



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

풍력발전 예측시스템을 이용한
미래 제주계통 운영전략 연구

Wind Power Operation Strategies for the Jeju Power
System with a Wind Power Forecasting System

高麗大學校 大學院

1005
電氣電子工學科

金 鉉 鎮

2015 年 12 月 日

朱成官 教授指導
碩士學位論文

풍력발전 예측시스템을 이용한
미래 제주계통 운영전략 연구

Wind Power Operation Strategies for the Jeju Power
System with a Wind Power Forecasting System

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함.

2015 年 12 月 日

高麗大學校 大學院

電氣電子工學科

金 鉉 鎮





金鉉鎭의 工學 碩士學位 論文

審査를 完了함

2015 年 12 月 日

委員長 朱成官 

委員 李炳峻 

委員 張吉洙 



Wind Power Operation Strategies for the Jeju Power System with a Wind Power Forecasting System

Hyeonjin Kim

Dept. of Electrical Eng.

The Graduate School

Korea University

(Supervised by Prof.

Sung-Kwan Joo, Ph. D)

Abstract

This paper presents strategies for wind power operation in Jeju island using a wind power forecasting system with increasing wind power capacities. In 2020, wind power capacities are expected to

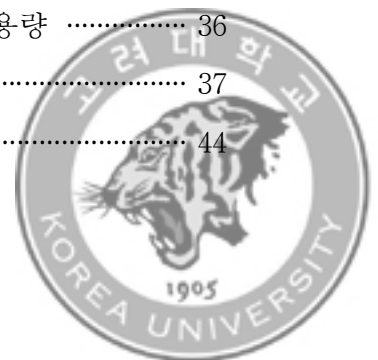


increase over 1GW including offshore wind power in Jeju island. Increased wind power capacities will lead to the increase in the variability of wind power. Because wind generation has inherent uncertainty and variability in wind power output, it may affect the reliability of the Jeju power system. Therefore, effective wind power operation strategies are needed to resolve these problems. Also, a wind power forecasting system will be installed in the near future to increase economics of wind power. In this thesis, the proposed strategies are designed to consider wind power generation limits and adequate spinning reserve. To maintain a power balance in Jeju, the limit on wind power output needs to be placed. Furthermore, an adequate spinning reserve is required to deal with uncertainty and variability in the wind power operation. In order to show the effectiveness of the proposed method, case study was conducted considering mid-term and short-term wind power forecasting system for Jeju power system in 2024.



목 차

ABSTRACT	i
목 차	iii
그림 목차	v
표 목차	vi
제 1 장 서 론	1
1.1 연구 배경	1
1.2 연구 목적	4
1.3 논문 구성	6
제 2 장 풍력발전원의 증가로 인한 제주계통 운영 문제	7
2.1 풍력발전원을 고려한 해외 및 제주계통 운영 현황	7
2.2 미래 제주계통의 전력수급 문제	18
2.3 제주계통 풍력발전량의 불확실성	21
제 3 장 풍력발전 예측시스템을 이용한 미래 제주계통 운영전략	28
3.1 풍력발전 예측 값을 반영한 운영발전계획 정식화	28
3.2 수요과대예측을 고려한 시간대 별 풍력발전 한계용량	36
3.3 풍력발전 과대예측 대비 제주계통 운영전략	37
3.4 풍력발전 한계용량 초과 대비 감발 방안	44



제 4 장 사례연구	47
4.1 사례연구 전제 및 미래 제주계통 데이터 구성	47
4.2 풍력발전 예측시스템을 이용한 제주계통 사례연구	51
제 5 장 결 론	57
참고 문헌	59



그림 목차

그림 1. PJM의 풍력발전 예측데이터 흐름도	9
그림 2. 풍력발전 예측시스템을 이용한 시장 운영 개략도	11
그림 3. 송전제약으로 인한 풍력발전 감발	13
그림 4. 경부하로 인한 풍력발전 감발	14
그림 5. 풍력발전 한계용량 개념도	20
그림 6. 단기/중기 풍력발전 예측데이터의 시간	22
그림 7. 풍력발전 설비용량 변화에 따른 평균 풍력발전 예측오차	24
그림 8. 2014년 1월 1시간 풍력발전 출력변동률	26
그림 9. 2014년 1월 5분 풍력발전 출력변동률	27
그림 10. 증발율과 최대 증발율 개념	33
그림 11. 계절 별 Net load 분석	39
그림 12. 중기 및 중/단기 풍력발전 예측시스템의 활용	42
그림 13. 중기 및 단기의 풍력발전 예측데이터 차이 개념	43
그림 14. 단기 풍력발전 예측시스템을 이용한 운영발전계획 채수립	43
그림 15. 단기 풍력발전 예측데이터를 이용한 풍력 감발 예제	45
그림 16. 풍력발전 예측시스템을 이용한 제주계통 운영 흐름도	46



표 목차

표 1. PJM의 풍력발전 예측 개요	8
표 2. ERCOT의 풍력발전 예측 개요	10
표 3. 풍력발전 제어 요인	12
표 4. 제주 발전기 현황	15
표 5. HVDC 현황	16
표 6. 제주 풍력발전설비 현황	17
표 7. 부하수준 별 풍력발전 한계용량	19
표 8. 풍력발전 예측시스템의 구분	22
표 9. 계절 별 풍력발전 예측오차율 평균	23
표 10. 운전상태 대기·대체예비력 산정 방법	40
표 11. 2024년 운전상태 대기·대체예비력	48
표 12. Must-run 발전기 구성	49
표 13. 미래 제주계통 수요 및 풍력시나리오	50
표 14. 하루 전 운영발전계획(1시~12시)	51
표 15. 하루 전 운영발전계획(13시~24시)	52
표 16. 실시간 풍력발전 예측오차 시나리오	53
표 17. 운영발전계획 재수립 결과(1시~12시)	54
표 18. 운영발전계획 재수립 결과(13시~24시)	54
표 19. 운영발전계획 재수립 후 실시간 운영 결과(1시~12시)	55
표 20. 운영발전계획 재수립 후 실시간 운영 결과(13시~24시)	55



제 1 장 서 론

1.1 연구 배경

화석연료 에너지는 효율이 좋고, 종류가 다양하여 발전소에서도 주로 쓰는 연료이다. 그러나 화석연료는 이산화탄소를 발생시키고 지구온난화를 야기한다. 또한 지구온난화는 지구 표면의 평균온도 상승, 해수면의 상승, 생태계를 변화 등의 문제를 가지고 있다. 이러한 문제점을 근본적으로 해결하기 위해서는 온실가스의 배출량을 줄여야 한다. 국제 사회는 이러한 문제점을 해결하기 위해 1992년 6월 유엔 환경개발회의(UNCED)에서 기후변화협약(UNFCCC)을 채택하고, 선진국의 감축목표를 주요 내용으로 하는 교토의 정서 채택 등 전 세계가 지구온난화 방지를 위해 노력하고 있다. 하지만 지구의 대부분의 동력들은 화석연료를 주 연료이고 경제성장, 생계유지 등을 위해서는 화석연료의 사용이 불가피하다. 그래서 현재 국제 사회는 근본원인인 화석연료의 사용을 막는 것이 아닌 화석연료의 사용을 줄이는 것을 중점으로 두고 있다. 이러한 문제점을 해결할 수 있는 방법으로 대두되고 있는 것이 신재생에너지이다. 신재생에너지는 대표적으로 풍력발전, 태양열발전, 태양광발전, 바이오매스발전, 수소에너지, 폐기물발전, 연료전지 등이 있다. 이 중 대표적으로 풍력발전은 풍차를 이용하여 자연 에너지인 바람을 기계 에너지로 변화시켜 발전을 한다. 풍



력발전시설은 건설 및 설치기간이 짧고 바람이 많이 부는 지역에서는 무한한 에너지를 얻을 수 있다. 그러나 바람은 항상 부는 것이 아니기에 원하는 시간에 원하는 발전력을 얻지 못한다는 점과, 자연현상인 풍력을 예측하기가 어려워 발전 계획에 적용하기가 어렵다는 단점이 있다.

전력은 일단 생산되면 바로 소비되어야 한다. 전력은 대용량 저장이 어렵기 때문에 사전에 발전을 하고 저장하여 필요할 때 쓰는 시스템이 아닌, 실시간으로 공급하고 소비해야 하는 시스템이다. 특히 공급과 수요가 일치하지 않으면 주파수가 기준 주파수에서 벗어나게 되고 이는 기기의 손상이나 계통의 정전을 야기한다. 계통의 정전은 경제적으로 큰 손실을 가져오기에 공급과 수요의 일치는 매우 중요하다고 할 수 있다. 우리나라 전력계통은 주로 원자력, 석탄, 유류, 신재생 등을 자원으로 하여 발전을 하고 있으며 실시간으로 전력수급을 균형을 유지하고 있다. 신재생에너지를 이용한 발전량을 증가시킬 경우 전력수급의 균형을 유지하는데 어려움을 겪을 수 있다. 석탄에너지의 사용을 줄이고 신재생에너지의 사용은 환경측면에서는 선호되어야 방향이지만, 신재생에너지 중 특히 풍력의 경우 예측이 어려워 발전계획을 세울 때 적절하게 적용하기 어렵다는 단점이 있어, 풍력의 불확실성을 고려한 발전계획에 대한 연구가 진행 중에 있다 [1-4].

우리나라 계통은 육지와 제주가 분리되어 연계선(HVDC)으로 연결되어 있는 독특한 형태를 가지고 있다. 특히 제주의 경우 풍력에너지원이 풍부하



여 풍력발전의 최적지로 꼽힌다. 이에 제주특별자치도는 ‘탄소 없는 섬 2030’ 을 실현하기 위해 2030년까지 육상풍력 450MW, 해상풍력 1900[MW] 등 총 2350[MW] 규모의 풍력발전 시설을 구축할 계획이다. 제주도는 육지와 분리되어 단독으로 운영된다고 보는 것이 맞으며 전력수급의 균형 또한 제주지역 내부에서 맞추어야 한다. 현재 운영발전계획 수립 시 신재생 에너지의 경우 전주 실적을 이용하여 발전계획에 적용한다. 그러나 미래에 풍력발전량이 증가하면 전주 실적을 이용하여 계통을 운영하는 것은 제주계통의 안정도와 경제성을 감소시키는 요인으로 작용한다. 그러므로 안정도와 경제성을 고려하여 풍력 발전량을 운영발전계획에 적용하려면 풍력발전 예측시스템을 활용하여야 하며, 현재 ERCOT(Electric Reliability Council of Texas), PJM(PJM Interconnection) 등은 풍력발전 예측시스템을 이용하여 풍력에너지를 계통에 적용하고 있다[5-7]. 이러한 해외계통은 풍력에너지원의 문제점을 고려하여 다음과 같이 풍력발전의 입찰시장, negative 입찰 곡선, LOC(Lost Opportunity Cost)[8], Base-point Deviation Charge, 풍력발전의 감발[9] 등 계통을 안정적으로 운영하기 위한 전략을 제시하며 계통을 운영 중에 있다. 또한, 풍력발전원의 불확실성 및 변동성을 고려하여 예비력 관점의 연구도 진행 중이다[10-12].

본 논문에서는 미래 제주계통 운영발전계획에 풍력발전 예측시스템을 이용했을 때 제주계통 운영전략을 제시한다. 아직 우리나라 계통은 풍력발



전 예측시스템을 이용하지 않고 있기 때문에 풍력발전 예측시스템을 이용하기 전에 여러 상황을 고려해봐야 한다. 특히, 제주계통의 경우 발전기가 유류발전기로 구성되어 있고 육지와 HVDC로 연계되어 있는 구조이다. 또한, 제주계통은 수요가 크지 않는 특징이 있다. 이러한 제주계통을 고려하여 풍력발전 예측시스템을 이용할 시 제주계통 운영 방안을 제시한다.

1.2 연구 목적

미래 제주계통은 ‘탄소 없는 섬 2030’ 을 위해 2020년에는 해상풍력을 포함한 1GW이상의 풍력발전설비가 들어올 예정이다. 제주계통은 섬으로 인해 육지와 HVDC로 전력을 공급받는 독특한 구성을 가진 단독계통이므로, 풍력발전설비가 증가하면 제한된 발전기와 섬인 이유로 인해 계통의 불안정을 야기하게 된다. 또한, 풍력발전설비의 증가는 해외계통의 PJM, ERCOT과 같이 풍력발전원을 안정하고 경제적으로 사용하기 위해 풍력발전 예측시스템을 이용하는 이유가 될 것이다. 이렇게 풍력발전설비가 증가하고, 풍력발전 예측시스템이 계통 발전계획 운영에 이용된다면 이를 대비하여 새로운 제주계통 운영전략이 필요할 것이다.

본 논문은 기존에 발전계획에 이용하지 않았던 풍력발전예측시스템을 이용하여 미래의 제주계통 운영전략을 제시한다. 풍력발전 예측 값을 제주



계통 운영발전계획에 반영하여 정식화 하였다. 또한, 풍력발전 예측시스템의 예측오차율과 풍력의 변동성을 고려하여 적절한 운전예비력 요구량을 적용하였다. 이는 미래의 계통의 변화를 반영하여 매월 운전예비력 요구량을 가져갈 수 있도록 하였으며 운전예비력을 과도하게 가져가거나, 부족하게 가져가는 현상을 방지하여 계통의 안정도와 경제성에 기여하였다. 마지막으로, 풍력발전설비의 증가로 풍력발전량이 풍력발전 한계용량을 초과할 것을 대비하여 풍력발전 예측시스템을 이용한 풍력발전량 감발 방안을 제시하였다. 따라서 본 논문이 기여할 수 있는 부분은 다음과 같다.

- 풍력발전 예측 값을 제주계통 운영발전계획에 반영하여 운영발전계획 정식화
- 풍력발전 예측시스템의 과대예측오차를 고려하여 운전예비력을 산정하고 제주계통 운영전략 제시
- 풍력발전 한계용량 초과를 대비하여 풍력발전 예측시스템을 이용한 풍력발전량 감발 방안 제시



1.3 논문 구성

풍력발전 예측시스템을 이용한 미래 제주계통 운영전략을 제안하는 본 논문의 구성은 다음과 같다.

2장에서는 해외계통의 풍력발전시스템을 이용한 계통 운영을 살펴보고, 현 제주계통의 현황을 바탕으로 풍력발전설비의 증가로 인한 제주계통의 문제점을 분석해본다.

3장에서는 풍력발전 예측시스템이 제주계통 운영발전계획에 이용 될 때의 운영전략을 제시한다. 풍력발전 예측시스템을 고려한 시간대 별 풍력발전 한계용량의 산정 개요를 제시하고 제주계통의 과거실적 자료를 바탕으로 풍력발전 예측시스템의 예측 불확실성과 풍력발전원의 변동성을 고려한 운전예비력 요구량 산정 개요를 제시한다. 또한, 풍력발전 한계용량 초과를 대비하여 풍력발전 예측시스템을 이용한 감발 방안을 제시한다.

4장에서는 3장에서 제안한 운영전략을 바탕으로 사례연구를 진행한다. 과거실적 자료를 바탕으로 미래계통을 가정하고 제안한 운영전략을 바탕으로 24시간 운영발전계획 결과를 도출한다.

5장에서는 본 논문의 결론 및 향후 연구 방안을 기술하였다.



제 2 장 풍력발전원의 증가로 인한

제주계통 운영 문제

제주계통은 2020년 이후 해상풍력을 포함한 풍력발전설비가 1GW이상 준공될 예정이다. 풍력발전설비의 증가는 풍력발전량의 증가를 의미하며, 풍력발전량의 증가는 불확실성으로 인한 풍력발전량의 증가, 풍력변동성으로 인한 실시간 풍력변동량의 증가를 의미한다. 이러한 풍력발전설비의 증가는 계통의 안정도와 경제성을 위해서 ERCOT, PJM처럼 풍력발전 예측시스템이 필요할 것이다.

본 장에서는 다수의 풍력발전설비의 운영을 위해 풍력발전 예측시스템을 계통에 사용 중인 해외계통이 운영을 어떻게 하는지 살펴보고, 제주계통의 현황과 풍력발전원의 증가로 인한 문제점을 살펴본다.

2.1 풍력발전원을 고려한 해외 및 제주계통 운영 현황

풍력발전 예측시스템은 국내에 아직 도입 되지 않았지만 대규모 풍력발전을 이용하여 계통을 운영하는 PJM과 ERCOT 등에서는 풍력발전 예측시스템을 이용하고 있다. 본 절에서는 해외의 풍력발전 예측시스템 현황과 풍력발전 예측시스템을 이용한 운영 등을 살펴본다.



2.1.1 해외의 풍력발전원을 고려한 전력계통 운영

미국, 캐나다 등의 북미지역과 유럽 등은 풍력발전 예측시스템을 보유하고 계통을 운영하고 있다. 특히, 미국의 PJM과 ERCOT은 대규모 풍력발전 단지를 운영하고 있다. PJM의 전력계통과 전력시장은 미국의 13 개주에 5,100만여 인구에게 전력을 공급하는 미국의 비영리기관이며, 6.5GW의 풍력발전설비를 가지고 계통을 운영 중에 있다. PJM은 풍력발전설비를 계통에 수용하기 위해 다음과 같이 단기, 중기, 장기 예측을 수행한다.

표 1. PJM의 풍력발전 예측 개요

예측	예측주기	예측간격	기간
단기	10분	5분	0~6 시간
중기	1 시간	1 시간	6~48 시간
장기	1 시간	1 시간	48~168 시간

풍력발전원의 실시간 변동성을 대응하기 위해서는 단기 풍력발전 예측을 사용한다. 이를 통해 풍력발전량을 대비한 충분한 발전자원이 확보되어 있는지 확인한다. 단기 풍력발전 예측은 현재 시간에서 향후 0~6시간을 5분단위로 예측하여 10분마다 갱신한다. 단기예측은 주로 통계적 기법을 사용하기 때문에 6시간 이상 예측 시 통계적 기법의 활용도가 떨어지므로



6시간까지만 예측한다. 그리고 하루 전 혼잡을 평가하고 부하예측, 거래 계획, 예비력 요건 등을 충족할 수 있도록 발전자원이 계획 되었는지 확인하기 위해 중기 풍력발전 예측을 사용한다. 중기 발전예측의 경우 물리 모델에서 생산된 기상예보자료를 바탕으로 풍력발전량을 예측한다. 중기 풍력발전 예측은 현재 시간에서 향후 6~48시간을 1시간단위로 예측하여 1시간마다 갱신한다.

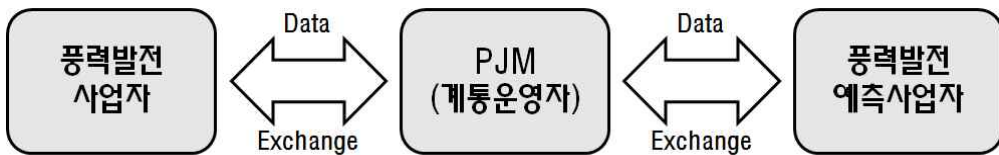


그림 2. PJM의 풍력발전 예측데이터 흐름도

PJM은 대규모 풍력발전 단지를 효율적으로 운영하기 위해 <그림 1>처럼 풍력발전원을 고려하여 계통이 운영되고 있다. 풍력발전사업자는 풍력발전설비의 Power Data(전력 정보)와 Unit Availability(발전설비 상태) 그리고 Meteorological Data(기상 자료)를 PJM에게 전달한다. 풍력발전사업자는 PJM에게 이러한 정보를 받아 Terrain Data(지형 정보), 과거실적 자료, Regional Data(지역 자료)를 바탕으로 풍력발전 예측을 수행한다. PJM은 풍력발전 예측사업자가 수행 한 풍력발전 예측 정보를 바탕으로 계통을 운영한다.

ERCOT은 200,000 평방마일의 면적을 가지고 있는 텍사스주를 운영하고



있는 ISO이며, 68,000MW의 피크전력과 11GW의 풍력발전설비를 운영하고 있다. ERCOT은 풍력발전설비를 계통에 수용하기 위해 다음과 같이 단기, 장기 예측을 수행한다.

표 2. ERCOT의 풍력발전 예측 개요

예측	예측주기	예측간격	용도
단기	48시간	1시간	하루 전 시장, 기동정지계획
장기	36개월	1개월	시스템 설계

ERCOT은 풍력발전 예측시스템을 이용하여 기후 변화와 부하 변동의 불확실성을 대비하여 계통 운영을 계획한다. 단기 예측은 현재 시간을 기준으로 향후 48시간을 1시간 간격으로 예측하며 하루 전 시장, 기동정지계획에 이용된다. 또한, 장기 예측은 향후 36개월을 1개월 간격으로 예측하며 시스템 설계에 활용된다.



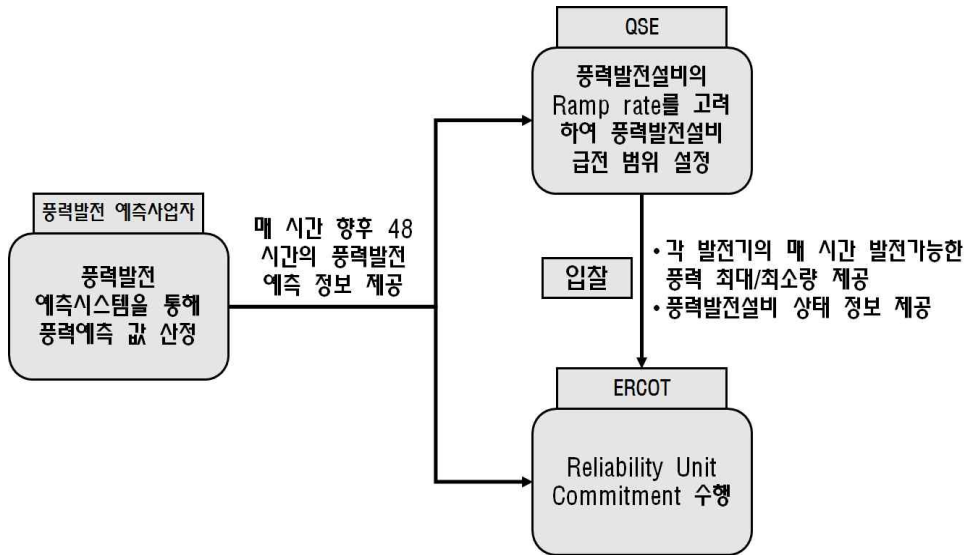


그림 3. 풍력발전 예측시스템을 이용한 시장 운영 개략도

ERCOT은 대규모 풍력발전 단지를 효율적으로 운영하기 위해 <그림 2>처럼 풍력발전원을 고려하여 계통이 운영되고 있다. 풍력발전 예측시스템을 통해 풍력발전 예측 정보(매 시간 향후 48시간의 풍력발전 예측 정보)를 QSE(Qualified Scheduling Entities)와 ERCOT(계통운영자)에게 제공한다. QSE는 예측 정보를 바탕으로 풍력발전설비의 Ramp rate를 고려하여 급전 범위를 결정한다. 그리고 QSE는 각 풍력발전설비의 매 시간 발전 가능한 풍력 최대/최소량과 풍력발전설비 상태 정보를 ERCOT에게 제공하며 이와 동시에 풍력발전설비의 발전량 입찰을 진행한다. ERCOT은 풍력발전 예측 정보와 QSE에게 받은 정보를 바탕으로 Reliability Unit Commitment를 진행한다.



2.1.2 송전제약 및 경부하 시 풍력발전원을 고려한 해외계통 운영

풍력발전원을 고려하여 계통을 운영하는 해외는 풍력발전원의 영향으로 송전선로의 혼잡, 수급균형, 계통안정도 유지 등의 문제가 발생하며, 계통운영자는 풍력발전설비의 제어를 통해 상기의 문제 등을 해결한다.

표 3. 풍력발전 제어 요인[13]

제어 요인	Utility/Grid Operator
송전선로 혼잡	AESO, CAISO, ERCOT, MISO, NV Energy, PJM, SPP, PSCO
수급균형	AESO, BPA, CAISO, ERCOT, ISO-NE, NV Energy, PSCO
계통안정도 유지	ISO-NE, HECO, HELCO

<표 3>은 풍력발전설비의 제어 요인 별 기관 및 계통운영자를 나타낸다. 주로 송전선로의 혼잡과 수급균형으로 인해 풍력발전설비를 제어하며 HECO, HELCO와 같이 계통이 작은 곳의 경우 계통안정도 유지를 위해 풍력발전설비를 제어한다. PJM의 경우 계통에 송전제약이 발생할 시 풍력발전설비의 감발을 통해 송전제약 문제를 해소한다. 풍력발전설비는 제약이 발생 하지 않을 때는 경제적으로 최대가 되는 지점에서 운영하여 경제성



을 최대화 할 수 있도록 한다. 다음 <그림 3>은 송전제약으로 인한 풍력 발전 감발 예시이다.

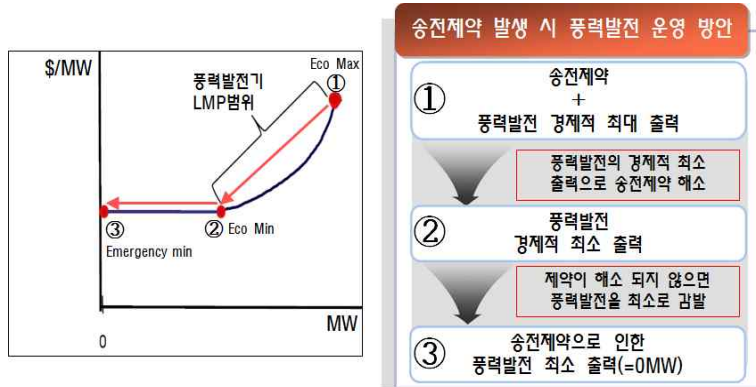


그림 4. 송전제약으로 인한 풍력발전 감발[5]

송전제약이 발생하고 풍력발전설비가 경제적 최대 출력을 하고 있다면 풍력발전설비의 운전지점을 경제적 최소 출력 지점으로 제어하여 송전제약을 해소한다. 이때도 제약이 해소 되지 않으면 풍력발전을 최소로 감발(=0MW)하여 송전제약을 해소한다. 이처럼 송전제약의 문제가 발생할 때를 대비하여 풍력발전사업자는 계통운영자에게 제어 명령을 받았을 시, 15분 이내에 풍력발전설비를 제어해야 한다. 만일 15분을 초과할 것으로 예상된다면, 풍력발전사업자는 PJM에 이를 통지하여야 한다.

송전제약 문제가 아닌 경부하로 인한 계통에 제약이 발생할 시 <그림 4>와 같이 경부하 문제를 해결한다.



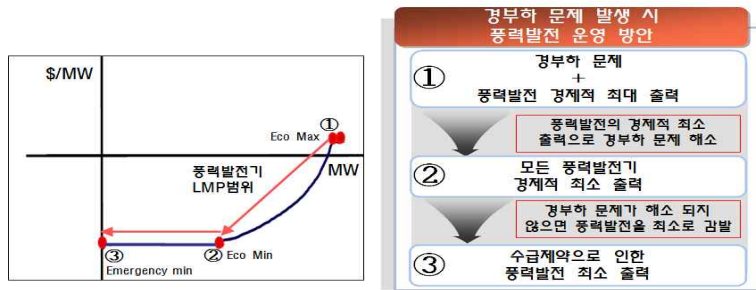


그림 5. 경부하로 인한 풍력발전 감발[5]

경부하 문제는 주로 수요가 낮은 새벽시간에 발생한다. PJM의 경우 경부하 시간에 풍력발전설비의 계통입찰을 제한하기 위해 negative 입찰이라는 제도를 사용한다. 경부하문제가 발생하면 모든 풍력발전설비는 경제적으로 최소화 하는 출력지점으로 발전량을 제어한다. 모든 풍력발전설비가 경제적 최소출력(Eco Min)으로 제어되었는데도 불구하고 경부하 문제가 해소되지 않는다면 모든 풍력발전설비는 풍력발전 최소출력(Emerg Min)으로 제어된다.

2.1.3 제주의 풍력발전원을 고려한 전력계통 운영

제주의 풍력발전원을 고려한 제주계통운영을 알기 위해서는 제주계통의 특성을 알아야 한다. 제주계통은 육지계통과 분리되어 HVDC로 연결되어있는 독특한 구성을 가지고 있으며 독립적인 계통으로 취급받는다. 섬이라는 특성은 제한된 발전기를 바탕으로 자체적으로 전력수요를 책임져야 한



다는 것을 의미하며 이러한 이유 때문에 제주계통의 전력 공급 신뢰성이 육지계통에 비해 상대적으로 낮다. 이러한 문제점을 해결하기 위해 제주계통은 육지계통과 HVDC로 연결되어 있다. HVDC는 제주-해남을 연결하는 HVDC#1(150MW×2pole)과 서제주-진도를 연결하는 HVDC#2(200MW×2pole)로 구성되어 있으며, HVDC를 통해 육지로 부터 전력을 수급 받는다. HVDC로 부터 수급받은 전력과 일반발전기를 통해 발전한 전력을 바탕으로 제주계통에 전력을 공급함으로써 제주계통의 전력 공급 신뢰성을 높인다. 제주의 발전기는 육지의 발전기처럼 원자력이나 석탄이 없고 <표 4>와 같이 유류발전기들로 이루어져 있으며 정격용량 또한 크지 않다[14].

표 4. 제주 발전기 현황[14]

설비명	정격용량 [MW]	최소발전력 [MW]	증감발양 [MW/ MIN]	최소정지 시간[h]	최소운전 시간[h]	비고
제주내연#1	40	26	1.2	9	4	
제주내연#2	40	26	1.2	9	4	
제주화력#3	75	42	1.0	12	6	
제주화력#2	75	42	1.0	12	6	
제주G/T #3	55	16	5.0	1	1	'18.01 폐지
남제주화력 #3	100	50	5.0	6	10	
남제주화력 #4	100	50	5.0	6	10	
한림C/C	105	41	8.8	3	4	
LNG 발전기	200	60	10	3	4	'18.06 준공예정
합계 (LNG 제외)	590	293	28.2		-	



제주계통과 육지계통을 연결하는 HVDC 구성은 다음과 같다.

표 5. HVDC 현황[14]

설비명	설비용량	최소전력	역송 여부	비고
HVDC#1	150MW×2pole	40MW	불가능	
HVDC#2	200MW×2pole	40MW	가능	
HVDC#3	200MW×1pole	-	가능	'26.01 준공예정

제주계통과 육지계통을 연결하는 HVDC는 HVDC#1, HVDC#2가 운영되고 있으며 향후 HVDC#3가 추가 운영될 예정이다. HVDC#1, HVDC#2 모두 2pole로 운영되고 있지만 HVDC의 1pole 상정사고를 대비하여 현재 HVDC#1의 경우 150MW, HVDC#2는 250MW로 운영 중에 있다. HVDC#3의 경우 기존에는 '17.06에 준공 예정이었으나 '17에 애월항 LNG 인수기지 완공으로 인한 제주 LNG복합발전기가 준공되면서 '26년에 준공 예정이다[15]. 또한, HVDC#2와 HVDC#3의 역송은 제주계통에 풍력발전량을 더 수용할 수 있게 해주는 요소로 작용될 것이다.

현재 제주는 탄소 없는 친환경적인 섬을 만들기 위해 신재생 에너지원에 많은 투자를 하고 있다. 2015년 현재 풍력을 중심으로 '탄소 없는 섬 제주' 조성에 박차를 가하고 있으며, 2015년 8월을 기준으로 216.31MW의 풍력발전 설비가 설치되어 있다. 풍력발전설비 현황은 <표 6>과 같다.



표 6. 제주 풍력발전설비 현황[16]

사업자	발전소명	설비용량 (MW)	발전기 (기)	지역	
				동·서	읍·면
제주에너지공사	행원풍력	9.8	11	동쪽	구좌읍
	행원풍력	1.65	1	동쪽	구좌읍
	신창풍력	1.7	2	서쪽	한경면
	김녕 국산화풍력	1.5	2	동쪽	구좌읍
	가시리 국산화풍력	15	13	동쪽	포선면
	동복리 육상풍력발전	30	15	동쪽	구좌읍
한국남부발전	한경풍력	6	4	서쪽	한경면
		15	5	서쪽	한경면
	성산풍력1단계	12	6	동쪽	성산읍
	성산풍력2단계	8	4	동쪽	성산읍
한국에너지 기술연구원	월정풍력발전	1.5	1	동쪽	구좌읍
한신에너지(주)	삼달풍력발전	33	11	동쪽	성산읍
STX에너지(주)	월령 STX풍력발전	2	1	서쪽	한경면
제주대학교 산학협력단	행원풍력발전단지 (행원풍력#3)	0.66	1	동쪽	구좌읍
행원풍력에너지 특성화마을법인	행원마을풍력	2	1	동쪽	구좌읍
제주특별자치도	행원연안풍력 (행원풍력#17)	3	1	동쪽	구좌읍
	김녕육상풍력 실증단지	10.5	2	동쪽	구좌읍
SK D&D	가시리 풍력발전소	30.0	10	동쪽	포선면
월정마을회	월정마을 풍력발전소	3	1	동쪽	구좌읍
제주김녕 풍력발전	김녕 육상풍력발전	30	10	동쪽	구좌읍
합 계		216.31	102		

대규모 풍력발전설비를 운영하는 해외 계통의 경우 발전계획을 수립할 때 풍력발전 예측시스템을 활용하여 풍력발전량을 반영한다. 그러나 우리나라



라계통의 경우 풍력발전설비(비중양급전발전기)의 발전량은 최근 같은 요일, 같은 거래시간대의 전력거래량을 이용하여 발전계획을 반영한다[15]. 이러한 발전계획 수립은 미래의 풍력발전량이 과거 같은 요일, 같은 거래시간대와 같다는 보장이 없기 때문에 경제적이지 않다. 특히, 향후 제주의 풍력발전설비가 증가하여 풍력발전량이 더 증가한다면 기존의 발전계획 수립방법으로 인한 경제적 손실은 더 커질 것이다.

2.2 미래 제주계통의 전력수급 문제

본 절에서는 향후 증가할 풍력발전원으로 인한 제주계통의 전력수급 문제를 제시한다.

2.2.1 제주계통의 풍력발전설비 증가의 문제

현재 제주계통의 풍력발전설비는 많지 않아 풍력발전 예측오차율이 크더라도 오차량 자체가 크지 않아 계통에 큰 영향을 미치지 않는다. 그러나 향후 제주계통의 풍력발전설비가 증가하여 풍력발전량이 증가하게 되면 예측오차율이 같더라도 오차량이 증가하게 되며, 이는 제주계통에 불안정한 요소로 작용하게 될 것이다. 2020년에는 제주의 부하는 약 1GW가 예상되지만 풍력발전설비도 1GW 이상 준공될 예정이다. 또한, 제주계통은 계



통 안정도를 위해 Must-run 발전기 최소출력과 HVDC 최소 수전량이 존재한다. 이러한 상황에서 풍력발전량이 계통에 많이 수용될 경우 제주계통의 발전량은 부하를 초과하게 되는 전력수급의 문제를 야기할 수 있다.

2.2.2 제주계통의 풍력발전 한계용량

계통운영자는 제주계통의 풍력발전원이 계통 안정운영에 기여할 수 있도록 풍력발전 한계용량을 검토하고 그 결과를 공지한다. 현재 비중앙발전기인 풍력발전설비는 전력거래소의 제어를 받지 않기 때문에 출력이 가능한 만큼 계통에 투입된다. 그러나 풍력발전량이 많아 발전량이 수요를 초과하여 전력수급이 맞지 않으면 계통에 문제가 생기므로 풍력발전 한계용량을 설정해 놓아 한계용량을 초과하여 발전을 할 경우 출력을 제어할 수 있도록 한다. 현재 제주의 풍력발전 한계용량은 다음과 같이 부하수준 별 상이하게 가져가고 있다.

표 7. 부하수준 별 풍력발전 한계용량[17]

수 요	385~400	400~450	450~500	500이상
운전가능 최대용량	135	150	200	235

<표 7>의 부하수준 별 풍력발전 한계용량은 전력거래소에서 제주계통의



상정고장과 전력수급을 고려하여 산정된 값이다. 풍력발전 한계용량의 기본 개념은 다음과 같이 Must-run 발전기 최소출력, HVDC, 수요 등을 고려하여 산정하고 있다.

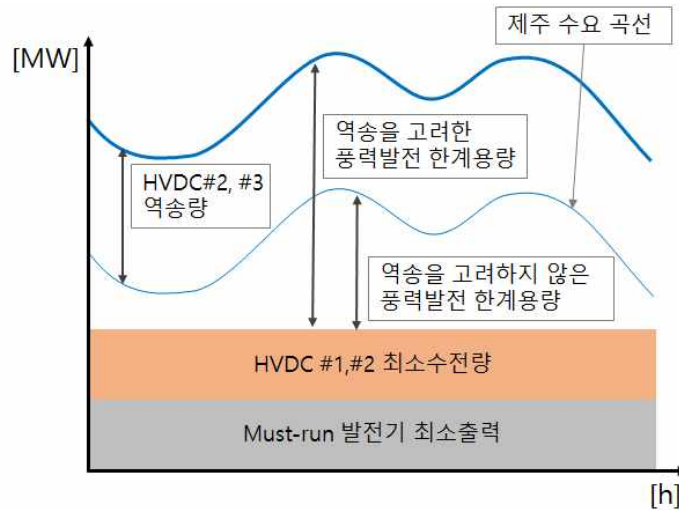


그림 6. 풍력발전 한계용량 개념도

<그림 5>와 같이 제주 풍력발전 한계용량은 Must-run 발전기 최소출력과 HVDC #1,#2 최소수전량 그리고 HVDC의 역송량을 고려하여 산정이 가능하다.

$$P_{\text{풍력}} \leq P_{\text{최저부하}} - (P_{\text{Must-run 발전기 최소출력}} + P_{\text{HVDC\#1,\#2}}) + P_{\text{HVDC\#3 최대역송량}} \quad (1)$$

상기의 식은 향후 준공될 HVDC#3를 포함한 풍력발전 한계용량 산정 식이



다. HVDC#2,#3는 역송을 통해 일반발전기의 발전량과 풍력발전량이 제주 수요를 초과하더라도 초과발전량을 육지로 공급하여 수급의 균형을 맞출 수 있다. 즉 역송은 풍력발전량을 계통에 많이 수용할 수 있는 방법이 된다. 이렇게 산정된 풍력발전 한계용량은 현재 부하수준 별 상이하게 가져가기 때문에 특정 수요의 경우 풍력발전량을 최대로 계통에 수용할 수 없게 된다. 이는 풍력발전량을 계통에 많이 수용하기 위해 풍력발전설비를 증가시키는 이유에 반하게 된다.

2.3 제주계통 풍력발전량의 불확실성

풍력발전설비는 자연에너지인 풍력발전원의 특성을 그대로 반영한다. 그러므로 풍력발전원의 특성인 불확실성과 변동성을 그대로 풍력발전량에 가져오게 된다. 풍력발전설비가 적을 때는 풍력발전의 변동량이 작기 때문에 HVDC의 빠른 응답성으로 대비가 가능했으나, 향후 풍력발전설비가 증가한다면 풍력발전의 변동량이 증가하게 되며 이를 대비한 제주계통 운영이 필요할 것이다.

2.3.1 풍력발전원의 예측 불확실성

현재 제주 전력거래소는 에코브레인과 협조하여 풍력발전 예측시스템을



개발 중에 있다. 에코브레인의 풍력발전 예측시스템은 단기 풍력발전 예측과 중기 풍력발전 예측으로 구분되며 다음과 같다.

표 8. 풍력발전 예측시스템의 구분

예측	예측수행주기	예측간격	기간
단기 풍력발전 예측	10분	5분	0~6시간
중기 풍력발전 예측	1시간	1시간	6~48시간

단기 풍력발전 예측은 5분 간격으로 0~6시간을 예측하며, 가까운 미래를 예측하기 때문에 중기 풍력발전 예측보다 정확도가 높다고 볼 수 있다. 중기 풍력발전 예측은 1시간 간격으로 6~48시간을 예측하며, 풍력발전 예측시스템이 운영발전계획에 이용된다면 중기 풍력발전 예측데이터를 사용될 것으로 전망된다.

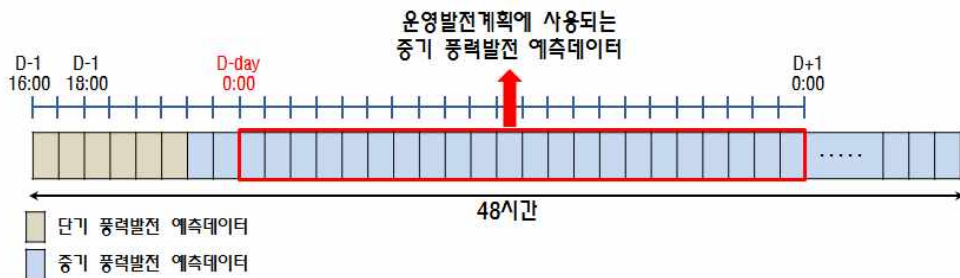


그림 7. 단기/중기 풍력발전 예측데이터의 시간

<그림 6>은 단기/중기 풍력발전 예측데이터의 시간을 보여주는 것으로,



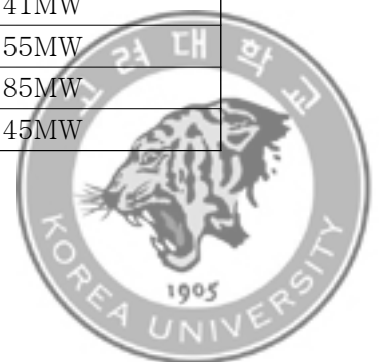
하루 전 날 운영발전 계획을 수립하기 때문에 중기 풍력발전 예측데이터 중 필요한 부분만 데이터를 추출하여 운영발전계획에 사용할 것이다. 풍력발전 예측시스템이 도입되어 예측된 발전량을 운영발전계획에 포함시키기 위해서는 풍력발전 예측시스템의 정확도가 보장되어야 한다. 하루 전 발전계획을 수립할 때 풍력발전량의 예측오차가 크다면 실시간의 발전 공급량이 변동한다는 의미이므로 계통의 불안정을 초래한다. 풍력발전 예측 오차의 평균(Normalized Mean Absolute Error)은 다음과 같이 산정하게 된다.

$$NMAE = \frac{|\text{계량값} - \text{예측값}|}{\text{설비용량}} \text{의 평균} \quad (2)$$

풍력의 특성은 계절에 따라 다르며 이는 풍력발전량에 직접적으로 영향을 준다. 또한 이는 향후 풍력발전 예측시스템을 운영발전계획에 사용할 때 적절한 운영전략을 세우는데 필요한 요소이다. 그러므로 계절 별 중기 풍력발전 예측오차율을 살펴볼 필요가 있다. 다음은 2014년의 풍력발전 설비용량은 107.15MW를 기준으로 계절 별 예측오차율을 산정한 값이다.

표 9. 계절 별 풍력발전 예측오차율 평균

월	NMAE(%)	평균 풍력발전 예측오차
1월(겨울)	17.19%	18.41MW
4월(봄)	12.65%	13.55MW
7월(여름)	10.13%	10.85MW
10월(가을)	13.48%	14.45MW



<표 9>의 결과를 살펴보면 겨울의 풍력발전 예측오차율이 큰 것을 알 수 있고 상대적으로 여름의 오차율이 낮은 것을 살펴볼 수 있다. 2014년 기준으로 10~20%의 예측오차는 약 10~20MW 정도이다. 10~20MW의 오차는 제주계통의 발전기 및 HVDC로 쉽게 대비가 가능하므로 제주계통에 큰 영향을 주지 않는다. 그러나 향후 풍력 설비용량이 1GW, 2GW 등 이상으로 증가했을 시 10~20%오차는 약 100~400MW정도의 차이를 나타낸다.

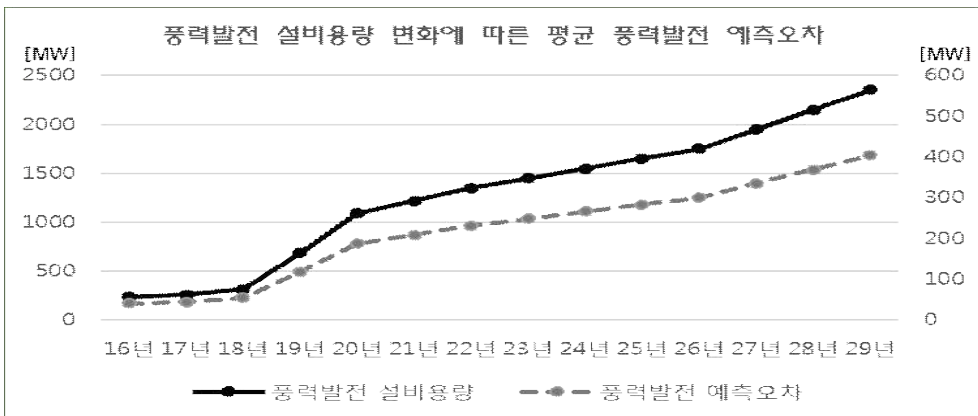


그림 8. 풍력발전 설비용량 변화에 따른 평균 풍력발전 예측오차

<그림 7>은 2014년 겨울의 NMAE를 바탕으로 매년 풍력발전 설비용량 변화에 따른 평균 풍력발전 예측오차를 나타낸 것이다. 이처럼 향후 풍력발전설비가 증가한다면 동일한 오차율이더라도 제주계통에 큰 영향을 줄 것이다. 또한 예측오차율 평균은 낮지만 실제 특정 구간 시간을 살펴보면 예측오차율은 0~80% 등 다양한 범위에서 발생한다. 그래서 향후 풍



력발전 예측시스템을 발전계획에 이용할 시 풍력발전 예측 불확실성을 대비한 운영 전략이 필요하다.

2.3.2 풍력발전원의 변동성

발전량이 일정한 화석연료와는 다르게 바람의 세기는 불규칙하기 때문에 풍력발전원은 발전량이 일정하지 않다. 2015년 현재 제주 풍력발전설비가 크지 않아 풍력발전원의 변동률이 계통에 크게 영향을 미치지 않지만 향후 육상풍력, 해상풍력으로 인해 대규모 풍력단지가 됐을 시 풍력발전원의 변동률은 계통에 큰 영향을 미치게 된다. 특히, 수급의 불균형은 전압의 변화 및 주파수 변화 등을 야기하기에 제주계통에 큰 영향을 미칠 수 있는 요소로 작용한다. 이처럼 대규모 풍력단지가 됐을 때를 대비하여 풍력발전원의 변동성은 계통운영 시 고려되어야 한다. 이러한 풍력발전원의 변동성은 제주계통의 일반발전기와 HVDC의 ramping rate로 대비가 가능하다. 풍력발전원의 출력 변동률은 풍력발전의 정격설비용량 대비 풍력발전량의 변화량으로 산정하며 다음과 같다.

$$\text{출력변동률} = \frac{\text{풍력발전량의 변화량}}{\text{풍력발전설비의 정격용량}} \times 100(\%) \quad (3)$$

풍력발전설비의 정격용량은 풍력발전 설비가 추가되지 않으면 일정하기



때문에 출력변동률은 풍력발전량의 변화에 비례하게 된다. 출력변동률이 0%에 가깝다면 풍력발전량의 변화량이 작다는 뜻이고 출력변동률이 100%에 가깝다면 풍력발전량의 변화가 크다는 의미이다. 다음은 현재 제주 풍력발전설비를 바탕으로 2014년 1월의 1시간 단위 풍력발전 출력변동률을 살펴보았다.

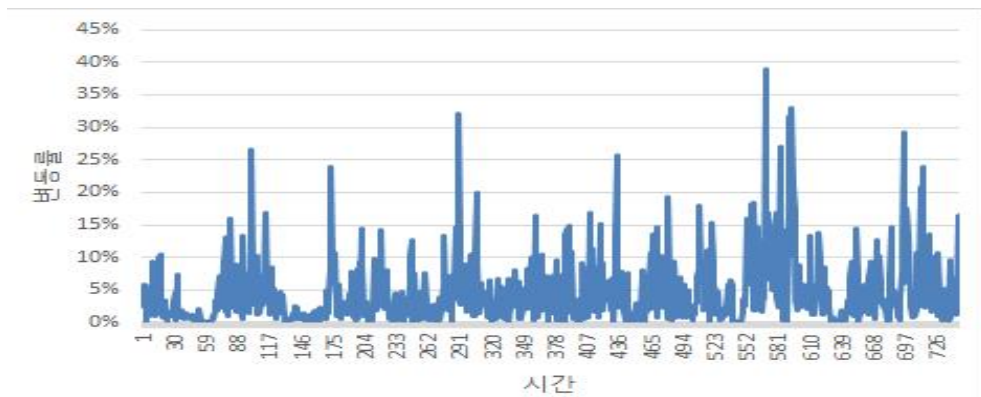


그림 9. 2014년 1월 1시간 풍력발전 출력변동률

<그림 8>은 2014년 1월(겨울)의 1시간 단위 풍력발전 출력변동률이다. 출력변동률을 살펴 본 결과 다양하게 변동률이 나타나는 것을 볼 수 있다. 2014년 1월의 풍력발전 설비용량은 107.15MW로 이므로 1시간 변동량 자체는 현재 수용 가능한 수준이나, 향후 풍력발전설비가 증가하게 되면 풍력발전 변동량 자체가 커지므로 이를 대비하는 운영전략이 필요하다. 다음은 2014년 1월의 5분 단위 풍력발전 출력변동률을 살펴보았다.



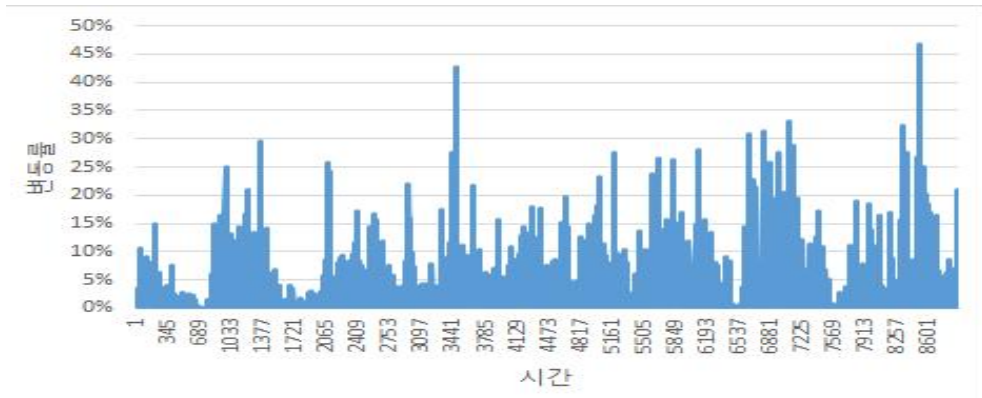


그림 10. 2014년 1월 5분 풍력발전 출력변동률

<그림 9>는 2014년 1월의 5분 단위 풍력발전 출력변동률이다. 5분 변동률이 다양한 범위에서 변동하는 것을 볼 수 있다. 5분 변동률과 1시간 변동률을 살펴보면 5분 변동률이 조금 더 큰 것을 볼 수 있으나 현재 수용 가능한 수준이다. 그러나 향후 풍력발전설비가 증가하게 되면 변동률은 같아도 변동량 자체가 커지므로 이를 대비하는 운영전략이 필요하다.



제 3 장 풍력발전 예측시스템을 이용한

미래 제주계통 운영전략

본 장에서는 풍력발전 예측시스템을 제주계통 운영발전계획에 적용한다. 이를 위해 풍력발전 예측시스템을 이용한 운영발전계획 정식화를 진행한다. 이를 바탕으로 풍력발전 예측시스템의 과대예측오차를 고려하여 운전예비력을 통한 제주계통 운영전략을 제시하고, 실시간 운영시 풍력발전량이 풍력발전 한계용량을 초과할 것을 대비하여 풍력발전 예측시스템을 이용한 풍력발전량 감발 방안을 제시한다.

3.1 풍력발전 예측 값을 반영한 운영발전계획 정식화

본 절에서는 풍력발전 예측시스템을 이용하여 운영발전계획을 정식화한다. 목적함수는 발전비용의 합을 최소화 하는 방향으로 정식화 하며 제약 조건에서 풍력발전 예측시스템의 조건을 반영한다.

3.1.1 목적함수

제주계통의 운영발전계획은 발전비용의 최소화를 목적함수로 한다. 발전



기의 발전비용 함수를 고려하였고 발전기가 기동하는 기동비용을 고려한다.

$$\text{Minimize } \sum_{i=1}^{NG} \sum_{t=1}^{NT} [a_i \cdot S_{i,t} + b_i \cdot P_{i,t} + c_i \cdot P_{i,t}^2 + SU_i \cdot U_{i,t}] \quad (4)$$

a_i : 가격상수

b_i : 1차증분가격계수

c_i : 2차증분가격계수

$S_{i,t}$: 발전기의 기동 상태 (1 = 발전기 on, 0 = 발전기 off)

$P_{i,t}$: 발전기의 시간대별 발전량

SU_i : 발전기 기동에 소요되는 기동비용

$U_{i,t}$: 발전기의 기동 신호

목적함수를 살펴보면 발전기의 기동을 고려하여 발전비용이 변하게 된다. 미래 제주계통에서 발생할 수 있는 풍력발전의 감발과 풍력발전 예측오차를 대비한 운전예비력 요구량 등을 고려하여 발전비용을 최소화 하는 것을 목적으로 한다.



3.1.2 제약조건

제주계통의 운영전략을 위해서는 제주계통의 발전기 및 HVDC 운영전략은 전력수급, 발전기 제약조건 등이 필요하다. 또한 본 논문에서는 풍력발전 과대 예측오차를 대비한 운전예비력을 요구량을 제약조건으로 산정한다. 이를 정리하면 다음과 같다.

1) 전력수급 균형

전력계통에서는 주파수를 일정하게 유지하기 위하여 수요와 공급이 일치하여야 한다.

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{i,t} \cdot S_{i,t} + HVDC_t + Wind_t = Load_t^{forecast} \quad (5)$$

$$Wind_t = Min(Wind_t^{forecast}, Wind_t^{lim})$$

$$Wind_t^{limit} = Load_t^{forecast} - (HVDC_{min} + \alpha + Mu_{strun_{min}})$$

$P_{i,t}$: i 발전기의 t시간의 발전량

$S_{i,t}$: i 발전기의 t시간의 기동상태

$HVDC_t$: t시간의 HVDC 수전량

$Load_t^{forecast}$: t시간의 수요 예측량

$Wind_t$: 계통상황을 고려한 t시간의 적절 풍력량



$Wind_t^{forecast}$: t시간의 풍력발전 예측량

$Wind_t^{limit}$: t시간의 풍력발전 한계용량

$HVDC_{min}$: HVDC를 통한 최소 수전량

α : 수요과대예측 오차 대응량

$Mustrun_{min}$: Must-run 발전기의 최소 출력량

제주계통은 전력수급 균형을 고려할 때는 계통상황을 고려한 풍력량과 HVDC 수전량 그리고 일반 발전기의 출력량이 수요예측 값과 일치하여야 한다. 향후 풍력발전 예측시스템이 이용되면 하루 전 발전계획을 세울 때 풍력발전 값을 예측하여 발전계획에 반영한다. 이 때 과도한 풍력량으로 인해 풍력발전량이 계통이 수용할 수 있는 풍력발전 한계용량을 초과 한다면 감발을 통해 계통 상황에 맞는 적절 풍력량을 출력할 수 있도록 제어가 필요할 것이다. 이때, 풍력발전 한계용량은 계통의 수요예측 값과 HVDC 최소수전량, Must-run 발전기의 최소발전량으로 인해 산정된다. 또한 HVDC에 수요과대예측 오차 대응량(α)를 반영하여 풍력발전 한계용량을 산정한다.

2) 발전기 최소/최대발전량 제약

모든 발전기는 각 발전기마다의 성능에 따라 출력할 수 있는 최소발전량과 최대발전량이 정해져 있으며, HVDC 또한 육지에서 제주로 수전 받을



수 있는 최소수전량과 최대수전량이 정해져있다. 발전기와 HVDC는 각 성능에 맞게 운전되어야 한다.

$$Pmin_i \cdot S_{i,t} \leq P_{i,t} \leq Pmax_i \cdot S_{i,t} \quad (6)$$

$$HVDC_{min} \leq HVDC_t \leq HVDC_{max} \quad (7)$$

$Pmin_i$: i발전기의 최소발전량

$Pmax_i$: i발전기의 최대발전량

$HVDC_{max}$: HVDC를 통한 최대수전량

3) 발전기 증감발출 조건

모든 발전기는 각 발전기마다 분당 출력할 수 있는 증감발양이 정해져있다. 이는 발전기의 성능에 의해서 결정되며 증감발출은 1분당 MW로 나타낸다. 운영발전계획은 1시간 단위로 나타나므로 증감발출에 60을 곱해서 1시간으로 표현하여 제약조건에 반영해야 한다. 이를 표현하면 다음과 같다.

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq ramp-up_i \times 60 \quad (8)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq ramp-down_i \times 60$$



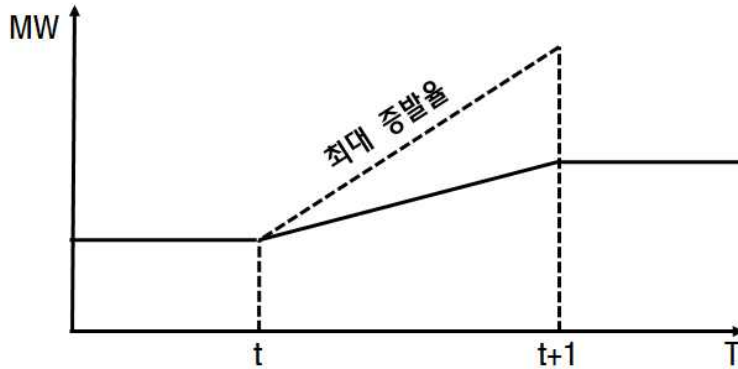


그림 11. 증발율과 최대 증발율 개념

위 그림과 같이 발전기의 증발율은 최대 증발율을 초과하여 운전할 수 없다.

4) 최소운전시간(Minimum up time) 및 최대정지시간(Minimum down time)
 모든 발전기는 각 발전기마다 최소운전시간 및 최대정지시간의 조건이 있다. 발전기는 한번 기동되면 발전기의 악영향을 최소화하기 위해 최소로 운전해야 하는 시간이 정해져 있으며 발전기가 정지가 됐을 때도 최소로 정지해야 하는 시간이 정해져 있다.

$$\sum_{k=t}^{t+M_i-1} S_{i,k} \geq MU_i \cdot U_{i,t} \quad (9)$$

$$\sum_{k=t}^{t+M_i-1} (1 - S_{i,k}) \geq MD_i \cdot D_{i,t}$$



MU_i = 발전기 최소운전시간

$U_{i,t}$ = 발전기 운전 신호

MD_i = 발전기 최소정지시간

$D_{i,t}$ = 발전기 정지 신호

5) 최소운전시간 및 최소정지시간 동시 제약조건

발전기의 기동상태와 최소운전시간, 최소정지시간은 밀접한 관계가 있다. 발전기가 한번 기동되어 최소운전으로 운전하고 있을 때는 발전기 정지 신호를 받으면 안 된다. 마찬가지로 발전기가 한번 정지되어 최소정지시간의 조건일 때는 발전기 운전 신호를 받으면 안 된다. 또한 발전기 운전 신호와 발전기 정지 신호는 동시에 신호가 전달되면 안 되며, 운전 신호와 정지 신호가 전달 됐을 시 기동상태가 변하여야 한다. 이를 제약조건으로 표현하면 다음과 같다.

$$U_{i,t} - D_{i,t} = S_{i,t} - S_{i,t-1} \quad (10)$$

$$U_{i,t} + D_{i,t} \leq 1$$

6) 운전예비력 조건

기동중인 발전기 중 각 발전기가 최대출력이 아니라면 발전 여유분을 운전예비력으로 산정할 수 있다. 그러나 운전예비력은 10분 동안 증발할 수



있는 양이며 각 발전기마다 증발율이 다르므로 이를 고려하여 증발율을 제약조건에 반영해야 한다. 이를 표현하면 다음과 같다.

$$R_{i,t} = \min \{ (P_{max_i} - P_{i,t}), ramp - up_i \times 10 \} \quad (11)$$

식 (11)처럼 발전 여유분과 10분 증발량을 고려하여 그 중 작은 값으로 운전예비력을 산정한다. 위 식의 표현은 다음과 같이 두 식으로 나누어 제약조건을 표현할 수 있다.

$$R_{i,t} \leq (P_{max_i} - P_{i,t}) \quad (12)$$

$$R_{i,t} \leq ramp - up_i \times 10$$

7) 운전예비력 요구량 만족

풍력발전 예측오차, 부하 예측오차, 상정사고를 대비하여 계통의 운전예비력은 운전예비력 요구량을 만족시켜야 한다. 본 논문에서는 풍력발전 예측시스템을 이용하여 풍력발전 예측데이터를 취득하고 그 값을 바탕으로 운전예비력 요구량을 산정한다. 또한, 풍력과 수요의 변동량 또한 고려하여 운전예비력 요구량을 산정한다. 6)에서 산정한 운전예비력의 합은 7)에서 산정한 운전예비력 요구량 이상이 되도록 해야 한다. 운전예비력 요구량을 만족시키는 제약조건은 다음과 같이 표현할 수 있다.



$$\sum_{i=1}^{NG} R_{i,t} \cdot S_{i,t} \geq R_t^{required} \quad (13)$$

$R_{t,required}$ = 운전예비력 요구량

상기의 식처럼 기동중인 발전기의 운전예비력 합이 풍력발전 예측시스템을 바탕으로 산정된 운전예비력 요구량 이상이 되어야 한다.

3.2 수요과대예측을 고려한 시간대 별 풍력발전 한계용량

3.1에서 소개한 운영발전계획 정식화는 수요과대예측을 고려한 시간대 별 풍력발전 한계용량을 고려하여 정식화 되었다. 현재 제주계통은 부하수준 별로 상이하게 풍력발전 한계용량을 가져가고 있다. 부하수준 별 상이하게 가져가면 풍력발전량을 더 수용할 수 있는 부하인데도 불구하고 풍력발전량이 제한되어 풍력발전량을 더 수용할 수가 없다. 이는 경제적인 손실을 야기한다. 향후 풍력발전설비가 증가한다면 이런 경제적 손실이 더 증가할 것으로 예상된다. 그러므로 향후 풍력발전 예측시스템이 사용된다면 예측데이터를 바탕으로 풍력발전 한계용량을 시간대 별로 가져가야 할 것이다. 또한, 본 절에서는 수요과대예측이



발생할 것을 대비하여 풍력발전 한계용량을 산정하였다. 제주계통은 바람이 많이 불어 풍력발전량이 많을 경우 제한된 부하로 인해 HVDC의 수전량과 Must-run 발전기의 발전량이 최소가 된다. 이 때, 갑작스럽게 부하가 감소한다면 더 이상 감소할 발전량이 남아 있지 않아 계통의 문제가 생길 수 있다. 부하가 감소하면 풍력발전 감발제어 명령을 내릴 수 있으나, 모든 풍력발전설비가 제어 명령에 빠르게 응답하지 못하므로 계통운영자 입장에서 HVDC를 제어하는 것이 계통안정에 더 효과적일 것이다. 이러한 문제를 대비하여 다음과 같이 HVDC의 최소 수전량에 수요과대예측 오차 대응량(α)을 적용한다[19].

$$\text{시간대 별 풍력발전 한계용량} = \text{시간대 별 수요} - [(\text{수요과대예측 오차 대응량}(\alpha) \text{이 반영된 연계선 최소값}) + (\text{Must-run 발전기 최소출력})] \quad (14)$$

여기서 수요과대예측 오차 대응량(α)는 매년 수요과대예측 오차 데이터를 축적하여 적절한 양을 산정할 필요가 있다.

3.3 풍력발전 과대예측 대비 제주계통 운영전략

풍력발전 예측시스템을 이용하여 운영발전계획을 수립하더라도 풍력발전 예측이 100% 정확한 것은 아니기 때문에 이를 대비한 운영전략이



필요하다. 이 때 필요한 것이 운전예비력 요구량이다. 운전예비력 요구량은 풍력발전 예측시스템의 오차를 대비할 수 있는 방안이 될 것이며 이는 제주계통의 특성, 풍력발전 예측오차, 풍력발전의 변동성 등을 고려하여 산정할 필요가 있다.

3.3.1 운전예비력 요구량 산정 개요

제주계통은 제한된 발전기로 인해 육지계통으로 부터 HVDC를 통해 전력을 수전 받고 있다. 이와 더불어 제주지역은 2015년을 기준으로 풍력발전설비가 216.31MW이며 이는 최대전력수요 약 770MW의 30% 수준이다. 향후 육상풍력 및 해상풍력이 증가하면 제주계통의 풍력발전설비 점유율이 더 높아질 전망이다. 이러한 제주계통의 특징은 육지계통과는 다른 방안으로 예비력을 가져가야 되는 이유가 된다.

현재 운전예비력 요구량 기준은 전력시장운영규칙의 기준에 따라 주파수조정예비력과 대기·대체예비력 중 운전상태의 합에 의해서 산정된다 [18]. 그러므로 제주계통 또한 운전예비력 요구량을 산정할 때 전력시장운영규칙의 기준에 따라 산정해야 한다.

1) 주파수조정예비력 산정 개요

주파수조정예비력은 풍력발전과 부하의 실시간 변화로 인해 변화하는 주파수를 안정범위 내로 유지하는 역할을 한다. 제주계통은 육지계통과 다



르게 발전기의 개수가 제한적이고 풍력발전량이 수요의 일정 부분 이상을 차지하기 때문에 적절한 주파수조정예비력을 확보해야한다. 풍력발전과 수요의 과도한 변동을 염두에 두어 주파수조정예비력을 과도하게 확보한다면 경제적 손실이 발생할 것이다. 반대로 주파수조정예비력을 적게 확보한다면 풍력발전과 수요의 변동으로 인해 계통의 안정에 문제가 생길 수 있다. 주파수조정예비력은 수요특성과 풍력특성을 동시에 반영할 수 있는 Net load를 이용하여 산정하여야한다. Net load는 수요에서 풍력발전 양을 뺀 값으로, 수요의 변동과 풍력발전 양의 변동을 복합적으로 고려 할 수 있다는 장점이 있다. 다음은 2014년도 계절 별 Net load 특성을 분석한 것이다.

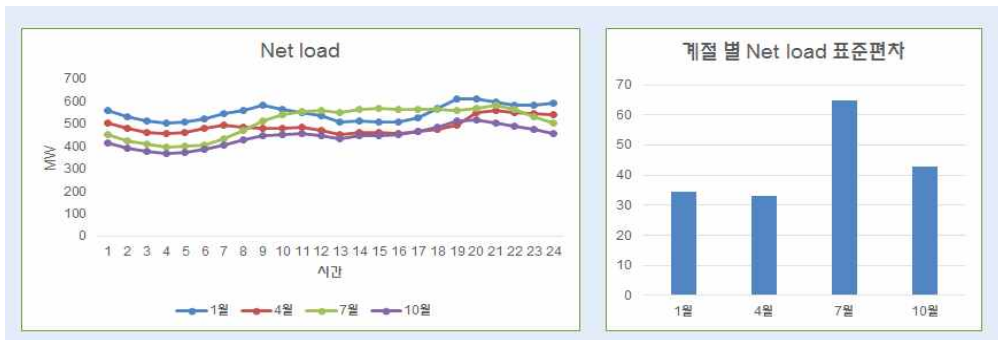


그림 12. 계절 별 Net load 분석

<그림 11>은 계절별 대표적인 월을 선택하여 시간 별 Net load를 산정한 것이다. 상기 그래프를 볼 때 월 별 Net load의 특징이 다른 것을 볼 수



있다. 또한, 매 시간 별로 Net load가 다른 것을 볼 수 있다. 이처럼 매 시간 Net load 특성이 다르기 때문에 연중 동일한 값으로 주파수조정예비력을 가져간다면 특정 월 혹은 특정 시간에는 주파수조정예비력이 부족하거나 과도할 수 있다. 이는 경제적으로나 계통 안정도를 살펴 볼 때 비효율적인 요소이다. 그러므로 월별 특징과 시간대 별 특징을 고려하여 주파수조정예비력을 가져간다면 보다 효율적으로 계통을 운영할 수 있을 것이다.

2) 운전상태 대기·대체예비력 산정 개요

운전예비력 중 운전상태 대기·대체예비력은 풍력발전 예측오차, 부하예측 오차를 대비하고 풍력발전단지의 탈락이나 발전설비의 탈락 등 상정사고를 대비한다. 본 연구에서는 다음과 같이 운전상태 대기·대체예비력을 산정 방법을 제시하고 이 중 가장 큰 값을 사용하여 향후 발생할 제주계통의 문제점을 해결할 수 있도록 한다.

표 10. 운전상태 대기·대체예비력 산정 방법[20]

산정 방법	산정 절차
A	$(\text{전년 동월 풍력발전 예측오차평균}) \times (\text{풍력발전 설비용량})$ $+ (\text{전년 부하 예측오차평균}) \times (\text{최대부하})$
B	풍력발전단지의 최대용량(고장설비 제외)
C	발전설비 단위 1기의 최대용량

운전상태 대기·대체예비력을 위와 같이 제안한 이유는 다음과 같다. 항



후 수요와 풍력발전 설비용량이 증가하면 예측오차로 인한 수요 예측오차량과 풍력발전 예측오차량이 증가하게 되므로 계통의 불확실성이 증가한다. 계통의 불확실성을 대비하기 위해 산정 방법 A가 필요하다. 매년 기술의 발달로 인해 수요예측과 풍력발전 예측이 변화될 것을 감안하여 과거 실적자료를 이용하여 매년 값을 다르게 한다. 계절 별 수요의 패턴과 풍력발전의 패턴이 다르므로 운전상태 대기·대체예비력을 산정할 때 전년 동월의 풍력발전 예측오차와 전년 부하 예측오차 평균을 사용한다. 산정 방법 B의 경우 향후 대규모 해상풍력단지가 모두 탈락할 것을 고려하였다. 향후 해상풍력의 단지 규모는 설비용량 100MW 이상 규모로 준공될 예정이다. 산정 방법 C의 경우 발전설비 단위 1기가 탈락할 것을 고려하였다. 발전기가 단위 1기가 탈락하여도 제주계통에 큰 영향이 없도록 운전상태 대기·대체예비력을 산정할 필요가 있다.

3.3.2 중/단기 풍력발전 예측데이터를 이용한 운영전략

풍력발전 예측시스템을 이용하여 운영발전계획을 수립할 때는 중기 풍력발전 예측데이터를 활용하여 수립하게 된다. 중기 풍력발전 예측데이터를 바탕으로 운전예비력 요구량이 산정하게 되고 이를 바탕으로 계통이 운영하게 된다. 그러나 중기 풍력발전 예측시스템은 단기 풍력발전 예측시스템에 비해 예측오차가 크며, 일정구간의 예측오차는 확보해놓은 운전예비



력 요구량으로 대비가 가능하나 운전예비력 요구량을 모두 소진할 만큼의 중기 풍력발전 예측오차는 계통의 불안정을 초래한다. 그러므로 이를 대비한 운영전략이 필요하다.

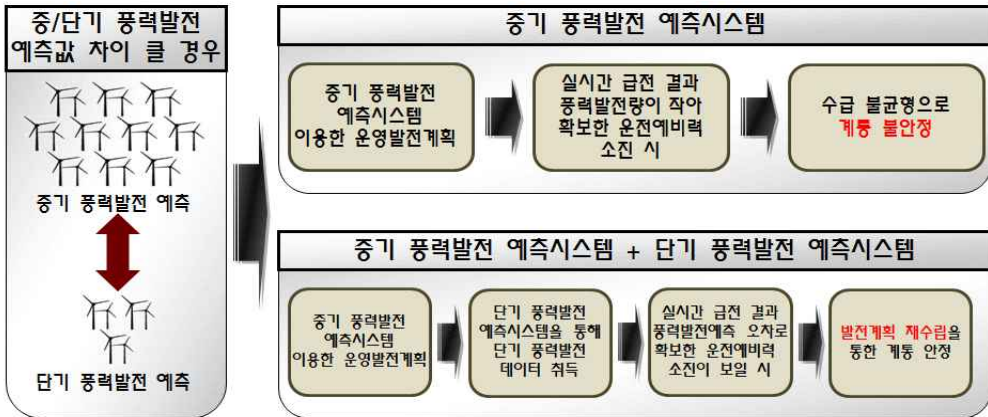


그림 13. 중기 및 중/단기 풍력발전 예측시스템의 활용

<그림 12>는 중기 풍력발전 예측시스템만 활용했을 시와 중/단기 풍력발전 예측시스템을 동시에 활용했을 때를 나타낸 것이다. 계통 운영 시 중기 풍력발전 예측데이터 만으로 제주계통을 운영할 시 다음과 같은 문제점이 나타난다. 중기 풍력발전 예측시스템을 이용하여 운영발전계획을 수립하고, 운전예비력 요구량을 확보했다고 하더라도 실시간 급전 결과 풍력발전량이 예상보다 풍력발전 예측오차가 커서 확보해 놓은 운전예비력을 모두 소진한다면 수급의 불균형으로 계통이 불안정하게 된다. 이러한 문제점을 대비하기 위해 단기 풍력발전 예측시스템의 활용이 필요하다.





그림 14. 중기 및 단기의 풍력발전 예측데이터 차이 개념

<그림 13>은 중기 풍력발전 예측데이터와 단기 풍력발전 예측데이터의 차이를 개념적으로 설명한 것이다. 하루 전 중기 풍력발전 예측데이터의 경우 실제 풍력값과 오차가 큰 것을 확인할 수 있지만 단기 풍력발전 예측데이터의 경우 실제 풍력 값과의 오차가 비교적 작은 것을 확인할 수 있다. 이를 통해 향후 6시간을 5분 단위로 예측하는 단기 풍력발전 예측시스템을 활용하여 중기 풍력발전 예측시스템과의 오차가 운영발전계획의 재수립이 필요할 정도로 클 경우 운영발전계획 재수립을 통해 제주계통을 안정화 할 필요가 있다.

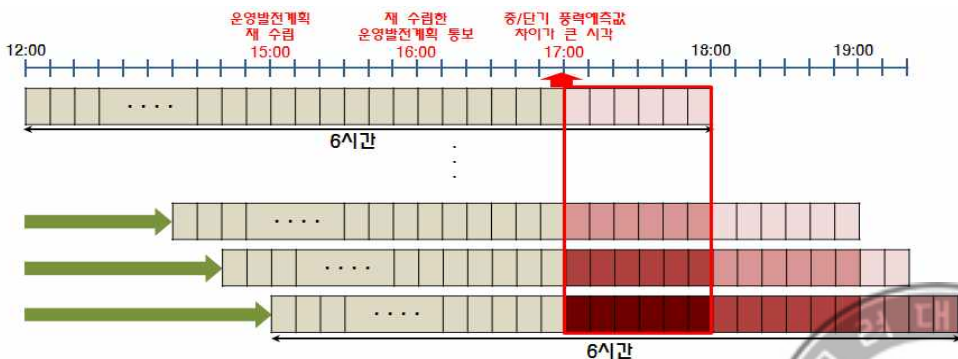


그림 15. 단기 풍력발전 예측시스템을 이용한 운영발전계획 재수립



<그림 14>는 단기 풍력발전 예측시스템을 활용하여 재수립을 할 경우 시간프레임에 따른 개념을 나타낸다. 중기 풍력발전 예측 값과 단기 풍력발전 예측 값이 큰 시점이 17시라고 한다면 실시간 급전을 하며 풍력발전 예측 값을 실시간으로 확인한다. 운영발전계획을 재수립해야 한다면 예측 값이 큰 시각 두 시간 전에 운영발전계획을 재수립하고 한 시간 전에 발전사업자들에게 통보를 하여 제주계통이 안정할 수 있도록 한다.

3.4 풍력발전 한계용량 초과 대비 감발 방안

실시간 운영의 경우 단기 풍력발전 예측시스템을 이용하여 데이터를 추적할 것이며, 이를 통해 향후 0~6시간의 풍력발전량을 예측할 수 있다. 풍력은 매 실시간으로 변동하기 때문에 단기 풍력발전 예측을 통해 풍력의 패턴을 파악할 필요가 있다. 패턴을 파악 중에 바람이 많이 불어 풍력발전량이 풍력발전 한계용량을 초과할 것이 보인다면 감발을 통해 문제를 해결해야 한다. 풍력발전량의 감발은 풍력발전 사업자의 이윤과 직접적으로 연관되기 때문에 각 풍력발전 사업자에게 동등하게 감발할 수 있도록 방안이 필요하다. 그래서 본 논문에서는 단기 풍력발전 예측시스템을 이용하여 감발하는 방안을 제시한다.

$$\text{풍력발전기 } j \text{ 감발량} = \frac{(\text{풍력발전기 } j \text{ 단기 풍력발전 예측량})}{\sum_{i=1}^M \text{풍력발전기 } i \text{의 단기 풍력발전 예측량}} \times (\text{총 풍력발전 감발량}) \quad (18)$$



식 (18)은 풍력발전기 j의 감발량에 대한 식이다. 모든 풍력발전기의 단기 풍력발전 예측량 중 풍력발전기 j의 단기 풍력발전 예측량의 비율을 파악하고 이 비율과 총 풍력발전 감발량을 고려하여 감발한다. <그림 15>는 단기 풍력발전 예측데이터를 이용한 풍력 감발 예시이다.

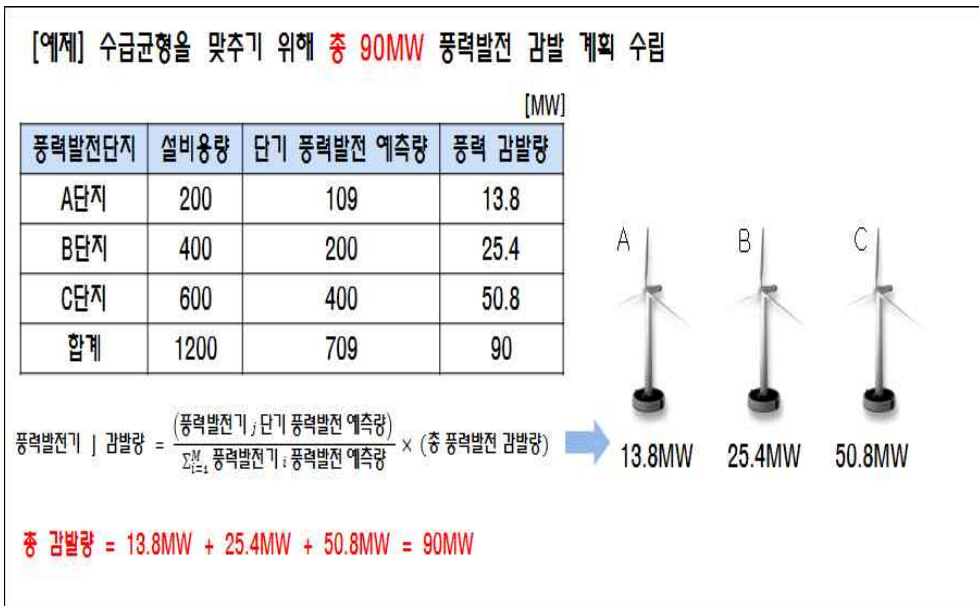


그림 16. 단기 풍력발전 예측데이터를 이용한 풍력 감발 예제

단기 풍력발전 예측 결과 수급균형을 맞추기 위해 총 90MW를 감발해야 하는 상황이라고 가정했다. 각 풍력발전단지의 설비용량은 200, 400, 600MW이고 각 단기 풍력발전 예측량은 109, 200, 400MW라고 가정하면 (18)의 식에 의해 각 풍력발전단지의 풍력 감발량은 13.8MW, 25.4MW, 50.8MW이다.



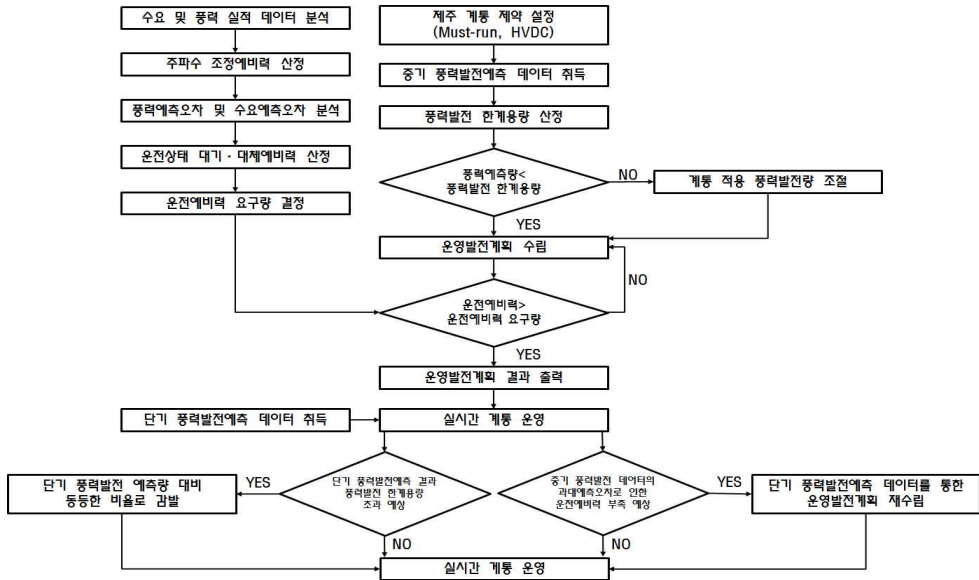


그림 17. 풍력발전 예측시스템을 이용한 제주계통 운영 흐름도

<그림 16>은 풍력발전 한계용량 초과 대비를 고려하여 3장에서 제시한 풍력발전 예측시스템을 이용한 제주계통 운영 흐름도를 보여준다. 과거실적 자료 Data와 풍력발전 예측시스템을 바탕으로 운전예비력 요구량을 산정한다. 그리고 이를 통해 3장에서 제시한 정식화로 운전예비력 요구량을 확보할 수 있도록 중기 풍력발전 예측데이터를 바탕으로 운영발전계획을 수립한다. 중기 풍력발전 예측데이터를 바탕으로 수립된 운영발전계획을 통해 실시간 계통 운영을 하며 이 때 단기 풍력발전 예측데이터를 활용한다. 단기 풍력발전 예측데이터는 풍력발전 한계용량 초과로 인한 문제를 본 절에서 제시한 방안으로 해결하고, 과대예측으로 인한 운전예비력 부족 현상은 3.3절에서 제시한 운영전략을 통해 해결한다.



제 4 장 사례연구

본 장에서는 3장에서 제시한 풍력발전 예측시스템을 이용한 미래 제주계통 운영전략을 바탕으로 2024년도 제주계통 사례연구를 진행하였다. 사례연구를 진행하기 위한 가정과 2024년 미래 제주계통 데이터를 제시하고, 바람이 많이 부는 겨울을 기준으로 운전예비력 요구량을 고려한 운영발전 계획의 결과를 기술하였다. 또한, 시나리오를 구성하여 단기 풍력발전 예측데이터 활용한 사례연구를 기술하였다.

4.1 사례연구 전제 및 미래 제주계통 데이터 구성

4.1.1 사례연구 전제

사례연구는 2024년 1월을 제주계통을 가정하여 24시간을 바탕으로 운영발전 계획으로 수행하였다. 사례연구를 수행하기 위해 2024년 1월의 최대부하는 920MW, 풍력발전 설비용량은 1548MW로 가정하였다. 이때 풍력설비용량은 제주특별자치도 풍력개발 계획을 바탕으로 가정한다. 2024년 1월의 운전예비력 요구량은 다음과 같이 가정한다. 주파수조정예비력은 2023년 1월의 부하와 풍력발전출력을 바탕으로 산정해야하지만 미래 data의 부재로 본 사례연구에서는 약 19MW로 가정한다. 운전상태 대기·대체예비력은



앞에서 제시한 산정 방법을 바탕으로 다음과 같이 가정한다.

표 11. 2024년 운전상태 대기·대체예비력

산정 방법	산정 절차	중기 풍력발전 예측	단기 풍력발전 예측
A	(전년 동일 풍력발전 예측오차평균)x (풍력발전 설비용량)+ (전년부하 예측오차평균)x (최대부하)	풍력발전 예측오차는 약 17%, 기준부하 예측오차는 약 2% $0.17 \times 1548 + 0.02 \times 920$ = 281.56MW	풍력발전 예측오차는 약 4%, 기준부하 예측오차는 약 2% $0.04 \times 1548 + 0.02 \times 920$ = 80.32MW
B	풍력발전단지의 최대용량 (고장설비 제외)	$P_{windfarm}^{max}$ MW	$P_{windfarm}^{max}$ MW
C	발전설비 단위 1기의 최대용량	200MW(LNG 발전기)	200MW(LNG 발전기)
운전대기 예비력	산정 방법 A, B, C 결과 값 중 가장 큰 값을 사용	Max(A,B,C) =281.56MW	Max(A,B,C) =200MW

3.2.2에서 제시한 산정 방법을 바탕으로 2024년을 고려하여 운전상태 대기·대체예비력 A, B, C를 산정하면 <표 11>과 같다. 본 논문에서는 산정 방법 A,B,C 중 가장 큰 값을 운전상태 대기·대체예비력이라고 하였으므로 본 사례연구에서는 중기 풍력발전 예측으로 산정할 경우 281.56MW를 운전상태 대기·대체예비력으로 산정한고, 단기 풍력발전 예측으로 할 경우 200MW를 운전상태 대기·대체예비력으로 산정한다. 운전예비력 요구량은 주파수조정예비력과 운전상태 대기·대체예비력의 합이므로 2024년의 운전예비력 요구량은 각각 300MW, 220MW이다. 사례연구 중 HVDC의 수전량은 #1, #2로 분리하지 않고 통합하여 고려하였다. 이는 제주계통의 전력 공급 균형을 맞출 때, HVDC의 수전량 자체가 중요하기 때문이다. 또한,



HVDC#1은 기술적으로 역송이 불가능하고 HVDC#2는 역송이 가능하나 본 사례연구에서는 HVDC#2의 역송을 고려하지 않았다. Must-run 발전기의 최소 출력은 제주계통의 상정사고를 고려한 발전기 최소 운전조건을 바탕으로 LNG 발전기 65MW, 남제주기력#1, #2는 60MW로 가정하였다.

4.1.2 미래 제주계통 데이터 구성

2024년의 제주계통을 바탕으로 사례연구를 진행하기 위해 수요예측량, Must-run발전기, 풍력발전 예측량 등을 구성한다. 수요예측량과 풍력발전 예측량은 과거실적 자료와 2024년 peak load 및 풍력발전 설비를 바탕으로 산정하였다. 사례연구는 2018년 6월에 준공될 LNG 발전기를 must-run 발전기로 포함하여 진행한다.

표 12. Must-run 발전기 구성

Must-run 발전기	최소출력 합계	최대출력 합계
남제주기력 #1, #2, LNG 발전기	185	400

<표 12>를 보면 최소출력 합계가 185MW인것을 확인할 수 있다. 원래 남제주기력#1, 남제주기력#2, LNG 발전기가 각각 50MW, 50MW, 60MW의 최소출력을 가지고 있지만 제주계통의 안정도를 고려하였을 때는 최소출력이 각각 60MW, 60MW, 65MW이기 때문에 사례연구에서 또한 안정도를 고려한 최

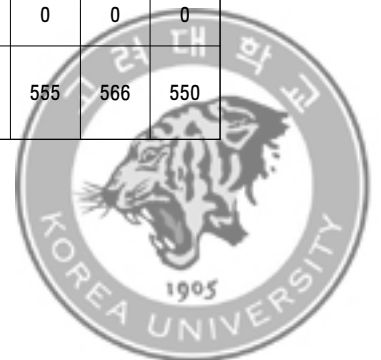


소출력을 적용하였다.

수요과대예측 오차 대응량(α) 20MW로 가정하였으며, 이를 통한 제주계통 수요 및 풍력 시나리오는 다음과 같다.

표 13. 미래 제주계통 수요 및 풍력시나리오

시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
수요예측량	841	806	784	773	773	795	818	841	875	852	829	818
HVDC 최소수전량	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Must-run 최소발전량	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
풍력발전 한계용량	556	521	499	488	488	510	533	556	590	567	544	533
중기 풍력발전 예측량	569	566	580	578	570	574	559	542	525	502	529	568
풍력발전 감발 필요성	0	0	0	0	0	0	0	X	X	X	X	0
풍력발전 감발 필요량	13	45	81	90	82	64	26	0	0	0	0	35
운영발전계획에 사용된 풍력발전량	556	521	499	488	488	510	533	542	525	502	529	533
시간	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
수요예측량	784	795	784	784	806	864	920	920	898	875	875	875
HVDC 최소수전량	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Must-run 최소발전량	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
풍력발전 한계용량	499	510	499	499	521	579	635	635	613	590	590	590
중기 풍력발전 예측량	589	620	652	655	634	588	550	542	564	555	566	550
풍력발전 감발 필요성	0	0	0	0	0	0	X	X	X	X	X	X
풍력발전 감발 필요량	90	110	153	156	113	9	0	0	0	0	0	0
운영발전계획에 사용된 풍력발전량	499	510	499	499	521	579	550	542	564	555	566	550



4.2 풍력발전 예측시스템을 이용한 제주계통 사례연구

본 절에서는 4.1.1에서 제시한 가정을 바탕으로 4.1.2에서 제시한 시나리오로 사례연구를 진행한다. 3장에서 제안한 제주계통 운영전략을 미래의 제주계통에서 적용하여, 사례연구 결과를 바탕으로 미래 제주계통의 해석을 진행하였다. 이때 중/단기 풍력발전 예측데이터의 차이를 고려하여 중/단기 풍력발전 예측 값의 차이가 크게 나타날 때 단기 풍력발전 예측시스템을 이용한 운영발전계획 재수립 결과를 제시한다.

4.2.1 중기 풍력발전 예측시스템을 이용한 하루 전 운영발전계획 결과

운영발전계획을 수행한 결과 다음과 같다.

표 14. 하루 전 운영발전계획(1시~12시)

시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
수요예측량	841	806	784	773	773	795	818	841	875	852	829	818
운영발전계획에 사용된 풍력발전량	556	521	499	488	488	510	533	542	525	502	529	533
HVDC#1,2	100	100	100	100	100	100	100	114	165	165	115	100
LNG	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
남제주기력#1	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
남제주기력#2	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
제주기력#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주기력#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
한림복합	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
발전량 합계	841	806	784	773	773	795	818	841	875	852	829	818
운전예비력	490	490	490	490	490	490	490	476	425	425	475	490

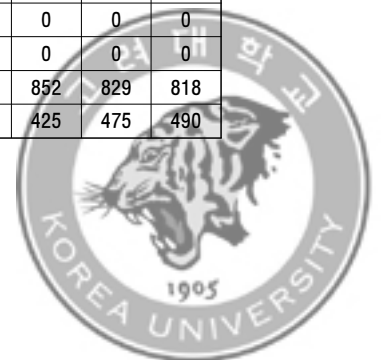


표 15. 하루 전 운영발전계획(13시~24시)

시간	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
수요예측량	784	795	784	784	806	864	920	920	898	875	875	875
운영발전계획에 사용된 풍력발전량	499	510	499	499	521	579	550	542	564	555	566	550
HVDC#1,2	100	100	100	100	100	100	185	193	149	135	124	140
LNG	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
남제주기력#1	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
남제주기력#2	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
제주기력#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주기력#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
한림복합	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
발전량 합계	784	795	784	784	806	864	920	920	898	875	875	875
운전예비력	490	490	490	490	490	490	405	397	441	455	466	450

제안한 알고리즘을 바탕으로 수행한 결과를 운전예비력 요구량 300MW를 만족시키며 매 시간 전력수급 균형 조건이 만족하는 것을 확인할 수 있다. 사례연구를 가정한 날은 1월 이었으므로, 풍력발전량이 크고 그 결과 HVDC와 Must-run 발전기만으로도 제주계통을 안정하게 운영할 수 있는 것을 확인할 수 있다.

다음은 확보한 운전예비력 요구량으로 실시간 계통 운영을 했을 시 풍력발전 과대 예측오차로 인한 결과를 살펴보았다. 하루 전 풍력발전 예측시스템을 이용하여 풍력발전량을 예측하고 발전계획을 세워도 풍력발전원의 불확실성으로 인해 실시간 계통에서는 풍력발전량의 오차가 발생하게 된다. 다음의 결과는 2024년 1월의 시간대 별 풍력발전 예측오차를 바탕으로 진행하였으며 중기 풍력발전 예측오차의 문제점을 확인하기 위해 일정시간에는 중기 풍력발전 예측오차를 운전예비력이 부족하도록 크게 하여 적용하였다.



표 16. 실시간 풍력발전 예측오차 시나리오

시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
하루 전 중기 풍력발전 예측량	569	566	580	578	570	574	559	542	525	502	529	568
실시간 중기 풍력발전 예측오차	12%	17%	16%	17%	16%	13%	14%	15%	11%	12%	12%	13%
운영발전계획에 사용된 풍력발전량	556	521	499	488	488	510	533	542	525	502	529	533
실제 풍력발전량	381	304	326	315	327	369	349	314	357	313	350	371
하루 전 운전예비력	490	490	490	490	490	490	490	476	425	425	475	490
실시간 운전예비력	315	273	317	317	329	349	306	248	257	236	296	328
시간	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
하루 전 중기 풍력발전 예측량	589	620	652	655	634	588	550	542	564	555	566	550
실시간 중기 풍력발전 예측오차	35%	33%	34%	37%	40%	35%	35%	34%	20%	11%	13%	16%
운영발전계획에 사용된 풍력발전량	499	510	499	499	521	579	550	542	564	555	566	550
실제 풍력발전량	48	109	126	82	15	46	8	16	254	386	372	307
하루 전 운전예비력	490	490	490	490	490	490	405	397	441	455	466	450
실시간 운전예비력	39	89	117	73	-16	-43	-137	-129	131	286	272	207

<표 16>의 결과 실시간 풍력발전 예측오차가 큰 17~20시의 경우 운전예비력 부족현상을 볼 수 있다. 이는 중기 풍력발전 예측시스템만 이용했을 경우 나타날 수 있는 문제로 이 경우 전력수급의 문제가 생겨 부하차단을 해야 하는 상황이 올 수 있다. 이러한 상황을 방지하기 위해 3.3에서 제시한 단기 풍력발전 예측시스템을 이용한 운영발전계획 재수립이 필요하다.



4.2.2 단기 풍력발전 예측시스템을 이용한 운영발전계획 재수립 결과

<표 17>은 단기 풍력발전 예측시스템을 이용하여 운영발전계획을 재수립한 결과이다.

표 17. 운영발전계획 재수립 결과(1시~12시)

시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
수요예측량	841	806	784	773	773	795	818	841	875	852	829	818
단기 풍력발전 예측량	456	281	240	282	309	393	292	270	389	390	404	320
HVDC#1,2	200	340	359	306	279	217	341	386	301	277	240	313
LNG	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
남제주기력#1	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
남제주기력#2	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
제주기력#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주기력#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
한림복합	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
발전량 합계	841	806	784	773	773	795	818	841	875	852	829	818
운전예비력	390	250	231	284	311	373	249	204	289	313	350	277

표 18. 운영발전계획 재수립 결과(13시~24시)

시간	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
수요예측량	784	795	784	784	806	864	920	920	898	875	875	875
단기 풍력발전 예측량	24	82	196	28	10	13	31	11	304	314	459	295
HVDC#1,2	400	400	400	400	400	400	400	400	325	292	231	395
LNG	200	193	68	200	99	154	168	168	65	65	65	65
남제주기력#1	79	60	60	77	60	60	60	60	60	60	60	60
남제주기력#2	81	60	60	79	60	60	60	60	60	60	60	60
제주기력#2	0	0	0	0	42	42	54	65	42	42	0	0
제주기력#3	0	0	0	0	42	42	51	59	42	42	0	0
제주내연#1	0	0	0	0	26	26	28	28	0	0	0	0
제주내연#2	0	0	0	0	26	26	28	28	0	0	0	0
한림복합	0	0	0	0	41	41	41	41	0	0	0	0
발전량 합계	784	795	784	784	806	864	920	920	898	875	875	875
운전예비력	40	87	190	44	289	234	220	220	285	318	359	195

<표 11>을 바탕으로 운전예비력 요구량을 확보하며 단기 풍력발전 예측시스템을 이용하여 운영발전계획을 재수립 할 경우 중기 풍력발전 예측시스



템의 문제점을 해결하는 것을 <표 17>. <표 18>을 통해 확인할 수 있다.

결과를 살펴보면 운전예비력이 부족했던 시기를 대비하여 제주기력#2, #3, 제주내연#1,#2, 한림복합이 추가기동 된 것을 볼 수 있다.

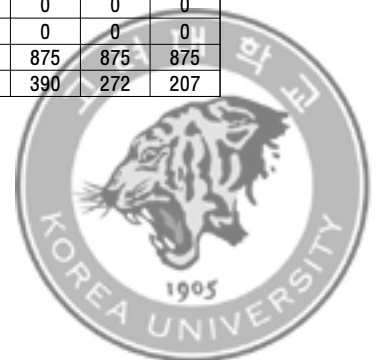
다음 결과는 운영발전계획 재수립 후 실시간 운영 결과이다. 단기 풍력발전 예측시스템도 중기 풍력발전 예측시스템에 비해 예측오차는 낮지만 예측오차가 존재하기 때문이다.

표 19. 운영발전계획 재수립 후 실시간 운영 결과(1시~12시)

시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
수요예측량	841	806	784	773	773	795	818	841	875	852	829	818
실제 풍력발전량	381	304	326	315	327	369	349	314	357	313	350	371
HVDC#1,2	275	317	273	273	261	241	284	342	333	354	294	262
LNG	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
남제주기력#1	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
남제주기력#2	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
제주기력#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주기력#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
제주내연#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
한림복합	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
발전량 합계	841	806	784	773	773	795	818	841	875	852	829	818
운전예비력	315	273	317	317	329	349	306	248	257	236	296	328

표 20. 운영발전계획 재수립 후 실시간 운영 결과(13시~24시)

시간	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
수요예측량	784	795	784	784	806	864	920	920	898	875	875	875
실제 풍력발전량	48	109	126	82	15	46	8	16	254	386	372	307
HVDC#1,2	400	400	400	400	400	400	400	400	375	220	318	383
LNG	200	166	138	182	94	121	200	200	65	65	65	65
남제주기력#1	66	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
남제주기력#2	70	60	60	60	60	60	61	60	60	60	60	60
제주기력#2	0	0	0	0	42	42	42	42	42	42	0	0
제주기력#3	0	0	0	0	42	42	42	42	42	42	0	0
제주내연#1	0	0	0	0	26	26	31	28	0	0	0	0
제주내연#2	0	0	0	0	26	26	34	31	0	0	0	0
한림복합	0	0	0	0	41	41	41	41	0	0	0	0
발전량 합계	784	795	784	784	806	864	920	920	898	875	875	875
운전예비력	64	114	142	98	294	267	177	185	235	390	272	207



실시간 운영 결과 확보해 놓은 운전예비력 요구량으로 단기 풍력발전 예측오차를 대비할 수 있었으며 전력수급 균형 조건 또한 만족함을 알 수 있다. 이때, 운전예비력은 풍력발전 예측오차로 인하여 사용되므로 300MW 아래로 감소하는 것을 볼 수 있고, 17~20시처럼 단기 풍력발전 예측데이터로 재수립 했을 경우 또한 예측오차로 인하여 200MW아래로 운전예비력이 감소하는 것을 볼 수 있다.



제 5 장 결 론

계통의 운영 방안은 계통상황에 맞추어 함께 변화하여야 한다. 향후 제주 계통은 해상풍력을 포함한 풍력발전설비가 1GW이상 증가할 예정이다. 풍력발전설비가 증가하여 풍력발전량이 증가하게 되면 제주계통의 안정과 풍력발전원을 경제적으로 사용하기 위해 풍력발전 예측시스템이 사용될 것으로 예상된다. 현재는 제주계통 운영발전계획에 풍력발전 예측시스템이 이용되고 있지 않지만 향후 풍력발전 예측시스템이 운영발전계획에 이용된다면 이를 고려한 새로운 제주계통 운영전략이 필요할 것이다. 미래의 풍력발전설비가 증가한 제주계통에는 과도한 풍력발전량으로 인한 전력수급 문제와 풍력발전 예측시스템의 오차가 문제가 될 것으로 예상된다. 본 논문에서는 풍력발전 예측시스템이 이용된 운영발전계획을 정식화하였다. 이 때, 과도한 풍력발전량으로 인한 전력수급 문제를 해결하기 위해 풍력발전 예측시스템을 고려한 시간대 별 풍력발전 한계용량 산정하였고, 풍력발전 예측시스템의 과대오차로 인한 계통 불안정을 해소하기 위해 운전예비력 요구량을 산정하였다. 특히, 운전예비력 요구량은 월별 특성, 미래의 기후변화, 수요 예측시스템 향상, 풍력발전 예측시스템 향상을 고려하여 매월 새롭게 산출하였다. 하지만 운영발전계획을 수립할 때는 중기 풍력발전 예측데이터를 사용하기 때문에 중기 풍력발전 예측데이터의 과도한 오차를 대비하여야 한다. 이를 고려하여 단기 풍력발전 예측데이터를 이용한 운영 방안을 제시하였다. 또한, 풍력발전량이 풍력발



전 한계용량을 초과할 것을 대비하여 단기 풍력발전 예측시스템을 이용한 감발 방안을 제시하였다.

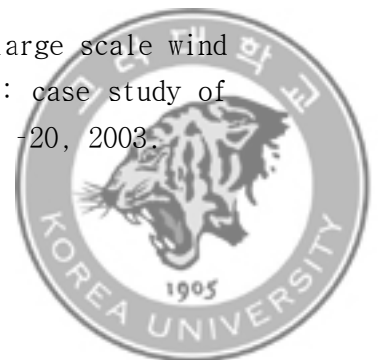
제안한 산정 방안이 미래 제주계통에 적용 가능한지 확인하기 위해 제주계통 시나리오를 구성하여 GAMS와 Matlab을 이용하여 사례연구를 진행하였다. 사례연구는 2024년의 바람이 많이 부는 겨울(1월)로 진행한 결과, 풍력발전량이 많을 경우 HVDC와 Must-run 발전기 구성만으로 운전예비력 요구량을 만족할 수 있었다. 특히 풍력발전 과대예측오차가 발생했을 시, 주로 응답이 빠른 HVDC가 풍력발전 예측오차를 대비하는 것을 볼 수 있었다. 또한, 운전예비력을 모두 소진할 만큼의 증기 풍력발전 예측오차를 대비하여 단기 풍력발전 예측데이터를 이용한 운영발전 재수립을 진행해보았고 그 결과 문제가 해결되는 것을 확인할 수 있었다.

향후에는 바람이 많이 부는 겨울뿐만 아니라, 바람이 적게 불 때의 계절의 제주계통의 변화를 살펴보며, HVDC#3가 준공되고 HVDC의 역송이 고려된 제주계통 운영 방안에 대하여 연구할 계획이다.



참고 문헌

- [1] Yurong Zhang, et al., "Unit commitment considering effect of load and wind power uncertainty," IEEE Workshop on Advanced Research and Technology in Industry Applications (WARTIA), pp.1324-1328, 2014.
- [2] Hetzer J, Yu D C, "An economic dispatch model incorporating wind power," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.23, issue.2, pp.603-611, 2008.
- [3] J Wang, M Shahidepour, Z Li, "Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation," IEEE Transactions on Power System, vol.23, issue.3, pp.1319-1327, 2008.
- [4] S. Li, D. C. Wunsch, E. A. O'Hair and M. G. Giesselmann "Using neural networks to estimate wind turbine power generation," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 16, no. 3, pp.276 -282, 2001.
- [5] PJM, "Wind generation in PJM," 2012.
- [6] PJM, "Wind generation operational considerations," 2009.
- [7] ERCOT, "Wind operations in the ERCOT Nodal Market," 2008.
- [8] PJM, "Dispatchable wind Resource LOC," 2011
- [9] Lori Bird, Jaquelin Cochran, and Xi Wang, "Wind and solar energy curtailment: Experience and practices in the united states," 2014
- [10] Ronan D, Mark O, "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity," IEEE Transactions on Power Systems, vol.20, issue.2, pp.587-595, 2005.
- [11] S. Persaud, B. Fox, and D. Flynn, "Effects of large scale wind power on total system variability and operation: case study of Northern Ireland," Wind Eng., vol.27, no.1, pp.3 -20, 2003.



- [12] Bouffard F, Galiana F D, “Stochastic security for operations planning with significant wind power generation,” IEEE Trans. Power Systems, vol.23, issue.2, pp. 306-316, 2008.
- [13] Lori Bird, Jaquelin Cochran, and Xi Wang, “Wind and solar energy curtailment: Experience and Practices in the United States,” 2014
- [14] 전력거래소, “중장기 전력계통 운영전망,” 2013
- [15] 산업통상자원부, “제 7차 전력수급기본계획,” 2014
- [16] 전력거래소, “제주지역 풍력발전기 설비현황,” 2015
- [17] 전력거래소, “풍력발전 운전 한계량 검토,” 2015
- [18] 전력거래소, “전력시장운영규칙,” 2015
- [19] 전력거래소, “제주지역 풍력발전기 출력제어,” 2015
- [20] 전력거래소, “제주지역 운영예비력 산정기준 연구,” 2011

