한국해안 · 해양공학회논문집/ISSN 1976-8192(Print), ISSN 2288-2227(Online)
Journal of Korean Society of Coastal and Ocean Engineers 27(4), pp. 266~273, Aug. 2015
http://dx.doi.org/10.9765/KSCOE.2015.27.4.266

한국 서해안의 해상풍력발전 부존량 평가
Assessment of Offshore Wind Power Potential in the Western Seas of Korea

고동휘* · 정신택* · 강금석**
Dong Hui Ko*, Shin Taek Jeong* and Keum Seok Kang**

요 지 : 본 연구에서는 국내 서해안의 해상풍력 발전을 위한 적지를 검토하기 위해 기상청에서 제공하는 6개 지점(서수도, 가대암, 십이동파, 갈매여, 해수서, 지귀도)의 2014년 연간 풍속 자료를 수집하고 이를 분석하였다. 관측된 풍속 자료는 Rayleigh 모델과 Weibull 모델에 적합하였으며, 풍속 출현빈도에 따라 연간 부존량을 추정하였다. 풍력발전기 모델로는 GWE-3kH(3 kW급) 터빈과 GWE-10KU (10 kW급) 터빈을 선정하였으며 이의 성능곡선을 이용하였다. 그 결과, 서수도, 가대암, 십이동파, 갈매여, 해수서, 지귀도의 연평균 풍속은 각각 4.60, 4.5, 5.00, 5.13, 5.51, 5.90 m/s로 나타났으며, 연간 발전량은 10,622.752, 11,313.05, 13,509.41, 14,899.55, 17,106.13, 19,660.85 kWh로 나타났다. 6개 지점의 연평균에너지 밀도는 전체적으로 poor와 marginal 계급으로 나타났으며, 터빈 이용률은 지귀도가 22.44%로 가장 높게 나타났다.

핵심용어 : 6개 지점, Rayleigh 모델, Weibull 모델, 풍력 발전기, 성능곡선, 연간 발전량, 연평균에너지 밀도, 터빈 이용률

Abstract : In this paper, annual wind data in 2014 at six locations(Seosudo, Gadaeam, Sibidongpa, Galmaeyeo, Haesuseo, Jigwido) are collected and analyzed in order to review optimal candidate site for offshore wind farm in the Western Seas of Korea. Observed wind data is fitted to Rayleigh and Weibull distribution and annual energy production is estimated according to wind frequency. GWE-3kH(3 kW-class) and GWE-10KU (10 kW-class) turbine are selected as wind turbine. Also, power curve are used to calculate wind energy potential. As a result, annual mean wind speed at six locations(Seosudo, Gadaeam, Sibidongpa, Galmaeyeo, Haesuseo, Jigwido) were calculated about 4.60, 4.5, 5.00, 5.13, 5.51, 5.90 m/s, respectively. In addition, annual energy production were estimated at 10,622.752, 11,313.05, 13,509.41, 14,899.55, 17,106.13, 19,660.85 kWh. Generally, annual mean energy density were between poor and marginal class and capacity factor at Jigwido was calculated at 22.44%. Its value is higher than the others.

Keywords : 6 points, Rayleigh model, Weibull model, wind turbine, power curve, annual energy production, annual mean energy density, capacity factor

1. 서 론

최근 전 세계적으로 세계 1차 에너지 수요 증가, 화석 연료의 고갈, 에너지 수급 불안정으로 인한 에너지 문제와 지구 온난화, 이상 기후 등의 환경 문제에 직면하고 있다. 이러한 문제는 화석 연료의 과대 사용으로 인해 나타나며 현재 수준의 에너지 공급과 사용 추세가 지속된다면 2050년 온실가스 배출은 배가 되고, 석유 수요 증가에 대처할 수 없어 에너지 수급에 대한 불안 심리는 더욱 고조될 수밖에 없다. 따라서 배출을 저감하는 기술개발이 지속적으로 요구되며, 에너지 정책 마련과 인식 변화에 따른 에너지 혁명에 대한 구체적인 계획이 필요하다.

한편, 지속적이고 온실 가스의 배출을 최소화하는 친환경적 에너지 기술에 대한 관심이 높아지며, 미래 에너지 시장을 선점하기 위한 세계 각 국가들이 신·재생에너지 개발 및 보급에 집중하고 있다. 이러한 신·재생에너지로는 수소 에너지, 연료 전지, 태양 에너지, 풍력, 수력, 지열 에너지, 해양 에너지, 바이오 에너지 등이 있으며 이 중 해양 에너지는 해상풍, 파력, 조류, 조력, 온도차 등을 에너지원으로 이용하여 전기를 생산하는 재생에너지 중 하나이다. 특히 삼면이 바다인 국내 지형적 특성을 적극 활용한다면 발전 가능성이 매우 크고, 결국 세계 에너지 시장에서 경쟁력을 확보 할 수 있는 동력이 되므로 국가적으로 기대하는 바가 매우 크다.

풍력 발전은 기압과 온도 차에 의해 발생하는 바람을 이용하여 블레이드를 회전시키고, 이 운동에너지를 전기에너지로 변환하는 방식으로 중요한 미래 자원 중 하나이다. 또한 육상 풍력 발전이 공간 활용의 한계성, 민원 및 소음 문제, 자원 활용의 어려움 등 산업 발전에 한계성을 드러내면서 새로운 공간을 모색하게 되었고, 육지에 비해 강하고 안정된 바

*원광대학교 토목환경공학과(Corresponding author: Shin Taek Jeong, Department of Civil and Environmental Engineering, Wonkwang University, Iksandae-ro 460, Iksan, Jeonbuk, 54538, Korea, Tel:+82-63-850-6714, Fax:+82-63-857-7204, stjeong@wku.ac.kr)
**한국전력공사 전력연구원(KEPCO Research Institute, Daejeon)

람이 발생하는 해양을 중심으로 외국에서는 해상풍력발전단지가 조성되고 있다.

KMA(2007)에서는 약 600개 지상관측지점과 5개 고층관측지점의 2005년도 고밀도 기상관측 자료를 분석하여 기초적인 풍력자원지도를 개발하였다.

육상에 비해 해상이 가진 장점으로는 풍부한 해상풍 자원 보유, 대단위 풍력 단지 조성의 용이함, 높은 풍황 자원, 낮은 난류 강도, 소음 문제 해결, 대형 풍력 발전기기의 설치 및 운반 그리고 철거의 용이함, 설치 단지 취득, 그리고 전파 장애 등 환경문제의 미약함이 있다. 더불어 타 발전과의 혼합발전이 가능해져 발전 효율도 높아질 수 있어 해상풍력 산업은 더욱 빠른 성장세를 보이고 있다. 이처럼 해상풍력발전의 성장과 함께 유럽의 몇몇 국가들은 전체 에너지의 15-30%를 풍력발전으로 대체하고 있다(IEA, 2013; Higgins and Foley, 2014).

그러나 해상에서는 작업 여건이 불리하여 작업일수가 극히 제한될 수 있으므로 과대한 설치비용의 문제점을 가지고 있다. 또한 고가의 높은 유지 보수비용과 육상에 비해 작업 공간의 한계성, 접근의 어려움 등은 극복해야할 문제이다. 그 외에도 해상에서의 풍력발전단지 건설시 터빈 구입 비용은 물론, 건설비 비중도 크며, 고가의 투자비용과 관리비용은 극복해야 할 문제로서 제기되지만 대규모 해상풍력단지를 조성함으로서 이러한 경제성 문제도 해결할 수 있을 것으로 기대된다.

풍력발전을 도입할 때에는 후보지점의 가능성을 평가하기 위해 발전전력량을 예측하고, 예측한 자료를 바탕으로 풍차의 도입규모 및 기종을 적절히 선정하여야 한다.

본 연구에서는 최근 부각되고 있는 해양에너지 개발사업의 한 분야를 차지하고 있는 해상풍력발전의 부지 선정을 위하여 KMA(2015)의 바람자료를 이용하여 한국 서해안의 해상풍력발전 부존량을 평가하여 발전부지선정 및 전력생산으로 인한 경제성을 예측하고, 이 결과를 근거로 차후 추가적으로 건설될 해상풍력발전기의 부존량 평가를 위한 가이드라인 역할을 수행하고자 한다.

2. 관측 장비

풍황을 관측하고 그 데이터를 해석평가하는 작업이 풍황의 정밀조사이며, 조사한 결과로부터 풍력발전의 가능성을 평가하고 적절한 터빈을 선정하기 때문에 풍황 관측 및 해석은 매우 중요한 작업이다.

풍황자료를 수집하기 위하여 기상청에서는 해양기상부이와 등표기상관측장비를 이용하고 있으며, 이 중 등표기상관측장비는 항로표지시설(등표)이나 관측탑 등의 해양 구조물에 기상관측장비를 설치하고 수중에는 해상상태를 측정할 수 있는 파고계 등을 설치하여 관측센서에서 측정한 값을 일정한 물리량으로 변환·처리한 후에, 사용 가능한 통신장비를 이용하여 자료를 전송하는 장비이다(KMA, 2015). 관측되는 기본요소로는 파고(유의, 최대), 파주기, 조위, 풍향, 풍속, 기압, 기온, 습도, 수온 등이 있다. 본 연구에서는 국내 등표기상관측장비로 관측한 자료 중 서해안의 '서수도, 가대암, 십이동파, 갈매여, 해수서' 자료와 제주도 '지귀도' 자료를 이용하였다.

3. 자료

풍력발전 부존량 산정 및 개발 가능성을 검토하기 위해서는 최소 1년 이상의 관측 자료가 필요하다(Köse, 2004). 후보지점 부근에 충분히 신뢰할 수 있는 관측자료가 있는 경우에는 이것과의 상관관계로부터 연간 데이터를 추정할 수 있기 때문에 관측기간을 짧게 할 수 있다. 이러한 경우에도 최소 3개월 정도의 기간이 필요하며 이상적으로는 비교적 풍황이 양호하고 모든 풍향이 출현하는 시기의 데이터가 바람직하다. 본 연구에서는 계절의 변동성을 고려하여 2014년 기상청의 한국 연안 관측자료를 이용하였다.

구체적으로는 국내 등표기상관측장비로 관측한 자료 중 서해안의 '서수도, 가대암, 십이동파, 갈매여, 해수서' 5개 자료와 제주도의 '지귀도' 1개 자료, 총 6개의 자료를 선정하였다. 이들 6개 지점의 정보 및 위치는 Fig. 1 및 Table 1과 같다.

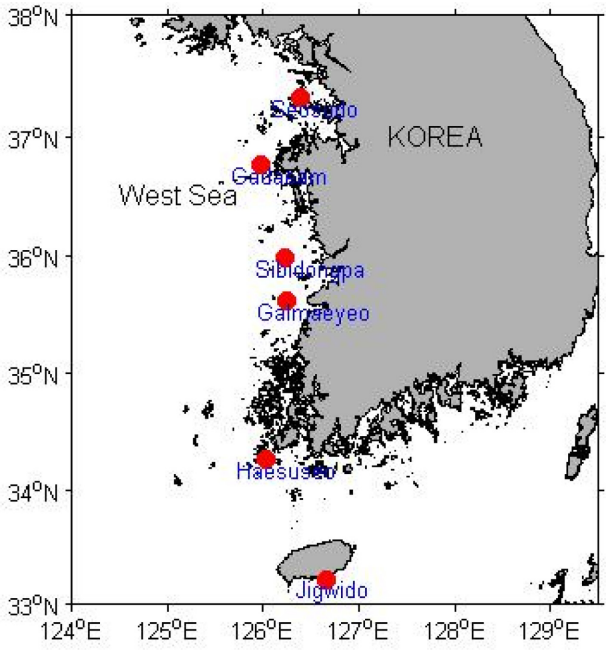

Fig. 1. Location map of wind stations.

Table 1. Basic information of wind station

No	Station	Longitude(N°)	Latitude(E°)
1	Seosudo	126.393	37.325
2	Gadaeam	125.977	36.770
3	Sibidongpa	126.225	35.987
4	Galmaeyeo	126.245	35.613
5	Haesuseo	126.027	34.263
6	Jigwido	126.654	33.223

4. 해상풍력 부존량 평가

풍력발전은 자연에너지인 풍력에너지를 풍차를 이용해 회전에너지로 변환하고 이것으로 발전기를 돌려 전기에너지를 얻는 것이다. 일반적으로 바람은 지상에서 높이가 높아질수록 강해지기 때문에 풍차의 높이는 가능하면 높게 설치하는 것이 유리하다. 바람의 최대 가용 출력은 공기밀도와 단면적에 비례하고, 속도의 3승에 비례하므로 풍속이 센 지역이 유리하다. 해상풍력발전을 위해서는 높이 30 m에서 연평균 6 m/s 이상의 바람이 불 때 유리하다(KORDI, 2011).

풍력발전을 도입할 때는 후보지점의 가능성을 평가하기 위하여 적절한 방법으로 부존량을 평가하여야 한다.

4.1 공기의 밀도

공기 밀도 값은 이상 기체법칙(ideal gas law)에 따라 대기압에 비례하며 온도에 반비례하는 형태의 식으로 다음 식 (1)과 같이 표현된다.

$$\rho = \frac{\bar{p}}{R\bar{T}} \tag{1}$$

여기서 R은 이상기체상수(= 287 *J/kgK*)이며, $\bar{p}$ 와 $\bar{T}$는 월평균 대기압(hPa)과 절대온도(Kelvin)이다.

4.2 풍속 분포함수

도수분포도(frequency distribution)를 이용하면 시간에 따른 실제 풍속과 풍향의 변동성을 확인할 수 있다. 따라서 풍속 에너지량을 산출하기 위해서는 먼저 풍속의 분포 특성을 검토해야 하며 풍속 정보에 적합한 분포 함수를 이용하여야 한다.

Weibull분포 함수와 Rayleigh분포 함수는 실제 풍속에 가장 잘 적합하며 이러한 이유로 두 분포함수는 풍속분포함수로 많이 활용된다. Weibull분포 함수의 형태는 다음 식 (2)와 같다(Lee et al., 2013; Ilinca et al., 2003; Aynur et al., 2010; Ahmed et al., 2006).

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

여기서, k는 형상계수, c는 척도계수이고, V는 풍속(m/s)이다.

한편, Weibull분포 함수에 $c = \sqrt{2}\,\sigma$ 그리고 $k = 2$ 를 취하면 다음 식 (3)과 같이 Rayleigh분포 함수 형태로 표현할 수 있다(Cliff, 1977).

$$f(V) = \frac{V}{\sigma^2}\exp\left\{-\frac{V^2}{2\sigma^2}\right\} \tag{3}$$

여기서 σ는 Rayleigh분포의 매개변수이며, $\sigma^2 = 2\overline{V^2}/\pi$로 나타낼 수 있다. 한편, 식 (3)은 다음 식 (4)와 같이 표현할 수 있다.

$$f(V) = \frac{\pi}{2}\frac{V}{\bar{V}^2}\exp\left\{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2\right\} \tag{4}$$

여기서, $\bar{V}$는 평균풍속(m/s)이다.

본 연구에서는 각 확률분포형의 매개변수를 추정하기 위해 최우도법(the maximum likelihood estimation method)을 이용하였다.

4.3 풍력에너지 밀도

단위 면적당 풍력에너지는 풍력에너지밀도라 하며 다음 식 (5)와 같이 표현된다.

$$P = \frac{1}{2}\rho V^3 \tag{5}$$

평균 풍력에너지 밀도는 관측 자료로부터 다음 식 (6)에 의해 계산된다(Ilinca et al., 2003).

$$\bar{P} = \frac{1}{2N}\bar{\rho}\sum_{i=1}^{N_{obs}} n_i V_i^3 \tag{6}$$

여기서 $\bar{\rho}$는 일정 기간동안의 평균 공기밀도, V_i는 풍속, n_i는 발생빈도이다. 한편, Mirhosseini et al.(2011)과 Manwell et al.(2002)에 따르면 연평균 풍력에너지 밀도량에 따라 100 W/m^{2}은 low, 약 400 W/m^{2}수준은 good, 700 W/m^{2}이상은 great로 구분하고 있다. EWEA(European Wind Energy Association)는 연평균 풍력에너지 밀도에 따라 300-400 W/m^{2}는 fairly good, 500-600 W/m^{2}은 good, 700-800 W/m^{2}은 very good으로 분류하였다(Garrad, 1991). 풍속과 연간 풍력에너지 밀도에 따라 7단계로 다음 Table 2와 같이 구분할 수 있다(ERG, 1991; Irwanto et al., 2014).

4.4 연평균 풍력에너지 밀도

연평균 풍력에너지 밀도는 Weibull 분포를 이용하여 다음 식 (7)과 같이 계산할 수 있다.

$$\bar{P} = \int_0^\infty \bar{\rho} V^3 f(V) dV = \frac{1}{2}\bar{\rho} c^3 \Gamma(1+3/k) \tag{7}$$

4.5 연간 풍속 출현시간

연간 풍속 출현시간은 식 (2)를 이용하여 다음 식 (8)로 산

Table 2. Classification according to wind power density

Wind resource category	Wind class	Wind speed (m/s)	Wind power density(W/m^2)
Poor	1	3.5-5.6	50-200
Marginal	2	5.6-6.4	200-300
Moderate	3	6.4-7.0	300-400
Good	4	7.0-7.5	400-500
Excellent	5	7.5-8.0	500-600
Excellent	6	8.0-8.8	600-800
Excellent	7	Above 8.8	Above 800

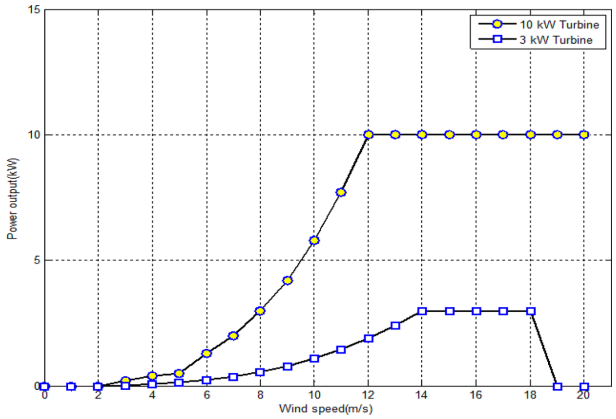

Fig. 2. Power curves of 3 kW and 10 kW wind turbine.

정할 수 있다.

$$Occurrence\ Time(hr) = f(V) \times 8{,}760hr \quad (8)$$

4.6 발전 발전량

전력량은 터빈의 성능곡선과 설치지점인 높이에서의 풍속 출현율을 이용하여 다음 식 (9)로 구할 수 있다(CDIT, 2001; Hwang, 2010).

$$P_W = \sum P(V) \times f(V) \times 8{,}760 \quad (9)$$

여기서, P_W는 연간 발전량(kWh), $P(V)$는 풍속 V의 발생전력(kW), $f(V)$는 식 (2), (3), (4)로 표현되는 풍속 V의 출현율이다.

본 연구에서는 대형풍력발전기를 설치하기엔 풍속의 조건이 열악하다고 판단하여 소형 풍력발전기를 이용하였을 경우의 부존량을 산정하였다. 소형풍력발전기로는 한국에서 개발한 소형풍력발전기 GWE-3kH(3kW급) 터빈과 GWE-10KU (10 kW급) 터빈 성능곡선을 이용하였다. Fig. 2는 두 모델의 성능곡선이다.

5. 분석결과

2014년 기상 관측자료를 분석하여 연간 기후특성을 살펴보았다. Fig. 3은 6개 지점의 연간 기압 변화를 도시한 것으로, 연간 기압 분포는 서수도, 가대암, 십이동파, 갈매여, 해수서, 지귀도에서 각각 1006~1026, 1006~1025, 1006~1024, 1006~1025, 1007~1025, 1007~1024 hPa로 나타났다. 기압분포를 살펴보면, 최저치와 최고치는 1006 hPa과 1026 hPa로 각각 나타났으며 6개 지점의 월별 변동은 유사한 경향을 보이고 있었다. 또한 계절별 기압분포에서는 하계에 상대적으로 낮으며, 동계인 12월~1월 사이에 높은 경향을 보이고 있다.

기체의 단위체적당 질량으로 표현되는 공기 밀도는 풍력에너지 생산에 영향을 미치는 중요한 인자로 지역별, 계절별, 온도, 습도 등 주변 환경에 따라 변화하기 때문에 공기밀도의 측정과 예측 작업은 필수적이다. 낮은 온도와 높은 압력은 공

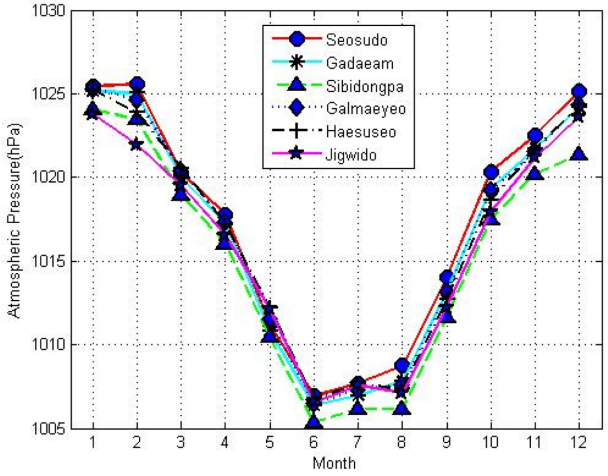

Fig. 3. Annual atmospheric pressure variations.

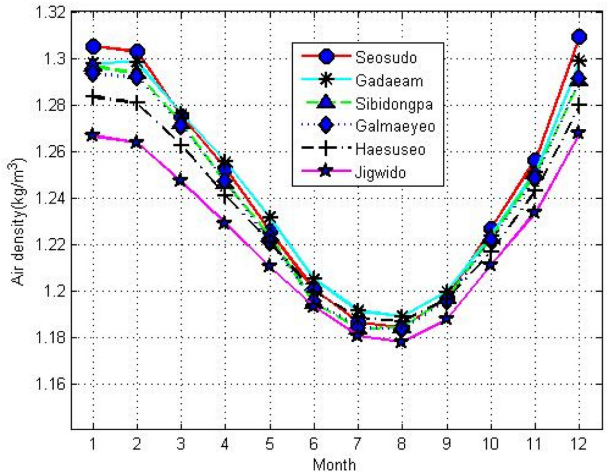

Fig. 4. Annual air density variations.

기 밀도에 비례하며 높은 공기 밀도는 높은 풍속 에너지를 발생시키기 때문에 월별 공기밀도 값의 변화를 통해 풍속 에너지양의 변화 양상을 어느 정도 예측할 수 있다. 즉 정확한 풍력 에너지양을 예측하기 위해서는 대상지역의 공기 밀도가 검토돼야 한다. 식 (1)에 의해 계산된 공기밀도는 Fig. 4와 같다. 지귀도의 기후적 특성상 월별 온도와 대기압의 변동성이 커 공기밀도도 큰 변화를 보였으며 연평균 공기밀도는 서수도, 가대암, 십이동파, 갈매여, 해수서, 지귀도에서 각각 1.243, 1.243, 1.238, 1.237, 1.233, 1.222 kg/m^3 로 나타났다. 한편 공기밀도는 온도에 따라 변하는 성질을 가지고 있으며 Fig. 4에 이러한 특성을 잘 보여주고 있다. 5개 지점의 지리적 위치에 따라 북에서 남으로 이동하는 동안 공기밀도가 작아지고 있으며 월별 공기밀도도 계절적 온도 변화가 반영되어 나타나고 있다.

한편, Fig. 5에 관측된 시간당 평균 풍속자료의 월평균 분속 분포를 도시하였다. 서수도의 경우 1시간 평균 풍속은 12월에 6.88 m/s 로 가장 컸으며 6월에 3.14 m/s 로 가장 작은 풍속을 보였다. 그리고 연평균 풍속은 4.60 m/s 로 나타났으며 대체로 11~1월 사이에 높은 풍속의 바람이 불었으며 6~9

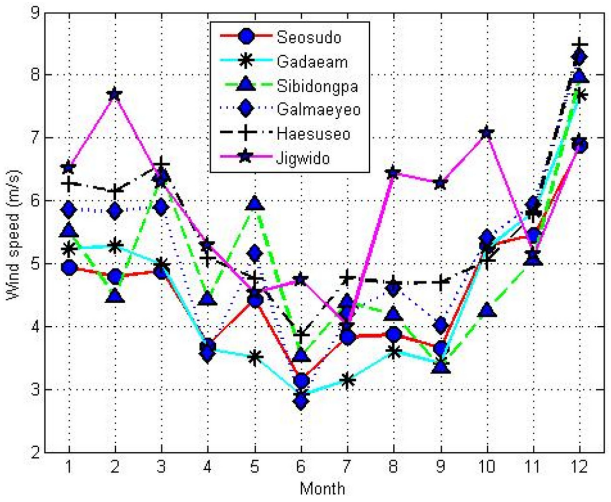

Fig. 5. Annual wind speed variations.

월 사이에는 풍속이 매우 낮게 나타났다. 가대암의 경우 1시간 평균 풍속은 12월에 7.69 m/s 로 가장 컸으며 6월에 2.90 m/s 로 가장 작은 풍속을 보였다. 연평균 풍속은 4.50 m/s 로 나타났으며 대체로 10~3월 사이가 높은 풍속의 바람이 불었고 4~9월 사이에는 풍속이 매우 낮게 나타났다. 십이동파의 경우 1시간 평균 풍속은 12월에 7.97 m/s 로 가장 컸으며 9월에 3.35 m/s 로 가장 작은 풍속을 보였다. 연평균 풍속은 5.00 m/s 로 나타났으며 대체로 4~6 m/s 풍속이 고르게 나타났다. 갈매여의 경우 1시간 평균 풍속은 12월에 8.30 m/s 로 가장 컸으며 6월에 2.81 m/s 로 가장 작은 풍속을 보였다. 연평균 풍속은 5.13 m/s 로 나타났으며 대체로 4~6 m/s 풍속이 고르게 나타났다. 해수서의 경우 1시간 평균 풍속은 12월에 8.49 m/s 로 가장 컸으며 6월에 3.85 m/s 로 가장 작은 풍속을 보였다. 연평균 풍속은 5.51 m/s 로 나타났으며 대체로 4~6 m/s 풍속이 고르게 나타났다. 지귀도의 경우 1시간 평균 풍속은 2월에 7.70 m/s로 가장 컸으며 7월에 4.00 m/s로 가장 작은 풍속을 보였다. 연평균 풍속은 5.90 m/s 로 나타났으며 대체로 4~6 m/s 풍속이 고르게 나타났다.

이상과 같은 자료를 분석한 결과, 가대암을 제외한 5개 지점에서 남쪽으로 이동하면서 풍속이 커지는 현상을 볼 수 있다. 가대암의 풍속이 서수도에 비하여 작은 이유는 지형적인 위치에 기인하는 것으로 판단된다. 또한 해수서와 지귀도의 경우, 다른 지역에 비해 태풍의 영향이 상대적으로 크며 이로 인해 7~10월에 다른 지역에 비해 월평균풍속이 크게 나타났다.

풍속 에너지량을 산출하기 위하여 먼저 풍속의 분포 특성을 검토하여야 하며, 풍속 정보에 적합한 분포 함수로 Weibull과 Rayleigh분포를 적용하였으며, 관측결과로부터 추정한 각 분포함수의 매개변수는 Table 3과 같다.

풍속 자료의 분포형은 풍속에너지 부존량을 예측하는데 매우 유용하게 이용된다. Weibull 분포와 Rayleigh 분포는 실제 풍속에 가장 적합한 모델로 가장 많이 사용되나, 분석결과 Weibull 분포가 실측자료와 더 유사한 것으로 나타났다. 따라서 본 연구에서는 Weibull 분포를 이용하여 해상풍력발전 부존량을 산정하였다.

Table 3. Estimated parameters of Weibull and Rayleigh distribution

No	Station	Weibull distribution		Rayleigh distribution
		k(m/s)	c(m/s)	σ(m/s)
1	Seosudo	1.664	5.129	3.819
2	Gadaeam	1.495	5.034	3.907
3	Sibidongpa	1.519	5.462	4.205
4	Galmaeyeo	1.550	5.743	4.374
5	Haesuseo	1.580	6.154	4.639
6	Jigwido	1.588	6.599	4.983

2014년도에 관측된 풍속 자료를 이용하여 6개 지점의 월별 풍력에너지 밀도(W/m^2)를 산정하였으며 이를 Fig. 6에 도시하였다. 그 결과, 서수도의 12월 풍력에너지 밀도는 413.52 W/m^2로 나왔으며 11월과 1월이 212.63 W/m^2과 174.24 W/m^2로 각각 나타났다. 또한 연간 평균 풍력에너지 밀도는 146.06 W/m^2로 나타났다. 따라서 Table 2에 의하면 서수도의 풍력 자원은 wind class 1의 poor 조건에 해당된다. 가대암의 12월 풍력에너지 밀도는 549.16 W/m^2로 나왔으며 11월과 1월이 255.69 W/m^2과 222.61 W/m^2로 각각 나타났다. 또한 연간 평균 풍력에너지 밀도는 166.13 W/m^2로 나타났다. 따라서 가대암의 풍력 자원은 wind class 1의 poor 조건에 해당된다. 가대암의 경우, 10월 ~ 3월이 발전 시기로 가장 적합하게 나타났으나, 대체로 풍황이 풍부하진 않았으며 특히 4~9월은 풍력에너지 밀도가 100 W/m^2이하로 대형 풍력발전 설치에는 매우 부적합하게 나타났다. 십이동파의 12월 풍력에너지 밀도는 634.8 W/m^2로 나왔으며 3월과 5월이 314.4 W/m^2과 258.94 W/m^2로 각각 나타났다. 또한 연간 평균 풍력에너지 밀도는 208.9 W/m^2로 나타났다. 따라서 십이동파의 풍력 자원은 wind class 2의 Marginal 조건에 해당된다. 십이동파의 경우, 11월 ~ 1월 및 3월이 발전 시기로 가장 적합하게 나타났다. 갈매여의 12월 풍력에너지 밀도는 652.6 W/m^2로 나왔으며 11월과 1월이 286.9 W/m^2과 277.2 W/m^2로 각각 나타났다. 또한 연간 평균 풍력에너지 밀도는 217.70 W/m^2로 나타났다. 따라서 갈매여의 풍력 자원은 wind class 2의 Marginal 조건에 해당된다. 갈매여의 경우, 11월 ~ 3월이 발전 시기로 가장 적합하게 나타났다. 해수서의 12월 풍력에너지 밀도는 670.28 W/m^2로 나왔으며 3월과 1월이 311.21 W/m^2과 307.36 W/m^2로 각각 나타났다. 또한 연간 평균 풍력에너지 밀도는 249.89 W/m^2로 나타났다. 따라서 해수서의 풍력 자원은 wind class 2의 Marginal 조건에 해당되며, 12월 ~ 3월이 발전 시기로 가장 적합하게 나타났다. 지귀도의 2월 풍력에너지 밀도는 525.49 W/m^2로 나왔으며 5월과 6월이 145.26 W/m^2과 153.49 W/m^2로 각각 나타났다. 또한 연간 평균 풍력에너지 밀도는 313.92 W/m^2로 나타났다. 따라서 지귀도의

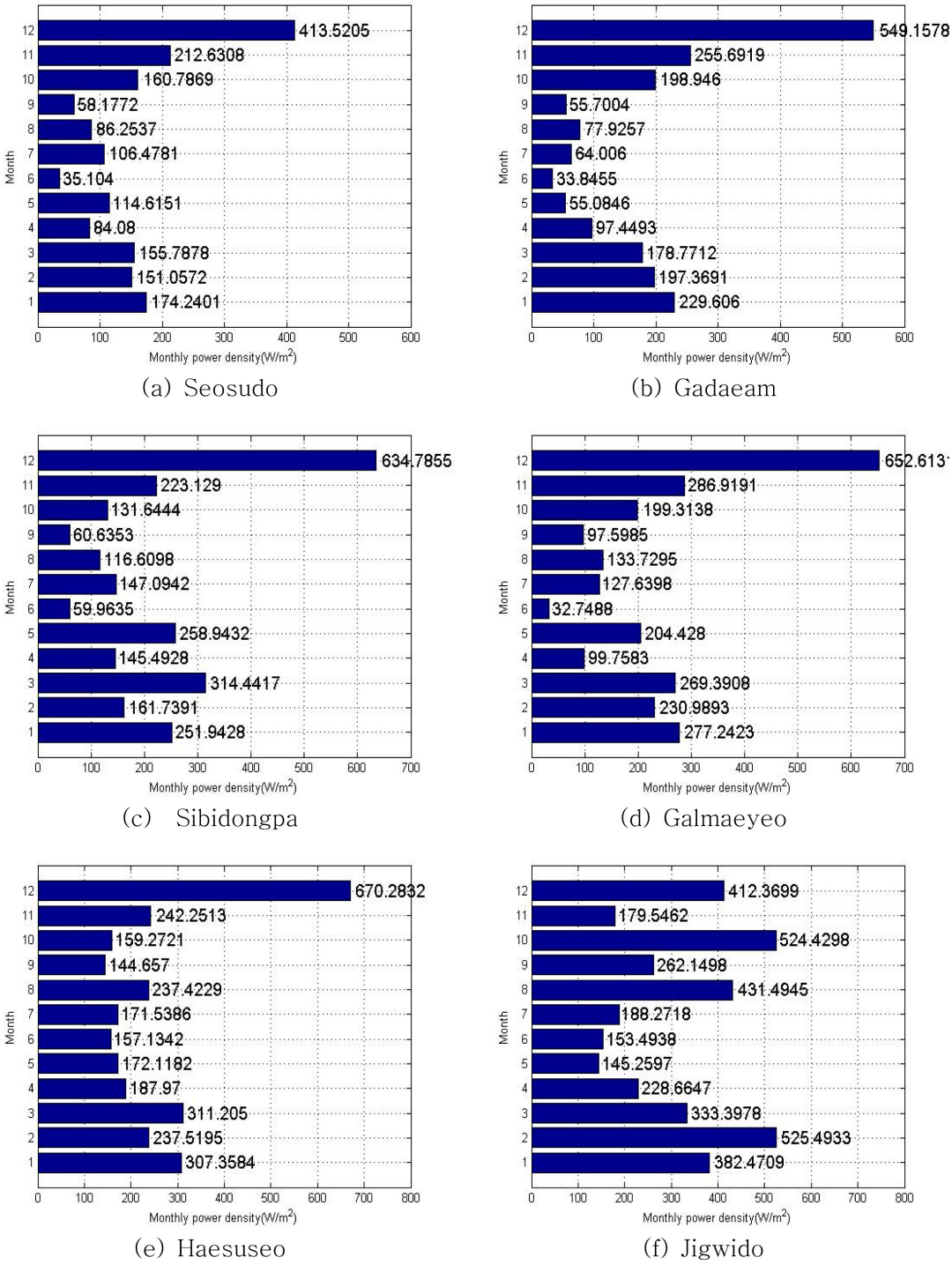

Fig. 6. Monthly wind power density.

풍력 자원은 wind class 2의 Marginal 조건에 해당된다. 지귀도의 경우, 추계 및 동계가 발전 시기로 가장 적합하게 나타났다.

식 (8)과 (9)를 이용하여 산정한 6개 지점의 발전량을 정리하면 다음과 같다.

서수도의 경우, 3 kW급 소형풍력발전기를 적용한 결과, Rayleigh 모델과 Weibull 모델의 경우 연간풍력 발전량은 각각 1,732.48 kWh와 2,102.37 kWh로 산정되었다. 이에 반해 10 kW급 소형풍력발전기에 대해서는 Rayleigh 모델이 8,985.68 kWh, Weibull 모델은 10,622.75 kWh로 연간풍력 발전량이 산정되었다. 한편, 풍력 발전 터빈시스템의 정격출력에 대한 이용률을 나타내기 위한 척도로서 풍력터빈의 이용률이 사용되며 연간 설비이용률이 17% 이상일 때 바람직하다. Rayleigh 분포를 이용하여 3 kW급 터빈과 10 kW급 터빈의 이용률을 산정한 결과, 3 kW급의 터빈은 6.59%의 이용률을 보였으며 10 kW급의 터빈은 10.26%의 이용률을 보였다. 반면 Weibull 분포에 적용하였을 때에는 3 kW와 10 kW가 각각 7.99%와 12.13%로 산정되었다.

가대암의 경우, 3 kW급 소형풍력발전기를 적용한 결과, Rayleigh 모델과 Weibull 모델의 경우 연간풍력 발전량은 각각 1,688.87 kWh와 2,283.37 kWh로 산정되었다. 이에 반해 10 kW급 소형풍력발전기에 대해서는 Rayleigh 모델이 8,763.80 kWh, Weibull 모델은 11,313.05 kWh로 연간풍력 발전량이 산정되었다. Rayleigh 분포를 이용하여 3 kW급 터빈과 10 kW급 터빈의 이용률을 산정한 결과, 3 kW급의 터빈은 6.43%의 이용률을 보였으며 10 kW급의 터빈은 10.00%의 이용률을 보였다. 반면 Weibull 분포에 적용하였을 때에는 3 kW와 10 kW가 각각 8.69%와 12.91%로 산정되었다.

십이동파의 경우, 3 kW급 소형풍력발전기를 적용한 결과, Rayleigh 모델과 Weibull 모델의 경우 연간풍력 발전량은 각각 2,141.70 kWh와 2,758.08 kWh로 산정되었다. 이에 반해 10 kW급 소형풍력발전기에 대해서는 Rayleigh 모델이 11,038.60 kWh, Weibull 모델은 13,509.41 kWh로 연간풍력 발전량이 산정되었다. 한편, Rayleigh 분포를 이용하여 3 kW급 터빈과 10 kW급 터빈의 이용률을 산정한 결과, 각각 8.15%, 12.60%의 이용률을 보였다. 반면 Weibull 분포에 적용하였을 때에는 3 kW와 10 kW가 각각 10.50%와 15.42%로 산정되었다.

갈매여의 경우, 3 kW급 소형풍력발전기를 적용한 결과, Rayleigh 모델과 Weibull 모델의 경우 연간풍력 발전량은 각각 2,481.99 kWh와 3,058.13 kWh로 산정되었다. 이에 반해 10 kW급 소형풍력발전기에 대해서는 Rayleigh 모델이 12,703.87 kWh, Weibull 모델은 14,899.55 kWh로 연간풍력 발전량이 산정되었다. 한편, Rayleigh 분포를 이용하여 3 kW급 터빈과 10 kW급 터빈의 이용률을 산정한 결과, 각각 11.64%, 17.01%의 이용률을 보였다. 반면 Weibull 분포에 적용하였을 때에는 3 kW와 10 kW가 각각 11.64%와 17.01%로 산정되었다.

해수서의 경우, 3 kW급 소형풍력발전기를 적용한 결과, Rayleigh 모델과 Weibull 모델의 경우 연간풍력 발전량은 각각 3,035.66 kWh와 3,544.35 kWh로 산정되었다. 이에 반해 10 kW급 소형풍력발전기에 대해서는 Rayleigh 모델이 15,334.16 kWh, Weibull 모델은 17,106.13 kWh로 연간풍력 발전량이 산정되었다. 한편, Rayleigh 분포를 이용하여 3 kW급 터빈과 10 kW급 터빈의 이용률을 산정한 결과, 각각 11.55%, 17.50%의 이용률을 보였다. 반면 Weibull 분포에 적용하였을 때에는 3 kW와 10 kW가 각각 13.49%와 19.53%로 산정되었다.

지귀도의 경우, 3 kW급 소형풍력발전기를 적용한 결과, Rayleigh 모델과 Weibull 모델의 경우 연간풍력 발전량은 각각 3,636.00 kWh와 4,121.60 kWh로 산정되었다. 이에 반해 10 kW급 소형풍력발전기에 대해서는 Rayleigh 모델이 18,087.71 kWh, Weibull 모델은 19,660.85 kWh로 연간풍력 발전량이 산정되었다. 한편, Rayleigh 분포를 이용하여 3 kW급 터빈과 10 kW급 터빈의 이용률을 산정한 결과, 각각 13.84%, 20.65%의 이용률을 보였다. 반면 Weibull 분포에 적용하였을 때에는 3 kW와 10 kW가 각각 15.68%와 22.44%로 산정되었다.

6. 결론 및 토의

본 연구에서는 서해안에 위치한 서수도, 가대암, 십이동파, 갈매여, 해수서, 지귀도 총 6개 지점에서 관측한 2014년 풍황 자료를 이용하여 풍력발전 부존량을 평가하였다.

풍력발전기로는 한국에서 개발한 소형풍력발전기 GWE-3kH(3 kW급) 터빈과 GWE-10KU (10 kW급) 터빈 2종류의 성능곡선을 이용하여 연간발전량을 산정하였다. 관측된 풍속 자료는 Weibull 분포와 Rayleigh 분포를 이용하여 분석하였으며, 분석결과 관측 자료를 Weibull 분포로 적합한 결과가 더 적합하다는 것을 알 수 있었다.

Weibull 모델을 이용하였을 때 Rayleigh 모델보다 높은 발전량이 계산되었으며, 3 kW급보다 10 kW급의 풍력발전기 모델이 더 높은 발전량을 생산하였다. 6개 지점의 관측자료 분석을 통하여 얻은 결과 중 10 kW의 풍력터빈 및 Rayleigh분포를 이용하여 산정한 결과를 Table 4에 정리하였다.

Table 4의 결과를 분석한 결과, 한반도 서해안을 따라 풍력발전 부존량은 북쪽에서 남쪽으로 내려갈수록 연평균 풍력에너지 밀도가 커진다는 것을 알 수 있다. 특히, 제주도 남쪽에 위치한 지귀도의 경우, 다른 5개 지점에 비하여 상대적으로 풍력발전 에너지 밀도가 높으며, 서수도보다는 2배 이상 높다는 것을 알 수 있다. 서수도 및 가대암의 경우 풍력발전 입지로는 wind class 1의 ‘Poor’결과를 얻었으며, 나머지 4개 지점은 ‘Marginal’ 결과를 얻었다.

풍력 발전 터빈시스템의 정격출력에 대한 이용률을 나타내기 위한 척도로서 풍력터빈의 이용률이 사용되며 연간 설비이용률이 17% 이상일 때 바람직하다. 본 연구에서 검토한 결과 갈매여, 해수서, 지귀도가 이러한 경우에 해당한다는 것을 알 수 있다.

일반적으로 해상 풍속은 육상에 비해 강하고, 연안에서 떨어진 해역에서는 20% 정도 풍속의 증가가 전망되고 있다. 또

Table 4. Characteristic values of each observation location

Station	Annual mean wind speed (m/s)	Annual mean energy density (W/m^2)	Wind resource category	Annual wind energy (kWh)	Capacity factor (%)
Seosudo	4.60	146.06	Poor	10,622.75	12.13
Gadaeam	4.50	166.13	Poor	11,313.05	12.91
Sibidongpa	5.00	208.90	Marginal	13,509.41	15.42
Galmaeyeo	5.13	217.70	Marginal	14,899.55	17.01
Haesuseo	5.51	249.89	Marginal	17,106.13	19.53
Jigwido	5.90	313.92	Marginal	19,660.85	22.44

한 평균 풍속은 멱법칙을 이용하여 높이에 따른 보정을 수행하는 경우 상당한 풍속증가 효과를 얻을 수 있으므로, 차후 다양한 종류의 터빈을 이용하여 연간 발전량 및 터빈 이용율을 산정할 필요가 있다.

감사의 글

이 논문은 2013학년도 원광대학교의 교비 지원에 의해서 수행되었습니다. 연구비 지원에 감사드립니다.

References

Ahmed, M.A., Ahmad, F. and Akhtar, M.W. (2006). Assessment of wind power potential for coastal areas of Pakistan. Turk J Phys, 30, 127-135.

Aynur, U. and Figen, B. (2010). Assessment of wind power potential for turbine installation in coastal areas of Turkey. Renew Sustain Energy Rev, 14, 1901-1912.

Cliff, W.C. (1977) The effect of generalized wind characteristics on annual power estimates from wind turbine generators. Battelle.

Coastal Development Institute of Technology (2001). Technology manual of offshore wind power. CDIT (In Japanese).

Ethiopian Resource Group (2009). Diversity and security for the Ethiopian power system: a preliminary assessment of risks and opportunities for the power sector.

Garrad, A. (1991). Wind energy in Europe: a plan of action, summary report of wind energy in Europe-time for action. The European Wind Energy Association.

Higgins, P. and Foley, A. (2014). The Evolution of Offshore Wind Power in the United Kingdom. Renewable and sustainable energy reviews, 37, 599-612.

Hwang, B.S. (2010). An understanding of advanced wind turbines, Korea, A-JIN (in Korean).

International Energy Agency. (2013). Technology Roadmap-Wind energy. 2013 edition, IEA, Paris, 1-53.

Ilinca, A., McCarthy, E., Chaumel, J.L. and Retiveau, J.L. (2003). Wind potential assessment of Quebec Province. Renewable Energy, 28, 1881-97.

Irwanto, M., Gomesh, N., Mamta, M.R. and Yusoff, Y.M. (2014). Assessment of wind power generation potential in Perlis, Malaysia. Renewable and sustainable energy reviews, 38, 296-308.

Korean Meteorological Administration (2015). http://www.kma.go.kr (in Korean).

Korean Meteorological Administration (2007). Research Report for Development of Wind Resource Map (in Korean).

Korea Ocean Research & Development Institute (2011). Technology Manual of Offshore Wind Power : Focused on Foundation Methods. KORDI (in Korean).

Köse, R. (2004). An evaluation of wind energy potential as a power generation source in Ktahya, Turkey. Energy conversion and management, 45, 1631-1641.

Lee, M.-E., Kim, G., Jeong, S.-T., Ko, D.-H. and Kang, K.-S. (2013). Assessment of offshore wind energy at Younggwang in Korea. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 21, 131-141.

Manwell, J.F., McGowan, J.G. and Rogers, A.L. (2002). Wind energy explained:theory, design and application. Amherst. USA, John Wiley & Sons, 2002.

Mirhosseini, M., Sharifi, F. and Sedaghat, A. (2011). Assessing the wind energy potential locations in province of Semnan in Iran. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, 2545-2556.

Received 20 August, 2015
Revised 24 August, 2015
Accepted 25 August, 2015