

영광 해상풍력단지 발전량 예측에 관한 연구

정문선*, 문채주**, 정권성***, 최만수****, 장영학*****

*목포대학교 전기공학과(suny3124@nate.com), **목포대학교 전기공학과(cjmoon@mokpo.ac.kr),
목포대학교 전기공학과(muan97@hanmail.net), *(주) DMS(cmsopen@dms21.co.kr),
*****목포대학교 제어로봇공학과(yhchang@mokpo.ac.kr)

The Research on the Yeonggwang Offshore Wind Farm Generated Energy Prediction

Jeong, Moon-Seon* Moon, Chae-Joo** Jeong, Gwan-Seong*** Choi, Man-Soo****
Jang, Yeong-Hak*****

*Dept. of Electrical Engineering College of Mokpo National University(suny3124@nate.com)
**Dept. of Electrical Engineering College of Mokpo National University(cjmoon@mokpo.ac.kr)
***Dept. of Electrical Engineering College of Mokpo National University(muan97@hanmail.net)
****DMS CO. Wind Power Division of Suwon, South Korea(cmsopen@dms21.co.kr)
*****Dept. of Control Robot Engineering, Mokpo National University(yhchang@mokpo.ac.kr)

Abstract

As the wind farms in large scale demand enormous amount of construction cost, minimizing the economic burden is essential and also it is very important to measure the wind resources and forecast annual energy production correctly to judge the economic feasibility of the proposed site by way of installing a Met mast at or nearby the site.

Wind resources were measured by installing a 80[m] high Met mast at WangdeungYeo Island to conduct the research incorporated in this paper and offshore wind farm was designed using WindPRO. Wind farm of 100[MW] was designed making use of 3 and 4.5[MW] wind generator at the place selected to compare their annual energy production and capacity factor applying the loss factor of 10[%] and 20[%] respectively to each farm.

As a result, 336,599[MWh] was generated by applying 3[MW] wind generator while 358,565 [MWh] was produced by 4.5[MW] wind generator. Difference in the energy production by 3[MW] generator was 33,660 [MWh] according to the loss factor with the difference in its capacity factor by 3.8[%]. On the other hand, 23 units of 4.5 [MW] wind generators showed the difference of annual energy production by 35,857 [MWh] with 4.0[%] capacity factor difference.

Keywords : WindPRO, 해상풍력단지(Offshore Wind Farm), 해상 풍력단지 설계(Design of a offshore wind), 난류강도(Turbulence intensity), 풍력에너지 생산량(Wind Energy Production)

Submit date : 2012. 2. 7, Judgment date : 2012. 2. 14, Publication decide date : 2012. 5. 14.
Communication author : Moon, Chae-Joo(cjmoon@mokpo.ac.kr)

1. 서 론

현재 탄소 함유량이 많은 화석연료의 사용으로 인한 지구 온난화 현상과 기후 이변으로 환경문제에 대한 심각성이 크게 대두되고 있다. 지구 온난화의 주된 원인이라고 볼 수 있는 이산화탄소 배출을 억제하기 위한 대체 에너지원으로 신재생 에너지가 각광을 받아, 전세계적으로 산업계와 학계를 중심으로 투자 및 연구개발이 활발히 진행되고 있다.

그 중에서도 풍력발전은 무한정, 무공해 자원으로 친환경적이며, 발전단가가 저렴하여 타 에너지원에 비해 각광받는 신재생에너지원이다. 그 결과 전 세계적으로 수요 급증과 기술 개발로 인해 풍력발전기의 용량과 크기는 대형화가 되고 있다.

풍력발전기의 규모가 커짐에 따라 육상의 경우 설치장소가 부족하며, 소음과 민원발생 원인 및 환경 제약적 문제 등이 존재하여 풍력발전단지 건설은 해상으로 점차 활성화되고 있다.

하지만 해상풍력은 기초 공사 및 해저케이블 설치로 인해 약 2~2.5배 높은 초기 투자비용이 요구되므로 대규모 풍력발전단지의 건설은 이러한 경제적 부담을 최소화하고 사업성을 판단해야 한다. 그 중 가장 먼저 평가되어야 할 것은 발전단지 선정지에서 계측된 풍황 데이터를 이용하여 연간 생산되는 발전량을 예측하는 것이다.^{[1],[2]}

따라서 본 논문에서는 2.5[GW] 서남해안 해상풍력단지 개발 선정 지점 인근에 위치한 왕등여 섬에 80[m]높이의 Met mast에서 계측된 데이터를 가지고 영광 앞바다의 풍황을 분석하고, 자원 예측은 EMD사의 WindPRO를 이용하여 발전량을 예측하였으며, 발전량 예측은 Met mast 인근에 정격용량이 다른 3[MW]급, 4.5[MW]급의 발전기를 각각 적용시켜 100[MW]급 풍력발전단지를 설계할 경우 용량별로 발생하는 발전량과 이용률 예측에 관한 연구를 수행 하고자 한다.

2. 연구 방법

2.1 실측지점

본 논문에서 측정한 자료는 풍황자원이 우수한 전남 영광 앞바다에 위치하며, Met mast는 석만도에서 동쪽방향으로 약 7[km]이격된 왕등여 섬에 설치하여 풍황자원을 측정 하였다.



Fig 1. Met mast measurement point and region selected as site

Met mast가 설치된 곳은 국토지리정보원 기준 Bessel TM좌표 N120,894 E208,268이며, 약 30[m] 높이의 섬에 80[m]높이의 Lattice형 철탑을 이용하여 풍황자원을 측정하였고, 설치된 센서의 종류와 높이는 Table. 1과 같다.



Fig 2. Met mast installation landscape photograph

Table. 1 Specifications and installation point of sensors

Sensor Standards	Measured Height[m]
#40 Anemometer Sensor	80,70,60,40,20
#200P Wind Direction Vane	78,58,38
#110S Temperature	2
#BP-20 Pressure	2

2.2 이론

공기의 이동에너지는 질량과 속도에 비례한다. 공기의 질량은 공기밀도와 풍속에 비례하므로 풍력에너지 밀도(P)는 공기밀도(ρ)에 비례하고 풍속(V)의 세제곱에 비례한다.

수식 1은 단위면적당 풍력에너지밀도와 풍속 및 공기밀도의 관계를 나타낸 것이다.^{[3],[4]}

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3 [W/m^2] \quad (1)$$

에너지밀도의 경우 일반적인 수식1를 10분마다 측정된 데이터에 적용하여 에너지밀도를 산출하며, 방위별 산출의 수식은 다음과 같다.

$$P_{Sector} = \frac{\text{해당방위 에너지밀도합계}}{\text{대상기간의 데이터수}} \quad (2)$$

풍속의 출현빈도는 확률분포 형태로 존재하며, 측정기간 동안의 풍속의 출현빈도를 풍속확률밀도 분포라고하며, 풍속확률밀도 함수는 Weibull분포 함수를 이용하여 표현하며, 수식3을 통해서 확인 할 수 있다.

$$f(V) = \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right] \quad (3)$$

수식 3과 풍력발전시스템의 성능출력 곡선에 의해 수식 4와 같이 평균 발전출력이 계산되어진다.^{[3],[4]}

$$\overline{P_{wt}} = \int_0^\infty f(V) \times P_{wt}(V) dV \quad (4)$$

설비이용률은 수식 5를 활용하여 산출이 가능하다.

$$CF = \frac{\text{연간발전량}}{\text{정격출력} \times \text{연간시간수}} \times 100[\%] \quad (5)$$

풍속의 높이 보정은 풍력발전기의 허브 높이에 맞춰 보정해야 하며, 일반적으로 수식 6과 같이 지수법칙(power law)을 이용하여 높이별 풍속 보정 후 예측높이의 풍속과 연간발전량을 예측한다. WindPRO의 모듈중 METTEO모듈 또한 수식 6의 수식을 적용하여 데이터를 분석한다.^{[3],[4],[6]}

$$\frac{U(Z)}{U(Z_a)} = \left(\frac{Z}{Z_a}\right)^\alpha \quad (6)$$

2.3 예측프로그램

본 논문에서 발전량 예측 프로그램은 풍력단지 설계를 목적으로 널리 사용되고 있는 덴마크 Risø 연구소의 WAsP과 덴마크 EMD사의 WindPRO를 사용하여 분석하였다.

Table. 2 WindPRO module and functions

Model	Main Function
BASIC	Basic Module of Wind Turbine Generator System(WTGs), Project Management
METTEO	Conversion and Analysis of Wind Power Data
PARK	Loss Analysis According to Wind Farm Layout
RESOURCE	Creation and Presentation of Wind Power Map
STATGEN	Statistics of Measured Data
WASP INTERFACE	Prediction of Amount of Power Generation at Complex Terrain

WindPRO는 복잡지형에서 WAsP과 연계

한 WASP-interface 모듈을 사용하여 풍황을 예측하는 것을 권장하고 있으며 본 논문에서 사용된 WindPRO의 주요 모듈은 Table. 2에 나타내었다.^{[5],[6]}

3. 풍황자원 분석 및 발전기 선정

3.1 풍황자원 분석

측정 기간은 2010년 2월부터 2012년 01월 까지 24개월 동안 측정된 자료이며, 이중 센서의 오작동으로 측정되지 않은 데이터 186개가 손실되었다.

또한, 측정기간 중 2011년 6월에 80[m]높이에서 계측기의 오작동이 발생 하였으며 본 논문에서는 해당기간의 측정 데이터 중 0.4[m/s]의 최하풍속이 발생했을 때, 보다 낮은 높이에서 0.4[m/s]이상의 풍속이 출현할 경우 이를 센서오류로 판단하여 해당 데이터를 삭제하였다.

사용된 데이터는 전체 손실 데이터를 제외한 총 104,489개, 99.3[%]의 데이터를 사용하였고, 40[m]와 80[m]높이에서 측정된 데이터를 Fig.3과 같이 각 연도별, 월별로 분석하였다.

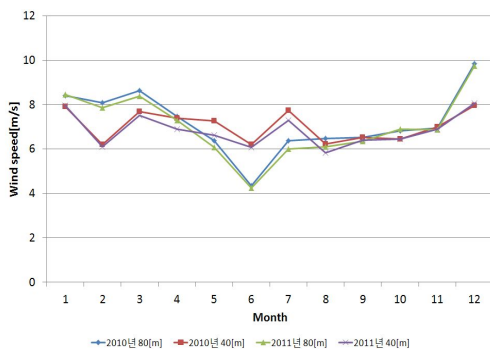


Fig. 3 Monthly average wind speed at 40[m] and 80[m] heights

2년 동안 측정된 40[m]높이에서 평균풍속은 6.94[m/s]이며, 80[m]높이에서는 7.12[m/s]

의 바람자원이 존재한다.

2011년 2월의 풍황자원이 2010년 보다 약 1.82[m/s] 낮게 측정되었다. 또한 2010년과 2011년의 12월 데이터를 분석한 결과 2011년의 데이터가 1.88[m/s]의 차이로 낮게 측정되었다.

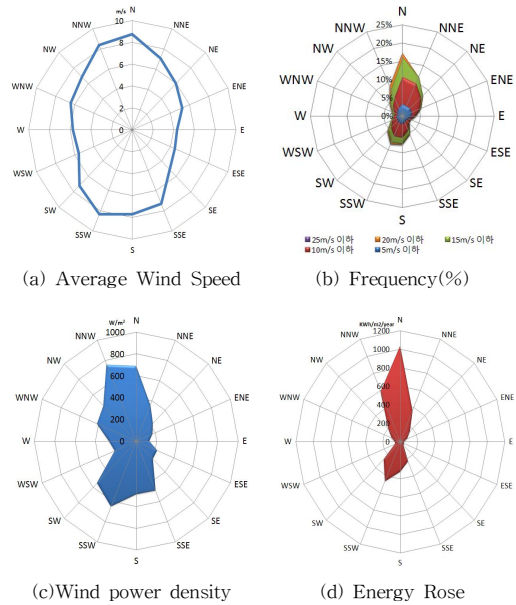


Fig. 4 Wind rose resource of the measurement point

Fig. 4의 (a)와 (b)는 방위별 풍속과 풍향빈도를 나타낸 것으로 N방위에서 8.75[m/s]의 풍속이 존재하며, 17.3[%]의 높은 빈도를 나타내고 있다. Fig. 4의 (c)와 (d)는 방위별 에너지 밀도와 연간 발전량을 나타낸 것으로 NNW방위에서 756.28[W/m²]로 가장 높은 에너지밀도 분포가 분포하지만 연간 생산되는 에너지량은 N방위에서 1,035.76 [KWh/m²/year]로 가장 높게 분포하였다.

이는 N방위보다 NNW방위에서 10[m/s]를 초과하는 고풍속이 N방위에서는 6,754개, NNW방위에서는 9,255개의 데이터가 분석되었고, 이로 인해 에너지량이 풍속보다 다소 상이하게 NNW방위에서 조금 더 높게 분석된 것으로 판단된다.

또한 연간 에너지량의 경우 에너지밀도에 풍속의 빈도를 곱하기 때문에 빈도수가 높은 N방위의 발전량이 높아지는 것으로 분석되었다.

풍속 출현빈도는 통상적으로 확률밀도분포로 나타내며, 본 논문에서는 풍속 출현빈도를 수식 3과 같이 Weibull 분포법으로 사용하였다.

Weibull 분포법은 2가지 계수가 적용되는데 이 중 C(A)를 형상계수라고하며, K를 척도계수라고 한다.^{[3],[4]}

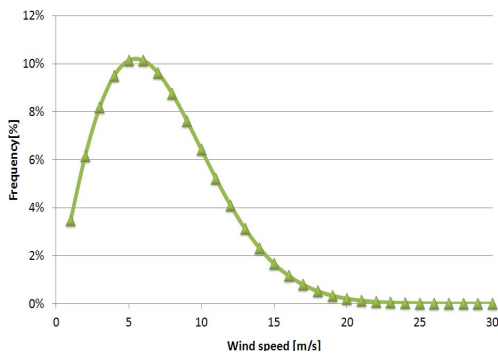


Fig. 5 Weibull distribution at 80[m] height

측정된 자료를 통해 계수값을 얻은 결과 scale factor C(A)값은 8.50[m/s]이고, shape factor K값은 1.975이다.

측정된 풍향 데이터를 Pacific Northwest Laboratory에서 개발한 10[m], 50[m] 고도에서의 풍력밀도 분류표를 80[m]로 보정하여 분류한 결과 Power Class의 3등급에 속한다.^[3]

3.2 풍력발전기 선정 기준

(1) 난류강도

IEC 61400-1의 규정에 의하면 허브높이 64[m]이상의 풍력발전기는 42[m]높이에서 측정된 14.5[m/s]이상 15.5[m/s]미만의 풍속대역을 난류강도 등급으로 규정하고 있다.^[7]

본 연구에서 사용된 Met mast의 경우 측정기간의 설치 높이가 10[m] 혹은 20[m]의 간

격으로 측정하였기 때문에 42[m]가 아닌 이와 가장 가까운 40[m]에서 측정된 데이터를 활용하였다. 측정된 Mean Value는 7[%]이며, Mean+1.28 × Std dev 는 11[%]로 IEC61400-1 기준의 Class C에 포함되며, Fig. 6은 방위별로 난류강도를 분석한 결과이다.

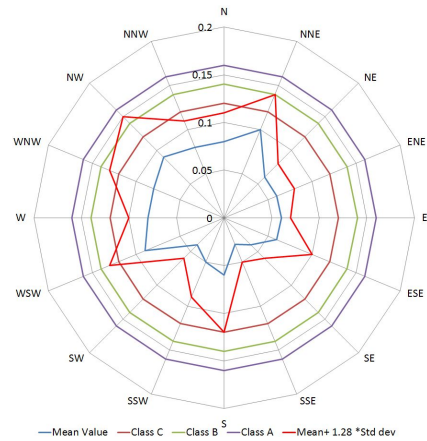


Fig. 6 Turbulence intensity of each bearing at 40[m] height

(2) 극한풍속

극한풍속은 계측된 자료에서 최대 풍속을 갱신하는 기간을 Gubel 분포법과 같은 통계학적 방법으로 주기와 확률을 산출하는 것으로서 Gubel 분포법을 사용하여 극한 풍속을 산출하였다.^[7]

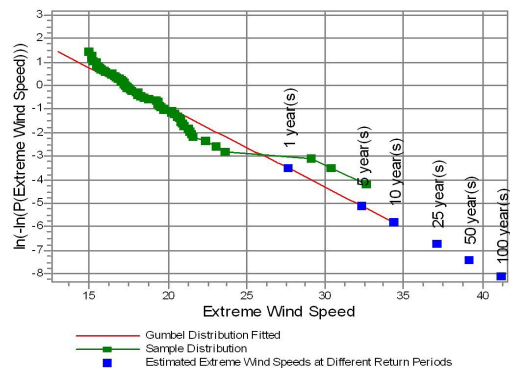


Fig. 7 Extreme wind speed at 80[m] height

분석된 극한풍속 값은 50년 주기의 경우 39.2[m/s], 1년 주기 27.6[m/s]로 산출되었으며, IEC 61400-1규정에서 정의한 풍력발전기 클래스의 기본 파라미터에서 37.5[m/s]~ 42.5[m/s]에 속하므로 II등급이상의 발전기 적용이 가능하다.

(3) 발전기 선정

시뮬레이션을 수행하기 위해 영구자석형의 풍력발전기를 우선 고려하였고, 생산 발전량과 이용률을 높이기 위한 방안으로 블레이드의 크기는 110[m] 이상의 것으로 선정하였다. 그 결과 선정된 발전기는 V112와 G136의 모델이며 이들의 제원은 Table. 3과 같고, Power Curve는 Fig. 8과 같다.

Table. 3 Specifications of the wind turbine

Diagnosis	V112	G136
Rated Power[KW]	3,000	4,500
Wind Class	IEC IIA	Class III
Rotor Diameter[m]	112	136
Hub height[m]	94	120
Cut-in wind speed	3	3
Cut-out wind speed	25	30
Generator Type	permanent magnet generator	Permanent magnet synchronous generator

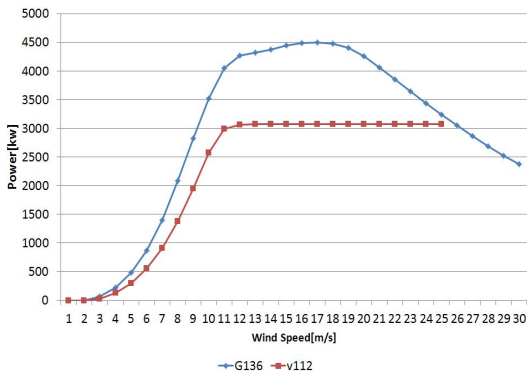


Fig. 8. Power curve of the selected wind turbine

4. 풍력발전단지 설계

4.1 개발 가능 부지평가

서남해안지역은 풍황자원이 제주도 보다 약하지만 바람자원은 Class 3등급 이상, 평균 수심 20[m]이내, 전형적인 리아스식 형태 퇴적 환경이 존재한다.



Fig. 9. Sounding chart of the selected point

본 논문에서 선정한 부지는 수심은 Fig. 9와 같으며, 선정지점의 평균수심은 10[m]이며, 항로, 군사시설, 양식장 등의 입지를 배제하여 선택한 영역이다.

계통 연계방안은 직선거리로 홍농변전소 약 20[km], 고창 변전소 약 46[km] 정도 이격된 지점에 연결해야한다. 하지만 정부에서 추진하는 서남해안 2.5[GW] 해상풍력발전단지의 계통연계 전략을 살펴보면 호남지역의 전력수요가 적기 때문에 해상풍력에서 발생하는 전력을 대규모 전력수요지인 수도권으로 HVDC 해저 케이블을 이용하여 수송하는 방안을 현재 모색 중이다. 또한 서해안 일원에서 개발 추진중인 풍력, 조력, 화력 등에서 생산된 전력을 수도권으로 송전하는 Master Plan을 구축할 계획이다.^[8]

본 논문에서 선정한 지역은 정부에서 추진 중인 발전단지과 약 15[km] 이격된 지점에 위치하므로 이곳에 전력을 연계하는 것이 가장 최적이라 판단된다.

4.2 풍력발전단지 설계

풍력발전량의 예측은 16방위로 구분한 방위별 풍력자원을 Jensen Single 후류모델에 적용한 결과 후류로 인한 손실이 최적인 지점을 선정 하였다. WindPRO에서 발전기 후류 영향은 Jensen Wake 모델을 적용하고, 난류 모델은 S. Frandsen 모델을 적용해 수치모의 해석을 하였다.

단지 설계시 각 터빈간 설치 간격은 주풍향의 횡방향으로 5D, 종방향으로 10D을 적용하였다. 주풍의 직접적인 영향으로 인한 타워의 진동과 소음 그리고 발전기의 여러 가지 손실을 최소화할 위해 정북에서 NNW 방향으로 10°정도 기울려 단지를 배열하였다.

4.3 손실요인 추정

2006년도 에너지기술연구원에서 제작한 ‘풍력발전단지 건설을 위한 지침서 및 지역 수용성 제고방안 연구’ 보고서의 손실추정 값은 Table. 4와 같다.^[9]

Table. 4 Estimated factors of loss

Causes of Loss	Rate of Loss [%]	Application Rate [%]
Topographical Factor	1	99
Loss of Power	1	99
Rate of Operation	3	97
Other Losses etc.	0	100
Total	5	95

실제 풍력발전단지를 운영할 경우 Table. 4에서 제시한 손실률 보다 더 클 것으로 판단되기 때문에 WindPRO 시뮬레이션 수행시 손실요인을 10[%], 20[%]를 적용했을 경우 연간 생산 발전량과 이용률의 차이를 확인하고자 한다.

4.4 풍력발전단지 설계 결과

Fig. 10 부터 Fig. 13는 같은 장소에 3[MW]

급 34기, 4.5[MW]급 23기를 각각 적용했을 경우의 발전단지 배열과 방위별 발전량을 나타낸 것이다. 3[MW]급 34기 적용시 358,014[MWh]의 발전량이 생산되며, 4.5[MW]급 23기 적용시 376,675[MWh]의 발전량이 생산 된다. 이중 지형에 의한 손실과 발전단지 배열에 의한 손실을 제외한 발전량은 각각 336,599 [MWh], 358,565[MWh]이다.



Fig. 10. Wind farm with the application of 34 V112 turbines

V112를 적용한 풍력발전단지에서는 기당 발전량은 최소 8,683[MWh/year]에서 최대 9,291[MWh/year]로써, 1호기가 가장 많은 전력생산량이 발생할 것으로 예상되며, 17호기가 가장 낮은 전력생산량을 발생 할 것으로 분석되었다.

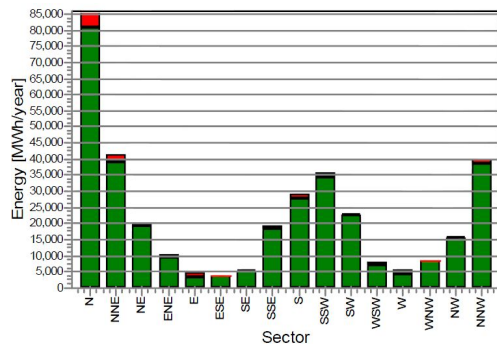


Fig. 11. Generation rate at each bearing with the application of 34 V112 turbines

이는 후류영향으로 인한 손실로 추정되며, 발전기별 후류손실을 Jenson CFD Wake model로 수치모의 해석 결과 2.2[%]에서 8.3[%]로 분석되었다. 또한, 후류로 인한 난류강도도 15[%]내로써 풍력발전기 안정등급 범위 내에 존재하므로 배치에 문제가 없는 것으로 판단된다.

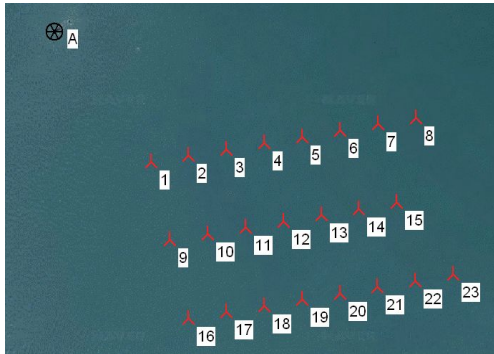


Fig. 12. Wind farm with the application of 23 G136 turbines

G-136을 적용한 풍력발전단지에서는 기당 발전량은 최소 15,229[MWh/year]에서 최대 16,049[MWh/year]로써, 1호기가 가장 많은 전력생산량이 발생할 것으로 예상되며, 12호기가 가장 낮은 전력생산량을 발생 할 것으로 분석되었다.

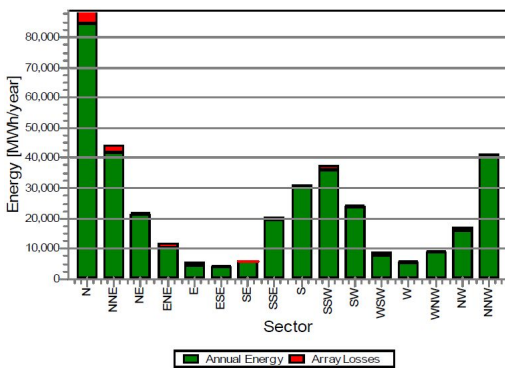


Fig. 13. Generation rate at each bearing with the application of 34 G136 turbines

이는 후류영향으로 인한 손실로 추정되며, 발전기별 후류손실을 Jenson CFD Wake model로 수치모의 해석 결과 2.2[%]에서 6.8[%]로 분석되었다. 또한, 후류로 인한 난류강도도 15[%]내로써 풍력발전기 안정등급범위 내에 존재하므로 배치에 문제가 없는 것으로 판단된다. 또한 앞서 언급한 바와 같이 손실률을 10[%], 20[%] 적용하여 설계하였을 경우 생산되는 발전량과 이용률을 비교한 결과 Table. 5와 같다.

Table. 5 Capacity factor and generation rate based on the loss rate

	loss factor	V112	G136
Annual Energy Production [MWh]	10[%]	302,939.1	322,708.7
	20[%]	269,279.2	286,852.2
Capacity Factor [%]	10[%]	33.9	35.6
	20[%]	30.1	31.6

WindPRO의 시뮬레이션 결과 발전량과 이용률이 높게 나타났다. 이는 앞서 언급한 바와 같이 발전기의 블레이드 크기와 관계가 있기 때문이라 판단된다. 또한 측정 자료의 경우 연 평균 7[m/s]이상이며, 주변 지형으로 인한 바람왜곡이 적기 때문에 높은 발전량과 이용률이 나온 것으로 판단된다.

5. 결 론

서해안 왕등여 섬에 설치된 80[m]높이의 Met mast에서 측정한 데이터를 활용하여 해상풍력발전단지를 건설할 경우 발전기 용량별 연간 생산되는 발전량과 이용률을 WindPRO를 통해 계산하였다.

- (1) 서해안에 위치한 왕등여 섬에서 측정된 80[m]높이의 평균 풍속은 7.12[m/s]이고, N방위에서 17.3[%]의 가장 높은 풍향빈

- 도를 나타내고 있으며, Class II-C 등급 이상의 풍력발전기 적용이 가능한 지역으로 분석되었다.
- (2) V112의 발전기를 적용시킬 경우 후류 손실은 2.2[%]에서 8.3[%]로 예상되며, G136의 발전기의 경우 2.2[%]에서 6.8[%]로 분석되었다.
 - (3) 후류로 인한 난류강도도 15[%]내로써 풍력발전기 안정등급 범위 내에 존재하므로 배치에 문제가 없는 것으로 판단된다.
 - (4) 풍력발전단지에 손실률 10[%] 증가 시킬 때 마다 발전량과 이용률 차이는 3[MW]급의 경우 약 33,660 [MWh], 이용률 3.8[%]이며, 4.5[MW]급의 경우 35,857[MWh], 이용률 4.0[%]차가 발생된다.
 - (5) 본 논문에서 선정된 지점의 경우 계통연계 문제가 해결된다면 향후 개발 가능성이 높은 지역으로 판단된다.

후 기

본 연구는 “지식경제부”, “한국산업기술진흥원”, “호남광역경제권 선도사업지원단”의 “광역경제권 선도산업 육성사업”으로 수행된 연구결과입니다.

참 고 문 헌

1. Samsung Economics Research Institute (SERI) management note “The Change of the Offshore Wind Competitive Paradigm” October 2011
2. Moon Seon Jeong, Chae Joo Moon, Kyu Pan Jo, Chang-Jo Yang “ The Offshore Wind Farm Feasibility Study based on the Analysis of Wind Conditions” Journal of The Korean Society of Marine Environmental Engineers, 2010
3. Byung Sun Hwang, An Understanding of Advanced Wind Turbines, 2009
4. Wind Energy Handbook, 2006
5. Hyun-Goo Kim, “Comparative Analysis of Commercial Softwares for Wind Climate Data Analysis”, The Korean Society For New And Renerwable Energy, Vol.6, No.2, pp.5-11, 2010
6. WindPRO 2.7 User Guide book
7. IEC 61400-1 ed3, 2007
8. Do-Hyung Kim, “The interior of a country Offshore feasibility study and promotion strategy”, The Korean Institute of Electrical and Electronic Material Engineers, Vol.24, No.3, pp.13~20
9. Korea Institute of Energy Research, Preparation of a Guide for Permitting and Enhancement of Public Acceptance of Wind Power Development in Korea, 2006