

해상풍력발전 단지배치에 따른 민감도 분석에 관한 연구

김도형*, 장은영*, 경남호*, 김홍우*, 김성완*, 김창석**

*한국에너지기술연구원 풍력발전연구센터(seotagi@kier.re.kr), (wind0170@kier.re.kr),
*한국에너지기술연구원 풍력발전연구센터(nhkyong@kier.re.kr), (k-hw@kier.re.kr), (kso@kier.re.kr),
**공주대학교 컴퓨터교육과(csk@kongju.ac.kr)

A Study on the Sensitivity Analysis of Offshore wind farm Design

Kim, Do-Hyung* Jang, Eun-young* Kyong, Nam-Ho* Kim, Hong-Woo*
Kim, Sung-Hwan* Kim, Chang-Suk**

* Korea Institute of Energy Research(seotagi@kier.re.kr), (wind0170@kier.re.kr),
* Korea Institute of Energy Research(nhkyong@kier.re.kr), (k-hw@kier.re.kr), (kso@kier.re.kr),
** Dept. of Computer education, Kongju University(csk@kongju.ac.kr)

Abstract

This study draws economic expense factors according to the influence of generation resulted from slipstream and the arrangement of the complex when arranging and designing the complex for offshore windpower development as a model of 50MW offshore wind farm and conducts economics analysis. According to the result of the analysis, O (Optimize) arrangement was the one that has the highest generation for having the best windpower resources in terms of design and being least affected by slipstream; however, the arrangement requires expensive submarine cables and high installation cost. Therefore, according to the analysis of economics, it was thought that 50MW complex should have less economics as BC ratio 0.95 than the series arrangement of main wind direction and I+80 series arrangement would be rather more economical. This economics evaluation provides comparison according to the arrangement of the development complex considering the uncertainty of the electricity price and gross construction cost. And it is expected that the result of economics evaluation would greatly differ by installation capacity, and the reason is that the cost of electric infrastructure takes up a higher portion than the gross construction cost of the development complex. The only way to compensate this part is to make the windpower development complex larger. It seems that it will be necessary to enhance spot applicability to evaluate economics afterwards and pay consistent attention to and conduct follow-up research on the economics evaluation of the complex construction.

Keywords : 해상풍력(offshore wind), 풍력 데이터베이스(wind database), 민감도 분석(Sensitivity Analysis), 경제성 분석(Economic analysis), 해상 풍력단지 설계(Design of a offshore wind)

투고일자 : 2011년 4월 1일, 심사일자 : 2011년 4월 18일, 게재확정일자 : 2011년 5월 23일
교신저자 : 김창석(csk@kongju.ac.kr)

1. 서 론

지속적인 고유가화 경향에 따른 석탄, 가스 등의 전반적인 에너지 자원 가격의 상승과 기후 협약으로 인한 온실가스 저감 의무화에 대처하기 위한 가장 실용적 대안으로 평가되고 있는 풍력발전은 기술적인 측면에서도, 시장규모 측면으로도 비약적인 성장을 거듭하고 있다. 2009년 말 현재 전 세계에는 약 15만기, 1억 6천만 킬로와트의 풍력발전 용량이 보급되어 운영 중에 있어서 전 세계 발전량의 1.6%를 차지하고 있으며 10년 후 2019년에는 약 10억 킬로와트, 전 세계 발전량의 8.4%에 도달할 전망이다. 새로운 산업인 풍력발전의 시장규모는 급성장 중에 있으며 2009년도 한 해 동안 세계 시장 규모는 3,810만 킬로와트, 약 60조원(Turnkey 가격기준)에 달하고 2003년도부터 계속 20% 이상의 성장률을 기록해 왔다. 풍력발전 산업은 전 세계적으로 볼 때 아직 성장기 초기에 진입하고 있으며 향후 10년 후인 2019년에는 연간 세계 시장 규모가 약 250조원이 될 것으로 전망되고 있다.²⁾

풍력 발전은 여러 가지 신재생에너지원 가운데 가장 강력한 시장경쟁력을 갖추고 있으며 이미 대규모 풍력발전단지가 개발완료 되었고 지속적으로 개발진행 중에 있다. 해상풍력발전은 풍부한 부지 활용 가능성과 내륙에 비해 풍력자원이 대체로 우수하고, 해상에는 장애물이 없고 표면 거칠기가 낮아 좋은 품질의 풍력자원을 기대할 수 있다.¹⁾

본 논문에서는 서해안 지역의 해상 풍력 발전단지 건설 예비 타당성 조사의 일환으로 대상 해역의 기상측정 자료를 수집하고 분석하였다. 또한 전력선 시공과 해상구조물 설계를 위한 현지 부지 특성 조사, 해역 특성 조사, 파도 해류 및 조위 자료조사, 이 밖에 경제성 분석 연구에 필요한 인근 송배전 및 변전소 위치와, 인근 해역의 어장형성, 문화재 등의 자료를 종합하여 해상풍력단지를 설계하고 단지 배치에 따른 민감도 분석을 실시하였다.

2. 해상풍력발전의 개요

해상풍력 발전의 경제성은 풍력 에너지 자원은 물론 수심, 해류, 파랑, 해저 지질, 낙뢰 등의 해상 특성이 모두 고려되어야 하며 풍력 발전기, 지지탑, 해상 기초, 부속 기기 등의 국산화에 의한 설비비 및 유지, 보수비 저감도 중요한 내부 요인이 될 수 있다. 선진 외국의 사례를 보면 해상 풍력 발전은 대단위가 될수록, 풍력 발전 시스템이 대형화 될수록 경제성이 향상된다.

우리나라는 삼면이 바다로 인근의 해양 자원이 풍부하여 해상 풍력자원이 많고 산업적으로는 조선, 석유 탐사선 등을 통해 해상 구조물 기술은 세계적으로도 선두 그룹에 속해 있다. 풍력발전시스템의 기계 부품들도 기본적으로 자동차, 조선 산업과 매우 유사하므로 국내 기업들에서는 자생적으로 부품을 개발하여 풍력 발전기 기계 부품을 수출하고 있다. 해상풍력 발전 기술은 풍력발전시스템 기술과 해상 구조물 기술의 접합이므로 향후 풍력발전시스템의 전체적인 설계 기술을 보완한다면 세계 수출 경쟁력을 확보할 수 있다. 향후 정부가 의무할당제(RPS, RO)를 시행하기로 공표하여 발전사는 의무적인 투자 개발이 불가피해졌고 전력사업 인허가 체제나 계통전력선 연결 등에 관한 법령이 정비되면 육상 풍력 발전 시스템의 보급이 가속될 것으로 예상되고 있다. 풍력발전 단지를 개발하며 겪는 부지 확보의 민원 문제는 해외의 경우와 그 강도는 다르지만 비일비재한 실정이다. 가급적 경제적인 육상풍력발전 단지를 보급할 수 있도록 노력해야 할 것이지만 우리나라는 국토가 협소하고 인구 밀도가 높아서 수백만 킬로와트(KW) 내에서 육상풍력발전 보급량은 결국 한계에 봉착하게 될 것으로 예상된다. 이러한 육상 풍력발전에 비해 해상 풍력발전은 부지확보시의 민원이 적고 부지 확보의 제한성이 없어서 큰 에너지 잠재량을 가지고 있다.

3. 풍황자원 분석

당 연구대상인 서해안 지역은 동절기 북서 계절풍에 장애 지형이 없는 노출된 지형을 이루고 있어 풍력 자원이 타 지역에 비해 우수한 지역이다. 상대적으로 남동 해안 지역은 육지와 인접해 있고 산지지형이 북서풍을 가로 막고 있어서 풍력 자원 강도가 격감된다. 풍황계측 타위는 해안지역의 노출된 해변지형에 설치하였다. 현지 해상플랜트 예정단지로부터 육지로 직선거리 100m 지점 해안가에 설치하였는데 측정기간은 2007년 1월~2008년 3월 까지 약 1년에 걸쳐 측정하였다. 대기 온도, 대기압, 풍속, 풍향 등을 연속적으로 수집하였고, 10분간의 데이터 평균, 표준편차, 최고 값, 최저 값 즉 전처리된 데이터세트를 저장하였다. 측정된 풍황 데이터를 분석한 결과가 다음의 표와 그림에 나타나 있다. 다음은 해발 70m 지점의 마스터에서 측정된 데이터의 계산값을 활용하여 분석한 표이다.

표 1. 풍력 기상통계 분석

Site	100m a.g.l./a.s.l.				
	Maximum Wind Speed (m/s)	Mean Wind Speed (m/s)	Wind Power Density (W/m^2)	Weibull scale parameter (c, m/s)	Weibull shape parameter (k)
Offshore	35.0	7.12	499	8.00	1.746
Site	50m a.g.l./a.s.l.				
	Mean Wind Speed (m/s)	Wind Power Density (W/m^2)			
Offshore	6.97	387			

표 2. 기상특성

Variables	Values
Duration	12 months
Length of time step	10 minutes
Calm threshold	0 m/s
Mean pressure	1,013 kPa
Mean air density	1.2273 kg/m
Power density at 50m	308.4 W/m

이 해안 지역의 풍력 자원 특성은 매우 우수한 풍력 자원으로 평가된다. 다음의 그림 1 과 그림 2는 동 지역의 해안가 기상탑에서 측정된 바람장미를 보여준다. 연간 유효 에너지 양은 북북서(NNW), 북(N) 방향에 많이 존재한다.

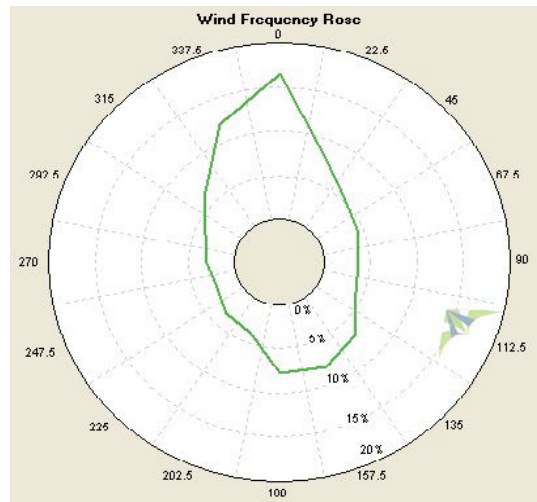


그림 1. 연간 바람장미

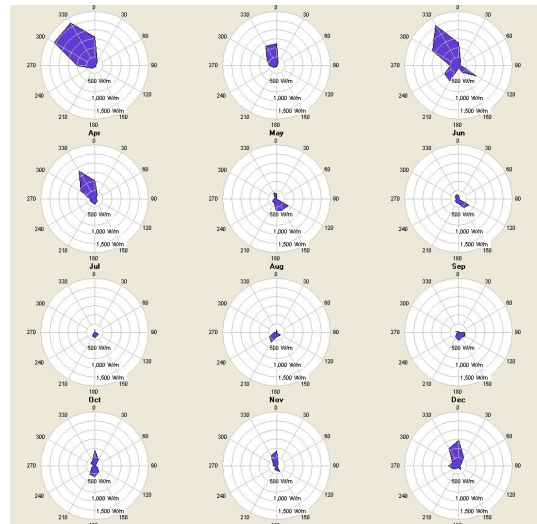


그림 2. 월별 바람장미

이 지역은 동절기에 바람이 아주 양호하고, 수치바람모의 결과를 통계 분석하여 본 결과 연평

균 풍속이 해수면 높이 100m 지점에서 6.96m/s, 풍력밀도(wind power density) 499W/m² 으로 산출되었다. 그림 3은 이 결과를 통해 분석하여 작성된 와이블(Weibull) 분포도 이다.

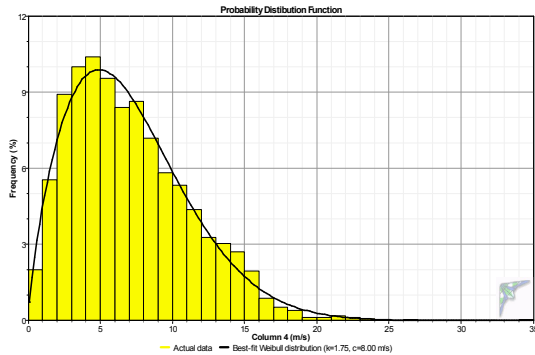


그림 3. 해안 지역 풍력자원의 Weibull 분포

연간에너지생산량을 산출하는데 있어 와이블 분포의 등급계수와 형상계수를 사용하는데 단지의 설계와 배치 그리고 연간에너지 생산량 산출은 WindPro를 활용하여 계산하였다.

4. 단지설계 및 경제성 분석

해상 풍력발전 단지를 설계함에 있어서 고려해야 할 사항 중에서 해저 지질은 풍력시스템의 구조물 선정뿐 아니라 단지 배치 및 설계에 매우 중요한 경제적 요인 중 하나이다. 이 해안 지역은 수심 13.9~31.4m 로 비교적 얕은 수심에 속한다. 유속은 창조류 1.22m/s, 낙조류 0.74m/s 조차 5.426m 이고 연약지반으로 이루어져 있다.

해상단지 설계 및 수치바람모의에 의한 풍력자원 예측결과를 이용하여 해상풍력발전단지의 연간에너지생산량을 추산함에 있어 손실요인을 적용하였다. 후류손실은 Windpro의 안정 대기에 대한 손실율을 일괄 적용 하였고 기타 손실은 예측되는 측정오차, 이용도(availability), 전력계통 손실 등을 감안하여 10~20% 적용하였다. 이 지역은 풍력 자원도

양호하고, 어선어업이나 어항 시설이 없는 지역 이고 해상풍력발전단지 건설조건 등 여러 상황이 양호한 지역이다. 수심 또한 얕고 퇴적층 지대여서 전력지중선 공사에 용이하고, 풍력시스템 하부 구조물의 설치의 비용도 특별히 높지 않을 것으로 판단된다.

단지 설계에 따른 발전량 예측은 와이블 분포를 이용하여 계산하는 WindPro를 사용하여 발전량을 예측하였다. 본 연구에 사용된 발전기는 R사의 5MW 기종을 사용하여 풍력시스템이 가상적으로 10기가 건설됐을 때의 예상 발전량 및 운전효율의 분석결과를 도출하였다. 또 이렇게 산출된 예상 발전량과 건설비용을 산출하여 경제성 분석을 실시해 보았다. 다음 그림4는 R사 5MW 기종의 Power Curve를 나타낸다. 대상 지역의 단지 설계 배치에 따른 발전량 예측과 경제성 분석의 결과가 표 3과 표 4에 걸쳐 보여주고 있다. 배치에 따른 경제성 분석의 변화량을 보고자 하였기 때문에 BC ratio가 1이 되는 시점을 주풍향 방향으로 수평하게 늘어뜨린 배치구분(I+80)으로 설정하고 각 배치에 따른 B/C와 IRR을 분석해 보았다.

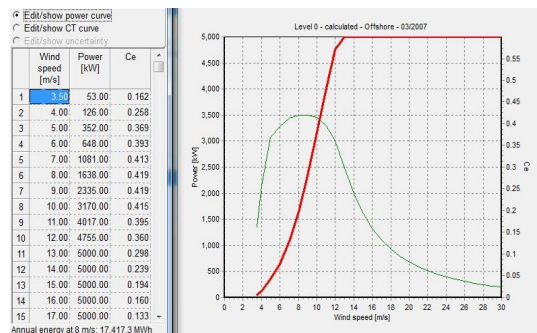


그림 4. R사 5MW Power Curve

해상풍력발전단지는 일반적으로 설비용량이 커질수록 경제성을 갖기 때문에 대형화를 하면 경제성 변수가 바뀔 수 있으나, 본 연구에서 사용한 해상풍력 모델에서는 50MW급 단지로 한정하였다. 경제성 분석의 개개 변수

는 할인율 6%, 이자율 6%, O&M 2%, 물가상승률 3%, 공사기간은 1년을 적용하였고, 단지 배치에 따른 전력선 비용의 차이와 단지 배치에 따른 후류손실의 영향으로 인한 발전량의 차이를 기반으로 B/C와 IRR을 비교하였다. 해상변전소는 1곳을 선정하여 포함하였으며, 해상변전소로부터 각 풍력발전기까지의 거리는 22.9kV 해저케이블로, 송전선로는 154kV 해저 케이블을 포설하는 것으로 계산하여 본 경제성 분석 모델의 비용 분석에 포함하였다. 해상풍력의 경우 발전단지의 배치에 따라 경제성이 달라 질 수 있는데 이유는 각 플랜트로부터 해상변전소로 이어지는 전력선 포설비용이 적게드는 방향으로 적절한 해상변전소의 위치 선정을 하더라도 단지의 모형에 따라 많은 비용 차이를 보이기 때문이다.

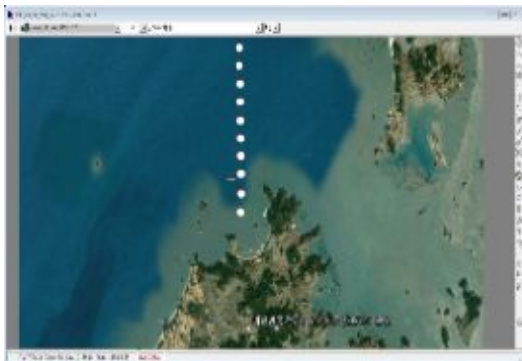


그림 5. I형 배치 형태

그림 5에 사용된 배치구분은 풍력발전기의 I형 배치 형태를 나타낸다. I모양으로 위 아래로 길게 늘어 뜨린 형태를 말하고, II형은 두줄로 늘어 뜨린 형태이다. 또한 배치구분에 +숫자의 의미는 각각 오른쪽으로 +숫자(도) degree 만큼 기울인 것을 의미한다. 각 풍력시스템간 거리는 750m의 이격을 하였으며, 풍력단지 배치로 인한 후류손실, 그리고 풍력단지 배치로 인한 해저케이블 증감으로 인한 총공사비의 증감을 계산하여 편차를 계산하였다. 편차를 계산함에 있어 B/C ratio가 1이 되는 시점은 그림

6의 모형 I형+80을 기준으로 하였다. 즉 I형+80 모형을 BC ratio를 1로 고정하고 [I+80]로부터의 편차를 산출하였다. 즉 일반적인 경제성 분석 모델에서는 BC ratio가 1이 되는 시점을 경제성의 유무로 판별하는 척도가 되지만 본 논문에서는 단지 배치에 따른 경제성의 민감도를 보기 위하여 현지 상황의 발전량과 예측 공사비를 산출하여, 가장 BC ratio가 1에 근접한 배치를 인위적으로 1로 조정하여 다른 여러 모형들과 비교분석 하였다.

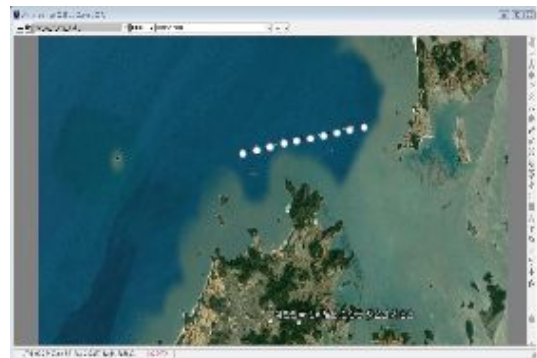


그림 6. I형+80 배치 형태



그림 7. O 배치(optimize) 형태

설계상 가장 풍력자원이 좋고 후류의 영향을 적게 받아 발전량이 높은 배치는 O배치(optimize 배치) 였지만 해저케이블 및 설비비가 비싸고, 이 설계의 경제성 분석 결과 BC ratio 0.95로 50MW 단지에서는 주풍향 직렬 배열인 I+80형 보다 경제성이 더 없을 것으로 판

단되었다. II형 배치의 경우, I형 배치와 비교하여 보면, 전체적으로 후류의 영향으로 인한 풍자원 손실과 단지배치로 인한 전력선 비용 증가라는 손실 요인 때문에 현재 모형에서는 경제성이 좋지 못할 것으로 예측되었다. II 모형의 경우 단지가 대형화 되어 해상변전소의 추가 건설 비용 타당성 생기는 용량의 규모가 되었을 때에 I배열보다 더 적합 할 것으로 판단되었다. 단지의 규모가 커질 경우 후류의 영향으로 인한 발전량 손실 보다 해저전력선 건설 비용의 부담률이 낮아지기 때문에 I의 형태보다는 II 또는 그밖의 III의 형태가 더 경제성이 좋을 것으로 예측되지만 본 연구의 범위 50MW 단지에서는 적합하지 않는 것으로 나타났다.

표 3. 풍력단지 배치에 따른 상대적 경제성 분석 결과 (I+80을 B/C 1로 가정)

배치구분	연간발전량	BC ratio	IRR
최적화 배치	92,718	0.88	4.45
W 배치	85,529	0.84	4.02
역 W 배치	86,018	0.84	4.02
U 배치	87,930	0.87	4.47
역 U 배치	87,932	0.88	4.48
O 배치	88,025	0.96	5.51
V 배치	88,920	0.95	5.50
역 V 배치	88,921	0.95	5.50
II형 배치	83,330	0.90	4.74
II형 배치 +10	84,657	0.91	4.93
II형 배치 +20	86,751	0.93	5.22
II형 배치 +30	87,958	0.95	5.38
II형 배치 +40	88,096	0.95	5.40
II형 배치 +50	88,343	0.95	5.44
II형 배치 +60	88,205	0.95	5.42
II형 배치 +70	87,270	0.94	5.29
II형 배치 +80	87,811	0.95	5.36
II형 배치 +90	87,815	0.95	5.36
II형 배치 +100	87,517	0.94	5.32
II형 배치 +110	86,669	0.93	5.21
II형 배치 +120	86,529	0.93	5.19
II형 배치 +130	87,158	0.94	5.27
II형 배치 +140	86,024	0.93	5.12
II형 배치 +150	85,057	0.92	4.98
II형 배치 +160	84,743	0.92	4.94
II형 배치 +170	84,049	0.91	4.84

표 4. 풍력단지 배치에 따른 경제성 분석 결과¹⁾

배치구분	연간발전량	BC ratio	IRR
I형 배치	84,403	0.93	5.25
I형 배치 +10	86,514	0.93	5.25
I형 배치 +20	89,814	0.97	5.70
I형 배치 +30	90,869	0.98	5.84
I형 배치 +40	91,247	0.99	5.97
I형 배치 +50	91,811	0.99	5.97
I형 배치 +60	92,000	0.99	5.99
I형 배치 +70	92,022	1.00	6.00
I형 배치 +80	92,050	1.00	6.00
I형 배치 +90	92,051	1.00	6.00
I형 배치 +100	91,601	0.99	5.94
I형 배치 +110	90,565	0.98	5.80
I형 배치 +120	90,630	0.98	5.81
I형 배치 +130	89,396	0.97	5.64
I형 배치 +140	87,408	0.95	5.37
I형 배치 +150	86,731	0.94	5.28
I형 배치 +160	85,961	0.93	5.17
I형 배치 +170	84,760	0.92	5.01

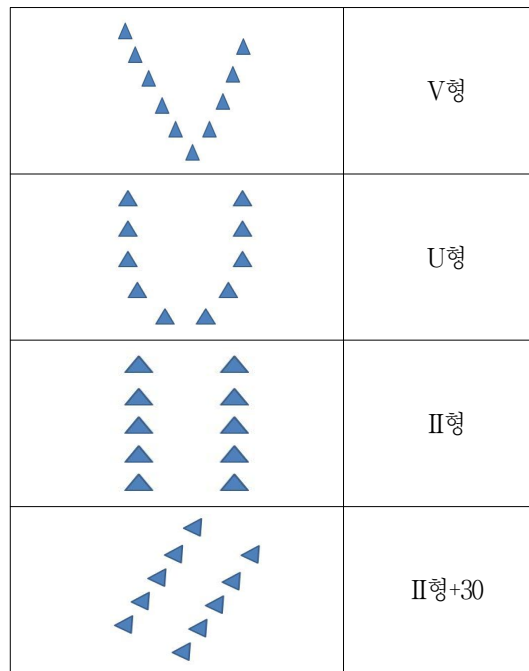


그림 8. 배치 형태에 대한 개념도

1) BC ratio : 편익비용 분석법(Benefit Cost Ratio)
 2) IRR : 내부수익률(Internal Ratio of Return) 비교법

5. 결 론

해상풍력 발전량은 국지지형에 의한 지면 바람장의 비선형적 변화와 계절에 따른 기상의 영향을 받으며, 아울러 해륙풍에 의하여 하루 중에도 풍향의 극단적인 변동이 존재하므로 해상 풍력단지의 배치 설계 시 후류에 대한 발전량의 증감 영향과 단지 설계에 따른 비용분석에 대한 정밀 분석이 필수적으로 요구된다. 본 연구에서는 50MW 해상풍력단지 모델로 해상풍력발전 단지의 단지배치 설계 시 후류에 의한 발전량의 영향과 단지 배치에 따른 경제적 비용 요인을 도출하여 경제성 분석을 실시하였다. 분석 결과 설계상 가장 풍력자원이 좋고 후류의 영향을 적게 받아 발전량이 높은 배치는 O배치(optimize 배치)였지만 배치로 인한 해저케이블 및 설비비가 비싸지기 때문에 경제성 분석 결과 BC ratio 0.95로 50MW 단지에서는 주풍향 직렬 배열보다 경제성이 더 없을 것으로 판단되었고 오히려 I+80의 직렬 배열이 더 경제적인 것으로 판정되었다. 본 경제성 평가에서는 전력가격 및 총 공사비의 불확실성을 고려하여 발전단지 배치에 따른 비교를 제시하였다. 설비용량에 따라 경제성평가 결과가 크게 달라질 것으로 예상되는데 그 이유는 총 발전단지 건설비 대비 전력 인프라 비용이 많은 부분을 차지하기 때문이다. 해상풍력 발전단지에서는 이러한 단점을 보완하는 방법으로 풍력 발전단지의 대형화 방법 이외에는 없는 실정이고 향후 경제성 평가를 위한 현장 적용성을 높이고, 단지건설의 구체적이고 명확한 경제성 평가를 위한 지속적인 관심과 추가적인 연구가 필요할 것으로 본다.

후 기

본 연구는 지식경제부 “해상풍력 실증연구 단지 조성” 사업의 연구비 지원에 의해 수행

되었습니다.

참 고 문 헌

1. 경남호, “해상풍력발전기술”, 한국태양에너지학회 Vol3, No,3 pp. 56~68, 2005
2. 경남호, “한반도해역의 해상 풍력 자원 평가”, 한국태양에너지학회 Vol23, No 2, 2003
3. 경남호, “한국에너지기술연구원 해상풍력사업단”, 한국풍공학회 Vol.9 No,1 2005
4. 경남호, “한반도해역의 해상 풍력 자원 평가” 한국태양에너지학회 Vol.23 No.2, 2003
5. 김현구, “국가바람지도 및 국가지리정보에 의한 국내 해상풍력단지 개발계획의 비교분석” 한국태양에너지학회 Vol.30 No.5, 2010
6. Wind Force 12, A blue print to achieve 12 percent of the world’s electricity from wind power by 2020, EWEA and Green-peace, 2002.
7. 한국전력거래소. 전력시장 운영실적 보고서, 2009. 4.
8. Jaramillo, O.A; Borja, M.A. Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico; a bimodal probability distribution case, Renewable Energy, 2004, 29, 1613-1630
9. EWEA. Wind Energy - The Facts Vol.2 Costs & Price, 2003. 12.