



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

석사학위논문

경제성 있는 육상 풍력발전사업을
위한 최소 평균풍속의 결정

제주대학교 대학원

풍력공학부 풍력기계시스템전공

현 지 영

2016 年 2 月

경제성 있는 육상 풍력발전사업을 위한 최소 평균풍속의 결정

指導教授 高 炘 男

玄 智 榮

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2015 年 12 月

玄智榮의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 이 동 우

委 員 고 정 남

委 員 김 보 석



濟州大學校 大學院

2015 年 12 月



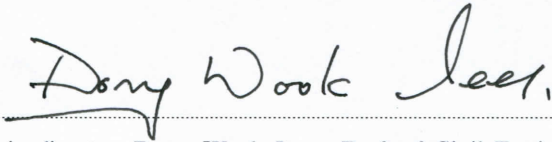
Determination of Marginal Mean Wind Speed for Profitable Onshore Wind Project

Jiyeong Hyeon
(Supervised by professor Kyungnam Ko)

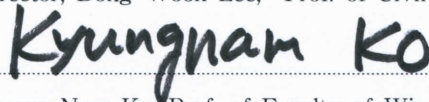
A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement for the degree of
Master of Engineering

2015. 12.

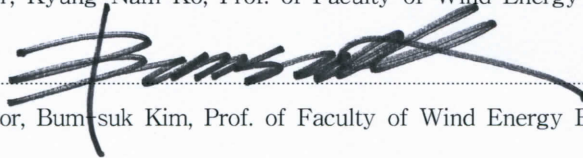
This thesis has been examined and approved.



Thesis director, Dong-Wook Lee, Prof. of Civil Engineering



Thesis director, Kyung-Nam Ko, Prof. of Faculty of Wind Energy Engineering



Thesis director, Bum-suk Kim, Prof. of Faculty of Wind Energy Engineering

.....
Date

Faculty of Wind Energy Engineering

GRADUATE SCHOOL

JEJU NATIONAL UNIVERSITY



목 차

List of Tables	iii
List of Figures	iv
Abstract	vi
I. 서 론	1
1. 연구배경	1
2. 연구동향	5
3. 연구목적	7
II. 경제성 분석이론	9
1. 비용 편익 분석	9
2. 경제성 분석 기법	10
III. 연구대상 및 연구방법	12
1. 레일리분포를 이용한 평균 풍속별 AEP 예측	12
1.1 레일리분포의 정의	13
1.2 정격용량 별 풍력터빈의 선정	15
1.3 평균 풍속별 각 터빈에 대한 AEP 예측 결과	18
2. 풍력발전사업에 대한 경제성 분석 조건 수립	23
2.1 전력 판매 수입 추정	23
2.2 초기투자비용과 유지보수비용	27
2.3 기타 고려 사항	28

IV. 연구 결과	29
1. 각 평균풍속별 경제성 평가 결과	29
1.1 각 평균풍속별 NPV 결과	29
1.2 각 평균풍속별 IRR 결과	32
1.3 각 평균풍속별 BCR 결과	35
2. 풍력발전단지 운영에 요구되는 경제성 있는 최소풍속의 결정	37
2.1 최소풍속의 결정 기준 선정	37
2.2 최소풍속의 결정 결과	40
3. 경제성 있는 최소풍속에 대한 민감도분석	44
3.1 NPV 민감도분석	44
3.2 IRR 민감도분석	47
3.3 BCR 민감도분석	49
V. 결 론	52
참고문헌	54

List of Tables

Table 1	Classes of wind power density at 10m and 50m	5
Table 2	Technical characteristic of selected wind turbines	15
Table 3	Loss category and typical value	20
Table 4	Estimated AEP and CF from 1.5MW wind turbine	21
Table 5	Estimated AEP and CF from 2.0MW wind turbine	21
Table 6	Estimated AEP and CF from 2.5MW wind turbine	22
Table 7	Estimated AEP and CF from 3.0MW wind turbine	22
Table 8	Applied SMP and REC based on annual variation prediction	26
Table 9	Input parameters for economic feasibility analysis	27
Table 10	NPV results (10% loss of AEP and no REC)	30
Table 11	NPV results (10% loss of AEP and REC sale)	31
Table 12	IRR results (10% loss of AEP and no REC)	33
Table 13	IRR results (10% loss of AEP and REC sale)	34
Table 15	BCR results (10% loss of AEP and no REC)	36
Table 16	BCR results (10% loss of AEP and REC sale)	37

List of Figures

Fig. 1 The LCOE (Levelized cost of energy) in 2010 and 2014	1
Fig. 2 Global wind power capacity and additions, top 10 countries, 2014	2
Fig. 3 Wind resource map in South Korea at 80m (Source: NIMR)	4
Fig. 4 Wind resource map in South Korea at 80m (Source: KIER)	4
Fig. 5 Wind resource map in United States at 50m	6
Fig. 6 Rayleigh wind distributions ($V_{ave}=5\sim 8\text{m/s}$)	14
Fig. 7 Average power curve derived from power curves of 1.5MW wind turbines	16
Fig. 8 Average power curve derived from power curves of 2.0MW wind turbines	16
Fig. 9 Average power curve derived from power curves of 2.5MW wind turbines	17
Fig. 10 Average power curve derived from power curves of 3.0MW wind turbines	17
Fig. 11 AEP estimation based on Rayleigh wind speed distribution	19
Fig. 12 Equivalent CF versus mean wind speed	19
Fig. 13 Real SMP and REC price fluctuation for 2010–2014	24
Fig. 14 NPV versus average wind speed (excluding REC sales)	30
Fig. 15 NPV versus average wind speed (including REC sales)	31
Fig. 16 IRR versus average wind speed (excluding REC sales)	33
Fig. 17 IRR versus average wind speed (including REC sales)	34
Fig. 18 BCR versus average wind speed (excluding REC sales)	35
Fig. 19 BCR versus average wind speed (including REC sales)	36
Fig. 20 BCR versus average wind speed with 10% loss of AEP	38
Fig. 21 Flow chart for determining minimum mean wind speed for	

ensuring economic feasibility	39
Fig. 22 Marginal wind speed and CF (10% loss of AEP & no REC sales)	40
Fig. 23 Marginal wind speed and CF (15% loss of AEP & no REC sales)	41
Fig. 24 Marginal wind speed and CF (10% loss of AEP & REC sales)	42
Fig. 25 Marginal wind speed and CF (15% loss of AEP & REC sales)	43
Fig. 26 NPV sensitivity analysis (10% loss of AEP & no REC sales)	45
Fig. 27 NPV sensitivity analysis (10% loss of AEP & REC sales)	46
Fig. 28 IRR sensitivity analysis (10% loss of AEP & no REC sales) ·	47
Fig. 29 IRR sensitivity analysis (10% loss of AEP & REC sales)	48
Fig. 30 BCR sensitivity analysis (10% loss of AEP & no REC sales)	49
Fig. 31 BCR sensitivity analysis (10% loss of AEP & REC sales)	50

Abstract

A study on economic feasibility analysis of a wind project was carried out to find the "marginal mean wind speed" which means the minimum average wind speed for profitable operation of general utility-scale onshore wind farms. A flow chart showing the overall process was proposed to determine marginal mean wind speeds under various financial conditions. The procedure at the flow chart is as follows:

Rayleigh wind speed distribution with the mean of 4.5 m/s to 8.0 m/s was assumed as wind condition for this study. The average power curves for wind turbines with power ratings of 1.5, 2.0, 2.5 and 3.0 MW were derived, and gross annual energy production (AEP) and capacity factor (CF) were calculated using each wind distribution. Then, 10 % and 15 % loss of AEP was applied to gross AEP for estimating net AEP at real wind farms.

Next, economic feasibility analysis were performed using Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (BCR) and Internal Rate of Return (IRR). The parameters for determining the cost and the benefit of a wind project were carefully chosen on the basis of the Korean wind market. In particular, it was very hard to estimate System Marginal Price (SMP) and Renewable Energy Certificate (REC) price so that they were assumed based on some references. Accordingly, it should be noted that the results of this study highly depended on variation in SMP and REC price. Finally, BCR was regarded as a main factor for determining marginal mean wind speed, and the marginal mean wind speeds were estimated when BCRs were 1.0, 1.15 and 1.25, respectively.

The result showed that when the BCR was 1.0 and REC sales were not included in the economic analysis, the marginal mean wind speed needed from 5.6 m/s to 6.1 m/s (median: 5.9 m/s). In the case of including REC sales, the marginal mean wind speed ranged from 4.8 m/s ~ 5.1 m/s (median: 4.9 m/s). In addition, when the BCR was 1.15 and REC sales were not included in the economic analysis, the marginal mean wind speed was from 6.1 m/s to 6.7 m/s (median: 6.4 m/s). When REC sales were included, the marginal mean wind speed ranged from 5.1 m/s to 5.5 m/s (median: 5.3 m/s). Furthermore, when the BCR was 1.25 and REC sales were not included, the marginal mean wind speed ranged from 6.5 m/s to 7.2 m/s (median: 6.9 m/s). With REC sales, the marginal mean wind speed was from 5.4 m/s to 5.8 m/s (median: 5.6 m/s). That is, the marginal mean wind speed for profitable operation of a wind farm greatly depended on REC sales.

Additionally, sensitivity analysis was carried out for 1.5 MW wind turbines. The economic feasibility in a wind project was sensitive to mainly SMP, CF and Capital Expenditure (CAPEX). When REC sales were applied, changes in SMP had the most effect on NPV, IRR and BCR.

I. 서 론

1.1 연구배경

최근 지구온난화에 따른 기후변화는 에너지 자원의 고갈 등 인류 생존을 위협하는 전 세계적인 문제로 대두되고 있다. 이러한 문제를 해결하기 위한 국제적 협력으로 기후변화협약, 교토의정서 등이 있다. 우리나라의 경우도 온실가스 감축목표 달성을 위해 2015년부터 시장원리에 기반을 둔 탄소배출권 거래제를 시행하고 있다. 하지만 이는 화석연료를 대량으로 사용하는 산업 분야에 있어 큰 경제적 부담을 야기한다. 이에 따라 지속가능한 발전을 추구하기 위해 태양열, 풍력, 수력 등 신재생에너지 개발에 많은 투자가 이루어지고 있다.[1]

풍력발전은 풍력 터빈의 대형화를 추진하는 등 성능 향상을 위한 지속적인 기술 개발이 이루어지고 있으며, 이에 따라 전력 생산 비용이 점차 하락하여 신재생에너지 가운데 경쟁력 있는 에너지로 각광받고 있다. Fig. 1은 2010년과 2014년의 신재생에너지를 통한 발전원별 발전 원가(LCOE: Levelized cost of electricity)를 나타내며, 육상 풍력의 경우 발전 원가에 대한 편차가 크지 않고, 화석 에너지 비용 범위와 비슷한 수준에 있음을 알 수 있다.[2]

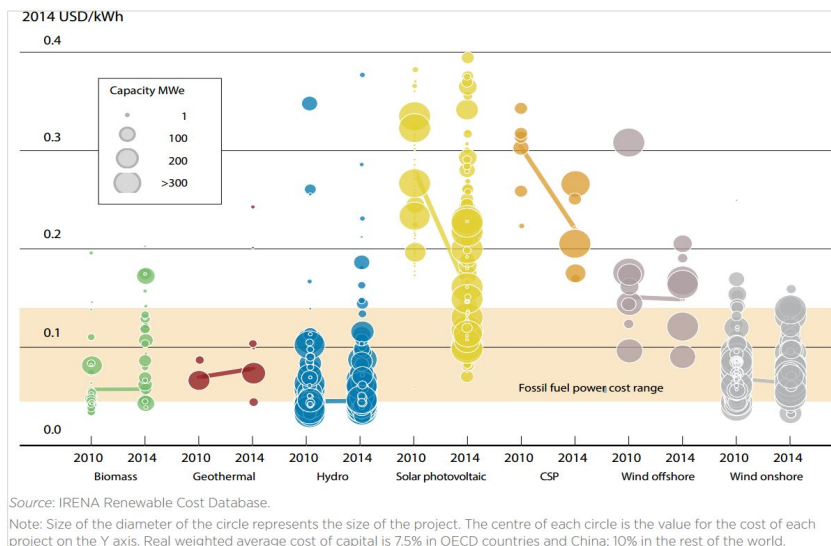


Fig. 1 The LCOE(Levelized cost of electricity) in 2010 and 2014 [2]

세계 풍력 시장 동향을 보면, 연간 신규 설치 용량을 기준으로 최근 5년간 (2010~2014년) 평균 7.8%의 성장률을 보이고 있다. Fig. 2는 2004~2014년의 세계 풍력 누적 설치 용량과 2014년의 국가별 풍력발전 설치용량의 비중을 나타낸다. 2014년에 처음으로 신규 설치 용량이 50GW를 넘어섰는데, 이는 중국이 신규설치용량을 크게 늘렸기 때문이다. 2014년의 신규설치용량에 대한 국가별 점유율은 중국이 45.4%, 독일이 10.2% 그리고 미국이 9.4%를 차지한다.[3-5]

국내 풍력 시장의 경우, 매년 신규설치가 이루어지고 있으며, 2015년의 신규 설치용량은 196.35MW이다. (기준일: 2015년 10월 31일) 제주도의 경우, SK 가시리풍력(30MW), 동북북촌풍력(30MW), 제주김녕풍력(30MW)이 준공되었고, 전남지역의 영광백수풍력(40MW), 강원지역의 GS영양발전(59.4MW)의 대형 프로젝트도 잇따라 준공되었다.[6]

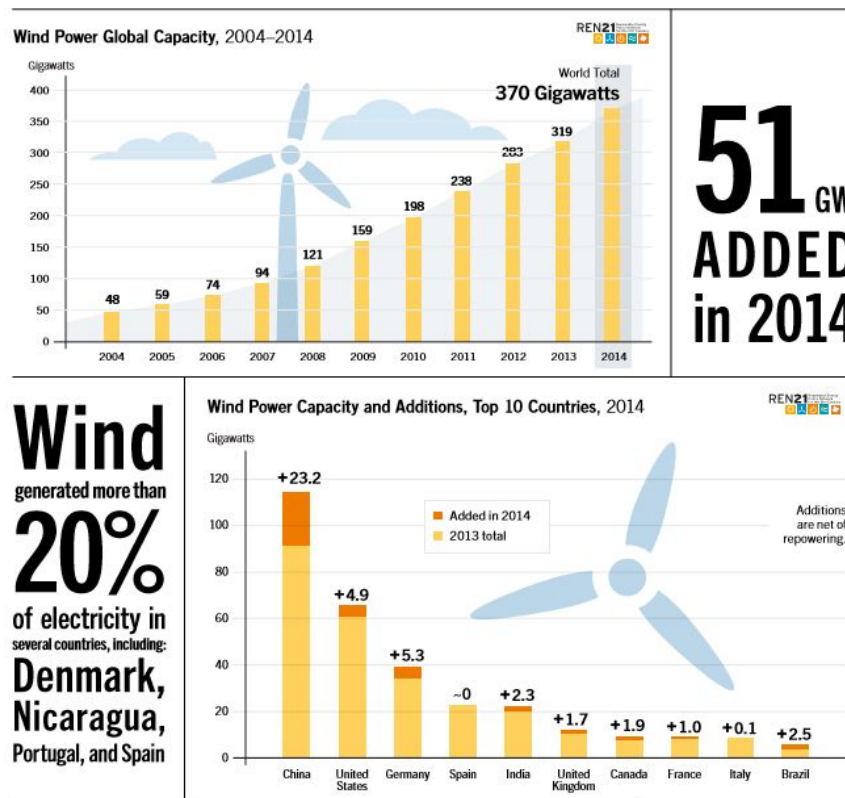


Fig. 2 Global wind power capacity and additions, top 10 countries, 2014[3]

이러한 풍력산업의 성장은 각국의 신재생에너지 지원 정책이 있었기 때문에 가능하다. 유럽 연합의 경우 2020년까지 최종에너지(Final energy)의 20%를 신재생에너지를 통해 생산하겠다는 목표를 수립하였고, 미국의 경우도 2020년까지 신재생에너지 비율을 전력 생산량(Electricity generation)의 20%로 늘리겠다고 발표하였다. 우리나라도 2030년까지 1차 에너지(Primary energy)에 대한 신재생에너지 비율을 11%로 높이는 것을 목표로 하고 있다. 또한 영국, 스웨덴, 중국, 일본, 한국 등의 경우, 신재생에너지 공급 의무화제도(RPS: Renewable portfolio standard) 제도를 시행하여 발전사업자에게 총발전량의 일정량 이상을 신재생에너지로 공급토록 의무화하고 있다.[3]

또한 풍력자원을 국가차원에서 활용하고자 미국, 유럽, 한국 등에서는 풍력자원지도를 개발하여 지역별 평균풍속, 풍향 등을 기초 자료로 제시하고 있다. 우리나라의 경우, 국립기상과학원(NIMR)과 한국에너지연구원(KIER)에서 풍력자원지도를 제공하고 있다. Fig. 3은 국립기상과학원에서 제작한 고도 80m에서의 평균풍속을 나타내는 풍력자원지도이다.[7] 국립기상과학원은 고도 50m와 80m에서의 평균풍속, 최대풍속, 주풍향 비율, 주풍향분포를 나타내는 1km 해상도의 지도를 제작하였다. 지도에 대한 설명으로, 풍속 5m/s이상의 지역이 풍력발전에 적합한 지역이며, 연평균 풍속에 의한 풍력발전 잠재 가능 지역으로 내륙의 산악 지역, 남동해안, 제주도라고 분석하였다.

Fig. 4는 한국에너지기술연구원에서 제작한 고도 80m에서의 평균풍속을 나타내는 풍력자원지도이다.[8] 한국에너지기술연구원은 고도 50m와 80m에서의 평균풍속, 풍력밀도, 공기밀도, 기온, 대기압, 풍향, 와이블 등급계수, 와이블 형상계수를 나타내는 지도를 제공하고 있으며, 한국의 풍력발전개발 가능 지역으로 강원과 경북 고산 지대, 제주도, 남해 도서지역이라고 분석하였다.

풍력자원지도는 지역별 풍력자원분포를 자세히 나타내고 있지만, 풍력자원에 대한 경제적 정보에 대해서는 충분히 제공되어있지 않다. 이는 풍력자원지도를 통한 풍력발전사업의 투자계획이나 국가의 풍력에너지 보급전략 수립을 위한 의사결정기준이 명확하지 못한 것으로 풀이된다. 따라서 풍력발전사업의 수익성 있는 운영을 위해 요구되는 최소풍속에 대한 기준마련이 필요하다.

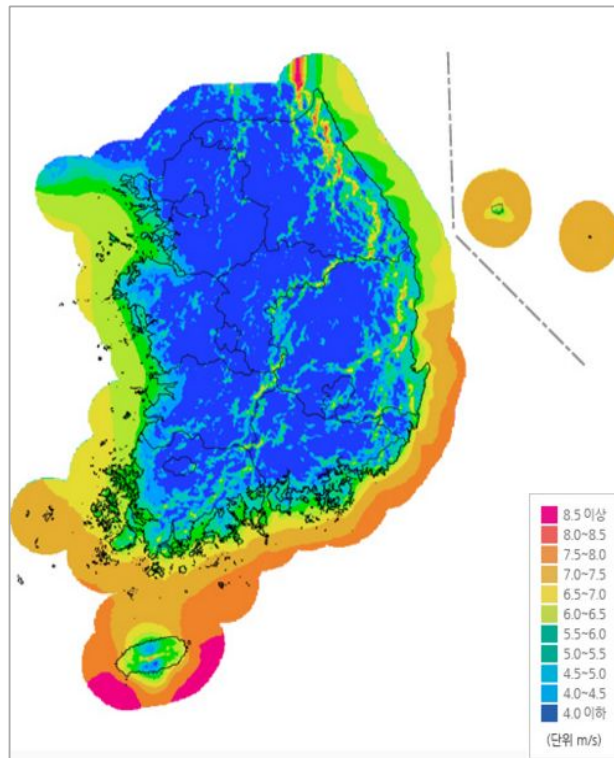


Fig. 3 Wind resource map in South Korea at 80meters (Source: NIMR)

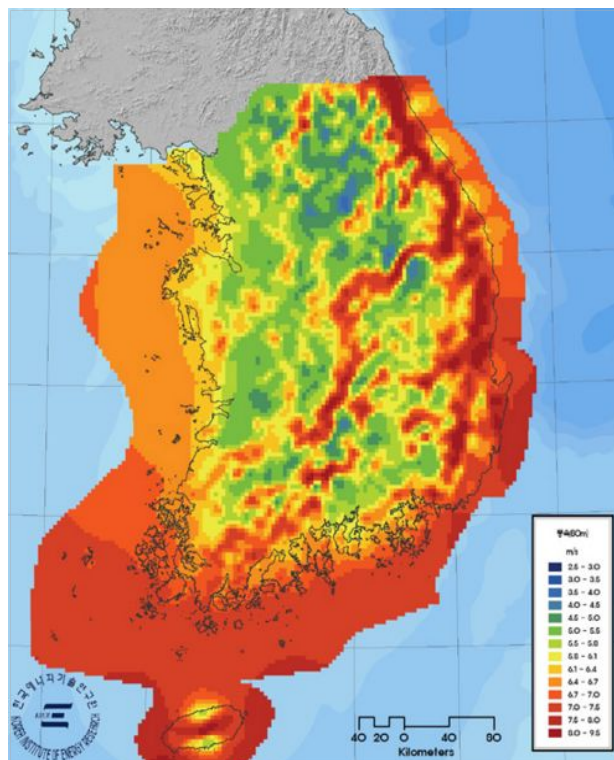


Fig. 4 Wind resource map in South Korea at 80meters (Source: KIER)

1.2 연구동향

미국 NREL(National Renewable Energy Laboratory)의 경우[9], 풍력에너 지잠재력(Wind energy potential)에 대한 평가를 위해 바람의 등급을 Table 1 과 같이 1에서 7등급으로 나누었다. 측정고도 10m와 50m의 평균풍속에 대하여 레일리분포(Rayleigh distribution)를 가정하여 풍력에너지밀도(Wind power density)를 계산하였다. 50m 높이에서 1등급은 0~200W/m², 2등급은 200~300W/m² 등으로 일정한 간격으로 분류하였으며 그에 상응하는 평균풍속도 제 시되어 있다.

Table 1 Classes of wind power density at 10m and 50m [9]

Wind power class	Resource potential	10m		50m	
		Mean wind speed (m/s)	Wind power density (W/m ²)	Mean wind speed (m/s)	Wind power density (W/m ²)
1	Poor	0-4.4	0-100	0-5.6	0-200
2	Marginal	4.4-5.1	100-150	5.6-6.4	200-300
3	Fair	5.1-5.6	150-200	6.4-7.0	300-400
4	Good	5.6-6.0	200-250	7.0-7.5	400-500
5	Excellent	6.0-6.4	250-300	7.5-8.0	500-600
6	Outstanding	6.4-7.0	300-400	8.0-8.8	600-800
7	Superb	7.0-9.4	400-1000	8.8-11.9	800-2000

(a) Vertical extrapolation of wind speed based on the 1/7 power law.

(b) Mean wind speed is based on Rayleigh wind speed distribution of equivalent mean wind power density. Wind speed is for standard sea-level conditions. To maintain the same power density, speed increases 3%/1000 m (5%/5000 ft) elevation.

Fig. 5는 풍력에너지등급표(Wind power classification)를 기준으로 미국의 풍황을 나타낸 지도이다. 50m 높이를 기준으로 4등급에 해당하는 평균풍속을 지니는 사이트는 풍력 발전 잠재량이 “좋은(Good)” 곳을 의미한다. 이를 통해 미국의 경우 국토 중앙부와 해안가에 풍력발전단지를 건설할 경우 양질의 풍력 자원을 기대할 수 있음을 알 수 있다. 그러나 최근 풍력터빈의 성능이 향상되면서, 풍력에너지의 경제성이 개선되었고, 이는 보다 낮은 풍속에서도 풍력발전잠재량을 인정받을 수 있음을 의미한다. 따라서 풍력에너지비용이 낮아진 추세를 반영하여 풍력에너지의 잠재량을 재평가하여야 할 것이다.

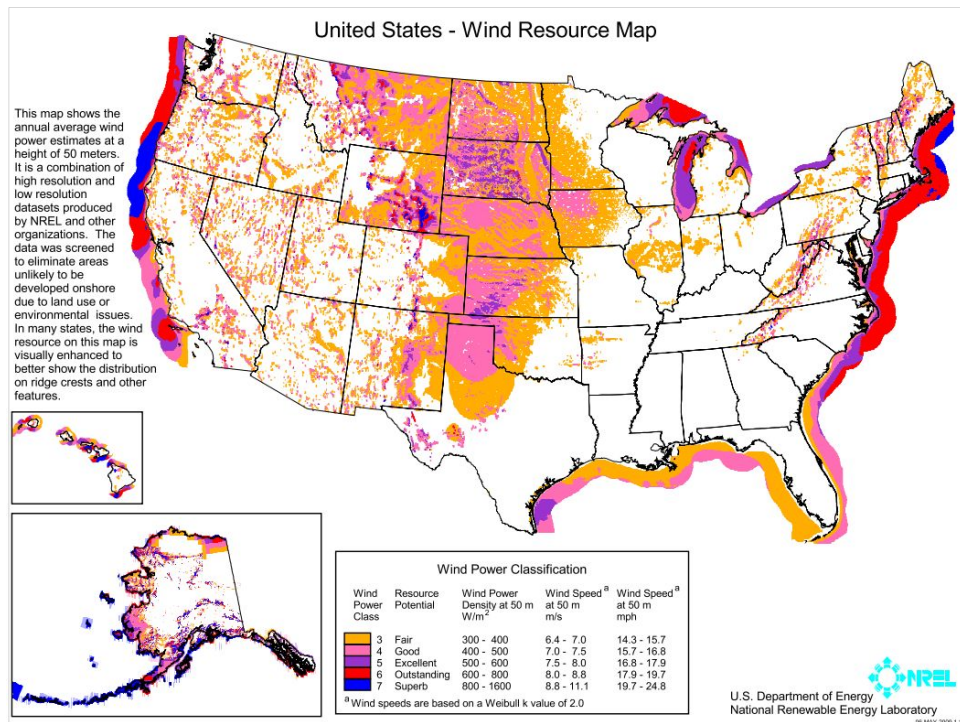


Fig. 5 Wind resource map in United States at 50 meters [9]

또한 같은 평균 풍속에 대해서도 풍력발전사업의 경제성은 각 국가별 경제성 분석조건에 따라 그 평가가 달라질 수 있다. 풍력발전사업에 대한 경제성 분석에 관한 연구는 전 세계적으로 수행되어오고 있으며, 서로 다른 풍황 조건이 놓인 각 사이트별 사례 연구가 주를 이룬다. 예를 들어, Lima et al. [10] 의 논문에 의하면 브라질의 Triunfo 지역의 풍력자원평가를 수행한 결과, 30개월 동안 고도 50m의 평균 풍속은 11.27m/s였고, 이에 대해 20MW 규모의 풍력발전단지에 대한 경제성분석을 실시한 결과 초기투자비를 회수기간으로 3년, 내부수익률이 47%, 순현재가치는 85,506 k€로 예측하였다.

그러나 사례연구에서 풍속과 경제성의 상관관계에 대한 공통적인 입장을 찾아보기 어려웠다. Mudasser et al. [11]의 경우 캐나다의 세 지역의 풍력발전사업에 대해 다양한 풍력터빈 용량과 각 지역별 에너지 가격을 다르게 적용하여 경제적 시나리오 분석을 비교한 결과, 풍속이 가장 높은 지역인 Caribou Point 지역에서 22MW 규모의 풍력발전단지의 순 현재가치가 \$251,586, 비용편익비율이 1.51을 기록하는 등 가장 높은 수익성을 보였다. 반면에 Katsigiannis et al.

[12]는 풍력발전 사업시, 풍력터빈 클래스가 미치는 영향을 알아보기 위해 풍속 세기별(고, 중, 저 풍속) 세 지역을 선정하여 해당 사이트에 맞는 풍력터빈 클래스를 적용하여 경제성 분석을 실시하였는데, 저 풍속 지역에서 풍력터빈 가격이 상대적으로 낮았던 클래스 III을 적용하였을 때 경제성이 가장 좋게 나왔다.

또한 같은 사이트 내에서 측정한 풍속에 대해서도 풍속 보정방법에 따라 연간 에너지생산량과 순 현재가치의 예측이 달라진다는 연구결과도 있다. Kim et al. [13]는 풍속의 연간 변동을 보정하는 MCP(Measure-Correlate-Predict) 방법을 통해 다양한 연간발전량을 예측하여 프로젝트의 순이익을 구했다. 그 결과 1년의 풍속 변동주기를 기준으로 한 순이익의 편차는 풍속 편차 범위의 약 2.5 배 증가한 값을 보였다.

이처럼 풍력발전사업은 각각의 특정 사이트 조건, 풍속 측정 시기, 풍속보정 방법 등에 따라 경제성 분석 결과도 상이하며, 연 평균풍속과 연간발전량의 미비한 변동 정도에도 경제성 분석 결과에는 큰 영향을 미쳤다. 따라서 풍속의 경제성에 대한 연구를 위해서는 풍력자원의 변동적인 요인에 대한 표준화가 필요하다.

1.3 연구목적

유럽 연합의 JRC(Joint Research Center)에서 2015년 발간한 보고서에 따르면 [14], 수익성 있는 풍력발전단지 운영을 위한 최소 평균풍속은 보통 5.5m/s 라고 하였다. 한편, 일본의 풍력발전사업 타당성기준은 전 방위를 대상으로 산출한 연간 풍력에너지밀도가 지상으로부터 30m 높이에서 $240\text{W}/\text{m}^2$ 이상이 되는 지역을 대상으로 한다. [15] 이를 통해 풍력자원지도에 대한 기준으로 참고할 수 있지만, 이 수치가 어떻게 도출되었는지에 대해 나타나있지 않고, 또한 특정 경제 상황에서 언제든지 달라질 수 있다.

그럼에도 불구하고 아직까지 풍속과 경제성에 관한 연구 결과를 제시한 사례가 없어 이에 대한 고찰이나 비교 기준이 없다. 따라서 본 논문에서는 다양한 기술적 경제적 조건을 고려하여 육상풍력발전단지의 수익성 있는 운영을 위해 요구되는 최소평균풍속을 제시하고 이를 경제성을 확보하기 위한 최소 풍속

(Marginal wind speed)이라고 정의하였다. 이를 위해 4.5~8m/s의 평균 풍속에 대해 레일리 분포를 가정하였고, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0MW급 풍력터빈을 이용하여 발전량을 구하였다. 도출한 발전량을 통해 경제성 분석을 실시하였고, 신재생에너지공급인증서(REC)수입의 적용 유무에 따라 경제성 평가 지표인 순현재가치(NPV: Net present value), 내부수익률(IRR: Internal rate of return), 편익/비용비율(BCR: Benefit and cost ratio)을 각각 추정하였다. 본 연구논문은 아래와 같이 구성되어 있다.

II장에서는 풍력발전 사업의 경제성 분석의 이론적 배경인 비용 편익 분석, 현금흐름, 현재가치 등에 개념과 경제성분석기법인 순 현재가치, 내부수익률, 편익/비용비율에 대해 설명하였다.

III장에서는 연평균 풍속에 대해 레일리분포를 가정하여 1.5~3.0MW급 풍력터빈의 평균 출력곡선을 이용해 AEP를 산출하였고, 연평균 풍속별 산출된 AEP를 바탕으로 경제성 분석에 필요한 데이터 요소, 데이터 수집 방법과 기준을 제시하였고, 경제성분석방법에 대하여 설명하였다.

IV장에서는 연 평균 풍속별 경제성 분석결과를 NPV, IRR, BCR로 나타내어 각 케이스별로 비교 분석하였으며, 또한 육상풍력발전단지의 수익성 있는 운영을 위해 요구되는 최소풍속을 찾기 위해 필요한 경제적 의사결정 기준과 연구 방법(Flow Chart), 연구 결과 등을 제시하였다.

II. 경제성 분석 이론

2.1 비용 편익 분석

‘경제성’이란 최소의 비용으로 최대의 효과를 냄을 의미한다. 이러한 경제성 판단이 필요한 사업의 수행여부를 결정하기 위해 ‘비용 편익 분석(Cost-benefit analysis)’은 가장 기본적인 방법으로 사용되고 있다. 이는 어떤 사업을 수행하는 데 발생한 편익과 비용을 종합적으로 검토하는 것이며 이를 통해 그 사업이 갖는 경제성을 평가할 수 있다.[16]

비용과 편익은 화폐가치로 환산하여 투자안의 현금흐름(Cash flow)에서 각각 현금유입(Cash inflow)과 현금유출(Cash outflow)로 나타낼 수 있다. 투자안의 가치는 그 투자 안으로부터 얻게 될 미래현금흐름의 ‘현재가치(Present value)’로 측정할 수 있다. 현재가치란 미래에 발생할 현금을 현재시점에서 평가한 가치로 미래의 금액과 동일한 가치를 갖는 현재의 금액을 의미한다. 미래의 현금을 현재가치로 환산하는 것을 할인(Discount)이라고 하며, 이때 적용되는 이자율을 할인율(Discount rate)이라고 한다.

투자안으로부터 발생할 것으로 예상되는 현금흐름을 추정하고 나면 특정 투자안의 채택 또는 기각을 결정하거나 또는 다수의 투자안들 중에 가장 유리한 투자안을 선택하는 결정을 하게 되는데 이러한 일련의 과정을 투자안의 경제성분석이라고 한다. 투자안의 경제성 평가 지표로 순 현재가치, 내부수익률, 편익/비용비율 등이 보편적으로 이용되고 있다. 이에 대한 자세한 설명은 다음 절에서 다룬다.[16-24]

풍력발전사업의 경제성분석의 경우도 위에서 언급한 비용 편익 분석방법을 활용하여 이루어진다. 풍력발전사업의 경우 막대한 초기투자비용이 필요하기 때문에 신중한 경제성 분석이 필요하다. 풍력발전사업의 편익추정항목으로, 풍력발전을 통한 에너지 생산량과 그로부터 얻게 될 전력가격 및 보조금등이 있다. 또한 비용추정 항목으로, 구성요소에 대한 상세한 분석이 필요한 초기투자비용과 20

년의 상업 운전을 위해 필요한 유지보수 비용 등이 있다. 이에 대한 산정 기준은 각 분석자에 따라 다르게 적용될 수 있으며 그에 따라 같은 프로젝트여도 경제성 평가 결과는 상이하게 나타날 수 있다. 본 연구에서 적용하는 비용과 편익 항목과 기타 경제성 분석 조건에 대해서는 3장 2절에서 자세하게 다룬다.

2.2 경제성 분석 기법

경제성 분석의 평가 지표는 순현재가치(Net profit value), 내부수익률(Internal interest rate), 편익/비용비율(Benefit cost ratio) 등이 보편적으로 이용되고 있다.

1) NPV(Net present value : 순현재가치)

순 현재가치란 사업에 수반된 모든 현금유출(비용)과 현금유입(편익)을 할인율을 사용하여 현재가치로 구하여 총편익에서 총비용을 뺀 값으로 정의된다. 즉, 투자로 인해 얻게 될 순이익을 현재가치로 표현한 것으로, 보통 ‘순현재가치 > 0’ 이면 경제성이 있다는 의미로 해석된다. 사업의 절대적 규모가 같거나 비슷한 투자안이 여러 개 있을 때에는 그 중 NPV값이 큰 투자안부터 선택하여야 한다. NPV법은 미래의 현금유입이 지정한 할인율과 동일한 수익률로 재투자된다고 가정하며, 이는 IRR법보다 타당성을 갖는 것으로 인정받는다. NPV를 구하는 수식은 아래와 같다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

여기서,

NPV : 순 현재가치

B_t : t 시점의 편익

C_t : t 시점의 비용

r : 할인율

n : 투자안의 내용 연수

2) IRR (Internal rate of return : 내부수익률)

내부수익률은 초기투자비용을 통해 향후 벌어들이는 투자수익을 산출할 때 적용되는 평균이익률로 사회적 할인율보다 크면 경제성이 있다고 판단한다. 이는 순 현재가치(NPV)를 0으로 만드는 할인율 R 로 볼 수 있다. IRR법의 경우 투자안의 현금유입액이 내부수익률로 재투자된다고 가정한다. 경우에 따라서 몇 개의 내부수익률이 동시에 존재할 수도 있다. IRR을 구하는 수식은 다음과 같다.

$$IRR: \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+R)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+R)^t} \quad (2)$$

3) BCR (Benefit/Cost ratio : 편익/비용 비율)

편익/비용 비율은 투자안으로 발생하는 현금유입의 총 현재가치를 현금유출의 총 현재가치로 나눈 것으로 투자의 효율성을 평가할 때 사용되며, '편익/비용 비율 ≥ 1 ' 이면 경제성이 있다고 볼 수 있다고 판단한다. BCR법은 NPV법과 같이 할인율을 통한 화폐의 시간가치를 고려하며 재투자수익률에 대한 가정도 동일하다. 일반적으로, 공공사업에 대한 경제성 분석시 주로 사용된다. BCR을 구하는 수식은 아래와 같다.

$$B/C = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} / \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

앞에서 살펴보았듯이, 할인율 설정에 따라 투자안의 경제성 평가가 달라진다는 것을 알 수 있다. 동일한 투자안에 대해서, 해당 투자에 소요되는 자금의 기회비용인 할인율이 높아지면, NPV와 BCR은 감소하나 IRR은 할인율에 영향을 받지 않는다. 그러나 IRR의 경제성 판단 기준도 할인율과의 비교를 통해 이루어진다. 따라서 시장 상황을 고려한 할인율을 적용하여야 해당 투자안의 경제성 평가가 타당하다고 인정받을 수 있다.

III. 연구대상 및 연구방법

3.1 레일리분포를 이용한 평균 풍속별 AEP 예측

풍력터빈의 출력은 풍속의 3제곱에 비례하므로 풍력에너지를 활용하는데 있어 풍속은 매우 중요한 요소이다. 바람은 일정한 풍속과 풍향을 유지하지 않고 계절, 날씨, 지형 및 지상으로부터의 높이 등의 영향을 받는다. 보통, 사이트별 최소 1년간의 풍속 및 풍향 등을 측정하여 해당 장소의 풍력자원을 평가한다.[25]

하지만 사이트별 풍속의 빈도 분포와 세기가 다르기 때문에 경제성 있는 풍속을 같은 조건으로 비교하기 위해서는 바람의 변동성을 정규화 시켜주어야 한다. 이에 대하여 연간 풍속의 빈도분포를 레일리분포(Rayleigh distribution)라고 가정하여, 연구대상인 4.5 ~ 8.0m/s의 연평균풍속에 대한 바람분포도를 작성하였다.

다음으로, 풍력터빈을 선정하여 출력곡선 데이터와 레일리분포 데이터를 대입하여 연간발전량(AEP: Annual energy production)과 설비이용률(CF: Capacity factor)를 계산하였다. 육상풍력의 경우, 1.5~2.5MW의 풍력터빈이 주로 설치되며, 해상풍력이 성장하면서 2.5MW이상의 풍력터빈 설치도 점차 늘고 있다. 2014년의 세계 신규설치 풍력터빈사이즈의 비중은 1.5MW이하는 1.5%, 1.5~2.5MW는 80%, 2.5MW 이상은 18.5%를 차지한다.[4] 본 연구에서는 주류(Mainstream) 풍력터빈 사이즈인 1.5, 2.0, 2.5, 3.0MW의 풍력터빈을 선정하였다.

그러나 같은 정격 용량의 풍력터빈일지라도 각 터빈마다 성능이 다르기 때문에 이를 대표할 수 있는 모델을 가정하였다. 이를 위해 각 정격용량별로 5개의 실제 풍력터빈 모델을 선정하여 각각 평균출력곡선을 도출하였다. 또한 본 연구의 목적은 풍력발전단지 단위의 경제성 있는 최소풍속을 도출하는 것이기 때문에 여러 대의 풍력터빈을 설치할 경우 발생하는 후류 효과, 전력망 손실 등과 같은 에너지손실을 고려하였다. 계산한 정격용량별 단일 풍력터빈의 연간발전량에 대해서 10~15%의 단지손실을 적용하여 계산하였고, 이에 따라 풍속별 설비이용률도 산출하였다. 이에 대하여 뒤에서 자세히 다룬다.

3.1.1 레일리 확률분포의 정의

풍속의 도수분포는 약 0.5 또는 1m/s의 빈 간격에서 해당 기간 내에 출현하는 풍속이 몇 번씩 나타나는가를 보여주는 것이다. 일반적으로 풍속도수의 최대가 좌측으로 기울어진 히스토그램의 형태를 나타내며, 다음과 같은 와이블 분포(Weibull distribution) 함수가 가장 많이 사용되고 있다.[25]

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right] \quad (4)$$

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right] \quad (5)$$

여기서,

$f(V)$: 와이블 확률분포함수

$F(V)$: 와이블 누적확률분포함수

V : 풍속 [m/s]

k : 형상계수 (Shape parameter)

A : 척도계수 (Scale parameter)

와이블 확률분포함수는 A 와 k 값에 따라서 분포도 형상이 약간씩 변한다. 여기에서 A 는 척도계수(Scale factor)로 m/s의 단위를 가진다. A 값이 크면 평균 풍속이 높은 바람이 부는 확률이 높다. k 는 형상계수(Shape factor)로 풍속 분포도의 모양을 결정한다. k 값이 크면 특정 속도의 빈도가 높은 종형의 분포를 보인다.

일반적으로 k 값이 1.0과 3.0 사이인 바람분포가 측정되고 있으며, 특히 $k=2.0$ 인 경우를 레일리분포 (Rayleigh distribution)라 한다. 레일리분포는 풍력터빈 성능 평가시 사용되며, 풍력터빈 제작사에서 제공하는 성능에 대한 자료도 레일리분포를 기초로 한다. 와이블 분포는 2개의 파라미터인 척도계수(k)와 형상계수(A)를 갖는데 대하여 레일리 분포는 아래 식 (6)과 같이 척도계수만(k)을 파라미터로 하는 함수로 표현할 수 있다. 그 결과 레일리분포는 평균풍속에만 의존하는 것이 되어 풍속분포를 추정하는 것도 용이하게 된다.[25-26]

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (6)$$

여기서,

$F(V)$: 풍속의 레일리 누적확률분포 함수

V_{ave} : 허브높이에서의 연간 평균 풍속 [m/s]

Fig. 6은 평균풍속 별 레일리 확률밀도함수의 곡선을 나타낸다. 평균풍속이 증가할수록, 분포도는 폭이 넓어지면서 중심이 풍속이 높은 쪽으로 이동한다. 즉, 평균 풍속이 클수록 바람의 속도가 균일해가며, 고속의 바람이 부는 확률이 높다는 의미이다.

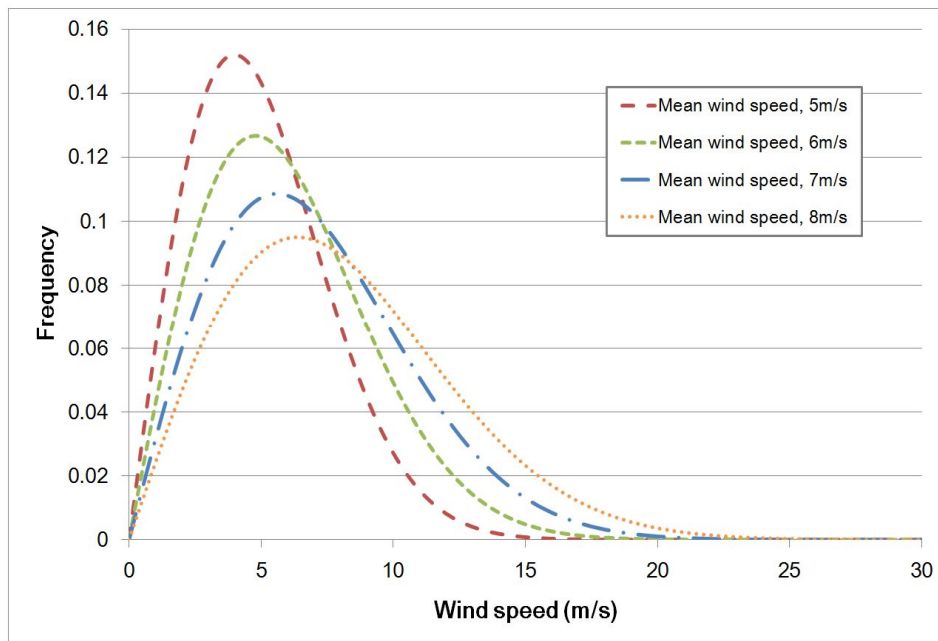


Fig. 6 Rayleigh wind distributions ($V_{ave}=5\sim 8\text{m/s}$)

3.1.2 정격용량 별 풍력터빈의 선정

풍력발전단지의 연간발전량을 계산하기 위해서는 해당사이트의 바람데이터와 풍력터빈의 출력곡선이 필요하다. 풍력터빈의 출력곡선은 모델별로 다양하지만, 본 연구에서는 정격용량 1.5, 2.0, 2.5, 3.0MW 풍력터빈의 실제 모델 5개를 선정하여 평균출력곡선을 결정하였다. 풍력터빈의 출력곡선데이터는 풍력발전단지 설계소프트웨어인 WindPRO 2.9에서 제공하는 풍력터빈 카탈로그를 이용하였다.[27] 선정된 풍력터빈의 사양은 Table 2와 같으며 Fig. 7~10에서 정격용량 별 실제풍력터빈의 출력곡선과 평균출력곡선을 확인할 수 있다.

Table 2 Technical characteristics of selected wind turbines

Rated power (MW)	Company	Model	Rotor diameter (m)	Def. hub height (m)	Rated wind speed (m/s)	AEP @8m/s (MWh)
1.5	Leitwind	LTW77 1.5	76.7	65.0	15.0	5711.0
	Suzlon	S82-1.5 MW	82.0	79.0	14.0	5904.9
	VENSYS	Vensys77	77.0	85.0	14.0	5950.7
	Acciona	AW 82/1500	82.0	80.0	13.0	6247.6
	GEWIND	GE 2.5-82	82.5	80.0	13.0	6210.7
	Average			80.0	77.8	13.8
2.0	ENERCON	E-82	82.0	78.3	12.0	7945.1
	VESTAS	V90-2.0	90.0	80.0	12.0	8059.2
	Hyundai	HQ2000-93	93.3	80.0	10.5	8556.4
	GAMESA	G97	97.0	78.0	14.0	8795.1
	VESTAS	V110-2.0	110.0	95.0	11.5	9570.5
	Average			94.5	82.3	12.0
2.5	NORDEX	N90/2500 HS	90.0	80.0	13.0	9416.4
	GE WIND	GE 2.5/100	100.0	98.3	12.0	10087.8
	NORDEX	N100	99.8	100.0	12.5	10278.2
	GAMESA	G114	114.0	93.0	14.0	11357.3
	GE WIND	GE 2.5-120	120.0	85.0	11.0	11893.0
	Average			104.8	91.3	12.5
3.0	Doosan	WinDS3000	91.3	80.0	14.0	10234.7
	Siemens	SWT3.0-101	101.0	74.5	14.0	11563.8
	Alstom Wind	ECO 110	110.0	75.0	15.0	12030.4
	ENERCON	E-115	115.7	135.4	12.0	12845.5
	NORDEX	N131/3000	131.0	99.0	11.5	13290.8
	Average			109.8	92.8	13.3

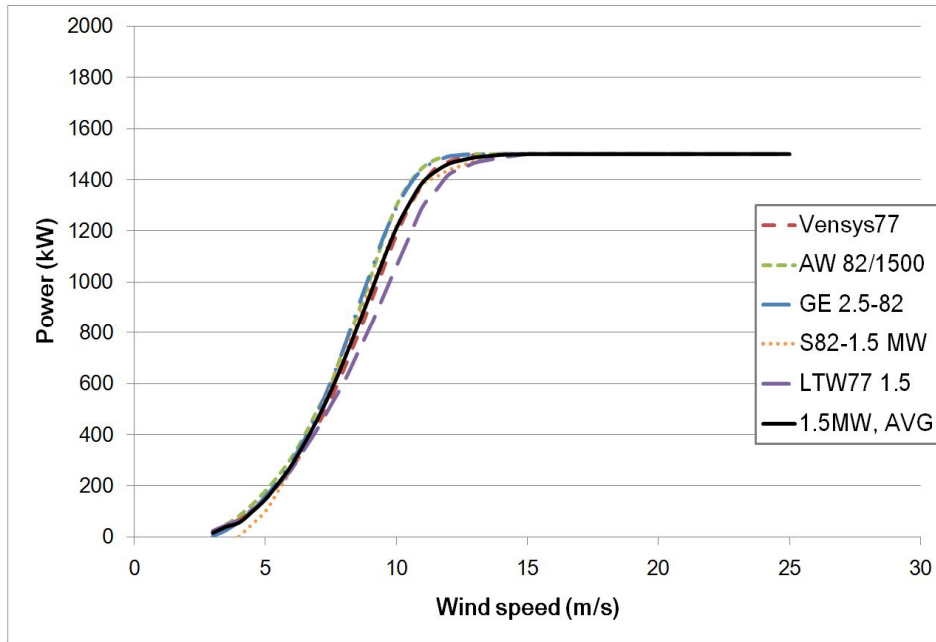


Fig. 7 Average power curve derived from power curves of 1.5MW wind turbines

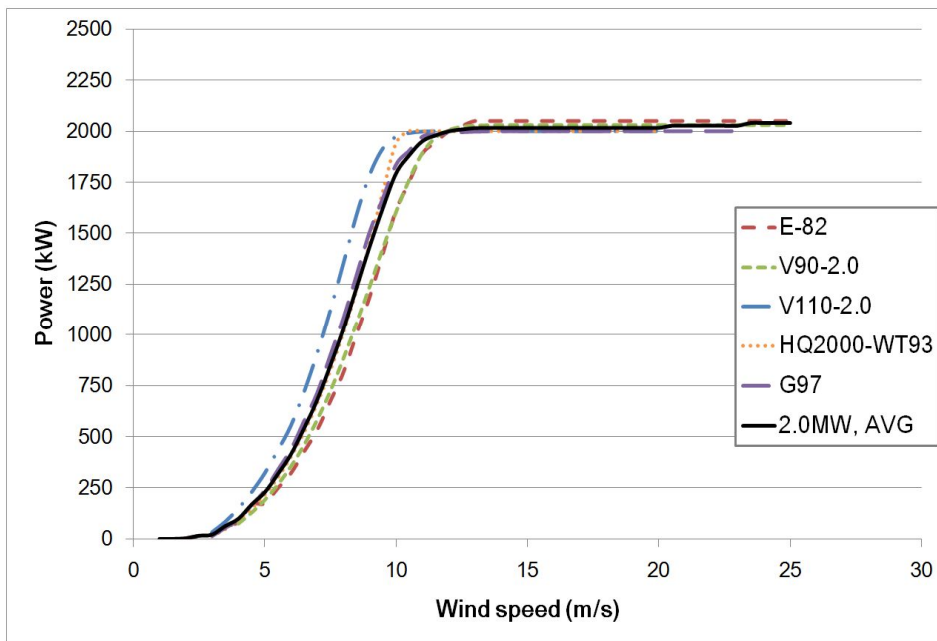


Fig. 8 Average power curve derived from power curves of 2.0MW wind turbines

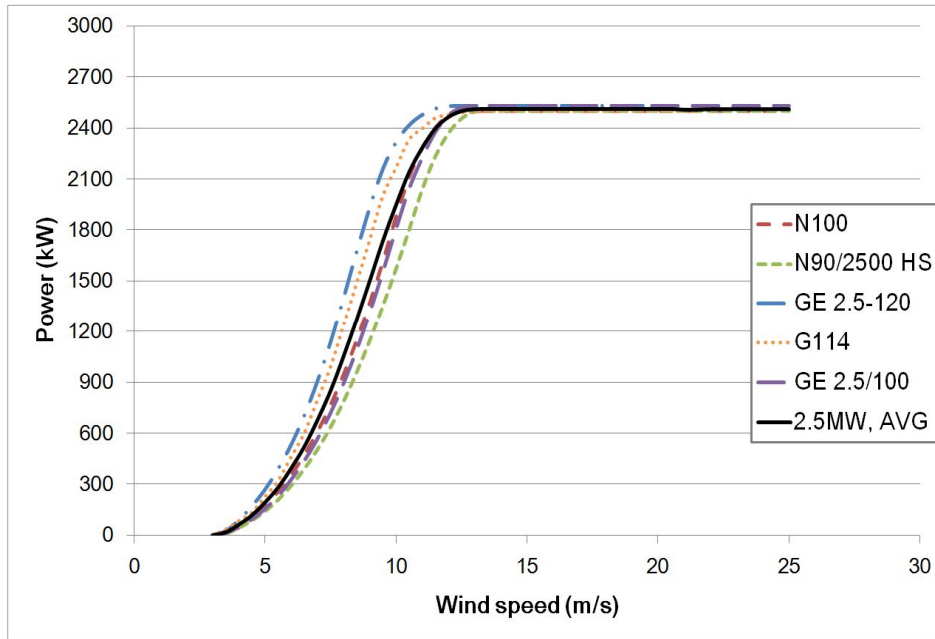


Fig. 9 Average power curve derived from power curves of 2.5MW wind turbines

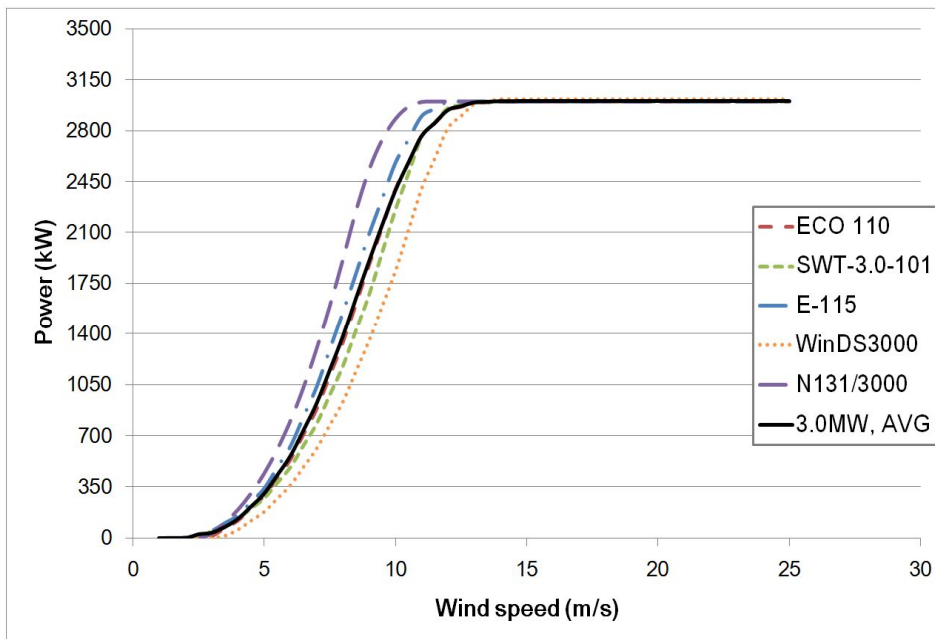


Fig. 10 Average power curve derived from power curves of 3.0MW wind turbines

3.1.3 평균 풍속별 각 터빈에 대한 AEP 예측 결과

레이리분포를 이용한 풍력터빈의 연간발전량 계산은 아래 식 (7)을 이용하였다.

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (7)$$

여기서,

AEP 는 연간에너지생산량

N_h 는 1년 중 시간수(8760)

N 은 Bin의 수

V_i 는 i 번째 bin의 표준화된 평균 풍속 [m/s]

P_i 는 i 번째 bin의 표준화된 평균 출력 [kW]

Fig. 11은 평균출력곡선을 이용한 1.5~3.0MW 풍력터빈의 풍속별 연간발전량을 나타낸다. 평균풍속 5.0m/s의 레일리분포에서는 약 2,000~5,000MWh의 연간발전량을 취득할 수 있다. 1.5MW의 경우, 2425MWh, 2.0MW의 경우, 3611MWh, 2.5MW의 경우, 4406MWh, 3.0MW의 경우, 4909MWh로, 같은 풍속에 대해서도 정격용량이 높을수록 취득 가능한 연간발전량이 더 많다. 또한 평균풍속이 증가할수록, 취득 가능한 발전량이 늘어났다. 평균풍속 7.0m/s에서의 연간발전량은 5.0m/s에서의 연간발전량의 약 2배가량 산출되었다. 1.5MW의 경우, 4951MWh, 2.0MW의 경우, 7139MWh, 2.5MW의 경우 8763MWh, 3.0MW의 경우 9938MWh이다.

Fig. 12는 각 풍력터빈별 정격출력에 대한 발전량의 비율인 설비이용률을 나타낸다. 평균풍속 5.0m/s에서의 설비이용률은 1.5MW의 경우, 18%, 2.0MW의 경우, 21%, 2.5MW의 경우, 20%, 3.0MW의 경우, 19%로, 풍력터빈의 정격용량이 클수록 풍력터빈의 성능이 좋은 것이 아니었다. 평균풍속 7.0m/s의 설비이용률도 같은 경향을 따르며, 1.5MW의 경우, 38%, 2.0MW의 경우, 41%, 2.5MW의 경우, 40%, 3.0MW의 경우 38%로, 평균풍속 5.0m/s에서 보다 약 2배 증가하였다.

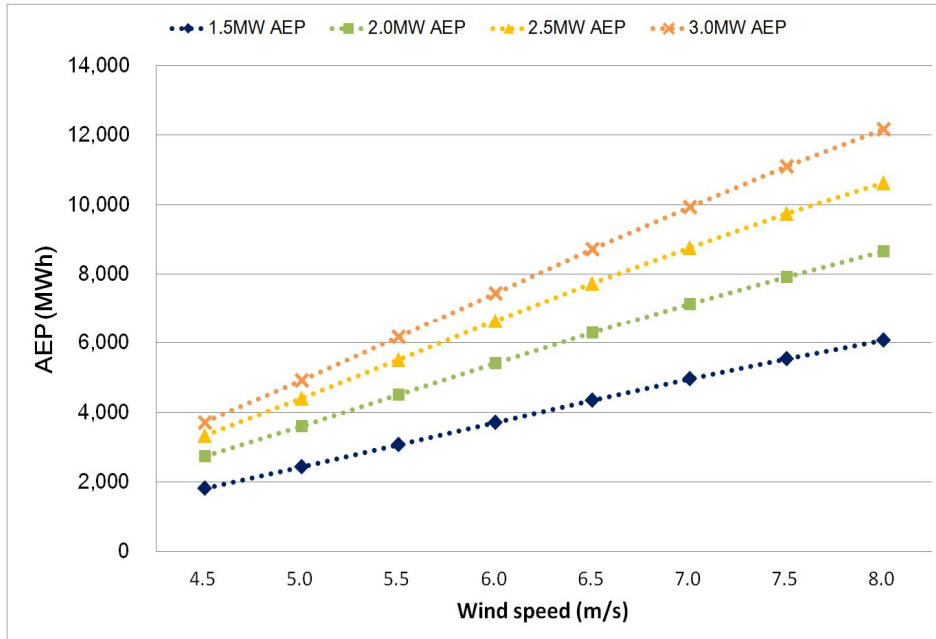


Fig. 11 AEP estimation based on Rayleigh wind speed distribution

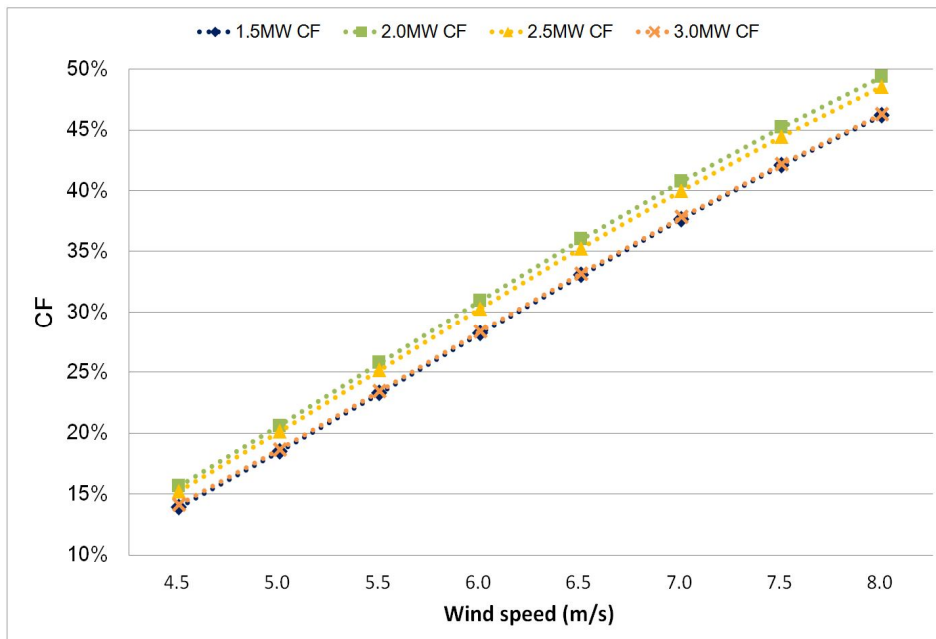


Fig. 12 Equivalent CF versus mean wind speed

지금까지 정격 출력 1.5 ~ 3MW을 지닌 풍력터빈의 발전량을 산출하였다. 그러나 풍력발전사업의 경제성을 평가하기 위해서는 풍력발전단지 내 발생하는 에너지 손실에 대한 고려가 필요하다. 풍력발전단지 내 발생하는 손실은 Table 3과 같다.

Table 3 Loss category and typical value[23]

Loss category	Loss estimate
Wake loss	5-15%
Plant availability	2-5%
Electrical losses	2-4%
Turbine performance	1.5-5%
Environmental	1-3%
Curtailement	1-3%
Other	-

풍력발전단지 내 배치된 전방에 위치한 풍력터빈은 후류를 발생하면서 후방에 위치한 풍력터빈의 출력을 감소시킨다. 그밖에도 풍력터빈의 고장이 발생하거나 유지보수를 위해 가동을 정지하면서 풍력터빈의 이용률이 감소하거나 발전소 내 전력 사용 및 발전기로부터 그리드를 통해 전력을 송전하면서 발생하는 전력 손실이 있다. 일반적으로 풍력사업의 사전 타당성 조사에서는 10%의 에너지 손실을 적용한다고 알려져 있다.[23]

본 분석에서는 10%의 에너지 손실에 대한 고려와 함께 좀 더 보수적인 AEP 예측을 위해 15%의 에너지 손실도 고려하였다. Table 4~7에서 풍력터빈의 연간발전량과 10%와 15%의 에너지 손실이 고려하여 산정한 연간발전량을 각 정격용량별로 나타내었다.

Table 4 Estimated AEP and CF for 1.5MW wind turbine

V (m/s)	Loss 10%		Loss 15%	
	AEP (MWh)	CF	AEP (MWh)	CF
4.5	1,642.83	12.5%	1,551.56	11.8%
5	2,182.78	16.6%	2,061.52	15.7%
5.5	2,753.82	21.0%	2,600.83	19.8%
6	3,333.92	25.4%	3,148.70	24.0%
6.5	3,905.58	29.7%	3,688.61	28.1%
7	4,456.15	33.9%	4,208.59	32.0%
7.5	4,977.06	37.9%	4,700.55	35.8%
8	5,462.67	41.6%	5,159.19	39.3%

Table 5 Estimated AEP and CF for 2.0MW wind turbine

V (m/s)	Loss 10%		Loss 15%	
	AEP (MWh)	CF	AEP (MWh)	CF
4.5	2,471.01	14.1%	2,333.73	13.3%
5	3,249.96	18.6%	3,069.41	17.5%
5.5	4,062.90	23.2%	3,837.18	21.9%
6	4,877.77	27.8%	4,606.78	26.3%
6.5	5,670.61	32.4%	5,355.58	30.6%
7	6,425.25	36.7%	6,068.29	34.6%
7.5	7,131.61	40.7%	6,735.41	38.4%
8	7,783.68	44.4%	7,351.26	42.0%

Table 6 Estimated AEP and CF for 2.5MW wind turbine

V (m/s)	Loss 10%		Loss 15%	
	AEP (MWh)	CF	AEP (MWh)	CF
4.5	3,006.40	13.7%	2,839.38	13.0%
5	3,965.44	18.1%	3,745.14	17.1%
5.5	4,966.71	22.7%	4,690.78	21.4%
6	5,971.96	27.3%	5,640.18	25.8%
6.5	6,952.11	31.7%	6,565.89	30.0%
7	7,887.10	36.0%	7,448.93	34.0%
7.5	8,764.02	40.0%	8,277.13	37.8%
8	9,574.89	43.7%	9,042.95	41.3%

Table 7 Estimated AEP and CF for 3.0MW wind turbine

V (m/s)	Loss 10%		Loss 15%	
	AEP (MWh)	CF	AEP (MWh)	CF
4.5	3,345.03	12.7%	3,159.20	12.0%
5	4,418.98	16.8%	4,173.48	15.9%
5.5	5,554.70	21.1%	5,246.11	20.0%
6	6,708.99	25.5%	6,336.27	24.1%
6.5	7,847.27	29.9%	7,411.31	28.2%
7	8,944.33	34.0%	8,447.43	32.1%
7.5	9,982.99	38.0%	9,428.38	35.9%
8	10,951.86	41.7%	10,343.43	39.4%

3.2 풍력발전사업에 대한 경제성 분석 조건 수립

본 연구에서는 발전량 손실을 적용한 AEP 각각을 하나의 프로젝트로 규정하고 경제성을 좌우하는 요소인 투자비, 매출, 환율, 물가, 세금, 할인율 등을 가정하여 분석하였다. 관련 자료들은 대부분 특정기관의 내부 자료이므로 실제 자료를 활용하는데 제한적이었다. 또한 비용과 수입은 미래에 대한 것이므로 불확실하며 금리와 물가 등도 경제 상황에 따라 변하는 성질을 갖고 있다. 따라서 자료의 출처에 따라 경제성분석 결과는 달라질 수 있다.

본 연구에서는 한국의 경제 상황에 대하여 가장 최신의 자료를 수집하여 경제성 분석 조건을 수립하였다. 따라서 조사대상 지역을 한국에 국한시켰으므로 본 연구결과를 다른 나라에 일반화할 수 없다.

3.2.1 전력 판매 수입 추정

전력판매수입은 식(8)와 같이, 연간전력판매량에 대해 전력시장가격의 곱으로 이루어진다. 전력시장가격은 계통한계가격(SMP)과 신재생에너지인증서(REC)가격의 합으로 이루어진다. 풍력발전사업은 보통 20년을 주기로 현금흐름을 분석해야하므로, 전력시장가격에 대한 예측이 매우 중요하다.

$$B(t) = pr(t) \times en(t) \quad (8)$$

여기서,

$B(t)$ 는 t 시점의 편익

$pr(t)$ 는 t 시점의 전력시장가격(SMP+REC)

$en(t)$ 는 t 시점의 발전량

3.2.1.1 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)

현재 우리나라의 전력거래가격은 각 시간대별 전력수요를 충족시키기 위해 공급되는 전기의 발전원 중 가장 비싼 발전비용에 의하여 결정된다. 기본적으로 발전비용이 가장 저렴한 발전원부터 발전하며 익일의 수요예측을 기반으로 발전원별 입찰이 이루어진다. 이를 계통한계가격 또는 SMP(System Marginal Price)라 부르며, 2010년부터는 육지전력시장과 제주전력시장이 분리되어 운영되고 있다. [21]

Fig. 13은 2010~2014년 우리나라의 연평균 SMP와 REC 실적이다. RPS제도 시행 전인 2010~2012년에는 연평균 SMP가 꾸준히 상승 추세였고, 2012년 육지의 연평균 SMP는 159.95원, 제주의 연평균 SMP는 246.44원이었다.[28] 그러나 2013년에 산업조직학회에서 발표한 2014~2020년의 연도별 평균 SMP 시나리오에 따르면, 2020년에는 SMP가 현재의 절반 수준으로 감소할 것이라 분석되었다.[29]

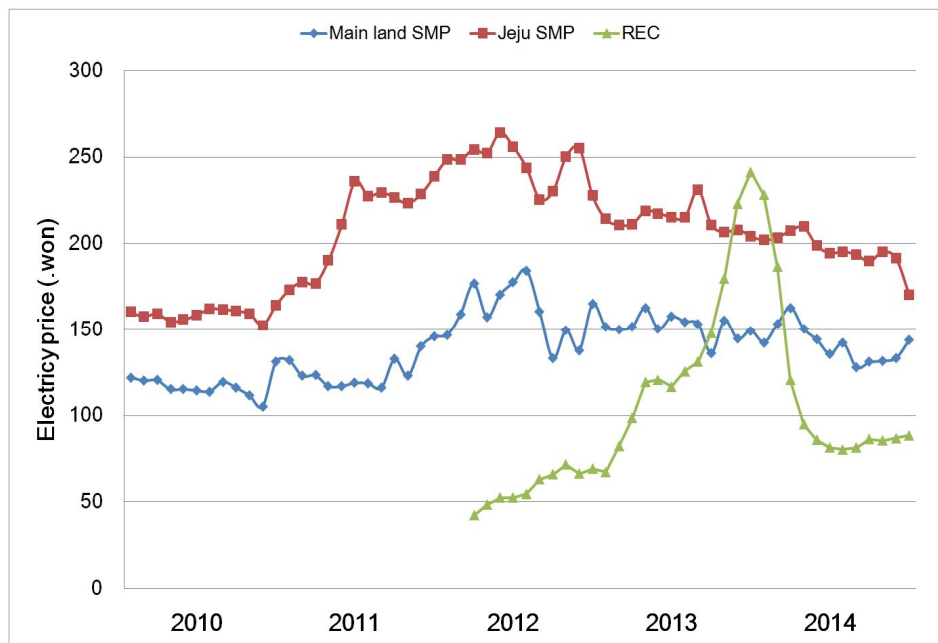


Fig. 13 Real SMP and REC price fluctuation for 2010-2014 [Source:KPX]

우리나라의 경우, 전원별 연료비 격차가 매우 크고, 전력예비율에 따라 전력거래가의 격차가 매우 크다. 또한 제6차 전력수급계획(2013~2027년)에 따르면 2027년의 전력예비율을 17.2~22.6%로 예견하고 있다.[30] 이에 따라 순환정전이 있었던 2011년 이후 신규 발전소 준공이 이어지면서 설비용량이 계속 증가하였고, 2014년 여름을 기점으로 전력예비율이 높아져 SMP도 하락추세를 이어가고 있다.[31]

이러한 SMP 하락세에 대하여 향후 20년은 하락 추세를 이어가거나, 비슷한 수준에 머물 것으로 전망되고 있다. 그 근거로, SMP 시장의 원리는 ‘SMP 하락→발전사 수익 악화→발전사업 포기 및 발전소 건설 중단→전력 예비율 저하→전력난→SMP 급등’의 순환 구조를 지니고 있다. 그러나 향후 신 발전 사업 투자가 줄어들어도 경기 침체로 인해 전력 예비율이 크게 저하될 가능성이 희박하여 정상적인 SMP 순환구조를 따르지 못할 것이다.[32]

따라서 본 연구에서는 산업조직학회에서 예측한 2015~2020년 SMP를 사용하였고, 2020년 이후의 SMP에 대해서는 2020년 SMP와 동일한 가격을 적용하였다. Table 8에 본 분석에서 적용한 SMP와 REC를 나타내었다. REC의 적용 이유는 다음 단락에서 다룬다.

3.2.1.2 신재생에너지공급인증서(REC: Renewable Energy Certificate)

국내의 풍력발전 사업자는 전력 판매 수입에 대하여 SMP와 더불어 국내에 시행 중인 신재생에너지 공급의무화제도의 인증서(REC)판매도 가능하다. 신재생에너지 공급 의무화제도(Renewable Portfolio Standard: RPS)란 500MW 이상의 설비용량을 지닌 발전사업자에게 총발전량의 일정 비율 이상을 신재생에너지로 공급하도록 의무화하는 것이다. 신재생에너지 공급의무자는 해당 연도에 신재생에너지 의무할당량을 채우지 못하면 정부로부터 과징금을 부과받기 때문에 REC 거래를 통해 부족분을 채워야한다. [28]

Fig. 13에서 실제 SMP 와 REC의 시장가격을 확인할 수 있지만, REC 가격의 경우, 현재 적정 가격을 예측하는 것이 불가능하다. RPS 제도가 시행된 이래 REC 가격은 1년 새 2배가 넘는 시장 가격을 형성했다가 2014년부터 현재까지 하락 추세

를 이어나가며, 큰 변동 폭을 지냈다. 또한 아직 제도 정비를 마치지 못한 상태로 태양광, 비태양광으로 나누었던 REC 시장을 2016년부터 통합될 예정이며 이에 따라 REC가격 결정의 큰 변수로 작용할 것으로 보인다.

이에 대한 상세한 분석이 필요하지만 본 경제성 분석에서는 간단한 REC 가격 추정이 이루어졌다. REC 추정 방법으로 2012~2014년의 SMP와 REC 평균가격의 차이를 적용하였다. 2012 ~ 2014년의 SMP와 REC 평균가격의 차이는 \$49였고, 이를 예측된 연평균SMP과 REC에 대해서도 연 \$49에 차이가 있을 것이라고 가정하였다. Table 8에는 본 연구에서 적용한 SMP와 REC의 MWh당 가격을 나타낸다.

Table 8 Applied SMP and REC based on annual variation prediction

Year	SMP (\$/MWh)	REC (\$/MWh)
2015	112.61	67.54
2016	104.01	58.94
2017	99.35	54.27
2018	97.34	52.27
2019	89.83	44.76
2020 ~2034	80.25	35.17

3.2.2 초기 투자비 및 운전유지비용 추정

풍력발전사업은 초기설비 투자에 대규모 자본이 필요하며, 약 20 년의 운영기간동안 유지 보수에 드는 비용이 발생한다. 보통 풍력발전사업에 대한 타당성조사 단계에서는 사전용역을 통해 개략적으로 산출하거나 필요한 경우 견적서를 수집하여 항목별 세부적인 비용 추정이 이루어진다. 그러나 자료의 한계로, 본 연구에서는 공개된 자료에 의거하여 비용 추정을 하였다. 초기투자비용과 운전비용에 대한 세부항목은 Table 9에 나타내었다.

Table 9 Input parameters for economic feasibility analysis

Parameter			Value
Capex		Turbine purchase	
		Installation	≥1 & <2 MW \$1734/kW
		Substation	≥2 & <3 MW \$1675/kW
		Interconnection	≥3 MW \$1625/kW
		Balance of expense	[33]
OPEX	O&M costs	Wage	\$28/kW/yr [33]
		Material	
		Rent	
	Other cost	General & admin. cost	2% of revenue/yr
		Property insurance	
		Worker's compensation insurance	
		Land lease	
	Tax	Corporation income tax	Annual taxable income
		Local income tax	*22%/yr [34]
	Operation period		
Inflation rate			1.6% (a)
Discount rate			5.5% [24]
Currency exchange rate			\$0.916 (≈KRW1000) (b)
Depreciation			Straight line method

(a) The average annual inflation rate from 2012 to 2014 in South Korea.[35]

(b) The average annual won-dollar exchange rate from 2012 to 2014 in South Korea. [35]

초기투자비용과 유지보수비용에 대해서는 미국 에너지성에서 발간한 「2014 Wind Technologies Market Report」 [33]를 바탕으로 추정하였다. 초기투자비용의 경우 풍력터빈의 정격용량을 기준으로 kW당 단가를 다르게 적용하였지만, 유지보수비용에 대해서는 연간 물가상승을 반영하면서 \$28/kW/yr를 일괄 적용하였다. 이밖에 기타비용에 대해서 연간 수입의 2%를 적용하였고, 토지 임대비용에 대해서 관련업체 문의를 통한 단가를 적용하였다. 법인세 비용에 대해서 지방소득세를 포함하여 과세표준 2억 원 초과 200억 원이하의 소득에 대하여 22%를 적용하는 방식을 적용하였다. 그러나 2015년 3월부터 지방소득세의 경우 기준이 변경되어 법인세의 10%를 지방세로 가산하는 세율 적용방식에서 2억 원 초과 ~ 200억 원 이하의 소득에 대해서 200만원 + (과세표준 2억 원 초과 금액 x 2%)로 변경되었다. 그러나 그 효과가 미비하다고 판단하여 법인세비용에 대해 22%로 일괄 적용하였다.

3.2.3 기타 고려 사항

수입과 비용 항목 외에 현금흐름표 작성 시 고려해야할 기타 사항들에는 경제수명 기간, 감가상각법, 물가상승률, 환율, 할인율 등이 있다. 풍력발전 설비의 경제수명 기간을 20년으로 가정하여 감가상각의 경우 정액법을 적용하였다. 물가상승률과 환율적용에 대해서는 2012 ~ 2014년 동안의 평균치를 적용하였다. 사회적 할인율은 한국개발연구원에서 발행한 「공기업 준정부기관 사업 예비타당성조사 수행을 위한 일반지침 연구」 [24]에 따라 5.5%를 적용하였다. 이는 저금리 저성장 기조가 지속되는 자본 시장의 상황을 반영한 결과이다. 사회적 할인율은 경제적 타당성 평가에서 사용되는 가장 중요한 파라미터의 하나로 사회적 할인율이 얼마인가에 따라 할인된 편익 및 비용 값이 결정되며 이에 따라 편익/비용 비율이 결정된다. 할인율을 낮게 적용할수록 경제성 지표 중 NPV와 BCR이 더 좋게 나온다.

IV. 연구결과

4.1 각 평균풍속별 경제성 평가 결과

이 장에서는 정규화 과정을 거친 각 평균풍속별 경제성 평가 결과를 비교하였다. 앞서 0.1m/s 간격의 평균풍속 4.5 ~ 8m/s에 대한 각 레일리 바람분포와 1.5, 2, 2.5, 3MW의 평균과워커브를 사용하여 총 144개의 AEP를 도출하였고, 이를 바탕으로 도출한 풍력터빈의 발전량에 대하여 10% 또는 15%의 풍력단지 손실을 적용하였다. 분석에 적용한 AEP 케이스는 총 288가지이지만, 이 절에서는 결과 비교를 위해 10% 에너지 손실을 적용한 케이스에 대해서만 평균풍속별 경제성 지표 결과를 비교하였다.

4.1.1 각 평균풍속별 NPV결과

평균 풍속별 NPV 결과를 보면 투자규모가 클수록, 즉 정격용량이 높을수록, 고풍속에서 NPV가 높게 예측되고 저풍속에서 NPV가 낮게 예측되었다. Fig. 14는 REC판매수입을 적용하지 않았을 때 각 평균 풍속으로부터 발생 가능한 NPV를 나타내며 상세 결과는 Table 10에 나타내었다. REC판매 수입을 적용하지 않았을 경우 평균풍속 약 5.5m/s이하인 프로젝트는 NPV가 0이하로, 경제성이 없었다. 분석에 고려되고 있는 정격용량에 NPV가 모두 0 이상인 풍속은 6m/s였다. 하지만 5.5 ~ 7m/s에 해당하는 풍속구간에 대하여 정격용량별 NPV는 일정한 패턴을 나타내지 않았다.

이는 한계 수익을 보장하는 프로젝트의 비용항목은 최고 수익 또는 최고 손실을 보장하는 프로젝트에 비하여 상대적으로 사업의 규모에 의존하지 않았기 때문인 것으로 분석된다. 이를 통해, 풍력발전 사업의 수익성이 보장되지 않은 프로젝트에 대해서, 사업규모가 클수록 무조건 더 높은 순익을 창출하는 것이 아님을 알 수 있다.

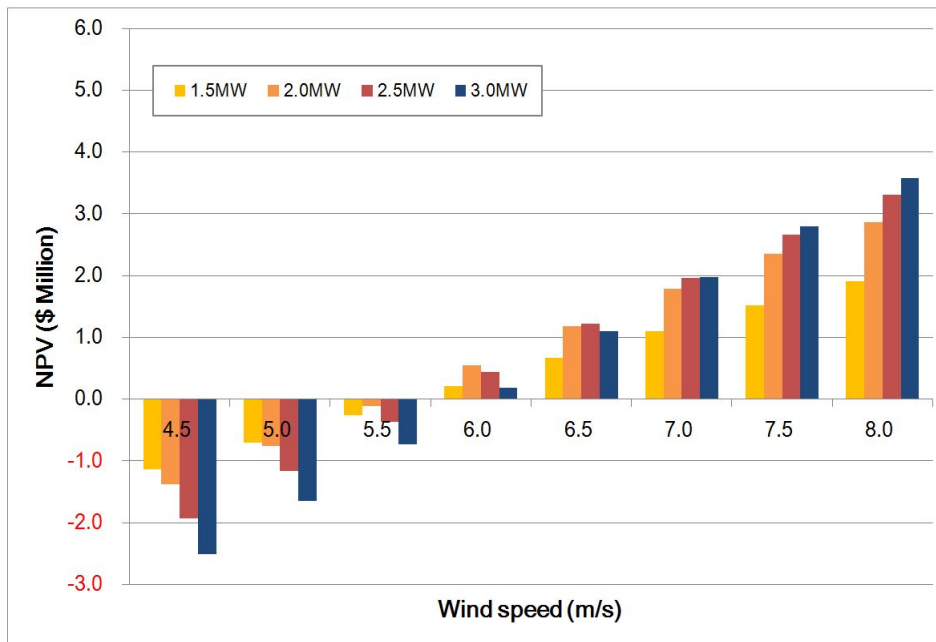


Fig. 14 NPV versus average wind speed (excluding REC)

Table 10 NPV results (10% loss of AEP and no REC)

(Unit: \$Million)

V(m/s)	1.5MW	2MW	2.5MW	3.0MW
4.5	-\$1.14	-\$1.38	-\$1.94	-\$2.50
5.0	-\$0.71	-\$0.76	-\$1.17	-\$1.65
5.5	-\$0.25	-\$0.11	-\$0.37	-\$0.74
6.0	\$0.21	\$0.55	\$0.43	\$0.19
6.5	\$0.67	\$1.18	\$1.22	\$1.09
7.0	\$1.11	\$1.78	\$1.97	\$1.97
7.5	\$1.52	\$2.35	\$2.67	\$2.80
8.0	\$1.91	\$2.87	\$3.31	\$3.58

Fig. 15와 Table 11은 같은 조건에 대해 REC판매를 포함한 경우이다. 마찬가지로, 풍속이 증가할수록 NPV도 거의 선형적으로 증가하였다. REC 판매 수익을 적용하였을 경우, 평균 풍속 5m/s에서도 모든 풍력터빈 케이스에 대해서 NPV가 0을 초과하였다. REC 판매 수익으로 풍력 프로젝트의 경제성은 REC판매수익이 없었을 때보다 약 1m/s 가 하락한 풍속 조건에서도 인정받을 수 있었다. 또한 REC 수입을 적용하였을 때 그렇지 않은 경우보다 정격 용량별 NPV 변동이 발생하는 풍속구간이 더 적었다. 정격출력에 따른 NPV 변동이 발생한 풍속은 5.0 ~ 5.5m/s 구간이었다.

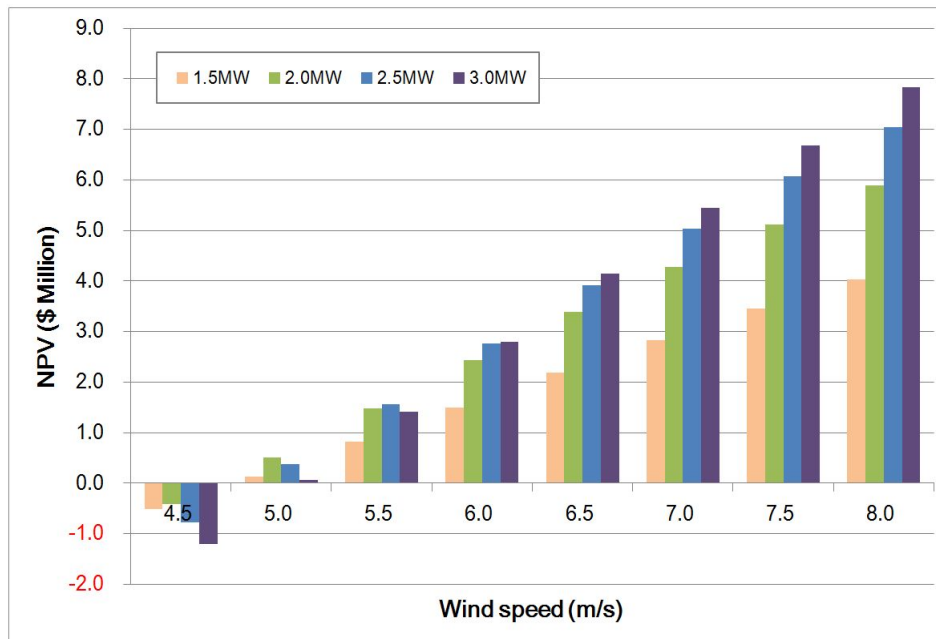


Fig.15 NPV versus average wind speed (including REC sales)

Table 11 NPV results (10% loss of AEP and REC sales)

(Unit: \$Million)

V (m/s)	1.5MW	2MW	2.5MW	3.0MW
4.5	-\$0.50	-\$0.42	-\$0.77	-\$1.20
5.0	\$0.14	\$0.51	\$0.37	\$0.07
5.5	\$0.82	\$1.47	\$1.56	\$1.42
6.0	\$1.50	\$2.44	\$2.76	\$2.79
6.5	\$2.18	\$3.38	\$3.92	\$4.15
7.0	\$2.84	\$4.28	\$5.03	\$5.45
7.5	\$3.46	\$5.12	\$6.07	\$6.68
8.0	\$4.03	\$5.89	\$7.04	\$7.83

4.1.2 각 평균풍속별 IRR결과

같은 정격용량의 경우(즉, 독립적인 단일 투자안을 평가하는 경우), NPV법에서 경제성이 있다고 판단된 투자안은 IRR법에서도 경제성이 있는 것으로 평가된다. 하지만 서로 다른 정격용량의 경우(즉, 투자 규모가 다를 때), NPV법과 IRR법은 상반된 결과를 가져올 수 있다.

Fig. 16 및 Table 12는 REC를 적용하지 않았을 때의 평균 풍속 대 IRR결과를 보여준다. 풍속이 증가할수록 IRR도 선형적으로 증가하였고, IRR이 할인율 5.5%보다 높은 풍속은 6m/s이상이었다. Fig. 17 및 Table 13은 REC를 적용하였을 때의 평균 풍속 대 IRR결과를 보여준다. REC 판매 수입 여부에 따라 평균 풍속별 IRR 차이는 4~10%를 보였다. REC 판매 수익을 적용하였을 경우, 모든 풍력터빈에 대해서 IRR이 할인율보다(5.5%) 높은 풍속은 5m/s이상이었다.

같은 REC 조건에서 NPV와 IRR을 비교하였을 때, 평균 풍속 8m/s에 대한 NPV는 3MW 경우가 가장 높았지만, IRR의 경우 2MW일 때가 가장 높으며, 3MW의 IRR은 NPV가 가장 낮은 1.5MW와 비슷한 수준이었다. 이는 투자규모가 서로 다른 투자안에 대하여 투자의 효율성이 각각 다르다는 의미이다. 2MW의 경우 투자 대비 높은 수익률을 내는 프로젝트로 판단내릴 수 있고, 3MW의 경우 2MW보다 투자 효율성은 떨어지지만, 2MW보다 사업 규모가 크기 때문에 더 높은 순익을 창출할 수 있음을 의미한다.

분석 결과, IRR의 경우 각 풍속별 풍력터빈의 정격용량에 대해 일정한 패턴을 보였다. 2MW 풍력터빈의 IRR이 가장 높았으며, 다음으로 2.5MW, 1.5MW, 3.0MW 순이었다. 이는 2MW를 적용한 연간발전량의 투자수익성이 가장 좋다는 것을 의미한다. 앞서 살펴본 바와 같이 REC판매를 포함하지 않았을 때, 5.5~6.5m/s풍속의 NPV는 IRR 결과와 같은 순위를 보이지만, 고풍속 구간에서의 NPV는 정격용량이 클수록(즉, 투자 규모가 클수록) 높았다. REC판매를 포함할 경우에는 4.5~5.0m/s풍속의 NPV는 IRR 결과와 같은 순위를 보였고, 5.5m/s에서는 서로 상반된 결과를 보였다. 따라서 풍속별 경제성분석에 있어 NPV와 IRR을 동시에 고려하여 더 유리한 투자안을 결정하여야 한다.

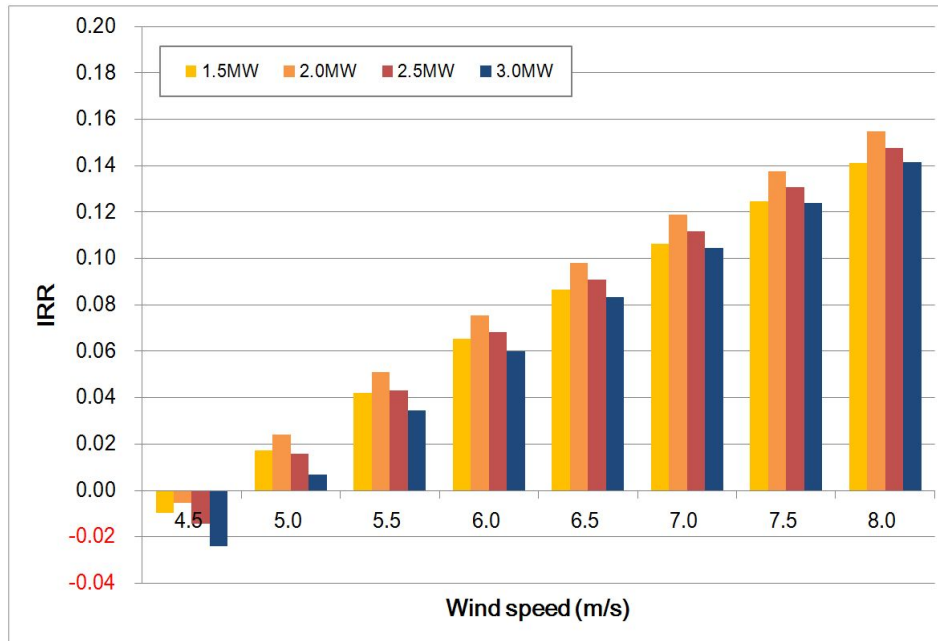


Fig.16 IRR versus average wind speed (excluding REC sales)

Table 12 IRR results (10% loss of AEP and no REC sales)

V (m/s)	1.5MW	2MW	2.5MW	3.0MW
4.5	-1.0%	-0.5%	-1.4%	-2.4%
5.0	1.7%	2.4%	1.6%	0.7%
5.5	4.2%	5.1%	4.3%	3.5%
6.0	6.5%	7.6%	6.8%	6.0%
6.5	8.7%	9.8%	9.1%	8.3%
7.0	10.6%	11.9%	11.2%	10.4%
7.5	12.5%	13.8%	13.1%	12.4%
8.0	14.1%	15.5%	14.8%	14.2%

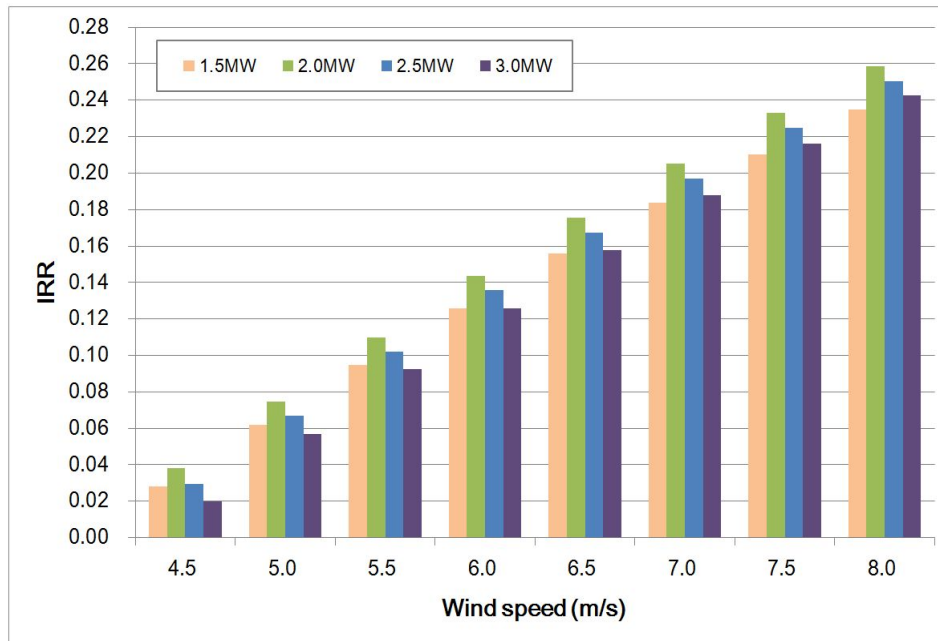


Fig.17 IRR versus average wind speed (including REC sales)

Table 13 IRR results (10% loss of AEP and REC sales)

V(m/s)	1.5MW	2MW	2.5MW	3.0MW
4.5	2.8%	3.8%	2.9%	2.0%
5.0	6.2%	7.5%	6.7%	5.7%
5.5	9.5%	11.0%	10.2%	9.2%
6.0	12.6%	14.4%	13.6%	12.6%
6.5	15.6%	17.5%	16.7%	15.8%
7.0	18.4%	20.5%	19.7%	18.8%
7.5	21.0%	23.3%	22.5%	21.6%
8.0	23.5%	25.9%	25.0%	24.3%

4.1.3 각 평균풍속별 BCR결과

Fig. 18과 Table 14에는 REC 판매 수익을 제외하여 경제성 분석을 실시한 평균 풍속 대 BCR결과를 보여준다. 경제적 타당성을 입증 받는 BCR이 1이상인 풍속은 6m/s 이상이었고, 2MW > 2.5MW > 1.5MW > 3.0MW 순으로 BCR이 높았다. BCR 결과를 보면 IRR과 마찬가지로 풍속에 대해 선형적으로 증가하고, 풍력터빈의 정격용량에 대해 일정한 패턴을 보였다.

앞서 투자 금액이 서로 다른 투자안을 비교할 때 투자성과의 크기와 투자금액의 효율성은 각 케이스마다 서로 다른 것을 확인하였다. BCR은 투자금액의 효율성에 초점이 맞춰진 경제성 평가 방식이다. 보통 투자규모가 서로 다른 투자안을 비교할 때에는 BCR법을 사용한다.

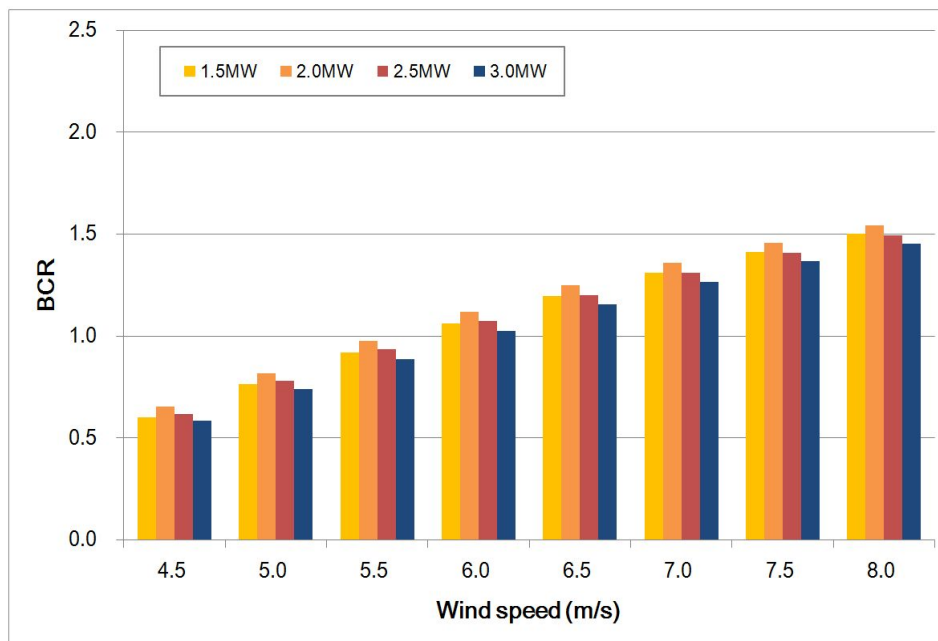


Fig. 18 BCR versus average wind speed (excluding REC)

Table 14 BCR results (10% loss of AEP and no REC)

V (m/s)	1.5MW	2MW	2.5MW	3.0MW
4.5	0.60	0.65	0.62	0.58
5.0	0.76	0.82	0.78	0.74
5.5	0.92	0.98	0.93	0.89
6.0	1.06	1.12	1.07	1.03
6.5	1.19	1.25	1.20	1.15
7.0	1.31	1.36	1.31	1.27
7.5	1.41	1.46	1.41	1.37
8.0	1.50	1.54	1.49	1.45

Fig. 19와 Table 15는 REC 판매수익을 포함하여 경제성 분석을 실시한 평균 풍속 대 BCR을 나타낸다. BCR이 1보다 높은 풍속은 5m/s 이상이었고, 각 풍속 별 정격용량은 REC를 적용하지 않았을 때와 같은 패턴을 보였다. REC 판매 수입 여부에 따라 BCR 차이는 약 0.2정도였다.

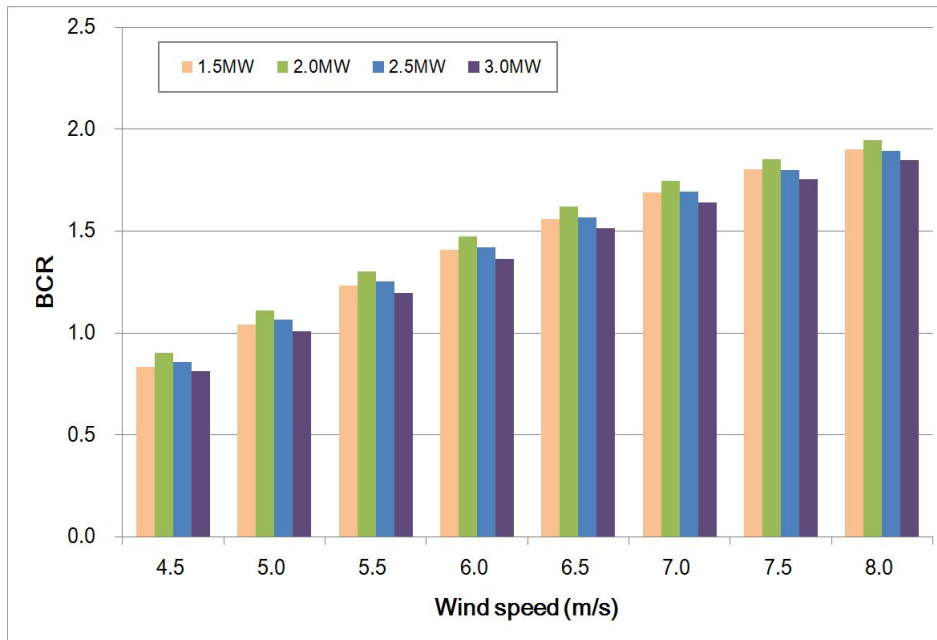


Fig.19 BCR versus average wind speed (including REC)

Table 15 BCR results (10% loss of AEP and REC sale)

V(m/s)	1.5MW	2MW	2.5MW	3.0MW
4.5	0.84	0.90	0.86	0.81
5.0	1.04	1.11	1.06	1.01
5.5	1.23	1.30	1.25	1.20
6.0	1.41	1.47	1.42	1.36
6.5	1.56	1.62	1.57	1.51
7.0	1.69	1.75	1.69	1.64
7.5	1.80	1.85	1.80	1.75
8.0	1.90	1.95	1.89	1.85

4.2 풍력발전단지 운영에 요구되는 경제성 있는 최소풍속의 결정

4.2.1 경제성 있는 최소풍속 결정 기준 선정

앞서 시행한 풍속에 대한 경제성 분석을 바탕으로 풍력발전단지 운영에 요구되는 경제성 있는 최소 연평균 풍속(이하, 최소풍속)을 결정하였다. 이를 위해 투자규모가 서로 다른 투자안을 비교할 때 적합한 BCR을 주요 경제성 평가 지표로 활용하였다. 이론적으로, BCR은 1.0이상이어야 해당 프로젝트에 대한 경제적 타당성을 인정받는다.

그러나 이에 대한 기준은 실제 경제의사결정에서 각 특수한 경제 조건 하에서 조정될 수 있다. 예를 들어, 한국개발연구원(KDI)에서는 공공투자의 경제적 타당성을 판단할 때, 우리나라의 어려운 재정상황 및 조세왜곡에 의한 공적자본의 한계비용 등을 추가적으로 고려한다면 최소 BCR이 ‘약 1.10 ~ 1.15’ 정도는 되어야 경제적 타당성을 충분히 인정할 수 있다고 언급하였다. 미국 정부의 경우도 조세의 초과 부담을 감안했을 때 공공투자 분석 기준으로 BCR이 1.25이상인 프로젝트에 대해 경제적 타당성을 인정받을 수 있다고 규정하고 있다.[24] [36]

따라서 풍력발전사업의 높은 불확실성을 고려하기 위해 최소풍속 결정 기준으로 BCR 1.0, 1.15, 1.25을 선정하였다. Fig. 20을 보면 BCR 1.0, 1.15, 1.25에 해당하는 풍속이 각각 다르며, BCR의 기준이 높을수록 요구되는 최소풍속도 커짐을 알 수 있다.

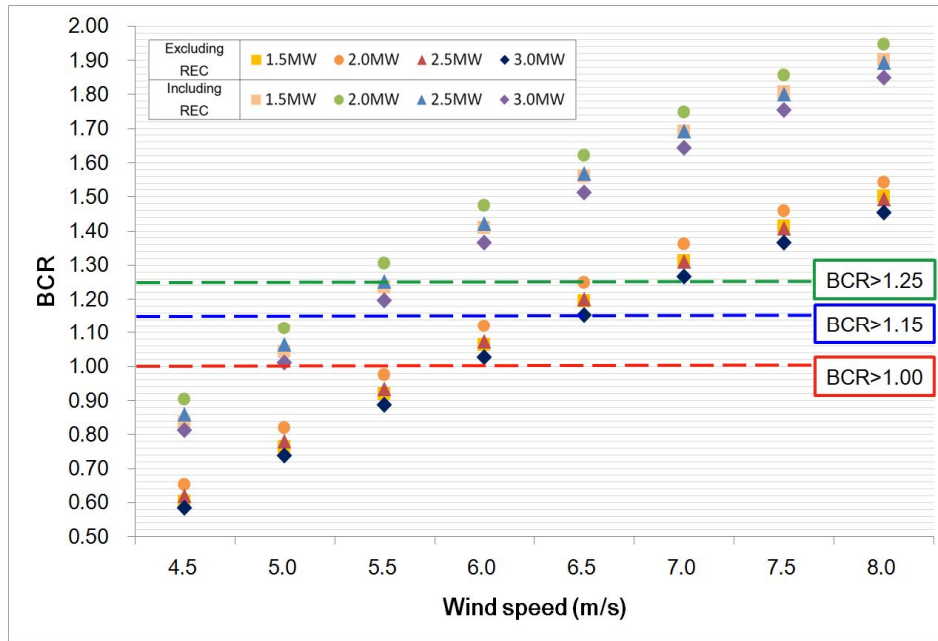


Fig. 20 BCR versus average wind speed with 10% loss of AEP

위와 같은 기준을 설정하고, Fig. 21에서는 본 연구에서 제안하는 레일리분포를 이용한 풍력발전단지 운영에 요구되는 최소 연평균풍속을 결정하는 플로우차트(Flow chart)를 나타내었으며, 분석방법의 절차는 다음과 같다.

- 1) 평균 풍속 설정: 평균풍속 4.5 ~ 8.0m/s에 대하여 풍속 분포로 레일리분포를 가정
- 2) 풍력 터빈 선정: 1.5, 2.0, 2.5, 3.0MW의 실제 풍력터빈을 바탕으로 각각 5개의 모델을 선정하여 평균 파워커브를 계산
- 3) AEP 계산: 평균풍속별 레일리분포와 정격용량별 평균파워커브를 이용해 평균풍속과 풍력터빈의 정격용량에 따른 AEP 도출
- 4) 경제성 분석 조건 수립: 최신 풍력사업 보고서를 바탕으로 초기투자비용 및 유지보수비를 설정하고 한국의 전력시장가격과 경제상황을 고려하여 기타비용 및 수입 등을 산정
- 5) 경제성 평가지표 도출: 각각의 AEP를 하나의 프로젝트로 간주하여 현금흐름표를 작성하고 NPV, IRR, BCR 등의 경제성 평가 지표 도출

- 6) 최소풍속결정을 위한 기준마련: 최소풍속 결정을 위해 BCR을 주요 경제적인 사결정지표로 사용하고, 다양한 경제상황을 고려하기 위해 BCR 1.0, 1.15, 1.25가 계산함
- 7) 최소풍속의 결정: BCR 1.0, 1.15, 1.25에 해당하는 최소풍속이 결정됨. 이에 해석자는 경제상황에 따라 3가지 케이스 중 선택 가능. BCR 1.0은 이론적으로 경제성을 입증하는 수치이며, 경제 상황에 대해 비관적일수록 BCR 기준을 높게 설정하여야 함.

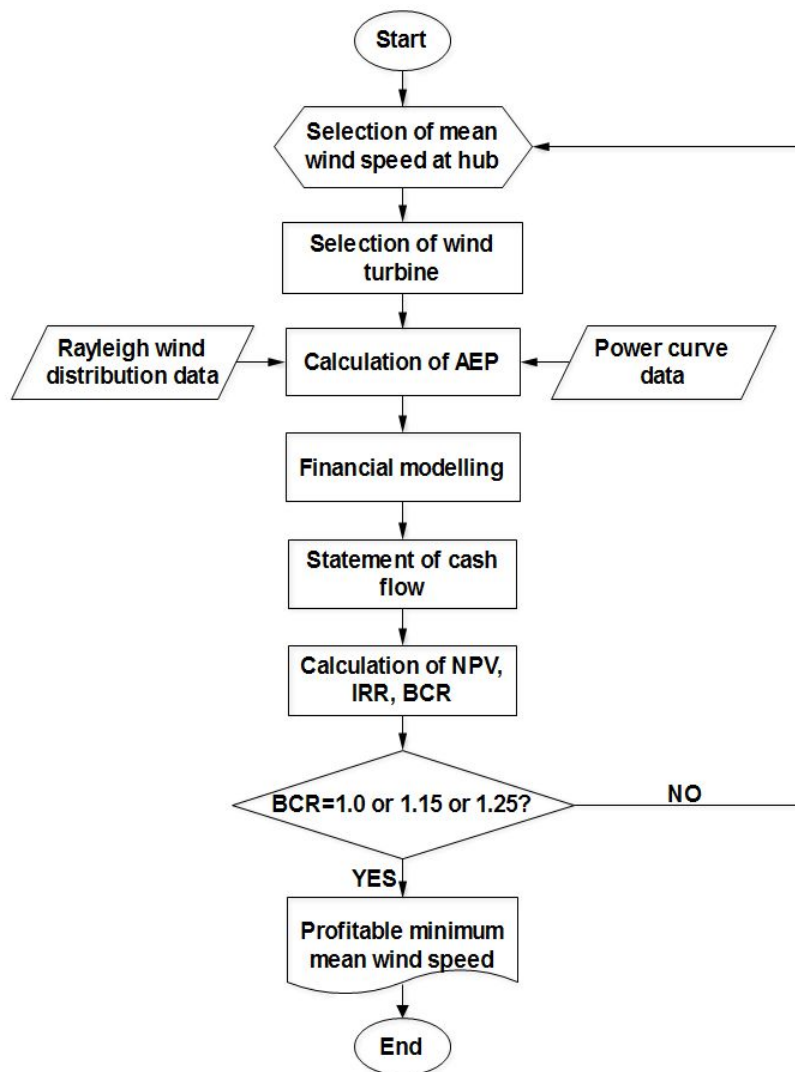


Fig. 21 Flow chart for determining minimum mean wind speed for ensuring economic feasibility

4.2.2 경제성 있는 최소풍속 결정 결과

위에서 제시된 분석방법을 토대로 최소풍속 결정을 위한 세 가지의 주요 변수로 에너지 손실률, 풍력터빈 정격용량, REC 판매로 정하였다. 10%와 15%의 에너지 손실률, 1.5~3MW의 풍력터빈, REC 판매 수익 여부에 따라 총 16가지의 케이스에 대한 경제성 있는 최소풍속을 도출하였다.

Fig. 22와 Fig. 23은 각각 손실률에 따른 REC 판매 수익을 적용하지 않았을 때의 최소풍속과 그에 상응하는 CF를 나타낸다.

Fig. 22은 10%의 에너지 손실률을 적용했을 때 각 터빈별 발전량에 대해 BCR 1에 해당하는 풍속 지점은 1.5MW 터빈의 경우 5.8m/s, 2.0MW 터빈의 경우 5.6m/s, 2.5MW 터빈의 경우 5.8m/s, 3.0MW 터빈의 경우 5.9m/s였다. 이 때 해당 풍속별 CF는 24~25%였다. BCR이 1.15에 해당하는 풍속 지점은 BCR 1.0에 해당하는 풍속지점보다 약 0.5m/s씩 상승하여, 6.1~6.5m/s이었다. 이 때 해당 풍속별 CF는 28~30%였다. BCR 1.25를 기준으로 두는 풍력 프로젝트에 대해서는 최대 6.9m/s의 풍속이 요구되었고 이때의 CF는 33%였다.

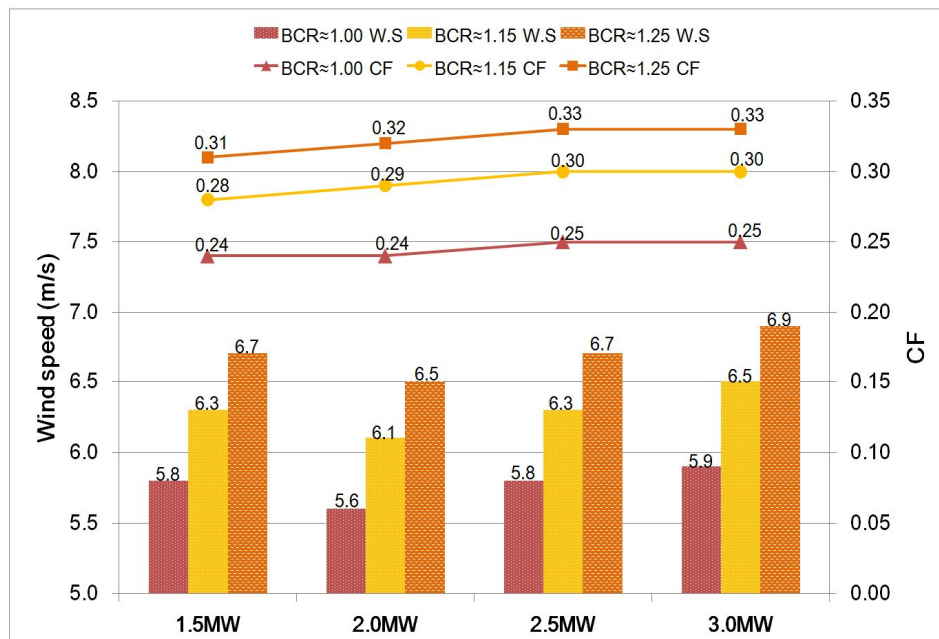


Fig. 22 Marginal wind speed and CF (10% loss of AEP & no REC sales)

Fig. 23은 Fig.22와 같은 조건에 대해 에너지 손실률을 상향조정한 결과이다. 15%의 에너지 손실을 적용한 결과, 각 터빈별 발전량에 대해 BCR 1에 해당하는 풍속 지점은 1.5MW 터빈의 경우 6.0m/s, 2.0MW 터빈의 경우 5.8m/s, 2.5MW 터빈의 경우 5.9m/s, 3.0MW 터빈의 경우 6.1m/s였다. 에너지 손실 10%와 15%의 차이는 최소풍속 0.2 ~ 0.3m/s의 차이를 발생시켰으나 이 때 해당 풍속별 CF는 24 ~ 25%로 동일한 수준이었다. 마찬가지로, BCR이 1.15에 해당하는 풍속 지점은 BCR 1.0에 해당하는 풍속지점보다 약 0.5m/s씩 상승하여, 6.3 ~ 6.7m/s이었다. 이 때 해당 풍속별 CF는 28 ~ 30%였다. BCR 1.25를 기준으로 두는 풍력 프로젝트에 대해서는 최대 7.2m/s의 풍속이 요구되었고 이때의 CF는 34%였다.

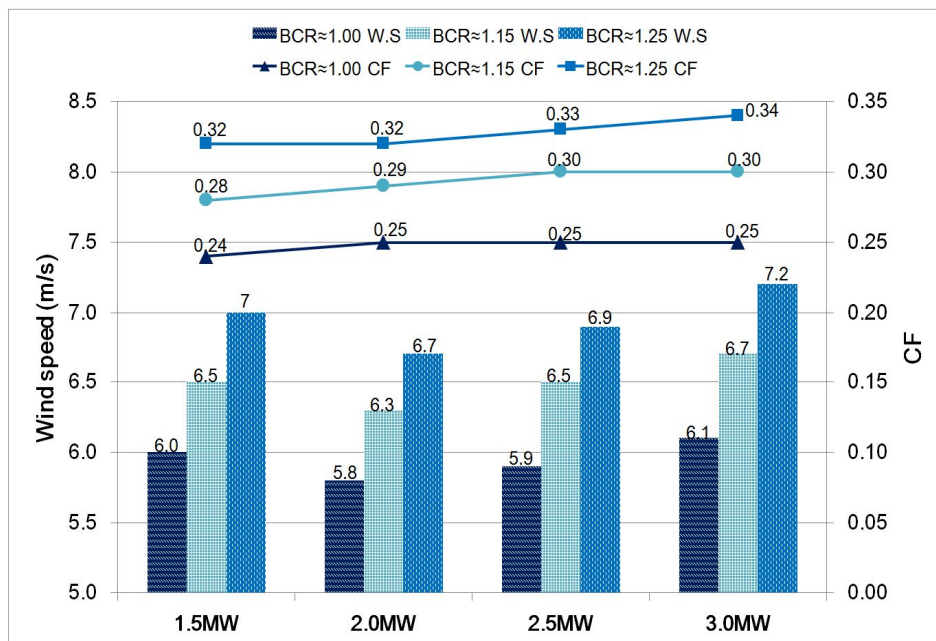


Fig. 23 Marginal wind speed and CF (15% loss of AEP & no REC sales)

Fig. 24와 25는 각각 손실률에 따른 REC판매 수익을 적용했을 때의 최소풍속과 그에 상응하는 CF를 나타낸다.

Fig. 24는 10%의 에너지 손실률을 적용했을 때 각 터빈별 발전량에 대해 BCR 1에 해당하는 풍속 지점은 1.5MW 터빈의 경우 4.9m/s, 2.0MW 터빈의 경우 4.8m/s, 2.5MW 터빈의 경우 4.9m/s, 3.0MW 터빈의 경우 5.0m/s였다. 이 때 해당 풍속별 CF는 16~17%였다. BCR이 1.15에 해당하는 풍속 지점은 BCR 1.0에 해당하는 풍속지점보다 약 0.4m/s씩 상승하여, 5.0~5.4m/s이었다. 이 때 해당 풍속별 CF는 19~20%였다. BCR 1.25를 기준으로 두는 풍력 프로젝트에 대해서는 최대 5.7m/s의 풍속이 요구되었고 이때의 CF는 23%였다. 같은 에너지 손실률을 적용하는 Fig. 22와 비교해보면, REC 판매 수입여부에 따라 약 0.9m/s의 최소풍속과 6%의 CF 차이를 보였다.

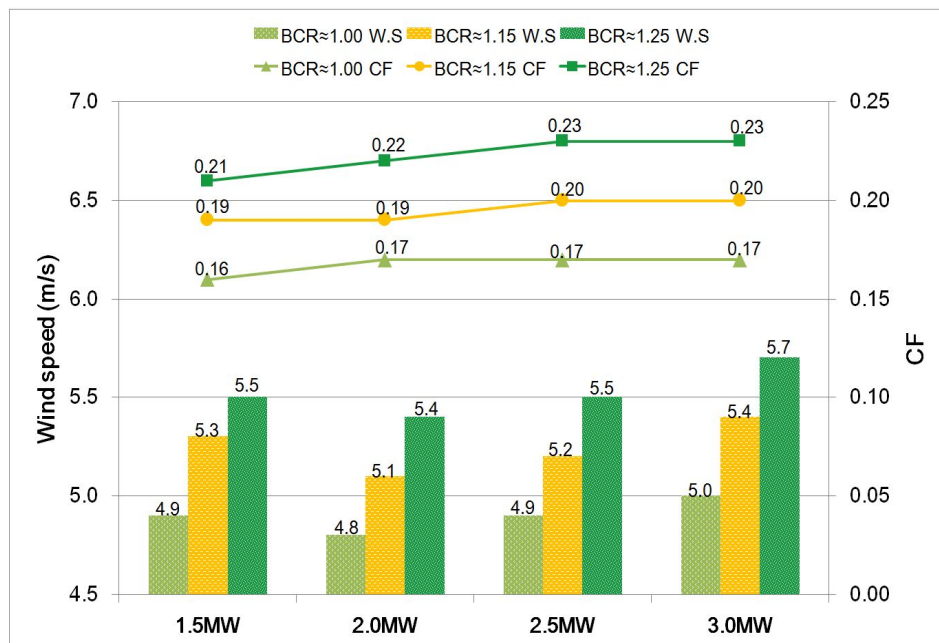


Fig.24 Marginal wind speed and CF (10% loss of AEP & REC sales)

Fig. 25는 Fig. 24와 같은 조건에 대해 에너지 손실률을 상향조정한 결과이다. 15%의 에너지 손실을 적용한 결과, 각 터빈별 발전량에 대해 BCR 1에 해당하는 풍속 지점은 1.5MW 터빈의 경우 5.1m/s, 2.0MW 터빈의 경우 4.9m/s, 2.5MW 터빈의 경우 5.0m/s, 3.0MW 터빈의 경우 5.1m/s였다. 에너지 손실 10%와 15%의 차이는 최소풍속 0.1~0.2m/s의 차이를 발생시켰고 이 때 해당 풍속별 CF는 16~17%로 동일한 수준이었다. 마찬가지로, BCR이 1.15에 해당하는 풍속 지점은 BCR 1.0에 해당하는 풍속지점보다 약 0.4m/s씩 상승하여, 5.2~5.5m/s이었다. 이 때 해당 풍속별 CF는 19~21%였다. BCR 1.25를 기준으로 두는 풍력 프로젝트에 대해서는 최대 5.8m/s의 풍속이 요구되었고 이때의 CF는 22%였다. 같은 에너지 손실률을 적용하는 Fig. 23과 비교해보면, REC 판매 수입여부에 따라 약 0.9m/s의 최소풍속과 6%의 CF 차이를 보였다.

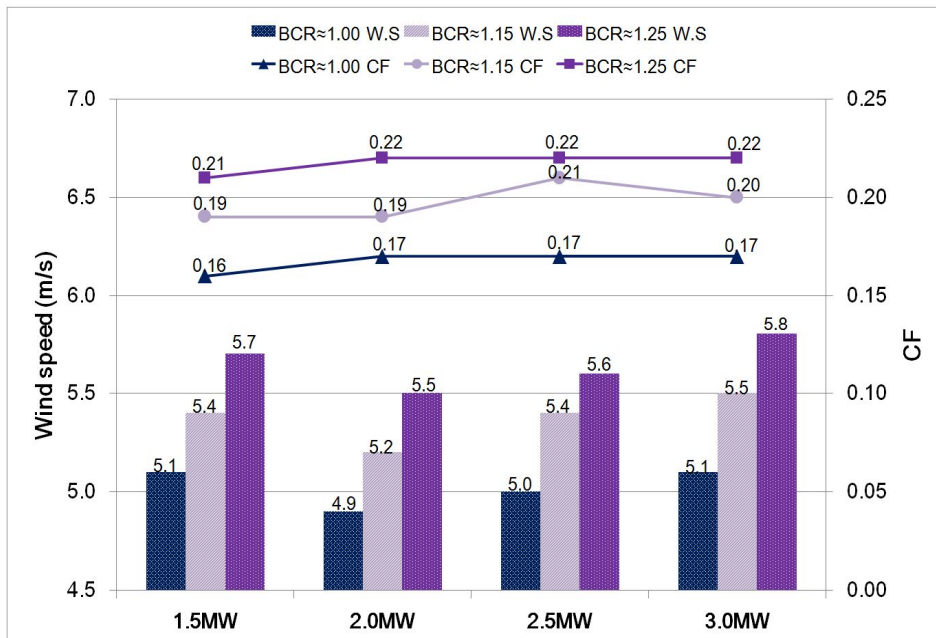


Fig. 25 Marginal wind speed and CF (15% loss of AEP & REC sales)

종합해보면, 10%와 15%의 에너지 손실률의 차이는 풍력발전 운영 시 필요한 최소풍속 결정에 대해 약 0.2m/s의 차이를 지니며 CF는 동일한 수준이었다. 그러나 REC 판매 수익여부에 따라 최소풍속 결정에 약 1m/s의 차이를 가지며 이에 상응하는 CF차이는 약 6%로, REC판매가 최소풍속을 결정하는데 큰 영향을 끼치는 것을 알 수 있었다. 이는 RPS제도가 풍력 발전 사업 운영 시 경제성 평가에 매우 중요하게 작용한다는 것을 의미하며, REC 가격산정의 중요성을 보여준다.

4.3 경제성 있는 최소풍속에 대한 민감도 분석

앞서 REC 판매가 최소풍속 결정에 있어 중요하게 작용하고 있음을 확인하였다. 그 밖에도 풍속별 현금흐름에 영향을 미치는 특정 요인을 선정하여 투자 평가 지표에 어느 정도 영향을 미치는가를 살펴보았다. 본 연구에서는 현금흐름의 주요 결정요인으로 초기투자비용(Capex), 유지보수비용(Opex), 계통한계가격(SMP), 신재생에너지공급인증서(REC) 가격, 할인율(r), 설비이용률(CF)을 가정하였고, 각 요인에 대해 낙관치(+20%~+10%), 기대치(+5%~-5%), 비관치(-10%~-20%)를 계산하였다. 이에 대해 다른 조건이 동일할 때, 각 각의 변수가 투자가치에 얼마나 민감하게 반응하는지 평가하였다. 앞서 구한 최소 풍속 케이스 중, BCR이 1.15와 가장 비슷한 경제성을 갖는 풍속에 대하여 10% 에너지 손실을 적용한 1.5MW사례에 대하여 NPV, IRR, BCR 민감도 분석을 실시하였다.

4.3.1 NPV 민감도 분석

NPV 민감도 분석에 있어 기준 값은 REC 판매수입을 적용하지 않았을 경우, 풍속 6.3m/s 케이스에 대한 경제성 분석 결과이며, 이때의 NPV는 485.47백만 달러이다. 또한 REC 판매수입을 적용하였을 경우에는 풍속 5.3m/s 케이스에 대한 경제성 분석 결과이며, 이때의 NPV는 541.48백만 달러이다. REC 판매수입을 적용하지 않았을 때의 NPV 민감도 분석 결과를 Fig. 26에 나타내었고, REC 판매수입을 적용하였을 때의 NPV 민감도 분석 결과는 Fig. 27에 나타내었다.

두 경우 마찬가지로, SMP의 변동성이 NPV 결과에 가장 큰 영향을 미쳤다.

Fig. 26에서 알 수 있듯이, REC를 포함하지 않은 현금흐름에 대해서, NPV는 SMP의 변화(-20%~+20%)에 대해 가장 민감하게 반응했으며, SMP와 CF의 영향이 가장 비슷했다. 다른 조건이 동일한 경우, SMP의 변화에 따라 NPV가 최대 1,087.17 백만 달러~최소 -116.22 백만 달러로 달라졌고, CF의 변화에 따라 NPV가 최대 1,073.34 백만 달러~최소 -102.94 백만 달러의 범위에서 변동했다. 다음으로, Capex의 변화에 따라 NPV는 최대 1,005.67 백만 달러~최소 -34.73 백만 달러의 범위에서 변동했다. 할인율(r)의 영향으로 NPV는 최대 766.70 백만 달러~최소 240.02 백만 달러로 달라질 수 있었고, Opex의 영향은 NPV에 최대 598.17~최소 372.76의 변동성을 보이며 가장 낮았다. 각 요인별 NPV에 민감하게 반응한 순서는 다음과 같다.

SMP > CF > Capex > r > Opex

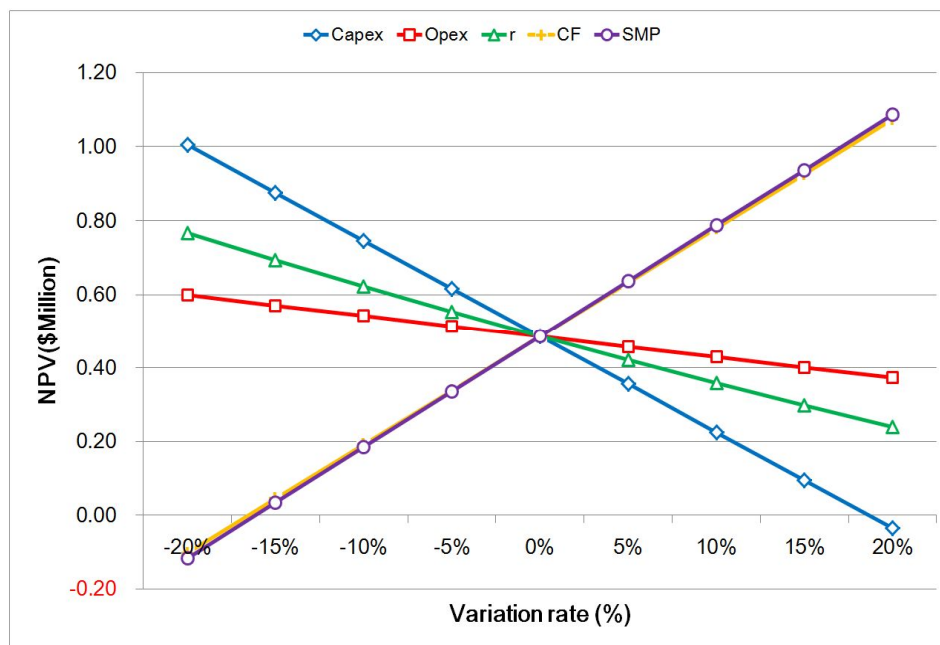


Fig. 26 NPV Sensitivity analysis (10% loss of AEP & no REC sales)

Fig. 27에서 알 수 있듯이, REC 판매수입을 적용한 현금흐름에 경우, SMP변동에 가장 민감하게 반응했다. 다른 조건이 동일한 경우, SMP의 변화(-20% ~ +20%)에 따라 NPV가 최대 1,368.73 백만 달러~최소 -281.99 백만 달러로 달라졌다. CF와 CAPEX는 민감도 분석 그래프에서 가장 비슷한 기울기의 절댓값을 가졌다. 다른 조건이 동일한 경우, CF의 변화에 따라 NPV가 최대 1,141.03 백만 달러 ~ 최소 -58.08 백만 달러의 범위를 가졌으며, Capex의 변화의 경우, NPV가 최대 1,061.68 백만 달러 ~ 최소 21.28 백만 달러의 범위를 가졌다. 할인율(r)의 영향으로 NPV는 최대 821.43 백만 달러~최소 296.93 백만 달러로 달라질 수 있었고, REC의 변화에 대해 NPV에 최대 744.02 백만 달러~최소 342.72 백만 달러까지 변동했다. Opex의 변화는 NPV에 최대 655.07 백만 달러~ 최소 430.67 백만 달러로 변동했다. 각 요인별 NPV에 민감하게 반응한 순서는 다음과 같다.

SMP > CF > Capex > r > REC > Opex

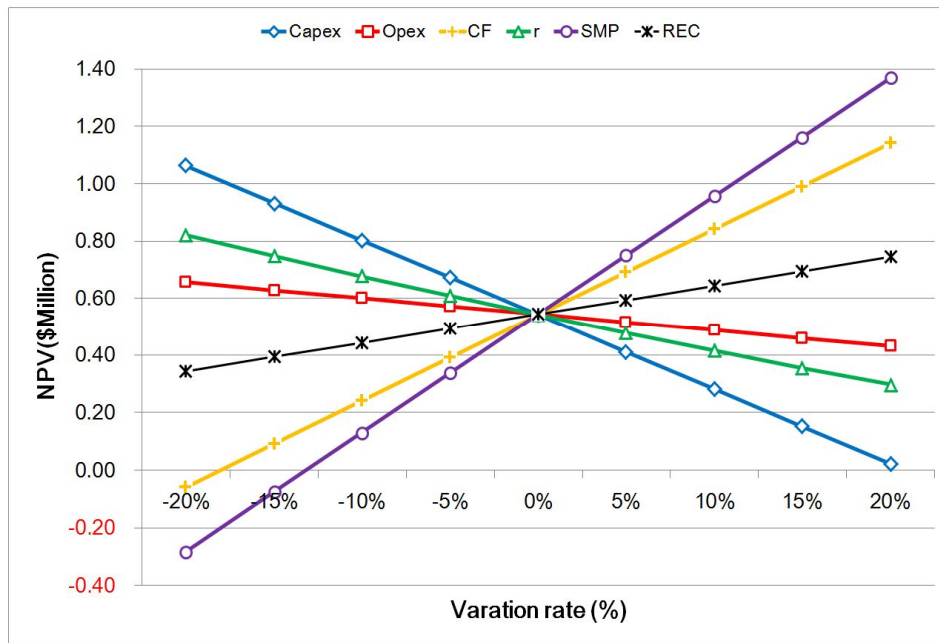


Fig. 27 NPV Sensitivity analysis (10% loss of AEP & REC sales)

4.3.2 IRR 민감도 분석

REC 판매수입을 적용하지 않았을 때의 IRR 민감도 분석에 있어 기준 값은 풍속 6.3m/s 케이스에 대한 경제성 분석 결과이며, 이때의 IRR은 7.84%이다. REC 판매 수입을 적용하지 않았을 경우, IRR은 Capex의 민감도가 가장 높았다. Fig.28에서 알 수 있듯이, 다른 조건이 동일한 경우, Capex의 변화(-20% ~ +20%)에 따라 IRR이 최대 11.32%~최소 5.36%로 달라졌다. SMP와 CF는 IRR 결과에 비슷한 영향을 끼쳤다. 다른 조건이 동일한 경우, SMP의 변화에 따라 IRR이 최대 10.56%~최소 4.92%로 변화했으며, CF의 변화에 따라 최대 10.50%~최소 4.98%로 변동했다. 다음으로, Opex의 영향으로 IRR은 최대 8.35%~최소 7.32%의 변동성을 보이며 가장 낮았다. IRR의 경우 할인율의 영향을 받지 않는다. 할인율(r)이 변동하여도 IRR은 7.84%를 계속 유지한다. 각 요인별 IRR에 민감하게 반응한 순서는 다음과 같다.

Capex > SMP > CF > OPEX

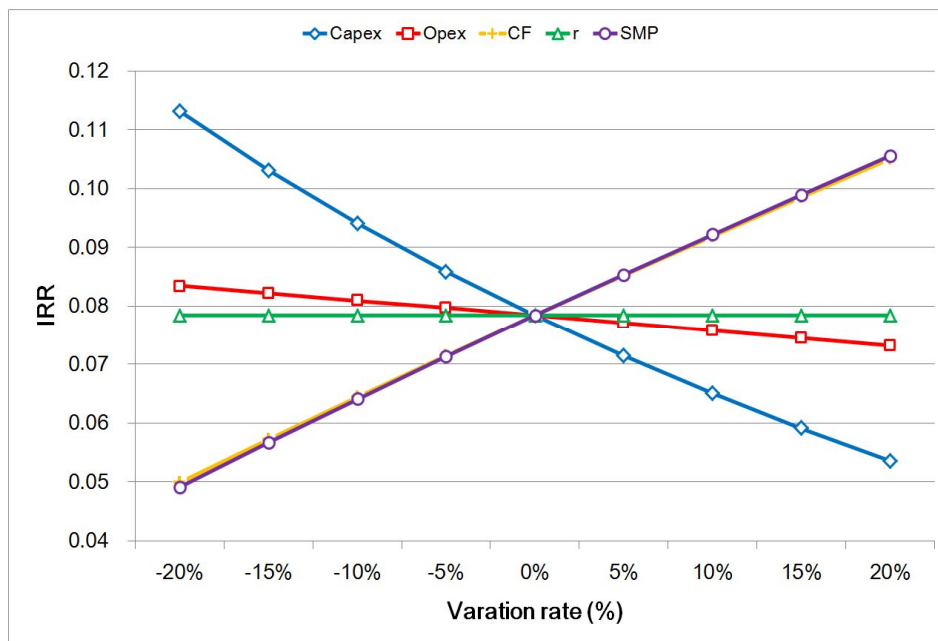


Fig. 28 IRR Sensitivity analysis (10% loss of AEP & no REC sales)

다음으로, REC 판매수입을 적용하였을 경우의 IRR 민감도 분석에 있어 기준 값은 풍속 5.3m/s 케이스에 대한 경제성 분석 결과이며, 이때의 IRR은 8.17%이다. IRR의 경우 REC 판매 수입 적용 여부에 따라 민감도 순위가 바뀌어 REC 판매수입을 적용하였을 경우, SMP에 대한 민감도가 가장 컸다. Fig. 29에서 보듯이, 다른 조건이 동일한 경우, SMP의 변화(-20%~+20%)에 따라 IRR이 최대 11.94%~최소 4.02%로 달라졌다. Capex와 CF의 경우 비슷한 수준의 범위에서 IRR이 변동했다. CAPEX의 경우, 최대 11.80%~최소 5.59%의 IRR를 가질 수 있었고, CF의 경우 최대 10.95%~최소 5.20%로 IRR이 달라졌다. REC의 변화에 따라 IRR은 최대 9.13%~최소 7.20%까지 달라졌으며, Opex의 경우, IRR은 최대 8.39%~최소 7.64%까지 달라졌다. IRR의 경우 할인율의 영향을 받지 않는다. 할인율(r)이 변동하여도 IRR은 8.17%를 계속 유지한다. 각 요인별 IRR에 민감하게 반응한 순서는 다음과 같다.

SMP > Capex > CF > REC > Opex

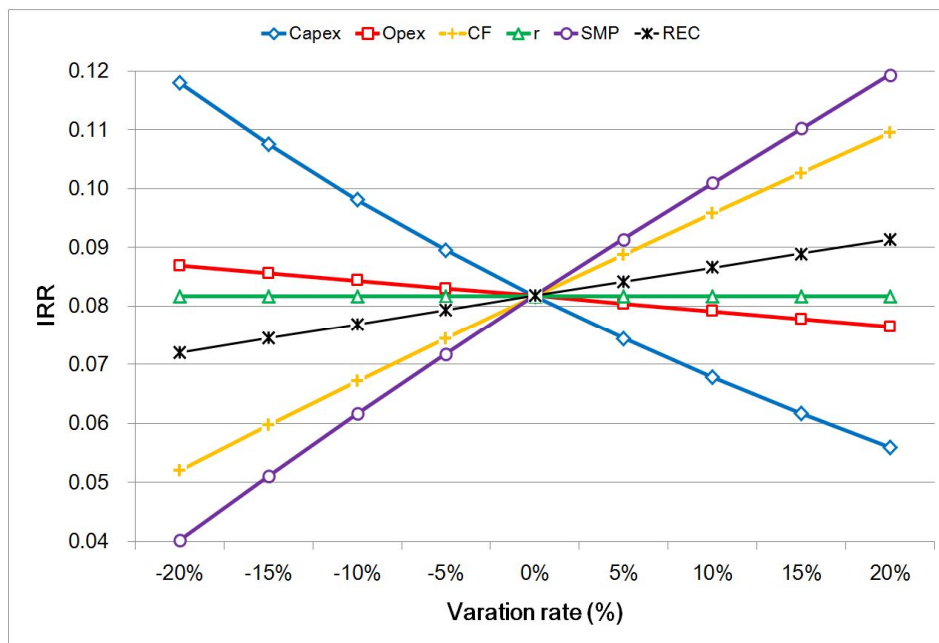


Fig. 29 IRR Sensitivity analysis (10% loss of AEP & REC sales)

4.3.3 BCR 민감도 분석

REC 판매수입을 적용하지 않았을 경우, BCR 민감도 분석에 있어 기준 값은 풍속 6.3m/s 케이스에 대한 경제성 분석 결과이며, 이때의 BCR은 1.14이다. 또한 REC 판매수입을 적용하였을 경우, BCR 민감도 분석에 있어 기준 값은 풍속 5.3m/s 케이스에 대한 경제성 분석 결과이며, 이때의 BCR은 1.16이다. BCR 민감도 분석 결과는 Fig. 30와 31에 나타내었다. Fig. 30은 REC 판매 수입을 적용하지 않았을 경우로, Capex의 민감도가 가장 높았다. 다른 조건이 동일한 경우, Capex의 변화(-20%~+20%)에 따라 BCR이 최대 1.35~최소 0.99로 달라졌으며, SMP의 변화에 따라 BCR이 최대 1.31~최소 0.96으로 달라졌다. 그 다음으로 CF의 경우, BCR이 최대 1.32~최소 0.98로 SMP와 비슷한 범위에서 변동했다. 할인율(r)의 변화에 따라 BCR은 최대 1.22~최소 1.07로 변동했고, Opex의 변화로 BCR은 최대 1.18~최소 1.11의 변동성을 보였다. 각 요인별 BCR에 민감하게 반응한 순서는 다음과 같다.

Capex > SMP > CF > r > Opex

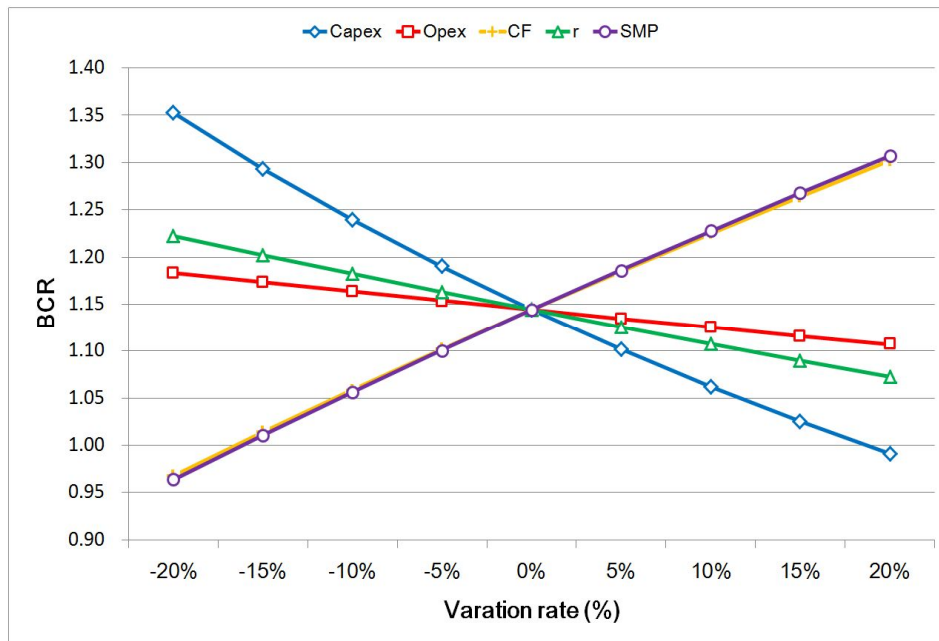


Fig. 30 BCR Sensitivity analysis (10% loss of AEP & no REC sales)

REC 판매수입을 적용하였을 경우, BCR에 가장 영향을 미치는 요인은 SMP였다. Fig. 31에서 보듯이, 다른 조건이 동일한 경우, SMP의 변화(-20%~+20%)에 따라 BCR이 최대 1.38~최소 0.91로 달라졌다. Capex의 경우 CF와 비슷한 변동 범위를 보였다. CAPEX의 변화에 따라 최대 1.37~최소 1.01의 BCR로 달라졌고, CF의 경우 BCR은 최대 1.30~최소 0.97로 변동하였다. 할인율의 경우, 최대 1.24~최소 1.09의 BCR 변동에 영향이 있었고, REC에 변화에 따라 BCR은 최대 1.22~최소 1.10까지 달라질 수 있었다. Opex의 변화에 따라 BCR은 최대 1.20~최소 1.12로 변동했다. 각 요인별 BCR에 민감하게 반응한 순서는 다음과 같다.

SMP > Capex > CF > r > REC > Opex

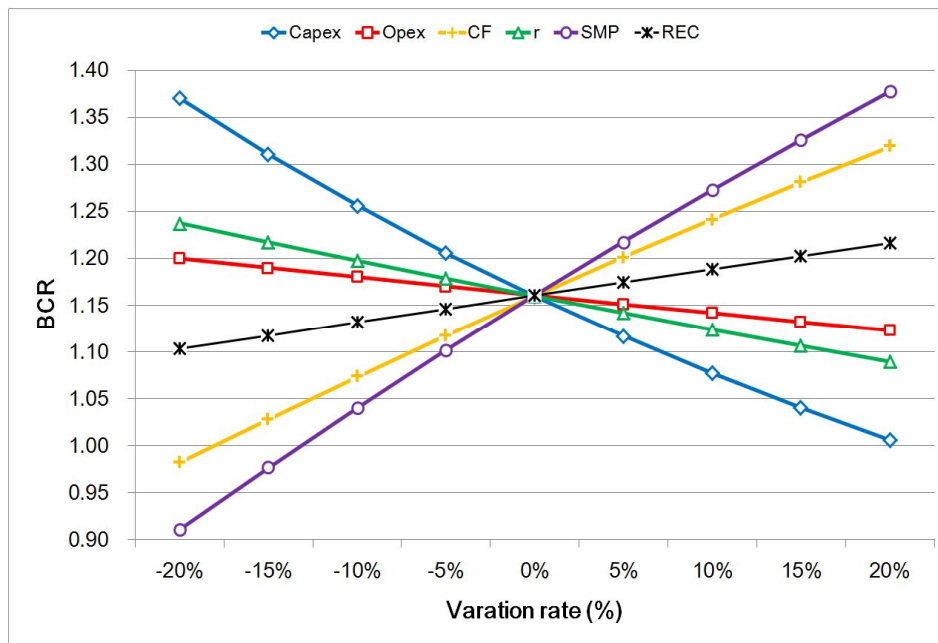


Fig. 31 BCR Sensitivity analysis (10% loss of AEP & REC sales)

경제성분석에 REC 판매수입을 적용하지 않는 경우, NPV는 SMP의 변동에 가장 민감하게 반응하였고, IRR, BCR의 경우 CAPEX의 변동에 특히 민감하게 반응하였다. 또한 수익성에 대한 CF의 민감도는 SMP의 경우와 거의 일치하였다. 이는 식 (8)에 의거하여 해당 프로젝트의 편익($B(t)$)이 SMP와 연간발전량(또는 CF)의 곱

으로 계산되어 민감도분석의 기울기가 거의 같게 나오기 때문이다. 그러나 본 분석에서, 20년의 경제수명기간동안 연간발전량을 동일하게 적용하였지만, 상업운전개시 후 5년간의 SMP를 변동하여 적용했기 때문에 수익성에 대한 SMP와 CF의 민감도는 매우 근소한 차이를 갖는다.

한편, REC 판매수입을 적용하는 경우, NPV IRR, BCR에 가장 영향을 많이 주는 변수는 SMP였다. 이 때에는 해당 프로젝트에 대해 SMP와 CF의 민감도는 더 이상 비슷한 변화양상을 보이지 않았다. 이는 식 (8)에 의거하여 전력시장가격($pr(t)$)에 SMP뿐만 아니라 REC가 추가 고려됨에 따라 해당 프로젝트의 편익($B(t)$)은 연간발전량보다 전력시장가격의 영향을 더 크게 받기 때문이다.

NPV, IRR, BCR 민감도 분석을 종합해보면, SMP, Capex와 CF의 변동에 특히 민감하게 반응한 것을 알 수 있었다. 따라서 최소풍속 결정에 있어 SMP와 Capex, CF를 더 정확하게 예측하기 위한 추가적인 노력이 필요하며, 이에 기초하여 경제성 분석을 실시하여야 신뢰성을 확보할 수 있다.

V. 결 론

본 연구에서는 풍력발전사업 투자의사결정을 지원하기 위해 평균풍속에 대해 다양한 경제성평가를 실시하였다. 또한 최근 한국의 경제상황을 고려하여 일반적인 경제성 분석 조건을 수립하였다. 특히, 우리나라의 경우, 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)가 시행되고 있기 때문에 신재생에너지공급인증서(REC)판매 수입여부에 따른 경제성 평가결과도 도출하였다. 미래의 SMP 및 REC 가격 예측은 사실상 어려우므로 일정한 기준에 의거하여 두 값을 가정하여 분석하였다. 따라서 본 연구 결과는 전력시장가격의 산정에 따른 미래의 SMP 및 REC 가격 변동에 의존함에 유의해야 한다.

각각의 평균풍속별로 순현재가치(NPV), 내부수익률(IRR), 편익/비용비율(BCR)을 도출하여 그 결과를 비교분석하였고, 경제성평가지표 중 BCR법을 기준으로 경제성 있는 최소평균풍속을 결정하였다. BCR 1.0외에 결정 기준으로 보수적인 경제상황을 반영하기 위한 BCR 1.15와 1.25도 함께 고려되었다. 마지막으로 경제성 있는 최소평균풍속에 대한 민감도분석을 통해 입력변수의 변동 영향을 분석하였다. 이 연구에서 얻어진 결과는 다음과 같다.

- (1) 풍력발전단지 후보지의 경제적 타당성을 확보하는 최소 평균풍속을 결정하기 위한 플로 차트를 제안하였다. 이 플로차트는 다음과 같은 절차로 이루어져 있다. 먼저 설정한 평균풍속에 대해 풍속 분포의 변동성을 제거하기 위해 레일리풍속분포를 가정하였고, 풍력터빈의 정격용량별 평균과워커브를 이용하여 평균풍속으로부터 각 단일 풍력터빈의 연간발전량을 도출하였다. 다음으로, 평균풍속에 대한 풍력발전단지 단위의 경제성 평가를 위해 각 풍력터빈의 연간발전량에 10~15%의 단지 손실을 적용하였고, 이에 대해 한국의 경제상황을 반영한 현금흐름표를 작성하여 NPV, IRR, BCR을 도출하였다. 이 중 BCR을 주요 경제의사 결정지표로 사용하여, BCR 1.0, 1.15, 1.25에 해당하는 풍속에 대해 경제성 있는 최소풍속(Marginal wind speed)이라 정의하였다.

- (2) 각 정격용량 단위별 풍력발전단지의 개략적인 경제성 분석 결과, REC 판매수입을 적용하지 않았을 때에는 평균풍속 약 6.0m/s이상의 경우에서 경제성을 확보하였고, REC 판매수입을 적용하였을 경우에는 평균풍속 약 5.0m/s이상부터 경제성을 확보하였다. 경제성 있는 평균풍속은 REC 판매여부에 따라 약 1m/s의 차이가 있었다. 2.0MW 풍력터빈으로 구성된 풍력단지의 경우, 평균풍속 6.0m/s에 대하여 REC 판매여부에 따라 NPV 차액은 1.89 백만 달러였으며, IRR 차이는 6.8%였다. 따라서 REC의 적용여부가 경제성 평가에 큰 영향을 미치고 있음을 확인하였다.
- (3) BCR 1.00을 기준으로, REC 판매를 경제성 분석에서 제외했을 때 경제성 있는 최소 평균풍속은 5.6~6.1m/s 범위에 있었고, 반면에 REC 판매를 적용했을 때에는 4.8~5.1m/s 범위에 있었다. BCR 1.15의 경우, REC 판매를 적용하였을 때 경제성 있는 최소 평균풍속은 6.1~6.7m/s 범위에 있었고, 그렇지 않은 경우에는 5.1~5.5m/s 범위에 있었다. BCR 1.25의 경우, REC 판매를 적용했을 때 경제성 있는 최소 평균풍속은 6.5~7.2m/s 범위이고, 그렇지 않은 경우에는 5.4 ~ 5.8m/s 범위에 있었다. 한편, 우리나라의 경우, 신재생에너지사업에 대한 불확실성으로 인해 BCR 1.15 또는 1.25를 기준으로 경제성 있는 최소 평균풍속을 선택하면 합리적이라고 생각된다.
- (4) 1.5MW 풍력터빈으로 구성된 풍력단지의 민감도분석 결과, SMP, 초기투자비용(CAPEX), 설비이용률(CF)의 변동이 NPV, IRR, BCR의 변동에 가장 영향을 미치고 있음을 확인하였다. 다음으로 REC 판매여부와 할인율의 변동이 비슷한 수준으로 나타났고 유지보수비용(OPEX)에 대한 영향이 가장 적었다. 또한, 경제성 분석에 REC 판매수입을 적용하였을 경우, 3가지 경제성 평가지표 모두에 대하여 SMP의 민감도가 가장 컸다.

참고문헌

- [1] Korea Meteorological administration (KMA), Technical report: Development of wind resource map, 2007
- [2] International renewable energy agency (IRENA), Renewable power generation costs in 2014, p12
- [3] Renewable energy policy network for the 21st century (REN21), Renewables 2015 global status report, p71
- [4] Navigant Consulting Inc, Executive summary: World Wind Energy Market Update 2015, p.3
- [5] Global wind energy council (GWEC), Global wind report: annual market update 2014, p.8
- [6] Korea Wind Energy Industry Association (KWEIA), <http://www.kweia.or.kr/>
- [7] National Institute of Meteorological Research (NIMR), <http://www.greenmap.go.kr/>
- [8] Korea Institute of Energy Research (KIER), http://kredc.kier.re.kr/kier/Default_New.aspx
- [9] NREL(National Renewable Energy Laboratory), <http://www.nrel.gov/gis/wind.html>
- [10] L. A. Lima, C. R. B. Filho, Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo-Pernambuco Brazil, Renewable Energy 35 (2010), pp. 2705-2713
- [11] M. Mudasser, E. K. Yiridoe, K. Corscadden, Economic feasibility of large community feed in tariff-eligible wind energy production in Nova Scotia, Energy policy 62 (2013), pp. 966-977
- [12] Y. A. Katsigiannis, G. S. Stavrakakis, Estimation of wind energy production in various sites in Australia for different wind turbine classes: a comparative technical and economic assessment,

- Renewable Energy 67 (2014), pp. 230-236
- [13] H. J. Kim, K. N. Ko, J. C. Huh, Risk Factor Analysis in Wind Farm Feasibility Assessments Using the Measure-Correlate-Predict Method, International journal of renewable energy research 5 (2015), pp.230-235
- [14] European Commission - Joint Research Center (EU-JRC), 2014 JRC wind status report: Technology, markets and economic aspects of wind energy in Europe, pp.13, 62-65
- [15] 牛山 泉 【編著】 , 風力エネルギー読本, Ohmsha, 2005.09
- [16] K. H. Ko et al, Engineering Economics, Munundang, 2012
- [17] J. A. White, K. E. Case, D. B. Pratt, Principle of Engineering Economic Analysis, 5ed, Willey, 2010
- [18] Y. K. Yi, Financial Management, 2ed, Kmsp, 2002
- [19] D. Cho, Financial Management, 6ed, Muyokpub, 2013
- [20] S. Mathew, Wind energy Fundamentals, Resource analysis and Economics, Springer, 2006
- [21] Korea Development Institute, Pre-Feasibility study of Jeju Offshore Wind Farm Development, 2012.
- [22] Evaluation Institute of Regional Public Corporation, Feasibility Study Report of Dongbok, Jeju, Jeju Energy Cooperation, 2013.
- [23] P. Jain, Wind energy engineering, McGrawHill, 2011
- [24] Korea Development Institute (KDI), General Guidelines for Carrying Out a Prefeasibility Study on the Business of Public Institutions and Quasi-government Agencies, 2013, pp.130-134
- [25] J. H. Jang, Fundamentals of Wind Turbine, GS Intervision, 2010
- [26] K. K. Ko, J. C. Huh, Introduction to wind power engineering, Munundang, 2011
- [27] EMD, Wind PRO 2.9 - WTG catalogue
- [28] Korea Power Exchange (KPX), Available at: <http://rec.kpx.info/index.jsp>

- [29] Press Release: Available from
<http://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=72993>
- [30] Ministry Of Trade, Industry and Energy, 6th Power Demand and Supply plan, 2013.
- [31] Korea Power Exchange, A reports of operation and management of electrical systems in 2015.08
- [32] Press Release: Available from
<http://www.cnews.co.kr/uhtml/read.jsp?idxno=201505131132158030895>
- [33] U.S. Department of Energy, 2014 Wind Technologies Market Report Highlights, pp. 50-54
- [34] Korea Ministry of Government Legislation, Section 2 Article 55
- [35] Korea Statistics, Available at:
http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1060
http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1068
- [36] U.S. Office of Management and Budget, circular No. A-94: Guidelines and discount rates for benefit-cost analysis of federal programs, p.13:

감사의 글

석사과정을 통해 풍력연구에 저의 시간과 에너지를 몰입할 수 있어 즐거웠습니다. 이를 통해 저에게 주어진 문제를 해결하는데 좀 더 논리적으로 사고하는 능력을 향상시킬 수 있었습니다. 여전히 부족한 점이 보여 아쉽지만 새로운 시작을 위해 졸업논문을 마무리합니다. 2년 남짓한 시간동안 정말 많은 분들의 도움을 받았습니다. 좋은 인연들을 아로새기고자 이렇게 감사의 마음을 전합니다.

한국 풍력산업의 터를 일구시고, 학생들에게 새로운 배움의 기회를 마련해주신 허종철 교수님 진심으로 감사드립니다. 여전히 제주의 바람을 ‘우리’의 것으로 만들기 위해 열정적으로 노력하시고, 학생들이 더 나은 환경에서 공부할 수 있도록 항상 신경써주셔서 정말 감사합니다.

저의 대학원 생활의 가장 큰 목표인 ‘논문 쓰는 일’이 어떤 것인지 가르쳐주신 저의 지도교수님인 고경남 교수님 진심으로 감사드립니다. 의미 있는 연구결과를 찾기 위해 함께 고민해주시고, 더 나은 방향으로 나아가게 해주셔서 제가 좀 더 시행착오를 줄이고 저의 목표를 성취할 수 있었습니다. 정말 감사합니다.

풍력산업 분야에서 다년간 실무경력을 쌓으시고, 대학원 생활 밖 사회에 대해 실제적인 조언을 해주신 김범석 교수님 진심으로 감사드립니다. 교수님과의 대화를 통해 좀 더 멀리 저의 길을 바라볼 수 있게 되었고, 저의 문제에 대해 객관적인 태도를 유지하려 노력하게 되었습니다. 정말 감사합니다.

더불어 풍력공학부를 이끌어주신 이병걸 교수님, 임종환 교수님, 김호민 교수님, 이동욱 교수님, 양경부 선생님, 대학원 행정업무를 지원해주시는 김봄솔 선생님, 강민호 선생님 모두 감사드립니다. 덕분에 풍력공학부가 더욱 발전할 수 있었고, 대학원의 기반이 점차 완성될 수 있었습니다. 또한 프로젝트를 함께 하면서 많은 지식을 공유해준 도암, 한국남부발전, 제주에너지공사, 제주도청, 한국선급 등 모든 분들께 감사드립니다.

그리고 연구실 생활을 하며 함께 동거동락한 효정언니, 수영오빠, 지훈오빠, 동범오빠, 동현오빠, 범철오빠, 대영오빠, 진혁오빠, 전상현 선배님, 양기호 선생님, 변종기 선생님 모두 감사드리며, 항상 조언을 아끼지 않으신 졸업 선배 재희언니, 미호오빠, 현우오빠, 강문종 선배님, 허치훈 선배님, 오현석 선배님, 광경일 선배님 정말 감사합니다. 함께 많은 시간을 공유한 진석오빠, 다희언니, 정훈오빠, 종호오빠, 승윤오빠, 동협오빠, 승민 등 모두에게 감사드립니다.

또한 네덜란드에서 ECN 인턴십을 수행하며 얻은 값진 인연인 저의 슈퍼바이저 G.Scheper 박사님, H.Ozdemir 박사님 정말 감사드립니다. 따뜻한 마음을 지닌 나의 친구들 Adrien, Aishwarya, Akshay, Anantha, Andres, Ashish, Anjanie, Boyi, Fede, Giridhar, Ingmar, Jeanne, Koen, Rory, Sabrina, Vicente, 안금란선생님 정말 감사합니다. 마지막으로 항상 밝은 마음을 갖고 연구에 매진할 수 있도록 언제나 힘이 되어준 나의 가족에게 감사의 말씀드립니다.