



MINISTRY OF INDUSTRY AND TRADE
ELECTRIC POWER UNIVERSITY

DINH VAN THIN

**PROPOSED MODELS FOR DESIGNING WIND TURBINE
BLADES AND INSTALLED CONFIGURATIONS OF ONSHORE WIND
FARMS IN VIETNAM**

Major: Energy Engineering

Code: Pilot

DOCTOR OF PHILOSOPHY THESIS IN ENERGY ENGINEERING

SCIENTIFIC SUPERVISORS:

1. Assoc. Prof. Dr. Nguyen Huu Duc
2. Dr. Le Quang Sang

Ha Noi – 2026

DECLARATION

This thesis is my scientific research work under the advice and guidance of two scientific supervisors, Assoc. Prof. Dr. Nguyen Huu Duc and Dr. Le Quang Sang. This thesis was carried out from 2022 to 2025 at the Faculty of New Energy, Electric Power University, Vietnam.

I hereby certify that the theoretical basis used in the thesis is fully cited according to regulations. The models built and the results presented in this thesis are researched and proposed by myself. These results are not duplicated and have not been published before. Most of the results presented in this thesis have been published in prestigious domestic and international scientific journals or conferences by my research group. The data analysis and processing tools used in this thesis ensure the provisions on copyright and intellectual property as prescribed. I hereby guarantee and take full responsibility for the contents presented in this thesis.

SCIENTIFIC SUPERVISORS

Ha Noi, 6th February 2026



Assoc. Prof. Dr. Nguyen Huu Duc



Dinh Van Thin



Dr. Le Quang Sang

ACKNOWLEDGEMENTS

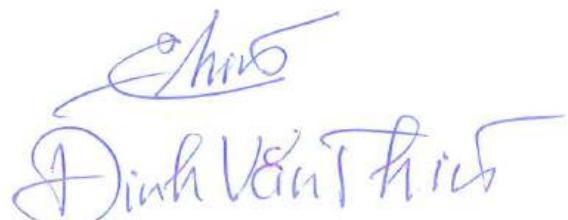
This thesis was conducted under the scientific guidance of Assoc. Prof. Dr. Nguyen Huu Duc and Dr. Le Quang Sang during the period of 2022 - 2025. During the research process, the two supervisors always encouraged and helped me overcome difficulties and obstacles to find new results. They always gave me confidence and clearly oriented the goals and meanings of the research. I would like to express my deep gratitude to the scientific supervisors.

During the studying process at the Faculty of New Energy, Electric Power University, I was directly taught, helped and created many favorable conditions by the lecturers so that I could complete the courses well. I would like to thank Dr. Nguyen Dang Toan - Dean of the Faculty, Assoc. Prof. Dr. Vu Hoang Giang - Vice Dean of the Faculty, and all the lecturers are working at the Faculty of New Energy. In addition, I would like to thank the leaders of Electric Power University, the leaders and staffs at the Department of Academic Affairs for creating the most favorable conditions, helping me complete the necessary documents to complete this postgraduate training course during the period of 2022 - 2025.

Especially, I would like to send my most sincere thanks to my beloved extended family. My parents, brothers and sisters are always the motivation for me to strive to reach higher in life. I would like to send my most special thanks to my wife and son. They have been the source of life, the source of inspiration for me to know that I must try harder, to reach higher targets in work and life.

Finally, this study was supported by the Master, PhD Scholarship Programme of Vingroup Innovation Foundation (VINIF): "Dinh Van Thin was funded by the Master, PhD Scholarship Programme of Vingroup Innovation Foundation (VINIF), code VINIF.2024.TS.090".

Ha Noi, 6th February 2026



A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized characters that appear to be "Dinh Van Thin". The signature is written over two lines, with "Dinh Van" on the top line and "Thin" on the bottom line.

CONTENTS

DECLARATION	i
ACKNOWLEDGEMENTS	ii
CONTENTS	iv
LIST OF FIGURES	v
LIST OF TABLES	viii
NOMENCLATURE	ix
INTRODUCTION	1
Statement of problem.....	1
Target, object and scope	3
Scientific and practical significance	3
Research methods	4
CHAPTER I. OVERVIEW	7
I.1. Wind power development trends.....	7
I.2. Main phases of wind power farm development	8
I.3. Related research contents and methods	10
Summary:.....	20
CHAPTER II. METHODOLOGY	21
II.1. GIS and CFD models	21
II.2. BEM and BOM theories.....	23
II.3. PM, FIDM and LLFVWM methods	27
II.3.1. Panel method	27
II.3.2. Full-inverse design method	29
II.3.3. Lifting line free vortex wake method.....	30
II.4. Jensen, AEP, WL and LCOE theories	33
II.5. Research methods.....	37
Summary:.....	38
CHAPTER III. A PROPOSED MODEL FOR DESIGNING WIND TURBINE BLADE PROFILES	39
III.1. Changes in wind speed according to terrain and altitude	39
III.2. Turbine blade profile design model	52
III.2.1. NACA6409 airfoil model	62

III.2.2. S1010 airfoil model	66
III.2.3. S1223 airfoil model	69
III.2.4. Optimized turbine blade profiles	78
Summary:.....	83
CHAPTER IV. A PROPOSED MODEL FOR DESIGNING INSTALLED CONFIGURATIONS OF ONSHORE WIND FARMS	
.....	86
IV.1. A model for designing wind farm installation configurations	86
IV.2. Apply the designing model to an onshore wind farm area in Khanh Hoa province.....	88
Summary:.....	111
CONCLUSIONS	112
Contributions of the thesis are as follow:	113
Related contents that have not been implemented:	114
Future Work:.....	114
REFERENCES	115
LIST OF SCIENTIFIC PUBLICATIONS	124

LIST OF FIGURES

Figure 2.1. Illustration of the BEM theory.	24
Figure 2.2. Main parameters of an airfoil profile	28
Figure 2.3. Illustrates the process of dividing the airfoil model.....	28
Figure 2.4. The airfoil redesigning process by modification of wind velocity distribution.	30
Figure 2.5. A blade and wake model with the LLFVWM [53]	31
Figure 2.6. Illustration of the wake effect caused by a turbine	34
Figure 3.1. Illustration of the wind speed distributions	40
Figure 3.2. The flowchart analyzes terrain characteristics and wind resources.....	42
Figure 3.3. Modeling the terrain of the wind farm development area on BlenderGIS (a) and Ansys CFX (b),(c)	43
Figure 3.4. Wind resource data provided by the WorldBank.....	44
Figure 3.5. Topography of the area around coordinates (45.9551°N, -118.6877°W).	45
Figure 3.6. Height-averaged wind speed distribution obtained from WorldBank data [62].....	46
Figure 3.7. Average wind speed at an altitude of 80 m: (a) Day, (b) Night [66]	47
Figure 3.8. Wind speed distribution in 3D space.....	47
Figure 3.9. Wind speed distribution at different heights: (a) h=166 m, (b) h=216 m, (c) h=266 m, (d) h=316 m, (e) h=366 m, (f) h=416 m, (g) h=466 m and (h) h=516 m.....	49
Figure 3.10. Wind speed distribution at heights under storm wind conditions: (a) h=166 m, (b) h=216 m, (c) h=266 m, (d) h=316 m, (e) h=366 m, (f) h=416 m, (g) h=466 m and (h) h=516 m.	50
Figure 3.11. Illustration of the main components of a three-bladed horizontal axis turbine.....	53
Figure 3.12. Illustration of the Power-Wind speed characteristic curve of the turbine	54
Figure 3.13. Illustrates the design of a horizontal axis wind turbine blade	55
Figure 3.14. Illustration of the interaction processes of incoming flow with an airfoil	56
Figure 3.15. The flowchart of the optimal blade design model.....	57
Figure 3.16. CFD model for the airfoil.....	60
Figure 3.17. Comparison of aerodynamic parameters of the NACA64A010 when the wind speed is 2.96 m/s: C_l (a); C_d (b); C_l/C_d (c)	61
Figure 3.18. Comparison of aerodynamic parameters of the NACA64A010 when the wind speed is 4.78 m/s: C_l (a); C_d (b); C_l/C_d (c)	61

Figure 3.19. Comparison of aerodynamic parameters of the NACA64A010 when the wind speed is 9.73 m/s: C_l (a); C_d (b); C_l/C_d (c)	62
Figure 3.20. Shapes of NACA6409 and VAST-EPU-N6409 airfoil models	63
Figure 3.21. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s	64
Figure 3.22. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s	64
Figure 3.23. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s	65
Figure 3.24. Shapes of S1010 and VAST-EPU-S1010 airfoil models.....	66
Figure 3.25. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s	67
Figure 3.26. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s	68
Figure 3.27. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s	69
Figure 3.28. Shapes of S1223 and VAST-EPU-S1223 airfoil models.....	70
Figure 3.29. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s	71
Figure 3.30. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s	71
Figure 3.31. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s	72
Figure 3.32. The scaled residuals (a), lift coefficient (b) and drag coefficient (c) during running progress.....	74
Figure 3.33. Obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s	74
Figure 3.34. Obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s	75
Figure 3.35. Obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s	76
Figure 3.36. Airflow contours and eddies when interacting with the VAST-EPU-S1010 airfoil surface with angles: $AoA=-5^\circ$ (a), $AoA=0^\circ$ (b), $AoA=5^\circ$ (c), $AoA=10^\circ$ (d) at a wind speed of 4.0 m/s.....	76
Figure 3.37. Airflow contours and eddies when interacting with the VAST-EPU-S1010 airfoil surface with angles: $AoA=-5^\circ$ (a), $AoA=0^\circ$ (b), $AoA=5^\circ$ (c), $AoA=10^\circ$ (d) at a wind speed of 5.0 m/s.....	77
Figure 3.38. Airflow contours and eddies when interacting with the VAST-EPU-S1010 airfoil surface with angles: $AoA=-5^\circ$ (a), $AoA=0^\circ$ (b), $AoA=5^\circ$ (c), $AoA=10^\circ$ (d) at a wind speed of 6.0 m/s.....	77

Figure 3.39. Relationships between the length (a), twist angle (b) of the airfoil sections and the entire blade lengths using SG6043 model.....	79
Figure 3.40. Maximum output electric powers (a) and maximum power coefficients (b) of the turbines using SG6043 according to wind speeds	80
Figure 3.41. Design parameters of 5.0 m long turbine blades using the SG6043 model (a) and the VAST-EPU-S1223 model (b)	82
Figure 4.1. The flowchart of the model for designing turbine installation configurations	87
Figure 4.2. Farm area around the coordinates (11°27'51.1"N; 109°00'17.6"E).....	89
Figure 4.3. Terrain elevation distribution of the area around coordinates (11°27'51.1"N; 109°00'17.6"E)	90
Figure 4.4. Setting up boundary and initial conditions for the model	91
Figure 4.5. Wind speed distribution function with height.....	91
Figure 4.6. Windrose diagram at this farm area	92
Figure 4.7. Error fluctuations of the quantities: speed and momentum (a); k and ε (b)	93
Figure 4.8. Locations surveyed in detail in the model.....	94
Figure 4.9. Wind speed distributions according to height at different locations	95
Figure 4.10. Weibull wind speed distribution function in the farm area..	96
Figure 4.11. Rate of change in wind speed at 100 m height according to regional terrain	96
Figure 4.12. Corrected Weibull wind speed frequency distribution function	97
Figure 4.13. Locations of 10 E103 wind turbines in the area.....	98
Figure 4.14. Capacity and power coefficient of the E103 turbine according to the wind speeds	98
Figure 4.15. Proposed installation configuration of 10 turbines	99
Figure 4.16. Illustration of the installation configuration of turbines	100
Figure 4.17. Axial induction factor of E103 with wind speed	101
Figure 4.18. Wind velocity deficit with distance of E103 turbine	101
Figure 4.19. Changes of AEP and WL according to different installation configurations	103
Figure 4.20. Optimum configuration for installing the E103 turbines at the farm area	104
Figure 4.21. Changes of LCOE and AEP according to different installation configurations	108
Figure 4.22. Capacity and power coefficient of the VAST-EPU-S1223 turbine according to the wind speeds.....	109

LIST OF TABLES

Table 3.1. Average wind speed distribution by height in the Ninh Phuoc area	44
Table 3.2. Basic parameters of NACA6409 and VAST-EPU-N6409 models	62
Table 3.3. Basic parameters of S1010 and VAST-EPU-S1010 airfoil models	66
Table 3.4. Basic parameters of S1223 and VAST-EPU-S1223 airfoil models	69
Table 4.1. Main parameters of ENERCON E103/2350 turbine	89
Table 4.2. WL, AEP and LCOE values according to different turbine installation configurations in the farm	108
Table 4.3. AEP values obtained from the VAST-EPU-S1223 turbines .	110
Table 6.1. List of published scientific articles.....	124

NOMENCLATURE

<i>Acronyms</i>	
3D	Three-dimensional
BEM	Blade element momentum
BOM	Betz optimization method
CFD	Computational Fluid Dynamics
COD	Commercial Operation Date
EVN	Vietnam Electricity
FIDM	Full-inverse design method
GIS	Geographic information system
GWEC	Global Wind Energy Council
LLFVWM	A lifting line free vortex wake method
MC	Maximum camber
MCP	Maximum camber position
MT	Maximum thickness
MTP	Maximum thickness position
PM	Panel method
RANS	Reynolds-averaged Navier-Stokes
WMO	World Meteorological Organization
<i>Variables and Operators</i>	
A	Cross-section area, m^2
a	Axial induction factor
AEP	Annual energy production, kWh/year
AoA	Angle of attack, $^\circ$
B	Number of turbine blade
CapEx	Capital investment cost, $"/\text{kW}$
C_d	Drag coefficient
C_l	Lift coefficient
C_p	Power coefficient

C_{th}	Thrust coefficient
d	Distance, m
D_{rotor}	Rotor diameter, m
ε	Diffusivity of the turbulent flow
f_b	Gravity, m^2/s
$f(U)$	Weibull distribution function
h_{tot}	Total enthalpy
i, j	Index of a turbine
K	Eddy viscosity, $\text{kg}/(\text{m.s})$
k	Kinetic energy of the turbulent flow
l	Eddy length, m
m	Number of wind speed intervals
n	Number of turbine rows
η_g	Generator conversion efficiency
η_m	Mechanical conversion efficiency
LCOE	Levelized costs of energy, \$/MWh
OpEx	Operating and maintenance cost, \$/kW/year
P	Power, W
p	Static pressure, Pa
P_e	Output electrical power, W
P_s	The term that forms due to shear stress
S	Scale parameter
S_E	External sources of energy
R	Blade length, m
r	Distance from the rotor center, m
r_{cw}	Rate of change of wind speed with terrain slope
rd	Discount rate, %
T	Temperature, K

t	Time, s
TI	Turbulence intensity
Th	Thrust force, N
TSR	Tip speed ratio
U	Wind speed, m/s
U_h	Wind speeds at height h , m/s
U_{h0}	Wind speeds at height h_0 , m/s
VD	Velocity deficit
W	Width parameter
WL	Wake loss
∇	Gradient operator
α	Hellmann coefficient
ρ	fluid density, kg/m ³
ν	Air viscosity, kg/(m.s)
λ	Air conductivity, W/(m.K)
γ	Vortex sheet of strength on the airfoil surface and wake
σ	Source sheet of strength on the airfoil surface and wake
$\sigma_{\bar{U}}$	The standard deviation of average wind speed
$\Psi(x, y)$	Stream function
ω	Rotor rotation speed, rad/s

INTRODUCTION

Statement of problem

Currently, the climate change process is happening at a faster rate and the scope of influence has spread on a global scale. The consequences of climate change are becoming increasingly serious, especially the problem of rising temperatures and air pollution. According to the WMO report [1], the average global air temperature in 2024 has increased $(1.55 \pm 0.13)^\circ\text{C}$ compared to the period 1850 - 1900. The main cause of global warming is due to the concentration of gases such as CO_2 , CH_4 and N_2O in the air being too high. These gases cause the greenhouse effect, preventing the escaping processes of heat radiations from the Earth's surface. At the end of 2023, the concentration of CO_2 reached (420.0 ± 0.1) ppm, the concentration of CH_4 reached (1.934 ± 0.002) ppm, the concentration of N_2O reached (0.3369 ± 0.0001) ppm. These substances are mainly created from the burning of fossil fuels such as coal, gasoline, and oil for electricity production and human transportation. The more developed a country is, the greater its demand for electricity and transportation fuels. Therefore, it is necessary to have binding regulations and policies on a global scale to ensure a fair and sustainable development of the world. No country is left out in preventing climate change.

At COP 26, Prime Minister Pham Minh Chinh committed that Vietnam will develop and implement strong measures to reduce greenhouse gas emissions to achieve net-zero emissions by 2050. Vietnam has since taken many specific actions to implement this commitment. In particular, the Prime Minister has signed and issued a number of important projects and plans such as: Establishing a National Steering Committee to implement Vietnam's commitments at COP26 under Decision No. 2157/QD-TTg dated December 21, 2021 [2]; Approving the Project to implement the Political Declaration on establishing the Just Energy Transition Partnership (JETP) under Decision No. 1009/QD-TTg dated August

31, 2023 [3]; Approving the revised National Power Development Plan VIII under Decision No. 768/QD-TTg dated April 15, 2025 [4].

Through the declarations and the revised National Power Development Plan VIII, Vietnam will maximize the development of electricity from renewable energy, continuing to increase the proportion of renewable energy in the power structure. In particular, promoting the development of onshore, nearshore and offshore wind power in accordance with the absorption capacity of the grid system, reasonable transmission costs associated with ensuring operational safety and economy, making the most of the existing grid infrastructure. Total onshore and nearshore wind power capacity will reach about 26,066 MW - 38,029 MW in 2030, about 84,696 MW - 91,400 MW in 2050. Total offshore wind power capacity for power generation will reach about 6,000 MW - 17,032 MW in the period 2030 - 2035 and about 113,503 MW - 139,097 MW by 2050. Offshore wind power capacity for new energy production will reach about 15,000 MW in 2035 and about 240,000 MW in 2050 [4]. According to EVN's report on April 30, 2025 [5], no offshore wind power plant has been built, while the onshore wind power capacity receiving COD has only reached 1,214.5 MW. Clearly, the Vietnamese Government needs to take stronger and more practical actions to achieve the commitments and goals in the revised National Power Development Plan VIII.

According to the Government's viewpoint as issued in the revised National Power Development Plan VIII, the planning for the development of power source projects must have a long-term, effective and sustainable vision. Power development must be based on the principle of optimizing the overall factors of power source, transmission, and distribution associated with ensuring energy security and environmental protection. However, wind power projects that have been deployed in practice show many shortcomings, such as the lack of a national-scale master plan; have not mastered the technology of surveying, designing, manufacturing, installing, operating, maintaining, and handling wind turbines;

completely dependent on foreign consulting, investment, and equipment supply companies. As a result, many new factories have had incidents and accidents such as broken turbine blades, generator explosions, operating below design capacity, etc. or some wind power plants have transferred ownership to foreign corporations after signing PPA. This leads to low investment efficiency, causing energy insecurity and reducing people's trust in wind power projects in general.

Based on practical issues, this thesis has been titled "Proposed models for designing wind turbine blades and installed configurations of onshore wind farms in Vietnam". This research topic is a scientific work that can be used as a reliable reference source, helping managers and investors make more accurate decisions in the stages of surveying, planning, selecting project locations, designing, selecting turbines and optimizing the installation configuration of turbines in an onshore wind farm, in accordance with the specific features of terrain, infrastructure and wind resources.

Target, object and scope

Target of this research is to build models for designing turbine blades and wind farm configurations in Vietnam. The models are used to determine the development area, design turbine blades and installation configurations in onshore wind farms. Thereby helping to improve the operational efficiency of the onshore wind farms by maximizing the AEP value and ensuring the LCOE value is consistent with the current electricity purchase price in Vietnam.

The scope of this research is wind power generation technology using small three-bladed horizontal axis turbines. The research objects of this thesis are the blade profiles of under-100kW horizontal axis turbines and the installation configuration of onshore wind farms in Vietnam.

Scientific and practical significance

Researching, analyzing, selecting and designing turbine blades and installation locations in an onshore wind farm area is an issue of concern worldwide. This is a complex issue, involving many practical factors such as

terrain characteristics, wind resources, turbine types, infrastructure and power grids, and specific policies in each country. Therefore, this research topic has great practical significance. The design models proposed in this thesis can be widely applied and bring great benefits not only in terms of economy but also in other aspects such as environment and society. In particular, in the context of the world implementing the energy transition process and Vietnam is one of the leading countries.

The design models proposed in this thesis uses a combination of physical theories, statistical theories and computational models. Physical and statistical theories form the basic and reliable foundation for computational models implemented on computers. GIS and CFD models are the main simulation and computational models in this thesis. GIS with geographic data sources is continuously updated from satellite image data with increasingly high accuracy. Exploiting the powerful features of GIS to select suitable locations for wind farm development has high scientific significance. In addition, CFD is a state-of-the-art computational model with a combination of many advanced mathematical solutions. Establishing effective and highly accurate CFD calculation models in aerodynamic problems for wind turbines according to different terrain and wind resource characteristics is a very difficult task, with very high scientific significance. The perfect combination of GIS and CFD is being carried out by many scientific research groups in the world and increasingly brings about analysis results with almost absolute accuracy. The analysis results based on GIS - CFD in this thesis also show an error of only a few percent compared to the experiment and reality. Obviously, this combined model can contribute and has scientific significance to the global scientific community.

Research methods

To conduct the research contents in the thesis, a number of research methods have been used including:

- Method of searching, collecting, and processing information and data

online: This method is used to solve problems related to data sources such as terrain characteristics, infrastructure, wind resources, design parameters of turbines; theoretical basis of BEM, BOM, AEP, WL and LCOE; theoretical basis and data library of GIS, CFD, PM, LLFVWM models.

- Physical simulation method: Different physical theories are used to describe, analyze, and interpret the processes of movement and interaction of air flows under different specific conditions. Physical conservation equations are the basic foundation for analytical models, numerical simulations such as numerical weather forecasting, GIS and CFD models. The characteristics of terrain, infrastructure, wind resources in the interest areas will be built and displayed on digital maps based on BlenderGIS, QGIS or Ansys CFX, Fluent. Then, creating 2D, 3D models of the objects. Then, these models will be used to simulate the interaction processes of wind under different conditions. From there, the interaction processes, wake effects, energy loss when the wind blows through this area will be determined. These results will be used to calculate the operating parameters of different turbines to evaluate and select the suitable locations to install turbines in the surveyed areas.

- Statistical method: This method is based on large historical data to make forecasts. This method is implemented according to time series analysis to build wind speed frequency distribution functions in areas or wind speed distribution functions according to terrain height at different locations. These functions will provide important input data for design calculations and simulation models.

- Analytical method:

+ BEM, BOM theories combined with PM, LLFVWM, CFD models will be used to study and optimally design wind turbine blade profiles according to terrain characteristics and wind resources in the surveyed areas. From there, the most suitable turbine designs will be determined.

+ BEM, Jensen theories combined with GIS, CFD models will be used to study the optimal turbine installation configurations in the wind farm

development areas to obtain the largest AEP and reasonable LCOE. Finally, the optimal turbine installation configurations for the entire wind farm development areas will be determined.

This thesis combines the above methods to obtain values and results according to the research objects. Then, these results will be analyzed, evaluated, and compared with experimental and practical values in some specific cases.

CHAPTER I. OVERVIEW

I.1. Wind power development trends

Wind power is expected to be an alternative energy source to fossil energy sources to simultaneously solve major problems such as ensuring energy security, reducing greenhouse gas emissions, reducing environmental pollution, and ensuring sustainable development of mankind on Earth.

According to the GWEC 2025 report [6], the total installed wind power capacity worldwide has reached 1,136 GW. Of which, onshore wind power capacity has exceeded 1,000 GW, offshore wind power capacity has reached 83.2 GW. GWEC forecasts that the growth rate of global wind power capacity will be about 8.8% per year in the period 2025 - 2030. Onshore wind power still maintains strong growth momentum, offshore wind power will gradually grow. This shows that onshore wind power projects will still play a leading role in the global energy transition in the coming time.

For Vietnam, the revised National Power Development Plan VIII [4] states that the total onshore and nearshore wind power capacity will reach about 26,066 MW - 38,029 MW (14.2% - 16.1%) in 2030, about 84,696 MW - 91,400 MW (10.9%) in 2050. The total offshore wind power capacity serving power generation needs will reach about 6,000 MW - 17,032 MW in the 2030 - 2035 period and about 113,503 MW - 139,097 MW (14.7% - 16.6%) by 2050. The offshore wind power capacity for new energy production will reach about 15,000 MW in 2035 and about 240,000 MW in 2050. In the field of power transmission, penetration of large wind power is a very difficult problem. Because wind is an intermittent and highly unstable energy source. This will cause incidents in the operation of the national power transmission system. To limit the risks, studies to forecast power generation capacity or power output in the short term, medium term and long term are necessary.

The appendices attached to the revised National Power Development Plan VIII list a number of areas where onshore and offshore wind power projects are

expected to be built. However, the exact locations for these projects have not yet been determined. In addition, most of the onshore areas of Vietnam have wind speeds between 4.5 m/s and 6.5 m/s. This wind speed is significantly lower than the rating wind speed of commercial turbines on the market. Therefore, studies on the models for designing suitable turbine blade profiles and installation configurations also need to be conducted in the specific areas.

I.2. Main phases of wind power farm development

For a wind farm to be operational in practice, it needs to go through many different stages. The main stages may include: Planning; obtaining license and approval; negotiating and signing a Power Purchase Agreement; conducting Engineering, Procurement and Construction Agreement; operating, maintaining, and decommissioning.

- Planning: A wind power project needs to be well planned to shorten the time for licensing and approval. The first task of planning is to choose a strategic location for the wind power plant. To choose the best location, the characteristics of the terrain and wind resources need to be collected and evaluated. These locations need to be considered whether they are located in areas that need conservation (nature, culture), national security, or near residential areas. In addition, whether the location is close to infrastructure such as roads, rivers, power transmission systems and especially has good wind energy potential also needs to be carefully considered. After that, feasibility studies such as transportation, detailed design and grid connection will need to be carried out to evaluate the cost and investment efficiency of the project.

- Licensing and approval: Onshore wind farms need to apply for land lease and construction permits. In addition to documents related to the feasibility study phase, investors also need to have environmental impact assessment research documents attached during the project approval process.

- Negotiating and signing a Power Purchase Agreement: This type of long-term contract stipulates the price of electricity and the amount of electricity to be

supplied. The price terms in a Power Purchase Agreement are important in the development of a wind farm, as the price allows the developer to estimate the total revenue available for the terms of the contract. If the price is too low, the cash flow may not be sufficient to fund the project, leading to the project not being able to proceed with the chosen location. On the other hand, if the energy price is too high, the customers will not agree to buy at an uneconomical price. Obviously, the developers need to demonstrate what price is appropriate for each specific wind power project. Long-term forecasting of electricity production is very important for accurate pricing.

- Execution of Engineering, Procurement and Construction Agreement: The developers will execute a contract for the design, procurement and construction of the wind farm. In this contract, the contractor is responsible for all stages of the work. However, the contract for a wind farm may be different, as the developers will usually be responsible for the procurement of the components of the wind turbine and the contractor will be responsible for the procurement of the remaining materials required for construction. Studies of the terrain characteristics and wind resources play a decisive role in selecting the most suitable turbine design.

In Vietnam, EVN is in charge of implementing Power Purchase Agreement. According to Decision No. 1508/QD-BCT dated May 30, 2025 [7], the purchase price of onshore wind power in the Northern region is 1,959.4 VND/kWh, the Central region is 1,807.4 VND/kWh, the Southern region is 1,840.3 VND/kWh; the purchase price of nearshore wind power is 1,987.4 VND/kWh for all regions. According to Decision No. 1824/QD-BCT dated June 26, 2025 [8], the maximum price for offshore wind power plants in the Northern sea area is 3,975.1 VND/kWh, the South Central sea is 3,078.9 VND/kWh, the Southern sea is 3,868.5 VND/kWh. Obviously, with the current electricity purchase price calculation, investors who want to have high investment efficiency need to conduct research, choose the suitable wind turbine designs and locations for wind

farms. In addition, managers also need to conduct research closely following reality to provide more detailed prices, to ensure that the prices offered are appropriate and attract domestic and foreign investors.

Through the above analysis, the main stages play the important role, deciding the success or failure of a wind power project. In which, the problem of determining the terrain characteristics, infrastructure, and wind energy potential plays a key role in choosing a strategic location. Next, determining the type of turbine and the installation configuration in a selected farm area will play a decisive role in the operating efficiency of the turbines and the investment efficiency of the entire project. This requires detailed studies for each region, province, and locality. Because Vietnam has a long terrain, the mainland is mainly mountainous, which greatly affects the transportation and installation of turbines. A more serious problem is that the interaction of air flow when blowing through mountainous areas will be disturbed, causing energy and force losses to the components of the turbine, especially the blades.

I.3. Related research contents and methods

In general, each country in the world has its own characteristics in terms of terrain, infrastructure, wind resources, regulations and policies. Therefore, each country has its own research groups to conduct the above contents. In recent years, groups in Vietnam have also been participating in research in many fields with the aim of supporting the overall development of the wind energy sector. Related domestic and international studies:

In recent years, domestic wind turbine researches are still limited. In general, domestic research directions are mainly related to the problem of surveying and evaluating the theoretical potential of wind energy. Some notable published contents are in the article "Observation and Simulation of Wind Speed and Wind Power Density over Bac Lieu Region" by the authors at the Institute of Geophysics, Vietnam Academy of Science and Technology [9]. The authors used the WRF weather forecast model to simulate wind speed and wind power density

in Bac Lieu province, with a spatial resolution of 2.0 km. The obtained results are wind speed and wind power density in the height range from 50 m to 200 m. The simulation method based on the WRF weather forecast model is a modern method, providing high reliability and is widely used in the world. However, the basis of this method is based on weather data from NASA satellites, then based on weather data that occurred in a certain period of time in the past, and finally giving forecasts on the average wind characteristics of the area. In addition, this method has a large spatial resolution, usually about kilometers, so the accuracy is also limited. The study "Offshore wind resources in the context of global climate change over a tropical area" by the authors at VNU-Hanoi – University of Engineering and Technology [10] also used the RegCM4 weather model combined with 2 climate change scenarios RCP4.5 and RCP8.5, the spatial resolution used is 25km. The result of this study is the forecast of annual electricity production of offshore wind power in Vietnam reaching about 30.7 GWh to 50.9 GWh in the period 2080 to 2099. The method used in this study also has the same limitations as in the research paper of the authors from the Institute of Geophysics.

Also studying the forecast of wind resource potential, the study "Marine spatial planning for offshore wind power using GIS" by the researchers at Power Engineering Consulting Joint Stock Company 2 [11]. The authors used the GIS method combined with the Fuzzy Logic method to forecast some areas with potential for nearshore and offshore exploitation in Vietnam. The method is based on data based on maps of sea areas, continental shelves and regulations on the development of marine and island resources of Vietnam, then combined with analytical calculation models to determine areas with potential for wind energy exploitation. This method is not highly accurate and reliable, only suitable for the preliminary survey stage of wind resources. Clearly, domestic studies on wind energy potential assessment are still limited, and the models and methods used still have many shortcomings.

The second research direction is research topics and articles on the field of calculation and design of wind turbines. The study "Study the overview of wind turbines and the factors that affect the power output of the turbine" by the author at Quang Binh University [12]. The author has conducted an overview of some theories to determine the output capacity of a wind turbine. This publication is only intended to introduce some basic information in the field of wind turbine calculation. In addition, a study on wind turbine design that can be mentioned is "Research and calculation design for counter – rotating wind turbine use with low wind speed range" by the researchers at Hanoi University of Science and Technology [13]. The authors used the BEM method, combined with the Krangten and Glauert model to design a horizontal axis turbine with a double-blade type, the capacity of this type of turbine reaches from 1.5-5.0 kW operating at a wind speed of 6.0 -9.0 m/s. The methods are mainly based on analytical formulas, not comprehensively evaluating the influencing factors. The turbines have blade diameters of 4.2 m and 5.2 m, but generate too low power, ineffective in wind regions with speeds of 6.0 – 9.0 m/s.

Recently, a number of studies on the design of vertical axis wind turbines of the Savonius and Darrieus types have also attracted [14], [15]. These researches use different methods to design and improve the blades of vertical axis turbines. Then, the researchers use CFD methods to simulate, verify the results, and finally manufacture pilot models. These turbine designs are all compact, about a few meters in size, suitable for installation in densely populated areas such as urban areas and large cities. However, the capacity of these types of turbines is quite small, so they cannot achieve high operating efficiency. Clearly, domestic researches on wind turbine blade design is receiving increasing attention. However, the models and methods used are often isolated. Therefore, the results obtained have not contributed much to practical applications.

- The third research direction is to use commercial softwares to design wind farm configurations. Among these, WindPRO software is receiving much

attention and is quite commonly used for wind power projects in Vietnam. WindPRO has functions to perform calculations for wind farms. The mathematical basis of this software is based on purely analytical equations such as BEM and Jensen. Input data such as terrain, roughness, wind speed distribution, turbine type, and turbine layout configuration in the farm will be provided by the user into the software. From there, analytical calculations will be performed and the final results will be given. The results obtained from the WindPRO software will be accurate if the wind speed distribution data at each turbine location is provided. This is very impractical. Because the investor will not be able to build enough wind measurement stations at all the planned turbine installation locations. Therefore, the WindPRO software will only rely on long-term historical wind speed data and combine it with wind speed measured at a station that the user provides in wind atlas format for calculation. Historical wind speed data is taken from NASA satellite images with high resolution of kilometers. Therefore, wind atlas data also has high resolution and low accuracy. This causes a significant deviation of wind speed values at each location compared to reality, especially in areas with complex hilly terrain [16], [17], [18].

From the analysis of domestic research topics and publications related to the field of wind energy as above, the author believes that domestic researches are still lacking in both quantity and quality. This shows that there is a need for more in-depth research, using more modern methods, especially in the field related to design, improving the operational efficiency of wind turbines and wind farm configuration.

For international researches, research on wind resource assessment for wind farm construction areas is of great interest, such as in the article “Micro-scale wind resource assessment in complex terrain based on CFD coupled measurement from multiple masts” by German scientists [19]; or the article “Topology optimization of wind farm layouts” by Danish scientists [20]; The article “Wind energy evaluation for a highly complex terrain using CFD” by

Mauritian scientists [21], etc. The methods used by these groups are all based on CFD combined with a number of different models to evaluate the wind resources at each specific location, and finally provide an optimal configuration for installing wind turbines.

In addition, there are currently tens of thousands of studies on the design and improvement of aerodynamic performance of wind turbine blades under different operating conditions around the world. For example, the article “CFD-based curved tip shape design for wind turbine blades” [22], using the CFD method to redesign the shape of the turbine blades; The article “NACA2412 airfoil based method for design and aerodynamic analysis of small HAWT using modified BEM approach” [23] using the BEM method to design small turbine blades based on the NACA2412 model; Or the article “Aerodynamic performance enhancement of horizontal axis wind turbines by dimples on blades: Numerical investigation” [24], the authors created holes on the blade surface to increase the lift force of the turbine blade, etc. Currently, most research groups in the world are focusing on changing the design of the turbine blade, designing the blade to exploit the kinetic energy of the wind most optimally. This is the most important content, contributing decisively to the problem of improving the operating efficiency of wind turbines.

In order to exploit more wind power, turbine blades are increasingly being researched and manufactured to be larger. However, we must also pay attention to the problem of the compatibility between the kinetic energy of the wind and the size of the turbine blade. This is also a very important issue to ensure the efficient operation of wind turbines. Some studies on the investigation of blade type and blade size for different wind speed conditions can be found in the article “High-resolution direct numerical simulations of flow structure and aerodynamic performance of wind turbine airfoil at wide range of Reynolds numbers” [25], or in the article “Airfoil type and blade size effects on the aerodynamic performance of small-scale wind turbines: Computational fluid dynamics investigation” [26].

This investigation plays a very important role, however, if real models are built for testing and investigation, it will be very expensive. Therefore, research groups often use CFD analysis method, which is a very modern method and gives highly accurate results.

Through brief analysis of a number of research topics and scientific works published domestically and internationally in recent times, the author has noted some values in terms of both content and research methods needed to improve the operational efficiency of wind turbines in Vietnam. The research contents that are still lacking include:

- Research and assessment of wind energy potential of the entire territory and islands of Vietnam, thereby providing a basis for making macro forecasts on the development potential and contribution of wind power. This content has been researched by many groups and achieved many clear and reliable results.

- Research and detailed assessment of wind resource characteristics and the influence of terrain in wind farm construction areas, thereby determining optimal installation locations for wind turbines. This content has not yet received much attention and research from domestic investors and scientists.

- Research on the suitability and improvement of aerodynamic performance of wind turbine blades under operating conditions with wind speeds in each specific area. These studies are often divided into two groups: research on changing the design of the blade model, and research on changing the configuration and size of the entire wind turbine blade. This content has not yet received much attention and research from domestic investors and scientists.

- Research on the design or selection of different types of generators to solve problems related to grid connection. This content has not yet received much attention and research from domestic investors and scientists. However, this content is not studied in depth in this thesis.

- Research on the recyclability of the main components of wind turbines after they have expired and stopped operating. This content has not yet received much attention and research from domestic investors and scientists. However, this content is not studied in depth in this thesis.

Obviously, the author has inherited the research content and research methods from domestic and foreign research groups. However, there are still some contents that have not been studied clearly and accurately, such as the content on evaluating wind source characteristics according to the terrain of the specific construction area, the content on designing to improve aerodynamic efficiency and the installation configuration of wind turbines according to different specific conditions of the farm. Therefore, this thesis will conduct in-depth research on the above two contents. Regarding the research method, domestic publications often use models and methods that have been popular in the world. Therefore, the accuracy is still limited. This thesis will mainly use the CFD method combined with the GIS method to conduct simulation research. The CFD method is a method that is favored by many countries because of its clarity and high accuracy. GIS methods provide detailed terrain and infrastructure data, making farm configuration location selection intuitive and practical.

In the wind farm scope, to forecast or calculate the generating capacity or AEP, it is necessary to perform two main tasks: calculating the change in wind speed over a long period of time at the height corresponding to the turbine HUB and determining the wind energy losses caused by terrain and turbines during operation. In which, terrain factors, design and installation configuration of turbines have an impact on the characteristics of wind resources. Therefore, to accurately determine the AEP value, it is necessary to consider the three most important input factors: wind resource, turbine type and terrain. The shortcomings of WindPRO will be completely addressed by the design model proposed in this thesis. GIS data will provide topographic and roughness data of the area with a spatial resolution of 30m. These data, combined with wind measurement data at

one or several points, will be used as initial data for the CFD model. From there, the entire process of wind speed changes at all points in the farm will be accurately simulated. Finally, the wind speed distribution at each planned turbine installation location will be obtained with high accuracy.

- Methods for assessment changes in wind speed in the long term include:

+ Physical simulation method: Method of gradually reducing the scale from global, continental, regional, local, wind farm area based on numerical weather forecasting models. The numerical weather forecasting models can directly use real-time satellite image data or use reanalysis data libraries. This method uses a lot of data on terrain roughness, temperature, pressure, humidity, etc. as input data for physical equations [27], [28], [29], [30]. These physical equation systems can then be solved using many different techniques. In this thesis, the RANS technique will be used to solve the physical conservation equation systems for CFD models. This method is used to calculate the characteristics of terrain, wind source, and interactions with turbines on a farm. Therefore, this method requires the implementer to have high expertise and experience, along with a high-configuration computer system.

+ Statistical methods: This method is based on large historical data to make forecasts, not based on specific actual conditions. In the past, this method was often implemented according to time series analysis to construct linear and nonlinear functions. Then, based on the regression techniques Auto-Regressive Moving Average, Auto-Regressive Integrated Moving Average, and Support Vector Regression to make forecasts [31], [32], [33]. In recent years, this method is often implemented with artificial intelligence models such as neural networks, neuron-fuzzy networks, etc. In this thesis, the statistical method is used to evaluate the wind speed frequency distribution functions according to different locations and heights in the farm area.

+ Machine learning or deep learning methods: AI-based forecasting methods include Extreme Learning Machines, Light Gradient Boosting Machine, Artificial Neural Network, Convolutional Neural Network, Recurrent Neural Network, Long Short-term Memory Network [32], [34]. These models are based on relationships between historical power, wind speed and direction, and meteorological variables to make future forecasts. These models need to be fed with more historical data to get more accurate forecasts. This requires sufficient historical data for the wind farm area to be able to make reliable forecasts. In addition, the forecast models for this plant cannot be used for other plants. Therefore, these methods are facing major limitations because wind power plants in Vietnam have not been in operation for long time. Therefore, machine learning and deep learning methods are not used in this thesis. However, they will be developed in near future studies.

+ Spatial correlation method: Many mathematical models are also involved in the problem of forecasting wind speed and direction for specific terrains, such as the spatial correlation model. This model helps determine wind speed values at different locations from a specified reference point. From there, forecast models can be given for an area based on measurements and observations in another area [35]. This method can also be integrated into artificial intelligence models Artificial Neural Network, Local Feedback Dynamic Fuzzy Neural Network, Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System [32]. This method is also not used in this thesis because of insufficient real-world data.

+ Combined method: Recently, combined forecasting studies are increasingly being developed to combine the strengths of each method. Some prominent combined models are CFD and Artificial Neural Network [36]; combines AI models such as XGBOOST, Multi-Layer Perceptron with Bayesian Optimization, Gradient Boosting Regression Tree, Ensemble (Gradient Boosting and XGBOOST), and CNN Long Short-Term Memory [32], [34], etc. This method has many advantages compared to using a single method. Therefore, the

combined method is used as the basic framework. This thesis uses a combination of CFD with theoretical functions to determine the quantities related to the AEP objective function.

- Wind energy losses due to terrain and turbines: In addition to wind resource data, the input factors for this analysis include: Topography of the site and surrounding area; Wind farm configuration and turbine HUB height; Wind turbine operating characteristics such as power curve and thrust curve versus wind speeds; Air density and turbulence intensity of the incoming flow at the turbine blade locations. The combined CFD and theoretical functions are also further used to determine the interactions and wind energy losses due to terrain and turbines. GIS data is also used to provide topographical characteristics of the wind farm, providing input data for the combined CFD models.

This thesis conducts research on design models to improve the efficiency of wind energy exploitation of turbine blades and installation configuration of onshore wind farms under specific conditions in Vietnam. The main research contents include:

- Research on terrain, infrastructure, and onshore wind energy potential in planned planning areas. From there, identify strategic and optimal locations for wind farm development. The obtained results will be the input basis for developing turbine blade designs and installation configurations in the farms.
- Research and build a turbine blade design model according to the characteristics of wind resources in wind farm development areas. From there, propose turbine blade designs for the largest power coefficient.
- Research and build a turbine installation configuration design model in wind farm areas to obtain the largest AEP and reasonable LCOE.

These research contents will contribute mainly to the important stages for developing onshore wind power projects in Vietnam, which is the “Planning and Signing a Power Purchase Agreement”. The thesis uses a combination of physical

methods, statistical methods through numerical simulation techniques and analytical calculations to solve the research contents.

Summary:

In order for onshore wind power projects in Vietnam to achieve high efficiency, it is necessary to ensure the AEP value is maximized and the LCOE value is consistent with the current electricity purchase price. To calculate AEP and LCOE values, it is necessary to have calculating methods based on specific conditions of terrain, wind resources, and turbine types for each specific farm in the long term. Research on these contents have not been conducted in Vietnam. This is a research gap and this thesis conducted research to fill this gap.

The state-of-the-art methods such as machine learning and deep learning are very good forecasting capabilities. However, the limitation of these methods is that they require large enough historical data to train the AI-based models. Therefore, these methods are currently not effective for wind power plants in Vietnam.

Therefore, the thesis used a combination of physical and statistical methods through GIS, CFD, PM analysis models and BEM, BOM, Jensen theories to build turbine blade profile and installation configuration design models of wind farms for the highest efficiency of wind energy exploitation. The detailed theoretical basis of these methods and theories is presented in Chapter II.

CHAPTER II. METHODOLOGY

This thesis studies 02 main contents including: Research on the turbine blade profile design model according to the characteristics of wind resources in wind farm areas. From there, the blade profile designs for the largest power coefficients are proposed; Research on the turbine installation configuration design model in wind farm areas with the goal of obtaining the largest AEP values and reasonable LCOE values.

To conduct the above main research contents, some analytical theories and simulation models need to be used including:

- GIS and CFD models to study, evaluate and select potential regions for onshore wind farms. The results from this analytical model will determine the terrain and wind resource characteristics such as terrain height and roughness, average wind speed and turbulence intensity to serve as input parameters for the turbine blade profile and installation configuration design models.

- BEM and BOM analytical theories combined with PM, LLFVWM and CFD simulation models to study the blade profiles and operating parameters of wind turbines according to wind resource characteristics with the goal of obtaining the largest power coefficients.

- BEM and Jensen analytical theories combined with GIS and CFD models to study the design of turbine installation configurations in wind farm areas with the goal of obtaining the largest AEP values and reasonable LCOE values.

II.1. GIS and CFD models

GIS is a model that provides topography data, maps of terrain and infrastructure with high accuracy based on satellite images. Therefore, this model is essential to provide 3D maps of complex objects such as urban or mountainous areas. In recent years, GIS models have been widely used in studies on site selection for wind farms [37], [38], [39]. In this study, BlenderGIS and QGIS are used as software tools to provide 3D maps of the wind farms. BlenderGIS and

QGIS are open softwares that are fully featured and easy to use for researchers who are not specialized in digital maps [40].

CFD is a model that simulates the motion, interaction, heat transfer or reaction processes of fluids based on conservation equations such as mass conservation, momentum conservation and energy conservation. This model is commonly used in fields such as aviation, aerospace and energy systems. The conservation equations that govern fluid processes are commonly known as the Navier-Stokes equations and are often implemented in the form of partial differential equations. For example, mass conservation is often expressed through the Continuity equation; Momentum conservation is expressed through Newton's 2nd Law; Energy conservation is expressed through the 1st Thermodynamics Law as expressed in equations (2.1) - (2.3) [41], [42].

The Continuity equation:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{U}) = 0 \quad (2.1)$$

The Newton's 2nd Law:

$$\frac{\partial \vec{U}}{\partial t} + \vec{U} \cdot \nabla \vec{U} = -\frac{\nabla p}{\rho} + \nu \nabla^2 \vec{U} + \vec{f}_b \quad (2.2)$$

The 1st Thermodynamics Law:

$$\frac{\partial(\rho h_{tot})}{\partial t} - \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{U} h_{tot}) = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + \nabla \cdot (\vec{U} \cdot \tau) + S_E \quad (2.3)$$

The conservation equations (2.1) - (2.3) are often solved through the concept of the Reynolds-Averaged Navier-Stokes (RANS) equations by Direct Numerical Simulation (DNS) method. In the field of wind energy, the flow of air is often turbulent. Therefore, turbulent flow models are often used to determine more accurately the values of wind speed and pressure at each point in space. Among them, the $k - \varepsilon$ turbulent flow model is most commonly used and has

been verified by many previous research groups [42], [43]. The turbulent flow equation system in this model is represented as in equation (2.4):

$$\begin{cases} \frac{\partial k}{\partial t} + U_j \frac{\partial k}{\partial x_j} - \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{K}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x_i} \right) = P_S - \varepsilon + f_b \\ \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + U_j \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} - \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{K}{\sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_i} \right) = \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1} P_S - C_{\varepsilon 2} \varepsilon + C_{\varepsilon 3} f_b) \end{cases} \quad (2.4)$$

In which: x_i are the coordinates: $x_1 = x$, $x_2 = y$, $x_3 = z$; $\sigma_k = 1.0$, $\sigma_\varepsilon = 1.3$ are the Prandtl constants; $C_{\varepsilon 1} = 1.21$, $C_{\varepsilon 2} = 1.92$, $C_{\varepsilon 3} = 1.0$ are the coefficients of the model.

By solving the system of equations (4), the value of K and l are determined as in equation (2.5) with $C_\mu = 0.03$ for the flow of air in the surface layer [44], [45], [46]:

$$\begin{cases} K = C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \\ l = C_\mu^{3/4} \frac{k^{3/2}}{\varepsilon} \end{cases} \quad (2.5)$$

II.2. BEM and BOM theories

The theory of determining the power of horizontal axis wind turbines was proposed by Betz and Glauert in the 1930s. Initially, the characteristics of the turbine were determined based on the moment theory and the blade element theory. Then, these two theories were combined into the BEM theory. Nowadays, the BEM theory is widely used in the aerodynamic design and performance analysis of horizontal axis wind turbine rotors.

The BEM theory assumes that the air flow will move through a control volume, which is limited by cylindrical surfaces. The turbine rotor is represented by an actuator disc as shown in Figure 2.1. The air flow moving through the control volume is assumed to be incompressible, uniform and steady [47], [48].

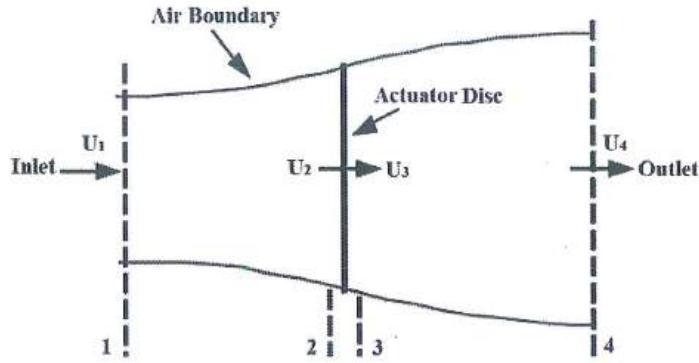


Figure 2.1. Illustration of the BEM theory [48].

This theory also assumes that the number of turbine blades is infinite, the force acting uniformly on the entire actuator disc, and no vortex formation behind the turbine when rotating. Considering the above system as closed and using the momentum conservation law, the force acting on this turbine can be determined as in equation (2.6):

$$Th = U_1 (\rho A_1 U_1) - U_4 (\rho A_4 U_4) \quad (2.6)$$

Under steady flow conditions, the mass conservation law allows determining the air flow rate as in equation (2.7):

$$\dot{m} = \rho A_1 U_1 = \rho A_4 U_4 \quad (2.7)$$

Combining equation (2.7) into equation (6), the force acting on this turbine can be determined as in equation (2.8):

$$Th = \dot{m} (U_1 - U_4) \quad (2.8)$$

Applying Bernoulli's law to the air flow in front of the turbine:

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho U_2^2 \quad (2.9)$$

Applying Bernoulli's law to the air flow behind the turbine:

$$p_3 + \frac{1}{2} \rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2} \rho U_4^2 \quad (2.10)$$

Because the pressure at the inlet and outlet is equal to the ambient pressure, $p_1=p_4$, the air flow rate in front of the turbine and behind the turbine are equal, $U_2=U_3$. From there, the force acting on one side of the turbine is determined as in equation (2.11):

$$T = A_2(p_2 - p_3) = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) \quad (2.11)$$

Combining equation (2.8) and equation (2.11), the wind speed behind the turbine rotor is determined as in equation (2.12):

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (2.12)$$

Let a be the axial induction factor of the air flow, the value of a is determined through the change of wind speed as in equation (2.13):

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (2.13)$$

Finally, the wind power exerted on the turbine rotor is determined as in equation (2.14):

$$P = Th \times U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 U_1^3 4a(1-a)^2 \quad (2.14)$$

Let C_P be the power coefficient, which is the ratio of the power generated by the turbine to the power of the freestream before reaching the rotor plane. The value of C_P is determined as in equation (2.15):

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A_2 U_1^3} = 4a(1-a)^2 \quad (2.15)$$

Deriving equation (2.15) will find the maximum value of C_P , $C_P=16/27$ at $a=1/3$. This means that the best turbine rotor design will have a flow velocity at the rotor front plane that must be $2/3$ of the freestream velocity and the highest

wind energy extraction efficiency of the wind turbine that can be achieved is only 59.26% [48].

At this stage, the thrust force acting on the turbine rotor can also be determined according to a as follows:

$$Th = \frac{1}{2} \rho A_2 U_1^2 4a(1-a) \quad (2.16)$$

Let C_{Th} be the thrust coefficient, which is the ratio of the thrust force on the turbine rotor plane to the thrust force of the inlet freestream flow:

$$C_{Th} = 4a(1-a) \quad (2.17)$$

The wind power generated from the turbine rotor will be converted into output electrical power through the mechanical systems, gearbox and generator. From here, the output electrical power of the horizontal axis wind turbine can be determined as in equation (2.18):

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A_2 U_1^3 C_p \eta_m \eta_g \quad (2.18)$$

In fact, the number of blades of the industry turbine is limited due to the limitation of installation space on the HUB. The most common number of blades is 3 blades. When considering the number of turbine blades as finite, the maximum power coefficient of the entire rotor is determined by the Wilson theory as in equation (2.19):

$$C_{P,max} = \frac{16}{27} \times TSR \times \left[TSR + \frac{1.32 + \left(\frac{TSR - 8}{20} \right)^2}{B^{2/3}} \right]^{-1} - \frac{0.57 \times TSR^2}{\frac{C_L}{C_D} \times \left(TSR + \frac{1}{2B} \right)} \quad (2.19)$$

$$TSR = \frac{\omega R}{U_1} \quad (2.20)$$

From equation (2.19), the maximum power coefficient of the turbine needs to be considered in relation to the number of blades, the tip speed ratio, and

especially the ratio between the lift coefficient and the drag coefficient of the entire blade. Equation (2.20) shows that the power coefficient also depends on the rotor rotation speed during actual operation.

The ratio between the lift coefficient and the drag coefficient of the entire blade depends on the profile design, the twist angle and the length of each different section on the blade. The BOM theory is used to describe the dependence of the airfoil length, thickness, and twist angle, the tip speed ratio on the overall blade length and the total number of blades used to form a rotor. This relationship is expressed as in equations (2.21) - (2.22) [49], [50], [51], [52]:

The airfoil length at a distance r from the rotor center is determined as in equation (2.21):

$$C(r) = \frac{16\pi R}{9B} \frac{C_l}{C_d} \frac{1}{TSR \sqrt{TSR^2 \left(\frac{r}{R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \quad (2.21)$$

The twist angle of the i^{th} airfoil section at a distance r from the rotor center is determined as in equation (2.22):

$$\beta^i(r) = \arctan\left(\frac{2R}{3rTSR}\right) - AoA_{\max}^i \quad (2.22)$$

II.3. PM, FIDM and LLFVWM methods

II.3.1. Panel method

The profile of an airfoil design can be determined through characteristic quantities such as maximum thickness, maximum thickness position, maximum camber and maximum camber position as shown in Figure 2.2.

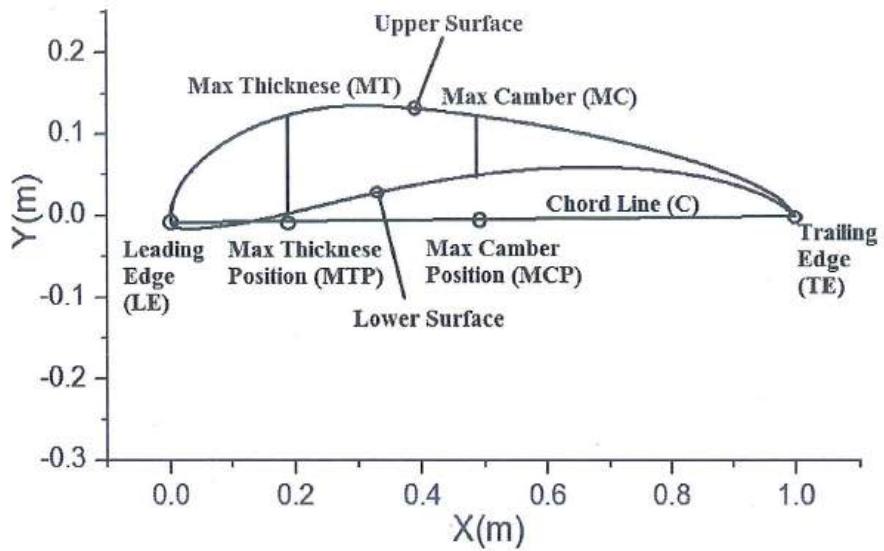


Figure 2.2. Main parameters of an airfoil profile

The PM method is used to conduct aerodynamic analysis of an airfoil model in two-dimensional space. The PM method divides the geometry of the airfoil into many equal parts or many equal panels. The number of panels depends on the requirements of the specific problem. Since each blade design is made up of many different airfoil parts, it is necessary to find the appropriate number of panels for each specific type of airfoil model. Usually, the number of panels is chosen from 90 to 250 panels. The mathematical model of PM is explained by M. Drela [53], the geometry of the airfoil model when divided into panels and determining the vortex points is illustrated in Figure 2.3.

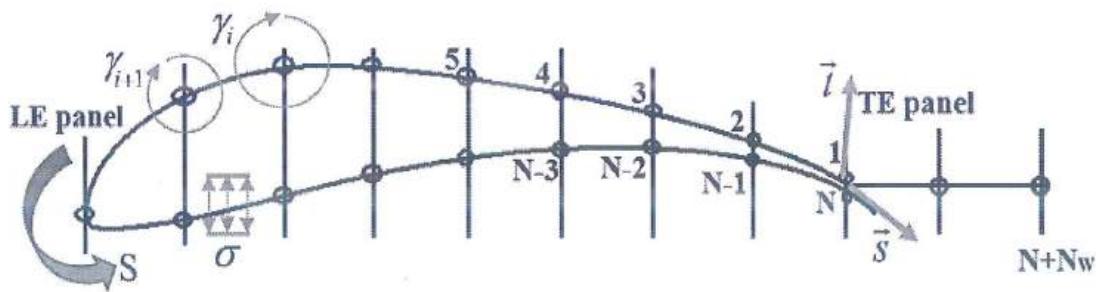


Figure 2.3. Illustrates the process of dividing the airfoil model [53]

After determining the appropriate number of panels, the contact points between the panels and the airfoil surface will be the important points to determine the interaction processes of the wind with the airfoil surface. These interactions will be determined from the kinetic energy of the incoming flow with different

AoAs at different points. The incoming flow function at point (x, y) is determined as in equation (2.23) [53]:

$$\Psi(x, y) = u_{\infty}y - v_{\infty}x + \frac{1}{2\pi} \int_s \gamma(s) \ln r(s; x, y) ds + \frac{1}{2\pi} \int_s \sigma(s) \theta(s; x, y) ds \quad (2.23)$$

In which: $u_{\infty} = U_1 \cos(AoA)$, $v_{\infty} = U_1 \sin(AoA)$ are the velocity components of the incoming flow at any point (x,y) along the ox and oy axes.

The vorticity values at airfoil surface points are determined as in equation (2.24):

$$\gamma_i = \gamma_{0i} \cos(AoA_i) + \gamma_{90i} \sin(AoA_i) \quad (2.24)$$

Finally, the lift coefficient, drag coefficient and pressure coefficient of the airfoil model are determined as in equation (2.25) [53], [54]. These quantities are important parameters to determine the wind energy exploitation efficiency of each airfoil design.

$$C_l = \frac{\sum_{i=1}^N \rho_i v_{\infty i} \gamma_i}{\frac{1}{2} \rho q_{\infty}^2} ; \quad C_d = \frac{\sum_{i=1}^N \rho_i u_{\infty i} \gamma_i}{\frac{1}{2} \rho q_{\infty}^2} ; \quad C_p = 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^N \gamma_i}{q_{\infty}} \right)^2 \quad (2.25)$$

II.3.2. Full-inverse design method

When the analysis of the airfoil aerodynamics model with PM has done, the obtained results will be the values of the quantities as shown in equation (2.25). This means that the geometry of the airfoil pattern is directly related to the quantities C_l , C_d and C_p . From there, if the wind velocity or C_p function is modified, the geometry of the corresponding airfoil pattern will be obtained, this is called inverse design.

The inverse design method is divided into two types, namely partial inverse design and full inverse design. The partial inverse design allows to edit wind velocity or the C_p distribution in any part of the airfoil pattern, then redesigning the corresponding part of the airfoil pattern. Similarly, full inverse design allows

to adjust the wind velocity or C_p distribution of part or whole pattern of the airfoil, then redesigning the entire airfoil pattern. Both these inverse design methods are based on conformal mapping method [53], [55], and this paper uses full inverse design method. Figure 2.4 illustrates the process of editing the wind velocity distribution on the airfoil surface, and then creating a new airfoil configuration. The black line is the value of the original airfoil pattern, the blue line is the modified values for the new one.

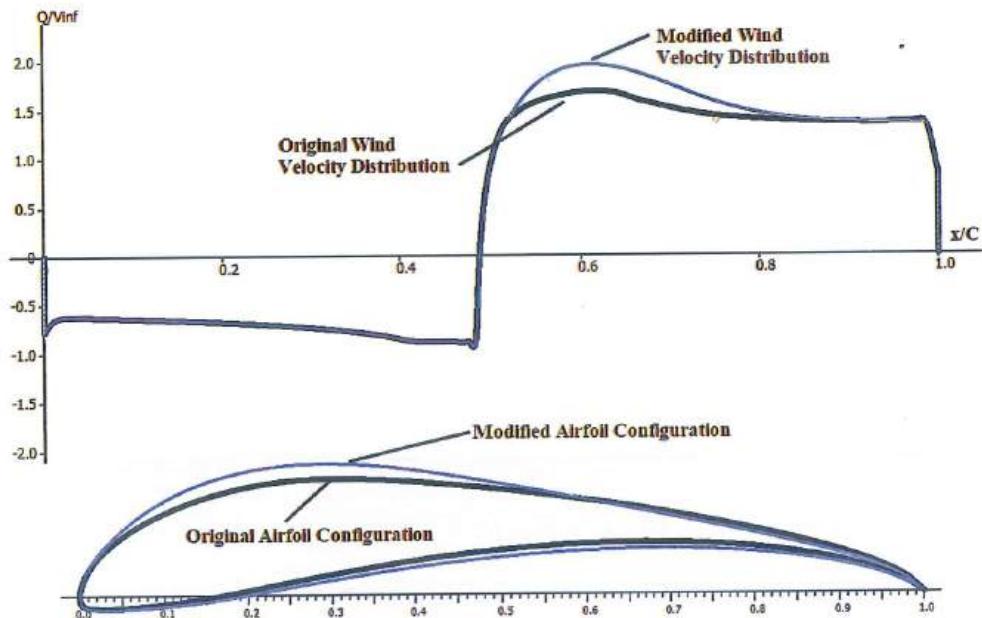


Figure 2.4. The airfoil redesigning process by modification of wind velocity distribution.

After editing the wind velocity distribution or C_p distribution, the new corresponding airfoil pattern will be received, but the parameters of the airfoil pattern may not meet the requirements. To complete the new pattern parameters, the MT, MTP, MC and MCP values can be changed by entering exact numbers. Then all new models will be analyzed by PM method to find out the airfoil model with the largest C_l/C_{dmax} .

II.3.3. Lifting line free vortex wake method

Qblade is a multiphysics software, that is widely used in preliminary design of horizontal and vertical axis wind turbine systems on both onshore and offshore. Qblade software uses the LLFVWM method to determine the aerodynamic

parameters of turbine blade. Unlike the wake approximation as in the traditional BEM method, the LLFVWM method will model explicitly the rotor wake through Lagrangian vortex elements. Therefore, the analysis results of wake effects on rotor using LLFVWM give higher accuracy when compared with BEM [56].

In Qblade software, the blades will be divided into sections corresponding to the airfoil models and designed dimensions. Initially, the forces acting on the blades will be determined by the LLFVWM method through two dimensional sectional airfoil polar data, and the shed from the blades will be explicitly resolved. The two dimensional sectional airfoil polar data will be determined by the panel method (PM) [53] for a specified range of angle of attack (AoA) values, and then extrapolated to the entire 360° angle. The model of a blade in Qblade software as shown in Figure 2.5.

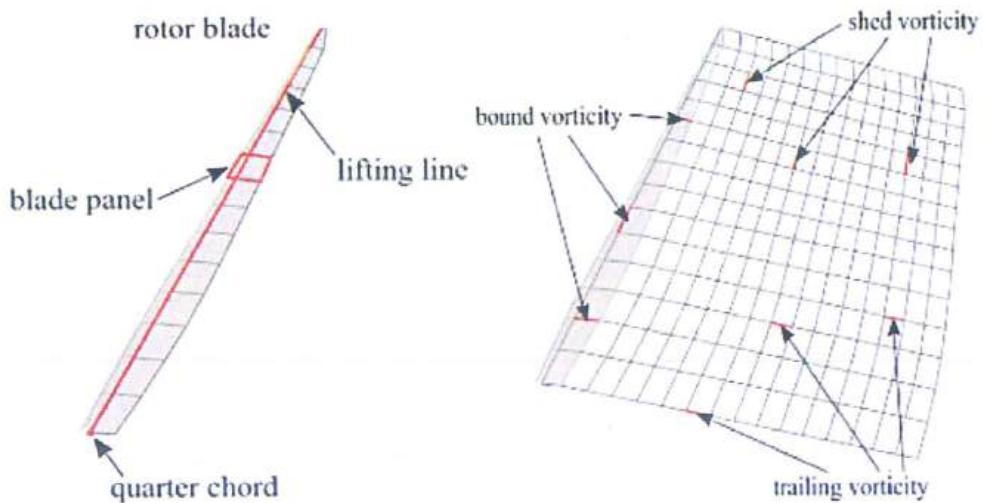


Figure 2.5. A blade and wake model with the LLFVWM [56]

Each blade will be represented by a lift line located at the chord quarter of the 2D airfoil model. The entire blade will be divided into a number of panels, each panel is represented by a vortex ring which consists of four straight vortex filaments as shown in Figure 2.5. The circulation of the bound vortex lines is calculated from the relative inflow velocity. The lift and drag coefficients that are obtained from tabulated airfoil data. The sectional circulation is calculated

according to the Kutta-Joukowski theorem, then the i^{th} sectional lift force at the AoA is determined by the equation (2.26) [56]:

$$\partial F_{Li}(\text{AoA}) = \rho V_{\text{rel}} \partial \Gamma, \quad (2.26)$$

Then, the aerodynamic characteristics of the entire blade such as lift force, drag force and other secondary effects will be determined in detail through a number of different mathematical models such as OYE or IAG. Previously, the model describing dynamic stall in Qblade could be implemented by using either the unsteady LLFVWM or BEM via the OYE Model. However, this model only calculates the dynamics of separated flow of airfoil. Additionally, the AoA values is only determined in the range from -50° to 50° . Recently, the IAG dynamic stall model has been developed and widely used. This model replaces the previous models in Qblade. In the group's latest research, the authors have proposed an improved IAG mathematical model and compared it with other models and experiments based on airfoil models such as S801, S809 and S814. The IAG model in a state-space will divide the flow into three states: attached flow, separated flow and vortex lift state. Finally, the lift and drag coefficients of the blade's sections in space are determined as equations (2.27) and (2.28) [57]:

$$C_{Li}^D = C_{Ni}^D \cos(\text{AoA}_i) - C_{Ti}^D \sin(\text{AoA}_i) \quad (2.27)$$

$$\begin{aligned} C_{Di}^D = & C_{Di}^{VI} + (\text{AoA}_i - \text{AoA}_{ei}) C_{Ni}^C \\ & + (C_{Di}^{VI} - C_{D0}^{VI}) \left[\left(\frac{1 - \sqrt{x_4(t)}}{2} \right)^2 - \left(\frac{1 - \sqrt{f^{VI}}}{2} \right)^2 \right] + x_5(t) \sin \alpha_i \end{aligned} \quad (2.28)$$

Where: $C_{Ni}^D = C_{Ni}^f + C_{Ni}^v$ is the normal force; $C_{Ti}^D = C_T^{VI}(\text{AoA}_f)$ is the tangential force; $C_{Di}^{VI}, C_{D0}^{VI}, f^{VI}$ are the static values of drag coefficient, drag level at the zero normal force AoA and static separation position, respectively; $x_4(t)$ is the unsteady trailing edge separation point; $x_5(t)$ is the normal force due to the vortex lift effect.

The results published by this group show that the current IAG model in Qblade software has helped to overcome the limitations of previous models related to dynamic stall of airfoil patterns. This new model can cover the effects of unsteady flow parameters, airfoil thickness, large changes in Reynolds number, AoA changes from -180° to 180° and also the problem of surface roughness of the airfoil models. Consequently, the aerodynamic analysis results of wind turbine blades using Qblade software are highly accurate and reliable.

II.4. Jensen, AEP, WL and LCOE theories

Once a wind farm has been sited, turbines will be installed in different configurations depending on factors such as terrain, infrastructure, wind speed, wind speed frequency and main wind direction. Some issues that need to be carefully considered include the type of turbine that must be suitable for the wind energy potential and how to arrange these turbines to minimize the effects on each other during operation. Of these, the wake effects are the most concern. Wind energy loss from the wake effects can come from the roughness of the terrain or from the operation of the turbines. The theory of calculating the wake effects is intended to determine the effects on the output power of the turbines when their distance is different. When the blades of the front turbine rotate, it will create wake flows behind. This wake region is gradually expanded with distance behind that turbine as shown in Figure 2.6. The wake will cause an increase in turbulence intensity and reduce the air flow velocity to the behind turbines [58].

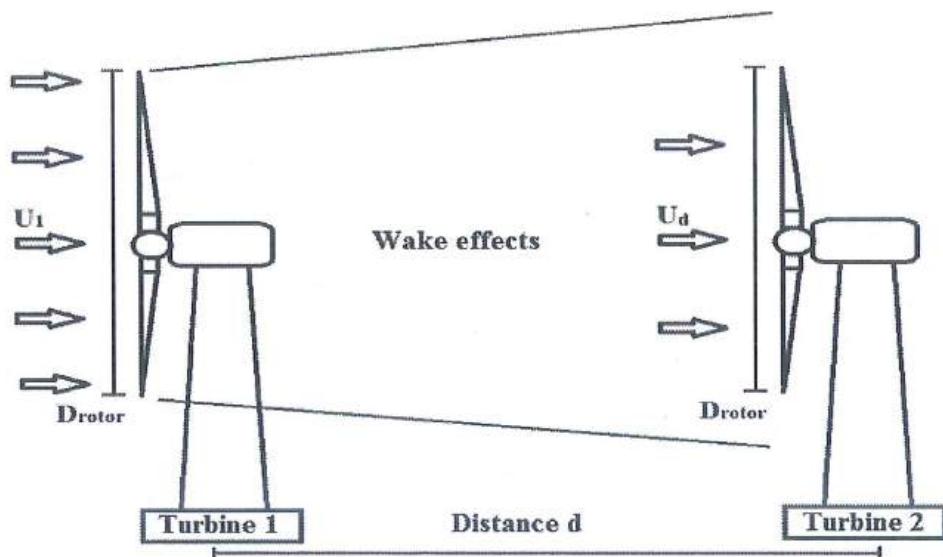


Figure 2.6. Illustration of the wake effect caused by a turbine

When considering the wake effects on the behind turbines, the two main contributing components are the wind velocity deficit and the turbulence intensity. The wind speeds at these different locations are affected by wake due to both the forward turbines and the terrain slope. Obviously, the value of U_d can be determined through some approximate assumptions for the terrain type and turbine type. However, in this study, the exact values of U_d will be determined by a modern method based on a combined GIS - CFD model. The balance equation between the vortex moment and the wind velocity deficit is determined according to Jensen theory as in equation (2.29) [59], [60]:

$$U_d = U_1 \left[1 - \frac{a}{\alpha_d \frac{d}{D_{\text{rotor}}}} \right] \quad (2.29)$$

Because each area has a different terrain slope, the rate of change of wind speed with terrain slope (r_{cw}) needs to be determined by the combined GIS - CFD method. r_{cw} is the rate of change in wind speed caused by the surface roughness of the wind farm terrain. A given terrain area will have a function of r_{cw} along the main wind direction (along the turbine rows). Based on the function of r_{cw} , the change in wind speed at different locations in the same row can be

determined. From there, it is only necessary to determine the wind speed at one point in the farm area to interpolate the wind speed at other points. This helps to accurately determine the wind speed at each point where turbines are expected to be installed in the farm area. The r_{cw} function can be determined by experimental measurements, or using the CFD simulation method. In this thesis, r_{cw} is determined by the GIS - CFD model. For a terrain area, it is only necessary to build a GIS - CFD model once using the average wind speed to determine the r_{cw} function. The wind speed at the behind turbine at a distance will be multiplied by r_{cw} as shown in equation (2.30):

$$U_d = r_{cw} U_1 \left[1 - \frac{a}{\alpha_d \frac{d}{D_{rotor}}} \right] \quad (2.30)$$

Then, the wind velocity deficit (VD) at point d behind the first rotor is determined as in equation (2.31):

$$VD = \left(1 - \frac{U_d}{U_1} \right) \times 100\% = \left(\frac{a}{\alpha_d \frac{d}{D_{rotor}}} \right) \times 100\% \quad (2.31)$$

With α_d is a decay coefficient, $\alpha_d = 0.075$ for onshore wind farms [60].

The turbines are typically installed in rows and each farm will have multiple rows of turbines depending on the actual conditions. The annual electricity production of the turbines can also be determined according to equation (2.32) [61], [62]:

$$AEP = 8760 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (Pe_j^i \times f_j^i) \quad (2.32)$$

Where: n is the number of turbine rows; m is the number of wind speed intervals; Pe_j^i is the turbine's output power for wind speed interval j at row i,

kW; f_j^i is the Weibull distribution function value of wind speed interval j at row i .

The Weibull distribution function is expressed as in the equation (2.33):

$$f(U) = \left(\frac{W}{S}\right) \left(\frac{U}{S}\right)^{W-1} \exp\left(-\left(\frac{U}{S}\right)^W\right) \quad (2.33)$$

With W and S are the width and scale parameters of the wind speed distribution, respectively.

The parameter that causes the largest error for AEP is the wind speed frequency. Therefore, the error of AEP will be determined by the error propagation method through the output power and Weibull distribution function as follows:

$$\Delta AEP = 8760 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (\Delta Pe_j^i f_j^i + Pe_j^i \Delta f_j^i) \quad (2.34)$$

With:

$$\Delta Pe_j^i = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p \eta_m \eta_g 3 (U_j^i)^2 \Delta U_j^i \quad (2.35)$$

$$\Delta f_j^i = \frac{W}{S^2} \exp\left(-\left(\frac{U_j^i}{S}\right)^W\right) \left[(W-1) \left(\frac{U_j^i}{S}\right)^{W-2} - W \left(\frac{U_j^i}{S}\right)^{2(W-1)} \right] \Delta U_j^i \quad (2.36)$$

Where: ΔAEP is the absolute error of AEP, kWh/year; Δf_j^i is the absolute error of wind speed frequency at the (i,j) turbine's HUB; ΔU_j^i is the absolute error of wind speed at the (i,j) turbine's HUB, m/s.

The wake loss can be determined as in equation (2.37):

$$WL = \left(1 - \frac{AEP}{AEP_{no-wake}}\right) \times 100\% \quad (2.37)$$

Where: AEP and $AEP_{no-wake}$ are the annual electricity production with and without wake effects, respectively.

LCOE is an important parameter for investors to make investment decisions on any wind power project. In addition, electricity market stakeholders in Vietnam

such as EVN also need to rely on actual LCOE to advise the Ministry of Industry and Trade to issue electricity purchase prices for the power purchase agreements. LCOE calculation models need to consider many factors such as land rental, equipment purchase, transportation, installation, operation, maintenance, etc. However, many published studies have shown that the costs should be grouped into two parts: capital investment cost (CapEx) and operating cost (OpEx). The LCOE value for an onshore wind farm can be determined as shown in equation (2.38) [63], [64]:

$$LCOE = \frac{CapEx + \sum_{i=1}^T OpEx_i (1+rd)^{-i}}{\sum_{i=1}^T AEP_i (1+rd)^{-i}} \quad (2.38)$$

II.5. Research methods

This thesis uses a combination of physical and statistical methods as the basis for analytical calculations and numerical simulation models. These models will be combined to create the models for designing turbine blade profiles and installation configurations in wind farms. The powerful features of the methods will be exploited through the specific models proposed in the thesis. In addition, a number of other methods are also used to support the construction of design models, specifically including:

- Methods of searching, collecting, and processing information and data online: This method is used to solve problems related to data sources such as terrain characteristics, infrastructure, wind resources, design parameters of turbines; theoretical basis of BEM, BOM, AEP, WL and LCOE theories; theoretical basis and data library of GIS, CFD, PM, LLFVWM analytical models.
- Digital map construction method: The characteristics of terrain, infrastructure, wind resources in areas of interest will be built and displayed on digital maps based on software tools BlenderGIS and QGIS or Ansys CFX and

Fluent. From there, create 2D, 3D models of the objects to study, evaluate, select the most suitable locations.

- Digital simulation method: The 2D, 3D models of the onshore wind farm areas will be used to simulate wind interaction processes under different conditions. From there, the interaction processes, the influence of eddies, and energy losses when the wind flow blows through these areas will be determined. These results will be used to calculate the operating parameters of different turbines to evaluate and select the most optimal locations to install turbines in the surveyed areas.

- Analytical calculation method:

+ BEM, BOM theories combined with PM, FIDM, LLFVWM, CFD models are used to study and design optimal wind turbine blade profiles according to terrain characteristics and wind resources in the surveyed areas. From there, the most suitable optimal turbine blade profile designs for the surveyed areas will be determined.

+ BEM, Jensen, Weibull theories combined with GIS, CFD models are used to study the optimal turbine installation configurations in the wind farm development areas to obtain the largest AEP values and reasonable LCOE values. Finally, the optimal turbine installation configurations for the entire wind farm development areas will be determined.

Summary:

This thesis uses physical and statistical theories such as the laws of conservation of mass, energy, momentum through BEM, BOM, Jensen, Weibull to calculate the aerodynamic parameters of turbine blades and the values of AEP, WL, LCOE for wind farms.

Numerical simulation and analytical models such as GIS, CFD, PM, FIDM, LLFVWM are used to carry out the stages in building the models for designing turbine blade profiles and installation configurations of onshore wind farms.

CHAPTER III. A PROPOSED MODEL FOR DESIGNING WIND TURBINE BLADE PROFILES

III.1. Changes in wind speed according to terrain and altitude

Vietnam has a territory stretching from North to South, the terrain is mainly mountainous. The terrain elevation increases gradually from East to West. Wind direction changes seasonally and regionally, mainly from Southwest and Southeast, sometimes from Northeast.

When the air flow moves, the characteristics of the wind resources will depend greatly on the terrain. Because air is a type of fluid, the properties and shape of the fluid generally depend on the environment around them. The moving air flow will change its state continuously with three forms: laminar flow, transition flow and turbulent flow. At each state, the important properties such as direction, flow, density, viscosity, etc. will change accordingly. Therefore, with the same initial wind resources, but when moving to different terrain areas, almost all of their properties will be changed. Therefore, it is necessary to have detailed and specific research for each area according to the terrain characteristics and wind resource to ensure that all processes occurring are calculated in advance and ensure that the turbines will exploit the most energy efficient during the entire operating life of the wind farms.

In order to accurately describe the air flow processes, some important initial parameters need to be clarified such as: Direction, speed and turbulence intensity of the incoming flow; The surrounding material layer, in direct contact with the flow, is often called the Boundary Layer. At the contact surface with the Boundary Layer, the flow speed will be zero. The roughness of the Boundary Layer will greatly affect the formation of friction with the air layer in direct contact, thereby creating turbulent, eddies, and opposite-direction flow regions as illustrated in Figure 3.1. This leads to loss of flow energy and other problems such as vibration (fatigue problem), noise (health problem) for the turbines during operation. It is

necessary to clearly determine the width of this interaction zone to avoid unnecessary impacts and losses on the actual operation of the turbines.

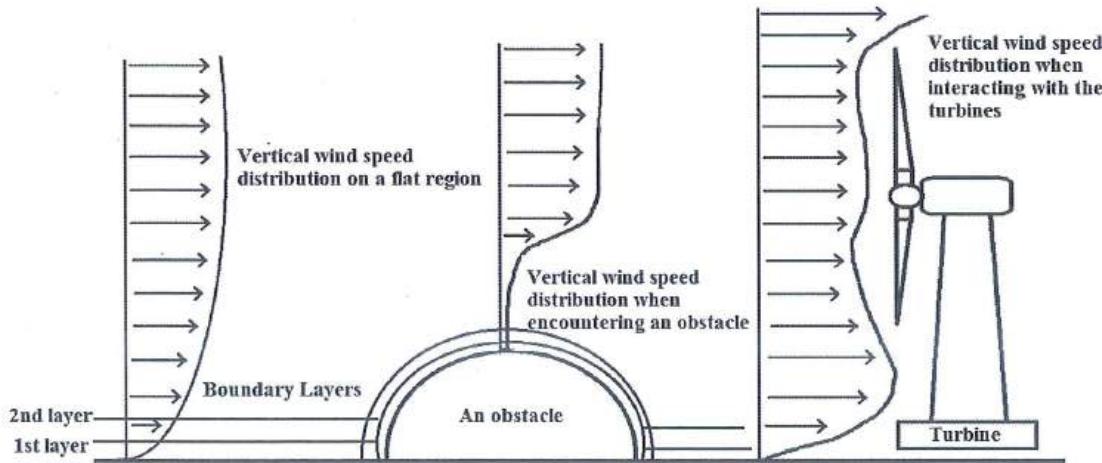


Figure 3.1. Illustration of the wind speed distributions

Wind turbines are usually located 100 m above ground level, so the wind speed distribution functions with height need to be determined as accurately as possible. The wind speed distribution with different heights and terrains is often described by the Hellmann wind speed ratio function as shown in equation (3.1) [48]:

$$\frac{U_h}{U_{h_0}} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

The values of the Hellmann coefficient vary with different terrain types over a wide range. If considering at each point in a narrow range, it is necessary to use actual measurement systems or CFD numerical simulation models to determine the exact Hellmann coefficient values.

In addition, wind flow often exists in a turbulent state. The turbulent flow state is characterized by the turbulence intensity as defined in equations (3.2) - (3.4) [48]:

$$TI = \frac{\sigma_{\bar{U}}}{\bar{U}} \quad (3.2)$$

$$\bar{U} = \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} u_i \quad (3.3)$$

$$\sigma_{\bar{U}} = \sqrt{\frac{1}{N_s - 1} \sum_{i=1}^{N_s} (u_i - \bar{U})^2} \quad (3.4)$$

Where N_s is the number of data recordings; u_i is the wind speed recorded at each measurement, m/s.

Vietnam's territory is mainly mountainous, with large differences in altitude. Therefore, it is necessary to conduct research for each area where the farm is planned to be built in order to determine the most accurate wind speed distribution.

In this study, the mountainous area of Ninh Phuoc commune, bordering the two former provinces of Ninh Thuan and Binh Thuan, which has a large wind source, was selected for building a wind farm model. To accurately model the terrain of this area, it is necessary to use Google Earth satellite image data. This data is integrated into the BlenderGIS or QGIS software tools. The softwares will be used to collect and create 2D or 3D topographic map data of this area. Then, the 3D terrain map will be converted to the format of Ansys CFX or Fluent softwares to carry out boundary condition settings, initial conditions, turbulence models and analyze aerodynamic quantities based on the CFD method. The interaction processes of incoming flow with terrain obstacles will be shown in images, graphs, wind speed distribution functions according to heights at different points such as valleys, slopes, mountain peaks, etc. From there, we can determine the best locations for selecting and installing wind turbines.

The flowchart analyzing terrain characteristics and wind resources in the area corresponding to a wind farm is shown in Figure 3.2.

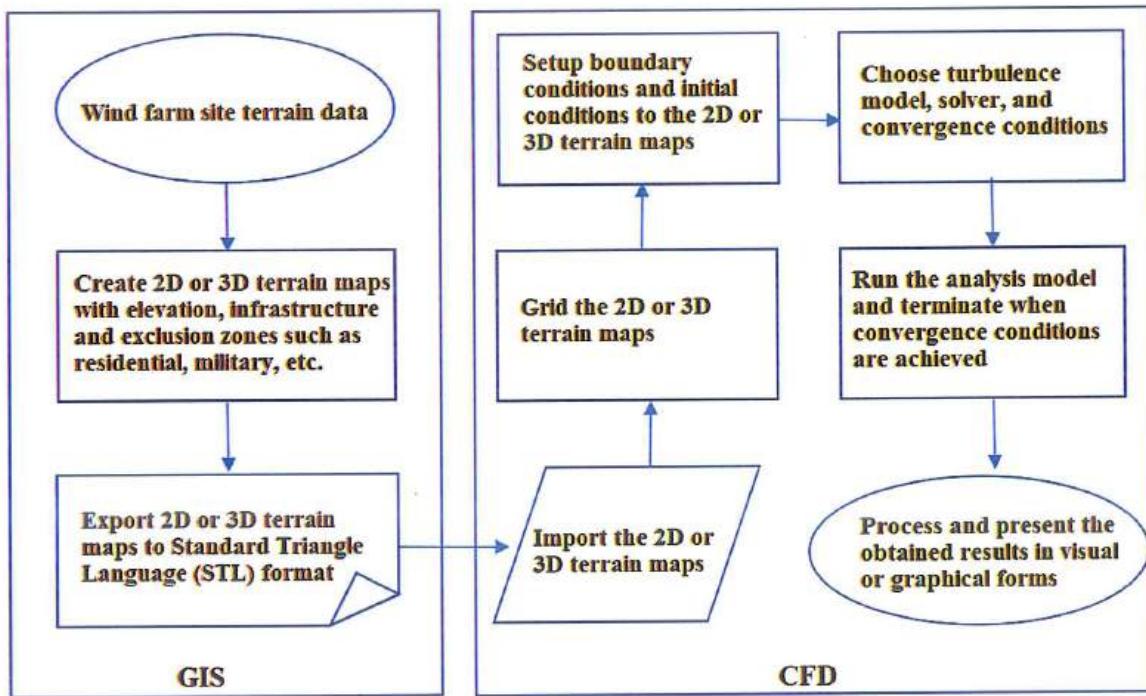
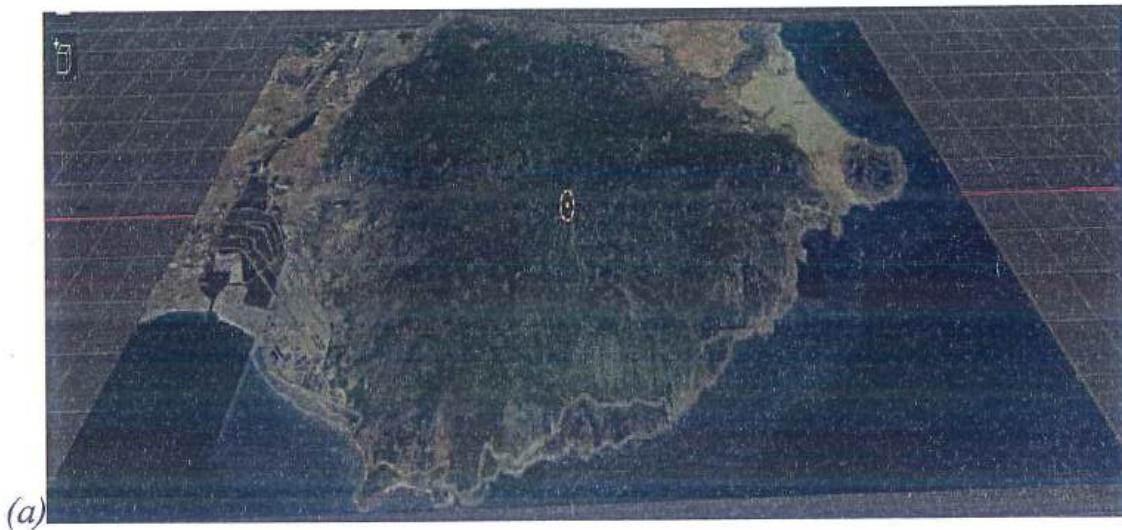


Figure 3.2. The flowchart analyzes terrain characteristics and wind resources

Following the steps in Figure 8, the terrain and infrastructure data of the Ninh Phuoc commune area were firstly modeled using BlenderGIS software and then transferred to Ansys CFX software for completion. The model has a rectangular shape with a width of 12,040 m, a length of 16,882 m and a height of 936 m above sea level as shown in Figure 3.3.



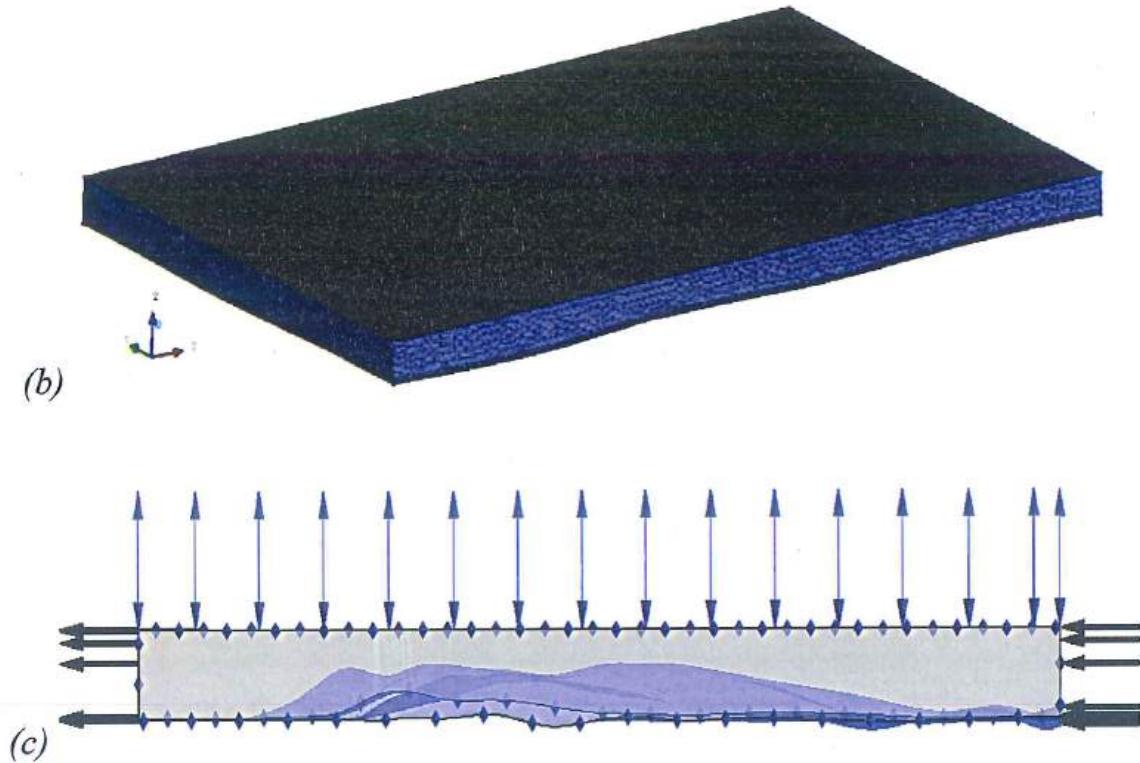


Figure 3.3. Modeling the terrain of the wind farm development area on BlenderGIS (a) and Ansys CFX (b),(c)

The model was then divided into smaller spaces to apply the numerical solution methods, the grid size was 200 m, meaning that the spatial resolution in the horizontal plane was 200 m. The grid type used was a combination of Quadrilateral and Hexagonal grids. The boundary mesh layer in contact with the ground surface has a thickness of 10 m, each subsequent layer has a thickness 1.2 times greater than the previous layer, the total number of boundary layers is 5 layers. The total number of meshes of this model is 384,766 meshes, the meshing quality of the entire model is about 0.85.

To determine the initial conditions of the wind speed distribution for the model, data provided by the WorldBank at heights of 10 m, 50 m, 100 m, 150 m and 200 m were exploited. This is a data source presented in atlas form and is widely used in global wind energy studies. These data are shown in Figure 3.4 and Table 3.1 [65].

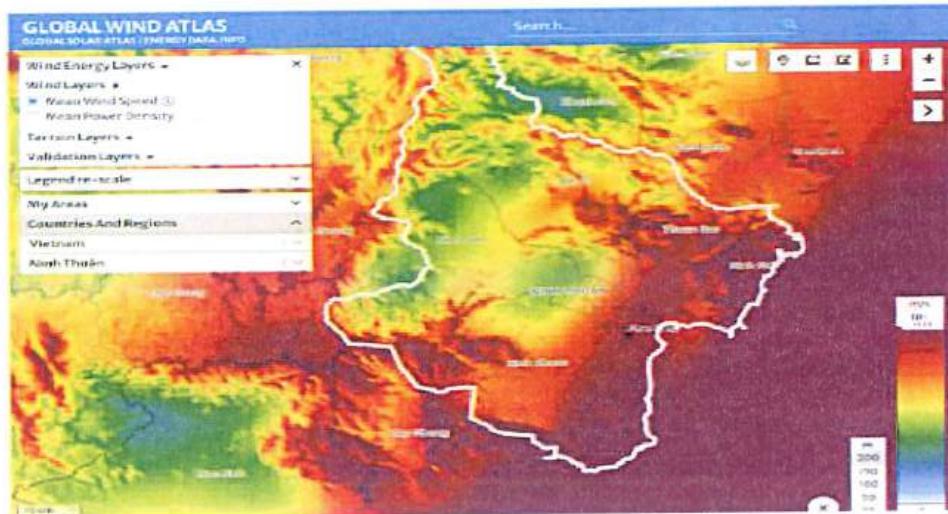


Figure 3.4. Wind resource data provided by the WorldBank

Table 3.1. Average wind speed distribution by height in the Ninh Phuoc area

No.	h, m	\bar{U} , m/s
1	10	8.2
2	50	9.5
3	100	10.4
4	150	10.9
5	200	11.3

Model Reliability Assessment:

According to reference [66], the Pacific Northwest National Laboratory conducted wind resource characteristic measurements from November 16, 2010 to March 21, 2012 in northeastern Oregon. This project provided experimental data on wind speed and wind direction in this complex terrain area, according to the altitude of the atmospheric boundary layer. The measurements used anemometers, propellers, and ultrasonics mounted on a 62 m high tower and a wind analysis radar to collect and process the data. The coordinate location of this tower is (45.9551°N, -118.6877°W) as marked in Figure 3.5. The wind resource and terrain data of this area are very complete, so this area was selected to evaluate the reliability of the proposed method.



Figure 3.5. Topography of the area around coordinates (45.9551°N, -118.6877°W).

Following the steps in Figure 3.2, the terrain data of the area around the coordinates (45.9551°N, -118.6877°W) was collected in BlenderGIS and the boundary and initial conditions in Ansys CFX were set up similar to those in Figure 3.3. These parameters have been used in some previously published studies [67], [68]. This model has a total of 994,735 elements and 210,697 nodes. Using a computer configuration with a core i7 processor and 128Gb ram, the analysis run time is about 30 minutes for a model.

The average wind speed values at 5 different altitudes are shown and fitted in Figure 3.6. This theoretical fitting function represents the relationship between wind speed distribution and height for terrain surfaces with different characteristic roughnesses. The theoretical fitting function obtained from Figure 3.6 is shown in equation (3.5) with a Hellmann exponent of 0.12, which is used to establish the height-averaged wind speed value at the input plane of the simulation model:

$$\text{WindSpeed} = 6.14 \times \left(\frac{h}{10} \right)^{0.12} \quad (3.5)$$

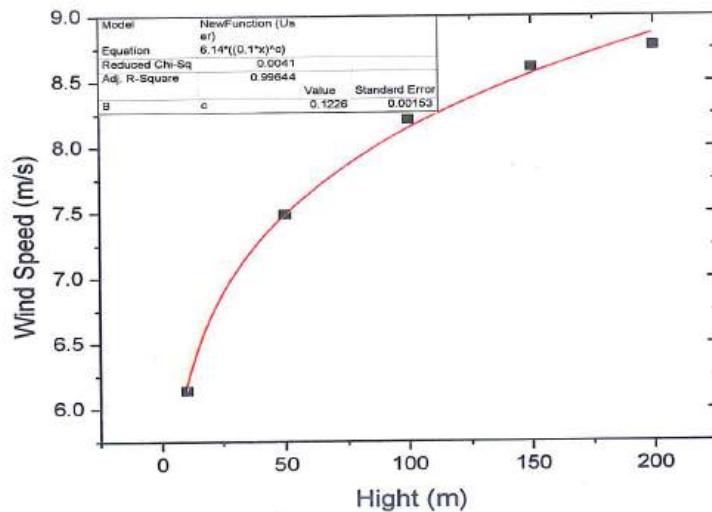
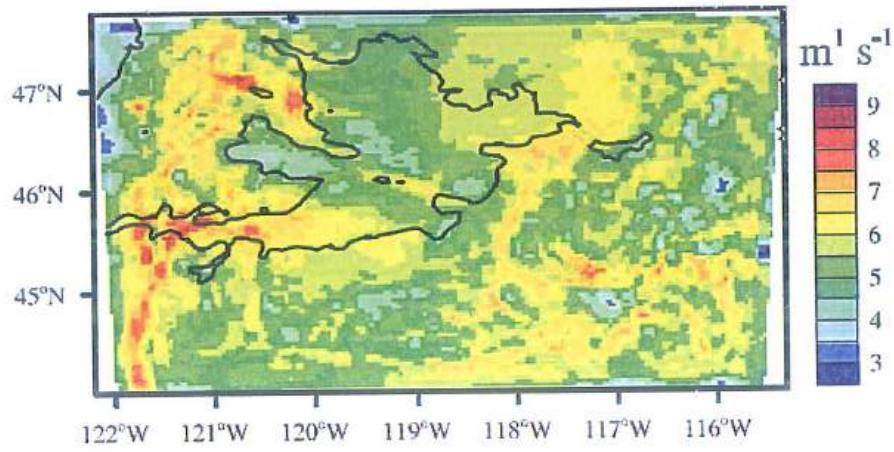


Figure 3.6. Height-averaged wind speed distribution obtained from WorldBank data [65]

From equation (3.5), the average wind speed at 62 m height is calculated to be 7.64 m/s, which is very close to the experimental measurement value of 7.7 m/s by the Pacific Northwest National Laboratory [66]. In this case, the deviation between the values obtained from the model and the experiment is only about 0.8%. This proves that the input data and simulation model built in this study are highly reliable. Furthermore, according to reference [69], the wind speed at an altitude of 80 m in the coordinate region (45.9551°N, -118.6877°W) has a value of about 7.5 m/s to 8.0 m/s as shown in Figure 3.7. This value is very consistent with the values obtained from equation (3.5). This further confirms the reliability of the wind speed distribution function according to altitude used in this research model.



(a)

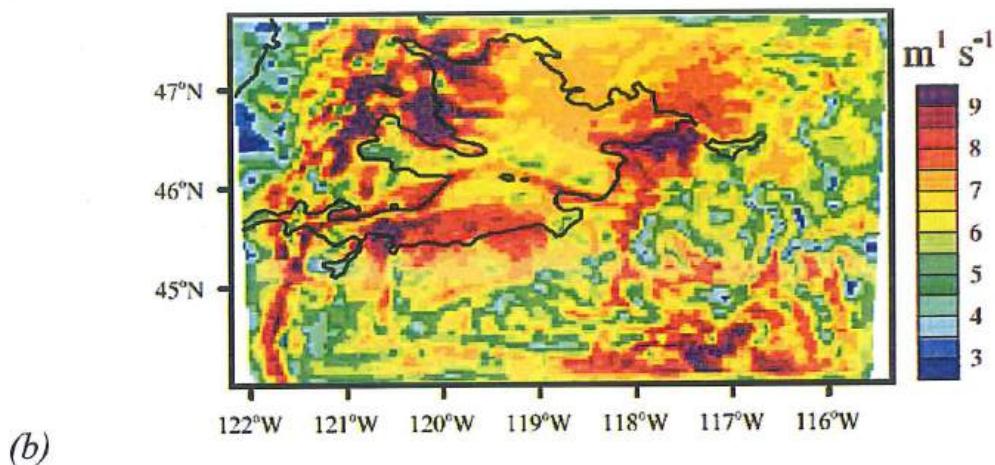


Figure 3.7. Average wind speed at an altitude of 80 m: (a) Day, (b) Night [69]

After confirming the reliability of the model, the Ninh Thuan model will be run for analysis in steady state with a total of 500 iterations. After the solution process is finished, to have an overview of the wind speed distribution in the entire model, the wind speed distribution in 3D space is processed and shown in Figure 3.8.

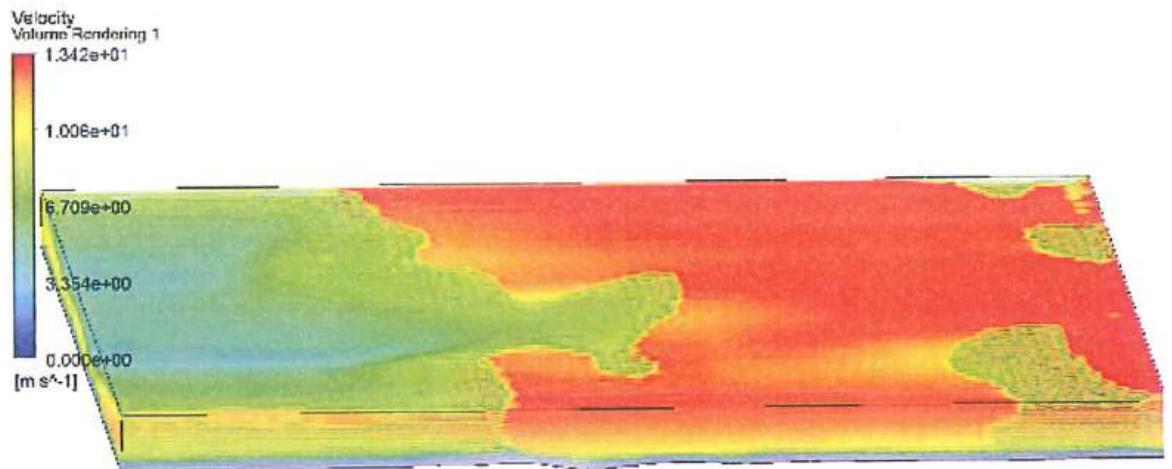
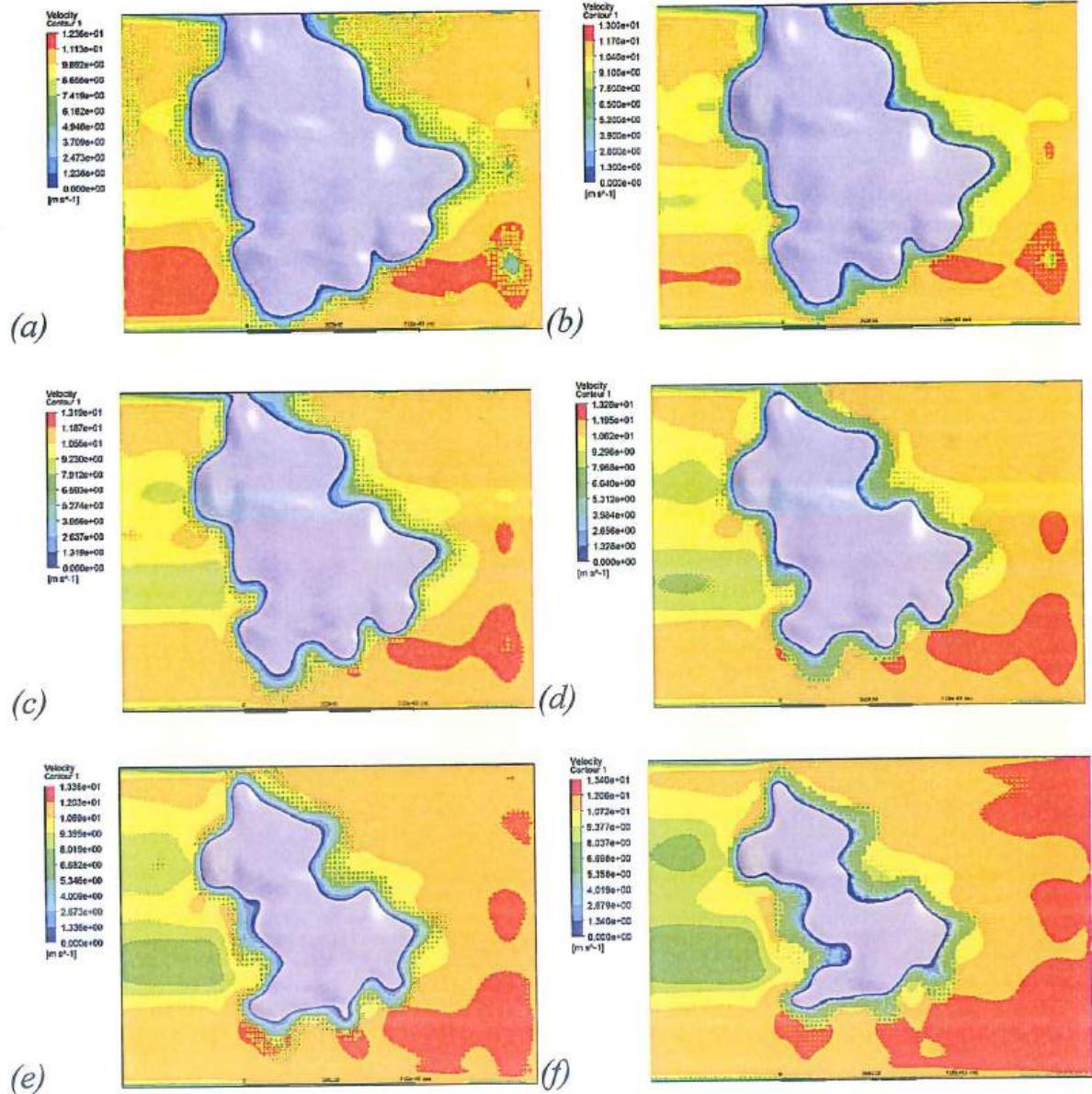


Figure 3.8. Wind speed distribution in 3D space

Figure 3.8 shows that the front mountain slope area, blowing from the East Sea direction, will give higher wind speed values than other areas. On the contrary, the behind mountain slope area, the western slope, gives very low wind speed. The reason for this difference can be roughly explained that when the wind meets the front mountain slope, the space will be narrowed, leading to the wind speed having to increase to ensure the law of mass conservation. In the case of

wind going to the back slope, the wind flow will be formed into vortexes due to friction with the rough terrain surface, from which the wind directions will be canceled out, leading to a significant decrease in the value of wind speed. The wind speed distribution in the cross section at different heights is shown in detail in Figure 3.9.



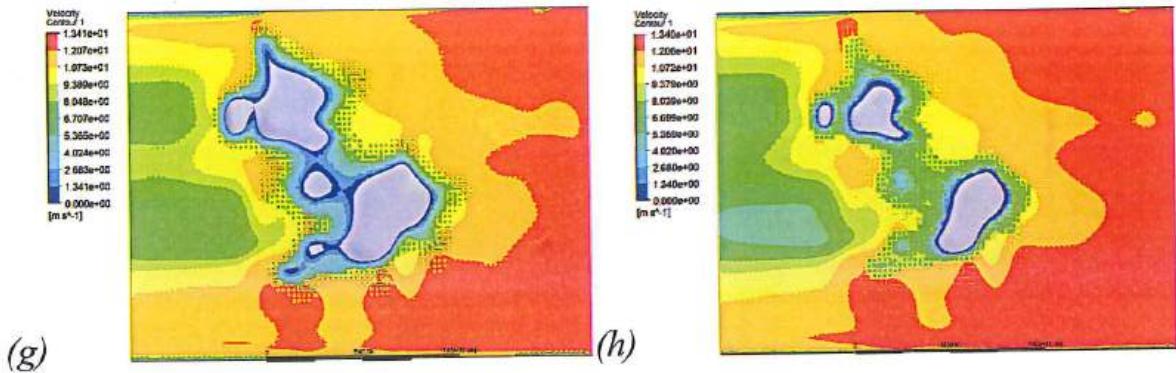


Figure 3.9. Wind speed distribution at different heights: (a) $h=166$ m, (b) $h=216$ m, (c) $h=266$ m, (d) $h=316$ m, (e) $h=366$ m, (f) $h=416$ m, (g) $h=466$ m and (h) $h=516$ m.

The detailed wind speed distributions from Figure 3.9 clearly show that the areas from the East to the center of the model have flat terrain, with wind speeds greater than 9.9 m/s. Figure 3.9 (a) shows the eastern region at an altitude of about 160 m with an average wind speed of about 9.0 m/s. This region is adjacent to the sea, has flat terrain and available roads, which is very suitable for building a wind farm. The length of this region is about 12,000 m and the width is about 6,000 m. Assume this region is installed with 4 MW turbines. These turbines are installed in horizontal rows, each turbine is 1,000 m apart, then each row along the width of the model can install 12 columns. The model can be installed with a maximum of 5 rows. The total number of wind turbines that can be installed will reach 60, corresponding to a total installed capacity of 240 MW.

However, Vietnam often has big storms, which can affect the integrity of the turbines throughout their operating life (about 20 years). Therefore, considering the case of a very strong storm wind of level 12 according to the Beaufort wind scale [70], the wind speed reaches from 32.19 m/s to 37.10 m/s. Select the wind speed at the boundary condition of the model as 35.0 m/s and the turbulence intensity as 10% and re-run the model analysis as the steps above. The results obtained are similar to those in Figure 3.10.

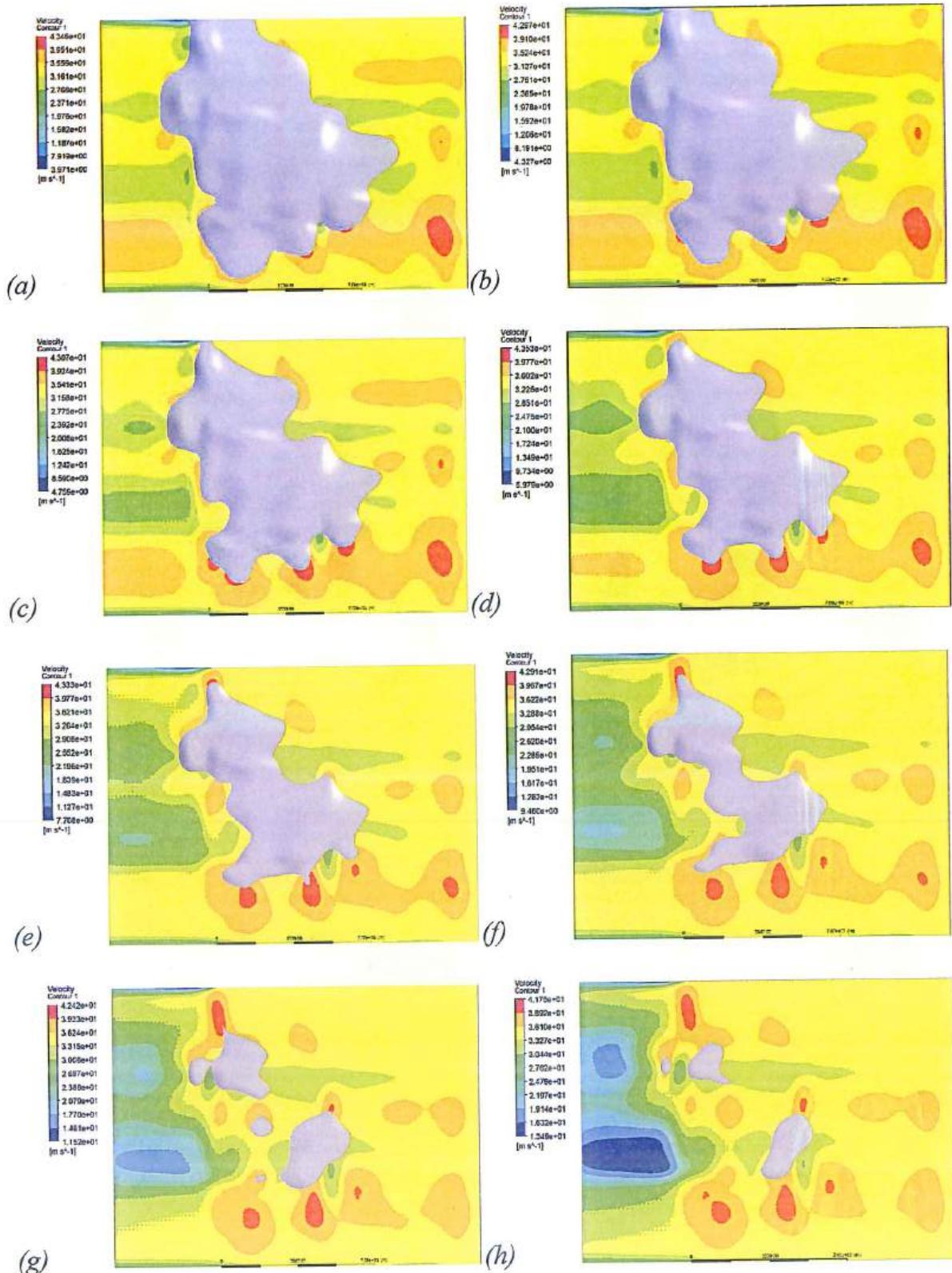


Figure 3.10. Wind speed distribution at heights under storm wind conditions: (a) $h=166\text{ m}$, (b) $h=216\text{ m}$, (c) $h=266\text{ m}$, (d) $h=316\text{ m}$, (e) $h=366\text{ m}$, (f) $h=416\text{ m}$, (g) $h=466\text{ m}$ and (h) $h=516\text{ m}$.

From Figure 3.10, when a major storm occurs, the area from the middle part to the southern part of the model is very windy, with wind speeds reaching more than 40.0 m/s. This can cause incidents such as broken turbine blades, causing serious economic and safety losses to the plant. The differences in wind speed distributions on the two sides are mainly due to different terrain. The southwest area has many hills, when the wind blows in from the sea, it will collide with the obstacle of hills, causing changes in direction, the wind will blow stronger, leading to an abnormal increase in wind speeds. These changes will become more obvious as the inlet wind speed increases. On the contrary, the northeast area of the model is flatter, so the wind speeds in this area will always be more stable than the remaining areas. In order to avoid the negative impacts caused by major storms, the area suitable for building turbines is narrowed by half. The most suitable area is the northeastern area of the model with an area of about 3,000 ha.

The GIS-CFD model is used to identify areas with the best wind energy potential. In addition, this model also indicates locations with high risks when storms occur. In recent years, super typhoons with wind gusts up to level 17 have occurred, with corresponding wind speeds of approximately 56.1 m/s to 61.2 m/s. Due to the influence of the terrain surface, it can create areas with vortexes and abnormally high wind speeds, which can cause serious damage to turbine blades. According to the IEC 61400-1 standard [71], the IA, IB turbines, with a rated wind speed of 10.0 m/s, must withstand gusts of 70.0 m/s for 3 seconds over 50 years. The IIA, IIB turbines, with a rated wind speed of 8.5 m/s, must withstand gusts of 59.5 m/s. The IIIA, IIIB turbines, with a rated wind speed of 7.5 m/s, must withstand gusts of 52.5 m/s. The S-type turbines, with a rated wind speed of 6.0m/s, must withstand gusts of 42.0 m/s.

To ensure compliance with IEC 61400-1 standards, turbine manufacturers need to select appropriate technology and materials. Detailed information on these contents are often not available.

In the thesis, the research objective is to build a turbine blade profile design model to achieve the best wind energy exploitation efficiency when operating at common wind speeds in Vietnam (4.5 m/s - 6.5 m/s). Through the initial results obtained, the VAST-EPU turbine blades give the highest efficiency with blade lengths of about less than 10.0m. With this size, VAST-EPU blades can be manufactured through 3D printing technology with composite materials. The materials are lightweight and very durable. Therefore, the VAST-EPU turbine blades completely ensure the structural integrity and fatigue load in extreme weather conditions. The detailed research content on these characteristics will be continued in the coming time.

Clearly, the GIS – CFD model proposed in this study can help select the most optimal areas and locations for developing onshore wind power projects in Vietnam. The results obtained from this model include the locations and terrain characteristics of the farms, wind speed distributions according to terrain and altitude, which will be important bases for conducting further studies on blade profile designs and installation configurations of turbines in the farm areas.

III.2. Turbine blade profile design model

The GIS – CFD model allows to determine the terrain characteristics and wind resources at each location in the wind farm development areas. The wind speed distribution function and the turbulence intensity according to height are important bases for selecting or designing suitable wind turbines.

Vietnam has great potential for wind energy, the total onshore wind energy potential is about 221,000 MW, the total offshore wind energy potential is about 600,000 MW. The wind speeds at an altitude of 80 m has a value in the range of 3.0 m/s – 8.0 m/s. However, the wind speeds is mainly from 4.5 m/s – 6.5 m/s, very few areas have wind speeds greater than 6.5 m/s [4]. By 2025, onshore areas with average wind speeds higher than 8.0 m/s have been used or included in the planning. These areas can only generate a very small portion of the capacity. At present, it is necessary to take into account the exploitation of areas with lower

wind speeds. This requires studies on the design of wind turbine blade profiles to achieve the highest power coefficient when operating in these low wind speed areas. From the GIS - CFD model, forecasting the changes of wind speeds according to terrain and height as proposed in Section III.1, the average wind speed values according to terrain and height at each expected location will be accurately determined. This is the practical basis for designing blade profiles for the highest power coefficient values.

The general theoretical basis for calculating the parameters of a wind turbine is the BEM theory. The operating principle of a three-bladed horizontal axis turbine can be summarized as follows: Wind hits the turbine blades, transmitting its kinetic energy to rotate the turbine blades; The turbine blades are connected to a HUB to form a rotor. The rotor is linked to a system of drive shafts, gearbox and generator. When the rotor rotates, it will create mechanical energy to rotate the drive shafts, bringing this energy to rotate the generator, and finally converting it into electrical energy; This electrical energy is led by cable down to a small transformer located at the foot of the tower foundation, then transmitted to the central transformer station of the wind farm. An illustration of the main components of a three-bladed horizontal axis turbine is shown in Figure 3.11.

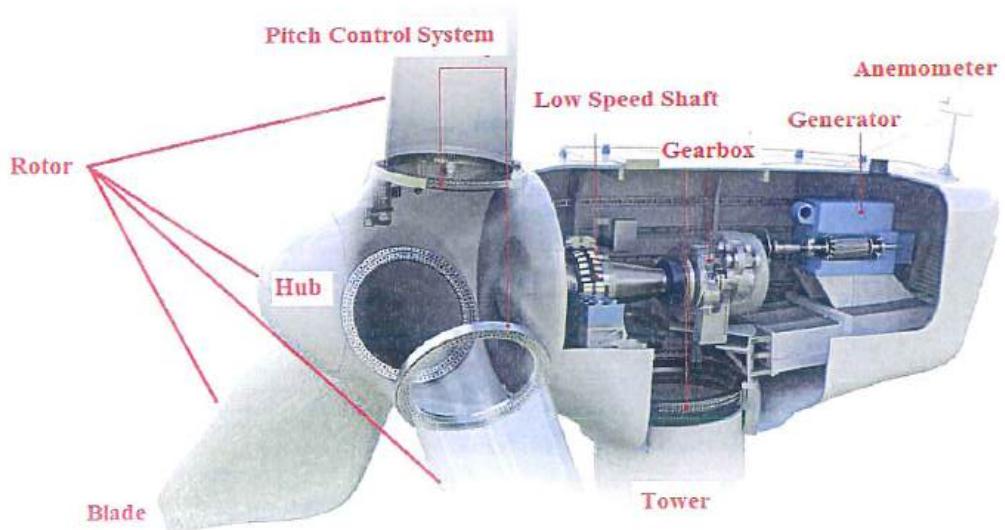


Figure 3.11. Illustration of the main components of a three-bladed horizontal axis turbine [72]

According to the BEM theory, the output electrical power of the wind turbines will depend on factors such as air density, incoming wind speed, blade length, power coefficient, mechanical system efficiency and generator efficiency as detailed in Section II.2. Each turbine design will be associated with a Power – Wind speed characteristic curve to represent the output electrical power value obtained when the turbine operates at the actual wind speed value. This characteristic curve is illustrated in Figure 3.12.

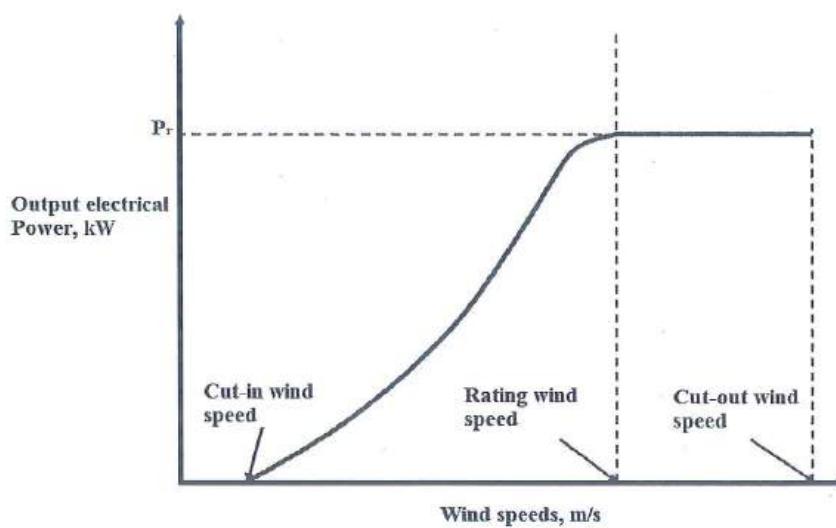


Figure 3.12. Illustration of the Power-Wind speed characteristic curve of the turbine

In fact, there are many turbine designs that have a large rating powers (Pr), but the actual output electrical powers are small. Because, they have to operate in the wind speeds below the design threshold. This causes huge losses not only economic problems but also technical problems related to the mechanical properties of the components and equipment in the turbine. Terrain areas in Vietnam have wind speeds of less than 8 m/s, lower than most of the rating wind speed values of turbines currently popular on the market. In order for wind turbines to achieve the highest operating efficiency, it is necessary to have research, evaluation, and improvement of the design of the components. In which, the improvement design of the turbine blade profiles according to the actual wind speeds is the first and most important issue.

Wind turbine blades are often designed from many different airfoils. The airfoil sections will be placed in different positions, thicknesses, lengths, and twist angles to create a complete blade design. Figure 3.13 illustrates the design of a horizontal axis wind turbine blade.

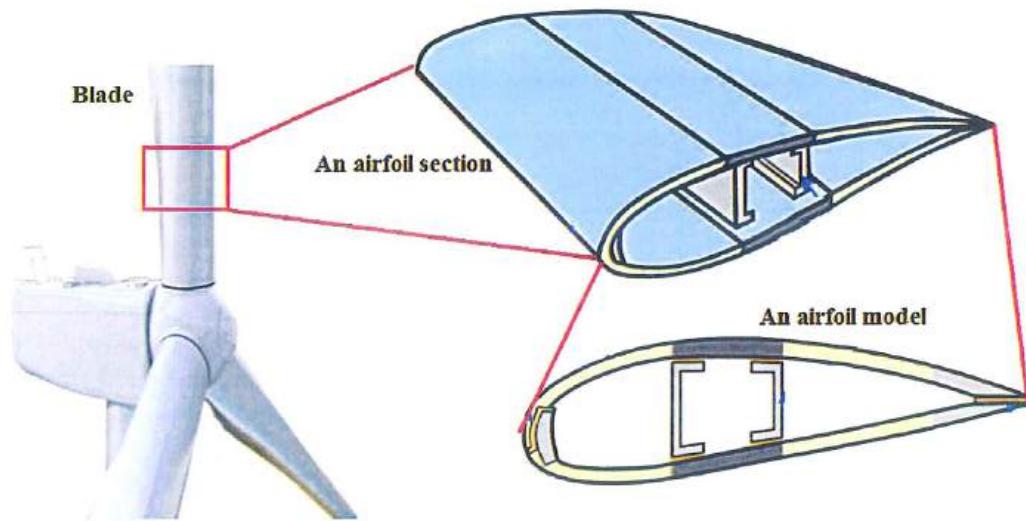


Figure 3.13. Illustrates the design of a horizontal axis wind turbine blade [73]

When the incoming wind interacts with the surfaces of the airfoil sections, depending on the wind speed, AoA, size and surface roughness of the blade, different phenomena will occur as illustrated in Figure 3.14. If the airfoil models are designed in terms of size and AoA values to match the incoming wind speeds, it will create the largest lift force and the smallest drag force, then the C_l/C_d ratio will reach the largest value. On the contrary, if the airfoil size or AoA values are not suitable for the incoming wind characteristics, it will create a lot of drag force and reduce lift force, leading to a low C_l/C_d value.

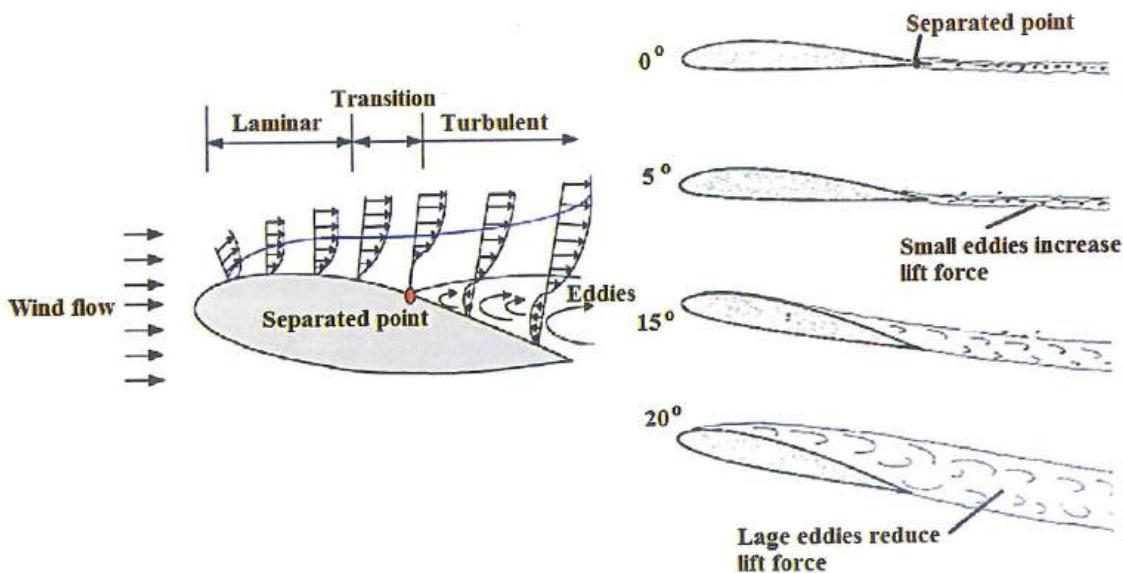


Figure 3.14. Illustration of the interaction processes of incoming flow with an airfoil [48]

When the incoming wind interacts with the turbine blade under an AoA value, each airfoil section will receive the wind at a different angle. The power coefficient of the entire blade will depend on the lift-to-drag ratio of each airfoil section. Therefore, to design a complete blade, it is necessary to study the design of the airfoil models. Then, the selected airfoil sections will be combined to create an optimal blade profile based on the BOM theory. The detailed model for designing the turbine blade profiles proposed is shown in Figure 3.15. The optimal design model of the turbine blade profiles includes 11 steps as follows:

- The 1st step: Select an airfoil model with high wind energy exploitation efficiency - Original airfoil model.
- The 2nd step: Analyze the aerodynamics parameters of the original airfoil model in the wind speed region of interest using the PM. The results are the lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio when operating in the wind speed and the graph or function of wind speed distribution or wind pressure on the surface of the original airfoil model.

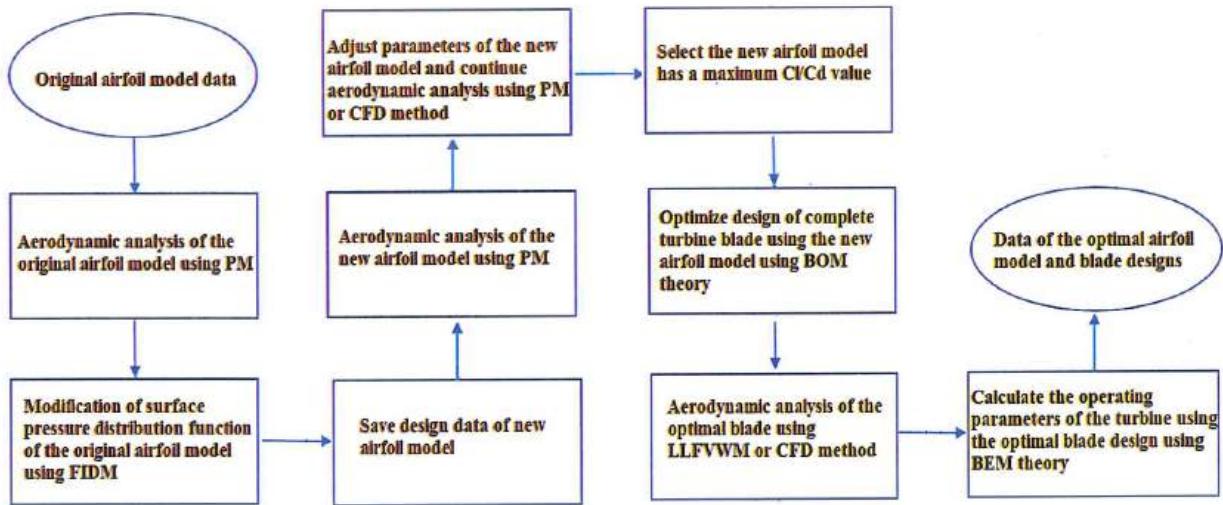


Figure 3.15. The flowchart of the optimal blade design model

- The 3rd step: Modify the graph or wind speed distribution function or wind pressure distribution function on the surface of the original airfoil model to obtain a new graph or pressure distribution function with the largest difference between the upper and lower surfaces of the original airfoil model. The result is to obtain a new wind speed distribution function or new wind pressure distribution function. Then, a new airfoil profile will be created based on the new wind speed distribution function or new wind pressure distribution function using the FIDM.

- The 4th step: Save the data of the new airfoil profile with a suitable name or identification number.

- The 5th step: Analyze the aerodynamics parameters of the new airfoil model in the same wind speeds using the PM. The results are the lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio. Compare and evaluate the values obtained from the new airfoil model with the original one.

- The 6th step: Continuously adjust the design parameters of the new airfoil model such as MT, MTP, MC and MCP to obtain the new airfoil model profiles. Then, all the new airfoil models are aerodynamically analyzed using PM or CFD methods. The results are obtained lift coefficients, drag coefficients, lift coefficient to drag coefficient ratios of the new airfoil models in the same wind speeds.

- The 7th step: Compare and evaluate the lift coefficient to drag coefficient ratios of the original airfoil model and the new airfoil models, then select the airfoil model with the largest lift coefficient to drag coefficient ratio. The result is to obtain the optimal airfoil model profile in the wind speed region of interest.

- The 8th step: Use BOM theory to arrange the airfoil models according to different size and twist angle parameters to create complete blade designs. Each complete blade design can use several different airfoil types, but it is also possible to use only the airfoil model with the largest C_L/C_d . The result is the turbine blade profiles.

- The 9th step: These new blade profiles are aerodynamically analyzed using LLFVWM or CFD methods to calculate C_P values at different wind speeds. The blade profile design with the largest C_P value is selected.

- The 10th step: The blade profile with the largest C_P is used to create a 3-blade horizontal axis turbine. The BEM theory is then used to determine the turbine operating parameters such as the output electrical power based on the mechanical system and generator parameters. The result is the operating values of the turbine designs under different conditions.

- The 11th step: Compare the power coefficient values of the turbine designs and select the blade design with the largest C_P value. The result is an optimal turbine blade design in the wind speed region of interest. Finally, the detailed data of the optimal turbine blade design is exported and given a suitable name. The optimal design model of turbine blade profiles as shown in Figure 3.15 is then implemented in this thesis. According to the first step in the optimal design model, some original airfoil models with good wind energy exploitation efficiency and are commonly used in the wind power field are selected such as: NACA6409, S1010, S1223. These airfoil designs represent symmetrical and asymmetrical airfoil models.

From the step 2 to step 7, these airfoil models are analyzed by PM or CFD methods to determine the characteristic aerodynamic quantities under operating conditions with wind speeds in the range of 3.0 m/s - 10.0 m/s. The dimensions of the airfoil models will be brought to the standard length of $c=1.0$ m, and divided equally into 149 panels when using PM. However, because the main wind speed region in Vietnam is in the range of 4.0 m/s - 6.0 m/s. Therefore, the analysis results with this wind speeds will be presented specifically in this thesis. All 03 original airfoil models were analyzed in the same steps and after comparison and selection, 03 new airfoil models were obtained for the corresponding maximum lift coefficient to drag coefficient ratio. The new optimized models were named based on the research cooperation between Electric Power University and Vietnam Academy of Science and Technology: VAST-EPU-N6409, VAST-EPU-S1010, VAST-EPU-S1223.

Reliability of PM and CFD methods:

The turbine blade profile design model uses PM and CFD methods to determine aerodynamic quantities. The PM method provides faster analysis time than CFD. Therefore, the PM method is used for initial evaluation of the airfoil models. Then, the airfoil models with the best wind energy extraction efficiency will be analyzed by CFD method to obtain more accurate results.

To compare the reliability of PM and CFD, the analyses were conducted with the NACA64A010 models operating at wind speeds of 2.96 m/s, 4.87 m/s and 9.73 m/s, respectively. Then, the results obtained from the simulation models will be compared with the experimental results from the study of Selig et al. [72]. In the analysis models with PM method, the airfoils are divided into 149 panels. The aerodynamic parameters will be determined based on the analytical functions as presented in section II.3.1. In the CFD models, the airfoil is placed in the center, the front surface is a semicircle with a radius of $40c$, the space behind is a rectangle with a side length of $60c$. The space surrounding the airfoil is shown in Figure 3.16. The chord length of the airfoil is 0.3048 m. The distance from the

leading edge and two side edges to the center of the airfoil is 12.0 m. The distance from the outlet boundary to the center of the airfoil is 18.0 m. To ensure the reliability of the mesh model, a survey of the mesh's independence from the lift coefficient C_l of the airfoil was conducted. The mesh type kept fixed is a mixture of quadrilateral and hexagonal meshes. The mesh size will be adjusted gradually from 0.09m to 0.025m. The results show that the C_l value stabilizes when the mesh size is less than or equal to 0.03m. Therefore, the mesh size is fixed at 0.03m. The first boundary layer is 0.005 m, the ratio between layers is 1.2 and the number of layers is 11. The chosen solver is RANS, the turbulence model is $k - \varepsilon$, the number of numerical solving iterations is 1,000 for each analysis case.

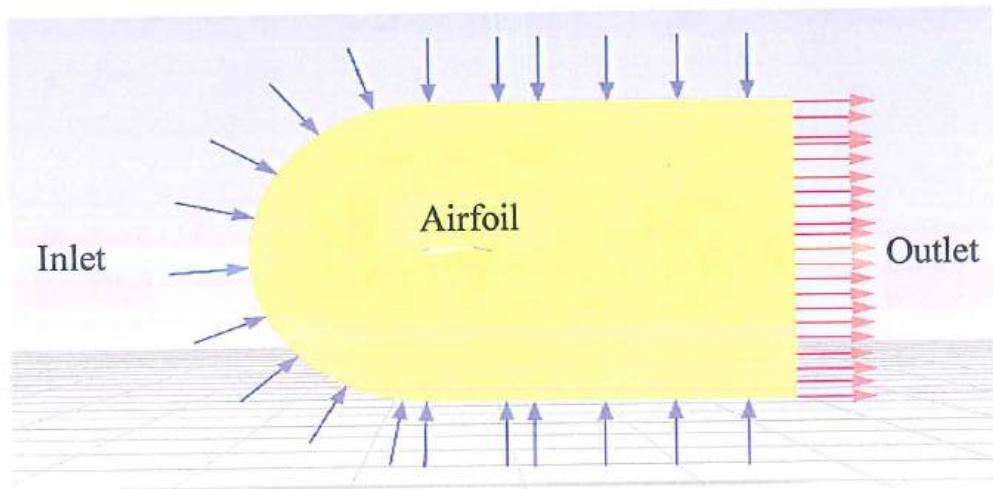
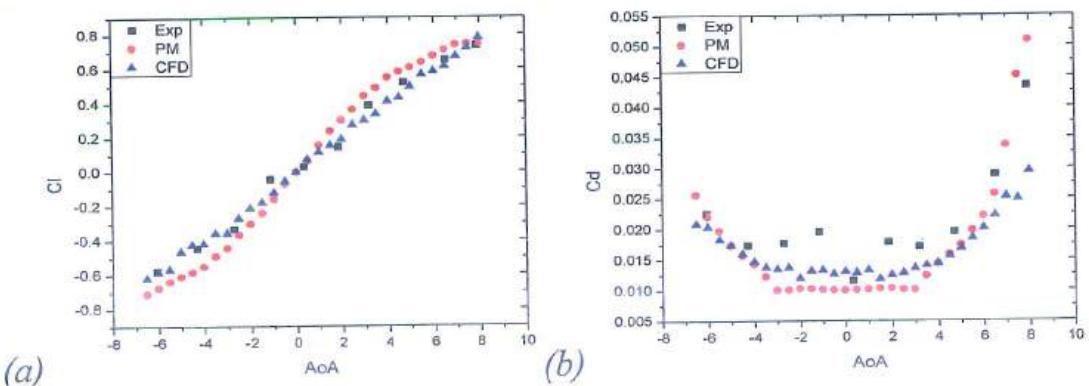
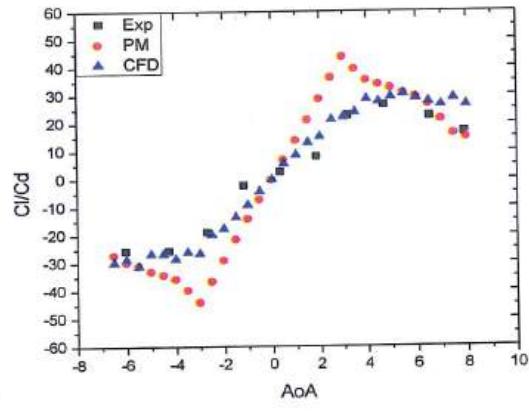


Figure 3.16. CFD model for the airfoil

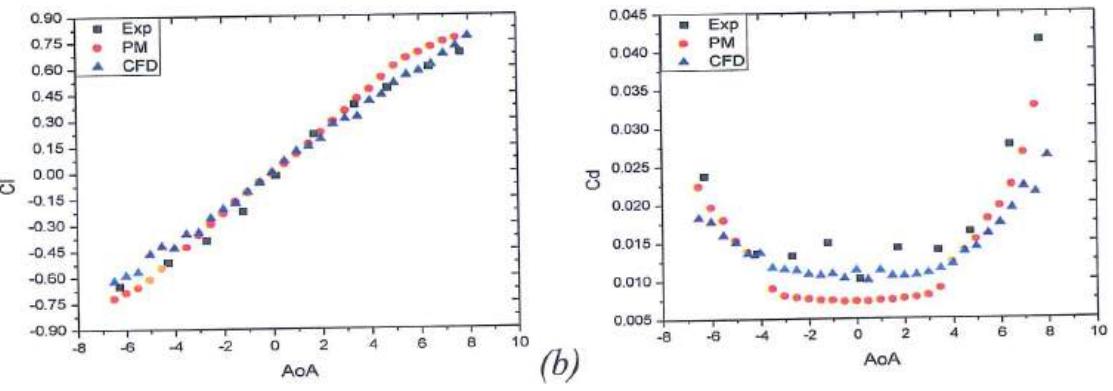
The results obtained from the PM and CFD models are shown in Figure 3.17, Figure 3.18 and Figure 3.19. The error of the PM method is about 10%, while the error of the CFD method is only about 3%. The results confirmed that the PM method is less reliable than the CFD method. The error of the PM method is larger when the wind speed is larger in the range of approximately 3.0 m/s to 10.0 m/s.





(c)

Figure 3.17. Comparison of aerodynamic parameters of the NACA64A010 when the wind speed is 2.96 m/s: C_l (a); C_d (b); C_l/C_d (c)



(a)

(b)

(c)

Figure 3.18. Comparison of aerodynamic parameters of the NACA64A010 when the wind speed is 4.78 m/s: C_l (a); C_d (b); C_l/C_d (c)

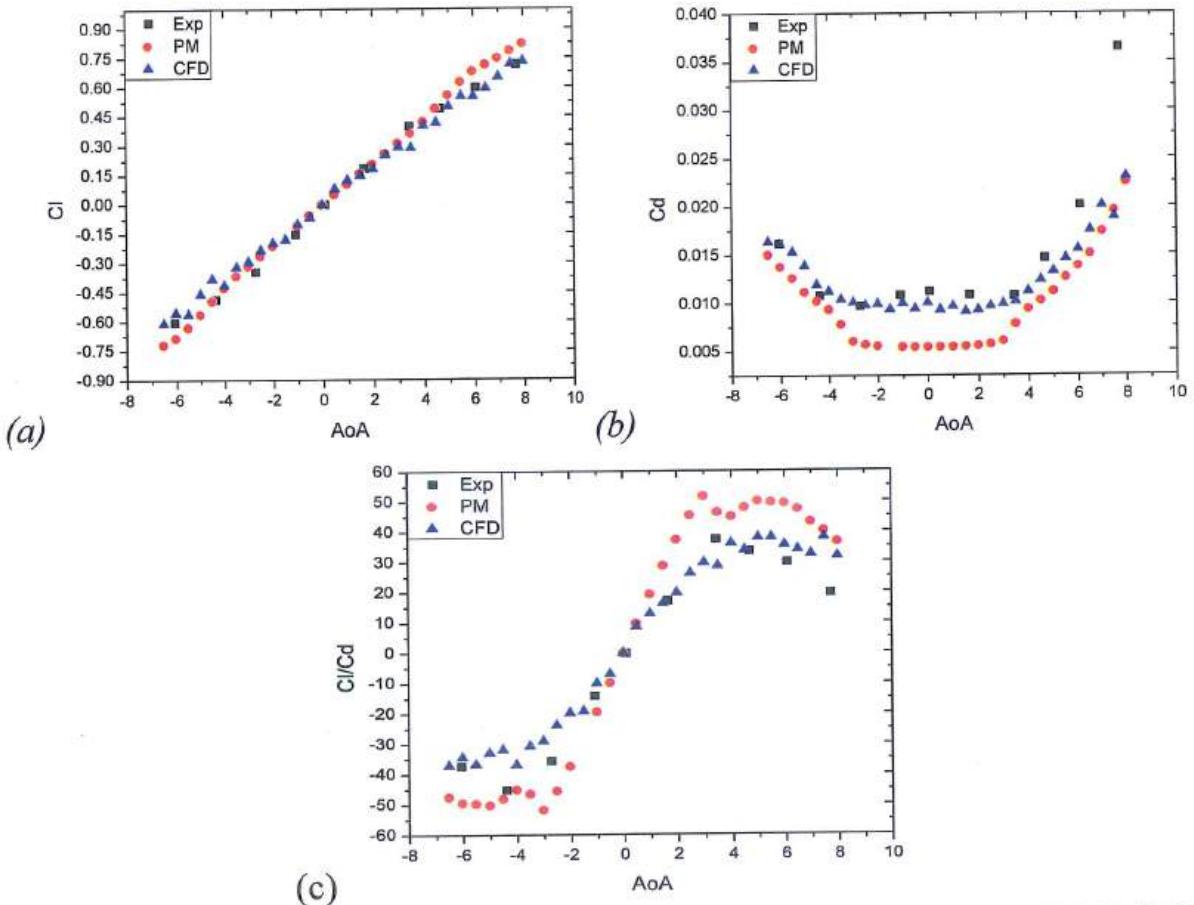


Figure 3.19. Comparison of aerodynamic parameters of the NACA64A010 when the wind speed is 9.73 m/s: C_l (a); C_d (b); C_l/C_d (c)

III.2.1. NACA6409 airfoil model

The basic parameters of the original airfoil model and the optimized new airfoil model obtained from applying the proposed design model are shown in Table 3.2 and Figure 3.20.

Table 3.2. Basic parameters of NACA6409 and VAST-EPU-N6409 models

Parameters	NACA6409	VAST-EPU-N6409
MT	9.00%	10.30%
MTP	30.03%	32.03%
MC	6.0%	7.99%
MCP	40.44%	51.45%

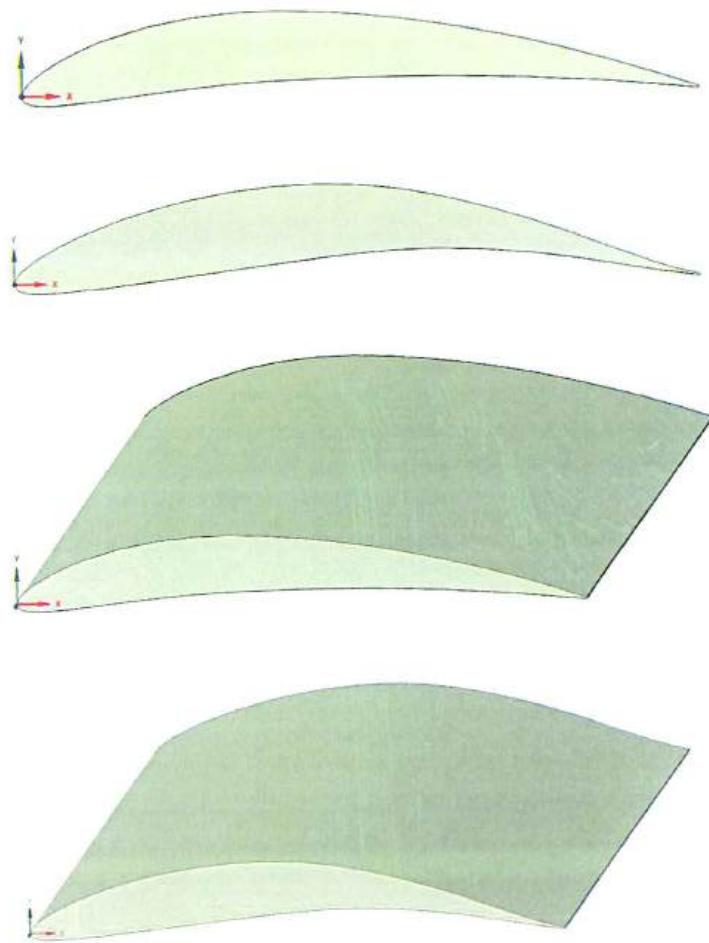
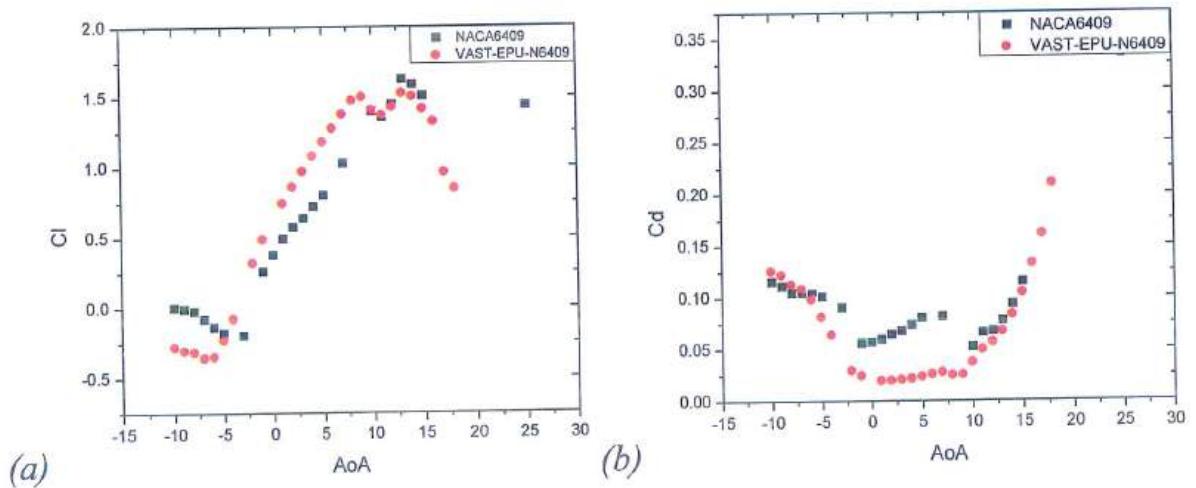


Figure 3.20. Shapes of NACA6409 and VAST-EPU-N6409 airfoil models

After aerodynamic analysis using PM, the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, and lift-to-drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 4.0 m/s are shown in Figure 3.21.



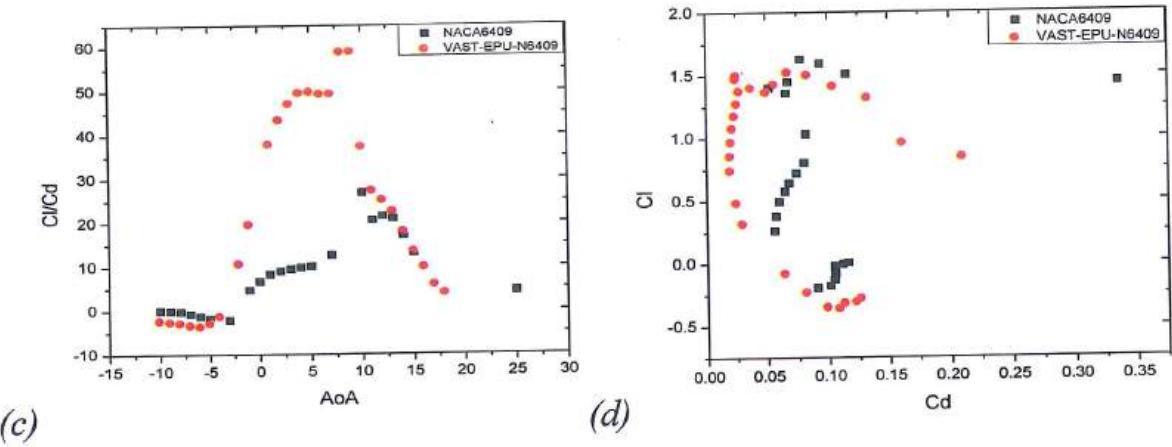


Figure 3.21. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s

Similarly, the graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 5.0 m/s are shown in Figure 3.22.

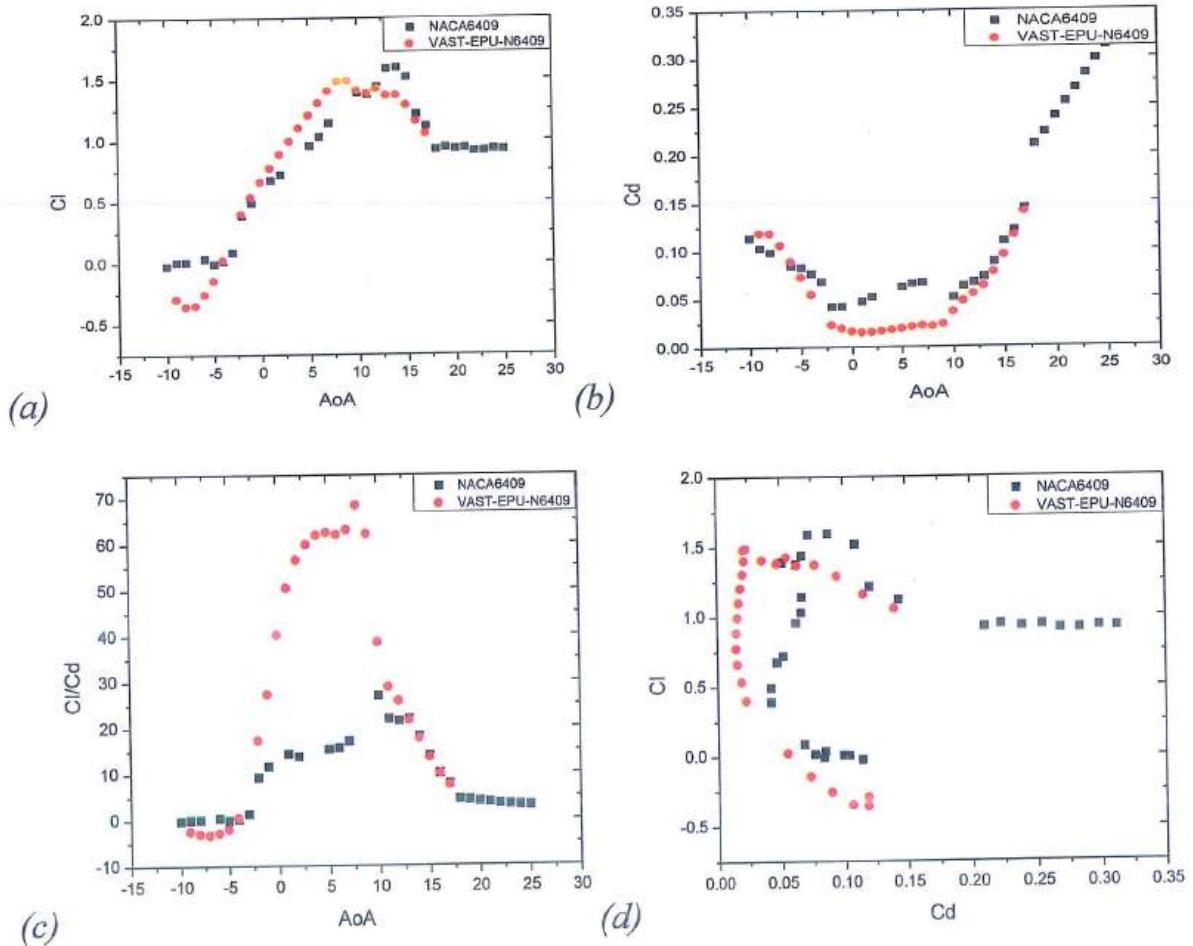


Figure 3.22. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s

Finally, the graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift-to-drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 6.0 m/s are shown in Figure 3.23.

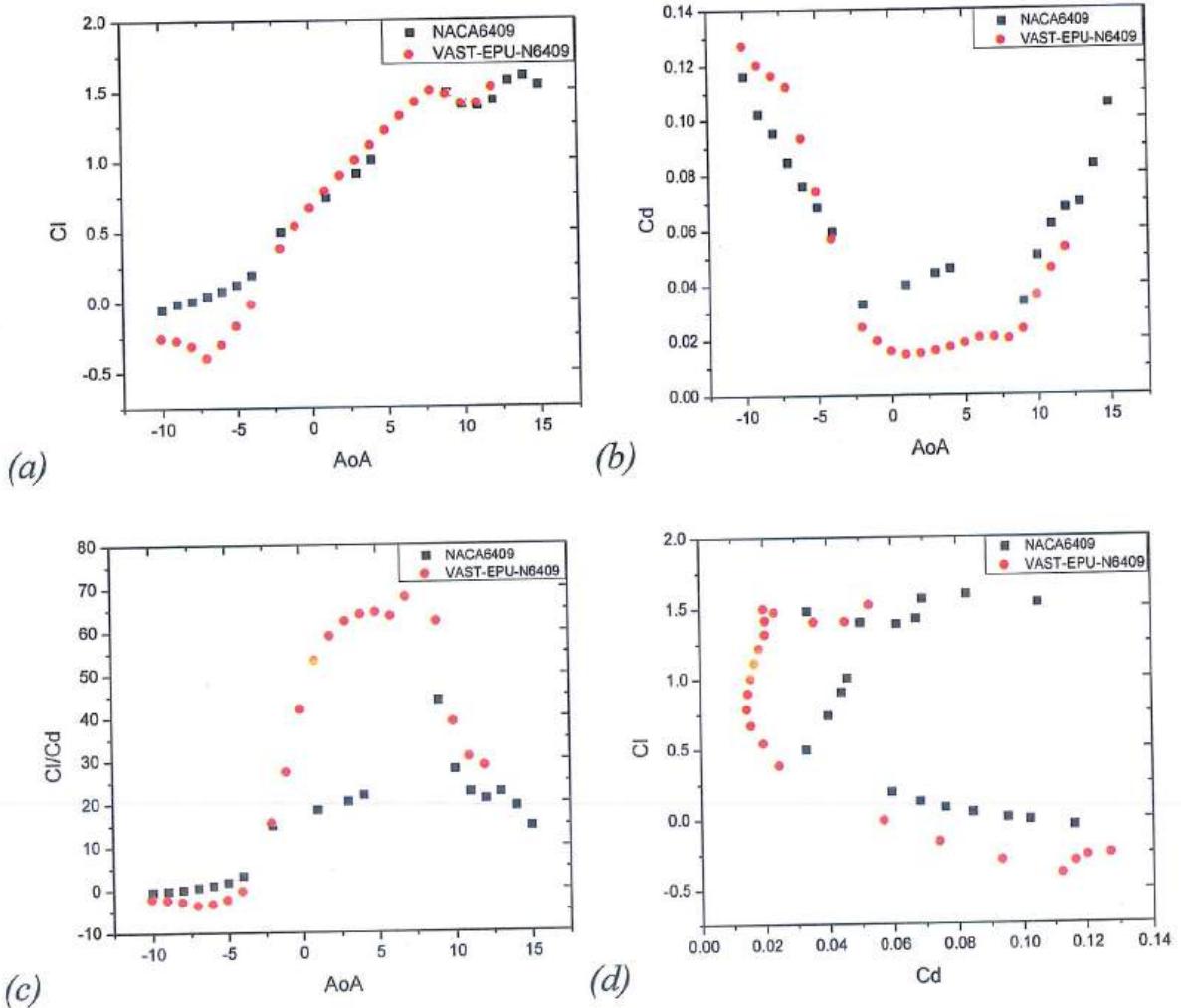


Figure 3.23. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s

The results show that the VAST-EPU-N6409 model has a smaller thickness and larger curvature than the NACA6409 model. When operating at wind speeds between 4.0 m/s and 6.0 m/s, the maximum C_l/C_d value of the VAST-EPU-N6409 model is 4.5, 3.0, 1.2 times higher than that of the original model, respectively. This shows that the VAST-EPU-N6409 model has a very high wind energy exploitation efficiency when operating at common wind speed values in Vietnam.

III.2.2. S1010 airfoil model

The basic parameters of the original airfoil model and the optimized new airfoil model obtained from applying the proposed design model are shown in Table 3.3 and Figure 3.24.

Table 3.3. Basic parameters of S1010 and VAST-EPU-S1010 airfoil models

Parameters	S1010	VAST-EPU-S1010
MT	6.02%	8.00%
MTP	23.42%	20.32%
MC	0.00%	5.96%
MCP	0.00%	72.77%

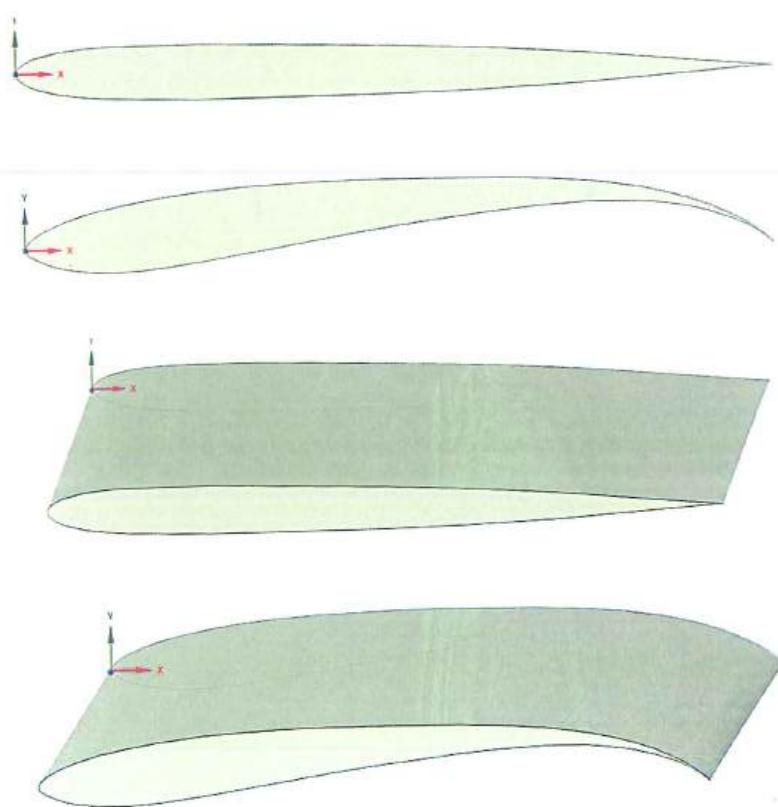


Figure 3.24. Shapes of S1010 and VAST-EPU-S1010 airfoil models

Similarly, the graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 4.0 m/s are shown in Figure 3.25.

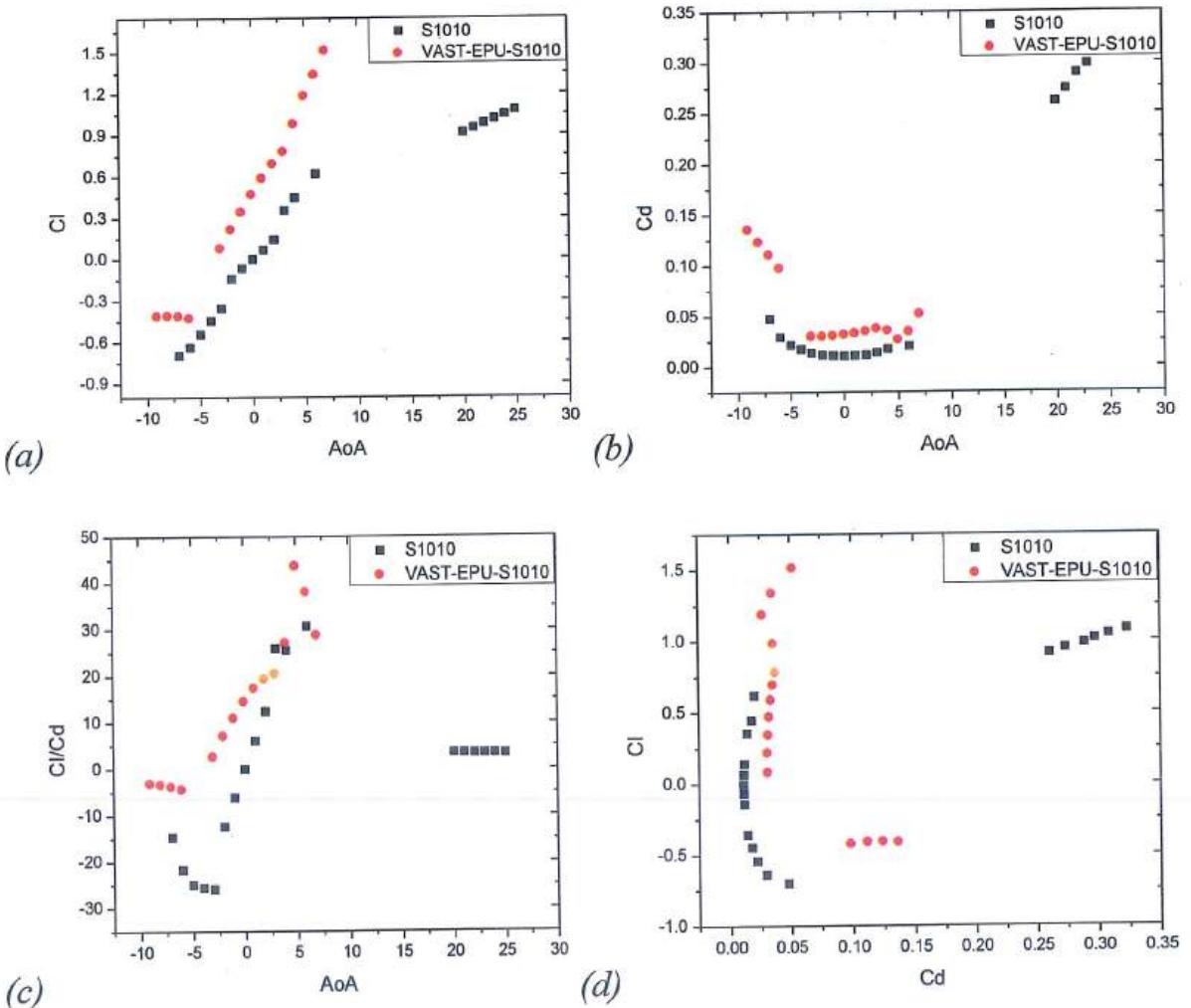


Figure 3.25. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s

The graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 5.0 m/s are shown in Figure 3.26.

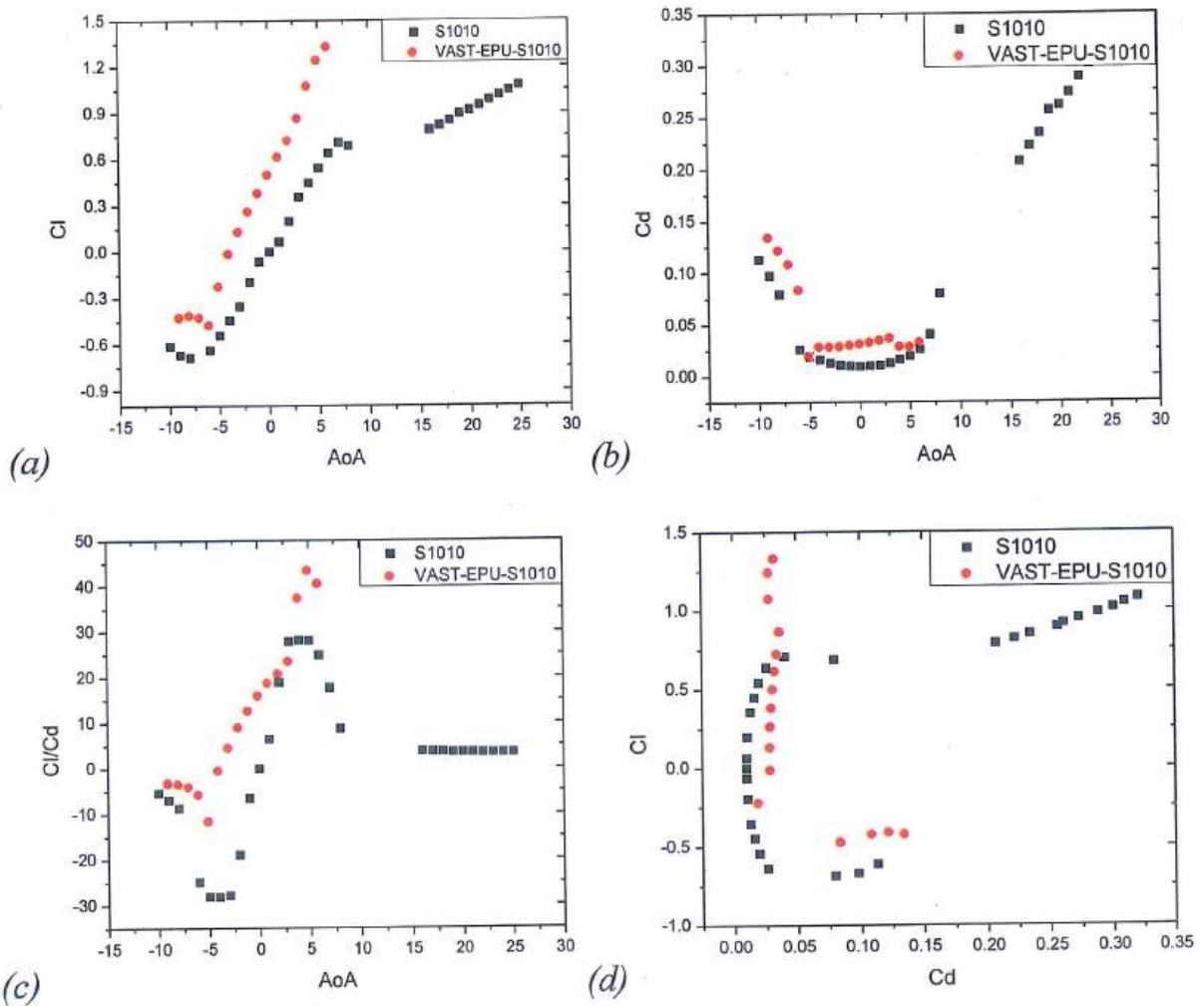
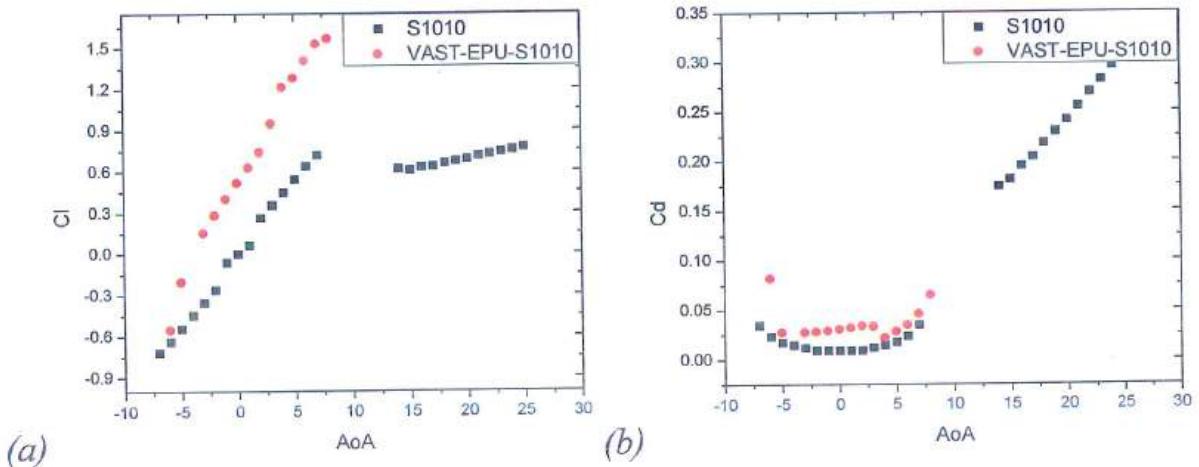


Figure 3.26. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s

Finally, the graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift-to-drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 6.0 m/s are shown in Figure 3.27.



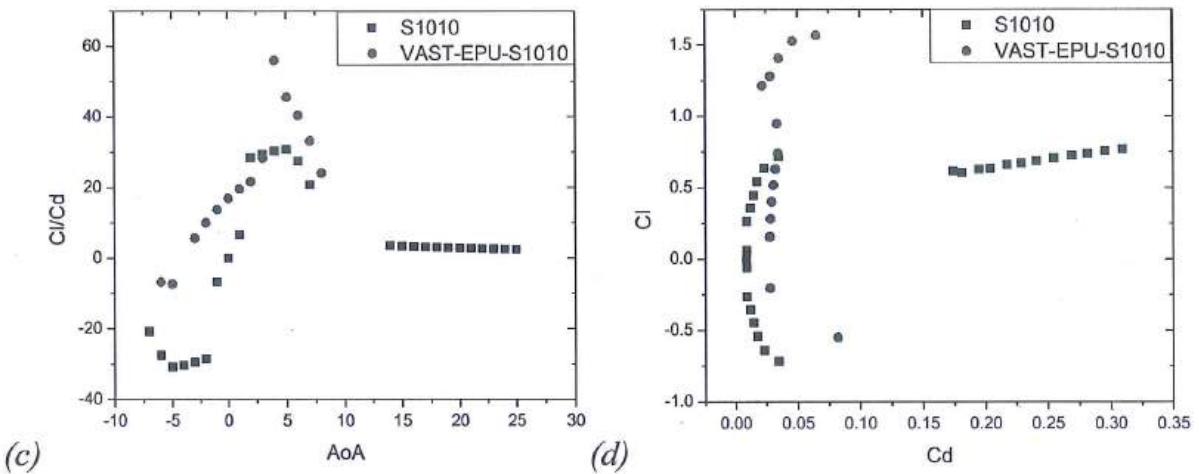


Figure 3.27. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s

The results show that the VAST-EPU-S1010 model has a larger thickness and larger curvature than the S1010 model. When operating at wind speeds between 4.0 m/s and 6.0 m/s, the maximum C_l/C_d value of the VAST-EPU-S1010 model is 35.7%, 40.2%, 45.5% higher than S1010 respectively. This shows that the VAST-EPU-S1010 model has a good wind energy exploitation efficiency when operating at common wind speed values in Vietnam.

III.2.3. S1223 airfoil model

The basic parameters of the original airfoil model and the optimized new airfoil model obtained from applying the proposed design model are shown in Table 3.4 and Figure 3.28.

Table 3.4. Basic parameters of S1223 and VAST-EPU-S1223 airfoil models

Parameters	S1223	VAST-EPU-S1223
MT	12.14%	5.0%
MTP	20.12%	19.82%
MC	8.68%	8.16%
MCP	47.45%	48.65%

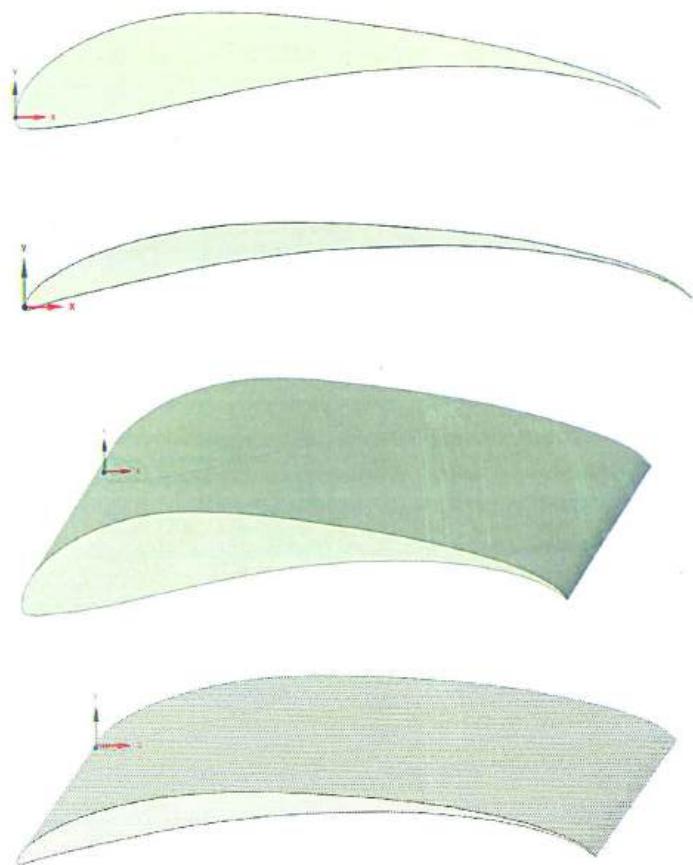
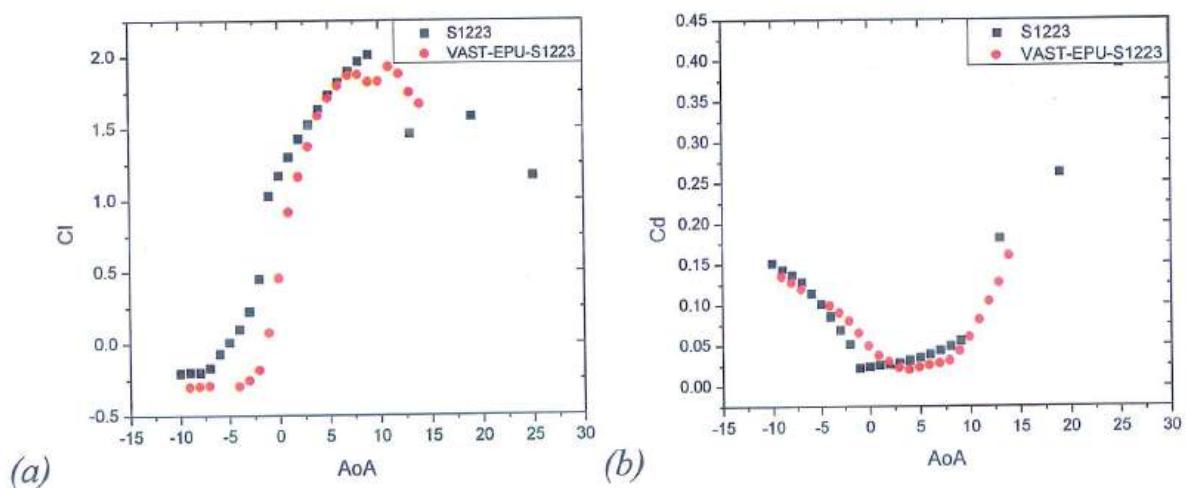


Figure 3.28. Shapes of S1223 and VAST-EPU-S1223 airfoil models

The graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 4.0 m/s are shown in Figure 3.29.



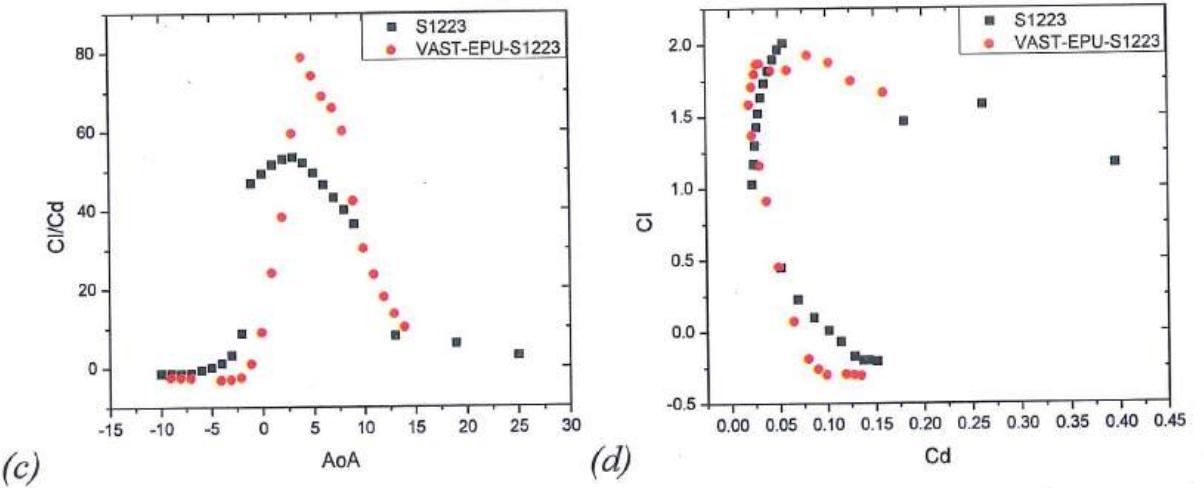


Figure 3.29. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s

The graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 5.0 m/s are shown in Figure 3.30.

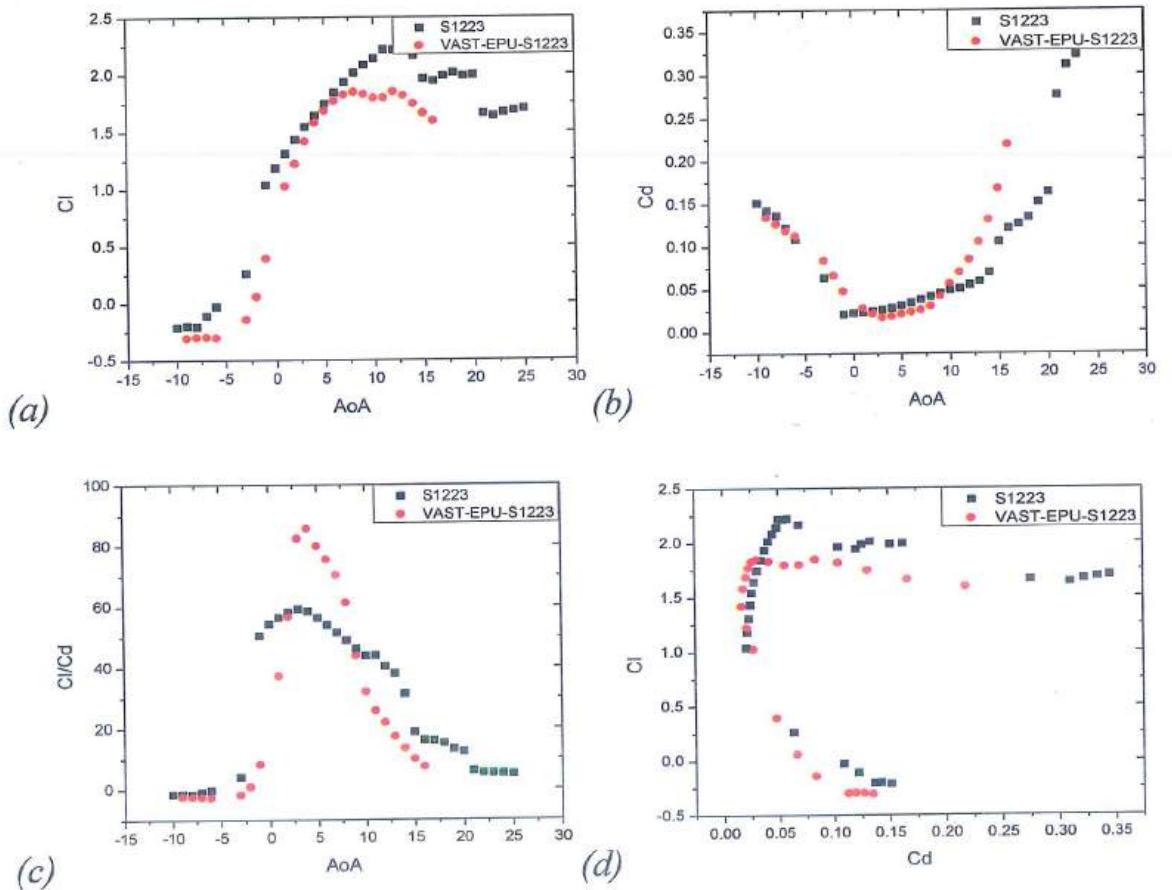


Figure 3.30. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s

The graphs showing the obtained values of lift coefficient, drag coefficient, lift to drag coefficient ratio when these two airfoil models operate at a wind speed of 6.0 m/s are shown in Figure 3.31.

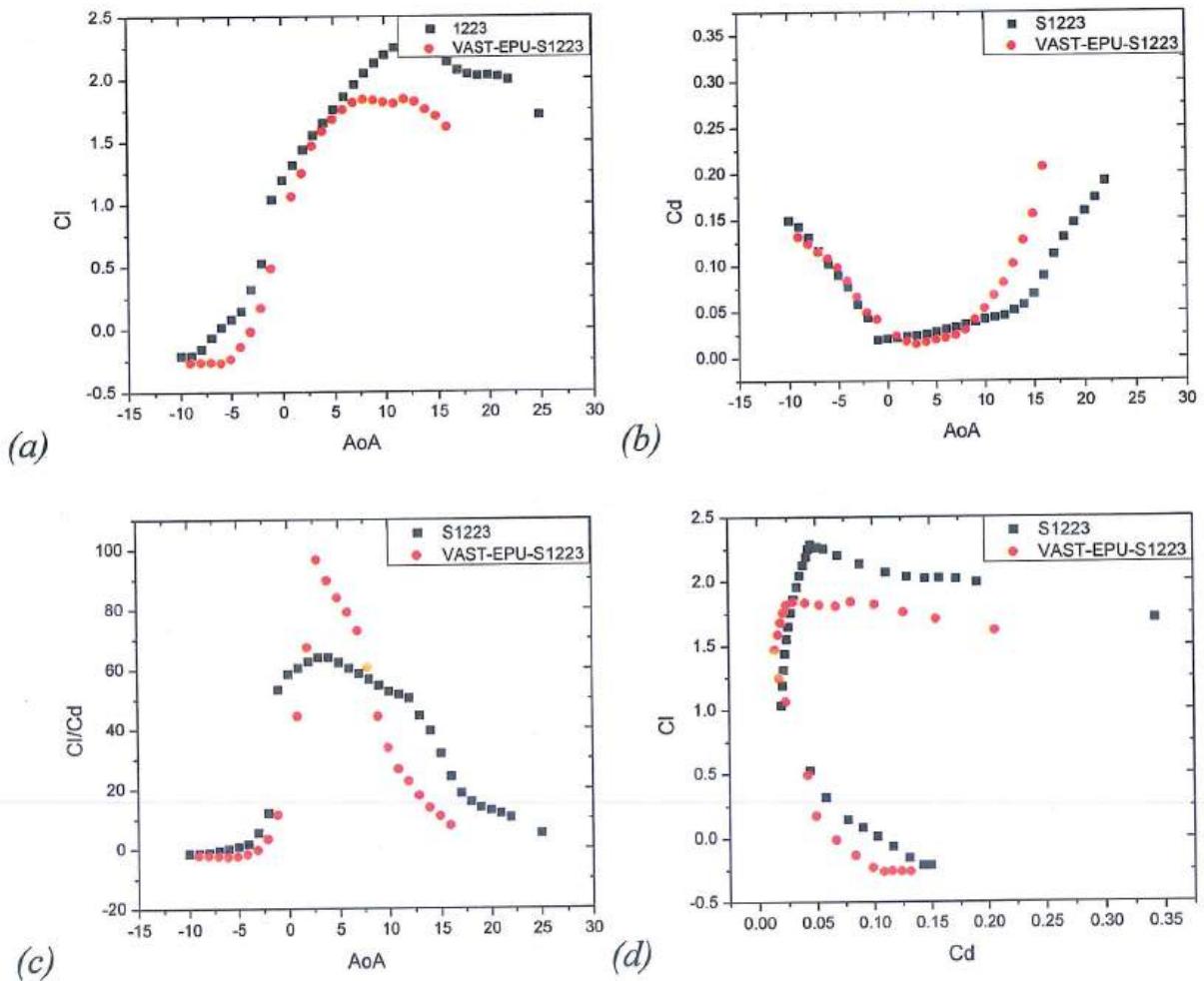


Figure 3.31. The obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s

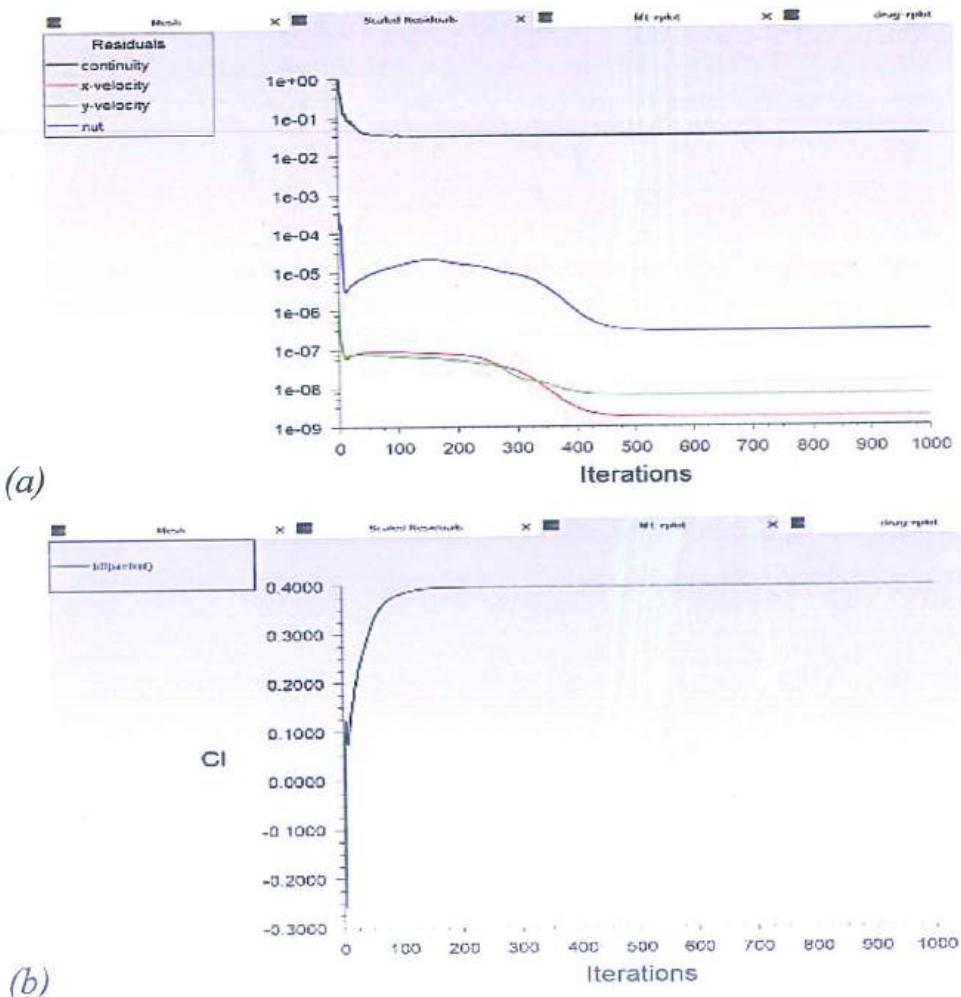
After analysis and comparison, the most optimal airfoil models were selected and proposed. These new airfoil designs give lift-to-drag coefficient ratios larger than the original airfoil models by about 10% to 50%.

However, from the graphs, it can be seen that at some AoAs, the C_l , C_d values are not obtained. This is because the number of dividing panels is 149 and other boundary conditions make the solution of the equations not converge. If these points are converge, it is necessary to redistribute the number of panels according to each AoA value. However, the lack of some C_l , C_d values at some

AoA points does not affect the overall evaluation of the design of the airfoil models. However, this also clearly shows the weakness of PM in the aerodynamic analysis problem for airfoil models.

To overcome the weakness of PM, the airfoil models continue to be analyzed using the CFD method to compare and confirm the reliability of the analyzed data.

The CFD models and implementation steps for the airfoil models are the same. Then, the numerical solution process is performed, the changes of the quantities according to the number of iterations is shown as in Figure 3.32. When the variations are close to constant, it means that the solution process has converged and can be stopped to process the results. In this thesis, the analysis results of the S1010 and VAST-EPU-S1010 airfoil models are presented as a typical example. The results are shown as in Figure 3.33, Figure 3.34, Figure 3.35.



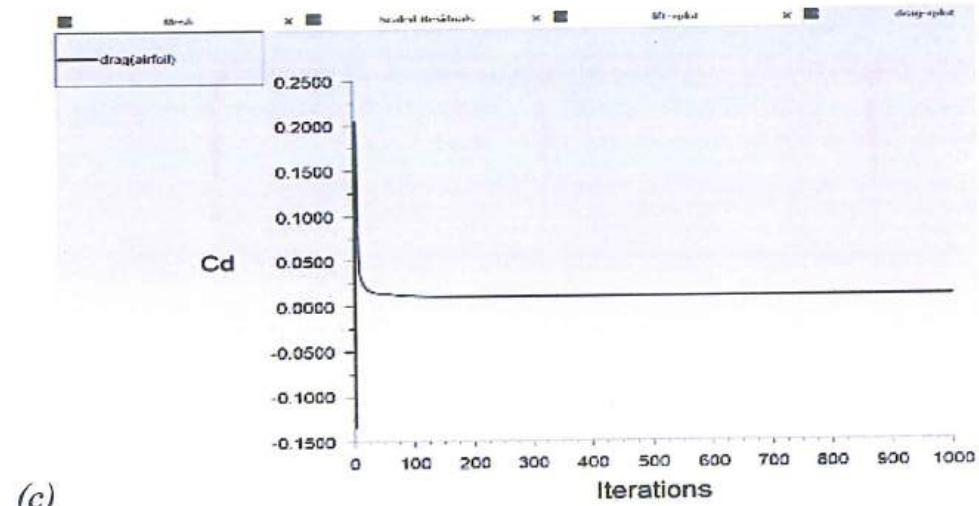


Figure 3.32. The scaled residuals (a), lift coefficient (b) and drag coefficient (c) during running progress

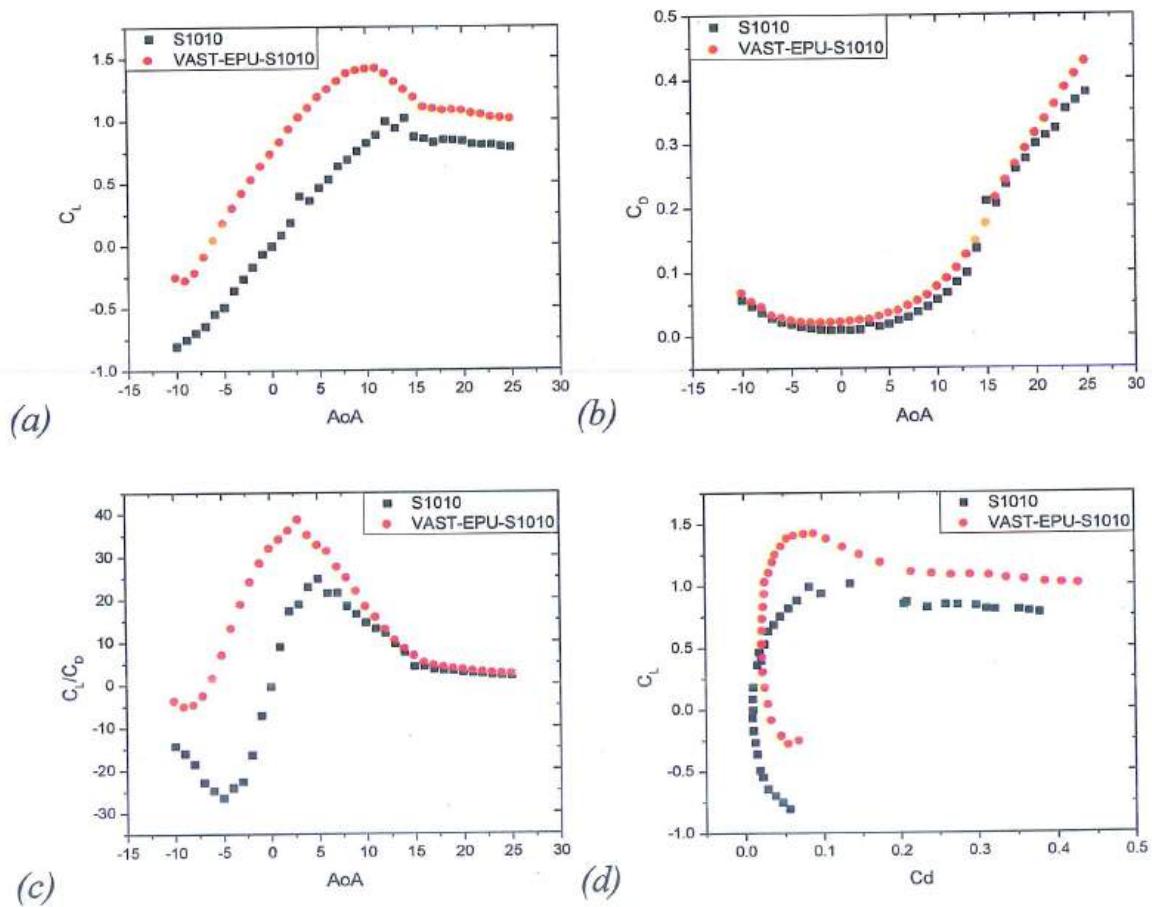


Figure 3.33. Obtained values of C_l (a), C_d (b), C_l/C_d (c), C_l compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 4.0 m/s

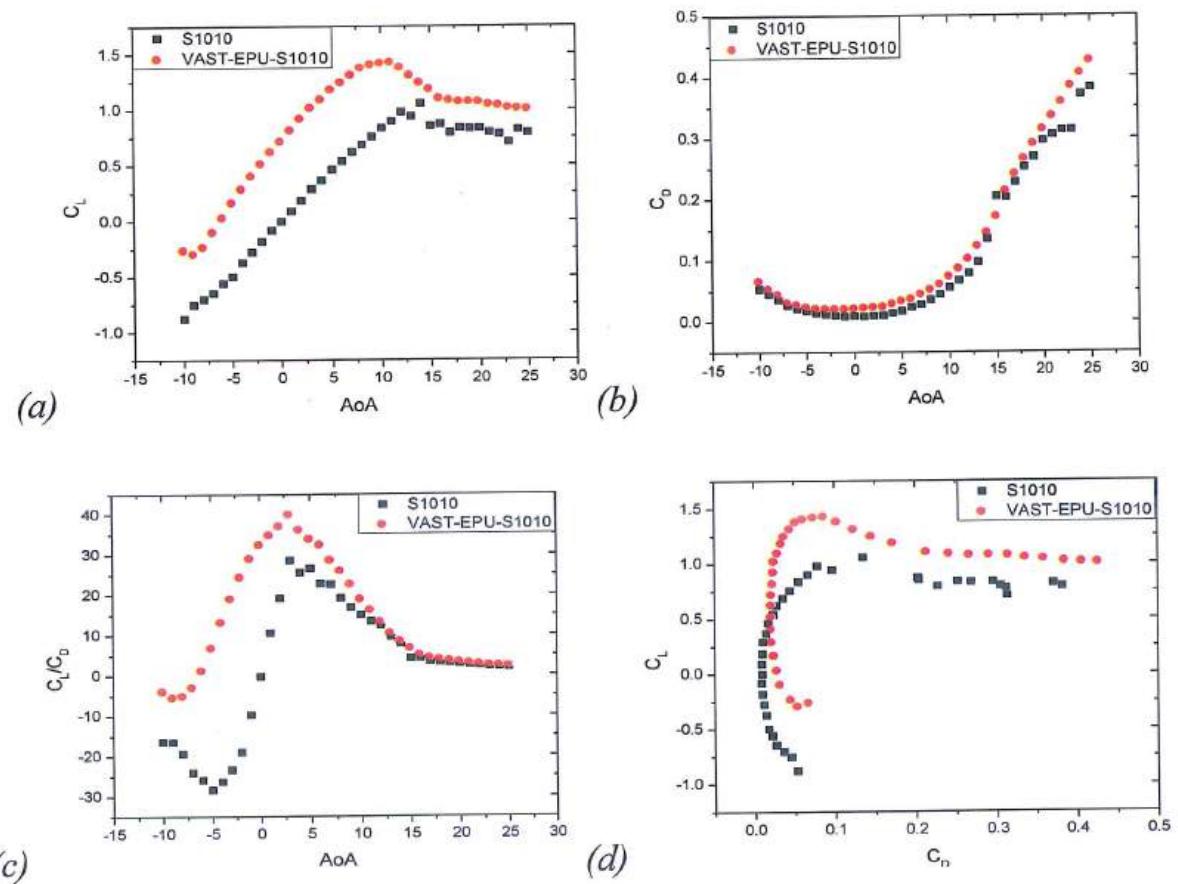
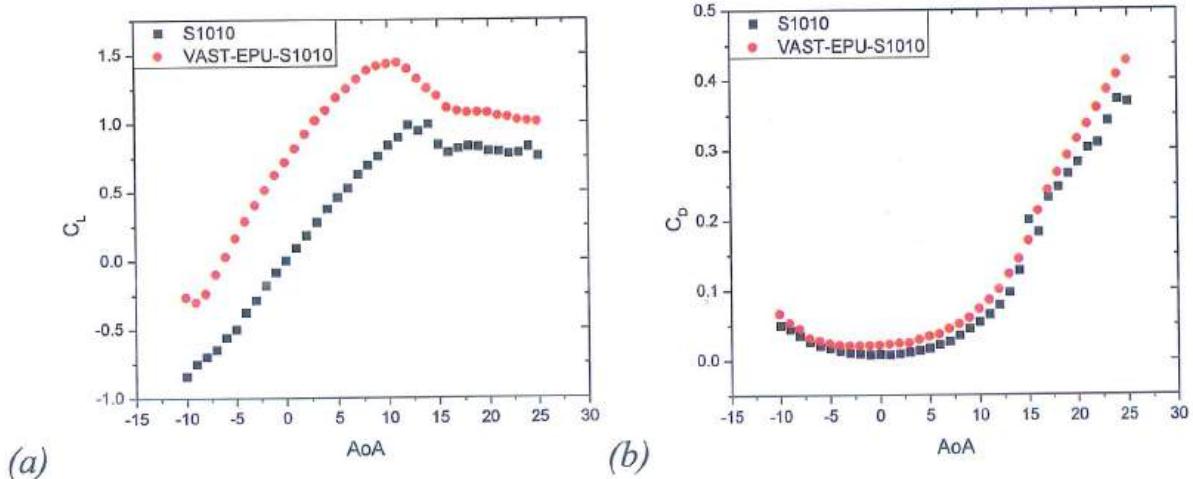


Figure 3.34. Obtained values of C_L (a), C_d (b), C_L/C_d (c), C_L compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 5.0 m/s



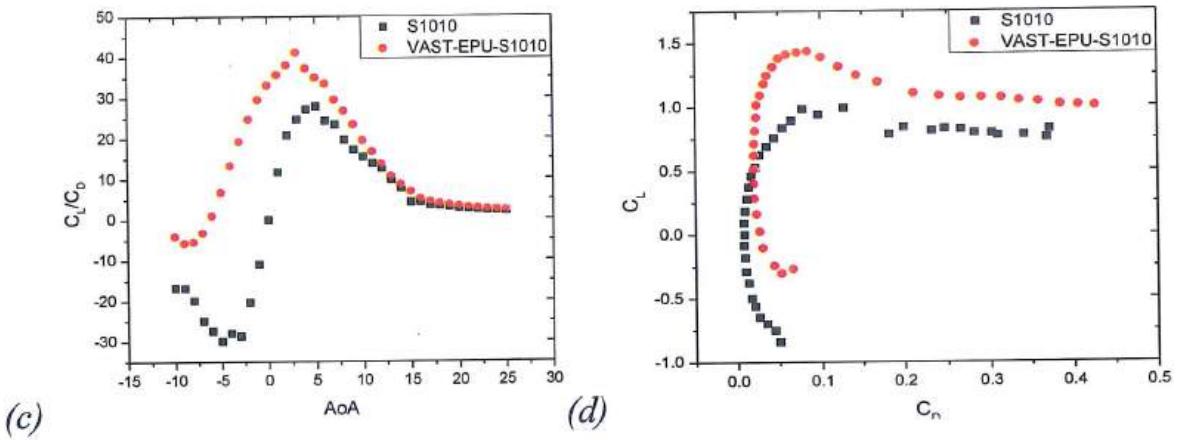


Figure 3.35. Obtained values of C_L (a), C_d (b), C_L/C_d (c), C_L compared to C_d (d) when operating at a wind speed of 6.0 m/s

The results obtained by the CFD analysis models can also be presented in the form of visual images showing the flow passing through the VAST-EPU-S1010 airfoil surface, along with the flow separation locations and the magnitude of the eddies according to the AoA angles. This is a great advantage of the CFD method in the problems of aerodynamic analysis. These results are shown in Figure 3.36, Figure 3.37 and Figure 3.38, respectively.

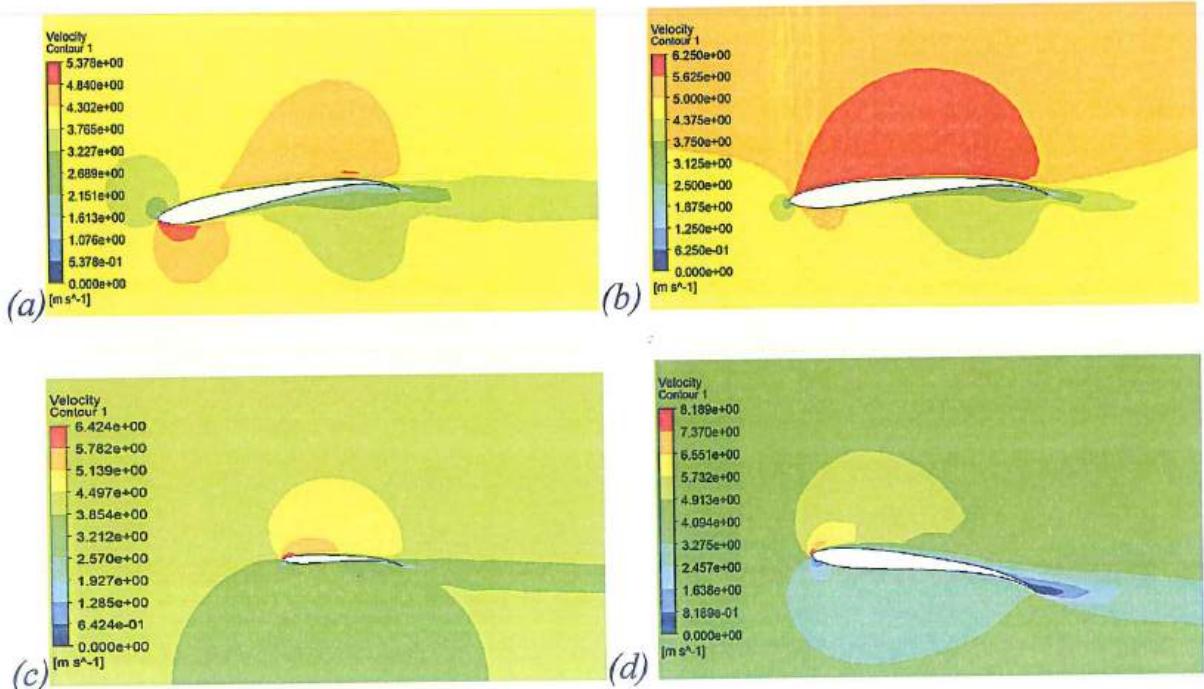


Figure 3.36. Airflow contours and eddies when interacting with the VAST-EPU-S1010 airfoil surface with angles: $\text{AoA} = -5^\circ$ (a), $\text{AoA} = 0^\circ$ (b), $\text{AoA} = 5^\circ$ (c), $\text{AoA} = 10^\circ$ (d) at a wind speed of 4.0 m/s

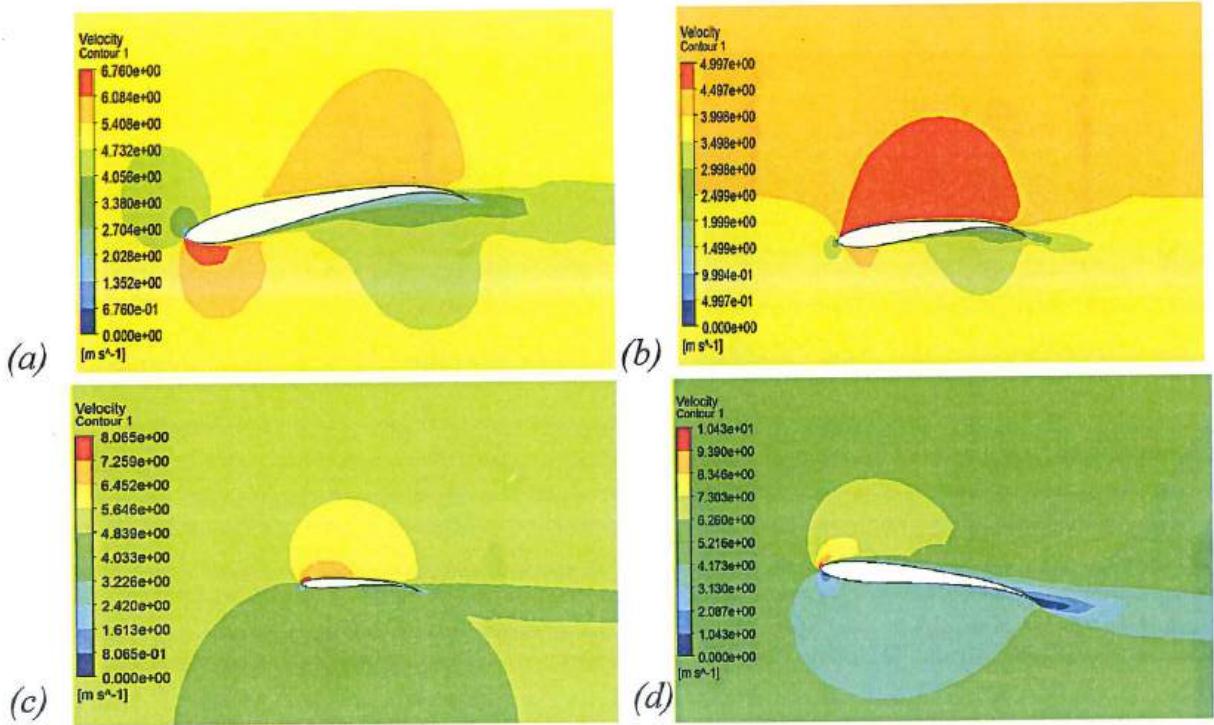


Figure 3.37. Airflow contours and eddies when interacting with the VAST-EPU-S1010 airfoil surface with angles: $\text{AoA} = -5^\circ$ (a), $\text{AoA} = -0^\circ$ (b), $\text{AoA} = 5^\circ$ (c), $\text{AoA} = 10^\circ$ (d) at a wind speed of 5.0 m/s

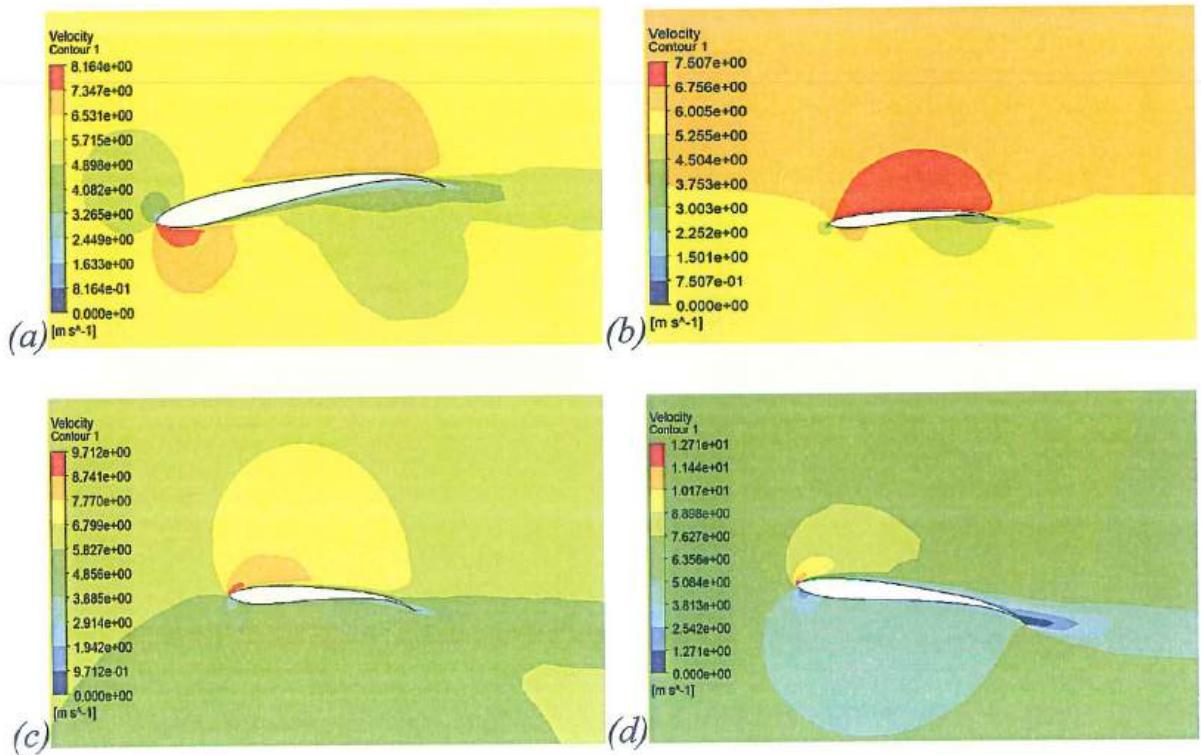


Figure 3.38. Airflow contours and eddies when interacting with the VAST-EPU-S1010 airfoil surface with angles: $\text{AoA} = -5^\circ$ (a), $\text{AoA} = -0^\circ$ (b), $\text{AoA} = 5^\circ$ (c), $\text{AoA} = 10^\circ$ (d) at a wind speed of 6.0 m/s

From the obtained results, the CFD method gives more reliable results than PM. Through the results obtained from CFD analysis, it is once again confirmed that the new airfoil models proposed in this thesis can achieve much higher lift-to-drag coefficient ratio values than their original models.

Among the new airfoil prototypes, the VAST-EPU-S1223 model meets the highest C_l/C_d ratio under operating conditions with wind speeds from 4.0 m/s to 6.0 m/s. Therefore, the VAST-EPU-S1223 model will be used to design the complete turbine blade profile.

III.2.4. Optimized turbine blade profiles

According to the design model as shown in Figure 3.15, the first 7 steps help to design the airfoil models for the largest C_l/C_d . From steps 8 to 11, these airfoil models will be arranged according to different sizes and twist angles depending on the rotor radius. The final goal is to find the blade profiles for the largest power coefficients under the specific operating conditions of the turbines. Among the new airfoil models, VAST-EPU-S1223 is continued to be used to design the complete turbine blades based on the BOM theory.

Firstly, to have a basis to verify the superiority of these new airfoil models. The SG6043 airfoil model is used to optimally design the turbine blade profile operating in the wind speed range from 3.0 m/s to 10.0 m/s according to BOM theory. The SG6043 airfoil model is known as the model with very high wind energy exploitation efficiency and has been researched by many scientists in the world. The blades using SG6043 airfoil will have different lengths ranging from 1.0 m to 10.0 m. According to BOM theory, the relationship between the length, the twist angle of the airfoil sections and the entire blade length is shown in Figure 3.39.

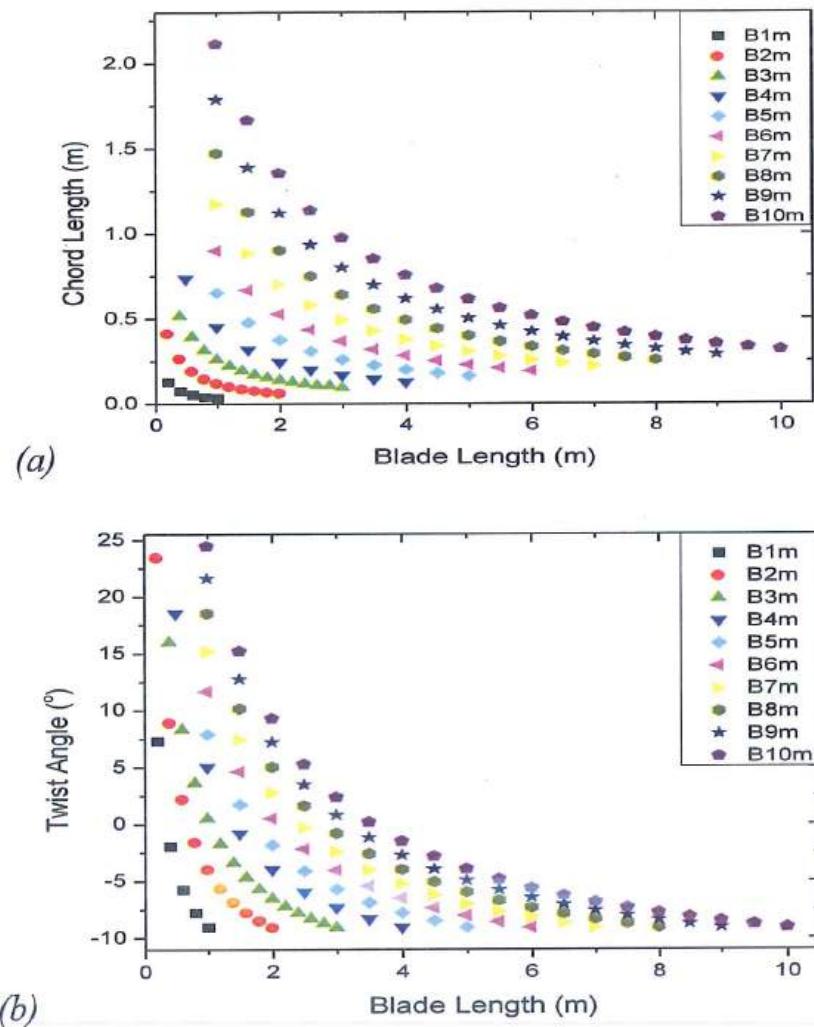


Figure 3.39. Relationships between the length (a), twist angle (b) of the airfoil sections and the entire blade lengths using SG6043 model

These blades are used to design 3-blade horizontal axis turbines respectively. The operating parameters of the turbine such as TSRs and rotor rotation speeds are adjusted in a wide range. The TSR value varies from 0 to 12, the rotor rotation speed varies from 30 rpm to 360 rpm. The operating parameters of the turbines are described by LLFVWM combined with BEM. Finally, the values of maximum power coefficients and maximum output electric powers of the turbines against wind speeds are shown in Figure 3.40.

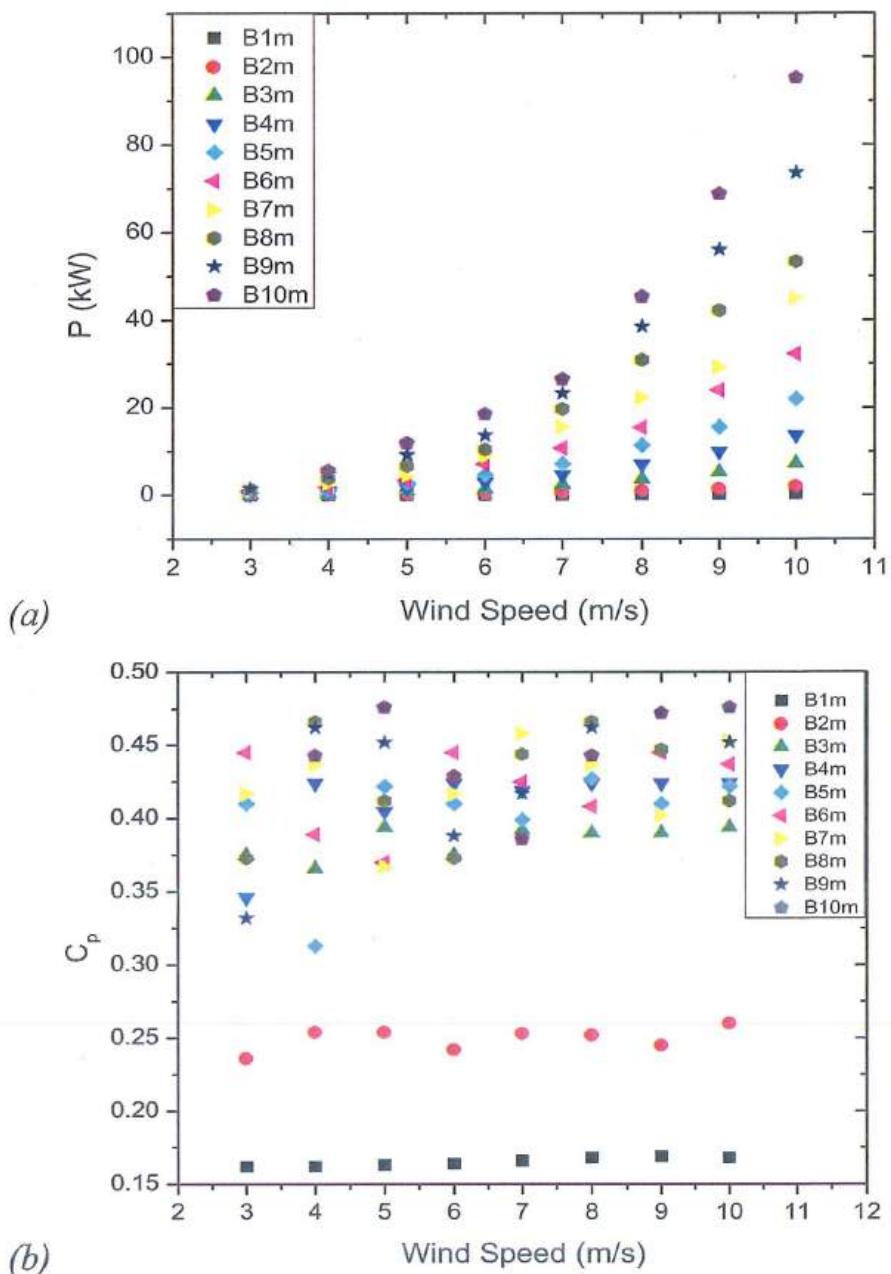


Figure 3.40. Maximum output electric powers (a) and maximum power coefficients (b) of the turbines using SG6043 according to wind speeds

From the data shown in Figure 3.40 (a), the longer the turbine blades, the greater the output electric powers. However, according to Figure 3.40 (b), it is clear that the turbines have increasing C_p values as the blade length increases from 0.0 m to 8.0 m when operating at wind speeds less than 8.0 m/s. The C_p value will decrease as the blade length continues to increase. This clearly shows that turbines operating in the common wind speeds in Vietnam should only be designed with a maximum blade length of 8.0 m to obtain the maximum C_p value. For turbine

blades using SG6043 model, C_p can be achieved approximately 48% when operating at wind speeds between 4.0 m/s and 8.0 m/s.

When considering the wind speeds from 4.0 m/s to 6.0 m/s, the turbine with a blade length of 5.0 m gives the largest power coefficient, $C_p=47.6\%$. The largest output electric power is 2.75 kW when operating at a wind speed of 5.0 m/s. The design of this turbine is classified as a small turbine, suitable for use by households in rural areas, forests, and islands. The design parameters of this 5m long blade profile are shown in Figure 3.41 (a).

From the results obtained in the study with the SG6043 blade profile, the VAST-EPU-S1223 airfoil model will be optimally designed with a blade length of 5.0 m. The design parameters and profile of this blade are shown in Figure 3.41 (b). Under similar conditions to the case of the SG6043 blade, the maximum output electric power of the turbine using the VAST-EPU-S1223 is 3.05 kW, with a maximum power coefficient of up to 50.5%. This power coefficient value is approximately 1.59 times larger than the original airfoil model and 1.11 times larger than the SG6043 model under the same operating conditions with a wind speed of 5.0 m/s. In fact, the best commercial turbines today can only achieve a power factor value of about 45% to 48%.

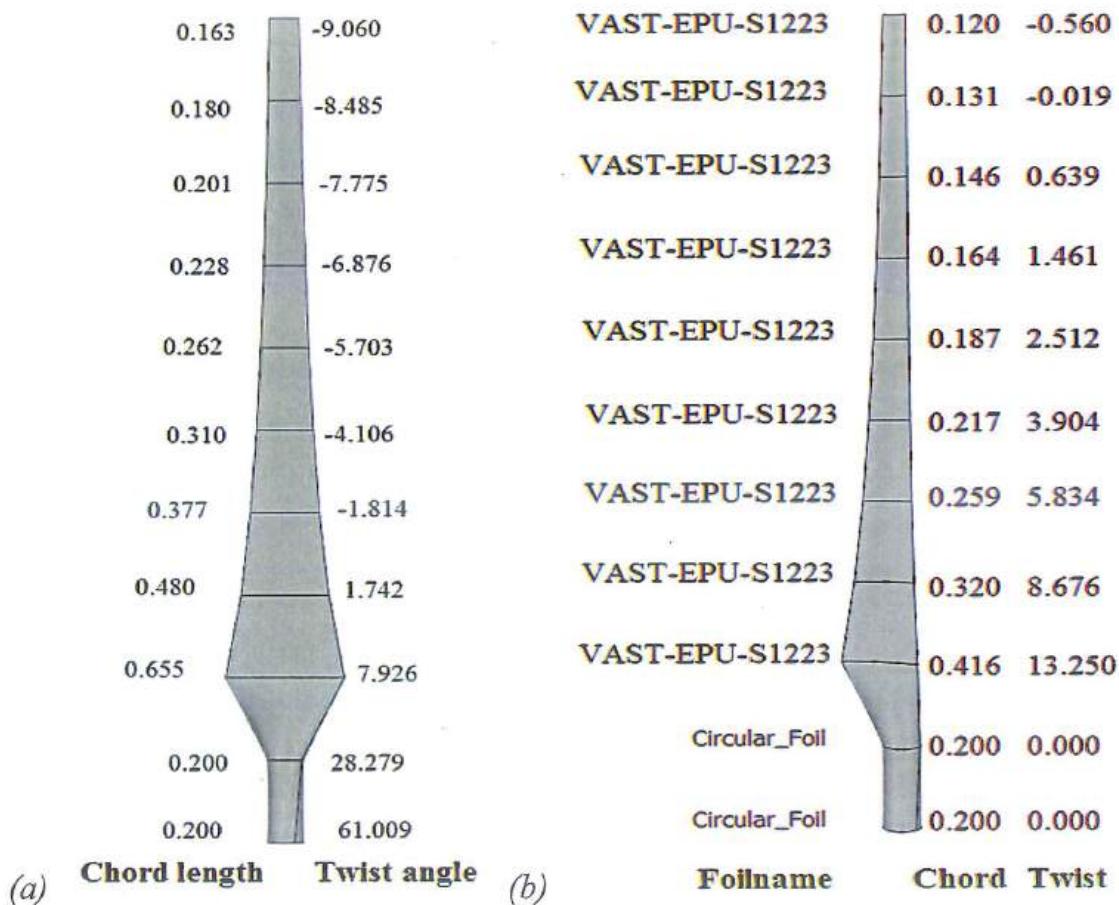


Figure 3.41. Design parameters of 5.0 m long turbine blades using the SG6043 model (a) and the VAST-EPU-S1223 model (b)

One of the main objectives of the thesis is to develop a turbine blade profile design model for good wind energy exploitation efficiency in the common wind speed range from 4.5 m/s - 6.5 m/s. Through the results obtained, some small-sized VAST-EPU blade designs (blade length under 10m) have been identified. In particular, the VAST-EPU-S1223 airfoil, when designed for small turbine blades, can achieve a power factor of up to 50.5%. This blade design helps to efficiently harness wind energy at low speeds.

To manufacture these blades, more researches are needed related to the technical-economic analysis problems, specifically manufacturing technology, materials, and costs. These studies are being planned for the next research phase of this thesis.

However, some studies have been published by other research groups with specific relevance as follows:

- According to Suresh A. [73], a 100W small turbine design was fabricated by 3D printing technology using Polylactic Acid (PLA) material. This turbine uses the SD7080 airfoil model, similar to the VAST-EPU models. The blade made from 100% PLA material will have a density of 1.25 kg/m^3 , a Young's Modulus of 3.0 N/m^2 and a Poisson Ratio of 0.552. When operating at a wind speed of 8.0 m/s, the PLA blade is subjected to a stress of $3.73 \times 10^6 \text{ Pa}$ and at a wind speed of 15.0 m/s, the blade is subjected to a stress of $1.31 \times 10^7 \text{ Pa}$. This confirms the structural integrity and fatigue load of the blade under harsh operating conditions.
- According to Mohammad [74], the cost to manufacture a turbine with a rotor radius of 0.117m using PLA material using 3D printing technology is 43.71 \$. The cost calculated by rotor mass is 124.18 \$/kg.
- According to Jakub Jurasz [75], small turbines have high economic potential in Poland under the condition of 20 years operating life. Among them, small turbines of 3.0 kW, rated wind speed of 5.0 m/s, are the most efficient. The average CapEx is 3,367.5 \$/kW; the average OpEx is 84.1 \$/kW/year; the discount rate is 6.0%. From that, the average LCOE of small turbines is 336.4 \$/MWh. Clearly, the LCOE of small turbines is still about 4 times higher than that of large turbines.

Summary:

To design or select a turbine suitable for the onshore wind power project development area, it is necessary to carry out two main contents including: Determining the terrain characteristics and wind resources in the area according to different locations and heights; calculating the design or selecting a turbine design suitable for the terrain characteristics and wind resources to obtain the largest power coefficient value. This proposed design model combines the powerful features of both theoretical models and numerical simulations. The obtained results are highly reliable and visual.

For areas with high average wind speeds, turbine blades are often designed longer, the airfoil models used also have large MT and small MC. For the actual wind speeds in Vietnam, mainly from 4.0 m/s to 6.0 m/s, the turbine blade length should be designed in the range of 4.0 m to 8.0 m. The airfoil models used should have small MT ($MT < 10\%$) and large MC ($MC > 10\%$) to obtain the largest power coefficient value. This ensures the most efficient wind energy exploitation of the turbines.

The turbine blade profile design model in this thesis is to find the blade designs that give the higher efficiency for the common wind speeds in Vietnam. Therefore, the methods used for design and analysis are FIDM, PM and CFD. If this model is used to design the blade for the high wind speed regions, it will still meet the requirements. However, at this time, the PM method will no longer be able to participate in the initial survey. All aerodynamic analyses with the blade model must be performed by CFD method. The CFD is a method that requires a lot of time to perform. Each analysis model can take hours. Therefore, applying the model proposed in this thesis to the high wind speed regions is completely feasible, but the implementation time is longer.

Obviously, the turbine blade profile design model proposed in this thesis can help design blade profiles for the higher wind energy exploitation efficiency according to the characteristics of the terrain and wind resources in the wind farm development areas. The output electric powers of these turbines will be important input parameters of the wind farm configuration design problem.

Once the turbines have been designed to best suit the characteristics of the terrain and wind resources, the next problem that needs to be solved is the configuration of the installation location of these turbines in the wind farm area. Because, when the turbines operate, they will cause losses in wind speeds and increase the intensity of turbulence. These effects will cause energy losses for neighboring turbines in the same farm. In addition, the terrain factors also cause energy losses and turbulence intensity of the incoming flow. The problem of

designing the wind farm configuration to obtain the largest AEP value and reasonable LCOE value will be solved in Chapter IV.

CHAPTER IV. A PROPOSED MODEL FOR DESIGNING INSTALLED CONFIGURATIONS OF ONSHORE WIND FARMS

IV.1. A model for designing wind farm installation configurations

When an onshore area has been identified as having potential and planned for wind power project development, it is necessary to exploit the wind energy resources in this land area most effectively. The efficiency of wind energy exploitation depends mainly on factors such as wind resource characteristics, turbine design, and turbine arrangement configuration in the wind farm. Wind resource characteristics will change continuously depending on the terrain and turbine arrangement as analyzed in the previous sections. When the wind collides with obstacles, it will create eddies, causing turbulence and energy loss of the flow, which will ultimately reduce the output electric powers of the turbines. This thesis presents an optimal design model for the installation configuration of turbines in an onshore wind farm based on the combination of GIS, CFD numerical simulation models and BEM, Jensen theories. The objective of this optimization model is to determine the installation configuration of certain turbines in a farm area to obtain the largest AEP value and reasonable LCOE value. A reasonable LCOE value means it must be less than the regional wind farm electricity purchase price (EPP) currently applied in Vietnam. The flowchart of the model for designing this turbine installation configuration is shown in Figure 4.1.

The proposed model consists of five main processes:

- The 1st process: The terrain and wind resource characteristics in the wind farm development area are collected. The details of this work have been described in the first part of Chapter III.
- The 2nd process: Simulate the interaction process of wind resources with the terrain of the farm area under different conditions. Through the GIS - CFD combined analysis model, wind energy losses due to terrain factors will be determined. The results are wind speed distribution functions at different locations

and heights. From there, the types of turbines and the expected installation configurations in the farm area will be determined. The details of this work have been described in the first part of Chapter III.

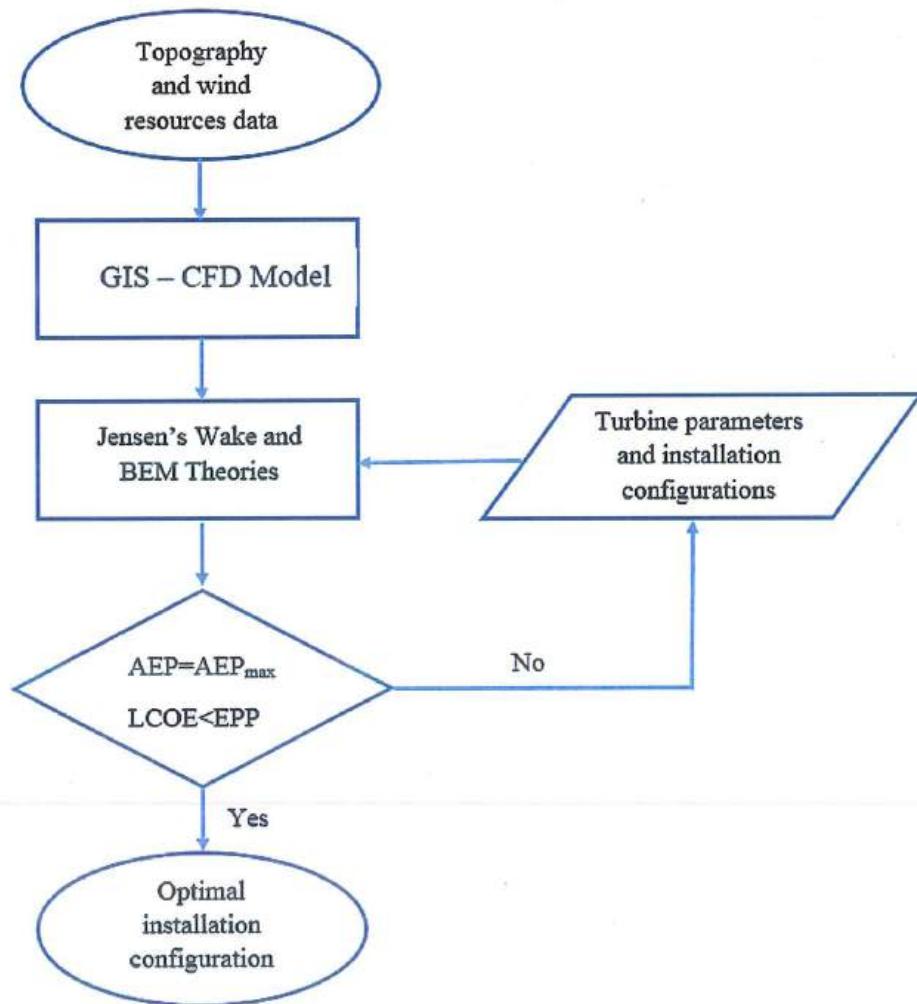


Figure 4.1. The flowchart of the model for designing turbine installation configurations

- The 3rd process: Wind energy losses due to turbines with different installation configurations will be determined using Jensen's wake theory. Different configurations will be based on different spaces of turbine rows. The distances will have increasing values from small to large. Then, the actual operating power of the turbines will be determined using the BEM theory. Detailed descriptions of Jensen and BEM theories as presented in Chapter II.

- The 4th process: The AEP and LCOE values of different turbine installation configurations will be determined in turn according to theoretical

functions based on wind resource data after correcting for energy losses caused by terrain and turbine factors. At each installation configuration, the corresponding AEP and LCOE values will be determined. If the AEP of the configuration is larger than that of the previous configuration, the turbine installation configuration will continue to be changed. If the configuration has a smaller AEP than the previous configuration or the distance between turbine rows has exceeded the width of the wind farm area, the configuration change process will stop. At this time, check which configuration gives the largest AEP value and consider the condition that LCOE is smaller than EPP. In the case that the configuration meets the largest AEP but LCOE is larger than EPP, the configuration with the largest AEP will still be given priority. Because the objective function aims at the maximum efficiency of wind energy exploitation.

- The 5th process: Determine the optimal installation configuration which is the configuration that simultaneously satisfies both constraints of the largest AEP and LCOE<EPP. If the analysis results show that LCOE is larger than EPP, this result can be used as a scientific basis to convince state managers such as EVN to adjust the EPP value more appropriately.

IV.2. Apply the designing model to an onshore wind farm area in Khanh Hoa province

This design model is applied to an area in the Khanh Hoa province (Ninh Thuan), around the coordinates (11°27'51.1"N; 109°00'17.6"E). There is a wind farm in operation here but the wind farm has been sold to a foreign energy group. This farm currently has 16 wind turbines and a series of other areas with solar panels. To avoid the effects of photovoltaic panels on the wind resources in the area, this thesis has removed the area containing photovoltaic panels, this removed area has 6 turbines. The remaining area contains 10 turbines of the ENERCON E103/2350. The main parameters of the turbine are shown in Table 4.1 [76], [77].

Table 4.1. Main parameters of ENERCON E103/2350 turbine

Parameters	Value	Parameters	Value
Manufacturer	Enercon	Minimum rotor speed	6 rd/min
Name	E103/2350	Maximum rotor speed	15 rd/min
Rotor diameter	103 m	Cut-in wind speed	2.5 m/s
Number of blades	3	Rating wind speed	12.0 m/s
HUB's height	98 m - 138 m	Cut-out wind speed	25.0 m/s
Power control	Pitch	Rating power	2,350 kW

The thesis use the design model as shown in Figure 4.1 to study and evaluate whether this farm has selected the appropriate turbine type and installation configuration, from which an optimal installation configuration for this area will be proposed. The first task is to build a topographic map and wind resources in the area around the coordinates (11°27'51.1"N; 109°00'17.6"E) as in the 1st step and 2nd step. The implementation of these two steps has been presented in detail in Section III.1. The modeled area has parameters shown in Figure 4.2.

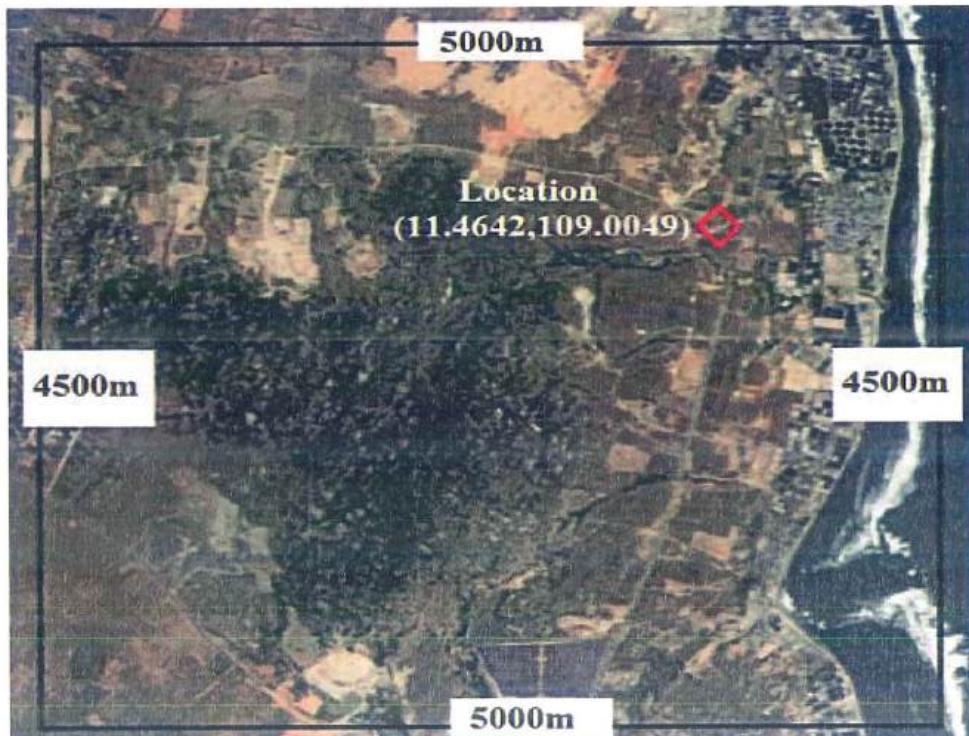


Figure 4.2. Farm area around the coordinates (11°27'51.1"N; 109°00'17.6"E)

The terrain elevation distribution of this area is also determined based on the digital terrain elevation data source DEM (SRTM 30m) integrated in QGIS as shown in Figure 4.3.

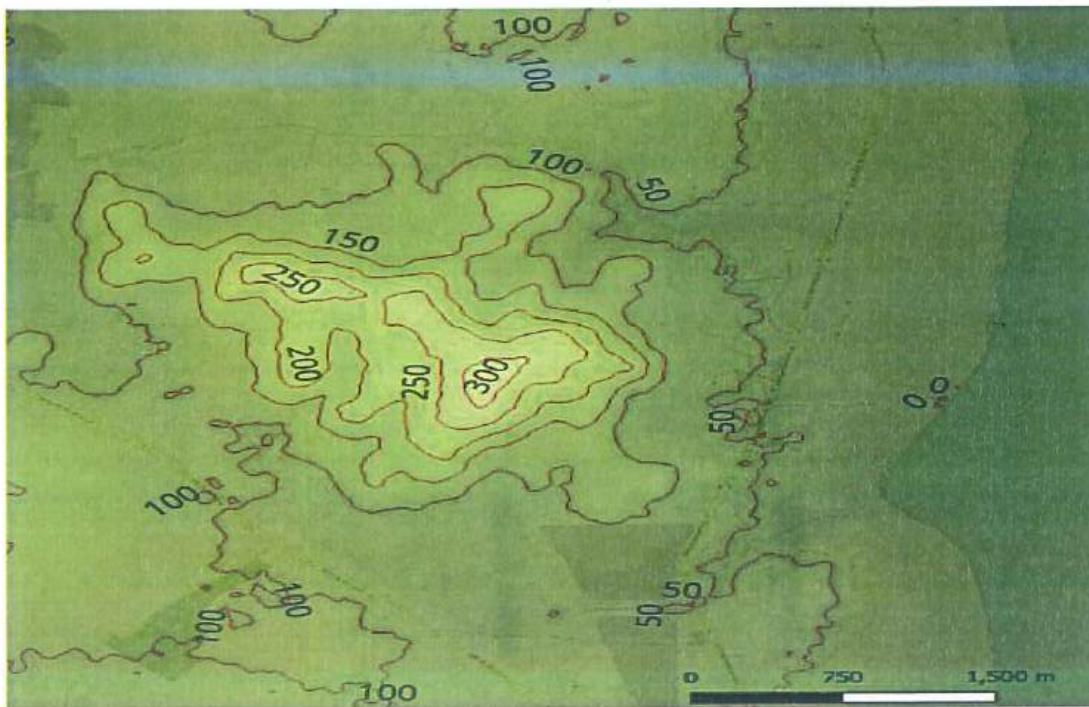


Figure 4.3. Terrain elevation distribution of the area around coordinates (11°27'51.1"N; 109°00'17.6"E)

The analytical model was built on Ansys CFX software (student version) with a length of 5,000 m, a width of 4,500 m, and an air layer height of 500 m above sea level. The mesh type used is a mixture of Quadrilateral and Hexagonal. The largest mesh size is 100 m, the total number of meshes is 166,495, and the total number of nodes is 38,618. Then, the model is set up with boundary conditions as shown in Figure 4.4. The detailed explanations of the model building process, meshing, setting up boundary conditions, and initial conditions are similar to those in Section III.1.

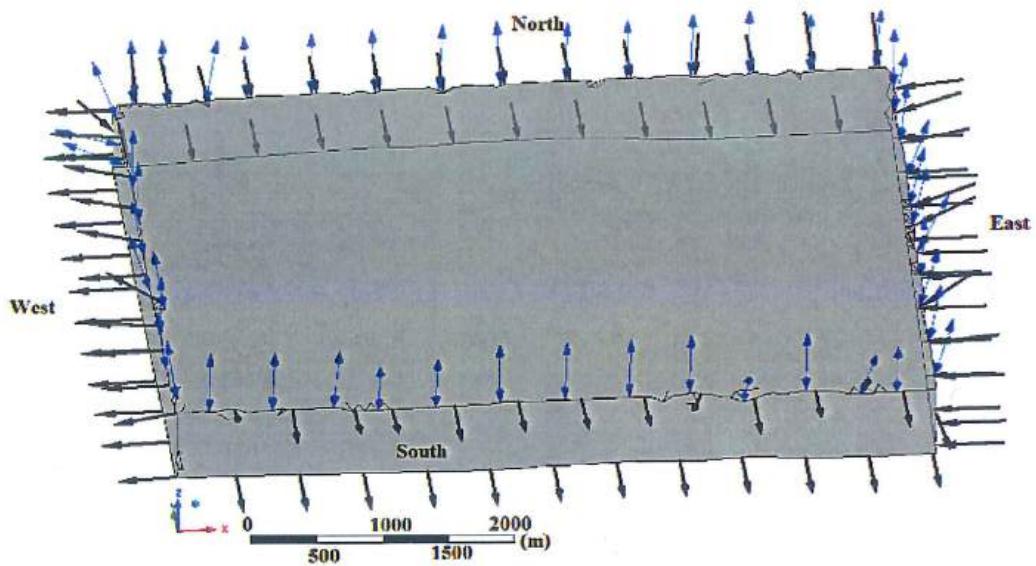


Figure 4.4. Setting up boundary and initial conditions for the model

The average wind speeds by heights in this area are determined based on wind resource data provided by the WorldBank [65]. The theoretical fitting function for the average wind speed distribution by height is shown in Figure 4.5 and equation (4.1). The wind direction and wind speed frequency distribution are shown in Figure 4.6.

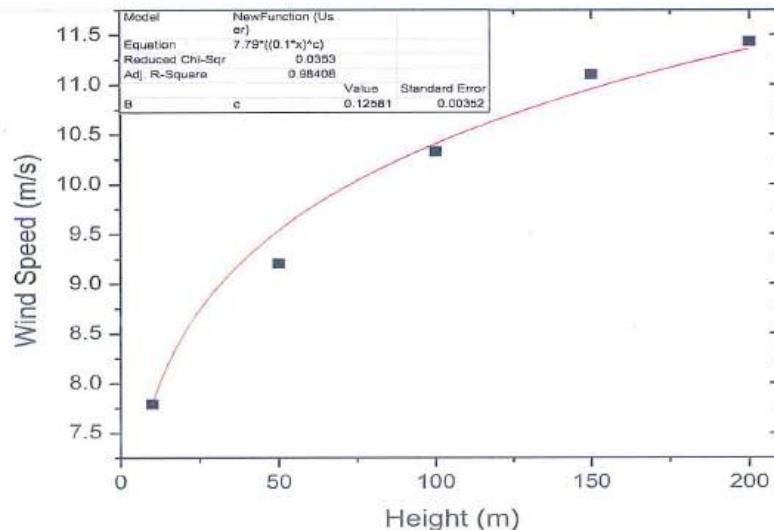


Figure 4.5. Wind speed distribution function with height

The average wind speed distribution function with height is determined as in equation (4.1):

$$\text{WindSpeed} = 7.79 \times \left(\frac{h}{10} \right)^{0.13} \quad (4.1)$$

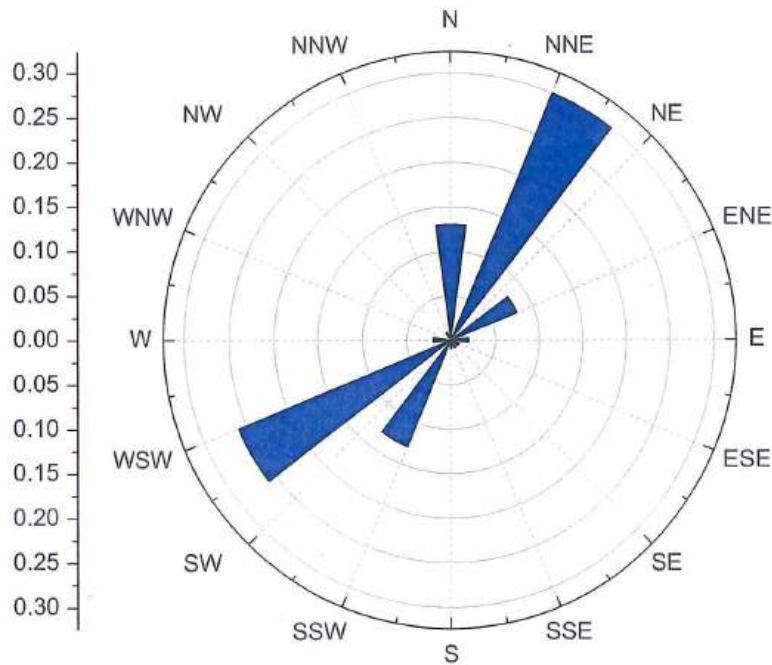
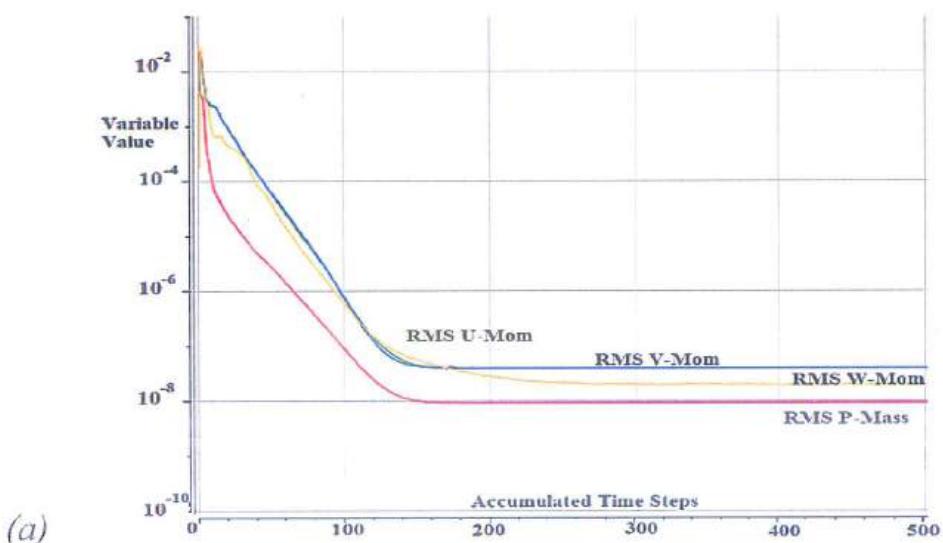


Figure 4.6. Windrose diagram at this farm area

The wind speed distribution with height at the entrance surface and the incoming wind direction are set into the analysis model in Figure 4.4 to establish the initial conditions. The main incoming wind direction is determined to be from the Northeast to the Southwest. The main wind direction is 60° with the OX axis. The boundary conditions of this analysis model are that the ground surface is set as a solid, fixed medium and the surrounding air is open. The turbulence model used in this analysis is $k - \varepsilon$. Then, this model will be solved by the RANS method with a total of 500 iterations. The variation processes of the quantities participating in the simulation model are shown in Figure 4.7.



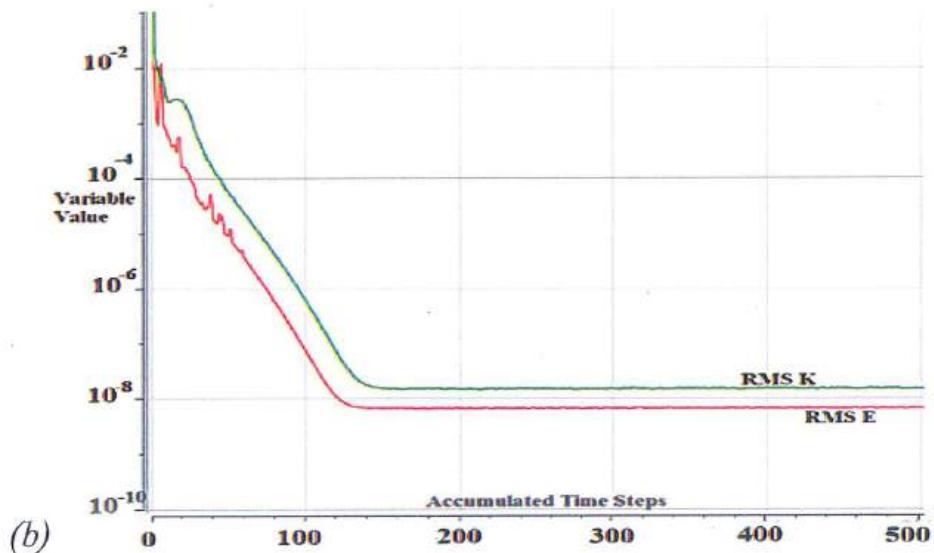


Figure 4.7. Error fluctuations of the quantities: speed and momentum (a); k and ε (b)

The error variation of the quantities such as flow velocity along the axes OX, OY, OZ, momentum, and all converge after about 250 iterations. Therefore, the results obtained from this analysis model ensure reliability in terms of calculation method. This analysis model will be stopped to record the results after 500 iterations.

The obtained results show detailed parameters of wind speeds and main direction at all spatial points contained in the model. However, to reduce the data, only a few potential areas will be processed, analyzed, and evaluated further. From the satellite data as shown in Figure 4.2, Figure 4.3, the mountain top and western areas have steep terrain, about 200 m above sea level. Therefore, it is difficult to install wind turbines here. The eastern area has flat terrain, with convenient roads for transporting and installing wind turbines. Therefore, this area will be surveyed in detail. Vertical sections perpendicular to the East direction are constructed, each section is 1,000 m apart. Along the section are vertical positions, each line is 500 m apart as shown in Figure 4.8.

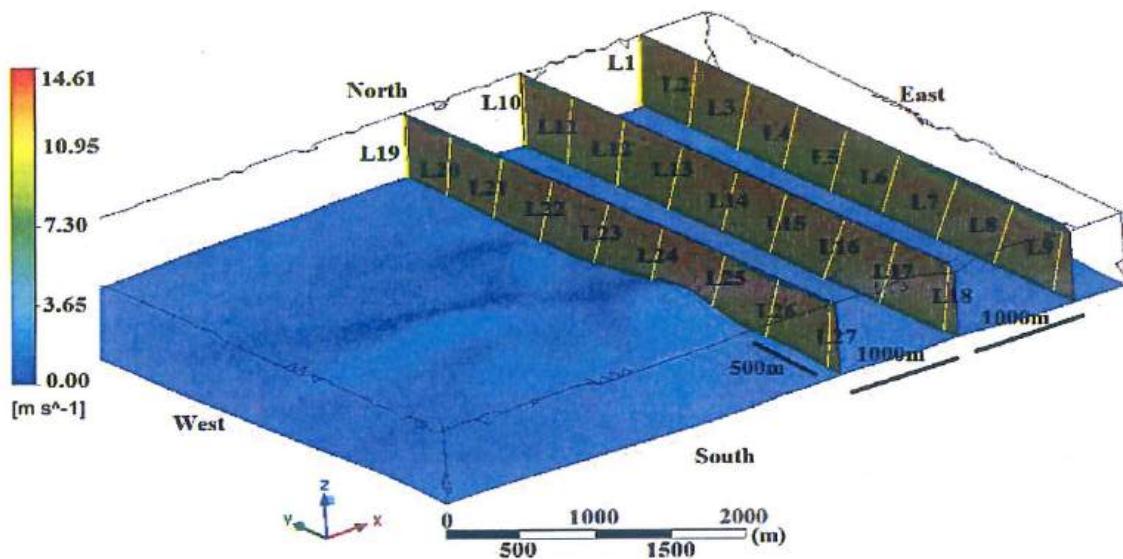
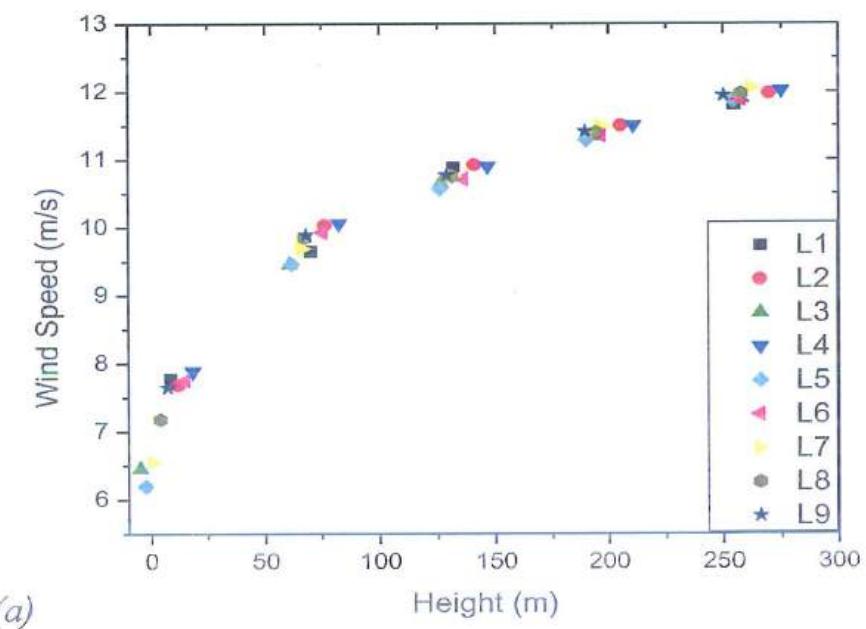


Figure 4.8. Locations surveyed in detail in the model

The wind speed distributions according to the height of 200 m above the ground are shown in Figure 4.9. The results show that the terrain height increases gradually from the East to the West. The height difference between the cross-sections is about 30 m. The wind speed at the height of 150 m above the ground also increases gradually from the East to the West. Figure 4.9 (a) shows that this wind speed is about 10.5 m/s, Figure 4.9 (b) shows that this wind speed is about 11.0 m/s, Figure 4.9 (c) shows that this wind speed is about 11.5 m/s. The wind speed increases due to the increase in terrain height, the volume of space is reduced according to Bernoulli's law.



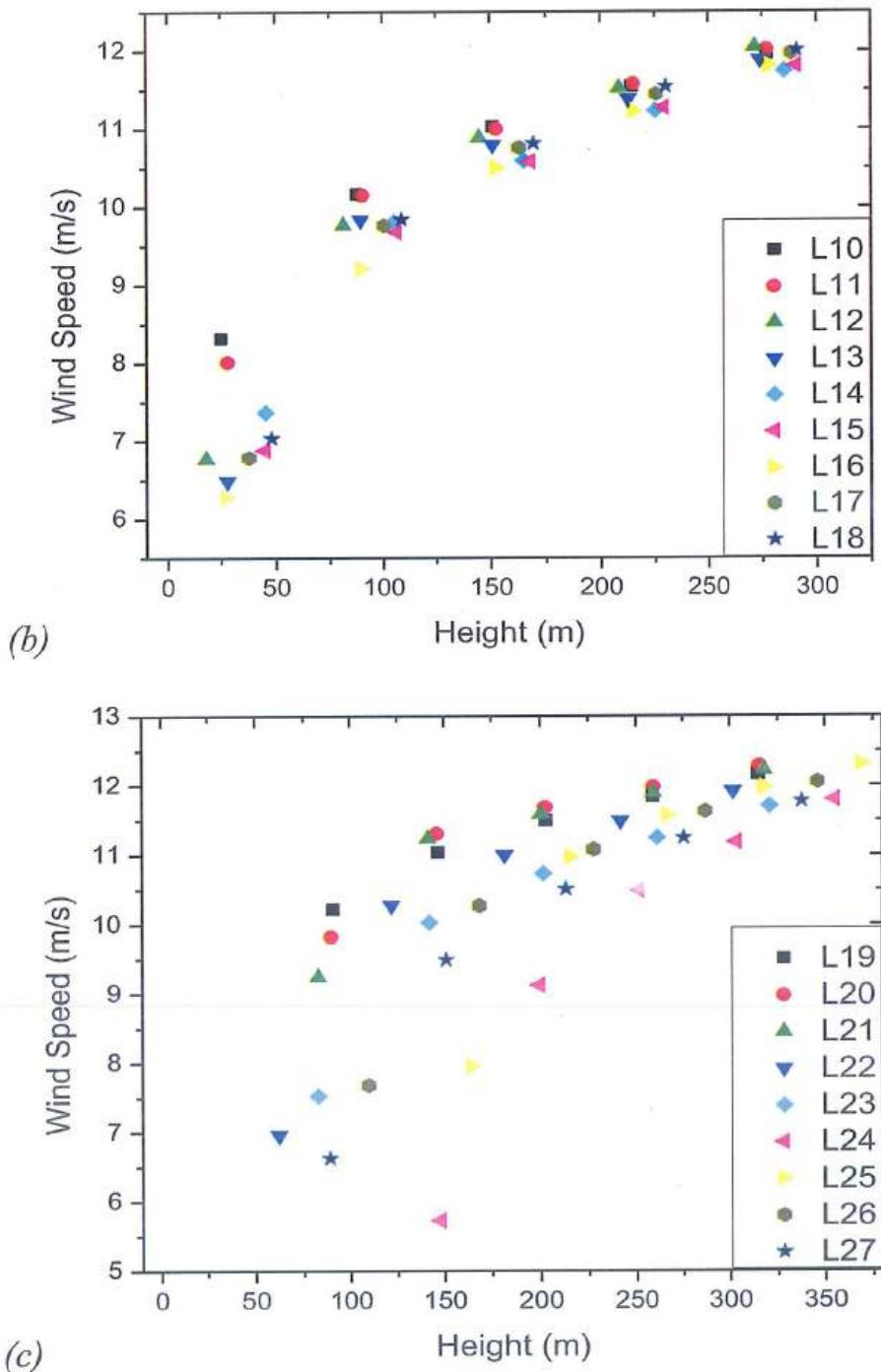


Figure 4.9. Wind speed distributions according to height at different locations

For comparison and verification of the WorldBank wind resource data, experimental data from 2008 to 2010 in this area were also used [78], [79]. The values of wind speed and main wind direction are similar to the results obtained from the analytical model with the WorldBank wind resource data. The Weibull wind speed distribution function in this area according to the main wind direction

NNE has parameters $W=2.8$ and $S=8.9$. The wind speed distribution values according to the Weibull function are shown in Figure 4.10 [80].

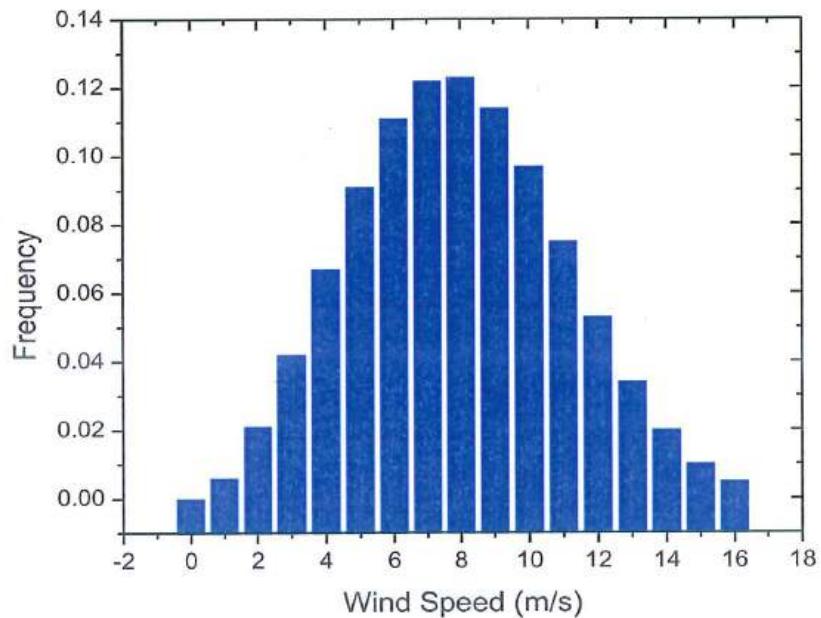


Figure 4.10. Weibull wind speed distribution function in the farm area

From the results obtained as in Figure 4.9, the rate of change of wind speeds at 100 m height according to the terrain (r_{cw}) of this area from East to West is determined as in Figure 4.11. This change is due to the impact of terrain factors on the wind resource.

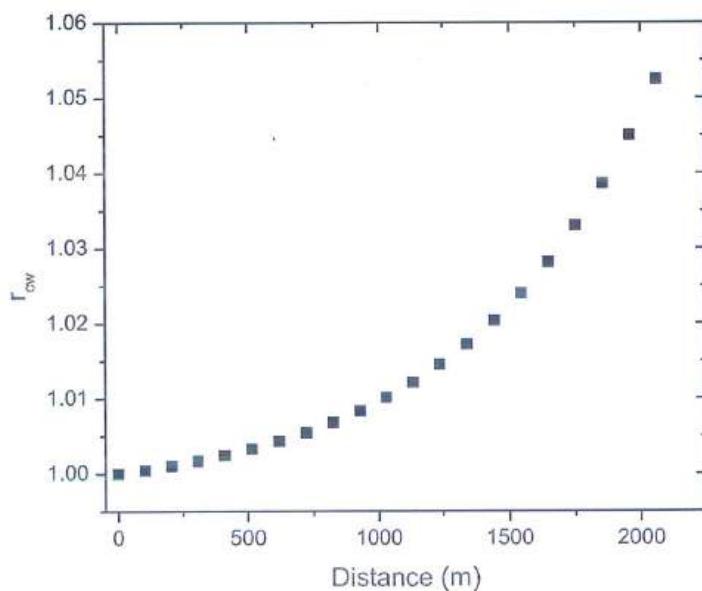


Figure 4.11. Rate of change in wind speed at 100 m height according to regional terrain

The values of r_{cw} are used to recalibrate the values of wind speed and frequency at different locations in the analysis area. From there, the Weibull wind speed frequency distribution function of this area is calibrated and represented as in Figure 4.12.

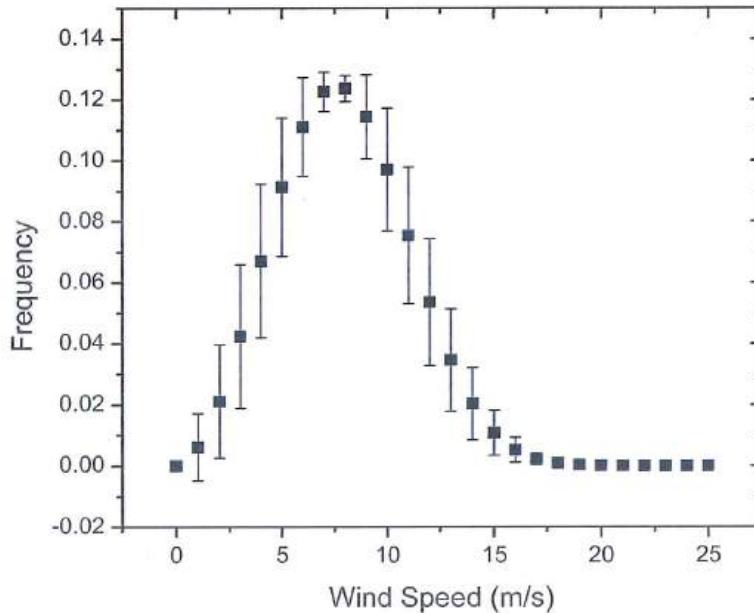


Figure 4.12. Corrected Weibull wind speed frequency distribution function

The wind speed and wind speed frequency values after correction will contain certain errors. The contributions of these errors to the AEP calculation results are described in equations (2.34) – (2.36).

The wind speed at the points in this farm is shown in Figure 4.9, the wind speed value is in the range of 10.5 m/s to 11.5 m/s at a height of 100 m above the ground. Therefore, the turbines designed with rating wind speeds in this range are suitable.

As mentioned above, this area is currently being installed with 10 Enercon E103 turbines. These turbines are designed with a rating wind speed of 12.0 m/s. Therefore, this turbine is also relatively suitable for operation in this farm area. The locations of these turbines are marked with red stars as shown in Figure 4.13.



Figure 4.13. Locations of 10 E103 wind turbines in the area

The E103 is a 3-blade horizontal axis turbine with a rotor diameter of 103 m and a tower height of up to 138 m. The designed capacity is up to 2,350 kW when operating at a wind speed of 12.0 m/s. The dependences of the capacity and power coefficient of the E103 turbine on wind speed are shown in Figure 4.14.

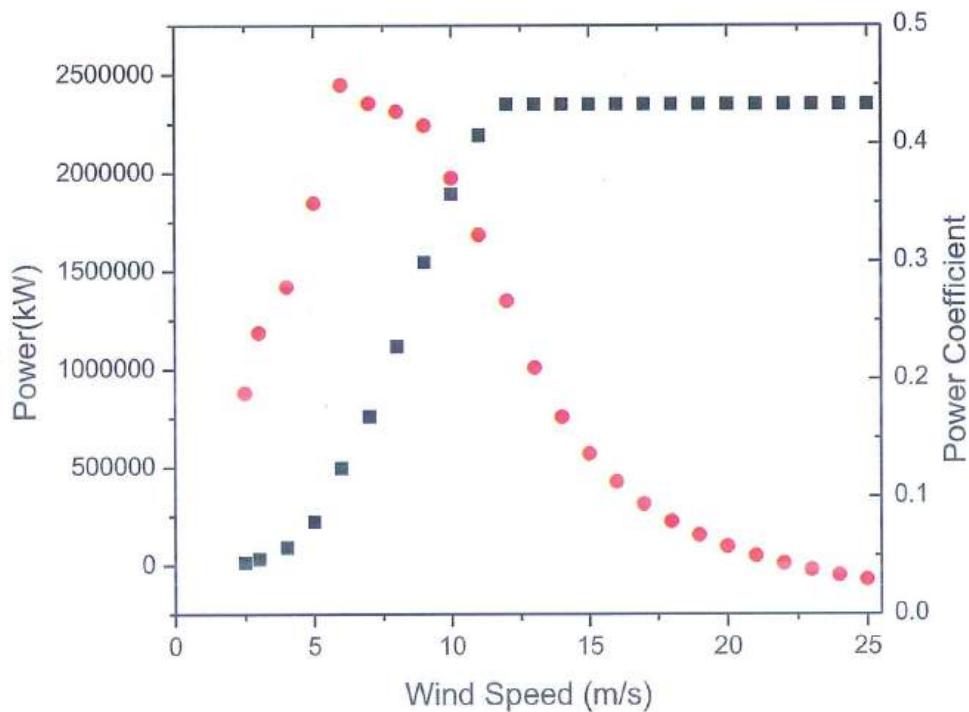


Figure 4.14. Capacity and power coefficient of the E103 turbine according to the wind speeds

From Figure 4.13, 10 turbines have been installed scattered in the Eastern area. The distance between the turbines is about 3Drotor, $d=309$ m. The AEP, WL values of the total of these 10 turbines are determined by formula (2.29) - (2.37), Figure 4.11 and Figure 4.12 are $(99,907,006.4 \pm 25,023,328.2)$ kWh and WL=0%. According to the guidelines in IEC-61400-12-1 [81] and IEC-61400-12-5 standards [82], the horizontal distance between the 2 nearest turbines is between 2Drotor and 4Drotor. The vertical distance between the two nearest turbines is between 2Drotor and 20Drotor depending on the complexity of the terrain. Therefore, the E103 turbines installed in this farm meet this requirement. According to the data in Figure 4.3 and Figure 4.9, the turbines T3, T7, T8, T9 are installed at lower positions than the remaining turbines. The maximum height difference is about 50 m. This shows that the installed configuration of these 10 turbines has not achieved the maximum AEP value. According to equation (4.1), the higher the positions, the higher the average wind speeds. Therefore, all 10 turbines should be installed in areas between the contour lines from 50 m to 100 m as shown in Figure 4.15.

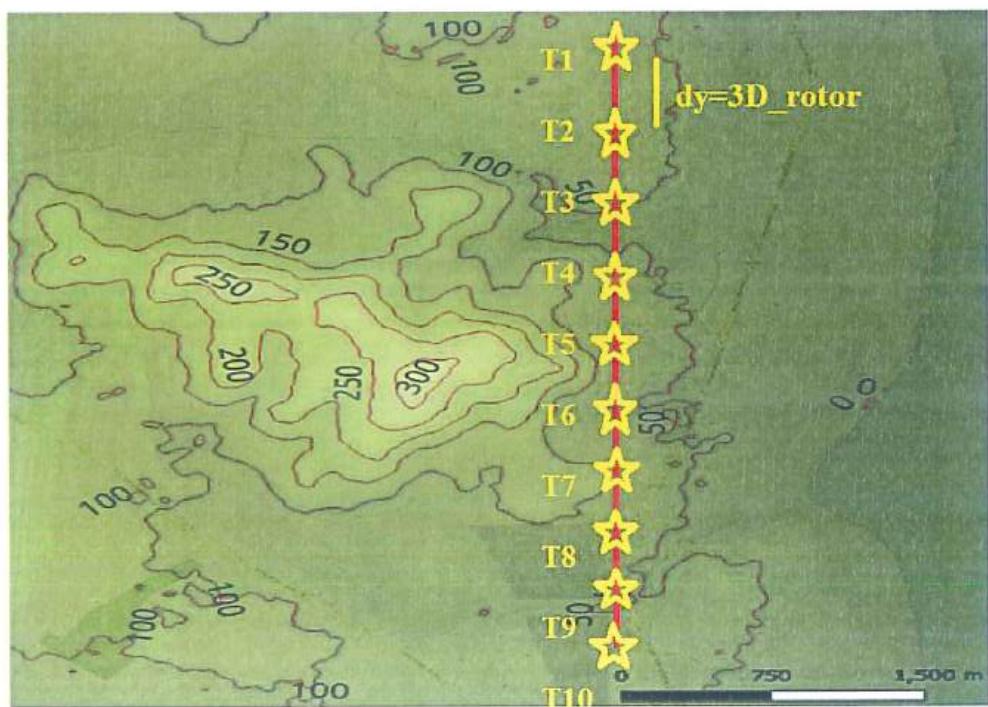


Figure 4.15. Proposed installation configuration of 10 turbines

If the 10 turbines are installed according to this newly proposed configuration, the wind resource to the turbines will be more uniform and have a larger average value ($r_{cw}=1.05$). The annual electricity production value is ($104,054,042 \pm 26,518,798$) kWh. Obviously, when using this new installation configuration, the AEP value of 10 turbines will increase by 4,147,035.8 kWh (4.2%). This brings higher economic benefits with the amount of electricity sold increasing by about 7.6 billion VND/year based on the wind electricity purchase price for the South regions in 2025.

In fact, the positions of the turbines are not arranged in straight rows, not in any relative shape. This leads to the turbines operating at uneven wind speeds, causing instability in the control of the output power parameters. Obviously, the turbines should be installed in horizontal rows perpendicular to the East direction so that all turbines in a row will operate at the same wind speed as illustrated in Figure 4.16. From here, the next steps of the design model as shown in Figure 4.1 will be implemented in turn to evaluate and select the optimal installation configuration with the characteristics of this farm area. The horizontal turbine space is about 3Drotor as in practice today. The vertical turbine space from East to West will be changed from 3Drotor to 20Drotor. The axial induction factor values of E103 turbine with wind speed are shown in Figure 4.17. When this turbine operates at wind speeds of about 11.0 m/s or more, the value of a is 0.1.

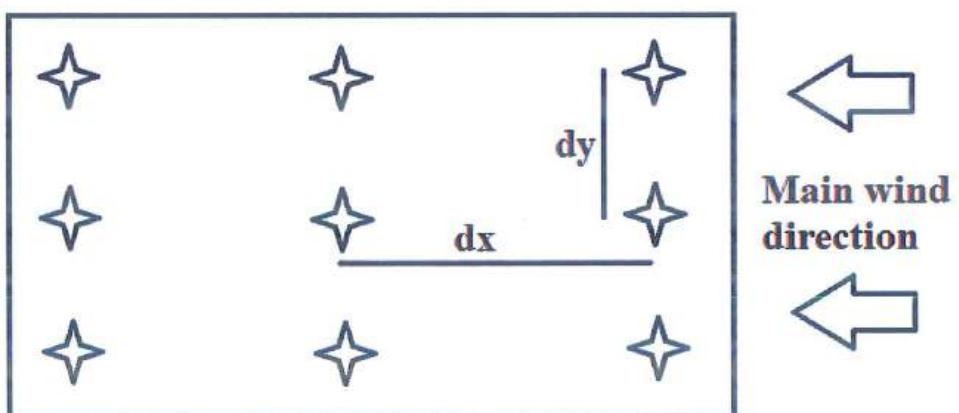


Figure 4.16. Illustration of the installation configuration of turbines

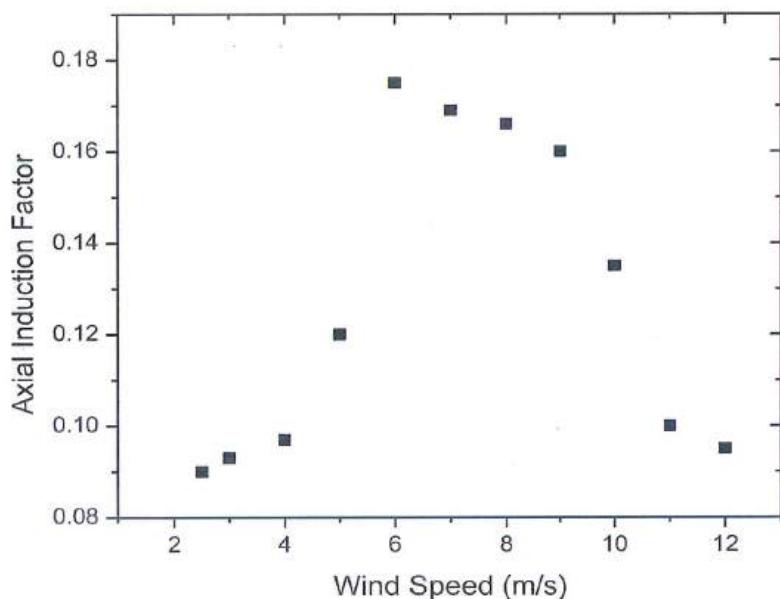


Figure 4.17. Axial induction factor of E103 with wind speed

The wind velocity deficit with distance of the rear turbine is determined based on Jensen's wake theory for the E103 turbine as shown in Figure 4.18. The data shows that the wind velocity deficit decreases sharply with distance from 2Drotor to 10Drotor. From distances greater than 10Drotor, the wind velocity deficit decreases insignificantly. From here, the optimal distance for installing the rear turbines is 1030 m. At this distance, the wind velocity deficit is 11.8%. This value is generally accepted in the actual operation of onshore wind farms.

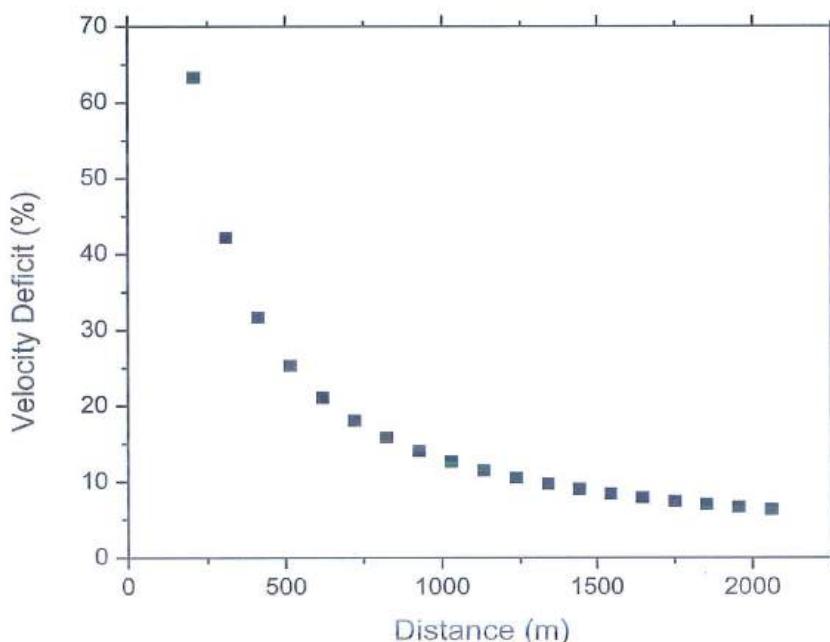


Figure 4.18. Wind velocity deficit with distance of E103 turbine

According to Figure 4.2, Figure 4.3, the flat area from the coast to the foot of the mountain is about 2,500 m. When excluding residential areas, the area where wind turbines can be installed is about 2,000 m wide and 4,000 m long. The configurations that can be installed are as follows: If the distance between turbine rows is 3Drotor, 6 rows can be installed; if the distance is 4Drotor, 4 rows can be installed; if the distance is 5Drotor to 6Drotor, 3 rows can be installed; if the distance is 7Drotor - 10Drotor, 2.5 rows can be installed; if the distance is from 11Drotor to 19Drotor, 2 rows can be installed; if the distance is over 20Drotor, 1 row can be installed. These configurations are calculated specifically as follows:

- The 1st configuration: Installed configuration with a row spacing of 3Drotor, the distance between the two closest turbines in each row is 309 m, the total number of turbines is 72. Then the wind speed at each row of turbines behind will be reduced by 42.2% respectively as shown in Figure 4.18. This causes the turbines in the 4th row to have wind speeds below the operating level, only the first 3 rows can operate. The total AEP is $(152,778,722.7 \pm 41,745,155.8)$ kWh and WL is 78.8%.
- The 2nd configuration: Installed configuration with a row spacing of 4Drotor, the distance between the two closest turbines in each row is 412 m, the total number of turbines is 48. Then the wind speed at each row of turbines behind will be reduced by 31.7% respectively as shown in Figure 4.18. The total AEP is $(184,596,510.4 \pm 51,939,780.0)$ kWh and WL is 61.5%.
- The 3rd configuration: Installed configuration with a row spacing of 6Drotor, the distance between the two closest turbines in each row is 618 m, the total number of turbines is 36. Then the wind speed at each row of turbines behind will be reduced by 21.1% respectively as shown in Figure 4.18. The total AEP is $(230,843,859.7 \pm 64,878,160.2)$ kWh and WL is 35.8%.

- The 4th configuration: Installed configuration with a row spacing of 10D rotor, the distance between the two closest turbines in each row is 1,030 m, the total number of turbines is 30. Then the wind speed at each row of turbines behind will be reduced by 12.7% respectively as shown in Figure 4.18. The total AEP is $(230,843,859.7 \pm 64,878,160.2)$ kWh and WL is 15.8%.

- The 5th configuration: Installed configuration with a row spacing of 19D rotor, the distance between the two nearest turbines in each row is 1,957 m, the total number of turbines is 24. Then the wind speed at each row of turbines behind will be reduced by 6.7% respectively as shown in Figure 4.18. The total AEP is $(236,118,269.7 \pm 59,766,995.9)$ kWh and WL is 1.5%.

- The 6th configuration: Installed configuration with a row spacing of 20D rotor, the distance between the two nearest turbines in each row is 2,060 m, the total number of turbines is 12. Then the wind speed at each row of turbines behind will be reduced by 6.3% respectively as shown in Figure 4.18. The total AEP is $(119,888,407.7 \pm 30,027,993.8)$ kWh and there is no wake loss due to the front turbine in this case.

These results are shown in Figure 4.19.

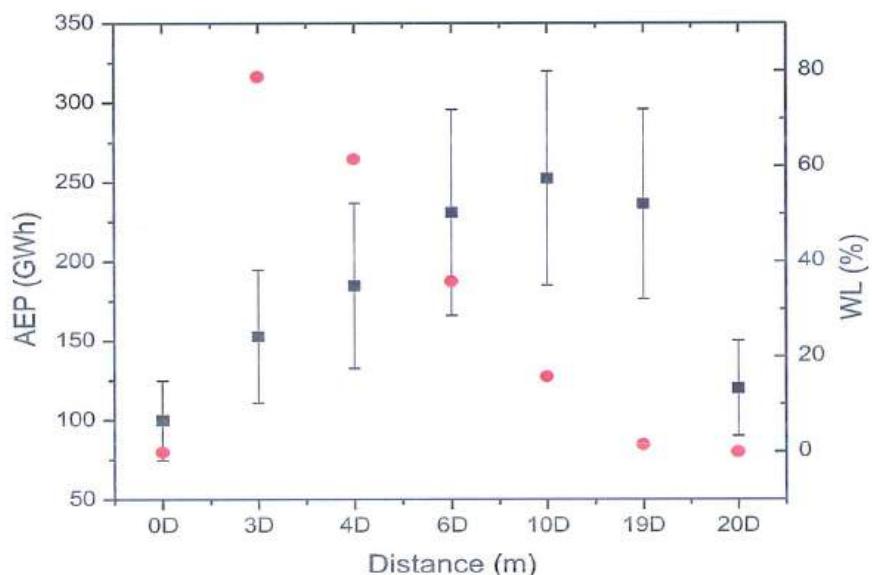


Figure 4.19. Changes of AEP and WL according to different installation configurations

Comparing the results obtained from 6 different installation configurations as shown in Figure 4.19, the 4th configuration with a turbine row spacing of 10D_{rotor} gives the largest AEP and a wake loss of only 15.8%. This is the most optimal configuration for the E103 turbines installed at this wind farm. The third row of this configuration has half of it passing through the foothills, so it is not possible to install the turbines here. Figure 4.20 illustrates the installation configuration of the E103 turbines in the survey area according to the 10D_{rotor} spacing. The installation locations of the turbines are shown as yellow stars.



Figure 4.20. Optimum configuration for installing the E103 turbines at the farm

If the E103 turbines are installed at the locations marked with yellow stars in Figure 4.20, the power of the turbines will be more uniform. This helps with the control and output power quality issues. In addition, the total number of turbines that can be installed in this area is 30, which is 3 times larger than the actual number. The annual electricity production of the optimal configuration can be about 2.5 times larger than the current configuration.

Wind farms impact the national grid by causing voltage and frequency fluctuations due to the variable and intermittent nature of wind. This can affect

the quality and stability of electricity, especially at high penetration levels. Optimum configuration of wind farms will help to achieve more uniform power output from turbines. However, the nature of wind resources is intermittent. Therefore, wind farms still cause some specific problems as follows:

- Intermittency and fluctuation: Wind power output fluctuates based on wind speeds, which can cause sudden changes in power generation. This makes it difficult to balance supply and load in real time.
- Power quality issues: Changing wind speeds can cause voltage fluctuations and harmonics, which can affect power quality.
- Reduced grid inertia: Modern wind turbines are connected via inverters, without the physical inertia of traditional synchronous generators. This reduces the overall inertia of the grid, making it less resilient to sudden disturbances and increasing the risk of frequency sags.
- Grid stability challenges: High penetration can lead to stability issues, such as power fluctuations, which may require additional control systems to manage.
- Infrastructure needs: Many areas with high wind speeds are remote, requiring the construction of new transmission lines to transport electricity to population centers.

However, optimally designed wind farms can also have positive impacts, such as:

- Voltage support: Wind farms, especially those with reactive power control systems such as STATCOMs, can support and stabilize voltage, especially in areas with poor voltage quality at the end of long and weak lines.
- Improved grid management: Geographical diversification of wind farms can help smooth out power output fluctuations.

- Modern turbine technology: New turbines are designed with advanced control systems to help maintain stability and overcome disturbances without disconnecting from the grid.
- Control technology: New control technologies and integration of energy storage systems are being developed to help modern wind turbines provide grid services such as frequency response and aggregate inertia.

To increase the feasibility of this optimal installation configuration, the thesis continues to calculate the LCOE value of the proposed installation configurations according to equation (2.38). LCOE is determined based on four main quantities: CapEx, OpEx, rd and AEP. CapEx includes all initial investment costs such as turbine purchase costs, transportation, installation, land rental, project management costs, etc.; OpEx includes costs related to operation and maintenance, and repair of the turbine throughout its operating life. The discount rate, rd, is the interest rate used to discount the cash flows in and out of the project; AEP is the annual electricity production of the wind farm.

According to IRENA [83], the global average total installation cost decreased by about 12% per year in the period 2010-2024. The global average CapEx is 1,041 \$/kW in 2024. The CapEx of the Vietnamese market is about 1,500 \$/kW in 2024. This is because the turbines have to be completely imported, mainly from European suppliers. This leads to higher project management and transportation costs. In general, the world average CapEx is relatively stable. This also helps the CapEx value for the Vietnamese market to maintain a steady downward trend. The decrease in CapEx value is mainly due to the expansion of production scale and improved capacity factor of turbines.

Operation and maintenance costs play an important role in maintaining the performance, reliability and long-term efficiency of wind energy projects. As wind power deployment expands globally and operations and maintenance techniques become more sophisticated, data-driven, and cost-optimized, this has

led to a significant decline in OpEx values over the 2010-2024 period. In addition, OpEx is also subject to a number of changing factors such as insurance, land rental prices, and tax incentives from countries. For Vietnam, the government has always affirmed tax exemptions and land rental costs for renewable energy projects, especially wind power. Obviously, OpEx will maintain a stable value for the next several decades.

Currently, wind power projects in Vietnam mainly involve large foreign corporations. Investment cash flow is relatively stable. In addition, the Vietnamese market is also a stable market. Therefore, changes in the discount rate of wind power projects are insignificant, with very little impact on LCOE. Also according to IRENA, the global average LCOE value for onshore wind power projects decreased by 3% per year during the period 2010 – 2024. LCOE values ranged from 24.0 \$/MWh to 75.0 \$/MWh in 2024.

Detailed calculations of LCOE are not the research objective of this thesis. LCOE is only used as a value showing the conformity with the actual electricity purchase price currently applied in Vietnam. Therefore, based on published figures for an equivalent turbine (2.6 MW) as in references [63] and [64]. CapEx is determined based on three main quantities: turbine capital cost (991 \$/kW), balance of system (326 \$/kW), financial costs (120 \$/kW). From there, CapEx is determined to be 1,436 \$/kW. The OpEx of this onshore turbine depends on the policies of each country, the OpEx value is usually between 32 \$/kW/year and 54 \$/kW/year. In this thesis, the OpEx value is determined to be 43 \$/kW/year. The discount rate depends on the markets, policies and capital of the investor. In this calculation, rd is chosen to be 14.6% and the operating time is 20 years [83]. The calculation results are shown in Table 4.2 and Figure 4.21.

Table 4.2. WL, AEP and LCOE values according to different turbine installation configurations in the farm

Configurations	WL (%)	AEP (GWh/year)	LCOE (\$/MWh)
Reality	0	99.9 \pm 25.0	67.1 \pm 16.8
3D	78.8	152.8 \pm 41.8	315.7 \pm 86.3
4D	61.5	184.6 \pm 51.9	174.3 \pm 49.0
6D	35.8	230.8 \pm 64.9	104.5 \pm 29.4
10D	15.8	252.3 \pm 67.4	79.7 \pm 21.3
19D	1.5	236.1 \pm 59.8	68.1 \pm 17.2
20D	0.0	119.9 \pm 30.0	67.1 \pm 16.8

From the data shown in Figure 4.21, the LCOE value of the optimal installation configuration is 79.7 \$/MWh, the actual installation configuration is 67.1 \$/MWh. These two values are approximately equal and are completely acceptable according to the electricity purchase price from wind power projects in Vietnam, EPP=79.5 \$/MWh in 2025 [7]. This once again confirms that the 4th configuration is the optimal installation configuration for this wind farm area.

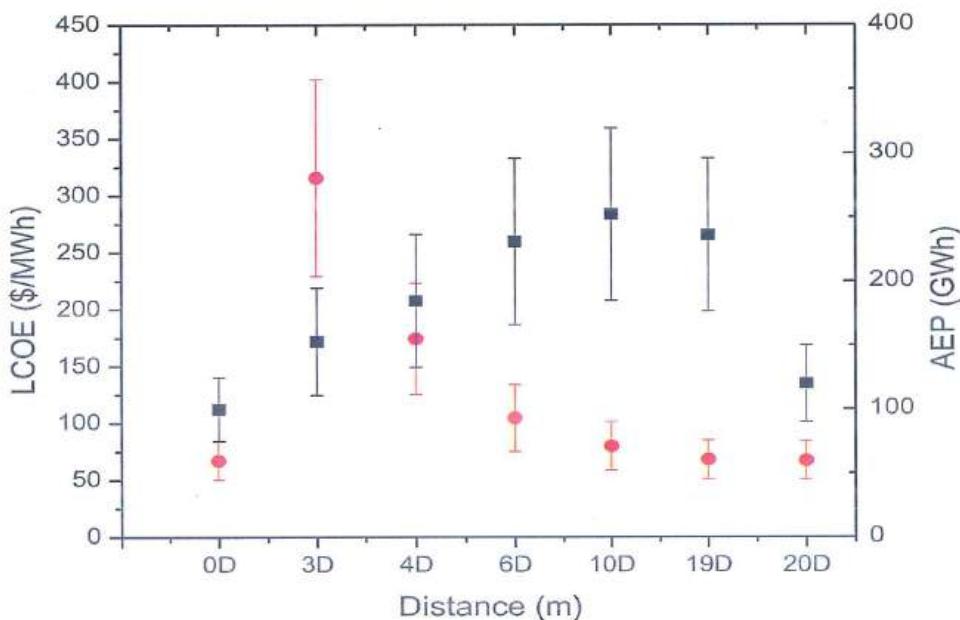


Figure 4.21. Changes of LCOE and AEP according to different installation configurations

If the E103 turbines are installed at the locations marked with yellow stars in Figure 4.20, the output electric powers of the turbines will be more uniform. This helps to control and improve the quality of the output electric power. In addition, the total number of turbines that can be installed in this area is 30, which is 3 times the actual number. The annual electricity production of the optimal installation configuration can be about 2.5 times larger than the current configuration.

When considering the problem, assume the installation of a small wind turbine using the VAST-EPU-S1223 model as designed in Chapter III. The rotor diameter of the VAST-EPU-S1223 turbine is 10.0 m. The rated power of this turbine is 6.57 kW when operating at a rated wind speed of 8.0 m/s. This rated wind speed is consistent with the average wind speed in the farm. These turbines will also be installed in the optimal configuration as for the E103 turbines. From the area of the farm and the rotor diameter, this farm will be able to install 25 rows of turbines, each row will have 130 turbines. The changes in power and power coefficient of the VAST-EPU-S1223 turbine with wind speeds are shown in Figure 4.22.

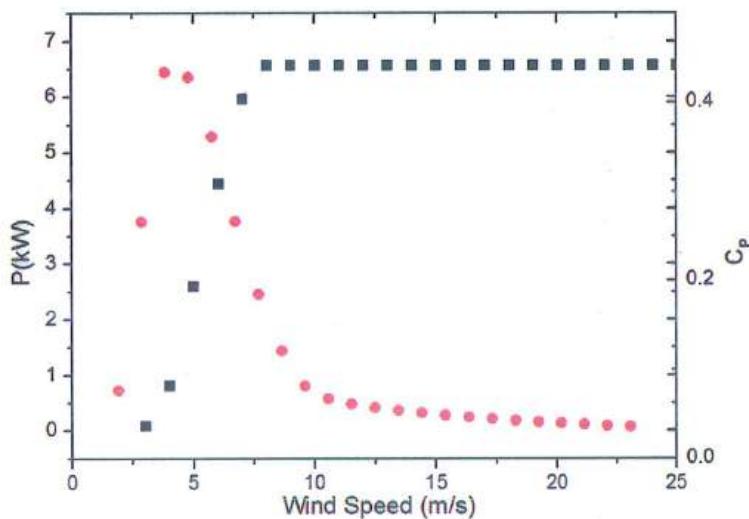


Figure 4.22. Capacity and power coefficient of the VAST-EPU-S1223 turbine according to the wind speeds

Performing the same calculation steps as for the E103 turbines, the AEP values obtained from the VAST-EPU-S1223 turbine rows are given in Table 4.3.

Table 4.3. AEP values obtained from the VAST-EPU-S1223 turbines

Row	AEP (kWh)	Row	AEP (kWh)
1	5763044.0 ± 1154155.4	9	266537.3 ± 103308.2
2	4621008.9 ± 1036440.1	10	155582.9 ± 67246.6
3	3582920.6 ± 902152.7	11	85362.7 ± 41528.2
4	2654905.2 ± 739043.1	12	30188.7 ± 18757.5
5	1754776.5 ± 515870.3	13	13053.4 ± 9144.9
6	1191269.9 ± 354379.8	14	2686.6 ± 2363.9
7	752238.9 ± 231674.5	15	362.6 ± 393.2
8	455214.8 ± 154076.1	16	≈ 0

When the turbines are installed with 3Drotor apart in the perpendicular direction and 10Drotor in the main wind direction, only the first 15 turbine rows receive enough wind energy to operate. The wind speeds up to the 16th turbine row onwards has a value less than 3.0 m/s, so these turbines cannot operate. The total number of operational turbines is 1950. The AEP value is $(21.329.162,2 \pm 1.938.592,9)$ kWh. This value is only 21.3% of the actual configuration and 9.2% of the configuration using the newly proposed E103 turbines. This indicates that turbines optimally designed for wind speeds from 4.0 m/s to 6.0 m/s will not operate efficiently at wind speeds of 8.0 m/s or higher.

Considering the problem with the prevailing wind speeds in Vietnam, let's assume the wind farm area has an average wind speed of 5.0 m/s. The wind speed frequency distribution function has parameters W=2.8 and S=5.0. The calculation steps are performed similarly to the section above. The results show that the configuration using E103 turbines with a distance of 10Drotor will have an AEP of $(49.117.308,7 \pm 1.496.188,4)$ kWh. This value is only 19.5% compared to the case where the average wind speed is 8.9 m/s. The corresponding LCOE value is \$409.37/MWh. In this case, the LCOE value has increased 5.1 times. In the case

using VAST-EPU-S1223 turbines, there are 10 rows of turbines that can operate, with a total of 1300 turbines. The AEP value of this farm is $(6.604.136,4 \pm 88.176,3)$ kWh. This value is 30.9% compared to the case with an average wind speed of 8.9 m/s. According to Jakub's publication [78], the average LCOE value of this case is approximately \$336.4/MWh. Clearly, for farm areas with an average wind speed of about 5.0 m/s, the configuration using small VAST-EPU-S1223 turbines provides better wind energy exploitation efficiency and lower LCOE costs compared to the configuration using large turbines such as E103

Summary:

The wind farm installation configuration design model proposed in this thesis can determine the influence of terrain factors, wind resources, turbine types and turbine installation configurations in a wind farm development area on the AEP value. The goal of this design model is to determine the installation configuration of turbines in the farm to obtain the largest AEP value. This model uses GIS-based terrain data sources. Therefore, the farm's terrain surface data such as roughness and elevation are presented visually and clearly. Then, only wind resource data at a point in the farm area is needed. The CFD method simulates the entire interaction processes of this wind resource with the specific terrain. From there, the wind resource characteristics at each location in the wind farm area are determined. This is a great advantage of CFD compared to all other methods. Obviously, the GIS – CFD combined model has many outstanding features in solving the aerodynamic problems of wind farms.

Jensen and BEM theories perform calculations to determine AEP based on the results obtained from the GIS – CFD model. Combining theories and simulation models simultaneously makes this design model perfect, simultaneously evaluating many different factors affecting the AEP of an onshore wind farm.

CONCLUSIONS

The proposed models for designing turbine blade profiles and turbine installation configurations of onshore wind farms. These models include three main parts: determining locations with high wind energy potential, turbine blade profiles for the higher power coefficients and installation configurations for the higher annual electricity productions. Specifically, the blade profile design model was implemented, and the VAST-EPU-S1223 blade design was found to have a power factor of up to 50.5% under operating conditions at a wind speed of 5.0 m/s. The wind farm configuration design model, when applied to a farm in Khanh Hoa province, proposed a configuration using 10 E103 turbines, resulting in a 4.2% increase in annual electricity production, generating more approximately VND 7.6 billion per year. In addition, a configuration with a larger number of turbines was also proposed to more efficiently utilize the land area at this farm. A configuration with 30 E103 turbines would allow for an annual electricity production increase of up to 2.5 times compared to the farm's current configuration.

These models are implemented by using both analytical theories and numerical simulations. The relationships between the quantities describing the operation of wind turbines are determined clearly and accurately. Numerical simulation models can improve the values of wind speed, turbulence intensity, wind speed frequency, and wind direction at locations in the wind farm development area. Therefore, the models could be widely applied in Vietnam.

In addition, these models only need wind resource data measured at a location in the farm area. Then, the entire processes of movement, interaction and transformation of wind resource characteristics according to the terrain will be accurately described by the GIS - CFD model. From there, some hypothetical risk analysis cases under extreme weather conditions can also be easily identified, helping to minimize problems related to incidents and accidents throughout the

life cycle of the turbines. This is also a great advantage of the model compared to other design models.

The proposed models are highly effective and intuitive for managers and inventors in the wind industry. However, the participating models such as GIS and CFD are modern, big data models. To use these tools, a computer system with a large enough configuration is required and the person performing these analyses must have sufficient knowledge and experience. Especially experiences in selecting mesh type, meshing, selecting solver, turbulence model in CFD models.

Contributions of the thesis are as follow:

- (1) The proposed models are highly effective and accuracy. The models base on the combination of BEM, Jensen theories and modern numerical simulations such as GIS, CFD. GIS models use large, high-resolution spatial data sources to accurately determine the terrain characteristics of the wind farm area. CFD models are modern analysis and simulation tools. Systems of conservation equations are used to accurately and visually describe all possible interactions of wind resources in the farm area.

- (2) Currently, Vietnam is in the process of implementing many onshore and offshore wind power projects. This thesis provides the models for designing blade profiles and installation configurations of onshore wind farms. These models can contribute to the management and investment efficiency of onshore wind power projects in Vietnam. The thesis has contributed 02 new design models, specifically including:

- + Proposing the design model of turbine blade profiles according to actual wind resource conditions in Vietnam, in order to obtain the higher power coefficients.

- + Proposing the design model of turbine installation configurations of onshore wind farms according to actual terrain and wind resource conditions in Vietnam, in order to obtain the higher AEP values.

Related contents that have not been implemented:

The turbine blade design model only stops at the goal of designing the blade profiles for the higher wind energy exploitation efficiency. It has not considered different issues of materials, structures, manufacturing capabilities, costs, etc.

The turbine installation configuration design model in the farms only provides specific location configurations and then calculates the value of annual electricity production. This thesis has not comprehensively considered different types of turbines, and has not surveyed in detail the wake effects in different directions. Therefore, the initial application results of the model are still limited. These limitations are largely due to the lack of actual data from wind farms in Vietnam.

Future Work:

The results presented in this thesis are only the first step. In the next steps, research directions related to the selection of materials for manufacturing turbine blades and turbine blade manufacturing technology based on modern technologies such as 3D printing will be prioritized. In addition, studies using artificial intelligence models will also be conducted to compare and verify with the results obtained from the models proposed in this thesis.

REFERENCES

Tiếng Việt

[2] Quyết định số 2157/QĐ-TTg ngày 21 tháng 12 năm 2021 của Thủ tướng Chính phủ: Thành lập Ban Chỉ đạo quốc gia triển khai thực hiện cam kết của Việt Nam tại Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu..

[3] Quyết định số 1009/QĐ-TTg ngày 31 tháng 8 năm 2023 của Thủ tướng Chính phủ: Phê duyệt Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng

[4] Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15 tháng 4 năm 2025 của Thủ tướng Chính phủ: Phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050.

[5] EVN, Cập nhật đến ngày 30/4/2025: 30 dự án NLTT chuyển tiếp đã phát hơn 6,082 tỷ kWh lên lưới, Online, <https://www.evn.com.vn/d/vi-VN/news/Cap-nhat-den-ngay-3042025-30-du-an-NLTT-chuyen-tiep-da-phat-hon-6082-ty-kWh-len-luoi--60-2014-502708>

[7] Quyết định số 1508/QĐ-BCT ngày 30 tháng 5 năm 2025 của Bộ công Thương: Quyết định phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy điện gió năm 2025.

[8] Quyết định số 1824/QĐ-BCT ngày 26 tháng 6 năm 2025 của Bộ Công Thương: Phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy điện gió ngoài khơi năm 2025.

[16] Lê Thành Vinh (2019), Đánh giá tiềm năng gió và tối ưu hóa phân bố tua-bin trong trang trại điện gió sử dụng phần mềm WAsP và WindPRO, Sci. Tech. Dev. J. -Eng. Tech.; 2(3): 131-139. DOI:10.32508/stdjet.v2i3.433.].

Tiếng Anh

[1] World Meteorological Organization (2025), *State of the Global Climate 2024*, WMO-No. 1368, ISBN 978-92-63-11368-5, CH-1211 Geneva 2, Switzerland.

[6] Global Wind Energy Council (2025), *Global Wind Report*, The Unicorn Factory, Av. Infante D. Henrique 143 S09, Lisbon. Portugal.

[9] Hiep Van Nguyen, Pham Xuan Thanh, Nguyen Duc Nam, Nguyen Xuan Anh, Pham Le Khuong, Hoang Hai Son, Nguyen Tien Manh, and Pham Chi Cong (2021), “Observation and Simulation of Wind Speed and Wind Power

Density over Bac Lieu Region”, *Advances in Meteorology*, Volume 2021, Article ID 8823940, 17 pages. <https://doi.org/10.1155/2021/8823940>

[10] Quang Vu Dinh, Quang-Van Doan, Thanh Ngo-Duc, Van Nguyen Dinh, Nguyen Dinh Duc (2022), “Offshore wind resource in the context of global climate change over a tropical area”, *Applied Energy* 308. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118369>.

[11] Nguyen Thi Thanh Nguyet, Du Van Toan (2023), “Marine spatial planning for offshore wind power using GIS”, *Journal of Environment*, No. 1, pp. 41-47.

[12] Nguyen Van Doai (2017), “Study the overview of wind turbines and the factors that affect the power output of the turbine”, *Journal of Science of Lac Hong University*, Special issue, pp. 21-25.

[13] Nguyen The Mich, Do Huy Cuong, Doan Kim Binh (2017), “Research and calculation design for counter – rotating wind turbine use with low wind speed range”, *The Vietnam Journal of Mechanical Engineering*, No.9.

[14] Minh Bach Duc, Hung Tran The, Nguyen Dinh Duc, Trinh Chu Duc, Anh Dinh Le (2023), “Performance enhancement of savonius wind turbine by multicurve blade shape”, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, Volume 45, Issue 1.

[15] Nguyen Xuan Truong, Nguyen Trung Hieu, Nguyen Van Vuong (2017), “Aerodynamics of 2 kW vertical wind turbine”, *National Conference on Solid State Physics and Materials Science – SPMS 2017*, pp. 629 – 633.

[17] Hieu T. T., Bao N. T. (2025), Build-up ananlysis model to evaluate wind potential for selecting suitable turbine configurations and proposing research to optimize wind farm design. *Sci. Tech. Dev.J. – Engineering and Technology*; 8(1):2474-2492.2474. <https://doi.org/10.32508/stdjet.v8i1.1393>

[18] WindPRO Modules (2025), EMD. [Online]. Available: <https://www.emd-international.com/software/windpro/modules>. (accessed July 26, 2025)

[19] Xiao Yu Tang, Shumian Zhao, Bo Fan, Joachim Peinke, Bernhard Stoevesandt (2019), “Micro-scale wind resource assessment in complex terrain based on CFD coupled measurement from multiple masts”, *Applied Energy* 238.

[20] Nicolo Pollini (2022), “Topology optimization of wind farm layouts”, *Renewable Energy* 195.

- [21] A. Z. Dhunny, M. R. Lollchund, S. D. D. V. Rughooputh (2017), “Wind energy evaluation for a highly complex terrain using Computational Fluid Dynamics (CFD)”, *Renewable Energy* 101.
- [22] Madsen, M. H. A., Zahle, F., Horcas, S. G., Barlas, T. K., & Sørensen, N. N. (2022), “CFD-based curved tip shape design for wind turbine blades”, *Wind Energy Science*, Vol. 7, No. 4.
- [23] Devashish Jha, Saket Saurabh (2023), “NACA2412 airfoil based method for design and aerodynamic analysis of small HAWT using modified BEM approach”, *Science and Technology for Energy Transition* 78, 2.
- [24] Hamed Sedighi, Pooria Akbarzadeh, Ali Salavatipour (2020), “Aerodynamic performance enhancement of horizontal axis wind turbines by dimples on blades: Numerical investigation”, *Energy* 195.
- [25] M. E. Nakhchi, S. Win Naung, M. Rahmati (2021), “High-resolution direct numerical simulations of flow structure and aerodynamic performance of wind turbine airfoil at wide range of Reynolds numbers”, *Energy* 225.
- [26] Widad Yossri, Samah Ben Ayed, Abdessattar Abdelkefi (2021), “Airfoil type and blade size effects on the aerodynamic performance of small-scale wind turbines: Computational fluid dynamics investigation”, *Energy* 229.
- [27] Joseph B. Olson, et al. (2019), “Improving Wind Energy Forecasting through Numerical Weather Prediction Model Development”, *Bulletin of the American Meteorological Society*, Vol. 100, No. 11, pp: 2201–2220. <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-18-0040.1>
- [28] Jin, C., Yang, Y., Han, C., Lei, T., Li, C., & Lu, B. (2024), “Evaluation of forecasted wind speed at turbine hub height and wind ramps by five NWP models with observations from 262 wind farms over China”, *Meteorological Applications*, 31 (6). <https://doi.org/10.1002/met.70007>
- [29] Mao Yang, Yunfeng Guo, Tao Huang, Wei Zhang (2025), “Power prediction considering NWP wind speed error tolerability: A strategy to improve the accuracy of short-term wind power prediction under wind speed offset scenarios”, *Applied Energy*, Vol. 377, Part D, 124720. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124720>
- [30] C. L. Huang, Y. K. Wu, Q. T. Phan, C. C. Tsai and J. S. Hong (2025), “Enhancing Wind Power Forecasts via Bias Correction Technologies for Numerical Weather Prediction Model”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 61, no. 4, pp. 5406-5419, July-Aug. 2025, doi: 10.1109/TIA.2025.3546589

- [31] J. Perr-Sauer, C. Tripp, M. Optis and J. King (2020), "Short-term wind forecasting using statistical models with a fully observable wind flow", *Journal of Physics: Conference Series* 1452, 012083. doi:10.1088/1742-6596/1452/1/012083
- [32] Hao Liu, Huimin Ma, Tianyu Hu (2023), "Enhancing Short-Term Wind Speed Forecasting using Graph Attention and Frequency-Enhanced Mechanisms", *arXiv:2305.11526v2* [cs.LG]. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2305.11526>
- [33] Zhu, J.; Zhao, Z.; Zheng, X.; An, Z.; Guo, Q.; Li, Z.; Sun, J.; Guo, Y. (2023), "Time-Series Power Forecasting for Wind and Solar Energy Based on the SL-Transformer", *Energies*, 16, 7610. <https://doi.org/10.3390/en16227610>
- [34] Wu, Z., et al. (2022), "A comprehensive review on deep learning approaches in wind forecasting applications", *CAAI Trans. Intell. Technol.* 7 (2), 129–143. <https://doi.org/10.1049/cit2.12076>
- [35] Yang Zhang, Lingbo Liu, Xinyu Xiong, Guanbin Li, Guoli Wang, Liang Lin (2023), "Long-term Wind Power Forecasting with Hierarchical Spatial-Temporal Transformer", *arXiv:2305.18724v1* [cs.LG]. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2305.18724>
- [36] T. Kousser et al. (2025), "Machine Learning Approach to Aerodynamic Analysis of NACA0005 Airfoil: ANN and CFD Integration", *IEEE Access*, vol. 13, pp. 131088-131101, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3592338
- [37] Pilar Díaz-Cuevas (2018), "GIS-Based Methodology for Evaluating the Wind-Energy Potential of Territories: A Case Study from Andalusia (Spain)", *Energies*, 11, 2789; doi:10.3390/en11102789
- [38] Flora, F.M.I., Donatiens, N., Tchinda, R. and Hamandjoda, O. (2021), "Selection Wind Farm Sites Based on GIS Using a Boolean Method: Evaluation of the Case of Cameroon", *Journal of Power and Energy Engineering*, 9, 1-24. <https://doi.org/10.4236/jpee.2021.91001>
- [39] Abdullah Demir, Ali Ersin Dinçer, Cihan Çiftçi, Sedat Gülcimen, Nigmet Uzal, Kutay Yılmaz (2024), "Wind farm site selection using GIS-based multicriteria analysis with Life cycle assessment integration", *Earth Science Informatics* 17:1591–1608. <https://doi.org/10.1007/s12145-024-01227-4>.
- [40] GitHub, Inc. BlenderGIS (2025). [Online]. Available: <https://github.com/domlysz/BlenderGIS> (accessed July 26, 2025).
- [41] T Koblitz, A Bechmann, J Berg, A Sogachev, N Sørensen and P-E Rethore (2014), "Atmospheric stability and complex terrain: comparing

measurements and CFD”, *Journal of Physics: Conference Series* 555 012060. doi:10.1088/1742-6596/555/1/012060

[42] Ansys Inc. (2025), what is computational fluid dynamics, [Online]. Available: <https://www.ansys.com/simulation-topics/what-is-computational-fluid-dynamics> (accessed July 26, 2025).

[43] Naveen N. Kethavath, Niranjan S. Ghaisas (2024), “Effect of an abrupt rough-to-smooth surface roughness transition on wind farm wakes: An LES and analytical modeling study”, *J. Renewable Sustainable Energy* 16, 033302. <https://doi.org/10.1063/5.0202733>.

[44] Ansys innovation courses (2025), Calculating Turbulent Intensity, [Online]. Available: <https://innovationspace.ansys.com/courses/courses/topics-in-turbulence-modeling-using-ansys-fluent/lessons/calculating-turbulent-intensity/>. (accessed July 26, 2025).

[45] Sogachev A. (2009), “Boundary-Layer”, *Meteorol. Vol.*130, pp. 423–435

[46] F. González-Longatt, P. Wall, V. Terzija (2012), “Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior”, *Renewable Energy* 39 329-338. Doi:10.1016/j.renene.2011.08.053.

[47] Peña, A., Réthoré, P. E., & Rathmann, O. (2014), “Modeling large offshore wind farms under different atmospheric stability regimes with the Park wake model”, *Renewable Energy*, 70, 164–171. doi:10.1016/j.renene.2014.02.019

[48] James Manwell, Jon McGowan, and Anthony Rogers (2009), *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition*, John Wiley & Sons, Ltd.

[49] Magdi R. and Adam M. R. (2011), *Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*. ISBN: 978-953-307-508-2. InTech.

[50] Ding, J. J., Wang, H., Sun, L. P. and Ma, B. (2013), “Optimal Design of Wind Turbine Blades with Wilson and BEM Method Integrated”, *Applied Mechanics and Materials*, vol. 404, pp. 286–291. Trans Tech Publications, Ltd. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/amm.404.286>.

[51] Raghavendra S., Ravikumar T., Gnaendra R., Manjunatha K. and Madhusudhana S. (2020), “Design of wind blades for the development of low-power wind turbines using Betz and Schmitz methods”, *Advances in Materials and Processing Technologies*, volume 8 (1), 808-827. DOI: 10.1080/2374068X.2020.1833605.

- [52] S. Xueyi, W. Lin, L. Xianwu (2021), “Airfoil optimization using a machine learning-based optimization algorithm,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2217. DOI:10.1088/1742-6596/2217/1/012009.
- [53] M. Drela (1989), “XFOIL: An Analysis and Design System For Low Reynolds Number Airfoils,” MIT Dept. of Aeronautics and Astronautics, Cambridge, Massachusetts.
- [54] A. Septiyana, K. Hidayat, A. Rizaldi, Y. Wijaya (2020), “Comparative study of wing lift distribution analysis using numerical method”, *Jurnal Teknologi Dirgantara*, vol. 18, no. 2, pp. 129-139.
- [55] M. Selig, M. Maughmert (1992), “Multipoint inverse airfoil design method based on conformal mapping”, *AIAA Journal*, vol. 30, no. 5.
- [56] Qblade Homepage (2025) Qblade Documentation. <https://docs.qblade.org/>. (accessed July 26, 2025).
- [57] Bangga, G., Parkinson, S., Collier, W. (2023), “Development and validation of the iag dynamic stall model in state-space representation for wind turbine airfoils”, *Energies*, volume 16 (10), 1-25. <https://doi.org/10.3390/en16103994>.
- [58] F. González-Longatt, P. Wall, V. Terzija (2012), “Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior”, *Renewable Energy* 39 329-338. Doi:10.1016/j.renene.2011.08.053.
- [59] Barthelmie, R. J., Folkerts, L., Larsen, G. C., Rados, K., Pryor, S. C., Frandsen, S. T., Lange, B., & Schepers, G. (2006), “Comparison of wake model simulations with offshore wind turbine wake profiles measured by sodar”, *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 23, 888-901. <https://doi.org/10.1175/JTECH1886.1>
- [60] Görgen, T., van der Laan, P., Réthoré, P. E., Pena Diaz, A., Larsen, G. C., & Ott, S. (2016), “Wind turbine wake models developed at the Technical University of Denmark: A review”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 60, 752–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.113>.
- [61] Lattawan Niyomtham, Charoenporn Lertsathittanakorn, Jompob Waewsak and Yves Gagnon (2022), “Mesoscale/Microscale and CFD Modeling for Wind Resource Assessment: Application to the Andaman Coast of Southern Thailand”, *Energies*, 15, 3025. <https://doi.org/10.3390/en15093025>.
- [62] Z. R. Shu and Mike Jesson (2021), “Estimation of Weibull parameters for wind energy analysis across the UK”, *J. Renewable Sustainable Energy* 13, 023303; doi: 10.1063/5.0038001.

- [63] Stehly, Tyler, P. Beiter and P. Duffy. (2020), “Cost of Wind Energy Review”, *National Renewable Energy Laboratory*. NREL/TP-5000-78471. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78471.pdf>.
- [64] B. Thomas, X. Costoya, M. deCastro, D. Carvalho, M. Gomez-Gesteira (2024), “Wake effect impact on the leveled cost of energy in large floating offshore wind farms: A case of study in the northwest of the Iberian Peninsula,” *Energy* Vol. 304, 132159. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132159>.
- [65] World Bank Group (2025), “Global Wind Atlas”, [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/area/Vietnam/Ninh%20Thu%E1%BA%ADn>. (accessed July 26, 2025)..
- [66] L. K. Berg, M. Pekour, D. Nelson (2012), “Description of the Columbia Basin Wind Energy Study (CBWES)”, *The U.S. Department of Energy*, PNNL-22036.
- [67] N. K. Naveen, S. G. Niranjan (2024), “Effect of an abrupt rough-to-smooth surface roughness transition on wind farm wakes: An LES and analytical modeling study”, *J. Renewable Sustainable Energy* 16, 033302. <https://doi.org/10.1063/5.0202733>.
- [68] H. G. Kim, Y. H. Kang and J. Y. Kim (2017), “Evaluation of wind resource potential in mountainous region considering morphometric terrain characteristics,” *Wind Engineering*, Vol. 41(2) 114–123. <https://doi.org/10.1177/0309524X16689445>
- [69] B. Yang, Y. Qian, L. K. Berg, P. L. Ma, S. Wharton, V. Bulaevskaya, H. Yan, Z. Hou, W. J. Shaw (2016), “Sensitivity of Turbine-Height Wind Speeds to Parameters in Planetary Boundary-Layer and Surface-Layer Schemes in the Weather Research and Forecasting Model”, *Boundary-Layer Meteorol* 162 (1), 117–142. DOI: 10.1007/s10546-016-0185-2
- [70] National Weather Service – USA (2025), “Beaufort Wind Scale”, [Online]. Available: <https://www.weather.gov/mfl/beaufort> (accessed July 26, 2025).
- [71] IEC 61400-1 (2019), “Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements”, IEC, Geneva, Switzerland.
- [72] Giada Venturini (2025), Wind energy turbine, Danish Energy Agency. Training Seminar, 25-26th March, 2025.
- [73] Hanwei Teng, Shujian Li, Zheng Cao, Shuang Li, Changping Li, Tae Jo Ko (2023), Carbon Fiber Composites for Large-Scale Wind Turbine Blades: Applicability Study and Comprehensive Evaluation in China, *J. Mar. Sci. Eng.* 2023, 11 (3), 624; <https://doi.org/10.3390/jmse11030624>.

[74] Michael S. Selig, James J. Guglielmo, Andy P. Broeren and Philippe Giguere (1996), "Summary of Low-Speed Airfoil Data, Volume 1", SoarTech Publications, Virginia Beach, Virginia.

[75] Suresh A., Raja kumar S., Belqasem A., Sudhakar Babu T. (2024), "Investigations of the performance of 3D printed micro wind turbine composed of PLA material", *Heliyon* 10 e25356, 1-15. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25356>

[76] Mohammad S. , Ahmad A., Ghayda' A., Abdullah M., Mohamed R. (2023), "An investigation of a 3D printed micro-wind turbine for residential power production", *Int. J. Renew. Energy Dev.*, 12 (3), 550-559. <https://doi.org/10.14710/ijred.2023.52615>

[77] Jakub J., Bogdan B., Joanna W., Adam J., Alexander K., Mariusz F, (2025), "Energy potential and economic viability of small-scale wind turbines", *Energy* 322 135608, 1-20. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135608>

[78] The Wind Power (2025), "Enercon E103/2350", *The Wind Power*, [Online]. Available: https://www.thewindpower.net/turbine_en_1107_enercon_e103-2350.php. (accessed July 26, 2025).

[79] Viuredelaire, "Aerogenerator Enercon E-103 EP2", *Viuredelaire*, [Online]. Available: <https://www.viuredelaire.cat/index.php?md=articles&id=13543&lg=eng>. (accessed July 26, 2025).

[80] Huynh Kim An (2010), "Assessment of wind energy potential based on data in Phan Rang - Ninh Thuan published by the WorldBank", *Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4*.

[81] AWS Truepower llc. (2011), [Online]. Available: https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/MOIT_Vietnam_Wind_Atlas_Report_18Mar2011.pdf. (accessed July 26, 2025).

[82] MedCalc (2024), Weibull distribution functions, MedCalc Software Ltd., [Online]. Available: <https://www.medcalc.org/manual/weibull-distribution-functions.php>. (accessed July 26, 2025).

[83] IEC 61400-12-1 (2022), "Wind energy generation systems –Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines", IEC, Geneva, Switzerland.

[84] IEC 61400-12-5 (2022), "Wind energy generation systems – Part 12-5: Power performance – Assessment of obstacles and terrain", IEC, Geneva, Switzerland.

- [85] IRENA (2025), “Renewable power generation costs in 2024”, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-669-5

LIST OF SCIENTIFIC PUBLICATIONS

Research results published during 2022 - 2025 related to the thesis: 02 articles published in international scientific journals in the SCIE Q1 category; 01 article published in an international scientific journal in the ESCI Q2 category; 02 articles published in international scientific journals in the Scopus Q3 category; 04 international scientific conference reports in the Scopus category; 04 articles published in domestic scientific journals in the scoring category of the State Council For Professorship.

Table 6.1. List of published scientific articles

No.	Articles	Year	Journals
1	Technology trends in onshore wind turbine design – Performance assessment in Vietnam	2025	2nd Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), Hanoi, Vietnam, 2025, pp. 1-5. IEEE Xplore. (Scopus)
2	Study on design of NREL 5MW equivalent turbine blade using VAST-EPU-N6409 airfoil model	2025	2nd Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), Hanoi, Vietnam, 2025, pp. 1-4. IEEE Xplore. (Scopus)
3	A proposed airfoil configuration to improve aerodynamic efficiency applied in the design of small wind turbines.	2025	Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences, Vol. 133, No. 2, pp. 140 - 154. https://doi.org/10.37934/arfmts.133.2.140154 . ISSN: 2289 – 7879. (Scopus Q3)
4	Optimization method of	2025	IEEE Access, Vol. 13, pp.

No.	Articles	Year	Journals
	wind turbine locations in complex terrain areas using a combination of simulation and analytical models.		114384 - 114400. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3584560 . ISSN: 2169 - 3536. (SCIE Q1)
5	A method to design an efficient airfoil for small wind turbines in low wind speed conditions using XFLR5 and CFD simulations.	2024	Energies, Vol. 17, No. 16, pp. 1 - 19. https://doi.org/10.3390/en17164113 . eISSN: 1996 - 1073. (SCIE Q1)
6	Analysis and comparison of aerodynamics of NACA airfoils under low wind speed conditions.	2024	Hanoi University of Industry Journal of Science and Technology, Vol. 60, No. 7, pp. 150 - 156. P-ISSN: 1859-3585; E-ISSN: 2615-9619
7	Consideration of various configurations of SG6043-based rotor applied in small capacity horizontal axis wind turbine.	2024	Int. J. Renew. Energy Dev., Vol. 13, No. 3, pp. 396 - 404. https://doi.org/10.61435/ijred.2024.60036 . ISSN: 2252 - 4940. (ESCI Q2)
8	Aerodynamic analysis of NACA64A010 airfoil using XFLR5 and ANSYS Fluent.	2024	GMSARN International Journal, Vol. 18, No. 2, pp. 258 - 266. ISSN: 1905 - 9094. (Scopus Q3)
9	Modifying NACA6409 airfoil configuration to improve aerodynamic performance in low wind speeds.	2023	1 st Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), Hanoi, Vietnam, pp. 1-5. IEEE Xplore. https://doi.org/10.1109/EEE-

No.	Articles	Year	Journals
			AM58328.2023.10395332 . (Scopus)
10	Study to evaluate the effect of terrain surface on performance of a wind farm in Ninh Thuan province, Vietnam.	2023	E3S Web of Conferences Vol. 470, ID. 01038, pp. 1 – 11. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202347001038 . eISSN: 2267-1242. (Scopus)
11	Evaluating the wind resources in an area that is equivalent to the size of a wind power plant: a methodology.	2023	TNU Journal of Science and Technology, Vol. 228, No. 02, pp. 343 – 351. ISSN: 1859 - 2171, 2374 - 9098; e-ISSN: 2615 - 9562.
12	Analysis of aerodynamic parameters of the S1210 wind turbine airfoil under the condition of low Reynolds number.	2022	UD-JST, Vol. 20, No. 10.1, pp. 77 – 81. ISSN: 1859 -1531.
13	Aerodynamic analysis of NACA6409 airfoil in wind turbine by using Panel method.	2022	TNU Journal of Science and Technology, Vol. 227, No. 8, pp. 227 – 235; ISSN: 1859-2171, 2374-9098; e-ISSN 2615-9562.

QUYẾT ĐỊNH

Về việc thành lập Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường

HIỆU TRƯỞNG TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

Căn cứ Nghị quyết số 03/NQ-HĐT ngày 30/5/2023 của Hội đồng trường Trường Đại học Điện lực ban hành Quy chế Tổ chức và hoạt động của Trường Đại học Điện lực;

Căn cứ Thông tư số 18/2021/TT-BGDĐT ngày 28/6/2021 của Bộ Giáo dục & Đào tạo về việc ban hành Quy chế Tuyển sinh và Đào tạo trình độ tiến sĩ;

Căn cứ Quyết định số 113/QĐ-DHDL ngày 27/01/2022 của Trường Đại học Điện lực về việc ban hành Quy chế tuyển sinh và đào tạo trình độ tiến sĩ;

Căn cứ Quyết định số 977/QĐ-DHDL ngày 28/6/2023 của Trường Đại học Điện lực về việc sửa đổi, bổ sung một số điều của Quy chế Tuyển sinh và Đào tạo trình độ tiến sĩ tại Trường Đại học Điện lực;

Căn cứ Quyết định số 1886/QĐ-DHDL ngày 14/10/2022 của Trường Đại học Điện lực về việc công nhận nghiên cứu sinh trúng tuyển nhập học đào tạo trình độ tiến khoa 5 (2022-2025) đợt 1 năm 2022;

Căn cứ Quyết định số 1651/QĐ-DHDL ngày 06/8/2025 của Trường Đại học Điện lực về việc giao đề tài luận án tiến sĩ chính thức cho nghiên cứu sinh khóa 5 (2022-2025) đợt 1 năm 2022;

Căn cứ Đơn xin bảo vệ luận án tiến sĩ cấp Trường của nghiên cứu sinh và Tờ trình số 486/TTr-QL Đào tạo ngày 17/12/2025 của phòng Quản lý Đào tạo về việc thành lập Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường cho nghiên cứu sinh **Đinh Văn Thìn** sinh ngày 03/12/1989; ngành Kỹ thuật năng lượng;

Theo đề nghị của Trưởng phòng Phòng Quản lý Đào tạo.

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Thành lập Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường cho nghiên cứu sinh **Đinh Văn Thìn** sinh ngày 03/12/1989; ngành Kỹ thuật năng lượng; Mã số: Thí điểm;

Tên đề tài luận án: “Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin và cấu hình trại điện gió tại Việt Nam”.

Tên tiếng Anh: “Proposed models for designing wind turbine blades and installed configurations of onshore wind farms in Vietnam”.

Người hướng dẫn 1: PGS.TS. Nguyễn Hữu Đức - Trường Đại học Điện lực.

Người hướng dẫn 2: TS. Lê Quang Sáng - Viện Khoa học Năng lượng, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

Hội đồng gồm 07 thành viên có tên sau:

TT	Họ và tên, học hàm, học vị	Đơn vị công tác	Trách nhiệm trong Hội đồng
1	PGS. TS. Vũ Thị Thu Nga	Trường Đại học Điện lực	Chủ tịch
2	TS. Phạm Quang Vũ	Trường Đại học Điện lực	Thư ký
3	PGS.TS. Nguyễn Đức Tuyên	Trường Điện - Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội	Phản biện 1
4	TS. Vũ Minh Pháp	Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam	Phản biện 2
5	PGS. TS. Lê Xuân Thành	Trường Đại học Mỏ - Địa chất	Phản biện 3
6	GS.TSKH. Trần Văn Phú	Trường Đại học Điện lực	Uỷ viên
7	PGS. TS. Đặng Quốc Vương	Đại học Bách Khoa Hà Nội	Uỷ viên

Điều 2. Giao cho Trưởng phòng Quản lý Đào tạo và Hội đồng tổ chức đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường theo quy định hiện hành. Hội đồng tự giải thể sau khi hoàn thành nhiệm vụ.

Điều 3. Trưởng các đơn vị: Phòng Quản lý Đào tạo, Phòng Kế hoạch Tài chính, Khoa Năng lượng mới, các đơn vị khác có liên quan, các thành viên Hội đồng và nghiên cứu sinh có tên tại Điều 1 chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./

Nơi nhận:

- Nhu Điều 3;
- Bộ GD&ĐT (để b/c);
- P Hiệu trưởng (để biết);
- Lưu: VT, QL Đào tạo, ThuyDTT(08).



QUYẾT ĐỊNH

Về việc điều chỉnh thành viên Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường

HIỆU TRƯỞNG TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

Căn cứ Nghị quyết số 03/NQ-HĐT ngày 30/5/2023 của Hội đồng trường Trường Đại học Điện lực ban hành Quy chế Tổ chức và hoạt động của Trường Đại học Điện lực;

Căn cứ Thông tư số 18/2021/TT-BGDĐT ngày 28/6/2021 của Bộ Giáo dục & Đào tạo về việc ban hành Quy chế Tuyển sinh và Đào tạo trình độ tiến sĩ;

Căn cứ Quyết định số 113/QĐ-DHDL ngày 27/01/2022 của Trường Đại học Điện lực về việc ban hành Quy chế tuyển sinh và đào tạo trình độ tiến sĩ;

Căn cứ Quyết định số 977/QĐ-DHDL ngày 28/6/2023 của Trường Đại học Điện lực về việc sửa đổi, bổ sung một số điều của Quy chế Tuyển sinh và Đào tạo trình độ tiến sĩ tại Trường Đại học Điện lực;

Căn cứ Tờ trình số 524/TTr-QL Đào tạo ngày 31/12/2025 của phòng Quản lý Đào tạo về việc điều chỉnh thành viên Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường cho nghiên cứu sinh Đinh Văn Thìn ngành Kỹ thuật năng lượng;

Theo đề nghị của Trưởng phòng Phòng Quản lý Đào tạo.

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Thôi giao nhiệm vụ thành viên Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường cho GS.TSKH. Trần Văn Phú, thay thế PGS.TS. Nguyễn Tùng Linh, Trường Đại học Điện lực làm Ủy viên của Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường được ban hành tại Quyết định số 3219/QĐ- DHDL ngày 24/12/2025 của Trường Đại học Điện lực.

Điều 2. Giao cho Trưởng phòng Quản lý Đào tạo và Hội đồng tổ chức đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường theo quy định hiện hành. Hội đồng tự giải thể sau khi hoàn thành nhiệm vụ.

Điều 3. Trưởng các đơn vị: Phòng Quản lý Đào tạo, Phòng Kế hoạch Tài chính, Khoa Năng lượng mới, các đơn vị khác có liên quan, các thành viên Hội đồng và nghiên cứu sinh có tên tại Điều 1 chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:

- Như Điều 3;
- Bộ GD&ĐT (để b/c);
- P Hiệu trưởng (để biết);
- Lưu: VT, QL Đào tạo, ThuyDTT(08).

HIỆU TRƯỞNG



PGS.TS. Đinh Văn Châu

**QUYẾT NGHỊ
CỦA HỘI ĐỒNG ĐÁNH GIÁ LUẬN ÁN TIỀN SĨ CẤP TRƯỜNG**

I. Danh sách các thành viên Hội đồng

Danh sách các thành viên Hội đồng:

STT	Họ tên thành viên HĐ	Cơ quan công tác	Trách nhiệm trong HĐ
1	PGS. TS. Vũ Thị Thu Nga	Trường Đại học Điện lực	Chủ tịch HĐ
2	TS. Phạm Quang Vũ	Trường Đại học Điện lực	Uỷ viên Thư ký
3	PGS. TS. Nguyễn Đức Tuyên	Trường Điện-Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội	Phản biện 1
4	TS. Vũ Minh Pháp	Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam	Phản biện 2
5	PGS. TS. Lê Xuân Thành	Trường Đại học Mỏ - Địa chất	Phản biện 3
6	PGS. TS. Nguyễn Tùng Linh	Trường Đại học Điện lực	Uỷ viên HĐ
7	PGS. TS. Đặng Quốc Vương	Đại học Bách khoa Hà Nội	Uỷ viên HĐ

Thành viên Hội đồng vắng mặt (ghi rõ họ tên): 0

II. Quyết nghị của Hội đồng

Căn cứ biên bản họp Hội đồng đánh giá luận án tiến sĩ cấp Trường của NCS Đinh Văn Thìn.

Trên cơ sở kết quả bỏ phiếu đánh giá của 07/07 thành viên tham dự hội đồng: 07 /07 phiếu tán thành.

Hội đồng ra Quyết nghị như sau:

2.1. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài:

- Về mặt thực tiễn:

Đề tài có tính cấp thiết cao, bám sát định hướng Quy hoạch điện VIII và cam kết Net Zero của Việt Nam. Luận án giải quyết vấn đề thực tế là tốc độ gió tại Việt Nam phô biến ở mức thấp (4,5 – 6,5 m/s) và địa hình phức tạp, đòi hỏi các thiết kế tuabin và cầu hình trang trại đặc thù để tối ưu hóa hiệu quả kinh tế (LCOE).

- Về mặt khoa học:

NE

Luận án đóng góp vào việc hoàn thiện quy trình tích hợp giữa mô phỏng số (GIS, CFD) và các lý thuyết giải tích (BEM, BOM, Jensen) để giải quyết bài toán khí động học tuabin gió trong điều kiện biên phức tạp của địa hình đồi núi

2.2. Tính hợp lý, hiện đại và độ tin cậy của phương pháp nghiên cứu mà NCS đã sử dụng:

- Tính hợp lý:

Việc kết hợp phương pháp thiết kế ngược (FIDM) để cải tiến biên dạng cánh và phương pháp CFD để mô phỏng khí động lực học qua địa hình thực tế là hướng tiếp cận phù hợp và logic.

- Tính hiện đại:

NCS đã sử dụng các công cụ mô phỏng hiện đại (Ansys CFX, QBlade, BlenderGIS) và cập nhật các mô hình lý thuyết mới (LLFVWM, IAG).

- Độ tin cậy:

Quy trình nghiên cứu được thiết kế bài bản. Kết quả mô phỏng CFD đã được kiểm chứng bước đầu với dữ liệu thực nghiệm của nghiên cứu quốc tế và cho sai số thấp (0,8%). Tuy nhiên, độ tin cậy cần được củng cố thêm bằng việc đánh giá sự hội tụ của lưới và dữ liệu đo gió thực tế tại trạm quan trắc địa phương.

2.3. Các kết quả mới của luận án, giá trị đóng góp của các kết quả đó đối với sự phát triển của lĩnh vực chuyên ngành:

- Đề xuất được 03 mẫu biên dạng cánh mới (VAST-EPU-N6409, VAST-EPU-S1010, VAST-EPU-S1223) có tỷ số cải thiện từ 10-50% so với mẫu gốc tại vận tốc gió thấp.
- Xây dựng được quy trình tích hợp GIS-CFD để xác định hệ số ảnh hưởng địa hình và đánh giá tài nguyên gió chi tiết.
- Xác định được cấu hình lắp đặt tối ưu cho khu vực nghiên cứu tại Ninh Phước là khoảng cách 10D (thay vì 3D-5D thông thường), giúp tăng sản lượng điện (AEP) khoảng 4,2% và đạt LCOE cạnh tranh (~79,7 \$/MWh)

2.4. Những thiếu sót về nội dung và hình thức của luận án:

Về nội dung:

- Nội dung của Chương 3 đang tối ưu biên dạng cánh của tuabin công suất nhỏ (dưới 100kW) tuy nhiên nội dung Chương 4 đang thực hiện tối ưu cấu hình trang trại điện gió đối với các tuabin có công suất lớn hơn, thể hiện sự thiếu logic và liên kết giữa các nội dung của luận án.

M

- Phương pháp xác định LCOE trong luận án chưa được giải thích phù hợp, các giả thuyết về CapEx cố định trong 20 năm là chưa phù hợp với thực tế.
- Còn thiếu các kết luận của các nội dung các chương, thiếu nội dung về khoảng trống nghiên cứu.

Về hình thức:

- Các công thức cần được trích dẫn chưa được đầy đủ.
- Chưa thống nhất cách trích dẫn các tài liệu tham khảo, đặc biệt là các tài liệu tham khảo tiếng Việt.

2.5. Mức độ đáp ứng các yêu cầu của luận án:

Luận án đáp ứng đầy đủ các yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án Tiến sĩ chuyên ngành Kỹ thuật Năng lượng.

2.6. Những điểm cần bổ sung, sửa chữa trước khi nộp luận án cho Thư viện:

Về nội dung

- Rà soát và hiệu chỉnh toàn bộ luận án nhằm bảo đảm tính logic, tính liên kết và sự nhất quán giữa các chương, các mục và các nội dung nghiên cứu.
- Kiểm tra, điều chỉnh và làm rõ cơ sở lựa chọn cũng như khả năng áp dụng phương pháp tính chi phí điện quy dẫn (LCOE) trong từng phần và trên toàn bộ luận án; bảo đảm tính phù hợp giữa mô hình kỹ thuật và phân tích kinh tế.
- Làm rõ khoảng trống nghiên cứu, xác định cụ thể các nội dung nghiên cứu chính của luận án; nhấn mạnh những đóng góp mới về mặt phương pháp và kết quả đạt được.
- Xem xét lại phần Kết luận chung, theo hướng định lượng hóa các kết quả chính, làm rõ các nội dung nghiên cứu đã thực hiện được, mức độ đạt mục tiêu đề ra và khả năng ứng dụng thực tiễn.

Về hình thức:

- Chính sửa toàn bộ các nội dung liên quan đến hình thức theo góp ý của Hội đồng, bảo đảm luận án tuân thủ đầy đủ quy định hiện hành của Trường về trình bày luận án tiến sĩ.
- Rà soát hệ thống tài liệu tham khảo và trích dẫn, bảo đảm tính nguyên bản, thống nhất và chính xác; đối với các tài liệu tiếng Việt có thể bổ sung bản tiếng Anh tương ứng khi cần thiết.
- Bổ sung phần kết luận riêng cho từng chương, nhằm làm rõ các kết quả đạt được và vai trò của mỗi chương trong tổng thể luận án.

PL

- Bổ sung và làm rõ mối liên hệ giữa nội dung luận án với các công bố khoa học của nghiên cứu sinh, chỉ ra cụ thể các phần nội dung trong luận án đã được công bố trên các tạp chí/hội nghị khoa học.

2.7. Kiến nghị của Hội đồng về việc công nhận trình độ và cấp bằng tiến sĩ cho nghiên cứu sinh:

Hội đồng thông qua luận án tiến sĩ, đề nghị Hiệu trưởng công nhận học vị tiến sĩ cho nghiên cứu sinh. X

Hội đồng không thông qua luận án, yêu cầu nghiên cứu sinh cần bổ sung, sửa chữa để bảo vệ lần thứ 2.

2.8. Quyết nghị này được đọc trước toàn thể 07/07 thành viên hội đồng có mặt tham dự phần họp kín để đánh giá luận án tiến sĩ và được 07/07 thành viên nhất trí thông qua./.

Hà Nội, ngày 16 tháng 01 năm 2026

CHỦ TỊCH HỘI ĐỒNG

PGS.TS. Vũ Thị Thu Nga

TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

TL. HIỆU TRƯỞNG

KT. TRƯỞNG PHÒNG QL ĐÀO TẠO

PHÓ TRƯỞNG PHÒNG

THƯ KÝ HỘI ĐỒNG

TS. Phạm Quang Vũ



TS. Nguyễn Ngọc Trung

BẢN NHẬN XÉT LUẬN ÁN TIỀN SĨ

(Đành cho Chủ tịch, Thư ký và 2 Ủy viên của Hội đồng đánh giá luận án Tiến sĩ cấp Trường)

Tên nghiên cứu sinh: Đinh Văn Thìn

Đề tài: Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin cấu hình trang trại điện gió tại Việt Nam

Ngành: Kỹ thuật Năng lượng

Mã số: Thí điểm

Người nhận xét luận án: PGS. TS. Vũ Thị Thu Nga

Cơ quan công tác của người nhận xét: Trường Đại học Điện lực

Bản nhận xét bao gồm các nội dung sau

1. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài

Về ý nghĩa khoa học: Luận án nghiên cứu đề xuất các mô hình tối ưu thiết kế biến dạng cánh tuabin và cấu hình lắp đặt các tuabin trong một trang trại điện gió trên đất liền, sử dụng các nguồn dữ liệu không gian lớn có tính đến các đặc trưng địa hình có độ chính xác cao và mang ý nghĩa khoa học lớn.

Về ý nghĩa thực tiễn: Hiện tại, trên thế giới xu hướng phát triển nguồn năng lượng tái tạo đang được phát triển mạnh, đặc biệt là năng lượng gió, nhằm giảm thiểu phát thải hướng tới Net Zero vào năm 2050. Luận án này cung cấp mô hình thiết kế biến dạng cánh tuabin và cấu hình lắp đặt các tuabin gió trên đất liền có thể đóng góp và hiệu quả hoạt động, đầu tư của các dự án điện gió trên đất liền, đặc biệt ở Việt Nam mang ý nghĩa thực tiễn cao.

2. Cách đặt vấn đề và giải quyết vấn đề. Sự hợp lý và độ tin cậy của phương pháp nghiên cứu

Phương pháp nghiên cứu được sử dụng trong luận án phù hợp và đảm bảo tính khoa học. Nghiên cứu đã kết hợp các mô hình lý thuyết với các công cụ mô phỏng để tạo ra một quy trình phân tích toàn diện.

- Phương pháp xác định tài nguyên gió và địa hình (GIS và CFD): sử dụng GIS tạo ra bản đồ 3D chi tiết về địa hình khu vực khảo sát, là đầu vào quan trọng cho mô hình CFD.

- Phương pháp thiết kế và tối ưu hóa cánh quạt: Quy trình thiết kế cánh quạt dựa trên các lý thuyết cơ bản là BEM và BOM.

- Phương pháp tối ưu hóa cấu hình trang trại: hiệu chỉnh hàm phân bố gió Weibull, từ đó phản ánh chính xác nguồn gió tại từng vị trí turbine.

3. Các kết quả đã đạt được, nêu những đóng góp mới về giá trị khoa học, thực tiễn của các đóng góp đó

Nghiên cứu đã đưa ra được 2 mô hình thiết kế là biến dạng cánh tuabin và thiết kế cầu hình lắp đặt tuabin trong trang trại điện gió trên đất liền.

Nghiên cứu đã đưa ra các bước tiến hành thiết kế, phân tích, đánh giá và lựa chọn thiết kế cánh tuabin để khai thác hiệu quả năng lượng gió lên cao tới 50.5% trong vùng tốc độ gió từ 4 m/s đến 6 m/s.

Mô hình thiết kế cầu hình lắp đặt các tuabin trong trang trại điện gió đất liền đã giải quyết được vấn đề phức tạp trong lĩnh vực điện gió. Mô hình này đã được áp dụng cho một trạng trại điện gió tại tỉnh Ninh Thuận cũ (nay thuộc tỉnh Khánh Hòa) với 10 tuabin lắp đặt và cho sản lượng điện tăng thêm 4.2%. Ngoài ra, cầu hình lắp đặt mới này cho phép lắp đặt 30 tuabin trên phần diện tích đất đang khai thác và sản lượng điện tăng thêm hàng năm khoảng 2.5 lần.

4. Kết luận của luận án có phù hợp với cách đặt vấn đề ở đầu luận án và có đủ sức thuyết phục hay không? Những ưu điểm và thiếu sót, những điểm cần được bổ sung và sửa chữa?

Kết luận phù hợp với cách đặt vấn đề ở đầu luận án.

Còn một số lỗi soạn thảo cần chỉnh sửa.

Bổ sung kết luận của các chương.

5. Đánh giá về sự trùng lặp của luận án so với các đồ án, luận văn, luận án hay công trình khoa học đã công bố trong và ngoài nước?

Nghiên cứu có sự phát triển của các nghiên cứu trước trong cùng lĩnh vực, tuy nhiên luận án đã đạt được những tính mới không bị trùng lặp với các công trình nghiên cứu đã công bố trong và ngoài nước.

6. Chất lượng và số lượng những bài báo khoa học đã được nghiên cứu sinh công bố, khẳng định sự phù hợp về nội dung của chúng với nội dung luận án

Các công trình khoa học đã công bố hoàn toàn gắn kết trực tiếp với kết quả nghiên cứu của luận án tiến sĩ và được đăng trên các tạp chí khoa học chuyên ngành phù hợp.

Nghiên cứu sinh đã công bố 11 công trình, trong đó có 07 công trình có chỉ số quốc tế, 02 bài báo SCIE Q1 và 01 bài báo ESCI Q2.

7. Tính trung thực trong việc trích dẫn các công trình đã được nghiên cứu sinh công bố trong và ngoài nước, tài liệu tham khảo

Các trích dẫn trong nước và ngoài nước và các tài liệu tham khảo đúng với thực tế và phù hợp với nội dung nghiên cứu của luận án.

8. Kết luận

a. Cần khẳng định luận án có đáp ứng đầy đủ yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án Tiến sĩ hay không?

Đáp ứng đầy đủ yêu cầu và nội dung của luận án tiến sĩ.

b. Bản tóm tắt có phản ánh trung thực nội dung luận án hay không?

Trung thực

c. Có đồng ý cho NCS đưa luận án ra bảo vệ tại Hội đồng cấp Trường để nhận học vị Tiến sĩ hay không?

Có

Hà Nội, ngày 12 tháng 01 năm 2026

Người nhận xét



Vũ Thị Thu Nga

BẢN NHẬN XÉT LUẬN ÁN TIẾN SĨ

(Dành cho CHỦ TỊCH, THƯ KÝ và 2 ỦY VIÊN Hội đồng đánh giá luận án Tiến sĩ cấp Trường)

Tên nghiên cứu sinh:

Dinh Văn Thìn

Đề tài:

Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin cấu hình trang trại điện gió tại Việt Nam

Ngành:

Kỹ thuật Năng lượng

Mã số:

Thí điểm

Người nhận xét luận án:

TS. Phạm Quang Vũ

Cơ quan công tác của người nhận xét: Trường Đại học Điện lực

Bản nhận xét bao gồm các nội dung sau :

- Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài.

Tính cấp thiết: Đề tài có tính cấp thiết cao trong bối cảnh Việt Nam đang thực hiện Quy hoạch điện VIII và cam kết Net Zero vào năm 2050. Các khảo sát thực tế cho thấy tốc độ gió tại các vùng đất liền Việt Nam phô biến ở mức thấp (4,5 – 6,5 m/s), đây là tốc độ gió thấp hơn tốc độ định mức của nhiều dòng tuabin thương mại nhập khẩu. Hơn nữa, Việt Nam địa hình phức tạp gây khó khăn cho việc áp dụng các mô hình dự báo công suất phát có sẵn.

Ý nghĩa khoa học: Luận án đã làm rõ quy trình kết hợp giữa các mô hình mô phỏng số hiện đại (GIS, CFD) với các lý thuyết giải tích kinh điện (BEM, BOM, Jensen) để giải quyết bài toán khí động học trong điều kiện cụ thể. Đóng góp về mặt khoa học thể hiện qua việc đề xuất các biến dạng cánh mới (VAST-EPU series) có hiệu suất cao hơn tại vùng trị số Reynolds thấp.

Ý nghĩa thực tiễn: Kết quả nghiên cứu cung cấp cơ sở tham khảo tin cậy cho các nhà quản lý và đầu tư trong giai đoạn lập quy hoạch và lựa chọn cấu hình trang trại điện gió. Việc xác định cấu hình lắp đặt tối ưu (khoảng cách 10D) giúp tăng sản lượng điện (AEP) và giảm chi phí quy dẫn (LCOE).

Kết luận: Đề tài có ý nghĩa khoa học và thực tiễn rõ rệt, phù hợp với chuyên ngành Kỹ thuật Năng lượng.

- Cách đặt vấn đề và giải quyết vấn đề. Sự hợp lý và độ tin cậy của phương pháp nghiên cứu.

Cách đặt vấn đề: NCS đặt vấn đề rõ ràng: Các tuabin thương mại thường có công suất định mức lớn nhưng hoạt động kém hiệu quả ở vùng gió thấp của Việt Nam. Mục tiêu cụ thể là xây dựng mô hình thiết kế cánh và cấu hình trang trại để tối đa hóa hệ số công suất (Cp) và AEP.

Phương pháp nghiên cứu: NCS sử dụng phương pháp kết hợp:

- Mô phỏng số: GIS để xử lý dữ liệu địa hình, CFD (Ansys CFX/Fluent) để mô phỏng dòng chảy.

- Lý thuyết giải tích: BEM, BOM cho thiết kế cánh; Jensen cho tính toán tổn thất dòng sau (wake loss).
- Phương pháp thiết kế ngược (FIDM) để cải tiến biên dạng cánh. Phương pháp tiếp cận này là phù hợp và hiện đại.

Độ tin cậy và thiết kế nghiên cứu:

- **Điểm mạnh:**
 - o Quy trình thiết kế cánh (11 bước) và quy trình thiết kế trang trại (5 bước) được xây dựng logic, chặt chẽ.
 - o Sử dụng dữ liệu địa hình thực tế (SRTM 30m) và dữ liệu gió từ Global Wind Atlas/WorldBank là nguồn tin cậy cho quy hoạch sơ bộ.
 - o Đã thực hiện kiểm chứng mô hình CFD thông qua việc so sánh với dữ liệu thực nghiệm của một nghiên cứu khác (Pacific Northwest) và đạt độ sai lệch thấp (0.8%).
- **Điểm cần bổ sung/sửa:**
 - o Thiếu dữ liệu đo gió thực tế tại chỗ (Met mast data): Luận án dựa hoàn toàn vào dữ liệu vệ tinh/WorldBank để làm đầu vào cho mô phỏng tại Ninh Phước mà không có dữ liệu đo đặc thực tế tại trạm quan trắc của dự án để đối chứng (validation) cục bộ.
 - o Lưới mô phỏng (Mesh quality): Số lượng phần tử lưới cho mô hình trang trại quy mô 5km x 4.5km chỉ là 166.495 phần tử. Đây là mật độ lưới rất thưa đối với bài toán CFD 3D, có thể dẫn đến sai số lớn về đánh giá dòng rối và vết trượt.
 - o Giá thiết về tuabin: Việc áp dụng kết quả thiết kế cánh tuabin nhỏ (Chương 3) để suy rộng hoặc kết nối với bài toán tối ưu trang trại tuabin lớn (Chương 4) chưa được luận giải chặt chẽ về tính đồng dạng.,

Kết luận: Phương pháp có tính hệ thống nhưng độ tin cậy của kết quả mô phỏng trang trại bị hạn chế bởi mật độ lưới và thiếu dữ liệu đo thực tế.

3. Các kết quả đã đạt được, nêu những đóng góp mới về giá trị khoa học, thực tiễn của các đóng góp đó.

Các kết quả chính:

- Xây dựng được quy trình tích hợp GIS-CFD để đánh giá tài nguyên gió chi tiết theo địa hình.
- Đề xuất được 03 mẫu biên dạng cánh mới (VAST-EPU-N6409, VAST-EPU-S1010, VAST-EPU-S1223) có tỷ số cải thiện từ 10-50% so với mẫu gốc tại vận tốc gió thấp.
- Xác định được cấu hình lắp đặt tối ưu cho khu vực Ninh Phước là khoảng cách 10D, giúp tăng AEP khoảng 4,2% và đạt LCOE ~79,7 \$/MWh.,

Đóng góp mới:

- Về thiết kế: Tạo ra biên dạng cánh VAST-EPU đặc thù cho dải tốc độ gió 4-6 m/s, đạt hệ số công suất lý thuyết (mô phỏng).
- Về ứng dụng: Đưa ra khuyến nghị cụ thể về khoảng cách lắp đặt (10D) khác biệt so với các quy chuẩn truyền thống (thường là 3D-5D ngang và 7D-9D dọc) để tối ưu hóa cho điều kiện địa hình Việt Nam.

Đánh giá:

- Giá trị khoa học: Đóng góp ở mức có cải tiến. Việc kết hợp FIDM và CFD để tối ưu biên dạng cánh là một hướng đi bài bản.
- Giá trị thực tiễn: Cao, có thể áp dụng ngay cho công tác quy hoạch dự án.
- Mức độ đóng góp: Mới có tính cải tiến và ứng dụng rõ rệt.

4. Kết luận của luận án có phù hợp với cách đặt vấn đề ở đầu luận án và có đủ sức thuyết phục hay không? Những ưu điểm và thiếu sót, những điểm cần được bổ sung và sửa chữa?

Sự phù hợp:

Kết luận của luận án trả lời đúng các mục tiêu đặt ra ban đầu về xây dựng mô hình thiết kế và tối ưu hóa cấu hình.

Ưu điểm:

- Làm chủ được công cụ mô phỏng phức tạp (Ansys CFX, QBlade).
- Kết quả trình bày trực quan, logic.
- Phát hiện ra vấn đề tuabin nhỏ hoạt động kém hiệu quả khi đưa vào mạng lưới trang trại (hàng thứ 16 trở đi không hoạt động được).

Thiếu sót và điểm cần chỉnh sửa:

- Giá trị: Con số này tiệm cận giới hạn Betz (59,3%) và cao hơn nhiều so với tuabin thương mại thực tế (thường < 48%). NCS cần giải trình rõ đã khấu trừ các tổn thất cơ khí, tổn thất máy phát và tổn thất đầu cánh 3D trong mô phỏng hay chưa. Nếu chưa, cần hiệu chỉnh lại để kết quả thực tế hơn.
- Độ hội tụ của lưới (Grid Independence): Với số lượng lưới 166.495, NCS bắt buộc phải bổ sung phần đánh giá sự phụ thuộc của kết quả vào mật độ lưới để chứng minh độ tin cậy.
- Phân tích LCOE: Các tham số CapEx (1.436 \$/kW) và OpEx (43 \$/kW/năm) được lấy theo tài liệu nước ngoài/ước tính. Cần bổ sung phân tích độ nhạy (sensitivity analysis) của LCOE khi các chi phí này biến động theo thực tế Việt Nam.

5. Đánh giá về sự trùng lặp của luận án so với các đồ án, luận văn, luận án hay công trình khoa học đã công bố trong và ngoài nước? Cần khẳng định luận án có trùng lặp hay không trùng lặp? Nếu trùng lặp, đề nghị ghi rõ tên, nhà xuất bản, năm xuất bản của tài liệu đã công bố.

Dựa trên cam kết của NCS và danh mục 13 công trình công bố, các kết quả trong luận án là sản phẩm nghiên cứu của chính tác giả và nhóm nghiên cứu. Các trích dẫn từ nguồn khác (WorldBank, IEC standards) đều được ghi nguồn đầy đủ.

6. Chất lượng và số lượng những bài báo khoa học đã được nghiên cứu sinh công bố, khẳng định sự phù hợp về nội dung của chúng với nội dung luận án. Nhận xét về vị thế khoa học của các diễn đàn, nơi các bài báo được công bố có đáp ứng yêu cầu đối với luận án tiến sĩ?

Số lượng: 13 công trình công bố.

Chất lượng: Rất tốt.

- 02 bài báo SCIE Q1 (IEEE Access, Energies).
- 01 bài báo ESCI Q2.
- 02 bài báo Scopus Q3 và các báo cáo hội nghị quốc tế/trong nước.

Sự phù hợp: Nội dung các bài báo (thiết kế cảnh, tối ưu vị trí, đánh giá tài nguyên gió) hoàn toàn khớp với các chương của luận án.

Kết luận: Đáp ứng xuất sắc yêu cầu đối với luận án tiến sĩ.

7. Tính trung thực trong việc trích dẫn các công trình đã được nghiên cứu sinh công bố trong và ngoài nước, tài liệu tham khảo.

Việc trích dẫn tài liệu tham khảo được thực hiện nghiêm túc, tuân thủ chuẩn mực. Các công bố của chính NCS được liệt kê rõ ràng. Không phát hiện dấu hiệu đạo văn hay trích dẫn sai nguồn.

8. Kết luận:

- a. Cần khẳng định luận án có đáp ứng đầy đủ yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án Tiến sĩ hay không?

Luận án có khối lượng tính toán lớn, quy trình khoa học, nhưng cần làm rõ tính thực tế của các con số hiệu suất và độ tin cậy của lưới mô phỏng.

- b. Bản tóm tắt có phản ánh trung thực nội dung luận án hay không?

Bản tóm tắt bao quát đầy đủ các phương pháp và kết quả chính của luận án.

- c. Có đồng ý cho NCS đưa luận án ra bảo vệ tại Hội đồng cấp Trường để nhận học vị Tiến sĩ hay không?

Đồng ý.

Hà Nội, ngày 14 tháng 01 năm 2026

Người nhận xét



Phạm Quang Vũ

MẪU VIẾT BẢN NHẬN XÉT LUẬN ÁN TIỀN SĨ

(Dành cho 3 ỦY VIÊN PHẢN BIỆN Hội đồng đánh giá luận án Tiến sĩ cấp Trường)

Tên nghiên cứu sinh:	Đinh Văn Thìn
Đề tài:	Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin và cấu hình trang trại điện gió tại Việt Nam
Ngành:	Kỹ thuật Năng lượng
Mã số:	Thí điểm
Người nhận xét luận án:	PGS.TS. Nguyễn Đức Tuyên
Cơ quan công tác của người nhận xét:	Trường Điện – Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội

Nhận xét bao gồm các nội dung sau đây:

1. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài.

- Về thực tiễn, nghiên cứu thiết kế cánh quạt tuabin và vị trí lắp đặt trong trang trại điện gió là vấn đề thực tế vì điện gió được lắp đặt ngày càng nhiều. Nghiên cứu cũng dựa trên hợp tác để tìm mẫu cánh tối ưu của EPU và Viện hàn lâm KH&CN Việt Nam.

- Về khoa học, sử dụng lý thuyết BEM, Jensen và mô hình GIS và CFD khí động học với dữ liệu địa lý cập nhật liên tục từ dữ liệu vệ tinh, sai số được cho là chỉ vài phần trăm (0,8%) so với thí nghiệm.

2. Cách đặt vấn đề và giải quyết vấn đề.

- Đặt vấn đề về sự phát triển của điện gió đang nằm trong chiến lược phát triển của Việt Nam, chưa thấy tinh chất toàn cầu và phần này hơi dài;

- Tiêu chí để đánh giá hiệu quả là Tối đa giá trị AEP và LCOE phù hợp với giá mua điện hiện hành tại Việt Nam khi thiết kế cánh tuabin và cấu hình của trang trại điện gió (để tìm vị trí lắp đặt?); Phạm vi nghiên cứu là tuabin trực ngang ba cánh nhỏ (vậy thiết kế cánh tuabin thì năm ở đâu); Đối tượng là Tuabin trực ngang (3 cánh?) dưới 100kW và trên bờ (vậy làm sao đảm bảo các loại hình khác); Phương pháp nghiên cứu là thu thập xử lý dữ liệu *trực tuyến*, cơ sở dữ liệu của BEM, BOM, AEP, WL, LCOE, cơ sở lý thuyết và thư viện dữ liệu mô hình GIS, SFD, PM, LLFVWM..., rồi dùng phương pháp phân tích để kết hợp các mô hình và phương pháp thống kê để lấy dữ liệu lịch sử chuỗi thời gian và Phương pháp mô phỏng vật lý là tạo ra 2D, 3D của các đối tượng trên bản đồ số của GIS, Ansys và đưa ra tương tác với gió và đánh giá các điều kiện vận hành rồi tìm ra vị trí lắp đặt các tuabin trong toàn bộ trang trại điện gió.

- Các nghiên cứu trong nước và một số nghiên cứu quốc tế về xác định tiềm năng gió, thiết kế tuabin được nêu ra, sau đó đánh giá các khoảng trống nghiên cứu và từ đó xác định hai đối tượng chính sẽ thực hiện nghiên cứu là hợp lý.

- Tuy nhiên, phần nêu lên các phương pháp dự báo sự thay đổi tốc độ gió chưa thấy được vai trò của mình. Phần Tóm lại ở trang 17 chưa thoát ý, ví dụ phương pháp học sâu để dự báo lại được so sánh với phương pháp vật lý và thông kê để tính toán cho hiệu suất gió cao nhất, việc so sánh này chưa tương đương.



3. Sự hợp lý và độ tin cậy của phương pháp nghiên cứu.
 - Các mô hình để thực hiện được mục tiêu là hiệu quả hay hệ số công suất lớn nhất cần nói thôong nhất.
 - Dùng mô hình GIS và CFD để đánh giá tiềm năng gió; Dùng lý thuyết BEM và BOM kết hợp với các mô phỏng PM tốc độ cao nhưng đôi khi không hội tụ và CFD cần thời gian tính toán để nghiên cứu biên dạng cánh liên quan tới thiết kế khí động và chiến lược vận hành (điều khiển tốc độ và pitch,...) từ ba mô hình biên dạng mẫu cánh ban đầu để tìm ra mẫu cánh tuabin có hệ số công suất lớn nhất hay tỷ số Cl/Cd lớn nhất bằng mô hình 11 bước theo Hình 3.15; Dùng lý thuyết BEM và Jensen với mô hình GIS và CFD để thiết kế lắp đặt tuabin trong trang trại gió.
 - Mô hình được chạy nhiều vòng lặp, đều hội tụ.
4. Các kết quả đã đạt được, nêu những đóng góp mới về giá trị khoa học, thực tiễn của các đóng góp đó (*chưa từng được tác giả nào trong và ngoài nước công bố*).
 - Luận án xây dựng mô hình thiết kế biên dạng cánh tuabin và cấu hình lắp đặt tuabin cho trang trại điện gió trên bờ (nên tên luận án đang rộng hơn). Mô hình có ba phần: xác định khu vực có tiềm năng gió cao, biên dạng cánh tuabin cho hệ số công suất lớn, cấu hình lắp đặt tuabin cho sản lượng điện lớn nhất.
 - Kết luận mô hình có thể áp dụng rộng rãi tại các khu vực tại Việt Nam và trên thế giới là kết luận tốt và cần có cơ sở như các khu vực khác thì khác và giống gì Việt Nam. Theo đó, mô hình chỉ cần do dữ liệu gió tại một vị trí trong khu vực trang trại và dùng mô hình GIS-CFD sẽ xác định toàn bộ điều kiện gió trong các trạng thái bình thường và khắc nghiệt.
 - Cần có các luận giải giữa loại hình tuabin nhỏ đang được phân tích, thử nghiệm với loại tuabin có kích thước lớn hơn, công suất 1-5MW.
 - Mô hình này là mô hình dữ liệu lớn, thực hiện cần máy cấu hình tốt và người dùng có đủ kiến thức và kinh nghiệm về lựa chọn loại lưới, bộ giải, mô hình chảy rói.
5. Kết luận của luận án có phù hợp với cách đặt vấn đề ở đầu luận án và có đủ sức thuyết phục hay không. Những ưu điểm và thiếu sót, những điểm cần được bổ sung và sửa chữa?
 - Mục I.2. Các giai đoạn chính của quá trình phát triển trang trại điện gió, đưa ra quá trình phát triển dự án là hợp lý hơn nếu thấy được vai trò việc xác định loại tuabin và cấu hình lắp đặt sẽ nằm ở khâu nào, nếu là khâu “Lập kế hoạch và ký kết Hợp đồng mua bán điện”, thì có vẻ không hợp lý.
 - Cuối mục I.3 trang 17 có ba nội dung nghiên cứu chính: “(i) Nghiên cứu địa hình, cơ sở hạ tầng và tiềm năng lượng gió trên bờ tại các khu vực quy hoạch. Từ đó, xác định các vị trí chiến lược và tối ưu cho việc phát triển trang trại điện gió. Kết quả thu được sẽ là cơ sở đầu vào để phát triển thiết kế cánh quạt tuabin và cấu hình lắp đặt trong các trang trại; (ii) Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh quạt tuabin theo đặc điểm tài nguyên gió tại các khu vực phát triển trang trại điện gió. Từ đó, để xuất các thiết kế cánh quạt tuabin đạt hệ số công suất lớn nhất trong điều kiện tốc độ gió phổ biến tại Việt Nam; (iii) Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cấu hình lắp đặt tuabin

trong các khu vực trang trại điện gió để đạt được sản lượng điện hàng năm lớn nhất và giá trị LCOE hợp lý.” thì đến Chương 2 trang 19 nêu hai nội dung nghiên cứu chính là (ii) và (iii), vậy nội dung (i) có phải nghiên cứu chính không.

- Nên loại trừ những nội dung liên quan tới LCOE vì đây là chủ đề kinh tế phức tạp, ví dụ ở trang 105 cho Capex là 1500\$/kW năm 2024 hay Opex là 54\$/kW/năm mà không có trích dẫn.
 - Cần có phần nêu đóng góp chính, tương đương với các điểm mới của luận văn thay vì chỉ nội dung nghiên cứu thực hiện.
 - Kiểm tra lại để chắc chắn các biến số đều được in nghiêng.
 - Nên cố gắng giải thích các biến số tại các công thức cho dễ hiểu, ví dụ rd trong công thức (2.38) còn không được giải thích mà phải tới trang 105 mới giải thích, mặc dù việc này được thực hiện rồi nhưng chưa hết.
 - Trang 49 “Khi xảy ra một cơn bão lớn, khu vực từ phần trung tâm đến phần phía Nam của mô hình xuất hiện tốc độ gió đạt hơn 40,0 m/s. Điều này có thể gây ra các sự cố như gãy cánh quạt tuabin, gây thiệt hại nghiêm trọng về kinh tế và an toàn cho nhà máy.” thì tuabin có cut-out (tốc độ gió ngừng hoạt động), lúc đó sẽ không chạy.
 - Các từ viết tắt cần đủ, ví dụ chưa có EPP
 - EVN không phải là cơ quan quản lý nhà nước, chỉ là đơn vị thu mua.
 - Ở chương IV, việc lắp đặt các tuabin gió đang chưa xét tới một số khu dân cư như Hình 4.20, vậy mô hình có xem xét ràng buộc về địa hình không.
6. Đánh giá về sự trùng lặp của luận án so với các đồ án, luận văn, luận án hay công trình khoa học đã công bố trong và ngoài nước? Cần khẳng định luận án có trùng lặp hay không trùng lặp? Nếu trùng lặp, đề nghị ghi rõ tên, nhà xuất bản, năm xuất bản của tài liệu đã công bố.
- Hiện nay mô hình xác định các điều kiện của gió được xây dựng khá đầy đủ ở Wind Atlas như ở Hình 3.4 hay WindPro, tác giả cần trình bày thêm các nội dung để so sánh với cơ sở dữ liệu này, như cách để GIS, Ansys cập nhật dữ liệu. Mô hình GIS-CFD ở đây cần được thể hiện các điểm ưu việt rõ ràng với các hệ thống đang có sẵn.
 - Hiện nay việc liên kết với Viện Hàn lâm KH&CN Việt Nam, có theo một đề tài nào đó không. Nếu có thì các công trình của đề tài đó cần có sự tách biệt nhất định với luận án của NCS, trừ khi hai đơn vị đều hướng dẫn NCS theo văn bản chính thức.
7. Chất lượng và số lượng những bài báo khoa học đã được nghiên cứu sinh công bố, khẳng định sự phù hợp về nội dung của chúng với nội dung luận án. Nhận xét về vị thế khoa học của các diễn đàn, nơi các bài báo được công bố có đáp ứng yêu cầu đối với luận án tiến sĩ?
- Bài báo Q1 IEEE Access là chất lượng nhất, bài Energy mdpi Q1 trong cộng đồng nghiên cứu còn đặt dấu chấm hỏi, các bài tạp chí khác là của Scopus không phải WoS. Cần xem xét các chương ứng với bài báo nào, mỗi bài báo nên có tính mới.
8. Tính trung thực trong việc trích dẫn các công trình đã được nghiên cứu sinh công bố trong và ngoài nước, tài liệu tham khảo.

- Cách trích dẫn hợp lý, tuy nhiên nên có sắp xếp theo thời gian sẽ dễ hình dung hơn.

9. Kết luận:

- a. Cần khẳng định luận án có đáp ứng đầy đủ yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án Tiến sĩ hay không?

Luận án đáp ứng hình thức và nội dung.

- b. Bản tóm tắt có phản ánh trung thực nội dung luận án hay không?

Bản tóm tắt nêu rõ nội dung thực hiện.

- c. Có đồng ý cho NCS đưa luận án ra bảo vệ tại Hội đồng cấp Trường để nhận học vị Tiến sĩ hay không?

Đồng ý cho NCS đưa luận án tiến hành ở các bước tiếp theo.

Xác nhận của cơ quan người nhận xét

Ký, ghi rõ họ tên, đóng dấu cơ quan



PHÓ HIỆU TRƯỜNG
TRƯỜNG ĐIỆN - ĐIỆN TỬ

PGS.TS. *Hoàng Thị Hồng*

Ghi chú: Bản nhận xét luận án viết theo đúng mẫu, in 1 mặt, có xác nhận của cơ quan người nhận xét (đối với người nhận xét là cán bộ ngoài trường ĐHĐL) và gửi 02 bản về phòng DSTDH, Trường ĐHĐL.

.....ngày tháng năm

Người nhận xét

PGS.Nguyễn Đức Tuyên



MẪU VIẾT BẢN NHẬN XÉT LUẬN ÁN TIẾN SĨ
(Dành cho 3 ỦY VIÊN PHẢN BIỆN Hội đồng đánh giá luận án Tiến sĩ cấp Trường)

Tên nghiên cứu sinh:	Đinh Văn Thìn
Đề tài:	Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin và cấu hình trang trại điện gió tại Việt Nam
Ngành:	Kỹ thuật Năng lượng
Mã số:	Thí điểm
Người nhận xét luận án:	TS. Vũ Minh Pháp
Cơ quan công tác của người nhận xét:	Viện KHCN Năng lượng và Môi trường - Viện Hàn lâm KHCN Việt Nam

Nhận xét bao gồm các nội dung sau đây:

1. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài.

Luận án đã tiến hành nghiên cứu và đề xuất các mô hình thiết kế biến dạng cánh tuabin và cấu hình lắp đặt các tuabin cho các trang trại điện gió trên đất liền dựa trên sự kết hợp giữa lý thuyết BEM, Jensen và các mô hình mô phỏng số hiện đại như GIS, CFD. Ngoài ra, các mô hình thiết kế này bao gồm cả lý thuyết phân tích và phương pháp mô phỏng số. Các lý thuyết này giúp xác định mối quan hệ giữa các đại lượng mô tả hoạt động của tuabin gió. Các mô hình mô phỏng giúp hiệu chỉnh các giá trị tốc độ gió, cường độ chảy rói, tần suất tốc độ gió và hướng gió tại các vị trí trong khu vực phát triển trang trại điện gió trên đất liền.

Kết quả nghiên cứu trong luận án này cung cấp các mô hình thiết kế biến dạng cánh và cấu hình lắp đặt các tuabin cho các trang trại điện gió trên đất liền. Các kết quả đạt được có thể được sử dụng như một nguồn tham khảo giúp các nhà quản lý và nhà đầu tư đưa ra quyết định chính xác hơn trong các giai đoạn khảo sát, lập kế hoạch, lựa chọn vị trí dự án, thiết kế, lựa chọn tuabin và tối ưu hóa cấu hình lắp đặt tuabin trong một trang trại điện gió trên bờ, phù hợp với các đặc điểm cụ thể của các yếu tố địa hình, cơ sở hạ tầng và nguồn gió.

2. Cách đặt vấn đề và giải quyết vấn đề.

Luận án đặt vấn đề nghiên cứu một cách rõ ràng, xuất phát từ thực tiễn phát triển của các dự án điện gió tại Việt Nam.

Nghiên cứu sinh đã cơ bản xác định được một số khoảng trống nghiên cứu, từ đó đề xuất triển khai các mô hình thiết kế biến dạng cánh tuabin và cấu hình lắp đặt các tuabin cho các trang trại điện gió trên đất liền nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động của các trang trại điện gió trên bờ bằng cách tối đa giá trị AEP. Cách tiếp cận của luận án cho phép kết nối các ràng buộc giữa các cơ sở lý thuyết với các mô hình mô phỏng thiết kế, góp phần hoàn thành kết quả nghiên cứu.

3. Sự hợp lý và độ tin cậy của phương pháp nghiên cứu.

Đề tài sử dụng các phương pháp nghiên cứu khá hợp lý như sau:

- Phương pháp tìm kiếm, thu thập và xử lý thông tin, dữ liệu trực tuyến: Phương pháp này được sử dụng để giải quyết các vấn đề liên quan đến nguồn dữ liệu như đặc điểm địa hình, cơ sở hạ tầng, tài nguyên gió, thông số thiết kế tuabin; cơ sở lý thuyết của BEM, BOM, AEP, WL và LCOE; cơ sở lý thuyết và thư viện dữ liệu của các mô hình GIS, CFD, PM, LFFVWM.

- Phương pháp mô phỏng vật lý: Sử dụng các lý thuyết vật lý khác nhau để mô tả, phân tích và diễn giải các quá trình chuyển động và tương tác của các dòng khí trong các điều kiện cụ thể khác nhau. Các phương trình bảo toàn vật lý là nền tảng cơ bản cho các mô hình phân tích, mô phỏng số như mô hình GIS và CFD. Các đặc điểm địa hình, cơ sở hạ tầng, tài nguyên gió tại khu vực quan tâm sẽ được xây dựng và hiển thị trên bản đồ số dựa trên BlenderGIS, QGIS hoặc Ansys CFX, Fluent. Sau đó, tạo ra các mô hình 2D, 3D của các đối tượng. Các mô hình này sẽ được sử dụng để mô phỏng các quá trình tương tác của gió trong các điều kiện khác nhau. Từ đó, các quá trình tương tác, hiệu ứng dòng xoáy, tổn thất năng lượng khi gió thổi qua khu vực này sẽ được xác định. Kết quả này được sử dụng để tính toán các thông số vận hành của các tuabin, từ đó đánh giá và lựa chọn vị trí lắp đặt tuabin phù hợp tại các khu vực khảo sát.
 - Phương pháp thống kê: Phương pháp này dựa trên dữ liệu lịch sử lớn để đưa ra dự báo. Phương pháp này được thực hiện theo phân tích chuỗi thời gian để xây dựng các hàm phân bố tần suất gió theo khu vực hoặc các hàm phân bố tốc độ gió theo độ cao địa hình tại các vị trí khác nhau. Các hàm này sẽ cung cấp dữ liệu đầu vào quan trọng cho các tính toán thiết kế và mô hình mô phỏng CFD.
 - Phương pháp phân tích:
 - + Sử dụng lý thuyết BEM, BOM kết hợp với các mô hình PM, LLFVWM, CFD để nghiên cứu và thiết kế biên dạng cánh tuabin gió theo đặc điểm địa hình và tài nguyên gió tại các khu vực khảo sát. Từ đó, phân tích xác định được thiết kế tuabin phù hợp nhất.
 - + Sử dụng lý thuyết BEM, Jensen kết hợp với mô hình GIS, CFD để nghiên cứu các cấu hình lắp đặt tuabin tối ưu tại các khu vực phát triển trang trại gió nhằm đạt được AEP lớn nhất và LCOE hợp lý. Cuối cùng, phân tích xác định được cấu hình lắp đặt tuabin phù hợp nhất cho toàn bộ khu vực phát triển trang trại gió.
4. Các kết quả đã đạt được, nêu những đóng góp mới về giá trị khoa học, thực tiễn của các đóng góp đó (*chưa từng được tác giả nào trong và ngoài nước công bố*).
- Luận án đã đạt được một số kết quả nghiên cứu có thể ghi nhận như sau:
- Luận án nghiên cứu xây dựng và đề xuất các mô hình thiết kế dựa trên sự kết hợp giữa lý thuyết BEM, Jensen và các mô hình mô phỏng số hiện đại như GIS, CFD. Các mô hình GIS sử dụng nguồn dữ liệu không gian lớn, độ phân giải cao để xác định chính xác các đặc điểm địa hình của khu vực trang trại gió. Các mô hình CFD là các công cụ phân tích và mô phỏng số hiện đại, các hệ phương trình bảo toàn được sử dụng để mô tả chính xác và trực quan tất cả các tương tác có thể có của các nguồn tài nguyên gió trong khu vực trang trại điện gió.
 - Luận án đã đóng góp 02 mô hình thiết kế, cụ thể bao gồm:
 - + Mô hình thiết kế biên dạng cánh tuabin theo điều kiện tài nguyên gió thực tế tại Việt Nam, nhằm cải thiện được hệ số công suất.
 - + Mô hình thiết kế cấu hình lắp đặt các tuabin trong các trang trại điện gió trên đất liền theo điều kiện địa hình và tài nguyên gió thực tế tại Việt Nam, nhằm đạt được giá trị sản lượng điện hàng năm phù hợp tại vị trí dự án.
5. Kết luận của luận án có phù hợp với cách đặt vấn đề ở đầu luận án và có đủ sức thuyết phục hay không. Những ưu điểm và thiếu sót, những điểm cần được bổ sung và sửa chữa? Các kết luận của luận án nhìn chung phù hợp với mục tiêu nghiên cứu đã đặt ra. Tuy nhiên, nội dung kết luận nên được xem xét hiệu chỉnh để phù hợp với các kết quả nghiên cứu chính đạt được.
- Những điểm cần được bổ sung và sửa chữa:
- Luận án nên làm rõ hơn khoảng trống nghiên cứu, tổng quan nghiên cứu, phương pháp

nghiên cứu và các vấn đề lý luận có liên quan.

- Xem xét rà soát, bổ sung phân tích thêm tài liệu tham khảo ở chương 1 để làm rõ hơn khoảng trống nghiên cứu.
 - Chương 2 nên bổ sung thêm nội dung mô tả phương pháp luận nghiên cứu tổng thể cả luận án (kèm sơ đồ minh họa các bước thực hiện nghiên cứu).
 - Các kết quả nghiên cứu nên được phân tích sâu hơn và thể hiện được sự gắn kết giữa các nội dung nghiên cứu.
6. Đánh giá về sự trùng lặp của luận án so với các đồ án, luận văn, luận án hay công trình khoa học đã công bố trong và ngoài nước? Cần khẳng định luận án có trùng lặp hay không trùng lặp? Nếu trùng lặp, đề nghị ghi rõ tên, nhà xuất bản, năm xuất bản của tài liệu đã công bố.
- Luận án không có dấu hiệu trùng lặp với các công trình khoa học đã công bố trong và ngoài nước.
7. Chất lượng và số lượng những bài báo khoa học đã được nghiên cứu sinh công bố, khẳng định sự phù hợp về nội dung của chúng với nội dung luận án. Nhận xét về vị thế khoa học của các diễn đàn, nơi các bài báo được công bố có đáp ứng yêu cầu đối với luận án tiến sĩ? Các kết quả nghiên cứu được công bố liên quan đến nội dung luận án: 02 bài báo được đăng trên các tạp chí khoa học quốc tế thuộc danh mục SCIE Q1; 01 bài báo được đăng trên tạp chí khoa học quốc tế thuộc danh mục ESCI Q2; 02 bài báo được đăng trên các tạp chí khoa học quốc tế thuộc danh mục Scopus Q3; 04 báo cáo hội nghị khoa học quốc tế thuộc danh mục Scopus (tuy nhiên có 02 bài đã được trình bày tại hội thảo quốc tế nhưng tuyển tập hội thảo chưa được đăng chính thức); 04 bài báo được đăng trên các tạp chí khoa học trong nước thuộc danh mục tính điểm của Hội đồng Giáo sư Nhà nước.
8. Tính trung thực trong việc trích dẫn các công trình đã được nghiên cứu sinh công bố trong và ngoài nước, tài liệu tham khảo.
- Luận án đáp ứng về tiêu chuẩn trích dẫn.

9. Kết luận:

- a. Cần khẳng định luận án có đáp ứng đầy đủ yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án Tiến sĩ hay không?
- Luận án đáp ứng yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án tiến sĩ ngành Kỹ thuật năng lượng.

b. Bản tóm tắt có phản ánh trung thực nội dung luận án hay không?

Bản tóm tắt phản ánh được nội dung cốt yếu của luận án.

- c. Có đồng ý cho NCS đưa luận án ra bảo vệ tại Hội đồng cấp Trường để nhận học vị Tiến sĩ hay không?

Đồng ý cho nghiên cứu sinh đưa luận án ra bảo vệ tại Hội đồng cấp Trường.

Xác nhận của cơ quan

Hà Nội, ngày tháng 01 năm 2026

Người nhận xét



Vũ Minh Pháp



BẢN NHẬN XÉT LUẬN ÁN TIẾN SĨ

(Dành cho ỦY VIÊN PHẢN BIỆN Hội đồng đánh giá luận án Tiến sĩ cấp Trường)

Đề tài: Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin và cấu hình trang trại điện gió tại Việt Nam.

Ngành: Kỹ thuật năng lượng

Mã số: Thí điểm

Nghiên cứu sinh: **Đinh Văn Thìn**

Người nhận xét: **PGS.TS Lê Xuân Thành**

Cơ quan công tác: Trường Đại học Mỏ-Địa chất

Nhận xét bao gồm các nội dung sau đây:

1. *Tính cấp thiết, thời sự, ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài luận án.*

Tại COP26, Thủ tướng Phạm Minh Chính đã cam kết Việt Nam sẽ đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Kể từ đó, Chính phủ đã triển khai nhiều hành động cụ thể nhằm hiện thực hóa cam kết này. Nhiều quyết định quan trọng đã được ban hành như thành lập Ban chỉ đạo quốc gia về thực hiện cam kết COP26, phê duyệt dự án JETP, và điều chỉnh Quy hoạch điện VIII. Theo Quy hoạch điện VIII, Việt Nam sẽ tối đa hóa phát triển điện tử năng lượng tái tạo. Trọng tâm là phát triển điện gió trên bờ, gần bờ và ngoài khơi, gắn với năng lực hấp thụ của lưới điện. Công suất điện gió trên bờ và gần bờ được kỳ vọng đạt từ 26.000 – 38.000 MW vào năm 2030 và tới trên 90.000 MW vào năm 2050. Điện gió ngoài khơi cũng được đặt mục tiêu từ 6.000 – 17.000 MW trong giai đoạn 2030-2035, và trên 139.000 MW vào năm 2050. Ngoài ra, điện gió ngoài khơi phục vụ sản xuất năng lượng mới sẽ đạt 15.000 MW năm 2035 và 240.000 MW năm 2050. Tuy nhiên, theo báo cáo EVN (30/4/2025), công suất vận hành thực tế mới chỉ đạt 1.214,5 MW điện gió trên bờ và chưa có dự án điện gió ngoài khơi nào. Điều này cho thấy Việt Nam cần hành động mạnh mẽ và thực chất hơn để đạt được các mục tiêu đã đề ra. Quan điểm của Chính phủ trong Quy hoạch điện VIII nhấn mạnh phát triển nguồn điện phải gắn với tầm nhìn dài hạn, bền vững và tối ưu tổng thể. Thực tế triển khai các dự án điện gió lại bộc lộ nhiều hạn chế, từ thiếu quy hoạch tổng thể đến phụ thuộc nặng nề vào công nghệ và thiết bị nước ngoài. Một số nhà máy còn phải chuyển nhượng cho tập đoàn nước ngoài sau khi ký hợp đồng PPA, gây rủi ro cho an ninh năng lượng. Từ thực tiễn đó, đề tài nghiên cứu “Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin và cấu hình trang trại điện gió tại Việt Nam” mang tính cấp thiết, nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư, giảm phụ thuộc và cung cấp niềm tin của xã hội.

2. *Cách đặt vấn đề và giải quyết vấn đề:*

Cách đặt vấn đề và tiếp cận vấn đề của luận án dành cho các tua bin gió hoạt động với môi trường khí hậu của Việt Nam là mang tính hợp lý, bám sát thực tế, có khả năng triển khai và ứng dụng trong thực địa của các trang trại gió ở Việt Nam.



Việc khảo sát và cấu hình tối ưu trang trại điện gió bám sát một đối tượng của wind-farm tại Việt Nam đảm bảo tính thực tế và cụ khảo của nghiên cứu

3. *Sự hợp lý và độ tin cậy của phương pháp nghiên cứu:*

Luận án thông qua ứng dụng các công cụ tin học hóa được hỗ trợ mạnh bởi các giải thuật đề xuất đã cho các kết quả đáng tin cậy, thông qua tham chiếu với một số kết cấu cánh thương phẩm trên thế giới đã thể hiện tính hợp lý và tin cậy cả phương pháp nghiên cứu.

Các kết quả nghiên cứu được đối sánh một phần và từng phần các tham số với các nghiên cứu trên thế giới đã một lần nữa khẳng định tính đúng đắn và độ tin cậy trong triển khai nghiên cứu

4. *Các kết quả đạt được, những đóng góp mới của luận án:*

+ Luận án đã đề xuất mô hình thiết kế biến dạng cánh tuabin mới dựa trên sự kết hợp lý thuyết BEM, Jensen cùng các công cụ mô phỏng số hiện đại như GIS và CFD để đạt được đồng thời 2 mục tiêu trong thiết kế thiết bị của tuabin gió và tối ưu hóa cấu hình trang trại điện gió; trong đó GIS giúp mô tả chính xác đặc trưng địa hình và CFD cho phép phân tích chi tiết các tương tác gió trong khu vực trang trại.

+ Các thông số, phương pháp lƣới, lựa chọn mô hình dòng rối, điều kiện biên và điều kiện đầu vào được xác định trong nghiên cứu này là những đóng góp khoa học mới về tính chính xác của mô phỏng CFD.

+ Về thực tiễn, luận án đưa ra các mô hình thiết kế biến dạng cánh và cấu hình lắp đặt tuabin gió trên bờ, phù hợp điều kiện địa hình và nguồn gió ở Việt Nam, Các mô hình này có thể hỗ trợ nâng cao hiệu quả quản lý và đầu tư các dự án điện gió trên bờ, góp phần tăng tính khả thi và hiệu quả kinh tế của ngành điện gió Việt Nam.

+ Luận án đã đóng góp hai mô hình thiết kế mới: (i) mô hình thiết kế biến dạng cánh tuabin theo điều kiện gió thực tế ở Việt Nam nhằm đạt hệ số công suất lớn nhất, và (ii) mô hình cấu hình lắp đặt tuabin để tối ưu giá trị AEP trong điều kiện cụ thể của địa hình và tài nguyên gió.

5. *Những ưu điểm và thiếu sót, những điểm cần được bổ sung và sửa chữa:*

+ Cần kiểm tra lại một số tài liệu khảo và tính phù hợp với luận án

+ Cần chuẩn hóa một số lưu đồ thuật toán, chỉnh sửa một số lỗi chép bản, chỉnh tà...

6. *Các kết luận của luận án*

Các kết luận của luận án là phù hợp với tiêu đề và vấn đề đặt ra ban đầu của luận án

7. *Đánh giá về sự trùng lặp của luận án*

Đến hiện tại, theo hiểu biết của người đọc, luận án không trùng lặp với các công trình đã công bố

8. *Về chất lượng những bài báo khoa học đã được nghiên cứu sinh công bố*

Những công bố khoa học của NCS là chất lượng, được đăng trên các tạp chí uy tín, có nội dung bám sát và phù hợp với tiêu đề luận án.

9. *Trích dẫn tài liệu tham khảo*

Tài liệu tham khảo được trích dẫn trung thực

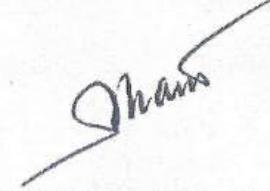
10. *Kết luận chung*

Luận án đảm bảo chất lượng, người đọc đề nghị cho NCS bảo vệ cấp ~~so sánh~~ Trung

Xác nhận của cơ quan người nhận xét
Ký, ghi rõ họ tên, đóng dấu cơ quan



Hà Nội, ngày 05. tháng 4. năm 2026
Người nhận xét


Thành
PGS.TS Lê Xuân Thành

PHÓ TRƯỞNG PHÒNG HỌC
ThS. Nguyễn Thị Thu Thảo

BẢN NHẬN XÉT LUẬN ÁN TIẾN SĨ

(Dành cho CHỦ TỊCH, THƯ KÝ và 2 ỦY VIÊN Hội đồng đánh giá luận án Tiến sĩ cấp Trường)

Tên nghiên cứu sinh:

Đinh Văn Thìn

Đề tài:

Nghiên cứu xây dựng mô hình thiết kế cánh tuabin cầu hình trang trại điện gió tại Việt Nam

Ngành:

Kỹ thuật Năng lượng

Mã số:

Thí điểm

Người nhận xét luận án:

PGS.TS Nguyễn Tùng Linh

Cơ quan công tác của người nhận xét:

Trường Đại học Điện lực

Bản nhận xét bao gồm các nội dung sau :

1. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài.

Luận án lựa chọn hướng nghiên cứu thiết kế cánh tuabin gió và tối ưu cầu hình trang trại điện gió trên bờ trong bối cảnh Việt Nam đang đẩy mạnh chuyển dịch năng lượng theo các cam kết tại COP26 và Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia VIII điều chỉnh. Đây là một hướng nghiên cứu có ý nghĩa khoa học và thực tiễn rõ rệt, gắn chặt với yêu cầu phát triển bền vững ngành năng lượng Việt Nam.

Về ý nghĩa khoa học, luận án đã xây dựng được khung mô hình tích hợp GIS – CFD – BEM – Jensen, cho phép mô phỏng chi tiết ảnh hưởng của địa hình, phân bố gió theo độ cao, hiệu ứng dòng xoáy và tổn thất tương tác tuabin. Việc kết hợp các phương pháp PM, FIDM và LLFVWM trong thiết kế biên dạng cánh cho thấy tác giả đã tiếp cận các phương pháp khí động học hiện đại, có khả năng nâng cao độ chính xác so với các mô hình đơn giản thường dùng trong các nghiên cứu trước đây.

Về ý nghĩa thực tiễn, các mô hình được đề xuất có thể áp dụng trực tiếp cho các giai đoạn khảo sát, thiết kế kỹ thuật và lựa chọn cầu hình trang trại điện gió trên bờ tại Việt Nam, đặc biệt trong điều kiện tốc độ gió trung bình và thấp – một đặc trưng phổ biến của nhiều khu vực trong nước. Các chỉ tiêu kinh tế – kỹ thuật như AEP, WL và LCOE được lượng hóa cụ thể, tạo cơ sở cho nhà đầu tư và cơ quan quản lý ra quyết định. Những phân tích này phù hợp với thực tiễn triển khai các dự án điện gió trong thời gian gần đây tại Việt Nam

2. Cách đặt vấn đề và giải quyết vấn đề. Sự hợp lý và độ tin cậy của phương pháp nghiên cứu.

Luận án được đặt vấn đề một cách logic, rõ ràng và có tính thời sự cao. Tác giả xuất phát từ bối cảnh biến đổi khí hậu toàn cầu, các cam kết phát thải ròng bằng “0” của Việt Nam, sau đó chỉ ra những hạn chế trong thực tiễn triển khai các dự án điện gió như: phụ thuộc công nghệ nước ngoài, sự cố kỹ thuật, hiệu quả đầu tư chưa cao, và thiếu các mô hình thiết kế phù hợp với điều kiện địa hình – gió trong nước.

Về phương pháp nghiên cứu, luận án sử dụng tổ hợp phương pháp liên ngành và hiện đại, bao gồm:

10

- Phương pháp GIS để xử lý dữ liệu địa hình, cơ sở hạ tầng và phân bố không gian nguồn gió;
- Phương pháp CFD (RANS) để mô phỏng chi tiết trường dòng chảy, hiệu ứng dòng xoáy và tổn thất năng lượng;
- Lý thuyết BEM, BOM kết hợp với PM, FIDM, LLFVWM để thiết kế và tối ưu biên dạng cánh;
- Mô hình Jensen, AEP, WL và LCOE để đánh giá hiệu quả vận hành và kinh tế của trang trại điện gió.

Việc lựa chọn các phương pháp trên là phù hợp với mục tiêu nghiên cứu, có cơ sở lý thuyết vững chắc và được kiểm chứng thông qua so sánh với dữ liệu thực tế và các nghiên cứu quốc tế. Các bước mô phỏng, hiệu chỉnh và đánh giá sai số được trình bày tương đối đầy đủ, cho thấy độ tin cậy khoa học của kết quả nghiên cứu

3. Các kết quả đã đạt được, nêu những đóng góp mới về giá trị khoa học, thực tiễn của các đóng góp đó.

Luận án đã đạt được một số kết quả chính và đóng góp mới sau:

- a) Xây dựng mô hình đánh giá chi tiết ảnh hưởng của địa hình đến phân bố tốc độ gió theo độ cao, cho phép hiệu chỉnh hàm Weibull phù hợp với điều kiện cụ thể của từng khu vực nghiên cứu.
- b) Đề xuất và thiết kế các biên dạng cánh tuabin mới (VAST-EPU-N6409, VAST-EPU-S1010, VAST-EPU-S1223) trên cơ sở cải tiến từ các mẫu cánh chuẩn, cho thấy sự cải thiện rõ rệt về các chỉ tiêu khí động học (Cl, Cd, Cl/Cd) trong dải tốc độ gió thấp và trung bình.
- c) Xây dựng mô hình tối ưu cấu hình trang trại điện gió trên bờ, xét đến tương tác dòng chảy giữa các tuabin, tổn thất dòng xoáy và các chỉ tiêu AEP, WL, LCOE.
- d) Áp dụng mô hình cho khu vực cụ thể tại tỉnh Khánh Hòa, chứng minh khả năng ứng dụng thực tế của mô hình trong điều kiện địa hình và gió phức tạp tại Việt Nam.

Các kết quả này có giá trị khoa học rõ ràng, đồng thời mang ý nghĩa thực tiễn trong thiết kế và vận hành các dự án điện gió trên bờ.

4. Kết luận của luận án có phù hợp với cách đặt vấn đề ở đầu luận án và có đủ sức thuyết phục hay không? Những ưu điểm và thiếu sót, những điểm cần được bổ sung và sửa chữa?

Kết luận của luận án phù hợp với mục tiêu và cách đặt vấn đề ban đầu, các nhận định được rút ra dựa trên kết quả mô phỏng và phân tích cụ thể, có tính thuyết phục.

Ưu điểm nổi bật:

- Cách tiếp cận hệ thống, kết hợp nhiều mô hình hiện đại.
- Khối lượng tính toán và mô phỏng lớn, dữ liệu phong phú.
- Liên hệ chặt chẽ với thực tiễn phát triển điện gió tại Việt Nam.

Một số hạn chế và kiến nghị:

- Luận án mới tập trung chủ yếu vào tuabin gió trên bờ công suất nhỏ và trung bình;

chưa mở rộng sang tuabin công suất lớn hoặc điện gió ngoài khơi.

- Chưa phân tích sâu khía cạnh tích hợp lưới điện và điều khiển công suất trong điều kiện thâm nhập cao năng lượng gió.
- Có thể bổ sung thêm so sánh định lượng với một số phần mềm thương mại (như WindPRO, WASP) để tăng tính đối chứng.

5. Đánh giá về sự trùng lặp của luận án so với các đồ án, luận văn, luận án hay công trình khoa học đã công bố trong và ngoài nước? Cần khẳng định luận án có trùng lặp hay không trùng lặp? Nếu trùng lặp, đề nghị ghi rõ tên, nhà xuất bản, năm xuất bản của tài liệu đã công bố.

Qua đối chiếu với các công trình khoa học trong và ngoài nước được trích dẫn, hiện tại chưa nhận thấy sự trùng lặp của luận án với trùng lặp với các luận văn, luận án hay công trình đã công bố trước đó. Luận án có tính kế thừa hợp lý nhưng đã phát triển theo hướng riêng, phù hợp với điều kiện Việt Nam.

6. Chất lượng và số lượng những bài báo khoa học đã được nghiên cứu sinh công bố, khẳng định sự phù hợp về nội dung của chúng với nội dung luận án. Nhận xét về vị thế khoa học của các diễn đàn, nơi các bài báo được công bố có đáp ứng yêu cầu đối với luận án tiến sĩ?

Nghiên cứu sinh đã công bố 13 công trình khoa học liên quan trực tiếp đến nội dung luận án, bao gồm các bài báo quốc tế uy tín (Q1, Q2 – SCIE), bài báo hội nghị quốc tế thuộc hệ thống IEEE Xplore, và các bài báo đăng trên tạp chí khoa học trong nước có phản biện.

Trong đó, có 01 bài báo đăng trên tạp chí Q1 (IEEE Access) và 01 bài báo đăng trên tạp chí Q2 (Energies), thể hiện năng lực nghiên cứu độc lập và khả năng công bố quốc tế của nghiên cứu sinh. Nội dung các bài báo tập trung vào thiết kế cánh tuabin, phân tích khí động học, mô phỏng CFD và tối ưu cấu hình trang trại điện gió, phù hợp và thống nhất với các kết quả chính của luận án.

Nhìn chung, số lượng và chất lượng các công trình công bố đáp ứng tốt yêu cầu đối với một luận án Tiến sĩ ngành Kỹ thuật Năng lượng, đồng thời phản ánh vị thế khoa học và năng lực nghiên cứu của nghiên cứu sinh

7. Tính trung thực trong việc trích dẫn các công trình đã được nghiên cứu sinh công bố trong và ngoài nước, tài liệu tham khảo.

Luận án trích dẫn tương đối đầy đủ các tài liệu trong và ngoài nước, danh mục tài liệu tham khảo phong phú, phù hợp với nội dung nghiên cứu. Không phát hiện dấu hiệu vi phạm đạo đức khoa học trong trích dẫn.

8. Kết luận:

a. Cần khẳng định luận án có đáp ứng đầy đủ yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án Tiến sĩ hay không?

Luận án đáp ứng đầy đủ các yêu cầu về nội dung và hình thức của một luận án Tiến sĩ Kỹ thuật Năng lượng.

b. Bản tóm tắt có phản ánh trung thực nội dung luận án hay không?

Bản tóm tắt phản ánh trung thực nội dung và các kết quả chính của luận án.

c. Có đồng ý cho NCS đưa luận án ra bảo vệ tại Hội đồng cấp Trường để nhận học vị Tiến sĩ hay không?

Đồng ý cho nghiên cứu sinh Đinh Văn Thìn được đưa luận án ra bảo vệ trước Hội đồng đánh giá luận án Tiến sĩ cấp Trường.

Hà Nội, ngày tháng năm 2026

Người nhận xét



PGS.TS Nguyễn Tùng Linh

- **Phát triển mô hình trang trại tối ưu:** Xây dựng mô hình tính toán cấu hình trang trại điện gió dựa trên dữ liệu địa hình thực tế (GIS) và mô hình vết thúc (Wake effect).
- **Thực nghiệm và kiểm chứng:** Sử dụng dữ liệu thực tế tại các khu vực Ninh Phước (Ninh Thuận) và Khánh Hòa để mô phỏng và so sánh, cho thấy sự phù hợp cao giữa lý thuyết và thực tế.

b) *Những đóng góp mới của luận án:*

Hiện tại trong luận án không thấy liệt kê các đóng góp mới của luận án. Tuy nhiên, theo người đọc, luận án có các đóng góp mới như sau:

- Xây dựng mô phỏng GIS-CFD tại địa hình phức tạp, vùng gió thấp;
- Phát triển dòng biên dạng cánh VAST-EPU: Luận án đã thiết kế thành công bộ biên dạng cánh mới (S1223, S1210, S1048) được tinh chỉnh riêng cho điều kiện vận tốc gió thấp (4,5-6m/s) – đặc điểm phổ biến tại nhiều vùng ở Việt Nam;
- Nâng cao hệ số công suất (Cp): Đóng góp quan trọng là việc chứng minh dòng cánh mới có thể đạt hệ số công suất lên tới 50,5%, vượt trội so với các dòng cánh thương mại hiện nay (thường dưới 48%). Điều này mở ra cơ hội khai thác điện gió hiệu quả tại các khu vực vốn được coi là tiềm năng thấp;
- Giải quyết bài toán "nội địa hóa" công nghệ: Luận án cung cấp một quy trình hoàn chỉnh từ thiết kế ngược đến mô phỏng kiểm chứng, giúp các doanh nghiệp trong nước có cơ sở khoa học để tự chủ thiết kế và chế tạo cánh tuabin gió thay vì nhập khẩu nguyên chiếc.

4. Kết luận của luận án có phù hợp với cách đặt vấn đề ở đầu luận án và có đủ sức thuyết phục hay không? Những ưu điểm và thiếu sót, những điểm cần được bổ sung và sửa chữa?

Ở phần đặt vấn đề, tác giả nêu ra 3 rào cản chính: (1) Gió ở Việt Nam thấp, (2) Địa hình phức tạp gây nhiễu loạn, và (3) Sự phụ thuộc vào công nghệ nước ngoài. Tại phần kết luận, tác giả đã giải quyết trọn vẹn các vấn đề này thông qua việc công bố dòng cánh VAST-EPU tối ưu cho vùng gió thấp và mô hình phối hợp giữa mô phỏng GIS-CFD để xử lý địa hình. Các kết luận không dừng lại ở định tính mà được minh chứng bằng số liệu định lượng cụ thể (hệ số đạt 50,5%, sản lượng điện tăng 2,5 lần trong mô phỏng tối ưu). Việc đổi chiêu kết quả mô phỏng với dữ liệu thực tế tại các trang trại gió ở Ninh Thuận và Khánh Hòa giúp các kết luận có độ tin cậy cao.

a) *Ưu điểm của luận án:*

- Luận án đề cập trúng vào "điểm nghẽn" của điện gió Việt Nam là khai thác gió thấp (4,5-6 m/s) và địa hình đồi núi. Điều này có ý nghĩa lớn trong việc hiện thực hóa Quy hoạch điện VIII.
- Phương pháp nghiên cứu hiện đại: Việc kết hợp mô hình GIS (để lấy dữ liệu địa hình chính xác) và CFD (để mô phỏng dòng chảy phức tạp) là một bước tiến so với các phương pháp đánh giá tài nguyên gió truyền thống.
- Làm chủ công nghệ: Luận án cung cấp một quy trình thiết kế hoàn chỉnh, giúp việc nội địa hóa sản xuất cánh tuabin trở nên khả thi hơn, giảm chi phí đầu tư.
- Cân bằng Kỹ thuật - Kinh tế: Tác giả không chỉ tối ưu về sản lượng điện mà còn đưa chỉ số LCOE (chi phí năng lượng bình quân) vào, làm cho nghiên cứu có giá trị ứng dụng cao cho các nhà đầu tư.



b) *Nhược điểm:*

- Các kết quả về dòng cánh mới chủ yếu dựa trên mô phỏng số và dữ liệu tính toán. Nếu có thêm dữ liệu thực nghiệm từ một mẫu cánh thực tế được chế tạo và lắp đặt trên thực địa (field test) trong thời gian dài, tính thuyết phục sẽ tuyệt đối hơn.

- Luận án tập trung sâu vào khí động học (biên dạng cánh). Tuy nhiên, với địa hình nhiễu loạn mạnh tại Việt Nam, các vấn đề về rung động, mỏi vật liệu và độ bền của cánh VAST-EPU cần được phân tích kỹ hơn để đảm bảo tuổi thọ vận hành 20-25 năm.

- Cách đặt vấn đề có nhắc đến biến đổi khí hậu, nhưng phần tính toán tài nguyên gió chủ yếu dựa trên dữ liệu lịch sử. Việc bổ sung các kịch bản biến đổi khí hậu (thay đổi tần suất và cường độ gió trong tương lai) sẽ giúp mô hình tối ưu trang trại có giá trị bền vững hơn.

c) *Các hạn chế và các vấn đề cần bổ sung và sửa chữa của luận án:*

- Mô hình thiết kế cấu hình lắp đặt tuabin (Chương IV) đưa ra các tính toán cụ thể về sản lượng điện (AEP) và tổn thất dòng xoáy (WL). Tuy nhiên, tác giả thừa nhận rằng mô hình này chưa được kiểm chứng bằng dữ liệu thực nghiệm từ các trang trại gió thực tế tại Việt Nam. Do vậy, cần có phương án để thu thập dữ liệu vận hành thực tế nhằm hiệu chỉnh và khẳng định độ chính xác của mô hình lý thuyết Jensen và BEM đang sử dụng.

- Mô hình thiết kế cánh tuabin hiện tại mới chỉ dừng lại ở việc tối ưu hóa biên dạng khí động học để đạt hiệu suất cao nhất. Nghiên cứu chưa xem xét sâu về các vấn đề: Lựa chọn vật liệu chế tạo; Phân tích kết cấu và độ bền mới; Công nghệ chế tạo và khả năng sản xuất thực tế. Do đó, để thiết kế cánh tuabin (đặc biệt là các mẫu cánh mới VAST-EPU) có thể đưa vào sản xuất, cần bổ sung các nghiên cứu về phân tích kinh tế - kỹ thuật, vật liệu composite hoặc in 3D và chi phí sản xuất.

- Một hạn chế lớn của luận án là thiếu dữ liệu thực tế từ các trang trại gió đang vận hành tại Việt Nam để đối chứng với kết quả mô phỏng. Việc bổ sung các số liệu đo đạc thực tế sẽ giúp khẳng định độ tin cậy của mô hình GIS-CFD đã đề xuất.

- Cần làm rõ hơn khả năng đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế (như IEC 61400-1) về tính toàn vẹn cấu trúc của các mẫu cánh thiết kế mới (VAST-EPU) trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt như bão lớn tại Việt Nam.

- Hiện tại, mô hình thiết kế cấu hình trang trại mới chỉ cung cấp các vị trí cụ thể và tính toán sản lượng điện hàng năm (AEP). Cần bổ sung khảo sát chi tiết hiệu ứng luồng gió xoáy (wake effect) theo nhiều hướng gió khác nhau thay vì chỉ tập trung vào một số hướng chính, đồng thời xem xét sự tương tác giữa các loại tuabin khác nhau trong cùng một trang trại.

- Phạm vi nghiên cứu chỉ giới hạn ở **tuabin trực ngang 3 cánh** công suất nhỏ và trung bình. Luận án chưa xem xét toàn diện các loại tuabin khác (như trực đứng) hoặc các cấu hình cánh khác để so sánh hiệu quả trong điều kiện gió thấp đặc thù của Việt Nam.

- Tác giả đặt vấn đề, tác giả nói về các dự án điện gió lớn (quy hoạch điện quốc gia, tuabin lớn), nhưng trong phạm vi nghiên cứu (Mục tiêu), tác giả giới hạn ở "công nghệ phát điện gió sử dụng tuabin trực ngang ba cánh nhỏ" (dưới 100kW). Việc mở rộng quy mô (scaling up) từ cánh 5-10m lên cánh của tuabin MW (dài 50-80m) là một thách thức kỹ thuật lớn chưa được giải quyết trong luận án.

- Có một mâu thuẫn giữa mục tiêu xây dựng mô hình chính xác và khả năng kiểm chứng thực tế. Tác giả khẳng định mô hình có độ tin cậy cao, nhưng đồng thời thừa nhận kết quả ứng dụng vẫn còn hạn chế do thiếu dữ liệu thực nghiệm từ các trang trại gió đang vận hành tại Việt Nam để đối chứng và khẳng định tính đúng đắn của các tính toán.



Các vấn đề cần làm rõ:

1. Tác giả cần làm rõ các biên dạng cánh tối ưu (như S1223) khi đưa vào sản xuất thực tế sẽ sử dụng vật liệu gì? Với hình dạng khí động học phức tạp (độ cong lớn để tối ưu gió thấp), công nghệ chế tạo tại Việt Nam hiện nay có đáp ứng được độ chính xác như trong mô phỏng CFD không?

2. Luận án tập trung mạnh vào phân tích khí động học (hiệu suất phát điện), nhưng một vấn đề rất quan trọng đó là **độ bền cơ học**. Cánh thiết kế cho gió thấp thường mỏng hoặc có hình dạng đặc biệt, vậy trong điều kiện giông bão hoặc gió giật (vốn thường xuyên xảy ra tại Việt Nam) (gió $>35\text{m/s}$ như mô phỏng ở hình 3.10), cánh có chịu được tải trọng mới và tránh được hiện tượng cộng hưởng gây gãy cánh hay không? Ngoài ra, trong luận án tác giả kiểm chuẩn mô hình gió bằng dữ liệu tại Oregon (Mỹ), thay vì một địa điểm tại Việt Nam. Vậy làm thế nào để khẳng định mô hình đúng với điều kiện khí hậu nhiệt đới gió mùa (độ ẩm, nhiệt độ khác biệt) của Việt Nam khi chỉ kiểm chứng bằng dữ liệu ôn đới tại Mỹ?

3. Mâu thuẫn trong luận án cần phải làm rõ:

- Tại **Chương 3 (Thiết kế cánh)**: Tác giả tập trung thiết kế các mẫu cánh nhỏ (đường kính rotor $\sim 10\text{m}$, công suất $<100\text{kW}$) như mẫu VAST-EPU-S1223, nhưng tại **Chương 4 (Thiết kế trang trại)**: Tác giả lại áp dụng mô hình cho các tuabin thương mại công suất lớn (Enercon E103, 2.35MW, đường kính 103m). Như vậy, tác giả cần giải thích sự liên kết và mâu thuẫn giữa hai chương này. Nếu mục tiêu là cải thiện hiệu suất điện gió Việt Nam (quy mô công nghiệp), tại sao lại thiết kế cánh cho tuabin nhỏ? Việc áp dụng biên dạng khí động học của cánh 5m lên cánh dài 50m (của tuabin MW) có khả thi không khi số Reynolds và các yếu tố kết cấu hoàn toàn khác nhau?

Điều này được minh chứng thông qua sự bất cập: Khi tác giả thử áp dụng tuabin nhỏ VAST-EPU-S1223 vào mô hình trang trại, kết quả cho thấy từ hàng tuabin thứ 16 trở đi **không hoạt động được** do gió yếu, và sản lượng điện rất thấp so với tuabin lớn. Điều này đặt ra câu hỏi về tính thực tiễn của giải pháp "tuabin nhỏ" nhưng giải cho bài toán lớn "trang trại gió".

- Thiếu hụt kiểm chứng thực nghiệm (Validation Gap): Mặc dù mô hình mô phỏng có độ tin cậy cao, nhưng thiếu dữ liệu thực tế tại Việt Nam là một điểm yếu lớn: Các kết quả thiết kế cánh (hệ số công suất $C_p \sim 50.5\%$) hoàn toàn dựa trên mô phỏng số (CFD/XFLR5), chưa có mẫu thử vật lý (prototype) nào được chế tạo và thử nghiệm trong hầm gió hoặc thực địa để xác nhận con số này. Nên việc kết luận vẫn hơi chủ quan?

4. Tác giả sử dụng mô hình **Jensen** để tính toán tần thết dòng xoáy. Đây là mô hình đơn giản (tuyến tính), thường chỉ đúng cho địa hình bằng phẳng. Vậy, với địa hình phức tạp, đồi núi như tại Khánh Hòa, dòng gió rất nhiễu động (turbulent). Mô hình Jensen có thể đánh giá thấp tần thết năng lượng thực tế. Tác giả cần biện luận tại sao không sử dụng các mô hình dòng xoáy phức tạp hơn (như mô hình Eddy Viscosity hoặc CFD full-farm) để đảm bảo độ chính xác cho địa hình núi.

5. Tác giả thừa nhận phương pháp PM (Panel Method) bộc lộ nhược điểm lớn khi phân tích khí động học cho các biên dạng cánh phức tạp hoặc khi tốc độ gió tăng lên. Cụ thể, phương pháp này gặp khó khăn trong việc đạt được sự hội tụ tại các góc tấn công (AoA) lớn và có sai số cao hơn nhiều (khoảng 10%) so với phương pháp CFD (khoảng 3%). Điều này tạo ra mâu thuẫn khi tác giả vẫn sử dụng PM để đánh giá ban đầu cho các mô hình cánh tiềm năng.

- Mô hình thiết kế cấu hình trang trại mới chỉ dừng lại ở việc cung cấp các vị trí cụ thể và tính toán sản lượng điện (AEP) dựa trên một số cấu hình định sẵn. Tác giả thừa nhận chưa xem xét toàn diện sự tương tác giữa các loại tuabin khác nhau và chưa khảo sát chi tiết hiệu ứng luồng gió xoáy (wake effect) theo nhiều hướng gió khác nhau, điều này có thể làm giảm độ chính xác của kết quả tối ưu hóa trong điều kiện gió thực tế thay đổi liên tục.

Việc hoàn thiện các nội dung này không chỉ giúp lấp đầy các "khoảng trống nghiên cứu" mà tác giả đã chỉ ra mà còn nâng cao giá trị thực tiễn của luận án trong việc hỗ trợ các nhà đầu tư và cơ quan quản lý điện lực tại Việt Nam.

5. Đánh giá về sự trùng lặp của luận án so với các đồ án, luận văn, luận án hay công trình khoa học đã công bố trong và ngoài nước? Cần khẳng định luận án có trùng lặp hay không trùng lặp? Nếu trùng lặp, đề nghị ghi rõ tên, nhà xuất bản, năm xuất bản của tài liệu đã công bố.

Theo người đọc, luận án không bị trùng lặp quá 20% so với các công trình đã công bố trước đây. Điều này được minh chứng thông qua các kết quả mà đã được nghiên cứu sinh công bố tại các tạp chí uy tín trong nước và quốc tế.

6. Chất lượng và số lượng những bài báo khoa học đã được nghiên cứu sinh công bố, khẳng định sự phù hợp về nội dung của chúng với nội dung luận án. Nhận xét về vị thế khoa học của các diễn đàn, nơi các bài báo được công bố có đáp ứng yêu cầu đối với luận án tiến sĩ?

Theo tài liệu mà người đọc nhận được, trong thời gian thực hiện luận án từ năm 2022-2025, nghiên cứu sinh đã công bố các bài báo trên các tạp chí uy tín trong và ngoài nước. Các bài báo mà tác giả công bố đều thuộc danh mục tính điểm của hội đồng chức danh giáo sư nhà nước. Nội dung các bài báo theo người đọc là hoàn toàn phù hợp với nội dung của luận án. Về chất lượng bài báo, người đọc nhận thấy là hoàn toàn phù hợp.

7. Tính trung thực trong việc trích dẫn các công trình đã được nghiên cứu sinh công bố trong và ngoài nước, tài liệu tham khảo

Các tài liệu trích dẫn trong luận án là phù hợp, đầy đủ và trung thực.

8. Kết luận:

a. Cần khẳng định luận án có đáp ứng đầy đủ yêu cầu về nội dung và hình thức đối với một luận án Tiến sĩ hay không?

Nội dung của luận án hoàn toàn đáp ứng đầy đủ yêu cầu về nội dung và hình thức của một luận án Tiến sĩ.

b. Bản tóm tắt có phản ánh trung thực nội dung luận án hay không?

Theo người đọc, bản tóm tắt luận án, phản ánh trung thực nội dung của luận án.

c. Có đồng ý cho NCS đưa luận án ra bảo vệ tại Hội đồng cấp Trường để nhận học vị Tiến sĩ hay không?

Tôi đồng ý để cho NCS được đưa luận án Tiến sĩ ra bảo vệ Hội đồng cấp trường để nhận học vị Tiến sĩ. Tuy nhiên, cần phải làm rõ các vấn đề nêu ra tại mục 4 của nhận xét này.

Hà Nội, ngày 10 tháng 01 năm 2025
Người nhận xét



Đặng Quốc Vinh

Y HƯƠNG