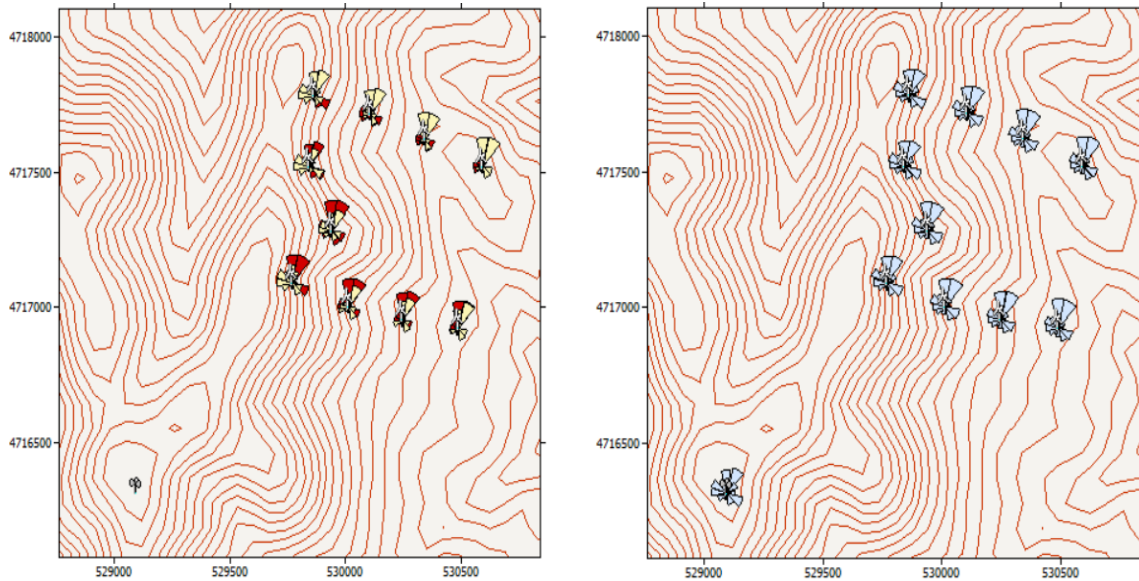
Слика 4.40. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата L

4.3.3.4. Анализа за распоред во форма на буквата M

Според карактеристиките дадени од страна на производителот (Vestas), се одредува соодветниот дијаметар за турбината и оваа вредност потоа се користи за определување на растојанијата помеѓу турбините при поставување во форма на буквата M, сл. 4.41. По спроведената пресметка, дијаграмски се прикажуваат годишното производство на енергија, загубите предизвикани од ефектот на будење и предвидената фреквенција на ветерот, а резултатите се дадени на сл. 4.42.



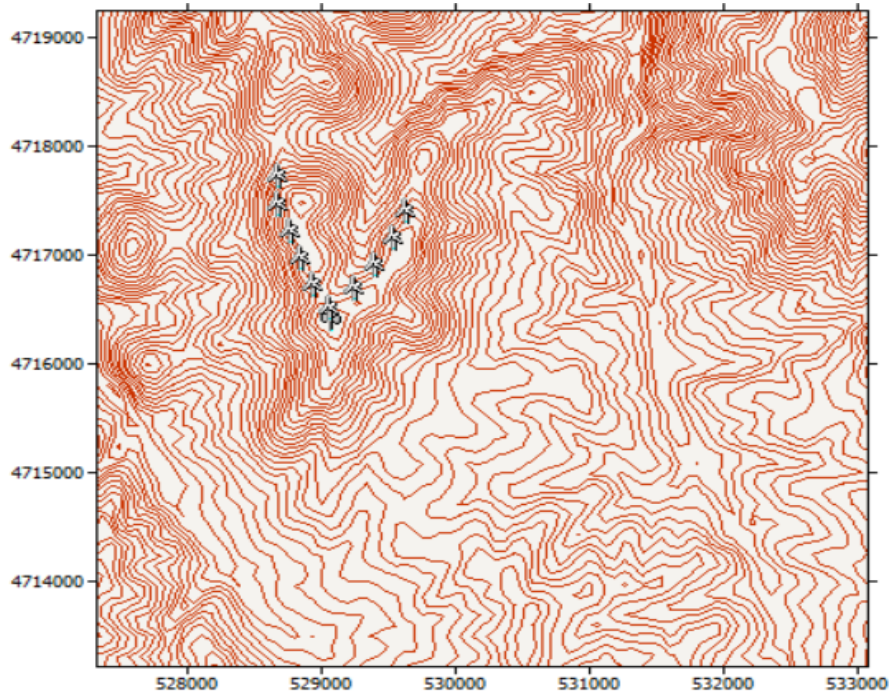
Слика 4.41. Распоред на турбините во форма на буквата M, на растојание $2 \cdot D$



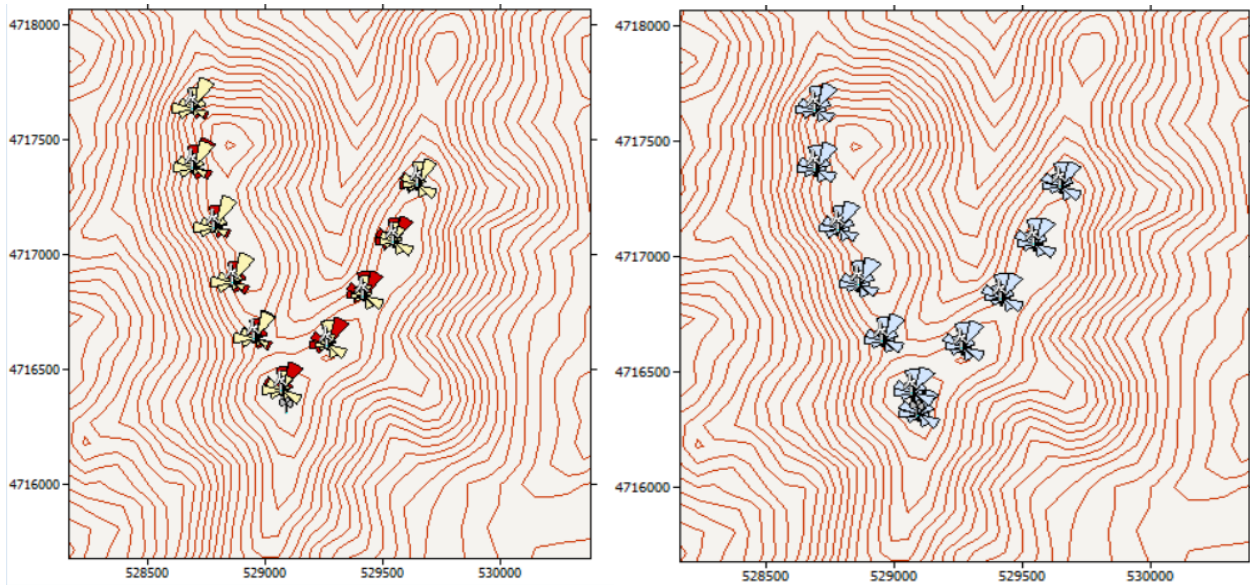
Слика 4.42. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата М

4.3.3.5. Анализа за распоред во форма на буквата V

Според карактеристиките дадени од производителот, Vestas, се дефинира дијаметар за турбината и оваа вредност потоа се користи за определување на растојанијата помеѓу турбините при поставување во форма V, сл. 4.43. По спроведената пресметка, се добиваат годишното производство на енергија, загубите предизвикани од ефектот на будење и предвидената фреквенција на ветерот, а резултатите се дадени на сл. 4.44.



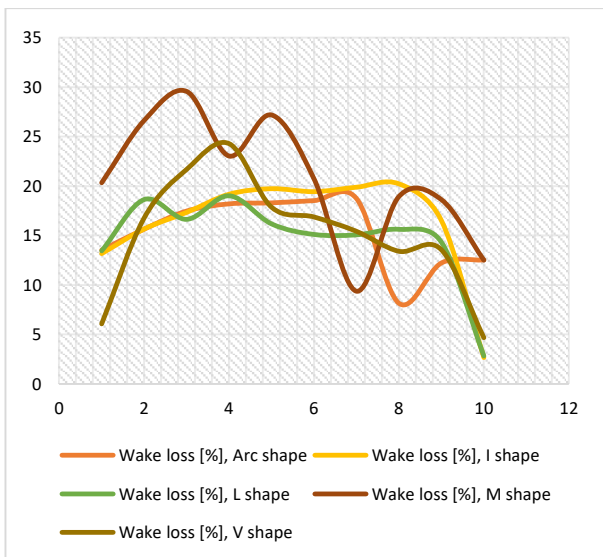
Слика 4.43. Распоред на турбините во форма на буквата V, на растојание $2 \cdot D$



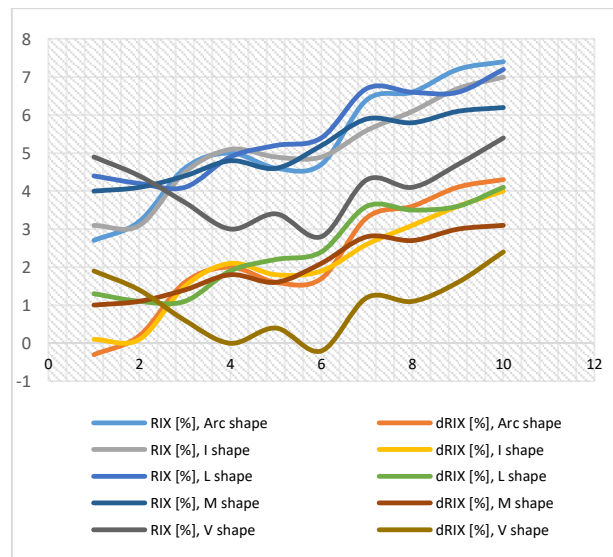
Слика 4.44. Годишно производство на енергија, загуби поради будење и предвиена фреквенција на ветерот за растојание $2 \cdot D$ и распоред во форма на буквата V

4.3.3.6. Споредба на резултатите за турбини Vestas на растојание $2 \cdot D$

Ефектот на будење, како најголем извор на енергетски загуби на ветерната фарма, беше подложен на анализа во случајот на примена на турбини Vestas поставени на меѓусебно растојание од $2 \cdot D$. И во овој случај произлегува дека распоредот во форма M се карактеризира со најниска ефикасност, односно со најголеми загуби поради ефектот на будење, што е прикажано на сл. 4.45. Резултатите покажуваат дека најсоодветен распоред за турбините ќе биде во облик на буквата L. Резултатите за RIX и ΔRIX за секое сценарио се претставени на слика 4.46.

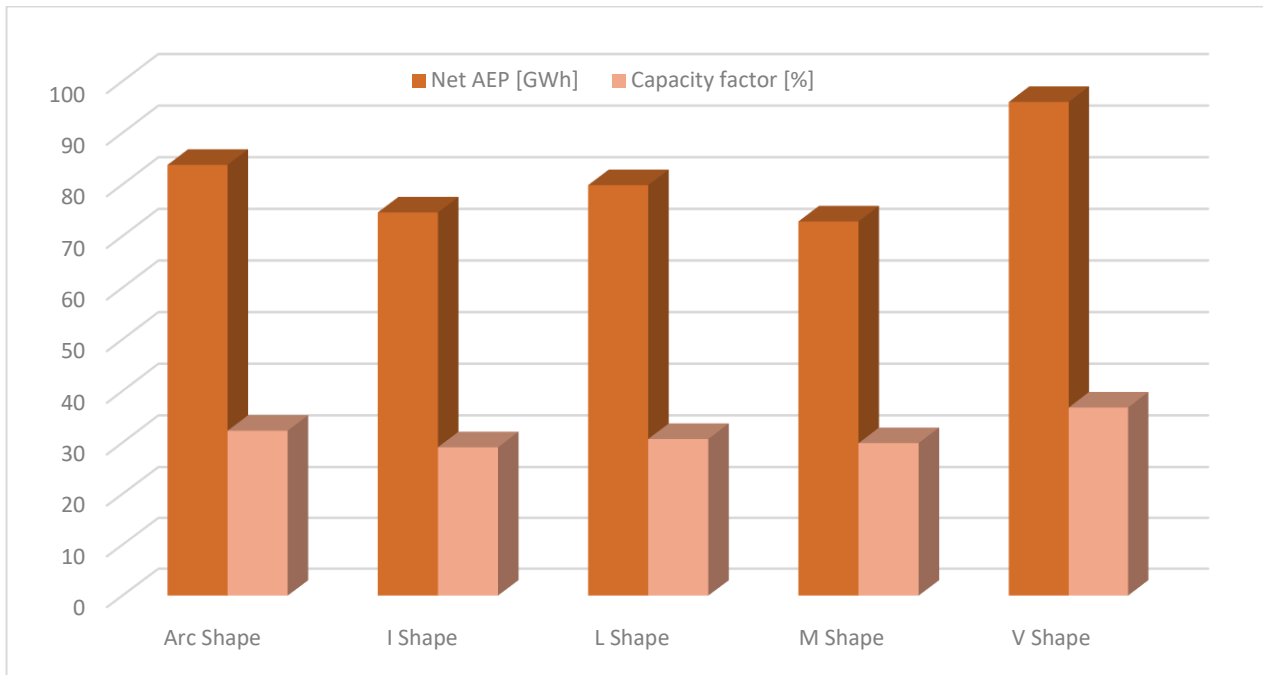


Слика 4.45. Споредба на загубите поради будење за растојание $2 \cdot D$, турбини Vestas



Слика 4.46. RIX и ΔRIX за секоја форма на распоред на турбините во ветропаркот

Разликата во произведената енергија и факторот на капацитет за овој тип турбини се слични на резултатите добиени во студијата за турбините на другите производители, Siemens и General Electric. Дијаграмот на сл. 4.47 ги прикажува вредностите на нето годишното производство на енергија и факторот на капацитет за секој анализиран распоред.



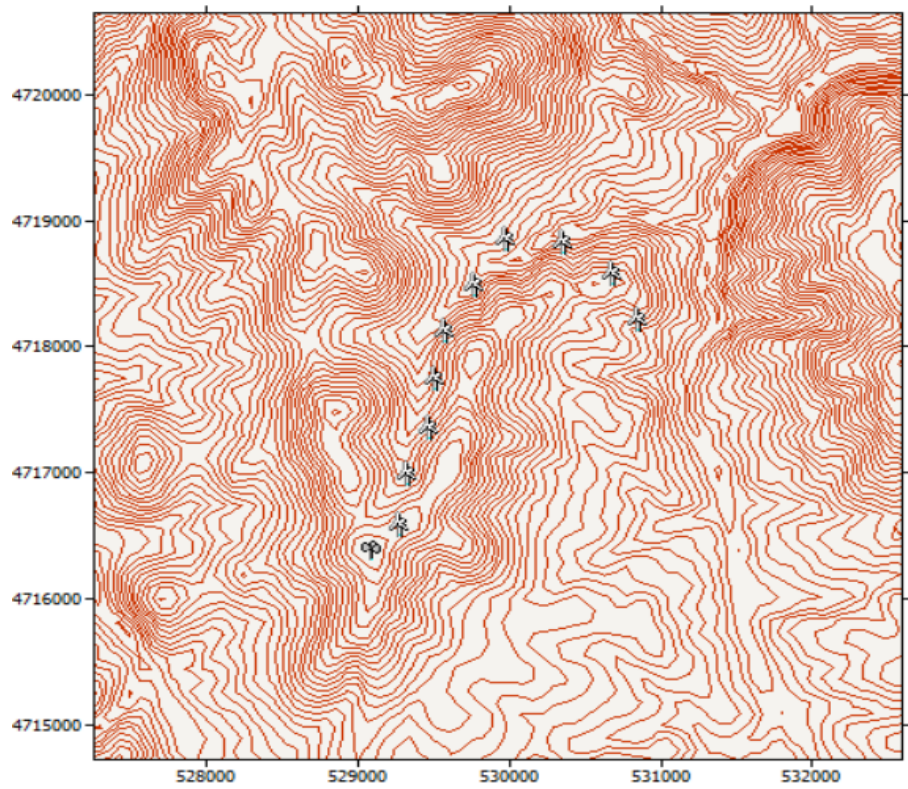
Слика 4.47. Генерирана енергија и фактор на капацитет (CF) за различни изведби

Од оваа анализа произлегува дека најмногу енергија ќе се произведе за случајот кога турбините се поставуваат според распоредот V. Разликата од повеќе од 10 GWh е во однос на распоредот според обликот на лак. Слично на анализата за другите производители, распоред во форма на буквата M резултира со најмала излезна енергија при идентични технички карактеристики на турбините.

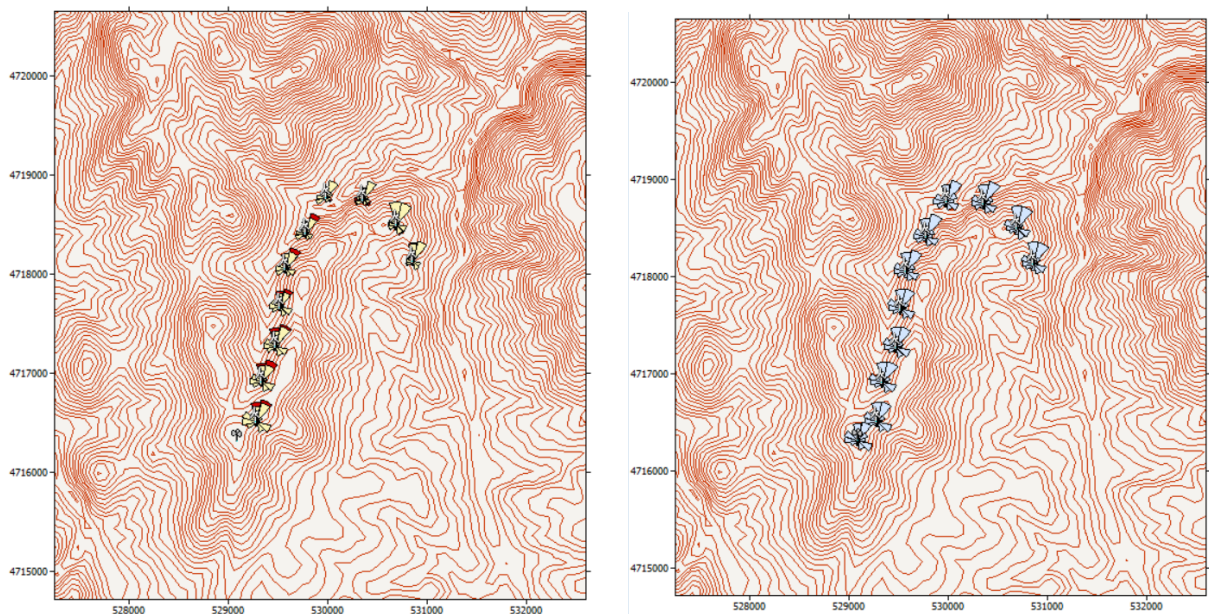
4.3.4. Анализа за турбината на Siemens за растојание од 3·D

4.3.4.1. Анализа за распоред во форма на лак

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот, со воспоставување корелација помеѓу соодветен дијаметар за предвидената моќност на турбината на Сименс се дефинираат соодветните растојанија помеѓу турбините и се прави распоред во форма на лак, како што е прикажано на слика 4.48. Потоа се пресметуваат нето годишното производство на енергија (AEP), загубите поради ефектот на буђење и предвидената фреквенција на ветерот, слика 4.49.



Слика 4.48. Распоред на фармата во форма на лак, растојание помеѓу турбините $3 \cdot D$

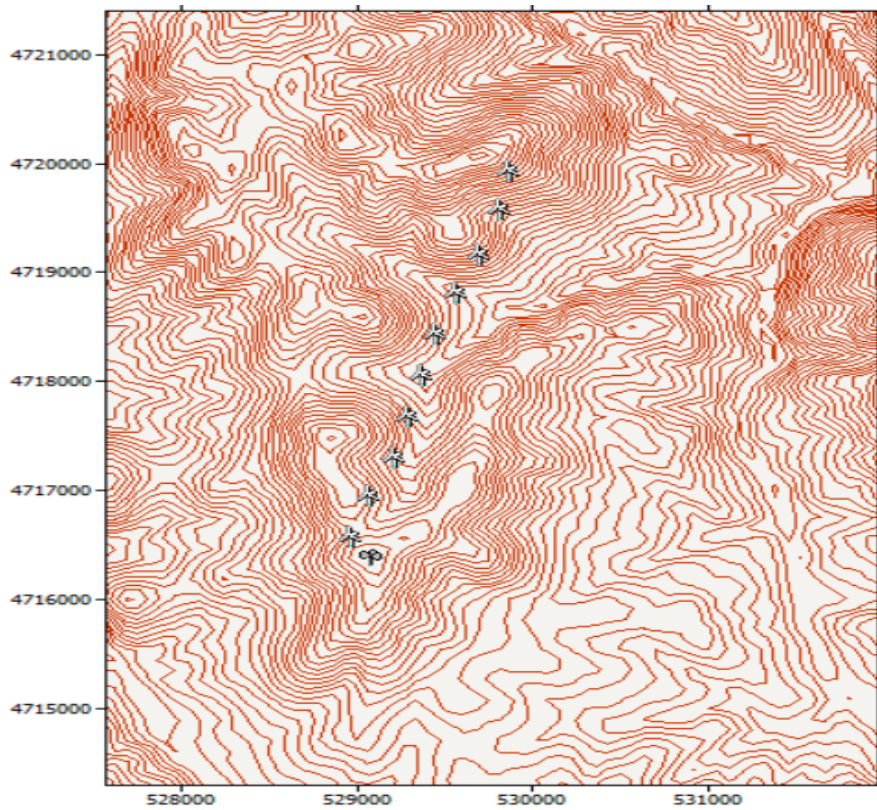


Слика 4.49. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на лак и растојание $3 \cdot D$

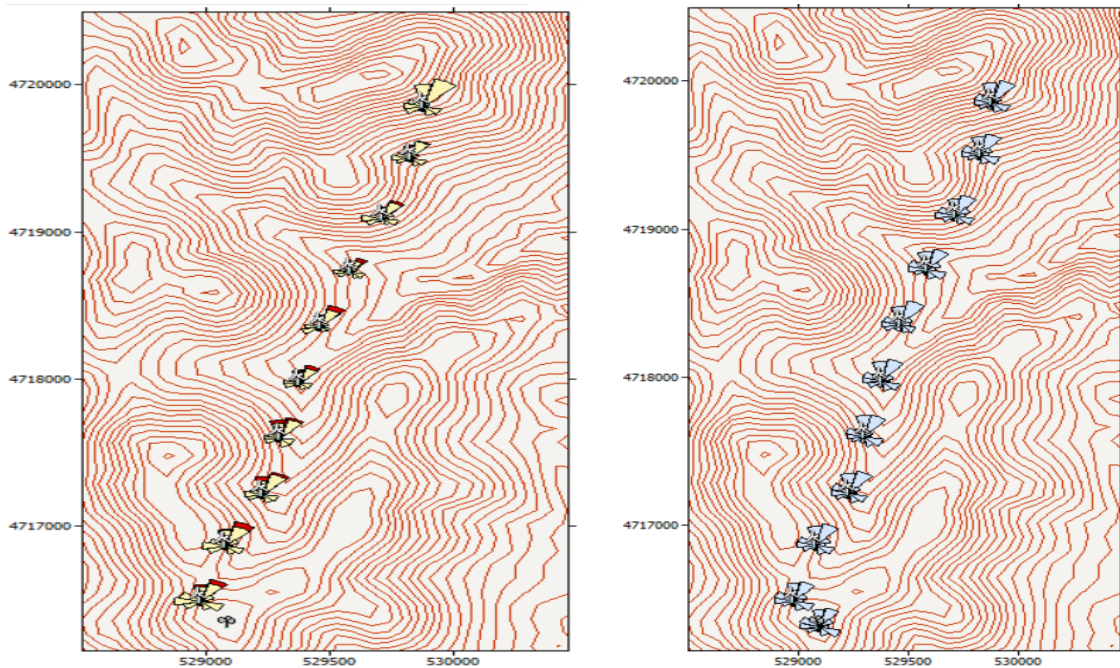
4.3.4.2. Анализа за распоред во форма I

Врз основа на карактеристиките декларирани од страна на производителот, со воспоставување корелација помеѓу дијаметарот на турбина (Siemens) со соодветна излезна моќност се одредува растојанието ($3 \cdot D$) и се прави распоред во форма на буквата I, слика

4.50. Потоа се спроведува пресметката на годишното производство на енергија (нето), загубите поради ефектот на буђење и предвидената фреквенција на ветерот, што е прикажано на сл. 4.51.



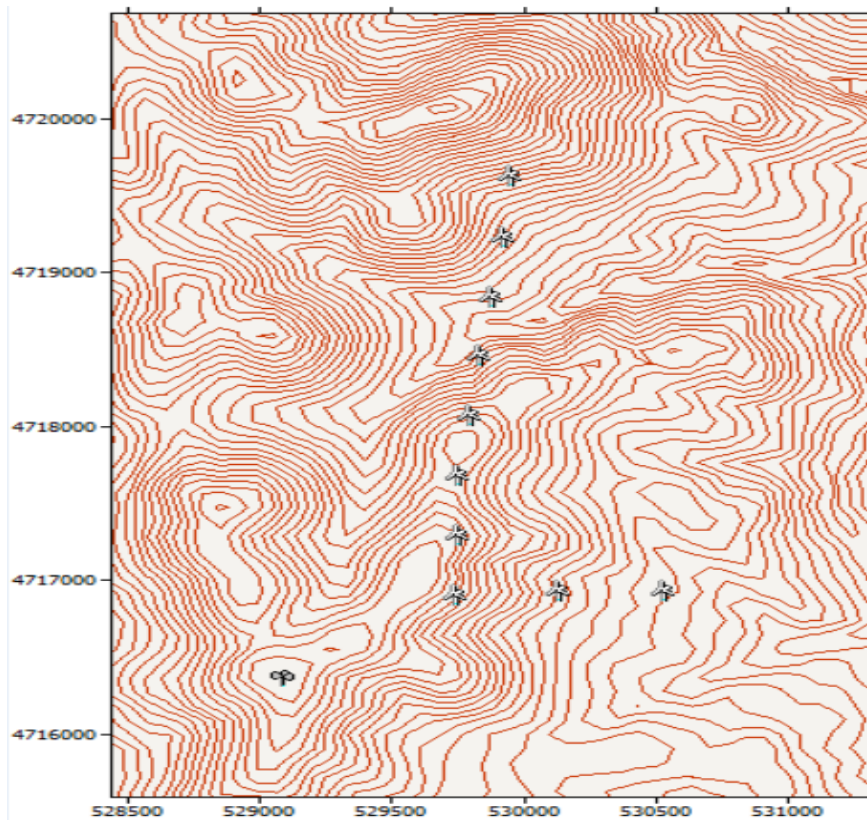
Слика 4.50. Распоред на фармата во форма на буквата I при растојание $3 \cdot D$



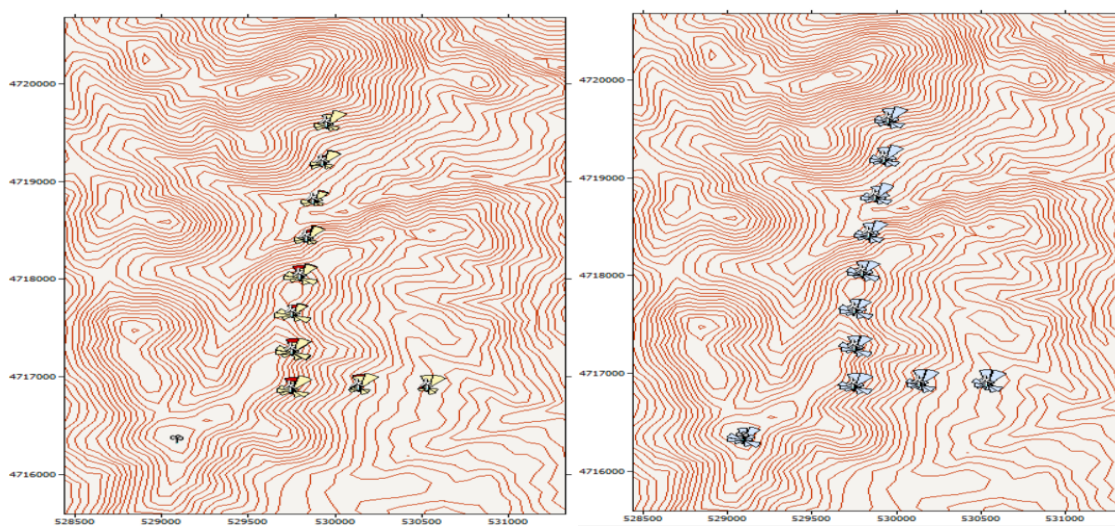
Слика 4.51. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма I при растојание $3 \cdot D$

4.3.4.3. Анализа за распоред во форма L

Според карактеристиките декларирани од производителот (Siemens), со корелација помеѓу дијаметарот на турбина со соодветна излезна моќност се одредува растојанието (3-D) и се планира распоред во форма на буквата L, слика 4.52. Резултатите од пресметката на годишното нето производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот се прикажани на сл. 4.53.



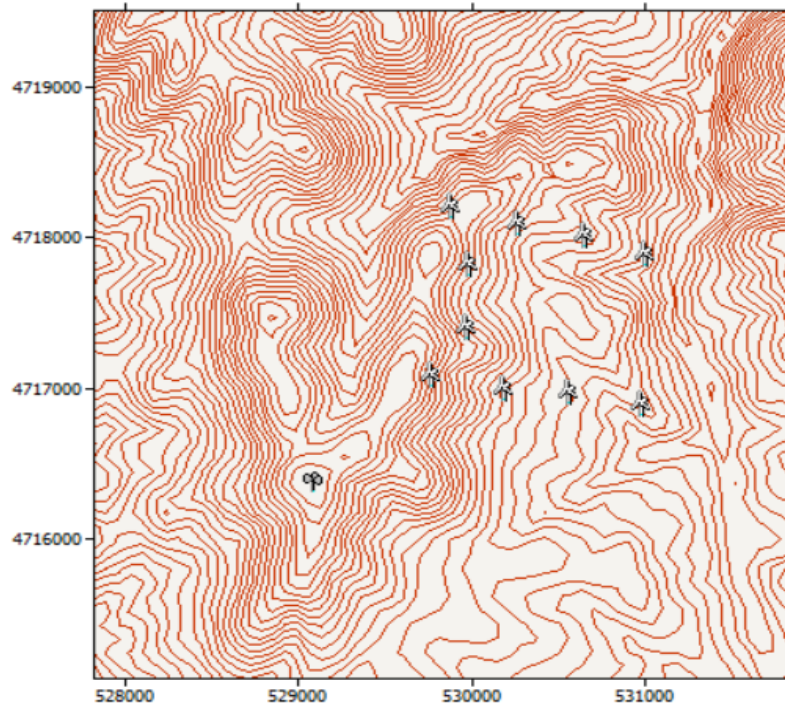
Слика 4.52. Распоред на фармата во форма L, при растојание 3-D



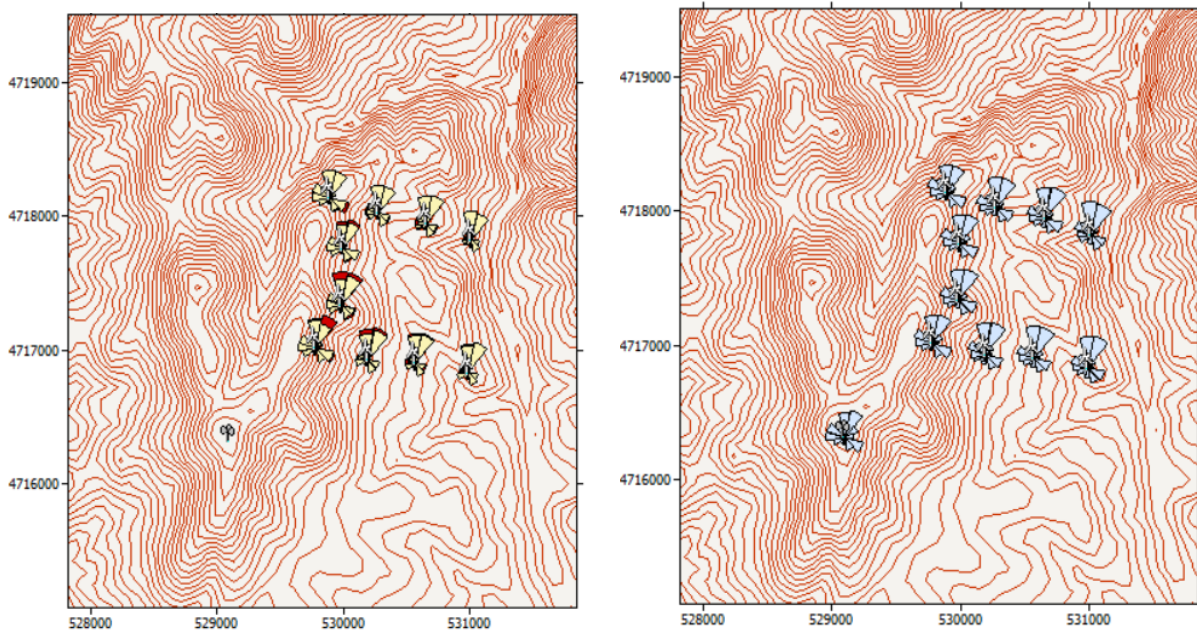
Слика 4.53. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма L при растојание 3-D

4.3.4.4. Анализа за распоред во форма М

Врз основа на карактеристиките декларирани од производителот (Siemens), со воспоставување корелација помеѓу дијаметарот на турбина со дадена излезна моќност се одредува растојанието ($3 \cdot D$) и се прави распоред во форма М, слика 4.54. Резултатите од пресметката на годишното нето производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот се прикажани на сл. 4.55.



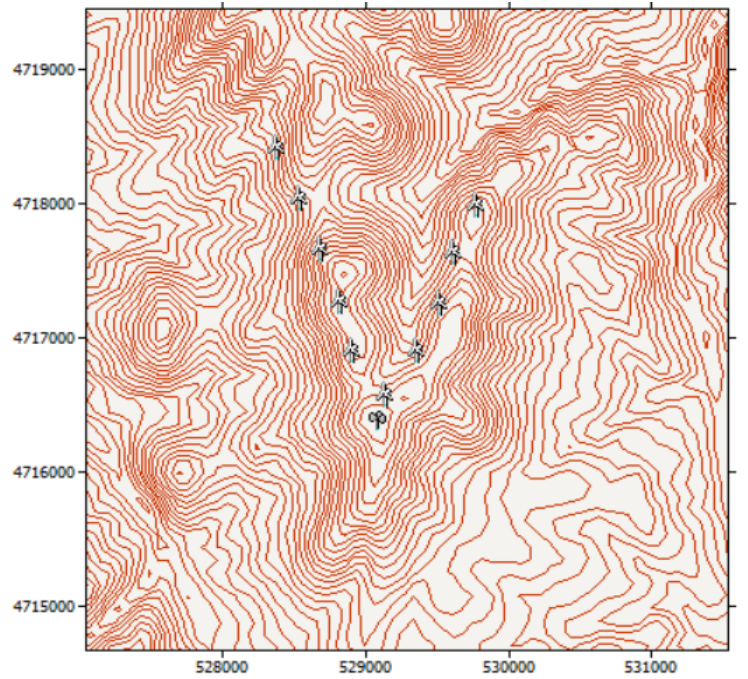
Слика 4.54. Распоред на фармата во форма М, при растојание $3 \cdot D$



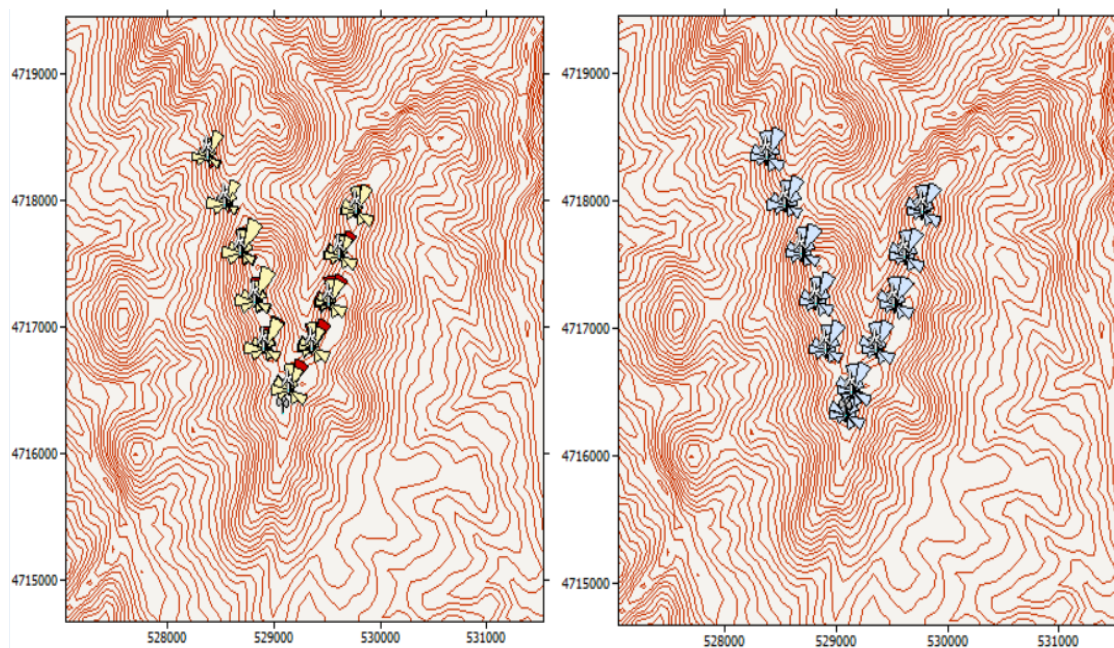
Слика 4.55. Годишно производство на енергија (АЕР), загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма М при растојание $3 \cdot D$

4.3.4.5. Анализа за распоред во форма V

Според карактеристиките декларирани од производителот (Siemens), со воспоставување корелација помеѓу дијаметарот на турбина за дадена излезна моќност се одредува растојанието $3 \cdot D$ и се планира распоред во форма на буквата V, слика 4.56. Резултатите од пресметката на годишното нето производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот се прикажани на сликата 4.57.



Слика 4.56. Распоред на фармата во форма V, при растојание $3 \cdot D$

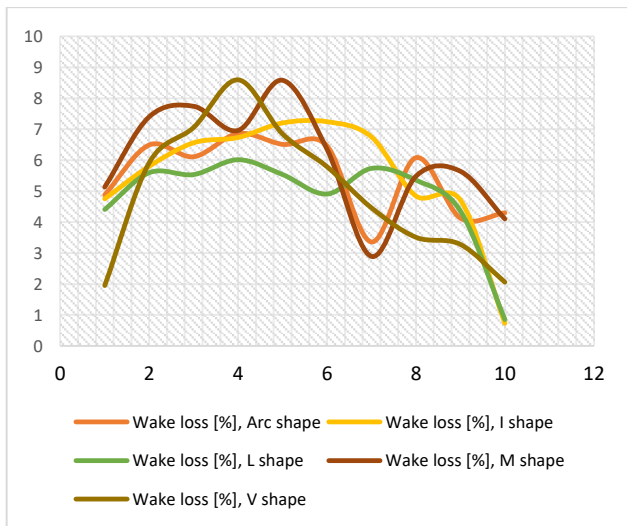


Слика 4.57. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма V при растојание $3 \cdot D$

4.3.3.6. Споредба на резултатите за турбини Siemens на растојание 3·D

Ефектот на будење, како најголем извор на енергетски загуби на ветерната фарма, беше подложен на анализа во случајот на примена на турбини од производителот Siemens поставени на меѓусебно растојание од 3·D. Од анализата произлегува дека распоредот во форма на буквата М се карактеризира со најголеми загуби поради ефектот на будење и, следствено, со најниска ефикасност, сл. 4.58. Резултатите покажуваат дека најсоодветен распоред за турбините ќе биде во облик на буквата L. Резултатите за RIX и ΔRIX за секое сценарио се претставени на сликата 4.59.

Разликата во годишното производство на енергија, при различни форми на распоред, со разгледуваниот тип на турбина е прикажана на слика 4.60. Од дијаграмот може да се види дека нема значајна разлика и дека максимумот ќе се постигне за распоредот во форма на буквата V. Како што се очекуваше од прикажувањето на податоците за загубите од ефектот на будење, најмалку генерирана енергија, што значи и најнеповолен распоред е за ова растојание помеѓу турбините.



Слика 4.58. Споредба на загубите поради ефектот на будење при растојание 3·D

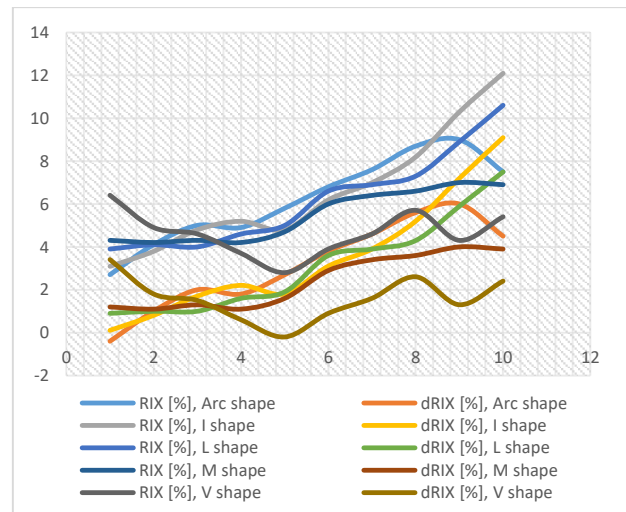
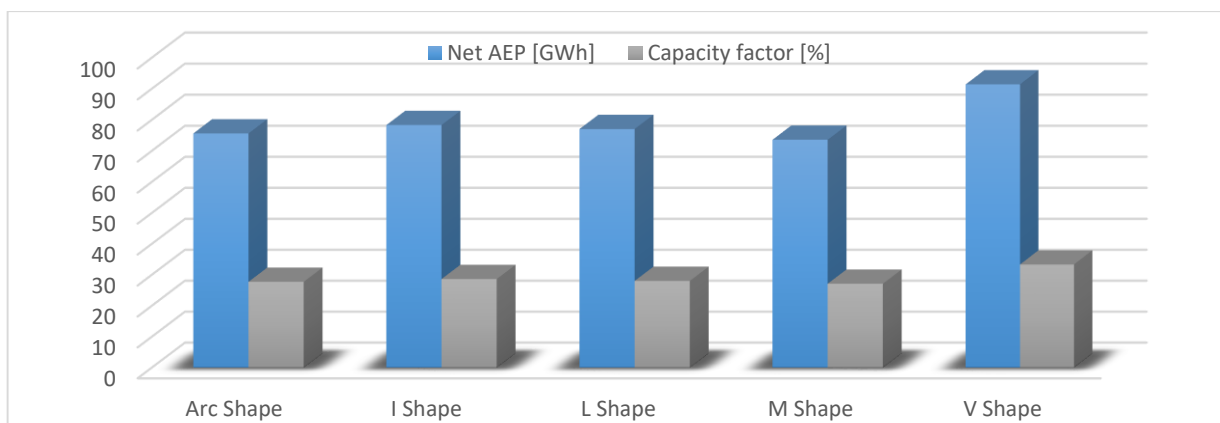


Figure 4.59. RIX и ΔRIX при различен распоред на турбините

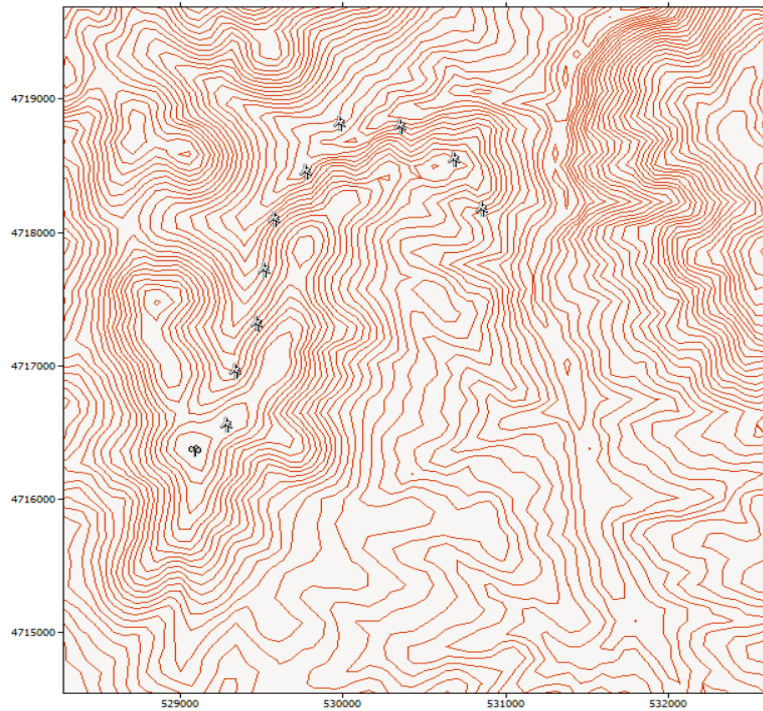


Слика 4.60. Споредба помеѓу годишното производство на енергија и факторот на капацитет за растојание од 3·D помеѓу турбините

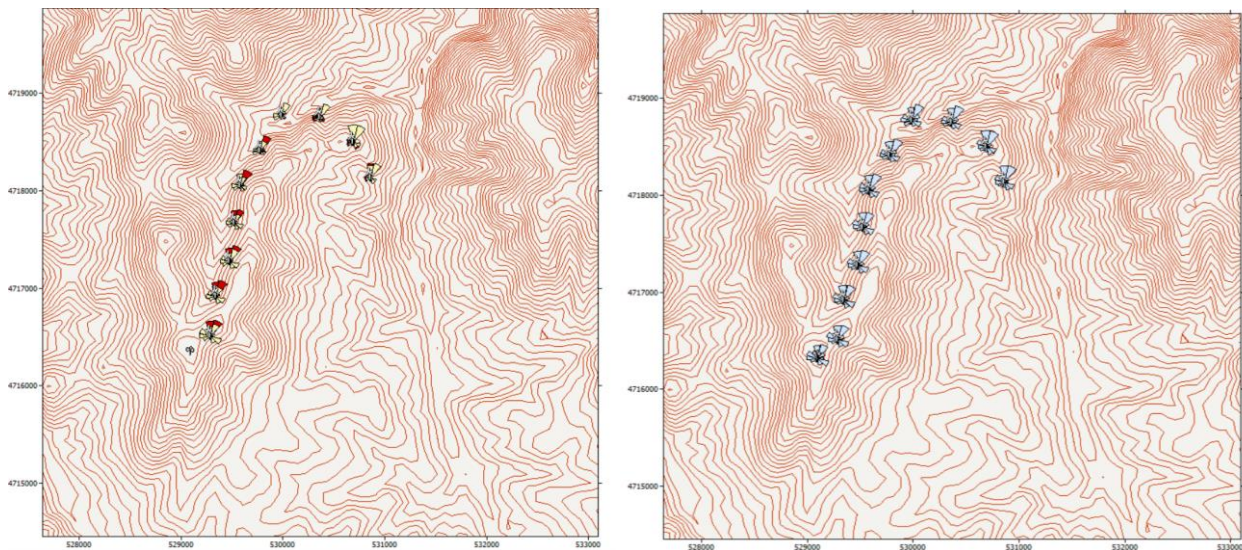
4.3.5. Анализа за турбината на General Electric за растојание од 3·D

4.3.5.1. Анализа за распоред во форма на лак

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот, со воспоставување корелација помеѓу соодветен дијаметар за предвидената моќност на турбината на General Electric (GE) се дефинираат соодветните растојанија помеѓу турбините и се прави распоред во форма на лак, сл. 4.61. Потоа се пресметуваат нето годишното производство на енергија (AEP), загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, сл. 4.62.



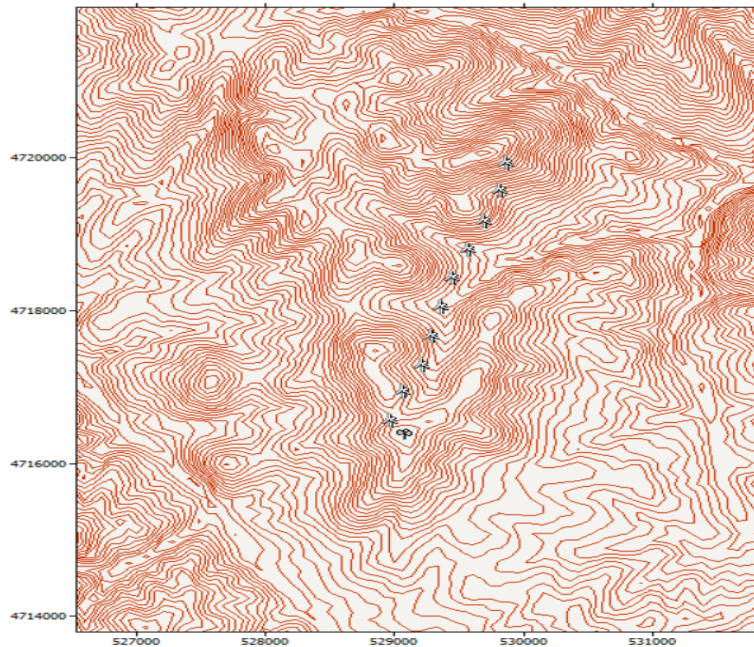
Слика 4.61. Распоред на фармата во форма на лак, растојание помеѓу турбините 3·D



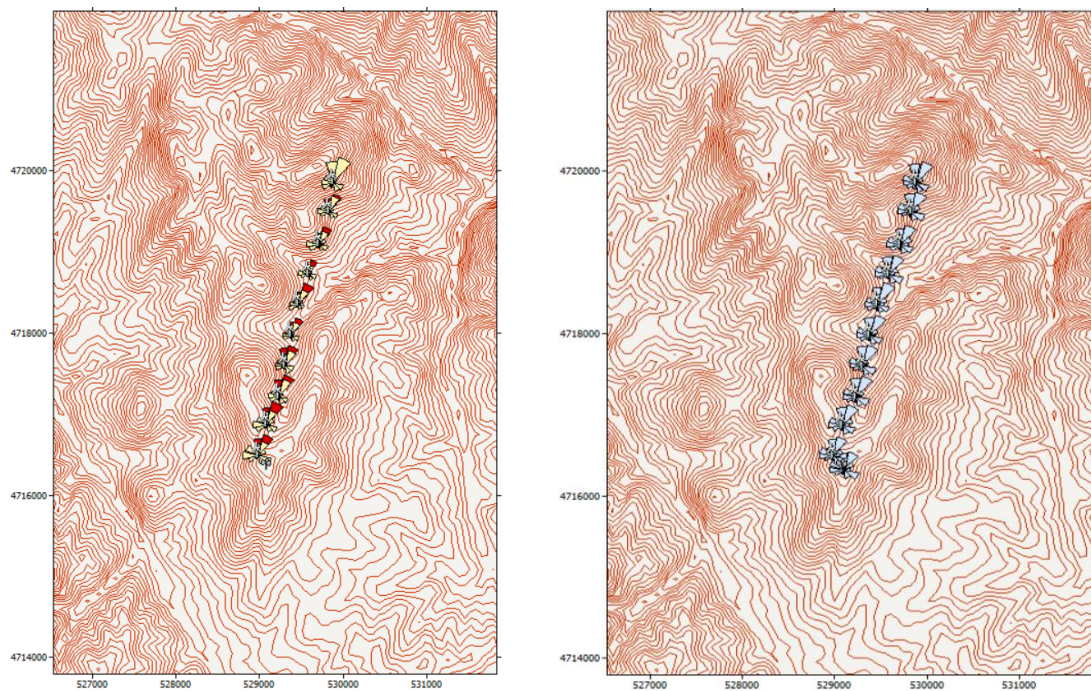
Слика 4.62. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на лак и растојание 3·D

4.3.5.2. Анализа за распоред во форма I

Врз основа на карактеристиките дадени од производителот, имајќи го предвид дијаметарот за предвидената моќност на турбината на GE, се дефинираат растојанијата помеѓу турбините и се прави распоред во форма на буквата I, слика 4.63. Потоа се пресметуваат нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот, слика 4.64.



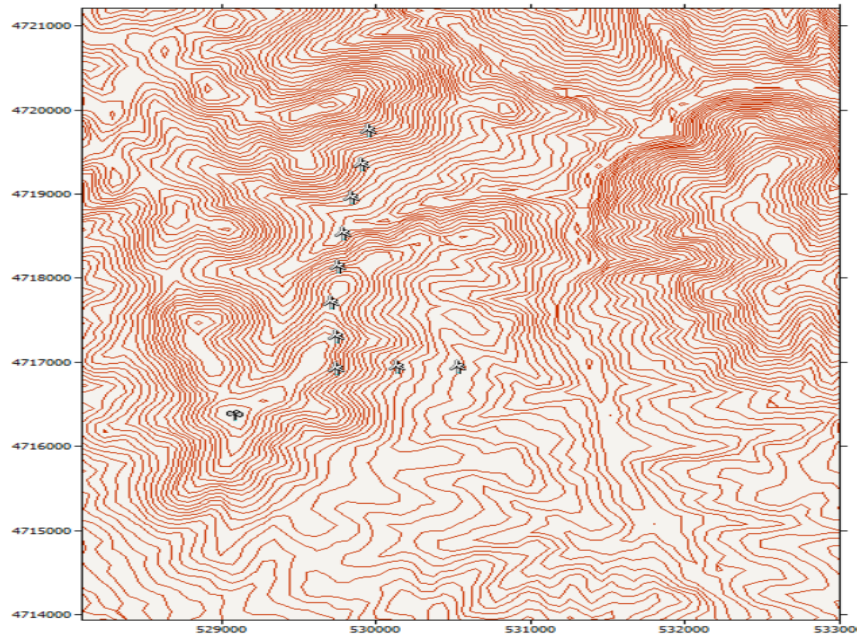
Слика 4.63. Распоред на ветерната фарма во форма I и растојание 3·D помеѓу турбините



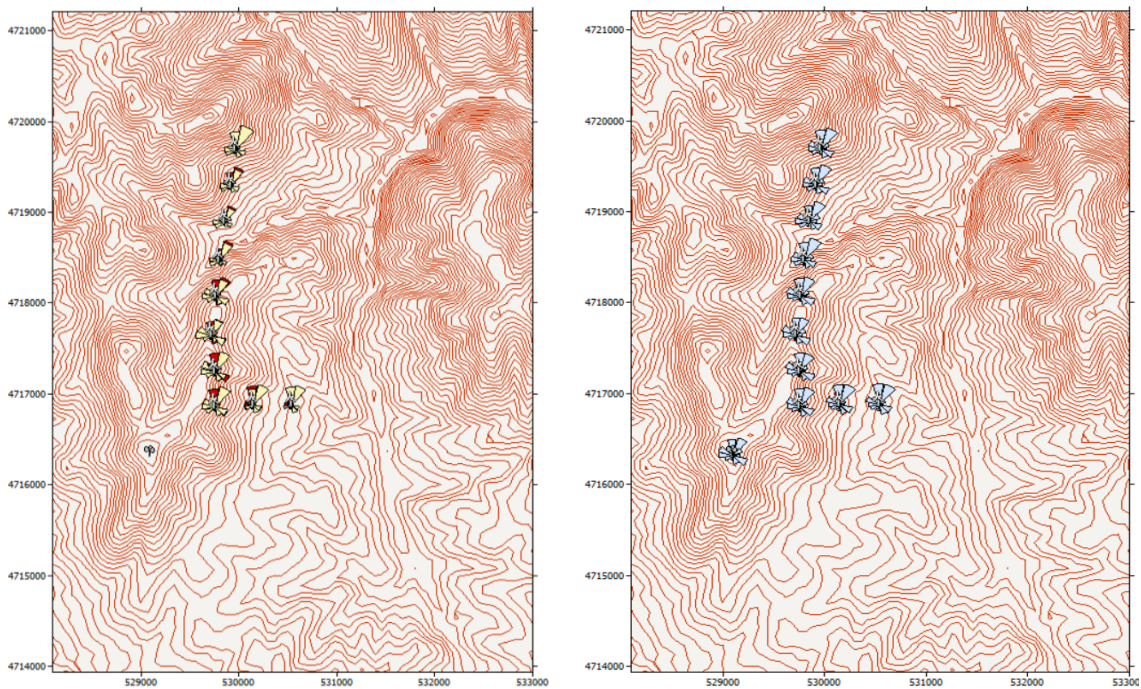
Слика 4.64. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата I и растојание 3·D

4.3.5.3. Анализа за распоред во форма L

Имајќи ги предвид техничките карактеристики на турбините, дадени од страна на производителот GE, имајќи го предвид дијаметарот на турбинските лопатки за предвидената моќност, се дефинираат растојанијата помеѓу турбините и се прави распоред во форма L, сл. 4.65. Резултатите од пресметките на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот се дадени на сл. 4.66.



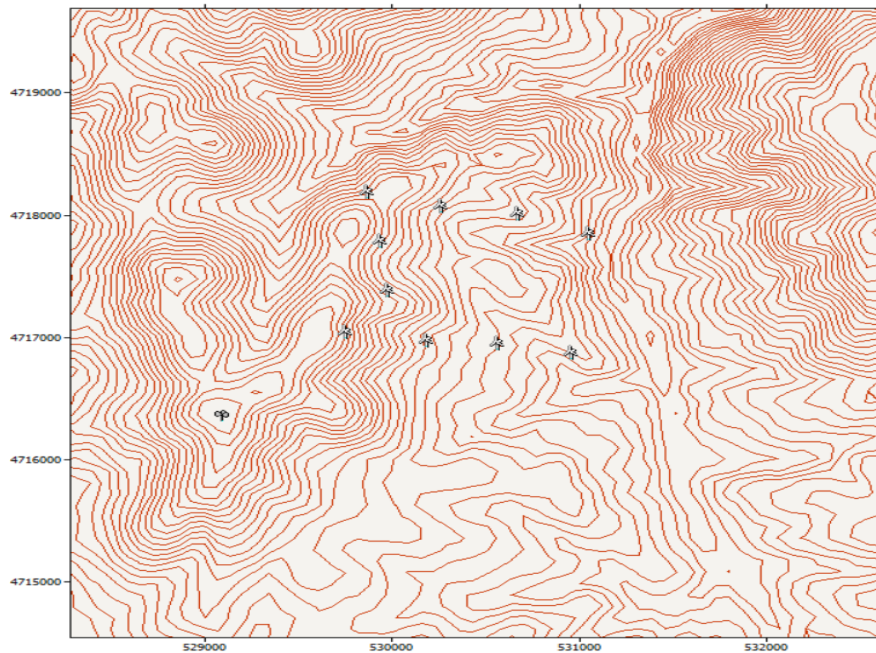
Слика 4.65. Распоред на ветерната фарма во форма L и растојание $3 \cdot D$ помеѓу турбините



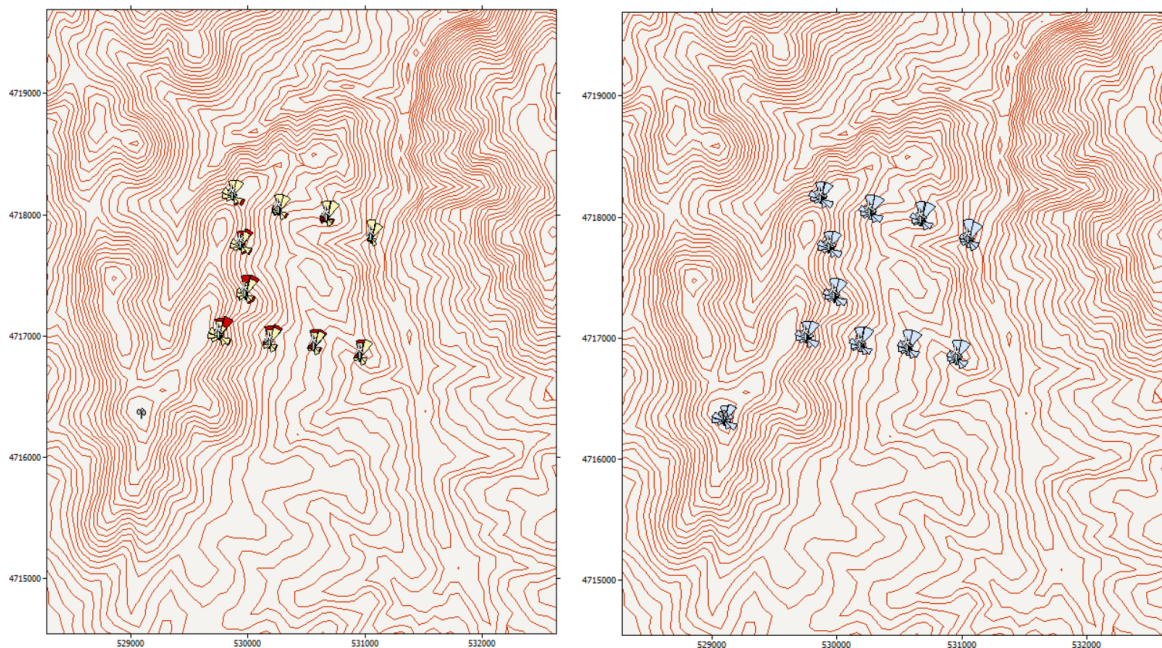
Слика 4.66. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата L и растојание $3 \cdot D$

4.3.5.4. Анализа за распоред во форма М

Врз основа на техничките карактеристики на турбините, дадени од страна на производителот GE, имајќи го предвид дијаметарот на роторот, за предвидената моќност, се дефинираат растојанијата помеѓу турбините и се прави распоред во форма М, слика 4.67. Резултатите од пресметките на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидената фреквенција на ветерот се дадени на сликата 4.68.



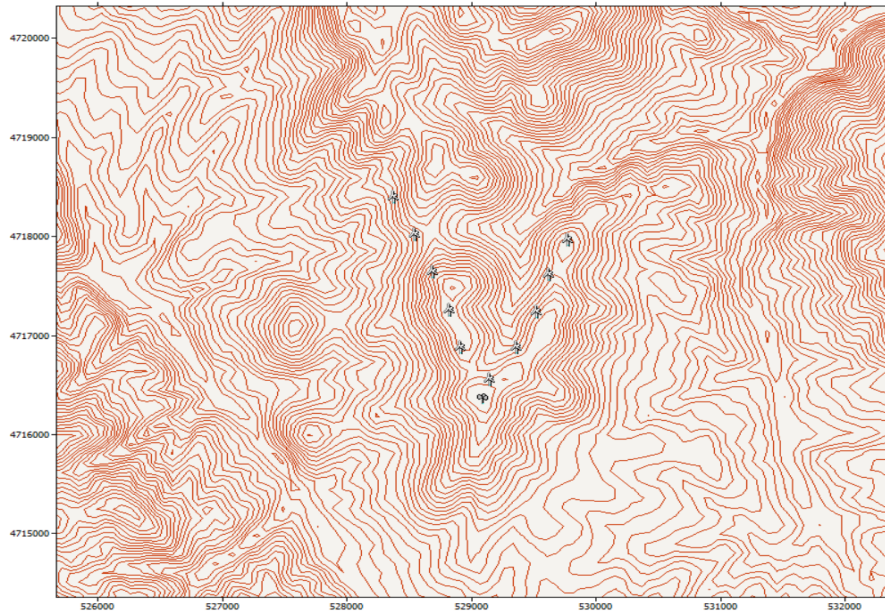
Слика 4.67. Распоред на турбините на фармата во форма М, за растојание $3 \cdot D$



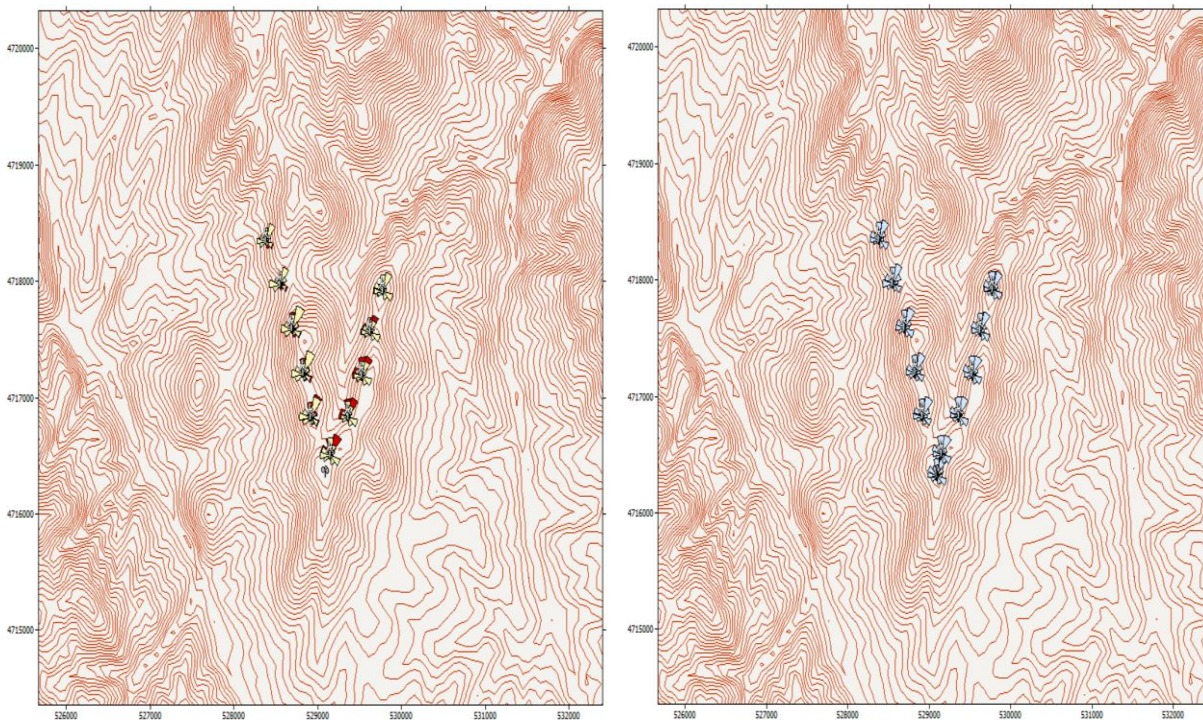
Слика 4.68. Годишно производство на енергија (АЕР), загуби поради буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата М и растојание $3 \cdot D$

4.3.5.5. Анализа за распоред во форма V

Врз основа на карактеристиките на турбините, дадени од страна на производителот GE, имајќи го предвид дијаметарот на лопатките за турбина со планираната моќност, се дефинираат растојанијата помеѓу турбините и се прави распоред во форма M, слика 4.69. Резултатите од пресметките на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буђење и предвидената фреквенција на ветерот се дадени на сликата 4.70.



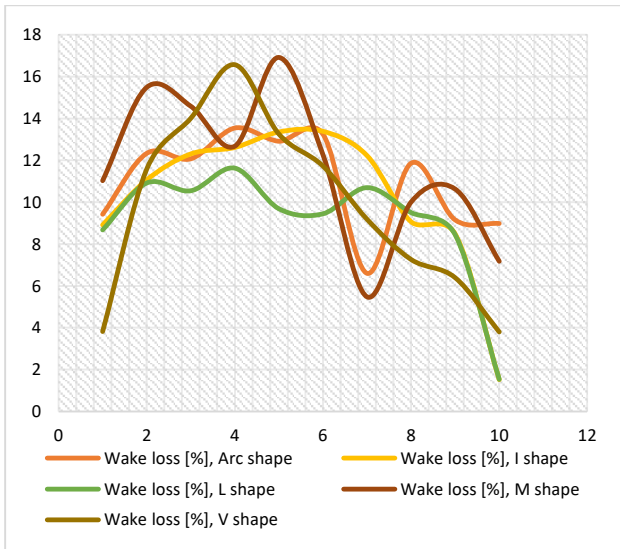
Слика 4.69. Распоред на турбините на фармата во форма V на растојание $3 \cdot D$



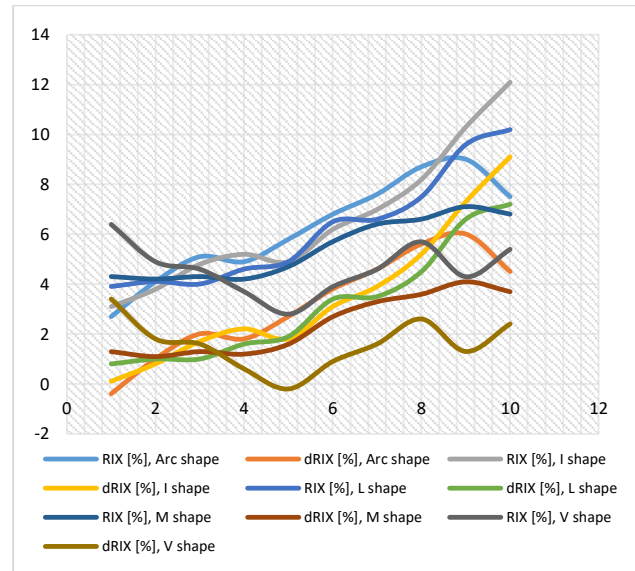
Слика 4.70. Годишно производство на енергија (AEP), загуби поради буђење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма на буквата V и растојание $3 \cdot D$

4.3.5.6. Споредбена анализа на резултатите за турбини на GE на растојание 3·D

Загубите предизвикани од ефектот на буђење се прикажани на слика 4.71. Може да се види дека вредностите се помали ако се споредат со резултатите за ист тип турбини поставени на растојание од 2·D. Анализата продолжува со вредностите за RIX и ΔRIX за секое сценарио на распоредување на турбините на ветерната фарма, што е претставено преку дијаграмот на слика 4.72.

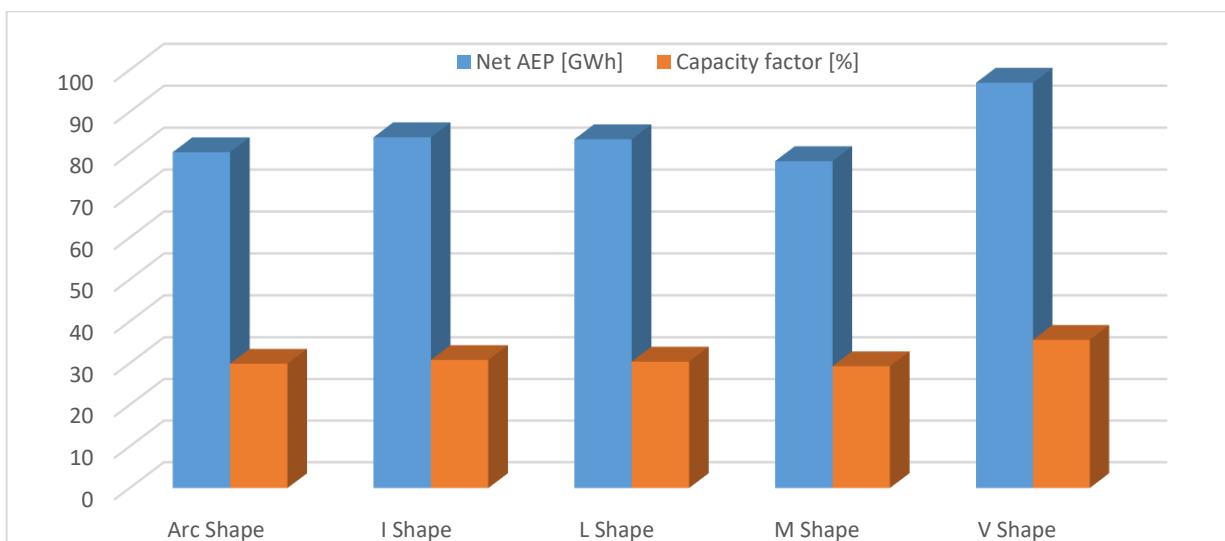


Слика 4.71. Загуби поради ефектот на буђење кај турбините GE за разгледуваните сценарија



Слика 4.72. RIX и ΔRIX за распоредот според секое сценарио

На сликата 4.73 е претставена споредба на резултатите за производството на енергија и факторот на капацитет (CF), добиени со распоредот на турбините според секое сценарио. Може да се констатира дека во овој случај, за распоред во форма на буквата M и во форма на лак се добиени блиски вредности и за генерираната енергија и за факторот на капацитет.

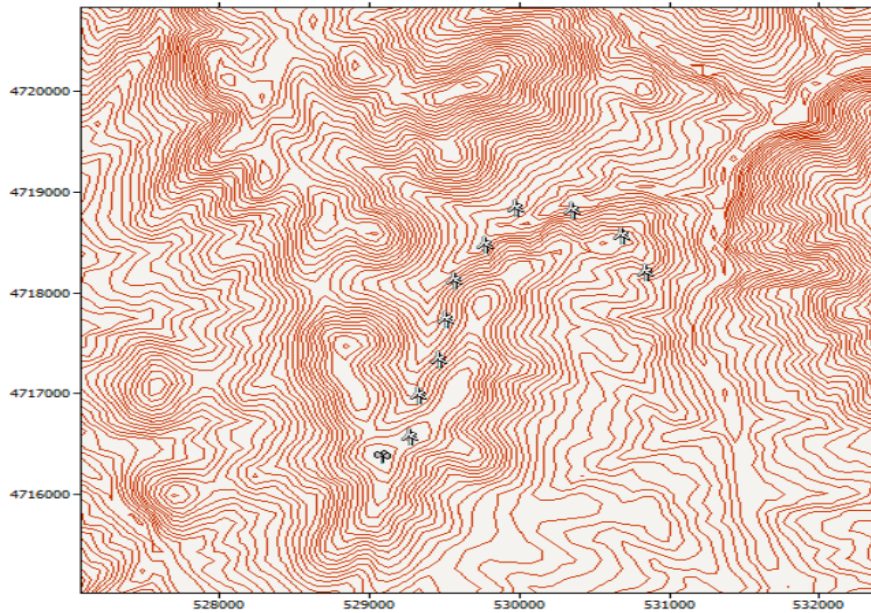


Слика 4.73. Споредба на годишното производство на енергија (GWh) и факторот на капацитет (%)

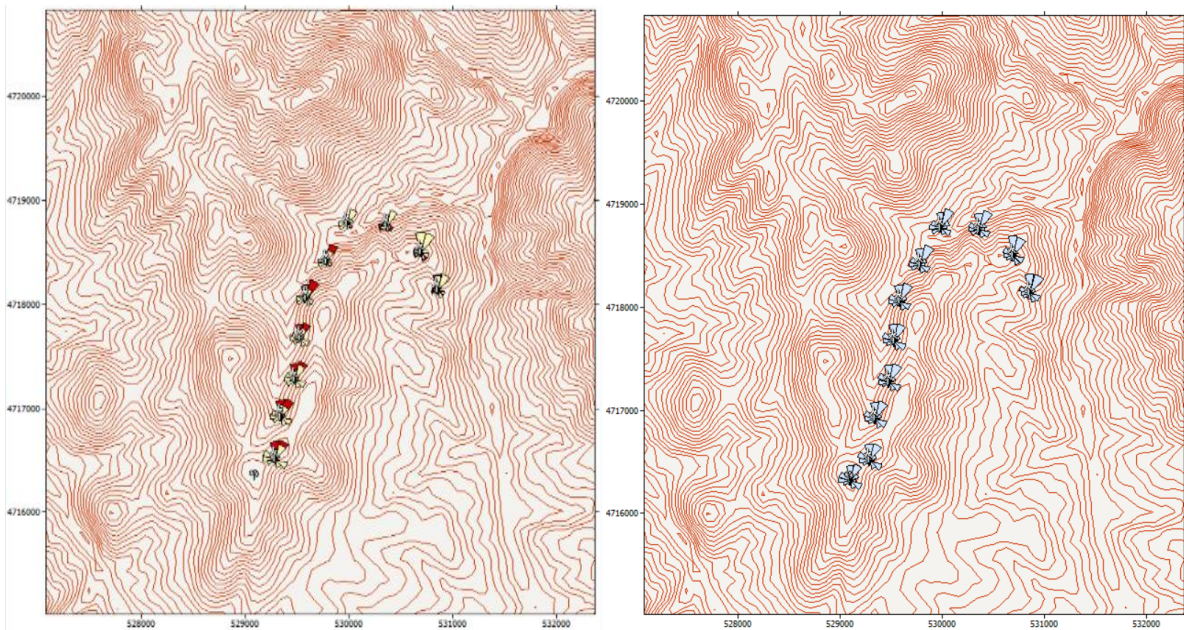
4.3.6. Анализа за турбини на Vestas при растојание од $3 \cdot D$

4.3.6.1. Анализа за распоред во форма на лак

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од прозиводителот (Vestas), се дефинира дијаметарот на лопатките за турбина со соодветна моќност. Со тоа се определува и растојанието помеѓу турбините при распоред во форма на лак, како што е прикажано на сл. 4.74. Потоа следува пресметка на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.75.



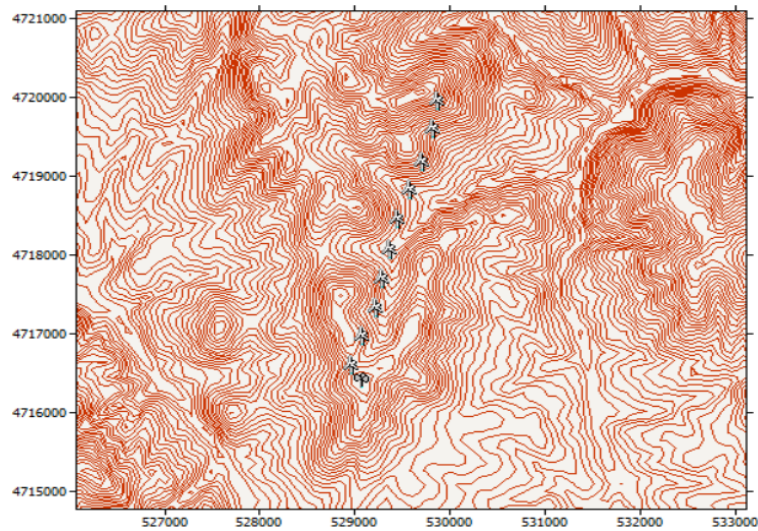
Слика 4.74. Распоред на турбините (Vestas) во форма на лак на растојание $3 \cdot D$



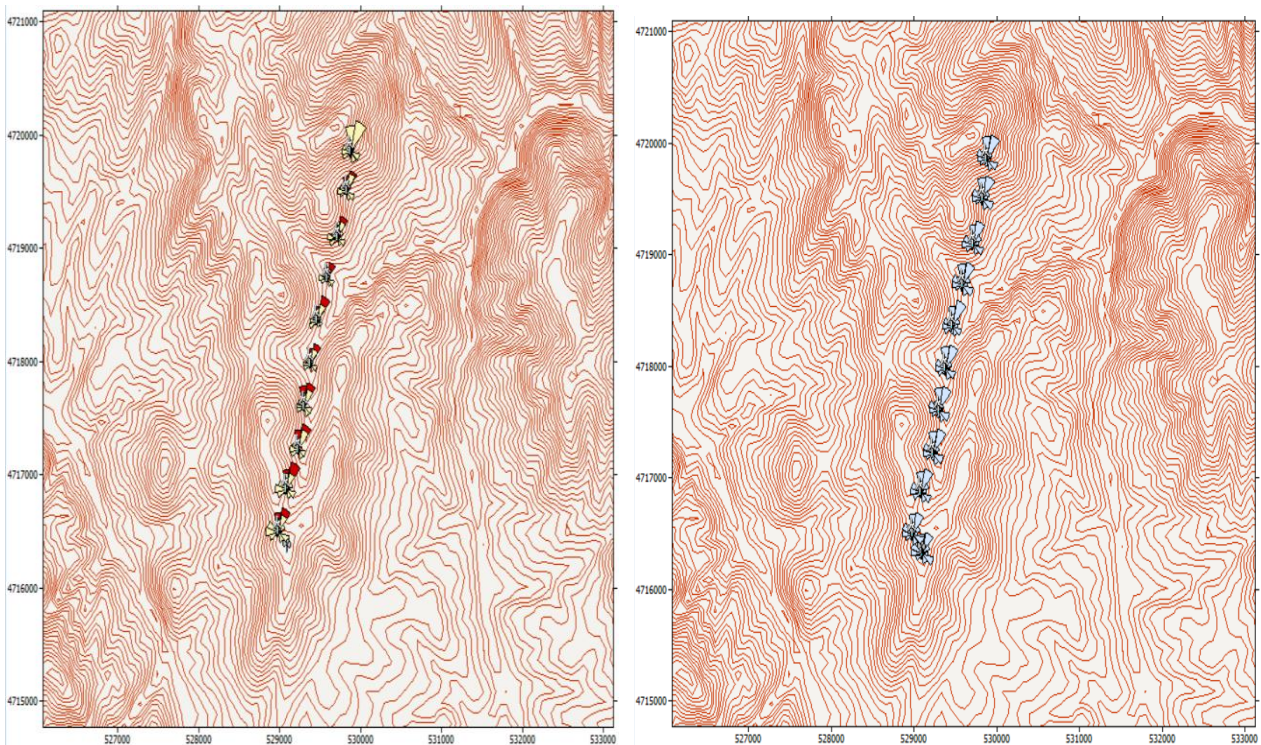
Слика 4.75. Годишно производство на енергија, загуби поради ефект на будење и фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак при растојание $3 \cdot D$ помеѓу турбините

4.3.6.2. Анализа за распоред во форма I

Според техничките карактеристики на опремата, дадени од прозводителот (Vestas), се определува дијаметарот на лопатките за турбина со соодветна моќност, од што произлегува и растојанието помеѓу турбините при распоред во форма на буквата I, сл. 4.76. Потоа се врши пресметка на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сликата 4.77.



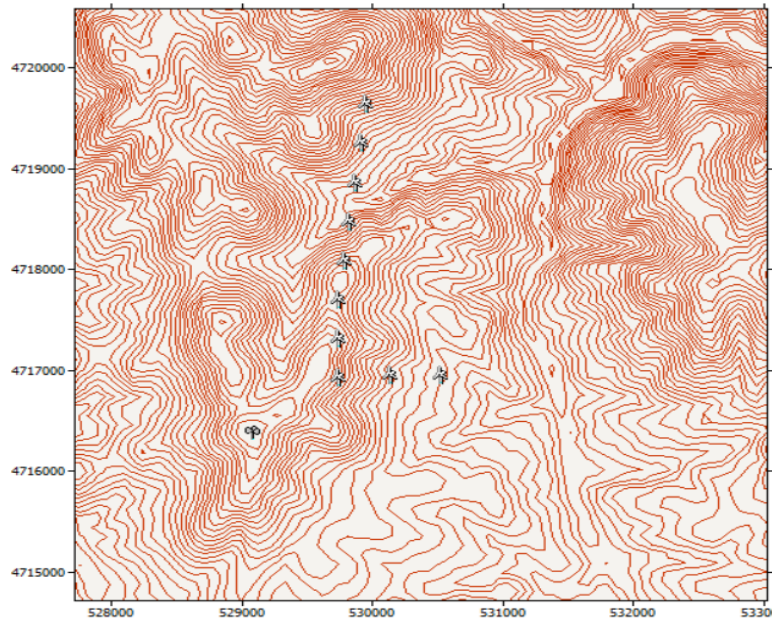
Слика 4.76. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата I, на растојание $3 \cdot D$



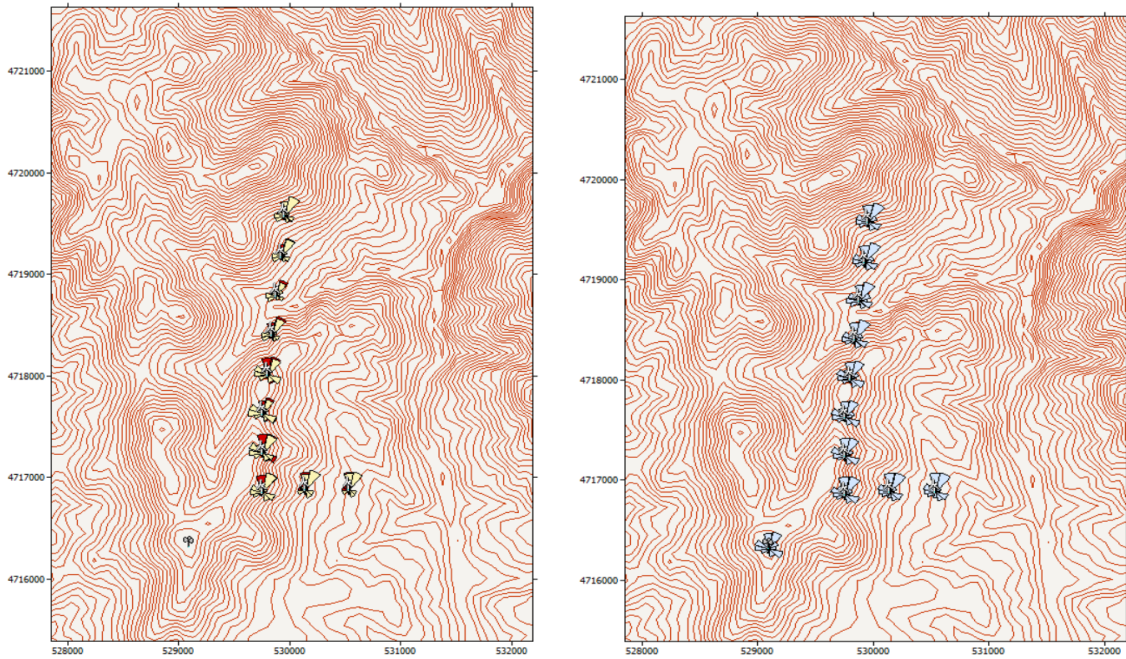
Слика 4.77. Годишно производство на енергија, загуби поради ефектот на буђење и проценета фреквенција на ветерот при распоред во форма I и растојание $3 \cdot D$

4.3.6.3. Анализа за распоред во форма L

Земајќи ги предвид техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот (Vestas), се одредува дијаметарот на лопатките на турбината со соодветна моќност. Ова исто така го одредува растојанието помеѓу турбините во распоред во облик на лак како што е прикажано на Слика 4.78. Потоа, следува пресметка на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буђење и предвидената фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на слика 4.79.



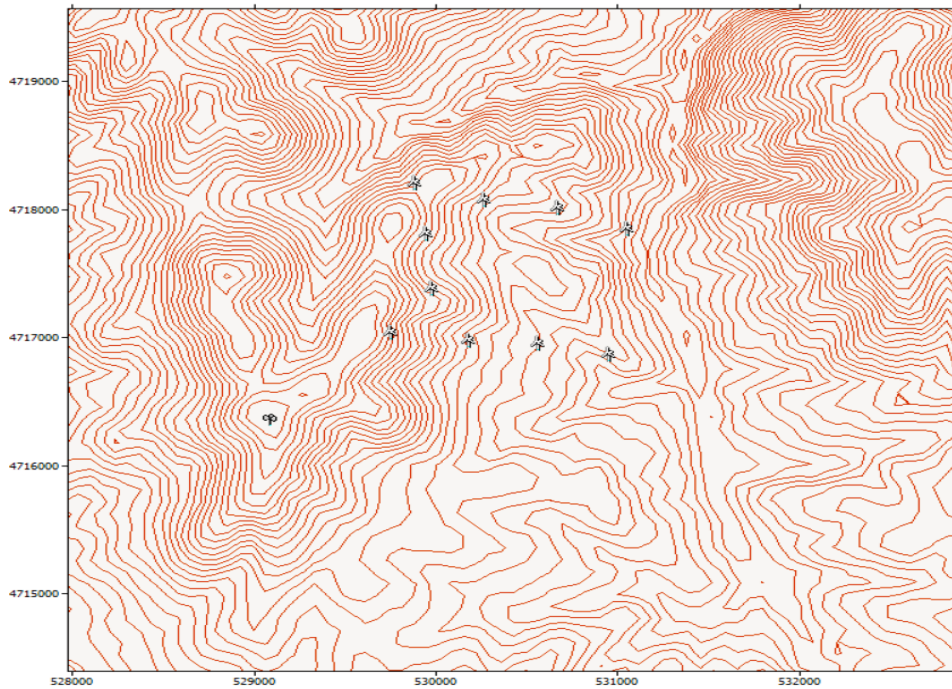
Слика 4.78. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата L, на растојание $3 \cdot D$



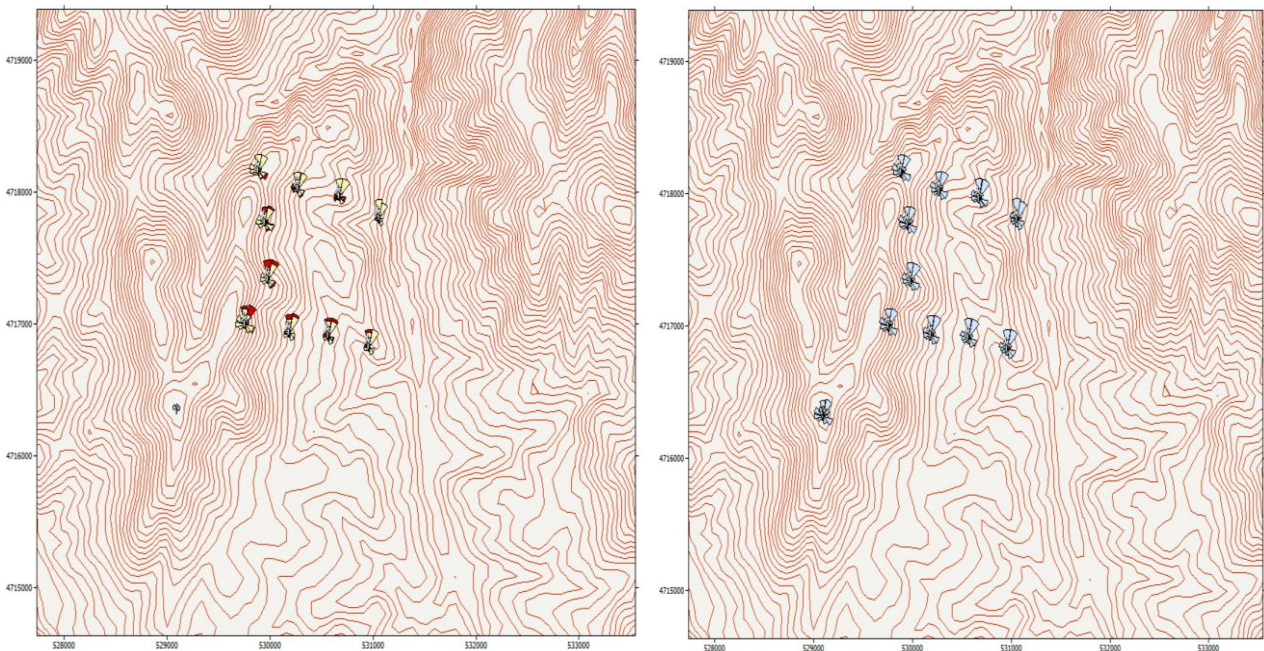
Слика 4.79. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма L при растојание $3 \cdot D$

4.3.6.4. Анализа за распоред во форма М

Според техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот, Vestas, се дефинира дијаметарот на лопатките за турбина со соодветна моќност, од што произлегува и растојанието помеѓу турбините при распоред во форма на буквата М, сл. 4.80. Потоа се врши пресметка на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.81.



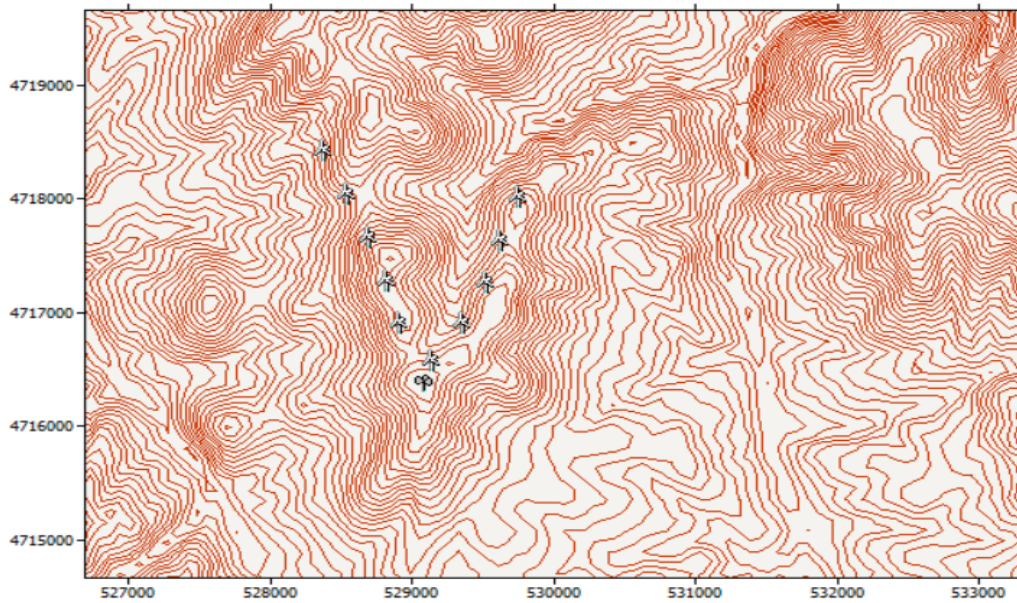
Слика 4.80. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата М, на растојание $3 \cdot D$



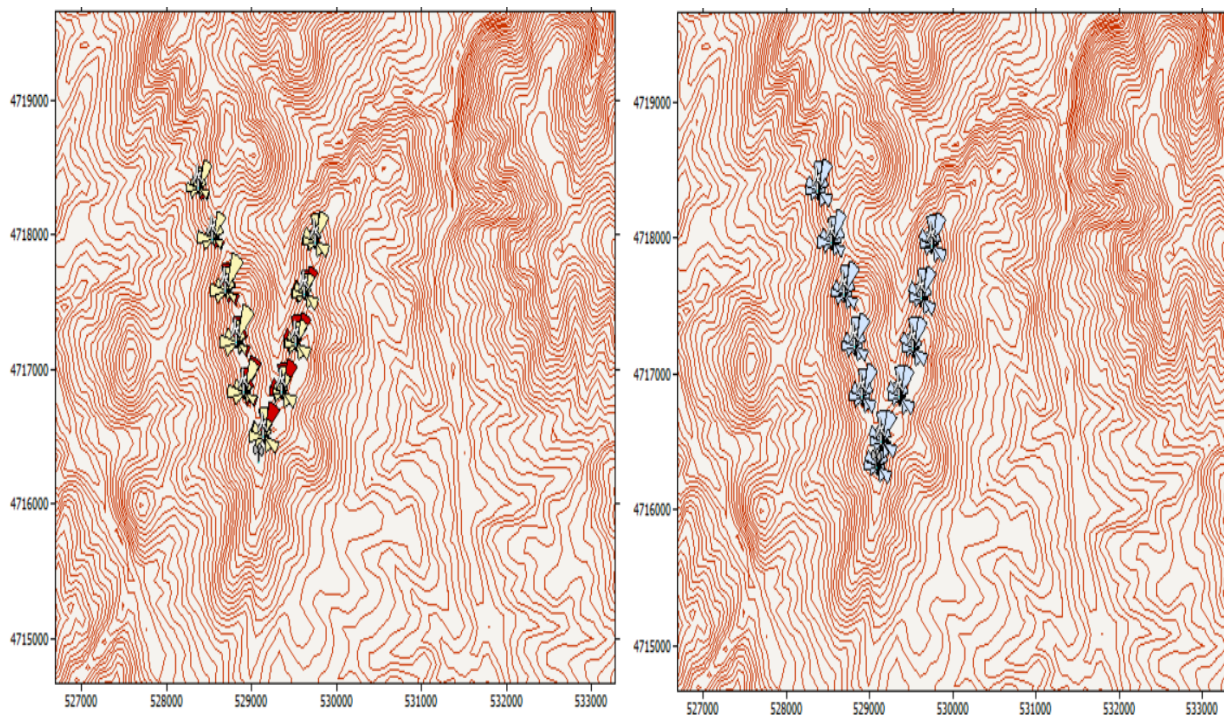
Слика 4.81. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма М при растојание $3 \cdot D$

4.3.6.5. Анализа за распоред во форма V

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од прозиводителот (Vestas), се одредува дијаметарот на лопатките за турбина со соодветна моќност. Потоа се определува растојанието помеѓу турбините при распоред во форма на лак, сл. 4.82. Следен чекор е пресметка на нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.83.



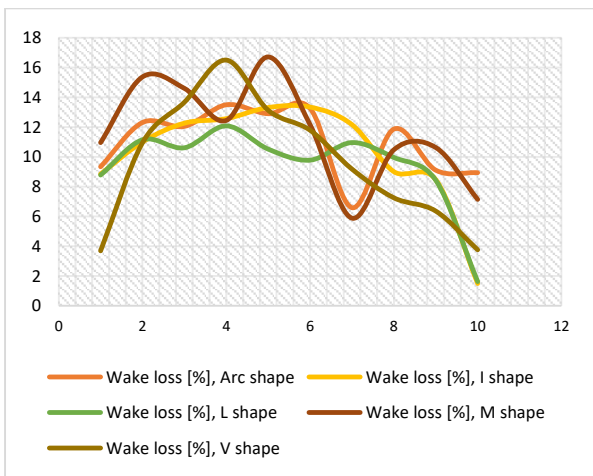
Слика 4.82. Распоред на турбините (Vestas) во форма на буквата V, на растојание $3 \cdot D$



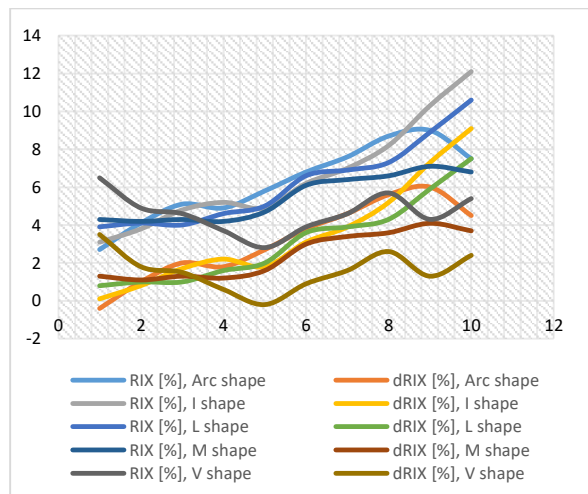
Слика 4.83. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред на турбините во форма V при растојание $3 \cdot D$

4.3.6.6. Споредбена анализа за турбините Vestas на растојание 3·D

Од графичкиот приказ на енергетските загуби за сите сценарија (слика 4.84), може да се согледа дека најдобар случај на распоред на турбините ќе биде во формата L. Случај со најголеми загуби е оној во формата M, што значи, овој начин е најнеповолен меѓу можните распореди на турбините за анализираниот ветропарк. Поставувањето во облик на буквата V, исто така, се карактеризира со забележително зголемување на загубите, што резултира со намалување на излезната енергија произведена од ветерната електрана. Другиот елемент од големо значење се вредностите на RIX и ΔRIX , кои се однесуваат на соодветните сценарија. Ова повторно се однесува на сите сценарија, како што е прикажано на слика 4.85. Може да се констатира дека највисоката просечна вредност на RIX се постигнува во случај на распоред на турбините во форма на буквата I.

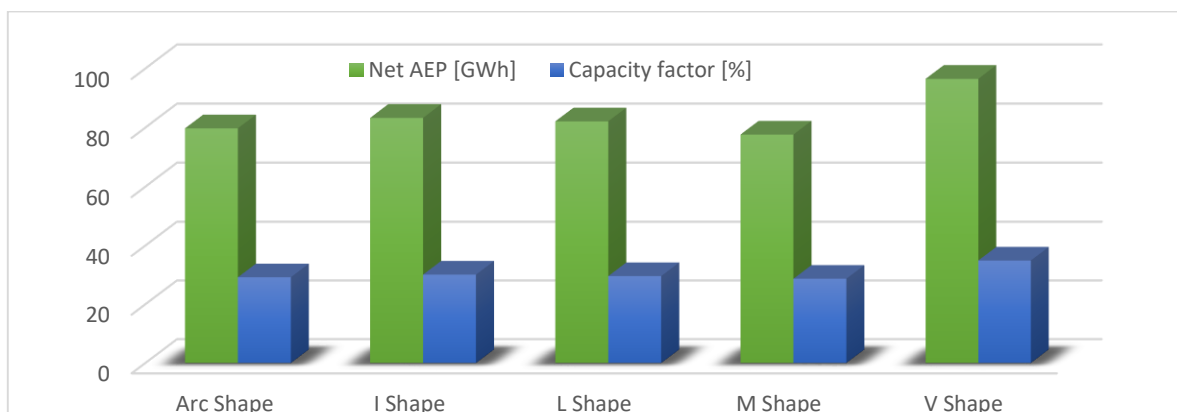


Слика 4.84. Споредба на загубите поради ефектот на буење при различен распоред на турбините (Vestas)



Слика 4.85. RIX и ΔRIX за поставеност на турбините на растојание 3·D

Во однос на нето годишното производство на енергија, како најдиректен показател за ефективноста на ветерните центри, најдобри резултати дава распоредот на турбините според формата на буквата V, како што може да се види од сл. 4.86.

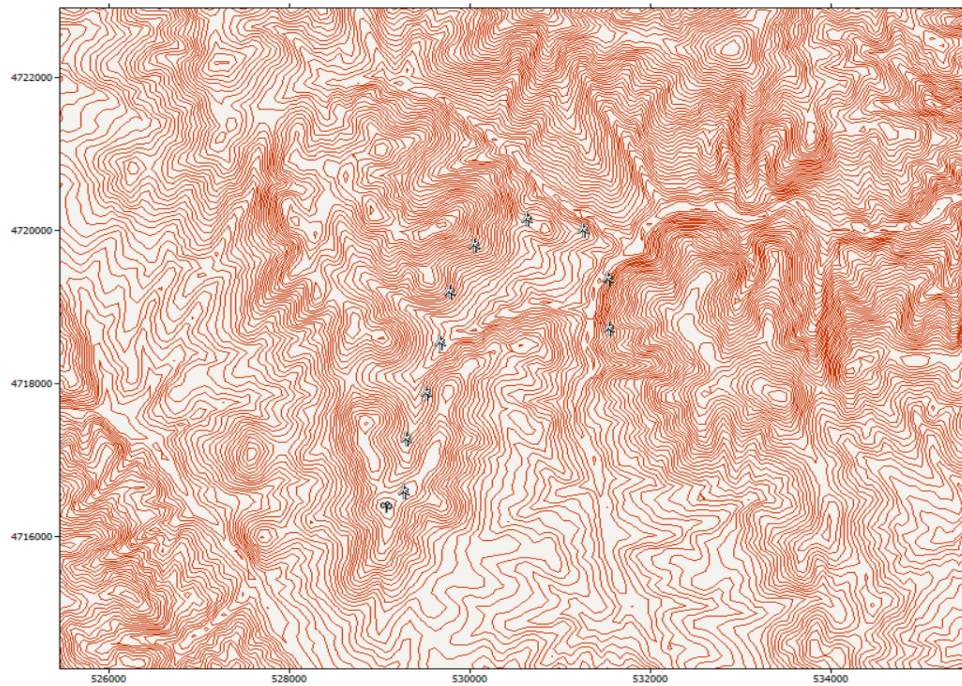


Слика 4.86. Споредба на нето годишно производство на енергија и фактор на капацитет за секој распоред на паркот со ветерници со турбини Vestas

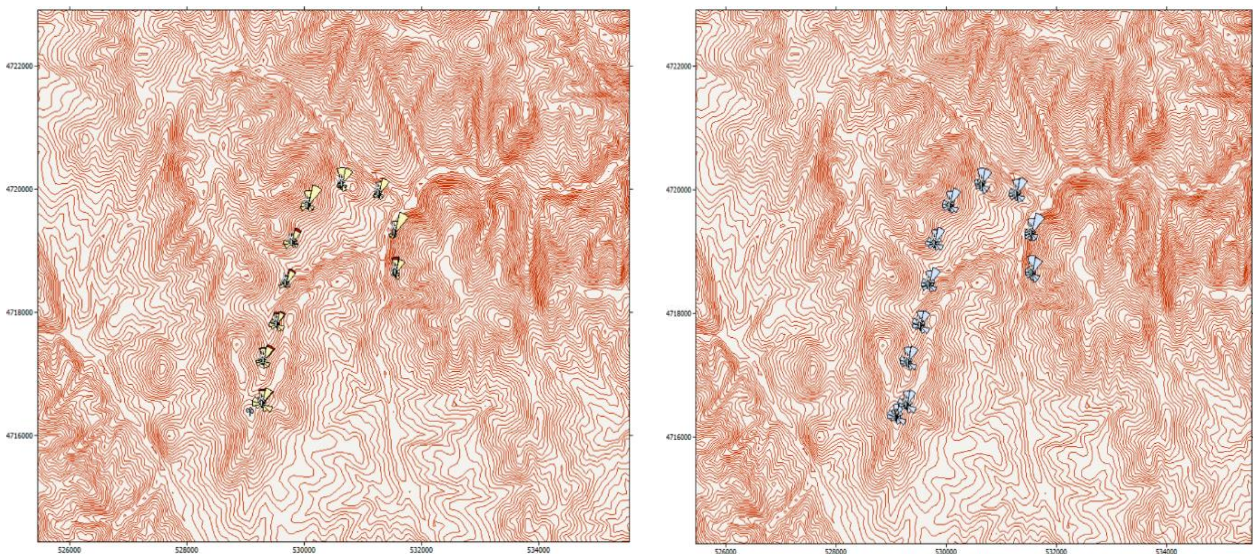
4.3.7. Анализа за турбини на Siemens при растојание од 5·D

4.3.7.1. Анализа за распоред во форма на лак

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од прозводителот (Siemens), се дефинира дијаметарот на лопатките за турбина со соодветна моќност. Со тоа се определува и растојанието помеѓу турбините за распоред во форма на лак, сл. 4.87. Потоа се врши пресметка на нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.88.



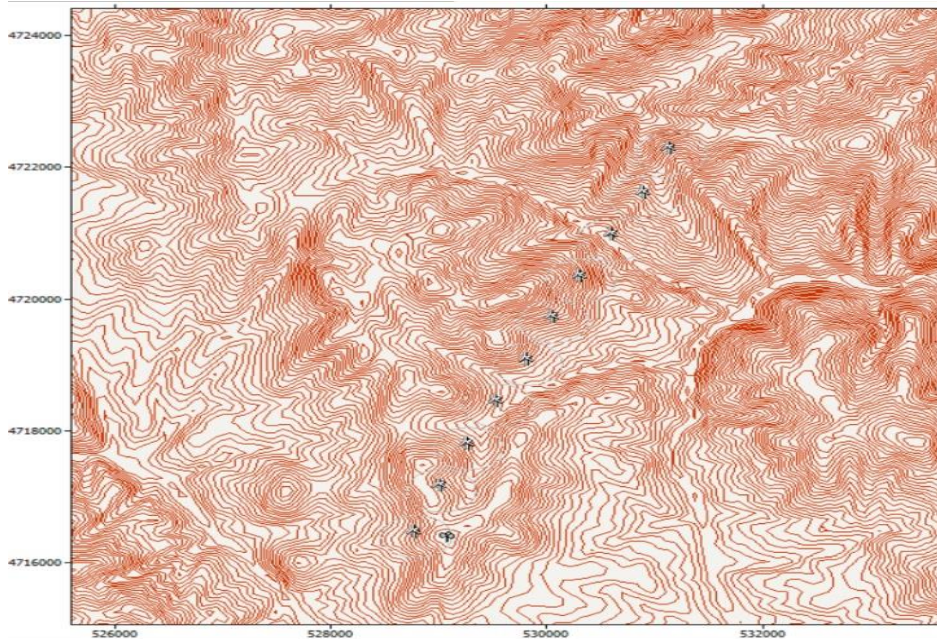
Слика 4.87. Распоред на турбините (Siemens) на фармата во форма на лак, при растојание 5·D



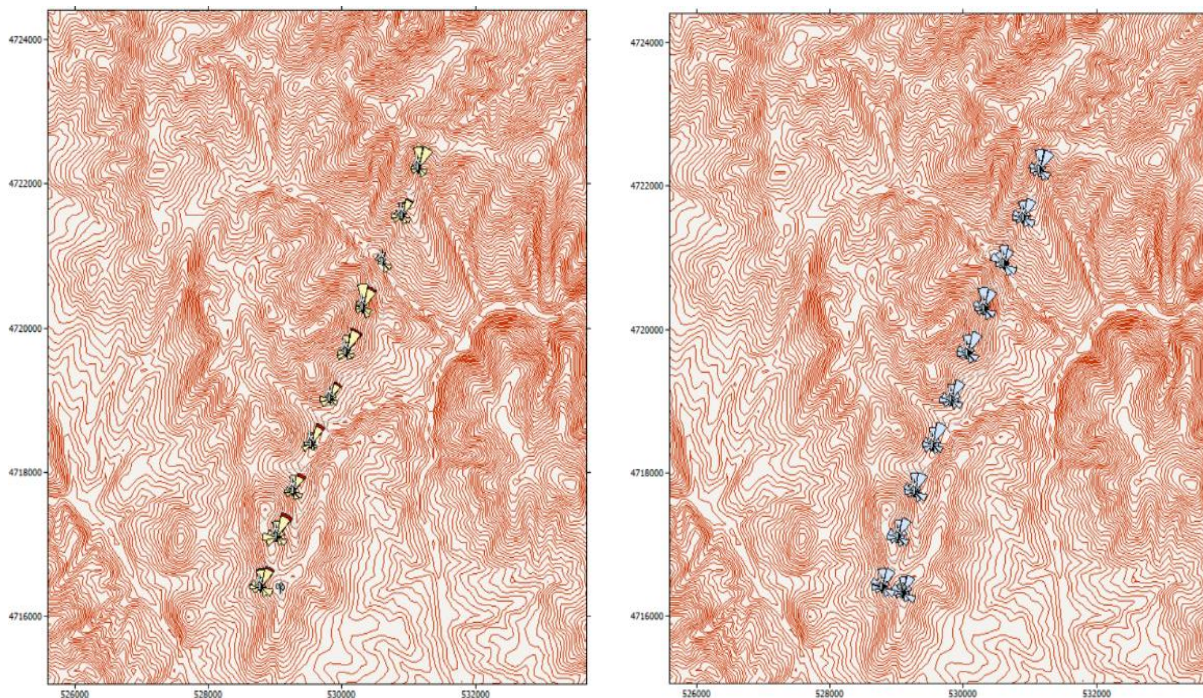
Слика 4.88. Годишно нето производство на електрична енергија, загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак, при растојание 5·D

4.3.7.2. Анализа за распоред во форма I

Според техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот (Siemens), се определува дијаметарот на лопатките за турбина со соодветна моќност, од што произлегува и растојанието помеѓу турбините при распоред во форма на буквата I, сл. 4.89. Потоа се пресметуваат нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.90.



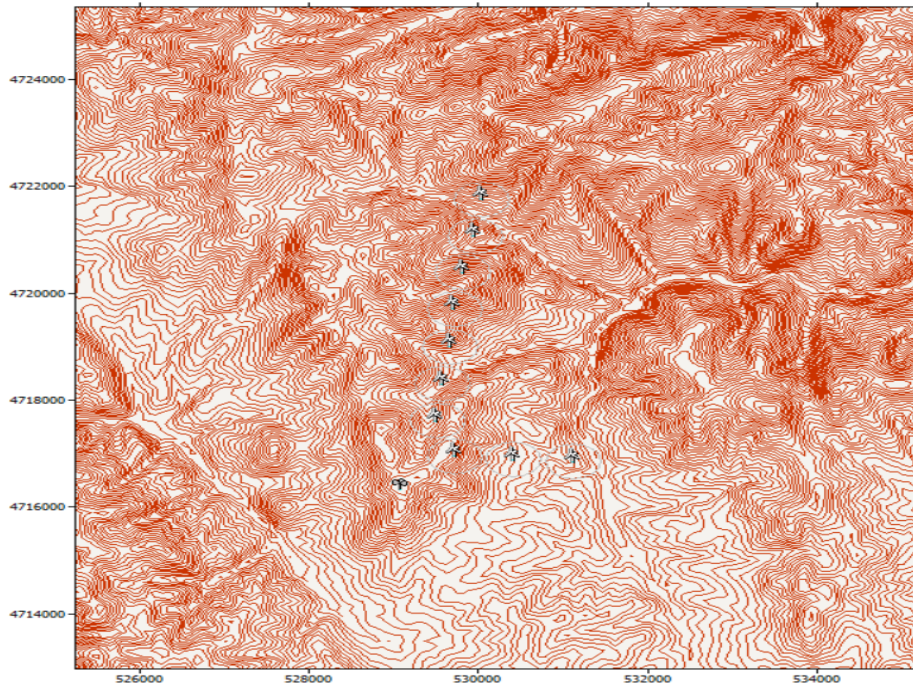
Слика 4.89. Распоред на турбините (Siemens) во форма I, на растојание $5 \cdot D$



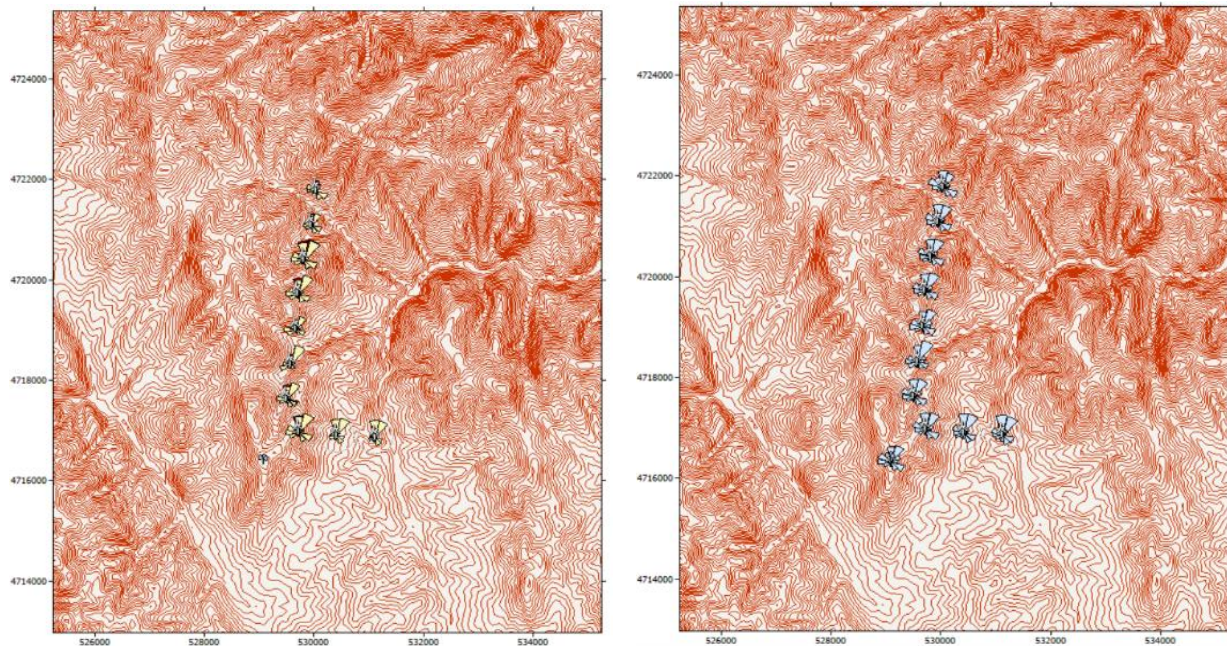
Слика 4.90. Годишно нето производство на електрична енергија, загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на буквата I, при растојание $5 \cdot D$

4.3.7.3. Анализа за распоред во форма L

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од прозиводителот (Siemens), се дефинира дијаметар на лопатките за турбина со соодветна моќност, од што произлегува и растојанието помеѓу турбините при распоред во форма на буквата L, сл. 4.91. Потоа се пресметуваат нето годишното производство на енергија, загубите поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.92.



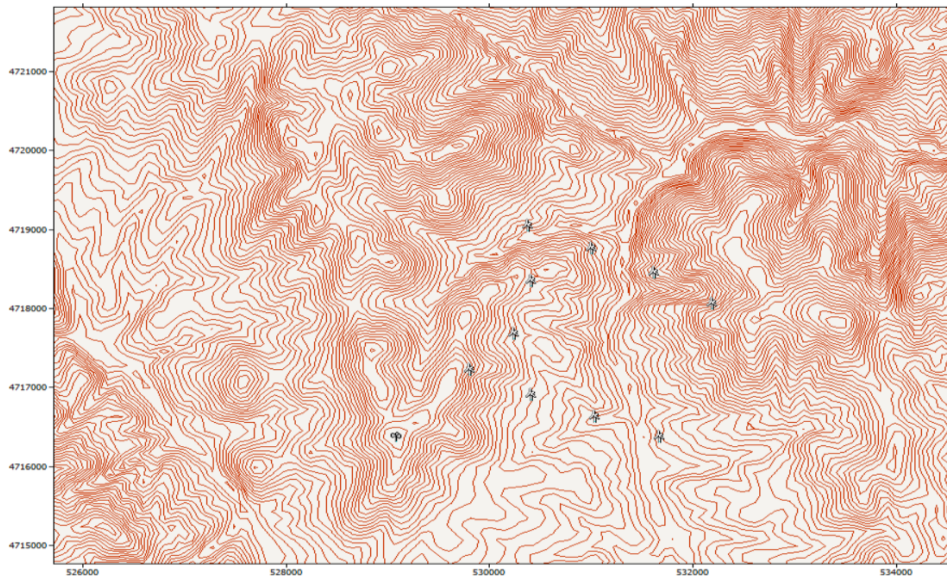
Слика 4.91. Распоред на фармата со турбини Siemens, на растојание $5 \cdot D$, L форма



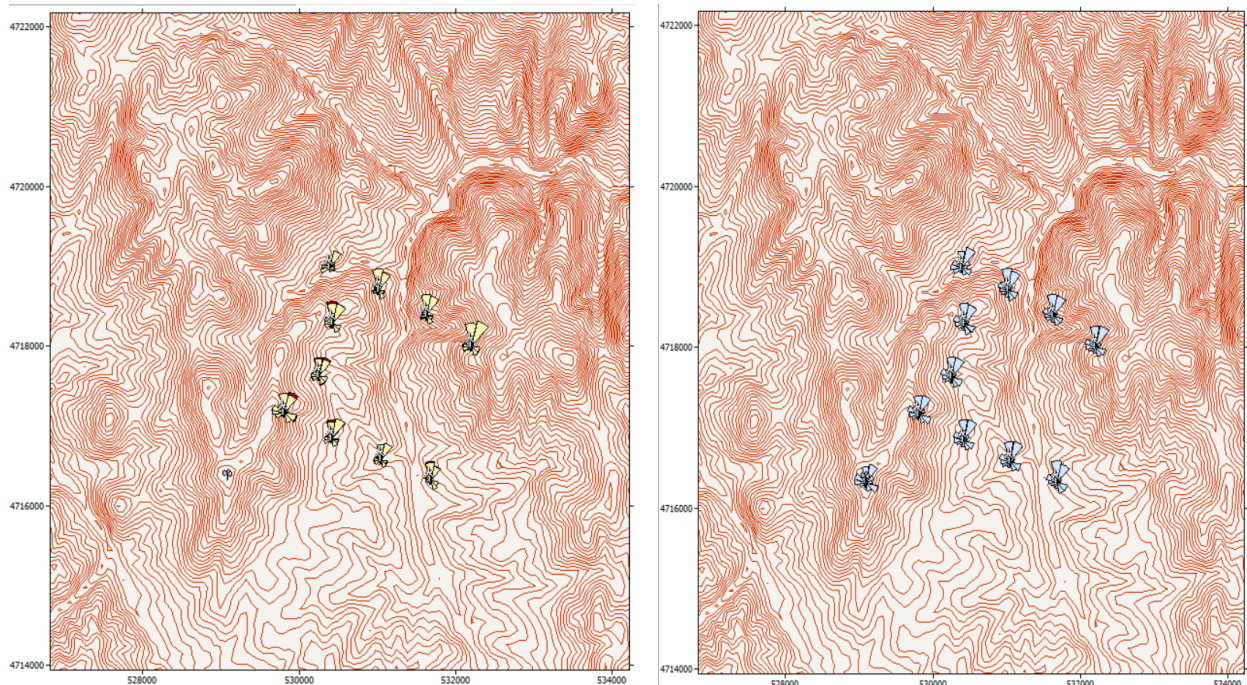
Слика 4.92. Годишно нето производство на електрична енергија, загуби поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на буквата L, при растојание $5 \cdot D$

4.3.7.4. Анализа за распоред во форма М

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина на Siemens. Потоа дијаметарот се користи за дефинирање на соодветно растојание помеѓу турбините при распоред во форма М, сл. 4.93. Следен чекор е пресметка и графичко претставување на нето годишното производство на енергија (АЕР) од ветерната фарма, загубите поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.94.



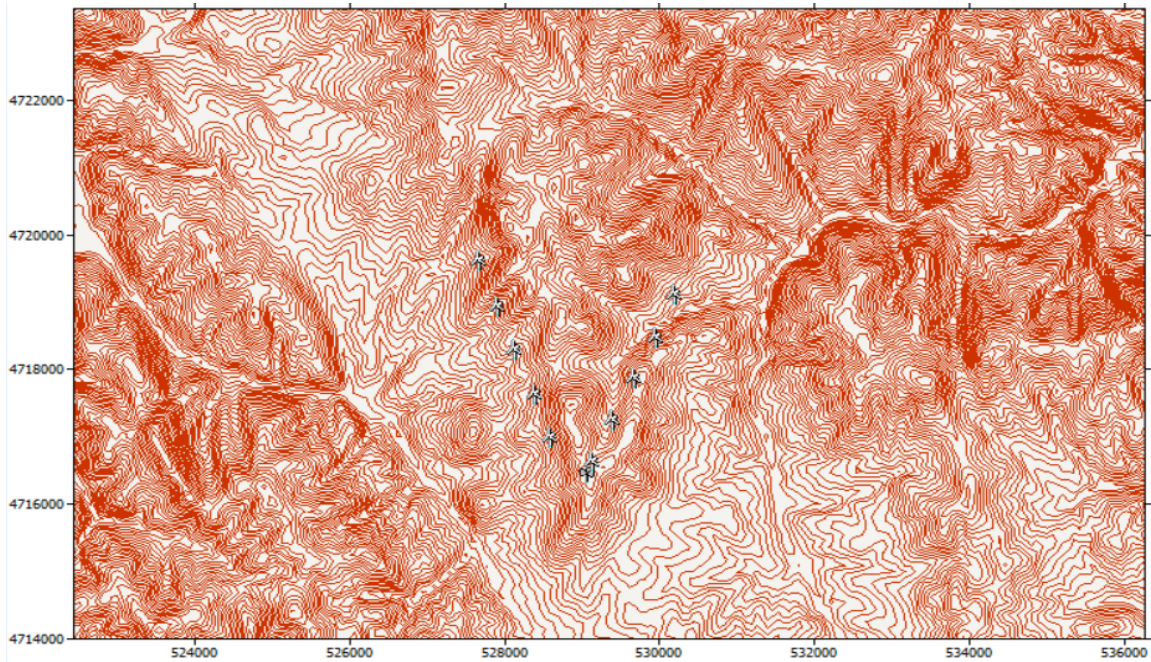
Слика 4.93. Распоред на ветерната фарма во М форма на растојание $5 \cdot D$ помеѓу турбините (Siemens)



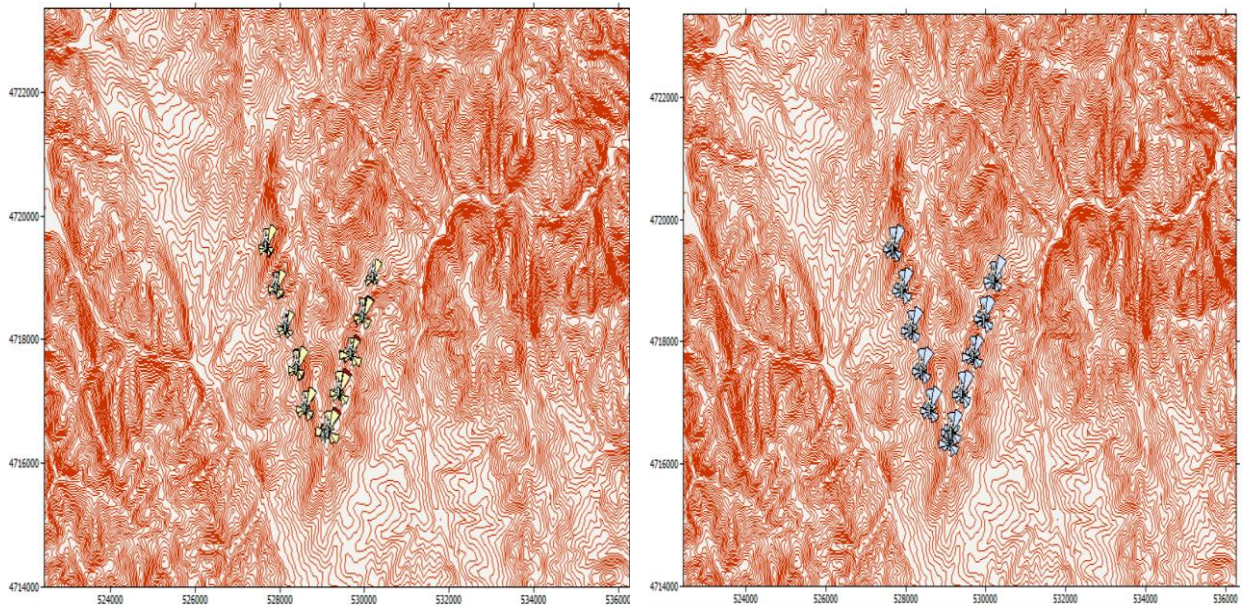
Слика 4.94. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот при распоред во М форма и растојание $5 \cdot D$

4.3.7.5. Анализа за распоред во форма V

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина на Siemens. Потоа, според дијаметарот се дефинира соодветното растојание помеѓу турбините при распоред во форма на буквата V, сл. 4.95. Понатаму, се прави пресметка и графичко претставување на нето годишното производство на енергија (AEP) од ветерната фарма, загубите поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сликата 4.96.



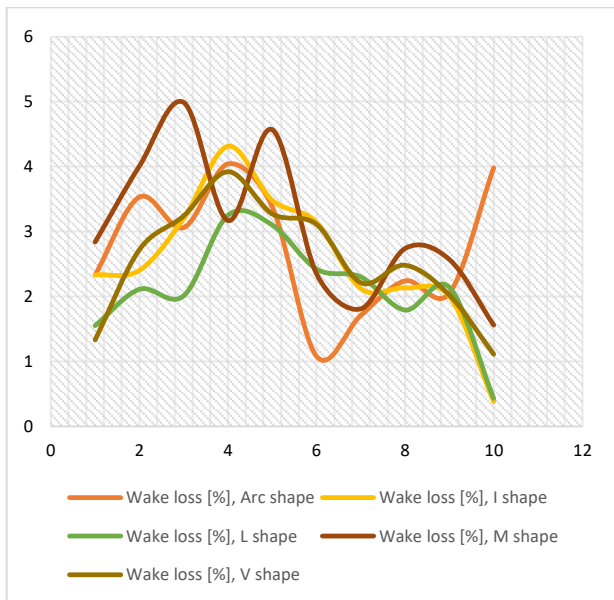
Слика 4.95. Распоред на ветерната фарма во форма V за $5 \cdot D$ растојание на турбините (Siemens)



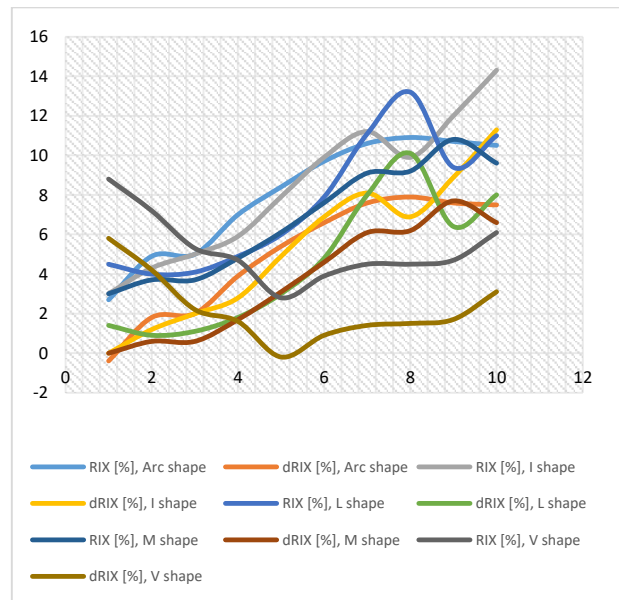
Слика 4.96. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот во V форма при растојание $5 \cdot D$

4.3.7.6. Споредбена анализа на резултатите за турбините на Siemens при растојание 5·D

Загубите поради ефектот на будење се презентирани на сл. 4.97, резимирани соодветно за секое сценарио. Споредено со конфигурациите со растојанија 2·D и 3·D помеѓу турбините, може да се забележи дека има значително намалување на загубите од ефектот на будење. Сепак, распоредот на турбините во ветропаркот во M форма се одликува со најголеми загуби. Значајни теренски индикатори за локацијата на турбините при секое сценарио се RIX и ΔRIX. Просечните вредности за нив се наведени на слика 4.98.

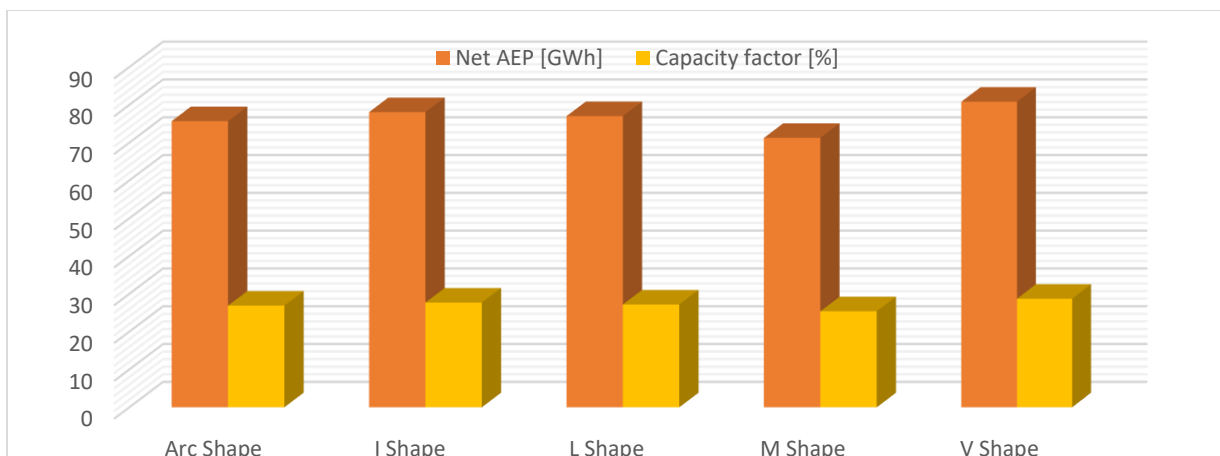


Слика 4.97. Загуби од ефектот на будење за секоја форма на распоред на турбините



Слика 4.98. RIX и ΔRIX во секое сценарио при 5·D растојание помеѓу турбините (Siemens)

За подобро согледување на варијациите помеѓу различните сценарија, на сл. 4.99 се прикажани промената на годишното производство на енергија и факторот на капацитет. Се забележува дека најмногу енергија ќе се произведе при распоред во V форма, а најмалку при распоред во M форма.

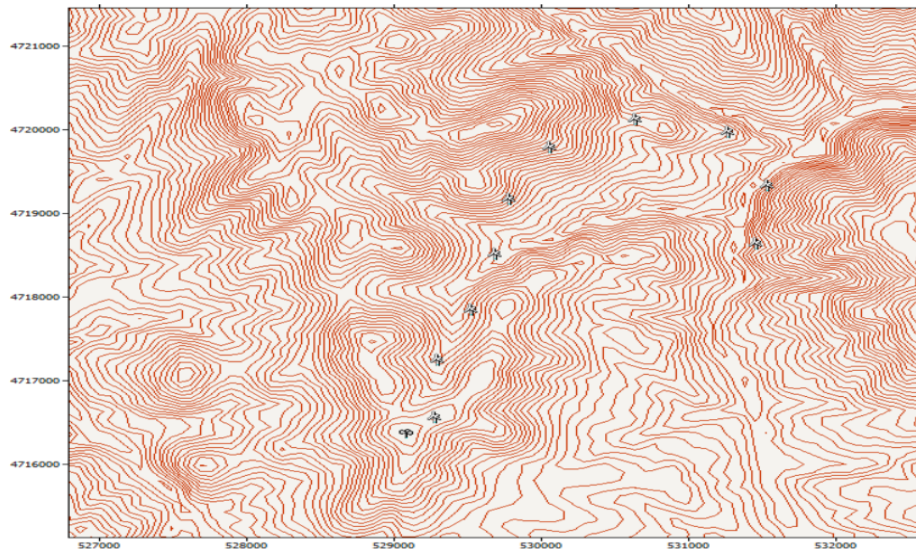


Слика 4.99. Годишно производство на енергија и фактор на капацит за секое сценарио, Siemens турбини

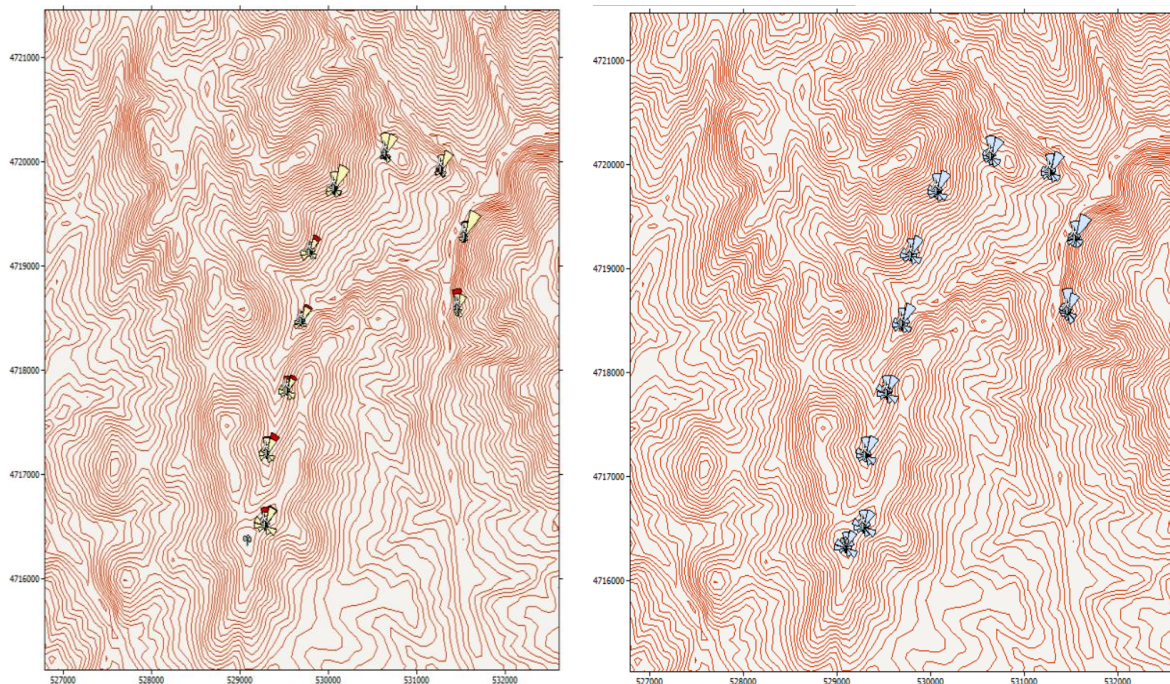
4.3.8. Анализа на турбина на General Electric за 5·D растојание

4.3.8.1. Анализа за распоред во форма на лак

Врз основа на карактеристиките на опремата, дадени од прозводителот (General Electric - GE), се одредува дијаметарот на лопатките за турбина со соодветна моќност. Според дијаметарот се одредува соодветно растојание помеѓу турбините при распоред во форма на лак, сл. 4.100. Следен чекор е пресметка и графичко претставување на нето годишното производство на енергија (AEP) од ветерната фарма, загубите поради ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.101.



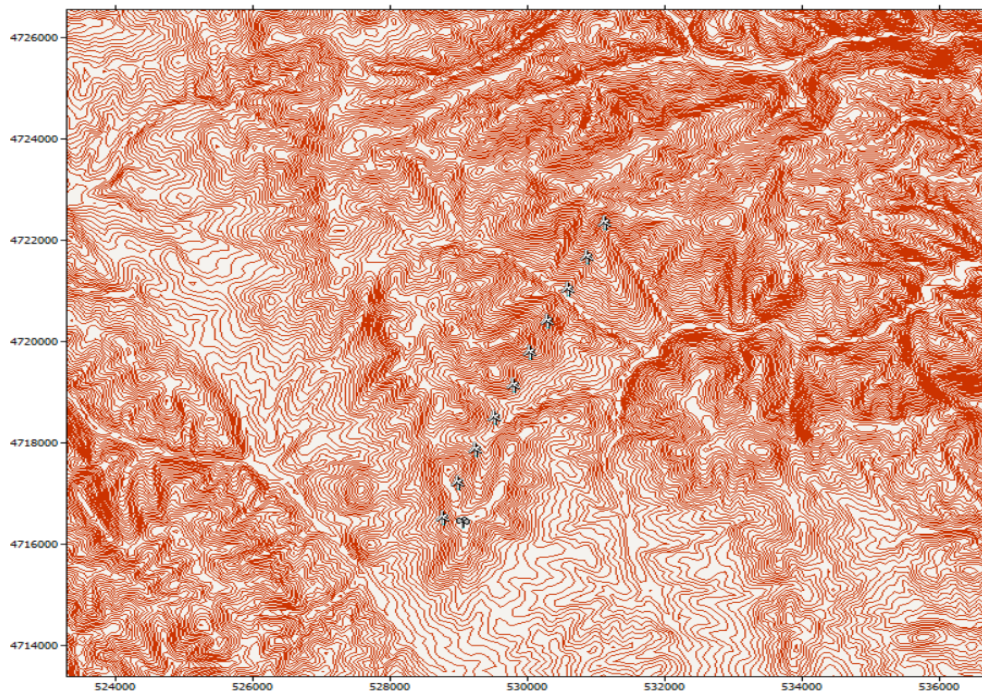
Слика 4.100. Распоред на ветерната фарма во форма на лак за 5·D растојание помеѓу турбините



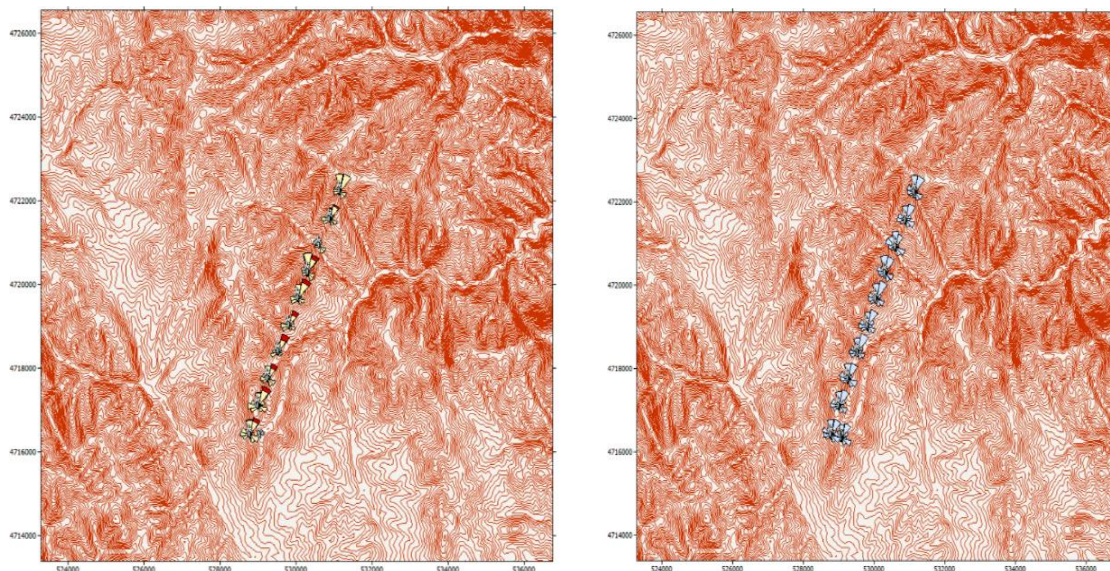
Слика 4.101. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот во форма на лакот при растојание 5·D

4.3.8.2 Analysis for I shape

Имајќи ги предвид техничките карактеристики на опремата, дадени од прозидовителот (GE), се одредува дијаметарот на лопатките за турбина, кој потоа се користи за дефинирање на растојанието помеѓу турбините при распоред во I форма, како што е прикажано на сл. 4.102. Следен чекор е пресметка и графичко претставување на нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.103.



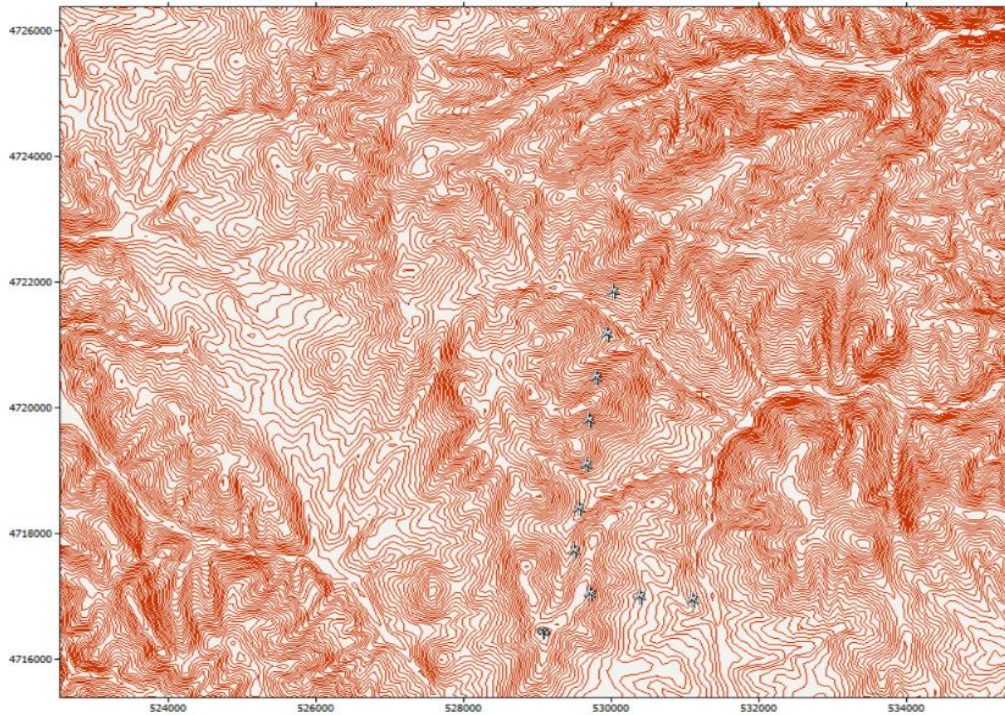
Слика 4.102. Распоред на ветерната фарма во форма I за $5 \cdot D$ растојание помеѓу турбините



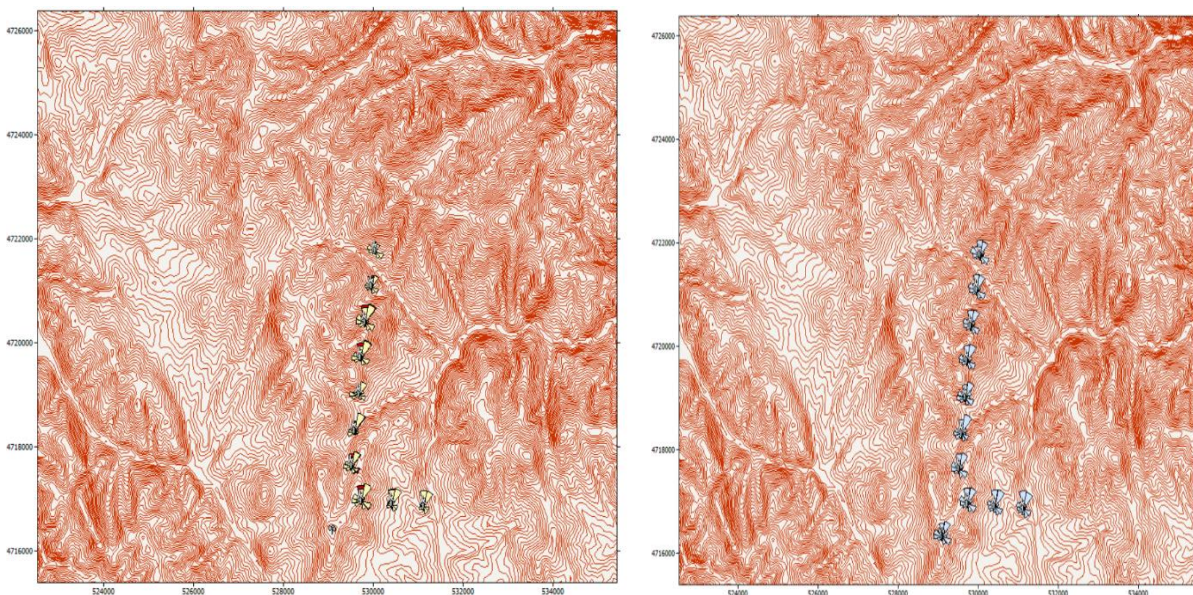
Слика 4.103. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот при распоред во форма I и растојание помеѓу турбините $5 \cdot D$

4.3.8.3. Анализа за распоред во форма L

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина на GE, од што произлегува соодветното растојание помеѓу турбините за распоред на фармата во L форма, сл.4.104. Следен чекор е пресметка и графичко претставување на нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.105.



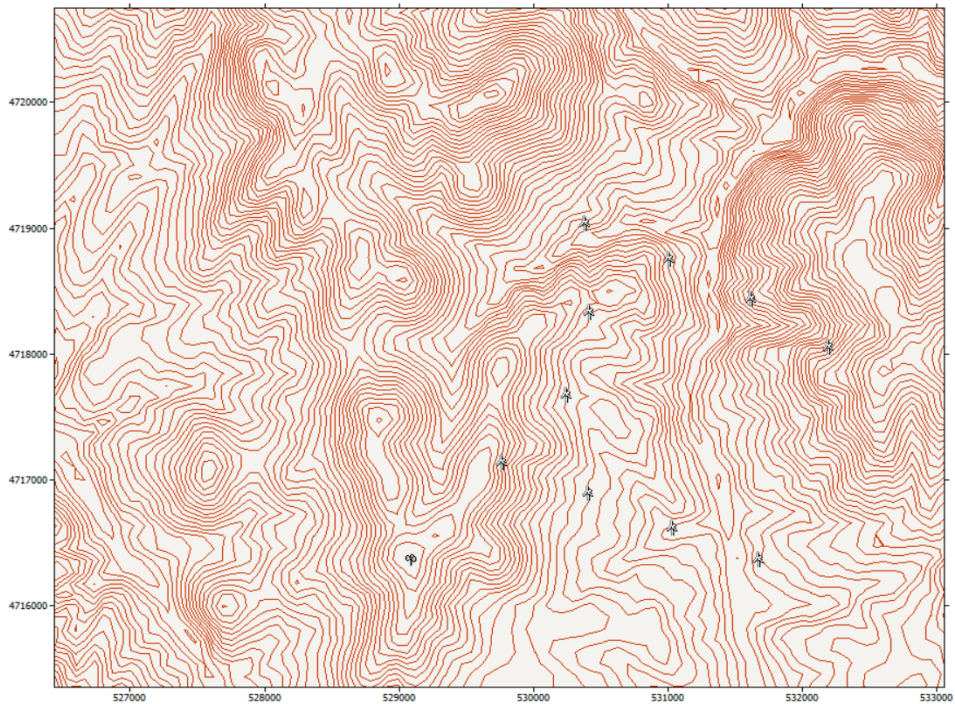
Слика 4.104. Распоред на турбините на ветерната фарма во форма L на растојание $5 \cdot D$



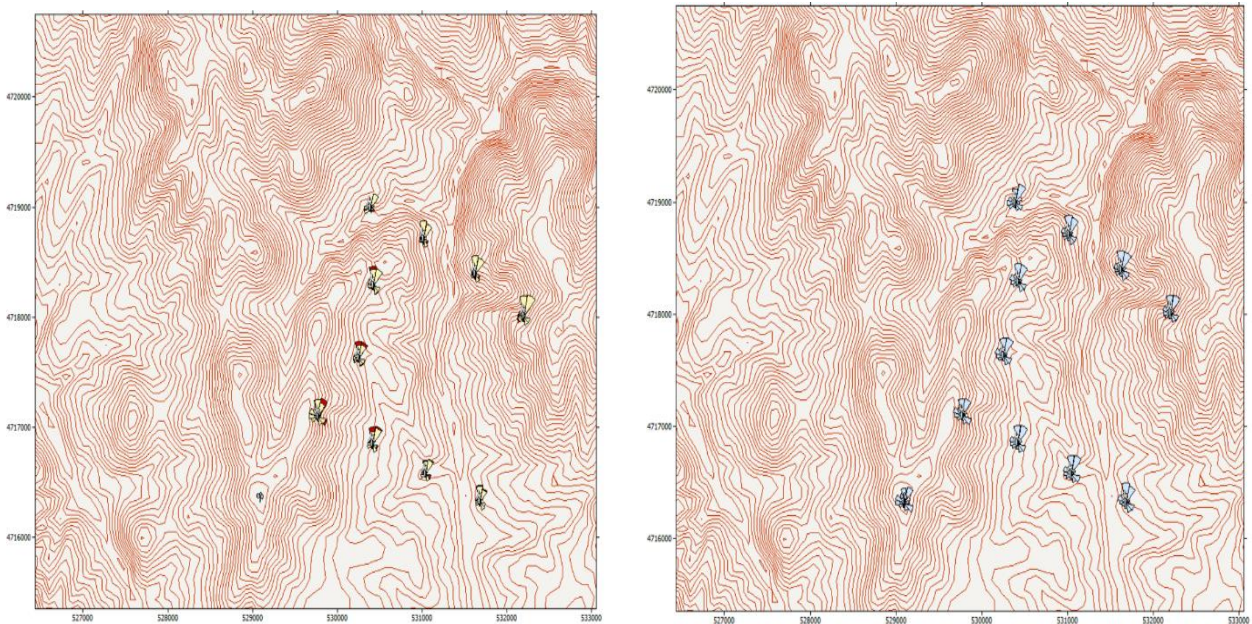
Слика 4.105. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот, при распоред на турбините во форма L на растојание $5 \cdot D$

4.3.8.3. Анализа за распоред во форма М

Од техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина на GE, што се користи за одредување на соодветното растојание помеѓу турбините при распоред во М форма, сл. 4.106. Понатаму се пресметуваат нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.107.



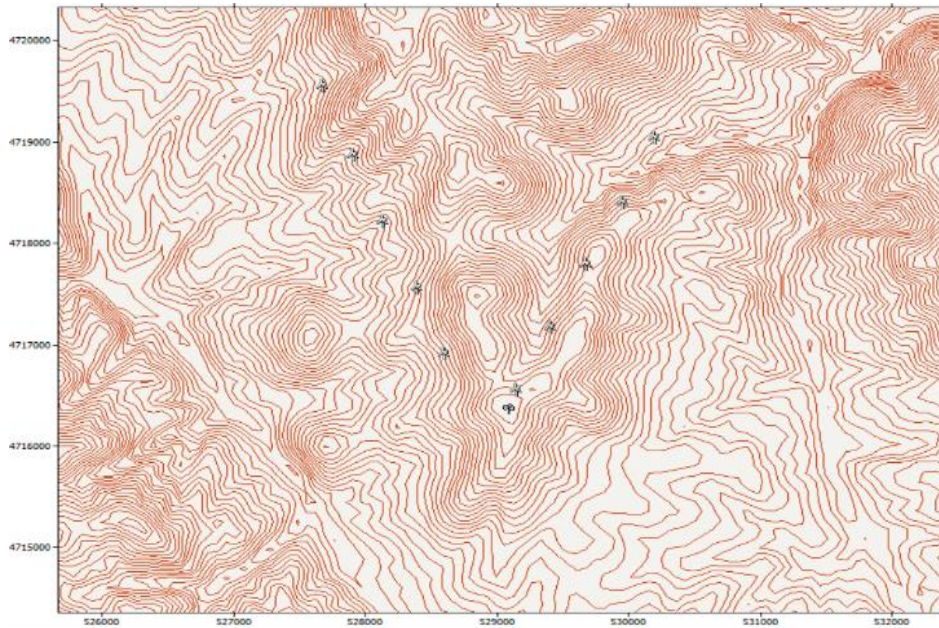
Слика 4.106. Распоред на турбините (GE) на фармата во форма М, при $5 \cdot D$ растојание



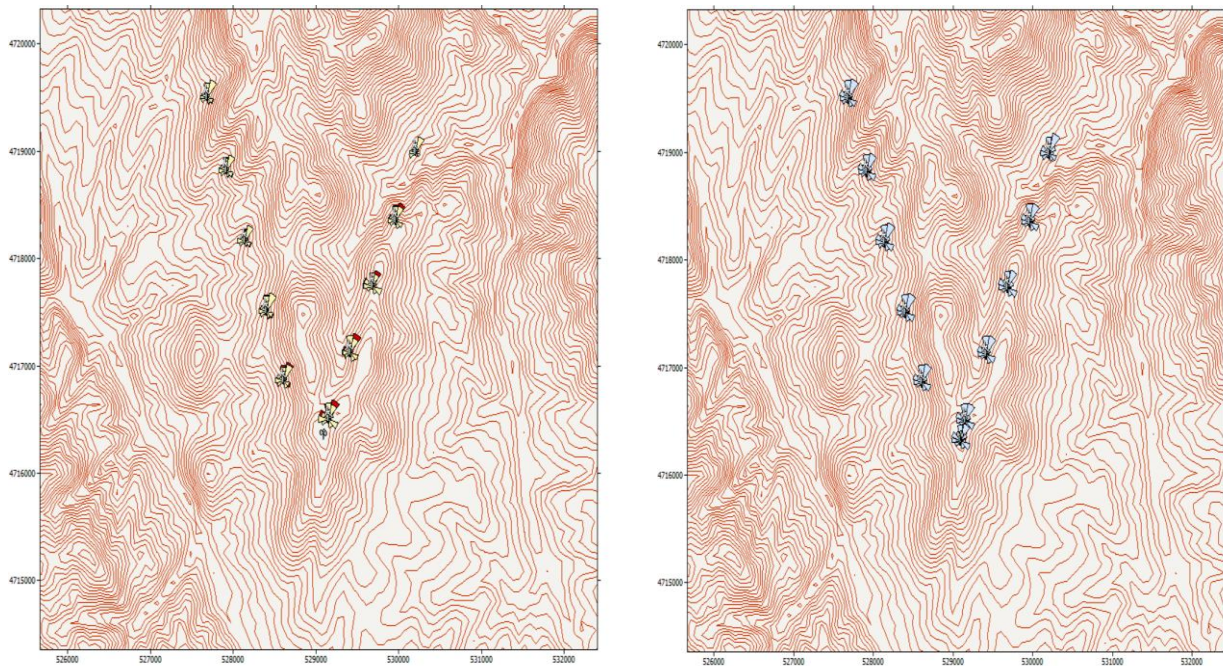
Слика 4.107. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот, распоред во форма L при растојание $5 \cdot D$ меѓу турбините

4.3.8.3. Анализа за распоред во форма V

Од техничките карактеристики на опремата, декларирани од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина на GE со соодветна моќност. Потоа дијаметарот се користи за дефинирање на растојанието помеѓу турбините при распоред во V форма, сл. 4.108. Следен чекор е пресметка на нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сликата 4.109.



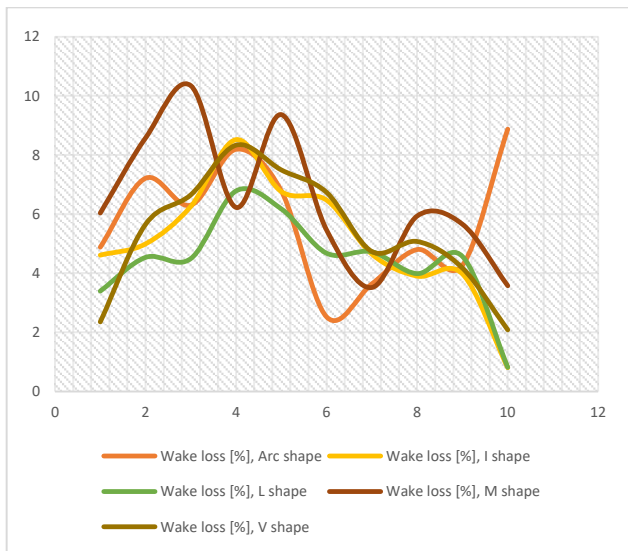
Слика 4.108. Распоред на турбините во форма V при растојание $5 \cdot D$



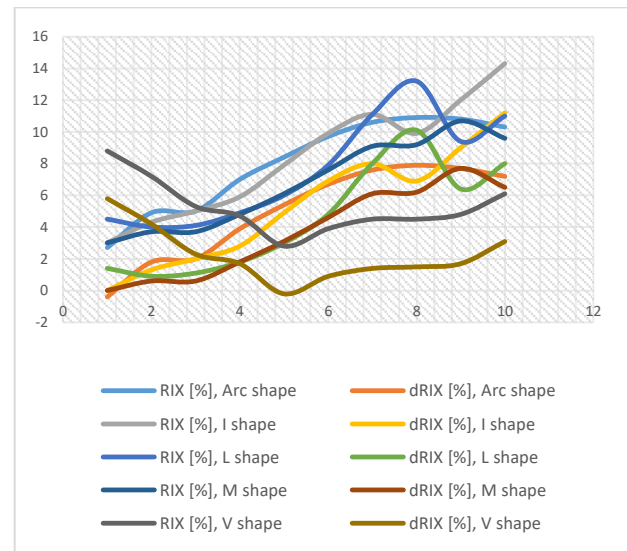
Слика 4.109. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот во форма V при растојание $5 \cdot D$

4.3.8.6. Споредбена анализа на резултатите за турбините на GE при растојание 5·D

Загубите поради ефектот на будење, соодветно за секое анализирано сценарио, се презентирани на сликата 4.110. Од споредбата со конфигурациите со растојанија 2·D и 3·D помеѓу турбините, и за овој тип турбина може да се констатира дека има намалување на загубите од ефектот на будење и повторно распоредот на турбините во ветропаркот во M форма се одликува со најголеми загуби. Важни теренски индикатори за локацијата на турбините при секое сценарио се RIX и ΔRIX, чии вредности се дадени на сл. 4.111.

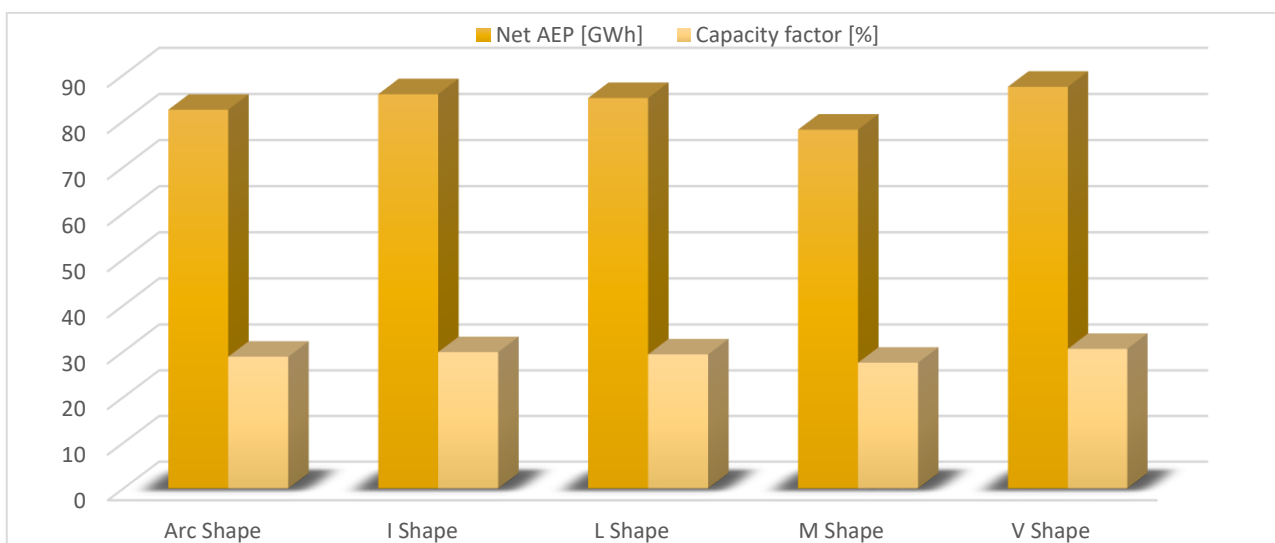


Слика 4.110. Загубите од ефектот на будење за секое сценарио при 5·D растојание, турбини GE



Слика 4.111. RIX и ΔRIX за секој распоред при 5·D растојание, турбини GE

Промената на загубите од ефектот на будење најдобро се изразува преку годишното производство на енергија и факторот на капацитет, кои за секое од наведените сценарија се дадени на сликата 4.112. Воглавно, вредностите за секое сценарио се приближни, освен за формата M. Ова важи како за годишното производство на енергија, така и за факторот на капацитет, но повторно, најмногу енергија се произведува во сценариото со распоред V.

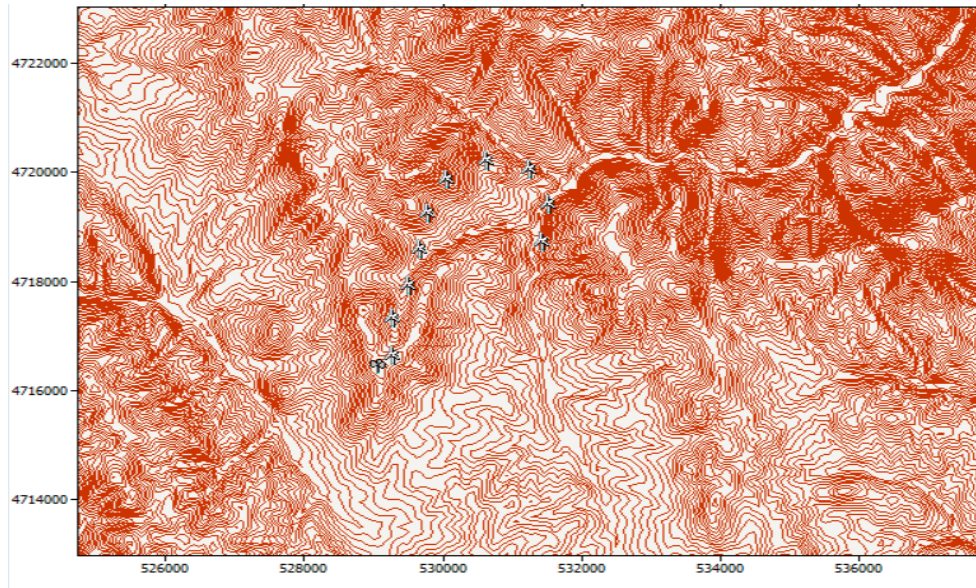


Слика 4.112. Годишно производство на енергија и фактор на капацитет, турбини GE, 5D

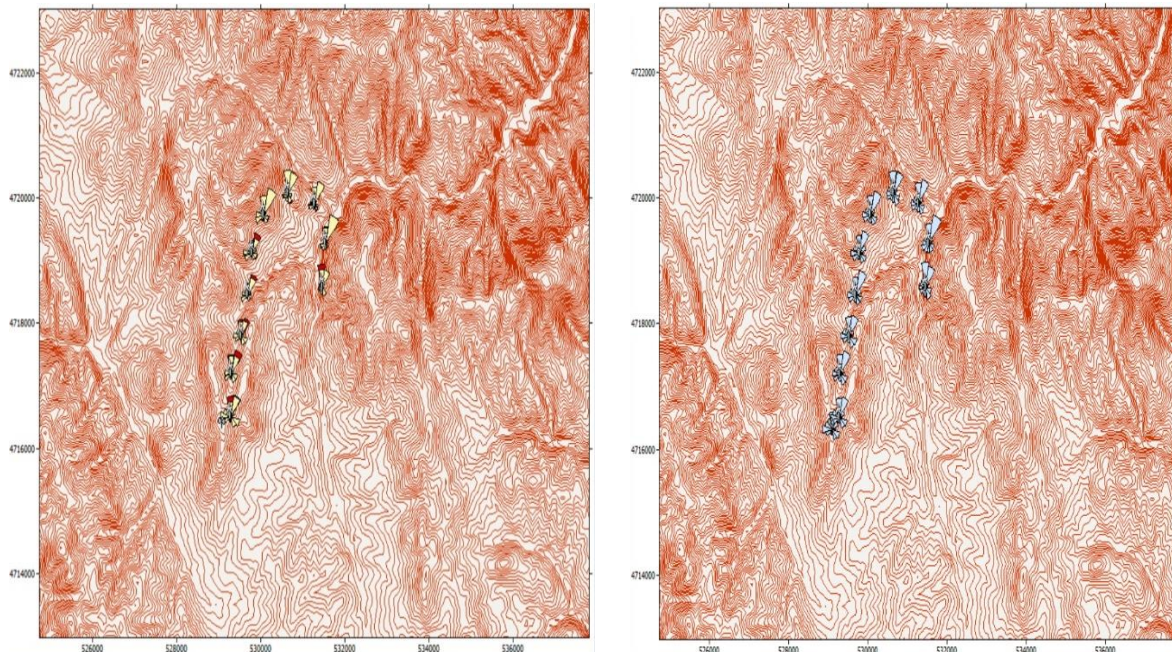
4.3.9. Анализа за турбини на Vestas поставени на меѓусебно растојание од $5 \cdot D$

4.3.9.1. Анализа за распоред во форма на лак

Врз основа на карактеристиките на опремата, декларирани од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина на Vestas со соодветен капацитет, а потоа се дефинира соодветното растојание помеѓу турбините при распоред во форма на лак, како на сл. 4.113. Следен чекор е пресметка на нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.114.



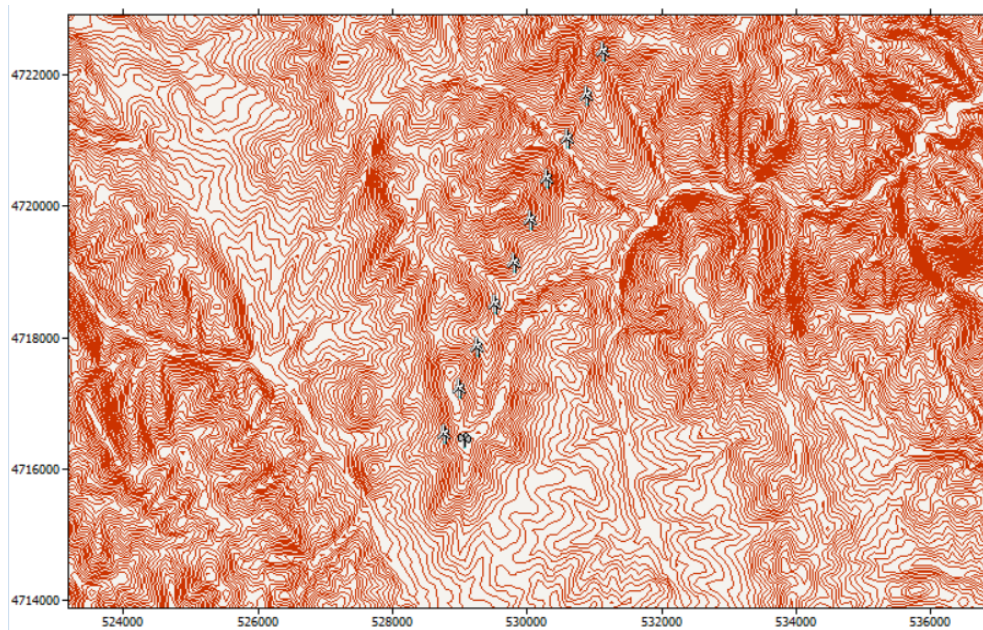
Слика 4.113. Распоред на ветерната фарма (Vestas турбини) во форма на лак за $5 \cdot D$ растојание



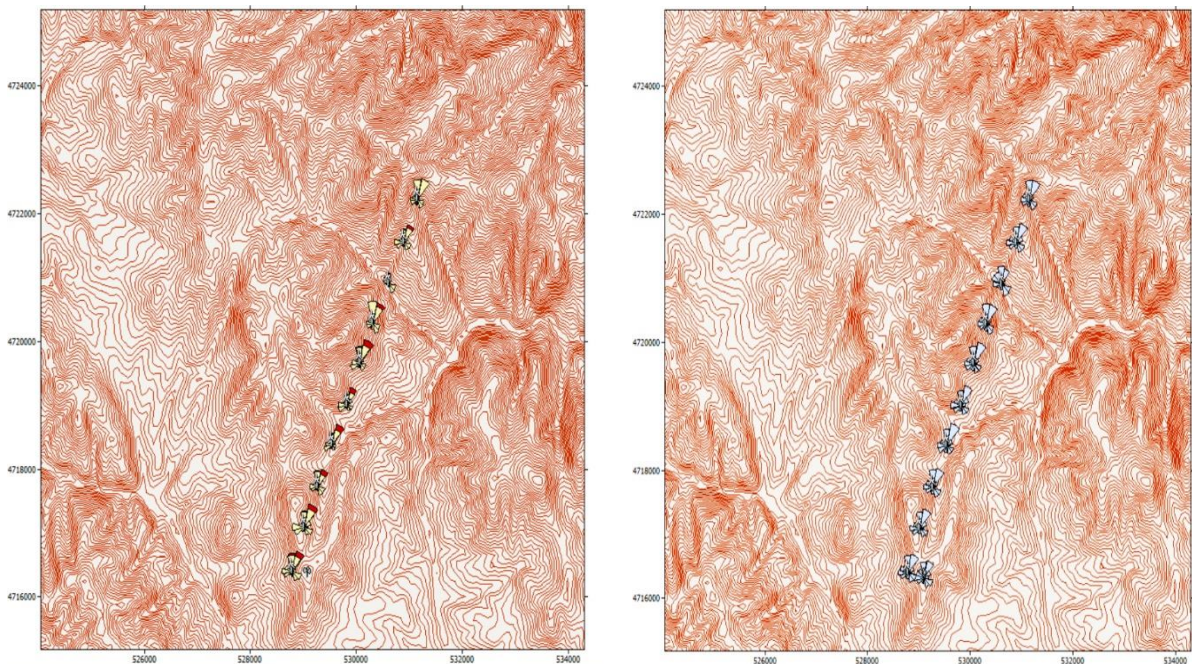
Слика 4.114. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот за распоред во форма на лак, при растојание $5 \cdot D$

4.3.9.2. Анализа за распоред во форма I

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина на Vestas. Потоа дијаметарот се користи за одредување на растојанието помеѓу турбините при распоред во I форма, сл. 4.115. Понатаму се прави пресметка на нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сликата 4.116.



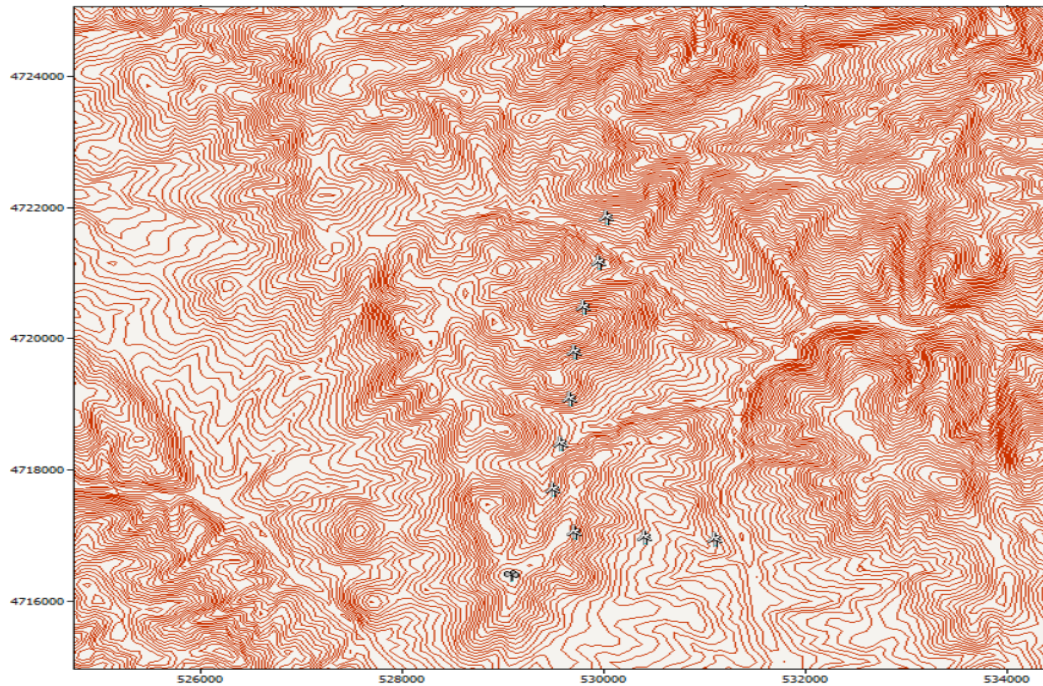
Слика 4.115. Распоред на ветерната фарма во форма I, за 5·D растојание



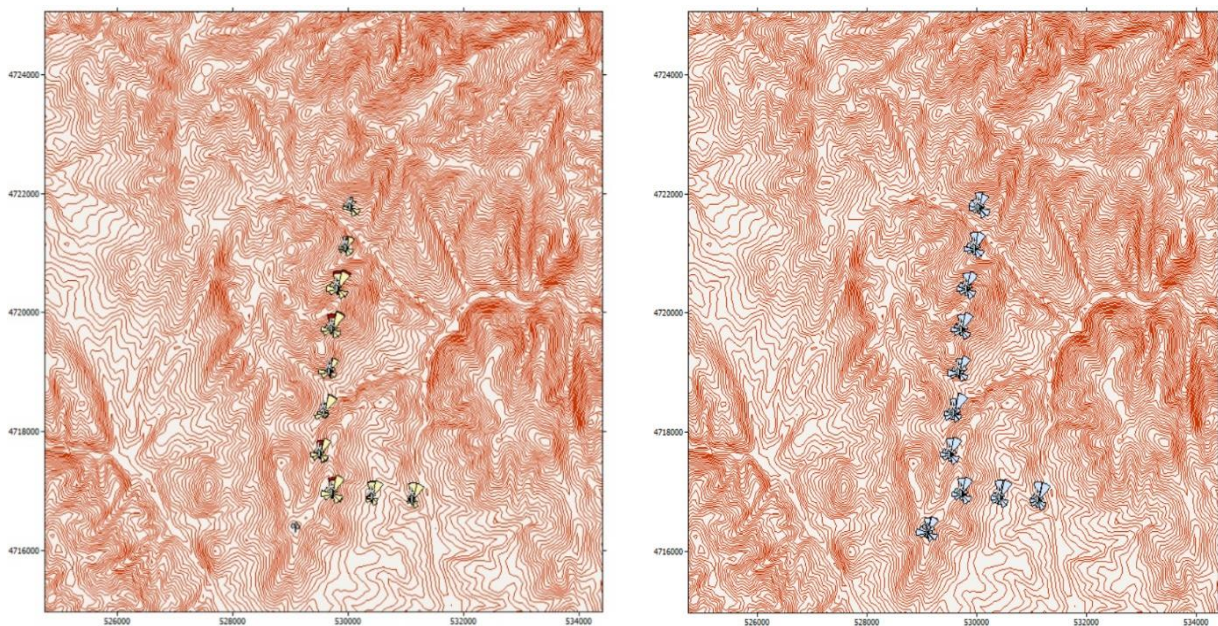
Слика 4.116. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на будење и предвидена фреквенција на ветерот при распоред на турбините во форма I и растојание 5·D

4.3.9.3. Анализа за распоред во форма L

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, наведени од страна на производителот (Vestas), се одредува дијаметарот на турбинските лопатки, кој потоа се користи за дефинирање соодветното растојание помеѓу турбините при распоред во L форма, слика 4.117. Понатаму, се пресметува нето годишното производство на енергија од ветерната фарма, загубите поради ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.118.



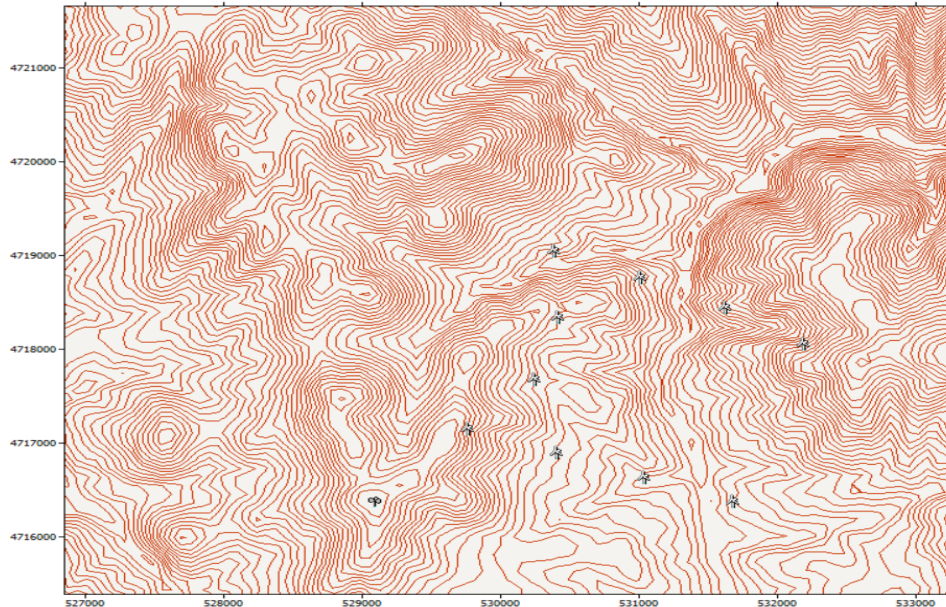
Слика 4.117. Распоред на ветерната фарма во форма на буквата L за растојание $5 \cdot D$



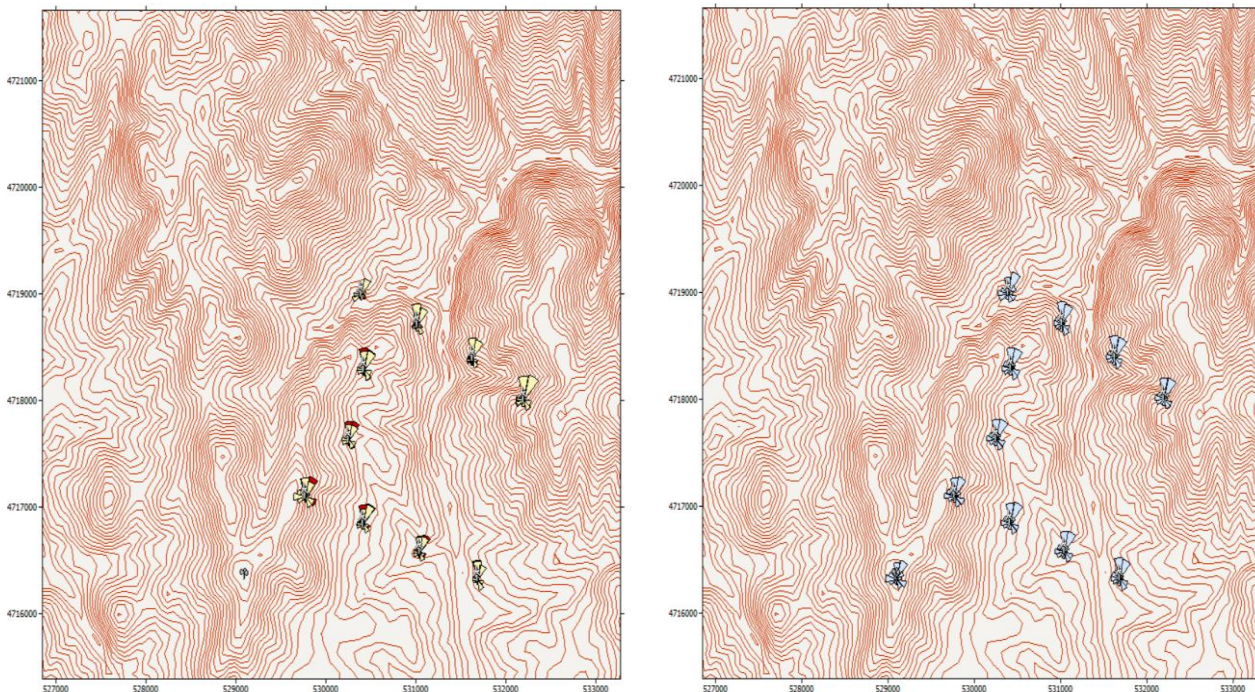
Слика 4.118. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот во форма L при растојание $5 \cdot D$

4.3.9.3. Анализа за распоред во форма М

Според карактеристиките на опремата, декларирани од производителот, се одредува дијаметарот на лопатките за турбина (Vestas), по што тој се користи за дефинирање соодветно растојание помеѓу турбините при распоред во М форма, сл. 4.119. Потоа се пресметуваат нето годишното производство на енергија од фармата, загубите поради ефектот на буђење и фреквенцијата на ветерот, а резултатите се дадени на сл. 4.120.



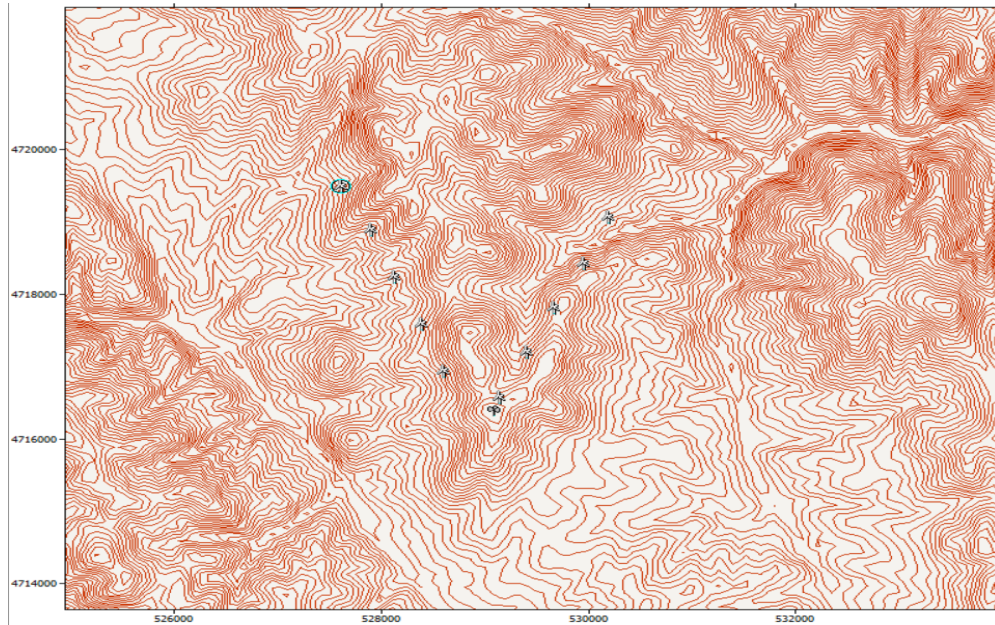
Слика 4.119. Распоред на ветерната фарма со турбини Vestas на растојание $5 \cdot D$, форма М



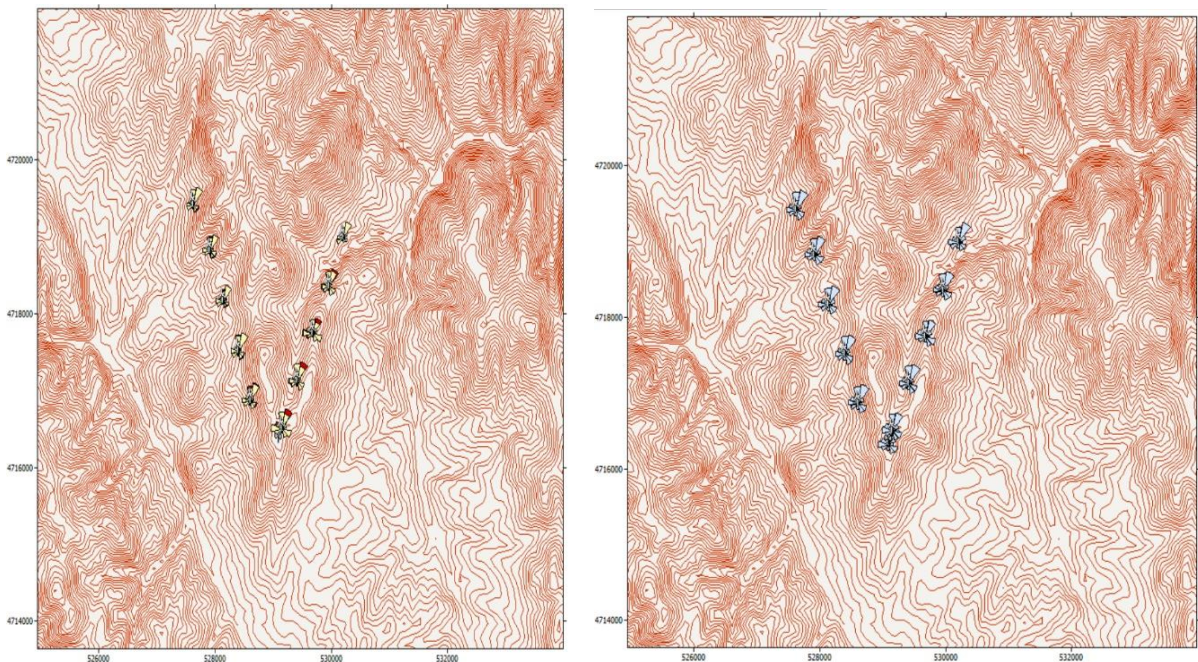
Слика 4.120. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буђење и предвидена фреквенција на ветерот во форма М при растојание $5 \cdot D$

4.3.9.5. Анализа за распоред во форма V

Врз основа на техничките карактеристики на опремата, дадени од прозиводителот Vestas, се одредува дијаметарот на лопатките за турбината, кој се користи за дефинирање на растојанието помеѓу турбините при распоред во V форма, сл. 4.121. Потоа се пресметуваат нето годишното производство на енергија од ветропаркот, загубите поради ефектот на буење и фреквенцијата на ветерот, а резултатите се прикажани на сл. 4.122.



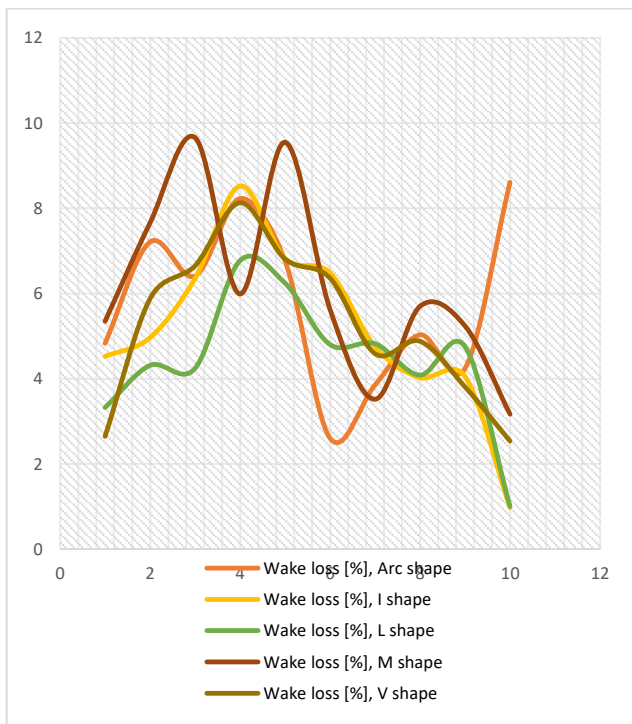
Слика 4.121. Распоред на турбините во форма V на растојание $5 \cdot D$



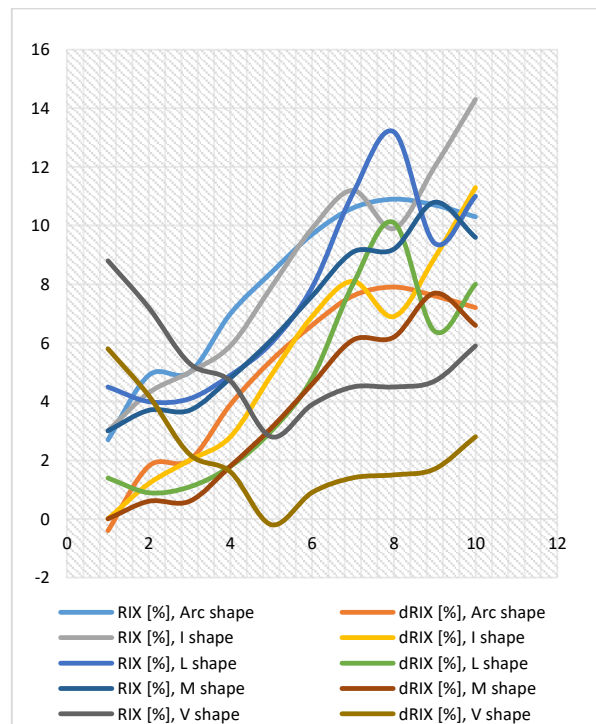
Слика 4.122. Годишно производство на енергија, загуби од ефектот на буење и предвидена фреквенција на ветерот во форма V при растојание $5 \cdot D$

4.3.9.6. Споредбена анализа на резултатите за турбините на Vestas при растојание 5·D

На сликата 4.123 се прикажани загубите поради ефектот на будење, соодветно за секое анализирано сценарио. Иако станува збор за поголемо растојание помеѓу турбините, односно 5·D, констатациите што се однесуваа за претходните случаи се валидни и овојпат. Генерално, загубите поради ефектот на будење се намалуваат во споредба со конфигурациите со растојанија 2·D и 3·D помеѓу турбините, но повторно најголеми се при распоред во форма M. Од споредбата со конфигурациите со растојанија 2·D и 3·D помеѓу турбините, и за овој тип турбина може да се констатира дека има намалување на загубите од ефектот на будење и повторно распоредот на турбините во ветропаркот во M форма се одликува со најголеми загуби. Најмалите вредности за секоја од десетте турбини се добиени при поставување во форма L. Споредбата помеѓу вредностите добиени при овие распореди е прикажана на слика 4.123. Значајни индикатори за локацијата на турбините при секое сценарио се RIX и Δ RIX. На сл. 4.124 се покажани промените на индексот на нерамнини (грубост) и промената на истиот индекс (RIX и Δ RIX) за секоја турбина и секое сценарио. Ова важи за сите можни распореди кои беа дискутирани досега.

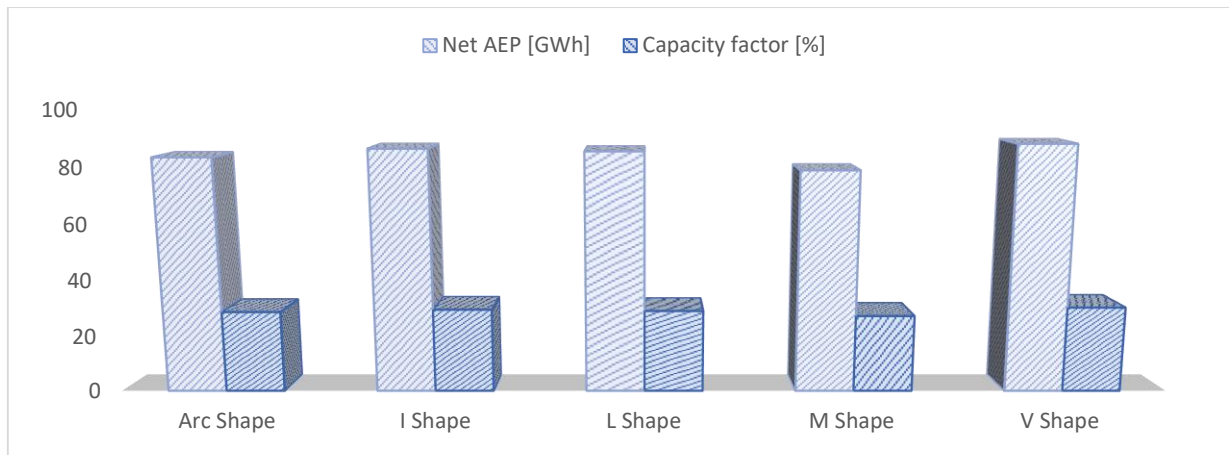


Слика 4.123 Загуби од ефектот на будење за турбините на Vestas при растојание 5·D



Слика 4.124. Промена на RIX и Δ RIX за секое сценарио

Разликата во годишното производство на енергија од едно до друго сценарио е покажана на слика 4.125, која покажува дека најголемо годишно производство има при распоред во форма V и форма I. Другите методи на поставување се карактеризираат со приближно еднакви вредности.

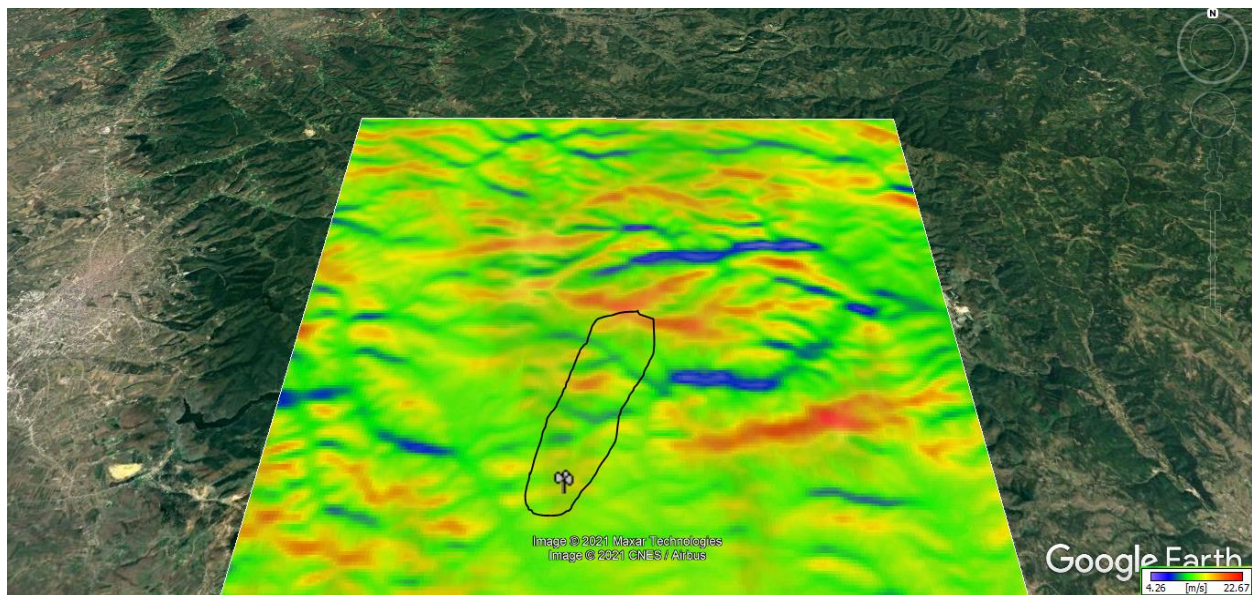


Слика 4.125. Годишно производство на енергија и фактор на капацитет

Пропорционално, најголема загуби од ефектот на буђење има во сценариото со поставеност на турбините во форма М, така што ова сценарио се карактеризира и со најмало производство на енергија.

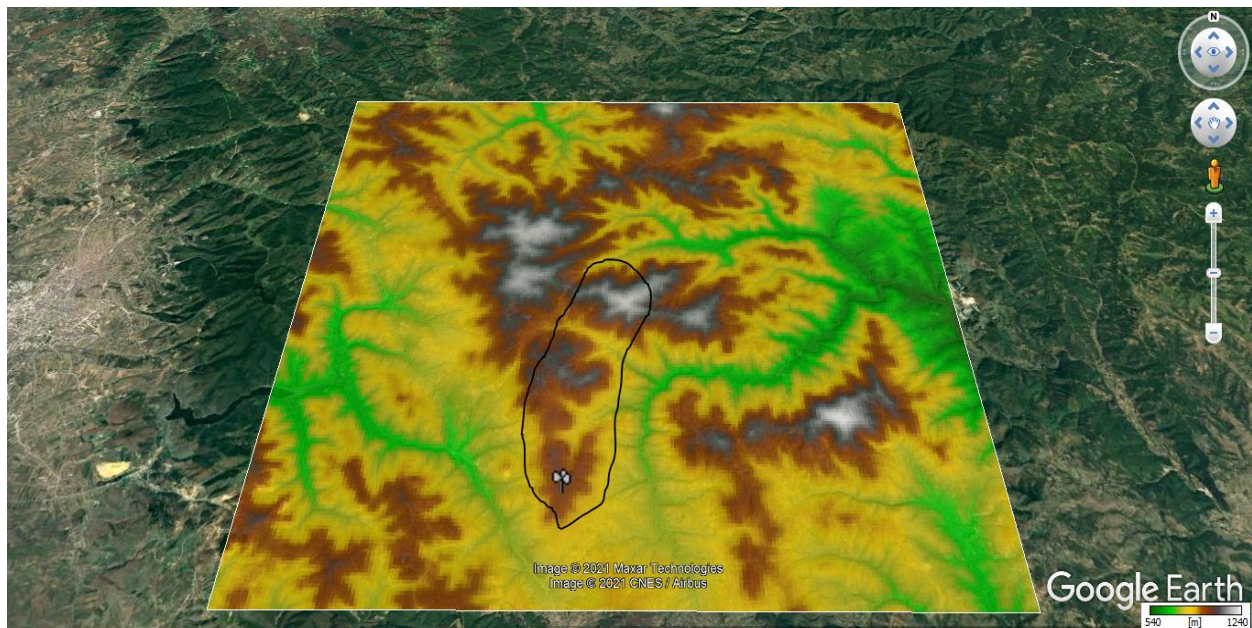
4.4. Анализа на теренот со примена на софтверот WasP

Во областа на проучување се анализираат параметрите што имаат клучно значење за пресметката. Во таа насока се опфатени параметрите на теренот, како што се kota, закосувања и наклон на теренот. На сликата 4.126 е прикажана просечната брзина во m/s за теренот што се разгледува при највисоката точка на мерењата, 84 m над почвата.



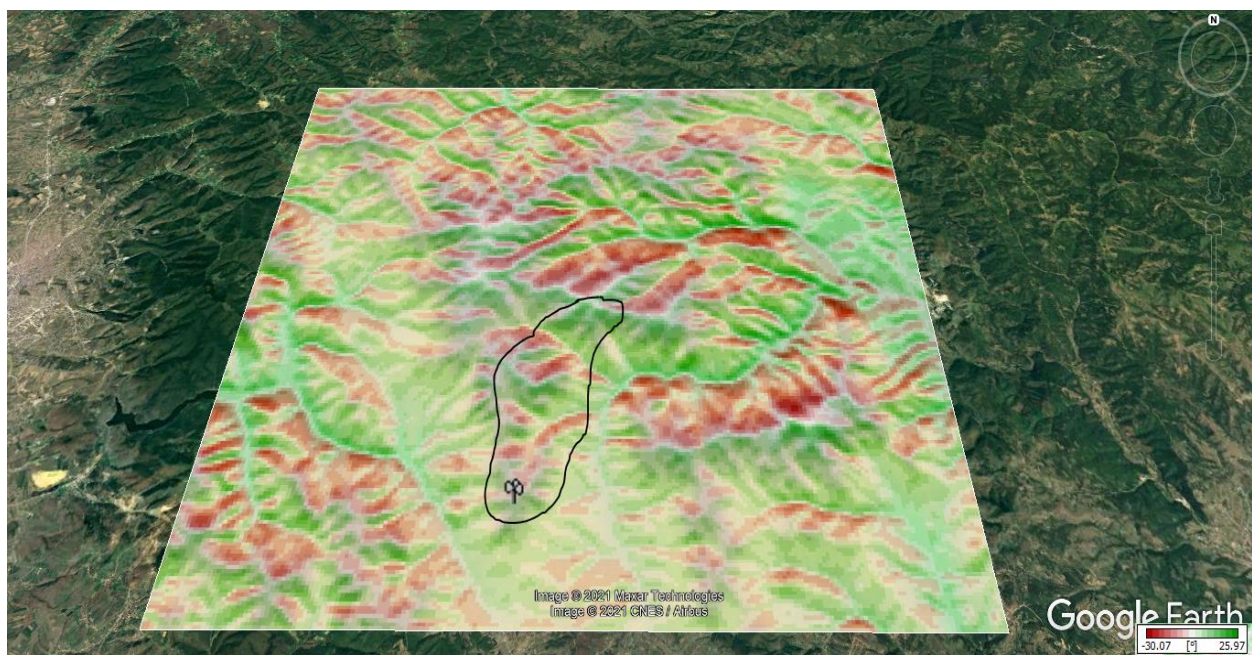
Слика 4.126. Брзина на ветерот на теренот на ветропаркот, во m/s.

Како што беше споменато погоре, за теоретските и теренските анализи, многу важен елемент е надморската височина на теренот, бидејќи таа влијае врз брзината и густината на воздухот. Ова е претставено на слика 4.127.



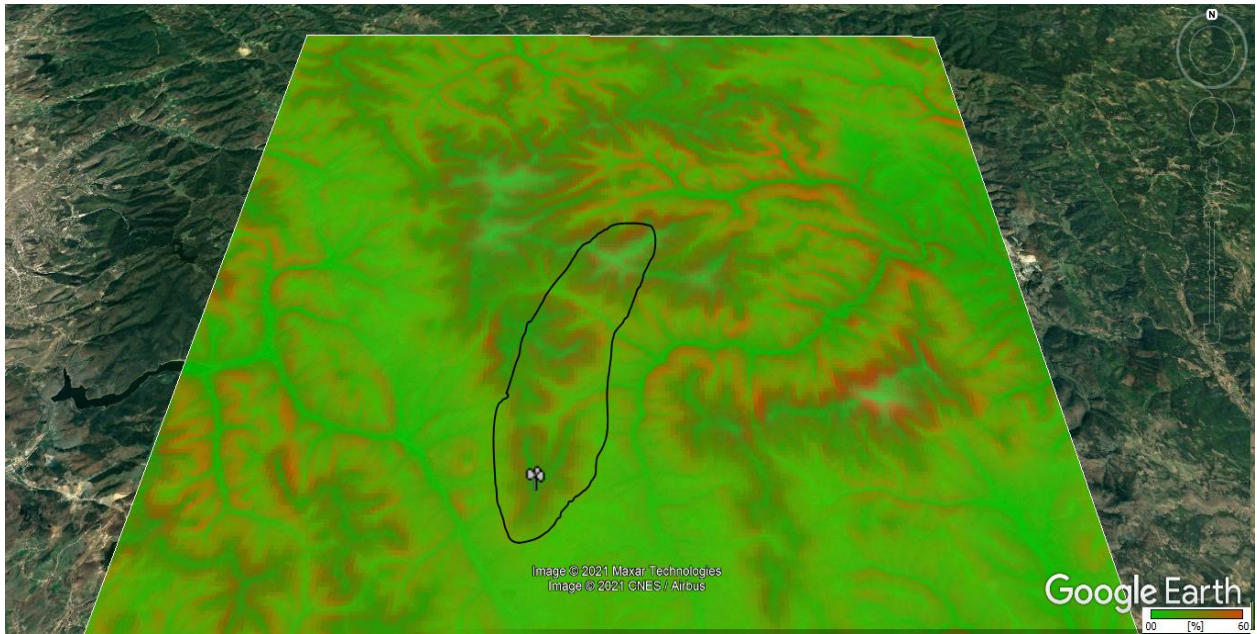
Слика 4.127. Надморска висина на теренот на ветропаркот Козница, во m

Покрај тоа, закосеноста на теренот е многу важна компонента за предметната анализа во оваа теза. Тоа е поврзано со неопходноста за справување со комплексен планински терен, што дополнително ја усложнува работата. Илустрација за наклонот на теренот е прикажана на слика 4.128.



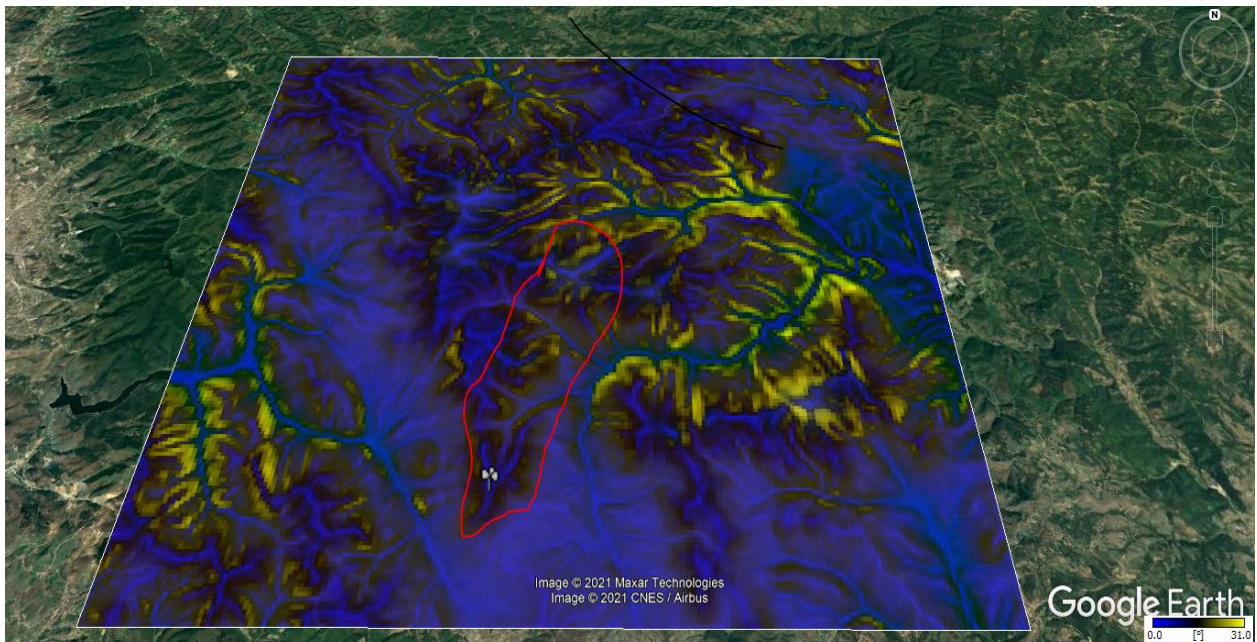
Слика 4.128. Закосеност на теренот на ветропаркот Козница, во степени

Наклонот, односно нагорните и надолните на теренот на ветропаркот се прикажани преку сликата 4.129. Може да се види дека промената на наклонот е во рангот од 0 до 60%.



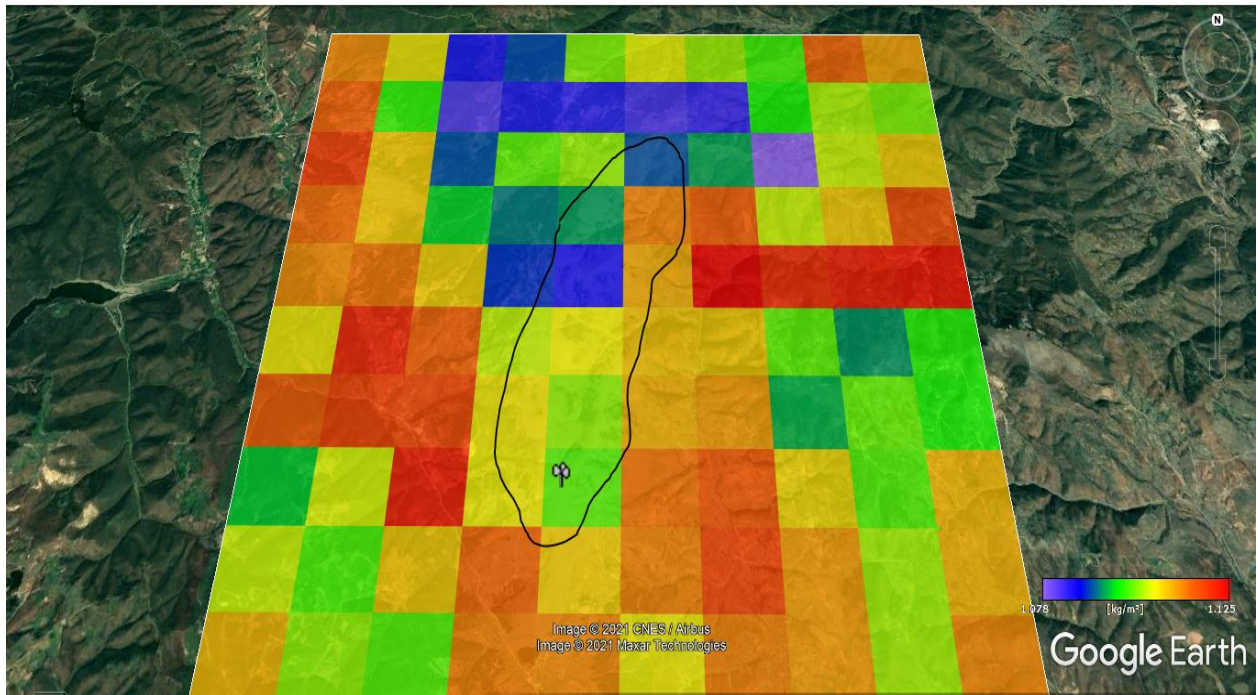
Слика 4.129. Наклон на теренот Козница, во %

Промената на аголот на наклон (во степени) на теренот е прикажана на сликата 4.130. Аголот на наклон има високи вредности кои се секако директно поврзани со комплексноста на изведбата, но и со енергијата што се испорачува од ветропаркот на излезот.



Слика 4.130. Промена на аголот на наклон, во степени

Многу важен параметар за анализата е густината на воздухот. Ова термофизичко својство има директно влијание врз излезната енергија, односно е во директна пропорција со моќноста и излезната енергија. Неговите вредности се движат од 1,075 до 1,125 kg/m³ низ целиот терен што се разгледува како што е прикажано на слика 4.131.



Слика 4.131. Густина на воздухот на Козница

Карактеристиките на планинскиот терен, меѓу другото, може да се согледаат од сликата 4.132, кадешто се претставени орографските промени, што е особено застапено на планинските терени.

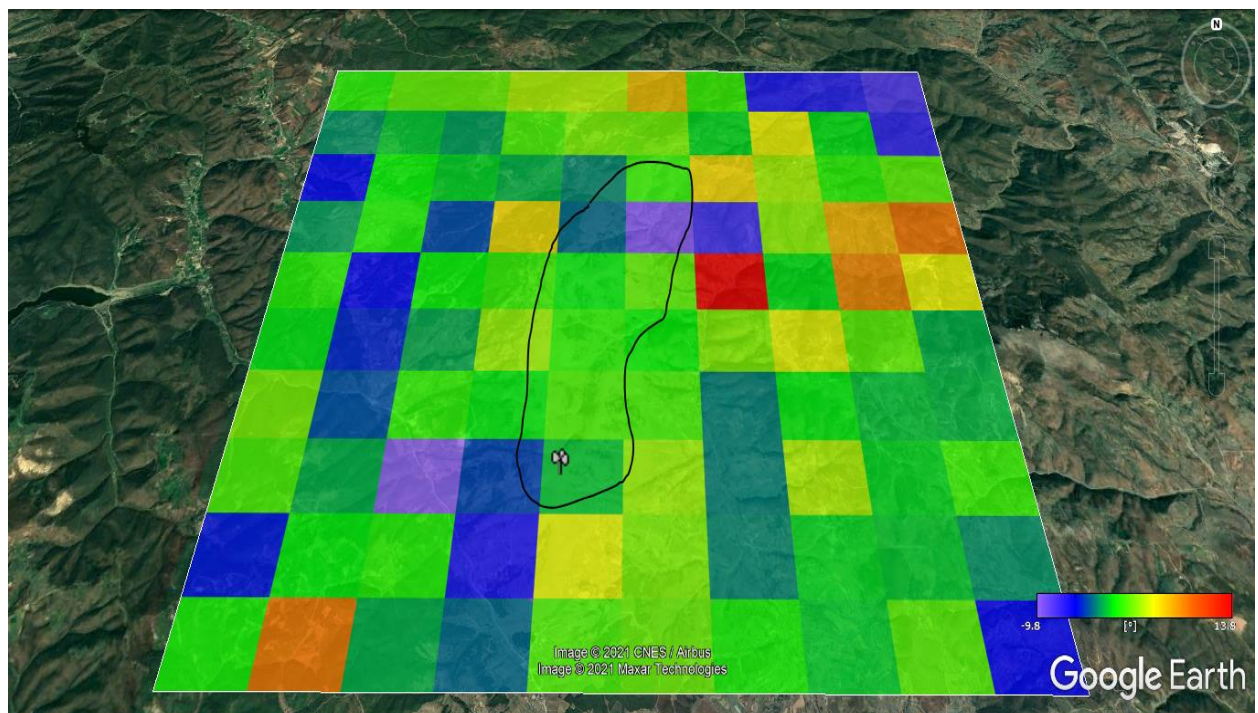
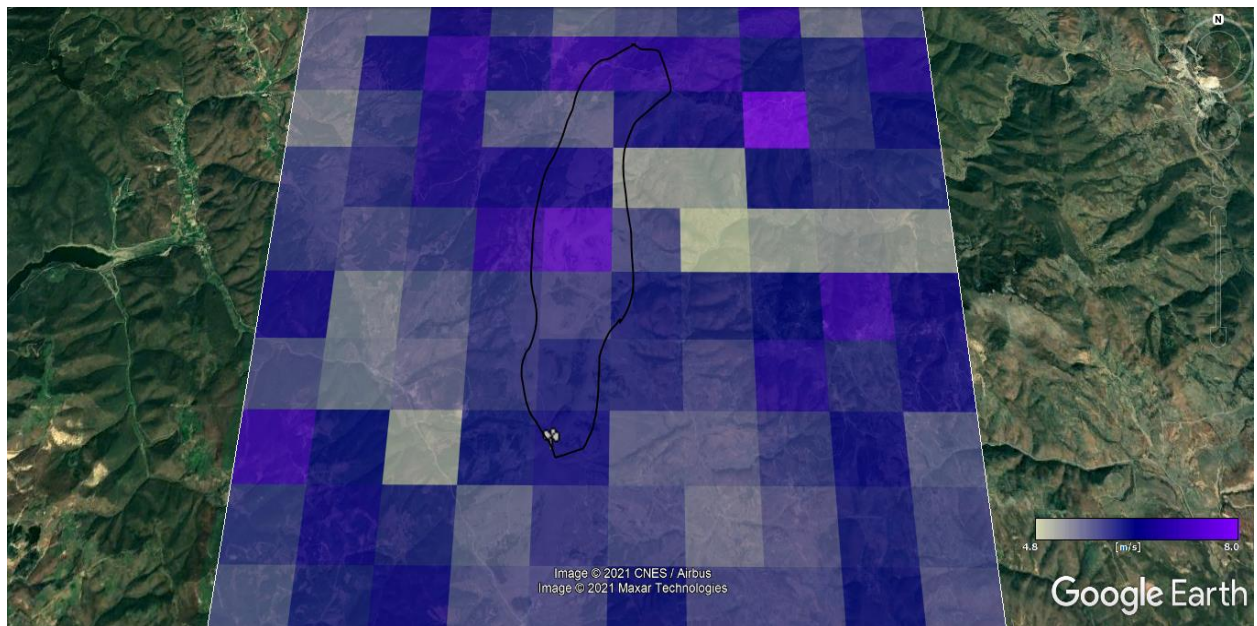


Figure 4.132. Орографски карактеристики на теренот Козница

Во поглавјето 5 се претставени просечните вредности на Вајбуловите параметри за Козница. Во таа насока, на слика 4.133 е претставена промената на овие параметри низ полето. Просечните вредности на параметарот „с“ се движат од 4.8 до 8 m/s.



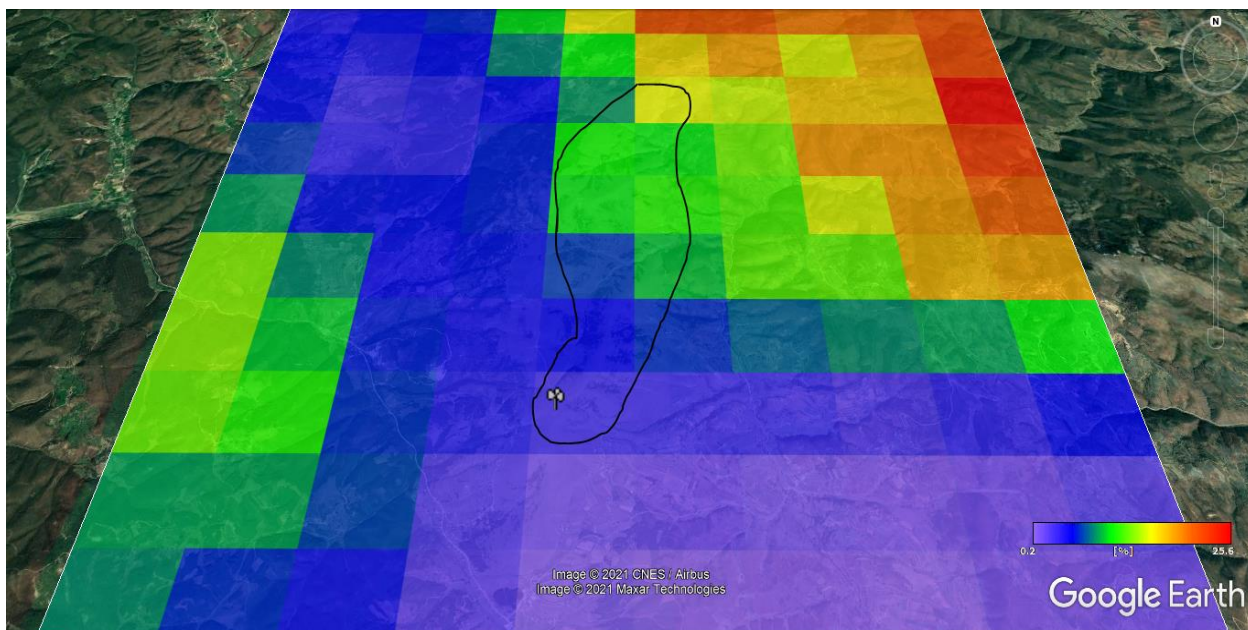
Слика 4.133. Параметар c , според Weibull

На сличен начин е направена и анализата на факторот на формата k за целиот терен. Овој параметар е исто така анализиран во истиот дел како факторот c , но во контекст на анализата на карактеристиките на ветерот и пример на добиени резултати е прикажан на слика 4.134.



Слика 4.134. Фактор на формата k , според Weibull

Во рамките на ова поглавје се анализира вредноста на индексот на нерамност (Ruggedness Index) и поврзаниот индикатор на перформанси од една турбина до друга за секое сценарио. Тие се претставени преку следните шеми како на слика 4.135.



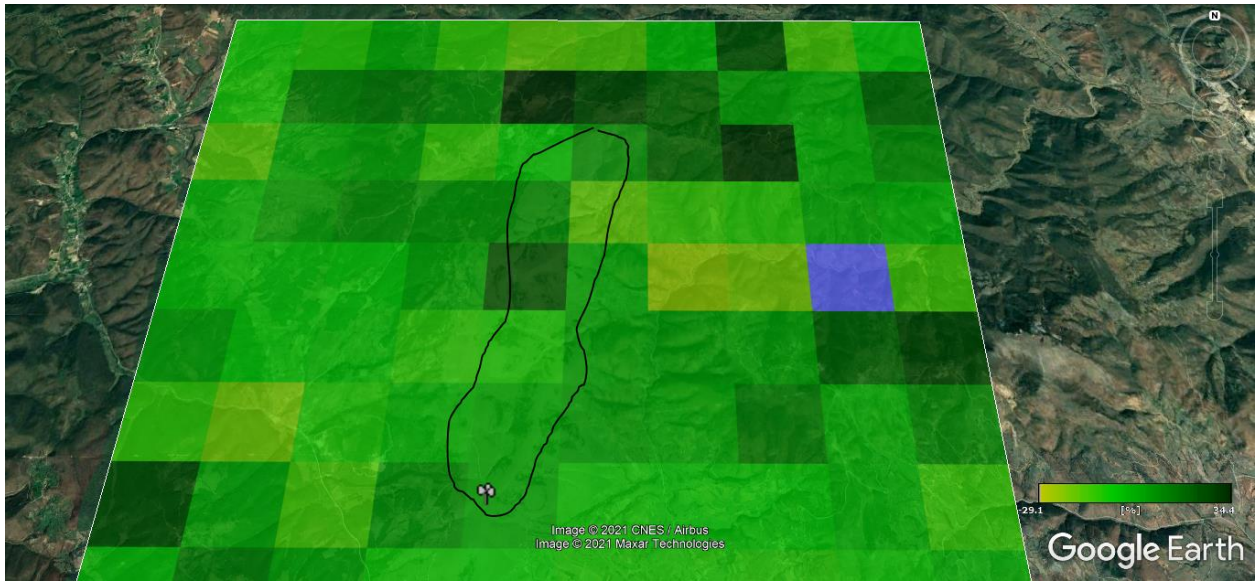
Слика 4.135. Вредност на индексот на нерамност (или грубост) (RIX) низ теренот на Козница

Прикажаниот фактор ΔRIX за теренот започнува од негативната вредност -2,9 и го достигнува максимумот 22,6, во проценти. Ова е претставено на слика 4.136.



Слика 4.136. Дистрибуција на факторот RIX на локацијата Козница

Во однос на стабилноста на работата на постројката, овие вредности на ΔRIX се наоѓаат во рамките на прифатливото. Тоа значи дека може да се констатира дека нерамнотиите (грубоста) на теренот немаат битно негативно влијание врз генерираната енергија. Влијанието на теренот врз вкупната просечна брзина на ветерот е претставено преку орографската брзина на ветерот која е прикажана на сликата 4.137. Од приказот може да се види дека вредноста на орографската брзина на ветерот е речиси иста низ целиот терен што се разгледува.



Слика 4.137. Орографска брзина на ветерот на локацијата Козница (во %)

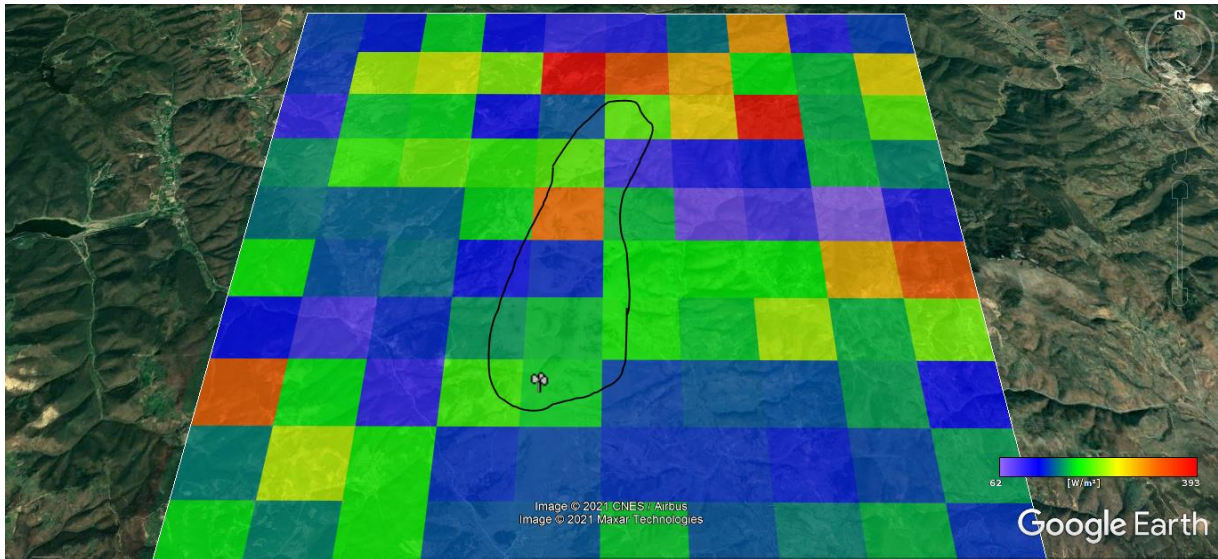
Главниот параметар за кој се врши анализата е просечната брзина на ветерот и нејзината промена. Просечната вредност на брзината на ветерот е поголема на повисоките точки и се намалува одејќи кон пониските. Низ теренот може да се смета дека брзината е променлива во секој дел. Но, во секој дел има тенденција да се достигне одредена максимална брзина која ќе ја користат турбините. Приказот на профилот на брзината на ветерот долж теренот што е предмет на анализа е даден на слика 4.138.



Слика 4.138. Средна брзина на ветерот за сите сектори кај Козница, во m/s

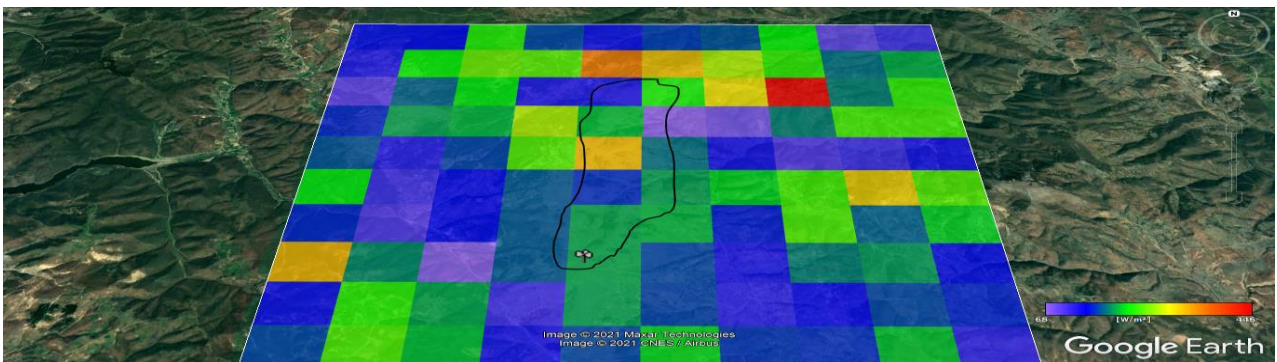
Уште еден параметар, кој е многу важен во однос на одржливоста и потенцијалот на една ветерна фарма, е енергетската густина на ветерот. Ова е поврзано со брзината, така што е во директна корелација со брзината на тоа место, но најрелевантен начин е прикажувањето преку густината на моќноста, што важи за секоја промена без разлика колку е мал теренот

што е подложен на анализа. Затоа, оваа промена е претставена за секој сектор од можниот правец на ветерот на дадената локација.

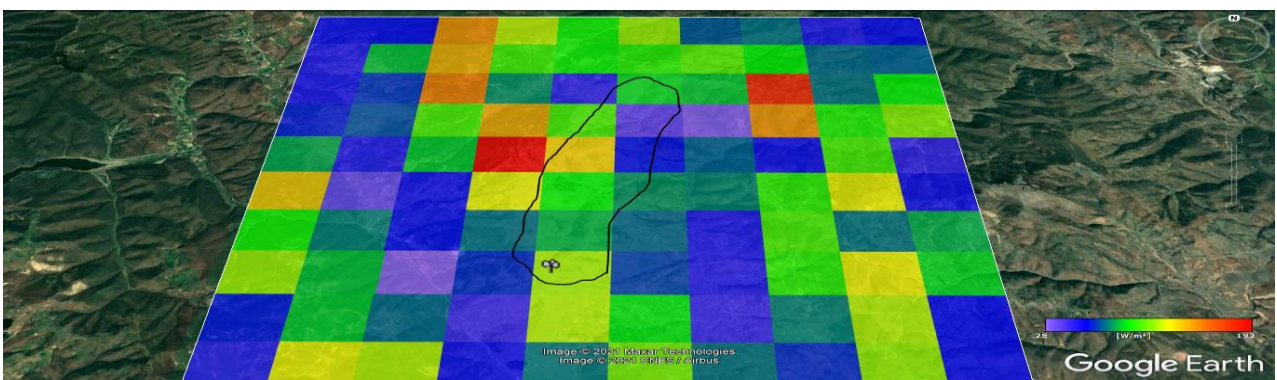


Слика 4.139. Густина на моќноста на ветерот во Козница за сите сектори (за 360°)

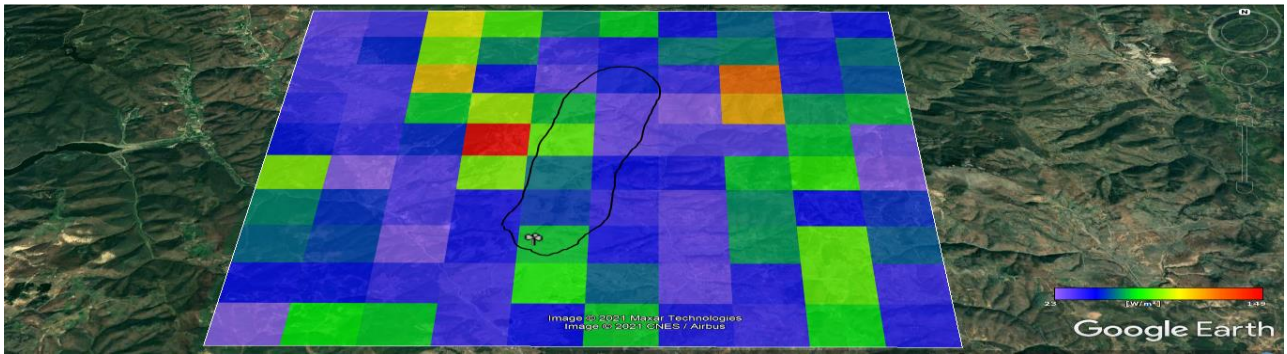
Со оглед на важноста на густината на моќноста на ветерот и фактот што ветерот, покрај промената на интензитетот, ја менува насоката, се наметнува потребата да се изврши анализа на овој параметар на секои 30 степени. Резултатите се прикажани на сликите од 4.140-4.150.



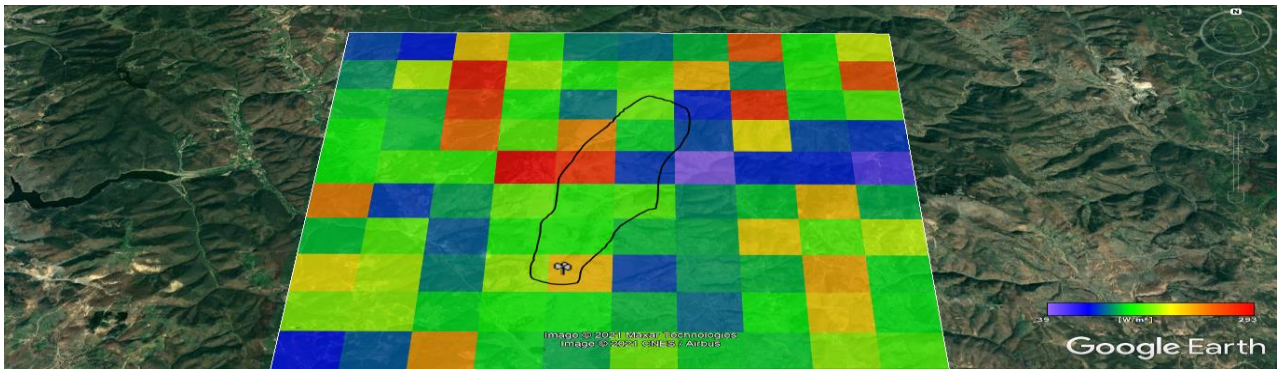
Слика 4.140. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 30°



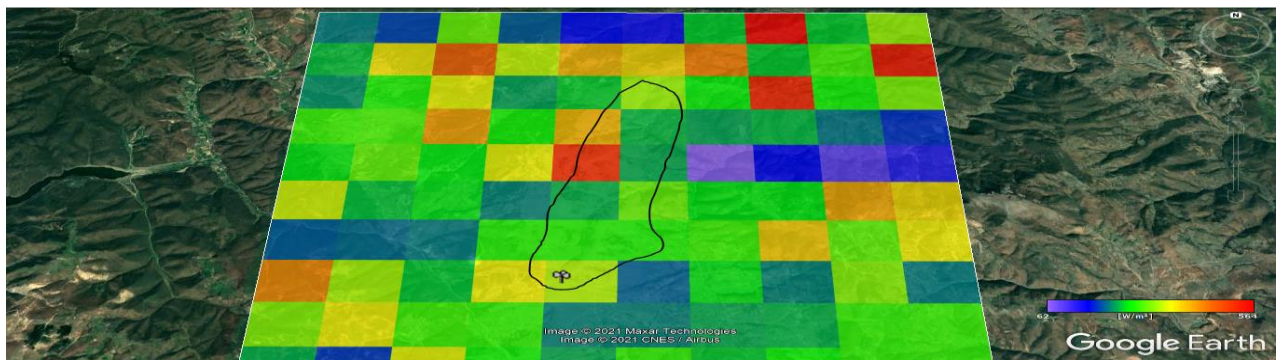
Слика 4.141. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 60°



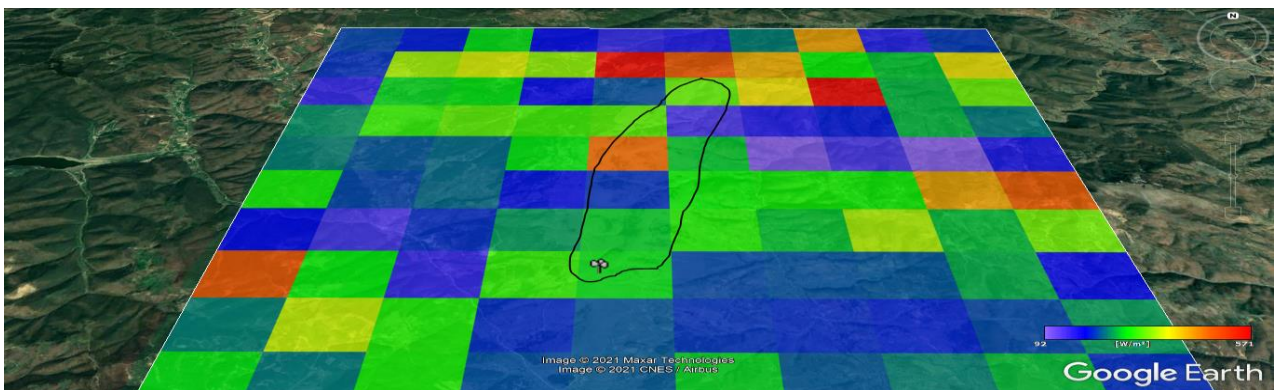
Слика 4.142. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 90°



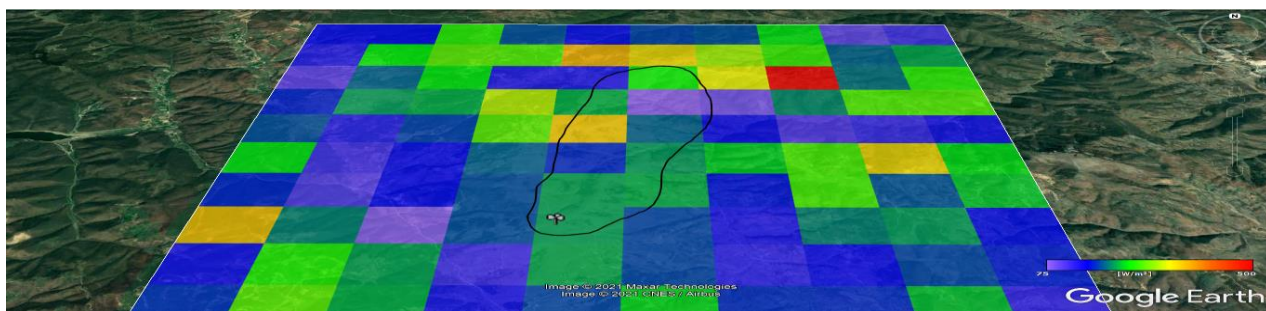
Слика 4.143. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 120°



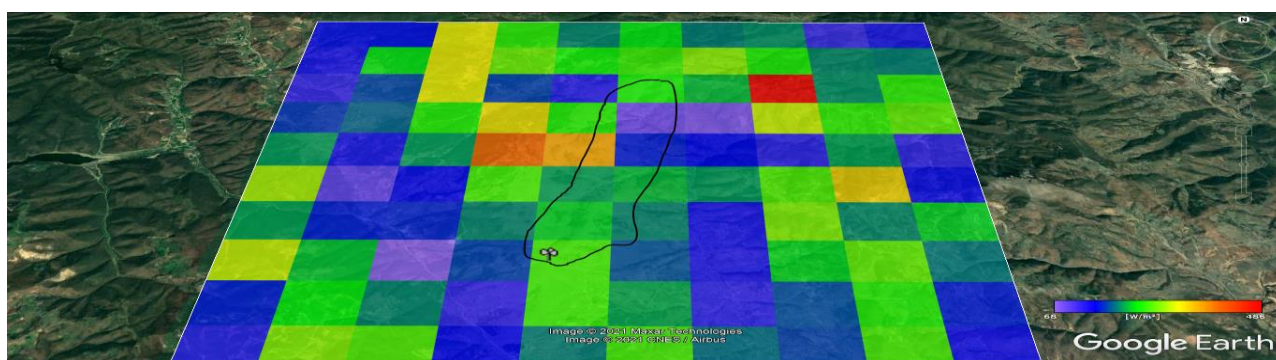
Слика 4.144. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 150°



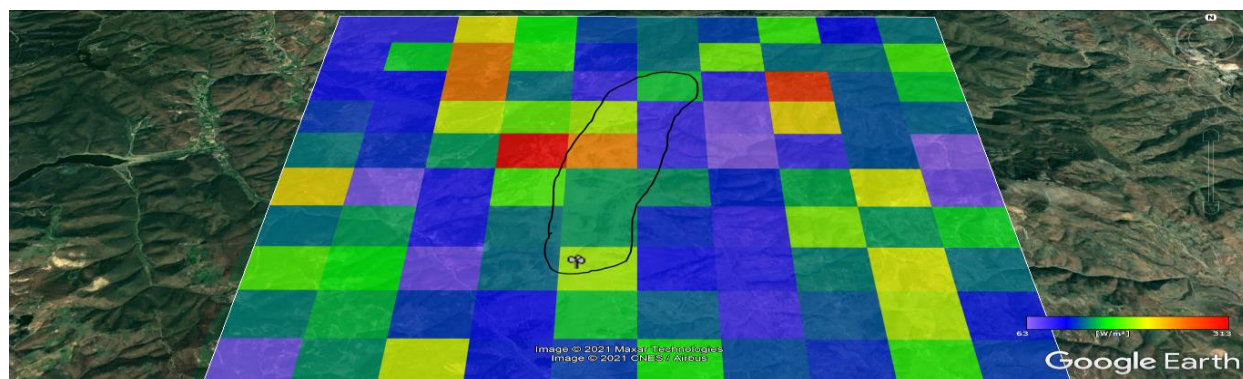
Слика 4.145. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 180°



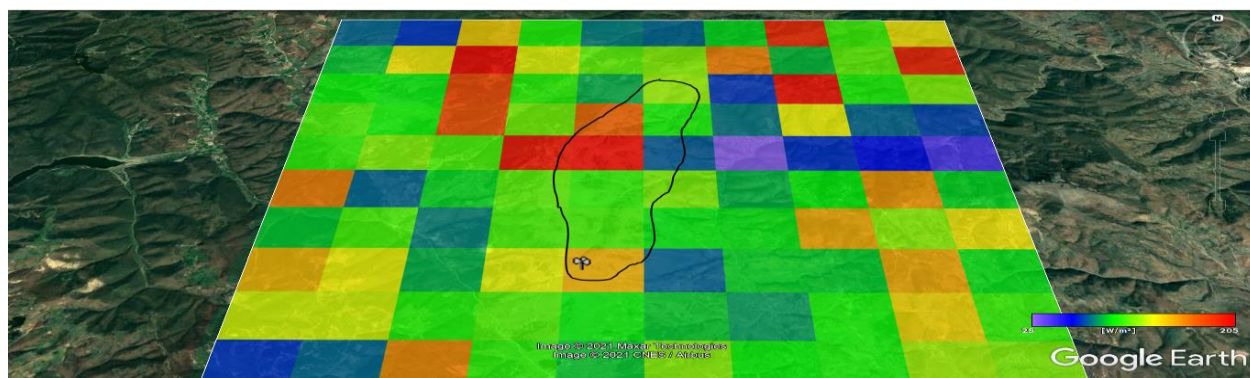
Слика 4.146. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 210°



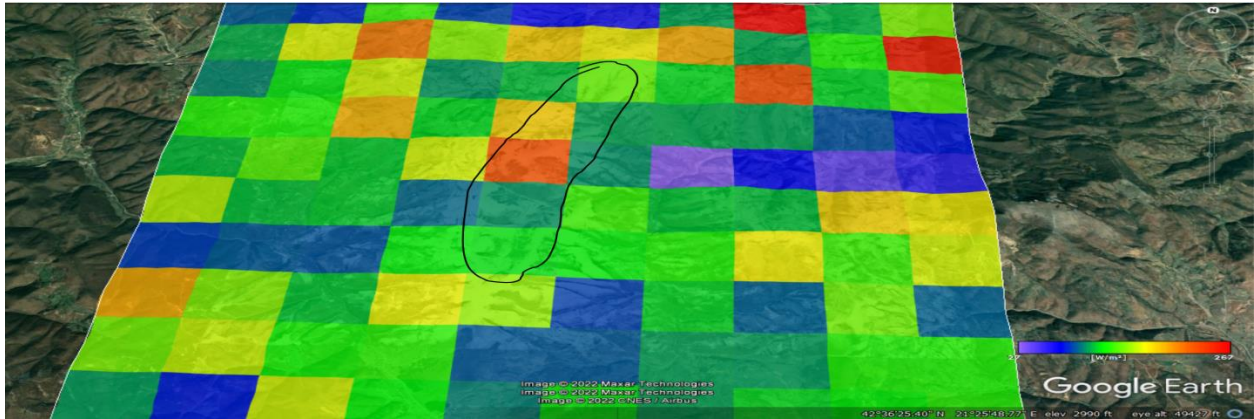
Слика 4.147. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 240°



Слика 4.148. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 270°



Слика 4.149. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 300°



Слика 4.150. Густина на моќноста на ветерот во Козница за 330°

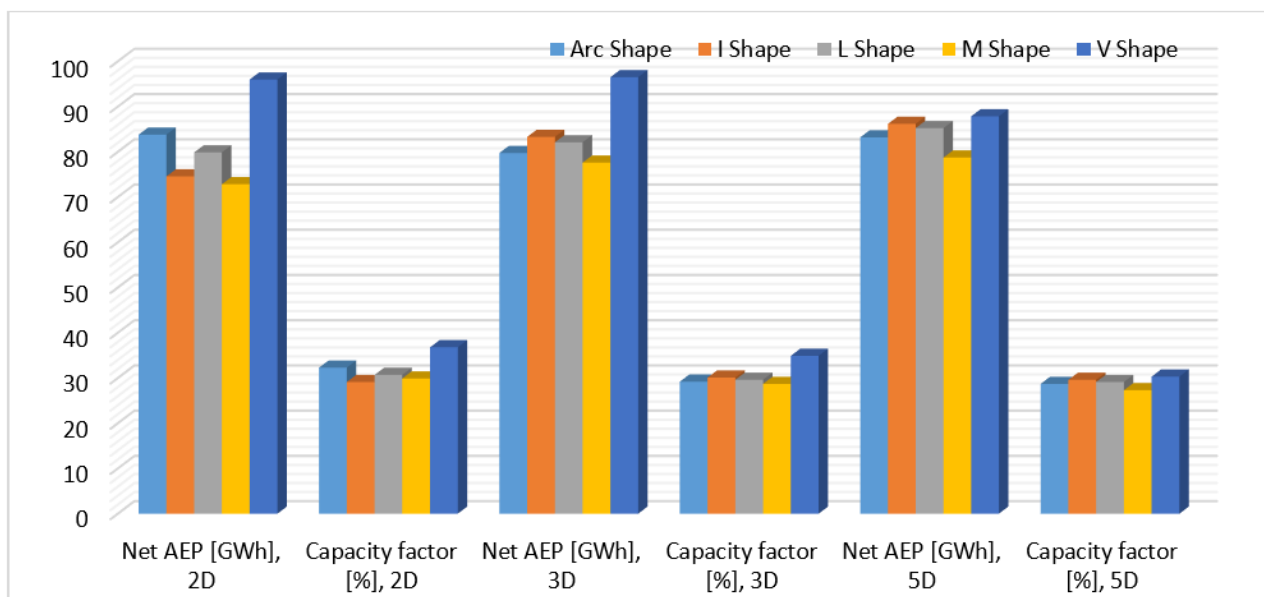
Од анализата направена за секој сектор посебно, се гледа дека густината на моќноста на ветерот има најниска вредност за 90° и 60°. Достигнува највисок потенцијал за случај кога насоката на ветерот е на 180° и минимална разлика на 150°. Вредностите на густината на моќност помеѓу овие прикажани како пониски и повисоки се умерени.

4.5. Метод на оптимизација

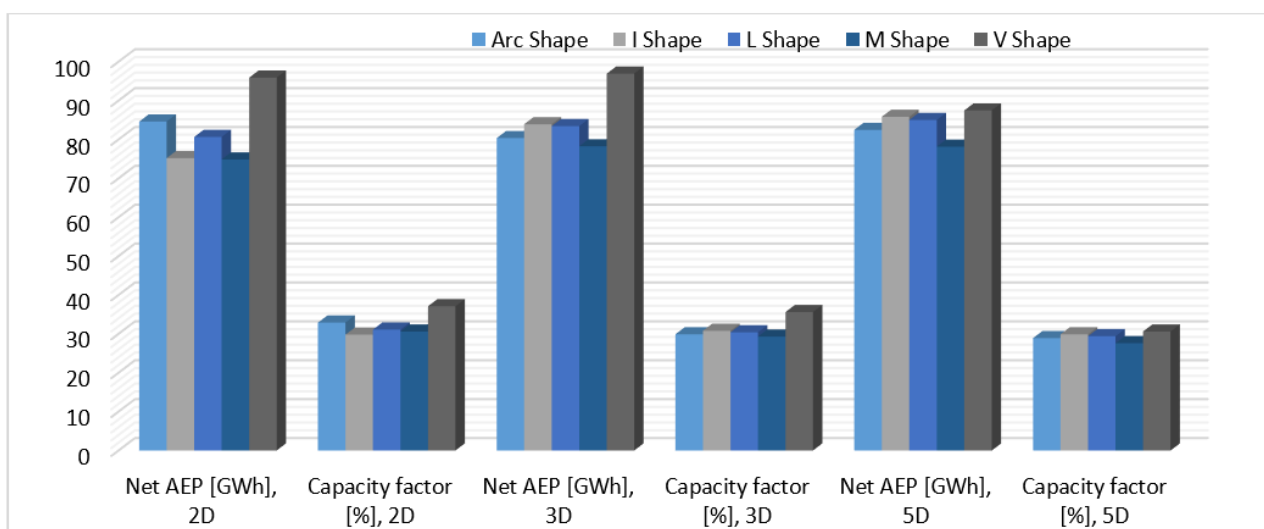
Со користење на анализите спроведени досега, се изработуваат споредбени дијаграми со резултати за сите сценарија и сите производители на опрема, прикажани на сликите 4.151-4.153. Врз основа на овие дијаграми, почнувајќи од турбините на Сименс, а потоа на Џенерал Електрик и Вестас, може да се констатира дека постои одредена закономерност на добиените резултати. Генерално, колку што е поголемо растојанието помеѓу турбините, во принцип, толку би требало да биде поголема добиената енергија. Меѓутоа, во овој случај тоа сознание не е директно приенливо, бидејќи теренот е исклучително сложен со оглед на честите нагорнини и удолнини, со што се нарушува наведената закономерност.



Слика 4.151. Споредба на производството на електрична енергија и факторот на капацитет (CF) за турбините на Siemens за различни сценарија



Слика 4.152. Споредба на производството на електрична енергија и факторот на капацитет (CF) за турбините на Vestas за различни сценарија

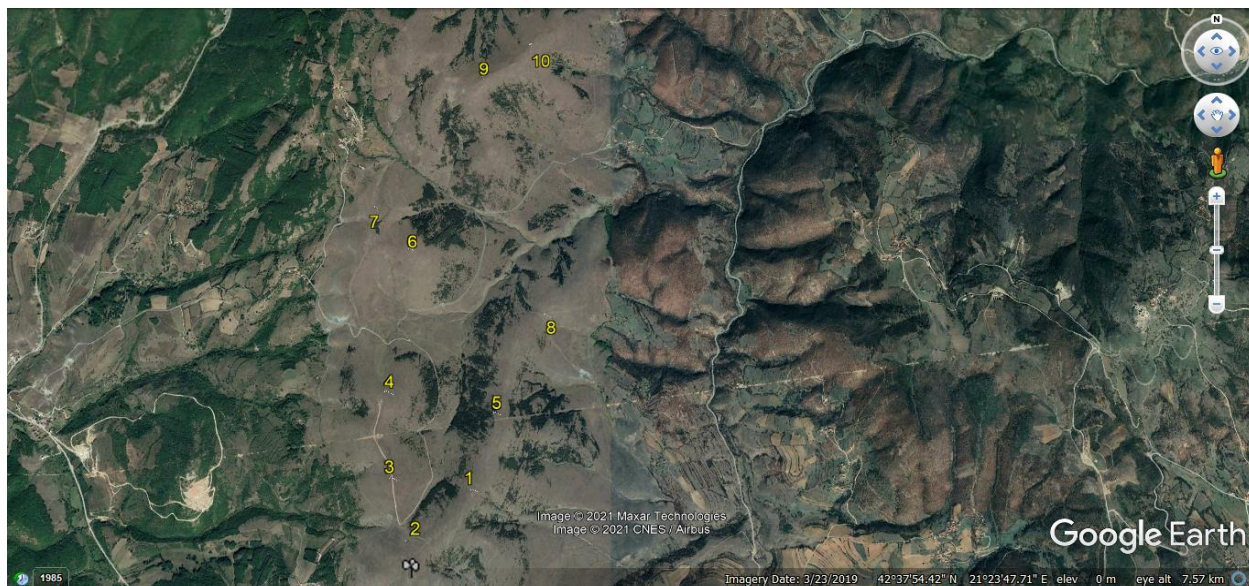


Слика 4.153. Споредба на производството на електрична енергија и факторот на капацитет (CF) за турбините на General Electric за различни сценарија

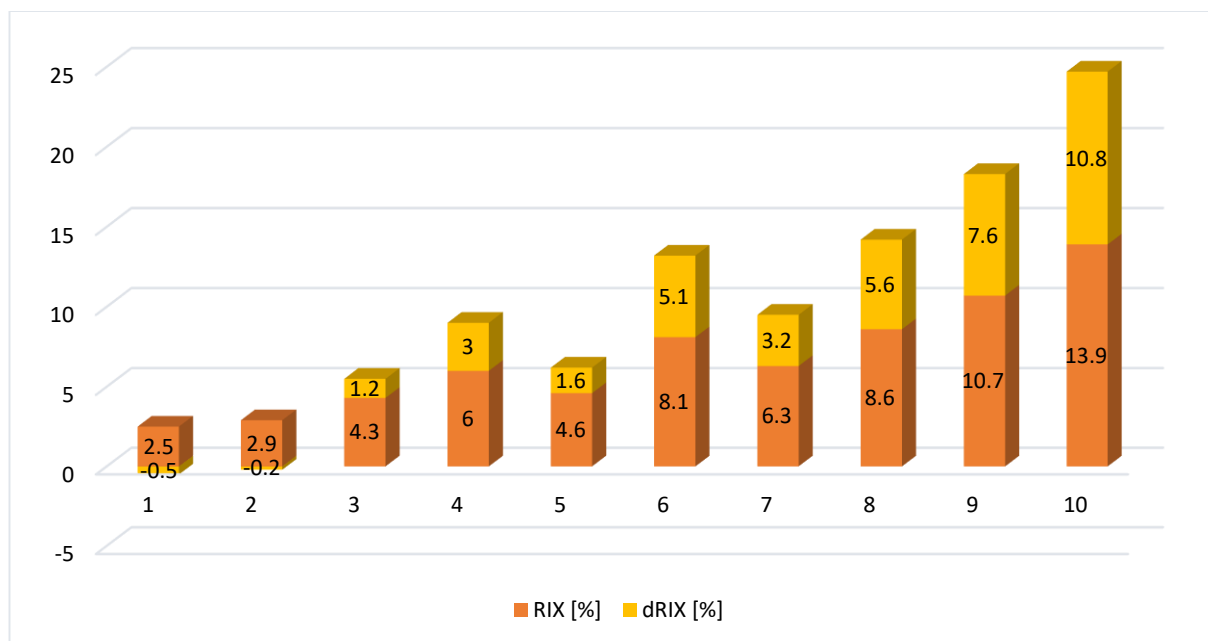
Презентацијата на ваквите резултати послужи како метод за пронаоѓање на оптимални точки за турбините врз основа на претпоставката за максимално зачувување на растојание од 5·D помеѓу турбините. На слика 4.154 е прикажана шемата на оптимална поставеност, врз основа на добиените резултати, а идејата е секогаш да се тежнее турбините да бидат поставени на точки со поголема висина. Тоа, се разбира, се однесува на сите правци на струење на воздушната маса.

Пред да се продолжи со анализата на излезната енергија, прво е претставен индексот на нерамност (RIX). Исто така, вредноста на овој индекс се менува за секоја специфична локација на турбините во предметната фарма. Споредбата на RIX и ΔRIX за турбините што се вклучени во анализата е прикажана на слика 4.155.

Оптималната форма на распоред на ветерната електроцентрала добиена со помош на софтверот WAsP е прикажана на сликата 4.154. Оваа оптимална форма се избира со одржување на приближно еднакви растојанија и со цел да се постават турбините во највисоките делови од теренот. Бројките ги означуваат локациите на турбините.

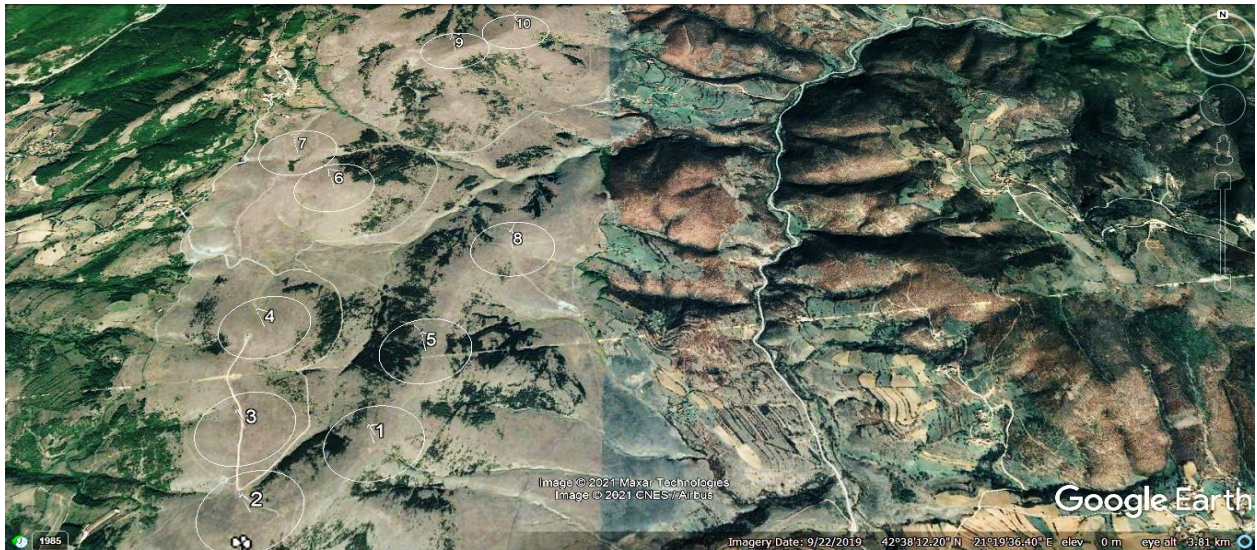


Слика 4.154. Распоред на оптимизирано поставување на ветерните турбини



Слика 4.155. Индекси RIX и Δ RIX за оптимална позиционираност на турбините на ветерната фарма на Козница

Во потрагата по оптимална поставеност, бидејќи инсталираната моќност на турбините е околу 3,3, 3,4 и 3,45 MW по единица, тогаш за анализа се зема турбината со инсталирана моќност од 3,4 MW. На слика 4.155 е документирано одржувањето на нивото на растојание од $5 \cdot D$. Така, врз основа на применетата методологија, во области со сложен терен, при оптимизација на распоредот, мора да се води сметка да се зголеми растојанието во рамките на прифатливото и да се најдат точки со поголем енергетски потенцијал.



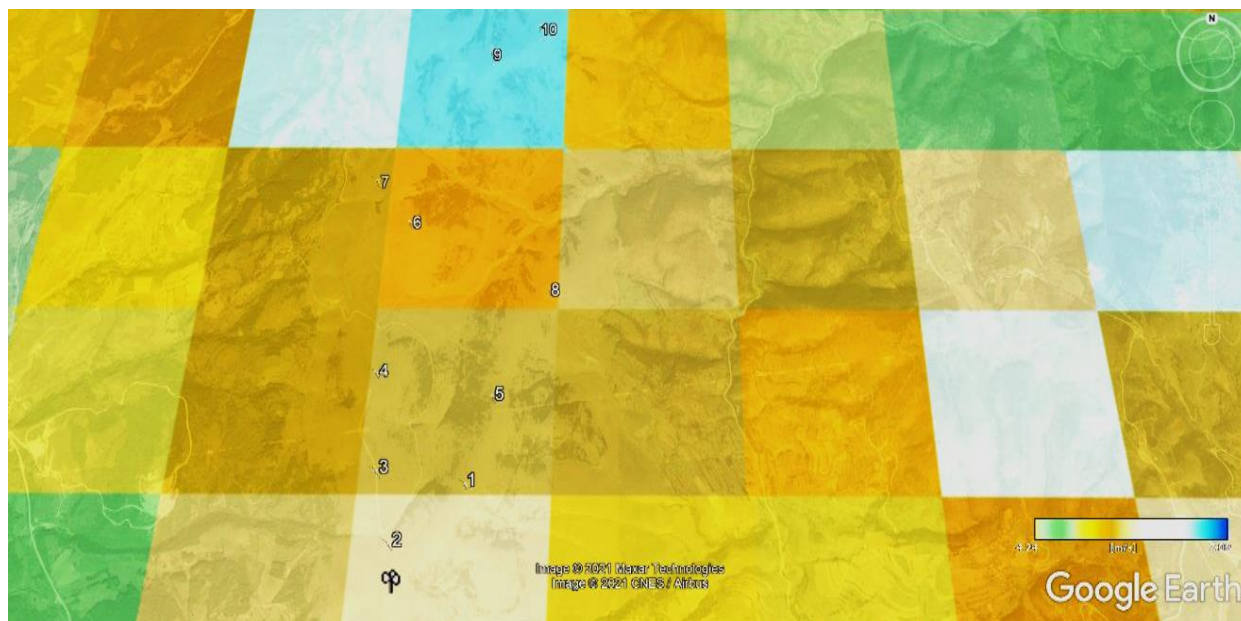
Слика 4.156. Приказ на оптимизиран распоред на растојание 5-D помеѓу турбините

Анализата продолжува со презентирање на оптимизираниот распоред на турбините и дистрибуцијата на моќност на ветерот на предметната локација. Распоредот на турбините во паркот на ветерот, како што е прикажан на слика 4.157, е оптимален, што значи дека турбините се наоѓаат на места со најголема густина на моќноста на ветерот и на растојанија кои овозможуваат минимални загуби поради ефектот на будење.



Слика 4.157. Густина на моќноста на ветерот за оптимизиран распоред

Во истиот контекст, распределбата на просечната годишна брзина на ветерот за соодветните локации на турбините на ветер е претставена на слика 4.158.



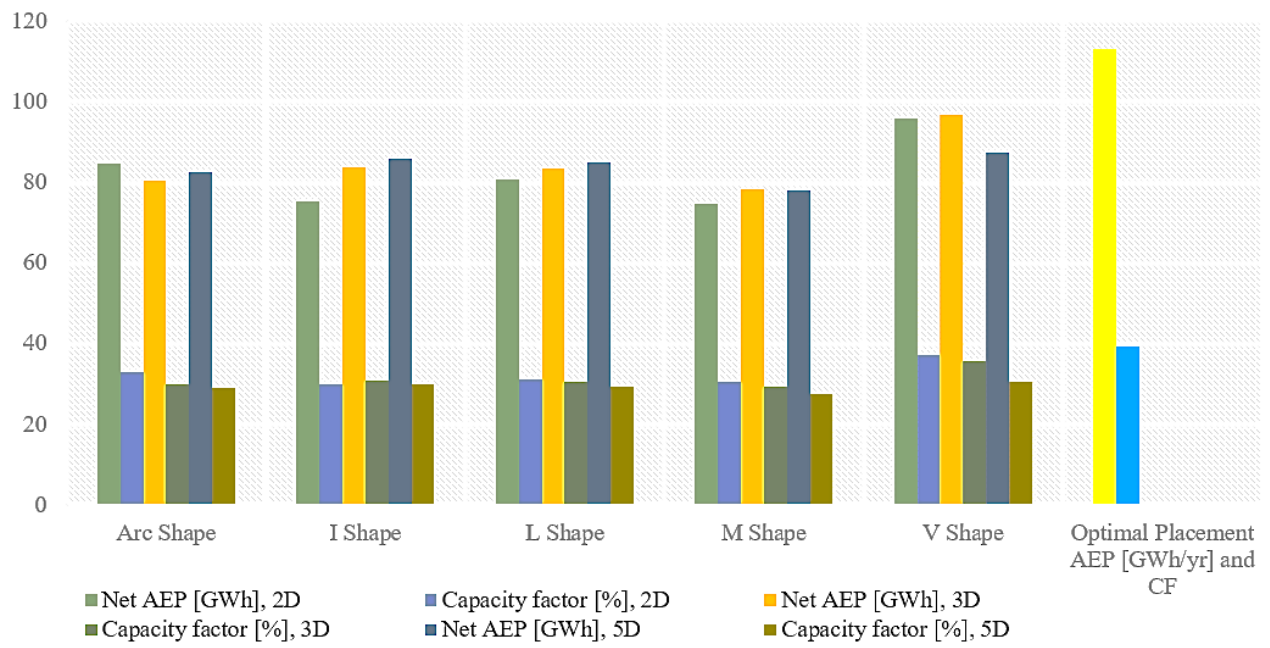
Слика 4.158. Средна брзина на ветерот на локацијата Козница и приказ на оптимизираниот распоред на турбините

Идејата за споредба со турбината од типот General Electric (GE) е произлезена поради фактот дека таа беше избрана за оптимално поставување како споредбен модел. Резултатите од споредбата се сведени и изразени преку дијаграмот на слика 4.159. Од презентацијата на оптималната поставка и сите анализирани сценарија, произлегува дека разликата е значителна во однос на моќноста, потенцијалниот капацитет за производство и излезната енергија. Врз основа на анализата на резултатите и може да се извлече констатација дека примената на методот за оптимизација на комплексен планински терен бара специфичен пристап и води кон заклучок дека покрај оптимизацијата на распоредот на турбините и нивното меѓусебно ратојание, потребно е да се лоцираат повисоки точки кои се карактеризираат со поголеми брзини на ветерот.

Имајќи ја предвид преовладувачката насока на ветерот како еден од појдовните параметри, за ист тип на турбина, врз основа на проучувањето на разликите во годишната продукција на енергија и вредноста на факторот на капацитет, според претходно дефинираните и разгледувани сценаријата, може да се заклучи како што следува:

- Најистакнатата разлика во споредба со оптимизираниот распоред се јавува при распоред во форма на буквата М, кој се карактеризира генерално со најмали вредности на нето произведена енергија и фактор на капацитет.
- Најмала разлика во однос на оптималниот распоред на ветерната фарма има за распореди во форма V и Arc
- Разликата помеѓу вредностите за производството на енергија и факторот на капацитет при распоред во формите I, L е мала, што значи дека во однос на оптималните форми разликата е речиси идентична.

Овие општи заклучоци се однесуваат на сите разгледувани растојанија, имено $2 \cdot D$, $3 \cdot D$, and $5 \cdot D$.



Слика 4.159. Споредба на резултатите за турбините на GE според разработените сценарија со резултатите за оптимизиран распоред

5. ОПТИМИЗАЦИЈА НА ПОСТАВЕНОСТА НА ВЕТЕРНИОТ ПАРК

5.1. Правила за поставување на ветерните турбини на фарма за рамен и за планински терен

Ветерните турбини можат да се инсталираат поединечно, во мали или поголеми групи, познати како фарми на ветер [132]. Различни фактори можат да влијаат на инсталираниот капацитет во однос на големината на фармата, како што се техничките и физичките аспекти, потенцијалот на ветерот и густината на енергијата [133]. Во некои случаи, се разгледуваат и културното наследство или политиките и планирањето за нивно регулирање [132]. Различни фактори влијаат на бројот на турбини, капацитетот и формата на организација на ветерната фарма, почнувајќи од областа на физичките закони, потоа преку редица инженерски прашања за локалната преносна мрежа и карактеристиките на енергетскиот систем, и на крај, продажните политики на енергијата во зависност од дозволеният капацитет [132]. Има и други различни фактори коишто влијаат врз поставувањето и капацитетот, како што е визуелниот ефект и ефектот врз природното наследство. Меѓу другото, бучавата е вознемирувачки ефект, особено за копнените ветерни фарми [133]. Претходно наведените, но и други критични елементи треба да се земат предвид при планирање и изведба на ветерна фарма, во контекст на очекуваното производство на енергија од групата турбини на дадената локација, имајќи го предвид ефектот на буџење. Тука спаѓаат и техничките карактеристики на постројките и опремата, како што е, на пример, издржливоста на материјалот, со оглед на атласот на ветровите и брзините на ветерот кои се најзастапени. Во зависност од релјефните карактеристики на теренот, ова може да има дополнителен негативен ефект, создавајќи дополнителен замор на структурите.

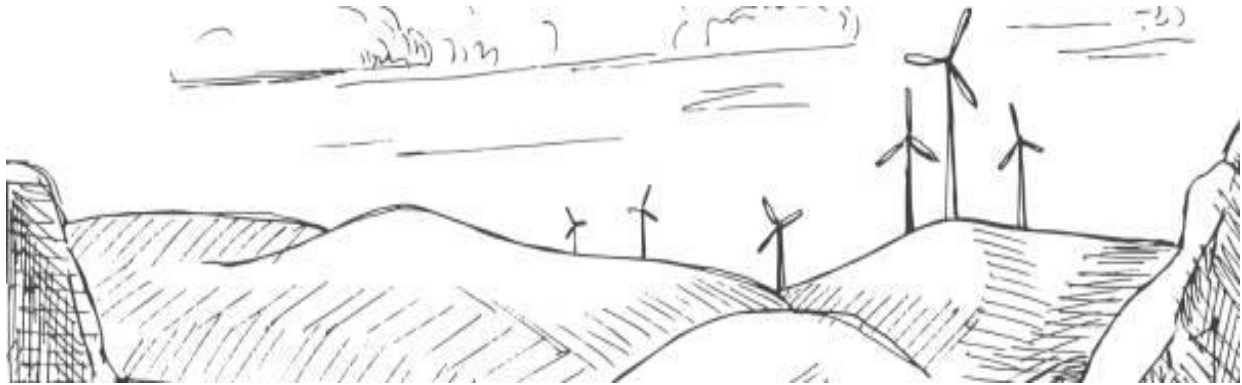
5.1.1 Локација

Во случај на одредување на локација за поединечна турбина или група ветерни турбини за ветропарк, треба да се обрне особено внимание на околината, односно релјефот и пејзажот. Тоа значи дека теренот секогаш ќе има големо влијание врз произведената енергија. Прашањата кои што треба да се решат, вклучуваат:

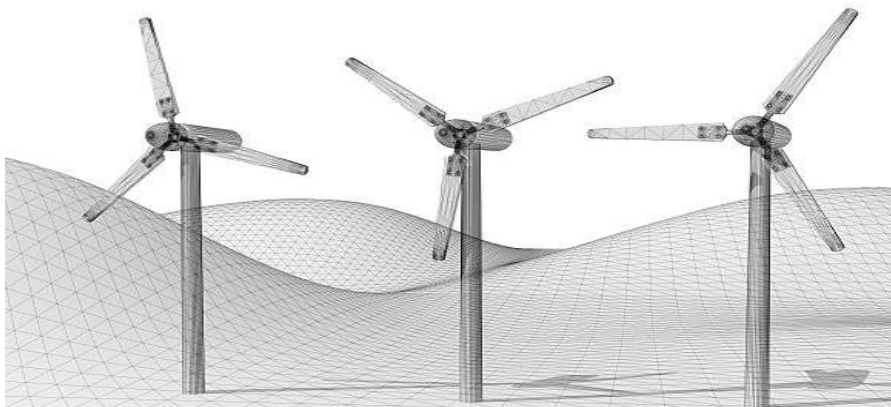
- Достапниот терен треба да се анализира суштински во целина, без оглед на изводливоста што може да ја нудат одредени сценарија. На нерамни терени ридовите обично се посоодветни од долините делови.
- Разгледувањето на почвата и структурите на теренот може на крајот да игра улога во визуелната рамнотежа.
- Да се разгледа максималната веројатност за изложеност на турбината (или турбините) од локациите за поглед, при што е потребно, колку што е можно повеќе, да се постигне целосна изложеност од суштински аспект, бидејќи така ќе се постигне најдобар впечаток.
- Надминувањето на можностите за создавање визуелна конфузија и просторна доминација кадешто турбините врз постоечките структури можат да влијаат на сегашните околности.

5.1.2. Топографски профил

Првиот чекор што треба да се земе во предвид при изборот на локација на ветерната фарма е соодветноста на теренот. Тоа особено се однесува на нерамен, планински терен или терен на кој се застапени ридови. Тоа значи, прво треба да се направи анализа, а потоа планирање на поставувањето. Тоа е претставено на сликите 5.1 и 5.2, кадешто се прикажани два екстрими, поставеност на рид и на рамничарски предел.

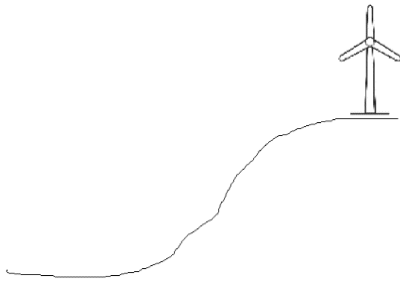


Слика 5.1 Ветерни турбини поставени на рид. (Извор: <https://www.istockphoto.com/illustrations/wind-turbine-sketch>)

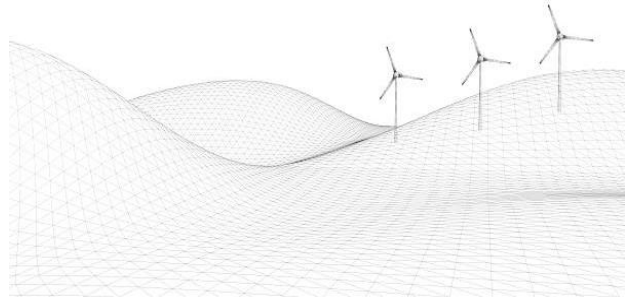


Слика 5.2. Ветерни турбини поставени на низински предел (Извор: <https://www.istockphoto.com/photos/wire-frame-wind-turbine-turbine-energy>)

Олеснетиот проток на воздушните маси исто така треба да биде критериумот при истражувањата во текот на овој процес. Значи, областа во која ќе бидат поставени турбините е дефинирана така што струењето на воздушните маси ќе биде оптимално. Друг елемент кој треба да се земе во предвид е наклонот и формата на пресекот на профилот, што е илустрирано преку сликите 5.3-5.5. Практично и главно во почетокот на развојниот процес на ваквите технологии, имаше случаи на создавање на празнини во просторната распределба. Тоа значи и визуелна нерамнотежа на ветерната фарма, при што во едниот дел е изразена концентрација, а во другиот дел помал број и поголеми растојанија помеѓу турбините, како што е прикажано на сл. 5.6. Од друга страна, на овој начин, ефектот на будење ќе има помала улога во намалувањето на произведената енергија.



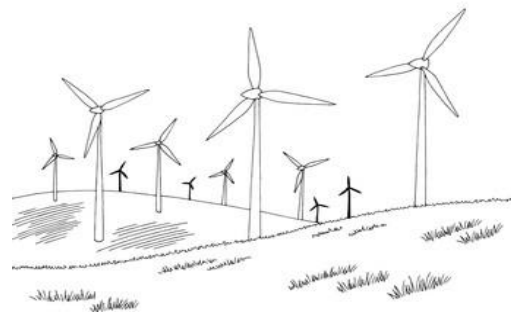
Слика 5.3. Ветерна турбина сместена над конкавна падина, обезбедувајќи целосна визуелна изложеност



Слика 5.4. Ветерна турбина лоцирана над и зад конвексната падина. (Source: <https://www.istockphoto.com/photos/wind-turbine-wireframe>)

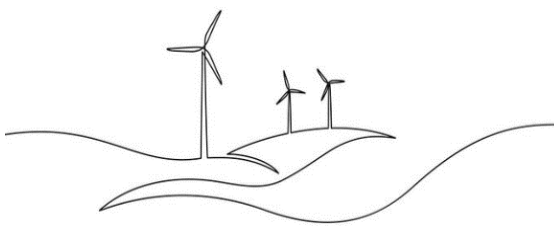


Слика 5.5. Ветерни турбини делумно затскриени зад гребенот (Source: <https://www.pngwing.com/en/free-png-irkio>)



Слика 5.6. Ветерни турбини поставени во визуелна хармонија со шумата (Source: <https://www.shutterstock.com/search/doodle+windmill>)

Покрај турбините, дополнителен ефект имаат и другите постројки и инсталации, како што се трансформаторите и далноводите за ветерната фарма, слика 5.7. Кога се планира поставувањето на турбините, односно на фармата во област блиску до урбаниот дел, потребно е да се земе во предвид доминантната улога на објектите. Во принцип, турбините не треба да се поставуваат на многу истакнати позиции, бидејќи визуелниот фокус би останал на турбините и со тоа би се зголемило незадоволството кај луѓето [134]. Пример за ова е прикажан на слика 5.8. Тука, на главниот поглед кон центарот, се наоѓа ветерниот парк, кој ја презема доминантната визуелна улога.



Слика 5.7. Комплексен визуелен состав на ветерна фарма (Source: Planning Guidelines)

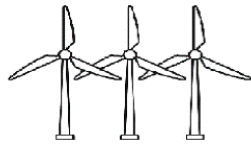


Слика 5.8. Ветерен парк лоциран во близина на урбан центар. (Source: <https://www.istockphoto.com/photos/wind-power-city>)

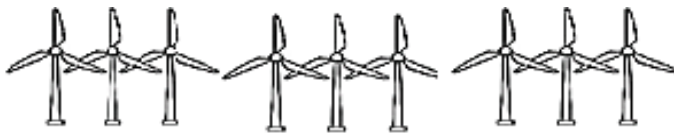
5.2. Просторен обем и размер

Просторниот распоред на ветерните турбини подразбира соодветен распоред на предвидениот терен, што го одразува бројот на турбините и нивното меѓусебно растојание. Содржините на околината, односно пејзажот, треба да се земе во предвид при планирањето на просторното распоредување на турбините, дури и со посебно внимание. Притоа се проценува планираната големина на теренот, релјефните форми, застапеност на шумски подрачја, покривката на почвата, специфични содржини и структури поврзани со ветерните турбини. Следните слики го одразуваат предвидениот пристап кој може да се примени во текот на процесот на планирање, проектна разработка и изведба на ветерна фарма.

На сл. 5.9 е прикажан случај кадешто ветерните турбини се рамномерно поставени, но премногу ограничени во просторниот распоред во однос на панорамата на просторот. Секако, на рамен терен, начинот на поставување би имал уште подобро значење ако се врши на поголеми растојанија помеѓу турбините, со што во голема мера се оптимизира енергијата произведена од ветерната фарма [135]. Една таква ситуација е прикажана на сл. 5.10, кадешто растојанието и бројот на турбини значително се зголемени, а турбините се групирани во неколку групи, што е посоодветно и од аспект на панорамата на зафатениот предел.



Слика 5.9. Ветерни турбини оптимизирани во панорамско поставување



Слика 5.10. Просторен распоред на ветерните турбини кај панорамско поставување

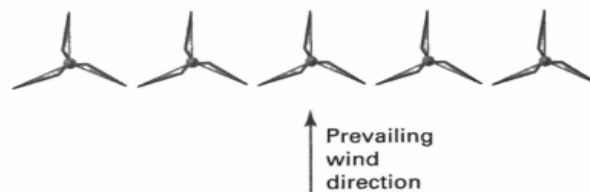
Покрај формата за која станува збор кај ветерни електроцентрали на рамни терени, слична анализа може да се направи за случај на ветерни фарми кои се наоѓаат на ридските области, што е претставено на слика 5.11.



Слика 5.11. Паркот на ветер содржи многу турбини на ветер за својата позиција, а паркот на ветер содржи неколку турбини на мали растојанија. (Source: Planning Guidelines)

Растојание помеѓу ветерните турбини

Растојанието помеѓу турбините, како и нивниот распоред, игра значајна улога за излезната енергија на ветерната фарма, а исто така игра улога и на животниот век на постројката. Но, најчесто теренот не е идеален и не евозможен лесен пристап и оптимален распоред на турбинските единици. Растојанието зависи од теренот, од бројот на турбини во паркот и од специфичниот енергетски потенцијал. Има неколку базични правила коишто треба да се земат во предвид кога е во прашање растојанието помеѓу турбините. Така, поставувањето во рамномерно растојание е посоодветно за ветерните турбини во предели со јасна и регуларна шема на покриеност на почвата или рамни непокриени предели. Како што се гледа на слика 5.12, идејата е да се има рамномерен паспоред на турбините и да се одржуваат потребните растојанија на турбините за да се максимизира излезната моќ.



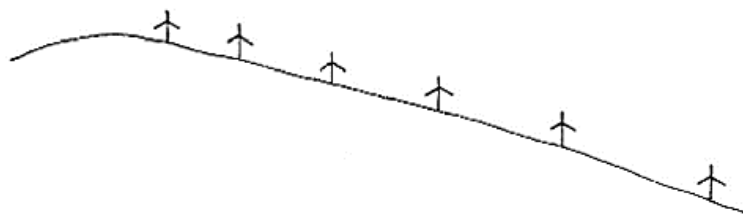
Слика 5.12. Ветерни турбини со рамномерно растојание помеѓу турбините (Source: <https://www.chegg.com/>)

Нерамномерно растојание (слика 5.13) е посоодветно за терени со разновидни структури, особено ако имаат закривености, нагорнини и надолнини, форми на канали или природни тунели од структурите на почвата.



Слика 5.13. Ветерни турбини со нерегуларно растојание меѓу турбините - без повторување (Source: Planning Guidelines)

Градуираниот начин на поставување на турбините, односно поставување со постепено зголемување или намалување на растојанието, е прифатлив за случаи кога тоа е потребно, а теренот го одредува развивањето на ветропаркот во одредена насока, како што е прикажано на сликата 5.14.

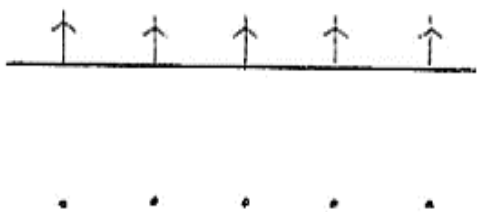


Слика 5.14. Ветерни турбини со градуирано растојание на ридест терен (Source: Planning Guidelines)

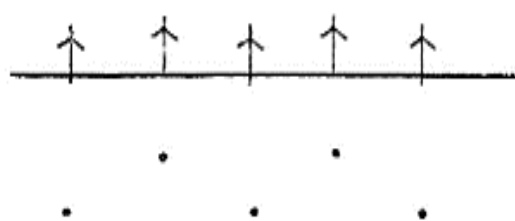
Определувањето на распоредот на ветерната фарма, без оглед на бројот на турбини, значи определување на положбата на ветерните турбини, нивната густина во рамките на предвидената површина и проектираната инсталирана моќност и нивната сложеност. Некои факти треба да се земат во предвид во контекст на проучување на распоредот на соодветна ветерна фарма, се коментирани во продолжение [136]:

- Во општ случај, распоредот треба да биде униформен, по однапред испланиран сегмент, доколку има само еден ред или следи опаѓачка линија.
- И во овој случај визуелната претстава има важно место, односно треба да се следи идеја за создавање “визуелно поставување” од одредена точка.
- Линеарниот распоред е препорачлив и прифатлив во близина на патишта или локации со линеарни структури.
- Овална форма или линеарен распоред би била соодветна на врвот на ридовите, без оглед на вкупниот број на турбини на ветерната фарма.
- Во широко отворен предел, секој распоред или распоред на мрежа би бил соодветен [136].

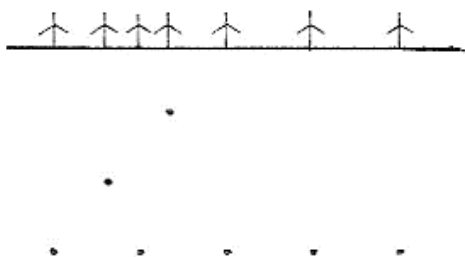
Тоа што е претходно опишано е прикажано графички на сликите 5.15÷5.21.



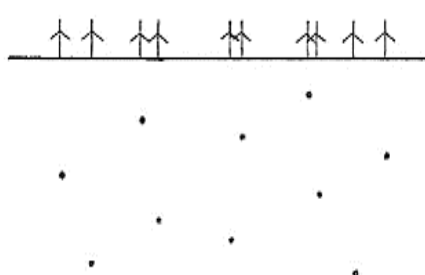
Слика 5.15. Планирање и поставување на турбини во права линија (Source: Planning Guidelines)



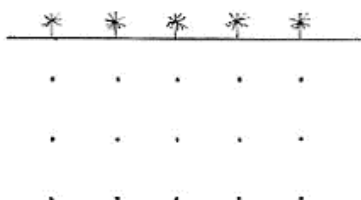
Слика 5.16. Планирање и поставување на турбини во неправилна форма (Source: Planning Guidelines)



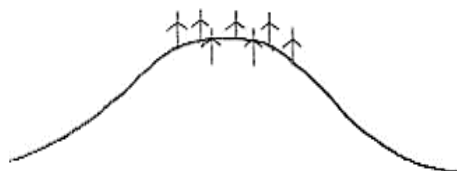
Слика 5.17. Планирање и поставување на турбини со различни растојанија меѓу турбините (Source: Planning Guidelines)



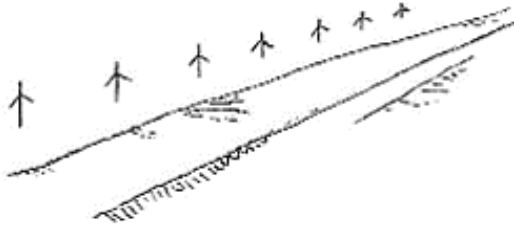
Слика 5.18. Планирање и спроведување на случајна поставка (Source: Planning Guidelines)



Слика 5.19. Планирање и спроведување на поставување во права форма и исто растојание (Source: Planning Guidelines)



Слика 5.20. Планирање и спроведување на поставување во вистинска форма на рид (Source: Planning Guidelines)



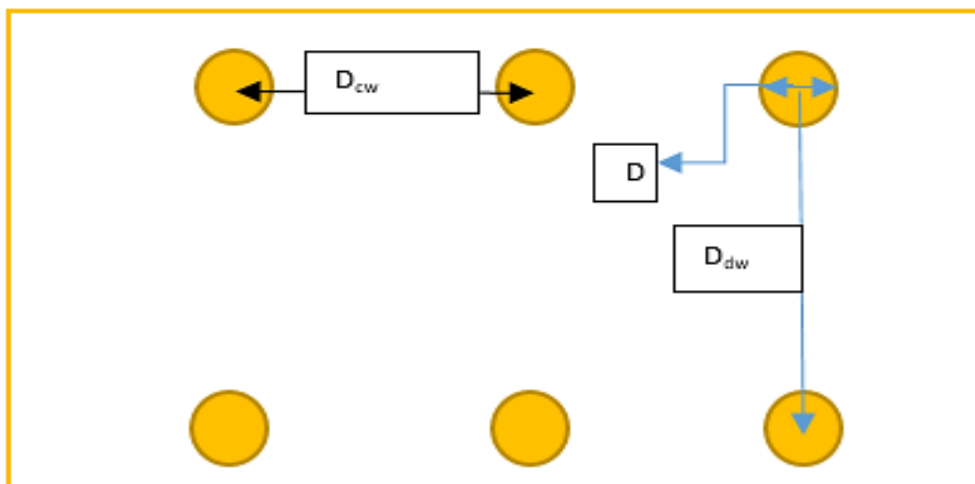
Слика 5.21. Поставување на турбините во права линија околу брегот (Source: Planning Guidelines)

Проблемот со лоцирањето на ветерните турбини зависи и од големината на фармата, што значи дека соодветно зависи и од бројот на турбини [137]. Во табелата 5.1 е прикажана оваа категоризација врз основа на бројот на турбини [137].

Табела 5.1. Корелација помеѓу големината на ветерната фарма и бројот на турбините (Source: Scottish Natural Heritage Siting and Designing. Wind Farms in the Landscape.)

Големина на ветерната фарма	Број на турбини
Мала	1-3
Средна	3-20
Голема	20-50
Многу голема	+50

Така, кога теренот за инсталација на турбините е рамен, правилата за нивна инсталација се поедноставни [137]. Количината на изгубена енергија во ветерната фарма е во функција на многу други влијанија, како што се турбуленција на ветерот, како и додадена турбуленција од возводните турбини [137]. Тие зависат од формата на поставување на турбините на фармата, без разлика дали теренот е рамен или сложен [137]. За да се намали ефектот на турбуленцијата, потребно е турбините да се постават на значителни растојанија, со што се зголемува излезната енергија, но трошоците за земјиште и дополнителна опрема растат [137]. Двете главни растојанија на турбината се D_{cw} како растојание до следниот турбински ред и D_{dw} како растојание (чекор) помеѓу редовите на турбините [156]. Тие се прикажуваат како број на дијаметри на роторот D [156].



Слика 5.22. Карактеристични растојанија помеѓу турбините во ветерна фарма лоцирана на рамен простор (Source: Wind Energy Systems, Dr. Gary L. Johnson)

Така, за одреден терен со дадени карактеристики, релативно лесно се пресметуваат трошоците за инфраструктура, за линиите за поврзување, за електричните кабли и електрични инсталации [156]. Понатаму, за дадена фарма, кога се познати бројот на турбини N и специфичната моќност на секоја турбина, вкупната моќност на фармата на ветер може да се одреди како што следува [156].

$$P_{p,wind} = N \cdot P_{turbine} \quad (5.1)$$

Секој ред ќе има должина D_{row} од што се одредуваат претходно наведените параметри што се важни за техно-економска анализа [156]. Можниот број на турбини во еден ред, $N_{turbines}$, за простор подреден според растојанија D_{cw} , ќе биде даден со следниот израз [156]:

$$N_{turbines \text{ in a row}} = \frac{D_{row}}{D_{cw}} + 1 \quad (5.2)$$

По утврдувањето на местото каде што ќе бидат поставени турбините, следуваат процедури за добивање соодветни дозволи за користење на земјиштето, поставување на турбините и нивно пуштање во употреба [156].

5.3 Оптимизирање на корелацијата трошоци – проблем со ефектот на буђење при инсталирање на турбините на ветерна фарма

Кога се анализира оптимизацијата на ветерна фарма, постојат две меѓусебно поврзани цели [138]. Првата е поврзана со зголемување на излезната енергија, а втората е поврзана со економската страна, кадешто целта е да се заработи што е можно повеќе со произразено производство на енергија [138]. Но, во рамките на втората цел е неопходноста да се заштеди што е можно повеќе во однос на периодичното одржување и да се постигне заштеда во однос на земјиштето што се користи на таквите фарми [138]. Поедноставено, трошоците за ветерната фарма може да се проценат со следниот израз [138]:

$$Cost = -0.1539 \cdot P_r - 0.001 \cdot N + 2 \cdot P_r \cdot N + 0.2504 \quad (5.3)$$

Во овој израз трошоците се изразуваат во милиони долари, со P_r е претставена номиналната моќност на турбината, а N е бројот на турбини [139]. Значи, во овој израз се инкорпорирани два влијателни параметри - бројот на турбини и нивната номинална моќност [139].

Друго прашање во сферата на техно-економска анализа се специфичните трошоци за производство на електрична енергија на фармата [139]. Специфичните трошоци за енергија се разликуваат од израмнетите трошоци за енергија [139]. Тие се дефинирани како однос помеѓу трошоците за ветерната фарма и вкупната инсталирана моќност на фармата [139]:

$$CoE = \frac{-0.1539 \cdot P_r - 0.001 \cdot N + 2 \cdot P_r \cdot N + 0.2504}{\sum_{i=1}^N P_i} \quad (5.4)$$

Во зависност од просечната брзина на ветерот, со следниов израз е дефинирана произведената енергија во ветерната фарма [139]:

$$E_{curtailed} = \int_T (P_{available}(\tau) - P_{produced}(\tau)) d\tau \quad (5.5)$$

Со $P_{produced}$ е прикажана вистинската произведена моќност која директно се мери.

Врз основа на наодите од студијата [140], следува дека капиталните трошоци за типичен проект на ветерна фарма се менуваат во широки рамки, помеѓу 710 000 € и над 11 милиони по MW годишно. Трошоците за турбини (64%), градежни работи (13%) и трошоците за електричната инфраструктура (8%) ги сочинуваат најзначајните ставки на капиталните расходи [140]. При одредување на потенцијалната цена на земјиштето, мора да се земат во предвид неколку фактори [141]. Цената на земјиштето зависи од условите на почвата и оддалеченоста од станбените области [141]. Потоа, тука се визуелните и звучните ефекти. Според истата студија, во рамни области може да бидат потребни најмалку 2600 – 6 000 m²/MW [141]. На планински терен, ситуацијата е покритична поради многу фактори [141]. Првенствено, на пример, може да се покаже стрмна падина на теренот, што го прави одреден дел од земјиштето неупотреблив [141]. Тоа значи, таквото земјиште се пресметува во рамките на вкупната површина бидејќи е неразделиво, но не може да се користи за поставување на соодветната турбина, што ја прави оваа анализа покомплексна. Потоа, според студијата [141], за ветерна турбина со инсталирана моќност од 2 MW е потребна површина од околу половина квадратен километар. Земјиштето се користи за бетонски кули, трафостаници и нови пристапни патишта доколку нема градилиште за фармата [141]. Доколку фармата се планира да се гради на неправилен терен, овие прашања бараат специфичен третман, затоа што турбините најверојатно нема да бидат организирани во редови [141]. Во студија за докторската теза претпоставката е дека се потребни 0,75 хектари/MW. Земајќи го случајот со максималната инсталирана моќност од 35 MW, тоа значи вкупна површина од 26,25 хектари. Во едноставна смисла кажано, турбините ќе работат во услови на ефект на будење ако растојанието помеѓу нив е $2.5 \cdot D$, на граница од областа на овој ефект за $3 \cdot D$ растојание, а ефектот на будење нема да биде влијателен кога тие се поставени на растојание $5 \cdot D$.

5.4. Rayleigh-ева и Weibull-ова дистрибуција

Познато е дека густината на воздухот и, следствено, јачината на ветерот зависи од атмосферскиот притисок и соодветната темепература [142]. Бидејќи воздушниот притисок е функција од надморската височина, корисно е да се има корективен фактор за да се помогне во пресметката на моќта на ветерот во зависност од положбата на локацијата над морското ниво [142]. Постојат различни методи за пресметка на карактеристиките на брзината на ветерот [143]. Најчесто користени методи се дистрибуција според Rayleigh и според Weibull или нивна комбинација [143]. Пресметковниот модел преку Weibull претставува функција која се користи за предвидување на различни проблеми кои се поврзани со работата на ветерната фарма [142]. Со овој метод на дистрибуција се одредува функцијата за густина на веројатноста [143]. Таквите методи се погодни за анализа на дистрибуцијата на брзината на ветерот, а се карактеризираат со достапност во однос на поставувањето на параметрите [143]. Weibull-овата дистрибуција е востановена од шведскиот физичар Waloddi Weibull пред околу 100 години [143]. За даден терен, варијацијата на брзините на ветерот се разложува со т.н [144]. Вејбулова дистрибуција, при што Weibull-овата функција на густина на веројатноста е изразена на следниов начин [145]:

$$f_w(w) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{w}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{w}{c}\right)^k\right] \quad (5.6)$$

кадешто w е брзина на ветерот, w_{avg} е просечна брзина на ветерот, k е параметар на обликот на Weibull, и c е параметар на скалата на Weibull [145]. Кога е позната средната брзина w_m и отстапувањето (варијација или стандардна девијација) σ^2 на податоците, може да се користи апроксимацијата во продолжение за да се пресмета параметарот на Weibull, k [145]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{w_{avg}}\right)^{-1.086} \quad (5.7)$$

каде σ^2 е варијација или стандардна девијација на брзината на ветерот, m/s [145].

$$c = \frac{2 \cdot w_{avg}}{\pi} \quad (5.8)$$

Емпирискиот метод за тие два коефициенти е опишан подолу: овој метод се смета за посебен случај од методот на момент, каде што параметрите k и c од Weibull-овата функција се прикажани во равенката [146]:

$$C = \frac{w_{avg}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (5.9)$$

Двете дискутирани форми на дистрибуција се еднакви кога параметарот на обликот е еднаков на два [147]. Просечната брзина на ветерот е доволна за да се одреди карактеристиката на ветерот според оваа дистрибуција [147]. Познато е дека дистрибуцијата на ветерот е повеќе применлива за Rayleigh-овата дистрибуција кога просечната брзина на ветерот е значително над 4.5 m/s, што ја прави применлива во случај само кога има висока просечна брзина [148]. Изразот за Rayleigh-овата дистрибуција е даден во равенката подолу [147, 148]:

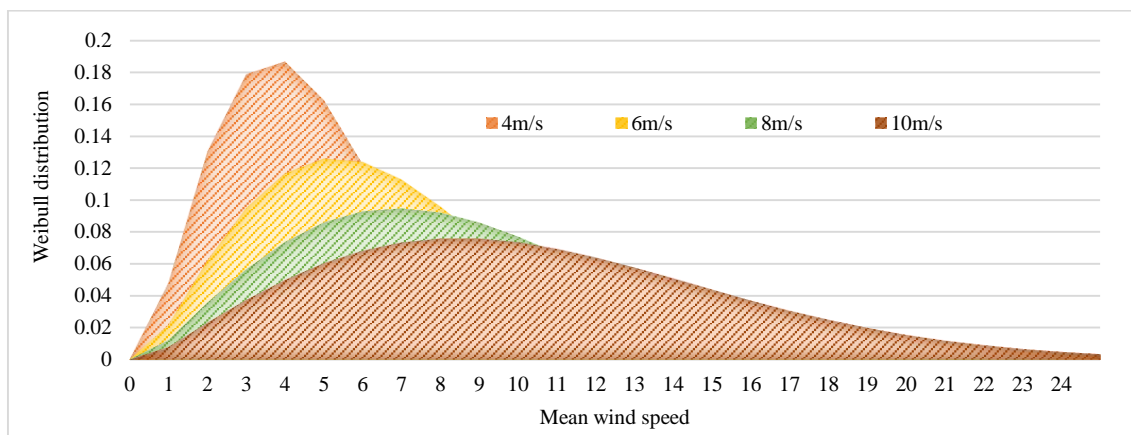
$$f_R(w) = \frac{\pi \cdot w}{2 \cdot w_{avg}^2} \cdot \exp\left[-\left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot \left(\frac{w}{w_{avg}}\right)^2\right] \quad (5.10)$$

Двете дискутирани форми на дистрибуција се еднакви кога параметарот на обликот е $k=2$.

5.4.1. Имплементација на дистрибуцијата според Rayleigh и Weibull

Врз основа на моменталната состојба на енергетскиот сектор за Косово, термо-електричните центри доминираат во системот. Обновливите извори се развиваат постепено, но не толку колку што треба. Мерењата извршени во рамките на ветерните електроцентрали за Косово покажуваат фактор на капацитет од CF=0,30. Податоците за ветерот за теренот што се проучува покажуваат дека Козница има висок потенцијал за развој на турбини на ветер од околу 35 MW [156]. Во случајот на Козница, за одредување на брзината на ветерот, мерењата на анемометарот се прават на четири висини, а запишувањето

на податоците се врши на секои 10 минути [156]. Се претпоставува дека скалата на факторот на распределба на Веибул е еднаква на 1. За случајот со Вајбуловата дистрибуција, се третираат најчестите брзини прикажани, како што е илустрирано на слика 5.23.



Слика 5.23. Weibull дијаграм за најчеста брзина на ветерот во овој регион.

5.4.2 Енергетска проценка на режимите на ветерот

Проценката на енергија достапна за преовладувачкиот режим на ветрови во една област е еден од почетните и критични чекори во анализата на одржливоста на проектот за искористување на ветерната енергија [149]. Густината на енергијата на ветерот и расположливата енергија при даден режим на брзини обично се земаат како мерки за проценка на енергетскиот потенцијал [149]. Густината на енергијата на ветерот (E_D) е енергијата достапна за областа која што се проучува сведена на времето на работа на поединечна турбина [156]. Така, E_D е функција од брзината на ветерот и дистрибуцијата на брзината на ветерот [156]. Вкупната достапна енергија во спектралната дистрибуција (E_S) може да се добие со множење на густината на енергијата на ветерот со факторот време, односно со бројот часови во текот на годината кога системот може да работи [149]. Други фактори од интерес се најчестата брзина на ветерот (w_{Fmax}) и брзината што придонесува за максималната енергија (w_{Emax}) во режимот [156]. Расположливата моќност, а со тоа и енергијата на ветерот зависи од брзината на трет степен, така што брзината на ветерот што придонесува за максимална енергија е обично поголема од најчесто застапената брзина на ветерот [149]. Турбината во ветропаркот работи со својата максимална ефикасност при предвидената (проектна) брзина на ветерот, w_d . Затоа, корисно е вредностите на w_d и w_{Fmax} да се бидат колку што е можно поблиски [156].

5.4.2.1. Пристап базиран на Weibull за предвидување на енергијата

За единица површина на роторот, достапната моќност (P_w) на воздушната струја при брзина на ветерот w е [149]:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot w^3 \quad (5.11)$$

Делот од времето за кое оваа брзина преовладува е даден со функцијата на густина на веројатност $f(w)$ [149]. Оваа функција ја покажува веројатноста на појава на ветер со

одредена брзина во одреден временски интервал на дадена локација [149]. Расположливата моќност P_w е енергијата што може да се добие во единица време [149]. Така, вкупната енергија што е резултат на воздушно струење со различни брзини, односно при различни режими на ветерот во одреден временски период, расположлива на единица површина на турбинскиот ротор, може да се изрази како [149]:

$$E_D = \int_0^{\infty} P_w \cdot f(w) dw \quad (5.12)$$

Заменувајќи за $P_w(w)$ и $f(w)$ во горниот израз, со одредена трансформација се добива:

$$E_D = \frac{\rho_a \cdot k}{2 \cdot c^k} \int_0^{\infty} w^{k+2} \cdot e^{-\left(\frac{w}{c}\right)^k} dw \quad (5.13)$$

Често, односот $(w/c)^k$ за поедноставување се заменува како [149]:

$$x = \left(\frac{w}{c}\right)^k \quad (5.14)$$

Ако се примени изразот со стандардниот гама интеграл, следува [149]:

$$E_D = \frac{\rho_a \cdot c^3}{2} \cdot \Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right) \quad (5.15)$$

Потоа со примена на формулата [149]:

$$\Gamma(n) = (n-1) \cdot \Gamma(n-1) \quad (5.16)$$

густината на енергијата се изразува како [149]:

$$E_D = \frac{\rho_a \cdot c^3}{2} \cdot \frac{3}{k} \Gamma\left(\frac{3}{k}\right) \quad (5.17)$$

Доколку се знае густината на енергијата E_D , енергијата достапна во одреден период може да се пресмета како [149]:

$$E_I = E_D \cdot \tau = \frac{\rho_a \cdot c^3}{2} \cdot \frac{3}{k} \Gamma\left(\frac{3}{k}\right) \cdot \tau \quad (5.18)$$

Функцијата за густина на веројатност потоа се изразува како [149]:

$$f(w) = \frac{k}{c^k} \cdot w^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{w}{c}\right)^k} \quad (5.19)$$

кадешто k е коефициент на формата, а c е параметар (scale parameter).

Оттука, брзината w од равенката (5.19) ја дава брзината на ветерот што е заслужна за максималната енергија во одреден работен режим. Претставувајќи ја со $w_{E,Max}$, се добива [149]:

$$w_{E,\max} = \frac{c \cdot (k+2)^{1/k}}{k^{1/k}} \quad (5.20)$$

5.4.2.2. Пристап според Rayleigh за за предвидување на производството на енергија

Според дистрибуцијата на Rayleigh, густината на енергијата на ветерот може да се изрази како [150]:

$$E_D = \int_0^{\infty} P_w \cdot f(w) dw = \int_0^{\infty} \frac{\rho_a \cdot \pi}{4 \cdot w_{avg}^2} \cdot w^4 \cdot e^{-\left[\frac{\pi}{4} \left(\frac{w}{w_{avg}}\right)^2\right]} dw \quad (5.21)$$

Функцијата $f(w)$ постигнува максимум за брзина w претставена со равенката (5.21), при што [150]:

$$w_{F,\max} = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \cdot w_{avg} \quad (5.22)$$

Оттука, густината на енергијата ја има максималната вредност за брзината претставена со равенката (5.22). Така [151]:

$$w_{E,\max} = 2 \cdot \sqrt{\frac{2}{\pi}} \cdot w_{avr} \quad (5.23)$$

$$E_D = \frac{3}{\pi} \cdot \rho_a \cdot w_{avg}^3, \text{ (kW/m}^2\text{)} \quad (5.24)$$

$$E_I = \tau \cdot E_D = \tau \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \rho_a \cdot w_{avg}^3 \text{ (kW/m}^2\text{/month)} \quad (5.25)$$

Веројатноста за појава на брзини помали од 3 m/s и поголеми од 25 m/s е опишана со следните формули [152]:

- функција на веројатноста за појава на брзини помали од 3 m/s [156]:

$$F(w_{\min}) = \text{prob}(w < w_{\min}) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\min}}{w_{avg}}\right)^2\right] \quad (5.26)$$

- функција на веројатноста за појава на прзини поголеми од 25 m/s [156]:

$$F(w_{\max}) = \text{prob}(w > w_{\max}) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\max}}{w_{avg}}\right)^2\right] \quad (5.27)$$

За двата случаи, за претставување во часови годишно, се користат следниве изрази [156]:

$$\begin{aligned}\tau_{w < 3m/s} &= 8760h / yr \cdot \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\min}}{w_{\text{avg}}} \right)^2 \right] \\ \tau_{w > 25m/s} &= 8760h / yr \cdot \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{w_{\max}}{w_{\text{avg}}} \right)^2 \right]\end{aligned}\tag{5.28}$$

Овие изрази се користени во овој труд и врз таа основа се направени пресметки за случајот Козница и презентирани се добиените резултати.

5.5. Израмнети трошоци за електрична енергија од ветерна фарма

Инвестициите во енергетскиот сектор се стратешки, поради што неопходна е прецизна анализа за да се обезбеди одржливост [153]. Притоа, треба да се разгледаат и дополнителни инвестиции кои може да се случат во фазата на производство на енергија [153]. Секако, се што се случува во енергетиката е поврзано и со јавниот сектор, со оглед на глобалниот аларм за промени во начинот на кој се генерира енергијата, поточно барањето за користење на обновливи и одржливи енергетски ресурси [153]. Сето тоа има врска и со начинот на одредување/регулирање на продажната цена на енергијата произведена од обновливи извори [153]. На либерализиран пазар, зголемувањето на порамнетите трошоци за електричната енергија (LCOE) директно влијае на намалувањето на набавката на енергија генерирана од обновливи извори [153]. Така, кога пазарот не е загарантиран за компаниите кои работат на ова поле, нема да има инвестиции, особено ќе ги нема оние со голем капацитет [153]. Цената на електричната енергија што може да се произведува од обновливи извори во голема мера зависи од државната регулатива [153]. Еден од критичните елементи во одредувањето на LCOE е прецизното дефинирање на потенцијалот на ветерот на дадената локација [157]. Тоа значи да се анализира што е можно попрецизно енергијата што може да ја произведе фармата во одреден временски период [157]. Во принцип, LCOE се дефинира како однос помеѓу вкупните инвестиции во текот на техничкиот животен век на ветерната фарма наспроти енергијата што може да се произведе [157]. Изразот на LCOE соодветно се пресметува како сегашна вредност на вкупните трошоци за изградба и произведена енергија при работа на електроцентралата за претпоставен животен век [157]:

$$LCOE = \frac{\sum_{\tau=1}^n \frac{I_{\tau} + M_{\tau} + F_{\tau}}{(1+r)^{\tau}}}{\sum_{\tau=1}^n \frac{E_{\tau}}{(1+r)^{\tau}}}\tag{5.29}$$

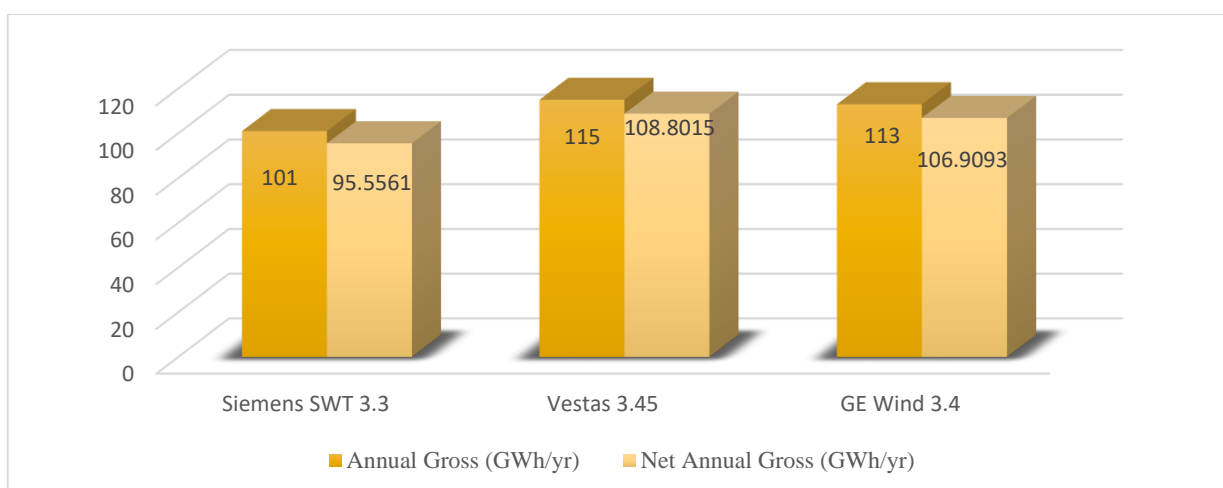
Покрај зголемувањето на искористеноста на обновливите извори на енергија, зголемен е и користењето на договори за набавка на енергија (ДПП) за сите извори на енергија, кои добиваат особен акцент, особено кога станува збор за либерализација на енергетскиот пазар [157]. Договорите за купопродажба на електрична енергија се потпишуваат меѓу производителите на енергија, во овој случај, јавната или приватната компанија, и соодветните институции за енергетскиот сектор во една земја [157]. Тие се организирани со длабинско истражување на пазарот и земајќи ја предвид можноста за финансиска исплатливост на соодветните компании [157]. РРА се договори засновани на релевантни

податоци и претходни перформанси за да бидат што е можно попрецизни во предвидувањето на ризикот од купување и продавање енергија помеѓу споменатите актери [158]. Овој начин на работа е зголемен ширум светот, особено во Европа, Латинска Америка и САД. Од друга страна, во случајот на Латинска Америка, владините институции обично субвенционираат приватни компании или општини за да дадат можност за договор за купување електрична енергија, особено во случај на обновлива енергија [158]. Оваа состојба на одржување на контролирано ниво на енергија што може да се купи од обновливи извори не е присутна во други земји. Има земји во Европа каде политиките значително се разликуваат од една до друга земја [158]. Сепак, основниот концепт за РРА останува непроменет [153]. Слично на тоа, друга количина што може да се пресмета е PV. Сегашната вредност (PV) се толкува како тековна вредност на износот од вкупната идна сума на пари или тек на готовински тек со одредена - дефинирана стапка на поврат [158]. Понатаму, две други функции кои се користат за оценување на економската страна на енергетските проекти се NPV и IRR. NPV е многу добро познат и метод за економска евалуација на проекти [158]. Значи, NPV е функција која ги зема предвид капиталните инвестиции, готовинскиот тек, влезот и излезот со текот на времето за одреден проект, во овој случај ќе се примени за проект од областа на енергијата на ветерот [159]. Често се користи методот на внатрешна стапка на поврат на проектот или IRR [160].

5.6. Дискусија за резултатите за распоредот на ветерните турбини

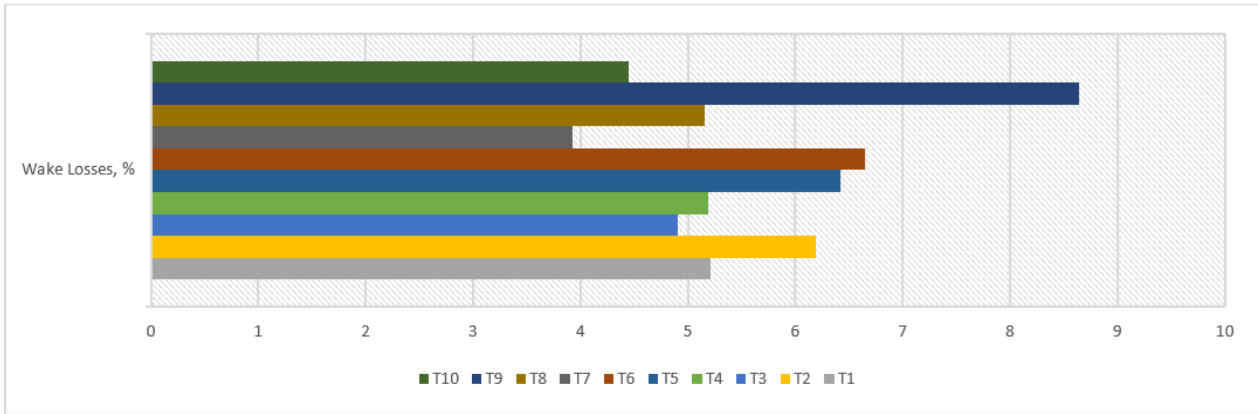
5.6.1. Дискусија за ефектот на буђење

Најштетниот ефект на ветерната фарма е појавата на ефект на буђењето, што е клучот за енергетска нерамнотежа и намалување на расположливата енергија од претходната ветерна турбина на друга и се одразува и врз предвидувањето на произведена енергија [154]. За типовите турбини специфицирани на почетокот на оваа анализата, претпоставувајќи ја граничната положбата на ефектот на буђење според моделот на Јенсен, на слика 5.24 е прикажана разликата помеѓу годишната бруто произведена енергија и нето производството поради вредноста на загубите од буђењето за секој тип турбина.

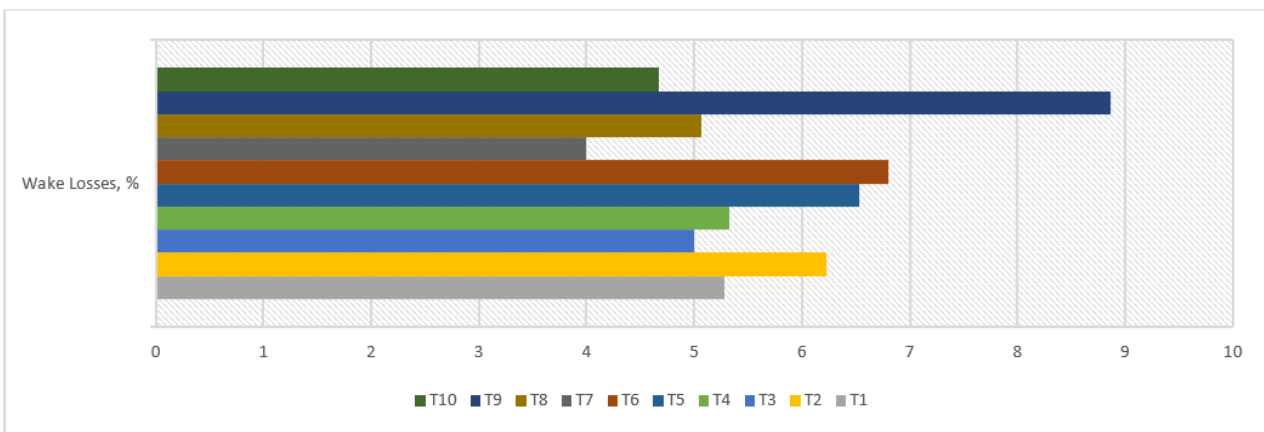


Слика 5.24. Разлика помеѓу годишната бруто и нето произведена енергија за соодветните типови турбини (Siemens, Vestas и GE)

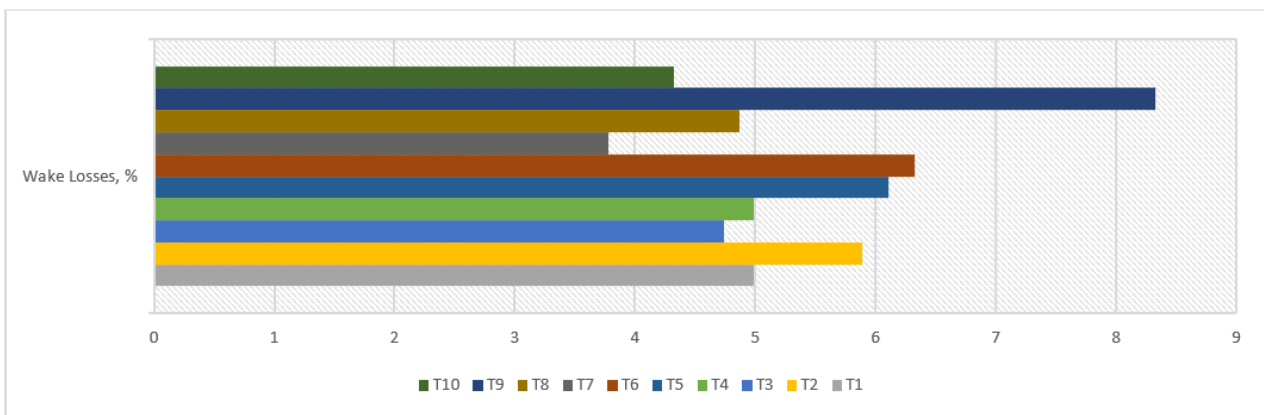
Во продолжение, преку дијаграмите на сликите 5.25 - 5.27 се прикажани проценетите вредности на загубите поради ефектот на будење кај трите типови турбини за секоја од десетте турбини, во зависност од позицијата на ветерната фарма. Просечните вредности на загубите од ефектот на будење за турбините од типовите Siemens, Vestas и GE се 5,39%, 4,73% и 4,69%, соодветно.



Слика 5.25. Загуба поради ефектот на будење за секоја турбина, тип Siemens 3.3MW



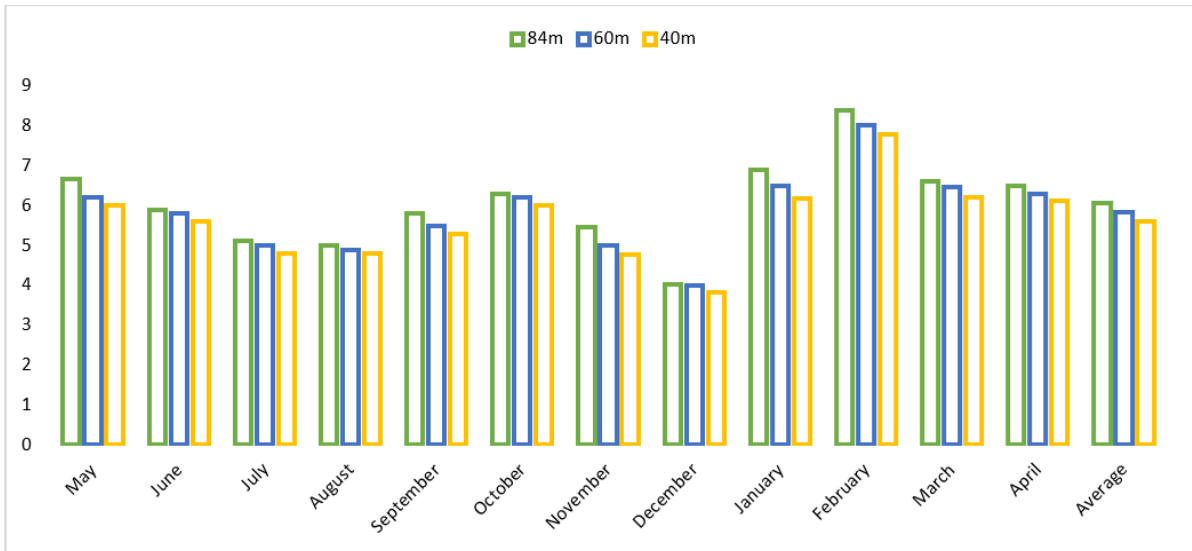
Слика 5.26. Загуба поради ефектот на будење за секоја турбина, тип Vestas 3.45MW



Слика 5.27. Загуба поради ефектот на будење за секоја турбина, тип General Electric 3.4MW

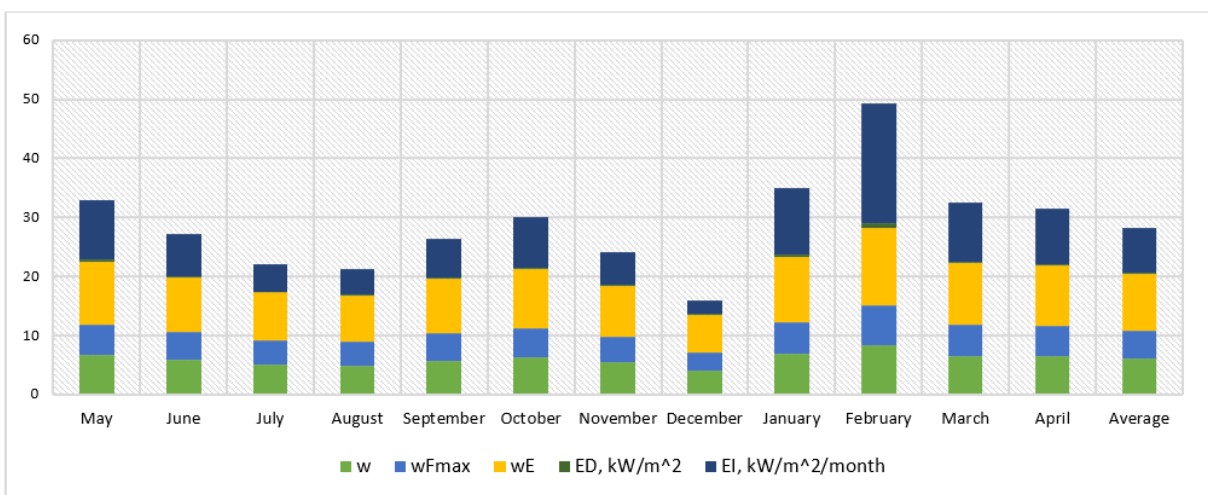
5.6.2 Резултати за LCOE

Главниот елемент кој служи за пресметување на електричната енергија што може да ја произведува ветерниот парк на месечно ниво е просечната брзина во соодветните месеци. Врз основа на вредностите што се прикажуваат месечно, можно е да се пресмета густината на енергијата и другите параметри дискутирани претходно. На слика 5.28 е даден графички приказ на податоците за секој месец и нивната просечна вредност за соодветните висини. Врз основа на резултатите од мерењата, се покажува дека месец со најголема брзина за сите мерни висини е февруари.



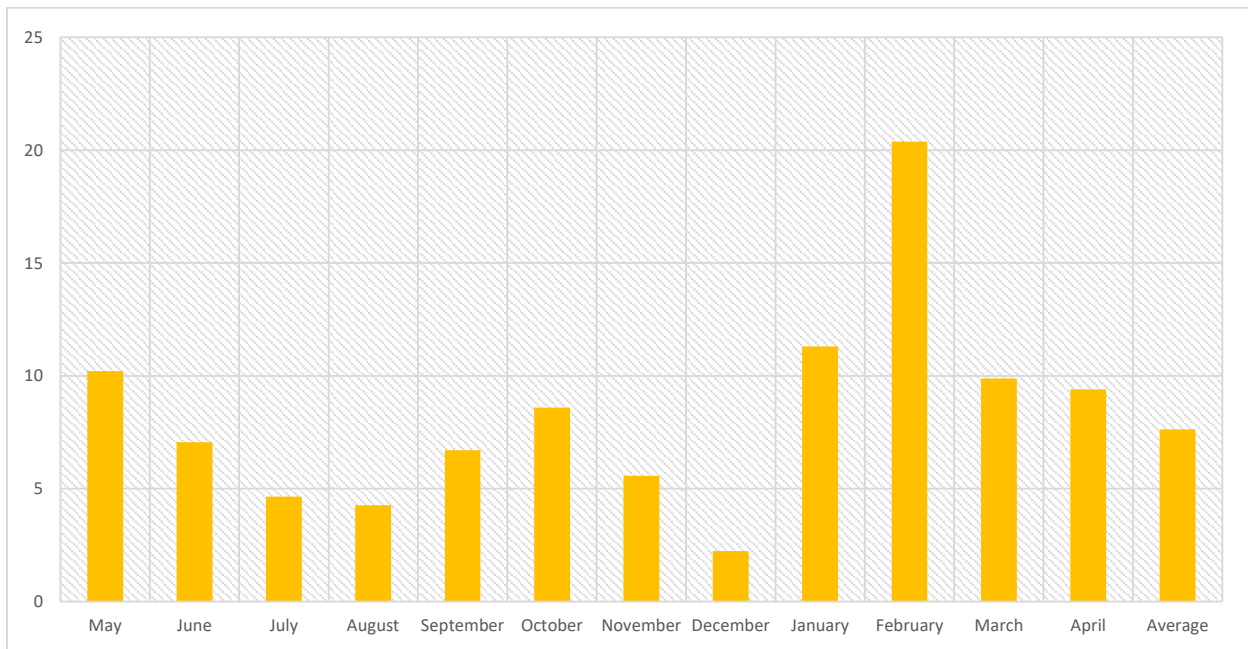
Слика 5.28. Податоци за ветерот на различни мерни височини над подлогата.

Користејќи ги погоре прикажаните изрази, резултатите за Козница се претставени за брзината, w_{Fmax} , w_F , E_D , E_I за секој месец во годината. Првиот и најважен податок е брзината на ветерот кој е претставен на слика 5.29.



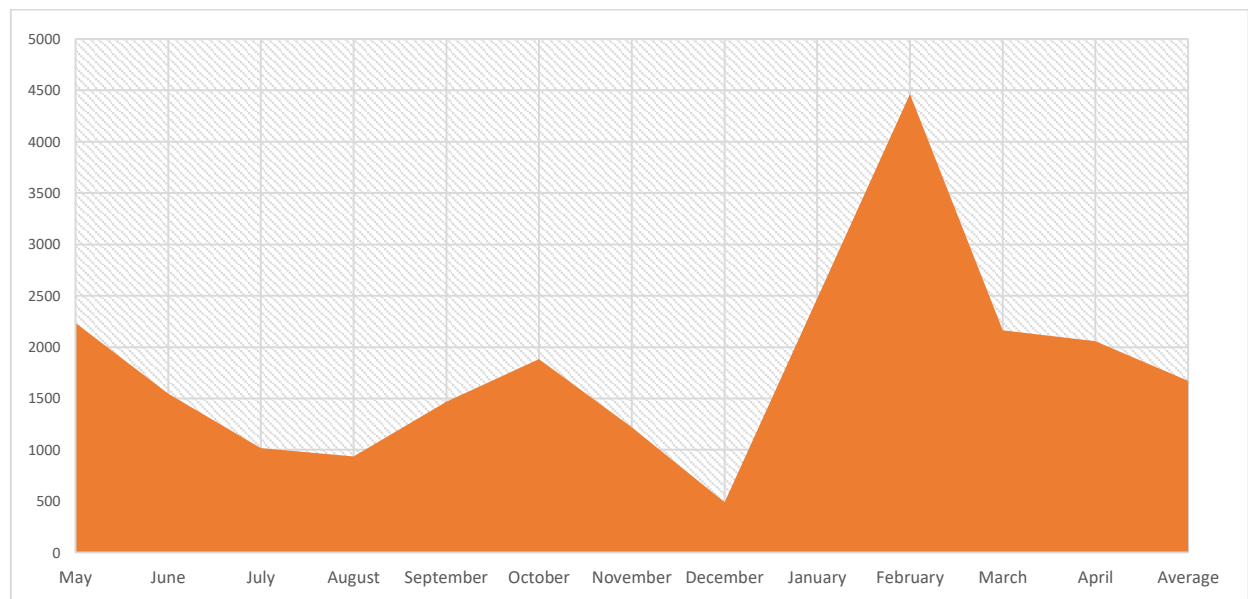
Слика 5.29. Брзина на ветерот, брзина на ветерот што одговара на максималната енергија, најчеста брзина на ветерот, густина на енергијата на ветерот и месечна достапност на енергија, врз основа на Рејлиевата дистрибуција за Козница

На слика 5.30 е презентирана добиената густина на моќноста на ветерот во текот на секој месец, користејќи ги податоците за брзината земени според дијаграмот на сл. 5.28.



Слика 5.30. Густина на моќноста на ветерот (во kW/m²/month), базирана врз дистрибуцијата на Rayleigh за локацијата Козница

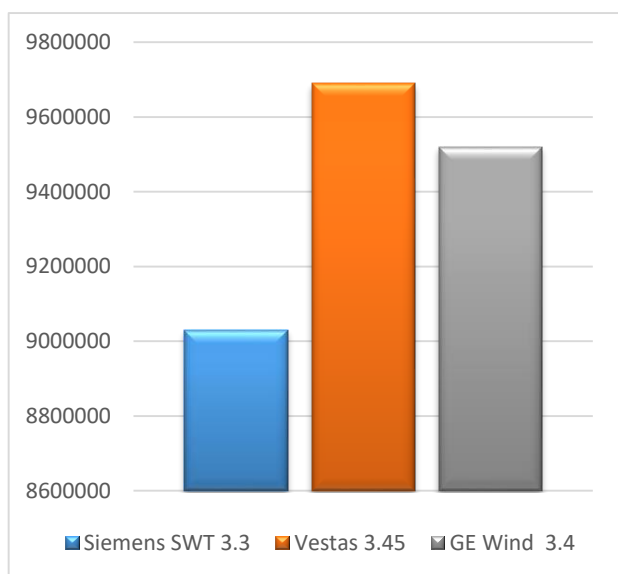
Како што беше споменато претходно, на друга фарма во Косово, е проценето дека коефициентот на перформанси за турбините изнесува околу 30%, што одговара на 2628 работни часови годишно за ветерната фарма. Имајќи го предвид факторот на капацитет од 0,30 (30,0%), на слика 5.31 е прикажана специфичната месечна енергија што може да се генерира во Козница.



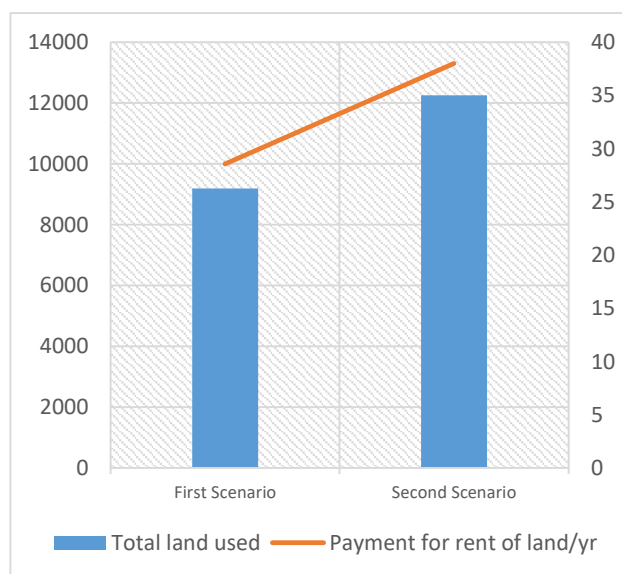
Слика 5.31. Густина на енергијата на месечно ниво за ветерната фарма Козница, kWh/m²/month

Со оглед на единечната цена од 85000 €/GWh за електрична енергија од ветер, според

тарифите во местото каде што се наоѓа ветерниот парк, цените на годишниот профит од продажбата на таа енергија се прикажани на сликата 5.32. Во Косово, каде што е локацијата за ветерниот парк што е предмет на анализа, факт е дека од искуството на луѓето кои се занимаваат со оваа област, потребни се околу 250000 € за да се плати за изнајмување на земјиштето каде што ќе биде ветерниот парк. за целиот технички век на фармата. Ако се претпостави дека техничкиот животен век на проектот е 25 години, трошокот за изнајмување поделен на еднакви делови ќе биде 10000 евра за секоја година. Секако, оваа вредност на профитот во контекст на годишните анализи во текот на целиот век на системот ќе биде различна. Причината е тоа што произведената енергија на годишно ниво во текот на целиот животен век континуирано ќе се намалува. Ова ќе биде анализирано во делот на израмнетите трошоци за енергија од ветерната фарма што е предмет на анализа.

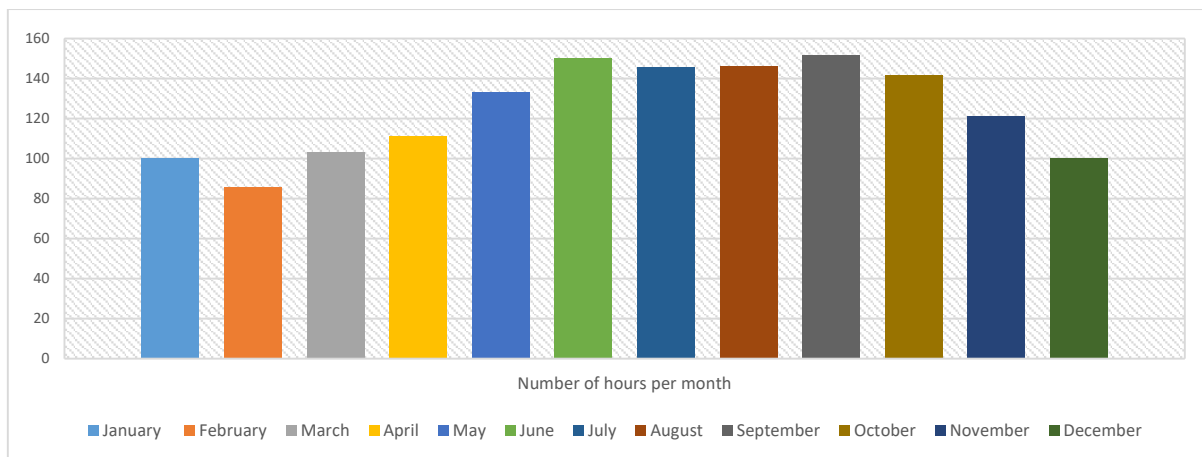


Слика 5.32. Добивка од продадената енергијата за трите типови ветерни турбини



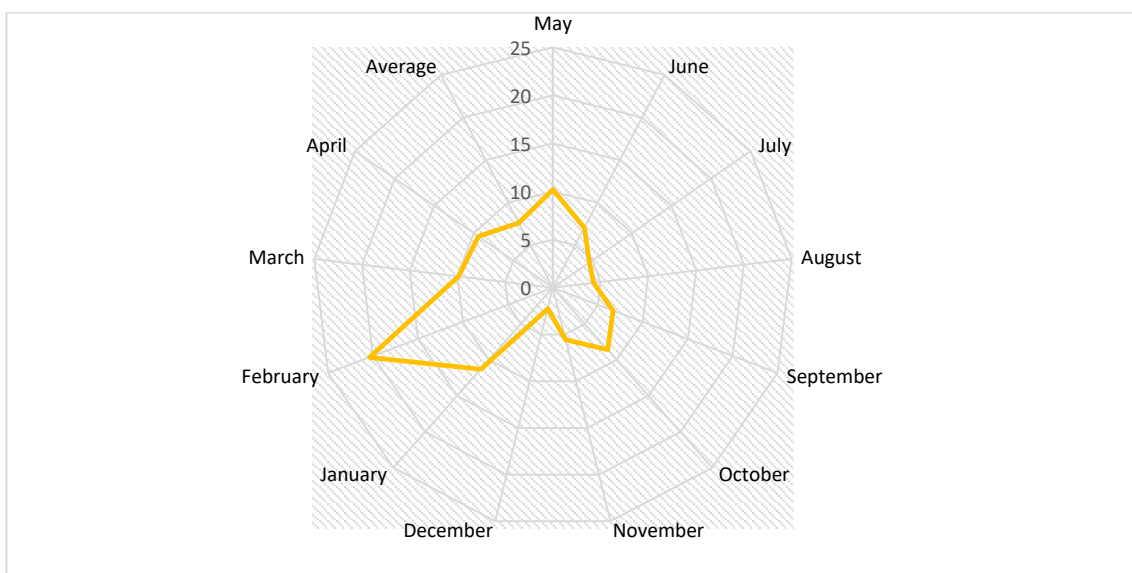
Слика 5.33. Две различни сценарија за земјиштето што се користи за ветерниот парк

Дијаграмот на сл. 5.33 го прикажува случајот кога се работи за две сценарија за искористено земјиште. Првото е поврзано со користење на 0,75 акри/MW, а второто со 1 акри/MW. Во овој случај, годишната разлика во плаќањето е околу 3300 евра. Разликата во текот на целиот век на системот е 82500 евра. Имајќи предвид дека и покрај несигурноста за предвидувањата (проценка за производството, метеоролошки услови, цена на електричната енергија) низ годините ќе се случи намалување на произведената енергија, тогаш излегува дека тоа треба да се преиспита во дозволените граници на проширување на користеното земјиште по MW. Спроведената анализа претпоставува дека процентот на работни часови е пропорционален за секој месец, што е искористено за соодветните пресметки. Главната предност што може да се забележи од дијаграмот на сл. 5.34 е поизразеното производство на електрична енергија во зима кога има поголема побарувачка. За сите просечни брзини во текот на месеците, анализирана е веројатноста за брзини помали од 3 m/s, земајќи го предвид бројот на часови секој месец, како што е прикажано на слика 5.34. Од овој дијаграм може да се види дека најголемата веројатност за појава на брзини помали од 3 m/s ќе има во јуни и септември.



Слика 5.34. Веројатност за појава на брзина помала од 3 m/s

Почетната анализа извршена во овој дел од трудот е направена за одредена функција, без да се земе предвид некоја специфична турбина за добивање на резултатите. Очекувано, максималното производство е во текот на зимската и пролетната сезона. Ако се земе предвид турбината на General Electric (GE), со капацитет од 3,4 MW, податоците покажуваат дека потребната површина е 14741 m² [155]. Во овие работни услови, минимално годишно производство од 39832,117 MWh/год. е добиено за ветерна фарма со десет турбини. За да се продолжи со пресметката на LCOE, потребно е да се располага со податоци за производство на енергија во фармата или барем да се предвидат со математички функции како што се Веибуловата или Рејлиевата дистрибуција. Врз основа на тоа што овој ветерен парк е во услови на работа, можно беше да се имаат реални податоци за производство на енергија, како на слика 5.35.



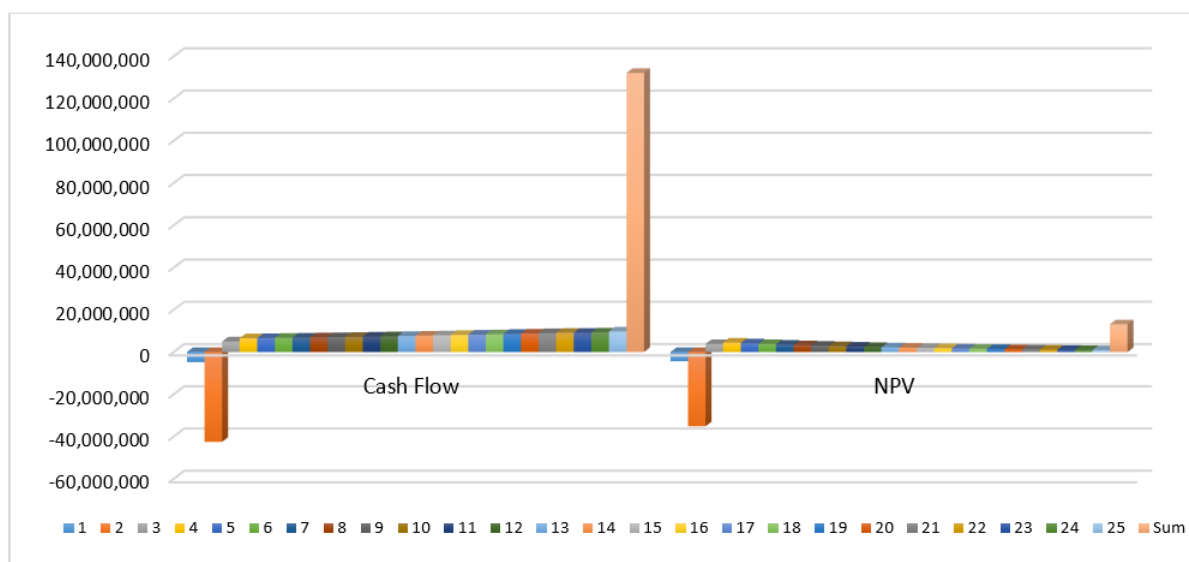
Слика 5.35. Генерирана енергија на годишно ниво во ветерниот парк Козница, во MWh

Кога се анализира економскиот дел, од суштинско значење е да се дефинира сегашната вредност на парите за тој проект. Другиот елемент што може да се нагласи е дека овде се работи за мерењата на енергијата генерирана во текот на првата година од работењето на тој ветерен парк. Во таб. 5.2 се дадени основните техно-економски параметри.

Табела 5.2. Појдовни техно-економски параметри

Параметар	Вредност, единица
Инвестициски трошоци за kW инсталирана моќност	1359 Eur/kW
Трошоци за работа и одржување за една година (2% од вкупната инвестиција)	942732,62 Eur/година
Цената на feed-in тарифите е добиена според тарифите од инструкциите на ЕРО на Косово (според РРА – Договор за набавка на електрична енергија)	0,085 Eur/kWh
Трошокот за капитална инвестиција за ВЕ Козница 35 MW и обртни средства	47136631 €
Турбини што се предмет на анализа во студијата	10 WTG Siemens SWT-130-3.3, Vestas-126-3.45, GE Wind-130-3.4
Дисконтна стапка	10%

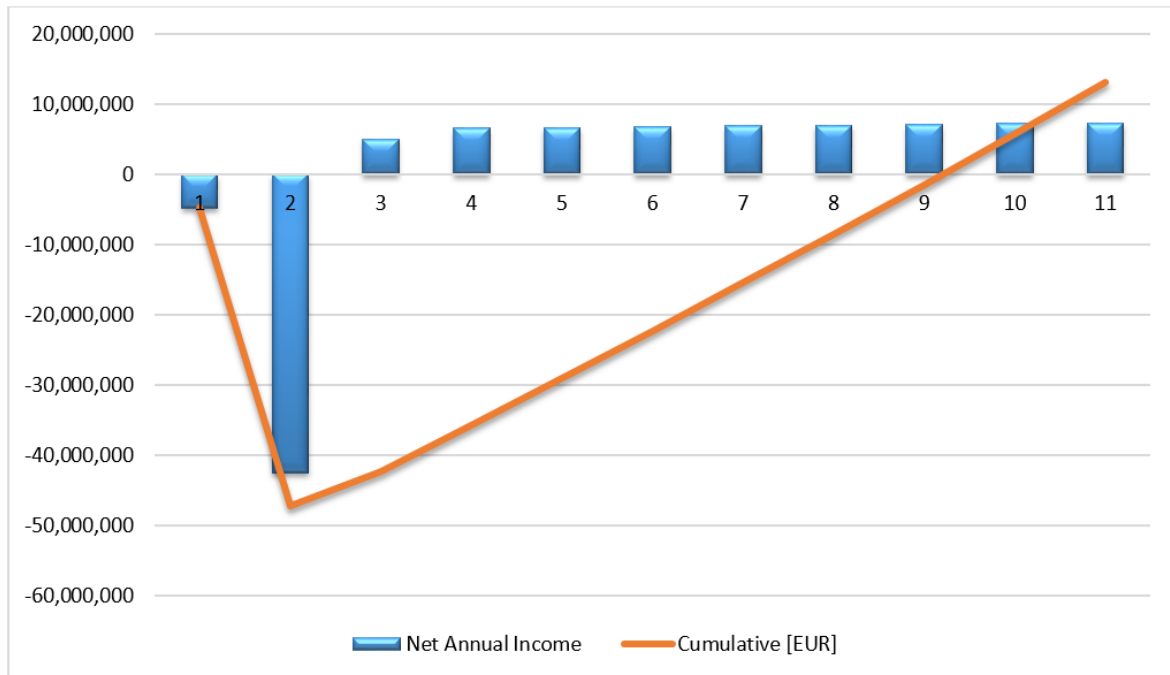
Инвестициите за соодветниот тип на турбини врз основа на тековните цени се претпоставуваат дека се еднакви бидејќи реално имаат речиси иста цена. Ова секако ја прави анализата покомпаративна. Сегашната вредност (PV) е тековната вредност на идната сума на пари со одредена стапка на поврат, како што е прикажано со дијаграмот на сл. 5.36 за ветерниот парк Козница. Врз основа на практичното искуство, утврдена е вкупна цена на чинење на инвестицијата од 47136631 евра. Производството на енергија во првата година по пуштањето во употреба на ветерниот парк е 90726444 kWh/год. Во анализата на LCOE, се претпоставува дека во другите години генерираната енергија се намалува за 0,5% во споредба со претходната година на работа во текот на животниот век на постројката. Од друга страна, на слика 5.35 е прикажано дека има флукуации во просечната вредност на енергијата генерирана во текот на месеците, што е сосема разбирливо и очекувано.



Слика 5.36. Готовински тек и сегашна вредност, во €

Во овој случај, како што е прикажано на сл. 5.37, применета е дисконтна стапка од 10% годишно. Како резултат на тоа, се добива $NPV=13105913$ [EUR], односно позитивна

вредност на NPV ($NPV > 0$), што ни сугерира дека врз основа на овој метод, проектот ќе биде остварлив. Методот на период на поврат на инвестицијата го покажува временскиот период кој е потребен за враќање на вложените пари, што во случајот со ветерната електрана на Козница е $RVP = 9,20$ години. Во пресметката е вклучено и времето на изградба на ветерниот парк, па ако ги одземеме двете години за изградба, тогаш вистинскиот период на враќање на инвестицијата е 7,20 години. Периодот на враќање RVP се пресметува врз основа на готовинскиот тек пред финансирањето, што е прикажано на слика 5.37.



Слика 5.37. Период на враќање на инвестицијата

За да се пресмета внатрешната стапка на поврат (IRR), за податоците за 25-годишниот готовински тек е искористена IRR, со дисконтна стапка од 10%, и како резултат на тоа е добиена вредност од $IRR = 13,80\%$. И од оваа гледна точка проектот е профитабилен, бидејќи е добиена внатрешна стапка на IRR над критериумот од 10%, односно $> 10\%$. Цената на енергијата е значајна грижа за електроенергетската индустрија. Како вредност во однос на производството на електрична енергија од овој ветерен парк, првично беше замислено да се земе она што е резултат преку пресметките според Рејлиевит израз, како збир на вредностите на енергијата произведена во текот на секој месец во текот на годината. Но, бидејќи во овој случај разгледуваниот систем е во функција, пресметките исто така се засноваат на мерењата направени во однос на количината на енергија распределена во мрежата. Во табелите 5.3 и 5.4 се дадени податоците потребни за пресметката на LCOE.

Табела 5.3. Клучни податоци за LCOE анализа

Вкупна вредност (€/W)	1350
Почетен попуст/стимуланс	35,000
Трошоци за работа и одржување (O&M Cost), €/kW	26.00
O&M Cost (€/kW) = (1st-year-O&M-Cost/Total-system-size-in-kW)	

O&M Escalator (%)	0%
-------------------	----

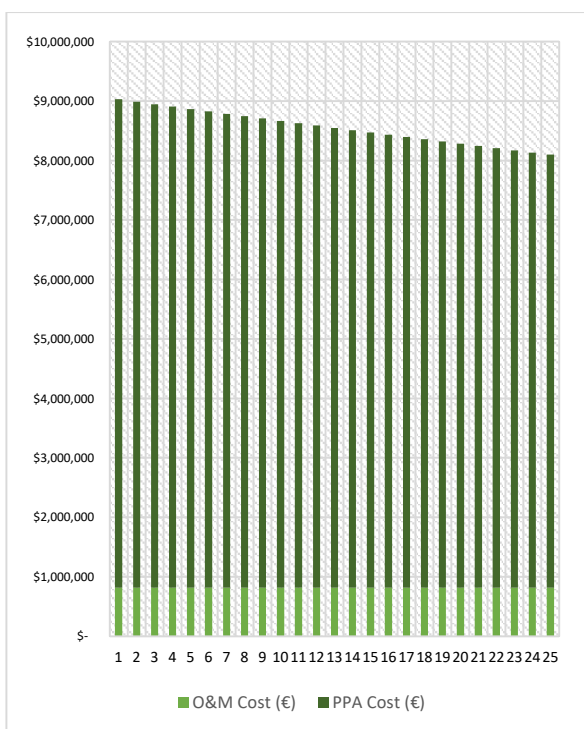
Табела 5.4. Податоци за договорот за продажба на електрична енергија (PPA)

20 години	€/kWh 0.08500
25 години	€/kWh 0.08500

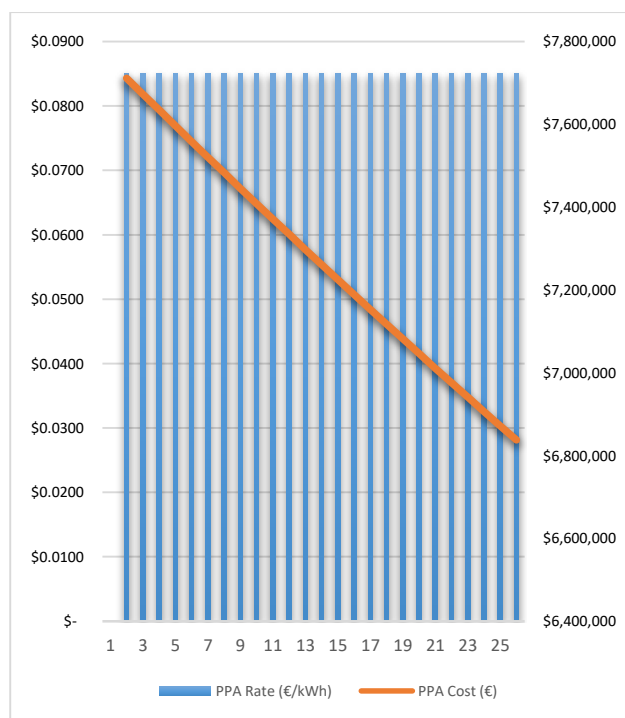
Резултати од LCOE за Siemens 3,3 MW

Со влезните податоци дадени погоре, се вршат споредбени анализи за целиот технички век на системот, односно за околу 25 години. На слика 5.38 се прикажани резултати за производството на енергија за 25 години (во kWh) и оперативните трошоци и трошоците за одржување (O&M), како и вредноста според договорот за купопродажба на електрична енергија (Power Purchase Agreement - PPA). Потоа, споредбата помеѓу PPA Rate и PPA Cost за случајот со турбините на Siemens е прикажана на слика 5.39.

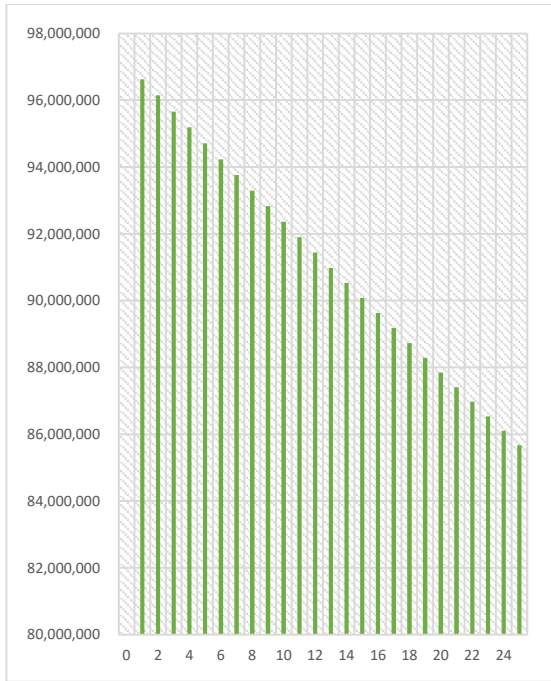
Годишното производство за период од 25 години со намалување од 0,5% во секоја година, од првата кога започнува производството на енергија од ветерниот парк, е прикажано на слика 5.40. Сведување на поврзаните трошоци и произведената енергија е прикажано на слика 5.41. Првите две години од работењето се години на изградба на постројката; затоа вредноста на парите добива негативен предзнак.



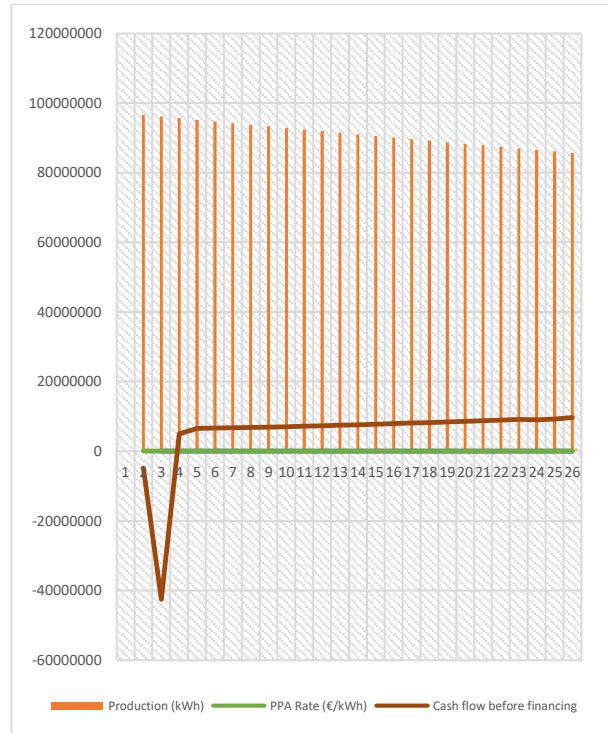
Слика 5.38. Однос на O&M Cost и PPA Cost за Siemens 3,3MW



Слика 5.39. Графичка презентација помеѓу стапката на PPA и PPA Cost за Siemens 3.3MW



Слика 5.40. Предвидување на енергијата коај што може да се произведе во текот на животот на постројката за Siemens 3,3 MW

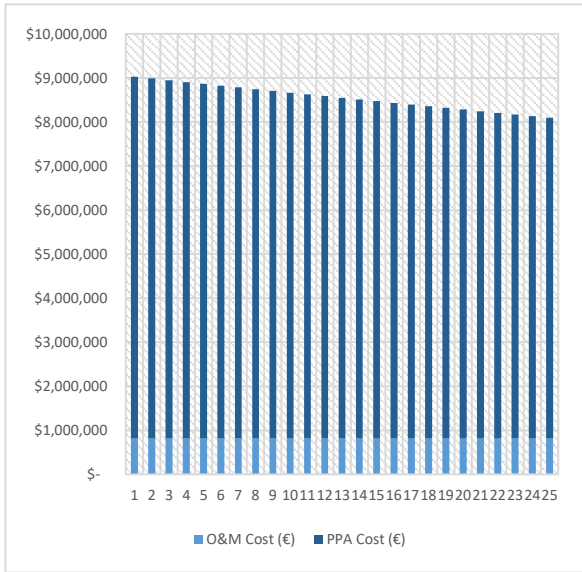


Слика 5.41. Дијаграми на PPA Cost, производство на енергија во kWh и директни набавни трошоци во текот на 25-годишниот век за Siemens 3,3 MW

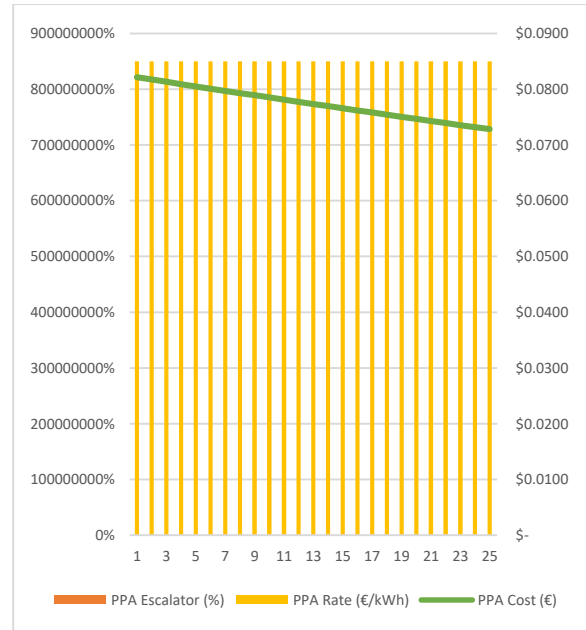
Ова сценарио, сепак, е малку веројатно, но дава идеја за изводливоста на проектот. Овие податоци се претставени на слика 5.41, за случајот кога се зема предвид вредноста прикажана во студијата за изводливост, која е прилично блиска со оние од мерењата. Може да се разбере дека во зависност од типот на избраните турбини, во однос на нивната инсталирана моќност би се добила иста вредност на LCOE дури и ако се добие специфичната енергија обезбедена во текот на секој месец според Рејлиевата распределба.

Резултати за турбината Vestas

Со дадените влезни се вршат споредбени анализи за целиот технички век на системот, односно за 25 години. На слика 5.42 се прикажани резултати за производството на енергија за 25 години (во kWh) и оперативните трошоци и трошоците за одржување (O&M), како и вредноста според договорот за купопродажба на електрична енергија (Power Purchase Agreement - PPA). Потоа, споредбата помеѓу PPA Rate и PPA Cost за случајот со турбините на Vestas (3.45 MW) е прикажана на слика 5.43.

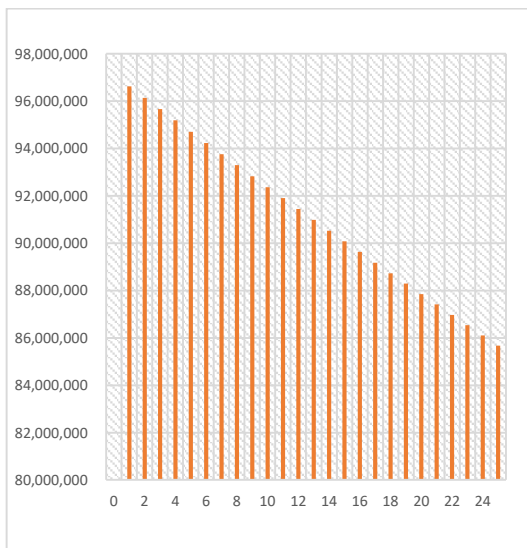


Слика 5.42. Корелација - трошоци за О&М и PPA Cost за Vestas 3,45 MW

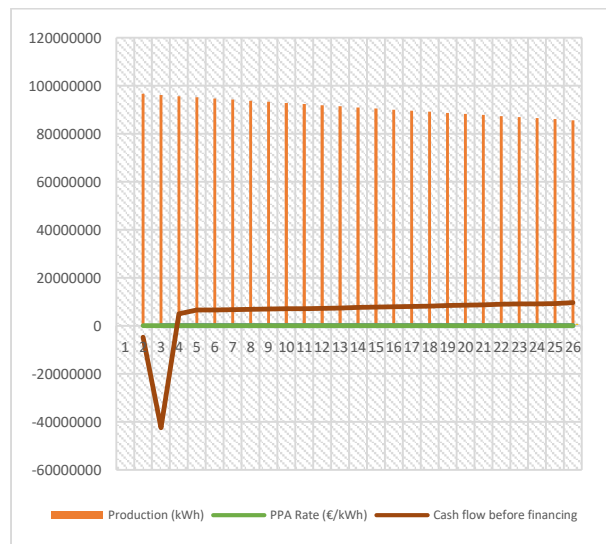


Слика 5.43. Приказ на корелацијата помеѓу стапката на PPA и вредноста со PPA за Vestas 3.45 MW

Годишното производство во рок од 25 години, со намалување од 0,5% во секоја година од почетокот на производството на енергија од ветерниот парк е прикажано на слика 5.43. Слично како за турбините на Сименс, на сл. 5.44 се сумирани специфичните трошоци за секоја година на работа за турбините Vestas.



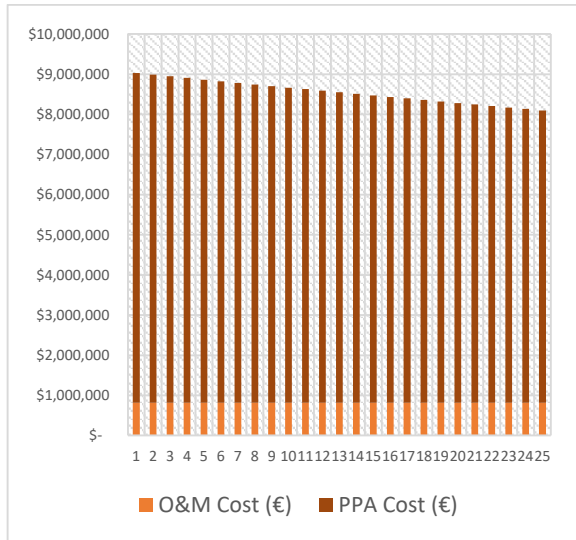
Слика 5.44. Предвидување на енергијата што може да се произведе во текот на животниот век на постројката за Vestas 3.45MW



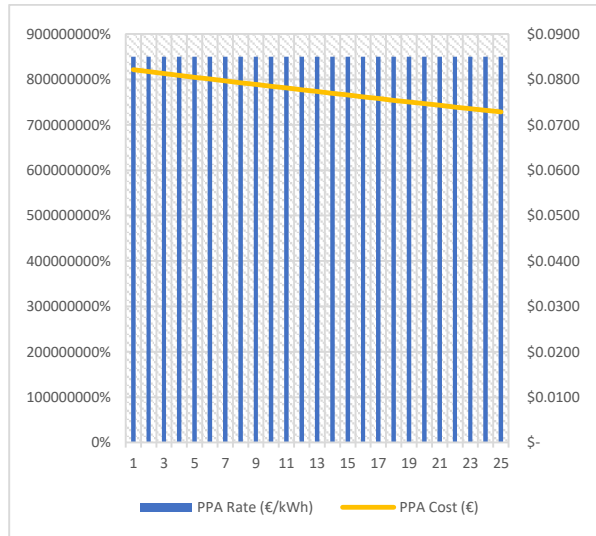
Слика 5.45. Дијаграми на PPA Cost, производство на енергија во kWh и директни трошоци за набавка во текот на 25-годишниот животен век за Vestas 3.45MW

Резултати за General Electric

Во овој дел се прикажани дијаграмски аналогни параметри што се однесуваат за третиот тип ветерни турбини, односно General Electric (GE). На сликата 5.46 е прикажана врската помеѓу трошоците за работа и одржување, како и вредноста според PPA. Слика 5.47 ја прикажува промената на стапката на PPA и вредноста според PPA и односот помеѓу нив.

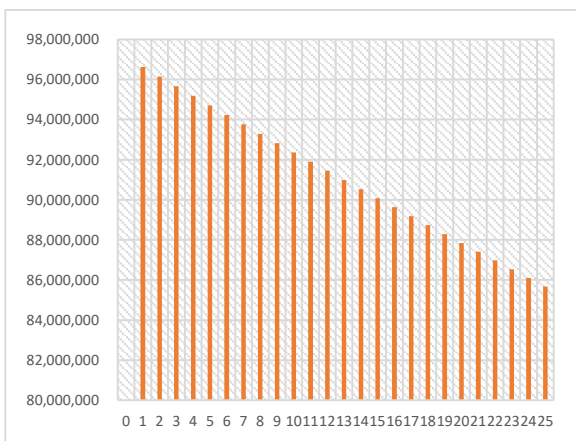


Слика 5.46. Однос за O&M Cost и PPA Cost за General Electric 3,4 MW

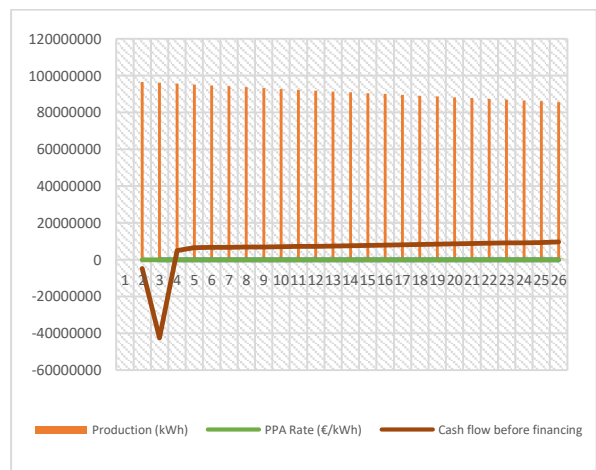


Слика 5.47. Графички приказ на промената на стапката на PPA и вредноста според PPA за General Electric 3.4 MW

Енергијата произведена со турбините на General Electric е прикажана на слика 5.48, при што е проценето дека намалувањето од година во година има линеарен карактер. Графички приказ на движењето на финансиски средства, вредноста според PPA и енергијата произведена низ годините е даден на слика 5.49.



Слика 5.48. Предвидувањето на енергија која што може да се произведе во текот на животот на постројката за General Electric 3.4 MW



Слика 5.49. Дијаграми на PPA Cost, производство на енергија во kWh и директни трошоци за набавка во текот на 25-годишниот животен век за General Electric 3.4 MW

Со оваа студија се систематизираат различните меѓусебно поврзани делови од ветерниот парк, преку анализа на меѓусебната физичка интеракција на столбовите и самите турбини со земјаштето и воздушното струење и оптимизација на поставеноста на објектите, техно-економската студија и проучувањето на општиот ефект на ветерните централи. Во техно-економскиот дел, главната цел беше дефинирањето на LCOE како водечки индикатор. Вториот дел, главно со загубите на енергија кај ветерните турбини и споредбена анализа за три типа турбини кои според капацитет не се разликуваат многу една од друга. Овде може да се заклучи дека вредноста на LCOE од 57 €/MWh е просек за турбините што се предмет на анализа. Со сегашната цена на земјата на чија локација е изучуваниот ветропарк, постројката се одликува со профитабилност и економска рационалност. Се разбира, од анализата ќе произлезат поинакви резултати во случај кога би се разгледувала промената на цената по, на пример, десет години од работењето.

6. ЗАКЛУЧОЦИ И ПРЕПОРАКИ ЗА ПОНАТАМОШНА РАБОТА

6.1. Заклучоци

Човештвото веќе подолго време е во потрага по енергетски ресурси со колку што е можно помало влијание врз околината. Енергијата на ветерот спаѓа во оние енергетски ресурси што земаат значителен замав во енергетскиот сектор во последниве две децении и се очекува да зафатат уште поважно место во иднина. Кога станува збор за истражувањата за подобрување на ефикасноста во областа на ветерната енергија, основните насоки се подобрување на карактеристиките на самата опрема и оптимизација на организацијата на ветропаркот. Од научен аспект, извршени се редица истражувања со цел да се најдат најдобри можни позиции на турбините во соодветната фарма. Една од целите на овој труд е да се развие модел кој дава можност за проценка на потенцијалот на ветерот на одредена локација со специфични релјефни карактеристики. Истражувањето е спроведено со цел да се креира методологија за оптимизација на распоредот, бројот и капацитетот на ветерните турбини во зависност од топографските и метеоролошките карактеристики на географскиот простор. Притоа, како помошен софтверски алат се користи пакетот WAsP, а истражувањето се базира врз интензивни теренски мерења. Клучна појдовна хипотеза е дека со зголемување на растојанието помеѓу ветерните турбини ќе се зголеми производството на енергија.

Користејќи ги моделите кои се однесуваат за оптимизирање на поставувањето на турбините во ветерниот парк, во принцип, произлегува дека како што се зголемува растојанието, толку повеќе се зголемува излезната енергија. Тоа е последица од фактот што во случај на поголемо растојание одредена турбина физички не ја попречува работата на следната турбина преку појавата на турбуленции и ефектот на буење, што значи и нарушување на воздушната струја позади секоја турбина. Колку е помала меѓусебната интеракција помеѓу ветерните турбини, толку е поголема излезната енергија. Овде, треба да се спомене дека главен предуслов е да се има соодветен енергетски потенцијал на локацијата, што е земено во студијата како почетна точка. Во случаи на поволен енергетски потенцијал на тоа место, најпогоден терен ќе биде рамен со правилна форма. Меѓутоа, може да се лоцираат и нерамни терени кои имаат потенцијал за ветерни електроцентрали. Во такви случаи, треба да се посвети соодветно внимание на карактеристиките на теренот, поточно на топографијата. Мора да се додаде уште поголема грижа на релјефните форми кои може да доведат до нарушување на струењето или до појава на локални исклучително брзи струења во форма на тунели, особено помеѓу ридовите.

Главната хипотеза што е применета во спроведеното истражување се сведува на тоа дека максимизирање на произведената енергија може да се постигне доколку се изнајдат оптимално меѓусебно растојание и позиционираност на турбините. Треба да се додаде дека ова бара дополнителен напор за проучување во случајот со планински терени, коишто се карактеризираат со големи нерамнини, „препреки“ на струењето и други елементи што придонесуваат за нарушување на воздушното струење. Анализите се направени за различни форми на поставување на турбините во ветропаркот, енергетските загуби поради ефектот на буење, енергијата што се генерира од електроцентралата за сите форми на поставеност, факторот на капацитет, како и RIX и Δ RIX. Обрасците на поставување на турбините за кои се дискутираше во докторскиот труд се според формите Arc, I, L, M и V, на сите растојанија и за сите типови турбини што се опфатени со студијата. Од обрасците кои се дискутирани,

формата на организација на ветропаркот со најмала ефикасност е сценариото според М буквата.

Тоа е затоа што во разгледуваниот терен, обликот М е најмногу подложен на условно намалување на теренот. Намалувањето не е континуирано, а до дополнителни, уште позначителни намалувања доаѓа поради интензивирањето на ефектот на будење. Јасно е дека притоа, покрај нарушувањето на струењето, се јавува и намалување на брзината на ветерот. Ова намалување се објаснува во голема мера со обликот на поставеноста на турбината, бидејќи формата на буквата М ги зголемува загубите поради ефектот на будење. Во овој случај, турбините меѓусебно влијаат негативно со двоен ефект. Во рамките на докторскиот труд, растојанието исто така беше проучувано за сите методи на поставување, вклучувајќи го и случајот на повеќе од двојно зголемување на растојанието. Имено, првата група сценарија се однесува на растојание помеѓу турбините од $2 \cdot D$, додека последната група се однесува на растојание помеѓу турбините од $5 \cdot D$. Еден елемент што треба да се земе предвид и да се забележи во овој случај е дека не секогаш оптимизирањето на поставеноста на турбините значи зголемување на растојанието помеѓу столбовите. Оваа студија е пример за тоа. Во овој модел, промената на брзината на ветерот се подразбира како дефицит на брзината на ветерот. Колку е помало растојанието помеѓу инсталираните турбини, дефицитот се зголемува, со што се намалува енергетскиот потенцијалот на воздушната струја што наидува кон следната турбина.

Покрај различните методи кои се имплементирани во рамките на оптимизацијата на поставувањето на турбините, применет е и методот на анализа на земјиштето кое е предвидено за употреба за соодветната ветерна фарма. Тоа е затоа што ветерниците се постројки кои треба да работат значителен период, обично помеѓу 20 и 25 години. Тоа значи дека оптимизирањето на поставувањето на турбините на соодветна локација и можното максимизирање на растојанието, со цел да се максимизира произведената електрична енергија, мора да ги земе предвид и трошоците за земјиштето што е ставено во употреба. Во разгледуваниот случај, цената на чинење на земјиштето, како планински терен, е пониска отколку за рамни терени. Од оваа гледна точка, секое погодно растојание помеѓу турбините се очекува да биде оптимално, што би обезбедило зголемување на излезната енергија. Сепак, големите флукуации поради топографијата на теренот негативно влијаат врз енергијата на излезот, со што ја намалуваат ефикасноста на ветерната електроцентра. Ваквите терени се познати како сложени терени, а анализите во такви случаи треба да бидат посеопфатни.

Од реализираните истражувања и анализи може да се извлечат повеќе заклучоци, кои се коментирани во претходните поглавја од овој труд. Во продолжение се наведени најзначајните меѓу нив:

- Енергетската густина на локацијата што е предмет на истражување се карактеризира со релативно добри вредности, при што максималната вредност изнесува 571 W/m^2 . Ова е, се разбира, одлична вредност, но недостижна во услови на континуирана работа. Во овој контекст, според пресметката, за највисока можна просечна вредност во овој случај се смета 393 W/m^2 . Ова, се разбира, се должи, пред се, на промените на релативната брзина на ветрот. Дополнително, важно е да се потенцира дека брзината на ветерот на висина од 84 m е поголема од 3 m/s во времетраење од околу 7000 часа од во текот на годината.

- Врз основа на анализата на мерењата и соодветната нумеричка анализа, стандардното отстапување на брзината во случај на поголема брзина е позначајно по вредност. Слично, се покажува дека максималните вредности се позачестени и многу блиску едни до други за мерењата што се однесуваат на висините 84 m и 80 m над почвата.
- Начинот за оптимизирање на поставувањето на турбините на ветер на дадена локација доаѓа од длабинско знаење и сеопфатна анализа на интеракцијата помеѓу протокот на воздух, теренот (со неговите сложени карактеристики) и структурата на турбините на ветер, вклучувајќи ги кулата и роторот. Ова значи дека топографијата на теренот и метеоролошките услови на потенцијалната локација за фарма на ветер мора да бидат предмет на детално истражување и анализа.
- Дел од процесот на оптимизација се состои и од анализа на трошоците. Во спроведената анализа, имајќи предвид дека растојанието $5 \cdot D$ помеѓу турбините, како едно од испитуваните сценарија, не даде максимални резултати и, во некои случаи, во некои форми излезната енергија беше дури и помала од онаа добиена при $3 \cdot D$ растојание помеѓу турбинските единици, се покажа дека нема да биде исплатливо да се прошири паркот на ветер на голема површина. За комплексни планински терени ефективно ќе биде зголемувањето на растојанието до одредена мера, кое треба да биде минимално $3 \cdot D$, а во некои случаи $5 \cdot D$, па дури и повеќе, при што е неопходно да се најдат точките со најголем енергетски потенцијал, во зависност од локалната топографија на теренот, така што да не се менува котата на турбините во разгледуваниот ветерен парк.
- Врз основа на анализите и мерењата на теренот, правецот на ветерот на секоја надморска височина (40 m, 60 m, 80 m, 84 m) не се менува многу и затоа, за понатамошна анализа, може да се смета за ист.
- Спроведеното истражување покажа дека има мала разлика во интензитетот на турбуленцијата на ветрот на мерните височини опфатени со анализата.
- Истражувањето спроведено во рамките на тезата опфаќа неколку различни сценарија, врз основа на формата на поставеност и растојанието помеѓу турбините. Пред да се прикаже споредбата помеѓу годишната енергија произведена од секој модел на поставеност, неопходно е да се дискутира за идејата за таквите форми, а тоа е направено во претходните поглавја од оваа теза. Идејата дојде врз основа на хипотезата за идеална поставеност. Знаејќи дека се работи за планински терен, кој е комплексен по својата природа, првичната идеја и намера е дека најдобрата локација е турбинските столбови да бидат на највисоките точки.
- Обликот М на поставеноста на турбината, дури и за случајот $5D$ како оптимално растојание, прави турбините да имаат најмало производство на енергија при иста брзина и густина на ветерот во такво сценарио.
- Покрај придонесот за одржливост на енергетските извори и енергетските системи, во овој случај енергијата на ветерот има и големо економско значење. Тоа значи дека е потребна детална анализа на сите сценарија како може да се реализира протокот на средства. За спроведеното истражување е користен т.н. Израмнета цена на електрична енергија (LCOE). Од спроведената анализа произлегува дека резултатите за LCOE покажуваат вредност од 57 €/MWh.
- За утврдените и претпоставените податоци за инвестициите и техничките податоци во ветерниот парк, спроведената финансиско-економска анализа користена за проценка на профитабилноста на инвестицијата, дава резултати дека вредноста на внатрешната стапка на поврат (IRR) изнесува 13,8%, додека нето сегашната вредност

(NPV), како разлика помеѓу сегашната вредност на паричните приливи и сегашната вредност на паричните одливи во одреден временски период, изнесува 13105913 EUR.

- Постојано се развиваат различни и се посоефицицирани техники за моделирање на струјните процеси, но пристапот кон студијата останува сличен. Може да се нагласи дека оптималната форма на сместување бара студија која ќе доведе до најголемиот фактор на капацитет што може да се постигне во конкретниот случај. Обрасците на распоред според буквите V и L, во принцип резултираат со повисок фактор на капацитет. Тоа значи дека идејата за сместување во оптимална форма, меѓу другото, како иницијална суштинска компонента, го има овој податок, така што анализата треба да се ориентира кон комбинација на формите L и V и исто така I и форма на лак. Формата која најмногу е подложна на промени во зависност од нивелацијата е M и како таква, таа е форма со најмал фактор на капацитет. Затоа, оваа форма на поставување на турбините воопшто не се разгледуваше во оптималната верзија на поставеноста.

6.2. Препораки за идни истражувања

Реализираните истражувања во областа на ефикасното користење на ветроенергијата како обновлив енергетски ресурс отвораат можности и перспективи за понатамошна истражувачка работа. Врз основа на истражувањата спроведени за целите на овој докторски труд, како и имајќи ги предвид истражувањата на други автори на сродни теми во областа на проблематиката на ветерната енергија, а кои делумно се презентирани во литературниот преглед (Поглавја 2 и 3), може да се дадат насоки и препораки за понатамошни научноистражувачки активности.

Една од можностите за идна студија би била споредбена анализа на два различни ветропаркови врз основа на неколку претходно дефинирани критериуми. Иницијално, од интерес би била споредба на теренот Козница со ветропарк кој би бил лоциран на рамна површина, така што не подлежи на влијанието на нерамнините врз струењето на воздухот. Во таков случај, врз циркулацијата на воздушните маси ќе влијае само ефектот на будење, односно загубите на енергија поради ефектот на будење. Ова би дало придонес кон потврдување на теоријата дека за да се постигне истата енергија произведена за иста просечна брзина на планински терен би требало да се направи поставување на ветерни турбини на поголем теренски простор.

Некои конкретни препораки и насоки за понатамошна истражувачка работа се дадени во продолжение:

- Идната работа како продолжение и надградба на ова истражување би била реална анализа на предложениот модел за оптимизација за други фарми со ветерници, било на локации во Косово или на други места, знаејќи дека досега реализираните и оние што ќе се развијат се карактеризираат со нерамна планинска топографија.
- Анализата да биде поексплицитна и пореална со додавање на мерења на ветерот за подолг период, најмалку три години, на избраната локација.
- Анализата на струјните процеси и интеракцијата помеѓу воздушната маса, топографијата на теренот и формата и геометријата на ветерните турбини може значително да се збогати со примена на моделирање со помош на CFD техника. Со

тоа ќе се даде поексплицитна фигуративна порака дека ефектот на будење влијае врз нарушувањето на струјното поле и намалувањето на брзината на ветерот долж турбините на фармата. Во тој контекст ќе се добијат дополнителни показатели за оптимизација на поставеноста на турбините и подобрување на ефикасноста на ветерната фарма.

- Истражување на комбинација на турбини со неконстантен (варијабилен) капацитет со цел да се детерминира како ќе се менува ефикасноста на енергетската конверзија во овој случај.
- За најчестите ветрови според насоката и интензитетот, кои се јавуваат на локацијата земена во студијата, треба да се изврши подетална анализа на нивните перформанси и времетраење, од аспект на можноста за подобра енергетска конверзија во електрична енергија, во однос на времето и ефикасноста.
- Да се изврши потребната анализа и да се направат посветени истражувања и студии за компатибилноста на влијанието врз животната средина со меѓународните препораки и стандарди кои го регулираат ова прашање. Секако, треба да се земат предвид и техничките перформанси за секој тип на одредена турбина земена во студијата. Ваквата анализа би била поцелосна доколку истражувањето се фокусира на проценка на животниот циклус на влијанието на ветерните турбини врз животната средина, почнувајќи од нивното производство, промените на теренот за време на подготвителните работи и изградбата на конструкциите, периодот на работа и начинот на кој да се справат со структурите и компонентите на турбината на ветер откако ќе заврши нивниот технички век.
- Би било добро да се спроведат истражувања и анализи за влијанието на различни форми и пристапи за поттикнување на поголемо користење на обновливи енергетски ресурси. Во таа смисла, сегашните правила во Косово вклучуваат намалување на цената што се признава за електричната енергија произведена во ветерните електрани по десет години. Имено, со тоа би се изедначила цената по која универзалниот снабдувач ја купува електричната енергијата од ветропарковите со цената на енергијата што ја произведуваат конвенционалните постројки. Понатаму, за да се зголеми доверливоста на инвестицијата, неопходно е соодветно прилагодување на продажната цена на електричната енергија по десет години. Во оваа студија, тоа се смета за ценовен континуитет во текот на целиот век на постројката.
- Дополнително на претходните коментари, финансиска анализа која би ги вклучила трошоците за деактивирање би била многу интересен и корисен придонес за понатамошно истражување во оваа област.
- Се разбира, во областа на енергетиката, особено во делот на обновливите извори на енергија кадешто припаѓа и примената на енергијата на ветерот, има уште многу други истражувачки аспекти кои во овој труд не се третирани, како што се можностите за подобрување на ефикасноста со примена на најновите сознанија од мехоторничките системи, науката за материјалите, електрониката, информатиката итн.

REFERENCES

1. Moemken, J., Reyers, M., Feldmann, H., Pinto, J.G. Future Changes of Wind Speed and Wind Energy Potentials in EURO-CORDEX Ensemble Simulations. *J. Geophys. Res. Atmos*, Vol 123, pp. 6373–6389, 2018.
2. Gallego C., Pinson P., Madsen H., Costa A., Cuerva A. Influence of local wind speed and direction on wind power dynamics – Application to offshore very short-term forecasting. *Applied Energy*, Vol 88, No 11, pp 4087-4096, 2011.
3. Hyunuk K., Baek-Jo K., Hyoung-Gu N., Jonghyeok J., Jae-Kwan SH., Kyu Rang K., Seungbum K. Classification of Homogeneous Regions of Strong Wind and Gust Wind in Korea, SOLA. Vol. 16, pp 140–144, 2016.
4. Lledó Ll., Torralba V., Soret A.; Ramon J., Doblas-Reyes J.F. Seasonal forecasts of wind power generation. *Renewable Energy*. Vol. 143, pp 91-100, 2019.
5. Chavan, D. et al. Application of wind rose for wind turbine installation. *International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT) (2017)*: pp 1-5, 2017.
6. Pishgar-Komleh S., and Akram A. Evaluation of wind energy potential for different turbine models based on the wind speed data of Zabol region, Iran. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Vol 1, pp 882–890, 2013.
7. P. Pachy, L., Liu, J., Qian, F. Frequency Distribution Model of Wind Speed Based on the Exponential Polynomial for Wind Farms. *Sustainability* Vol. 11, No. 3, pp. 665, 2019.
8. Mohammadi, K., Mostafaeipour, A. Using different methods for comprehensive study of wind turbine utilization in Zarrineh, Iran. *Glob. Conf. Renew. Energy Energy Effic. Desert Reg.* 2011.
9. Abolude, A.; Zhou, W. A preliminary analysis of wind turbine energy yield. *Energy Procedia*, Vol. 138, pp 423–428, 2017.
10. Wang T. A brief review of wind turbine aerodynamics. *Theoretical & applied mechanics letters*. Vol. 2, No. 6, pp. 06 – 20, 2012.
11. Patnaik I. Wind as a Renewable Source of Energy, Bachelor Thesis, 2017.
12. Feng, J., Shen, W.Z. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm. *Renew. Energy*, Vol 78, 182–192, 2015.
13. Osmanaj S., Hoxha, B, Selimaj R. An experimental study of Wind Data of a Wind Farm in Kosovo”, *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol 94, 7 pp 21 – 25, 2018.
14. Hoxha B., Dragusha B. Wind Energy Prediction in Kosovo by WASP11 software. *Przegląd Elektrotechniczny*. Vol. 1, No. 3, pp. 127-130, 2020.
15. *WIREs Climate Change* 2013, pp. 245–268.
16. Vladislavleva, E., Friedrich, T., Neumann, F., & Wagner, M. Predicting the energy output of wind farms based on weather data: Important variables and their correlation. *Renewable Energy*. Vol 50, pp. 236–243. 2013.
17. Hau, E. Power Output and Energy Yield. *Wind Turbines*, pp 549–603. 2013.
18. <https://globalwindatlas.info/area/Kosovo/Pristina>
19. <https://www.siemensgamesa.com/en-int/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/onshore/data-sheets/siemens-gamesa-onshore-wind-turbine-swt-dd-142-en.pdf> (2019)
20. Liu, S., Ho, Y. Wind energy applications for Taiwan buildings: What are the challenges and strategies for small wind energy systems exploitation? *Renew. Sustain. Energy Rev.* Vol 59, pp. 39–55, 2016.
21. Tavner, P. J., Greenwood, D. M., Whittle, M. W. G., Gindele, R., Faulstich, S., & Hahn, B. Study of weather and location effects on wind turbine failure rates. *Wind Energy*, Vol. 16, No. 2, pp. 175–187, 2012.
22. Akinsanola, A.A., Ogunjobi, K.O., Abolude, A.T., Sarris, S.C., Ladipo, K.O. Assessment of wind energy potential for small communities in south-south Nigeria: Case study of Koluama, Bayelsa State. *J. Fundam. Renew. Energy Appl.* Vol 7, pp 1–6, 2017.
23. Abolude, A.T.; Zhou, W. Assessment and Performance Evaluation of a Wind Turbine Power Output. *Energies*. Vol 11, 2018.
24. Castellani F., Astolfi D., Terzi L., Hansen KS., Rodrigo JS. Analysing wind farm efficiency on complex terrains. *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 524, 2014.
25. Taslimi-Renani, E., Modiri-Delshad, M., Elias, M.F.M., Rahim, N.A. Development of an enhanced parametric model for wind turbine power curve. *Appl. Energy*. Vol. 177, pp. 544–552, 2016.
26. Wang, Y.; Hu, Q.; Srinivasan, D.; Wang, Z. Wind power curve modeling and wind power forecasting with inconsistent data. *IEEE Trans. Sustain. Energy* Vol. 10, pp. 16–25, 2019.
27. Abolude, A.; Zhou, W. A preliminary analysis of wind turbine energy yield. *Energy Procedia* Vol. 138, pp. 423–428, 2018.
28. <http://www.bu.edu/eng/>, 2019.
29. Cetinay H, Kuipers FA, Guven AN. Optimal siting and sizing of wind farms. *Renew Energy*. Vol. 101 No. 51, 2017.

30. Al-Addous, M.; Jaradat, M.; Albatayneh, A.; Wellmann, J.; Al Hmidan, S. The Significance of Wind Turbines Layout Optimization on the Predicted Farm Energy Yield. *Atmosphere*. Vol. 11, No. 117, 2020.
31. Stevens R.J.A.M., Gayme D.F., Meneveau C. Effects of turbine spacing on the power output of extended wind farms. *Wind Energy*, 2016.
32. Charhouni, N., Sallaou, M. & Mansouri, K. Realistic wind farm design layout optimization with different wind turbines types. *Int J Energy Environ Eng*. Vol. 10, pp. 307–318, 2019.
33. Porté-Agel, F., Bastankhah, M. & Shamsoddin, S. Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review. *Boundary-Layer Meteorol* Vol. 174, pp. 1–59, 2020.
34. Nazir, M.S.; Alturise, F.; Alshmrany, S., Nazir, H.M.J, Bilal, M., Abdalla, A.N., Sanjeevikumar, P.; M. Ali, Z. Wind Generation Forecasting Methods and Proliferation of Artificial Neural Network: A Review of Five Years Research Trend. *Sustainability*. Vol. 12, No. 3778, 2020.
35. A. Rashad, S. Kamel, and F. Jurado. Chapter 2 – The basic principles of wind farms in Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration – Book, pp. 21–67, 2017.
36. Mustakerov, I., Borissova, D. Wind turbines type and number choice using combinatorial optimization. *Renew. Energy* Vol. 35, pp. 1887–1894, 2010.
37. Dhople V.S and Domínguez-García D.A. A framework to determine the probability density function for the output power of wind farms. *North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-6, 2012.
38. Dragusha, B., Hoxha B. Impact of field roughness and power losses, turbulence intensity on electricity production for an onshore wind farm, *IJPEDS*, pp. 1519–1526, 2020.
39. Ceyhan, Ö. Grasso, F. Investigation of wind turbine rotor concepts for offshore wind farms. *J. Phys. Conf. Ser.* 524, 2014.
40. Yilmaz U., Balo F., and Sua S. Simulation Framework for Wind Energy Attributes with WASP. Report
41. Chowdhury S., Zhang J., Messac A., and Castillo L., Unrestricted wind farm layout optimization (UWFLO): investigating key factors influencing the maximum power generation. *Renew. Energy* Vol. 38, pp. 16–30, 2012.
42. Machado T.A.J et al. (eds.), *Mathematical Modelling and Optimization of Engineering Problems, Nonlinear Systems and Complexity*, 2020.
43. Moskalenko N., Orths A., *Study of Wake Effects for Offshore Wind Farm Planning*. Modern Electric Power Systems 2010.
44. Mathew S., and G. S. Philip (eds.), *Advances in Wind Energy Conversion Technology*, Environmental Science and Engineering, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.
45. Ayala M., Maldonado J., Paccha E., and Riba C. Wind Power Resource Assessment in Complex Terrain: Villonaco Case-study Using Computational Fluid Dynamics Analysis. *Energy Procedia*, Vol. 107, pp. 41–48, 2017.
46. Waewsak, J., Kongruang, C., Gagnon, Y. Assessment of wind power plants with limited wind resources in developing countries: Application to Ko Yai in southern Thailand. *Sustain. Energy Technol. Assess.* Vol.19, pp. 79–93, 2017.
47. Iqbal M., Azam M., Naeem M., Khwaja A., and Anpalagan A. Optimization classification, algorithms and tools for renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 640– 654, 2014.
48. Castellani, F., Astolfi, D., Mana, M., Piccioni, E., Becchetti, M., Terzi, L. Investigation of terrain and wake effects on the performance of wind farms in complex terrain using numerical and experimental data. *Wind Energy*, Vol. 20, pp. 1277–1289, 2017.
49. CHAPTER 1. Fundamentals of wind energy. Wei Tong Kollmorgen Corporation, Virginia, USA.
50. Glassbrook, K.A., Carr, A.H., Drosnes, M.L., Oakley, T.R., Kamens, R.M., Gheewala, SH. Life cycle assessment and feasibility study of small wind power in Thailand. *Energy for Sustainable Development* Vol. 22, pp. 66–73, 2014.
51. Nemes C., and F. Munteanu. The Wind Energy System Performance Overview: Capacity Factor vs. Technical Efficiency. *International Journal of Mathematical Models and Methods in Applied Sciences*, Vol. 5, no. 1, pp. 159-166, 2011.
52. Cattin, R., Schaffner, B., Kunz, S. Validation of CFD Wind Resource Modeling in Highly Complex Terrain. In *Proceedings of the European Wind Energy Conference*, Athens, Greece, 27 February–2 March, 2006.
53. Watson, S., Moro, A., Reis, V., Baniotopoulos, C., Barth, S., Bartoli, G., Bauer, F., Boelman, E., Bosse, D., Cherubini, A., Croce, A., Fagiano, L., Fontana, M., Gambier, A., Gkoumas, K., Golightly, C., Latour, M., Jamieson, P., Kaldellis, J., and Wisser, R., Future emerging technologies in the wind power sector: A European perspective, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 113, No.10, pp. 109-270, 2019.

54. Paul Veers, Katherine Dykes, Eric Lantz, Stephan Barth, Carlo L Bottasso, Ola Carlson, Andrew Clifton, Johny Green, Peter Green, Hannele Holttinen, et al. Grand challenges in the science of wind energy. *Science*, Vol. 366, 2019.
55. Song, M., Chen, K., Wang, J. Three-dimensional wind turbine positioning using Gaussian particle swarm optimization with differential evolution. *J. Wind. Eng. Ind. Aerodyn.* Vol. 172, pp. 317–324, 2018.
56. Chamorro, L.P., Porté-Agel, F. Turbulent flow inside and above a wind farm: A wind-tunnel study. *Energies*, Vol. 4, pp. 1916–1936, 2011.
57. Duraisamy K., Iaccarino G., and Xiao H. Turbulence modeling in the age of data. *Annual Review of Fluid Mechanics*, Vol. 51, pp. 357–377, 2019.
58. Xu, C., Yang, J., Li, C., Shen, W. Z., Zheng, Y., & Liu, D. A Research on Wind Farm Micro-siting Optimization in Complex Terrain. In W. Shen (Ed.), *Proceedings of the 2013 International Conference on aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and wakes (ICOWES2013)* (pp. 669-679). Technical University of Denmark, 2013.
59. Mortensen, N. G. Wind resource assessment using the WAsP software. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy E, No. 174, 2018.
60. Al-Abadi A., Youjin K., Ertunç. Ö, Delgado A. Turbulence impact on wind turbines: experimental investigations on a wind turbine model. *Journal of Physics Conference Series* Vol. 753, No. 3, 2016.
61. Liu Zh. Peng J., Hua X., Zhu ZH. Wind farm optimization considering non-uniformly distributed turbulence intensity. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Vol. 43, 2021.
62. Shin, J., Baek, S., Rhee, Y. Wind Farm Layout Optimization Using a Metamodel and EA/PSO Algorithm in Korea Offshore. *Energies*, Vol. 14, No. 146, 2021.
63. Shao, Z.; Wu, Y.; Li, L.; Han, S.; Liu, Y. Multiple Wind Turbine Wakes Modeling Considering the Faster Wake Recovery in Overlapped Wakes. *Energies*, Vol. 12, No. 680, 2019.
64. Emami A., Noghreh P. New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms [J]. *Renewable Energy*, Vol. 35, pp. 1559-1564, 2010.
65. Gharaibeh, A., Al-Shboul, D., Al-Rawabdeh, A., Jaradat, R. Establishing Regional Power Sustainability and Feasibility Using Wind Farm Land-Use Optimization. *Land*, Vol. 10, No. 442, 2021.
66. Yang, J., Zhang, R., Sun, Q., Zhang, H. Optimal Wind Turbines Micrositing in Onshore Wind Farms Using Fuzzy Genetic Algorithm, *Math. Prob. Eng.* 2015.
67. Göçmen T., Laan PVD. Réthoré PE, Diaz AP., Larsen GC., Ott S. Wind turbine wake models developed at the Technical University of Denmark: A review. *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 60, pp. 752-769, 2016.
68. WIND ENERGY PROJECT ANALYSIS CHAPTER, *Clean Energy Project Analysis: RETScreen® Engineering & Cases*, 2012.
69. Ali M., Matevosyan J., Milanovic V.J. Probabilistic Assessment of Wind Farm Energy Yield. 17th Power Systems Computation Conference (PSCC'11), CD Rom. Stockholm, Sweden, August 2011.
70. Carvalho, D. & Rocha, A. & Santos, C. Silva & Pereira, R. Wind resource modeling in complex terrain using different mesoscale–microscale coupling techniques. *Applied Energy*, Elsevier, Vol. 108, pp. 493-504, 2013.
71. Zergane S., Smaili A., Masson C. Optimization of wind turbine placement in a wind farm using a new pseudo-random number generation method. *Renew Energy*, Vol. 125, pp. 166-171, 2018.
72. Nemes C., Munteanu F. Development of reliability model for wind farm power generation. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 10, pp. 24-29, 2010.
73. Kallioras NA., Lagaros N.D., M.G. Karlaftis, Pachy P. Optimum layout design of onshore wind farms considering stochastic loading. *Adv. Eng. Softw.* Vol. 88, pp. 8–20, 2015.
74. Niayifar, A., Porté-Agel, F. Analytical Modeling of Wind Farms: A New Approach for Power Prediction. *Energies*, Vol. 9, No. 741, 2016.
75. Breton P.S., Sumner J., Sørensen N.J., Hansen S.K., Sarmast S., and Ivanell S. A survey of modelling methods for high-fidelity wind farm simulations using large eddy simulation. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, Vol. 375, 2017.
76. Pratt, R. A Comparison of the Observed Wake Effect with Several Wake Models Using Both Analytic and Cfd Simulation Methods-For the Case of Block Island Offshore Wind Farm. Master's Thesis, Uppsala University Sweden, Uppsala, Sweden, 23 November 2019.
77. Makridis, A. Modelling of Wind Turbine Wakes in Complex Terrain Using Computational Fluid Dynamics. Master's Thesis, the University of Edinburgh, Edinburgh, UK, 2012.
78. Uchida, T., Takakuwa, S. A Large-Eddy Simulation-Based Assessment of the Risk of Wind Turbine Failures Due to Terrain-Induced Turbulence over a Wind Farm in Complex Terrain. *Energies*, 2019.
79. Jakubowski, M., Mech, L., Wolniewicz, K. A methodology of wind turbines selection for the given wind conditions. *J. Mech. Energy Eng.* Vol. 1, pp. 171–178, 2017.
80. Lange, B., Højstrup, J. Evaluation of the wind-resource estimation program WAsP for offshore applications. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* Vol. 89, pp. 271–291, 2001.

81. Tseng T.L., Rosales C., and Kwon Y. Optimization of wind turbine placement layout on non-flat terrains. *International Journal of Industrial Engineering*, Vol. 21, No. 6, pp. 384-395, 2014.
82. Manolesos, M., Gao, Z., Bouris, D. Experimental investigation of the atmospheric boundary layer flow past a building model with openings. *Build. Environ*, Vol. 141, pp. 166–181, 2018.
83. Vermeer L., Sørensen N.J., Crespo A., Wind turbine wake aerodynamics, *Prog. Aero. Sci.* Vol. 39, 2003.
84. Wang Y., Liu Y., Li L., Infield D, Han S. Short-Term Wind Power Forecasting Based on Clustering Pre-Calculated CFD Method. *Energies*, Vol. 11, No. 4, 2018.
85. Al-Addous, M., Jaradat, M., Albatayneh, A., Wellmann, J. The Significance of Wind Turbines Layout Optimization on the Predicted Farm Energy Yield. *Atmosphere*, Vol. 11, No. 117, 2020.
86. Jasa, J., Bortolotti, P., Zalkind, D., and Barter, G. Effectively using multifidelity optimization for wind turbine design, *Wind Energ. Sci. Discuss.* [Preprint].
87. Stanley, A.P., Ning, A. Coupled wind turbine design and layout optimization with nonhomogeneous wind turbines. *Wind Energy Sci*, Vol. 4, pp. 99–114, and 2019.
88. Li L., Wang Y., and Liu Y. Impact of wake effect on wind power prediction. 2nd IET Renewable Power Generation Conference, pp. 1-4, 2013.
89. Neunaber I., Hölling M., Stevens RJAM., Schepers G., Peinke J. Distinct Turbulent Regions in the Wake of a Wind Turbine and Their Inflow-Dependent Locations: The Creation of a Wake Map. *Energies*, Vol. 13, No. 20, 2020.
90. Abolhosseini S., Heshmati A. The main support mechanisms to finance renewable energy development, *Renew. Sustain. Energy Rev.* Vol. 40, pp. 876–885, 2014.
91. Milanese, M., Tornese, L., Colangelo, G., Laforgia, D., de Risi, A. Numerical method for wind energy analysis applied to Apulia Region, Italy. *Energy*, Vol. 128, pp. 1–10, 2017.
92. Han, X. Guo, J. Wan, p. Adequacy study of a wind farm considering terrain and wake effect [J]. *Journals and Magazines*, Vol. 10, No. 6, pp. 1001-1008, 2012.
93. Mohamed B., Fadela B., Mounir K., Optimization of the Wind Turbines Location in Kaberten Wind Farm in Algeria, *Energy Procedia*, Vol. 74, pp. 122-129, 2015.
94. González-Longatt, F., Wall, P., Terzija, V. Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. *Renew. Energy*, Vol. 39, pp. 329–338, 2012.
95. Archer L.C., Vassel-Be-Hagh A., Yan Ch., Wu S., Pan Y., Brodie F.J., and Eoghan Maguire A. Review and evaluation of wake loss models for wind energy applications. *Applied Energy*, Vol. 226, pp. 1187–1207, 2018.
96. Balasubramanian K., Thanikanti SB., Subramaniam U., Sichilalu S. A novel review on optimization techniques used in wind farm modelling. *Renewable Energy Focus*. Vo. 35, pp. 84-96, 2020.
97. Ahmad Ludin, N., Ahmad Affandi, N.A., Purvis-Roberts, K., Ahmad, A., Ibrahim, M.A., Sopian, K., Jusoh, S. Environmental Impact and Levelised Cost of Energy Analysis of Solar Photovoltaic Systems in Selected Asia Pacific Region: A Cradle-to-Grave Approach. *Sustainability*, Vol. 13, No. 396, 2021.
98. Abbes M., Belhadj J. Development of a methodology for wind energy estimation and wind park design. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, Vol. 6, 2014.
99. Gu H., Wang J. Irregular-shape wind farm micro-siting optimization. *Energy*. Vol. 57, pp. 535-544, 2013.
100. Topaloglu, F. and Pehlivan H. Analysis of wind data, calculation of energy yield potential and micrositing application with WASP. *Adv. Meteorol.*, 2018.
101. Bilal M., Birkelund Y., Homola M., Virk MS. Wind over complex terrain–Microscale modelling with two types of mesoscale winds at Nygårdstjell. *Renewable Energy*, Vol. 99, pp. 647–53, 2016.
102. Cetinay, H., Kuipers, F. A., & Cuven, A. N. Optimal siting and sizing of wind farms. *Renewable Energy*, Vol. 101, pp. 51–58, 2017.
103. Charhouni, N., Sallaou, M. & Mansouri, K. Realistic wind farm design layout optimization with different wind turbines types. *Int J Energy Environ Eng*, Vol. 10, pp. 307–318, 2019.
104. Martin-Martinez S., et al. Wind Power Variability and Singular Events. *Advances in Wind Power*, Rupp Carriveau, IntechOpen, pp. 285-304, 2012.
105. Latinopoulos, D., Kechagia, K. A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. A regional scale application in Greece. *Renew. Energy*, Vol. 78, pp. 550–560, 2015.
106. Samorani, M. The wind farm layout optimization problem. In *Handbook of Wind Power Systems*; Springer, pp. 21–38, 2013.
107. Saad M. Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines. *IOSR Journal of Engineering*, Vol. 4, No. 8, pp.27-30, 2014.
108. Zhao X, Hu T, Zhang L, et al. Experimental study on the characteristics of wind turbine wake field considering yaw conditions. *Energy Sci Eng*, pp. 1–9, 2021.
109. Xu, C., Yang, J., Li, C., Shen, W. Z., Zheng, Y., & Liu, D. A Research on Wind Farm Micro-siting Optimization in Complex Terrain. In W. Shen (Ed.), *Proceedings of the 2013 International Conference on aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and wakes*, pp. 669-679, Technical University of Denmark, 2013.

110. Mortensen, N. G. Wind resource assessment using the WAsP software. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy E, No. 174, 2018.
111. Rathmann, O. S., Hansen, B. O., Hansen, K. S., Mortensen, N. G., & Murcia Leon, J. P. The Park2 Wake Model - Documentation and Validation, DTU Wind Energy E, Vol. 160, 2018.
112. Parada L., Herrera C., Flores P., Parada V. Wind farm layout optimization using a gaussian-based wake model. *Renew Energy*. 2017.
113. Pena Diaz, A., Réthoré, P.E., van der Laan, P. On the application of the Jensen wake model using a turbulence-dependent wake decay coefficient: The Sexbierum case. *Wind Energy* 2016.
114. Hunt JCR., Tampieri F., Weng WS., Carruthers DJ. Air flow and turbulence over complex terrain: a colloquium and a computational workshop. *Journal of Fluid Mechanics*. 1991.
115. Wood N., *Wind Flow over Complex Terrain: A Historical Perspective and the Prospect for Large-Eddy Modelling*. Boundary-Layer Meteorology, 2000.
116. Robertson A., Sethuraman L., Jonkman J., Quick J. Assessment of Wind Parameter Sensitivity on Ultimate and Fatigue Wind Turbine Loads: Preprint. 2018.
117. Rinker JM. Calculating the sensitivity of wind turbine loads to wind inputs using response surfaces. *Journal of Physics, Conference Series*. 2016.
118. Porté-Agel F., Lu H., Wu Y.T. Interaction between large wind farms and the atmospheric boundary layer. *Procedia Iutam*. 2014.
119. Cabezón D., Migoya E., Crespo A. A semi-parabolic wake model for large offshore wind farms based on the open source CFD Solver openfoam. *ITM Web Conf*, Vol. 2, No. 6, 2014.
120. Frandsen ST. Turbulence and Turbulence-generated Structural Loading in Wind Turbine Clusters. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark. Rep. Risø-R-1188(EN).
121. Hasager C B, Rasmussen L, Peña A, Jensen L E, Réthoré P E. Wind farm wake: The Horns Rev photo case. *Energies*, Vol. 6, pp. 696–716, 2013.
122. Panofsky HA, Dutton JA. *Atmospheric Turbulence*. John Wiley & Sons: New York, 1984.
123. Leahy K., Gallagher CV., Bruton K., O'Donovan P., O'Sullivan DT. Automatically identifying and predicting unplanned wind turbine stoppages using SCADA and alarms system data: case study and results. *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 926, No. 1, 2017.
124. Porté-Agel F., Wu YT., Chen CH. A numerical study of the effects of wind direction on turbine wakes and power losses in a large wind farm. *J Energies*, 2013.
125. Do MH., Njiri JG., Söffker D. Structural load mitigation control for wind turbines: a new performance measure. *Wind Energy*, 2020.
126. Rinker JM. Calculating the sensitivity of wind turbine loads to wind inputs using response surfaces. *Journal of Physics: Conference Series*, 2016.
127. STANDARD DNV GL AS, DNVGL-ST-0437 Edition. Loads and site conditions for wind turbines, 2016.
128. Qiu, Y., Feng, Y., Tavner, P., Richardson, P., Erdos, G., Chen, B. Wind turbine SCADA alarm analysis for improving reliability. *Wind Energy*, Vol. 15, pp. 951–966, 2012.
129. Papatzimos, A.K., Thies, P.R.; Dawood, T. Offshore wind turbine fault alarm prediction. *Wind Energy* 2019.
130. <https://webstore.iec.ch/publication/26603>
131. <https://www.saiglobal.com/pdftemp/previews/osh/iec/iec61000/61400/iec61400-1%7Bed3.0%7Den.pdf>
132. Planning Guidelines (<https://assets.gov.ie/111145/93cd5b8e-e0d5-4369-8d41-45b9738a7b4d.pdf>)
133. Graham, T. L., and Hudak F.P. Potential Hazards of Wind Energy For Rare, Threatened, and Endangered Birds and Bats in Texas. *International Journal of Environmental Research*, pp.917-922, 2011.
134. Sullivan RG. *Methodology for Assessment of Seascape, Landscape, and Visual Impacts of Offshore Wind Energy Developments on the Outer Continental Shelf of the United States*. Washington (DC): U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management. OCS Study BOEM, Vol. 78, 2021.
135. Ragnarsson, B., Oddsson, G., Unnthorsson, R., Hrafnkelsson, B. Levelized cost of energy analysis of a wind power generation system at búrfell in Iceland. *Energies*, Vol. 8, No. 9, pp. 9464–9485, 2015.
136. Bruck M., Goudarzi N., Sandborn P. A levelized cost of energy (LCOE) model for wind farms that includes power purchase agreement (PPA) energy delivery limits. *Proceedings of the ASME Power Conference*, 2016.
137. Kuczyński, W., Wolniewicz, K., Charun, H. Analysis of the Wind Turbine Selection for the Given Wind Conditions. *Energies* Vol. 14, 2021.
138. Wang L. Comparative Study of Wind Turbine Placement Methods for Flat Wind Farm Layout Optimization with Irregular Boundary. *Applied Sciences*, Vol. 9, No. 4, 2019.
139. Kusiak, A., Song, Z. Design of wind farm layout for maximum wind energy capture. *Renew. Energy*, Vol. 35, pp. 685–694, 2010.
140. Talinli, I., Topuz, E., Aydin, E., Kabakçı, S.B. A Holistic Approach for Wind Farm Site Selection by FAHP. *IntechOpen*. 2011.
141. <https://sciencing.com/much-land-needed-wind-turbines-12304634.html>
142. Seguro JV, Lambert TW. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2000 Mar 1; 85(1):75-84.
143. Bhayo MA, Aziz MJ, Idris NR, Yatim AH. Design and Development of a Wind Turbine Emulator for Analyzing the Performance of Stand-alone Wind Energy Conversion System. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*. 2017 Mar 1; 8(1):454-61.
144. Justus CG, Hargraves WR, Mikhail A, Graber D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology*. 1978 Mar; 17(3): 350-3.

145. Celik AN. A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable energy*. 2004 Apr 1; 29(4):593-604.
146. Akpinar EK, Akpinar S. An assessment on a seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Conversion and Management*. 2005 Jul 1; 46(11-12):1848-67.
147. Akpinar EK, Akpinar S. A statistical analysis of wind speed data used in the installation of wind energy conversion systems. *Energy Conversion and Management*. 2005 Mar 1; 46(4):515-32.
148. Chan L, Roslan ME, Mohamed HB. Investigation of the Optimal Position of Wind Sensors and Wind Turbines on a Building: A Computational Fluid Dynamics Study. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*. 2017 Dec 1; 8(3):756-61.
149. Burton T, Sharpe D, Jenkins N, Bossanyi E. *Wind Energy Handbook*. Wiley; 2011
150. Gupta R, Biswas A. Wind data analysis of Silchar (Assam, India) by Rayleighs and Weibull methods. *Journal of Mechanical Engineering Research*. 2010 Feb 28; 2(1):010-24.
151. D.K. Kidmo, R. Danwe, S.Y. Doka, N. Djongyang. Statistical analysis of wind speed distribution based on six Weibull Methods for wind power evaluation in Garoua, Cameroon. *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 18, N°1 (2015) pp. 105 -125.
152. C.-D. Lai, D. Murthy, and M. Xie. *Weibull distributions and their applications*. 2006
153. Crawford RH. Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Ren and Sust Ener Rev* 2009; 13:2653–60.
154. Bontekoning M., Perez-Moreno S.S., Ummels M., Zaaijer M. Analysis of the reduced wake effect for available wind power calculation during curtailment. *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 854, page 012004. IOP Publishing, 2017.
155. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1339-ge-general-electric-ge-3.4-137>
156. Master thesis, Bukurije Hoxha. Analysis of wind energy generation systems - case study – Koznica, Prishtinë, 2019.
157. Miller L, Carriveau R, Harper S, Singh S. Evaluating the link between LCOE and PPA elements and structure for wind energy. *Energy Strat Rev*. 2017; 16: 33-42.
158. Wang J. *Lecture Notes, Chapter 2 – Present Value* 2006.
159. LIVEIRA W. S., FERNANDES A. J. (2015) Cost-effectiveness analysis for wind energy Projects. *International Journal of Energy Science*, Vol.2 No.1 2011 pp.15-22
160. Castro-Santos L, Filgueira-Vizoso A. A Software for Calculating the Economic Aspects of Floating Offshore Renewable Energies. *International Journal of Environmental Research and Public Health*. 2020; 17(1):218. <https://doi.org/10.3390/ijerph17010218>
161. Hoxha B, Filkoski V.R. “Fluid interaction in a complex terrain wind farm. *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 4, pp. 10–13, Apr. 2022, doi: 10.15199/48.2022.04.02.