



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](#)

碩士學位論文

풍력발전의 출력제한을 고려한
설비용량 증설 방안

濟州大學校 大學院

風力特性化協同科程

金 亨 澤

2011 年 12 月

풍력발전의 출력제한을 고려한 설비용량 증설 방안

指導教授 金 世 鎬

金 亨 澤

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2011 年 12 月

金亨澤의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 _____ ①

委 員 _____ ①

委 員 _____ ①

濟州大學校 大學院

2011 年 12 月

Method of an extension of installed capacity
by curtailing active power of WTGS

Hyeong-Taek Kim
(Supervised by professor Se-ho Kim)

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF
MASTER OF SCIENCE

Multidisciplinary Graduate School Program for Wind Energy
GRADUATE SCHOOL
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2011 . 12

목 차

그림 목 차	ii
표 목 차	iii
SUMMARY	iv
I. 서론	1
II. 풍력발전의 한계용량 산정	3
2.1 제주계통현황	3
2.2 제주지역 풍력발전의 출력변동률 분석	4
2.3 한계용량 산정 기준	7
III. 풍력발전기의 출력제한을 고려한 설비용량 증설	11
3.1 제안방법	11
3.2 타당성 검토	15
3.3 부하별 풍력한계운전용량에 대한 출력제한	22
IV. 풍력한계용량에 따른 계통영향 분석	27
4.1 제주계통 모델	27
4.2 상정사고 시 계통응답 특성 분석	29
4.3 실험 결과 및 고찰	30
V. 결론	36
참 고 문 헌	38

그림 목 차

그림 1	제주지역 풍력발전단지의 계절별 최대 변동률[%]	5
그림 2	제주지역 풍력단지의 출력변동별 누적도수분포	6
그림 3	최소발전량 기준 풍력한계용량 산정 개념도	8
그림 4	풍력발전의 출력제한 시 한계용량 산정 개념도	12
그림 5	성산지역의 풍속 확률 분포도	13
그림 6	3MW 풍력발전기의 출력곡선 및 에너지 분포	14
그림 7	세계 풍력시장 현황	18
그림 8	증설 전·후 원금 회수 기간(년)	19
그림 9	원금 회수 후 남은 기간 동안의 전력판매액(억 원)	20
그림 10	증설 전·후 원금 회수 기간(년)	21
그림 11	원금 회수 후 남은 기간 동안의 전력판매액(억 원)	21
그림 12	부하별 최소발전량 및 풍력한계용량	24
그림 13	부하별 출현확률 분포도	25
그림 14	STATCON 제어기 모델 CSTCNT	29
그림 15	한라모선 부하탈락 시	32
그림 16	전체 풍력(244MW) 탈락 시	33
그림 17	안덕모선 삼상단락 사고 발생 시	35

표 목 차

표 1 제주지역 풍력발전단지의 계절별 최대 변동률	5
표 2 제주지역 풍력단지의 계절별 %출력 출현빈도 및 확률	12
표 3 풍력발전기의 출력제한 시 1기당 출력제한 기준점	16
표 4 풍력발전기 증설 전·후의 연간발전량	16
표 5 풍력발전기의 출력제한 시 1기당 출력제한 기준점	17
표 6 풍력발전기 증설 전·후의 연간발전량	17
표 7 최소발전운영을 위한 발전기 조합	23
표 8 부하별 최소발전량 및 운전예비력	24
표 9 부하별 확률분포 및 부하별 풍력발전 제한 용량	26
표 10 300이상~400MW미만 부하구간에서의 발전기 구성	28
표 11 400이상~500MW미만 부하구간에서의 발전기 구성	28
표 12 500이상~600MW미만 부하구간에서의 발전기 구성	28
표 13 최소발전량 기준 부하별 풍력한계운전용량	30

SUMMARY

The wind energy is one of the most prospective resources in renewable energy. However, the WTGS¹⁾ 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.

1) Wind Turbine Generator System

I. 서 론

최근 글로벌 경제 위기는 한동안 치솟는 원자재가격의 상승세에 제동을 거는 듯 했지만, 신흥국의 꾸준한 성장세와 이에 따른 원자재 수요의 확대가 국제원자재 가격을 재 상승시키는 요인으로 작용하고 있다. 글로벌 원자재 가격상승은 원자재의 90%이상을 수입에 의존하는 우리나라에게 적지 않은 경제적 타격을 주었지만, 한편으론 신재생에너지에 대한 관심을 증폭시키는 긍정적인 효과를 가져왔다. 그 이유는 신재생에너지가 석유, 석탄 등의 기존에너지와는 아직 경제성 측면에서 비교하기 어려우나 향후 경쟁력을 갖출 수 있으며, 기후변화협약에 이상적 대안으로 기대되기 때문이다.

다른 지역에 비해 우수한 바람조건을 갖는 제주도의 경우, 많은 기업들로 하여금 풍력산업의 적합지로 선정하게 하고 기업들은 투자를 망설이지 않고 있다. 전세계적으로 풍력발전에 대한 투자 확대는 화석연료의 한계성에 대한 대체자원이자, 이산화탄소 감축에 대한 긍정적 역할을 주도한다. 하지만 전력계통에서 풍력발전이 차지하는 비율의 증가는 계통운영에 있어서 양질의 전력을 소비자에게 공급하기 위하여 또 다른 제반시설 및 연계기준에 대한 가드라인을 요구하게 한다. 우리나라의 경우, 풍력발전을 포함하는 계통에서의 운영 경험이 매우 부족하기 때문에 최적 운영방안의 수립을 위해서는 다양한 국가에서 적용하고 있는 연계기준에 대한 검토가 필요하다[1][2].

풍력발전 설비의 증가는 계통운영자 입장에서 불안정 요소가 커짐을 의미한다. 달리 말하자면 불안요소를 없애기 위해서는 안정 가드라인을 세워 그 이상의 풍력발전량을 제한해야한다. 즉 풍력발전의 한계용량에 대한 가드라인이 요구된다 [3]. 이미 여러 방법론을 통해 풍력한계용량을 산정하여 기준에 맞도록 설비용량을 제한하고 있다. 풍력발전의 한계용량은 계통의 안정적 운영을 위한 ‘안전장치’와 같다. 온실가스를 감축하기 위해 신재생에너지를 장려한다는 명분하에 무분별하게 풍력발전을 설치하고 계통에 연계한다면 계통의 불안정 요소는 증가하게 되고 결국, 계통은 붕괴하고 말 것이다.

위에서 언급한 풍력발전의 한계용량은 풍력발전기의 설비용량을 기준으로 산정된 용량이다. 본 논문에서는 풍력한계용량을 설비용량이 아닌 운전용량을 기준으로 가이드라인을 제시하고자한다. 실제 풍력발전기가 100% 정격으로 운전될 확률은 극히 일부로, 설비용량을 기준으로 풍력산업을 제한한다면, 해당 지역이 갖는 풍력자원을 충분히 사용하지 못할뿐더러 풍력사업의 기회가 제한될 것이다.

본 논문에서는 한계운전용량을 기준으로 출력을 제한하여 풍력설비용량의 한계성을 재평가하고 설비용량을 증설시킬 수 있는 방안을 제안하고자 한다. 또한 무조건인 출력제한이 아닌 최소발전량 기준 부하별 산정되는 풍력발전의 한계운전용량을 통해 출력제한 조건을 제시하였다. 마지막으로 PSS/E 전력계통 해석 프로그램을 이용하여 발전운영계획으로 산정된 풍력한계용량에 대하여 계통에 미치는 영향을 분석하였다.

II. 풍력발전의 한계용량 산정

2.1 제주계통현황

제주계통의 경우 육지계통에 비해 규모가 작고, 기존 화력발전기간의 전기적, 기계적 관성이 크지 않아, 작은 부하변동에도 주파수 및 전압이 변동하는 등 양질의 전력을 수용가에 공급하는데 한계가 있다. 또한 기존 발전설비에 대한 최대 수요의 비율이 85%로 공급 예비율이 상당히 낮아, 육지로부터 전력을 수전 받고 있는 상황이다[4].

현재 제주 전력수급의 중추적인 역할을 수행하는 연계선 #1은 150MW 2pole이 운전되고 있으나, N-1 상정사고 대비 신뢰도 향상을 위해 최대 50%만을 수전 받고 있다. 2011년 말까지 연계선 #2(200MW * 2 pole, 최대 250MW)가 신규 건설되어 연계선 #1과 함께 육지로부터 전력을 수전 받게 된다[5].

제주계통의 부하변동은 대부분 예측가능 한 부하로 사전 발전운영계획에 의해 안정적인 계통운영이 가능하다. 하지만 계통과 연계되는 풍력발전으로 변동되는 부하 요소가 첨가되어 계통운영에 어려움이 예상된다. 풍력발전의 점유율(Wind penetration)이 일정한 수준이상 증가하게 되면 계통입장에서 부하변동 요인이 증가하는 것과 같으므로 계통의 안정적 운영을 위한 방안이 모색되어야 하며, 다른 한편으로는 풍력발전 설비의 지속적인 보급을 위한 방안이 모색되어야 한다 [6].

제주도의 풍부한 바람자원을 이용하기 위하여 풍력발전 사업은 지속적으로 추진되고 있으며 현재까지 설치되어 있는 풍력발전 설비용량은 90.5MW로 최근 5년간 4배 가까이 증가하였다. 계획대로 추진된다면 2014년 1월까지 제주계통에서 풍력발전 설비용량이 392MW로 전체 발전설비(연계선 제외)에서 차지하는 비율이 62%가 된다. 제주 전력수요예측 증가율(4%)을 반영한 2014년 기준 최저 수요는 365MW로 풍력발전 설비용량(392MW)보다 작게 나타날 것으로 예상된다[4]. 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 요구되기 때문에 일반발전기의 최소발전 운전이 불가피하다[3].

풍력발전은 바람의 의해 전력을 생산하므로 바람의 변동성을 고스란히 갖기 때문에 출력변동률이 커서 출력이 0에서 정격까지 임의 변동이 가능하다. 풍력발전의 출력변동은 화력, 내연 발전기 그리고 연계선에 의해 그 변동을 추종하여 안정적인 전력공급을 유지하고 있으나, 풍력발전기에 의해 생산된 전력만큼 일반발전기들이 정지하게 된다면, 풍력발전의 출력변동과 부하변동에 대한 추종이 불가능하여 계통은 불안정해진다. 따라서 풍력발전이 제주계통에 미치는 영향을 분석하고, 전력계통의 안정운영 보장을 위한 풍력발전의 한계용량 산정이 필요하다 [3][8].

2.2 제주지역 풍력발전의 출력변동률 분석

출력변동률이라 함은 정격(설비용량)에 대하여 기준시간동안 얼마만큼 변동되는지의 비율을 의미한다.

$$\text{출력변동률} = \frac{\text{풍력발전량의 변화량}}{\text{풍력발전의 정격설비용량}} \times 100[\%] \quad (1)$$

출력변동률이 0%에 가까울수록 출력의 변화폭이 작다는 것이고, 출력변동률이 100%에 가까울수록 출력의 변화폭이 크다는 것을 의미한다[4]. 1시간 단위 출력 데이터에 대한 계절별 출력변동률 및 %변동률에 대한 확률분포를 분석해보았다. 그림 2는 계절별 출력변동률을 나타낸 그래프이다. 연간 최대 상향 변동률은 봄철에 51%로 발생하였고, 하향 최대변동률은 여름철 -47.6%로 나타났다. 제주도는 지리적으로 해양성 기후의 영향을 많이 받게 되어 풍속의 변동이 심하게 나타나며, 이는 풍력발전의 출력변동에 그대로 반영된다. 표1 계절별 최대 상향 변

동률과 최대 하향 변동률을 나타낸 것으로, 그 빈도수 1~2번으로 매우 낮은 수치로 나타났다.

표 1 제주지역 풍력발전단지의 계절별 최대 변동률

계절	최대 상향변동률(%)	최대 하향변동률(%)
봄	51.2	-43.1
여름	42.7	-47.6
가을	33.1	-45.9
겨울	41.0	-33.9

그림 1은 풍력발전의 출력변동률에 대한 누적도수분포를 나타낸 것이다. 결과로부터 알 수 있듯이, 1시간 단위 변동률의 경우 전체 빈도에 대해 85%이상이 $\pm 10\%$ 변동률에 포함되어 있으며, 50%이상의 변동률을 갖는 빈도수가 2번에 불과하여 확률적으로 극히 낮음을 알 수 있다. 그러나 순간 돌풍이나 태풍과 같은 악천후에서는 풍력발전기가 갑자기 정지하여 출력변동률이 최고 100%까지 나타날 수 있음에 유의해야 한다[4].

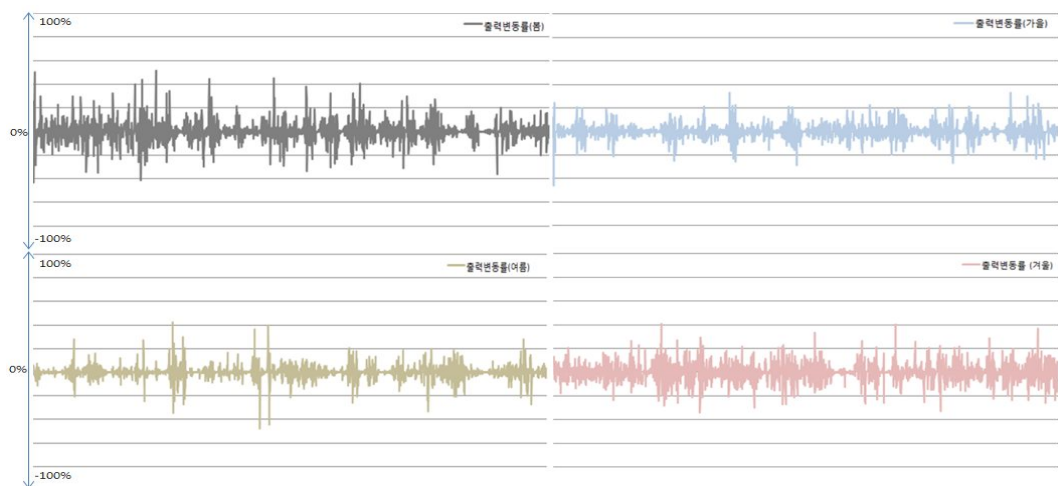


그림 1 제주지역 풍력발전단지의 계절별 최대 변동[%]

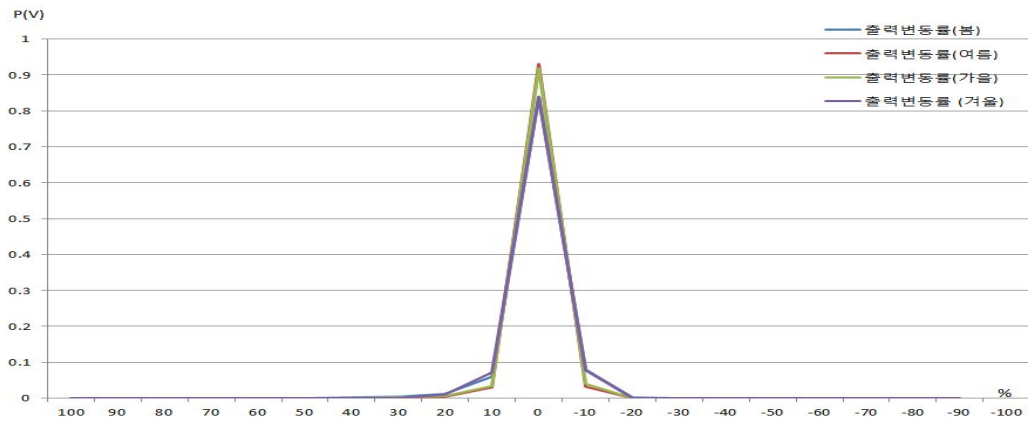


그림 2 제주지역 풍력단지의 출력변동별 누적도수분포

풍력발전원 등 분산형 전원을 포함하지 않는 계통에서 주파수 변동의 요인은 대부분 예측가능 한 부하로 규정 주파수 범위에 유지하도록 제어가 가능하다. 하지만 풍력발전을 포함하는 경우 출력변동 및 출력예측의 어려움으로 주파수는 상당부분 흔들리게 되고 이는 수요자에게 양질의 전기를 공급하는데 방해요인으로 작용한다. 즉, 전력계통에서 풍력발전기로부터 생산되는 전력량이 많아질수록 계통에 미치는 영향은 커진다[7]. 현재 우리나라의 전력계통에서 풍력발전이 차지하는 비율은 2%미만으로 위에서 언급된 문제점은 기대하기 어려우나, 최근 풍력시장의 성장세를 고려할 때 선제적으로 풍력발전의 계통연계 기준과 풍력발전 설비의 점유율에 대한 명확한 가이드라인을 제시할 필요가 있다[6]. 풍력발전의 한계용량을 선정하기 위해서는 기준이 되는 계통에서 풍력발전기의 출력특성을 분석하고 얼마만큼 계통에 영향을 미치는지 분석할 필요가 있다.

여기서 풍력발전의 한계용량이라 함은 절대량이 아닌 상대적인 양임에 유의해야 한다. 다시 말하자면, 이미 계통안정운영 조건을 만족하는 경계선으로부터 풍력발전의 한계용량이 산정되었기 때문에, 전력계통의 상황(발전 설비 및 보호설비의 변화)이 변하게 되면 풍력한계용량은 재 산정 된다는 의미이다[3].

2.3 한계용량 산정 기준

송전설비 및 부하크기 등 전력계통의 상황과 풍력발전기의 출력특성 및 제어 전략에 따라 풍력발전의 한계용량은 다르게 산정될 것이다.

일반적으로 섬 지역은 육지로 분리되어 있으며 연계선 이외에 부하를 담당하는 발전설비가 작아, 계통운영에 취약하다. 아이러니하게도 풍력사업 입지조건에 탁월한 지역이 대부분 도서지역이나 해안가 등 전력계통 규모가 작거나 계통이 취약한 지역이다[9]. 즉, 풍력발전을 포함하는 계통의 경우 대부분 계통규모가 작거나 취약하다는 것이다. 따라서 계통안정운영을 위한 풍력발전의 한계용량 산정이 필요하며 풍력발전의 계통연계 기준에 대한 자료를 제시해야 할 것이다.

다음은 풍력한계용량 산정을 위해 고려해야 할 사항들이다[8].

(1) 기존 발전기의 최소발전량 기준 한계용량 산정

이 방법은 현재 그리스의 많은 섬 계통에 풍력발전기를 다수 설치하면서 실제 적용중인 기준 중 ‘Technical minimum’에 관한 내용이다. 그리스에서는 풍력발전의 건설을 제한하지는 않되 상황에 따라 풍력발전단지의 출력조정 등을 통해 문제를 해결한다. 최근 우리나라에서도 풍력발전기의 계통연계기준을 제시함으로써 신규로 설치되는 풍력발전기에 한하여 상기 기준을 준수토록 하고 있다. 이에 풍력발전 사업자는 계통 운영자의 임의의 유효전력 급전시시에 따라 풍력발전단지의 유효전력 출력을 조정할 수 있어야 한다. 하지만 최근 신규 건설되는 풍력발전에 비해 기존 발전설비용량이 훨씬 많기 때문에 그리스에서와 같이 출력조정을 통한 풍력설비의 증설에는 무리가 있을 것으로 판단된다. 이에 따라 기존 발전기의 최소발전량을 고려한 풍력발전의 한계용량 산정에 대해 검토가 필요하다. 아래의 그림 3은 최소발전량을 고려할 때 풍력발전 한계용량 산정에 대한 개념도를 나타낸 것이다. 연계선 및 기존 발전기의 최소발전량은 계통에서 유지되는 최소한의 발전력으로 더 이상 줄일 수 없는 양이다. 따라서 계통에서 최저부하와 풍력발전의 최대출력이 겹치는 순간이 오면 계통부하보다 공급되는 발전력이 많게 되는 상황이 발생할 수 있다. 이런 상황을 방지하기 위해 최소발전량을 기준으로 풍력발전의 한계용량을 산정한다.

$$\sum P_{\max, wind} \leq \sum P_{\min, load} - \sum P_{\min, sys} \quad (2)$$

$\sum P_{\max, wind}$: 풍력발전의 한계용량

$\sum P_{\min, load}$: 최저수요

$\sum P_{\min, sys}$: 최저 발전량

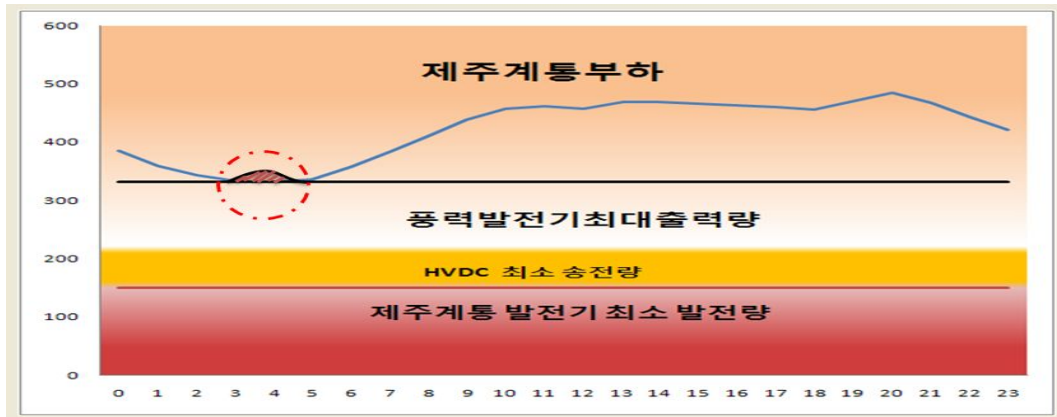


그림 3 최소발전량 기준 풍력한계용량 산정 개념도

(2) 풍력발전기의 출력 증감발률을 고려한 한계용량 산정

부하변동뿐만 아니라 풍력발전기의 출력변동은 일반 발전기 및 연계선이 추종해야 하는 양이다. 따라서 풍력발전기의 최대변동률을 예측하고 투입된 발전기가 풍력발전기의 출력 변화량을 따라 갈 수 있는지 여부를 판단해야 한다. 기존 발전기마다 출력 증감발률이 다르기 때문에 사전 발전운영계획을 세워 분당 출력 증감발률이 풍력발전기의 출력변동을 따라잡을 수 있는지 판단해야 한다.

이때, 연계선을 통해 계통이 연결되는 경우 달리 적용되어야 한다. 이는 연계선이 충분히 빠른 출력 증감발이 가능한 발전기로 (0.1~9.9MW/sec) 가정되기 때문이다.

$$\sum P_{wind, rated} \times 1\text{분}, 10\text{분 변동률}(\%) \leq \sum P_{sys, ramp\ rate} \quad (3)$$

부하의 미소변동과 풍력발전기의 1분, 10분 변동률에 대하여 규정 주파수 범위로 유지하기 위해서는 주파수 조정예비력이 필요하다. 풍력발전기의 1분, 10분 최대변동률이 투입된 발전기(연계선 운전 유·무에 따라 달리 평가된다.)의 증·

감발율이내에 있는지 판단하여 풍력한계용량을 산정할 수 있다.

(3) 동적 안정도 한계 (Dynamic penetration limit) 기준 한계용량 산정

발전기의 동특성을 고려한 풍력발전의 한계용량 산정은 계통의 안정운동을 보장하기 위해 필요하다. 계통에서 풍력발전기가 차지하는 비율이 커짐에 따라 일반발전기들이 계통사고 이후 안정화시키는데 어려움을 겪을 수 있기 때문에 고려되어야 하는 기준이다.

$$\sum P_{wind} \leq \sum P_{sys} C_D \quad (4)$$

C_D : Dynamic penetration factor

일반적으로 C_D 는 30% 정도의 값으로 설정하며, 보수적 계통을 운영할 경우 15% 정도로 잡는다. 여기서, 보수적이라 함은 안정성을 더 많이 고려함을 의미한다.

(4) 상기 위 3가지 내용에 대하여 연계선 정지 시 산정

앞서 언급했듯이, 연계선의 운전 유·무에 따라 풍력발전의 한계용량은 다르게 산정된다. 따라서 위에서 살펴본 3가지 방법에 대해 연계선의 운전에 따라 재평가할 필요성이 있다. 제주도의 경우 연간 5월중에 연계선의 계획예방정지공사를 실시하여 연계선이 운전되지 않는다. 이때 산정된 풍력한계용량이 연계선이 운전될 경우만을 고려한 경우, 연계선 정지 시 풍력발전기의 출력변동으로 인한 계통 영향은 더욱 커질 것이다. 향후 연계선 #2, 3이 추가 건설되어 운영될 경우, 연계선 #1,2,3이 동시에 정지할 확률은 극히 낮을 것이나, 연계선의 운전에 따라 풍력 한계용량이 다르게 평가되어야 한다.

최종적인 풍력한계용량 산정은 위에서 검토된 각각의 한계용량 중에서 최소의 값을 선택하여 얻을 수 있다.

$$\text{Min}(\sum P_{Max, wind}, \sum P_{Max sys, ramprate}, \sum P_{sys} C_D) \quad (5)$$

Ⅲ. 풍력발전기의 출력제한을 고려한 설비용량 증설

서론에서 언급했듯이, 풍력발전기가 100%정격으로 운전될 확률은 극히 일부로 나타난다. 제한적인 지역이 갖는 풍력에너지 즉, 바람의 잠재력은 일정하다. 이에 풍력발전기로부터 이용 가능한 바람 에너지를 충분히 추출할 수 없다면 바람에너지의 이용률 관점에서 손해를 보게 된다.

본 논문의 취지는 계통의 안정운동을 위한 ‘안전장치’인 풍력발전의 한계용량을 수용하면서, 제한적인 지역에서 바람에너지를 최대로 사용하기 위함이다. 만약 풍력발전의 유효전력을 제한할 수 있다면, 실질적인 한계용량의 개념은 순시적인 풍력발전 최대 용량의 개념으로 변화될 수 있다[9]. 이번 절에서는 풍력발전의 한계용량을 산정하는데 있어 풍력발전기의 유효전력 출력제한을 고려할 때, 증설될 수 있는 설비용량을 검토하고 경제성을 평가하였다.

3.1 제안방법

그림 4는 유효전력 출력제한 전·후의 연간발전량을 나타낸 것으로, (A)영역은 출력제한 시 증가되는 연간발전량을 의미한다. 출력제한이 되는 영역이 작을수록 출력제한 전·후의 연간발전량이 비슷하게 나타나 경제적으로 유리하게 된다. 표 2는 2010년 제주지역에 설치되어 있는 풍력발전기의 정격에 대한 %발전량의 빈도수와 그에 대한 확률을 나타낸 것이다. 실제 풍력발전기의 연간 출력특성을 분석한 결과, 기준 정격용량의 90%를 넘어설 확률은 1%미만으로 아주 작은 수치로 나타났다. 즉, 풍력발전의 한계용량을 설비용량 기준으로 산정된다면 풍력발전기로부터 추출될 수 있는 에너지는 한정적임에도 불구하고 충분히 사용하지 못하게 됨을 의미한다. 따라서 풍력발전의 설비용량을 증설시킴과 동시에 풍력발전의 운전용량을 기준에 평가된 한계용량으로 제한함으로써 에너지 활용도를 높일 수 있는 방안이 모색되어야 한다[7].

물론 풍력발전기의 설비용량을 무한적으로 증설한다는 것은 아니다. 합리적인 양을 결정하기 위하여, 증설 전·후의 연간발전량을 통해 각 증설 수에 대한 발전원가를 산정하고 풍력발전기의 수명기간을 20년 주기로 하였을 때, 원금회수 기간을 제외한 나머지 기간 동안의 경제적 이득을 검토해보았다.

표 2 제주지역 풍력단지의 계절별 %출력 출현빈도 및 확률

	봄		여름		가을		겨울	
	빈도수(회)	확률(%)	빈도수(회)	확률(%)	빈도수(회)	확률(%)	빈도수(회)	확률(%)
100	0	0	0	0	0	0	0	0
90	3	0.1	0	0	0	0	0	0
80	227	2.6	55	0.6	75	2.1	174	2.1
70	242	2.8	118	1.4	485	5.7	485	5.2
60	290	3.3	109	1.3	642	7.6	642	7.6
50	424	4.8	343	4.0	856	10.1	856	10.1
40	627	7.1	560	6.6	974	11.5	974	11.5
30	758	8.6	606	7.1	763	9.0	763	9.0
20	1027	11.7	851	10.0	857	10.1	857	10.1
10	1408	16.0	1691	19.8	1070	12.6	1070	12.6
0	3539	40.3	4211	49.3	2675	31.5	2675	31.5

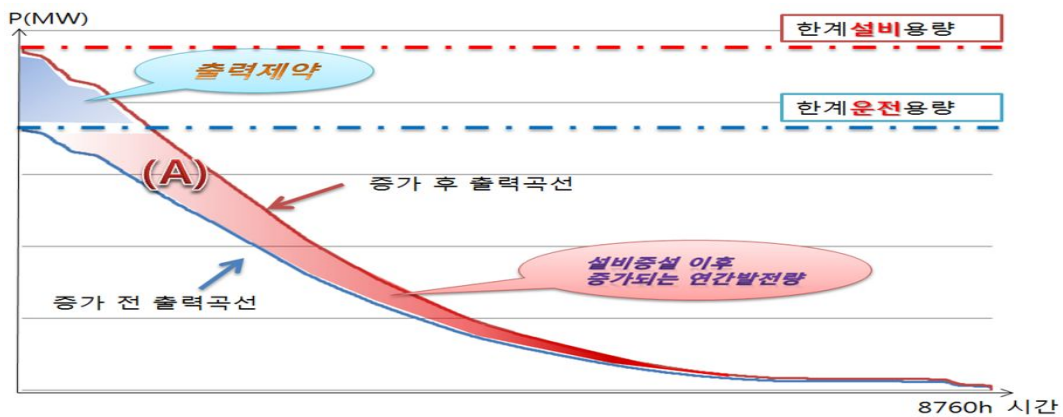


그림 4 풍력발전의 출력제한 시 한계용량 산정 개념도

1) 풍력발전기의 연간발전량 예측

임의의 지역에서 풍력발전기의 발전량을 예측하기 위해서는 해당지역에 대한 풍속데이터와 설치될 풍력발전기의 출력곡선이 필요하다. 풍속 데이터에서 풍속 분포를 구할 수 있으면, 이 풍속분포와 대상이 되는 풍력발전기의 출력곡선으로

부터 연간발전량을 예측할 수 있다. 본 논문에서는 풍력발전기의 연간발전량 예측을 위하여 제주 성산지역에서 2010년 1월 1일부터 12월 31일까지의 10분 풍속 데이터를 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.

본 논문에서는 와이블 분포함수에 의한 풍속 출현확률이 실제데이터와 더 유사하게 나타나므로 와이블 분포에 의한 풍속분포도를 이용하여 연간발전량을 예측하였다. 분석한 결과 성산지역은 $k=1.9$, $c=7.9(m/s)$ 인 와이블 분포함수를 갖는 풍속분포를 보였다. 아래의 그림 5은 성산지역의 풍속 출현확률과 와이블 분포 및 레일리 분포 함수에 의한 풍속 출현확률을 나타낸다.

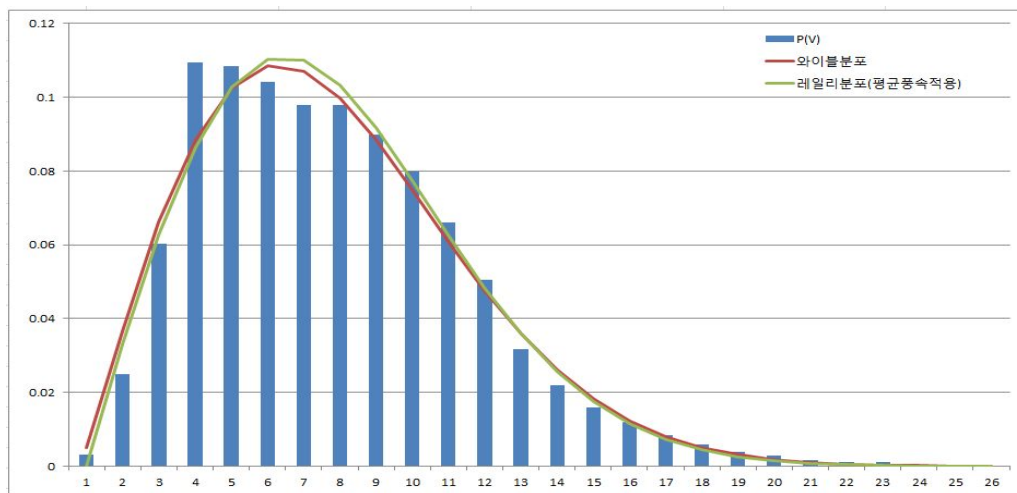


그림 5 성산지역의 풍속 확률 분포도

그림 6은 Vestas V90의 출력곡선과 와이블 분포의 풍속 출현확률에 의해 구해진 풍속구간별 에너지양을 나타낸 것이다. 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 합하면 연간발전량을 얻을 수 있다[10].

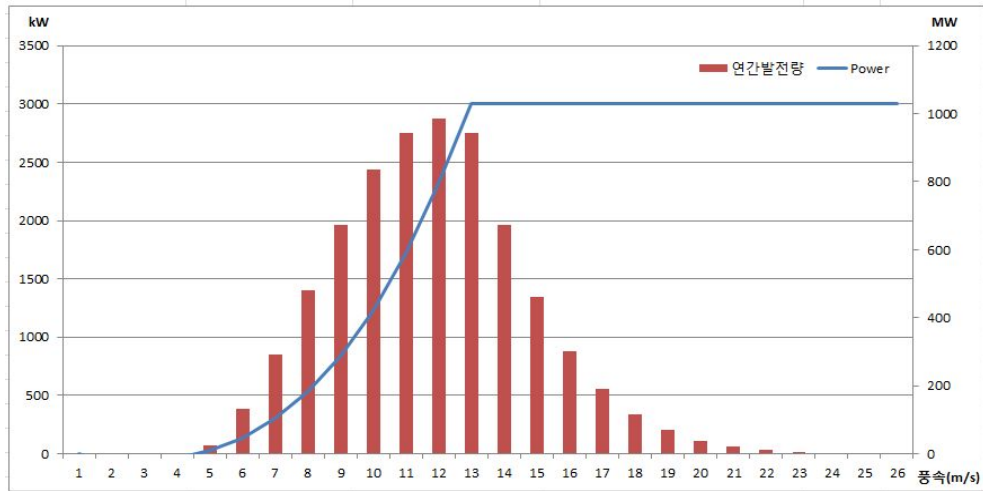


그림 6 3MW 풍력발전기의 출력곡선 및 에너지 분포

2) 풍력발전기의 유효전력 출력제한 기준점 산정

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 증가시킴으로서 기존 한계용량(100MW)만큼 출력을 제한하고자 한다. 이때, 제한되는 양은 100MW이상인 10MW가 될 것이며, 100MW~110MW로 운전될 확률 역시 극히 일부이기 때문에 제한되는 양은 매우 작게 될 것이다.

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

$$1 \text{기당 출력제한점 (kW)} = \text{정격용량 (kW)} - \frac{\text{증설 용량 (kW)}}{\text{총 풍력발전기수}} \quad (6)$$

위 식에서 ‘증설용량/총 풍력발전기 수’가 의미하는 바는 각 풍력발전기가 부담해야 하는 출력제한 용량이다.

3.2 타당성 검토

30MW 풍력단지와 90MW 풍력단지에 대하여 출력제한 시 연간발전량 및 발전원가를 분석하고 출력제한 전과 비교분석하였다. 기존 설비용량(30MW, 90MW)을 한계운전용량이라고 하고, 풍력단지는 한계운전용량을 기준으로 출력을 제한하게 된다. 풍력단지의 규모에 따라 한계용량을 기준으로 제한되는 출력량이 다를 것이며, 단지 규모에 따라 증설될 수 있는 풍력발전기의 비율을 검토하기 위해 단지용량을 달리하여 평가하였다.

다음 절에서는 풍력단지의 설비용량을 30, 90MW으로 하였을 때, 증설 전의 연간발전량 및 증설 후 출력제한 시 연간발전량을 분석해보았다. 그리고 산출된 연간발전량을 통해 풍력발전기의 초기비용에 대한 발전원가를 산정한 후, 경제적으로 타당한 풍력발전기의 증설 수를 평가하였다.

1) 출력제한 전·후 연간발전량

같은 형식의 풍력발전기가 설치되어 있기 때문에 발전기의 출력곡선은 같으며, 풍속분포에 따라 계산되는 연간발전량의 오차는 크지 않다. 본 사례분석에서는 풍력발전기간의 후류효과, 표면의 거칠기 등 모두 마찰을 무시한다고 가정하여, 풍력발전기간의 연간발전량은 같다고 본다. 따라서 하나의 풍력발전기에 대한 연간발전량을 예측함으로써 단지전체의 연간발전량을 예측할 수 있다.

(1) 30MW 풍력단지에 대한 검토

한계운전용량 30MW을 기준으로 풍력단지는 풍력을 제한하게 된다. 증설되는 설비용량은 풍력발전기 1기의 설비용량으로 하므로 3MW만큼 증설된다. 풍력발전기의 설비용량을 증설하였을 때, 단지로부터 출력량이 한계운전용량(30MW)을 넘어서면, 그 이상만큼의 용량을 제한하게 된다.

본 논문에서 풍력단지의 제어는 개별적인 제어방법이 아니라 모든 발전기가 같은 크기로 제어된다고 가정하여 수행하였다. 아래의 표 3은 동일한 크기로 제한된 풍력발전기 1기당 출력제한 기준점을 나타낸 것이다. 증설되는 풍력발전기 수에 대하여 전체 풍력단지가 동등하게 출력을 제한함으로써 풍력단지에 한계운전용량(30MW) 이상만큼의 출력을 제한하게 된다.

표 3 풍력발전기의 출력제한 시 1기당 출력제한 기준점

총 설비용량(kW)	출력제한 용량(kW)	1기당 출력제한 기준점(kW)
30,000	한계운전용량	-
33,000	3,000	2727.3
36,000	6,000	2500.0
39,000	9,000	2307.7

표 4 풍력발전기 증설 전·후의 연간발전량

총 설비용량 (MW)	증설 수	연간발전량 (GWh)	출력제한 시 연간발전량 (GWh)	연간 제한발전량 (GWh)
30	-	71.2	-	-
33	1	78.4	76.4	2.0
36	2	85.5	80.4	5.1
39	3	92.6	81.3	11.3

표 4는 출력제한 전·후의 증설된 풍력발전기에 대한 연간발전량을 나타낸 것이다. 증설되는 풍력발전기 수가 증가될수록 제한되는 출력량이 증가하여 3기 증설할 때, 연간 11.3GWh만큼 출력이 제한된다.

(2) 90MW 풍력단지에 대한 검토

풍력단지의 초기 설비용량 90MW은 한계운전용량이 되며, 증설되는 설비용량은 풍력발전기 1기의 설비용량으로 3MW씩 증가된다.

풍력단지로부터의 제어는 개별적이지 않고 동시에 이루어지며, 같은 크기로 출력이 제어된다. 아래의 표 5는 동일한 크기로 제한되는 풍력발전기 1기당 출력제한 기준점을 나타낸 것이다. 증설되는 풍력발전기 수에 대하여 전체 풍력단지가 동등하게 출력을 제한함으로써 풍력단지에 한계운전용량(90MW) 이상만큼의 출

력을 제한하게 된다. 풍력발전기 1기를 증설한 경우 제한되는 출력량이 96.8kW로 매우 낮으며, 이는 총 설비용량의 약 3%이다. 하지만 5기까지 증설하였을 경우에는 전체 설비용량의 12%정도로, 제한되는 출력이 약 429.6kW로 나타났다.

표 5 풍력발전기의 출력제한 시 1기당 출력제한 기준점

총 설비용량(kW)	출력제한 용량(kW)	1기당 출력제한 기준점(kW)
90,000	한계운전용량	-
93,000	3,000	2903.2
96,000	6,000	2812.5
99,000	9,000	2727.3
102,000	12,000	2647.1
105,000	15,000	2571.4

표 6 풍력발전기 증설 전·후의 연간발전량

총 설비용량 (MW)	증설 수	연간발전량 (GWh)	출력제한 시 연간발전량 (GWh)	연간 제한발전량 (GWh)
90	-	235.1	-	-
93	1	242.9	241.6	1.3
96	2	250.8	247.1	3.7
99	3	258.6	252.0	6.6
102	4	266.4	256.7	9.7
105	5	274.3	261.2	13.1

표 6은 풍력발전기의 증설 수에 따라 출력제한 전·후 연간발전량을 비교한 결과를 나타낸다. 결과로부터 알 수 있듯이, 풍력발전기의 증설 수가 증가함에 따라 제한되는 발전량이 증가하여 최대 연간 13.1GWh만큼 제한된다. 반대로 1기만 증설할 경우 1.3GWh가 제한되어, 출력제한 전·후 연간발전량의 차이가 크지 않음을 알 수 있다.

2) 경제성 분석

최근 풍력발전기의 대용량화와 풍력발전 기술진보에 따른 설비효율의 증대는 풍력발전기의 발전원가를 낮추며, 풍력사업의 활성화에 긍정적 요인으로 작용하고 있다. 아래의 그림 7은 GWEC²⁾에서 제공하는 자료로 세계 풍력산업의 성장세와 미래 발전가능성을 보여주고 있다. 풍력발전기의 대용량화 추세와 대규모 해상용 풍력단지 조성은 풍력산업이 규모의 경제에 의해 경쟁력을 갖추고 있음을 단적으로 보여준다[11].

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 단지의 후보지에 대한 경제성 평가를 위해서는 타당성 조사, 설계비용, 토목공사, 설비 구입비용 등의 초기투자비에 대한 분석이 반드시 수행되어야 하나, 본 논문의 취지가 특정지역에 대한 풍력발전 단지설계가 아니므로, 대표되는 수치만을 적용하여 경제성을 평가하였다[12].

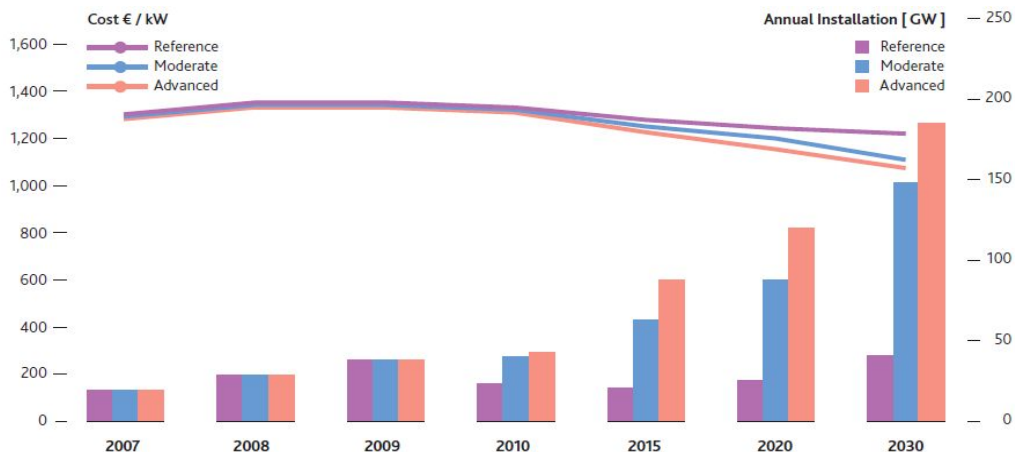


그림 7 세계 풍력시장 변화 및 예측

2) Global wind Energy council

3) 사례분석에 대한 결과 및 고찰

30MW, 90MW 풍력단지의 사례분석을 통해 풍력발전기의 유효전력 출력제한 전·후의 연간발전량 및 발전원가를 분석하고 풍력발전기의 평균 수명기간인 20년 동안 운영된다고 가정할 때, 증설 전과 후의 전력판매액을 평가하여 경제적인 풍력발전기의 증설 수를 검토해 보았다.

다음 사례분석을 통해 얻은 결과를 요약한 것이다.

(1) 30MW 풍력단지

30MW에서 증설되는 풍력발전기 수는 전체 풍력단지 설비용량의 10%에서 24%에 이른다. 증설되는 풍력발전기의 설비용량이 차지하는 비율이 비교적 높아, 풍력발전기 1기당 제한되는 출력량이 약 272kW에서 693kW에 이른다.

풍력발전기의 원금(60억 원)과 연간발전량으로부터 발전원가 및 원금 회수기간을 구할 수 있다. 증설 전의 발전원가와 최대 3기까지 증설 시 발전원가는 약 13.2원/kWh의 차이를 보였다. SMP³⁾ 190원/kWh 기준, 증설 전의 원금 회수기간은 8.7년이며, 증설되는 발전기 수에 비례하여 원금회수기간이 증가함을 보였다. 특히, SMP가 150원/kWh일 때, 풍력발전기를 3기 증설할 경우 원금 회수기간이 21.8년으로 일반적으로 평가되는 풍력발전기의 수명기간을 넘어선다.

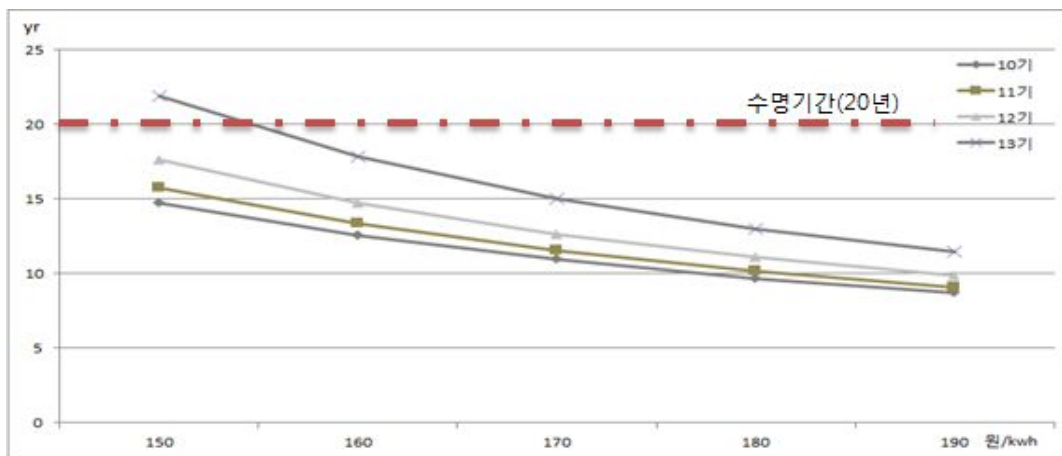


그림 8 증설 전·후 원금 회수 기간(년)

3) System Marginal Price : 계통한계가격

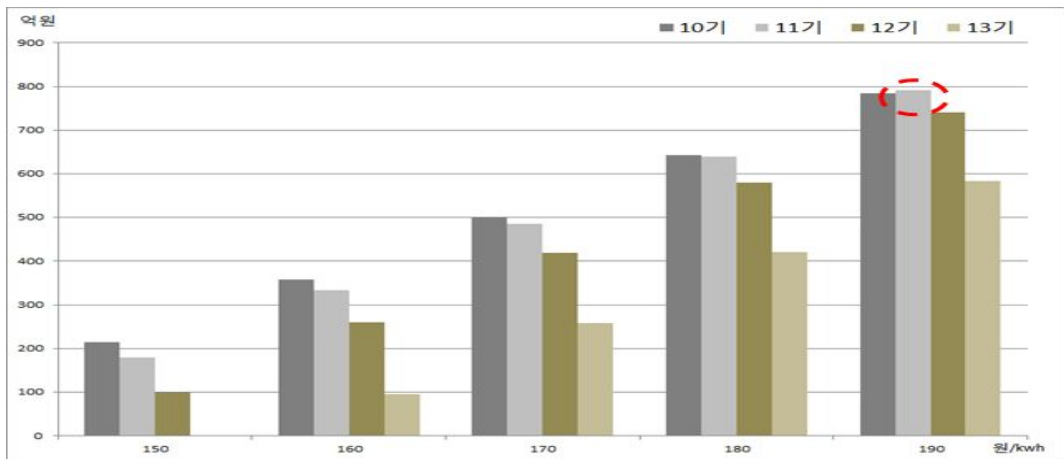


그림 9 원금 회수 후 남은 기간 동안의 전력판매액(억 원)

풍력발전기의 원금 회수기간을 분석한 후, 풍력발전기의 수명을 20년이라 할 때 원금 회수한 후 남은 기간 안의 발전량 및 전력판매액을 분석하여 경제적인 풍력발전기의 증설 수를 판단해보았다. 전체적으로 증설 전에 비해 남은 수명기간동안의 전력판매액이 낮게 나타났으나, SMP 190원/kWh 기준 풍력발전기를 1기 증설하였을 때, 증설 전보다 7.1억 원의 경제적 이득이 발생하였다. 경제적인 풍력발전기 증설 수는 증설 전 설비용량 30MW의 10%인 3MW로 평가되었다.

(2) 90MW 풍력단지

90MW에서 증설되는 풍력발전기 수는 전체 풍력단지 설비용량의 3%에서 14%에 이른다. 증설되는 풍력발전기의 설비용량이 차지하는 비율이 높지 않기 때문에, 풍력발전기 1기당 제한되는 출력량이 비교적 낮아, 약 96.7kW에서 418.2kW에 이른다.

풍력발전기의 원금(60억 원)과 연간발전량으로부터 발전원가 및 원금 회수기간을 구할 수 있다. 증설 전의 발전원가와 최대 5기까지 증설 시 발전원가는 약 4.6원/kWh의 차이를 보였다. SMP 190원/kWh 기준, 증설 전의 원금 회수기간은 8.7년이며, 증설되는 발전기 수에 비례하여 원금회수기간이 증가함을 보였다. SMP에 따라 원금 회수기간의 차이가 크지 않으며, SMP 150원/kWh 기준 5기 증설 시 원금 회수기간이 가장 길어 16.8년으로 나타났다.

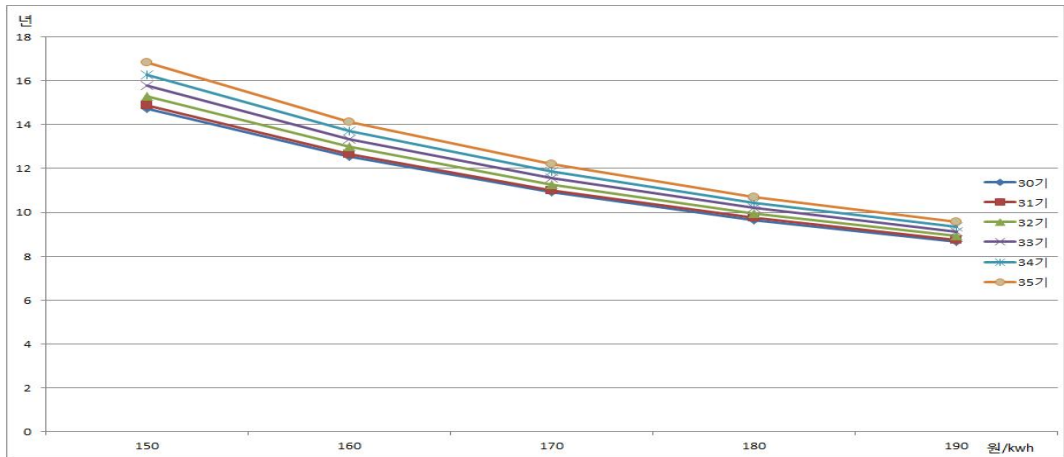


그림 10 증설 전·후 원금 회수 기간(년)

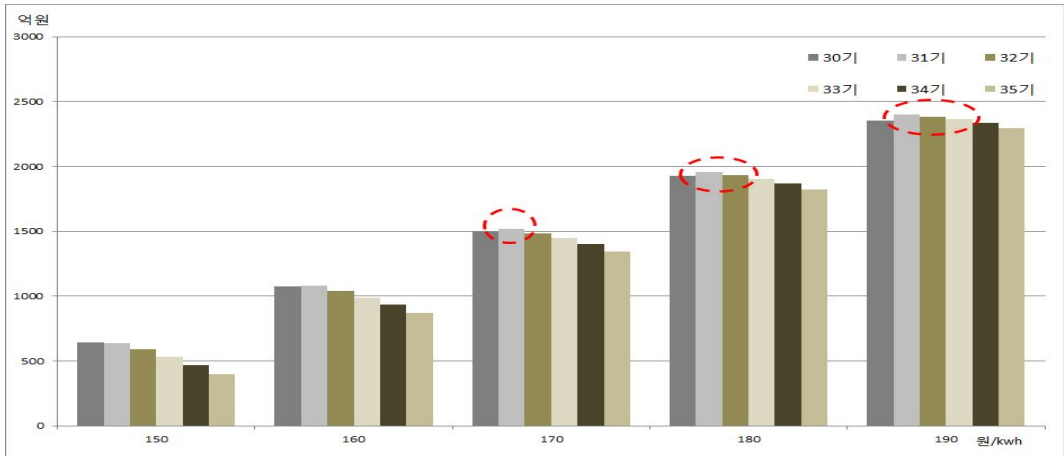


그림 11 원금 회수 후 남은 기간 동안의 전력판매액(억 원)

풍력발전기의 원금 회수기간을 분석한 후, 풍력발전기의 수명을 20년이라 할 때 원금 회수한 후 남은 기간 안의 발전량 및 전력판매액을 분석하여 경제적인 풍력발전기의 증설 수를 판단해보았다. 전력판매액은 SMP에 따라 변화하여, 150, 160원/kWh일 때 증설 전의 전력판매액이 증설 이후보다 전체적으로 높게 나타났지만, 170, 180, 190원/kWh일 때, 최대 3기 까지 증설할 때 증설 전보다 더 많은 경제적 이득을 취할 수 있었다. 특히, SMP 190원/kWh일 때, 풍력발전기를 1기 증설할 경우 증설 전보다 43.8억 원의 경제적 이득이 발생하였다. 결과로부터 알 수 있듯이, SMP 190원/kWh 일 때, 최대 3기까지 증설하여 8.2억 원

의 경제적 이득을 취할 수 있다. 경제적인 풍력발전기 증설 수는 증설 전 설비용량 90MW의 10%인 9MW로 평가되었다.

30, 90MW 풍력단지에 대하여 한계운전용량을 기준으로 무조건적인 출력제한할 경우, 설비용량을 증설 전 보다 10% 증가할 때 증설 전보다 경제성이 있는 것으로 판단되었다.

3.3 부하별 풍력한계운전용량에 대한 출력제한

풍력발전기의 출력제한은 배전선로 및 송전선로에서의 과부하를 방지하기 위함이며, 국부적인 전압 상승 및 기존 발전설비의 운전예비력이 풍력발전의 출력변동에 대한 보상을 하지 못할 경우 필요하다[6]. 제주지역 육상풍력단지의 출력특성을 분석한 결과 정격의 90%이상으로 운전될 확률이 1% 이내로 극히 일부로 나타났기 때문에 항상 출력을 제한하더라도 제한되는 출력량이 크지 않게 된다. 하지만 향후 대규모 풍력단지가 조성된다면 풍력발전 단지로부터의 출력변동으로 계통에 미치는 악영향이 커질 것이며, 육상에 비해 이용률이 10%이상 좋을 것으로 예상되는 대규모 해상풍력단지의 조성으로 정격의 90%이상으로 운전될 확률이 커질 것으로 보아, 무조건적인 출력제한 방법의 경제성에 의문부호가 붙는다.

앞 절에서는 한계운전용량 이상의 출력을 무조건적으로 제한하여 풍력발전의 설비용량을 증설할 수 있는 방안을 제시하였다. 여기서 무조건적인 출력제한 방법은 계통의 안정성을 보수적으로 고려한 것으로, 풍력발전 사업자 입장에서 제한되는 출력량에 대한 손해를 감안하기란 쉽지 않다.

이번 절에서는 풍력발전기의 한계용량을 산정하는데 있어서 출력을 제한하는 조건을 고수하되, 무조건적인 제한이 아닌 일반발전기의 최소발전량 기준 부하별 가능한 풍력한계용량을 분석하고 연간 출력 제한되는 발전량을 산정해 보았다.

1) 사례 분석

풍력발전량은 최저수요에서 최소발전량을 뺀 양보다 작아야 하며, 이는 곧 풍력한계용량의 기준이 된다. 연중 최저수요가 발생할 확률은 1/8760 (1시간 기준)이며, 여기에 풍력발전의 한계용량 즉, 풍력발전이 100%정격으로 운전될 확률이 동시에 일어날 확률은 극히 일부로 나타날 것이다. 따라서 풍력한계용량 산정을 하는데 있어서 연간 최저수요가 아닌 부하구간별 투입되는 최소발전량을 기준으로 한 부하별 풍력한계용량 산정이 필요하다. 그리고 풍력발전의 설비용량을 기준으로 부하별 한계운전용량의 가드라인을 제시하여, 그 이상으로 운전될 경우 출력을 제한하도록 한다[3][9].

사례분석을 위하여 2013년 기준으로 한 제주계통 현황을 적용하였다. 풍력발전 설비용량을 300MW으로 하였으며, 2013년 수요량은 제 5차 전력수급계획에서의 수요예측에 따라 최대부하 기준으로 하여 2010년 수요 실측데이터를 스케일링하여 적용하였다.

(1) 최소발전운영을 위한 발전기 조합

최소발전운영을 위한 발전기 조합은 경제성과 송전손실 및 무효전력 공급능력, 그리고 지리적 분산 등을 고려하면서 N-1상정사고 조건을 만족해야 한다. 아래 표는 부하별 최소발전운영을 위한 발전기 조합을 나타낸 것이다[4]. 부하별 투입되는 최소발전기의 예비력은 풍력발전기가 한계용량으로 운전될 때, 최소 투입된 발전기의 운전예비력을 의미한다.

표 7 최소발전운영을 위한 발전기 조합 [단위 : MW]

구분	공급능력	최소부하운전
연계선 #1	150	40
연계선 #2	250	40
제주내연 #3	40	26
제주기력 #1	75	42
제주기력 #2	75	42
남제주 기력 #3	100	50
남제주 기력 #4	100	50

표 8 부하별 최소발전량 및 운전예비력

[단위 : MW]

부하범위	투입된 발전기의 총 공급능력	투입된 발전기의 최소부하운전	운전예비력
300이상~400미만	540	156	140
400~500	640	206	140
500~600	680	232	80
600~700	790	274	90
700~800	830	316	30

부하구간별 대표되는 값(구간별 최대값)에서 투입되는 발전기의 최소발전량을 뺀 양은 해당 부하구간에서의 풍력한계용량이 될 것이다. 발전기가 추가 투입되는 시점에서는 최소발전량 기준의 풍력한계운전용량이 감소하지만 부하 증가에 따라 최소발전량 기준의 한계운전용량 또한 점진적으로 증가한다. 이런 식으로 각 부하별 풍력한계용량을 구할 수 있으며, 그림 12는 이에 대한 결과를 나타낸 것이다.

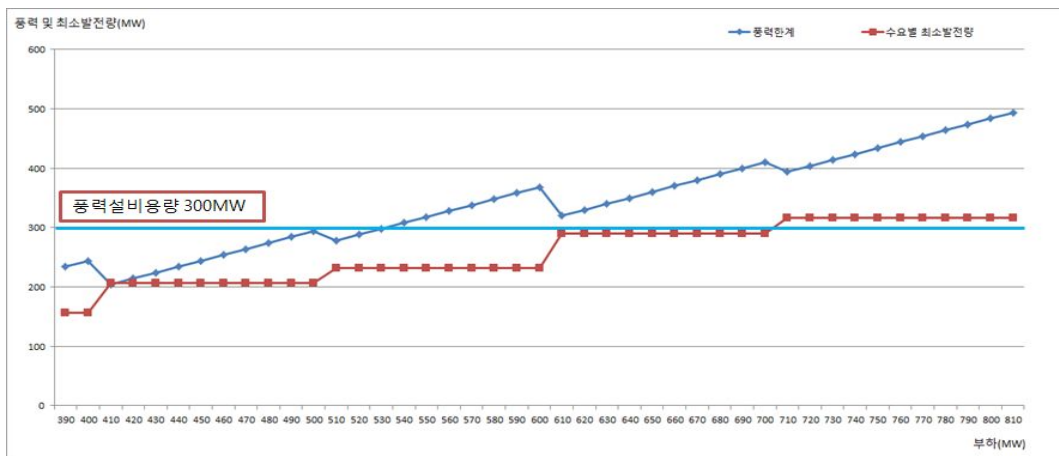


그림 12 부하별 최소발전량 및 풍력한계용량

(2) 부하 및 풍력발전량 예측

연간 풍력한계용량에 의해 제한되는 시간과 발전량을 예측하기 위해서는 연간 부하별 출현확률과 풍력발전기의 출력을 예측해야 한다. 부하별 확률분포는 전력거래소로부터 자료를 요청하여 실측데이터를 통해 구하였으며, 풍력발전기의 연

간발전량 예측은 앞서 적용한 방법과 같이 와이블 분포함수를 이용하였다. 제주 지역 풍력발전단지 증설계획에 따르면, 2013년까지 약 300MW가 설치될 것으로 예상되어, 사례분석을 위한 풍력단지의 설비용량을 300MW로 하였다. 2010년에 대한 수요 실측데이터를 통해 2013년 수요에 비례한 양만큼 스케일링하였으며, 그림 13은 2013년을 기준으로 한 부하별 출현확률분포를 나타낸 것이다.

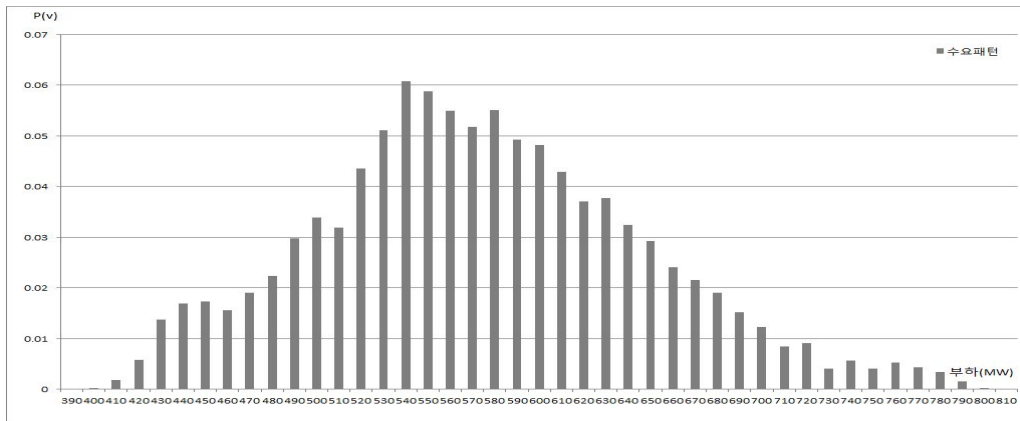


그림 13 부하별 출현확률 분포도

2) 분석결과

다음 식은 부하 n 일 때, 풍력발전량이 한계용량을 넘어설 확률과 부하 n 의 출현확률이 동시에 일어날 확률로, 8760(h)을 곱하여 연간발생시간을 구할 수 있다.

$$P(n) = \sum_{n=load_min}^{load_max} \{P(n)_1 \times P(n)_2\} \quad (7)$$

$P(n)_1$; 부하 n 일 확률

$P(n)_2$; 부하 n 일 때, 풍력발전이 출력제한될 확률

$$\sum_{n=load_min}^{load_max} P(n)_2 \times P(n)_{wind_limited} \quad (8)$$

$P(n)_{wind_limited}$; 부하 n 일 때, 제한되는 풍력발전량

아래 표 9는 부하별 출현 확률 및 최소발전량을 나타낸 것으로, 부하별 풍력한계용량은 부하 n 에서 최소발전량을 뺀 양을 기준으로 삼는다. 식(7)과 (8)로부터 부하 n 의 출현확률과 풍력발전이 한계용량이상으로 발생될 확률을 통해 풍력발

전이 제한되는 시간과 발전량을 구할 수 있다[3].

위의 식(7)로부터 계산된 연간 출력제한 시간은 총 347.9시간으로 전체의 4.0% 정도이다. 풍력단지로부터 제한되는 총 발전량은 (8)식과 같이, 부하에 따라 누적되어 구할 수 있다. 와이블 분포에 예측된 300MW 풍력단지의 연간발전량은 712.4GWh이다. 식(7)과 (8)에 의해 구해진 연간 제한되는 총 풍력발전량은 10.1GWh으로 전체의 1.4%정도에 지나지 않는다. 이는 제한되는 풍력발전량이 10%내외로 크지 않으며, 풍력발전의 출력제한 조건이 부하발생 확률과 한계용량 이상으로 발생될 확률이 동시에 일어날 확률로 극히 낮기 때문이다. 풍력발전 출력이 제한되는 347.9시간동안 풍력단지로부터 출력제어지령을 수행할 수 있는 설비를 보유하고, 연간발전량의 1.4%만큼 손실을 감안할 수 있다면 풍력한계용량을 증가시킬 수 있을 것으로 기대된다.

2013년 제주계통에 대하여 최저수요와 최소발전량 기준으로 풍력한계용량이 산정된다면 204MW로 평가된다. 하지만 최소발전량 기준 부하별 풍력발전의 한계운전용량을 산정하고 이를 초과하는 경우에만 출력을 제한한다면 96MW의 풍력설비를 증가시킬 수 있다. 이는 전체 설비의 50%에 해당하는 양이다.

표 9 부하별 확률분포 및 부하별 풍력발전 제한 용량 [단위 : MW]

부하	부하 출현 확률	최소발전량	풍력한계용량	초과	풍력초과 발생 확률	부하별 제한용량
390	0.0%	156	234	66	16.1%	0
400	0.0%	156	244	56	15.1%	16.9
410	0.2%	206	204	96	20.2%	310.4
420	0.6%	206	214	86	17.8%	780.5
430	1.4%	206	224	76	17.2%	1570.8
440	1.7%	206	234	66	16.1%	1574.8
450	1.7%	206	244	56	15.1%	1281.4
460	1.6%	206	254	46	14.6%	916.8
470	1.9%	206	264	36	13.6%	816.1
480	2.2%	206	274	26	13.1%	667.9
490	3.0%	206	284	16	12.2%	509.7
500	3.4%	206	294	6	11.8%	209.8
510	3.2%	232	278	22	12.7%	776.5
520	4.4%	232	288	12	12.2%	559.5
530	5.1%	232	298	2	11.4%	101.7

IV. 풍력한계용량에 따른 계통영향 분석

한계운전용량을 산정하는 목적은 변동성이 강한 풍력발전 설비가 계통에 연계 되었을 때 미치는 영향을 최소화하기 위함이다. 한계운전용량을 기준으로 출력을 무조건 제한하게 된다면, 계통은 아무리 풍력발전 설비가 많더라도 안정적으로 운영될 수 있을 것이다. 하지만 제한되는 출력량에 대한 아무런 보상이 없기 때문에 무조건인 출력제한 조건은 제한되는 출력량과 증설되는 설비용량으로 인한 경제적 이익이 서로 부합될 때만 가능할 것이다.

풍력한계용량의 산정은 부하 크기와 일반발전기의 투입되는 양에 따라 달라진다. 여기서 투입되는 최소발전량은 상정사고 이후에도 계통이 붕괴되지 않고 안정적으로 유지될 수 있는 발전기들로 조합되어야 한다[4].

최소발전량 기준 부하별로 산정된 풍력발전 한계운전용량이 계통에 미치는 영향을 분석하기 위해, PSS/E를 이용하여 제주 계통의 특성을 반영한 모의실험을 실시하였다.

4.1 제주계통 모델구현

부하별로 산정된 풍력발전 한계운전용량에 대하여 계통수용성 여부를 평가하고자 PSS/E를 이용한 계통 모의실험을 실시하였다. 제주 계통특성을 최대한 반영하기 위해 전력거래소로부터 제주계통 데이터를 수집하였고, 이를 반영하여 2013년 계통을 구현하였다.

부하별 산정된 풍력발전 한계용량은 2013년 기준으로 평가하였으며, 이는 3장에서 산정된 용량과 같다. 최소발전량은 공급가능 용량에서 투입된 발전량을 뺀 운전예비력이 풍력발전 용량을 제외했을 때, 부하분담이 가능하도록 산정하였다. 부하별 투입되는 최소발전량은 3장의 표 8과 같이 적용하였으며, 최소발전운영을 위한 발전기 조합은 아래의 표 10~12처럼 적용하였다.

표 10 300이상~400MW미만 부하구간에서의 발전기 구성 [단위 : MW]

구분	공급량	최소발전량
연계선 #1	150	40
연계선 #2	250	40
남제주기력 #3	100	50
제주내연 #1	40	26
합계	540	156

표 11 400이상~500MW미만 부하구간에서의 발전기 구성 [단위 : MW]

구분	공급량	최소발전량
연계선 #1	150	40
연계선 #2	250	40
남제주기력 #3	100	50
남제주기력 #4	100	50
제주내연 #1	40	26
합계		206

표 12 500이상~600MW미만 부하구간에서의 발전기 구성 [단위 : MW]

구분	공급량	최소발전량
연계선 #1	150	40
연계선 #2	250	40
남제주기력 #3	100	50
남제주기력 #4	100	50
제주내연 #1	40	26
제주내연 #1	40	26
합계		232

2013년까지 풍력발전 설비용량은 기존용량과 증설예정 용량을 합하여 300MW로 예상된다[5]. 추가 건설되는 풍력발전기의 형식은 발전효율을 향상시킨 DFIG⁴⁾ 방식이거나 PMSG⁵⁾가 대부분을 차지할 것으로 보인다. 본 PSS/E 모델링을 위한 풍력발전기의 모델은 현재 가장 널리 사용되고 있는 DFIG방식을 적용하였으며, PSS/E에서 제공하는 GE사의 1.5MW급 풍력발전기 모델을 사용하였다. STATCOM⁶⁾의 모델링을 위해 PSS/E에서 제공하는 FACTS⁷⁾설비 중 하나인 STATCON⁸⁾의 제어 모델인 CSTCNT을 사용하였다[13]. 이는 한라모선(190)과

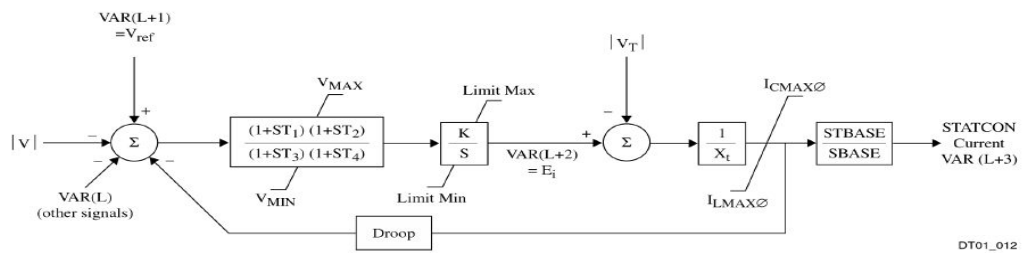
4) Doubly-fed Induction Generator (이중여자유도형 발전기)

5) Permanent-magnet Synchronous Generator (영구자석형 동기발전기)

6) Static Synchronous Compensator (정지형 무효전력 보상장치)

7) Flexible AC Transmission System

신제주(140) 모선의 전압을 기준 값으로 설정하고 기준 전압범위에 유지토록 무효전력을 순시 적으로 공급하여 전압안정도 향상에 기여할 것이다. 본 논문에서는 연계선 운전 시 역송전을 고려하지 않은 상태에서 부하별 풍력한계용량을 산정하였기 때문에, PSS/E 시뮬레이션에서 연계선 동작 모드는 정출력 제어 모드로 운전되도록 설정하였다.



|V| : Voltage of the regulated bus, |V_T| : Voltage at the STATCON bus.

그림 14 STATCON 제어기 모델 CSTCNT

4.2 상정사고 시 계통응답 특성 분석

제주계통에서 발생할 수 있는 가장 큰 상정사고는 단위 발전기 1기의 사고로 인한 정지, 154kV 모선에서의 삼상 단락사고, 돌풍 및 태풍으로 인한 대규모 풍력 발전단지의 계통 연계차단 등이다. 최근에는 전력전자설비의 증가와 대규모 풍력 단지의 계통연계 그리고 연계선 추가 건설로 무효전력에 대한 예비력이 크게 부족할 것으로 예상된다. 다행인 것은 2011년 연말에 순시 무효전력공급 장치인 STATCOM 50MVA 2기가 건설될 예정으로 전압안정도 향상에 기여할 것으로 기대된다[4].

부하별 최소발전량 기준 풍력발전의 한계운전용량에 대한 타당성을 평가하기 위하여, 다음과 같은 상정사고를 적용하여 컴퓨터 해석을 실시하였다.

- 1초 정상운전 후, 한라모선(190)에 연결된 부하 차단(한라 MTR #1, 2)

8) Static Condenser (정지형 진상 무효전력 공급 장치)

- 순시 무효전력공급 장치의 유·무에 전압안정도 평가
- 1초 정상운전 후, 전체 풍력단지 계통연계 차단
 - 전체 풍력발전 탈락 이후, 최소 투입된 발전기들에 의한 계통운영 가능성 여부 검토
- 1초 정상운전 후, 안덕모선(190) 삼상단락 사고발생, 6 cycle 후 고장 제거
 - 모선사고 이후, 전압저하로 인한 제주계통 영향 분석

표 13은 부하별로 평가된 최소발전량 및 풍력한계운전용량을 나타낸다. 전체 부하별 풍력한계운전용량에 대해 모의를 실시하지 않고, 부하가 400MW인 경우만을 평가하였다. 이는 부하가 400MW일 때, 투입되는 발전량 및 발전기 수가 가장 작아 상정사고 적용 시, 계통에 미치는 영향이 가장 클 것으로 예상되기 때문이다.

표 13 최소발전량 기준 부하별 풍력한계운전용량 [단위 : MW]

부하	최소발전량	풍력한계운전용량
400	156	244
500	206	294
530	232	298
700	300	300

4.3 실험 결과 및 고찰

1) 한라모선에서의 부하탈락

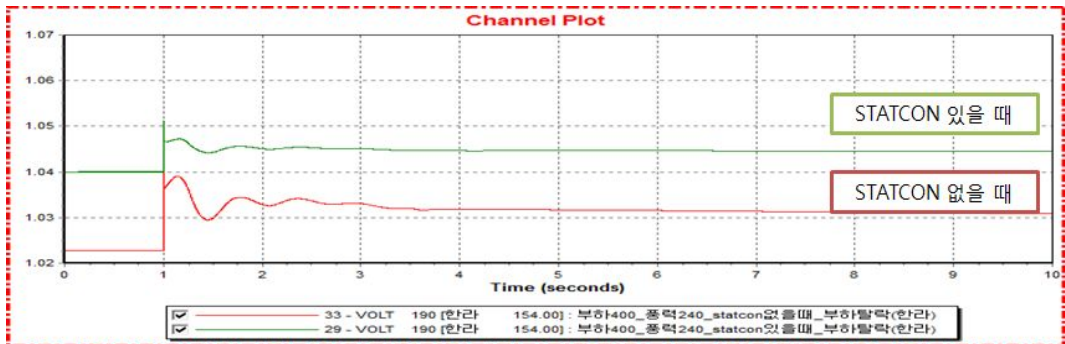
한라모선에 연결된 부하는 한라1MTR(191)과 한라2MTR(192)을 통해 유효전력 48.4MW, 무효전력 14.1Mvar이 수전 받고 있다. 그림 15는 부하탈락 이후, (a) STATCON 유·무에 따른 한라모선(190)의 전압변화, (b) 제주계통 주파수 변화, (c) 연계선 #1,2의 유효전력 변화를 나타낸 것이다.

그림(a)에서 한라모선의 전압변화는 STATCON 유·무에 따라 다르게 나타났다. 1초에 한라모선과 연결된 부하가 모두 탈락하면서 순간적으로 전압이 상승하

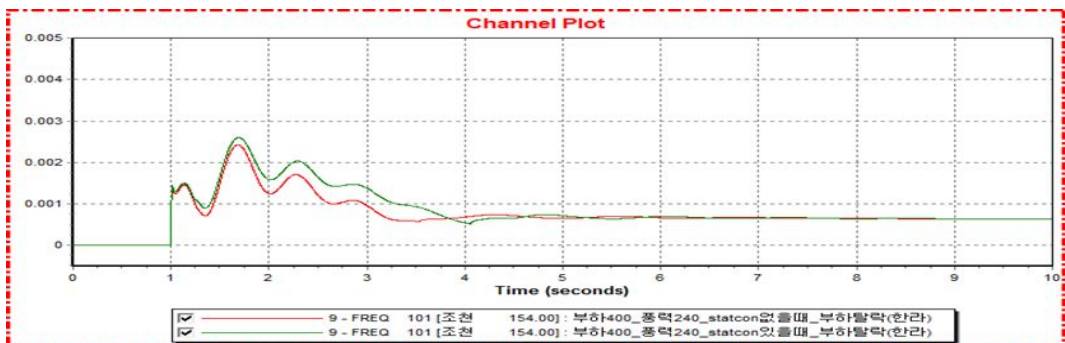
여 STATCON이 연결된 경우, 순간적인 전압상승분을 제외하고 정상상태 1.04pu에서 최대 1.05pu까지 상승하였으나, 과도상태에서 전압변동이 심하지 않고 정상상태에 도달하는 것을 알 수 있다. 하지만 STATCON이 없는 경우, 정상상태 1.02pu에서 최대 1.04pu까지 상승하였으며, 부하탈락 이후 과도상태에서 전압이 심하게 흔들리며 서서히 정상상태에 도달한다.

그림(b)에서 계통주파수는 STATCON 유·무에 따라 별다른 차이가 없음을 알 수 있다. 부하 탈락이후 순간적으로 주파수가 최대 60.15Hz까지 상승하였으며 4초 이후 정상상태에 도달하여 주파수는 60.04Hz에 수렴한다.

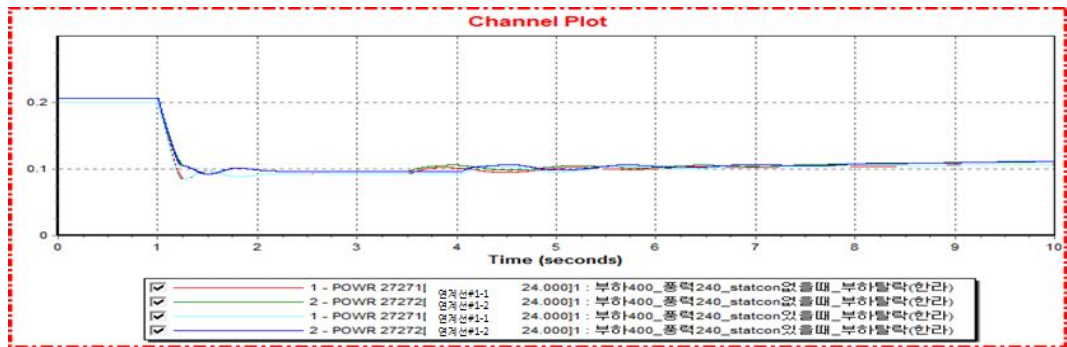
그림(c)는 연계선 #1, 2의 유효전력 출력변화를 나타낸 것이다. 연계선 #1, 2는 최소발전운전을 하여 각각 20MW씩 수전 받고 있었으며 한라모선에 연결된 부하(48.4MW)가 탈락되는 순간, 유효전력 출력을 감발하여 0.2초 이내에 총 40MW의 출력을 감소시켜 계통 주파수 안정화에 기여한다.



(a) 한라모선(190) 전압변화



(b) 제주계통 주파수 변화



(c) 연계선 유효전력 변화

그림 15 한라모선 부하탈락 시

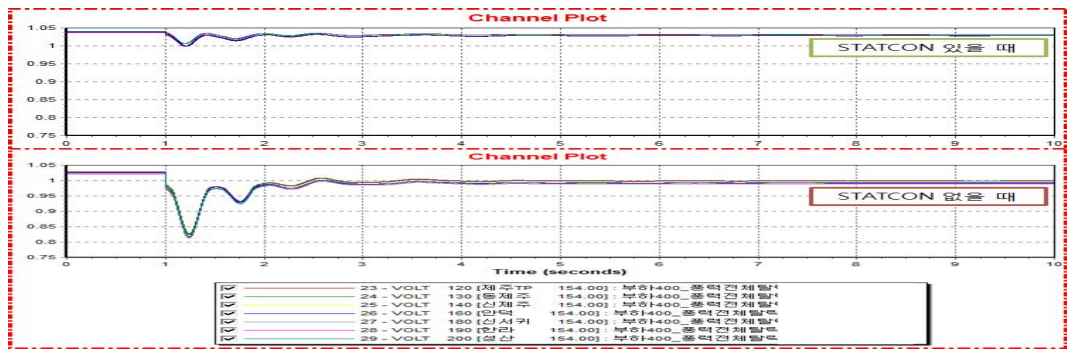
2) 풍력발전(244MW) 탈락 시

제주 계통과 연계된 풍력발전 용량 244MW이 순간적으로 탈락되었을 때, 전압 및 주파수와 연계선의 유효전력 변화를 분석하였다. 풍력단지를 제주지역의 동·서 지역으로 양분했을 때 동쪽지역에 125MW이 서쪽지역에 119MW의 풍력발전이 계통과 연계된다. 그림 16은 풍력발전량 244MW가 탈락했을 때, (a) STATCON 유·무에 따른 전압 변화, (b) 제주계통 주파수 변화, (c) 연계선의 유효전력 변화를 나타내었다.

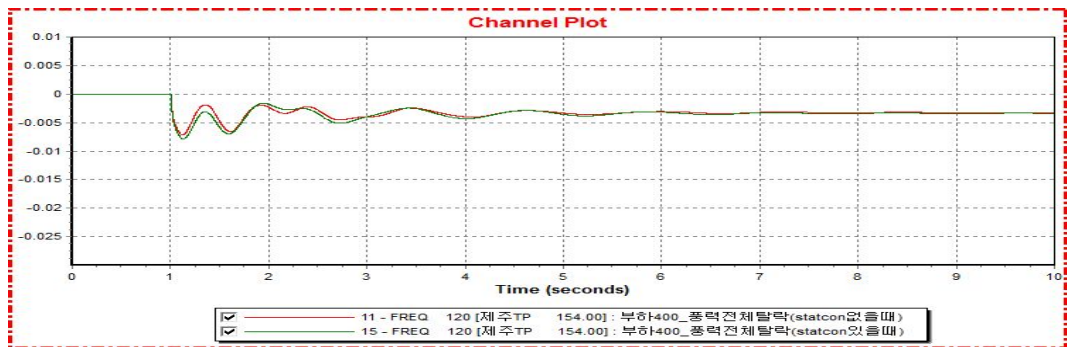
그림 (a)는 순동 무효전력공급 장치인 STATCON이 신제주 모선(140)과 한라 모선(190)에 설치되기 전·후의 제주계통 모선의 전압 변화를 나타낸 것이다. 먼저 STATCON이 없는 경우, 풍력발전이 탈락한 이후 전압 강하가 심하여 최대 0.82pu까지 순간적으로 전압이 저하되며, 약 2초간의 과도상태를 지나, 정상상태 0.99pu에 도달하는 것을 알 수 있다. STATCON이 각각 신제주 모선과 한라모선에 설치된 경우, 풍력발전이 탈락한 이후 최대 1.0pu까지 전압이 저하되었으나 STATCON에 의해 전압이 안정화되며, 과도상태를 지나 약 1.5초 이내 정상상태에 도달하여 1.2pu를 유지하게 된다.

그림 (b)는 풍력발전 탈락 이후 계통 주파수변화를 나타낸다. 풍력탈락 이후 주파수는 최대 59.55Hz까지 떨어져 UFR 동작 없이 과도상태를 지나 59.89Hz에 도달하게 된다. STATCON 유·무에 관계없이 주파수 변화는 비슷한 양상을 보이고 있다.

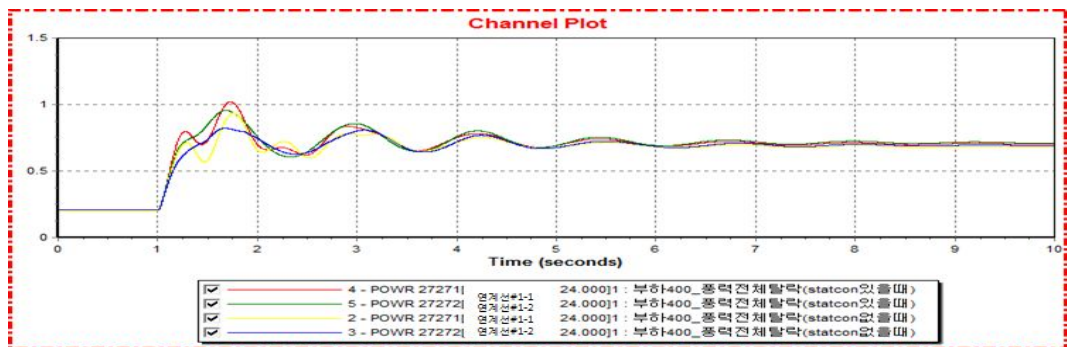
그림 (c)는 풍력발전 탈락 이후 연계선의 유효전력 변화를 나타낸다. 순간적인 풍력발전량 244MW 탈락으로 연계선은 1초 이내 최대 출력 운전으로 주파수 조정을 위한 출력의 변화를 보이고 있으며, 과도상태 이후 탈락된 풍력발전량만큼 수전 받게 된다. 연계선의 빠른 응답 특성으로 계통에서 탈락된 풍력발전량만큼의 전력을 확보하여 계통 주파수 안정화에 기여 한다.



(a) 계통 전압 변화



(b) 제주계통 주파수 변화



(c) 연계선 유효전력 변화

그림 16 전체 풍력발전(244MW) 탈락 시

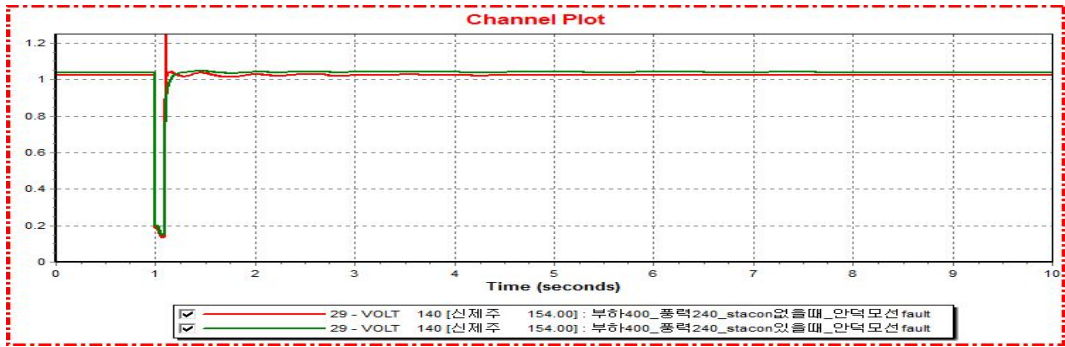
3) 안덕 모선(190)에서 삼상단락 사고 발생 시

그림 17은 1초 정상운전 후, 안덕 모선(190)에 삼상단락 사고를 가하고, 6cycle 이후 사고를 제거한 경우, (a) STATCON 유·무에 따른 전압, (b) 계통 주파수 변화, (c) 연계선의 유효출력변화를 나타내었다. 이때, 풍력발전기 형식은 이중유도여자방식의 발전기로서 전기제어시스템을 통해 FRT(Fault Ride Through)기능을 갖추어 저전압 발생 시 즉각적인 계통 연계차단이 아닌 전압저하 정도와 지속시간을 고려하여 계통연결을 유지한다.

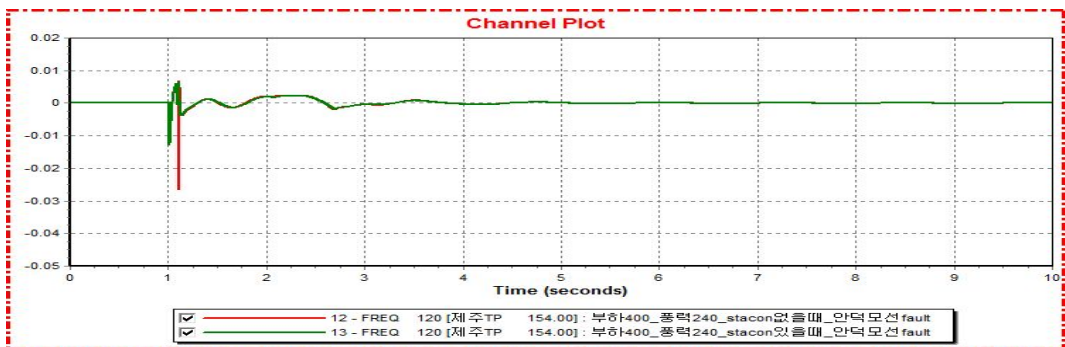
그림(a)에서 전압은 안덕 모선 삼상단락 사고발생 이후, 최대 0.17pu까지 떨어지며 STATCON 유·무에 따라 과도상태에서 정상상태에 도달하기까지 전압변동이 다르게 나타난다. STATCON이 있을 경우 전압이 저하된 이후 정상상태에 도달까지 큰 진동 없이 정상상태에 도달하지만, STATCON 없는 경우 사고를 제거하는 순간 전압은 큰 폭으로 상승하였다가 진동을 유발하며 정상상태에 도달하게 된다.

그림(b)에서 STATCON이 있는 경우, 주파수는 안덕모선 삼상단락 사고 발생하는 순간 59.24Hz까지 떨어진다. 0.1초 이후 사고가 제거되면 주파수는 진동을 보이며 60Hz에 서서히 수렴하게 된다. STATCON이 없는 경우 주파수는 사고순간은 STATCON이 있을 때와 같이 59.24Hz에 도달하지만, 사고를 제거하는 순간 주파수는 순간적으로 58.38Hz까지 떨어진다. UFR 동작영역은 10cycle동안 저주파수를 유지해야하므로 순간적인 주파수저하로 인한 부하차단은 발생하지 않는다.

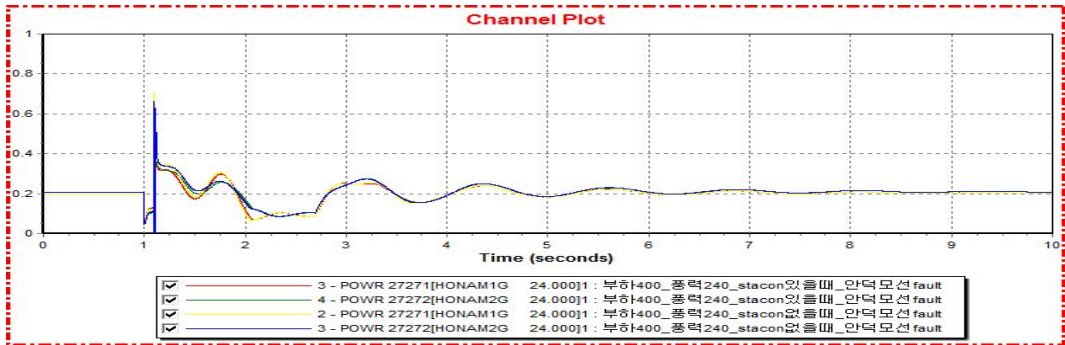
그림(c)에서 연계선의 출력은 사고 발생 시 순간적인 출력저하를 보이고 있다. 이는 안덕모선 삼상단락 사고발생으로 순간적으로 제주계통 전압은 저전압 상태를 보이고 이로 인해 연계선 DC 전압 저하로 출력은 감소하게 된다. 사고 제거 이후 DC 전압은 VRAMP (pu/sec) 속도에 따라 회복되며, 이후 유효전력은 과도상태를 지나 서서히 정상상태에 수렴하게 된다.



(a) 신제주 모선(140) 전압변화



(b) 제주계통 주파수 변화



(c) 연계선 유효전력 변화

그림 17 안덕모선 삼상단락 사고 발생 시

V. 결 론

본 논문에서는 풍력발전의 한계용량을 증대시킬 수 있는 방안으로써 풍력발전기의 유효전력 출력제한 조건을 제시하였으며, 경제성 분석과 계통 안정도 판별을 통해 제안된 풍력한계용량의 타당성을 검토해보았다.

다음은 본 논문의 내용을 요약한 것이다.

1) 풍력발전의 출력제한을 고려한 설비용량 증설에 대한 검토

가) 30, 90MW 풍력단지에 대해 평가한 결과 계통한계가격에 따라 경제성이 민감하게 변동되어 계통한계가격이 높을수록 원금회수 기간 및 전력판매액이 많아지는 것을 알 수 있었다. 30MW 풍력단지의 경우 1기 증설할 때 증설 전보다 약 12억 원의 경제적 이득이 발생하였으며, 90MW 풍력단지의 경우 3기 증설할 때 약 8억 원의 경제적 이득이 발생하였다. 90MW 풍력단지의 경우, 1기만 증설할 경우 증설 전보다 최대 약 43억 원의 경제적 이득이 발생하였다. 30, 90MW 풍력단지에 대해 평가한 결과 증설 전의 설비용량에 대해 최대 10% 증설할 경우 경제성이 있는 것으로 판단된다.

나) 부하별 풍력한계운전용량을 산정하고 그 이상으로 운전될 경우 출력을 제한할 때, 연간 제한되는 발전량을 평가해 보았다. 사례분석 결과, 총 풍력발전의 출력제한 시간은 연간 347.9시간으로 전체의 3.9%를 차지하며, 제한되는 발전량은 10.1GWh으로 전체의 1.4%에 불과하다. 최저수요와 최소발전량 기준 2013년 풍력한계용량을 산정할 경우, 204MW에 불과하지만 부하구간별 최소발전량 기준 풍력한계용량을 산정하고 그 이상인 경우 출력을 제한할 경우, 96MW만큼 설비를 증설시킬 수 있는 것으로 판단된다.

2) 풍력한계용량에 대한 계통영향 분석

부하별 최소발전량 기준으로 산정된 풍력한계용량에 대해 계통 수용성 여부를 평가하고자 계통실험을 실시하였다. PSS/E를 이용하여 부하탈락, 계통과 연

계된 풍력발전기 전체 탈락, 안덕모선 삼상단락 사고 등 상정사고에 따라 계통에 미치는 영향을 분석해 보았다.

부하별 풍력한계용량에 대한 평가한 결과, STATCON 유·무에 따라 국부적인 전압변동과 과도상태에서 진동의 크기가 달라졌으나 계통이 붕괴되는 경우는 발생하지 않는다. 순동 무효전력 공급 장치인 STATCON으로 인해 전압안정도가 크게 향상됨을 확인할 수 있었다. 계통 주파수 측면에서도 UFR 동작 없이 부하 및 풍력발전 탈락 이후에도 계통이 안정화됨을 확인할 수 있었다. 연계선의 경우 역송전을 고려하지 않았으며, 4ploe 모두 정출력 제어 모드로 운전된다. 연계선의 빠른 응답특성과 순동 무효전력 공급 장치의 STATCON로 계통은 사고이후 빠르게 안정화됨을 확인할 수 있었다.

참 고 문 헌

- [1] E.A. Demeo, W. Grant, "Wind Plant Integration Costs, Status, and Issues", IEEE power & energy, 12. 2005.
- [2] 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.)
- [3] 한국전력공사, "제주계통의 풍력설비 한계운전용량 및 계통운영방안 연구" (최종보고서), 2008. 7.
- [4] KPX 전력거래소, "제주지역 운영예비력 산정기준 연구"(최종보고서), 2011. 4.
- [5] 지식경제부, "전력품질을 고려한 대규모 풍력발전시스템의 계통연계 시 영향평가 기술개발"(최종보고서), 2009. 1.
- [6] KPX 전력거래소, 제5차 전력수급기본계획, 2010.
- [7] 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.)
- [8] Gilbert M. Masters, "WIND POWER SYSTEMS", (Renewable and Efficient Electric Power Systems, John Wiley & Sons, Inc., 2004, pp.307~383)
- [9] 문승일, "제주도 풍력발전의 한계운전 용량 산정과 활성화 방안", 대한전기학회, 전기의 세계57권 제4호, 2008, pp.67~73
- [10] 고경남, 허종철 공역, "풍력공학 입문", 문운당, 2002
- [11] GWEC(Global Wind Energy Council), "GLOBAL WIND ENERGY OUTLOOK 2010"
- [12] 이창희 외 2명, 발전원가와 전원개발, 월간 전기기술, 1999. 12, pp.80~83
- [13] PTI, PSS/E User Manual, version 32, June 2009