



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

석사학위논문

제주 대정 해상풍력 자원평가 및
풍력터빈 Class 선정

제주대학교 대학원

풍력공학부 풍력기계시스템전공

김 병 택

2018년 8월

제주 대정 해상풍력 자원평가 및 풍력터빈
Class 선정




指導教授 高 炅 男

金 炳 澤

이 論文을 風力工學部 碩士學位 論文으로 提出함

2018 年 8 月

金炳澤의 風力工學部 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 김병석 
委 員 고경남 
委 員 최종필 

濟州大學校 大學院 風力工學部

2018 年 8 月

Offshore wind resource assessment and wind turbine class determination off the coast of Daejeong, Jeju Island

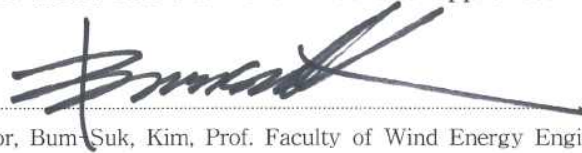
Byeong-Taek Kim

(Supervised by professor Kyung-Nam Ko)

A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement for the
degree of Master of Science

2018 . 8 .

This thesis has been examined and approved.



Thesis director, Bum-Suk, Kim, Prof. Faculty of Wind Energy Engineering



Thesis director, Kyung-Nam Ko, Prof. Faculty of Wind Energy Engineering



Thesis director, Jong-Chul Huh, Prof. Mechanical Engineering

.....
Date

Faculty of Wind Energy Engineering

Graduate School

Jeju National University

목 차

List of figures	iii
List of Tables	v
Abstract	vi
I. 서 론	1
1. 연구배경	1
2. 연구동향	5
3. 연구목적	7
II. 분석조건	9
1. 테스트 사이트	9
2. 대정 해상 기상탑	10
III. 풍력자원 평가	14
1. 풍속	14
1) 평균풍속 및 와이블 분포	14
2) 일별 및 월별 풍속	16
2. 풍향 및 에너지밀도	18
3. 난류강도	19
4. 윈드시어	21
5. 공기밀도	24

IV. 장기간 풍력자원 예측	25
1. 자동기상관측장비 및 재해석 데이터	25
2. MCP 방법을 이용한 장기간 풍력자원 평가	28
V. 풍력터빈 클래스 선정 및 연간에너지생산량 추정	31
1. 풍력터빈 클래스 선정	31
1) 극한풍속에 따른 클래스 선정	31
2) 난류강도에 따른 클래스 선정	34
2. 연간에너지생산량 및 설비이용률 추정	37
3. 지형평가	41
VI. 결 론	46
참고문헌	48

List of figures

Fig. 1 The trilemma : economy, energy, environment	1
Fig. 2 Proportion of renewable energy to total power	2
Fig. 3 ‘Renewable energy 3020’ goals for provision of facilities	2
Fig. 4 Renewable energy resource map system(RES) of JEJU island	3
Fig. 5 Location of wind measurement site	9
Fig. 6 View of met mast off the coast of Daejoeng	10
Fig. 7 Schematic of the offshore met mast	11
Fig. 8 Weibull distribution at Daejeong offshore site	15
Fig. 9 Diurnal wind speed variation at Daejeong offshore site	16
Fig. 10 Monthly wind speed variation at Daejeong offshore site	17
Fig. 11 Wind rose and energy rose	18
Fig. 12 Turbulence intensity for the normal turbulence model(NTM)	19
Fig. 13 Turbulence intensity analysis at Daejeong offshore site	20
Fig. 14 Variation of the wind shear exponent at day & night	22
Fig. 15 Variation of the wind shear exponent at season	22
Fig. 16 Month-to-month variation in air density	24
Fig. 17 Comparison of concurrent wind speed data at ERA-I and offshore met-mast	26
Fig. 18 Comparison of concurrent wind speed data at MERRA-2 and offshore met-mast	27
Fig. 19 MCP regression 30yr annual average wind speed [m/s]	30

Fig. 20 Estimation of extreme wind speeds with Gumbel distribution	33
Fig. 21 Power curve of Hyosung 5 MW wind turbine	38
Fig. 22 Thrust curve of Hyosung 5 MW wind turbine	38
Fig. 23 Power curve of Siemens 4 MW wind turbine	39
Fig. 24 Thrust curve of Siemens 4 MW wind turbine	39
Fig. 25 Topographic characteristics of Daejeong	41
Fig. 26 Wind speed variation of 100m height at 90 degrees	43
Fig. 27 Side view on wind speed variation from hill to no. 10 wind turbine	44
Fig. 28 Turbulence intensity variation of 100m height at 90 degrees ..	44
Fig. 29 Side view on turbulence intensity variation from hill to no. 10 wind turbine	45

List of tables

Table 1 Component of offshore met mast	12
Table 2 The specification of sensors	12
Table 3 The description of sites and measurement conditions	13
Table 4 Measured mean wind speed and weibull parameters	15
Table 5 Terrain surface characteristics	23
Table 6 Quality of reference data for MCP application	25
Table 7 Result of regression MCP data	29
Table 8 Wind classification of NREL	29
Table 9 Basic parameters for wind turbine classes	31
Table 10 Turbulence intensity by the distance for Hyosung 5MW wind turbine (Hub height: 100.5 m, Rotor diameter: 139 m)	36
Table 11 Turbulence intensity by the distance for Siemens 4MW wind turbine (Hub height: 100.5 m, Rotor diameter: 130 m)	36
Table 12 Specification of Hyosung and Siemens wind turbines	37
Table 13 Estimation of AEP and C.F.	40
Table 14 Parameters used for WindModeller simulation	42

Abstract

Offshore wind farms have been constructed mainly around European countries since they are eco-friendly and have less complaints from neighbors. Although there are some offshore met masts and offshore wind turbines around Jeju Island, South Korea, there have not been research results on offshore wind resources around Jeju Island on the basis of the wind data from an offshore met mast. In this thesis, offshore wind resource assessment off the coast of Daejeong region, Jeju Island, was performed using the wind data measured by anemometers on a 111.5 m tall offshore met mast, which is 1.5 km away from the coast of Daejeong region. The appropriate wind turbine design class was estimated in accordance with the regulations of International Electrotechnical Commission (IEC) 61400-1 ed. 3.

One-year wind data was analyzed to clarify offshore wind characteristics at the position of the offshore met mast, and then the Measure-Correlate-Predict (MCP) method was applied to estimate long-term wind conditions, for which 30-year Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2) reanalysis data was used. In addition, wind turbine classes suitable for the site were determined by considering onsite extreme wind speed and effective turbulence intensity derived from ambient turbulence and the wake behind wind turbines. The AEP and the CF were also estimated using power curves from Hyosung 5 MW wind turbines and Siemens 4 MW wind turbines.

As a result, it is estimated that the average wind speed and the wind power density at 100.5m height were 7.96 m/s and 581W/m², respectively. In other words, Daejeong offshore site is the wind class of

four meaning abundant offshore wind resource based on National Renewable Energy Laboratory (NREL) wind classification. The extreme wind speed with a return period of 50 years was 40.6m/s at 100.5m, which means wind turbine design class II for the Daejeong offshore site. The turbulence intensities of A, B and C were estimated for 3 rotor diameter (3D), 4D and 5D of Hyosung 5 MW wind turbines, while those of B and Cs were predicted for 3D and the others of Siemens 4 MW wind turbines. For the Hyosung 5MW wind turbine, net AEP and net CF were 17,023 MWh and 38.45%, respectively, while for the 4MW Siemens wind turbine, those were 14,143 MWh and 40.54%, respectively. These CF values are met the requirements for offshore wind farms designated by the regulations of Jeju local government.

I. 서론

1. 연구배경

지속적인 경제 성장으로 인해 에너지 소비는 불가피하며, 에너지생산에 따른 환경오염으로 인해 온실효과 및 지구온난화 등 같은 기상 이변현상이 발생하다. 이는 복잡한 인과관계인 트라이렘마 (Trilemma)관계로 발전하게 된다 [1]. 이러한 문제를 해결하기 위해 세계 각국에서는 청정에너지 보급·확산 정책을 추진하고 있으며, 세계의 신재생에너지 1차 에너지 비중은 2016년 1.6 % 수준에서 2040년 6.4 %까지 크게 증가할 것으로 전망하고 있다 [2].

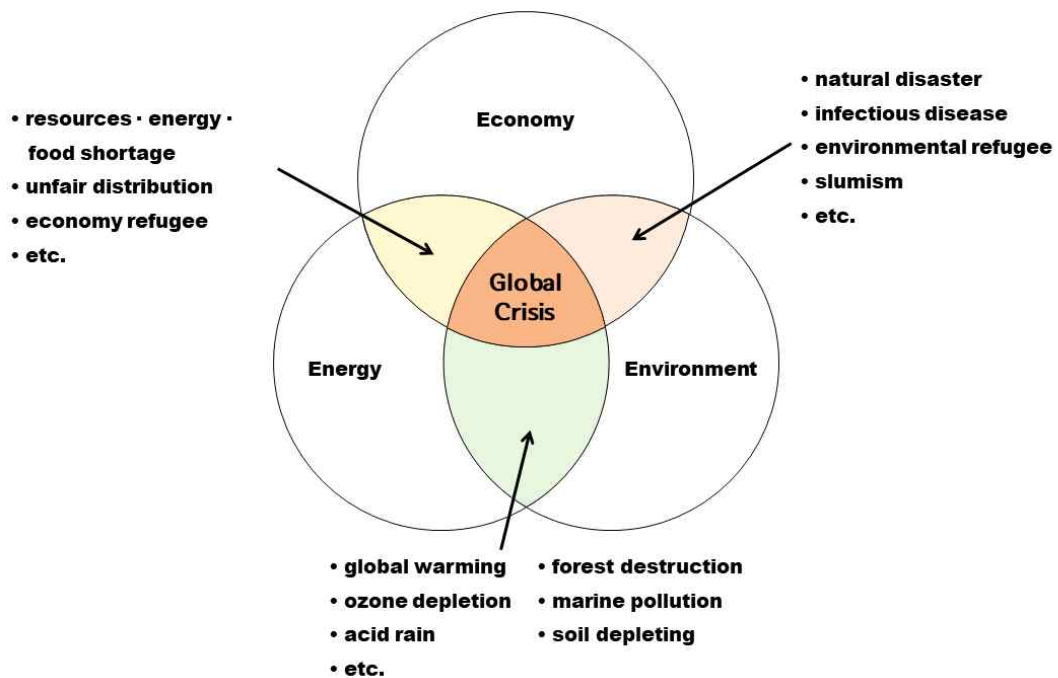


Fig. 1 The trilemma : economy, energy, environment [1]

대한민국 정부는 ‘신재생에너지 3020 계획’ 을 발표하며 에너지 정책방향을 태양광과 풍력에너지를 중심으로 재생에너지 확대를 추진하고 있다.

전체 전력 중 재생에너지 발전 비중을 Fig. 2와 같이 2017년 7.6%에서 2030년 20%로 확대할 계획을 발표하였으며, 그 중 풍력은 Fig. 3과 같이 2017년 1.2 GW 수준에서 2030년 17.7 GW까지 대폭 확대할 보급목표를 세우고 있다 [3].

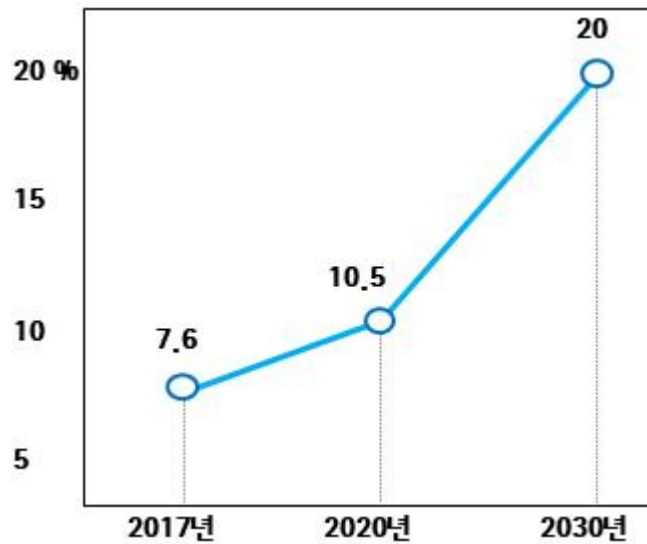


Fig. 2 Proportion of renewable energy to total power [3]

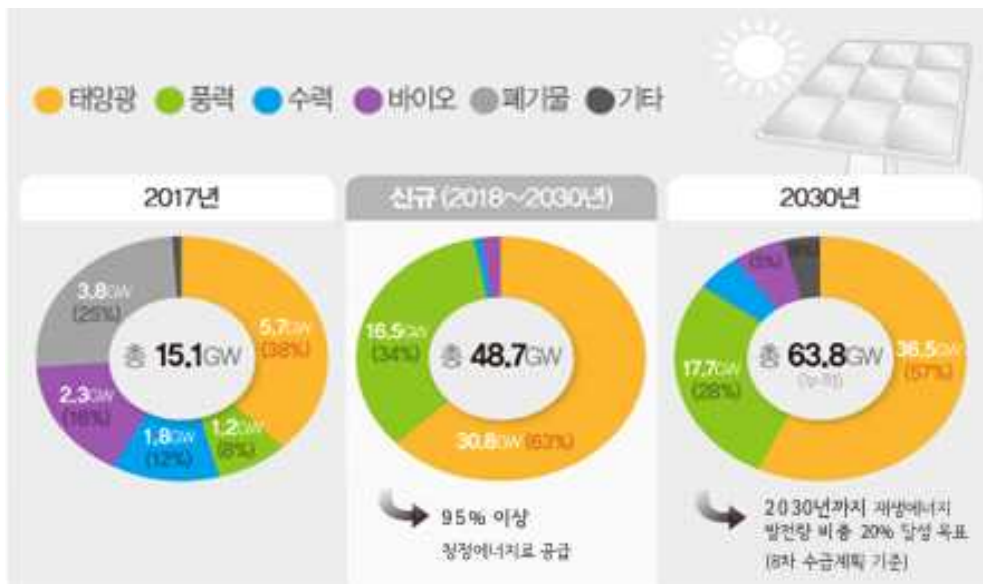


Fig. 3 'Renewable energy 3020' goals for provision of facilities [3]

대규모 풍력발전단지를 건설하기에 앞서 대한민국의 바람특성에 따른 풍력발전예정지역 선정이 필요하다. 기존 연구에 의하면 대한민국의 백두대간 및 지리산, 금정산 등 고산지대에 연평균 풍속 6 m/s 이상의 고풍속의 풍부한 바람자원을 가지고 있다 [4].

하지만 대한민국 면적의 70 %가 산악지역이기 때문에 대규모 풍력단지를 건설하기 위한 육상의 가용면적에는 한계가 있다. 이에 따라, 삼면이 바다로 되어 있는 대한민국의 특성을 이용하여 대규모 해상 풍력발전단지 건설이 추진 될 것으로 전망된다.

또한, 한국에너지기술연구원 [5]에 의해 개발된 풍력자원 정보체계인 국가 바람지도에 따르면 남해안 및 서해안 도시지역 및 연안, 제주도 일대의 연평균 풍속이 6 m/s 이상으로 국내 해상풍력발전의 전망이 높은 것으로 나타난다.

제주지역은 Fig. 4와 같이 한라산을 중심으로 대부분의 지역이 7 m/s 이상의 바람자원을 가지고 있으며, 대정 지역 남쪽에 약 8 m/s의 고풍속 바람지역을 포함하여 4면의 해상이 풍력발전단지 개발에 적합한 우수한 풍력자원을 가지고 있다 [5].

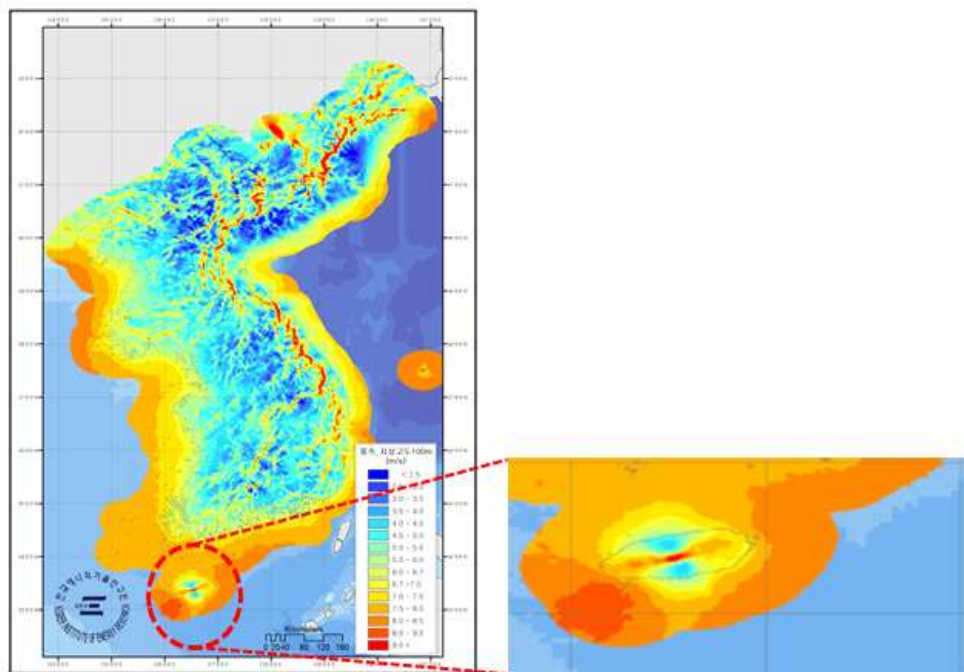


Fig. 4 Renewable energy resource map system(RES) of JEJU island [5]

현재, 국내에서 운영 중인 해상 풍력발전단지는 유일하게 제주도 한림지역에서 35 MW 용량의 탐라해상풍력이 운영 중에 있으며 [6], 계속하여 제주도 내 해상 풍력발전단지를 건설할 계획을 갖고 있다. 제주특별자치도는 ‘카본프리 아일랜드 제주 2030’의 추진을 통해 에너지 자립을 위한 산업모델을 개발하고 있으며, 지속가능한 제주형 해상풍력발전단지 지구 지정 및 발전 방안 모색을 통해 2030년까지 풍력발전을 총 2.35 GW 개발하여 전력수요에 대한 대체 계획을 모색하고 있다 [7].

이를 위해 제주형 해상풍력발전단지 지구 지정이 계획 및 완료된 지역의 신뢰성 높은 해상 풍력자원분석이 필요하다.

하지만, Fig. 4와 같은 국내의 바람자원 지도는 해상에 실제로 설치된 기상탑 데이터로부터 도출된 것이 아닌, 인공위성 데이터를 재해석한 데이터로부터 분석된 결과로서 해상 풍력단지 설계를 위해서 활용될 수 없다. 이에 따라, 해상 풍력발전단지 건설 예정지역에 해상 기상탑을 설치하여 실제 측정된 데이터로부터 정확한 바람자원을 분석할 필요가 있다.

2. 연구동향

전 세계적으로 풍력단지 설계를 위한 풍력자원평가 연구가 다양하게 수행되어 왔다. 풍력자원평가에 대한 연구는 대부분 육상풍력단지 개발을 위해 많이 수행되어왔지만 대규모 풍력단지 개발을 위해 해상의 풍력자원평가에 대한 필요성이 증가하고 있다.

이와 같이 풍력단지 개발을 위한 연구는 국내외적으로 수행되어 왔으며 육상 및 해상 풍력자원평가 뿐만 아니라 환경성 평가, 관련 지역주민간의 갈등에 대해 사회적 수용성을 고려한 정책 추진방향 [8] 및 대한민국의 적합한 해양공간계획 체계의 정비 방향에 대해 연구하였다 [9].

국내의 경우, 오기영 등 [10]은 해상 기상탑으로부터 측정된 바람 데이터를 활용하여 국내 남서부 해안의 풍력자원을 추정하였으며, 육상에서 측정된 두 개 지점의 참조 데이터를 이용하여 장기간 풍속을 예측하였다. 또한, 와이블 분포 (Weibull distribution), 윈드시어 (Wind shear), 난류강도 (Turbulence intensity) 등의 바람조건을 분석하였으며, 연간에너지생산량 (Annual energy production, AEP), 설비이용률 (Capacity factor, CF)를 포함한 풍력에너지의 잠재력을 평가하였다. 장재경 등 [11]은 QuikSCAT 위성 관측자료를 이용하여 한반도 연안의 풍력자원 평가를 하였으며, 멱법칙 (Power law) 방법을 사용하여 해수면으로부터 10 m에서 측정된 풍속을 80 m 높이의 풍속으로 외삽 (extrapolate)하였다. 또한 특정 4개 지점을 연구지역으로 선정하여 풍속, 풍향, 풍력에너지밀도의 변화를 분석하였으며, 연구결과를 토대로 각 지역의 풍력 발전 설계 전략을 제안하였다.

서해안의 5개 지점의 1년간의 풍속 자료를 분석하여 서해안의 풍력에너지밀도 산정을 위한 연구를 진행하였으며, 서해안을 기점으로 북쪽에서 남쪽으로 갈수록 풍력에너지밀도가 높다는 연구도 수행하였다 [12].

중규모 수치기상예측을 활용한 1 km 해상도의 한반도 풍력자원지도를 한국에너지기술연구원(Korea Institute of Energy Research, KIER)에서 구축하였다 [13]. 환경부에서는 육상풍력 발전단지의 개발가능지역에 대한 연구를 진행하였으며, 한국에너지기술연구원에서 이론적으로 설치 가능한 풍력 설비용량에 대해

환경입지를 고려한 연구를 수행하였다 [14, 15].

또한, 김태운 등 [16]은 풍력자원분석 뿐만 아니라 실제 건설 예정지역의 운영 시나리오를 기반으로 사회적·환경적 영향에 대한 연구를 수행한 해상 풍력발전 단지에 대한 가이드라인을 제시하였다.

해외의 경우, Ucar and Balo [17]는 터키에 위치한 여섯 지점의 기상 관측소에서 측정된 바람 데이터로부터 4가지 타입의 풍력터빈들의 연간에너지생산량을 산출하였다. 유사한 연구사례로, Keyhani 등 [18]은 3시간 간격으로 측정된 장기간 풍황 데이터를 사용하여 이란의 테헤란에 대한 잠재적 풍력자원에 대해 분석하였으며, 와이블 분포 모델을 기반으로 풍력 밀도를 계산하였다.

Schwartz 등 [19]은 국토지리정보시스템 (Geographic Information System, GIS)의 데이터베이스로부터 수심, 해안으로부터의 이격거리 등을 고려하여 미국 전 지역의 해상 풍력자원을 평가하였다. 또한 GIS 데이터베이스는 주기적으로 업데이트되어 쉽게 활용이 가능하며, 풍력 발전단지 개발자가 대상지의 잠재적 풍력 자원평가에 대해 평가에 사용이 유용하다는 것을 나타냈다.

Gorsevski 등 [20]은 GIS-based의 다중기준평가(multi-criteria evaluation)를 이용한 풍력발전단지의 타당성에 대해 연구하였다. 이는 공간정보요소로서 풍속, 조류서식지로 부터의 거리, 토지, 교통시설, 송전선로의 접근성, 인구밀도, 토양을 이용한 민감도 분석에 대해 연구하였다.

Chiang 등 [21]은 미국의 미시간 호수지역에 해상풍력단지의 투자비용과 경관비용을 산출하여 수심 및 해안과의 이격거리를 고려한 경제성 분석을 진행하였다.

3. 연구목적

풍력발전단지 개발 시, 사업 타당성 평가를 위해서는 개발대상 지역의 정확한 높이별 바람자원 분석결과가 필요하다. 이를 위하여 기상탑을 설치하고 1년 이상의 바람자원이 측정되어야 한다. 풍력 에너지는 풍속의 세제곱에 비례하므로 정확한 풍속 측정은 연간에너지생산량 예측 결과 및 예비 타당성 조사 결과의 신뢰성에 미치는 영향이 매우 크다.

풍력발전단지의 건설을 위해서는 바람자원 평가 결과를 바탕으로 풍력터빈 최적배치와 풍력터빈 모델 별 수익성을 고려한 경제성 평가를 수행하게 되어있다. 이를 위해 풍력터빈의 수명인 20년간의 바람자원 관측데이터가 필요하나, 풍력발전단지 개발 전 사전조사에 20년이라는 관측기간을 투자하기에는 현실적으로 불가능하다. 더욱이, 해상 풍력발전 예비 타당성 조사를 위한 기상탑 설치에도 많은 시간과 비용이 소모되기 때문에 아직까지 국내에서 설치하고, 실제 측정된 바람 데이터를 분석한 연구사례가 별로 없다.

본 연구는 제주도 대정 연안에서 1.5km 떨어진 지점에 설치된 대정 해상 기상탑 실측 데이터를 활용한 신뢰성 높은 제주 대정 해상 풍력자원분석을 목적으로 연구를 수행하였다. 본 연구의 방법은 1) 실제 측정된 해상 기상탑 데이터를 사용하여 해상 풍력자원평가 시에 해상 풍력자원평가의 신뢰성을 떨어뜨릴 수 있는 불확실성 요소를 제거하고, 2) 바람자원의 연간 변동성을 고려하기 위해 30년 MERRA-2 재해석 데이터를 이용한 MCP 방법을 사용하여 장기간 바람 데이터를 생성한다. 3) 대정 해상 기상탑을 활용한 대정 해상의 풍력 클래스 선정 및 국제표준 IEC 61400-1 ed.3에 따른 극한풍속 및 난류강도를 고려한 풍력터빈 클래스를 선정하였고, 연간에너지생산량 및 설비이용률을 추정한다. 또한, 4) 제주 대정 주변 지형 및 오름 등이 풍력 터빈에 미치는 영향을 확인한다.

II 장에서는 테스트 사이트와 해상 기상탑의 특성에 대해 소개한다.

III 장에서는 1년간의 해상 기상탑 데이터로부터 와이블 분포, 난류강도, 윈드 쉬어 공기밀도 등 풍력자원을 분석한다.

IV 장에서는 AWS 및 재해석데이터를 사용하여 장기간 풍력자원 예측에 사용의 적합성을 결정하기 위해 기상탑과 상관성 분석을 하였고, MCP 방법을 이용

한 장기간 풍력자원 분석을 수행하였다.

V 장에서는 풍력터빈 클래스 선정, 연간에너지생산량 및 설비이용율 추정에 대한 분석을 하였다. 또한, Windmodeller S/W를 활용하여 주변 지형이 풍력발전단지에 미치는 영향을 분석하였다.

II. 분석 조건

1. 테스트 사이트

제주도는 한반도 남부 해안에 위치하고 있으며, 1950m 높이의 한라산을 중심으로 사면이 바다인 화산섬이다. 주풍향은 북서풍이며 제주도 전 지역에 걸쳐 풍부한 바람자원을 가지고 있다. Fig. 5는 제주도 대정지역의 위치 및 대정 해상 기상탑, 참조 데이터인 MERRA(Modern-era retrospective and applications)의 위치를 나타낸다. 본 연구에서 해상 풍력자원 평가를 위한 기상탑의 실측지점은 제주특별자치도 서귀포시 대정읍 해상에 설치되어 있으며, 대정 연안으로부터 약 1.5 km 남서쪽으로 위치하고 있다.

그리고 장기간 풍력자원 예측을 위해 대정 해상 기상탑으로부터 남쪽으로 약 23 km 거리에 MERRA-2 데이터가 활용되었다.

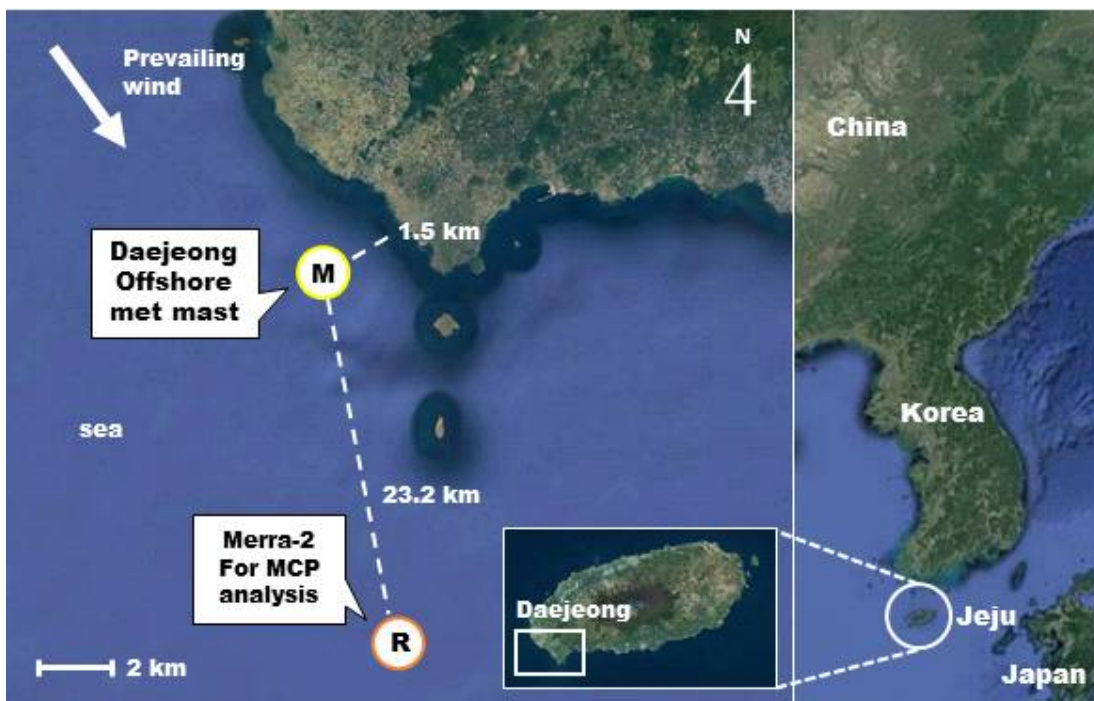


Fig. 5 Location of wind measurement site

2. 대정 해상 기상탑

Fig. 6은 본 연구를 위해 설치된 대정 해상 기상탑을 나타낸다. 하부구조물은 자켓 (Jacket) 형식이며, 라티스 (Lattice) 형식의 111.5 m 높이 기상탑이다. 8개의 풍속계 (Wind anemometer)와 5개의 풍향계 (Wind vane)가 설치되어 있으며, 이외에 기상 특성을 측정하기 위하여 온도계 (Thermometer)와 습도계 (Hygrometer)가 설치되어 있다.



Fig. 6 View of met mast off the coast of Daejoeng

측정용 기상탑과 계측장비에 대한 위치에 대한 정보를 표시하기 위해 Fig. 7 에서는 위치에 따른 번호를 표시하였으며, 높이 및 부품에 대한 정보는 Table 1 에 나타낸다. Table 2에 측정 센서들 중 풍속계와 풍향계에 대한 상세 정보를 나타낸다.

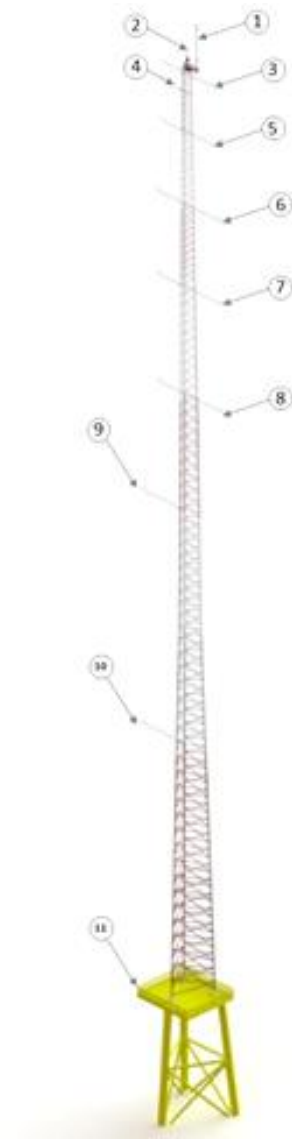


Fig. 7 Schematic of the offshore met mast

Table 1 Component of offshore met mast

Item #	Component
1	Lighting catcher
2	111.5m : anemometer
3	106.5m : anemometer / wind vane
4	103.5m : Temperature / humidity / barometer
5	100.5m : anemometer / wind vane
6	92.5m : anemometer / wind vane
7	82.5m : anemometer / wind vane
8	72.5m : anemometer / wind vane
9	62.5m : anemometer
10	32.5m : anemometer
11	12.5m : Jacket

Table 2 The specification of sensors

Items	Description	
	Anemometer	Wind vane
Model	Thies First class	Thies First class
Measurement range	0 ~ 75 m/s	0 ~ 360 °
Accuracy	0.2 m/s	1.5 °
Stating threshold	0.3 m/s	0.2 m/s
Operation temperature	-50℃ ~ +80℃	-50℃ ~ +80℃

Table 3은 본 연구를 위해 활용된 대정 해상 기상탑 데이터의 분석조건을 나타낸다. 100.5 m, 72.5 m, 32.5 m 세 개 높이의 풍속 데이터가 분석되었으며, 100.5 m, 72.5 m 높이의 풍향 데이터가 활용되었다. 2015년 7월 1일부터 2016년 6월 30일까지 1년간의 10분 평균 데이터가 활용되었으며, 데이터 회수율은 100 %였다.

Table 3 The description of sites and measurement conditions

Items	Description
Location	33.19 ° N, 126.28 ° E
Time sampling	10 minutes
Measurement period	1 July 2015 – 30 June 2016 (1 year)
Measurement height of analyzed wind speed	100.5 m, 72.5 m, 32.5 m
Measurement height of analyzed wind direction	100.5 m, 72.5 m
Number of data	52,704
Data recovery rate	100 %

Ⅲ. 풍력자원 평가

1. 풍 속

1) 평균풍속 및 와이블 분포

와이블 분포 (Weibull distribution)는 풍력발전단지 설계를 위한 예비 타당성 평가를 위해 잠재적 풍력 에너지 및 평균 풍속을 계산하기 위한 풍속의 도수 분포로 많이 사용되며, 두 개의 파라미터인 c 와 k 로 구성된다. 여기서, c 는 척도계수(scale parameter)로서 단위는 m/s이며, 풍속의 세기를 결정한다. k 는 형상계수(shape parameter)로서 단위가 없는 무차원수(dimensionless number)이며 분포 곡선의 형상을 결정한다. 와이블 분포는 확률 밀도함수 (Probability density function, PDF)와 누적분포 (Cumulative distribution function, CDF)로 나타낼 수 있으며, 다음과 같이 표현할 수 있다 [22, 23].

$$PDF = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

$$CDF = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$

와이블 분포를 도출하기 위한 다양한 방법이 있지만 와이블 분포에 대한 연구 사례를 살펴본 결과, 와이블 파라미터를 구하기 위해 정확도가 높다고 보고된 최우도법(Maximum likelihood method, MLM)를 본 연구를 위해 사용하였다 [24]. Fig. 7에 각 높이 별 와이블 분포 분석 결과를 나타내었으며, Table 4에 높이 별 평균풍속과 와이블 분포 파라미터 분석 결과를 나타내었다.

평균풍속 분석 결과, 100.5m 높이에서 7.61 m/s이었으며, 72.5 m와 32.5 m 높이에서 각각 7.29 m/s, 6.88 m/s이었다. 측정 높이가 높을수록 고풍속의 바람이 우세하며 낮아질수록 풍속이 낮아짐을 확인할 수 있다.

와이블 분포 분석결과, 와이블 파라미터 c 값은 100.5 m에서 가장 높았으며, 측정높이가 낮아질수록 c 값은 낮아졌다. 반면에 k 값은 거의 비슷한 경향을 보였다. Fig. 8에서 100.5 m 높이와 32.5 m 높이의 와이블 분포를 비교하였을 때, 32.5 m 높이에 비해 100.5 m 높이에서 고풍속의 빈도가 더 높으며, 저풍속의 빈도가 적음을 확인할 수 있다.

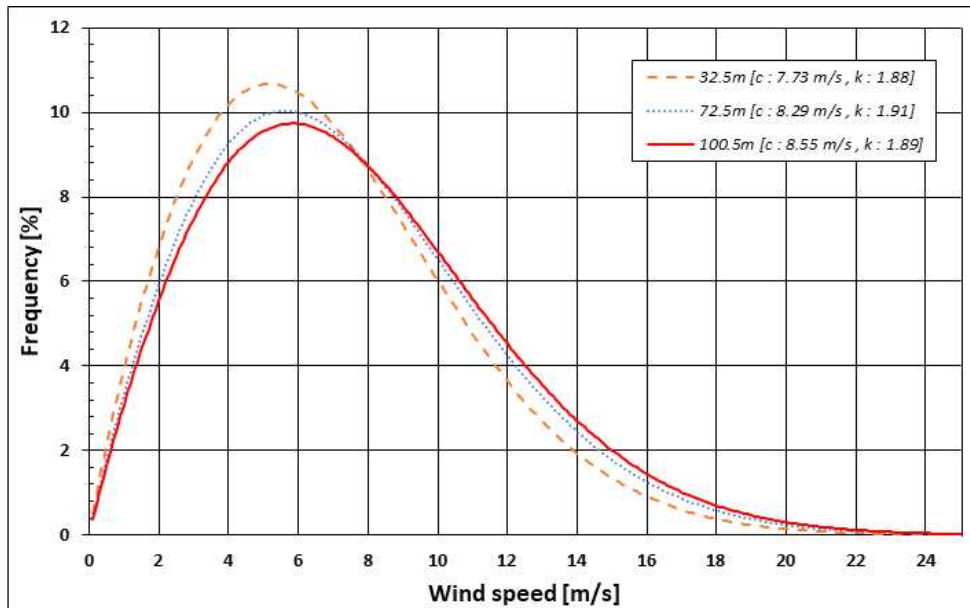


Fig. 8 Weibull distribution at Daejeong offshore site

Table 4 Measured mean wind speed and weibull parameters

Height [m]	Mean wind speed [m/s]	c of weibull parameteer	k of weibull parameteer
100.5m	7.61 m/s	8.55	1.89
72.5m	7.39 m/s	8.29	1.91
32.5m	6.88 m/s	7.73	1.88

2) 일별 및 월별 풍속

Fig. 9는 측정기간 동안 대정 해상 기상탑 데이터의 시간 별 평균풍속 변화를 나타낸다. 측정높이가 높을수록 고풍속의 바람이 부는 것을 알 수 있지만, 세 측정 높이의 평균풍속은 비슷한 경향을 보였다. 6시 정도에 100.5 m 높이에서 7.7 m/s, 72.5 m 높이에서 7.2 m/s, 32.5m 높이에서 6.8 m/s로 평균풍속이 가장 낮았으며, 오후 3시 정도에 가장 높았다. 8시부터 15시까지 풍속이 꾸준히 상승하여 15시 정도에 100.5 m 높이에서 8.1 m/s, 72.5 m 높이에서 8.0 m/s, 32.5m 높이에서 7.8 m/s로 가장 높았으며, 15시부터 일정한 풍속을 보였다. 육상에 비해 해상의 낮 시간에 풍속이 높은 이유는, 지표부근의 온도가 육상에 비해 해상이 빨리 올라 대기가 불안정하여 상층의 공기가 서로 섞이기 때문이다 [25].

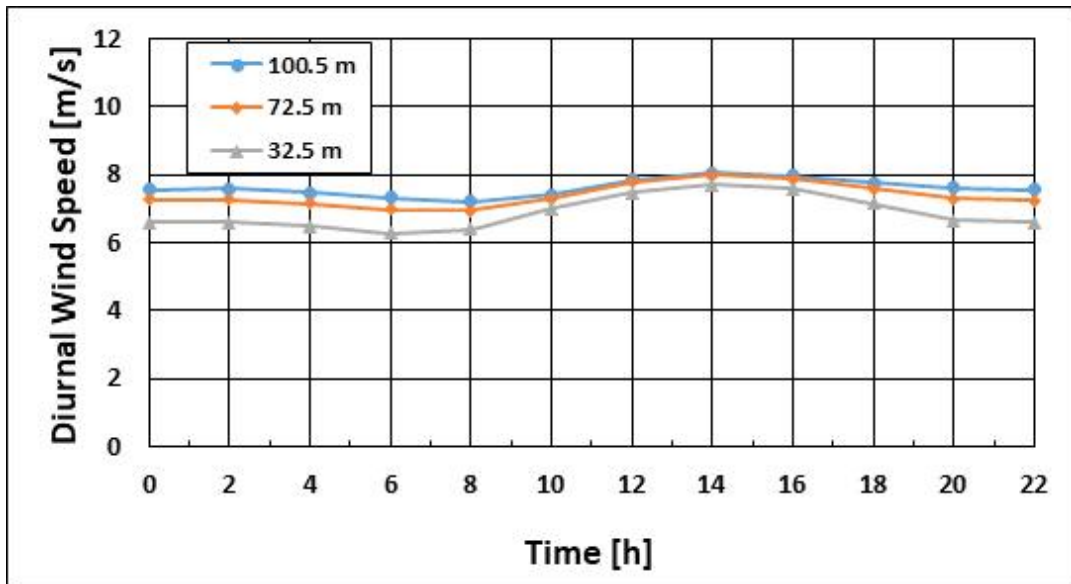


Fig. 9 Diurnal wind speed variation at Daejeong offshore site

Fig. 10은 측정기간 동안 대정 해상 기상탑 데이터의 월별 평균풍속 변화를 나타낸다. 월별 평균풍속의 변화 또한 시간 별 평균풍속의 변화같이 측정 높이가 높을수록 고풍속의 바람이 측정되었으며, 세 측정 높이의 평균풍속은 비슷한 경향을 보였다. 8월에 가장 낮은 평균풍속을 보였으며, 100.5 m 높이에서 5.4 m/s, 72.5 m 높이에서 5.2 m/s, 32.5m 높이에서 4.8 m/s로 평균풍속이 가장 낮았으며, 2월에 100.5 m 높이에서 10.3 m/s, 72.5 m 높이에서 10.1 m/s, 32.5m 높이에서 9.6 m/s로 평균풍속이 가장 높았다. 겨울철에는 평균풍속이 대체적으로 높으며, 여름철에는 상대적으로 낮다. 즉, 여름에 풍속이 낮으며 겨울에 풍속이 높았다. 이는 계절풍 기후에 속하는 한국의 전형적인 특성으로 겨울철은 시베리아 고기압의 영향으로 인해 풍속이 높은 것으로 판단된다.

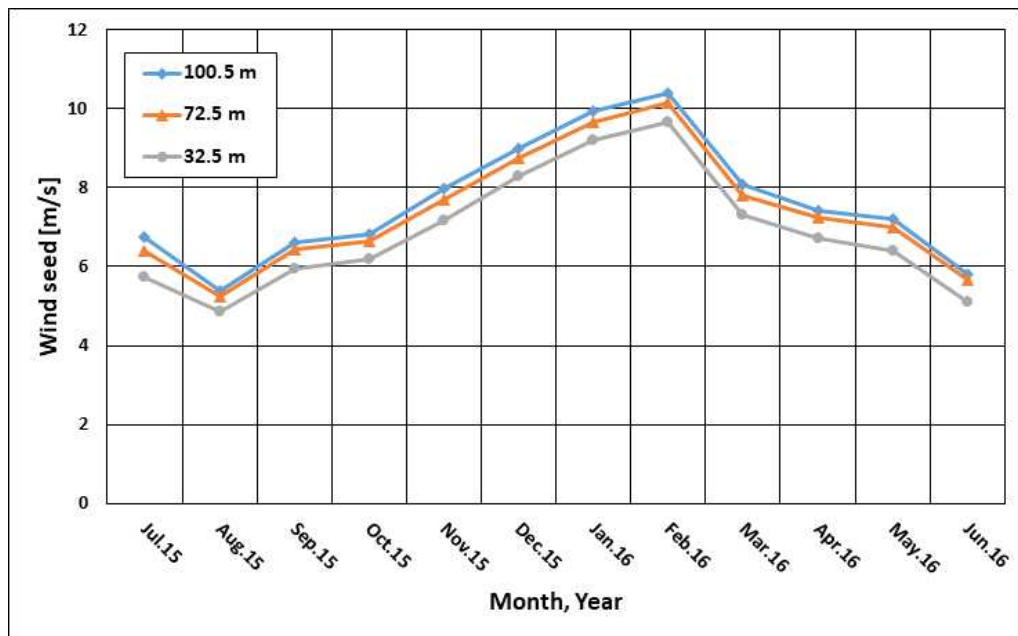


Fig. 10 Monthly wind speed variation at Daejeong offshore site

2. 풍향 및 에너지밀도

Fig. 11은 대정 해상 기상탑의 풍향 (Wind frequency)과 에너지 밀도 (Energy density)에 대한 바람장미 (Wind rose)를 나타낸다. 바람장미는 기상탑을 기준으로 12방위로 분석되었다.

1년간의 바람 데이터 분석 결과는 주풍향이 북서풍이지만, 북쪽에서 바람 빈도가 가장 높았다. 북쪽으로부터 북북서쪽 사이에 100.5 m에서 북쪽은 22.6%, 북북서쪽은 17.5%, 72.5 m에서 북쪽은 23.4%, 북북서쪽은 17.3%의 높은 바람 빈도를 보였으며, 동쪽 방향에서도 100.5 m에서 11.7%, 72.5 m에서 10.8%로 약간의 주기를 보였다. 100.5 m와 72.5 m 두 높이의 바람빈도는 매우 유사했다.

에너지 밀도는 바람빈도에 따라 북쪽에서 가장 높았으며, 북쪽으로부터 북북서쪽 사이에 100.5 m에서 북쪽은 27.6%, 북북서쪽은 24.2%, 72.5 m에서 북쪽은 23.4%, 북북서쪽은 17.3%의 높은 에너지밀도를 보였다. 마찬가지로, 동쪽 방향에서도 약간의 에너지 밀도를 보였다. 100.5 m와 72.5 m 두 높이의 에너지 밀도를 비교하였을 때, 100.5 m가 더 높은 에너지 밀도를 가졌다. 이는 100.5 m 높이에서 바람이 더 강하게 불었기 때문이다.

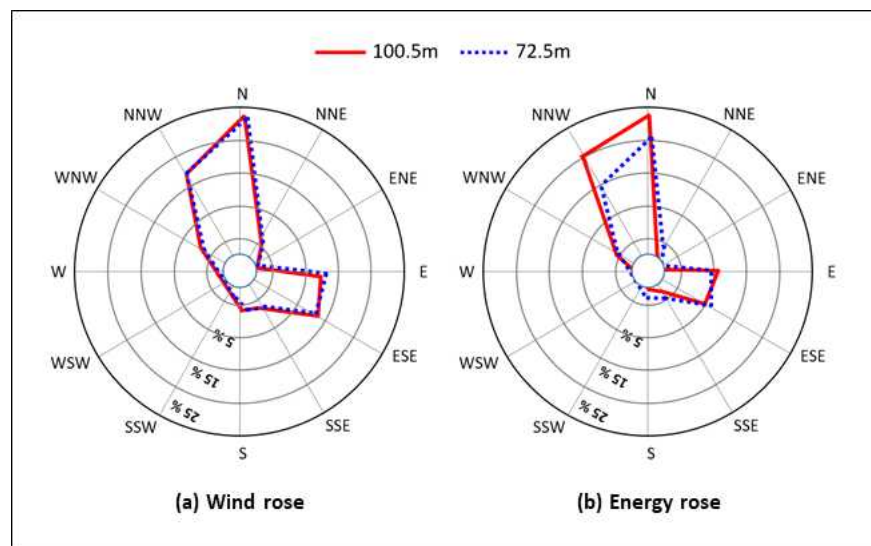


Fig. 11 Wind rose and energy rose

3. 난류강도

난류강도 (Turbulence Intensity, TI)는 짧은 시간간격에 걸친 풍속의 빠른 변화를 나타낸다. 풍력터빈에 부하를 야기하는 피로하중을 발생시키기 때문에 난류강도를 고려하는 것은 풍력터빈 클래스 선정에 중요한 요소이다. 난류강도는 평균풍속에 대한 표준 편차의 비율로 정의되며, 다음 식과 같이 나타낼 수 있다 [26].

$$TI = \frac{\sigma}{v_{avg}} \quad (3)$$

여기서, σ 는 풍속의 표준 편차이고, v_{avg} 는 평균풍속이다.

Fig. 12는 IEC 61400-1 ed. 3에서 제시하는 일반난류모델 (Normal turbulence model, NTM)을 나타내며, 난류강도에 따른 풍력터빈 클래스 선정을 위한 기준을 나타낸다 [27].

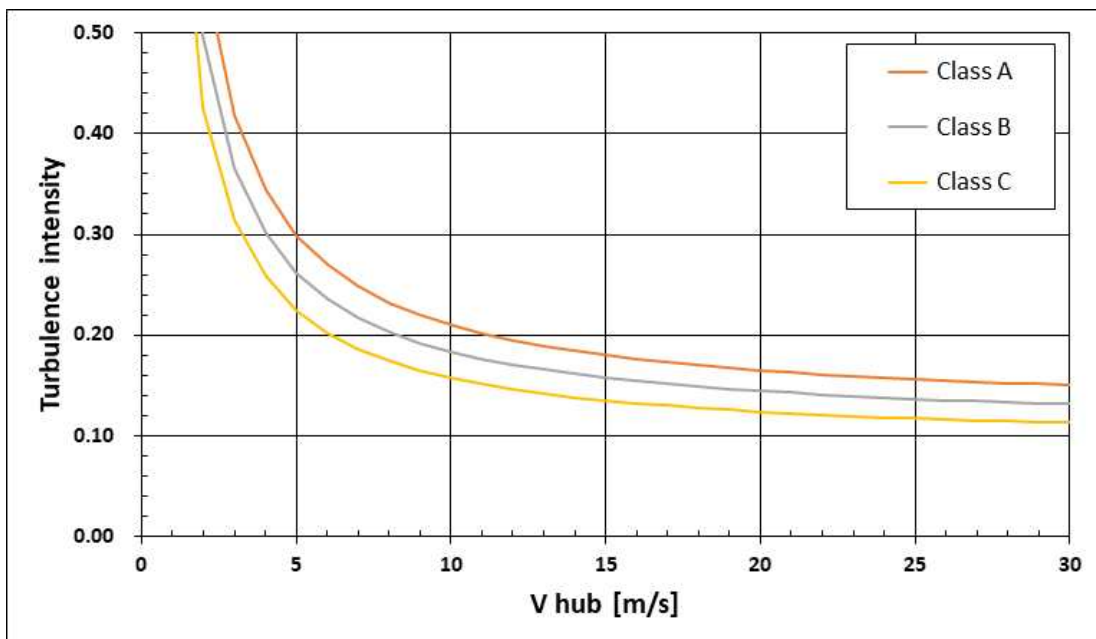


Fig. 12 Turbulence intensity for the normal turbulence model(NTM) [27]

Fig. 13은 대정 해상 기상탑 데이터로부터 난류강도를 분석한 결과를 나타낸다. 풍속이 15m/s일 때, Mean value는 100.5m에서 0.08이며, Representative value(90% quantile)는 100.5m에서 0.12로 나타났다. Mean value의 난류강도는 100.5m에서 풍력터빈 Class C이하로 나타났다 [27].

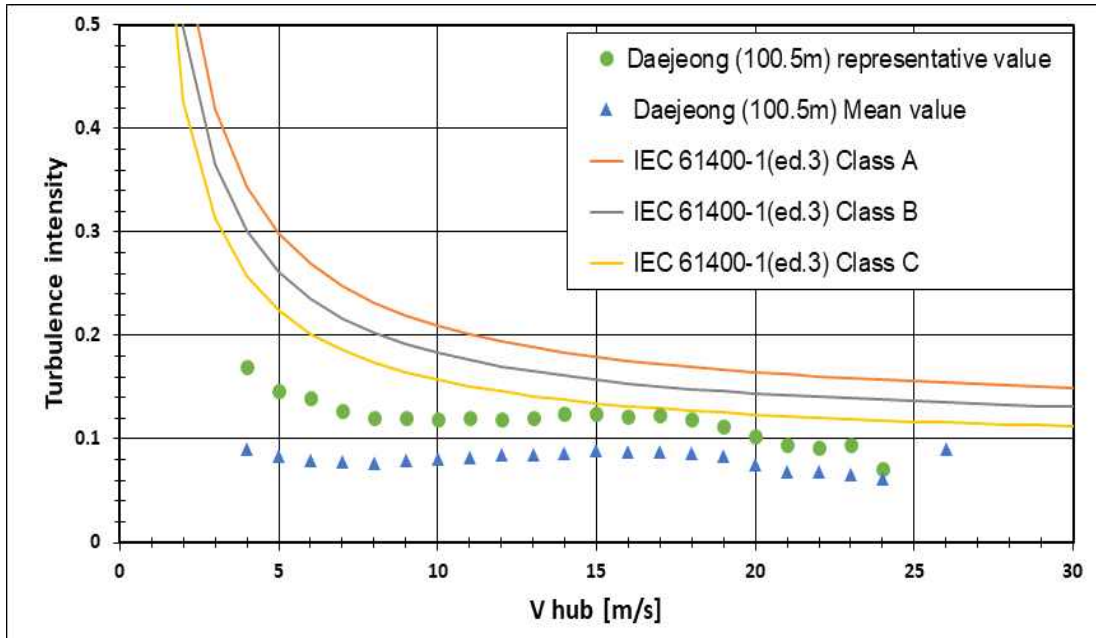


Fig. 13 Turbulence intensity analysis at Daejeong offshore site

4. 윈드쉬어

풍속은 지표면의 거칠기에 따라 높이별로 다른 특성을 가지고 있으며 지표면으로 갈수록 마찰저항의 증가로 인해 풍속이 낮아진다. 윈드쉬어 (Wind shear)는 높이에 따른 풍속의 변화를 나타내는 척도이며 Vertical wind profile이라고도 한다. 윈드쉬어는 몇 가지 수학적 방법에 의해 정의되며, 그 중 멱법칙이 다음 식을 이용하여 일반적으로 사용된다 [27].

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (4)$$

여기서, v_1 과 v_2 는 서로 다른 높이 h_1 과 h_2 에서 풍속을 나타내며, α 는 멱법칙 지수 (Power law exponent)이다.

대정 해상풍력 예정지의 α 값은 0.095이며, Table 5에서 나타낸 WindPRO S/W에서 제시하는 지형 표면 특성의 Open sea에 해당한다 [28].

Fig. 14은 주간/야간에 따른 윈드쉬어 분석결과를 나타낸다. 야간의 α 값은 0.138로 주간의 α 값인 0.053 보다 α 값이 높은 것을 알 수 있으며, 이는 위에서 언급한 것과 같이 육상과 해상의 온도 차이에 의한 수직 풍속 편차가 적기 때문이다 [25].

Fig. 15는 계절 변화에 따른 윈드쉬어 분석결과를 나타내었다. 계절별 멱법칙 지수의 경우 겨울철의 α 값이 0.086으로 다른 계절인 봄, 여름은 0.108, 가을은 0.104에 비해 상대적으로 낮은 것을 알 수 있다. 이는 계절풍의 영향으로 여름철보다 겨울철의 해양의 비열이 커서 빠르게 냉각되지 않기 때문이다 [25].

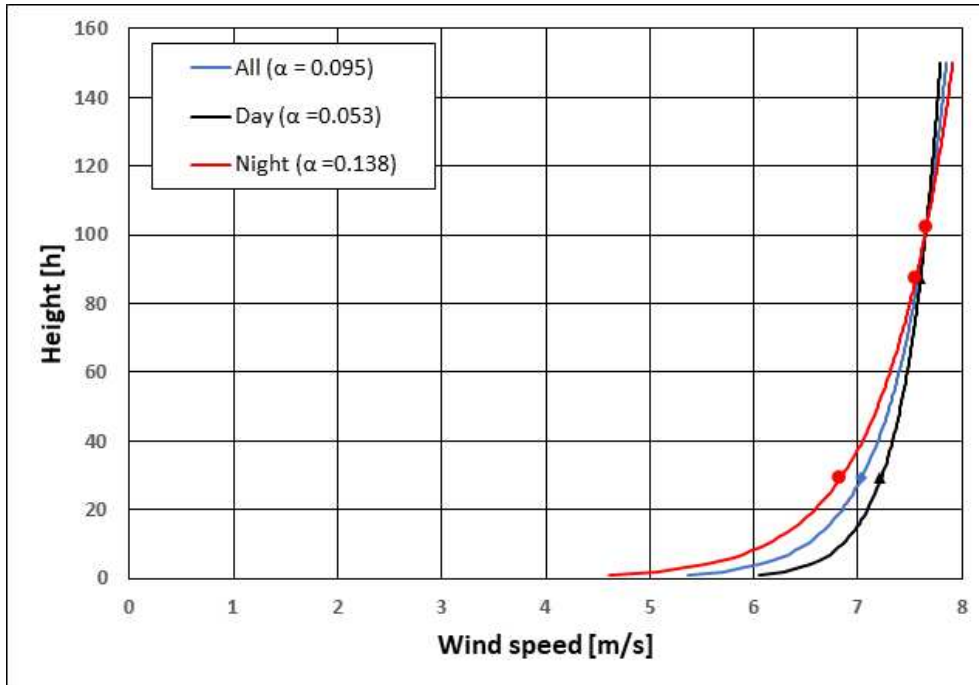


Fig. 14 Variation of the wind shear exponent at day & night

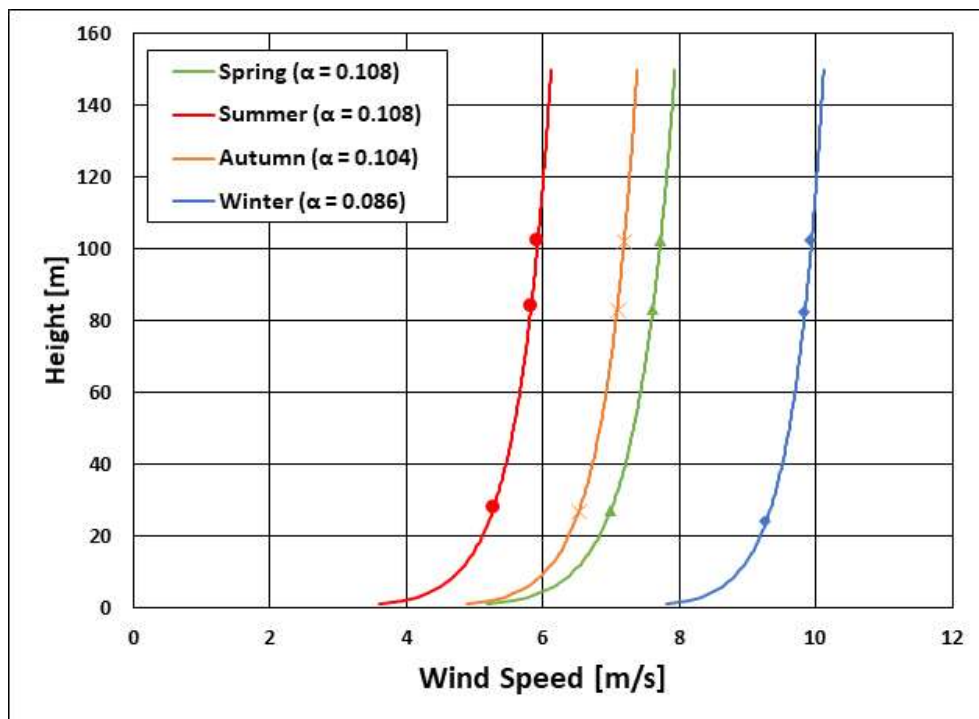


Fig. 15 Variation of the wind shear exponent at season

Table 5 Terrain surface characteristics [28]

Description	Roughness class	Roughness Length [m]	Wind shear
Open sea	0	0.0001–0.003	0.08
Open terrain with a smooth surface, like concrete runway, mowed grass	0.5	0.0024	0.11
Open agricultural area without fences and hedgerows and very scattered buildings. Only softly rounded hills	1	0.03	0.15
Agricultural land with some houses and 8-m-tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 1,250m	1.5	0.055	0.17
Agricultural land with some houses and 8-m-tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 500m	2	0.1	0.19
Agricultural land with some houses and 8-m-tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 250m	2.5	0.2	0.21
Village, small towns, agricultural land with many or tall sheltering hedgerows, forests, and very rough and uneven terrain	3	0.4	0.25
Larger cities with tall buildings	3.5	0.8	0.31
Very large cities with tall buildings and skyscrapers	4	1.6	0.39

5. 공기밀도

풍력 에너지 밀도는 공기 밀도에 비례하기 때문에 103.5m 높이에 설치되어 있는 온도계와 압력계를 이용하여 식 (5)를 이용하여 구하였다 [27].

$$\rho_{10\text{min}} = \frac{B_{10\text{min}}}{R_0 T_{10\text{min}}} \quad (5)$$

여기서, $\rho_{10\text{min}}$ 는 10분 평균 공기밀도, $B_{10\text{min}}$ 는 10분 평균 기압, $T_{10\text{min}}$ 는 10분 평균 온도, R_0 는 dry air의 기체상수로 287.05 [J/kgK]이다.

Fig. 16은 공기밀도의 월별 평균 공기밀도의 변화량을 보여준다. 측정된 평균 공기밀도는 1.209 kg/m³으로 표준 공기밀도인 1.225 kg/m³보다 낮았다. 이 결과는 한국의 계절적 특성인 여름철 장마의 영향으로 공기밀도가 낮은 것으로 판단된다.

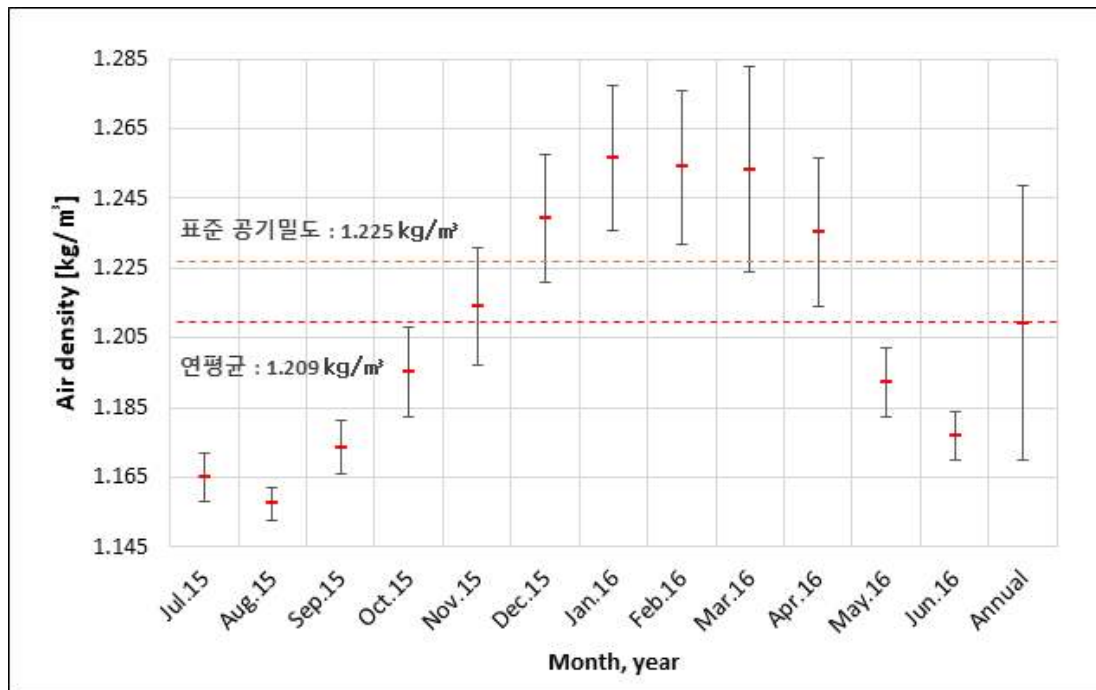


Fig. 16 Month-to-month variation in air density

IV. 장기간 풍력자원 예측

1. 자동기상관측장비 및 재해석 데이터

장기간 풍력자원 예측 (Measure-correlate-predict, MCP)을 위해서는 장기간 측정된 데이터를 사용한 풍력자원 예측이 필요하다. 장기간 풍력자원 예측을 위해 일반적으로 활용되는 데이터는 자동기상관측장비(Automatic weather station, AWS) 및 재해석데이터 (Reanalysis wind data) 등이 있다.

자동기상관측장비는 우리나라 기상청에서 1988년 서울올림픽 기상지원용으로 15대를 도입하여 운영한 것을 시작으로 방재용 자동기상관측장비를 추가적으로 설치하고 있다. 기본적인 기상 관측 요소인 기온, 강수량 및 강수유무, 풍향, 풍속을 주로 관측한다 [29].

재해석 데이터는 인공위성 데이터 등으로부터의 기상 측정결과를 수치기상모델 (Numerical weather prediction, NWP)을 사용하여 재해석한 데이터이다. 대표적인 재해석 데이터로는 NASA에서 제공하는 MERRA (Modern-era retrospective and applications) 재해석 데이터, ECMWF (European centre for medium-range weather forecasts)에서 제공하는 ERA-Interim (ECMWF reanalysis -interim) 재해석 데이터 등이 있다 [30], [31].

Table 6은 EMD 사에서 제공하는 MCP를 수행하기 위한 참조 데이터의 품질을 확인하는 척도를 나타낸다 [32]. 일반적으로 MCP를 수행하기 위해서는 실측 데이터 값과 참조 데이터 간의 상관계수 R 값이 0.7 이상이어야 한다.

Table 6 Quality of reference data for MCP application [32]

Correlation coefficient	Quality of reference data
0.5-0.6	Very pool
0.6-0.7	Poor
0.7-0.8	Moderate
0.8-0.9	Good
0.9-1.0	Very good

대정 해상 기상탑 근처에 모슬포 AWS 데이터가 있지만 바람데이터가 육상 특성을 나타낼 수 있으므로, 장기간 재해석 데이터인 ERA-I 와 MERRA-2의 데이터를 사용하였다.

Fig. 17은 대정 해상 기상탑 데이터와 인근에 위치한 ERA-I 데이터 간의 선형회귀 분석결과를 나타낸다. 이 때, ERA-I 데이터는 2008년에서 2017년의 10년간의 데이터를 사용하였다. 분석결과, 상관계수 R 값은 0.79으로 EMD社에서 제공하는 상관관계 표에 의하면 Moderate로 장기간 풍력자원평가에 사용이 가능하지만 R 값이 더 높은 데이터를 찾을 필요가 있을 것으로 판단된다.

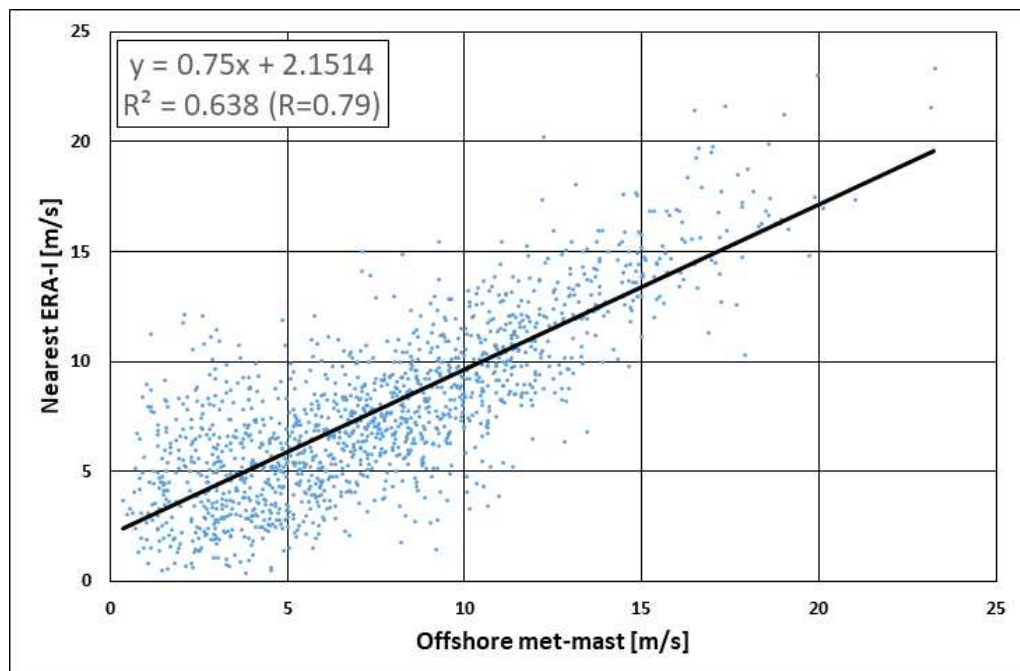


Fig. 17 Comparison of concurrent wind speed data at ERA-I and offshore met-mast

Fig. 18은 대정 해상 기상탑 데이터와 인근에 MERRA-2 재해석 데이터 간의 선형회귀 분석결과를 나타낸다. 이 때, MERRA-2 데이터는 1988년에서 2017년의 30년간의 데이터가 사용되었다. 회귀계수는 0.69, 결정계수는 0.64였다. 또한, 결정계수 R 값은 0.80으로 Table 6에 의하면 적합한 것으로 판단된다. 본 연구에서는 장기간 풍력자원 예측을 위하여 MERRA-2 재해석 데이터를 활용하였다.

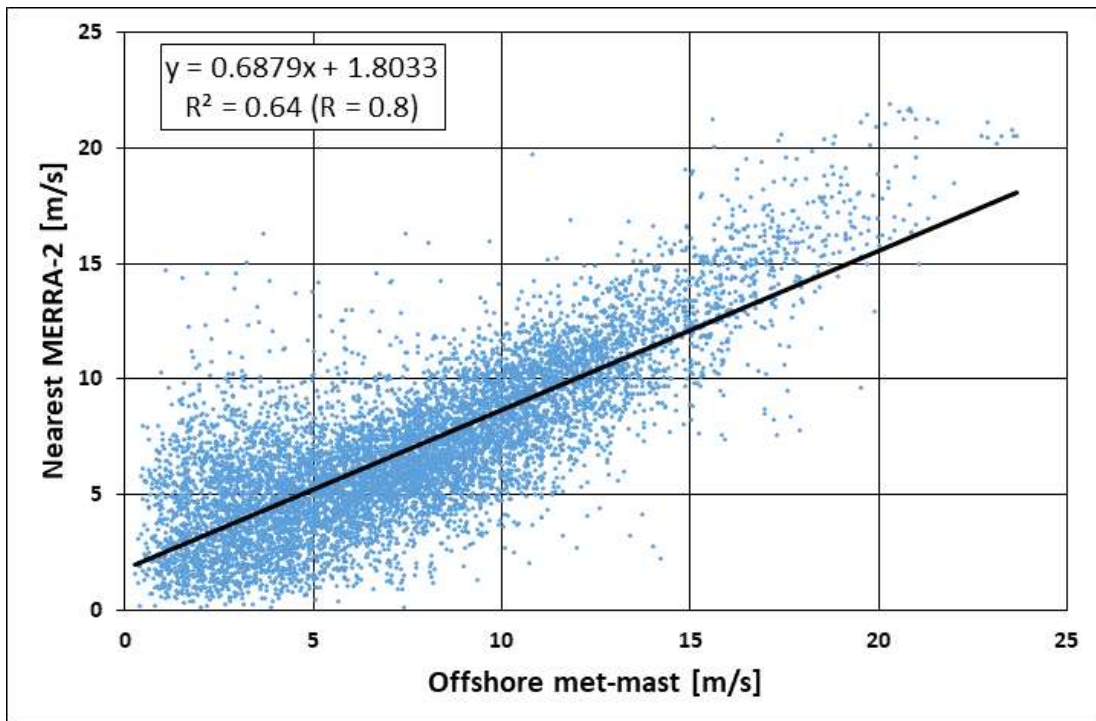


Fig. 18 Comparison of concurrent wind speed data at MERRA-2 and offshore met-mast

2. MCP 방법을 이용한 장기간 풍력자원 평가

IEC 61400-1에 따르면 풍력단지 개발을 위해 최소 1 ~ 3년간의 풍황 조사를 필수적으로 수행한 후 풍력터빈을 설치해야 한다 [27]. 하지만 기상탑을 통해 측정된 1 ~ 3년간 단기간의 바람 데이터는 약 20년의 수명을 가지는 풍력터빈의 바람 조건을 나타낼 수 없다 [33]. 이를 해결하기 위해 기상탑이 설치되어 있는 지점 인근의 장기간 바람 데이터를 활용하여 MCP 분석을 수행해야 한다 [23]. 이때 가장 먼저 해야 될 일은 측정 데이터와 장기간 측정된 데이터 간의 상관관계를 확인하여 사용가능성을 판단하는 것이다. 그리고 동시간의 풍속데이터를 비교하여 풍속을 예측한다.

MCP를 적용할 때, 일반적으로 Linear regression 방법과 matrix 방법 등이 사용된다. Linear regression 방법은 기상탑과 참조데이터의 관계를 선형으로 표현하여 선형보정계수 및 고차 다항식을 이용하여 풍속 및 풍향을 예측하여 결정한다 [34]. Matrix 방법은 기상탑과 참조데이터의 풍향에 따라 Matrix bin으로 나누어 참조데이터의 풍향 및 풍속의 행렬로 설정하여 장기간 풍황 데이터를 예측한다 [35].

본 연구에서는 Linear regression 방법을 사용하여 windPRO S/W의 MCP 모듈을 사용하였다. MCP를 수행한 후, MCP 결과인 30년간의 예측된 장기간 데이터로부터 풍력밀도 (Wind power density)를 식(6)을 이용하여 계산하였다 [18].

$$P = \int_0^{\infty} \frac{1}{2} \rho v^3 f(v) dv = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) \quad (6)$$

여기서, ρ 는 공기 밀도, v 는 풍속, $f(v)$ 는 와이블 분포의 확률 밀도함수, c 는 척도계수, k 는 형상계수 이다.

Table 7은 Linear regression 방법을 통해 도출된 MCP 결과를 보여준다. 30년간의 예측된 장기간 풍력자원의 평균 풍속은 7.96 m/s이었으며, 풍력밀도는 581 W/m^2 이었다. 이 결과는 NREL에서 제시하는 풍력등급(wind class) 4에 해당하며 풍력자원이 우수한 사이트임을 확인할 수 있다. 풍력등급의 경우 Table 8을 활용하여 기존 10, 50 m의 풍력등급을 사용하는 것이 아닌 대형 풍력 터빈을 설치하기 위한 허브 높이를 기준으로 한 100, 120 m 높이의 에너지 밀도 및 풍속을 나타낸다 [36].

Table 7 Result of regression MCP data

Height [m]	Mean wind speed [m/s]	Scale factor, c [m/s]	Shape factor, k	Wind power density [W/m^2]	NREL wind class
100.5	7.96	8.99	2.0340	581	4

Table 8 Wind classification of NREL [36]

Wind class	10m		50m		80m		100m		120m	
	Density (W/m^2)	Speed (m/s)	Density (W/m^2)	Speed (m/s)	Density (W/m^2)	Speed (m/s)	Density (W/m^2)	Speed (m/s)	Density (W/m^2)	Speed (m/s)
1	<100	<4.4	<200	<5.6	<240	<5.9	<260	<6.1	<290	<6.3
2	100	4.4	200	5.6	240	5.9	260	6.1	290	6.3
	/150	/5.1	/300	/6.4	/380	/6.9	/420	/7.1	/450	/7.3
3	150	5.1	300	6.4	380	6.9	420	7.1	450	7.3
	/200	/5.6	/400	/7.0	/490	/7.5	/560	/7.8	/600	/8.0
4	200	5.6	400	7.0	490	7.5	560	7.8	600	8.0
	/250	/6.0	/500	/7.5	/620	/8.1	/670	/8.3	/740	/8.6
5	250	6.0	500	7.5	620	8.1	670	8.3	740	8.6
	/300	/6.4	/600	/8.0	/740	/8.6	/820	/8.9	/880	/9.1
6	300	6.4	600	8.0	740	8.6	820	8.9	880	9.1
	/400	/7.0	/800	/8.8	/970	/9.4	/1060	/9.7	/1160	/10.0
7	>400	>7.0	>800	>8.8	>970	>9.4	>1060	>9.74	>1160	>10.0

Fig. 19는 windPRO S/W에서 예측된 30년간의 장기간 데이터의 연간 평균 풍속을 나타낸다. 2012년에 연평균 풍속이 약 8.3 m/s로 가장 높았으며, 2017년에 약 7.3 m/s 으로 가장 낮았다. 30년간의 연평균 풍속의 평균 값은 7.86 m/s로 우수한 풍력자원을 확인할 수 있었으며, 연간 풍속의 변동률은 2.3 % 였다.

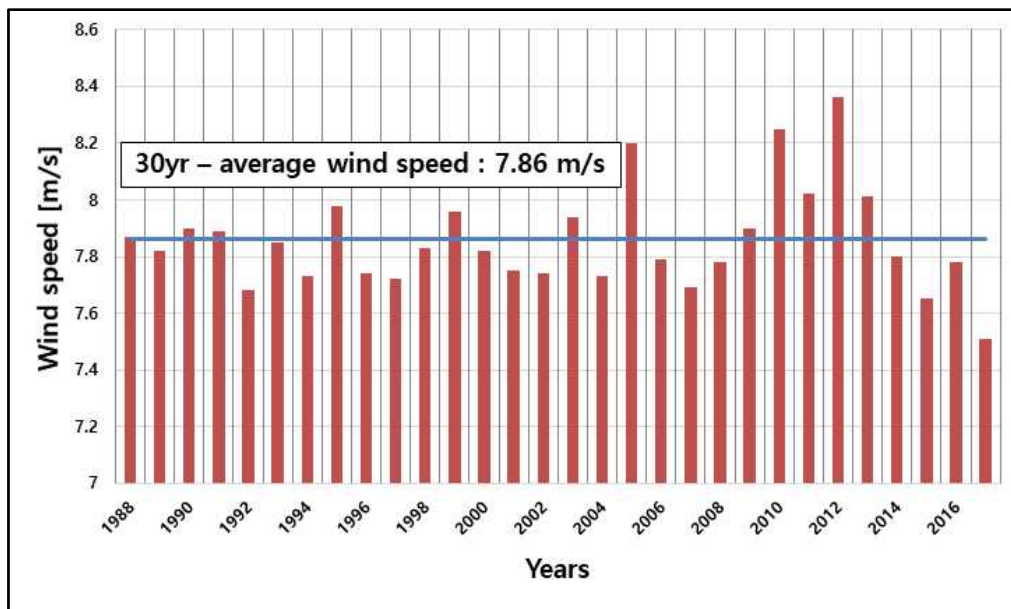


Fig. 19 MCP regression 30yr annual average wind speed [m/s]

V. 풍력터빈 클래스 선정 및 AEP 추정

1. 풍력터빈 클래스 선정

IEC 61400-1 ed. 3에서 풍력발전단지 바람 특성에 맞는 풍력터빈 클래스를 선정하기 위한 기준을 제시하고 있다 [27]. 풍력터빈 클래스를 선정하기 위해서 극한풍속과 난류강도를 고려해야 하며, 그 결과에 따라서 Table 9와 같이 풍력터빈 클래스가 분류될 수 있다.

Table 9 Basic parameters for wind turbine classes [27]

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ref}	50	42.5	37.5	Values specified by the designer
A, I_{ref}	0.16			
B, I_{ref}	0.14			
C, I_{ref}	0.12			

1) 극한풍속에 따른 클래스 선정

극한풍속 (Extreme Wind Speeds, EWS)은 풍력터빈에 기계적 부하를 야기시키는 중요한 요소로 풍력터빈 선정에 중요한 부분을 차지한다. 극한풍속을 계산하기 위하여 초과확률 분포함수인 Gumbel 함수를 사용한다 [23, 26, 37, 38]. 본 연구에서는 극한풍속을 계산하기 위하여 30년의 일별 최대 풍속의 10,958개의 표본개수를 사용하였다. 일별 최대 풍속을 이용한 극한 풍속은 월별, 년별 최대풍속을 사용한 경우보다 정확하다 [39].

Gumbel 분포의 누적 확률분포함수 $F(v)$ 를 구하는 공식은 다음과 같다 [23], [37].

$$F(v) = \exp[-\exp - a(v-b)] \quad (7)$$

여기서, v 는 극한 풍속 값, a 는 스케일 파라미터, b 는 위치 파라미터이며, 다음 식에 의해 계산된다.

$$a = \frac{\pi}{\sigma\sqrt{6}} = \frac{1}{0.78\sigma} \quad (8)$$

$$b = \bar{V} - 0.45\sigma \quad (9)$$

여기서, \bar{V} 는 일일 최대 풍속의 평균이며, σ 는 일일 최대 풍속의 표준 편차이다. 식(7)을 수정하여 극한풍속을 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$EWS = -\frac{1}{a} \ln(F(v)) + b \quad (10)$$

또한, 식(7)이 연평균 극값의 분포이고 극한풍속이 $1/T$ 의 연간 확률로 발생하는 T 년의 재현기간(return period)이 발생할 때 T 년 동안 극한풍속 보다 작거나 같은 확률은 다음과 같다.

$$\text{Prob}(EWS, T) = 1 - \left(\frac{1}{T}\right) \quad (11)$$

극한 풍속 값이 몇 년내에 발생할 확률은 EPY(Event per year)를 사용하여 확률을 표현하면 다음과 같다.

$$\text{Prob}(EWS, T) = 1 - \left(\frac{1}{T \cdot EPY} \right) \quad (12)$$

따라서 식(10)과 식(12)를 사용하여 얻을 수 있는 재현기대풍속 $V(T)$ 는 다음과 같다.

$$V(T) = -\frac{1}{a} \ln \left[\ln \left(\frac{T \cdot EPY}{T \cdot EPY - 1} \right) \right] + b \quad (13)$$

Fig. 20은 예측된 30년간의 장기간 데이터의 일별 최대 풍속으로부터 Gumbel 분포로 계산된 결과를 보여준다. 50년 재현기대풍속은 40.6m/s로 Table 9에 따라 대정 해상 풍력 사이트의 극한풍속에 대한 풍력터빈 클래스는 II가 적합함을 알 수 있다.

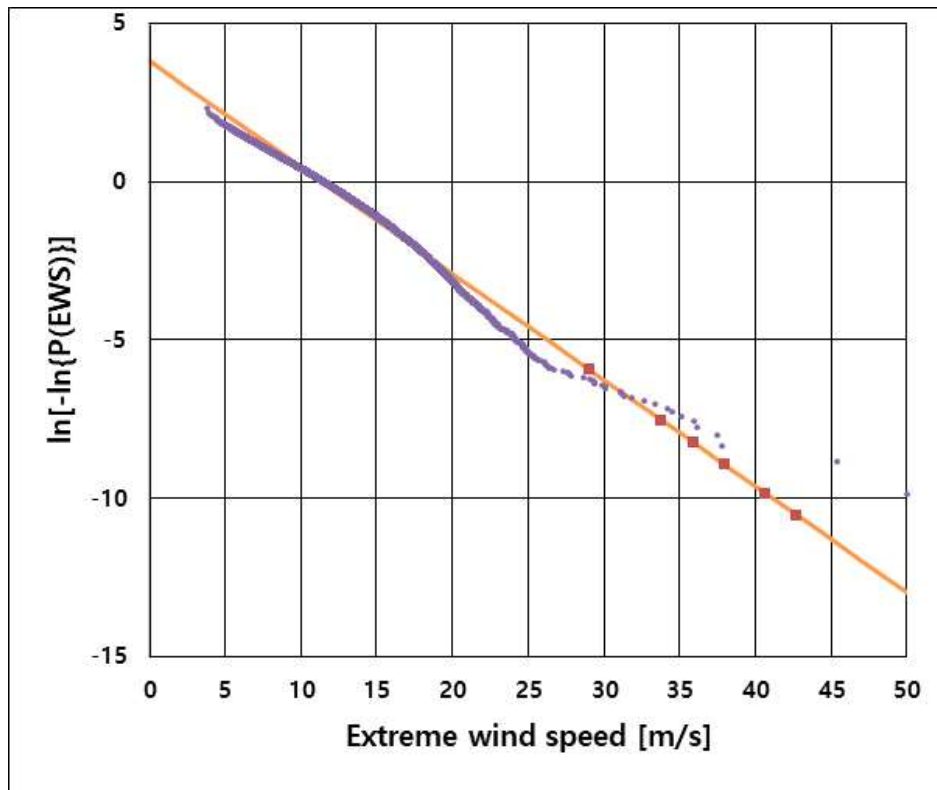


Fig. 20 Estimation of extreme wind speeds with Gumbel distribution

2) 난류강도에 따른 클래스 선정

IEC 61400-1 ed.3 에서는 난류강도를 고려한 풍력터빈 클래스 선정을 위하여 풍력터빈의 후류영향을 고려한 경험적 난류모델인 Frandsen 모델을 권고하고 있으며, 이 모델로부터 유효난류강도를 계산할 수 있다. Frandsen 모델은 다음 식과 같이 나타낼 수 있다 [40].

$$I_{eff}(V_{hub}) = \left\{ \int_0^{2\pi} p(\theta | V_{hub}) I^m(\theta | V_{hub}) d\theta \right\}^{\frac{1}{m}} \quad (14)$$

$$\hat{\sigma}_T = \sqrt{\frac{V_{hub}^2}{\left(1.5 + \frac{0.8d_i}{\sqrt{C_T}}\right)^2} + \hat{\sigma}_c^2} \quad (15)$$

여기서,

- I_{eff} 는 유효난류강도
- $\hat{\sigma}_{eff}$ 는 유효난류 표준편차
- $\hat{\sigma}$ 는 대기 난류 표준편차
- $\hat{\sigma}_T$ 는 허브 높이에서의 후류중심의 최대 난류 표준 편차
- d_i 는 로터 직경으로 표준화된 거리, i 는 인근 풍력 터빈 개수
- N 은 인근 풍력 터빈 개수
- m 은 Wöhler 커브 멱지수 값으로 구성부품의 재료값으로 설정
- P_w 는 후류 영향 하에서의 풍향 빈도

대정 해상 풍력발전단지 설계와 관련하여, 좌우 3열 이상의 풍력터빈 배치가 고려되었다. 풍력발전단지 내부의 풍력터빈은 최대 8개의 인접한 풍력 터빈의 후류의 영향을 받을 수 있으므로 인근 풍력터빈 개수 N 을 8, 풍력터빈 블레이드는 탄소 유리 섬유이기 때문에 Wöhler 커브 멱지수 값 m 은 10으로 가정하였다 [40].

위 Frandsen 모델을 이용하여 효성 5 MW 풍력터빈과 지멘스 4 MW 풍력터빈에 대한 난류강도에 따른 풍력터빈 클래스를 추정하였다. 이 때, 효성 5 MW 풍력터빈의 허브높이와 로터직경은 각각 100.5 m와 139 m이었으며, 지멘스 4 MW 풍력터빈의 허브높이와 로터직경은 각각 100.5 m와 130 m이었다.

Table 10와 Table 11에 효성 5 MW 풍력터빈과 지멘스 4 MW 풍력터빈에 대한 이격거리 별 유효 난류강도 추정 결과를 나타낸다. 풍력터빈 간의 이격거리가 가까울수록 난류강도는 높았으며, 멀어질수록 난류강도가 낮아지는 것을 확인할 수 있다. 15 m/s에서의 난류강도 평균값과 대푯값은 두 풍력터빈 모두 0.09와 0.12로 나타났다. 이는 앞서 계산된 바람데이터의 해석 결과이다.

풍력터빈 클래스 선정 시, 가장 짧은 이격거리의 난류강도를 고려하였다. 로터 직경의 3배 거리의 경우, 효성 5 MW 풍력터빈의 유효 난류강도 평균값과 대푯값은 각각 0.16과 0.17이었으며, 지멘스 4 MW 풍력터빈의 유효 난류강도 평균값과 대푯값은 각각 0.14와 0.16이었다. 효성의 풍력터빈의 클래스의 경우, 3D에서 A, 4D에서 B, 5D이상에서는 C 등급이다. 지멘스의 풍력터빈의 클래스의 경우, 3D에서 B, 4D 이상에서는 B 등급이다. 따라서 풍력터빈의 클래스는 A 등급 이상이 해당 사이트에 권장된다.

이러한 결과가 도출된 이유는 위에서 서술한 Frandsen 모델에 대한 공식에 의거하여 효성과 지멘스의 풍력터빈의 경우, 로터의 크기에 따른 추력계수 C_t 값의 차이로 두 터빈은 이격거리에 따라 다른 풍력터빈 클래스가 다르게 나타난다.

Table 10 Turbulence intensity by the distance for Hyosung 5MW wind turbine (Hub height: 100.5 m, Rotor diameter: 139 m)

Parameters	Distance					
	3D	4D	5D	6D	7D	8D
Average ambient TI at 15m/s	0.09					
Representative ambient TI at 15m/s	0.12					
Average effective TI at 15m/s	0.16	0.14	0.12	0.11	0.11	0.10
Representative effective TI at 15m/s	0.17	0.15	0.14	0.14	0.13	0.13
Proposed wind turbine class	A	B	C	C	C	C

Table 11 Turbulence intensity by the distance for Siemens 4MW wind turbine (Hub height: 100.5 m, Rotor diameter: 130 m)

Parameters	Distance					
	3D	4D	5D	6D	7D	8D
Average ambient TI at 15m/s	0.09					
Representative ambient TI at 15m/s	0.12					
Average effective TI at 15m/s	0.14	0.12	0.11	0.11	0.10	0.10
Representative effective TI at 15m/s	0.16	0.14	0.14	0.13	0.13	0.13
Proposed wind turbine class	B	C	C	C	C	C

2. 연간에너지생산량 및 설비이용률 추정

대정 해상 기상탑 데이터로부터 풍력터빈의 연간에너지생산량과 설비이용률을 식(16)과 식 (17)을 이용하여 각각 추정하였다 [27].

$$AEP(kW) = \sum [P(V) \times f(V) \times 8760] \quad (16)$$

$$C.F.(%) = \frac{AEP}{Rated\ power \times 8760} \times 100 \quad (17)$$

여기서, $P(V)$ 는 풍속 V 의 발생전력, $f(V)$ 는 풍속 V 의 출현율이다.

이 때, 분석조건은 효성 클래스 IIA의 5 MW 풍력터빈과, 지멘스(Siemens) 클래스 IA의 4 MW 풍력터빈을 대상으로 수행되었다. 효성 풍력터빈과 지멘스 풍력터빈의 자세한 성능은 Table 12에 나타내며, Fig. 21과 22에서 효성 풍력터빈의 Power curve 와 Ct curve를 나타내며, 지멘스 풍력터빈의 Power curve 와 Thrust curve를 Fig. 23과 24에 나타낸다.

Table 12 Specification of Hyosung and Siemens wind turbines

Manufacture	Hyosung	Siemens
Model	HS 139	SWT-4.0-130
Rated power	5 MW	4 MW
Hub height	100 m	89.5 m
Rotor diameter	139 m	130 m
Cut-in wind speed	3.4 m/s	5.0 m/s
Rated wind speed	11.0 m/s	12.0 m/s
Cut-out wind speed	25.0 m/s	25.0 m/s
Gear box type	spur/planetary	planetary/helical
Generator type	synchronous permanent	Squirrel Cage Induction Generator

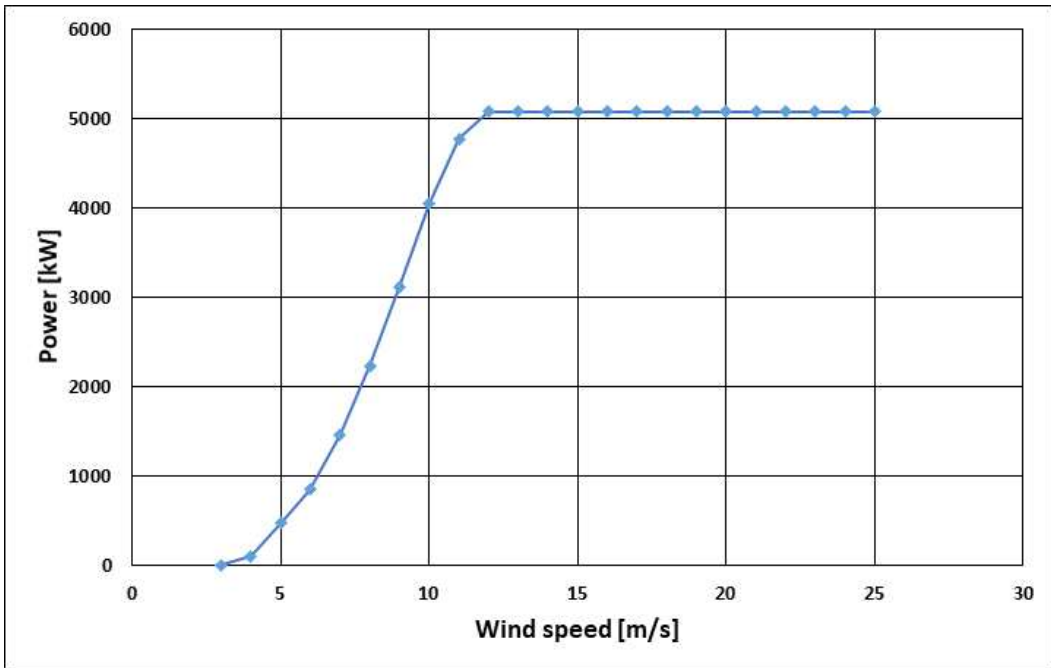


Fig. 21 Power curve of Hyosung 5 MW wind turbine

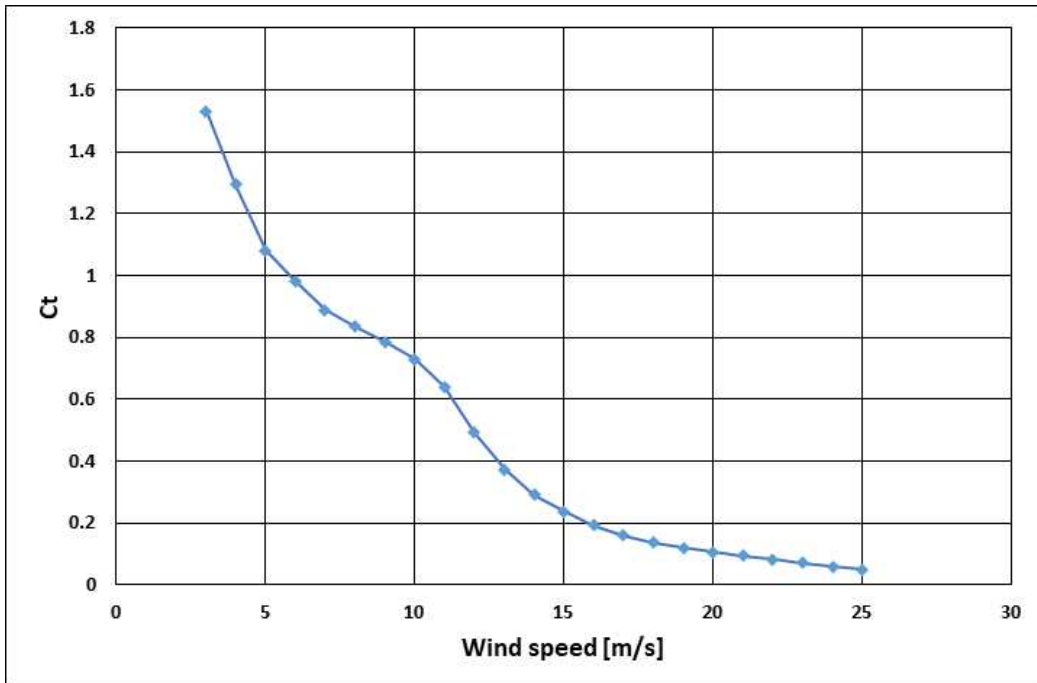


Fig. 22 Thrust curve of Hyosung 5 MW wind turbine

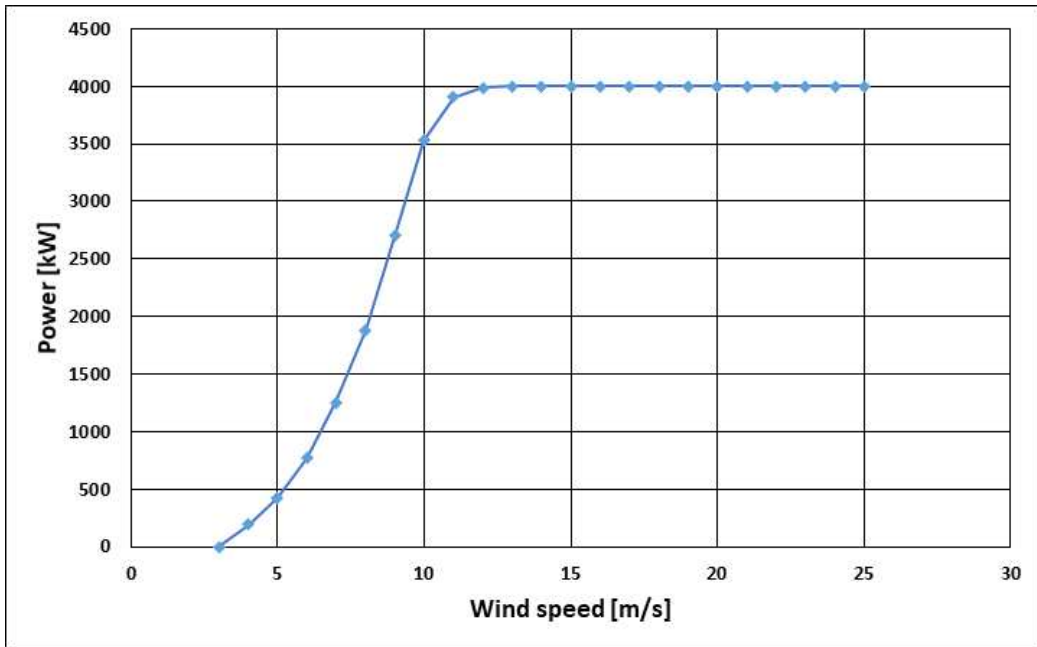


Fig. 23 Power curve of Siemens 4 MW wind turbine

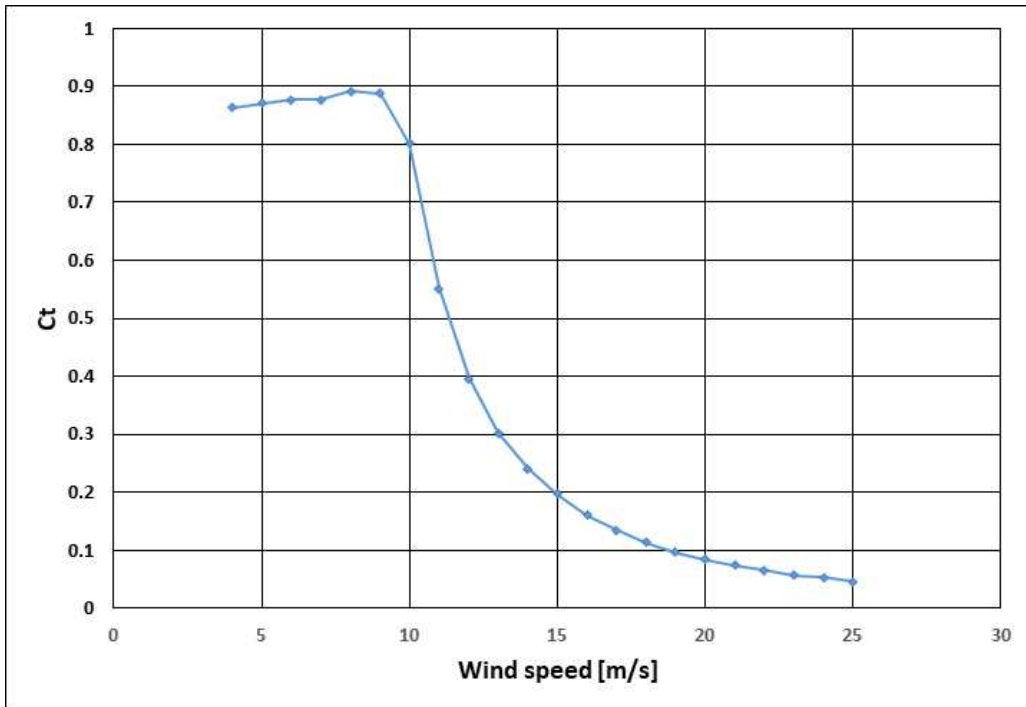


Fig. 24 Thrust curve of Siemens 4 MW wind turbine

또한, 손실률을 후류영향, 실제 가동률, 전기적 및 환경적 영향 등을 고려하여 총 AEP의 15 %로 가정하여 수행되었다 [41].

Table 13는 두 풍력터빈을 대상으로 연간에너지생산량과 설비이용률을 분석한 결과를 나타낸다. 그 결과, 효성과 지멘스 풍력터빈의 총 설비이용률은 각각 45.24 %와 47.69 %이었으며, 손실률을 고려한 순 설비이용률은 각각 38.45 %와 40.54 %였다. 이 결과는 제주도 조례[44]의 해상 풍력발전단지의 개발조건인 설비이용률 30% 이상을 만족하는 결과로 대정 해상지역이 해상 풍력발전단지 개발 후보지로서 적합함을 보여준다.

Table 13 Estimation of AEP and C.F.

Manu facturer	Turbine class	Rated power (kW)	Rotor diameter (m)	Gross AEP (MWh)	Net AEP (MWh)	Gross C.F. (%)	Net C.F. (%)
Hyosung	IIA	5,000	139	20,027	17,023	45.24	38.45
Siemens	IA	4,000	130	16,639	14,143	47.69	40.54

3. 지형영향

Fig. 25은 대정 해상 기상탑이 설치된 지역을 기준으로 동쪽 지역에 다수의 오름이 분포해 있는 것을 보여준다.

대정 주변 오름 및 지형이 풍력터빈에 미치는 영향을 확인하기 위해 풍력단지 설계 전용 유동해석 프로그램인 Windmodeller S/W [42]를 구동하여 지형평가를 수행하였다. Windmodeller S/W는 ANSYS CFX를 기반으로 구동되는 풍력 전용 유동해석 프로그램이며, Reynolds Averaged Navier Stokes (RANS) 방정식을 사용하여 유동 시뮬레이션 한다. 이 때, 풍력발전단지 내의 풍력터빈에서 발생하는 후류 영향을 나타내기 위해 RANS 방법을 적용한 액츄에이터 디스크 (Actuator disc) 모델을 적용하였다 [43-45].

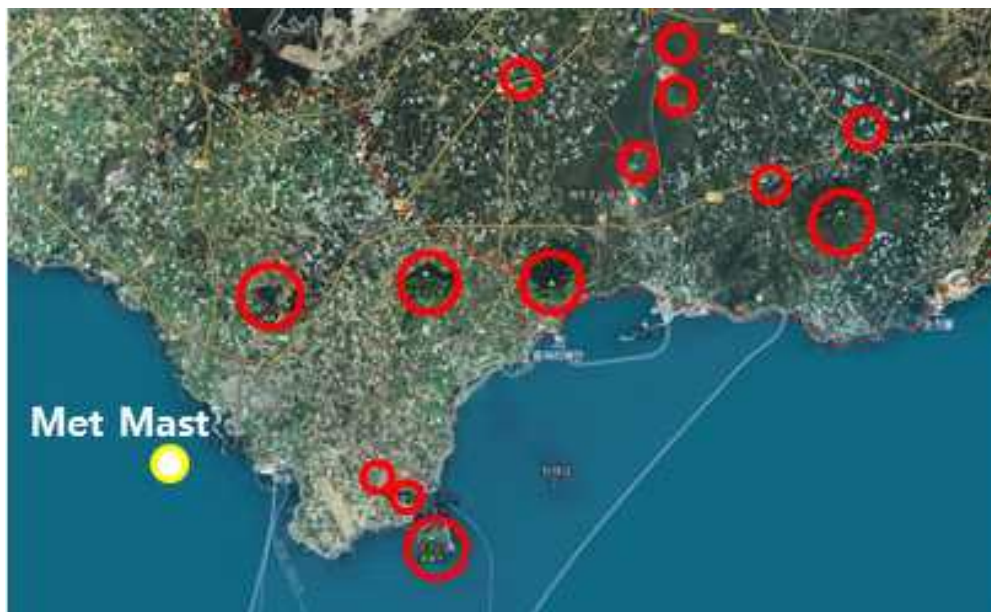


Fig. 25 Topographic characteristics of Daejeong

난류모델의 경우, Windmodeller에서 $k-\epsilon$ 또는 $\kappa-\omega$ SST model 로 나타낼 수 있으며, $\kappa-\omega$ SST 난류모델이 지형 평가에 적합하다고 알려져 있다 [44], [46]. Windmodeller의 시뮬레이션 조건을 Table 14에 나타낸다.

Table 14 Parameters used for WindModeller simulation

Properties		Parameter
Meshing	Radius	10,000 m
	Height	1,000 m
	Horizontal resolution	40 m
	Vertical resolution	30 m
	First layer thickness	7 m
	Total mesh elements	3,338,698
Conditions	Wind direction	90 deg.
	Wind speed	7.9 m/s
	Wake model	Actuator disc model
	Turbulence model	$\kappa - \omega$ SST

풍력단지 배치는 효성 IIA 풍력터빈 20기를 사용하여 windPRO S/W를 활용한 대정 해상 풍력발전단지 예정지에 대한 최적 배치를 진행했다.

Fig. 26은 허브높이 100 m에서 풍향이 90° 일 경우의 풍력단지를 포함한 해석 범위 내에서의 풍속변화를 보여준다. 10번 풍력터빈의 경우, 오름 1과 2의 영향으로 인해 앞단에서 풍속이 저감 되는 것을 알 수 있었다.

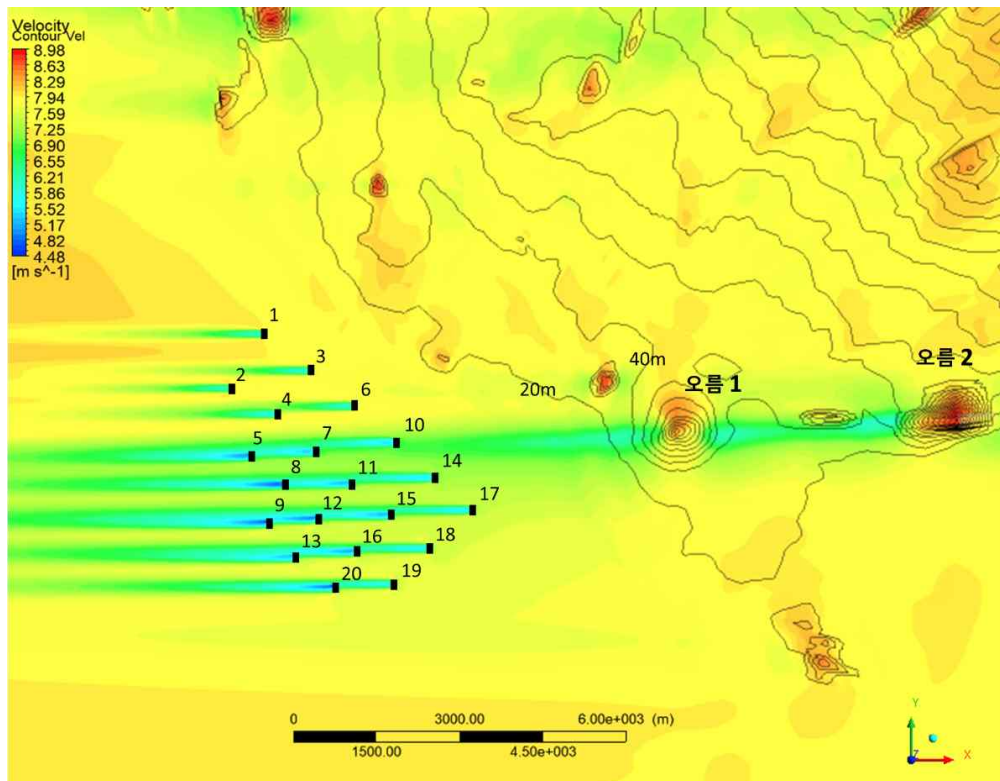


Fig. 26 Wind speed variation of 100m height at 90 degrees

Fig. 27은 측면에서 보았을 때 오름에서 10번 풍력터빈까지의 풍속변화를 보여준다. 동쪽에 오름 2에 의해 오름 1까지의 풍속이 감소하였으며, 오름 1로부터 풍력발전단지까지 다시 한번 풍속이 감소함을 알 수 있다. 시뮬레이션 조건인 7.9 m/s 바람으로부터 오름 1과 오름 2를 거쳐 일직선상에 있는 10번 풍력터빈 앞단에 다다른 바람의 풍속은 약 6.9 m/s이었다. 오름에 의한 영향으로 약 1 m/s의 풍속이 떨어지는 것을 알 수 있었다.

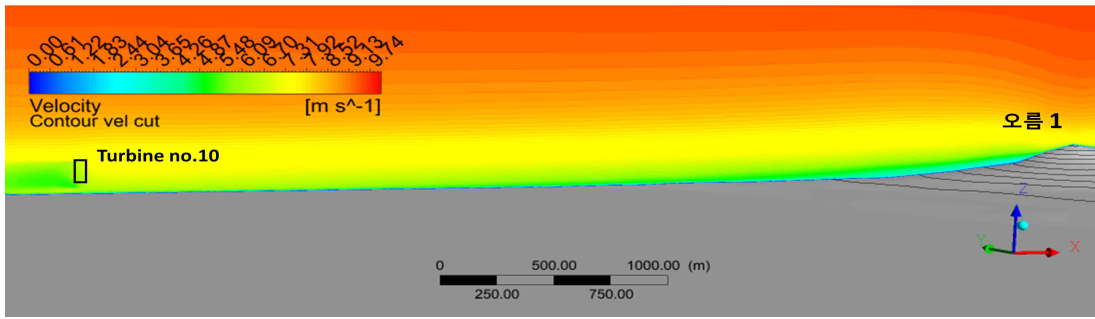


Fig. 27 Side view on wind speed variation from hill to no. 10 wind turbine

Fig. 28은 허브높이 100 m에서 풍향이 90° 일 경우의 오름에서 풍력발전단지까지의 난류강도 변화를 보여준다. 10번 풍력터빈의 경우, 오름 1과 2의 영향으로 상대적으로 높은 난류강도가 나타나며, 10번 터빈과 오름 1, 2와 수평하게 위치한 5, 7번의 풍력터빈 또한 높은 난류강도가 나타나는 것을 알 수 있다.

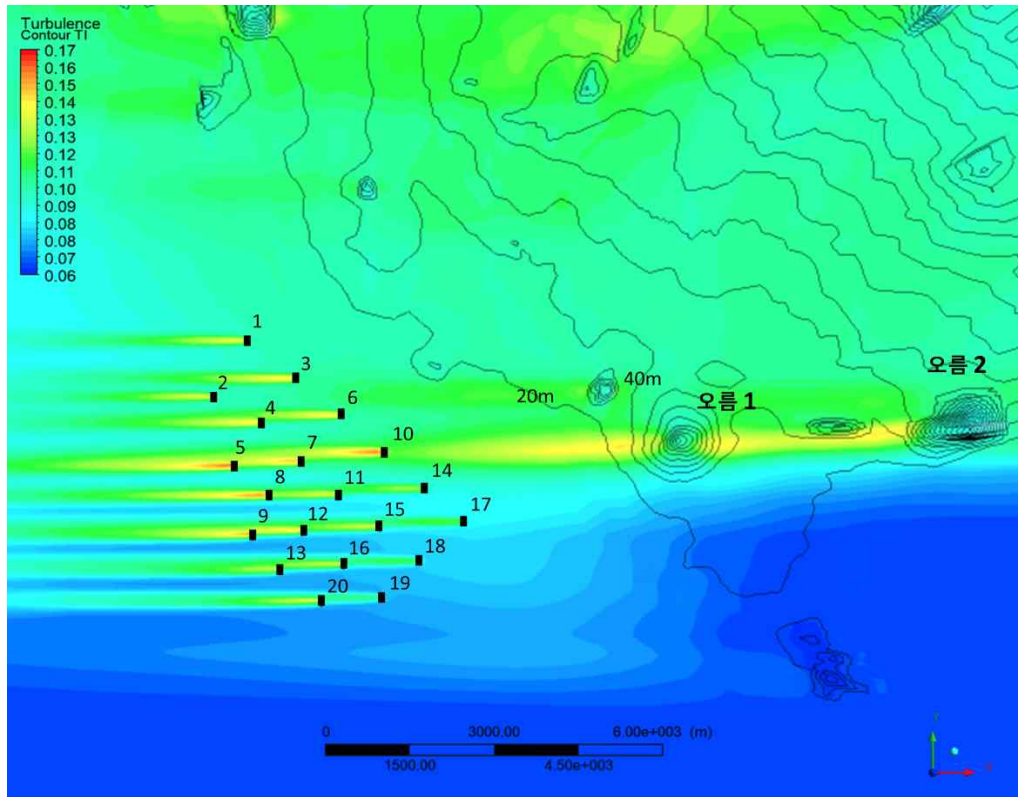


Fig. 28 Turbulence intensity variation of 100m height at 90 degrees

Fig. 29는 측면에서 보았을 때 오름에서 10번 풍력터빈까지의 난류강도 변화를 보여준다. 오름 2와 오름 1의 뒤에서 난류강도 약 0.14로 매우 높았으며, 오름들과 일직선상에 있는 10번 풍력터빈 앞단의 난류강도는 약 0.11이었다. 10번 풍력터빈을 포함하여 10번 풍력터빈과 일직선상에 있는 7번과 5번 풍력터빈의 경우 주변의 풍력터빈들에 비해 높은 난류강도를 보였다. 이는 오름으로 인해 풍력발전단지에 다다른 풍속이 감소되었기 때문이다.

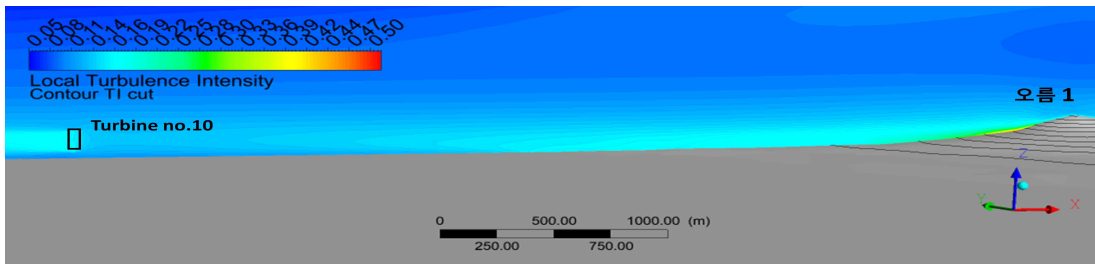


Fig. 29 Side view on turbulence intensity variation from hill to no. 10 wind turbine

VI. 결 론

본 연구에서는 대정 해상에 설치된 기상탑으로부터 측정된 1년간의 데이터를 활용하여 대정 해상 풍력자원평가 및 풍력터빈 class를 선정하였다. 와이블 분포, 일별·월별 풍속 변화, 난류강도 및 윈드시어 등 풍력자원을 평가하였다. 대정 해상 기상탑 주변의 30년간의 MERRA-2 재해석 데이터를 이용하여 MCP 방법을 적용하고 장기간 풍력자원을 평가하였다. 또한, IEC 61400-1 ed. 3에 따라서 극한풍속 및 난류강도 등을 고려하여 풍력터빈 클래스를 선정하였고, 연간에너지생산량 및 설비이용률을 추정하였다. 그 결과는 다음과 같다.

1) 대정 해상 기상탑으로부터 측정된 1년간(2015.07.01. ~2016.06.30.)의 데이터 분석결과, 100.5 m 높이에서 주풍향은 북풍 계열이었으며, 연 평균 풍속 7.61 m/s, 와이블 파라미터 c 값 8.55 m/s, k 값 1.89을 갖는 우수한 풍력자원을 확인하였다.

2) MCP 방법을 이용하여 30년간의 MERRA-2 재해석 데이터로부터 대정 해상의 100.5 m 높이의 장기간 풍력자원을 예측하였다. 그 결과, 평균 풍속은 7.96 m/s, 에너지 밀도는 581W/m^2 로 예측되었으며, NREL 풍력 class 4등급에 해당하였다.

3) IEC 61400-1 ed. 3에 따라 50년 재현주기의 극한풍속을 분석한 결과는 100.5 m 높이에서 40.6 m/s이었으며 터빈 클래스는 II에 해당한다. 또한, 유효 난류강도는 효성의 경우, 이격거리에 따라 3D는 A, 4D는 B, 5D 이상은 C의 터빈 클래스가 적정하며, 지멘스의 경우, 이격거리에 따라 3D는 B, 4D 이상은 C의 터빈 클래스가 적정하다. 이에 따라 대정 해상풍력의 풍력터빈 클래스는 IIA가 적정하다고 판단된다.

4) 효성의 5 MW IIA 풍력터빈과 지멘스(Siemens)의 4 MW IA 풍력터빈을 대상으로 연간에너지생산량과 설비이용률을 분석한 결과, 15 %의 손실률을 고려한 순 설비이용률은 각각 38.45 %와 40.54 %였다. 설비이용률 30% 이상의 결과로 제주도 조례의 요구사항을 만족하며, 대정 해상지역이 해상 풍력발전단지 개발 후보지로서 적합함을 확인하였다.

참고문헌

- [1] Ushiyama Izumi, Wind Energy, BM, pp. 18, 2013.
- [2] World Energy Outlook 2017 Annex A, IEA, 2017.
- [3] Y.S. Park, Electric Power, 12(2), pp. 32-33, 2018.
- [4] Hyun-Goo Kim and Moon-Seok Jang, Study on Establishment of Wind Map of the Korean Peninsula (II. Low-Resolution Wind Mapping and Wind Resource Information System), Korean Society for New and Renewable Energy, 2007.
- [5] <http://kredc.kier.re.kr/kierflex/>
- [6] Global wind report annual market update, GWEC, pp. 63, 2016.
- [7] 제주특별자치도 제 3차 폐기물처리 기본계획, 제주특별자치도, 2017.
- [8] 이희선 외, 해양에너지의 환경성 평가 및 환경·사회적 갈등 저감방안, 한국환경정책·평가연구원, 2011.
- [9] 최희정 외, 해양자원의 최적이용을 위한 해양공간계획 수립 연구. 한국해양수산개발원 연구보고서, 2011.
- [10] Ki-Yong Oh, Ji-Young Kim, Jae-Kyung Lee, Moo-Sung Ryu, Jun-Shin Lee, An assessment of wind energy potential at the demonstration offshore wind farm in Korea, Energy, 46:555-563 2012.
- [11] Jea-Kyung Jang, Byoung-Min Yu, Ki-Wahn Ryu and Jun-Shin Lee, Offshore Wind Resource Assessment around Korean Peninsula by using QuikSCAT Satellite Data, Journal of the Korean Society for Aeronautical & Space Sciences, 37(11):1121-30, 2009.
- [12] 고동휘 외, 한국 서해안의 해상풍력발전 부존량 평가, 한국해양 해양공학

- 회, 27(4), pp.266-273. 2015.
- [13] 김현구, 강용혁, 한반도 풍력자원지도 - 2010년, 한국풍공학회, 16(4), pp.167-172, 2012.
- [14] 이창훈 외. 화석연료 대체에너지원의 환경경제성 평가(II): 재생에너지 발전원을 중심으로, 한국환경정책·평가연구원. 2014.
- [15] 환경부. 신재생에너지 보급 개선을 위한 풍력입지가능지역 분석, 2013.
- [16] 김태윤 외, 해양에너지 개발을 위한 전략환경평가방안 연구(II): 해상풍력사업의 입지선정을 중심으로, 한국환경정책·평가연구원, 2015.
- [17] Ucar A, Balo F. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey, *Applied Energy*, 86:1864-72. 2009.
- [18] A. Keyhani, M. Ghasemi-Varnamkhasti, M. Khanali, R. Abbaszadeh, An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital of Iran, Tehran, *Energy*, 35(1):188-201, 2010.
- [19] Marc Schwartz, Donna Heimiller, Steve Haymes, and Walt Musial Assessment of Offshore Wind Energy Resources for the United States, NREL, 2010.
- [20] Gorsevski, et al., A Group-based Spatial Decision Support System for Wind Farm Site Selection in Northwest Ohio, *Energy Policy*, 55, pp.374-385, 2013.
- [21] Chiang, A. C. et al., Investment Cost and View Damage Cost of Siting an Offshore Wind Farm: A Spatial Analysis of Lake Michigan, *Renewable Energy*, 96, pp.966-976, 2016.
- [22] Jain, P. *Wind Energy Engineering*; McGraw-Hill Companies, Inc.: New York, NY, USA, 2011.

- [23] K. N. Ko and J. C. Huh, “The introduction to wind engineering.” , MunUnDang, Seoul, 2006.
- [24] Dongbum Kang, Kyungnam Ko, and Jongchul Huh, Comparative Study of Different Methods for Estimating Weibull Parameters: A Case Study on Jeju Island, South Korea, *Energies*, 11(2), 356, 2018.
- [25] Tom Garrison, *Oceanography : An invitation to marine science*, 7th, International Edition, Cengage Learning, 2013.
- [26] Hwang B. S., *An understanding of advanced wind turbines*, p34, A-JIN, 2009.
- [27] IEC 61400-1 wind turbines : design requirements, IEC, 2005.
- [28] Nielsen, Per. *WindPRO 2.5 Users Guide*. EMD International, Aalborg, Demark, 2006.
- [29] 박수희, 박종탁, 이부용, 한성의, 신도식, 이선희, 자동기상관측장비(AWS)의 성능 및 개선 방안에 관한 연구 (I), 기상연구소, pp 91, 1989.
- [30] Michele M. Rienecker et al., MERRA : NASA’ s Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, *JOURNAL OF CLIMATE*, Vol. 24, pp. 1-2, 2011.
- [31] Paul Berrisford, *The ERA-Interim archive*, ECMWF, ERA Report Series No. 1 Ver 2.0, 2011.
- [32] WindPRO 2.9 User Manual, Chapter 11. MCP: Measure-Correlate-Predict, <http://help.emd.dk/knowledgebase>.
- [33] Sreevalsan, E., Das, S.S., Sasikumar, R. and Ramesh, M.P. Wind farm site assessment using measure-correlate-predict (MCP) analysis. *Wind Eng.*, 31(2), 111-116, 2007.
- [34] A. Derrick, *Development of the measure-correlate-Predict*

- strategy for site assessment, Proceedings of the BWEA, 1992.
- [35] J. C. Wood and S. J. Watson, A new matrix method of predicting long-term wind roses with MCP, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 66, 1997.
- [36] Oh Ki-Yong, Kim Ji-Young, Lee Jun-Shin. Assessment of wind resource around the Korean Peninsula by using marine buoys datasets. Journal of the Korean Society for New and Renewable Energy, 7(1):15-21. 2011.
- [37] Manwell, J.F.; McGowan, J.G.; Rogers, A.L. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2nd ed.; John Wiley & Sons, Inc.: Chichester, UK, 2009
- [38] Gumbel EJ. Statistics of extremes. Columbia Univ Press; 1958.
- [39] Dongbum Kang, Kyungnam Ko, Jongchul Huh, Determination of extreme wind values using the Gumbel distribution, Energy, 86:51-58, 2015.
- [40] IEC 61400-12-1 Edition 2.0 : power performance measurements of electricity producing wind turbines., IEC, 2017.
- [41] WindPRO 2.9 User Manual, Chapter 12. ENERGY - LOSS & UNCERTAINTY, <http://help.emd.dk/knowledgebase>.
- [42] R. Mikkelsen, Actuator Disc Methods Applied to Wind Turbines, 2003.
- [43] P. Argyle, S. Watson, C. Montavon, I. Jones, M. Smith, Turbulence intensity within large offshore wind farms, EWEC Processing, 2015.
- [44] S. Roma Solanellas, C. Montavon, D. Madueno, A. Moragrega, S. Espana, Sensitivity of wake losses to wind turbine diameter for a

offshore wind farm, EWEC Processing, 2014.

[45] C. Montavon, I. Jones, C. Sander, Accounting for stability effects in the simulation of large array losses, EWEC Processing, 2012.

[46] C. Montavon, I. Jones, D. Malins, C. Strachan, R. Spence, Modelling of wind speed and turbulence intensity for a forested site in complex terrain, EWEC Processing, 2012.

감사의 글

보람 있었던 2년의 석사과정동안 많은 것을 배울 수 있었고 자그마한 결실을 맺을 수 있도록 도움을 주신 많은 분들에게 이 자리를 빌려 감사의 인사를 드리고자 합니다.

먼저 논문이 무엇인지, 제가하고 싶은 연구에 대해 부족한 점이 무엇이고 연구의 방향을 정해주신 저의 지도교수 고경남 교수님, 항상 믿어주시고 논문이 완성되기까지 끊임없이 여러 가지 도움을 아끼지 않으셨으며, 부족한 저를 이 자리까지 이끌어 주신 교수님의 은혜에 머리 숙여 진심으로 감사드립니다.

학생들이 연구에 집중할 수 있도록 아낌없는 지원과 많이 바쁘신 와중에 학생들과 소통을 통해 이야기를 들어주시는 허종철 교수님 감사합니다.

풍력에 대해 이론뿐만 아니라 정책 및 추세에 대해 많은 설명을 해주시고, 따뜻한 격려와 연구에 대한 코멘트를 해주신 김범석 교수님 감사합니다.

더불어 주말과 밤·낮 가리지 않고 도움을 주시고 면밀한 검토와 심사를 받기 전까지 신경을 함께 써주신 동범이형, 동현이형 정말 감사합니다.

논문을 작성할 수 있도록 값진 데이터를 제공해주신 대정해상풍력 강봉조 본부장님, 박희주 팀장님, 정석용 박사님, 김영주 팀장님께 진심으로 감사의 마음을 전합니다.

바쁘고 정신없는 와중에도 후배를 챙기는 단지설계 연구실 선배님들, 강민협 선생님, 동범이형, 동현이형, 진혁이형, 건우형, 항상 후배들의 궁금증을 해결해 주시고 연구에 도움을 주셔서 감사합니다. 선배들께 받은 이상으로 챙겨주지 못해 미안한 후배 운다르마, 진석이, 같은 분야를 공부하고 있는 사람이 있다는 것이 얼마나 큰 힘이 되는지 깨닫게 해준 단지설계 선후배 여러분께 다시 한번 감사드립니다.

연구에 더욱 집중할 수 있도록 많은 편의와 기회를 주신 제주에너지공사 고승훈 센터장님, 강보신부장님, 고정민 선배님, 김동완 선배님, 강민상 선배님, 김태형 선배님께 깊은 감사를 드립니다.

오랜 시간 함께하며 저에게 멘토이자 롤모델인 대영이형 감사합니다. 따뜻한 조언과 도움으로 인해 지금의 제가 이 자리에 있을 수 있었습니다.

이 외에도 도움을 주신 많은 분들에게 고마움을 전하지 못해 죄송하고 감사합니다.

마지막으로 오늘이 있기까지 끝없는 보살핌과 저를 믿고 응원해주신 존경하는 아버지, 어머니, 그리고 형님께 감사의 마음을 바칩니다.

