

# 풍력발전기 출력제한을 고려한 풍력한계용량 산정에 관한 연구

김형택\*, 명호산\*\*, 김세호\*\*\*

\*제주대학교 풍력특성화협동과정(kht1225@jejunu.ac.kr),

\*\*제주대학교 풍력특성화협동과정(hosan219@jejunu.ac.kr), \*\*\*제주대학교 전기공학부(hosk@jejunu.ac.kr)

## A study on the maximum penetration limit of wind power considering output limit of WTGs

Kim, Hyeong-Taek\* Myeong, Ho-San\*\* Kim, Se-Ho\*\*\*

\*Multidisciplinary Graduate School Program For Wind Energy, Jeju National University(kht1225@jejunu.ac.kr),

\*\*Multidisciplinary Graduate School Program For Wind Energy, Jeju National  
University(hosan219@jejunu.ac.kr), \*\*\*Faculty of Electrical Eng., Jeju National University(hosk@jejunu.ac.kr),

### Abstract

The wind energy is one of the most prospective resources in renewable energy. However, the WTGS shouldn't be installed indiscriminately because the power system can be negatively influenced by a variable and uncertain nature of the wind energy. It is the reason why it has to be limited to install the WTGS thoughtlessly mentioned above that support the importance of the maximum penetration limit of wind power. It may required that power system operators suggests a new way of power system operation as percentage of the WTGS increase in the existing power system. The wind power is fixed in a limited area, so using rate of the wind power will be increased by installing additional WTGS.

In this paper, we have studied on economic evaluation of the wind capacity increased by restricting the output of the WTGS as the way to increase the wind capacity.

Keywords : WTGS(Wind turbine generating system : 풍력발전기 시스템), wind power penetration(풍력발전 점유율), Weibull Distribution(와이블 분포), Rayleigh Distribution(레이리 분포), COE(Cost of Energy : 에너지 비용), SMP(System Marginal Price : 계통한계가격), CRF(Capital Recovery Factor : 자본회수계수)

### 1. 서 론

신재생에너지에 대한 관심이 높아지면서,

제주도의 풍부한 자연에너지를 이용하고자 많은 사업자들이 모여들고 있다. 신재생에너지 지원 중 전력생산 단가가 낮고 단위 면적 당

투고일자 : 2011년 9월 7일, 심사일자 : 2011년 9월 12일, 게재확정일자 : 2011년 12월 15일

교신저자 : 김세호(hosk@jejunu.ac.kr)

발전량이 다른 신재생에너지원에 비해 큰, 풍력발전에 대한 관심이 가장 높다. 이처럼 풍력발전기는 초기비용이 다른 신재생에너지원에 비해 저렴하며, 공사기간이 짧아 많은 발전사업자들이 투자하고 있다.

표 1 발전원별 발전원가<sup>8)</sup>

	발전규모 (MW)	발전원가 (cents/kWh)
화력발전(무연탄)	150~750	11.25~13.5
원자력	600~1,300	3~8.25
수력	10~18,000	3~4
육상풍력	1~3	5~8
해상풍력	1.5~5	8~12
태양광 발전	0.002~0.005	15~80
태양열 발전	50~500	12~25

발전 부지의 한계성을 무시할 때, 바람에너지를 무한히 사용할 수 있다면 에너지고갈 문제를 쉽게 해결할 수 있을 것이다. 하지만 전력계통의 취약점을 고려해 볼 때, 무한한 풍력에너지의 사용은 어렵다. 증가하는 풍력발전기의 용량은 계통의 불안정요소를 증가시키게 한다. 다시 말하자면, 불안정 요소를 없애기 위해서는 풍력발전의 출력을 제한해야 할 것이다. 즉, 풍력발전의 한계용량을 산정해야 한다는 말이다. 이미 여러 방법론을 통해 풍력발전의 한계용량을 산정하여 기준에 맞도록 설비용량을 제한하고 있다. 풍력발전의 한계용량은 계통의 안정적 운영을 위한 '안전장치'와 같다. 신재생에너지를 장려한다는 명분하에 무분별하게 풍력발전을 설치하고 계통과 연계한다면, 계통의 불안정 요소는 증가하고 최악의 경우 계통은 붕괴하고 말 것이다.

제주계통은 육지계통과 비교했을 때 작은 계통으로, 제한적인 수요를 담당하기 위한 최소 발전기와 육지로부터 수전 받는 연계선에 의해 계통이 운영되고 있다. 제주계통은 규모가 작기 때문에 연계선이 없을 경우 작은 부하변동에도 주파수 및 전압이 변동하여 전력

품질을 저하시키며, 계통 전체의 신뢰도를 떨어트리게 한다. 이런 가운데 풍력발전기의 무분별한 증설허가는 또 다른 문제점을 낳고, 계통운영에 있어 안정운영을 위한 새로운 방법론을 제시하게 한다.<sup>2)</sup> 풍력발전의 한계용량은 증가하는 풍력발전기에 대한 가드라인이며, 계통안정운영을 위한 풍력발전기의 한계설비용량을 의미한다.

본 논문에서는 풍력한계용량을 설비용량이 아닌 운전용량을 기준으로 제시하고자 한다. 실제 풍력발전기가 100%정격으로 운전될 확률은 극히 일부로, 설비용량을 기준으로 풍력산업을 제한한다면, 해당 지역이 갖는 풍력자원을 충분히 사용하지 못할 것이다. 따라서 한계운전용량을 기준으로 출력을 제한하여 풍력발전의 한계설비용량을 평가하고자 한다.

## 2. 제주계통현황

제주계통의 부하변동은 대부분 예측가능한 부하로 사전 발전운영계획에 의해 안정적인 계통운영이 가능하다. 하지만 계통과 연계되는 풍력발전으로 변동되는 부하요소가 첨가되어 계통운영에 어려움이 예상된다.

[그림 1]은 제주지역 풍력발전기가 계통과 연계된 이후(1998년) 현재까지의 풍력발전이 차지하는 비율을 나타낸 것이다. 풍력발전 점유율이 일정한 수준이상으로 증가하게 되면 계통입장에서 부하변동요인이 증가하는 것과 같으므로 계통의 안정적 운영을 위한 방안이 모색되어야 하며, 다른 한편으로는 풍력발전설비의 지속적인 보급을 위한 방안이 모색되어야 할 것이다.<sup>4)</sup>

$$\text{풍력발전점유율}(\%) \tag{1}$$

$$= \frac{\text{전체 풍력발전설비용량}(MW)}{\text{전체 발전설비용량}(MW)} \times 100$$

제주도의 풍부한 바람 자원을 이용하고자

풍력발전 사업은 지속적으로 추진되고 있으며 현재까지 설치되어 있는 풍력발전 설비용량은 90.5MW로 최근 5년간 4배 가까이 증가하였다. 계획대로 추진된다면 2014년까지 제주계통에서 풍력발전 설비용량이 392MW로 전체 발전설비(연계선 제외)에서 차지하는 비율이 62%가 된다. 제주 전력수요예측 증가율(4%)을 반영한 2014년 기준 최저수요는 365MW로, 풍력발전 설비용량(392MW)보다 작게 나타날 것으로 예상된다.

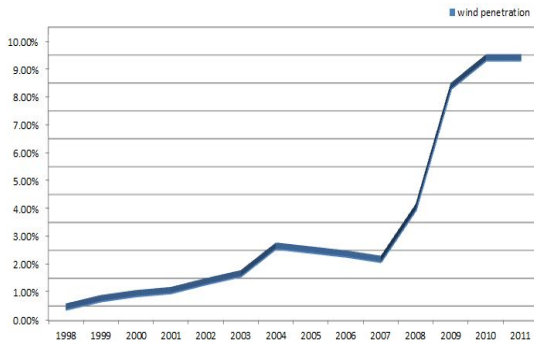


그림 1 풍력발전기의 설비 점유율(%)

이처럼 대규모 풍력단지가 들어설 경우 풍력발전량이 전력수요보다 많게 되어 풍력발전에 의해 다른 화력, 내연 발전기들이 정지해야 하는 상황이 발생할 수 있다. 하지만 풍력발전기는 출력제어를 할 수 없어, 부하변동에 대한 부하추종이 불가능하며 풍력발전기의 출력변동률에 대한 예비력이 필요하기 때문에 일반발전기의 최소발전 운전이 불가피하다. 따라서 풍력발전이 제주계통에 미치는 영향을 분석하고, 전력계통의 안정운영 보장을 위한 풍력발전의 한계용량 산정이 필요하다.

### 3. 출력제약 시 한계용량 산정

#### 3.1 풍력발전기의 한계용량 산정

송전설비 및 부하크기 등 전력계통의 상황과 풍력발전기의 출력특성 및 제어전략에 따

라 풍력발전의 한계용량은 다르게 산정될 것이다. 제주계통에서 전력수요의 불균형으로 초래되는 주파수변화는 일반 화력발전기와 연계선의 전력조류 제어에 의해 규정 주파수 범위로 회복시킨다. 하지만 연계선이 없을 경우, 제주계통은 육지와 완전히 독립된 계통으로 운영되어 부하변동뿐만 아니라 풍력발전기의 출력변동에 대하여 규정 주파수 범위로 유지시키는데 한계가 있기 때문에 계통은 불안정해질 것이다. 일반적으로 섬 지역은 육지로 분리되어 있으며 연계선 이외에 부하를 담당하는 발전설비가 작아, 계통운영에 취약하게 된다. 아이러니하게도 풍력사업 입지조건에 탁월한 지역이 대부분 도서지역이나 해안가 지역으로, 계통안정운영을 위한 풍력발전의 한계용량 산정은 반드시 필요하다.

#### 3.2 풍력발전기의 연간발전량 예측

임의의 지역에서 풍력발전기의 발전량을 예측하기 위해서는 해당지역에 대한 풍속데이터와 설치될 풍력발전기의 출력곡선이 필요하다. 풍속 데이터에서 해당지역의 풍속분포를 구할 수 있으면 이 풍속분포와 대상이 되는 풍력발전기의 출력곡선으로부터 연간발전량을 예측할 수 있다. 본 논문에서는 풍력발전기의 연간발전량 예측을 위하여, 제주 성산 지역에서 2010년 1월 1일부터 2010년 12월 31일까지의 10분 풍속데이터를 분석하여 이 지역에서의 풍속분포를 분석하였으며, Vestas V90 (3MW, 90m) 풍력발전기의 출력곡선을 통해 연간발전량을 예측하였다. 실제 풍력발전기의 경우 보수점검, 사고로 인한 정지, 고장으로 인해 설비가동률이 90%정도로 나타나며, 이로 인해 연간발전량도 감소하게 되지만 본 논문에서는 풍력발전기의 가동률이 100%라 가정하여 연간발전량을 예측하였다.

풍력발전의 발전량 예측을 위한 방법에는 풍속분포를 레일리 분포라 가정하고 평균풍속으로부터 구하는 방법, 와이블 분포를 이용

하는 방법, 관측데이터에서 직접구하는 방법 등이 있다.<sup>5)</sup>

본 논문에서는 와이블 분포함수에 의한 풍속 출력확률이 실측데이터와 더 유사하게 나타나므로 와이블 분포에 의한 풍속분포도를 이용하여 연간발전량을 예측하였으며, 분석 결과 성산지역은  $k=1.93$ ,  $c=7.96(m/s)$ 인 와이블 분포를 나타낸다.

표 2. 성산지역의 c, k

	와이블 분포	레이리 분포
평균풍속(m/s)	6.84	6.84
c (척도계수 m/s)	7.69	-
k (형상계수)	1.93	2

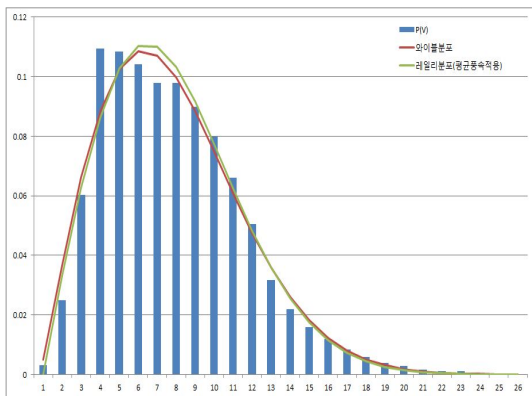


그림 3. 성산풍속에 대한 확률분포도

[표 2]는 성산지역에서의 c, k값과 평균풍속을 나타낸다. 와이블 분포를 일반화한 레이리 분포는  $k=2$ 인 특수한 경우로 평균풍속만 알면 풍속 출현확률을 구할 수 있다.

[표 3]은 와이블 분포의 풍속 출력확률과 풍력발전기의 출력곡선에 의해 구해진 연간발전량과 이용률을 나타낸다. 즉, 풍력 구간(1m/s)에 대하여 각 풍속의 연간 출력 시간수를 얻을 수 있으므로 그 풍속에 대응하는 풍력발전기의 출력을 곱하고, 각 풍속구간마다의 발전량을 구해 이것을 합하여 연간발전량을 얻을 수 있다.<sup>5)</sup>

표 3. 와이블 분포에 의한 연간발전량 및 이용률

풍력발전기 1기	와이블 분포
연간발전량	7124.14 MW
이용률	27.11%

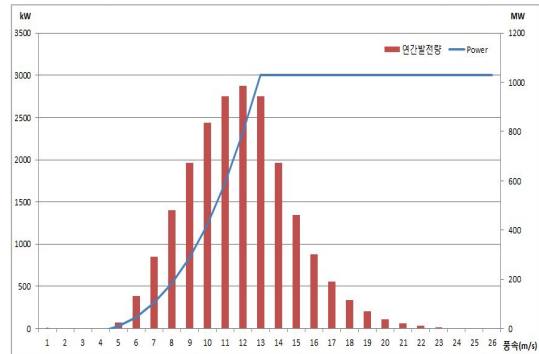


그림 4. 풍력발전기의 출력곡선 및 에너지 분포

### 3.3 풍력발전기의 유효전력 출력제한

2010년 1월부터 12월까지의 제주지역에 설치된 육상풍력단지의 출력특성을 분석한 결과 정격의 90%이상으로 운전될 확률이 약 0.1%로 극히 일부로 나타났다. 이때 풍력발전의 한계용량을 산정하는데 있어 풍력발전의 설비용량을 기준으로 산정된다면 정격의 90~100%에 해당하는 에너지를 사용하지 못할 경우가 대부분이게 된다. 따라서 본 논문에서는 한계용량의 개념을 설비용량이 아닌 풍력발전의 실제 발전량 개념을 적용하여 산정하고자 한다.

예를 들면, 계통에서의 풍력한계용량이 100MW라 할 때, 이는 실제 풍력발전의 최대용량을 의미하지만 풍력발전이 100MW의 최대용량으로 운전될 확률은 0.1%(통계상)로 매우 낮게 되어, 10MW만큼의 에너지양을 손해 보게 될 것이다. 따라서 본 논문에서는 풍력발전의 설비용량을 100MW의 1.1배(110MW) 증가시킴으로서 기존 한계용량(100MW)만큼 출력을 제한하고자 한다. 이때, 제한되는 양은 100MW 이상인 10MW가 될 것이며, 100MW~110MW로 운전될 확률 역시 극히 일부이기 때문에 제한되는 양은 매우 작게 될 것이다.

[그림 5]는 풍력발전기의 유효전력 출력을 제한하기 전·후의 연간 발전량을 나타낸 것이다. (A)영역은 출력제한 시 증가된 연간발전량을 의미하며, 본 논문의 사례분석을 통해 (A)영역의 면적, 즉 증가되는 연간 발전량을 분석하고 경제적 타당성을 검토하고자 한다.

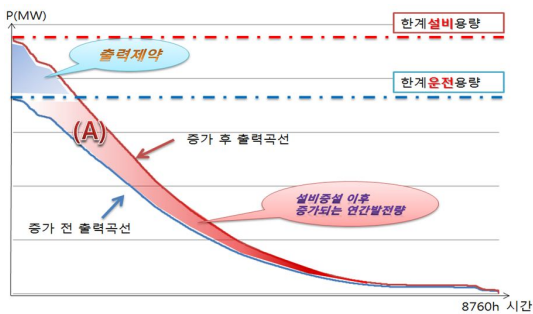


그림 5. 출력제한 시 풍력한계용량 산정의 개념도

본 논문에서 증설되는 설비용량은 발전기 수를 기준으로 한다. 출력제한을 위한 풍력발전기의 증설 용량, 즉 발전기 수를 결정한 후 출력곡선을 통해 출력제한 기준점을 선정하여 증가되는 연간발전량을 검토해 보았다.

$$1 \text{기당 출력제한점} (kW) = \frac{\text{증설용량} (kW)}{\text{총 풍력발전기수}} \quad (2)$$

위 식(2)에서 ‘증설용량/총 풍력발전기 수’가 의미하는 바는, 각 풍력발전기가 부담해야 하는 출력제한 용량이다. [표 4]는 출력제한 시 풍력발전기의 증설 수와 그에 따른 1기당 출력제한이 되는 기준점을 나타낸다.

표 4. 출력 제한 시 발전기 증설 수 및 출력제한 점

증설 수	총 수	총 설비용량 (MW)	1기당 출력제한 기준점(kW)
기준점	11	33	-
1	12	36	2750
2	13	39	2538.46
3	14	42	2357.14

#### 4. 사례 분석

##### 4.1 출력제한 시 증가되는 연간발전량 분석

본 논문에서 출력제한 시 증가하는 설비용량은 해당단지에 설치된 풍력발전기 1기의 설비용량으로 보았다. 같은 모델의 풍력발전기는 설비용량 및 특성이 같기 때문에 하나의 단지에 설치된 각 발전기간의 상관성이 높아, 비슷한 발전량을 보일 것으로 예상된다. 따라서 본 논문에서는 다수의 풍력발전기에 대한 발전량을 개별적으로 예측하지 않고, 단지 내 모든 풍력발전기의 발전량이 같다고 가정하여 연간 발전량을 예측하였다.

제주도의 모든 풍력단지에 대해 풍력발전기의 출력제한 시 증가되는 한계용량을 검토할 경우, 각 단지의 풍력발전기 형식이 다를 뿐만 아니라 지역적 풍황 특성이 조금씩 달라 연간 발전량 예측이 어렵게 된다. 따라서 본 논문에서는 단일 풍력단지에 대해서 풍력한계운전용량을 기준으로 출력 제한 시 증가될 수 있는 한계설비용량을 검토하였으며, 현재까지 제주지역에 설치된 풍력단지 중 가장 큰 삼달풍력단지(33MW)와 같은 설비용량을 기준으로 평가하였다.

출력제한을 고려하기 전의 풍력단지 설비용량(33MW)을 한계운전용량으로 가정하고, 이는 설비 증설 시 출력제한 기준점이 된다. [표 5]는 한계운전용량을 기준으로 출력제한 시 순차적으로 발전기 설비용량을 증설하였을 때의 연간 발전량을 나타낸다.

표 5. 출력제한 시 증가한 연간발전량

총 발전기 수	증설된 설비용량 (MW)	출력제한 시 연간발전량(GWh)
11	-	78.36
12	3	83.74
13	6	87.50
14	9	88.30

풍력발전기의 증설 수에 비례하여, 연간발전량과 한계운전용량(33MW)이상의 발전량은 증가하게 된다. 즉, 증설되는 용량이 증가함에 따라 출력이 제한되는 양이 증가하여, 경제성 있는 적정 풍력발전기 설비증설에 대한 정보는 제시하지 못한다. 따라서 추가적으로 경제성 분석이 요구된다.<sup>3)</sup>

#### 4.2 경제성 분석

최근 풍력발전기의 대용량화와 풍력발전기술진보에 의한 설비효율의 증대는 풍력발전기의 발전원가를 낮추며, 풍력사업 활성화에 긍정적 용인으로 작용하고 있다. 풍력발전기의 대용량화 추세와 대규모 풍력단지의 조성은 풍력산업이 규모의 경제에 의해 경쟁력을 갖추고 있음을 단적으로 보여준다.

풍력단지 설치 후보지에 대한 정확한 풍황 분석은 풍력산업의 성패를 좌우하는 중요한 단계이다. 풍속데이터 분석을 통해 예측된 연간발전량은 풍력단지 후보지에 대한 경제적 타당성을 분석하는 중요한 자료이기 때문이다. 따라서 풍력발전 단지 후보지에 대한 경제성 평가를 위해서는 타당성 조사, 설계비용, 토목공사, 설비 구입비용 등의 초기투자비에 대한 분석이 반드시 수행되어야 하나, 본 논문의 취지가 특정지역에 대한 풍력발전단지설계가 아니므로, 대표되는 수치만을 적용하여 경제성을 평가하였다.<sup>6)</sup>

풍력발전기의 경제성 분석은 연간비용(Annual cost)과 연간 발전량(Annual production)에 의해 결정되는 에너지 비용, 즉 발전원가(Cost of Energy)를 통해 이루어 진다.<sup>7)</sup> 연간 비용(Annual cost)에는 보험료와 세금처럼 발전기 수명과 관계없는 비용과 O&M 비용처럼 발전기 수명에 따라 변동하는 비용이 있다. 일반적으로 물가상승률을 반영하여 균등화된 유지보수비용(Operating & Maintenance cost)은 초기 비용의 3%이상으로 산정한다. 다음 (3)식은 발전원가 계산을 위한 식이다.<sup>6)</sup>

$$\text{발전원가} = \frac{\text{연간비용(원/년)}}{\text{연간발전량}(kWh/\text{년})} \quad (\text{원/년}) \quad (3)$$

$$\text{연간비용} = A + \text{유지보수비용(원)} \quad (4)$$

$$; A = P(\text{초기비용}) \times CRF(\text{자본회수계수})$$

$$; CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

위 식에서 CRF(Capital Recovery Factor)를 자본회수계수 혹은 연금계수라 한다. 자본회수계수의 의미는 준공시점에서 본 건설비 즉, 초기 투자비를 일정한 금액 X로 수명기간(N) 동안의 매년 말에 회수한다는 개념이다. 여기서  $i$ 를 할인율,  $n$ 을 수명기간이라 한다. 할인율이란 미래가치를 현재가치로 환산하기 위한 것이다.  $P$ 는 초기비용으로써, 본 논문에서는 발전기 1기당 설치비용으로 3MW급 발전기 1기당 60억원 보았으며, 자본회수계수의 경우  $i$ 를 5%, 수명기간을 20년으로 하여 계산한 값인 0.0802를 적용하였다.<sup>6)7)</sup>

[그림 6]은 균등화된 유지보수비용(초기비용의 3%), 할인율7%, 수명기간 20년인 경우 정격이 1.5MW이고 로터반경이 64m인 풍력발전기에 대한 발전원가의 민감도를 나타낸 예를 보여준다.<sup>6)</sup>

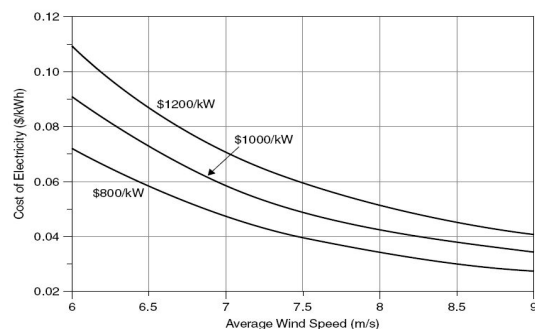


그림 6. 평균풍속에 따른 발전원가의 변화

연평균 풍속에 비례하여 발전원가가 감소하는 것을 알 수 있는데, 이는 평균풍속이 커질수록 연간 발전량이 증가하기 때문이다. 발전원가는 연간발전량에 따라 변화하므로 풍

력발전기의 연간발전량 예측에 따라 경제성 분석이 다르게 된다. 따라서 경제성 분석의 정확성을 높이기 위해서는 풍력발전기의 연간발전량 예측 오차범위를 줄여야 할 것이다.

출력제한 시 증가한 연간발전량과 연간 비용으로 계산된 발전원가를 통해 경제성을 분석하였다. 더 나아가 계통한계 가격과 발전원가를 비교하여 풍력발전기에 대한 원금 회수 기간을 평가해보았다.

$$\text{원금회수기간(년)} \quad (5)$$

$$= \frac{\text{원금(발전기설치비용)}}{(\text{SMP} - \text{발전원가}) \times \text{연간발전량}}$$

표 6. 증설용량에 대한 에너지비용 및 발전원가

총 발전기 수	증설된 설비용량	Annual cost (억원)	발전원가 (원/kWh)
11	33(MW)	72.73	92.81
12	36(MW)	79.34	94.75
13	39(MW)	85.95	98.24
14	42(MW)	92.57	104.83

계통한계가격은 전력거래소에서 매시간 고시하는 가격으로 본 논문에서는, 계통한계가격을 170, 180, 190원/kWh으로 하여 계통한계가격에 따른 발전원가의 민감도를 분석해보았다.

표 7. 계통한계가격에 따른 경제성 및 원금 회수년도

SMP (원/kWh)	풍력발전기	연간 전력판매액 (억원)	회수기간 (년)
170	11기 (33MW)	60.49	10.91
180		68.32	9.66
190		76.16	8.66
170	12기 (36MW)	63.02	11.42
180		71.39	10.08
190		79.76	9.03
170	13기 (39MW)	62.79	12.42
180		71.54	10.90
190		80.29	9.71
170	14기 (42MW)	57.54	14.60
180		66.37	12.65
190		75.20	11.17

[표 7]의 결과를 보면, 계통한계가격에 따라 발전원가에 대한 회수 기간이 민감하게 변동함을 알 수 있다. 계통한계가격에 비례하여 전력판매액이 증가하나, 출력제한 시 3기가 추가로 증설될 경우, SMP가 170원/kWh일 때 최고 14.6년의 회수기간으로 나타나, 증설 전의 회수기간 10.91년에 비해 약 4년이 길게 나타났다. SMP가 190원/kWh일 때, 풍력발전기를 2기 증설 시에 80.29억 원으로 가장 높게 나타났다. 하지만 3기까지 증설할 경우, 증설 전보다 연간 전력판매액이 감소하여 경제적으로 분리하게 평가되었다. 증설 전·후의 연간 발전량을 통해 경제적 타당성을 분석하기 위해서는 원금을 회수한 후, 풍력발전기의 수명기간(20년)까지 운영될 때, 전력판매액을 비교해야 할 것이다.

표 8. 남은 수명기간 동안의 발전량

발전기 수	원금회수 후 남은 기간	발전량(GWh)	전력판매액 (억원)
11기	6.00년	712.26	549.79
	7.83년	810.33	706.52
	9.23년	888.22	863.25
12기	5.26년	718.06	540.36
	7.23년	830.29	707.84
	8.74년	918.96	875.33
13기	3.74년	663.02	475.79
	6.03년	795.95	650.79
	7.76년	988.92	825.78
14기	0.31년	477.02	310.86
	3.40년	648.51	487.46
	5.66년	779.72	664.06

[표 8]은 풍력발전기의 수명을 20년으로 보았을 때, 발전기에 대한 원금 회수기간을 제외한 나머지 기간 동안의 총 발전량과 전력판매액을 나타낸 것이다.

$$\begin{aligned} & \text{남은 기간 동안의 발전량} \quad (6) \\ & = (\text{수명기간} - \text{원금회수년수}) \times \text{연간발전량} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{남은기간동안의 전력판매액(원)} & (7) \\ & = (SMP - \text{발전원가}) \times \text{연간발전량} \end{aligned}$$

기존 풍력발전설비용량에서 출력제한 조건을 만족할 때, 기존 설비용량(33MW)에서 1기(3MW)를 증설하면 계통한계가격이 190원/kWh 일 때, 원금을 회수하고 남은 수명기간 동안 최고 12.08억 원의 경제적 이득이 발생할 것으로 평가되었다. 하지만 2기 이상 증설할 경우, 원금회수 후 남은 수명기간 동안 증설 전과 비교했을 때 경제적으로 불리하게 평가되었다.

## 5. 결 론

본 논문에서는 풍력한계용량을 증대시킬 수 있는 방안으로, 풍력발전기의 출력 제한 조건을 제시하였다. 증설 전의 풍력발전량과 증설 후 출력을 제한하였을 때의 발전량을 비교하였고, 경제적 타당성을 분석하고자 증설 전·후의 발전원가를 비교분석하였다. 원금 회수 후 남은 수명 기간 동안의 전력판매액을 평가하여 경제적인 풍력발전기 증설수를 검토하였다. 다음은 결과를 요약한 것이다.

- (1) 와이블 분포에 의한 풍속 출력확률을 통해 얻어진 연간발전량은 풍력발전기 1기의 출력량을 의미하며, n개의 풍력발전기에 대해서는 n배수만큼 연간발전량을 가산하여 적용하였다. 그리고 출력제한 전·후의 연간발전량을 산출하는데 있어, 동일한 조건을 적용하였다.
- (2) 출력제한 시 풍력발전기를 1기, 2기, 3기만큼 증설하였을 때의 연간발전량은 83.74, 87.5, 88.3GWh으로 평가되었다. 하지만 한계운전용량 이상의 발전량이 증설되는 설비용량에 비례하여 증가하기 때문에 증설 수가 많아질수록 경제성에 대한 의문부호가 붙는다. 증설되는 발전설비에 대한 발전원가는 94.74, 98.24, 104.83원

/kWh로 기존 출력제한 전의 발전원가 92.81원/kWh에 비해 높게 평가되지만, 원금 회수 기간을 제외한 남은 수명기간 동안의 전력 판매액은 1기를 증설한 경우 계통한계가격이 190원/kWh일 때, 12.07억 원의 경제적 이득이 발생할 것으로 평가되어, 1기 증설 시 가장 경제적인 성과를 얻을 수 있다.

- (3) 연간 풍속에 대한 예측 기술의 발전은 풍력발전기의 연간발전량 예측 오차를 낮출 것이며, 이는 경제성 평가의 정확도를 높일 것이다. 따라서 출력제한 시 증설되는 설비용량에 대한 정확한 평가가 선행되어, 적정 풍력발전기 설비 증설에 대한 자료를 제시할 수 있을 것으로 기대된다.

## 후 기

이 논문은 지식경제부 한국에너지평가원 풍력특성화대학원 인력양상사업의 지원을 받아 연구한 논문입니다.

## 참 고 문 헌

1. Holttinen and R. Hirvonen. "Power System Requirements for Wind Power." (Wind Power in Power Systems, T. Ackermann, Ed. John Wiley & Sons, 2005, pp.143~167.)
2. Soöder and Thomas Ackermannower Systems. "Wind Power in Power Systems: An Introduction" (Wind Power in Power Systems, T. Ackermann, Ed. John Wiley & Sons, 2005, pp.25~46.)
3. 문승일, "제주도 풍력발전의 한계운전 용량 산정과 활성화 방안", 대한전기학회, 전기의 세계57권 제4호, 2008, pp.67~73
4. Rajesh Karki, "WIND POWER IN POWER GENERATION IN INDIA", 2004, IEEE, pp.1511~1514



5. 고경남, 허종철 공역, “풍력공학 입문”, 문운당, 2002
6. Gilbert M. Masters, “WIND POWER SYSTEMS”, (Renewable and Efficient Electric Power Systems, John Wiley & Sons, Inc., 2004, pp.307~383)
7. 이창희 외 2명, 발전원가와 전원개발, 월간 전기기술, 1999. 12, pp.80~83
8. Deutsche Bank(2009). The SDP industry  
An awakening giant