



제주 동북·북촌 풍력발전단지의 바람환경 특성분석

정형세¹⁾ · 김연희^{2)*} · 최희욱³⁾

Characteristics of Wind Environment in Dongbok·Bukchon Wind Farm on Jeju

Hyeong-Se Jeong¹⁾ · Yeon-Hee Kim^{2)*} · Hee-Wook Choi³⁾

Received 14 October 2021 Revised 16 December 2021 Accepted 21 December 2021 Published online 25 February 2022

ABSTRACT Climatic characteristics were described using the LiDAR (Light Detection and Ranging) and the met-mast on Dongbok·Bukchon region. The influences of meteorological conditions on the power performance of wind turbines were presented using the data of Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) and met-mast of the Dongbok·Bukchon Wind Farm (DBWF) located in Jeju Island. The stability was categorized into three parameters (Richardson number, Turbulence intensity, and Wind shear exponent). DBWF was dominant in unstable atmospheric conditions. At wind speeds of 14 m/s or more, the proportion of slightly unstable conditions accounted for more than 50%. A clear difference in the power output of the wind turbine was exhibited in the category of atmospheric stability and turbulence intensity (TI). Particularly, a more sensitive difference in power performance was showed in the rated wind speeds of the wind turbine and wind regime with high TI. When the flow had a high turbulence at low wind speeds and a low turbulence at rated wind speeds, a higher wind energy potential was produced than that in other conditions. Finally, the high-efficiency of the wind farm was confirmed in the slightly unstable atmospheric stability. However, when the unstable state become stronger, the wind farm efficiency was lower than that in the stable state.

Key words Power performance(출력 성능), Atmospheric stability(대기안정도), Turbulence intensity(난류강도), Wind shear exponent(풍속전단계수)

1. 서론

2015년에 개최된 제21차 UN 기후변화협약 당사국 총회 (Conference of the Parties 21, COP 21)에서는 각 나라

의 탄소배출 감축 현황 및 지구온난화 수준을 점검하고 이를 줄이기 위한 노력을 점차적으로 강화하기 위한 파리협정 (Paris Agreement)을 채택하였다.^[1] 신재생에너지는 국가적 차원에서 육성하여야 할 주요 사업으로 분류되고 있으며, 특히 풍력에너지는 2019년 기준으로 관련 풍력설비 (651 GW)가 매년 약 10%씩 증설될 정도로 유망한 신재생 에너지 자원이다.^[2] 풍력발전은 바람에 의해 발생한 운동에너지를 풍력터빈을 통해 전기 에너지로 변환하는 기술이다. 일반적으로 풍력터빈은 다양한 규모의 윈드시어와 난류특성을 보이는 바람환경에 노출되기 때문에, 풍속 뿐만

1) Researcher, Innovative Meteorological Research Department, National Institute of Meteorological Sciences

2) Director, Innovative Meteorological Research Department, National Institute of Meteorological Sciences

3) Reserach scientist, Innovative Meteorological Research Department, National Institute of Meteorological Sciences

*Corresponding author: yeonheekim@korea.kr

Tel: +82-64-780-6623 Fax: +82-64-738-9072

아니라 지면 거칠기와 같은 지형조건, 대기안정도 등의 요소에도 직접적인 영향을 받는다.^[3] 또한 최근에는 풍력터빈이 대형화되는 추세로 인해 로터 면적(swept area)이 증가함에 따라 풍력터빈에 영향을 주는 풍향 요소의 중요성이 더욱 커지고 있다. 바람환경이 풍력발전시스템에 미치는 영향을 분석한 연구는 세계적으로 다양하게 수행되고 있다.^[4~7] Barthelmie et al.(2015)^[8]는 덴마크의 Nysted 해상풍력발전단지에서 난류강도가 1% 변할 때 표준화된 출력이 0.98~1.4% 변화함을 규명하였다. 그리고 Wagenaar and Eecen^[9]은 EWTW(ECN Wind turbine Test station Wieringermeer) 사이트에서 난류강도와 윈드시어에 따른 출력의 표준편차를 분석하였고, 5~13 m/s의 풍속구간에서는 맥지수 차이에 따라 최대 30%의 표준편차가 발생함을 확인하였다. 그 외에도 수직적 난류강도(Iw, vertical turbulence intensity)와 난류운동에너지(TKE, Turbulence kinetic energy) 및 풍향 순전, 대기안정도 등이 출력 성능에 미치는 영향을 분석한 다수의 선행연구가 있다.^[10~15] Peña et al.(2014)^[16]는 북해 연안에 위치한 덴마크의 Horns Rev 1 해상풍력발전단지의 자료를 이용하여 Obukhov 길이에 따라 4개의 대기안정도로 분류한 후 후류모델(Modified park wake model)의 평가를 앙상블 평균(Ensemble average)으로 분석하였다. Vanderwende and Lundquist (2012)^[17]는 윈드시어와 벌크 리차드슨 수(Bulk Richardson number, Ri)에 따른 풍력터빈 출력성능의 변화를 분석하였고, 풍력터빈의 출력은 동일 풍속구간이라도 대기안정도가 불안정한 환경에서 더 높아짐을 보였다. 또 Alblas et al.(2014)^[18]는 해상풍력발전단지를 대상으로 대기안정도에 따른 발전 효율을 분석하였으며, 중립 또는 안정한 대기 상태보다 매우 불안정한 대기상태에서 후류 손실(wake loss)이 적기 때문에 표준화된 출력이 비하여 10~20% 정도 성능이 높아짐을 보였다. 국내에서 수행된 풍력발전 관련 연구로는 관측자료나 수치자료를 활용하여 풍력자원을 평가한 연구^[19~21]가 주류를 이루고 있으며, 이 외에도 최근 대두되고 있는 해상풍력발전을 위한 관측장비 개발^[22] 및 주민의 수용성^[23]을 분석한 연구가 있다. 반면, 대기안정도 또는 기상요소를 고려하여 풍력자원의 특성을 분석한 연구는 미미한 실정이다.

본 연구에서는 제주도 동북·북촌 풍력발전단지의 풍향

관측자료와 풍력터빈의 실제 생산량 자료를 기반으로 전반적인 바람환경 평가와 더불어 대기안정도에 따른 특성에 대해 분석하였으며, 이를 통해 대기안정도가 풍력발전시스템의 출력성능에 미치는 영향을 정량적으로 파악하고, 최종적으로는 대기안정도가 풍력발전단지의 효율에 미치는 영향을 제시 및 평가하고자 하였다.

2. 관측 및 분석 개요

2.1 관측지점 및 관측기기

제주 동북·북촌 풍력발전단지(Dongbok·Bukchon Wind Farm, DBWF)는 2015년에 설치된 30 MW 규모의 풍력발전단지로서 한라산을 중심으로 제주도의 북동쪽 연안지역에 위치한다. 국립기상과학원은 풍력기상자원 평가 및 기상요인이 풍력발전에 끼치는 영향을 분석하기 위하여 동북·북촌 풍력발전단지 내에 풍력기상자원 관측사이트를 2016년 5월에 구축하였다. 관측사이트는 80 m 높이의 기상탑(33.541°N, 126.714°E)과 윈드라이더(Light Detection and Ranging, LiDAR, 33.536°N, 126.710°E)로 구축되어 있다. 기상탑과 윈드라이더는 해발고도가 각각 45 m, 51 m 인 언덕에 위치하고 있다. 관측사이트 주변환경을 보면, 기상탑의 남~남서쪽 방향에 3대의 풍력터빈(1, 2, 15호기)이 있고, 서쪽으로 150 m 떨어진 지점에는 채석장이 위치

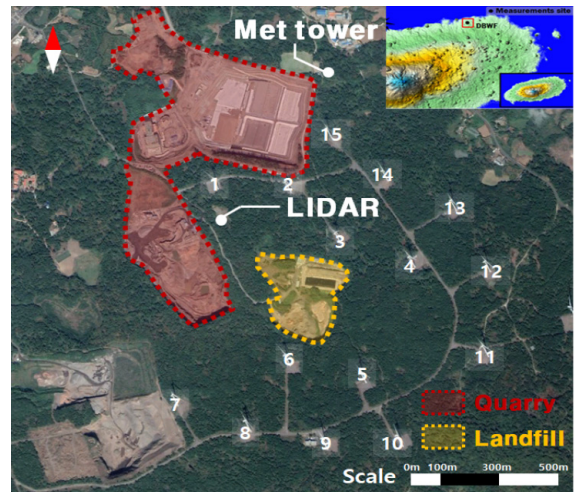


Fig. 1. Observation site: layout of the turbines (white numbers from one to fifteen) at the Dongbok·Bukchon wind farm

한다. 윈드라이다는 기상탑에서 남서쪽으로 약 700 m 이 격된 위치에 있으며, 윈드라이다의 서쪽 100 m 지점과 남 동쪽 250 m 지점에는 각각 산업시설과 동부매립장이 위치 한다(Fig. 1).

기상탑에는 풍속계(40, 50, 78, 80 m), 풍향계(10, 40, 78, 80 m), 온·습도계(2, 60, 78.5 m), 기압계(78.5 m), 그리고 3차원 풍향·풍속계와 가스 분석기(50, 75 m)가 고 도별로 설치되어 있으며, 윈드라이다는 10개의 고도(40, 50, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180, 200 m)에 대해 풍 속과 풍향, 그리고 U wind, V wind, W wind를 관측한다 (Table 1).

2.2 자료 및 분석 방법

본 연구에서는 윈드라이다와 기상탑에 설치된 3차원 풍 향·풍속계 자료 및 컵형 풍속계의 자료, 그리고 감시 제어 및 자료 취득(Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA) 시스템의 출력자료를 사용하였다. SCADA 시스 템은 개별 풍력터빈의 상태정보를 중앙제어시스템에 전송 하여 풍력발전단지의 설비를 효과적으로 운용·관리하도록 만들어진 시스템이며 풍력터빈의 발전량, 로터속도, 피치

각도 등 풍력터빈의 상세 운영정보를 제공한다. 윈드라이 다의 관측자료는 동북·북촌의 바람환경 평가에 활용되었으 며, 기상탑 자료 및 SCADA 자료는 바람환경이 풍력터빈의 출력성능에 주는 영향 분석에 활용되었다.

풍력발전단지 계획 시 해당 지역의 풍력잠재량 평가를 위해서는 최소 1년 이상의 관측자료를 기반으로 한 풍력터 빈의 출력성능실험(Power performance testing) 및 연간 에너지생산량(AEP, Annual energy production) 분석이 요구된다.^[24] 따라서 본 연구에 사용된 윈드라이다의 분석 기간은 2016년 5월 4일부터 2017년 4월 30일까지이다. 윈 드라이다는 원격관측장비의 특성 상 고도가 높아질수록 자 료의 수집률이 낮아지는 단점이 있어, 분석에는 수집률이 낮 게 나타난 160 m 이상의 고도 자료를 제외하고 40 m~140 m 고도에서 관측된 자료만을 활용하였다.^[25] 기상탑은 장 비점검으로 인한 결측기간을 제외한 2016년 3월 4일부터 2017년 2월 22일까지를 사용하였다.

본 연구에서는 풍속과 풍향의 특성과 풍속과 풍력에너지 밀도(Wind power density, WPD)의 와이블 분포(Weibull distribution) 분석을 활용하여 동북·북촌의 바람자원에 대해 평가하였으며, 또한 대기안정도가 풍력발전시스템의 출력성능에 미치는 영향을 정량적으로 알아보기 위하여 대 기안정도의 특성 및 대기안정도에 따른 풍속전단계수와 풍 속, 난류 특성을 파악하였고, 이를 바탕으로 대기안정도에 따른 풍력터빈의 출력성능 및 효율에 대해 분석하였다.

풍력에너지 밀도는 단위 면적당 풍력에너지 밀도로서 식 (1)과 같다.

$$WPD = \frac{1}{2} \rho_{air} V^3 \quad [W/m^2] \quad (1)$$

여기서, ρ_{air} 는 공기밀도(표준 공기밀도=1.225 kg/m³), V 는 평균 풍속이다.

와이블 분포 함수는 식 (2)와 같다.^[26]

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (k > 0, V > 0, c > 1) \quad (2)$$

여기서, v 는 풍속분포, c 는 척도계수(scale parameter), k 는 형상계수(shape parameter)이다.

Table 1. Instrumentation used for data collection

Type (Model)	Observation elements	Height [m]
Cup anemometer (Thies First Class Advanced)	Wind speed	80, 78, 50, 40
Wind vane (Thies Wind Vane First Class)	Wind direction	78, 50, 40
3D sonic anemometer (CSAT3A)	Wind speed, Wind direction, Temperature	75, 50
Wind LiDAR (WindCUBE™)	Wind speed, Wind direction, U, V, W	40, 50, 60, 80, 100, 120, 140, 150, 160, 180, 200
Thermo-hygrometer (HygroClip2)	Temperature, Relative humidity	78.5, 60, 40, 2
Barometric pressure sensor (P-GE 6/11 economy)	Air pressure	78.5

*Measurement rate of CSAT3A: 10 Hz

대기 경계층에서 풍속의 연직 분포는 로그법칙(logarithmic law)이나 지수법칙(power law)을 이용하여 표현할 수 있다. 본 연구에서는 지수 법칙을 이용하여 풍속전단계수(α , wind shear exponent)를 계산하였고, 수식은 아래와 같다.^[27]

$$\alpha = \frac{\ln(v_2/v_1)}{\ln(z_2/z_1)} \quad (3)$$

여기서 z_1, z_2 는 지표면과 상층 고도의 높이이고, v_1, v_2 는 각 고도에서의 풍속이다.

대기상태에 따른 안정도 분류는 리차드슨 수(Ri)를 활용하였으며, 수식은 아래와 같다.^[28]

$$Ri = \frac{g \frac{\Delta\theta}{\Delta z}}{\theta_0 \left(\frac{\Delta U}{\Delta z}\right)^2} \quad (4)$$

여기서, g 는 중력가속도로 9.81 m/s^2 , z 는 지표면에서부터의 높이, θ 는 온위, U 는 풍속, θ_0 는 각 고도구간에서의 평균 기온을 나타낸다.

난류강도(Turbulence intensity, TI)는 풍력터빈의 설계요구사항인 IEC 61400-1에서 제안한 수식을 사용하였다.^[24]

$$TI = \frac{\sigma}{\bar{V}} \quad (5)$$

여기서, σ 는 풍속의 표준편차, \bar{V} 는 풍력터빈의 허브높이 풍속을 나타낸다. 또한, 난류운동에너지의 수식은 아래와 같다.

$$TKE = \frac{1}{2}(\sigma^2_u + \sigma^2_v + \sigma^2_w) \quad (6)$$

여기서, σ^2_u, σ^2_v 및 σ^2_w 는 속도 변동의 편차 성분이다.

Table 2는 대기안정도 등급을 분류하기 위한 기준을 나타낸다. 대기안정도는 불안정, 중립, 안정으로 나누었고 불안정을 다시 3가지 등급(강한 불안정(Strong unstable; u3), 불안정(Unstable; u2), 약한 불안정(Slightly unstable;

u1)으로 세분화하였다. 그리고 난류강도와 풍속전단계수는 각각 높음(High), 중간(Moderate), 낮음(Low)과 강함(Strong), 중간(Moderate), 약함(Weak)으로 분류하였다.

바람환경에 따른 출력성능 분석에서는 풍력발전시스템 출력특성의 정확한 분석을 위해 IEC 61400-1^[24]와 IEC 61400-12-1^[29]에서 제시하는 방법을 토대로 아래와 같은 자료의 전처리를 수행하였다.

- i) 풍속은 3~25 m/s이내의 자료를 사용
- ii) 풍향은 식 (7)을 이용하여, 기상탑을 기준으로 주변 오염, 건물 및 장애물이 위치한 교란영역(disturbed sector)을 제외한 비교란 영역(undisturbed sector)의 자료를 사용^[29]
- iii) 기온은 -10~40℃ 이내의 자료를 사용
- iv) 3차원 풍향·풍속계의 수평·연직 성분풍속(u, v, w)은 각각 $\pm 25, \pm 25, \pm 5 \text{ m/s}$ 이내의 자료를 사용
- v) 풍력터빈의 출력은 정상 운전상태(normal turbine operation)의 자료를 사용

$$Disturbedsector = 1.3 \arctan\left(\frac{2.5D_n}{L_n} + 0.15\right) + 10 \quad (7)$$

여기서, D 는 풍력터빈의 로터직경, D_n 은 인근(20D 이내 거리)에서 운전 중인 풍력터빈의 로터직경, L_n 은 기상탑 또는 풍력터빈과 인근에서 운전 중인 풍력터빈 간의 거리를 나타낸다.

Table 2. Criteria for the stability classification

Stability class	Richardson number (Ri)	Turbulence intensity (TI)	Wind shear exponent (α)
Strong unstable (u3)	$Ri < -1$	High: $0.14 \leq TI$	Weak: $\alpha < 0.17$
Unstable (u2)	$-1 \leq Ri < -0.25$		
Slightly unstable (u1)	$-0.25 \leq Ri < -0.03$		
Neutral (n)	$-0.03 \leq Ri < 0.03$	Moderate: $0.08 \leq TI < 0.14$	Moderate: $0.17 \leq \alpha < 0.25$
Stable (s)	$0.03 \leq Ri$	Low: $TI < 0.08$	Strong: $0.25 \leq \alpha$

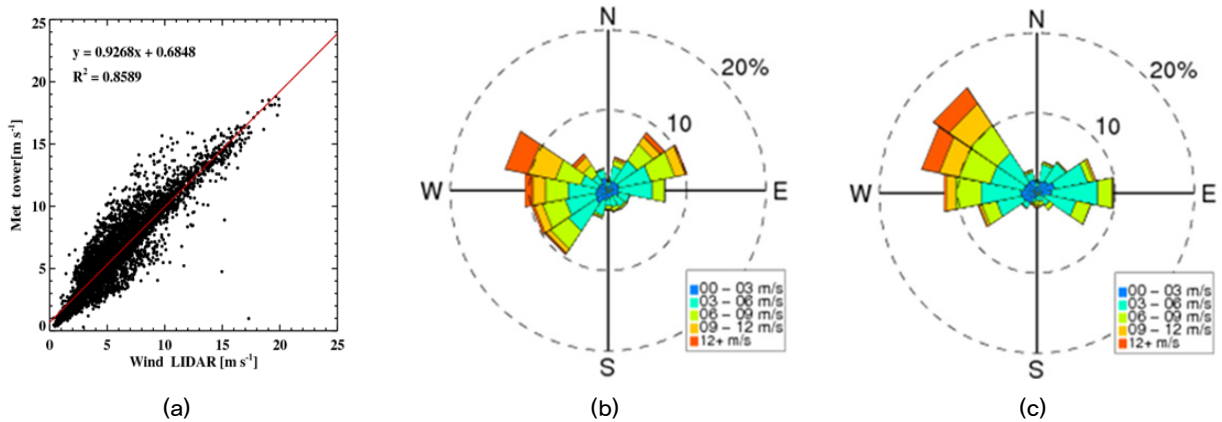


Fig. 2. Comparison of two instruments: (a) a scatter plots of wind speed from the met mast versus LiDAR, wind roses of (b) the met mast and (c) LiDAR

풍력발전단지의 효율은 식 (8)과 같다.

$$Eff = \frac{P}{P_0} \times 100 \quad (8)$$

여기서, P 는 풍력발전단지의 평균 출력, P_0 는 풍력터빈의 정격출력이다.

3. 분석 결과

3.1 동북북촌 지역의 풍향 분석

3.1.1 기상탑과 윈드라이다 자료 비교

기상탑에 설치된 3차원 풍향 풍속계(75 m)와 윈드라이다(80 m)에서 관측된 자료를 이용하여 풍력발전 고도의 풍속을 분석하였다. 기상탑과 윈드라이다의 풍속을 비교한 결과, 두 풍속자료 간의 결정계수(R^2)는 0.86으로 높은 양의 상관성을 나타내고 있으며, 기상탑의 풍속이 윈드라이다의 풍속보다는 상대적으로 높게 관측되는 경향을 보였다. 두 자료의 통계적 유의성을 판단하기 위하여 피어슨 상관계수, 스피어만 상관계수, 켄달 상관계수를 활용하여 다양한 상관계수 검정을 수행하였다(피어슨, 스피어만, 켄달의 상관계수는 각각 0.90, 0.92, 0.75). 그 결과 모든 상관계수 검정의 P-value는 유의수준(0.05) 보다 낮은 0에 수렴하는 값을 보였고, 두 자료가 통계적으로 높은 상관성이 있음을 확인하였다. 풍향의 경우 두 관측자료의 경향은 유

사하나 윈드라이다에 비해 기상탑 풍향계의 값이 20° 가량 서편향된 것으로 나타나, 풍향관련 분석에서는 윈드라이다 자료를 사용하였다(Fig. 2).

3.1.2 고도별 풍속 분포

관측 고도별 연평균 풍속 시계열(Fig. 3)은 고도가 높아짐에 따라 풍속이 증가하는 경향이 뚜렷하게 나타났으며, 최저 고도(40 m)와 최고 고도(140 m)에서의 풍속 차는 1.8 m/s 정도로 나타났다. 이는 동북·북촌의 지형특성으로 인한 높은 거칠기 길이가 풍속의 연직 경도를 크게 발달시켰기 때문으로 판단된다.^[30] 일반적으로 풍속은 일출과 일몰을 기준으로 크게 변화하는 변곡점을 지닌다. 야간에는 대기가 안정됨에 따라 지표층의 바람이 약해지고, 주간에는

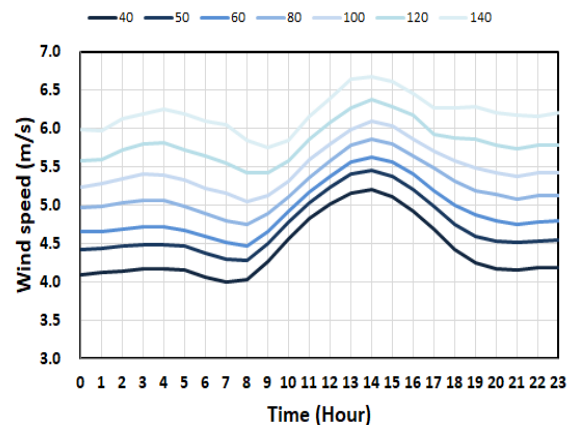


Fig. 3. Diurnal variation of the annual mean wind speed at the each observation height

대기가 불안정하여 대기 경계층 내의 혼합이 활발히 이루어져 풍속이 강해지는 경향을 보인다. 동북·북촌의 시간별 풍속 변화의 경우, 야간(19~06시)에는 대기가 안정한 특성으로 인해 풍속의 큰 변동 없이 낮은 풍속이 일정하게 유지되며, 주간(07~18시)에는 불안정한 대기상태로 인해 풍속이 시간에 따라 변화하는 경향이 나타났다. 고도별 풍속은 하층에서 상층으로 올라갈수록 상층으로 갈수록 지표면 거칠기 길이로 인한 마찰작용의 영향이 낮아져 풍속이 증가하고 고도에 따라 다른 일변화 양상을 보였다. 또한, 40~100 m 고도의 풍속은 일출 이후 10시에서 13시까지 유사한 풍속을 나타내는 반면, 이후 시간대에서는 다시 고도별 풍속의 변동폭이 증가하는 특징을 보였는데, 이는 지표면 인근의 태양복사 에너지에 의한 지표면 열 플럭스(Surface heat flux) 증가가 강한 대류운동으로 이어져 상·하층 고도간 풍속의 혼합이 이루어졌기 때문이다. 이런 현상은 보다 많은 풍력발전량을 얻기 위해 풍력발전기 고도를 점점 높여가는 현재의 추세와 상충되기 때문에, 최적의 풍력발전 고도 선정을 목적으로 하는 연구 및 분석에서는 해당 사항을 고려할 필요가 있을 것으로 판단된다.

3.1.3 주풍향 분석

풍력발전에서 작은 변동성을 지닌 풍향은 안정적인 풍력 에너지 밀도의 생산을 기대할 수 있기 때문에, 풍력발전고도의 풍향은 풍력에너지 평가에서 중요한 분석요소 중 하나이다. 본 연구에서는 연중, 계절별, 시간별에 대한 풍력발전고도(80 m)의 주풍향을 알아보았다(Table 3). 80 m 고도의 풍향을 분석한 결과, 동북·북촌의 풍향은 북서풍 계열의 바람이 지배적이며(Fig. 2(c)), 계절별로는 봄에 서풍, 가을과 겨울에 북서풍이 우세하다. 겨울은 북서풍의 비율이 37.78%로 타 계절에 비해 주풍향의 비율이 높게 나타나는데, 이는 시베리아 고기압의 영향으로 한반도 전 지역에 걸쳐서 북서풍이 우세하기 때문이다. 반면, 여름은 겨울과 달리 동남동풍이 우세한 경향을 보이며, 이는 동아시아 여름 몬순 의한 남풍기류가 영향을 끼친 것으로 사료된다. 일중 시각에 따른 풍향의 변화를 보면, 특히 주간 시간대(10~17시)에서 북서풍계열의 바람 비율이 증가하는 특징(약 20%)이 있으며, 북서풍 계열의 비율은 일출 후 점차 증가하여 15시에 최대값을 보인 후 점차 감소하는 경향성을 보인다.

Table 3. Annual, seasonal, and hourly mean of the prevailing wind direction and its occurrence frequency

	Prevailing wind direction	Frequency (%)
Annual mean	NW	15.86
Seasonal		
Spring	W	19.76
Summer	ESE	13.47
Fall	NW	17.89
Winter	NW	37.78
Hourly		
00	NW	14.92
01	W	14.89
02	NW	15.79
03	W	16.98
04	NW	15.93
05	NW	16.66
06	NW	16.2
07	W	14.86
08	NW	16.26
09	NW	18.57
10	NW	18.75
11	NW	20.76
12	NW	19.11
13	NW	18.55
14	WNW	21.74
15	WNW	22.44
16	WNW	20.14
17	WNW	20.04
18	WNW	17.93
19	WNW	14.86
20	W	15.64
21	W	14.72
22	NW	15.46
23	NW	15.41

3.1.4 풍속의 계절 및 일변동성

Fig. 4는 풍력발전고도(80 m) 풍속의 월별, 일별, 시간별 변동 특성을 보여준다. 동북·북촌의 풍력발전고도에서 연평균 풍속은 5.3 m/s이며, 이는 선행 연구의 고창(4.9 m/s)과 보성(3.9 m/s) 지점의 연평균 풍속 대비 높은 풍속으로 분석되었다.^[31,32]

계절별로 살펴보면 겨울(DJF)에는 시베리아 계절풍의

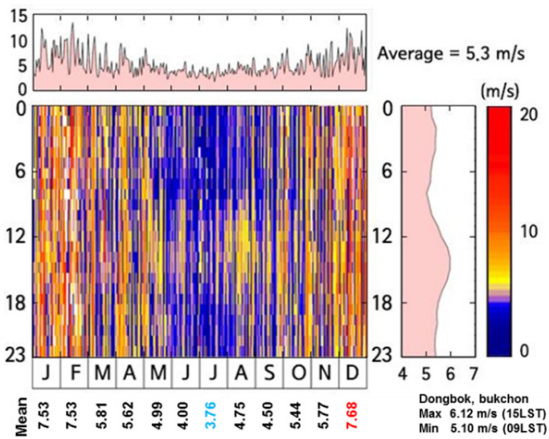


Fig. 4. Temporal variations of 10-min average wind speed at 80 m (monthly (top) and hourly (right) mean)

영향으로 주야간 관계없이 8 m/s 정도의 강한 풍속이 지속되며, 여름(JJA)은 태양복사 에너지로 인해 지표면 열 플럭스의 교환이 활발하게 일어나 대기혼합이 강해지는 주간을 제외하고는 대체로 5 m/s 이하의 약한 풍속이 전체 시간대에 분포한다. 봄(MAM)과 가을(SON)은 기후적인 영향보다는 국지적인 영향이 강함에 따라, 주간에는 약 7 m/s 의 강한풍속이, 야간에는 약 4~6 m/s의 풍속이 주로 분포한다. 월별의 경우 최저 평균풍속은 여름인 7월(3.8 m/s)에, 최대 평균풍속은 겨울인 12월(7.68 m/s)에 나타났다. 시각별로는 일출 이후 대기 불안정이 강해지면서 풍속이 점차적으로 증가하여 오후 2시에 최대 풍속을 나타내고 이후 대기가 안정됨에 따라 다시 감소하는 일변화를 나타내어 전형적인 육지 지형의 풍속 일변화 특성을 보이고 있다.^[30]

3.1.5 풍력에너지 밀도 분석

동북·북촌의 풍력기상자원 잠재량을 분석하기 위하여 풍속 구간별 풍속 발생빈도와 풍력에너지 밀도의 Weibull 분포를 나타내었다(Fig. 5). 주황색 곡선은 풍속의 Weibull 분포, 파란색 곡선은 풍력 에너지밀도의 Weibull 분포를 의미하며, 해당 변수의 풍속구간에 따른 발생빈도를 막대 그래프로 함께 나타내었다. 80 m 고도의 풍속은 0~32 m/s 까지 분포하는데, 이 중 풍력터빈의 중단풍속(25 m/s) 이상의 강한 바람은 해당기간에 직접적으로 제주도에 영향을 준 태풍 ‘차바(CHABA)’(2016.10.05. 제주도 통과)의 영향

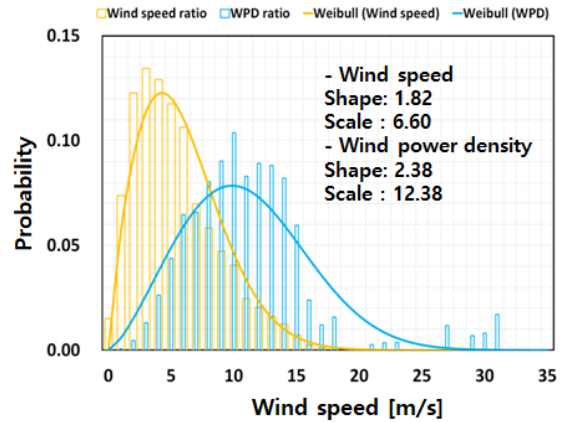


Fig. 5. Distribution of the wind power density (blue) and wind speed (derived from the estimated Weibull probability density function)

으로 발생한 것이다. 가장 높은 빈도의 풍속구간은 시동풍속(3 m/s)인 3~4 m/s 구간(13.4%)이며, 이에 따른 시동 풍속과 중단풍속 구간 사이의 풍력발전 가용 풍속빈도는 78.9% 정도로 높다. 동북·북촌의 풍속에 대한 형상계수(k)와 척도계수(c)는 1.82과 6.60 m/s이다. 형상계수는 낮을수록 높은 풍속구간의 빈도가 낮고 그 분포가 집중되는 형태를 가지며, 척도계수는 형상계수가 분포할 위치를 결정한다. 동북·북촌은 기존에 분석된 고창(k : 1.63, c : 5.50)과 보성(k : 1.57, c : 4.35)^[31,32]보다 높은 계수를 보이며, 풍속 발생 빈도의 경우 동북·북촌은 특정 풍속구간 3~5 m/s에 집중된 형태인 반면, 고창과 보성은 1~3 m/s 구간에서 밀집하여 있다. 이를 시동풍속(3 m/s)에 비추어 볼 때 동북·북촌은 고창과 보성보다 더 많은 풍력발전 생산량을 기대할 수 있다. 동북·북촌의 최대 풍력에너지 밀도를 나타내는 풍속 구간은 10~11 m/s로, 전체의 풍속 빈도에서는 4.0% 정도인데 반해, 풍력에너지 밀도는 전체의 10.4%를 차지할 정도로 높은 값을 보인다. Table 4에는 연평균과 계절별 평균 풍력에너지 밀도를 나타내었다. 연평균 풍력에너지 밀도는 273.0 W/m²으로 고창(191.4 W/m²)과 보성(98.9 W/m²)^[31,32]의 평균 풍력에너지 밀도보다 풍부하였으며, 이를 Oh et al.(2012)^[33]가 제시한 80 m 고도의 풍력에너지 밀도 등급표에 따라 분류하면 2 등급에 해당한다. 계절별로 보면 여름과 겨울에 각각 최소와 최대 풍력에너지 밀도가 나타나며, 봄과 가을은 200 W/m² 전후의 풍력에너지 밀도를 나타내었다. 특히 겨울의

Table 4. Annual and seasonal mean wind power densities

	Mean wind power density (W/m ²)
Annual	273.0
Spring	186.3
Summer	130.9
Fall	278.0
Winter	494.4

풍력에너지 밀도는 여름에 비해 3.8배 가량 높은 특징을 보였다.

3.2 바람환경이 출력성능에 미치는 영향

3.2.1 동북북촌의 대기안정도 특성

동북·북촌 풍력발전단지의 대기안정도를 Table 2와 같이 세 개의 매개변수를 활용하여 5가지로 분류하였다. Ri의 각 안정도도 구간별 발생비율(Fig. 6)을 분석한 결과, 동북·북촌 풍력발전단지는 불안정한 대기상태의 비율이 약 93.8%로 중립(1.2%)과 안정(5.0%) 상태보다 압도적으로 높으며, 불안정 상태 중에서도 강한 불안정(39.0%)과 불안정(40.5%) 상태의 비율이 약한 불안정(14.3%)보다 높게 나타났다.

Fig. 7은 풍속과 풍향에 따른 난류강도 분포를 나타낸 결과이다. 먼저, 풍속에 따른 난류강도의 경우 대체로 3 m/s 이하 구간에서 난류강도 0.3 이상이 밀집하여 있으며, 3~5 m/s 구간에서는 난류강도 0.2, 5 m/s 이상 구간에서는

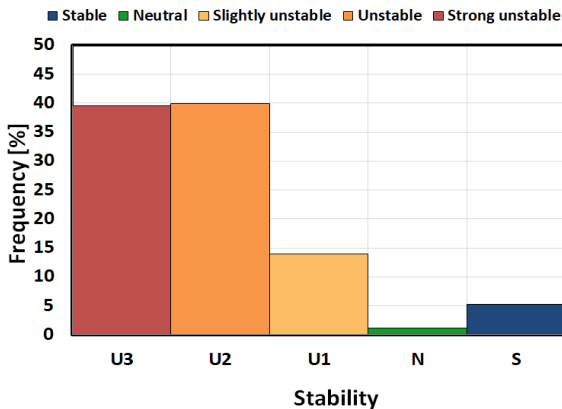


Fig. 6. Frequency distribution by the atmospheric stability (Stable: blue, Neutral: green, Slightly unstable: light orange, Unstable: orange, Strongly unstable: red)

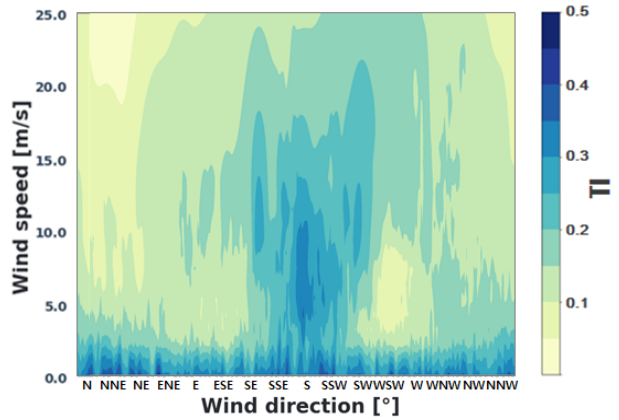


Fig. 7. Observed turbulence intensity by wind direction and wind speed derived from the met-mast at 80 m

0.2 이하의 난류강도를 보인다. 이는 난류강도의 특성에 의한 것으로, 난류강도는 풍속의 변동성과 연관되어 저 풍속 구간(3 m/s 이하)에서 풍속의 변동폭이 좁아 다소 강한 난류강도를 보이고 점차 풍속이 높아질수록 풍속의 변동폭 또한 넓어져 난류강도 또한 약해진다. 풍향별 난류강도는 남풍계열에서 0.15 이상의 난류강도가 전체적으로 분포하고, 특히 남풍계열의 5~10 m/s 풍속구간은 난류강도가 0.3 정도로 큰 값을 보였다. 이는 기상탑의 남쪽에 위치하는 풍력터빈의 후류영향으로 판단된다.

Fig. 8에 대기안정도의 발생비율을 시간별, 월별, 풍향 및 풍속에 따라 나타내었다. 일반적으로 일출시간이 되면 지표면에 도달하는 태양복사에너지가 증가하여 기온 상승에 따른 난류발생이 증가한다. 증가한 난류는 대기의 상·하층간의 대류작용을 활발하게 만들어 주간에 불안정한 대기상태를 유발한다. 이에 따라 주간에는 강한 불안정의 발생비율이 약 55% 이상을 보인다. 반대로 야간에는 안정과 중립 상태가 증가하고, 강한 불안정 비율은 약 20%대로 감소한다(Fig. 8(a)).

대기안정도의 월별 변화는 전체적으로 불안정한대기상태가 지배적이며 특히 여름과 겨울에 그 발생비율이 높다. 안정 및 중립 상태의 비율은 상대적으로 봄과 가을에 15~18%로 소폭 증가하는 경향을 보였다(Fig. 8(b)).

동북·북촌 풍력발전단지에서의 주 풍향인 북서풍 방향에서는 안정 상태의 비율이 낮게 나타났다(Fig. 8(c)). Barthelmie (2006)^[34]는 Vindeby 풍력발전단지 프로젝트를 통하여 지형의 존재가 대기안정도를 결정하는 중요한 요인이라고 설

명하고, 특히 해안선과 인접한 지역에서는 바다의 영향으로 중립과 불안정 상태의 비율이 높음을 규명하였다. 이와 관련하여, 동북·북촌 풍력발전단지의 북서 방향으로는 해상과 인접한 지형환경으로 인해 해상의 긴 취송거리(fetch length)에 영향을 받은 유동이 직접적으로 풍력발전단지 내로 유입되기 때문에 대기안정도의 불안정한 상태가 지배적인 것으로 판단된다. 주풍이 남풍계열 일 때에도 안정상태의 비율이 낮은 것을 볼 수 있는데, 이는 앞서 언급한 풍력터빈의 후류 영향으로 인해 불안정한 대기상태의 비율이 높아진 것으로 사료된다.

Fig. 8(d)는 풍속변화에 따른 안정도 발생비율을 나타낸 것이다. 안정상태의 비율은 17 m/s 이하에서 10% 미만의 비율을 보이고, 중립은 11 m/s 이하에서 극히 작은 비율을 차지한다. 그리고 약 5 m/s 미만의 저 풍속구간에서는 강한 불안정의 대기상태가 약 50% 이상으로 지배적이다. 풍력터빈의 최대 출력을 보이는 정격풍속(12~13 m/s)구간에서는 불안정의 발생비율이 70% 이상으로 증가했다. 마

지막으로 고 풍속 구간(14 m/s 이상)에서는 강한 불안정, 중립 및 안정 상태의 비율은 극히 줄어들고, 약한 불안정의 비율이 확연하게 증가하였다.

3.2.2 풍속전단계수와 풍속의 특성

40 m와 80 m 높이의 풍속계 자료를 이용하여 풍속전단계수를 계산하고, 이를 대기안정도에 따라 분석하였다(Fig. 9(a)). 대기안정도는 고도별 풍속을 고려하므로 풍속전단계수와 유사한 패턴을 가진다. 따라서 안정도가 강한 불안정, 불안정, 약한 불안정 그리고 중립 상태로 갈수록 풍속전단계수가 증가하는 경향을 보이며, 평균적으로 안정 상태는 불안정한 상태보다 풍속전단계수가 높게 나타는 분포를 나타낸다. 중립 상태에서 풍속전단계수는 중앙값, 25퍼센타일, 75퍼센타일 값이 각각 0.52, 0.39, 0.66으로 대기안정도 중 가장 넓은 범위에 분포하는 특성을 보인다. 그리고 불안정한 대기 상태에서는 특이점(outlier)의 발생빈도가 높게 나타났다.

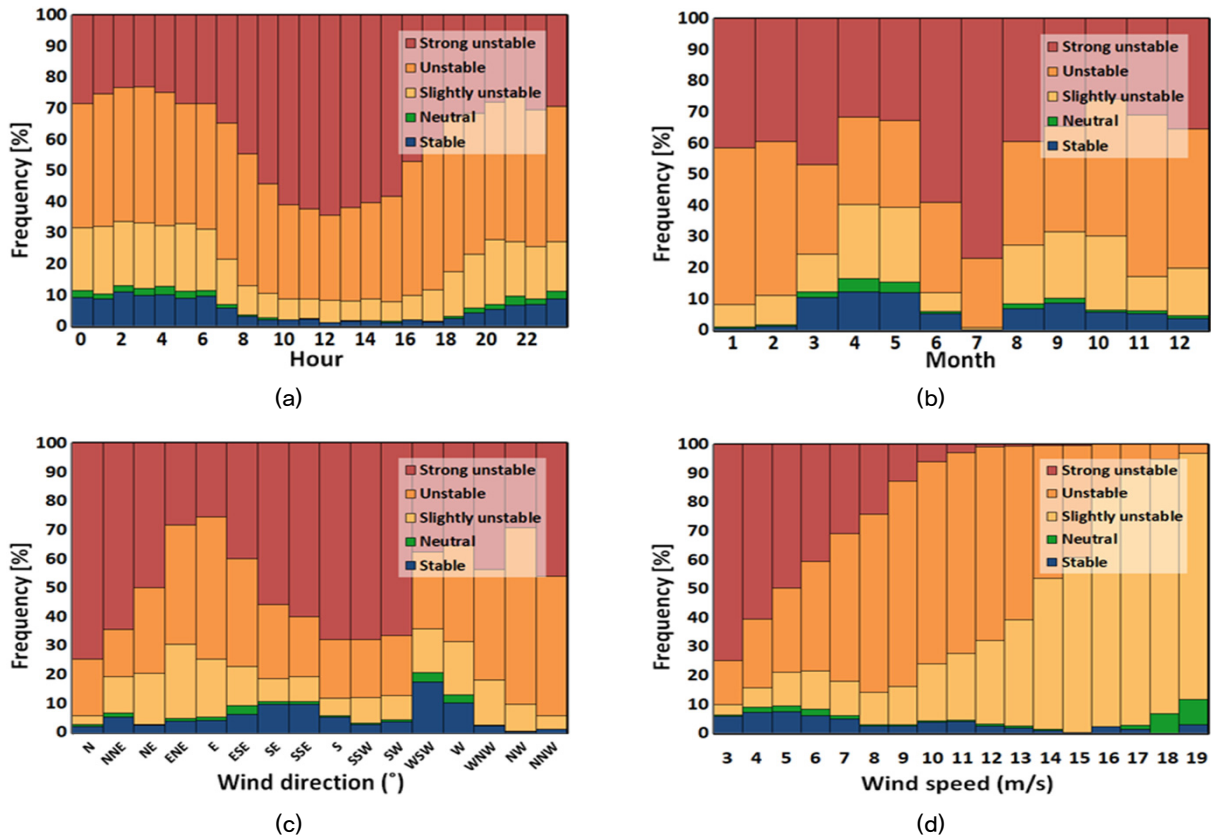


Fig. 8. Frequency of different stability conditions at DBWF by (a) hour of the day, (b) month, (c) wind directions and (d) wind speeds. stability classes are defined based on the Richardson number

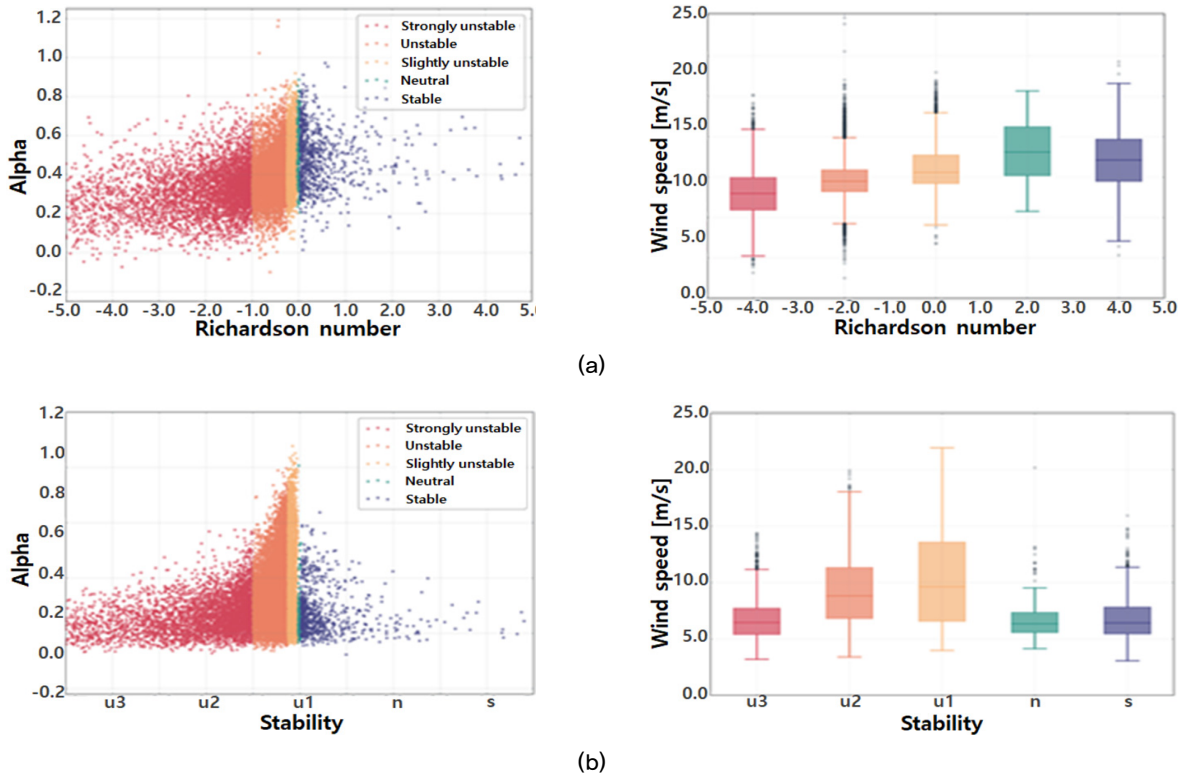


Fig. 9. Variation of (a) wind shear exponent (u_{40}/u_{80}) and (b) mean wind speed at height of 80 m with Richardson number range from -5.0 to 5

풍력발전고도의 풍속과 안정도의 관계를 살펴보면(Fig. 9(b)), 강한 불안정 상태에서는 약 10 m/s 이하의 저 풍속 구간에 집중적으로 분포되어 있다. 불안정한 대기상태가 약 해지면서 풍속이 강해지고 이에 따라 고 풍속 구간의 분포 비율이 증가하는 경향을 보인다. 이러한 경향은 특히, 약한 불안정 상태의 Boxplot 중앙값, 25퍼센타일, 75퍼센타일 값이 각각 9.63, 6.58, 13.58 m/s 로 뚜렷하게 나타났다. 또한 평균적으로 불안정한 계열은 안정 상태보다 강한 풍속이 빈번하게 발생하고, 강한 불안정과 안정 상태에서는 풍속의 특이점 발생빈도가 높은 특징을 보였다.

3.2.3 난류특성

Fig. 10은 고도별 대기안정도에 따른 난류강도를 확인하기 위하여 고도별로 Ri 의 대기안정도를 분류한 난류강도와 이에 따른 Boxplot을 나타낸 결과이다. 먼저, 난류강도는 전체적으로 40 m 가 80 m 보다 더 강하게 나타난다. 이는 풍력발전단지 주변에 밀집한 식생과 관측사이트 인근 위치한 채석장 등의 지표에 의한 유동 왜곡이 난류를 발생시켜

40 m 고도에 반영된 것으로 판단된다. 반면, 80 m 고도는 40 m 고도에 비해 상대적으로 지표와 먼 이격거리로 인하여 40 m에서 관측된 난류보다 낮은 난류가 관측된 것으로 사료된다. 또한 매우 불안정 상태에서 안정으로 갈수록 난류강도의 분포가 점차적으로 낮아지는 경향을 보였다. 이를 정량적으로 확인하기 위해 Boxplot을 살펴본 결과, 불안정한 계열은 안정 상태보다 높은 난류강도 분포를 보였으며, 불안정한 계열의 난류강도 평균값은 약 0.2(40 m)와 0.14(80 m)이고 안정 상태보다 불안정상태의 25퍼센타일과 75퍼센타일 간의 차이가 작아 집중된 분포형태를 나타낸다. 또한, 불안정 상태의 계열에서는 특이점의 발생빈도가 높게 나타났다. 대기안정도가 중립인 경우에 난류강도가 가장 약했으며, 이 경우 40 m 고도 난류강도의 중앙값, 25퍼센타일, 75퍼센타일 값은 각각 0.13, 0.11, 0.17이다.

대기안정도에 따른 난류특성을 좀 더 자세히 살펴보고자 기상탑의 50 m와 75 m 고도에 설치된 3차원 풍향·풍속계 자료를 이용하여 난류운동에너지 분포를 Fig. 11에 도시하였다. 상대적으로 75 m 보다 50 m 고도에서 조금 더 강한

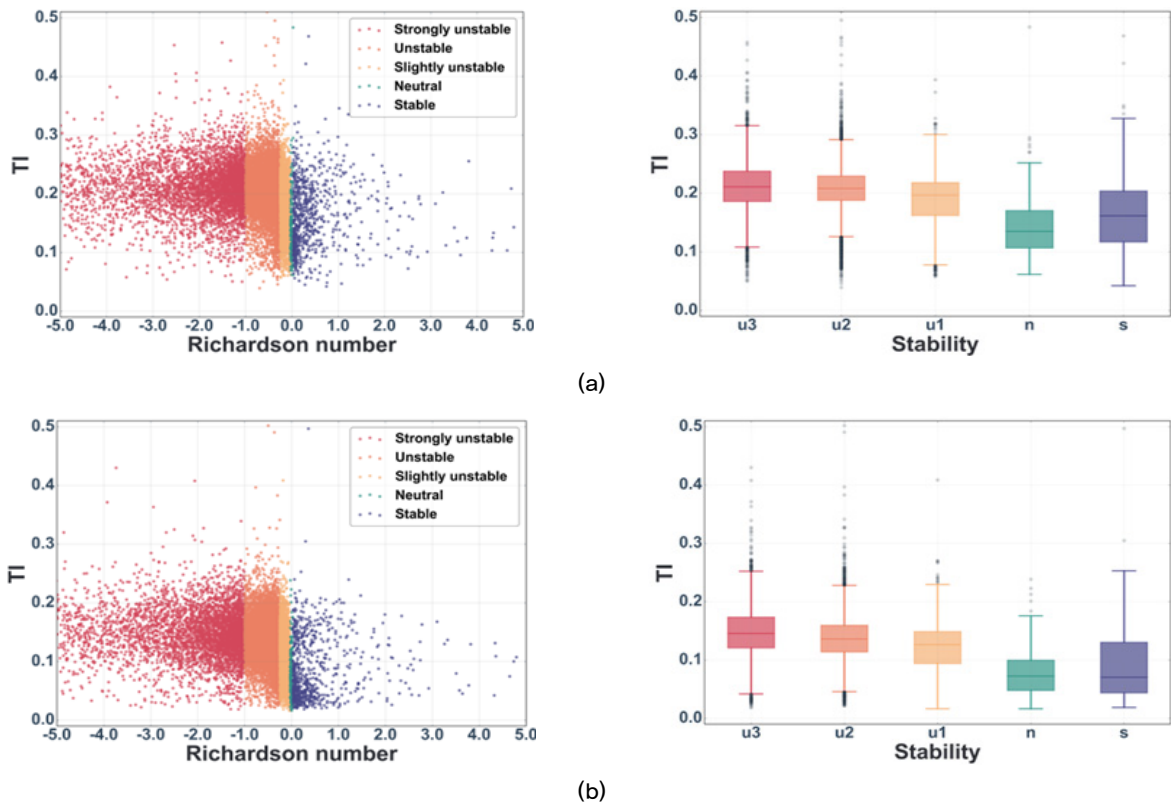


Fig. 10. Variation of turbulence intensity at height of (a) 40 m and (b) 80 m with Richardson number range from -5.0 to 5.0

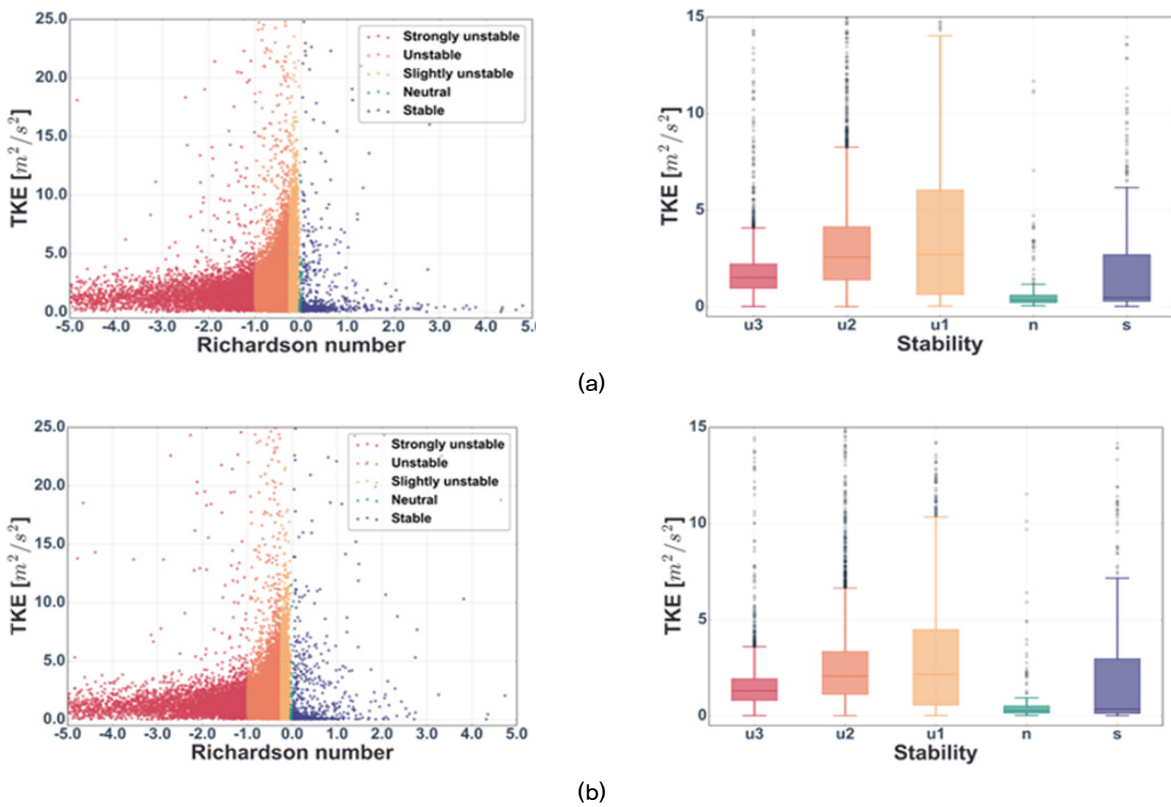


Fig. 11. Variation of turbulence kinetic energy at height of (a) 50 m and (b) 75 m with Richardson number range from -5.0 to 5.0

난류운동에너지를 보이며, 난류운동에너지 규모는 불안정 계열, 안정, 중립 순서로 강하게 나타난다. 특히, 강한 불안정에서 약한 불안정 상태로 갈수록 높은 난류운동에너지의 비율이 증가한다. 난류운동에너지가 가장 높게 나타난 약한 불안정 상태에서의 난류운동에너지 중앙값, 25퍼센타일, 75퍼센타일 값은 각각 2.71, 0.64, 6.05(m²/s²)이다. 또한, 난류운동에너지의 불안정상태는 강해질수록 특이점

의 빈도수가 증가하고 25퍼센타일과 75퍼센타일 간의 차이가 줄어들면서 난류운동에너지의 변동성이 작아지는 특징을 보였다.

3.2.4 대기안정도에 따른 풍력터빈의 출력성능

본 연구에서는 3개의 매개변수(대기안정도, 난류강도, 풍속전단계수)를 이용하여 안정도 분류기준(Table 2)에 따

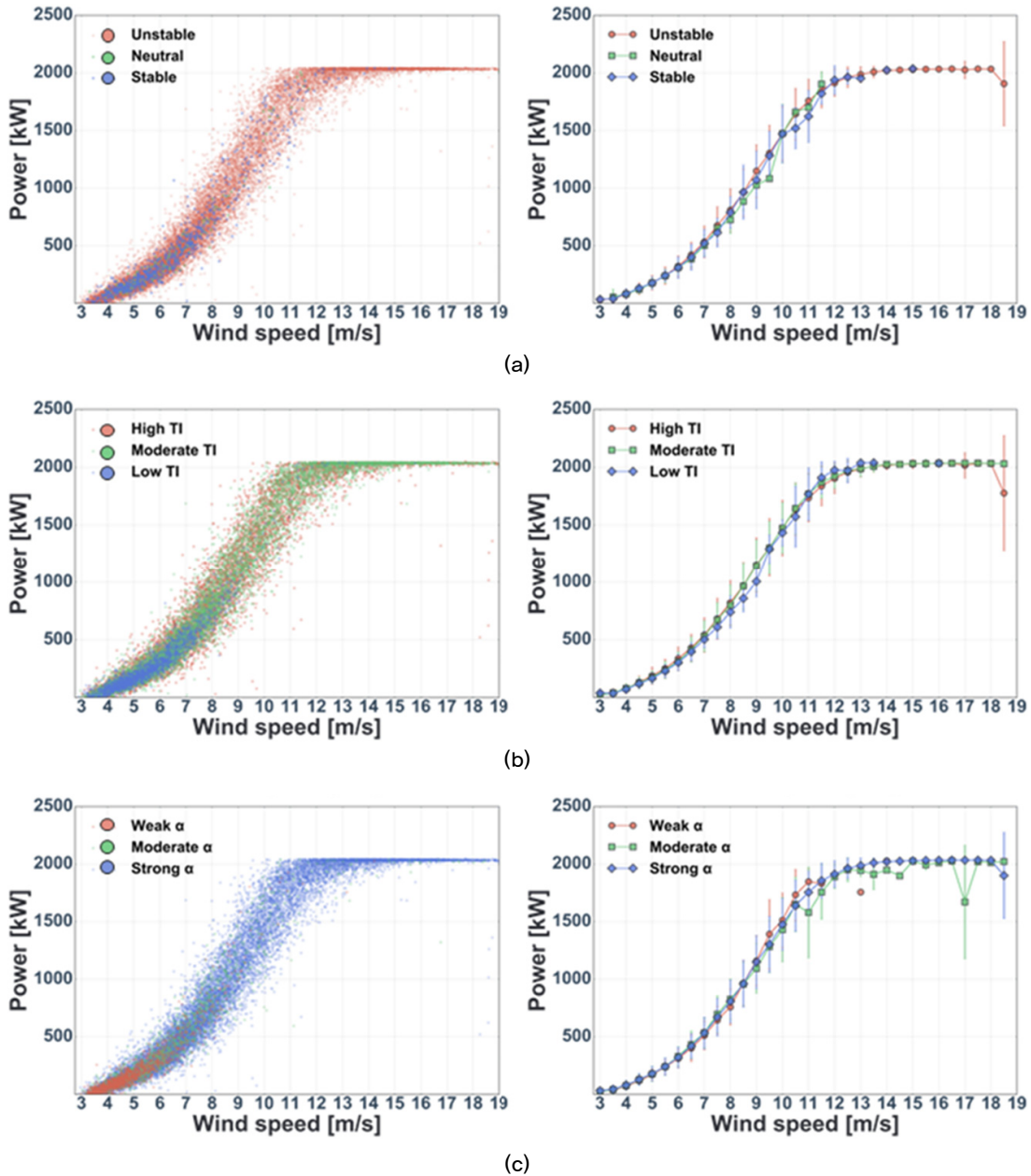


Fig. 12. Scatter and 0.5 m/s bin averaged power curve derived from measured wind turbine generation of number 15 with (a) Richardson number, (b) turbulence intensity and (c) wind shear exponent, respectively

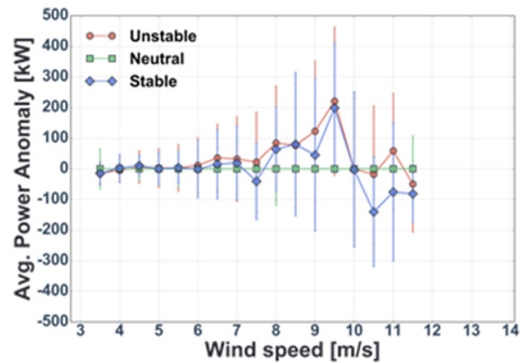
라 풍력터빈의 출력성능을 분석하였다(Fig. 12). 불안정한 계열(u_1, u_2, u_3)의 대기안정도를 모두 불안정(Unstable)로 분류하였으며, 실제 풍력발전량 자료는 기상탑과 가장 가까운 15호기 터빈의 SCADA 자료를 이용하였다.

그 결과, 저 풍속구간(3~6 m/s)에서는 안정상태, 약한 난류강도 및 낮은 풍속전단계수의 빈도가 많아지고, 풍속이 강해지면서 불안정한 대기상태, 중립 또는 강한 난류강도, 그리고 낮은 풍속전단계수의 빈도가 많아지는 특징을 보였다. 저 풍속구간에서 안정도별 출력성능은 낮은 출력으로 인하여 뚜렷한 차이가 없었으나, 7~10 m/s 구간에서는 불안정 대기상태와 높은 난류강도가, 11~13 m/s(정격풍속부근)에서는 안정 대기상태와 낮은 난류강도, 그리고 강한 풍속전단계수가 높은 출력성능을 나타냄을 확인할 수 있었다. 대기안정도와 난류강도가 출력에 미치는 영향은 풍속전단계수보다 뚜렷하게 나타났다. 특히, 난류강도 분류에 따른 풍력발전량은 저 풍속에서 정격풍속으로 풍속이 증가하면서 강한 난류강도와 약한 난류강도 범주 간에 교차하는 지점을 보이며 출력성능의 차이를 보였다. 즉, 저 풍속 구간의 강한 난류강도는 높은 풍력 발전량을 산출하고, 정격풍속구간에서의 강한 난류강도는 풍속의 큰 변동성으로 인해 풍력터빈의 출력저하를 야기하였다. 이러한 풍력발전량의 변동성은 불안정 상태 또는 강한 난류강도를 보이는 대기환경에서 더욱 빈번하게 발생했으며 대기안정도에 따른 출력성능의 차이를 발생시키는 것으로 보인다.

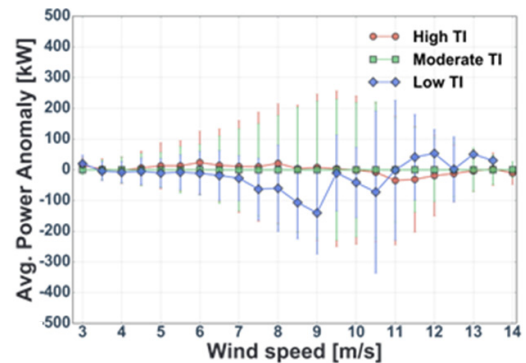
바람환경에 따른 출력성능 차이를 확인하고자 대기안정도, 난류강도, 풍속전단계수에 따른 출력 아노말리를 Fig. 13에 제시하였다. 대기안정도에 따라서(Fig. 13(a))는 약 6~11 m/s의 풍속구간에서 불안정 상태의 출력이 높게 나타난다. 특히, 11 m/s 구간에서 극값을 보이며 134 kW의 차이를 보인다. 12 m/s 이상의 풍속구간에 대해서는 기준이 되는 중립 상태의 자료가 부족하여 분석이 어려우므로, 앞의 Fig. 12(a)를 참고해 보면 정격풍속 구간의 출력 성능은 대기안정도가 안정상태 일때 불안정상태 보다 높게 나타났다.

난류강도에 따라서는(Fig. 13(b)), 저 풍속 구간에서는 높은 난류강도가 고 풍속 구간에서는 낮은 난류강도가 높은 출력력을 보였다. 특히, 약 10.5 m/s를 기준으로 두 난류강도 범주의 출력성능 교차가 발생했다. 또한, 9 m/s구간에

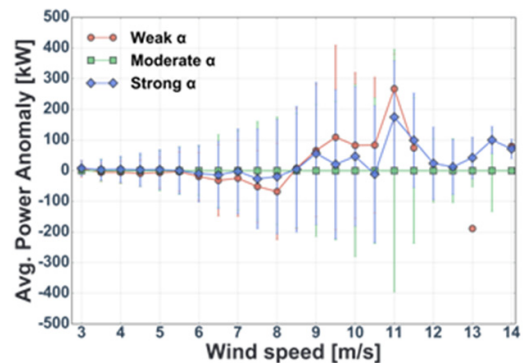
서 148 kW로 극값을 보였다. 출력의 변동폭은 낮은 난류강도(-140~53 kW)가 높은 난류강도(-24~35 kW)보다 크게 나타났다. 풍속전단계수에 따라서는(Fig. 13(c)), 저 풍속에서는 강한 풍속전단계수가 9 m/s를 기점으로 약한 풍속전단계수보다 높은 출력을 보인다. 정격풍속 이상의 구간에서는 약한 풍속전단계수의 자료가 부족하여 Fig. 12(c)



(a)



(b)



(c)

Fig. 13. Anomaly of the measured power output compared to the neutral or moderate conditions with (a) Richardson number, (b) turbulence intensity and (c) wind shear exponent, respectively

를 참고하였다. 약 11.5 m/s 이상에서는 강한 풍속전단계수의 출력이 높게 나타났다. 전반적으로 출력의 표준편차는 저 풍속 구간에서부터 풍속이 강해지면서 증가를 하다가, 약 10 m/s 구간에서 최댓값을 보였다. 반면에 그 이상의 고 풍속 구간에서는 출력의 표준편차가 감소하는 경향을 나타 내는데, 이는 풍력터빈 제어시스템이 수행하는 정격풍속에 서의 출력제어에 기인한다. 즉, 풍력터빈은 정격출력을 기 점으로 최대 발전량을 생산하기 때문에, 그 이상의 고 풍속 에서는 발전량의 변동성이 감소하는 경향을 보인다.

3.2.5 대기안정도에 따른 풍력발전단지의 효율

대기안정도가 풍력발전단지의 효율에 미치는 영향을 분석하기 위해 동북·북촌 풍력발전단지 내 위치한 풍력터빈 15기의 SCADA 자료를 이용하여 풍향에 따른 대기안정도 별 풍력발전단지의 출력효율을 나타내었다. 풍력발전단지 출력효율의 경우 주풍향인 북서풍 계열에서는 육지의 영향

을 거의 받지 않은 해풍이 동북·북촌 풍력 발전단 지로 유 입되어 가장 탁월한 출력효율을 보였다. 반면, 남서풍계열 은 모든 안정도에서 가장 낮은 효율(10~30%)을 보이는데, 이는 남서풍이 불 때 한라산의 영향으로 인한 육상의 긴 취 송거리가 연직정도를 크게 발달시키고 풍속규모 또한 감소 시켰기 때문으로 판단된다(Fig. 14(a)).

기상탑의 인근 풍력터빈 및 장애물의 영향을 고려하여, 이에 해당하는 교란영역의 풍향을 배제하고 대기안정도에 따른 출력효율을 더욱 상세하게 살펴보았다(Fig. 14(b)). 평균적으로 대기안정도가 약한 불안정, 불안정, 안정 및 강 한 불안정 순서로 높은 출력효율을 보이며, 특히, 주풍향 (북서풍)에서는 약한 불안정 상태에서 80% 정도로 가장 우 수한 출력효율이 나타났다.

4. 요약 및 결론

본 연구에서는 동북·북촌 풍력발전단지에 설치된 기상 탑, 윈드라이더 그리고 SCADA 자료를 활용하여 동북·북 촌지역의 풍향을 분석하고, 바람 환경을 안정도별로 분류 하여, 대기안정도가 풍력발전시스템의 출력성능에 미치는 영향을 살펴보았다.

동북·북촌 풍력발전단지의 풍속 분포에서는 주간의 태 양복사에 의한 대류 운동이 강화되는 10시~13시 사이에 50~100 m의 관측고도에서 풍속 연직정도가 유사해지는 현상을 보였다. 동북·북촌 풍력발전단지의 풍력발전고도 (80 m)는 연평균 풍속이 5.3 m/s 정도이며, 이는 기존 분석 된 고장과 보성에 비해 약 10~30% 정도 높은 수준이다. 동 북·북촌의 풍향은 북서계열의 바람이 15.86% 정도로 우세 하며, 계절별 풍향빈도의 경우 봄은 서풍계열, 여름은 동남 계열, 가을에는 동풍계열에서 높은 빈도를 보였으며, 특히 겨울은 시베리아 고기압의 영향으로 북서풍계열(37.78%) 의 바람이 지배적이다. 연평균 풍력에너지 밀도의 경우, 동 북·북촌은 273.0 W/m²로 고장과 보성에 비해 2~3배정도 더 풍부한 풍력기상자원이 잠재하며, 이를 풍력에너지 등 급으로 분류하면 2등급에 해당한다.

동북·북촌 풍력발전단지에서는 풍속별 난류강도와 대기 안정도에 따른 출력차이가 명확하게 나타났다. 난류강도에

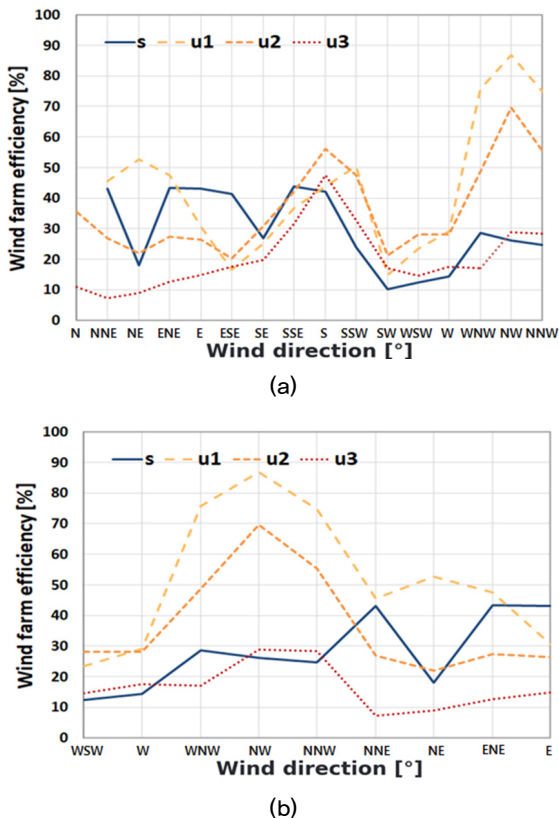


Fig. 14. Influence of stability (Ri) on DBWF efficiency with (a) overall wind direction and (b) undistributed wind direction

다른 출력성능은 풍속이 저 풍속에서 정격풍속으로 강해지면서 강한 난류강도($0.14 \leq TI$)에서 약한 난류강도($TI < 0.08$)의 범주로 교차하는 지점이 나타나는 등의 뚜렷한 출력차이의 차이를 보였다. 즉, 10 m/s 이하의 풍속구간에서는 바람이 지닌 난류특성이 강할 때, 정격풍속 구간(11~13 m/s)에서는 난류특성이 약할 때 더 높은 풍력에너지를 산출한다. 대기안정도에 따른 풍력발전단지 출력효율의 경우, 6 m/s 이하의 구간에서는 낮은 발전량으로 인하여 안정도간 큰 차이를 보이지 않았다. 6~11 m/s 구간에서는 불안정 상태가 가장 우수한 출력성능을 보였으며, 12 m/s 이상의 풍속구간에서는 불안정 상태일때 안정 상태보다 낮은 출력효율을 나타내었다. 그러나 12 m/s 이상은 풍력발전기의 정격풍속으로 인하여 일정한 발전량만을 생산하므로, 풍력발전단지의 출력효율은 전반적으로 대기안정도가 불안정 상태일 때 가장 우수한 것으로 판단된다.

본 연구는 제주도의 연안지역에 위치한 풍력발전단지의 관측자료를 기반으로 풍력기상자원에 대해 평가하고 바람환경과 풍력발전 시스템의 상관성을 다양한 측면에서 비교·분석 하였다. 향후 바람환경과 풍력발전시스템의 보편적인 상관성을 제시하기 위해서는 육상의 복잡지형(산악지역) 또는 해상환경에서 운영되는 풍력발전단지를 대상으로 다양한 연구들이 더 많이 수행되어야 할 것으로 사료된다.

감사의 글

본 연구는 기상청 국립기상과학원 「수요자 맞춤형 기상정보 산출기술개발 연구」(KMA2018-00622)의 지원으로 수행되었습니다. 아울러 본 연구의 수행과정에서 관측에 도움을 주신 제주에너지공사 관계자분들께 감사의 뜻을 표합니다.

References

[1] Rhodes, C.J., 2016, “The 2015 Paris climate change conference: COP21.”, *Sci Prog*, **99**(1), 97-104.
 [2] Seoul Climate Environment Headquarters Green Energy

Division, 2019, “2018 New & Renewable energy white paper”, https://www.knrec.or.kr/pds/pds_read.aspx?no=291.
 [3] Kim, D.Y., Kim, Y.H., Kim, J.H. and Kim, B.J., 2017, “Spatial characteristics of wind energy resources over terrain in Jeju Island”, *New. Renew. Energy*, **13**(2), 13-20.
 [4] Antoniou, I., Pedersen, S.M., and Enevoldsen, P.B., 2009, “Wind shear and uncertainties in power curve measurement and wind resources”, *Wind. Eng.*, **33**(5), 449-468.
 [5] Dorenkamper, M., Tambke, J., Steinfeld, G., Heinemann, D., and Kuhn, M., 2014, “Atmospheric impacts on power curves of multi-megawatt offshore wind turbines”, *J Phys Conf*, **555**, 012029.
 [6] St Martin, C.M., Lundquist, J.K., Clifton, A., Poulos, G.S., and Schreck, S.J., 2016, “Wind turbine power production and annual energy production depend on atmospheric stability and turbulence”, *Wind Energy Sci.*, **1**, 221-236.
 [7] Wharton, S., and Lundquist, J.K., 2012, “Atmospheric stability affects wind turbine power collection”, *Environ. Res. Lett.* **7**(1), 014005.
 [8] Barthelmie, R.J., Churchfield, M.J., Moriarty, P.J., Lundquist, J.K., Oxley, G.S., Hahn, S., and Pryor, S.C., 2015, “The Role of Atmospheric Stability/Turbulence on Wakes at the Egmond aan Zee Offshore Wind Farm”, *J Phys, JPCS*, **625**, 012002.
 [9] Wagenaar, J.W., and Eecen, P.J., 2011, “Dependence of power performance on atmospheric conditions and possible corrections”, *Wind Europe (EWEA)*, 14-17.
 [10] Wharton, S., and Lundquist, J.K., 2011, “Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore wind farm”, *Wind Energy*, **15**(4), 525-546.
 [11] Rareshide E, Tindal, A., Johnson, C., Graves, A.M., Simpson, E., Bleeg, J.M., Harris, T., Schoborg, D., and Hassan G., 2009, “Effects of complex wind regimes on turbine performance”, *Proc. American Wind Energy Association WINDPOWER Conference*, Chicago, IL, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:132582201>.
 [12] Bardal, L.M., Sætran, L.R., and Wangsness, E., 2015, “Performance test of a 3 MW wind turbine-effects of

- shear and turbulence”, *Energy Procedia*, **80**, 83-91.
- [13] Motta, M., Barthelmie, R. J., and Vølund, P., 2005, “The influence of non-logarithmic wind speed profiles on potential power output at Danish offshore sites”, *Wind Energy*, **8**(2), 219-236.
- [14] Van den Berg, G.P., 2007, “Wind turbine power and sound in relation to atmospheric stability”, *Wind Energy*, **11**(2), 151-169.
- [15] Sumner, J., and Masson, C., 2006, “Influence of atmospheric stability on wind turbine power performance curves”, *J. Sol. Energy Eng.*, **128**(4), 531-538.
- [16] Peña, A., Réthoré, P.E., and Rathmann, O., 2014, “Modeling large offshore wind farms under different atmospheric stability regimes with the Park wake model”, *Renew. Energy*, **70**, 164-171.
- [17] Vanderwende, B.J., and Lundquist, J.K., 2012, “The modification of wind turbine performance by statistically distinct atmospheric regimes”, *Environ. Res. Lett.*, **7**(3), 034035.
- [18] Alblas, L., Bierbooms, W., and Veldkamp, D., 2014, “Power output of offshore wind farms in relation to atmospheric stability”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **555**, 012004.
- [19] Kyong, N.H., Yoon, J.E., Jang, M.S., and Jang, D.S., 2003, “An assessment of offshore wind energy resources around Korean Peninsula”, *J Korean Solar Energy*, **23**(2), 35-41.
- [20] Kim, H.G., 2008, “Preliminary estimation of wind resource potential in South Korea”, *J Korean Solar Energy*, **28**(6), 1-7.
- [21] Lee, M.E., Kim, G.W., Jeong, S.T., Ko, D.H., and Kang, K.S., 2013, “Assessment of offshore wind energy at Younggwang in Korea”, *Renew. Sust. Energy Rev.*, **21**, 131-141.
- [22] Lee, J.J., Kang, S.J., Lee, G.S., Kim, H.W., Kim, S.O., Ahn, Y.O., and Kyong, N.H., 2020, “Validation of flating LiDAR system for development of offshore wind farms”, *New. Renew. Energy*, **16**(3), 35-41.
- [23] Park, J. P., and Lee, S.H., 2021, “A study on the public acceptance of offshore wind farm near Maldo”, *New. Renew. Energy*, **17**(3), 24-31.
- [24] International Electrotechnical Commission, 2005, “Wind turbines - part1: design requirements”, International Electrotechnical Commission 61400-1, **3**.
- [25] Kim, H.G., Chyng, C.W., An, H.J., and Ji, Y.M., 2011, “Comparative validation of windcube LIDAR and remtech SODAR for wind resource assessment”, *J Korean Solar. Energy*, **31**(2), 63-71.
- [26] Manwell, J., Rogers, A.L., McGowan, J.G., and Bailey, B.H., 2002, “An offshore wind resource assessment study for New England”, *Renew. Energy*, **27**(2), 175-187.
- [27] Zhang, M.H., 2015, “Wind resource assessment and Micro-Siting: science and engineering”, WILEY, Singapore, 320.
- [28] Stull, R.B., 1988, “An introduction to boundary layer meteorology”, **13**, Springer Science & Business Media, Netherlands.
- [29] International Electrotechnical Commission, 2005, “Wind turbines – part 12-1: power performance measurements of electricity producing wind turbines”, International Electrotechnical Commission 61400-12-1, **1**.
- [30] Kim, D.Y., Jeong, H.S., Kim, Y.H., and Kim, B.J., 2018, “Comparative assessment of wind resources between west offshore and onshore regions in Korea”, *Atomshere*, **28**(1), 1-13.
- [31] Jeong, H.S., Kim, Y.H., Kim, J.H., and Kim, B.J., 2016, “Analysis of wind meteorological resource in the Korean Peninsula : 1. Go-chang”, National institute of meteorological sciences.
- [32] Jeong, H.S., Kim, Y.H., Kim, J.H., and Kim, B.J., 2017, “Analysis of wind meteorological resource in the Korean Peninsula : 2. Bo-seong”, National institute of meteorological sciences.
- [33] Oh, K.Y., Kim, J.Y., Lee, J.S., and Ryu, K.W., 2012, “Wind resource assessment around Korea peninsula for feasibility study on 100 MW class offshore wind farm”, *Renew. Energy*, **42**, 217-226.
- [34] Barthelmie, R.J., 2006, “The effects of atmospheric stability on coastal wind climates”, *Meteorol. Appl.*, **6**(1), 39-47.