



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](#)

碩士學位論文

단순·복잡 지형에서 허브높이 및 로터등가  
풍속을 적용한 풍력발전기 출력성능 비교

濟州大學校 産業大學院

風力工學科

康 普 臣

2021 年 8 月

# 단순·복잡 지형에서 허브높이 및 로터등가 풍속을 적용한 풍력발전기 출력성능 비교

指導教授 高 炘 男

康 普 臣

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2021 年 6 月

康普臣의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長

김 병 석



委 員

김 경 남



委 員

정 리 현



濟州大學校 産業大學院 風力工學科

2021 年 6 月



# Comparison of Wind Turbine Power Performance using Hub Height and Rotor Equivalent Wind Speeds under simple and complex Conditions.

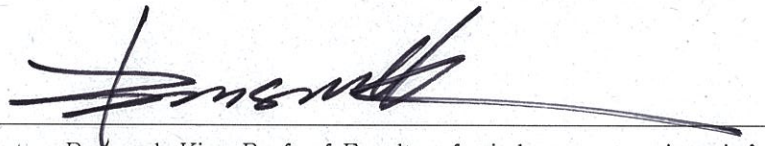
Bosin Kang

(Supervised by professor Kyung-Nam Ko)

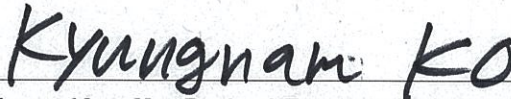
A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement for the  
degree of Master of Engineering

2021 . 6 .

This thesis has been examined and approved.



Thesis director, Bum-suk Kim, Prof. of Faculty of wind energy engineering



Thesis director, Kyung-Nam Ko, Prof. of Faculty of wind energy engineering



Thesis director, Jeong Ji Hyun, Prof. of Major of Mechanical engineering

2021. 6. 30

Date

Department of Wind Energy Engineering  
Graduate School of Industry  
Jeju National University



# 목 차

List of Figures .....	iii
List of Tables .....	v
Abstract .....	vi
I. 서 론 .....	1
1. 연구배경 .....	1
2. 연구동향 .....	3
3. 연구목적 .....	5
II. 분석조건 .....	6
1. 시험부지 및 시험기기의 위치 .....	6
2. 측정시스템 사양 및 구성 .....	9
3. 유효 측정방위각 산정 .....	16
4. 시험부지의 지형변화도 .....	23
III. 분석방법 .....	27
1. 연구절차 .....	27
2. 로터등가풍속에 따른 연간 에너지 생산량 산출 .....	28
3. 데이터 수집 .....	33
4. 데이터 처리 .....	35
IV. 허브높이와 로터등가풍속에 따른 출력성능 시험 .....	44
1. 유효 풍향에 대한 풍속분포 .....	44
2. 허브높이의 출력곡선 및 출력계수 도출 .....	46
3. 로터등가풍속에 따른 출력곡선 도출 .....	50

4. 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 출력곡선 비교 .....	52
5. 각 발전기별 단위용량별 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 출력곡선 비교 .....	54
6. 연간 에너지 생산량 산정 .....	55
V. 결 론 .....	60
참고문헌 .....	62

## List of Figures

Fig. I-1 Development of worldwide cumulative wind power capacity .....	2
Fig. II-1 Location of Dongbok wind farm, Jeju, Korea .....	6
Fig. II-2 Layout of Dongbok wind farm .....	7
Fig. II-3 Location of Haengwon wind farm, Jeju, Korea .....	8
Fig. II-4 Layout of Haengwonk wind farm .....	8
Fig. II-5 View of Dongbok wind farm .....	9
Fig. II-6 View of Haengwon wind farm .....	10
Fig. II-7 80 m tall met mast in Dongbok wind farm .....	12
Fig. II-8 80 m tall met mast in Haengwon wind farm .....	12
Fig. II-9 Data acquisition system for power performance testing .....	15
Fig. II-10 Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines, and significant obstacles in Dongbok #15 .....	19
Fig. II-11 Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines, and significant obstacles in Haengwon #5 .....	22
Fig. II-12 The region for terrain assessment for Dongbok #15 .....	24
Fig. II-13 The region for terrain assessment for Haengwon #5 .....	25
Fig. III-1 Work flow for this study .....	27
Fig. III-2 Time series analysis for Dongbok #15 .....	35
Fig. III-3 Time series analysis for Haengwon #5 .....	35
Fig. III-4 Application process of the various normalizations .....	39
Fig. III-5 Comparison of wind shears from met mast and Ground LiDAR for Dongbok #15 .....	40
Fig. III-6 Comparison of wind shears from met mast and Ground LiDAR for Haengwon #5 .....	41
Fig. III-7 Wind shear measurement heights appropriate to measurement of REWS ..	41
Fig. III-8 Rotor swept area divided into 4 segments corresponding to the 4 heights where the Ground Lidar measured for Dongbok #15 .....	42

Fig. III-9 Rotor swept area divided into 7 segments corresponding to the 7 heights where the Ground Lidar measured for Haengwon #5	42
Fig. IV-1 Wind speed vs. wind direction for Dongbok #15	44
Fig. IV-2 Scatter plot of measured power outputs for Dongbok #15	44
Fig. IV-3 Wind speed vs. wind direction in Haengwon #5	45
Fig. IV-4 Scatter plot of measured power outputs for Haengwon #5	45
Fig. IV-5 Scatter plot of measured power output at hub height of Dongbok #15	46
Fig. IV-6 Measured power curve and $C_p$ curve at hub height of Dongbok #15	47
Fig. IV-7 Extrapolated power curve at hub height of Dongbok #15	47
Fig. IV-8 Scatter plot of measured power outputs at hub height of Haengwon #5	48
Fig. IV-9 Measured power curve and $C_p$ curve at hub height of Haengwon #5	49
Fig. IV-10 Extrapolated power curve at hub height of Haengwon #5	49
Fig. IV-11 Measured power curve at REWS height of Dongbok #15	50
Fig. IV-12 Extrapolated power curve at REWS of Dongbok #15	50
Fig. IV-13 Measured power curve at REWS of Haengwon #5	51
Fig. IV-14 Extrapolated power curve at REWS of Haengwon #5	51
Fig. IV-15 Comparison of power curves derive from hub height and REWS for Dongbok #15	52
Fig. IV-16 Comparison of power curve derive from the hub height and REWS for Haengwon #5	53
Fig. IV-17 Comparison of power output rations from Dongbok #15 and Haengwon #5	54
Fig. IV-18 Comparison of capacity factors using hub height and REWS for Dongbok #15	56
Fig. IV-19 Comparison of capacity factors using hub height and REWS for Haengwon #5	58
Fig. IV-20 Comparison of relative errors for AEP-Extrpolated using Hub height and REWS for Dongbok #15 and Haengwon #5	59



# List of Tables

Table I-1 Specification of onshore and offshore wind turbines .....	4
Table II-1 Specification of the wind turbines tested .....	10
Table II-2 Specification of the met masts .....	11
Table II-3 The wake effect of neighboring wind turbines on the wind turbine tested .....	17
Table II-4 The wake effect of neighboring wind turbines on the met mast ..	18
Table II-5 The wake effect of neighboring wind turbines on the wind turbine tested ..	20
Table II-6 The wake effect of neighboring buildings on the wind turbine tested .....	20
Table II-7 The wake effect of neighboring wind turbines on the Met mast ..	21
Table II-8 The wake effect of neighboring building on the Met mast .....	21
Table II-9 The result of terrain assessment for the maximum terrain slope and variation for Dongbok #15 .....	24
Table II-10 The result of terrain assessment for the maximum terrain slope and variation for Haengwon #5 .....	26
Table III-1 The measurement sensor list and its specification .....	33
Table III-2 Effective rate in Dongbok #15 Ground LiDAR .....	36
Table III-3 Effective rate in Haengwon #5 Ground LiDAR .....	36
Table III-4 Data filtering process .....	38
Table III-5 The measurement height of REWS .....	41
Table III-6 REWS calculation for Dongbok #15 .....	43
Table III-7 REWS calculation for Haengwon #5 .....	43
Table IV-1 Comparison of AEP using Hub height and REWS for Dongbok #15 ..	56
Table IV-2 Comparison of AEP using Hub height and REWS for Haengwon #5 ..	58

# Abstract

In order to find the difference between wind turbine power performances derived from hub height wind speed (HHWS) and rotor equivalent wind speed (REWS), an experimental investigation was carried out on complex terrain of Dongbok site, Jeju, and simple terrain of Haengwon site, Jeju. The test wind turbines were a 2 MW wind turbine of Dongbok site and a 1.5 MW wind turbine of Haengwon site, respectively. An 80 m tall met mast corresponding to the hub height of the two turbines was installed each next to the two turbines for capturing wind and meteorological conditions. A LiDAR system was also installed at each site near the met mast for measuring wind conditions. The measurement period was for about 8 months at the two sites. The valid data were used for the analysis after data filtering process.

Site assessment was conducted for each site according to IEC 61400-12-1 2<sup>nd</sup> edition before power performance was tested. The power curve was drawn using HHWS from the met mast, which was compared with that using REWS calculated from LiDAR measurements and HHWS. Annual energy production (AEP) and the capacity factor (CF) were estimated for annual average wind speeds from 4 to 11 m/s using the two types of the power curves. In addition, the relative errors were calculated for the AEP and the CF when the power curve using REWS was a reference.

As a result, site calibration was not necessary for simple terrain of Haengwon site, while that was needed for complex terrain of Dongbok site. Since site calibration for Dongbok site with many wind turbines was not possible, power performance test was carried out without site calibration.

After data filtering process, in Dongbok site, HHWS was 8.22 m/s, while REWS was 8.18 m/s. The mean relative error of AEP was 1.68 % at annual average wind speeds of 5 - 11 m/s. After data filtering process, in Haengwon site, HHWS and REWS were 11.68 m/s and 11.64 m/s, respectively. The mean relative error of AEP was 0.96 % at annual average wind speeds of 5 - 11 m/s. The difference between CFs using HHWS and REWS was 0.6 % for Dongbok site, while that was 0.3 % for Haengwon site.

# I. 서론

## 1. 연구배경

우리나라의 풍력발전 설비 보급은 1998년 600 kW 풍력발전기 2기를 상업 운전에 성공하면서 시작되었다. 이후, 2008년부터 2017년까지 매년 평균 15.9 %씩 증가하였고, 2019년에는 2018년보다 14.7 %가 증가한 191.2 MW 신규 풍력발전 설비가 보급되어, 2019년 말 기준으로 1,493.8 MW의 총 누적 설비용량이 보급되었다 [1-2]. 풍력발전 보급 상세현황에 따르면, 현재 풍력발전 설비는 주로 육상 풍력발전에 보급되었다. 해상 풍력발전 설비는 2017년부터 가동을 시작한 탐라 해상 풍력발전단지 30 MW, 영광 해상 풍력발전단지 34.5 MW와 서남해 해상 풍력발전 실증단지 60 MW가 보급되었다.

매년 육상 상업용 풍력발전단지는 계속해서 늘고 있지만, 해상 풍력발전단지 개발은 대규모 프로젝트 중심으로 계획하여 추진하고 있지만, 주민 수용성 확보의 어려움 및 인허가 시에 민원 발생으로 다소 부진하여 뚜렷한 개발성과가 나오지 않고 있다 [3].

Fig. I-1은 전 세계 GWEC 회원 지역에 설치된 신규 풍력발전기 용량을 나타낸다 [4]. 전 세계적으로 살펴보면 풍력발전 설비의 보급은 2001년부터 2010년까지 연간 22 % 증가율을 나타낸다. 이후 2011년부터 2014년까지의 보급은 다소 감소된 10 % 증가 현상을 보였다. 하지만 2015년 이후 2020년까지는 8 %가 증가되었다. 결과적으로 2020년을 기준으로 풍력발전기의 설치용량은 93.0 GW로써 누적 설치용량은 743 GW에 이르렀다. 풍력발전기 보급률 중, 2020년 기준 해상 풍력발전기의 설치용량은 6.1 GW이고, 비중은 6.6 %에 도달하여 해상 풍력발전기의 누적 설치용량은 35 GW에 도달 되었다 [5].

또한 풍력발전기의 단위 용량은 1981년에 Vestas 사의 55 kW급 풍력발전기가 설치되었고, 2000년대 이후에 들어서야 2 MW 용량의 발전기가 개발 및 보급이 되었다. 2018년에는 풍력발전기의 단위용량은 10 MW 수준까지 개발되었다. 현재 GE 사에서는 12 MW 개발이 완료되어 프로토타입 (Prototype)으로 설치되어

2020년 11월에 형식인증 (Type of certification)이 완료되었다. 향후 Siemens Gamesa에서는 2024년에 SG 14 MW 풍력발전기를 양산할 계획을 하고 있다. 2000년대 초에 생산한 Vestas V90의 로터 직경은 90 m이지만, 계속해서 풍력발전기 용량 증가에 따라 블레이드의 길이도 계속 커져가고 있다. 최근에 GE 사에서 개발한 풍력발전기 로터의 직경은 220 m에 이르고 있다 [6].

블레이드 길이가 늘어나더라도 해상 지역 또는 단순지형에서의 허브높이 풍속 데이터로부터 계산된 연간 에너지 생산량 (Annual Energy Production, AEP)은 높이 별 풍속의 차가 적어 허브높이의 풍속 값을 대푯값으로 선정하더라도 실제 연간 에너지 생산량과의 오차는 크지 않았다. 하지만 윈드시어 (Wind shear) 형태가 복잡지형 또는 난류가 심한 지역에서는 높이 별 풍속 차가 크기 때문에 허브높이의 풍속이 대푯값으로 선정될 수 없어 연간 에너지 생산량 산정에 한계가 발생함을 알 수 있었다.

국제전기기술위원회 (International Electrotechnical Commission, IEC)의 IEC 61400-12-1 Ed. 2에서는 3개 이상의 높이에서 측정된 풍속으로부터 로터등가풍속 (Rotor Equivalent Wind Speed, REWS) 계산하여, 로터면적 전체에 상응하는 풍속을 계산하는 방법이 제시되었다. 이에 윈드시어 형태에 따른 풍력발전기의 출력 곡선 및 연간 에너지 생산량을 비교, 분석하는 실증연구의 필요성이 제기되고 있다.



Fig. I-1 Development of worldwide cumulative wind power capacity [4]

## 2. 연구동향

국외에서는 대형 풍력발전기의 성능이 로터를 가로지르는 수직 바람전단의 영향을 받는 것으로 알려지면서, 로터면적 영역에 대한 가중 풍속을 평균화하는 로터등가풍속에 대한 연구가 활발하게 진행되었다.

Wagner와 Clifton et al. [7-8]은 블레이드 면적을 5개의 높이로 나누어 풍속을 측정하여 로터등가풍속을 계산하는 방법을 제시하였다. 각 높이에서 측정된 풍속에 세그먼트 가중치를 적용한 후, 계산된 평균값인 로터등가풍속으로 제조사 출력곡선과 실제전력 출력곡선을 비교한 결과는 허브높이에서 측정한 풍속보다 훨씬 정확하였다. 또한, 연간 에너지 생산량의 백분율 오차를 -2.3 %에서 -0.5 %로 줄일 수 있음을 실험적으로 확인되었다.

또한 Barth et al. [9-11]은 Wagner가 제안한 로터등가풍속을 사용하여 풍력발전단지 전체의 총 연간 에너지 생산량을 예측하였고, 허브높이에서 측정된 풍속으로 예측된 연간 에너지 생산량보다 더 정확한 결과를 확인되었다.

국제에너지기구 (International Energy Agency, IEA)의 Wind Task 32에서는 5개국의 8개 조직이 참여하여 로터등가풍속으로 출력곡선을 측정하는 비교 실험을 시행하였다. 이에 IEC 61400-12-1 Ed. 2에서 풍력발전기 출력성능측정 시, 허브풍속 방법 외 로터등가풍속 방법으로도 적용할 수 있게 되었다.

하지만 최근 일부 논문에서는 로터등가풍속 방법이 풍력발전기의 로터직경과 윈드쉬어에 따라 적용 여부를 고려할 필요가 있다고 보고되었다. 로터직경 및 허브높이의 비율이 1.8 % 보다 작은 경우에 풍력발전기 위치에서 윈드쉬어 계수가 0.05 ~ 0.4 사이의 일정한 값을 갖는 경우 허브높이에서 기상탑 풍속과 로터등가풍속 간의 차이는 1 % 이내였다. 따라서 로터직경과 허브높이의 비가 큰 대형 해상 풍력발전기의 경우 일반적인 윈드쉬어가 0.1인 경우에는 로터등가풍속의 적용 여부를 고려할 필요가 없다. 하지만 윈드쉬어 편차가 높거나 풍력발전단지 주변이 숲형태인 복잡지형의 경우에는 높이별 풍속의 차가 커서 로터등가풍속을 적용하여야 한다 [13].

Table I-1는 전 세계적으로 생산하는 육·해상 풍력발전기의 용량 및 로터직경, 허브높이, 로터의 상·하부 높이를 나타낸다.

국내에서는 2050년 탄소중립 전략 발표에 따라 태양광 및 풍력 위주의 연구에 집중투자 될 것으로 예상된다. 풍력과 관련하여 대부분의 연구 분야는 풍력발전기 용량의 대형화 또는 해상 풍력발전기 개발에 집중되고 있다. 하지만 국내의 로터 등가풍속에 관한 연구는 해외의 연구 성과만큼 활발하게 이루어지지 않고 있다. 국내에서 발표한 연구 논문을 살펴보면 기상탑을 활용하지 않고 MERRA 재해석자료를 사용하여 풍속을 비교한 결과, 로터등가풍속이 허브높이 풍속보다 0.1 m/s 만큼 낮은 풍속을 보였다. 또한, 실제 생산량과의 오차 감소율을 살펴본 것을 보면, 안정 대기상태에서 허브풍속 보다 로터등가풍속을 사용해서 생산량을 산출하는 것이 12.6 %의 오차 감소율을 보였고, 불안정 대기상태에서는 17.5 %의 오차 감소율을 보이며, 불안정 대기상태에서의 로터등가풍속의 영향 정도가 큰 것으로 판단되고 있다. 로터등가풍속을 이용한 생산량이 실제 생산량에 더 가깝게 모의 할 수 있었다 [17-18].

Table I-1 Specification of onshore and offshore wind turbines [5, 13-16]

Turbine	Rated capacity [MW)	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Top rotor height [m]	Bottom rotor height [m]	Swept area [m <sup>2</sup> ]
MHI-Vestas V174	9.5	174	110	197	23	23,779
MHI-Vestas V164	9.5	164	105	187	23	21,124
Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD	8.0	167	92	175.5	8.5	21,900
GE Wind Energy Haliade-X	12	220	150	260	40	38,000
Doosan WinDS8000 (Developing)	8.0	190	130	225	17.5	28,352
Doosan WinDS5500	5.5	140	110	170	40	15,393
Doosan WinDS3000	3.0	134	90	157	23	14,102
Hanjin HJWT 2000	2.0	87	80	123.5	36.5	5,944
Hanjin HJWT 1500	1.5	70	70	105	35	3,848

### 3. 연구목적

본 연구에서는 단순지형에 위치한 행원 풍력발전단지 및 복잡지형에 위치한 동북 풍력발전단지에서 기존의 허브높이에서 측정된 풍속만을 활용한 방법과 로터등가풍속을 활용한 방법으로 출력곡선 및 연간 에너지 생산량을 산출하여 그 차이를 비교하고자 한다.

이를 위하여 각 사이트에 설치된 80 m 기상탑과 지상기반 라이더를 활용하여 IEC 61400-12-1 Ed. 2에서 제시하는 허브높이 풍속과 로터등가풍속을 활용한 방법으로 출력곡선을 산출하였다. 결론적으로 단순지형 및 복잡지형에서 사례를 통해 지형에 따른 출력곡선 및 연간 에너지 생산량, 연간 풍력발전기 이용률을 상호 비교하여 그 차이를 계산하고 시사점을 도출하고자 한다.



## II. 분석 조건

### 1. 시험부지 및 시험기기의 위치

#### 가. 동북 풍력발전단지

Fig. II-1은 풍력발전기 허브높이 및 로터등가풍속을 측정할 구좌읍 동북리 산 56번지 일원의 동북 풍력발전단지의 위치를 나타낸다. 제주국제공항에서 지방도로를 따라가면 동쪽으로 약 24 km 정도 떨어져 있는 지역으로써, 주변에는 함덕해수욕장 및 해안가가 인접하여 있다. 제주특별자치도에서 동쪽 지역은 풍력자원이 우수하여 동북 풍력발전단지 주변 직선거리 상에 약 4 ~ 7 km 정도 떨어진 지점에 김녕 풍력발전단지 및 김녕 풍력실증단지, 그리고 10 km 떨어진 지점에 행원 풍력발전단지가 위치하고 있다.



Fig. II-1 Location of Dongbok wind farm, Jeju, Korea

Fig. II-2는 동북 풍력발전단지 내의 시험대상 풍력발전기 및 지상기반 라이다, 기상탑의 위치를 나타낸다. 시험대상 풍력발전기인 동북 15호기는 풍력발전단지 내에서 가장 북쪽에 위치해 있으며, 기상측정을 위한 지상기반 라이다 및 기상탑은 시험 풍력발전기로부터 북쪽방향으로 약 219.6 m 떨어져 설치되어 있다. 동북 풍력발전단지의 주 풍향은 북서풍으로 기상탑에 후류영향을 주지 않은 유효 데이터를 수집하는데 유리한 위치이다.



Fig. II-2 Layout of Dongbok wind farm

#### 나. 행원 풍력발전단지

Fig. II-3은 풍력발전기 허브높이 및 로터등가풍속을 측정 할 구좌읍 행원리 575-20번지 일원의 행원 풍력발전단지의 위치를 나타낸다. 제주국제공항에서 지방도로를 따라갈 때 동쪽으로 약 39 km 정도 떨어져 있는 지역으로써, 주변에는 구좌 농공단지 및 행원 육상양식단지, 해안가가 인접하여 있다. 풍력자원이 우수하여 주변에 김녕 풍력발전단지 및 김녕 풍력실증단지, 그리고 10 km 떨어진 거리에 동북 풍력발전단지가 위치하고 있다.



Fig. II-3 Location of Haengwon wind farm, Jeju, Korea

Fig. II-4는 행원 풍력발전단지 내 시험대상 풍력발전기 및 지상기반 라이다, 기상탑의 배치도를 나타낸다. 시험 대상 풍력발전기인 행원 5호기는 풍력발전단지 내에서 북쪽에 위치해 있으며, 기상측정을 위한 지상기반 라이다 및 기상탑은 시험 풍력발전기로부터 북쪽방향으로 약 212.2 m 떨어져 설치되어 있다. 행원 풍력발전단지의 주 풍향은 북서풍으로 기상탑에 후류 영향을 주지 않는다.



Fig. II-4 Layout of Haengwon wind farm

## 2. 측정시스템 사양 및 구성

### 가. 시험 풍력기기 사양

#### 1) 풍력발전기

동북 풍력발전단지에는 (주)한진산업의 2 MW 풍력발전시스템 15기로 구성되었고, 총 용량은 30 MW 규모이다. 시험대상 풍력발전기 HJWT 2000은 (주)한진산업에서 개발, 생산된 Upwind의 유도형 비동기 발전기 방식으로 컨버터를 통해 한전 계통에 연계하여 운전하는 방식을 취하고 있다. Fig. II-5은 시험대상 풍력발전기인 동북 15호기에서의 전경을 나타내고 있다.



Fig. II-5 View of Dongbok wind farm

행원 풍력발전단지에는 Neg Micom 및 Vestas, 유니슨, 현대중공업(주), (주)한진산업이 개발한 5종의 12기 풍력발전기가 설치되어 있었으며, 총 용량은 11.45 MW 규모이다. 시험대상 풍력발전기 행원 5호기의 기종은 (주)한진산업에서 개발한 HJWT 1500로써 1.5 MW 급의 Upwind 유도형 발전기 방식으로 Soft stator를 통하여 운전하는 방식을 취하고 있다. Fig. II-6은 시험대상 풍력발전기인 행원 5호기에서의 전경을 나타낸다.



Fig. II-6 View of Haengwon wind farm

Table II-1은 동북 15호기 및 행원 5호기의 세부적인 사양을 나타낸다.

Table II-1 Specification of the wind turbines tested

Item	Dongbok #15	Haengwon #5
Rated Power	2,000 kW	1,500 kW
Rated Wind Speed	12.5 m/s	13 m/s
Rotor Diameter	87 m	70 m
Hub height	80 m	70 m
Cut-in wind speed	4 m/s	4 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s
Pitch system	Electrical motor drive	Electrical motor drive

## 2) 기상탑

Table II-2는 동북 및 행원 풍력발전단지 내 설치된 기상탑의 상세사양을 나타낸다.

동북 기상탑은 Fig. II-7과 같이 80 m 높이의 Triangular type이며, 세 방향의 지선을 이용하여 고정되어 있었다. 풍속계, 풍향계, 온도계, 대기압계 및 강우계가 설치되어 있었다.

행원 기상탑은 Fig. II-8과 같이 80 m 높이의 자립식 Lattice type이며, 풍속계, 풍향계, 온도계 및 대기압계가 설치되어 있었다.

Table II-2 Specification of the met masts

Item	Met mast for Dongbok #15	Met mast for Haengwon #5
Type	Guy wires Triangular lattice	Self Supporting Triangular lattice
Date	2019. 1. 1 ~ 2019. 8. 15	2016. 6. 16 ~ 2017. 3. 2
Height	80 m	80 m
Type of sensor on the met mast	Anemometer 4 EA (80, 76, 50, 35 m)	Anemometer 5 EA (80, 76, 70, 50, 35 m)
	Wind vane 3EA (76.5, 74, 35 m)	Wind vane 3 EA (76, 67, 50 m)
	Thermo-hygrometer 2EA (75, 3 m)	Thermo-hygrometer 2 EA (75, 3 m)
	Barometer 2 EA (75, 3 m)	Barometer 2 EA (75, 3 m)
	Rainfall meter 1 EA	-



Fig. II-7 80 m tall met mast in Dongbok wind farm



Fig. II-8 80 m tall met mast in Haengwon wind farm

## 나. 시험 장비의 사양

### 1) 출력 (Electric power)

풍력발전기의 순 출력은 각 상에 대한 전압과 전류를 측정하는 출력 측정장치를 사용하여 측정한다. 전압을 측정하기 위하여 변압기 (Power transformer, PT) 등급은 IEC 60186의 요구사항을 만족하고 전류를 측정하기 위한 변류기 (Current transformer, CT) 등급은 IEC 60044-1의 요구사항을 만족한다. 이러한 PT 및 CT는 해당 규격의 0.5 등급 이상으로 설치되었다. 변압기와 변류기의 설치 위치는 정확한 측정을 보증하기 위해 풍력발전기 컨버터 내 1차 측 전기적 연결지점 사이에 설치되었다 [21-22].

### 2) 풍속 (Wind speed)

풍속측정은 IEC 61400-12-1 Annex I: Classification of cup anemometry의 요구사항을 만족하는 컵형 풍속계로 사용되었다. 출력성능측정용 풍속계 등급은 Class A의 0.9 등급을 사용되었고, 동북 풍력발전단지 내 기상탑에 풍속계 설치 높이는 80, 76, 50, 35 m이고, 행원 풍력발전단지 내 기상탑에 풍속계 설치 높이는 80, 76, 70, 50, 35 m에 장착되었다. 풍속계의 상세 설치기준은 IEC 61400-12-1 Annex G에 따른다 [20].

### 3) 풍향 (Wind direction)

동북 풍력발전단지 내 풍향측정 장치는 허브높이 80 m의 주 풍속계보다 최소 1.5 m 아래로 이격하고, 허브높이의 10 % 이내에 부착한 76.5 m와 35 m에 풍향계가 설치되었다. 행원 풍력발전단지 내 풍향측정 장치는 허브높이 70 m의 주 풍속계보다 1.5 m 아래로 이격하여 67 m와 50 m에 설치되었다. 풍향계 상세 설치 기준은 IEC 61400-12-1 Annex G에 따른다. 다만 풍향측정 장치의 보정 및 동작, 방향의 합성 불확도는 5° 이하로 하였다 [20].



#### 4) 공기밀도 (Air density)

공기밀도는 대기압과 대기온도를 이용하여 정해지며, 온도가 높은 경우는 상대습도를 측정하여 IEC 61400-12-1을 이용하여 대기습도의 밀도 효과를 보정하였다. 대기온도 센서와 습도 센서가 사용되면 풍력발전기 로터중심의 대기온도를 나타내기 위해 동북 풍력발전단지에 75 m 높이의 기상탑상에 부착하였고, 행원 풍력발전단지에는 75 m 높이의 기상탑에 부착하였다 [23].

#### 5) 풍력발전기 상태

풍력발전시스템의 회전자 상태는 풍력발전기 출력에 영향을 미치므로 날개 상태에 영향을 주는 강수량, 표면응결 현상 및 오염물 부착 등의 인자들을 지속해서 관찰하였다. 아울러 풍력발전시스템의 정상 운전상태 여부를 판단할 수 있는 신호도 함께 계속 측정되었다.

#### 6) 데이터 수집 시스템

풍속 및 풍향, 온·습도, 대기압 데이터는 1 Hz의 샘플링율로 수집되며 10분 평균 데이터로 데이터 수집시스템에 저장되었다. 풍력발전기의 풍속 및 출력, 상태신호, 로터 속도, 피치각 등의 신호는 풍력발전기 내 SCADA (Supervisory control and data acquisition) 시스템에 5분 평균자료로 저장되었다. 데이터 수집시스템 및 SCADA 시스템의 시간 동기화는 기상탑 풍속과 풍력발전기의 풍속을 비교하여 동기화하였다.

#### 7) 지상기반 라이더

시험대상 풍력발전기 주변 기상탑의 근처에 지상기반 라이더를 설치 후 데이터 계측을 시작하여 내부 데이터 프로세싱 유닛을 통하여 기상 데이터 취득을 수행하였다. 또한 지상기반 라이더는 지상 40 m에서부터 200 m까지 범위 내 총 10개의 측정 위치에서 1 Hz 샘플율로 풍속 및 풍향값을 계측되었다.

다. 시험 장비의 구성

Fig. II-9는 출력성능시험을 위한 기상탑 및 지상기반 라이다, 풍력발전기의 SCADA 데이터 수집 시스템의 구성도를 나타낸다. 개별적으로 수집한 데이터는 개별적인 데이터로거에 수집된다. 수집한 데이터는 10분에 대한 평균, 최대, 최소, 표준편차 데이터로 구분하여 데이터를 내부 저장장치에 저장하였다. 개별적으로 수집한 측정시스템의 저장 데이터를 내려 받아 출력성능시험을 시행하였다.

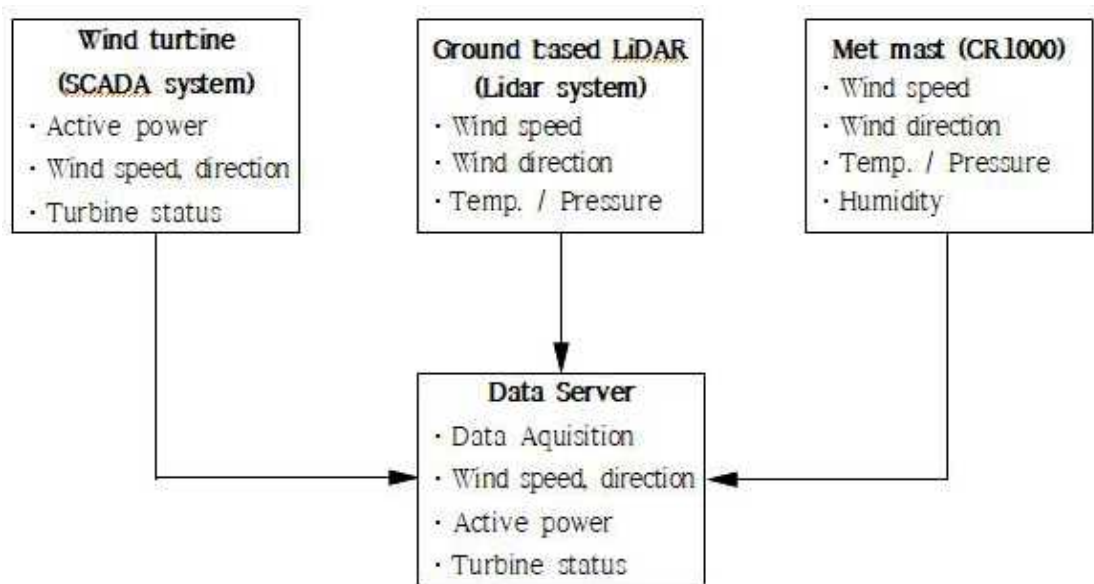


Fig. II-9 Data acquisition system for power performance testing

### 3. 유효 측정방위각 산정

IEC 61400-12-1 Annex A에 의거하여 기상탑 및 풍력발전기 주변에 장애가 있는 주요 건물, 풍력발전기 등을 주요 장애물로 선정하여 장애물의 높이, 폭, 위치 등의 정보를 수집하였다. 풍향의 유효 측정방위각을 설정하기 위하여 운영 중인 풍력발전기와 장애물로 인하여 주변의 지형 및 장애물로부터 영향을 받는 풍향은 풍력발전기와 기상탑에 대한 다른 지형 및 장애물의 상대적 위치 (거리 및 각도)에 의해 결정되었다. 이에 따라 인접한 풍력발전기의 운전으로 인한 후류 영향과 주요 장애물로 인해 유효 측정 방위각에서 제외되어야 왜곡 방위각을 식(2.1)을 이용하여 계산하였다.

$$\alpha = 1.3 \text{ Arctan}(2.5 D_n / L_n + 0.15) + 10 \quad (2.1)$$

- $\alpha$  : 왜곡 방위각 (Disturbed sector)
- $D_n$  : 인접 풍력발전기 회전자 직경
- $L_n$  : 기상탑 또는 풍력발전기와 인접 풍력발전기 거리

#### 가. 동북 풍력발전단지

##### 1) 인근 풍력발전기나 건물이 시험대상 풍력발전기에 미치는 영향

Table II-3은 주변의 풍력발전기와 건물이 시험대상인 풍력발전기인 동북 15호기에 미치는 영향을 나타낸다. 분석 결과 동북 풍력발전단지 주변의 풍력발전기는 모두 동북 15호기에 유동왜곡 영향을 미친다. 다만 주변 건물 장애물이 동북 15호기에 미치는 후류영향을 평가하였을 때, 동북 15호기로부터 주변 건물들까지의 거리가 로터직경의 20배 이상으로 계산됨에 따라 후류 영향이 없는 것으로 평가되었다.

Table II-3 The wake effect of neighboring wind turbines on the wind turbine tested

NO.	WTs	$D_n$	$L_n$	Direction from WTs	$\alpha$	wake sector	
	-	m	m	°	°	Start(°)	End(°)
1	No. 1	87	473.1	244.8	50.8	219.4	270.2
2	No. 2	87	271.8	215.7	66.6	182.4	249.0
3	No. 3	87	436.0	177.4	52.9	150.9	203.8
4	No. 4	87	607.2	151.9	45.0	129.4	174.4
5	No. 5	87	998.1	174.6	36.3	156.4	192.7
6	No. 6	87	937.4	190.8	37.2	172.2	209.4
7	No. 7	87	1217.4	208.5	33.7	191.7	225.3
8	No. 8	87	1219.2	195.3	33.6	178.4	212.1
9	No. 9	87	1249.5	182.2	33.3	165.5	198.8
10	No. 10	87	1265.3	170.2	33.2	153.6	186.8
11	No. 11	87	1057.1	149.3	35.5	131.6	167.0
12	No. 12	87	797.1	135.0	39.8	115.1	154.9
13	No. 13	87	544.8	124.6	47.4	100.8	148.3
14	No. 14	87	270.0	132.0	66.8	98.6	165.4
15	No. 16	87	1147.5	131.3	34.4	114.2	148.5

2) 인근 풍력발전기나 건물이 기상탑에 미치는 영향

Table II-4는 인근 풍력발전기와 주변의 건물 장애물이 동북 기상탑에 미치는 유동 분석 결과를 나타낸다. 분석 결과 동북 풍력발전단지 주변의 풍력발전기는 모두 동북 기상탑에 유동 왜곡 영향을 미쳤다. 다만, 주변 건물 장애물이 동북 기상탑에 미치는 후류 영향을 평가한 결과, 주변 건물과 동북 기상탑의 거리가 로터직경의 20배 이상으로 계산됨에 따라 후류 영향이 없는 것으로 평가되었다.

Table II-4 The wake effect of neighboring wind turbines on the met mast

NO.	WTs	$D_n$	$L_n$	Direction from WTs	$\alpha$	wake sector	
	-	m	m	°	°	Start(°)	End(°)
1	No. 15	87	219.6	183.2	73.4	146.5	219.9
2	No. 1	87	608.9	226.3	45.0	203.8	248.8
3	No. 2	87	472.0	201.2	50.8	175.8	226.6
4	No. 3	87	654.9	179.3	43.5	157.6	201.1
5	No. 4	87	803.1	160.1	39.7	140.3	179.9
6	No. 5	87	1215.7	176.1	33.7	159.3	193.0
7	No. 6	87	1155.5	189.4	34.3	172.2	206.5
8	No. 7	87	1419.0	204.7	31.9	188.7	220.7
9	No. 8	87	1434.7	193.4	31.8	177.5	209.3
10	No. 9	87	1469.1	182.3	31.6	166.5	198.1
11	No. 10	87	1480.2	172.1	31.5	156.4	187.9
12	No. 11	87	1245.4	154.9	33.4	138.3	171.6
13	No. 12	87	957.6	144.8	36.9	126.4	163.3
14	No. 13	87	685.3	140.4	42.6	119.1	161.7
15	No. 14	87	442.1	154.8	52.5	128.5	181.0
16	No. 16	87	1294.8	139.0	32.9	122.5	155.5

### 3) 유효 측정방위각 산정

Fig. II-10에 Table II-3 및 Table II-4의 결과로부터 본 출력성능 시험을 위한 동북 15호기의 유효 측정방위각을 계산한 결과를 나타낸다. 출력성능 시험을 위하여 계산된 유효 측정방위각은  $270.2^{\circ}$  ~  $98.6^{\circ}$  이었다. 풍력발전기의 유동 왜곡을 고려하고, 풍향측정에 대한 불확도  $5^{\circ}$ 를 고려하여 최종 유효 측정방위각은  $275.2^{\circ}$  ~  $93.6^{\circ}$ 로 결정하였다.

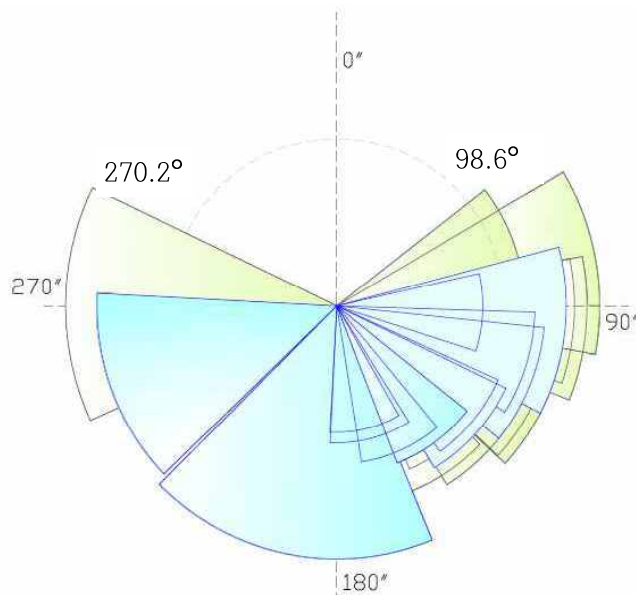


Fig. II-10 Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines, and significant obstacles for Dongbok #15

나. 행원 풍력발전단지

1) 인근 풍력발전기나 건물이 시험대상 풍력발전기에 미치는 영향

Table II-5 및 Table II-6은 주변의 풍력발전기와 건물이 시험대상 풍력발전기인 행원 5호기에 미치는 영향을 나타낸다. 분석 결과, 행원 풍력발전단지 주변의 풍력발전기 및 주변 건물들도 모두 행원 5호기에 유동 왜곡 영향을 미쳤다.

Table II-5 The wake effect of neighboring wind turbines on the wind turbine tested

NO.	WTs	$D_n$	$L_n$	Direction from WTs	$\alpha$	wake sector	
	-	m	m	°	°	Start(°)	End(°)
1	No. 17	91.3	504.0	270.6	50.4	245.4	295.8
2	No. 4	88.0	752.3	80.0	41.0	59.5	100.6
3	No. 10	48.2	701.9	95.2	33.2	78.6	111.8
4	No. 8	47.0	921.9	93.7	30.2	78.6	108.7
5	No. 11	48.2	637.8	115.6	34.3	98.5	132.8
6	No. 12	48.2	882.9	117.2	30.8	101.8	132.6
7	No. 13	47.0	790.0	132.3	31.6	116.5	148.1
8	No. 16	77.0	1250.2	149.8	32.0	133.9	165.8

Table II-6. The wake effect of neighboring buildings on the wind turbine tested

NO.	Buildings	$D_n$	$L_n$	Direction from object	$\alpha$	wake sector	
	-	m	m	°	°	Start(°)	End(°)
1	B8	25.3	490.3	67.2	30.3	52.1	82.3
2	B9	19.5	193.1	136.5	38.5	117.2	155.7
3	B10	20.2	232.8	144.3	36.2	126.2	162.4

2) 인근 풍력발전기나 건물이 기상탑에 미치는 영향

Table II-7과 Table II-8은 인근 풍력발전기와 주변의 건물 장애물이 행원 기상탑에 미치는 유동변화 분석 결과를 나타낸다. 행원 풍력발전단지 주변의 일부 풍력발전기는 행원 기상탑에 유동 왜곡 영향을 미쳤다. 또한 주변의 건물 또는 장애물이 행원 기상탑에 미치는 후류 영향을 평가하였을 때도 유동 왜곡 영향을 미쳤다.

Table II-7 The wake effect of neighboring wind turbines on the Met mast

NO.	WTs	$D_n$	$L_n$	Direction from WTs	$\alpha$	wake sector	
	-	m	m	°	°	Start(°)	End(°)
1	No. 5	70.0	212.2	191.4	67.5	157.6	225.2
2	No. 17	91.3	582.5	249.6	47.0	226.1	273.1
3	No. 4	88.0	703.3	96.4	42.3	75.2	117.5
4	No. 10	48.2	711.1	112.5	33.0	96.0	129.0
5	No. 8	47.0	917.7	106.9	30.2	91.8	122.0
6	No. 11	48.2	720.0	132.2	32.9	115.8	148.7
7	No. 12	48.2	962.6	129.5	30.0	114.5	144.5
8	No. 13	47.0	917.3	143.8	30.2	128.7	158.9
9	No. 16	77.0	1416.0	155.6	30.7	140.2	170.9

Table II-8 The wake effect of neighboring buildings on the Met mast

NO.	Buildings	$D_n$	$L_n$	Direction from object	$\alpha$	wake sector	
	-	m	m	°	°	Start(°)	End(°)
1	B8	22.1	410.4	92.5	30.7	77.2	107.8
2	B9	28.4	359.7	165.3	34.9	147.9	182.8
3	B10	27.7	408.0	166.7	33.0	150.2	183.2



### 3) 유효 측정방위각 산정

Fig. 11은 Table II-5에서 Table II-8의 결과로부터 본 성능시험을 위한 행원 5호기에 대한 유효 측정방위각을 나타낸다. 주변에 운전 중인 풍력터빈에 의해 유동 왜곡되는 영역은  $295.8^\circ \sim 59.5^\circ$ 이었으며, 주변 건물 장애물로 인한 유동 왜곡 영역은  $162.4^\circ \sim 52.1^\circ$  이었다. 이에 따라, 유동 왜곡 영역을 배제하고, 풍향 측정에 대한 불확도  $5^\circ$ 를 고려하여 최종 유효 측정방위각은  $300.8^\circ \sim 47.1^\circ$ 로 결정되었다.

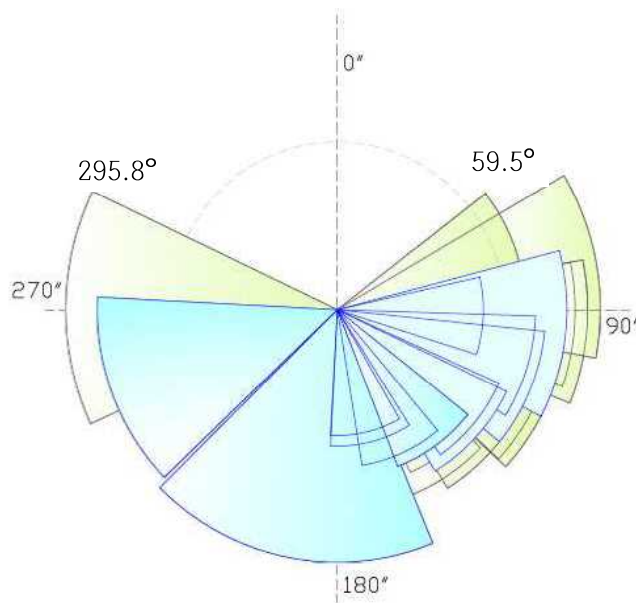


Fig. II-11 Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines, and significant obstacles for Haengwon #5



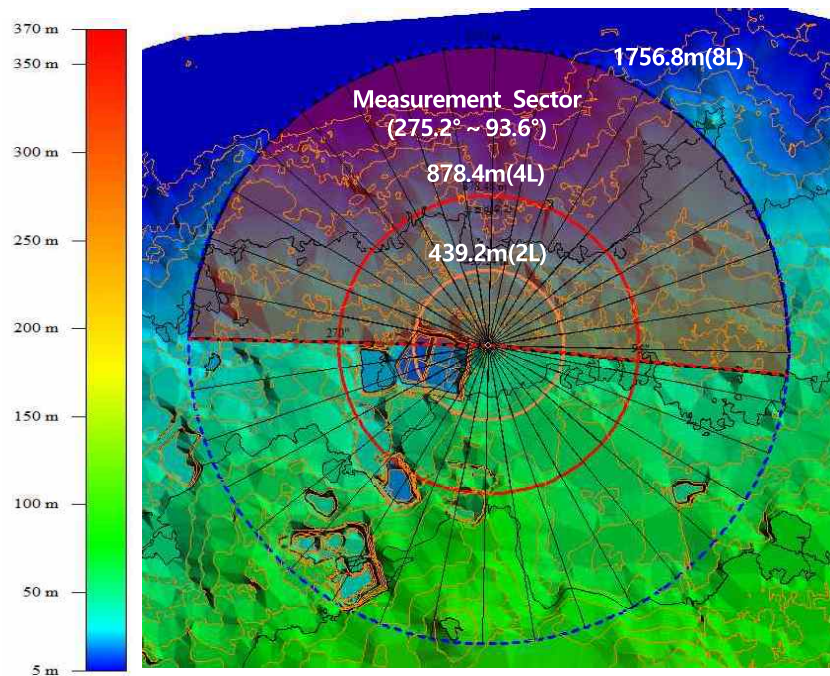


Fig. II-12 The region for terrain assessment for Dongbok #15 (distance between met mast and test wind turbine, 219.6m)

Table II-9 The result of terrain assessment for the maximum terrain slope and variation for Dongbok #15

Distance	Sector	Maximum slope (%)		Maximum terrain variation from plane (m)	
		Measured	Allow limit	Measured	Allow limit
<2L	360°	4.14	3	18.17	12.17
≥2L and <4L	Measurement sector	3.78	5	16.62	24.33
≥2L and <4L	Outside Measurement sector	6.36	10	-	-
≥4L and <8L	Measurement sector	3.4	10	29.87	36.5
≥8L and <16L	Measurement sector	0.84	10		

나. 행원 풍력발전단지

행원 5호기를 중심으로 행원 풍력발전단지 부지는 북쪽으로 해안가 및 바닷가에 인접하고 있었고, 남쪽으로는 구좌 농공단지 및 마을이 있었다. 지형 고도를 살펴보면 동서남북으로 평평한 지형 고도 분포를 보이는 평활한 지형으로 볼 수 있었다.

Fig. II-13는 행원 풍력발전단지 주변의 지형 고도 분포도를 나타낸다. 전반적으로 고도 변화가 심하지 않고 주변에 높이가 10 m인 스마트그리드 홍보관 건물과 공장만 산재하고 있어 단순한 지형적 모습을 보인다.

Table II-10에 시험장 주변 최대 기울기 및 최대지형 편차를 평가한 결과를 정리하였다. 위의 5가지의 조건 영역에서 최대 기울기와 최대 지형편차 조건을 모두 만족하여 단순 지형 조건을 만족하여 별도의 사이트 보정은 필요하지 않았다.

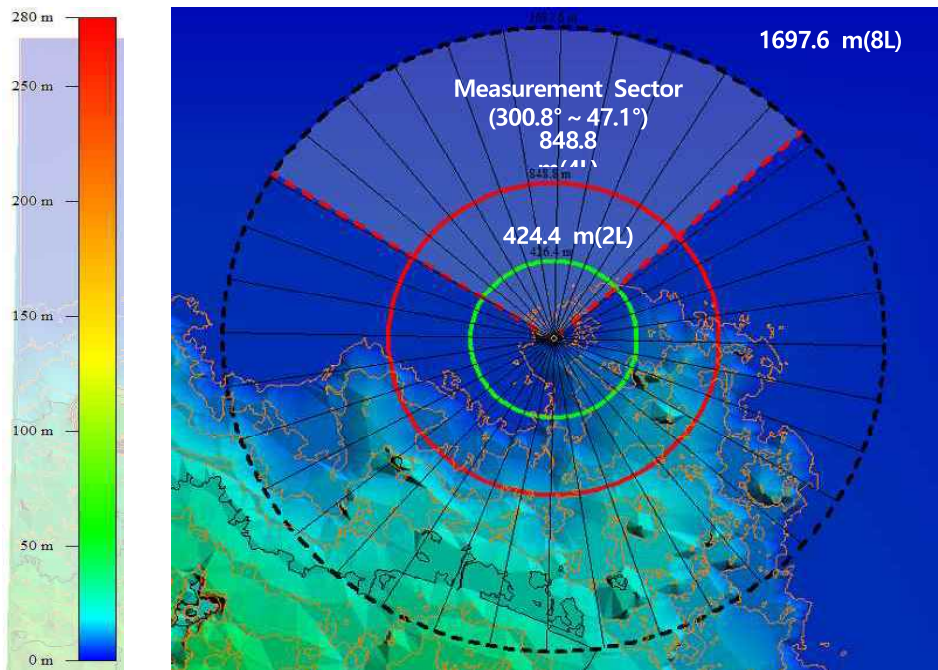


Fig. II-13. The region for terrain assessment for Haengwon #5 (distance between met mast and test wind turbine, 212.2 m)

Table II-10 The result of terrain assessment for the maximum terrain slope and variation for Haengwon #5

Distance	Sector	Maximum slope (%)		Maximum terrain variation from plane (m)	
		Measured	Allow limit	Measured	Allow limit
<2L	360°	0.66	3	2.89	11.67
≥2L and <4L	Measurement sector	0.17	5	0.77	23.33
≥2L and <4L	Outside Measurement sector	1.77	10	-	-
≥4L and <8L	Measurement sector	0.04	10	0.35	35.0
≥8L and <16L	Measurement sector	0.08	10		

### III. 분석 방법

#### 1. 연구 절차

허브높이와 로터등가풍속을 이용한 풍력발전기의 출력성능 시험 절차 및 방법을 나타내는 국제표준 IEC 61400-12-1 Ed. 2의 기준을 적용하여 풍력발전기의 출력 곡선, 연간 에너지 생산량 및 연간 풍력발전기 이용률을 서로 비교하는 방법으로 본 연구를 수행하였다. Fig. III-1은 시험부지에서 측정 절차를 보여주고 있다. 본 연구에서는 측정 불확도는 고려하지 않았다.

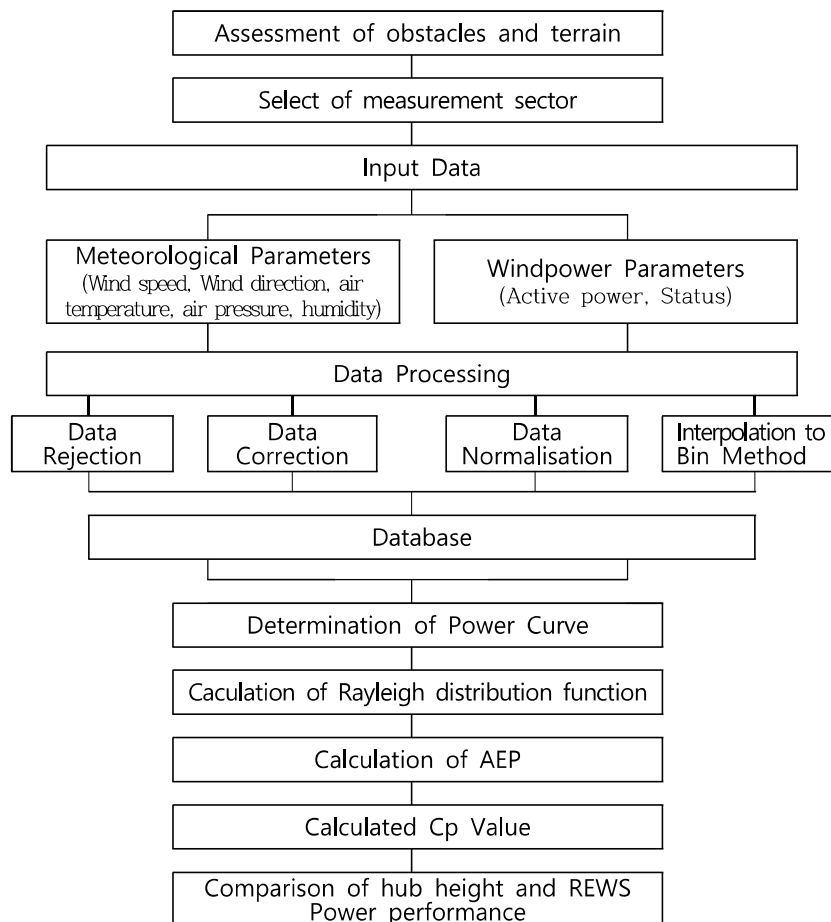


Fig. III-1 Work flow for this study

## 2. 로터등가풍속에 따른 연간 에너지 생산량 산출

### 가. 로터등가풍속

수직 바람 전단이 로터 영역 전체에 작용하는 운동에너지를 고려한 로터등가풍속은 아래 식에 의하여 구한다.

- 로터등가풍속은 아래의 (식 3.1)에 의하여 계산하였다.

$$v_{eq} = \left( \sum_{i=1}^{n_h} v_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad (3.1)$$

- $v_{eq}$  : 로터등가풍속
- $n_h$  : 사용 가능한 측정 높이의 수( $n_h \geq 3$ )
- $v_i$  : 높이  $i$ 에서의 풍속
- $A$  : 로터 면적
- $A_i$  :  $i$ 번째 세그먼트의 면적

- $i$ 번째 세그먼트의 면적

$$A_i = \int_{s_i}^{s_{i+1}} c(z) dz = g(z_{i+1}) - g(z_i) \quad (3.2)$$

- $z_i$  :  $i$ 번째 세그먼트 분할선의 높이 ( $H-R < z_i < H+R$ )

- 높이  $z$ 에서의 로터 너비

$$c(z) = 2\sqrt{R^2 - (z-H)^2} \quad (3.3)$$

$$g(z) = (z - H) \sqrt{R^2 - (z - H)^2} + R^2 \operatorname{Arctan}\left(\frac{z - H}{\sqrt{R^2 - (z - H)^2}}\right) \quad (3.4)$$

- R : 로터 반지름
- H : 허브높이

#### 나. 윈드쉬어 보정계수

산출된 로터등가풍속은 아래 두 가지 경우로 나뉘어 윈드쉬어 보정계수를 적용하였다.

- Case 1: ‘허브높이 기상탑 + 지상기반 라이더’ 또는 ‘지상기반 라이더 + 허브높이 보다 낮은 기상탑’의 경우 윈드쉬어 보정계수 산출식

$$f_{r,RSD} = v_{eq,RSD} / v_{h,RSD} \quad (3.5)$$

- $v_{eq,RSD}$  : 지상기반 라이더를 이용한 측정값으로 계산한 로터 등가 풍속
- $v_{h,RSD}$  : 지상기반 라이더를 이용하여 측정한 허브 높이 풍속

- Case 2: ‘허브높이보다 높은 기상탑’의 경우 윈드쉬어 보정계수 산출식

$$f_{r,MM} = v_{eq,MM} / v_{h,MM} \quad (3.6)$$

- $v_{eq,MM}$  : 기상탑 풍속계를 이용한 측정값으로 계산한 로터 등가 풍속
- $v_{h,MM}$  : 기상탑 허브 높이 풍속계를 이용하여 측정한 풍속

윈드쉬어 보정계수를 이용하여 (식 3.7)에 따라 기상탑에서 측정된 허브높이 풍속을 보정하였다.

- 허브높이 풍속의 윈드쉬어 보정식

$$v_{eq,final} = f_{r,RSD} \times v_{h,MM} \quad (3.7)$$



- $v_{eq,final}$  : 윈드쉬어 보정계수를 이용하여 보정된 허브높이 풍속
- $v_{h,MM}$  : 기상탑 허브 높이 풍속계를 이용하여 측정된 풍속

로터 높이 구간에 걸친 높이별 풍향 변화 윈드 비어는 풍력발전기의 출력에 큰 영향을 미치기 때문에 높이별 풍향 변화에 따른 풍속보정을 하였다. 이것은 IEC 61400-12-1 Ed. 2.0.의 Annex Q에 따라 아래 (식 3.8) 윈드쉬어에 따른 풍속보정과 같이 보정하였다.

- 윈드 비어에 따른 로터등가풍속의 산출식

$$v_{eq} = \left( \sum_{i=1}^{n_h} (v_i \times \cos(\psi_i))^3 \times \frac{A_i}{A} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.8)$$

- $v_{eq}$  : 로터등가풍속
- $n_h$ : 사용 가능한 측정 높이의 수( $n_h \geq 3$ )
- $v_i$  : 높이 I에서의 풍속
- $A$  : 로터 면적
- $A_i$  : I번째 세그먼트의 면적

#### 다. 공기밀도 표준화

공기의 온도, 대기압, 상대습도를 측정하여 아래 (식 3.9)에 따라 수집된 유효 데이터의 10분 평균 측정 대기밀도를 계산하여 최소한 한 개이상의 기준 대기밀도 ( $\rho_0$ )로 계산하였다.

$$\rho_{10min} = \frac{1}{T_{10min}} \left( \frac{B_{10min}}{R_0} - \phi P_w \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (3.9)$$

- $\rho_{10min}$  : 10분 평균 공기밀도
- $T_{10min}$  : 측정된 10분 평균 절대 온도 [K]
- $B_{10min}$  : 허브 높이로 보정된 10분 평균 대기압 [Pa]
- $R_0$  : 건조한 기체의 기체상수 287.05 [J/kgK]

- $\Phi$  : 상대습도 (범위 0% ~ 100%)
- $R_w$  : 증기의 기체 상수 461.5 [J/kgK]
- $P_w$  : 증기압(=0.0000205exp(0.0631846T<sub>10min</sub>)) [Pa]
- 증가압  $P_w$ 은 10분 평균의 공기 온도에 영향을 받음

산출된 공기밀도를 이용하여 아래 (식 3.10)에 따라 표준 대기밀도를 기준으로 하여 공기밀도에 대한 풍속의 표준화를 하였다.

$$V_n = V_{10min} \left( \frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.10)$$

- $V_n$  : 표준화된 풍속
- $V_{10min}$  : 10분간 측정된 평균 풍속

#### 라. 데이터베이스

측정 기간에  $V_{cut-out}$  풍속까지 충분한 데이터가 수집되지 못하였기 때문에 IEC 61400-12-1 Ed. 2에 따라 측정된 데이터를 외삽 (Extrapolated)하여 작성하였다.

#### 마. 출력곡선 결정

구간법으로 나눈 구간별 표준화 및 평균화된 풍속, 출력값을 아래의 (식 3.11)에 따라 결정하였다.

- IEC 61400-12-1 Ed. 2에 따른 표준화 및 평균화된 각 구간별 풍속 및 출력값 결정식

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad / \quad P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (3.11)$$

- $V_i$  : i번째 풍속구간의 표준화된 풍속의 평균
- $V_{n,i,j}$  : i번째 풍속구간의 데이터 세트 j의 표준화된 풍속
- $P_i$  : i번째 풍속구간의 표준화된 출력의 평균

- $P_{n,i,j}$  : i번째 풍속구간의 데이터 세트 j의 표준화된 출력
- $N_i$  : i번째 풍속구간의 10분 데이터 세트의 수

바. 연간 에너지 생산량 산출

구간별 풍속이 발생할 확률과 풍력발전기 출력을 고려하여 1년 동안 운전하는 경우 연간 에너지 생산량 산출을 권장하고 있지만, 이번 논문에서는 동복 풍력발전단지 및 행원 풍력발전단지의 측정 기간이 12개월을 충족하지 못하였지만, 각 풍속 빈 (bins) 별로 3개 이상의 데이터가 수집되어 연간 에너지 생산량 산출 요건을 충족하여서 아래의 (식 3.12)에 따라 계산하였다.

- IEC61400-12-1 Ed. 2에 따른 연간 에너지 생산량 산출식

$$AEP = N_b \sum_{i=0}^{\infty} \{ (F(V_i) - F(V_{i-1})) \left( \frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \} \quad (3.12)$$

- $AEP$  : 연간 에너지 생산량
- $N_b$  : 1년의 총시간(h=8760)
- $N$  : 빈 수
- $V_i$  : I번째 풍속구간의 표준화된 풍속의 평균
- $P_i$  : I번째 풍속구간의 표준화된 출력의 평균

### 3. 데이터 수집

Table III-1은 동북 및 행원 기상탑의 측정센서 사양을 나타낸다. 풍속 및 풍향, 온습도, 대기압 데이터는 1 Hz의 샘플링을 기준으로 기상탑 및 지상기반 라이다의 데이터로거 유니트에 수집되었으며, 10분 통계 데이터로 평균값 및 최대값, 최소값, 표준편차를 처리하였다. 또한 이러한 데이터는 주기적으로 현장에서 데이터로거 유니트에 가서 백업받는 방식으로 수집하였다.

Table III-1 The measurement sensor list and its specification

No.	Install Post.	Sensor	Type	Height	
				Dongbonk #15	Haengwon #5
1	Met Mast	Wind speed	Cup anemometer	80, 76, 50, 35 m	80, 76, 70, 50, 35 m
2		Wind direction	Wind Vane	76.5, 74, 35 m	76, 67, 50 m
3		Air temperature	Hygro. clip2	75, 3 m	75, 3 m
4		Air humidity	Hygro. clip2	75 m	75 m
5		Air pressure	Piezo crystal	75 m	75, 3 m
6	Gound LiDAR	Wind speed	Cup anemometer	109, 80, 51, 40 m	100, 90, 80, 70, 60, 50, 40 m
7		Wind direction	Wind Vane	109, 80, 51, 40 m	100, 90, 80, 70, 60, 50, 40 m
8		Air temperature	Hygro. clip2	1 m	1 m
9		Air humidity	Hygro. clip2	1 m	1 m
10		Air pressure	Piezo crystal	1 m	1 m
11	WTs	Power transducer	3P 4W	Tower base	
12		Current transducer	Closing Type	Tower base	

풍력발전기 출력데이터 및 그 외 상태신호도 1 Hz의 샘플링을 기준으로 풍력발전기 내부 SCADA 시스템으로 수집되고, 풍력발전기 제작사 제어 프로그램 Mita S/W를 이용하여 10분 통계 데이터로 평균값, 최대값, 최소값 및 표준편차를 처리 및 저장되었다.

데이터 수집 기간은 동북 풍력발전기의 경우 약 8개월 동안 수집되었고, 행원 풍력발전기는 약 9개월 동안 수집되었다. 이 기간에 수집한 데이터는 최소한 4 m/s에서 16 m/s 사이의 각 0.5 m/s 풍속 빈에 최소 데이터가 3개 이상 충족되었고, 최소 3개월 이상 지속 및 여름과 겨울까지 포함되었다.

#### 4. 데이터 처리

##### 가. 데이터 유효성 검증

##### - 데이터 시간 동기화 검증

기상탑과 지상기반 라이더에는 GPS가 내장되어 있지 않아 표준시간과 수 초에서 수분까지 차이가 발생되었다. 이러한 시차를 해소하기 위하여 기상탑 풍속과 지상기반 라이더 풍속 추이가 상이한 것을 시간 축 이동으로 두 측정기기의 풍속 추이를 일치시켰다. Fig. III-2는 동북 15호기 시간 동기화 시계열 검사 결과를 나타내며, Fig. III-3은 행원 5호기 시간 동기화 시계열 검사 결과를 나타낸다.

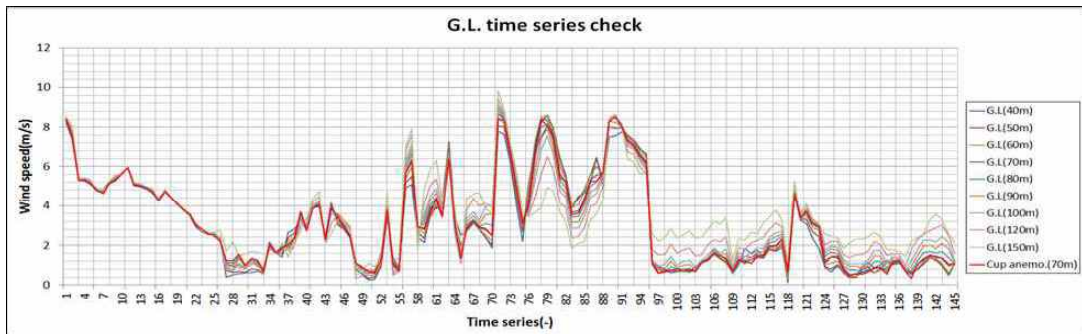


Fig. III-2 Time series analysis for Dongbok #15

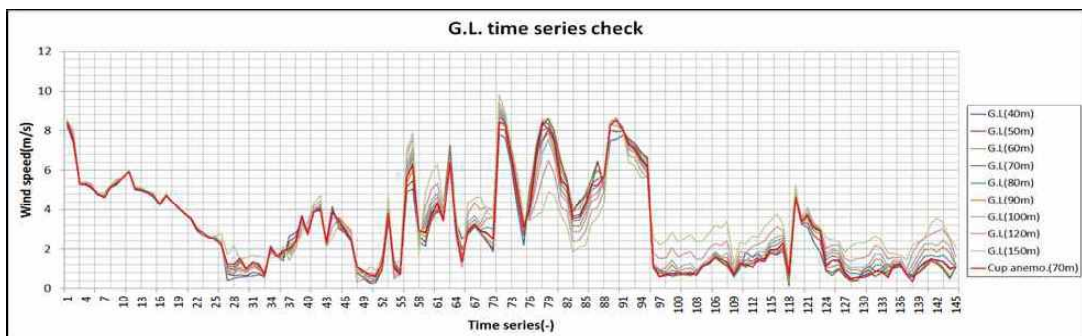


Fig. III-3 Time series analysis for Haengwon #5

- 데이터 유효성

지상기반 라이다의 데이터 유효성 확보하기 위하여 10분 구간 내 데이터 가용률 (Availability)이 80 % 이상인 데이터만 활용하였다. Table III-2는 동북 15호기 주변에 설치된 지상기반 라이다 데이터의 유효율 평가 결과를 나타내며, Table III-3은 행원 5호기 주변에 설치된 지상기반 라이다 데이터의 유효율 평가 결과를 나타낸다. 두 지상기반 라이다 유효율은 80 % 이상으로 데이터 가용률이 비교적 높음을 알 수 있었다.

Table III-2 Effective rate in Dongbok #15 Ground LiDAR

No.	Height (m)	Total number of data	Number of data below the standard	Data recovery rate (%)
1	40	32,377	1,659	94.9
2	51	32,377	2,003	93.8
3	80	32,377	2,487	92.3
4	109	32,377	2,784	91.4
5	124	32,377	2,953	90.9
6	140	32,377	3,088	90.5
7	160	32,377	3,272	89.9
8	180	32,377	3,508	89.2
9	200	32,377	3,871	88.0

Table III-3 Effective rate in Haengwon #5 Ground LiDAR

No.	Height (m)	Total number of data	Number of data below the standard	Data recovery rate (%)
1	40	22,557	110	99.5
2	50	22,557	203	99.1
3	60	22,557	266	98.8
4	70	22,557	335	98.5
5	80	22,557	392	98.3
6	90	22,557	436	98.1
7	100	22,557	486	97.8
8	105	22,557	506	97.8
9	120	22,557	587	97.4

#### 나. 데이터 필터링 방법

지상기반 라이다를 기준으로 측정된 데이터 중 다음 조건에 해당하는 데이터는 측정데이터에서 제거하였다.

- 지상기반 라이다 자료 중 데이터 이용률이 80 % 미만인 경우
- 풍력발전기 상태신호가 에러인 경우
- 측정영역 외 지역에서 불어온 바람에 의한 데이터
- 컵형 풍속계가 icing 조건일 경우
- 난류강도가 0.25를 초과 할 경우
- 기상탑 계측풍속 허브높이 풍속이 3.25 m/s 미만일 경우
- 기상탑 계측풍속과 지상기반 라이다 계측풍속 차이가  $\pm 1.5$  m/s 초과할 경우
- 기타 데이터 에러일 경우



다. 데이터 필터링 결과

Table III-4는 각 풍력발전기 수집데이터 필터링 데이터 결과를 나타낸다. 측정 기간 동안 동북 15호기의 수집된 10분 평균 데이터의 총 개수 32,639개 중, 유효 데이터는 9,232개로 28.3 %의 유효율을 보여주고 있었다. 행원 5호기의 수집된 10분 평균 데이터의 총 개수 22,557개 중, 유효 데이터는 3,560개로 15.8 %의 유효율을 알 수 있었다.

Table III-4 Data filtering process

Items	Criteria for data rejection	Dongbok #15		Haengwon #5	
		No. of remaining data	Effective rate [%]	No. of remaining data	Effective rate [%]
Total number of data		32,639	100	22,557	100
Filter 1	LiDAR data availability (less than 80 %)	27,605	84.6	21,993	97.5
Filter 2	Grid connection	19,736	60.5	13,075	58.0
Filter 3	Wake sector	17,750	54.4	7,551	33.5
Filter 4	Icing condition ( $\leq 2^{\circ}\text{C}$ and $\geq 80\%$ R.H.)	32,627	100	22,503	99.8
Filter 5	High Turbulence intensity (TI > 0.25)	29,481	90.3	21,349	94.6
Filter 6	Low wind speed (Wind speed < 3.25m/s)	24,628	75.5	16,391	72.7
Filter 7	Wind speed deviation (devi. $\pm 1.5\text{m/s}$ 초과)	30,621	93.8	20,546	91.1
Filter 8	Etc. (Loss. error data)	29,472	90.3	16,555	73.4
Result	Final number of data remaining	9,232	28.3	3,560	15.8

라. 데이터 표준화

Fig. III-4는 IEC 61400-12-1 Ed. 2에 따른 데이터 표준화 절차를 나타낸다. 풍력발전단지 내 시험 결과의 정확도를 향상하기 위하여 아래의 표준화 방법에 따라 연구 절차를 수행하였다. 다만 Site calibration 및 Turbulence normalization 항목은 본 시험에 큰 영향을 미치지 않기 때문에 표준화 방법에서 제외하였다.

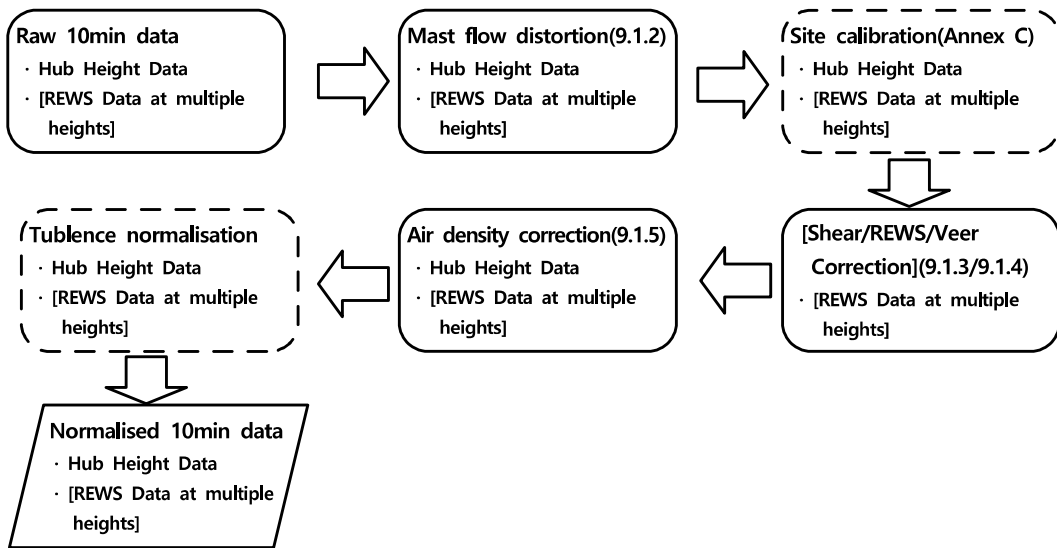


Fig. III-4 Application process of the various normalizations [6]

1) 높이별 윈드쉬어 비교

Fig. III-5는 동북 15호기 윈드쉬어 비교 결과를 나타낸다. 동북 15호기의 유효 측정방위각만을 고려할 시, 기상탑의 허브높이 풍속은 8.22 m/s이었으며, 지상기반 라이다와 기상탑의 허브높이에서 풍속 차이는 -0.08 m/s이었다. 블레이드 최소 높이 36.4 m에서 풍속 차이는 0.28 m/s, 최대 높이 123.6 m에서는 0.36 m/s 이었다. 지상기반 라이다와 기상탑 위치에서의 떡지수는 유효 측정방위각 내 0.271와 0.339로서 주변 지형이 숲 또는 낮은 건물의 형태의 떡지수를 보였으며 [27], 모든 방위각에서 측정한 떡지수는 0.288과 0.337이었다.

Fig. III-6은 행원 5호기를 중심으로 계산된 윈드쉬어 비교를 나타낸다. 행원 5호기에서 유효 측정방위각만을 고려할 시에 기상탑의 허브높이 풍속은 11.68 m/s이었으며, 지상기반 라이다와 기상탑의 허브높이에서 풍속차이는 0.18 m/s이었다. 블레이드 최대 ~ 최소 높이에서 차이는 35.2 m 높이에서 0.15 m/s, 105.6 m 높이에서 0.19 m/s이었다. 지상기반 라이다와 기상탑으로부터 측정된 먹지수는 유효 측정방위구간 내에서 0.039와 0.037로서 주변 지형이 해안가 형태의 먹지수를 보였으며, 모든 방위각에서 측정한 먹지수는 0.106과 0.077이었다.

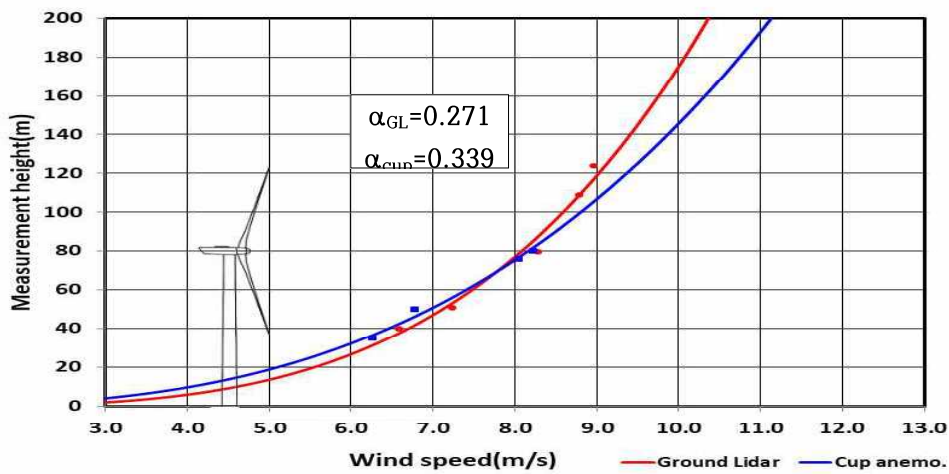


Fig. III-5 Comparison of wind shears from met mast and Ground LiDAR for Dongbok #15

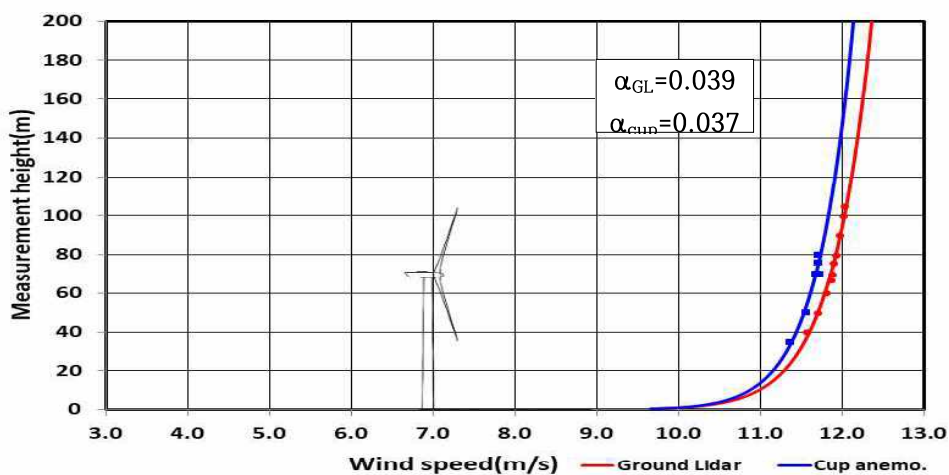


Fig. III-6 Comparison of wind shears from met mast and Ground LiDAR for Haengwon #5

## 2) 윈드쉬어

일반적으로 허브높이 풍속을 이용하여 출력곡선을 결정할 때에는 윈드쉬어 보정을 할 필요는 없지만, 로터등가풍속을 이용한 출력곡선 결정 시에는 윈드쉬어 보정을 하여야 한다.

로터등가풍속은 수직 윈드쉬어를 고려하여 로터영역을 통과하는 운동에너지에 해당하는 풍속이다. Fig. III-7은 로터등가풍속 측정에 적합한 윈드쉬어 측정범위 기준을 나타낸다. 로터등가풍속은 각 지점마다 최소 3개 이상의 높이 풍속 값을 취득할 수 있는 경우에만 사용할 수 있다. Table III-5는 이 연구에서 로터등가풍속을 계산하기 위한 측정지점을 나타낸다.

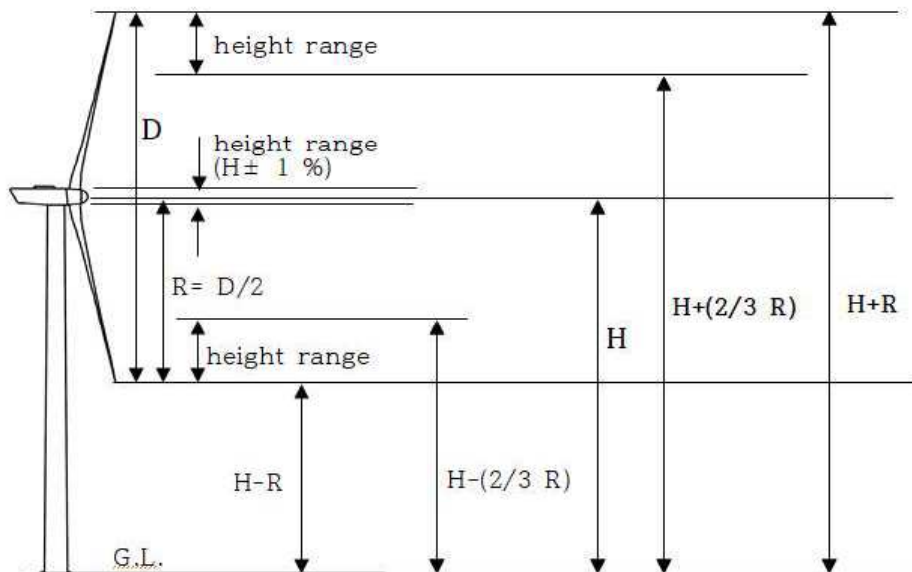


Fig. III-7 Wind shear measurement heights appropriate to measurement of REWS [24-26]

Table III-5 The measurement height of REWS

Height	Range	Measured location	
		Dongbok #15 (Range) (m)	Haengwon #5 (Range) (m)
Center	Hub height $\pm 1\%$	80	70
Upper	$H + 2/3R \sim H+R$	109(101.5 ~ 123.5)	80, 90, 100(75 ~ 105)
Lower	$H-R \sim H-2/3R$	40, 51(36.5 ~ 58.5)	40, 50, 60(35 ~ 65)

※ H: the hub height of the wind turbine, R: The radius of the rotor swept area

Fig. III-8은 동북 15호기 주변의 지상기반 라이다로부터 측정된 4개의 높이에 해당하는 측정지점을 4개의 세그먼트로 분할한 것을 나타낸다. Fig. III-9는 행원 풍력발전기 5호기 주변 지상기반 라이다로부터 측정된 7개의 높이에 해당하는 7개의 세그먼트를 나타낸다.

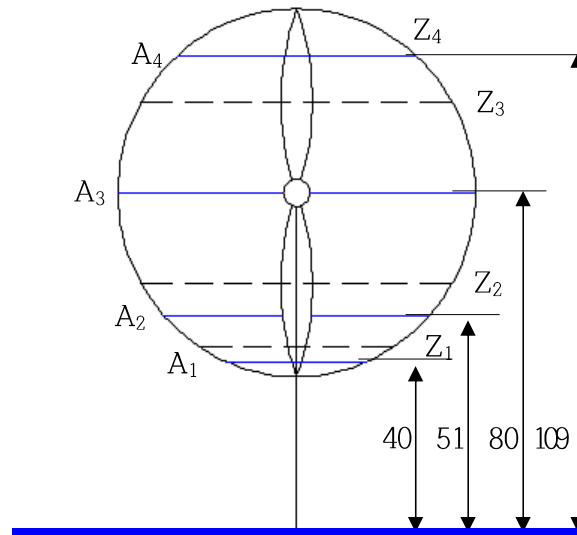


Fig. III-8 Rotor swept area divided into 4 segments corresponding to the 4 heights where the Ground Lidar measured for Dongbok #15

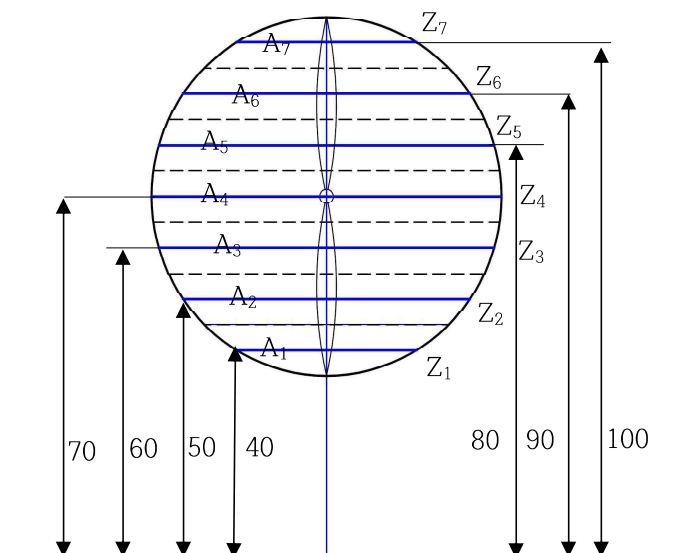


Fig. III-9 Rotor swept area divided into 7 segments corresponding to the 7 heights where the Ground Lidar measured for Haengwon #5

Table III-6은 동북 15호기에 의해 로터등가풍속을 생성하는 윈드쉬어 가중치를 계산한 값을 나타낸다. 데이터 필터링 후에 유효 데이터로부터 계산된 동북 15호기의 로터등가풍속은 8.18 m/s이었다.

Table III-7은 행원 5호기에 의해 로터등가풍속을 생성하는 윈드쉬어 가중치를 계산한 값을 나타낸다. 데이터 필터링 후에 유효 데이터로부터 계산된 행원 5호기의 로터등가풍속은 11.84 m/s이었다.

Table III-6 REWS calculation for Dongbok #15

Measurement heights (m)	Wind speed (m/s)	Segment weighting (%)	Segment inferior limit height (m)	Segment superior limit height (m)	Segment height (m)
109	8.78	19.87	101.5	123.5	22
80	8.27	60.26	58.5	101.5	43.0
51	7.22	16.09	43.5	58.5	15.0
40	6.58	3.78	36.5	43.5	7.0

Table III-7 REWS calculation for Haengwon #5

Measurement heights (m)	Wind speed (m/s)	Segment weighting (%)	Segment inferior limit height (m)	Segment superior limit height (m)	Segment height (m)
100	12.00	8.76	95	105	10
90	11.96	14.81	85	95	10
80	11.92	17.36	75	85	10
70	11.87	18.13	65	75	10
60	11.81	17.36	55	65	10
50	11.70	14.81	45	55	10
40	11.56	8.76	35	45	10

## IV. 허브높이와 로터등가풍속에 따른 출력성능 시험

### 1. 기상탑에서 측정된 유효 풍향에 대한 풍속분포

#### 가. 유효 풍향각에 대한 풍속분포도

Fig. IV-1은 동북 15호기의 유효 측정방위구간에서의 허브높이 풍속의 분포도를 보여주며, Fig. IV-2는 동북 15호기 허브높이 풍속 기준 출력 데이터의 평균, 최대, 최소, 표준편차 산포도를 나타낸다.

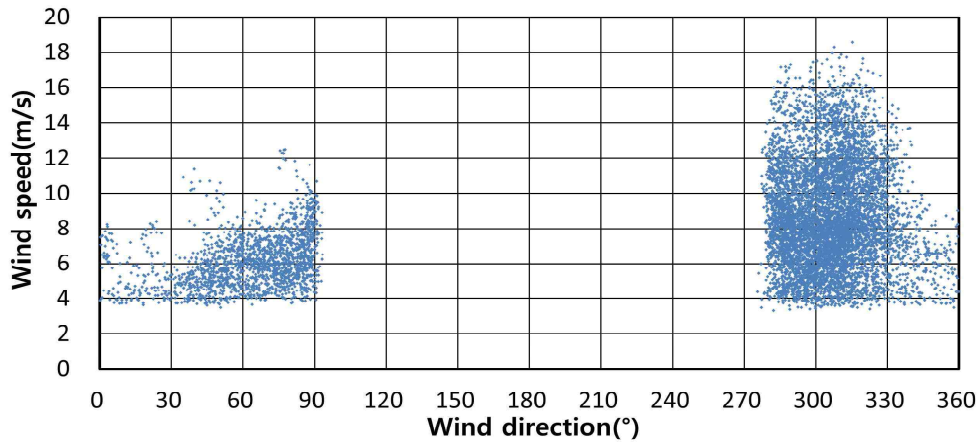


Fig. IV-1 Wind speed vs. wind direction for Dongbok #15

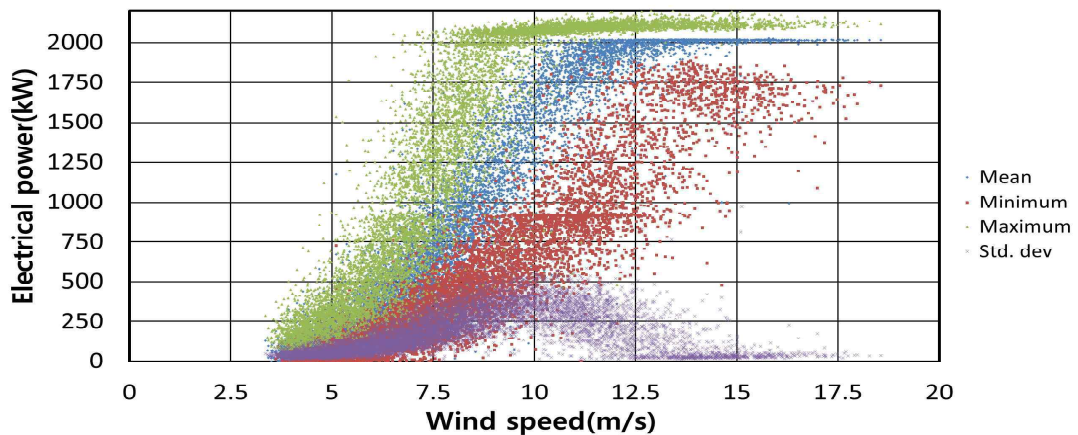


Fig. IV-2 Scatter plot of measured power outputs for Dongbok #15

Fig. IV-3은 행원 5호기의 유효 측정방위구간 내의 허브높이 풍속의 분포도를 보여주며, Fig. IV-4은 행원 5호기의 허브높이 풍속 기준 출력 데이터의 평균, 최대, 최소, 표준편차 산포도를 나타낸다.

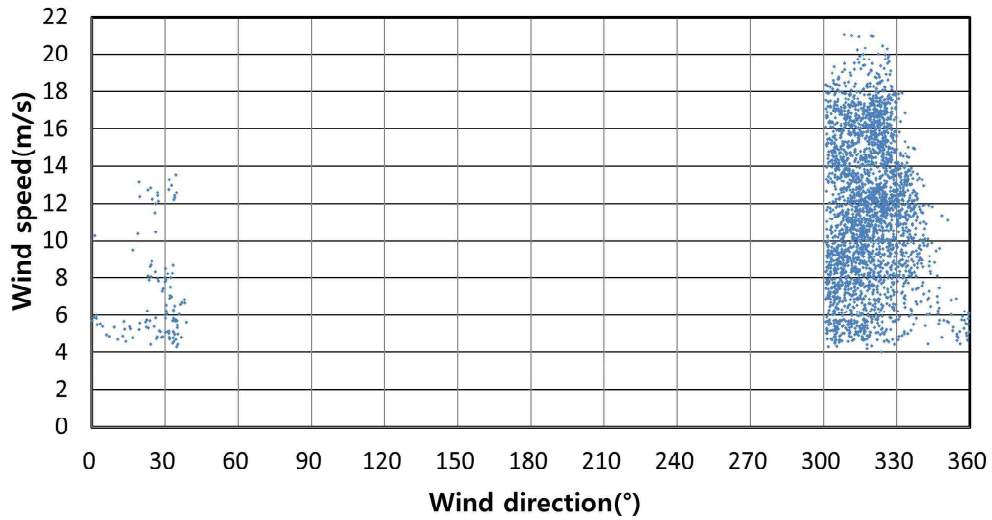


Fig. IV-3 Wind speed vs. wind direction for Haengwon #5

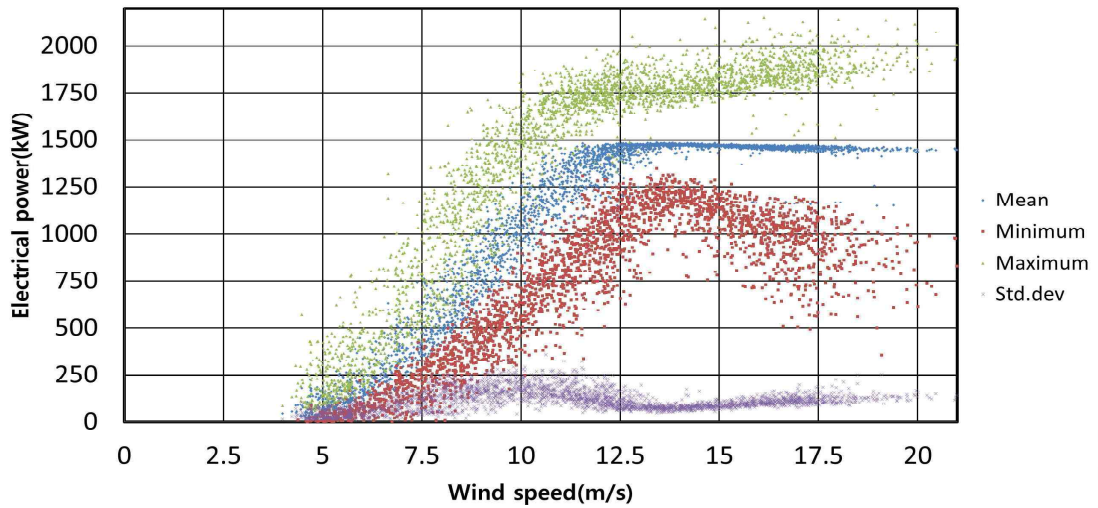


Fig. IV-4 Scatter plot of measured power outputs for Haengwon #5



## 2. 허브높이의 출력곡선 및 출력계수 도출

### 가. 허브높이의 출력곡선 도출

Fig. IV-5는 동북 15호기의 허브높이 풍속에 대한 측정 출력 산포도를 보여준다. 기상탑을 통하여 측정된 동북 15호기가 출력곡선 중 허브높이의 풍속을 보정한 이후 표준대기 상태에서 후처리 된 자료를 사용 하였다.

Fig. IV-6은 동북 15호기 보정 허브높이 풍속에 대한 측정 출력과 출력계수 곡선을 나타낸다. 동북 15호기에서 측정된 출력곡선에 대해 풍속을 보정한 이후 표준 대기상태에서의 측정 및 분석된 출력계수 곡선은 시동풍속 부근을 제외하고 4 m/s에서부터 약 8 m/s까지는 출력계수가 증가되었다. 이후로는 감소하는 일반적인 경향을 잘 보이고 있으며, 출력계수의 최댓값은 0.44 임을 알 수 있었다.

Fig. IV-7은 동북 15호기 허브높이의 외삽 출력곡선을 나타낸다. 동북 15호기에서 측정된 출력곡선에 대해 풍속을 보정한 이후 표준대기상태에서의 측정 및 분석된 출력곡선에서 외삽된 출력곡선은 정격출력의 85 %에서 풍속의 1.5배까지 확장하였다. 풍속 범위의 측정된 데이터 구간은 18 m/s까지이고 18 m/s부터는 출력 값 중 가장 높은 출력 값으로 중단풍속까지 유지된다고 가정하여 외삽하였다.

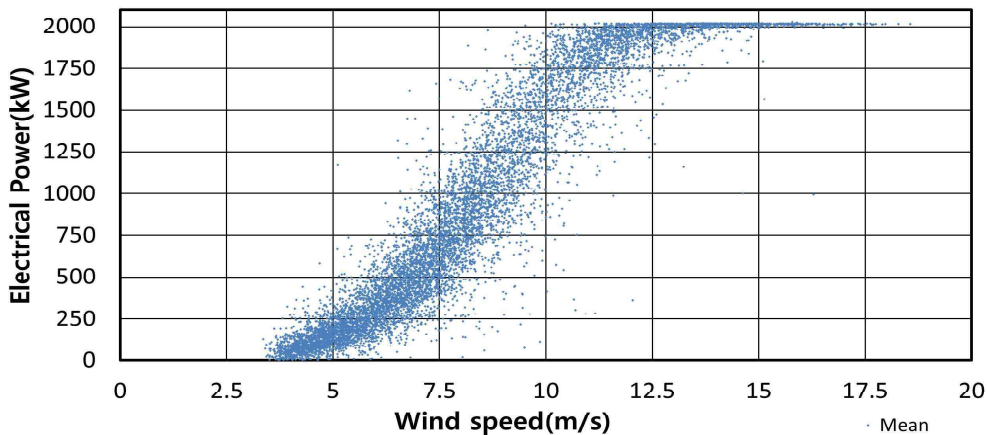


Fig. IV-5 Scatter plot of measured power outputs at hub height of Dongbok #15

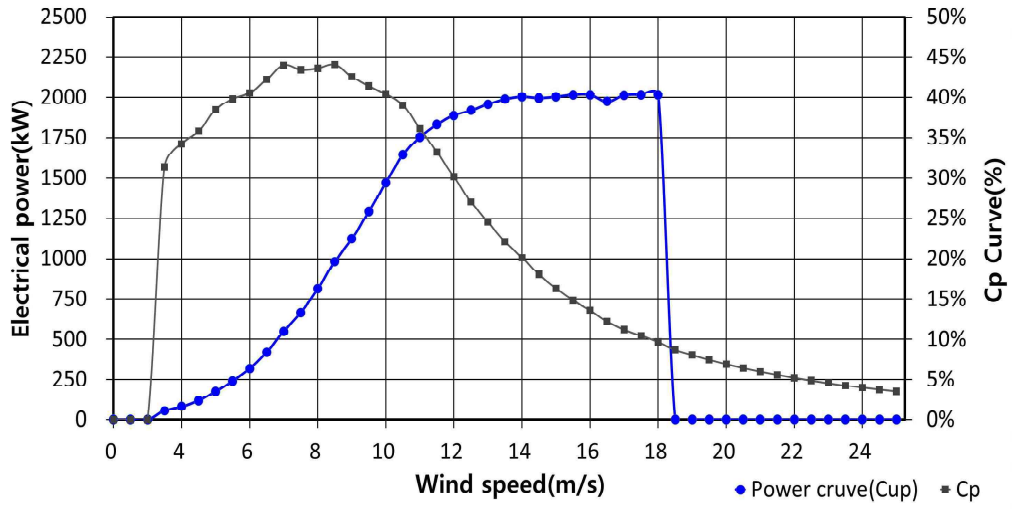


Fig. IV-6 Measured power curve and  $C_p$  curve at hub height of Dongbok #15

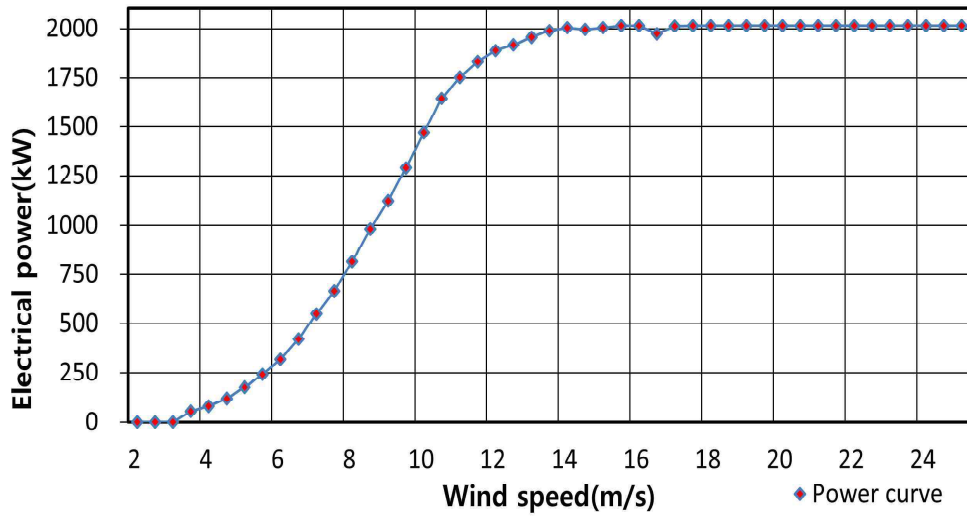


Fig. IV-7 Extrapolated power curve at hub height of Dongbok #15

Fig. IV-8는 행원 5호기의 허브높이 풍속에 대한 측정 출력 산포도를 나타낸다. 기상탑을 통하여 측정된 행원 5호기가 출력곡선 중 허브높이의 풍속을 보정한 이후 표준대기 상태에서 후처리 된 자료를 사용하였다.

Fig. IV-9은 행원 5호기 보정 허브높이 풍속에 대한 측정 출력과 출력계수 곡선을 나타낸다. 행원 5호기에서 측정된 출력곡선에 대해 풍속을 보정한 이후 표준대기상태에서의 측정 및 분석된 출력계수 곡선은 시동 풍속 부근을 제외하였다. 4.5 m/s에서부터 약 7.5 m/s까지는 출력계수가 증가하다가, 그 이후로는 감소하는 일반적인 경향을 잘 보이고 있었다. 출력계수의 최대치가 0.48 값 결과를 나타낸다.

Fig. IV-10는 행원 5호기 허브높이의 외삽 출력곡선을 나타낸다. 행원 5호기에서 측정된 출력곡선에 대해 풍속을 보정한 이후, 표준대기상태에서의 측정 및 분석된 출력곡선에서 외삽된 출력곡선은 정격출력의 85 %에서 풍속의 1.5배까지 확장되는 풍속 범위의 측정된 데이터 구간은 21 m/s까지 측정하였다. 21 m/s부터는 출력값 중 가장 높은 출력값으로 중단풍속까지 유지된다고 가정하여 외삽하였다.

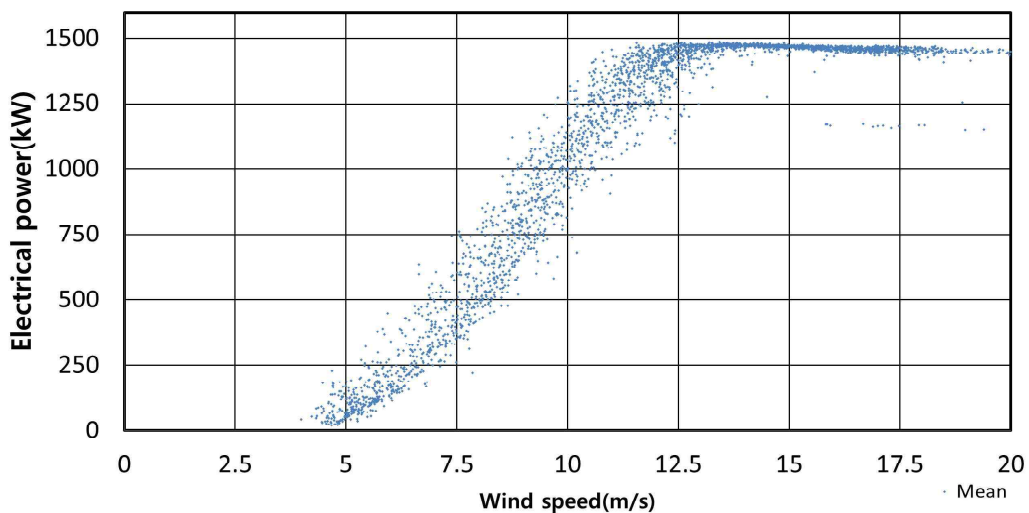


Fig. IV-8 Scatter plot of measured power outputs at hub height of Haengwon #5

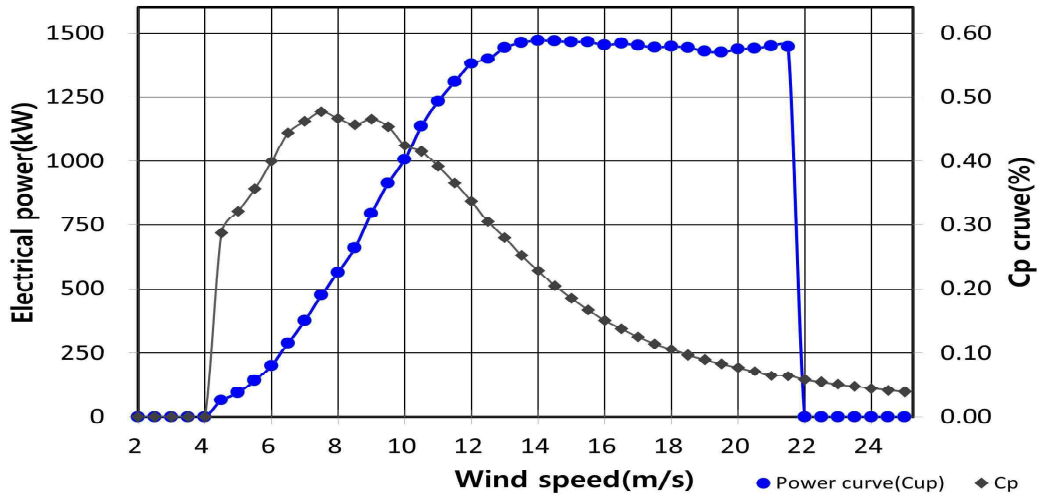


Fig. IV-9 Measured power curve and Cp curve at hub height of Haengwon #5

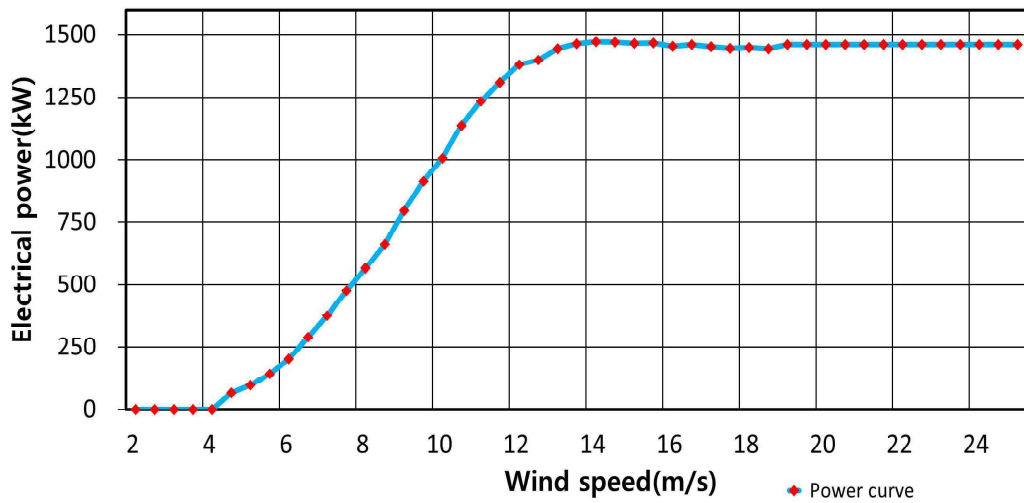


Fig. IV-10 Extrapolated power curve at hub height of Haengwon #5

### 3. 로터등가풍속에 따른 출력곡선 도출

#### 가. 동북 15호기

Fig. IV-11은 동북 15호기의 로터등가풍속에 대한 측정 출력곡선을 나타낸다. 지상기반 라이다를 통하여 측정된 동북 15호기의 출력곡선 중 로터등가풍속으로 보정한 이후 후처리 된 자료를 사용하였다. Fig. IV-12는 측정 및 분석된 출력곡선에서 외삽된 출력곡선을 나타낸다.

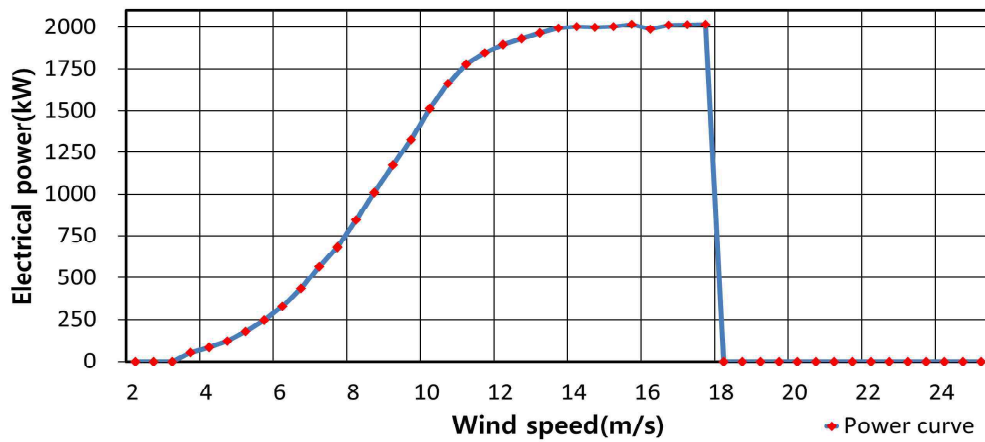


Fig. IV-11 Measured power curve at REWS of Dongbok #15

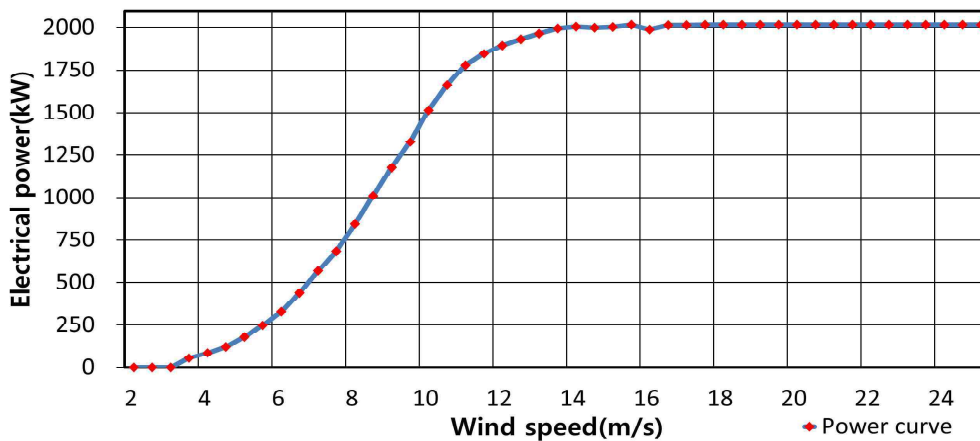


Fig. IV-12 Extrapolated power curve at REWS of Dongbok #15

나. 행원 5호기

Fig. IV-13은 행원 5호기의 로터등가풍속에 대한 측정 출력곡선을 나타낸다. 지상기반 라이더를 통하여 측정된 행원 5호기의 출력곡선 중 로터등가풍속으로 보정한 이후 후처리 된 자료를 사용하였다. Fig. IV-14는 측정 및 분석된 출력곡선에서 외삽된 출력곡선을 나타낸다.

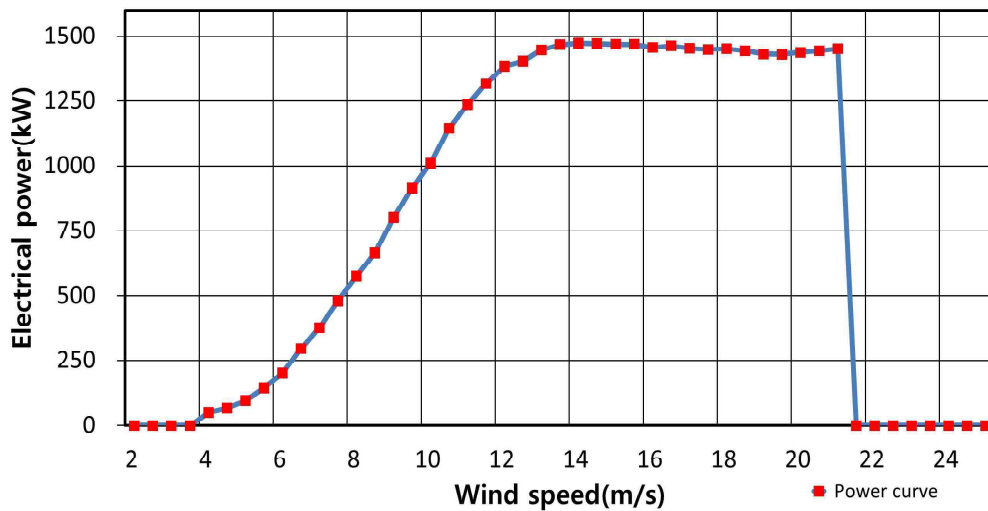


Fig. IV-13 Measured power curve at REWS of Haengwon #5

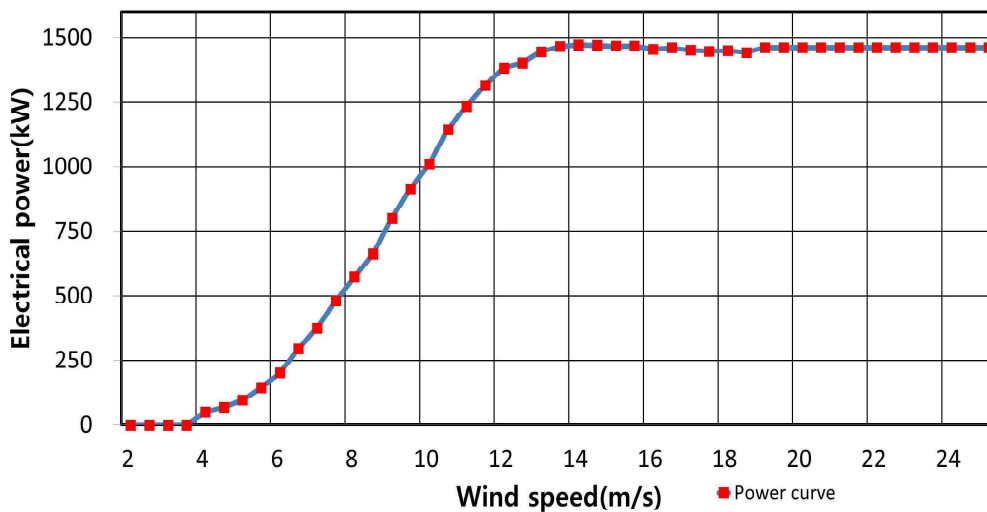


Fig. IV-14 Extrapolated power curve at REWS of Haengwon #5

#### 4. 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 출력곡선 비교

##### 가. 동북풍력발전기 15호기

Fig. IV-15은 동북 15호기의 허브높이 및 로터등가풍속에 대한 측정 출력곡선 비교 결과를 나타낸다. 기상탑 및 지상기반 라이다를 통하여 측정된 동북 15호기의 출력곡선 중 빈 구간 별 정리된 허브높이와 로터등가풍속의 출력곡선이 유사함을 보여주고 있었다. 다만 8 ~ 12 m/s 부분에서는 로터등가풍속 출력이 허브높이의 출력보다 약간 높다는 것을 알 수 있었다. 즉, 허브높이와 로터등가풍속의 전력 출력값 비율은 빈별로 1 ~ 5 % 정도 차이가 발생함을 알 수 있었다.

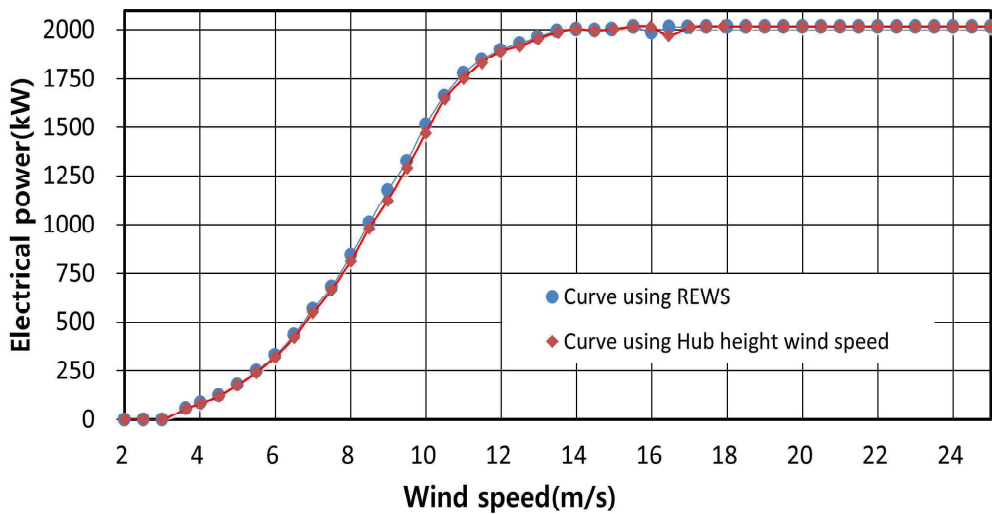


Fig. IV-15 Comparison of power curves derive from hub height and REWS for Dongbok #15

나. 행원 5호기

Fig. IV-16은 행원 5호기의 허브높이 및 로터등가풍속에 대한 측정 출력곡선 비교 결과를 나타낸다. 기상탑 및 지상기반 라이더를 통하여 측정된 행원 5호기의 출력곡선 중 빈 구간 별 정리된 허브높이와 로터등가풍속의 출력곡선이 매우 유사함을 보여주고 있었다. 5 m/s 이하에서만 조금 상이하고, 그 외 부분에서는 거의 비슷하다는 것을 알 수 있었다. 즉, 허브높이와 로터등가풍속의 전력 출력값 비율은 빈별로 5 m/s 이상일 경우 0 ~ 1.5 % 정도 차이가 발생함을 알 수 있었다.

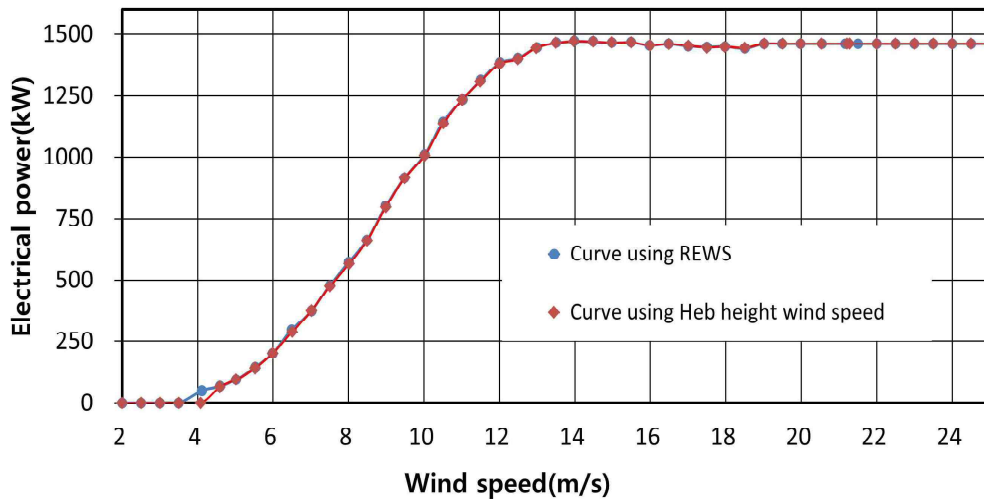


Fig. IV-16 Comparison of power curves derive from hub height and REWS for Haengwon #5



5. 각 발전기 단위용량별 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 출력곡선 비교

Fig. IV-17은 각 발전기 단위용량별 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 출력곡선 비교를 나타낸다. 동북 15호기와 행원 5호기의 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 단위용량 별 출력곡선을 비교한 결과, 허브높이 풍속기준으로 단위 및 용량 별 출력이 6 m/s 이하에서는 10 % 이상 차이가 발생되었고, 6.5 m/s 이상부터는 10 % 이하로 차이가 발생함을 알 수 있었다. 이것은 풍력발전기의 특성 및 노후화 정도의 차이 때문으로 추정하였다.

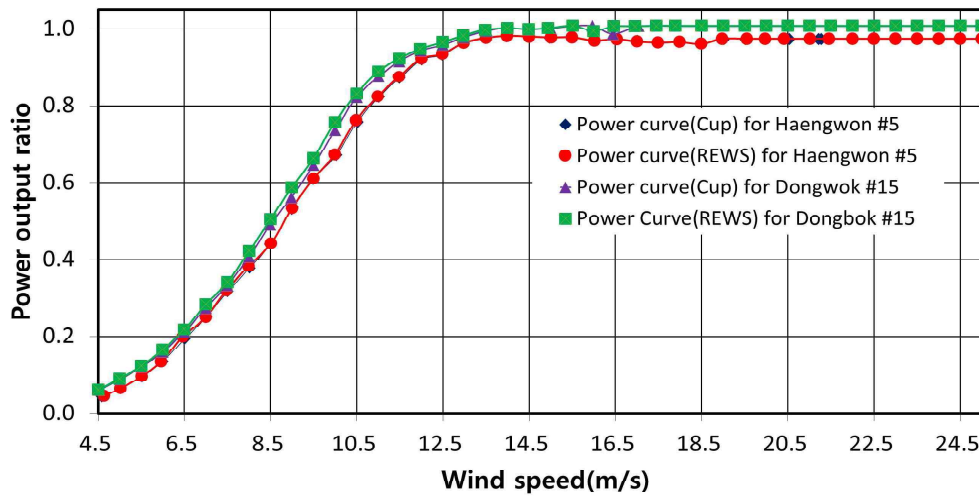


Fig. IV-17 Comparison of power output ratios from Dongbok #15 and Haengwon #5

## 6. 연간 에너지 생산량 산정

도출된 출력곡선에 대해 풍속분포를 레일리 분포 (Rayleigh distribution)로 가정하고, 시험대상 풍력발전기의 가동률을 100 %로 가정하여 앞의 (식 3.12)에 명시된 누적 연산식을 이용하여 분석한 연간 에너지 생산량을 분석하였다. 또한 허브높이와 로터등가풍속간의 상대 오차는 아래의 (식 4.1)에 따라 계산하였다.

$$\text{Relative error} = \frac{(REWS - \text{Hub height wind speed})}{REWS} \quad (4.1)$$

### 가. 동북풍력발전기 15호기

Table IV-1은 각 연 평균 풍속에서의 허브높이와 로터등가풍속에 대한 외삽된 연간 에너지 생산량을 보여준다. 동북 풍력발전기의 연간 에너지 생산량의 비교 시, 6 m/s 이하의 평균풍속에서 제시된 외삽된 연간 에너지 생산량은 2 % 이상 차이가 발생하고 있었다. 7 m/s 이상일 경우, 2 % 이하로 차이가 발생한 것을 알 수 있었다. 본 시험 기간 동안 연간 에너지 생산량 오차는 4 ~ 11 m/s에서 0.99 ~ 2.9 %로 나타났고, 5 ~ 11 m/s에서 연간 에너지 생산량 평균 오차는 약 1.68 % 이었다.

허브높이의 연간 풍력발전기 이용률은 4 ~ 12 m/s 구간에서 8.6 ~ 61.2 %이고 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률은 4 ~ 12 m/s 구간에서는 8.9 ~ 61.8 %로 산출되었다. 허브높이와 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률의 차이가 0.99 % ~ 2.9 % 발생되었다. 본 시험 기간 동안 동북 풍력발전기의 모든 데이터에 대한 연평균 풍속은 기상탑 기준 5.8 m/s (h = 80 m 기준)로서 허브높이와 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률은 각각 23.9 %와 24.5 %였고 그 차이는 약 0.6 %였다. 연간 에너지 생산량에 따른 연간 풍력발전기 이용률 상대오차는 2.3 % 만큼 발생함을 알 수 있었다.

Table IV-1 Comparison of AEP using Hub height and REWS for Dongbok #15

Annual average wind speed (Rayleigh) (m/s)	Dongbok #15 Estimated annual energy production Reference air density(1,225kg/m <sup>3</sup> ) Cut-out wind speed: 25m/s (extrapolated by constant power from last bin)					
	AEP-Measured (kWh)			AEP-Extrapolated (kWh)		
	Ⓐ (Hub Height AEP(kWh))	Ⓑ (REWS AEP (kWh))	Relative Error (%)	Ⓒ (Hub Height AEP(kWh)), (C.F.(%))	Ⓓ (REWS AEP(kWh)), (C.F.(%))	Relative Error(%)
4	1,484,892	1,531,225	3.03	1,514,130(8.6)	1,559,390(8.9)	2.9
5	2,881,591	2,960,034	2.65	2,904,911(16.6)	2,983,164(17.0)	2.62
6	4,485,914	4,580,299	2.06	4,516,715(25.8)	4,620,264(26.4)	2.24
7	6,031,089	6,103,402	1.18	6,132,951(35.0)	6,250,284(35.7)	1.88
8	7,307,683	7,314,361	0.09	7,616,815(43.5)	7,738,448(44.2) (incomplete)	1.57
9	8,212,572	8,125,417	1.07	8,896,703(50.8) (incomplete)	9,016,429(51.5) (incomplete)	1.33
10	8,742,422	8,554,860	2.19	9,935,423(56.7) (incomplete)	10,049,715(57.4) (incomplete)	1.14
11	8,953,103	8,674,637	3.21	10,717,917(61.2) (incomplete)	10,825,048(61.8) (incomplete)	0.99

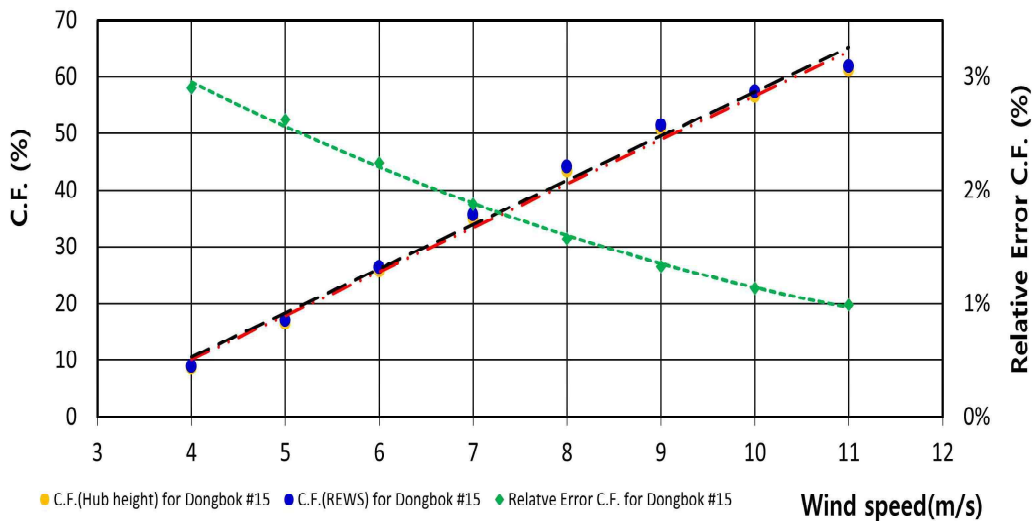


Fig. IV-18 Comparison of capacity factors using hub height and REWS for Dongbok #15

#### 나. 행원 5호기

Table IV-2는 각 연 평균풍속에서의 허브높이와 로터등가풍속에 대한 외삽된 연간 에너지 생산량을 나타낸다. 행원 풍력발전기의 연간 에너지 생산량을 비교 시에 5m/s 이하의 평균 풍속에서 제시된 외삽된 연간 에너지 생산량은 2.4 % 이상 차이가 발생하고 있었다. 6 m/s 이상일 경우, 1.5 % 이하로 차이가 발생한 것을 알 수 있었다. 본 시험 기간 동안 행원 5호기의 연간에너지 생산량 오차가 4 ~ 11 m/s에서 0.33 ~ 5.05 %로 나타났고, 5 ~ 11 m/s에서 연간 에너지 생산량 평균 오차율 차이는 약 0.96 % 정도 발생됨을 알 수 있었다.

허브높이의 연간 풍력발전기 이용률은 4 ~ 12 m/s 구간에서 7.0 ~ 58.21 %이고, 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률은 4 ~ 12 m/s 구간에서는 7.4 ~ 58.4 %로 산출되었다. 허브높이와 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률의 차이가 0.33 ~ 5.05 % 발생되었다. 4 m/s에서는 연간 풍력발전기 이용률 차이가 가장 크게 나타나고, 점점 바람의 세기가 커질수록 차이는 줄어들고 있었다. 본 시험 기간 동안, 행원 풍력발전기의 모든 데이터에 대한 연평균 허브높이 풍속은 기상탑 기준 6.7 m/s로서 허브높이와 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률은 29.7 % 와 30.0 %였고, 그 차이는 약 0.3 % 로서 연간 에너지 생산량에 따른 연간 풍력발전기 이용률의 상대오차는 1.1 % 만큼 발생함을 알 수 있었다.

Table IV-2 Comparison of AEP using Hub height and REWS for Haengwon #5

Annual average wind speed (Rayleigh) (m/s)	Haengwon #5 Estimated AEP Reference air density: 1,225kg/m <sup>3</sup> Cut-out wind speed: 25m/s (extrapolated by constant power from last bin)					
	AEP-Measured (kWh)			AEP-Extrapolated (kWh)		
	Ⓐ Hub Height AEP(kWh)	Ⓑ REWS AEP (kWh)	Relative Error (%)	Ⓒ (Hub Height AEP(kWh)), (C.F.(%))	Ⓓ (REWS AEP(kWh)), (C.F.(%))	Relative Error(%)
4	920,608	944.776	2.56	920,608(7.0)	969,543(7.4)	5.05
5	1,884,667	1,933.965	2.55	1,906,732(14.5)	1,954,463(14.9)	2.44
6	3,048,047	3,098,192	1.62	3,071,085(23.4)	3,115,362(23.7)	1.42
7	4,199,031	4,269,735	1.66	4,252,463(32.4)	4,292,645(32.7)	0.94
8	5,187,195	5,322,176	2.54	5,345,325(40.7)	5,381,344(41.0)	0.67
9	5,927,147	6,175,042 (incomplete)	4.01	6,292,523(47.9)	6,324,612(48.1)	0.51
10	6,400,826	6,793,048 (incomplete)	5.77	7,064,177(53.8)	7,092,712(54.0)	0.40
11	6,636,191	7,179,684 (incomplete)	7.57	7,648,163(58.21)	7,673,567(58.4) (incomplete)	0.33

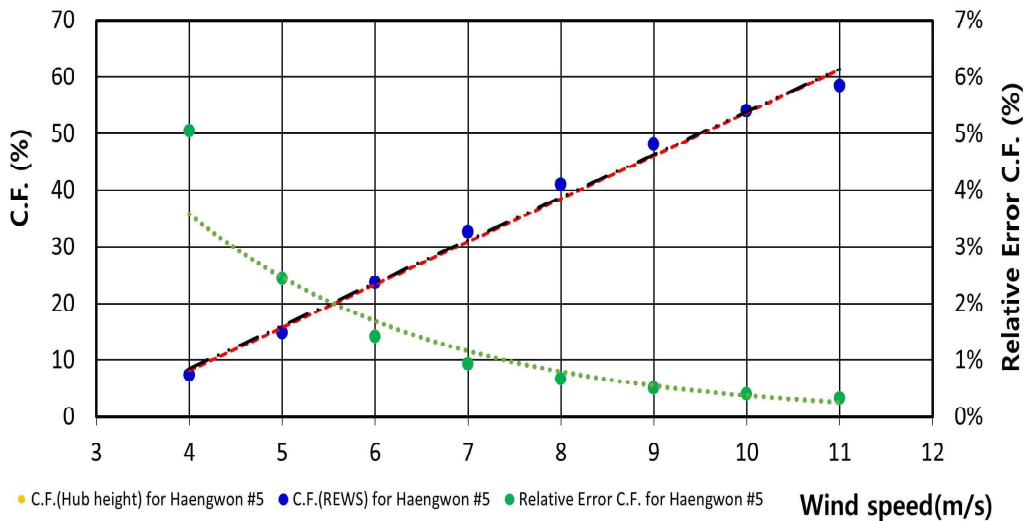


Fig. IV-19 Comparison of capacity factors using hub height and REWS for Haengwon #5

다. 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 연간 에너지 생산량 오차율 비교

Fig. IV-20은 발전기 별 허브높이 및 로터등가풍속에 따른 상대오차 비를 나타낸다 [28-29]. 동북 15호기와 행원 5호기의 전반적인 풍속에서 허브높이보다 로터등가풍속이 전반적으로 전력출력이 높아 연간 에너지 생산량도 높다는 것을 알 수 있었다. 또한 동북과 행원의 5 ~ 11 m/s 구간에서 연간 에너지 생산량 평균 상대오차는 각각 1.96 %와 0.96 %였다. 그 차이는 0.72 %로서 단순지형인 행원보다 복잡지형인 동북의 평균 상대오차가 높았었다. 기상탑 기준 허브높이의 연간 풍력발전기 이용률은 각각 0.56 %와 0.31 %였고 그 차이는 0.25 %로서 행원보다 동북이 높은 것으로 나타났다. 따라서 연간 에너지 생산량 및 허브높이의 연평균 풍속에 따른 연간 풍력발전기 이용률은 단순지형보다 복잡지형 오차율이 높은 것으로 확인되었다.

결론적으로 단순지형에서는 허브높이풍속 또는 로터등가풍속으로 연간 에너지 생산량 산출하여도 별다른 차이는 없지만, 복잡지형일 경우에는 상대오차가 다소 높아 출력성능시험시 풍력발전단지 지형을 고려하여 풍속방법을 선정 할 필요가 있다고 생각된다.

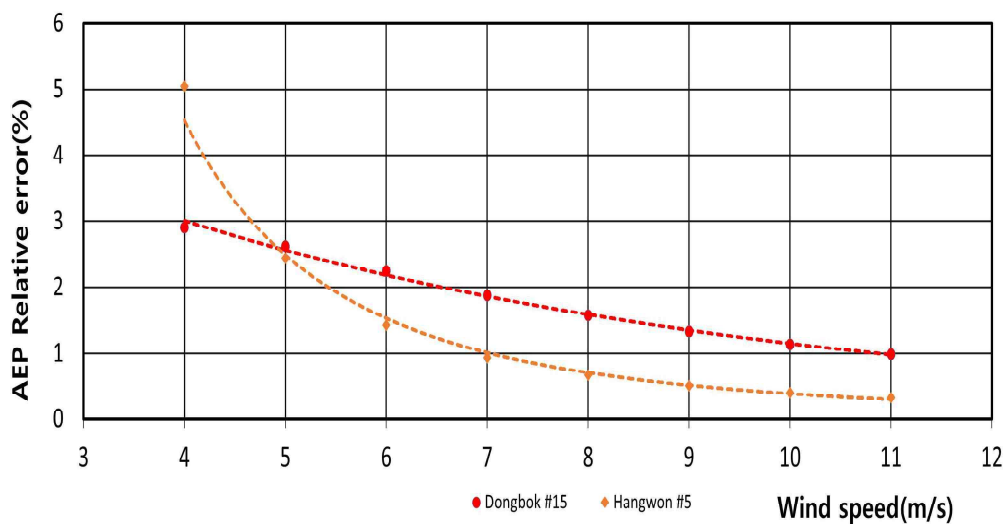


Fig. IV-20 Comparison of relative errors for AEP-Extrpolated using Hub height and REWS for Dongbok #15 and Haengwon #5

## V. 결 론

허브높이와 로터등가풍속을 이용하여 출력성능측정을 함에 따라 발생할 수 있는 연간 에너지 생산량 등의 차이를 알아보기 위하여 단순지형 및 복잡지형에서 운전 중인 실제 풍력발전기를 대상으로 출력성능시험을 수행하였다. 그 결과는 다음과 같다.

1. 각 사이트에서 지형 평가를 한 결과, 동북 15호기 주변은 IEC 표준에서 규정한 기준을 초과하여 복잡 지형으로 판명됨에 따라 별도의 사이트 보정이 필요하였고, 행원 5호기 주변은 단순 지형 조건을 만족하고 있어서 사이트 보정이 필요하지 않았다. 다만 동북 15호기는 상업 운전을 하고 있어 현실적인 여건상 별도의 사이트 보정이 불가능하였다.
2. 데이터 필터링 후 유효 데이터에 대한 분석이 이루어졌다. 그 결과, 동북 15호기의 허브높이에서 평균풍속은 8.22 m/s이고 로터등가풍속은 8.18 m/s로 계산되었다. 행원 5호기의 경우 허브높이에서 평균풍속은 11.68 m/s이고, 로터등가풍속은 11.64 m/s였다.
3. 동북 15호기의 허브높이와 로터등가풍속에 대한 외삽된 출력곡선으로 산출된 연간 에너지 생산량 오차는 4 ~ 11 m/s에서 0.99 ~ 2.9 %로 나타났고, 연 평균풍속 5 ~ 11 m/s에서 평균오차가 1.68 %가 발생되었다. 행원 5호기는 연간 에너지 생산량 오차가 4 ~ 11 m/s에서 0.33 ~ 5.05 %로 나타났고, 연평균 풍속 5 ~ 11 m/s에서 평균오차가 0.96 %가 발생되었다.

4. 측정기간 동안 동북 15호기의 모든 데이터의 연 평균풍속은 5.8 m/s이었다, 허브높이와 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률은 이론적으로 각각 23.9 %와 24.5 %였고, 그 차이는 0.6 %이었다. 행원 5호기의 측정기간 동안, 모든 데이터의 연평균 풍속은 6.7 m/s이었으며, 허브높이와 로터등가풍속의 연간 풍력발전기 이용률은 각각 29.7 %와 30.0 %였고, 그 차이는 0.3 % 이었다.
  
5. 단순지형에서는 허브높이 풍속 또는 로터등가풍속으로 연간 에너지 생산량을 산출하여도 별다른 차이는 없었지만, 복잡지형일 경우에는 그 상대오차가 다소 높아 풍력발전단지 지형을 고려하여 출력성능시험을 위한 풍속방법을 선정할 필요가 있다고 생각된다.



## 참고문헌

- [1] 한국풍력산업협회, 2020년 6월 풍력설비용량 현황조사, 2020
- [2] 산업통상자원부, 2019년 신·재생에너지 보급통계, 2020
- [3] 관계부처 합동, 주민과 함께하고 수산업과 상생하는 해상풍력 발전 방안, 2020
- [4] Global Wind Energy Council, Global Wind Report 2021 GWEC, 2021.
- [5] REN 21 Secretariat, Renewable 2020 : Global Status Report, REN 21, 2020.
- [6] GE Wind Energy, Off Wind turbine Haliade-X 12MW : <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>
- [7] R. Wagner, B Cañadillas, A Clifton, S Feeney, N Nygaard, M Poodt, C St. Martin, E Tüxen, JW Wagenaar, Rotor equivalent wind speed for power curve measurement - comparative exercise for IEA Wind Annex 32, Journal of Physics, 1-10, 2014
- [8] R. Wagner, Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement, Wind energy, 12:348-362, 2009
- [9] V. Barth, A. Wassie Tsegai, Micrositing using Rotor Equivalent Wind Speed - One Step Forward or Aside?, DEWI magazin, 6-10, 2014
- [10] Sanghyeon jeon, Bumsuk Kim, Jongchul Huh, Study on methods to determine rotor equivalent wind speed to increase, Energy for Sustainable Development, 40:41-49, 2017.
- [11] Klaus Franke, Axel Albers, Power Curve Uncertainty of Rotor Equivalent Wind Speed, Deutsche WindGuard, 2016
- [12] Stefanatos N, Foussekis D, Mouzakis F, Comparisons of Rotor Equivalent Wind Speed (REWS) in complex terrain using a 100m mast and several remote sensing devices, ResearchGate, 2015
- [13] Wilfried G.J.H.M. Van Sark, Henrik C. Van der Velde, Jan P. Coelingh, Wim A.A.M. Bierbooms, Wilfried G.J.H.M, Do we really need rotor equivalent wind speed?, Wind Energy, 22:745-763, 2019.

- [14] Doosan Heavy. On/Offshore Wind Turbine WinDS3000, 5500, 8000 : <http://doosanheavy.com/kr/products/portfolio/renewable-energy/#tab02>
- [15] 한진산업, On Wind Turbine HJWT 1500, 2000 : <http://www.hanjinind.co.kr>
- [16] Mhi vestas Offshore Wind, off Wind turbine V164, V174 : <https://mhivestas-offshore.com/products-services/>
- [17] Siemens Gamesa, Off Wind turbine SG 8.0-167 DD: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-8-0-167-dd>
- [18] Jung-Tae Lee, Hyun-Goo Kim, Yong-Heack Kang, Jin-Young Kim, Determining the Optimized Hub Height of Wind Turbine Using the wind resource Map of South Korea, *energies*, 12:1-13, 2019.
- [19] Ryan Wass, Design of Wind Turbine Tower Height and Blade Length: an Optimization Approach, University of Arkansas, 2018.
- [20] IEC 61400-12-1 Ed.1.0, Wind energy generation systems-Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, IEC, 2005.
- [21] IEC 61400-12-1 Ed.2.0, Wind energy generation systems-Part12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, IEC, 2017.
- [22] IEC 60044-1 Ed. 1.2 : Instrument transformers-Part 1: Current transformers, IEC, 2003.
- [23] IEC 60186 Ed. 2.0 : Voltage transformers, IEC, 1987.
- [24] ISO 2533 Standard atmosphere, ISO, 1975.
- [25] IEC 61400-22, Wind turbines-Part22, Conformity testing and certification, 2010.
- [26] IEC 61400-1 Ed.3.0 Wind turbines-Part1: Design requirements, IEC, 2005.
- [27] Power performance measurement procedure version 5, MEASNET, 2009.
- [28] Ikhwan M 2005 Investigation of Flow and Pressure Characteristics around Pyramidal Buildings, University of Karlsruhe, PhD Thesis
- [29] 김현구, 정태윤, 장문석, IEC 61400 풍력표준을 적용한 제주도 김녕 난류강도 특성분석, *한국태양에너지학회*, 30(6), pp.59-65, 2010.
- [30] 류건화, 김동혁, 이화운, 박순영, 유정우, 김현구, 동심원 등가풍속을 이용한 대기안정도에 따른 풍력자원변화에 관한 연구, *한국태양에너지학회*, 36(1), pp49-61, 2016.

## 감사의 글

2018년부터 일주일에 2번 야간 수업을 받으면서 교수님들에게 다양한 질문과 답변을 통해서 많은 것을 배우다 보니 벌써 졸업하게 되었습니다, 졸업논문을 쓰면서 많은 고생을 하였지만 이것도 추억으로 남아서 제 인생의 일부분의 될 것 같습니다. 물론 나 혼자 할 수 있었던 것은 아니고 내 주변에서 가장 많이 도와준 나의 아내인 양은영, 아들인 강원재와 강준우가 있어서 할 수 있었던 것에 무한한 고마움을 전합니다.

먼저 졸업논문을 완성을 위하여 아낌없는 조언과 정성어린 지도를 해주신 고경남 교수님께 진심으로 감사의 말씀을 드립니다. 또한 바쁘신 와중에도 논문심사를 맡아주셔서 많은 조언과 충고를 해주신 김범석 교수님과 정지현 교수님께도 감사의 말씀을 전합니다. 그리고 풍력에 대한 열정을 보여주셨던 허종철 교수님에게도 고마움과 감사의 말씀을 전합니다.

더불어 졸업논문의 완성도를 높여주기 위하여 도와주었던 신동헌박사님, 이견우학우님, 투멘바야르 운다르마학우님, 문경록학우님께도 감사드립니다. 또한 논문에 영감 및 방향을 알려준 강민상 연구원님에게도 감사드립니다. 마지막으로 몇 달동안 논문 작성에 여러 가지를 배려해주신 김민호처장님, 조원식팀장님과 고영준팀장님에도 감사드립니다.