

ORIGINAL ARTICLE

## CFD를 이용한 등가풍속 산정과 대기안정도에 따른 연안풍력단지 발전량 변화 연구

류건화 · 김동혁<sup>1)</sup> · 이화운\* · 박순영<sup>1)</sup> · 김현구<sup>2)</sup>

부산대학교 지구환경시스템학부, <sup>1)</sup>부산대학교 환경연구원, <sup>2)</sup>한국에너지기술연구원

### A Study of Energy Production Change according to Atmospheric Stability and Equivalent Wind Speed in the Offshore Wind Farm using CFD Program

Geon-Hwa Ryu, Dong-Hyeok Kim<sup>1)</sup>, Hwa-Woon Lee\*, Soon-Young Park<sup>1)</sup>, Hyun-Goo Kim<sup>2)</sup>

Division of Earth Environmental System, Pusan National University, Busan 609-735, Korea

<sup>1)</sup>Institute of Environment Studies, Pusan National University, Busan 609-735, Korea

<sup>2)</sup>Korea Institute of Energy Research, Daejeon 305-343, Korea

#### Abstract

To predict annual energy production (AEP) accurately in the wind farm where located in Seongsan, Jeju Island, Equivalent wind speed (EQ) which can consider vertical wind shear well than Hub height wind speed (HB) is calculated. AEP is produced by CFD model WindSim from National wind resource map. EQ shows a tendency to be underestimated about 2.7% (0.21 m/s) than HB. The difference becomes to be large at nighttime when wind shear is large. EQ can be also affected by atmospheric stability so that is classified by wind shear exponent ( $\alpha$ ). AEP is increased by 11% when atmosphere becomes to be stabilized ( $\alpha > 0.2$ ) than it is convective ( $\alpha < 0.1$ ). However, it is found that extreme wind shear ( $\alpha > 0.3$ ) is hazardous for power generation. This results represent that AEP calculated by EQ can provide improved accuracy to short-term wind power forecast and wind resource assessment.

**Key words** : Equivalent wind speed, Atmospheric stability, Wind shear, Wind energy, AEP, CFD

#### 1. 서론

과도한 초기투자를 행해야 하는 단점에도 불구하고 환경오염과 에너지 고갈문제의 핵심적인 해결방안으로 신재생에너지가 채택되면서, 각국 정부의 주도아래 풍력을 포함한 신재생에너지 기술개발과 제도정책이 자리 잡아 가고 있다. 지역적으로 편차가 심한 다른 에너지원에

비해 풍력발전은 기술발전 정도에 따라 약한 바람으로도 효율적으로 에너지를 생산할 수 있고 영구적으로 사용할 수 있는 친환경적인 비고갈성 자원으로 각광받고 있다. 터빈에 의해 생산되는 풍력에너지는 대체로 허브높이 근처의 풍속에 의존한다. 그러나 일반적으로 풍력발전기와 블레이드가 위치하는 대기 경계층 하부의 바람은 지표 마찰에 의한 기계적 강제력과 지표면 가열 등에 의한 열

Received 17 September, 2015; Revised 17 September, 2015;

Accepted 22 December, 2015

\*Corresponding author: Hwa-Woon Lee, Division of Earth Environmental System, Pusan National University, Busan 609-735, Korea

Phone : +82-51-583-2651

E-mail : hwlee@pusan.ac.kr

© The Korean Environmental Sciences Society. All rights reserved.

© This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

적 강제력이 동시에 존재하기 때문에 정확한 바람자원 산출이 매우 어렵다(Yoo et al., 2012). 한편, 터빈의 발전량은 풍속의 제곱에 비례하기 때문에 풍속의 작은 오차로도 발전량에는 큰 차이를 가져다준다. 또한 풍력 터빈의 대형화로 블레이드 길이가 점점 길어짐에 따라 로터면적이 넓어지게 되는데 결과적으로 단지 허브고도의 풍속만으로는 로터면적 전체의 풍속을 대변하기 어려운 실정이다(Antoniou and Pedersen, 2009). 이는 특정 고도의 풍속만으로는 로터면적 내의 연직 윈드시어를 고려할 수 없기 때문이다. 더불어, 규모가 큰 대형터빈의 경우 연직 윈드시어와 난류강도에 큰 영향을 받는 것으로 알려져 있기에 더 정확한 풍속계산이 필요하다(Antoniou et al., 2007). 그러므로 로터면적에 해당하는 영역 내의 정확한 풍속계산은 발전량 산정에 있어서 필수적인 요인이다. 로터면적을 일정영역으로 나누어 면적에 비례한 가중치를 고도별 풍속에 부여해서 등가풍속을 산출할 수 있다. 등가풍속 개념을 이용하면 로터 면적 내 바람의 연직적인 변화를 포함시킨 풍속값을 산출해 낼 수 있다. 또한 등가풍속은 허브고도 풍속보다 로터를 통과하는 운동에너지 플럭스 측정에 더 정확성을 부여할 수 있다(Wagner, 2010).

이러한 등가풍속은 대기안정도에 따라 차이를 보일 수 있고 발전량에 영향을 미치게 된다. 대기 경계층 내부의 안정도의 일별, 계절별 변화는 시간에 따른 태양복사량의 변화에 따라 좌우되고, 이에 따라 터빈의 발전량에 중요한 영향을 끼친다(Wagner, 2010). 실제로 대기가 불안정할 때와 안정할 경우, 평균 풍력발전 출력량의 차이가 15% 정도로 나타난다(Wharton and Lundquist, 2012)고 했으며 Antoniou and Pedersen(2009)은 주간에 비해 야간에 터빈의 발전량이 더 많음을 밝혔다. 또한 Rareshide et al. (2009)은 미국대평원 지역에 강한 윈드시어가 존재할 때 터빈이 더 많은 에너지를 생산한다고 했지만 풍속이 매우 강한 경우에는 강한 연직시어가 존재할 때 오히려 발전량에 악영향을 끼친다고 했다(Hunter et al., 2001). 또, 강한 시어가 발생했을 때, 등가풍속과 허브고도 풍속은 1 m/s 이상의 차이를 보였고(Elliot and Cadogan, 1990), 등가풍속을 이용한 터빈의 출력곡선은 실제 출력곡선과 거의 일치하기도 했다(Wagner et al., 2014). 특히, 연안지역의 경우 바다와 육지의 지형적 특성차이와 거칠기 길이, 온도의 변화로 인

해 풍속과 풍향이 빈번하게 변해 안정도에 큰 영향을 주기에 그에 따른 터빈의 발전량 변화도 클 것으로 예상된다. Honrubia et al. (2010)은 대기가 중립이거나 안정인 경우 등가풍속을 사용한 발전량이 허브고도 풍속을 사용했을 때보다 더 낮은 값을 보인다는 결과를 보였다. 현재, 풍력발전에 관련된 IEC (International Electrotechnical Commission)규정은 대기안정도가 근중립상태라는 가정 하에 허브고도 풍속만을 이용한 발전량 산출을 행하고 있어서 과대모의 하는 경향이 있기에 이에 따른 정확도 향상이 요구되어진다. 따라서 본 연구에서는 연안지역인 제주도 서귀포에 위치하는 성산풍력단지에서 경계층 내 로터디스크를 포함하는 고도 내의 등가풍속을 이용한 발전량과 허브고도풍속을 이용한 발전량 사이의 관계에 대해 알아보고 더 나아가 연직시어계수  $\alpha$  값을 토대로 분류한 대기안정도에 따라 등가풍속을 이용한 발전량의 변화특성을 알아보고자 한다.

## 2. 자료 및 연구방법

### 2.1. 대상지역 및 기상자료

연구대상지역은 Fig. 1(a)에 나타난 바와 같이 제주도 서귀포시 성산읍 수산리에 위치한 성산풍력 제 2단지로서, 터빈은 덴마크의 풍력발전기업인 Vestas사에서 개발한 Vestas V80모델로써 2 MW의 용량을 가지며 4기가 설치되어 있다. 허브높이는 78 m, 로터직경은 80 m이며 가동풍속과 정지풍속은 각각 4.0 m/s, 25.0 m/s이다. 풍력발전량 예측을 위한 기상자료로는 한국에너지기술연구원에서 제작한 국가풍력자원지도를 사용하였다(Fig. 1(b)). 연구기간은 2005년 1월 1일부터 2007년 12월 31일까지 3년간이다. 풍력자원지도는 중규모 기상수치모델을 이용하여 제작되었고 지상으로부터 10 m, 21 m, 72 m, 138 m, 234 m, 368 m, 508 m의 7개 고도에서의 풍속, 풍향, 온도, 기압, 밀도 등의 자료가 1시간 단위의 평균값으로 포함되어 있다. 본 연구는 3 km × 3 km의 중해상도를 가지는 풍력자원지도를 사용하여 진행되었으며 0.72의 상관도와 1.96 m/s의 평균제곱근 오차를 나타내는 것으로 조사되었다(Kim et al., 2010). 성산지역은 북서풍 계열이 전체 기간 중 32.6%로 가장 탁월했으며, 풍속의 와이블 분포 곡선과 출력곡선은 Fig. 2에 나타나 있다. 평균풍속과 관련된 척도계수 (Scale parameter)

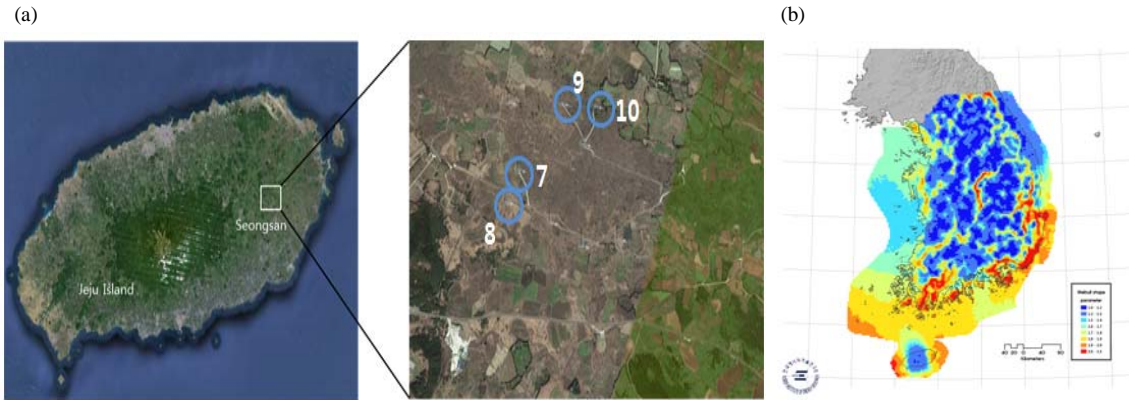


Fig. 1. Seongsan wind farm in Jeju island (a) and National wind resource map (b).

$A$ 는 8.49, 풍속의 편차와 관련된 형상계수 (Shape parameter)  $k$ 는 1.94를 보였다.

2.2. 등가풍속 및 대기안정도 산정방법

로터면적이 작아서 연속적인 바람의 움직임을 고려하지 않아도 무방한 소형터빈과는 달리 대형터빈의 경우 고도별로 다양한 풍속값이 존재하는 만큼 로터면적 내에서의 연직풍속시어도 고려해야하기 때문에 허브고도에서의 풍속이 아닌 등가풍속 개념의 도입이 필요하다. 즉, 윈드시어에 의한 터빈 전력 출력의 변동을 고려할 수 있는 변수를 정의하는 것이 등가풍속의 목적이다 (Antoniou, 2007). 등가풍속을 산정할 때는 로터면적을 최소 3개 구역으로 나누어 정의해야 한다(Wagner, 2014).

$$c(z) = 2\sqrt{R^2 - (z - H)^2} \quad \dots(1)$$

$$A_i = \int_{z_i}^{z_{i+1}} c(z) dz \quad \dots(2)$$

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

$R$  : Rotor diameter

$H$  : Hub height

$A$  : Area swept by the rotor disk,

$A_i$  : Area of the  $i$ th sector

$v_i$  : average wind speed measured at height  $i$

$z_i$  : Height of the  $i$ th sector

위의 세 개의 식으로 등가풍속을 산정할 수 있는데 우선 (1)식으로 로터면적 내의 고도별 활선의 길이를 구한

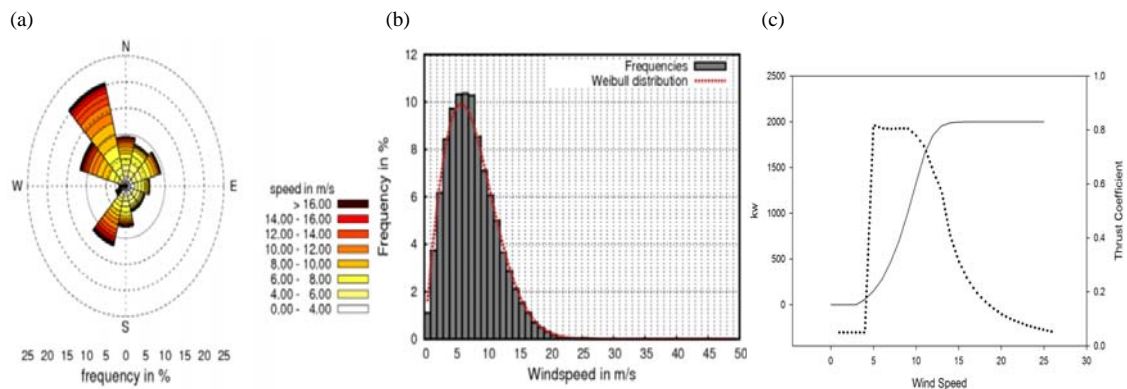


Fig. 2. Windrose at Seongsan wind farm (a), frequency distribution with Weibull fitting (b) and turbine power curve (c).

**Table 1.** Stability classification with wind shear exponent

Stability Class	Boundary layer properties	Hub height wind speed	Wind shear
Strongly Stable	Highest shear Nocturnal LLJ Little turbulence	Strong, especially at night	$\alpha > 0.3$
Stable	High wind shear Low turbulence	Strong, especially at night	$0.2 < \alpha < 0.3$
Near-neutral	Logarithmic wind profile	Generally strong	$0.1 < \alpha < 0.2$
Convective	Low shear High turbulence	Low	$0 < \alpha < 0.1$
Strongly Convective	Very little shear Highly turbulence	Lowest	$\alpha < 0$

다. 그 뒤 (2)식을 통해 2개의 특정고도 사이로 적분을 해서 분할된 구간의 면적을 구한다. 마지막으로 (3)식을 통해 각 면적의 풍속에 (2)식으로 만든 면적비를 기중치로 적용시켜 전체적인 등가풍속을 산출할 수 있다.

대기 안정도는 아래에 나타난 (4)식인 멱법칙의 멱지수 산출을 통해 분류할 수 있다. 멱법칙을 통한 풍속의 연직분포는 높이에 따라 풍속이 일률적으로 증가하는 대기 경계층의 하층에만 적용할 수 있다(Wagner, 2010).  $z_1$ ,  $z_2$ 는 지상에서부터의 높이를 의미하고  $U(z_1)$ ,  $U(z_2)$ 는 각각  $z_1$ ,  $z_2$ 에서의 풍속을 의미한다. 두 고도에서의 풍속 값으로 멱지수  $\alpha$  값을 산출해 낼 수 있는데  $\alpha$  값에 따른 안정도 분류는 Table 1에 나타나 있다.

$$U(z_2) = U(z_1) \left( \frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad \dots(4)$$

멱법칙은 한 고도에서의 풍속값을 알고 있을 때, 다른 고도에서의 풍속값을 구할 때도 쓰이는데 보통 0.143 (1/7)의 멱지수값을 사용하여 근중립 상태임을 가정 한 후 풍속값을 산출하기도 한다. 하지만 멱지수는 대기안정도, 지표면 거칠기 등에 의한 영향을 받기 때문에 0.143과 차이가 많이 나는 지역이라면 풍속과 에너지가 과소 또는 과대평가되는 결과를 얻기도 한다(Moon et al., 2013). 본 연구에서는 멱지수를 계산하기 위해 2개의 특정고도, 즉 풍력자원지도에서 출력되는 7개의 고도 중 터빈 로터디스크의 면적을 가장 잘 포함할 수 있는 21

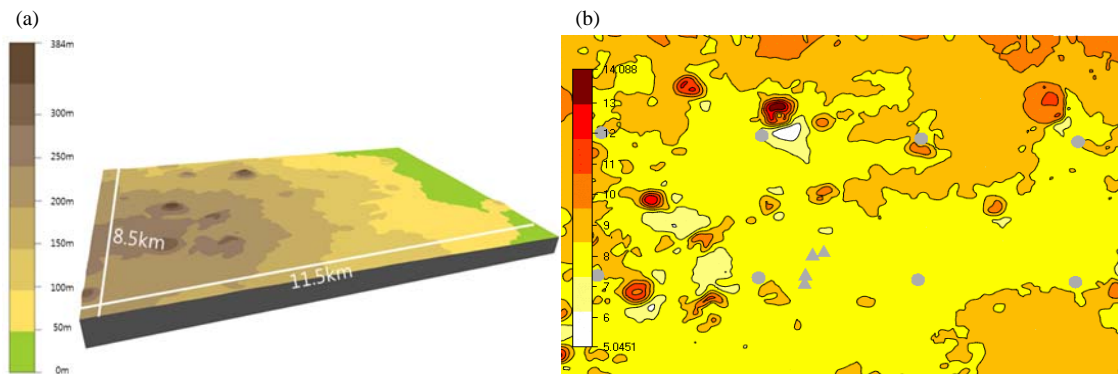
**Fig. 3.** Topography at Seongsan wind farm (a), and wind resource map at 78 m (b).

Table 2. WindSim parameter settings

Parameter	Value	Parameter	Value
Height distribution	0.1	Height of BL (m)	500
Grid spacing (m)	50	Speed above BL (m/s)	10
Number of cells	848,160	Number of iterations	500
Wake model	Jensen model	Turbulence model	k-ε model

※ BL : Boundary Layer

m와 138 m의 풍속자료를 선택하였다. 21 m 고도는 로터의 최하단 고도인 38 m와 근접하고 138 m 고도는 최상단 고도인 118 m와 근접하다.

### 2.3. WindSim 설계 및 입력자료

본 연구에 사용된 WindSim은 노르웨이의 WindSim AS사에 의해 개발된 CFD(Computational Fluid Dynamics) 프로그램이다. 이 프로그램은 유동장(Wind Flow)과 풍력자원(Wind Resource) 계산을 통해 풍력단지의 발전량을 계산해주며, 풍력자원 분석 및 예측을 위한 다른 프로그램보다 복잡지형에서의 풍황모사에 더 정확한 값을 산출해준다고 알려져 있다(Wallbank, 2008). WindSim에는 6개의 모듈이 존재하는데 Terrain 모듈에서 해석영역을 설정한 뒤 Wind Fields 모듈에서 RANS (Reynolds Averaged Navier-Stokes) 방정식과 난류모델을 이용해서 유동장 해석을 한 뒤 생성된 바람자원지도를 바탕으로 터빈의 연간발전량을 산출할 수 있다(Park, 2015). 지형자료 값으로 고도는 SRTM 3" (약

90 m)자료를 변환하였고 지면 거칠기( $z_0$ )는 환경부 1" (약 10 m)자료를 사용하였다. 기상자료는 위에서 언급된 국가풍력자원지도 자료를 사용하였다. WindSim에서 사용된 초기값 및 변수설정은 Table 2에 나타나 있다.

## 3. 결과 및 분석

### 3.1. 등가풍속과 풍속연직시어의 관계

Fig. 4와 같이 로터디스크 면적을 5개, 각각 높이를 16m로 분할한 뒤 전체 면적에 대한 비를 통해 가중치(weighting value)를 산출하였다. 또한 5개 면적에 따른 평균풍속값을 이용해 등가풍속을 산출해서 허브고도 풍속과 비교해 Table 3에 나타내 보았다.

등가풍속 산정방식을 통한 연간평균풍속 재산정 결과 허브풍속보다 2.8% (0.21 m/s) 과소 예측되었다. 앞서 언급하였듯이 에너지는 풍속의 3제곱에 비례하여 산출되기 때문에 이러한 차이는 유의한 결과라고 판단되며, 이는 연간 평균풍속이기 때문에 그 차이에 대해서 풍속

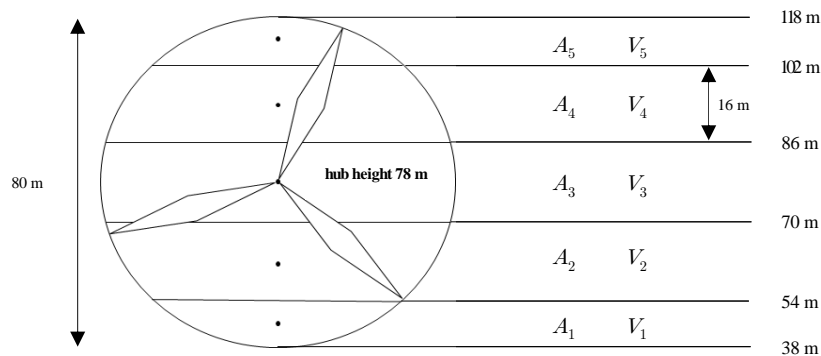


Fig. 4. Fragments of wind turbine rotor disk.

**Table 3.** Wind speed at each segment of wind turbine rotor disk

Fragment	Averaged wind Speed (m/s)	Area Weighting (%)	Range of area (m)	Hub height wind speed (m/s)	Equivalent wind speed (m/s)
$A_5$	7.94	14.9	102~118		
$A_4$	7.76	22.7	86~102		
$A_3$	7.56	24.8	70~86	7.56	7.35
$A_2$	7.31	22.7	54~70		
$A_1$	5.13	14.9	38~54		

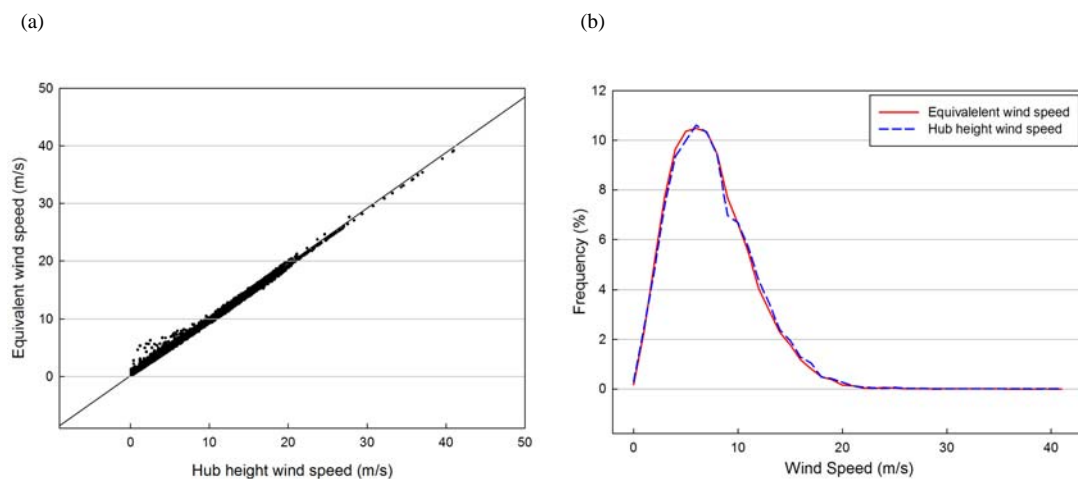
구간 및 시간대 별로 상세하게 살펴볼 필요가 있다. Fig. 5(a)와 (b)는 등가풍속과 허브풍속의 누적빈도를 나타낸다. 등가풍속은 대략 10 m/s를 기준으로 허브풍속에 비해 저풍속대의 빈도는 증가하고 고풍속대 빈도는 감소하는 결과를 나타내었다. 이는 결과적으로 등가풍속이 허브고도풍속보다 과소모의 된 결과를 초래하였다. 지표면 근처의 풍속이 연직적으로 매우 급격하게 변화하는 것을 고려할 때 허브높이 아래에서는 상대적으로 약한 풍속이 등가풍속 산정에 반영되기 때문이다.

Fig. 6(a)에서 제시된 고도별 풍속의 일변화를 살펴보면 상하층간 풍속차이가 주간에는 줄어들고 야간에는 커진다. 이러한 상하간의 풍속 변화는 고도별 풍속을 반영하는 등가풍속에 영향을 주게 되는데 Fig. 6(b)에 나타난 바와 같이 야간에 먹지수는 높아지는 경향을 보이며 이

때 등가풍속은 허브풍속보다 더 많은 차이를 보이게 된다. 야간에는 안정한 대기로 인해 터빈 블레이드 최상단과 최하단에 해당하는 고도에서의 풍속차이가 크기 때문에 임의의 한 고도만을 취하는 허브고도 풍속보다 고도별 풍속을 모두 고려하는 등가풍속과의 차이가 커지게 되지만, 주간에는 상하층 풍속차이가 크게 나지 않아 등가풍속과 허브고도 풍속간의 차이가 작아지게 된다. 즉, 강한 연직시어에 의해 상하층간 풍속 차가 커지는 야간에 등가풍속은 허브풍속과 뚜렷한 차이를 나타낸다.

### 3.2. 대기안정도에 따른 발전량 변화

먹지수를 이용한 안정도 분류법으로 계산된 성산지역 대기안정도의 일변화를 Fig. 7에 나타내었다. 일출 후 오후에 가까워질수록 지표면이 가열되면서 일중 대기 불안정의 출현빈도가 점차 증가하게 되고 동시에 안정한

**Fig. 5.** Scatter plots between HB and EQ (a), and frequency distributions of wind speed at hub height (b).

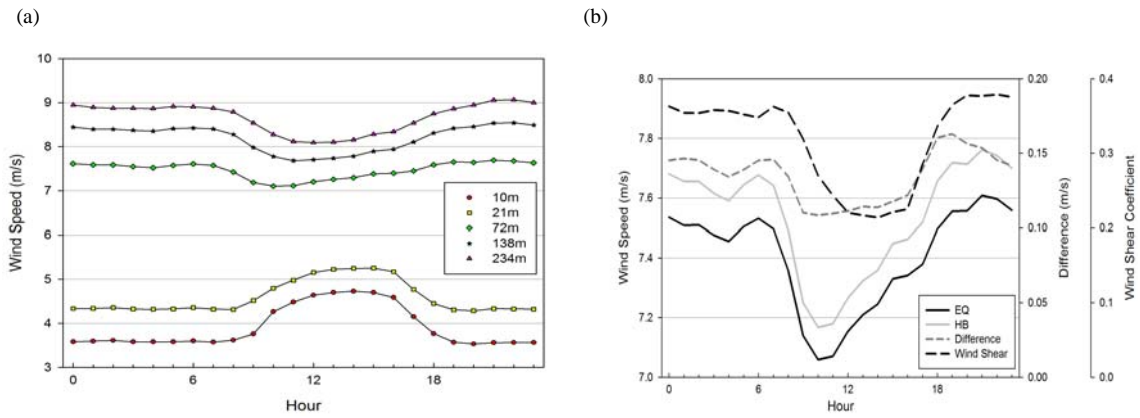


Fig. 6. Diurnal variations of wind speed (a), and relationship between EQ, HB, wind shear exponent (b).

빈도는 줄어들게 된다. 반면 일몰 후에는 지표면 냉각에 의해 대기는 안정화되고 일출 2 ~ 3시간 전에 안정 빈도가 가장 높게 나타난다. 다만 열적인 요인을 제외하고 기계적인 강제력만 고려한 안정도분석이기에 야간으로 갈수록 Strongly Convective의 비율이 증가하는 양상을 보인다는 점은 보완 연구가 필요한 부분이다.

성산지역의 연직바람시어와 발전량의 일변화를 Fig. 8에 나타내었다. 태양복사로 인해 지표면의 온도가 높아지는 주간에는 활발한 난류생성으로 풍속은 강해지지만

대기의 불안정한 상태가 혼합작용을 일으켜 상하층의 풍속차이가 작아진다. 따라서 먹지수의 값은 오후에 작은 값을 가지게 된다. 그러나 밤이 되어 안정한 대기층을 이루게 되면 혼합작용이 줄어들어 상하층의 풍속차이가 커지게 되고, 먹지수의 값은 커지게 된다. 풍속과 먹지수와 의 관계와 마찬가지로 등기풍속과 허브고도풍속을 이용한 발전량의 차이 또한 주간에 그 차이가 작아지는 경향을 보였고 일몰 후 18시부터 다시 그 차이가 증가하는 패턴을 보였다. 이는 대기가 안정할 경우 등기풍속과 허브

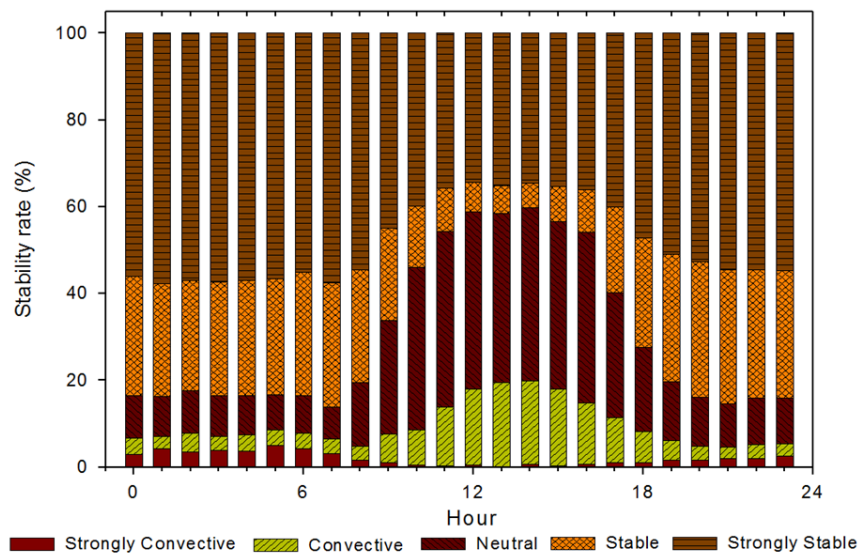


Fig. 7. The diurnal change of stability at Seongsan wind farm.

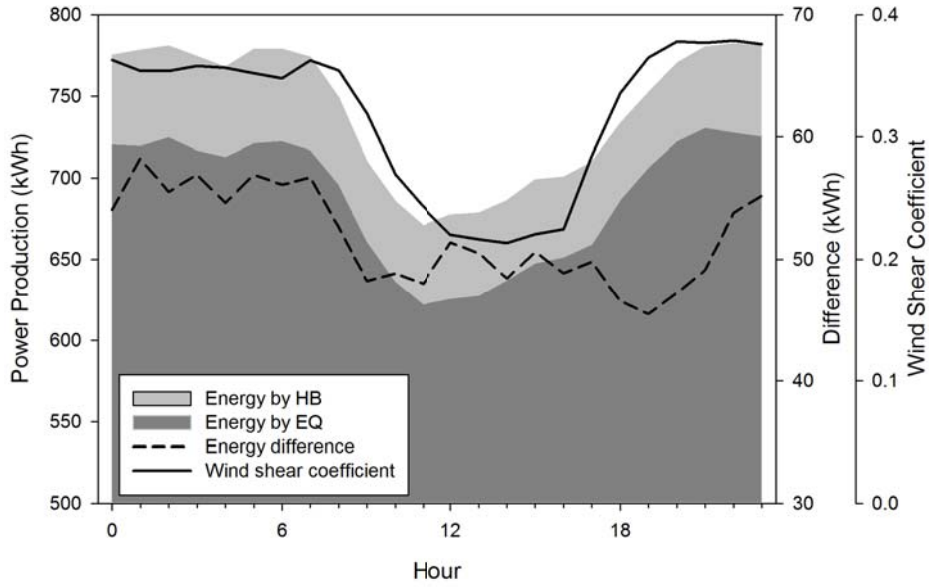


Fig. 8. The relationship between diurnal variation of power production and wind shear coefficient.

Table 4. Averaged wind speed and difference according to stability classification

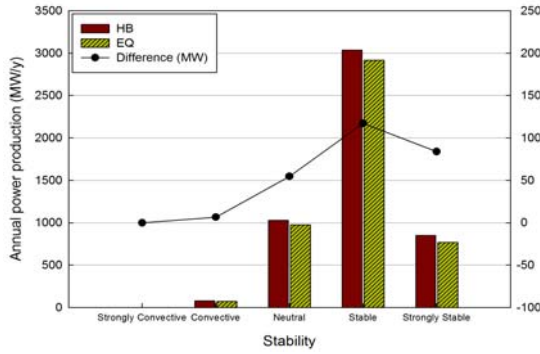
Stability	Wind Speed (m/s)		
	hub height	equivalent	difference
Strongly Stable	8.39	8.09	0.30
Stable	8.65	8.33	0.32
Neutral	7.32	7.05	0.27
Convective	3.95	3.80	0.15
Strongly Convective	1.88	1.81	0.09

Table 5. Simulation results of capacity factor and available rate of each turbine

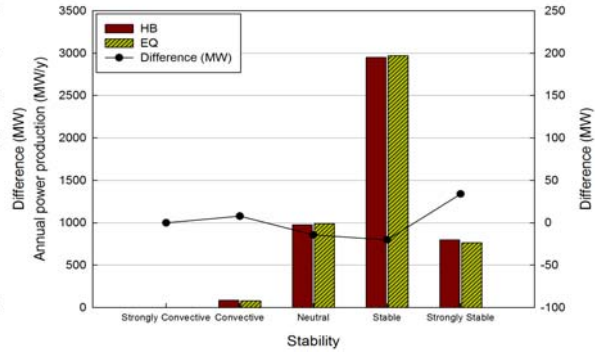
	Hub height wind speed		Equivalent wind speed	
	CF (%)	AR (%)	CF (%)	AR (%)
Turbine 7	45.1	85.2	39.0	82.6
Turbine 8	45.7	85.7	39.6	82.9
Turbine 9	46.5	85.8	40.4	83.2
Turbine 10	45.2	85.2	39.1	82.5
Mean	45.6	85.5	39.5	82.8



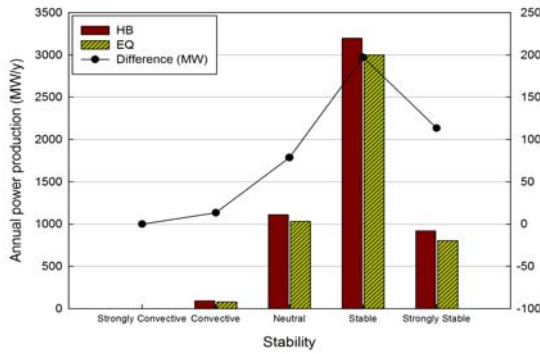
(a) Turbine 7



(b) Turbine 8



(c) Turbine 9



(d) Turbine 10

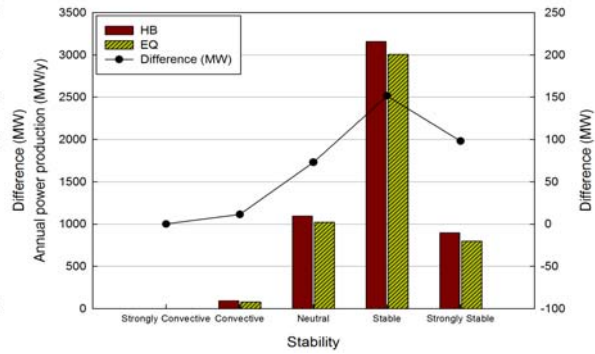


Fig. 9. The relationship between atmospheric stability and power production at turbine.

고도 풍속을 이용한 발전량의 차이가 커짐을 의미한다. 일반적으로 이론적으로 계산된 풍력발전량이 과대 예측되는 경향을 보여주는데(Glenn, 2010), 이는 연직풍속 시어의 변화를 반영하지 못한 결과라 판단된다.

더 정확한 결과를 위해 안정도별로 허브고도 풍속과 등기풍속을 이용했을 때 발전량 차이의 추이곡선을 Fig. 9에, 정량적인 수치는 Table 6에 나타내었다. 터빈 8번을 제외한 모든 터빈에서 안정함에 가까울수록 발전량 차이는 커지는 것을 확인할 수 있었다. 이는 안정할수록 윈드시어가 커짐에 따라 연직적인 바람의 변화에 영향을 많이 받는 등기풍속과 허브고도풍속 차이도 커지기 때문이다. 이는 Table 4에서도 확인할 수 있는 사실이다. Strongly convective와 Convective의 경우 Table 4에 나타난 것처럼 평균풍속이 터빈가동풍속인 4.0 m/s보다 낮기 때문에 가동이 거의 되지 않아 발전량이 산출되는

자료가 극히 적었다. 실제로 국가풍력자원지도에 의해 계산된 해당 기간 동안 터빈가동풍속(4.0 m/s)보다 낮은 경우가 22.7%에 달했다. 시뮬레이션 결과를 바탕으로 계산된 각 터빈의 가동률(Capacity Factor)과 이용률(Available Rate), 평균값은 Table 5에 나타나있다. 허브고도 풍속보다 등기풍속을 사용했을 경우 터빈의 가동률과 이용률이 각 터빈마다 전체적으로 낮아지는 경향을 보였는데 Fig. 4에서 볼 수 있듯이 등기풍속이 허브고도 풍속에 비해 낮아지기 때문이다. Table 6에서 Strongly convective와 Convective의 경우 누적발전량이 작아 그 차이의 비가 큰 값을 보이기 때문에 유의한 결과를 얻지 못한 것으로 보인다. 또한 Strongly stable의 경우 추이곡선의 경향에 따라 발전량의 차이 또한 Stable의 경우보다 많을 것이라 예상했으나 25.0 m/s 이상의 강풍으로 인해 터빈이 가동 중지되는 경우가 종종 있었음을 확인

**Table 6.** Power production difference at each turbine according to atmospheric stability

Stability	AEP (MW)											
	Turbine 7			Turbine 8			Turbine 9			Turbine 10		
	HB	EQ	Diff. (%)	HB	EQ	Diff. (%)	HB	EQ	Diff. (%)	HB	EQ	Diff. (%)
Strongly Stable	851.9	768.2	10.9	799.1	765.2	4.4	919.3	805.8	14.1	896.0	798.0	12.3
Stable	3033.9	2916.9	4.0	2949.8	2969.8	-0.7	3196.9	2999.7	6.6	3156.4	3004.8	5.0
Neutral	1030.3	975.6	5.6	974.4	988.8	-1.5	1112.8	1034.3	7.6	1094.2	1021.2	7.1
Convective	80.0	73.3	9.1	87.2	79.5	9.7	94.7	81.4	16.3	92.9	81.4	14.2
Strongly Convective	0.5	0.5	-9.8	0.3	0.4	-23.4	0.6	0.6	-0.1	0.6	0.5	22.6

했고 선행연구결과 (Hunter et al., 2001)에 따라 연직적으로 풍속구배가 매우 큰 경우 발전량이 오히려 감소할 수 있다는 결과와 일치했다. 결과적으로 대기가 불안정할 때에 비해 안정할 경우 등가풍속을 이용한 발전량이 더 많이 과소모의 되는 경향을 보여 발전량의 차이가 커지는 것을 확인할 수 있었다. 이는 안정할수록 로터면적 내 상하층 풍속차이가 증가함에 따라 발생하는 연직적인 풍속의 변화가 발전량의 변화를 초래시키기 때문에 기존의 허브고도 풍속만을 이용해 산출된 발전량과 비교했을 때 그 차이도 커지기 때문이다.

#### 4. 결론

풍력 터빈의 발전량은 대부분 풍속에 의존하지만 불확실한 풍속값으로 인해 정확한 발전량 산정에 어려움을 겪는다. 윈드시어와 난류강도, TKE(Turbulence Kinetic Energy, 난류운동에너지)는 본질적으로 관련이 있기에 같이 고려하는 것이 중요하지만 허브고도 풍속만으로는 이러한 요인들을 모두 고려할 수 없다. 이에, 로터디스크 내의 연직 바람시어와 대기안정도가 풍속변화에 미치는 효과를 분석하고 발전량에는 어떤 영향을 미칠 수 있는지 알아보고자 본 연구에서는 등가풍속을 이용한 발전량과 허브고도 풍속을 이용한 발전량을 비교하고 또한 상하층 풍속차이로 계산된 먹지수를 통해 안정도를 분류하고 그에 따른 발전량 변화를 분석하였다. 그 결과는 다음과 같다.

(1) 등가풍속은 허브풍속보다 약 2.7% (0.21 m/s) 과소모의 되었으며, 허브고도 풍속과 등가풍속차이는 일평균에 비해 주간에 11% 감소, 야간에 8% 증가되는 경향을 보여 연직바람시어가 큰 야간에 그 차이가 크게 나타났다.

(2) 연직바람시어를 고려한 등가풍속으로 산정한 AEP는 허브고도의 풍속만으로 산정한 AEP보다 적게 산출되는 경향을 보였다. 그 차이는 터빈 1개당 평균 251.0 MW/y였으며 허브고도풍속을 이용한 AEP에 비해 약 5% 낮게 모의되었다. 이는 우리나라 한 가구의 월 평균 전력소비량이 300 kW라고 가정했을 때, 약 70가구의 1년 평균 전력소비량만큼의 차이이다.

(3) 안정도에 따른 발전량의 일변화를 살펴보았을 때, 약한 연직시어는 발전량과 음의 상관관계를 가지고, 안정할 때와 비교했을 때 약 11% 정도 낮은 발전량을 보였다. 이는 성산풍력단지 고도가 낮고 평탄하며 단순한 지형에 위치해있기 때문에 산악지형보다는 작은 수치의 차이를 가지는 것으로 보인다.

하지만 결과에 이어 본 연구를 진행하면서 그에 따른 문제점과 보완해야 할 사항이 필요하다고 판단되었다.

(1) 먹지수를 이용한 분석은 대기안정도를 판별하는데 있어서 대략적인 방법일 뿐이다. 그러므로 연직적인 온도분포나 더 조밀한 고도풍속자료를 통한 안정도 분석이 추가적으로 필요하다.

(2) 국가바람자원지도의 풍속은 실제 풍속이 아닌 수치 모델에 의해 산출된 값이기에 기본적으로 모델에 부여된

불확실성에 의해 그 결과와 정확도에 한계성이 나타난다.

(3) 성산단지에 대한 실제 발전량과의 비교분석이 추가적으로 필요하다. 수치 모의된 AEP와 실제 AEP를 비교해서 연직시어와 안정도를 필수적으로 고려해야 한다는 것을 증명하는 연구가 진행되어야 한다.

주·야간, 계절에 따른 대기안정도의 변화는 풍향, 풍속에 큰 영향을 주게 되어 터빈의 발전량을 좌우하게 된다. 본 연구의 결과는 등가풍속을 통해 계산된 AEP로 인해 단기풍력예보와 풍력자원평가에 향상된 정확도를 제공할 수 있음을 보여준다.

### 감사의 글

이 논문은 부산대학교 자유과제 학술연구비(2년)에 의하여 연구되었음.

### REFERENCES

- A. Honrubia, A., Viguera-Rodriguez, E. Gomez Lazaro, D. Rodriguez-Sanchez, 2010, The influence of wind shear in wind turbine power estimation.
- Dennis, L. E., Jack, B. C., 1990, Effects of wind shear and turbulence on wind turbine power curves, European Community Wind Energy.
- Glenn, R. Schleede, 2010, The true cost of electricity from wind is always underestimated and its value is always overestimated, SPPI(Science & Public Policy Institute) Reprint Series.
- Hunter, R., Pedersen, T. F., Dunbabin, P., Antoniou, A., Frandsen, S., Klug, H., Albers, A., Lee, W. K., 2001, European wind turbines testing procedure developments. Task 1 : Measurement method to verify wind turbine p performance characteristics, Riso National Laboratory, Roskilde, RISOE R-1209 (EN).
- Ioannis Antoniou, Rozenn Wagner, Soren M. Pedersen, Uwe Paulsen, Helge A. Madsen, Hans E. Jorgensen, Kenneth Thomsen, Peder Enevoldsen, Leo Thesbjerg, 2007, Influence of wind characteristics on turbine performance, European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEA).
- Ioannis Antoniou, Soren Markilde Pedersen, 2009, Influence of turbulence, wind shear and low-level jets on the power curve and the AEP of a wind turbine, European Wind Energy.
- Kim, D. H., Lee, H. W., Lee, S. H., 2010, Evaluation of wind resource using numerically optimized data in the southwestern Korean peninsula, Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences, 46(4), 393-403.
- Moon, S. J., Ko, J. W., Lee, B. G., 2013, Power law exponent in coastal area of northeastern jeju island for the investigation of wind resource, Journal of the Korean Society for Geospatial Information System, 21(4), 65-71.
- Park, K. S., 2015, Prediction of annual energy production for wind farm using computational fluid dynamics and various wake models, Master Dissertation, Chonbuk National University.
- Rareshide, E., Tindal, A., Johnson, C., Graves, AM., Simpson, E., Blegg, J., Harris, T., Schoborg, D., 2009, Effects of complex wind regimes on turbine performance. In : Scientific proceedings, American Wind Energy Association WINDPOWER Conference, Chicago, ILL (USA).
- Rozenn Wagner, Antoniou I, Pedersen SM, Courtney MS, Jorgensen HE, 2009, The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements, Wind Energy, 12, 348-362.
- Rozenn Wagner, 2010, Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement.
- Rozenn Wagner, B., Canadillas, A., Clifton, S., Feeny, N., Nygaard, M., Poodt, C., St. Martin, E., Tuxen, JW Wagenaar, 2014, Rotor equivalent wind speed for power curve measurement-comparative exercise for IEA Wind Annex 32, Journal of Physics : Conference Series. 524 012108.
- Sumner, J., Masson, C., 2006, Influence of atmospheric stability on wind turbine power performance curves, Journal of Solar Energy Engineering, 128, 531-538.
- Tristan Wallbank, 2008, WindSim validation study - CFD validation in Complex terrain, 1-7.
- Wharton, S., Lundquist, K. L., 2012, Atmospheric stability affects wind turbine power collection, Environ. Res. Lett., 7, 2-8.
- Yoo, J. W., Lee, H. W., Lee, S. H., Kim, D. H., 2012, Characteristics of vertical variation of wind resources in planetary boundary layer in coastal area using tall tower observation, Journal of Korean Society for Atmospheric Environment, 28(6), 632-643.