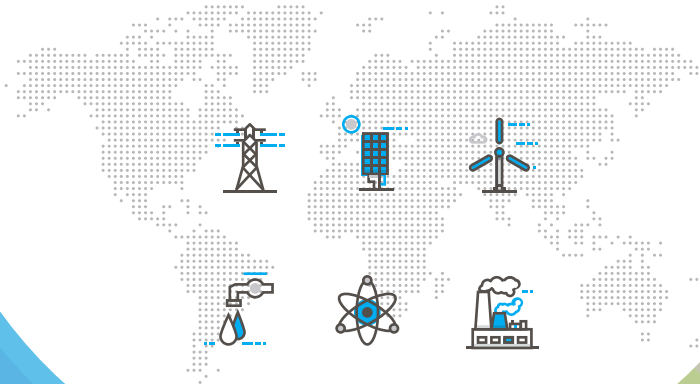


KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

에너지전환시대 재생에너지 발전비중 확대에 따른 유연성 설비의 경제성 분석



| 장희선 · 조주현 |

참여연구진

연구책임자 : 부연구위원 장희선

부연구위원 조주현

외부참여자 : 고려대학교 주성관

<요 약>

1. 연구의 필요성 및 목적

정부의 재생에너지 3020 비전에 따라 신재생 규모와 발전량이 증가하여, 2030년 기준 신재생 발전량 비중은 20%, 설비용량은 60GW 수준으로 확대 및 보급될 것으로 전망된다. 특히 2030년에는 태양광과 풍력의 설비용량이 51GW로 확대될 것으로 전망된다. 태양광, 풍력 등의 변동성 신재생전원은 외부 환경의 변화에 따라 출력이 일정하지 않고 변동적인 간헐성(intermittence) 문제가 발생하므로 신재생 설비용량 증가 시 상기의 문제로 안정적인 전력공급을 약화시킬 수도 있다는 우려의 목소리가 존재한다. 이러한 출력 변동성 및 불확실성이 큰 변동성 재생에너지 설비용량이 증가함에 이 영향을 최소화하여 전력계통의 안정성을 확보하기 위해 발전량 변동에 따라 빠른 시간에 조절할 수 있는 유연성 발전설비가 필요하며, 현재도 LNG 발전, 수력 및 양수발전이 이를 담당하고 있다.

이에 따라, 본 연구의 목적은

- 1) 신재생 발전 보급 확대에 따른 2030년 국내 전력계통의 유연성 설비 부족량 산정,
- 2) 재생에너지 발전원의 비중이 증가하고 있는 캘리포니아와 텍사스의 전력시장에서 재생에너지의 변동성에 대응하기 위한 계통 운영 사례를 통한 국내 시장에 대한 시사점을 제시
- 3) 전원구성과 시장상황의 변화가 유연성설비의 상대적 경제성에

미치는 영향 분석,

- 4) 상기 유연성 부족량 산정과 경제성 분석에서 도출된 유연성을 활용될 수 있는 설비 제시와 이에 대한 투자를 유인하기 위한 관련 보상제도와 시장 운영제도에 대한 개선방안을 제안하는 데에 있다.

2. 연구내용 및 주요 분석결과

본 연구 과제의 목적을 위한 연구내용은 다음과 같이 요약할 수 있다.

- 1) 출력의 불확실성이 큰 변동성 재생에너지가 증가될 때 전력계통의 유연성 설비 부족량 산정 및 해외 선진국의 운영사례를 분석하여 시사점 제시
- 2) 전원구성과 시장상황의 변화에 따른 유연성설비의 상대적 경제성 분석
- 3) 새로운 전원구성에 따른 안정적 전력공급을 위한 국내 제도 개선안을 제안하는데 있다.

즉, 1)에서 발전기별 기술적 특성을 고려한 계통 내 시간단위별 유연성 제가능용량과 시간단위별 신재생 변동량 및 시간단위별 운영예비력 요구량¹⁾을 이용하여 계통 내 유연성 부족량을 산정하도록 제시하였다. 그 결과 2030년 국내 계통의 유연성 부족량 산정 결과, 수요반응(Demand Response; DR) 자원 및 에너지저장장치를 고려하지 않은 경우 재생발전원 출력변화로, 이에 대응하기 위해 60분~120분 이내 출력을 내야하는 설비가 예비력에 더하여 약 1,800MW 정도 추가적으로 필요할 것으로

1) 시간단위별 운영예비력 요구량: 안정적인 전력수급을 위해 유연성 설비의 투입가능시간에 따라 필요한 운영예비력을 뜻한다.

추정되었다. 또한, 현재 변동성 자원의 발전비중이 증가하고 있는 캘리포니아의 전력계통 운영자인 CAISO와 텍사스 지역의 전력계통 운영자인 ERCOT의 계통운영 사례를 통하여, 출력 변동성을 분석하기 위한 통계적 분석방법론의 고도화와, 재생발전원의 변동성에 대한 예측 오차 최소화를 위한 운영시스템 구축 및 운영이 재생에너지 발전비중 확대에 필요한 사안임을 확인하였다.

2)에서 유연성 설비인 LNG발전의 2013년부터 2015년의 한계비용 추정치와 양수발전의 정산단가를 비교한 결과, LNG의 한계비용 200 원/kWh 내외에서 양수와 LNG발전의 경제성이 교차하는 것으로 분석되었다. 이는 최근 수년간의 LNG 연료가격 추세를 볼 때 경제성면에서는 LNG가 양수에 비해 우수한 것으로 해석할 수 있다.

3)에 대하여는 2)에서의 분석을 바탕으로 필요한 유연성 자원 확보 방안 및 경제적 활용을 위한 제언을 제시하였다. 유연성 자원 필요량과 경제성 분석, 그리고 발전자원들의 기술적 특성을 고려하였을 때,

가) 현재 LNG 발전 중 복합화력으로 운영 중인 가스터빈에 바이패스 스택스(Bypass Stacks)²⁾를 설치하여 상기 분석된 필요한 유연성 자원으로 활용할 수 있다. 이 방안은 기존 복합화력 설비를 활용하면서도 필요한 유연성 자원량을 만족시킬 수 있는 가장 적합한

2) 바이패스 스택스(Bypass Stacks): 국내에서 LNG를 연료로 사용하는 발전은 출력 조절이 빠른 가스터빈발전기를 가동 후 그 열을 회수하여 출력조절이 느린 스팀 발전을 가동하는 방식으로 운영 중이며 이를 복합화력이라고 한다. 복합화력은 두 설비를 동시에 운영해야 하기 때문에 출력조절이 빠르지 않다. 이러한 LNG 발전에 Bypass Stacks를 가스터빈과 스팀터빈 사이에 설치하여 가스터빈만을 가동하면 유연성 발전자원으로 활용이 가능하다.

방안으로 보인다.

나) 이에 필요한 비용을 보상할 목적으로 현행 용량요금 정산 시 계통안정도에 기여하는 요소를 반영하는 안을 제안하였다.

다) 또한 8차 전력수급계획에 따라 향후 2028년부터 활용이 예정되어 있는 가변속양수³⁾를 활용하게 되면 수요가 낮은 시간대인 기저부하 시간대의 유연성이 향상되기에, 기저부하 시간대의 유연성 기여 측면을 고려한 가변속 양수의 예비력 정산단가 조정방향을 제안하였다.

나아가 유연성 발전 설비 개개에 대한 보상 외에도, 변동성 자원의 운영 및 정산제도가 중요해짐에 따라, 국내 운영예비력에 대한 보상수준과 시장운영체제를 해외와 비교하였다. 그 결과 보상수준이 비교적 작으며 기회비용을 제대로 보상하지 못하는 점을 분석하였다.

가) 이를 개선하기 위해 현재의 운영 및 보상체계를 보완하기 위한 발전사업자들의 운영예비력 자율성 부여와 예비력 확보를 위한 제한적 입찰제도를 제안하였다.

나) 또한 제도적으로 향후 변동성 발전원 증가에 따른 운영예비력 규모의 개정이 유연해질 수 있는 상황에 대비하여 예비력 규모를 관련 규정에 명기하는 대신 지속적인 연구를 바탕으로 계통운영자에게 이에 대한 일정부분 자율성을 부여하는 안을 제안하였다.

3) 가변속양수(Variable Speed Pumped Hydro): 전력수요가 많은 낮 시간대에 상부저수지의 물을 이용해 발전하고 그 물을 하부저수지에 저장하였다가 심야시간에 전력을 사용하여 하부저수지의 물을 상부저수지로 물을 끌어올리는(양수) 하는 발전설비를 양수발전이라고 한다. 발전 시 발전기 출력조절이 빠르고 유연성 자원으로 활용된다. 이에 비해 가변속양수는 기존 양수발전의 빠른 출력조절에 더해 양수 시에도 속도를 조절에 추가로 발전용량 중 일부를 유연성 설비로 활용이 가능하다.

3. 결론 및 시사점

1) 본 연구의 결과 수요반응(Demand Response; DR) 자원 및 에너지저장장치를 고려하지 않은 경우 2030년 국내 전력계통의 120분 시간 단위에서 약 1,800MW 정도의 유연성 부족량이 추정되었다. 그러나 수요반응 자원과 에너지저장장치를 이용하여 추가 유연성을 제공하거나 LNG의 운전점을 조정할 경우 120분대 유연성 부족량도 0MW가 될 것으로 예측된다.

2) 또한 경제성면에서는 LNG가 다른 유연성설비에 비해 우수한 것으로 분석되나, 실제 유연성설비의 구성은 경제성뿐만 아니라 각 유연성설비의 기술적 특성, 송전망 건설과 입지문제 등을 종합적으로 고려하여 이루어져야 할 것이다.

3.1) 본 연구에서 제시된 유연성 자원에 대한 보상제도 개선은 비용평가위원회의 연구와 심의, 전력시장 운영규칙 및 보상방안의 부분적인 개정이 필요하다.

가) 따라서 개정 이전에 많은 전문가들이 긴 시간의 연구를 통해 예상되는 파급효과를 면밀한 검토하는 것이 선행되어야 할 것이다.

나) 또한 정산규칙 및 예비력 단가의 변화로 발전비용의 부분적인 부담압박이 발생할 수도 있으나, 이는 안정적 전력공급을 위한 투자로 볼 수 있다. 따라서 이에 대한 보상이 이루어지는 것이 합리적이다.

3.2) 또한 해외 사례에서 보고 분석한 바와 같이 출력 변동성을 분석하기 위한 통계적 분석방법론의 고도화와 재생발전원의 변동성에 대한 예측오차 최소화를 위한 운영시스템 구축 및 운영을 통해 안정적인 전력공급을 제고할 수 있을 것이다.

ABSTRACT

1. Research Purpose

According to the government's renewable energy 3020 vision, renewable energy is expected to grow in both generation amount and capacity: electricity generation will account for 20% of total generation in 2030 while its capacities are expected to reach 60GW. Steep In 2030, the installed capacity of solar and wind power is expected to expand to 51GW. Specially, solar and wind power's capacity will expand to 51GW. Because variable new renewable power sources, including solar and wind power, fluctuate their output causing intermittence issue, there are concerns that an increasing renewable energy capacity might weaken the reliability of the electricity grid. In order to minimize the impact on the power system as the output uncertainty of large-variance renewable energy increases, it is necessary to study on secure the economical efficiency of the flexible power generating plant which is capable of coping with fluctuation of wind power generation and solar power generation.

Accordingly, the objectives of this study are to estimate the capacity deficit of balancing capacity of South Korea's power system in 2030 under the renewable power generation and distribution expansion planning, to analyze the impact of changes in the generation mix and

the market conditions on the relative economics of the balancing resources. Also, in order to secure flexible facilities, policy suggestions are made for capacity compensation schedules and market operation systems to attract necessary investment. Finally, the objective includes delivering suggestion for the Korean electricity market from analysis on other electricity markets in California and Texas, which have experiences the proportion of renewable energy sources is increasing.

2. Main Results

This research is made of the following topics - 1) estimation of the flexibility capacity deficiency in the power system when with the increment of variable renewable energy, and 2) relatively economic analysis of the flexible generation equipments under the change of market conditions and generation make-ups, 3) policy suggestions and implications on compensation schedule in cope with necessary balancing generation capacities, with analysis on other markets' operating examples coping with variable renewables into the grid.

The results can be summarized into the following. First, deficit flexible capacity amounts by time windows are estimated by comparing available flexible capacities and required capacity of operating reserves with variable renewable's variations. The result shows that the shortfall would be about 1,800MW for operating reserves for 60 minutes to 120 minutes, without considering demand response and the ESS. In addition, the relative economic study results shows that LNG generations and

pumped hydro storage are crossing approximately 200 Won/kWh, based on the estimation of marginal costs of LNG generation from 2013 to 2015 and the settlement unit price of pumped hydro storage. Given the recent trend in LNG fuel prices over the past few years, it can be interpreted that LNG is superior to pumped hydro in terms of fuel costs.

Based on the above analysis, policy suggestions are delivered for securing the necessary flexibility resources and for economic utilization. Considering the flexibility, resource requirements, and economic analysis, and technical characteristics of the development resources, installing bypass stacks to gas turbines currently operating in combined cycle mode will serve for flexibility resources satisfying the necessary flexible capacity without construing new capacities. In order to compensate for the installation and construction costs, we propose a plan to add a factor of system stability contribution to the current Capacity Payment settlement factors. In addition, as adjustable speed pumped hydro storage is planned to be according to the 8th electricity supply and demand basic plan, adjustment on capacity payment settlement on this generation is proposed, to compensate the contribution of enhancing the flexibility during low load hours when flexibility capacity is sometimes scarce. Also, as the system for efficient operation of variable resources becomes more important, this report analyzes level of compensation on operating reserves of South Korea to other markets. The result shows that the level of compensation for the domestic operating reserves is not competitive level to other markets. As a

remedy, a limited bidding system for operating reserves are proposed, which will allow generation companies to have some degree of freedom in bidding between operating reserves and energy services while satisfying the operating reserve requirements. Finally, system operation cases of CAISO and ERCOT are studies, which have been experiencing portion of variable renewables. The analysis suggests that two factors are common in coping with variable renewable energy with efficient flexibility resources; the advancement of the statistical analysis methodology for analysing power output variability from the variable renewables, and the development and operation of system for minimizing the forecasting errors.

3. Conclusion, Limitations, and Suggestions

The results of this study show that if demand response resources and energy storage are not taken into account, a lack of flexibility capacity would be of approximately 1,800 MW for the 120- minute time frame in 2030. However, if additional flexibility is provided, such as Demand Response, energy storage devices, and adjustment for operating points of LNG generators, the lack of flexibility in the 120-minute range is also none. Also, while LNG is analyzed to have better relative economy than other flexible generations, composition of operating reserves with flexible generations have to take into account not only for economic perspective, but also for technical characteristics of each flexible facility, transmission network construction and location problems. Lastly,

improvements in the compensation system for flexible resources presented in this study require partial revisions to the cost assessment committee's research and review, power market operation rules, and compensation measures. Therefore, prior to the revision, a carefully review the on possible effects needs to be made by experts with mid-to long-term studies. While changes in the settlement rules and operating reserve service unit costs may bring partial upward pressure on the generation costs, this can be seen as an investment for securing the reliable power supply. It is, therefore, considered to be reasonable that compensation should be made. Also, as seen in grid operating cases under incremental renewables to the market, reliable power supply can be enhanced by upgrading the statistical analysis methodology for analysing power outputs variability, and by establishing and operating an operating system for minimizing the prediction error on the variability of renewable power resources.

제목 차례

제1장 서론	1
제2장 2030년 국내 전력계통의 유연성 부족량 산정	5
1. 국내 변동성 재생에너지(풍력 및 태양광) 관련 현황	5
가. 8차 전력수급기본계획	5
나. 국내 운영예비력 기준	7
2. 국내 변동성 재생에너지 출력변동률	9
가. 재생에너지의 최대 변동률	11
3. 유연성 부족량 산정 방안	12
가. 전제 조건	12
나. 산정 방안	13
4. 2030년 국내 유연성 부족량 예시	15
가. Net Load 산정	15
나. 발전원별 기술적 특성	16
다. Merit Order 기반 급전	16
라. 유연성 부족량 산정(예시)	16
5. 해외의 변동성 재생에너지 확대 대비 계통 운영 사례 및 시사점 분석	18

제3장 유연성설비의 경제성 분석	25
1. 이론적 모형	25
가. 비용최소화 문제	25
나. 생산함수의 추정	27
다. 시장상황과 전원구성이 유연성설비의 한계비용에 미치는 영향 분석	30
2. 데이터 및 기초통계량	31
3. 분석 결과	36
제4장 유연성설비 도입 및 경제적 활용을 위한 제언	41
1. 향후 필요 유연성설비 확보를 위한 제언	41
가. 복합화력 발전의 가스터빈 단독운전을 위한 설비 확보	41
나. 전력저장장치(양수발전) 관련 제도개선 제언	49
2. 유연성 설비 관련 운영제도 관련 제도 개선을 위한 제언	55
가. 운영예비력 보상금액 재산정 및 운영예비력 확보 관련	55
나. 관련 법령의 유연화	60
제5장 결론 및 시사점	63
참고문헌	67
부록: 해외의 변동성 재생에너지 확대 대비 계통 운영 사례	71

표 차례

<표 2-1> 2017년 및 2030년 8차 전력수급기본계획 요약	6
<표 2-2> 현행 운영예비력 기준	7
<표 2-3> 운영예비력 기준 개정(안)	8
<표 2-4> 전력수급계획의 설비에비율	9
<표 2-5> 시간단위별 풍력발전 최대 변동률	11
<표 2-6> 시간단위별 태양광발전 최대 변동률	12
<표 2-7> 시간단위별 유연성 부족량 산정 예시 (DR 자원 및 ESS 미고려)	17
<표 3-1> LNG 한계비용 분석 결과	37
<표 3-2> 유연성설비의 특성	39
<표 4-1> 국내 천연가스 연료 발전자원 현황 (2018년)	43
<표 4-2> 복합화력 Bypass Stacks 설치를 고려한 CP 개정 제안안	48
<표 4-3> 국내 양수발전설비 현황	49
<표 4-4> 양수발전 중 정속 시스템 대비 가변속 시스템 필요제원 비교	51
<표 4-5> 2010~2017년 양수발전 요소별 정산금 및 정산단가	53
<표 4-6> 국내 및 해외시장의 각 예비력 서비스별 연간 정산금액, 예비력 규모 비교	57
<표 5-1> 유연성 설비 관련 개선 제안안과 이에 필요한 관련제도	66

그림 차례

[그림 2-1] 재생에너지 최대변동률 산정 예시	10
[그림 2-2] 유연성 부족량 산정	14
[그림 2-3] CAISO의 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 절차	20
[그림 2-4] 2017년 ERCOT의 발전자원별 설비용량	22
[그림 3-1] 2015년 실시간 태양광 발전량	31
[그림 3-2] 2015년 실시간 풍력 발전량	32
[그림 3-3] 2015년 하루 간 태양광 발전량	33
[그림 3-4] 2015년 하루 간 풍력 발전량	33
[그림 3-5] 2015년 1월 1일 연료원별 발전비중 변화	35
[그림 3-6] 2015년 8월 1일 연료원별 발전비중 변화	35
[그림 3-7] 2013년~2015년 LNG 한계비용 추정 결과 및 양수와의 비교	38
[그림 4-1] 단독, 복합, 석탄발전기 열간기동 필요시간 비교	42
[그림 4-2] 단독, 복합, 석탄발전기 냉간기동 필요시간 비교	43
[그림 4-3] 8차 전력수급계획에 따른 2030년까지 가스발전 용량 추이	44
[그림 4-4] 복합화력 설비와 bypass stacks 모식도	45
[그림 4-5] 국내 양수발전소 위치현황	50
[그림 4-6] 가변속양수와 기존 양수발전 장치 비교	52
[그림 4-7] 2016년 연간 시간대별 AGC 및 G/F 활용현황	53
[그림 부록-1] 재생에너지 불확실성 평가 프로그램 화면(예시)	71
[그림 부록-2] CAISO의 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 절차	73

[그림 부록-3] CAISO Regulation 필요량 데이터 수집	74
[그림 부록-4] CAISO Flying Brick 방법	75
[그림 부록-5] CAISO 예측데이터 평가 결과 적용 2가지 방안	76
[그림 부록-6] CAISO Capacity 필요량 시각화	77
[그림 부록-7] CAISO Capacity 필요량 중 Ramp Rate 필요량 시각화...	78
[그림 부록-8] CAISO Active Integration: 발전계획의 수정	79

제1장 서론

지난해 말 정부는 전력수급의 안정을 위하여 제8차 전력수급기본계획(2017~2031)을 확정하여 공고하였다. 안전과 환경을 고려한 전력공급에 대한 국민적 관심이 크게 증가됨에 따라, 8차 전력수급계획에서는 정부의 에너지정책 기본방향을 제시하는 에너지전환로드맵을 반영하여 원전을 단계적으로 감축하고 재생에너지를 2030년까지 발전량 대비 20%로 확대할 계획이다. 또한, 고농도 미세먼지가 사회문제로 부각되면서 미세먼지의 종합대책으로 노후 석탄발전원을 조기폐지하고 석탄발전의 LNG발전 전환 등을 추진할 계획이다.

2030년까지 신재생발전량을 20%로 확대하고자하는 정부의 ‘재생에너지 3020’ 비전에 따라 2030년 기준 신재생발전 설비용량은 60GW 수준으로 확대될 전망이며, 특히 출력 불확실성이 큰 변동성 재생에너지(태양광, 풍력발전)의 설비용량은 51GW 수준으로 확대 보급될 것으로 전망된다. 이는 신재생에너지 확대를 통한 저탄소 에너지시스템으로의 전환에 대한 정책적 방향성을 제시하는 것이다.

그러나 변동성 재생에너지는 기상 조건에 따라 발전량이 불규칙적으로 변하므로 발전 출력을 예측하기 어려우며 출력의 변화폭이 큰 특징을 가지고 있다. 이러한 예측 불확실성 및 출력 변동성의 특징을 가진 대규모 변동성 재생에너지가 전력계통에 투입될 경우, 비용 효과적 측면에서 전력수급 균형을 유지하기 위해 발전과 부하를 조절하는 능력을 의미하는 전력계통의 유연성을 저해하게 된다. 즉, 기존의 수요 측면의 변동성만을 대비하던 전력계통에서 재생에너지의 투입으로 인

하여 발전 측면에서도 발생하는 변동성을 대비해야하므로 기존의 전력 계통 내 발전자원 응동력만으로는 유연하게 전력수급의 균형을 맞추는 것이 어려워질 수 있다.

전력계통의 유연성을 제공할 수 있는 발전 자원(Balancing resources)에는 수급변동에 빠르게 응동할 수 있도록 높은 출력 증·감발량(Ramp rate)을 가진 발전자원(Flexible generation), 수요반응(Demand Response) 및 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS)와 같은 자원 등이 있다. 하지만 아직 수요반응 및 에너지저장장치보다는 높은 출력 증·감발량을 갖춘 발전자원이 계통의 유연성 제공량을 판단하는 주요 요인으로 볼 수 있다. 그러므로 출력 불확실성이 큰 변동성 재생에너지의 설비용량이 크게 증가함에 따라 변동성 재생에너지가 전력계통에 끼치는 영향을 최소화할 수 있도록 전력계통 내 유연성 제공량에 대한 산정이 필요하다.

이에 본 연구에서는 향후 에너지전환정책에 따라 변동성 재생에너지가 높은 수준으로 보급이 될 때 2030년 국내 계통의 유연성 부족량을 산정하고, 전원구성과 시장상황의 변화에 따른 유연성설비의 상대적 경제성을 분석하고자 한다. 또한 유연성 부족량 산정과 상대적 경제성 분석 결과를 바탕으로, 향후 필요할 것으로 예상되는 유연성 자원의 합리적 보상방안에 대한 대안을 제시하며, 나아가 유연성 자원의 중요성이 증대되는 향후를 대비한 운영예비력 서비스의 보상방안과 운영규칙의 운용의 개선방안을 제시한다. 마지막으로 해외에서 재생에너지 발전원 증가에 따른 유연성 자원 활용방안에 대한 사례를 제시한다.

본 연구는 다음과 같이 구성된다. 제2장에서는 국내 변동성 재생에너지 현황 및 출력 변동성을 분석하고 정부의 ‘재생에너지 3020’ 비전에 따른 2030년 전력계통 유연성 부족량을 산정한다. 제3장에서는 최

근 산업조직론 문헌에서 제시된 한계비용 추정 방법을 바탕으로 시장 상황과 전원구성의 변화에 따른 유연성설비의 상대적 경제성을 분석한다. 제4장에서는 유연성설비의 시장진입을 유도하기 위한 현재 국내 정산제도의 개선안을 제시하며, 나아가 유연성설비를 활용하는 운영예비력의 보상제도의 현황 및 개선방향과, 향후 계통운영에 유연성이 더해질 것으로 예상되는 가운데 이에 대응하기 위한 운영제도 개선방안에 대한 대안을 제시한다. 제5장에서는 재생발전원의 용량 및 발전량 증대를 경험하고 있는 미국 CAISO와 ERCOT의 계통안정성 확보를 위한 운영방안을 소개한다. 마지막으로 제6장에서는 본 연구에서 다룬 내용을 정리하고 제안된 개선안들을 실행하기 위한 해당 관련규정 관련성을 제시한다.

제2장 2030년 국내 전력계통의유연성 부족량 산정

1. 국내 변동성 재생에너지(풍력 및 태양광) 관련 현황

가. 8차 전력수급기본계획

최근 발표된 8차 전력수급기본계획에 따르면, 2030년 기준 발전 설비용량은 총 173,732MW까지 증대될 계획이고, 기준 수요량은 2017년 508,994GWh에서 2030년 666,955GWh까지 증가할 것으로 예상된다. 기준 수요량을 8,760시간으로, 나누어 연평균 수요를 계산해 보면 2017년 58,104MW에서 76,136MW까지 증가하며 최대전력은 동계에 113,407MW까지 증가될 것으로 예상된다.

신재생 설비용량은 2017년보다 약 5배 이상 증가된 58,461MW가 될 것으로 예상되며, 신재생에너지 연간 발전량은 2017년 기준 48,297GWh에서 2030년 기준 142,863GWh까지 증가할 것으로 예상된다. 신재생 연간 발전량을 8,760시간으로 나누어 연평균 발전량을 계산하면 2017년 5,513MW에서 2030년 16,309MW로 증가될 것으로 예상된다. 이 중, 태양광의 평균출력은 2030년 기준 4,831MW이며 풍력의 평균출력은 4,859MW로 총합은 9,690MW로 예상된다. 이는 평균수요 대비 약 12.73%에 해당된다. 또한, 전체 신재생에너지의 평균출력은 평균수요 대비 21.42%로 예상된다.

〈표 2-1〉 2017년 및 2030년 8차 전력수급기본계획 요약

구분	년도	2017년	2030년
발전 설비용량 합계[MW]		116,968	173,732
전력소비량(기준수요)[GWh]		508,994	666,955
최대전력(동계)[MW]		86,546	113,407
평균수요[MW]		58,104	76,136
신재생에너지 설비용량[MW]		11,316	58,461
신재생에너지 발전량[GWh]		48,297	142,863
신재생에너지 평균출력[MW]		5,513	16,309
태양광 설비용량[MW]		5,030	33,530
태양광 발전량[GWh]		5,871	42,322
태양광 평균출력[MW]		670	4,831
풍력 설비용량[MW]		1,174	17,674
풍력 발전량[GWh]		1,994	42,566
풍력 평균출력[MW]		227	4,859
태양광+풍력 평균출력 합[MW]		897	9,690
평균수요 대비 태양광+풍력 평균출력 비율[%]		1.54	12.73
평균수요 대비 신재생에너지 평균출력 비율[%]		9.48	21.42*

출처: 제 8차 전력수급기본계획(2017)을 토대로 재구성

* 재생에너지 3020: 30년까지 재생에너지 발전량 비중 20% 목표

나. 국내 운영예비력 기준

산업통상자원부는 2018년 6월 신뢰도 고시 일부개정안의 행정예고를 통해 예비력 기준 개정을 예고하였다. 먼저 현행 운영예비력 기준은 다음 <표 2-2>와 같다.

<표 2-2> 현행 운영예비력 기준

운영예비력 기준(안)	확보량[MW]	확보 시간 기준
주파수조정예비력	1,500	수초~수분 이내 AGC 혹은 GF 응답
운전상태 대기·대체예비력	1,500(동·하계수급기간)	10분 이내 이용가능
	1,000	10분 이내 이용가능
정지상태 대기·대체예비력	1,000 (동·하계수급기간)	120분 이내 확보
	1,500	20분 이내 확보

자료: 전력시장운영규칙 (전력거래소 2018) pp248-250

현행 운영예비력 체계에서 주파수조정과 대기대체예비력으로 구분하였으나, 개정된 운영예비력 안에서는 평상시 안정적 주파수 유지를 위한 주파수제어예비력과 고장 발생 시 주파수 회복을 위한 주파수회복예비력으로 구분한다. 주파수제어예비력은 AGC운전을 통해 5분 이내 응답, 30분 이상 지속할 수 있는 예비력을 뜻하며 주파수회복예비력은 1차예비력, 2차예비력 3차예비력으로 구분한다.

현행 전력시장운영규칙에 따르면, 1차예비력은 발전기 조속기(GF) 운전 및 전기저장장치의 주파수 추종 운전으로 주파수변동 10초 이내 응답, 5분 이상 지속할 수 있는 예비력을 뜻하고, 2차예비력은 AGC 운전을 통해 10분 이내 응답, 30분 이상 유지할 수 있는 예비력을 뜻하며, 3차예비력은 중앙급전발전기를 통해 30분 이내에 확보할 수 있는 예비력을 뜻한다. 아래 <표 2-3>은 운영예비력 기준 개정(안)을 보여 준다.

<표 2-3> 운영예비력 기준 개정(안)

운영예비력 기준(안)	확보량[MW]	확보 시간 기준
주파수제어예비력	700	5분 이내 응답 30분 이상 출력
1차예비력	1,000	10초 이내 응답 5분 이상 출력
2차예비력	1,400	10분 이내 응답 30분 이상 출력
3차예비력	1,400	30분 이내 확보

자료: 산업통상자원부 공고 제 2018-322호 재구성

또한 위의 운영예비력과는 별도로 중앙급전발전기 중 20분 이내 응답, 4시간 이상 출력을 유지할 수 있는 발전력을 속응성자원으로 분류하였다.

한편, 우리나라는 운영예비력과는 별도로 2년마다 수립하는 전력수급기본계획을 통해 설비예비율의 목표치를 설정하고 있다. <표 2-4>와 같이 우리나라는 제5차 전력수급기본계획까지는 설비예비율에 대한 구체적인 목표보다는 전망치를 제시하였으나 2011년 순환단전 이후 수립된 제6차 전력수급기본계획에서부터 설비예비율 목표가 구체적으로 반영되고 있다. 제6차 전력수급기본계획에서는 설비예비율 22% 외

에 공급 불확실성 대비 별도의 3,900MW의 예비력을 설정하였으나 제 7차 전력수급계획에서는 별도의 예비력 없이 설비예비율 22%를 목표치로 제시하였다. 가장 최근 수립된 제8차 전력수급기본계획에서는 신재생에너지의 확대 보급에 따른 불확실성 대응 예비율이 증가하였으나, 용량이 크고 예방정비일수가 많은 원전이 줄어들며 최소예비율은 감소하여 총설비예비율은 22%로 변화가 없다.

〈표 2-4〉 전력수급계획의 설비예비율

	설비예비율 목표
제4차(2008년~2022년)	- 2011년까지 6%~10% 수준으로 전망 - 2012년 이후는 12%~24% 수준으로 수급안정 가능
제5차(2010년~2024년)	- 2013년까지 3.7%~5.0% 수준으로 전망 - 2014년 이후는 13.9%~20.4% 수준으로 수급안정 가능
제6차(2013년~2027년)	- 최소예비율 15% + 수요불확실성 예비율 7% = 22% - 공급 불확실성 대비 별도 3,900MW 반영
제7차(2015년~2029년)	- 최소예비율 15% + 수요·공급불확실성 예비율 7% = 22%
제8차(2017년~2031년)	- 최소예비율 13% + 불확실성 대응 예비율 9% = 22% - 원자력이 줄어들어 최소예비율 소폭 감소

2. 국내 변동성 재생에너지 출력변동률

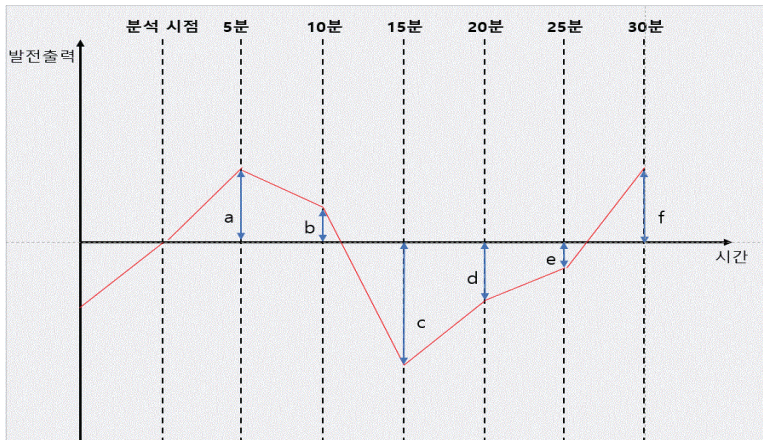
본 절에서는 국내 변동성 재생에너지(풍력, 태양광)의 출력변동률을 분석한다. 출력변동률은 재생에너지의 설비용량 대비 발전출력량을 기준으로 분석하며, Worst Case를 고려하여 재생에너지(풍력, 태양광)의 최대 출력변동률을 분석하였으며, 시간단위는 10분, 30분, 60분, 120분으로 분류하였다. 재생에너지의 출력변동률을 분석하기 위해서는 일정

시간단위의 재생에너지 발전출력 실적 자료를 수집하여야 한다. 수집한 자료를 토대로 10분, 30분, 60분, 120분 최대 출력변동률을 산정하며 그 방법은 다음과 같다.

- 10분 최대 출력변동률: 분석 시점의 발전출력을 기준으로 10분 내 단위시간 변동률 중 최대 변화율
- 30분 최대 출력변동률: 분석 시점의 발전출력을 기준으로 30분 내 단위시간 변동률 중 최대 변화율
- 60분 최대 출력변동률: 분석 시점의 발전출력을 기준으로 60분 내 단위시간 변동률 중 최대 변화율
- 120분 최대 출력변동률: 분석 시점의 발전출력을 기준으로 120분 내 단위시간 변동률 중 최대 변화율

다음 [그림 2-1]은 30분 최대변동률 산정 예시를 보여 준다.

[그림 2-1] 재생에너지 최대변동률 산정 예시



자료: 가상의 시나리오를 바탕으로 저자 작성

[그림 2-1]에서 5분단위의 재생에너지 발전출력 데이터를 수집하였다고 했을 때, 분석 시점의 발전출력을 기준으로 30분 내 5분 단위 변동률 중 최대 변화율을 계산한다. 분석 시점을 기준으로 a에서 f까지 총 6가지의 변화율 중 가장 큰 값인 c가 해당 분석 시점의 30분 최대 변동률이 된다. 또한 분석 시점을 반복 변경하여 분석하고자 하는 기간의 최대 변동률을 계산한다.

가. 재생에너지의 최대 변동률

본 보고서에서 국내 변동성 재생에너지 최대 출력변동률의 값은 박만근(2017)에서 그 값을 인용하였으며, 이 중 재생에너지 10분 최대 출력변동률은 해당 논문에 제시되어있는 5분, 30분, 60분, 120분 최대 출력변동률을 기준으로 내삽법(interpolation)을 적용하여 추정하였다.

다음 <표 2-5> 및 <표 2-6>은 시간단위별 풍력과 태양광의 최대 변동률(설비용량 대비)을 나타낸 것이다.

<표 2-5> 시간단위별 풍력발전 최대 변동률

시간 단위	풍력 최대 변동률[%]
10분	16
30분	18
60분	23
120분	31

자료: 전력계통 유연응동력 분석을 통한 간헐적 신재생전원의 수용한계 설정에 관한 연구(2017, p84)를 토대로 재구성

〈표 2-6〉 시간단위별 태양광발전 최대 변동률

시간 단위	태양광 최대 변동률[%]
10분	8
30분	15
60분	30
120분	52

자료: 전력계통 유연응동력 분석을 통한 간헐적 신재생전원의 수용한계 설정에 관한 연구(2017, p88)를 토대로 재구성

풍력과 태양광발전의 출력변동률을 비교하였을 때 10분, 30분 시간대의 최대 출력변동률은 풍력발전이 태양광발전보다 크게 나타났으며, 60분 및 120분 시간대에서의 최대 출력변동률은 태양광발전이 풍력발전보다 크게 나타났다. 이는 일몰 및 일출시간대에 태양광발전 출력량이 지속적이고 빠르게 증가하고 감소하기 때문인 것으로 판단된다.

3. 유연성 부족량 산정 방안

가. 전제 조건

1) 유연성부족량 산정을 위한 전력수요 및 재생에너지 발전량

최대수요일 때 많은 발전기가 On 상태이므로 계통 내 유연성 제공 가능한 용량이 커지며, 최저수요일 때는 주로 새벽시간으로 태양광발전량이 매우 낮아 변동성 역시 낮으므로 평균수요를 전제로 한다. 또한, 풍력 및 태양광의 발전량이 클수록 출력변동량도 커지게 되므로 재생에너지 발전량은 최대발전을 전제로 한다.

2) 유연성부족량 시간단위

본 보고서에서는 10분, 30분, 60분, 120분 유연성 부족량 산정을 전제로 하며, 5분 이하 재생에너지 변동성 및 계통 주파수 안정도 제약은 고려하지 않았다.

3) 풍력 및 태양광 발전 시간단위 변동률 및 이용률

본 보고서에서는 풍력 및 태양광발전의 설비용량 대비 변동률을 추정하였다. 또한, 변동성 전원의 이용률 또한 과거 발전실적 비율을 고려하여 추정하였다.

나. 산정 방안

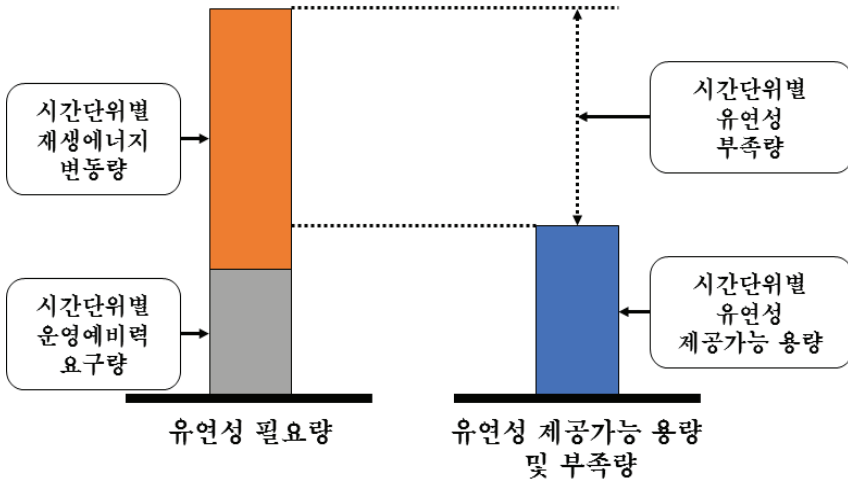
전력계통내에 유연성 부족량을 알기 위해서는 공급측 불확실성과 수요측 불확실성을 모두 고려해야 한다. 그리고 발전기 기술적 특성을 고려한 계통 내 시간단위별 유연성 제공가능용량과 시간단위별 신재생 변동량 및 시간단위별 운영예비력 요구량을 이용하여 계통 내 유연성 부족량을 산정한다. 그 식은 다음과 같다.

■ 전력계통 유연성 부족량 t ($t=10, 30, 60, 120$ 분)

= 신재생 변동량 t + 운영예비력 요구량 t - 유연성 제공가능용량 t

[그림 2-2]는 위의 식을 그림으로 나타낸 것으로, 유연성 필요량은 신재생 변동량과 운영예비력 요구량의 합으로 나타내었다.

[그림 2-2] 유연성 부족량 산정



시간단위별 신재생 변동량은 아래와 같이 각 재생에너지별 설비용량에 신재생 변동률을 곱하여 계산한다.

■ 신재생 변동량 t ($t=10, 30, 60, 120$ 분)

$$= \text{풍력 변동량}^t + \text{태양광 변동량}^t$$

$$\text{풍력 변동량}^t = \text{풍력 설비용량}^t \times \text{풍력 변동률}^t (\%)$$

$$\text{태양광 변동량}^t = \text{태양광 설비용량}^t \times \text{태양광 변동률}^t (\%)$$

또한, 시간단위별 유연성 제공가능용량은 계통 내 운전하고 있는 운전 상태 일반발전기와 정지 중인 정지상태 일반발전기가 제공할 수 있는 유연성 용량의 합으로 계산할 수 있다. 발전기별 Ramp rate와 설비용량 등을 고려해야 하며, 다음 식과 같이 구할 수 있다.

■ 유연성 제공가능용량 t

$$= \begin{cases} \text{운전상태인 경우 :} \\ \sum_{\text{운전}} \text{Min}[\text{설비용량} \times RR \times t_{\text{분}}, P_{\text{max}} - P_{\text{운전점}}] \\ \text{정지상태인 경우 :} \\ \sum_{\text{정지}} \text{Min}[\text{설비용량} \times RR \times \text{Max}[t_{\text{분}} - \text{기동소요시간}, 0], P_{\text{max}}] \end{cases}$$

(RR : 발전기 Ramp Rate [%/분])

4. 2030년 국내 유연성 부족량 예시

본 절에서는 앞서 제안한 유연성 부족량 산정 방안을 이용하여 2030년 기준 국내의 유연성 부족량을 산정한 예시를 보인다.

가. Net Load 산정

유연성 부족량을 산정하기 위해 일반 발전기들의 계통 내 제공 가능한 유연성 용량을 계산해야 한다. 정지 중인 발전기와 운전 중인 발전기를 분류하기 위해 먼저 수요에서 신재생 발전량을 뺀 Net Load를 산정한다. 계통운영 관점에서 Worst Case를 생성하기 위하여 수요는 8차 전력수급기본계획 내의 평균수요를 가정하였다. 재생에너지 발전량의 경우 최대 발전량을 적용하기 위하여 2014년부터 2016년까지 3개년의 풍력 및 태양광의 설비용량 대비 최대발전비율을 8차 전력수급기본계획 내의 풍력 및 태양광의 설비용량에 곱하여 산정한다.

나. 발전원별 기술적 특성

전력 수급을 맞추기 위해서 발전원별 운전 및 정지 중인 발전기의 발전 용량을 계산해야 한다. 발전 용량을 계산하기 위하여 발전원별 기술적 특성 값을 설정한다. 발전기의 기술적 특성 값은 참고문헌 [6]의 발전기 기술적 특성 값을 차용하였다.

다. Merit Order 기반 급전

발전원별 기술적 특성을 기반으로, 앞서 산정한 Net Load 값에 대한 급전을 수행한다. Merit Order를 기반으로 수행하지만 수도권 열 제약을 해소하기 위하여 ①원자력, ②LNG(수도권 열 제약 해소), ③석탄, ④LNG 순으로 급전을 수행한다. 또한 석탄발전과 LNG발전의 경우 현행 시장운영규칙 내에 예비력 확보를 위하여 최대발전용량의 95%로 감발하여 운전하도록 되어 있으나, 유연성 제공가능 용량을 추가적으로 확보하기 위하여 석탄 및 LNG발전의 최대발전용량의 95% 운전점에서 추가적으로 감발을 하여 석탄발전은 89% 운전점, LNG발전은 79% 운전점에서 발전하도록 하여 계통 내 유연성 부족량을 산정한다.

라. 유연성 부족량 산정(예시)

급전 결과를 바탕으로 계통 내에서 정지 및 운전 중인 발전기들이 제공할 수 있는 유연성 용량을 시간대별(10분, 30분, 60분, 120분)로 산정하고, 이를 신재생의 최대 변동량과 운영예비력 요구량(안)의 합과 비교하여 유연성 부족량을 산정한다. 그 결과는 <표 2-7>같다.

〈표 2-7〉 시간단위별 유연성 부족량 산정 예시(DR 자원 및 ESS 미고려)

(단위 : MW)

	10분	30분	60분	120분
신재생 최대변동량	5,510	8,211	13,947	22,067
운영예비력 요구량(안) (속용성자원 별도 확보)	3,100	4,500	4,500	4,500
유연성 제공가능 용량	9,326	13,109	18,951	24,723
유연성 부족량	0	0	0	1,844

위의 표는 2030년 기준 국내 유연성 부족량 산정 예시를 나타낸다. 운영예비력 요구량을 10분 시간대에서 3,100MW(=주파수제어예비력+1차예비력+2차예비력), 30분 이상 시간대에서는 4,500MW(=주파수제어예비력+1차예비력+2차예비력+3차예비력)로 각각 설정하였으며, 속용성자원은 별도로 확보하도록 하였다. 이러한 경우에, 120분 시간대에서 유일하게 1,844MW의 유연성 부족량이 산정되었다.

본 사례연구에서는 유연성 제공가능 용량 산정 시 수요반응(Demand Response; DR) 자원, 에너지저장장치(Energy Storage System; ESS) 등과 같은 신전력자원을 고려하지 않았다. 수요반응 자원과 에너지저장장치를 이용하여 추가 유연성을 제공하거나 LNG의 운전점을 조정할 경우 상기 120분대 유연성 부족량도 0MW가 된다.

5. 해외의 변동성 재생에너지 확대 대비 계통 운영 사례 및 시사점 분석¹⁾

CAISO에서는 Net load를 기반으로 재생에너지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성을 통계적 방법으로 평가하고 있다. Net load는 재생에너지 발전 외 발전원이 담당하게 되는 전력부하를 의미하는 것으로 전체부하에서 실제 재생에너지 출력을 차감하여 계산하며 이 값을 Net load 변동량으로 정의한다. 일반적으로 부하 및 재생에너지 발전의 각 변동성의 합보다, Net load의 변동성이 작게 나타난다. 그 이유는 부하와 재생에너지의 변동이 상호 상쇄되어, 부하와 재생에너지 발전의 변동량 합산보다 Net load의 변화량이 더 작게 나타나기 때문이다. Net load의 변동성이 부하와 풍력발전 변동량이 합산된 통계치보다 작게 관찰되는 것은 모든 계절/시간대에서 일반적으로 관찰되며, 이런 이유로 신재생 에너지원의 변동성 및 불확실성 분석 시 재생에너지원과 부하를 따로 분석하는 방법보다 Net load라는 개념을 이용하여 신재생에너지원과 부하의 변동성 및 불확실성을 함께 분석하는 것이 효율적이라고 할 수 있다.

CAISO는 재생에너지의 불확실성 및 변동성 평가 프로그램뿐만 아니라, 과거 데이터 및 평가 결과 등을 저장하는 데이터베이스와 불확실성 평가 결과를 시각화하여 보여 주는 툴을 갖추고 있다. 또한, 재생에너지의 불확실성 평가 결과를 반영하여 발전계획을 수정해 주는 툴 등 재생에너지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성에 대응하기 위한

1) 본 사례분석에서 CAISO는 Markov 등의 Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations(2010)를, ERCOT의 현황은 ERCOT의 2017 State of the market report for the ERCOT electricity market을 참고하였다. 자세한 내용은 부록에 수록하였다.

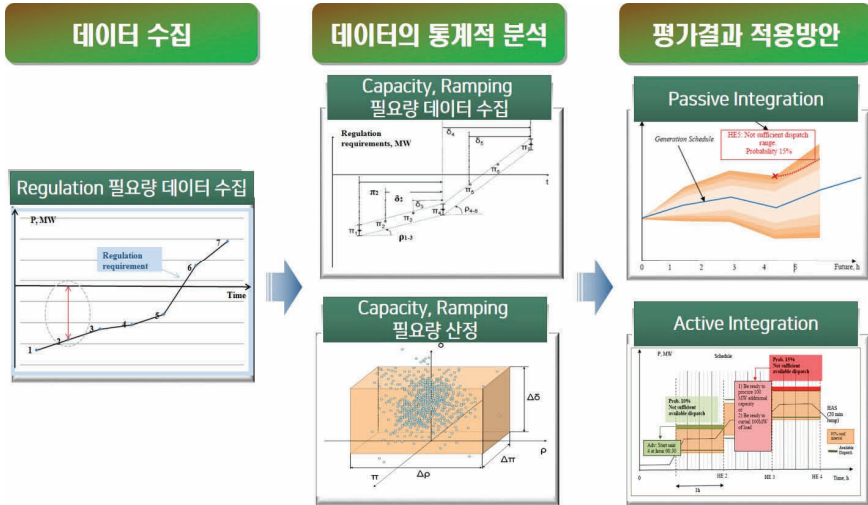
다양한 프로그램을 지속적으로 개발하고 있다.

예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 절차는 크게 데이터 수집과 수집된 데이터의 통계적 분석 그리고 분석된 결과의 적용방안으로 구성된다. 우선 데이터의 수집에서 Net load 기반으로 예정된 급전계획과 실제 Net load를 차감한 값으로 Regulation 필요량 데이터를 수집하게 된다. 이 정보는 Capacity 측면만 고려하여 수집된 데이터로 Ramp 필요량을 산정하기 위해서 여러 알고리즘을 이용하여 Regulation의 Capacity, Ramp 필요량을 추출한다. 이러한 분석 방법을 통하여 신재생에너지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성이 평가 되고 마지막으로 분석된 평가 결과는 2가지 방식으로 적용된다. 첫 번째 방식은 평가 결과를 단순히 시각화하여 운영자에게 보여 주는 예비력 필요량 시각화 방식이고, 두 번째 방식은 평가결과를 발전계획 혹은 급전계획에 제약으로 포함시켜 발전계획 및 급전계획을 수정하고 경고를 알리는 적용 방식이다.

[그림 2-3]에서 보여 주는 평가 절차는 다음의 각 단계로 구성되어 있다. 먼저 발전계획은 1시간 단위로 그리고 급전계획은 5분 단위로 이루어진다. 5분 단위로 설정된 급전계획과 실제 예측된 Net load 사이에는 필연적으로 오차가 발생하는데, 이 오차는 수급 균형 유지를 위해 반드시 보충되어야 하고 이를 Regulation 필요량이라 정의한다.

이 Regulation 필요량은 실제 Net load 값에서 예정된 급전계획 값을 차감한 값으로 산정된다. 실제 Net load가 예정된 급전계획보다 큰 경우 주파수조정을 위한 발전량 증가량을 의미하고, 예정된 급전계획보다 실제 Net load가 작은 경우 주파수 조정을 위한 발전량 감소량을 의미한다.

[그림 2-3] CAISO의 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 절차



자료: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations (Markov 등. 2010), p.39,40,76,80 을 토대로 재구성

이처럼 CAISO의 경우 부하뿐만 아니라 신재생에너지원의 불확실성 및 변동성에 대해 분석하고, Net load를 분석함으로써 효율적으로 신재생에너지원의 계통 수용성을 향상시키는 방안을 제시하였다. 또한 신재생에너지원 출력의 불확실성뿐만 아니라 신재생에너지원 출력의 변동성을 고려하여 계통 예비력 자원 산정 시 이를 반영하여 예비력 자원의 증·감발 필요량도 설비용량 필요량과 함께 산정한다.

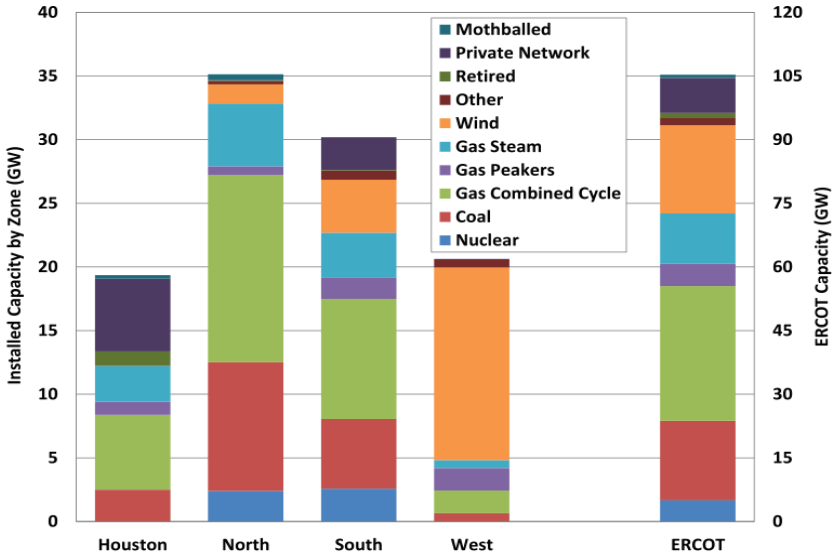
상기의 사례를 참고하여 Net load를 기반으로 통계적 방법을 적용한 신재생에너지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 방안을 국내에 적용한다면, 국내의 증가하고 있는 재생에너지원에 따른 계통 운영 신뢰도 감소에 적절하게 대응할 수 있을 것으로 분석된다.

한편, 미국 텍사스 전력계통의 운영은 ERCOT(Electric Reliability

Council of Texas)가 담당하며 Houston, North, South, West, Panhandle, East(SPP counties), Coast 등의 지역으로 나누어 전력계통을 운영하고 있다. 2017년 기준 발전설비 용량은 약 105GW이며 이 중 변동성 전원인 풍력과 태양광의 설비용량 비중은 약 18%를 차지하고 있다. 2017년 텍사스 최대 전력수요는 하계 오후시간대인 7월 28일의 69,512MW이었다. 텍사스 내 변동성 재생에너지 전원은 거의 대부분 풍력발전으로 구성되어 있으며, 가스화 석탄화력 다음으로 많은 약 17%의 풍력발전 설비용량을 점유하고 있다. 텍사스의 전원구성은 유럽 등 타 국가에 비해 수력발전의 비중이 낮고 양수발전은 하지 않는다. 비교적 화석연료를 사용하는 발전기의 연료비가 낮아 화석연료 발전설비의 비중은 높은 편이다. 텍사스 내 전체 풍력발전 설비용량은 약 75%가 West zone에 설치되어 있다. 태양광발전은 공급용량 측면에서는 아직까지 텍사스 전력시장에 큰 기여를 하지는 못하고 있다. 2015년 태양광발전 설비용량은 전년 대비 50% 증가하였으며, 2017년 이후 텍사스 내 태양광발전 설비용량이 1,000MW를 초과할 것으로 전망하고 있다(ERCOT, 2018). 아래의 [그림 2-4]는 2017년 ERCOT의 발전자원별 설비용량을 나타낸다.

ERCOT는 이러한 재생에너지 출력변동성에 대응하기 위하여 풍력발전 예측시스템과 함께 대규모 출력변동 경보시스템(ERCOT Large Ramp Alert System; ELRAS)을 운영하고 있다. 또한, ERCOT는 이미 2008년부터 중앙 집중적인 풍력발전예측시스템(AWS Truepower)을 운영하고 있다. 이러한 예측시스템과 출력변동 경보시스템을 통하여 매 시간 단위로 다음 7일인 168시간에 대한 풍력발전 예측을 한다(ERCOT, 2016).

[그림 2-4] 2017년 ERCOT의 발전자원별 설비용량



출처: 2017 State of the market report for the ERCOT electricity market, ERCOT (Electric Reliability Council Of Texas), 2018) p.77.

다음으로, ERCOT는 변동성 재생에너지 중 비중이 높은 풍력발전에 대한 운영기준을 정립하였다. 전력계통 전체 및 개별 풍력발전자원(Wind-powered Generation Resource; WGR)별로 다음 168시간에 대해 매 시간대별 발전량을 예측하는데, 예측 방안은 ERCOT 전체 풍력발전량 예측인 TEWPF(Total ERCOT Wind Power Forecast)와 예측 초과 50% 신뢰도 수준인 단기 풍력발전량예측인 STWPF(Short-Term Wind Power Forecast)로 구성된다(Resmi et al. 2014).

박만근(2017)의 ERCOT 풍력발전 현황에 대한 분석에 따르면, 실시간 시장을 운영하는 ERCOT는 현재의 풍력발전자원 출력을 바탕으로 순 계통부하(Net Load)의 변동성을 고려하여 5분 단위 급전지시를 수

행하는 것으로 분석되었다. 또한, 송전혼잡 관리를 위해 계통운영자가 풍력발전자원에 대해서 발전량 감축을 지시할 수 있으며, 이를 따르는 경우에는 풍력발전이 기준부하(base point) 운전을 해야 하며, 기준부하보다 10% 이상 초과 발전하는 경우 벌금이 부과되는 것으로 조사되었다. 또한, ERCOT는 대규모 풍력발전의 병렬운전을 위한 예비력 체계를 갖추고 있는 것으로 분석되었다.

위와 같은 ERCOT의 사례를 바탕으로 변동성 재생에너지 확대를 위하여 대규모 신재생 계통연계에 필요한 급전체계 및 운영 시스템이 필요할 것으로 보인다. 특히 재생에너지의 예측 오차를 줄이기 위하여 정확한 예측시스템을 구축해야 하며, 재생에너지의 변동성에 대비하여 미래 유연성 부족량을 산정하고, 필요하다면 이에 따른 예비력 기준의 정비가 필요하다고 볼 수 있다.

제3장 유연성설비의 경제성 분석

1. 이론적 모형

가. 비용최소화 문제

본 연구에서는 De Loecker and Warzynski(2012)²⁾의 한계비용 추정 방법을 국내 전력산업에 적용하여 신재생에너지의 보급 확대에 따른 유연성설비의 경제성 변화를 분석하도록 한다. 먼저 유연성설비 i 의 t 시점 생산함수는 다음과 같다.

$$Q_{it} = Q(M_{it}, K_{it}, \Gamma_t, \omega_{it}) \quad (1)$$

식 (1)에서 Q_{it} 는 유연성설비 i 의 t 시점 발전량, M_{it} 는 연료사용량, K_{it} 는 설비용량, Γ_t 는 t 시점 국내 전력계통의 전원구성, ω_{it} 는 연구자에게는 관측되지 않는 유연성설비 i 의 t 시점의 생산성이다. 한편, 각 t 시점에서 유연성설비 i 의 목적함수가 비용최소화라고 하면 라그랑지안은 다음과 같다.

$$L(M_{it}, K_{it}, \lambda_{it}) = P_{it}^M M_{it} + P_{it}^K K_{it} + \lambda_{it} (Q_{it} - Q_{it}(\cdot)) \quad (2)$$

2) De Loecker and Warzynski(2012)는 슬로베니아 제조업 기업들의 한계비용을 추정하여 기업들의 수출 여부가 시장지배력에 어떠한 영향을 미치는지 분석한 연구이다.

식 (2)에서 P_{it}^M 과 P_{it}^K 는 각각 연료와 자본에 대한 단위당 비용이다. 식 (2)로부터 연료사용량(M_{it})에 대한 1계조건은 다음과 같다.

$$\frac{\partial L_{it}}{\partial M_{it}} = P_{it}^M - \lambda_{it} \frac{\partial Q_{it}(\cdot)}{\partial M_{it}} = 0 \quad (3)$$

라그랑지안에서 λ_{it} 는 제약조건에 대한 shadow value로서 제약조건인 단위당 기회비용 $\frac{\partial L_{it}}{\partial Q_{it}} = \lambda_{it}$ 을 나타낸다. 이는 본 연구에서는 한 단위 더 생산하는 것에 대한 기회비용, 즉, 유연성설비 i 의 t 시점의 한계비용(marginal cost)을 의미한다. 한편, 식 (1)의 생산함수 추정을 통하여 유연성설비 i 의 t 시점 발전량의 연료탄력성을 구할 수 있는데, 연료탄력성 Θ_{it}^M 의 정의는 다음과 같다.

$$\Theta_{it}^M = \frac{\partial Q_{it}(\cdot)}{\partial M_{it}} \frac{M_{it}}{Q_{it}} \quad (4)$$

식 (3)과 (4)를 결합하여 정리하면 다음의 식 (5)와 같이 연료탄력성과 시장에서의 연료가격, 연료사용량, 그리고 발전량과 한계비용 간의 관계를 얻을 수 있다.

$$\lambda_{it} = \frac{1}{\Theta_{it}^M} \frac{P_{it}^M M_{it}}{Q_{it}} \quad (5)$$

즉, 생산함수의 추정을 통해 연료탄력성을 구하고 나면, 연료가격, 연료사용량, 그리고 발전량 데이터를 활용하여 식 (5)와 같이 유연성설비 i 의 t 시점마다의 한계비용을 구할 수 있다.

나. 생산함수의 추정

본 연구에서 생산함수의 추정은 최근 산업조직론 문헌에서 Olley and Pakes(1996), Levinsohn and Petrin(2003), Wooldridge(2009), Akerberg et al.(2015) 등이 새롭게 제안한 비모수적 제어함수방법(nonparametric control function approach)을 활용하도록 한다. 식 (1)의 생산함수를 추정하는 데 있어 문제는 연구자에게는 관측되지 않는 생산성(ω_{it})이 발전량(Q_{it})과 연료사용량(M_{it})에 동시에 영향을 미칠 수 있다는 것이다. 이러한 동시성(simultaneity)의 문제가 통제되지 않을 경우 연료탄력성에 대한 추정치는 편의(biased)된다. 일반적으로 유연성설비의 생산성이 높을수록 더 많은 연료를 사용하여 더 많은 양의 전력을 생산한다고 하면 연료탄력성(θ_{it}^M)은 과대추정(overestimated)될 것으로 기대할 수 있으며, 반대로 생산성(ω_{it})과 발전량(Q_{it}) 그리고 생산성(ω_{it})과 연료사용량(M_{it})의 관계가 반대방향일 경우 연료탄력성(θ_{it}^M)은 과소추정(underestimated)된다. 이러한 동시성의 문제를 해결하기 위해 최근 산업조직론 문헌에서는 생산함수의 추정에서 연료사용량 함수(material demand)를 제어함수로 활용하는 방법이 제시되었으며, 이를 위해 식 (1)의 생산함수를 다음의 식 (6)과 같이 구체화할 수 있다.

$$Q_{it} = F(M_{it}, K_{it}, \Gamma_t) \exp(\omega_{it} + \varepsilon_{it}) \quad (6)$$

식 (6)에서 ε_{it} 는 i.i.d. 교란항(error term)을 의미한다. 식 (6)의 생산함수는 생산성(ω_{it})이 scalar Hicks-neutral하고 생산함수의 계수(coefficient)가 유연성설비 i 와 시간 t 에 대해 불변(invariant)하다고 가정한다. 그러나 연료탄력성(Θ_{it}^M)은 식 (6)의 함수 $F(\cdot)$ 의 형태와 연료사용량(M_{it}), 설비용량(K_{it}), 전원구성(Γ_t) 등의 변수들의 크기에 따라 다르게 추정된다. 식 (6)의 양변에 로그를 취하면 다음과 같다.

$$q_{it} = f(m_{it}, k_{it}, \Gamma_t) + \omega_{it} + \varepsilon_{it} \quad (7)$$

본 연구에서 소문자는 로그변수를 의미하며, 식 (7)에서 함수 $f(\cdot)$ 는 translog의 형태를 취하도록 한다. 비모수적 제어함수방법으로 생산함수를 추정하기 위한 연료사용량 함수(material demand)는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$m_{it} = m(\omega_{it}, k_{it}, \Gamma_t, Z_{it}) \quad (8)$$

식 (8)에서 Z_{it} 는 유연성설비 i 의 t 시점 연료사용량에 잠재적으로 영향을 미칠 수 있는 외생변수들의 벡터이다. 식 (8)의 역함수가 존재한다면 즉, 생산성(ω_{it})이 증가함에 따라 연료사용량(m_{it})이 monotone하게 증가한다면 식 (8)의 역함수는 다음과 같다.

$$\omega_{it} \equiv m_{it}^{-1} = \omega(m_{it}, k_{it}, \Gamma_t, Z_{it}) \quad (9)$$

Akerberg et al.(2015)에 따라 생산함수를 두 단계에 걸쳐 추정할 수 있다. 먼저 식 (9)를 식 (7)의 생산함수에 대입하면 다음과 같다.

$$q_{it} = f(m_{it}, k_{it}, \Gamma_t) + \omega(m_{it}, k_{it}, \Gamma_t, Z_{it}) + \varepsilon_{it} \\ = \phi(m_{it}, k_{it}, \Gamma_t, Z_{it}) + \varepsilon_{it} \quad (10)$$

식 (10)은 생산함수 추정의 첫 번째 단계로서, 식 (10)의 추정을 통해 q_{it} 와 $\phi(\cdot)$ 의 예측치인 \hat{q}_{it} 와 $\hat{\phi}(\cdot)$ 를 얻게 된다. 생산함수의 추정계수는 두 번째 단계에서 생산성(ω_{it})의 변화(evolution)에 대한 구조적 가정(structural assumption)을 통해 구하게 된다. 비모수적 제어함수방법에서는 생산성이 외생적 1차 마코브 프로세스(exogenous first-order Markov process)를 따른다고 가정한다. 이러한 가정하에 유연성설비 i 의 t 시점 생산성은 $t-1$ 시점에 t 시점에 대한 생산성의 기댓값($E[\omega_{it}|\omega_{it-1}, Z_{it-1}]$)과 예상하지 못한 부분(ξ_{it})의 합으로 나타낼 수 있다.

$$\omega_{it} = E[\omega_{it}|\omega_{it-1}, Z_{it-1}] + \xi_{it} = g(\omega_{it-1}, Z_{it-1}) + \xi_{it} \quad (11)$$

식 (11)은 생산함수 추정의 전통적인 방법인 OLS와 고정효과(fixed effects) 등을 특수한 경우로서 포함한다. 식 (11)에서 교란항(ξ_{it})이 i.i.d. 이고 $g(\cdot) = 0$ 이면 OLS로, 교란항(ξ_{it})이 i.i.d.이고 $g(\cdot) = \omega_{it}$ 이

면 고정효과의 추정치와 같아진다. 생산함수 추정의 두 번째 단계에서 식 (11)과 다음의 moment condition을 활용하여 추정계수를 얻게 된다.

$$E[\xi_{it}|m_{it-1}, k_{it}, m_{it-1}k_{it}, m_{it-1}^2, k_{it}^2, \Gamma_{t-1}, Z_{it}, \Theta] = 0 \quad (12)$$

식 (12)에서 Θ 는 Γ_{it-1} 및 Z_{it} 와 다른 변수들과 결합된 변수들의 벡터이다. 이와 같은 두 단계를 통해 생산함수의 추정계수를 얻고 나면 식 (4)와 같이 연료탄력성(Θ_{it}^M)을 계산할 수 있으며, 이를 통해 유연성설비 i 의 t 시점별 한계비용을 추정할 수 있다.

다. 시장상황과 전원구성이 유연성설비의 한계비용에 미치는 영향 분석
생산함수의 추정계수를 활용하여 연료탄력성을 계산하고 식 (5)를 통해 한계비용을 계산하고 나면, 연료의 시장가격(p_{it}^m), 발전량(q_{it}), 전원구성(Γ_{it}) 등이 유연성설비 i 의 t 시점의 한계비용에 미치는 영향은 다음과 같이 추정할 수 있다.

$$\ln \lambda_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 p_{it}^m + \alpha_2 q_{it} + \ln \Gamma_{it} \beta + v_{it} + \varepsilon_{it} \quad (13)$$

식 (13)에서 $\alpha \equiv (\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2)$ 와 β 는 추정계수이며 v_{it} 는 시간에 대한 고정효과(time fixed effects)를 나타낸다.

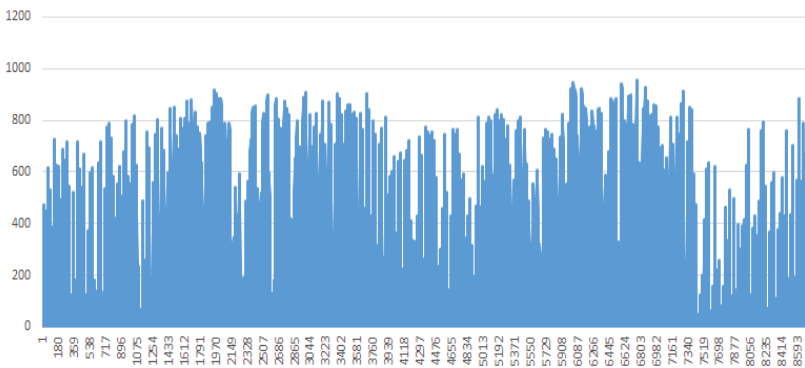
2. 데이터 및 기초통계량

본 연구에서는 실증분석을 위해 2013년 1월 1일부터 2015년 12월 31일까지의 연료원별 1시간 단위 실시간 발전량 데이터를 활용하도록 한다. 또한 연료가격과 연료사용량, 설비용량의 경우 실시간 데이터의 확보가 어려워 전력통계속보의 월별데이터를 활용하였다.

[그림 3-1]과 [그림 3-2]는 2015년 한 해 8,760시간 동안 태양광과 풍력의 실시간 발전량 변화를 보여 준다. 제2장의 2030년 국내 전력계통의 유연성 부족량 산정에서 <표 2-5>, <표 2-6>의 태양광과 풍력의 최대 변동률 전체치에서도 1시간 단위 변동률은 풍력보다 태양광이 더 높았던 것과 같이, 아래 그림에서도 태양광 발전량의 변동폭이 풍력 발전량의 변동폭보다 더 크게 나타난다.

[그림 3-1] 2015년 실시간 태양광 발전량

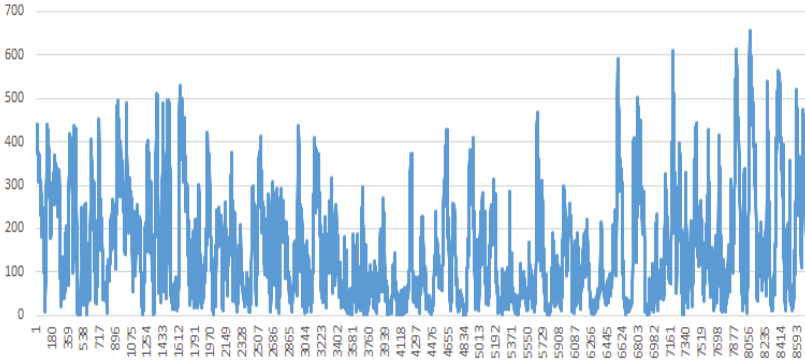
(단위: MWh)



자료: 비공개자료를 바탕으로 저자 작성

[그림 3-2] 2015년 실시간 풍력 발전량

(단위: MWh)

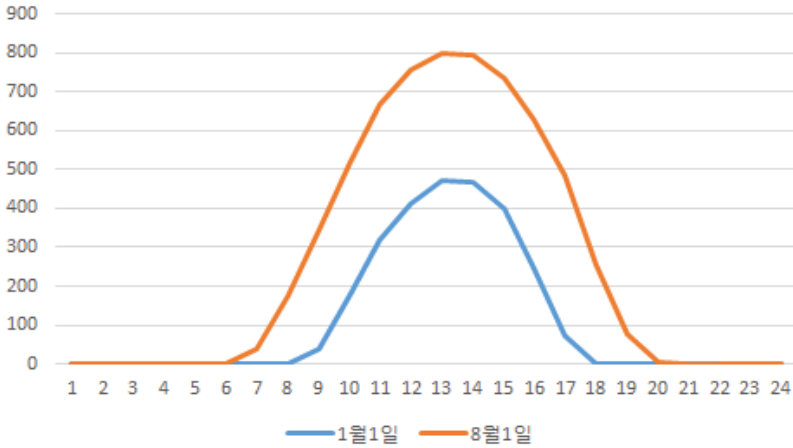


자료: 비공개자료를 바탕으로 저자 작성

[그림 3-3]과 [그림 3-4]는 2015년 1월 1일과 8월 1일 각각 하루 24시간 동안 태양광과 풍력의 발전량 변화를 보여 준다. 일사량과 풍속의 자연조건에 의존하는 만큼 태양광은 겨울보다 여름에 발전량이 더 많고 변동폭도 더 높은 반면, 풍력은 여름보다 겨울에 발전량이 더 많은 것을 알 수 있다. 다만 풍력의 경우 아직까지 국내 계통에서 차지하는 비중이 높지 않은 만큼 여름과 겨울 모두 100MWh 내외의 변동폭을 보인다. 태양광의 경우 겨울대비 여름에 약 300MWh 내외에서 변동폭이 더 확대되는 것으로 나타난다.

[그림 3-3] 2015년 하루 간 태양광 발전량

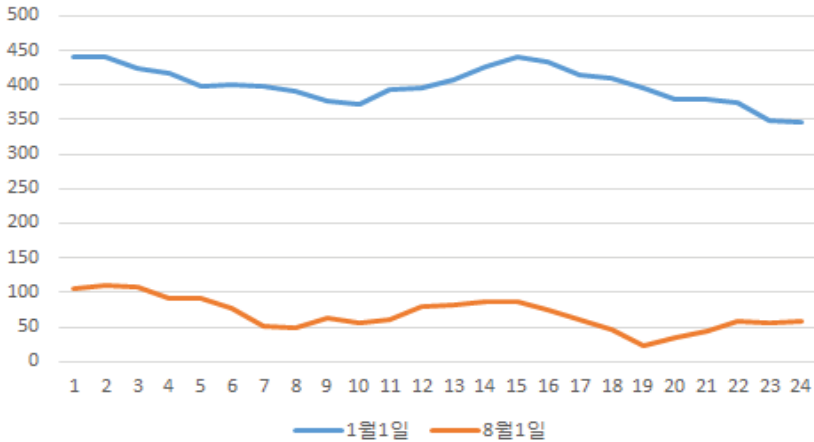
(단위: MWh)



자료: 비공개자료를 바탕으로 저자 작성

[그림 3-4] 2015년 하루 간 풍력 발전량

(단위: MWh)

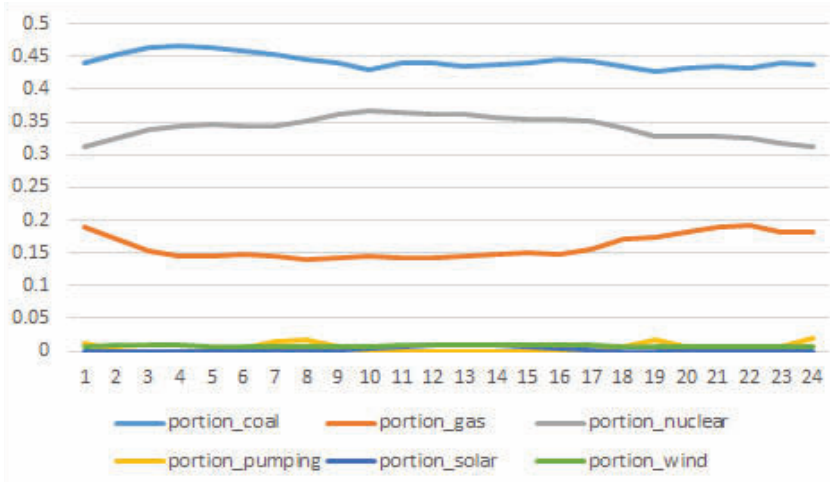


자료: 비공개자료를 바탕으로 저자 작성

[그림 3-5]와 [그림 3-6]은 각각 2015년 1월 1일과 8월 1일 24시간 동안 연료원별 발전비중의 변화를 보여 준다. 두 경우 모두 석탄과 원자력, 가스의 비중이 90% 내외를 차지하며 나머지 10%를 양수와 태양광, 풍력 등이 담당하고 있어 아직까지 국내 전력계통에 신재생에너지의 변동성이 미치는 영향은 미미한 것을 알 수 있다. [그림 3-5]와 [그림 3-6]을 비교해 보면 당시 전력계통의 상황에 따라 연료원별 실시간 발전비중은 달라진다는 것을 알 수 있다. 예를 들어, 2015년 1월 1일 저녁시간대에 원자력의 비중은 낮아지고 가스의 비중은 높아졌으나 8월 1일 저녁시간대에는 반대로 원자력의 비중이 높아지고 가스의 비중은 낮아지고 있다. 양수의 경우 1월 1일에는 오전 8시와 저녁 7시, 밤 12시에 비중이 잠시 높아진 반면, 8월 1일에는 낮 시간부터 저녁시간에 이르기까지 계속해서 일정 비중을 차지하고 있는 것을 알 수 있다. 태양광과 풍력의 경우 분석기간 동안의 비중은 2% 이내로 미미하다.

[그림 3-5] 2015년 1월 1일 연료원별 발전비중 변화

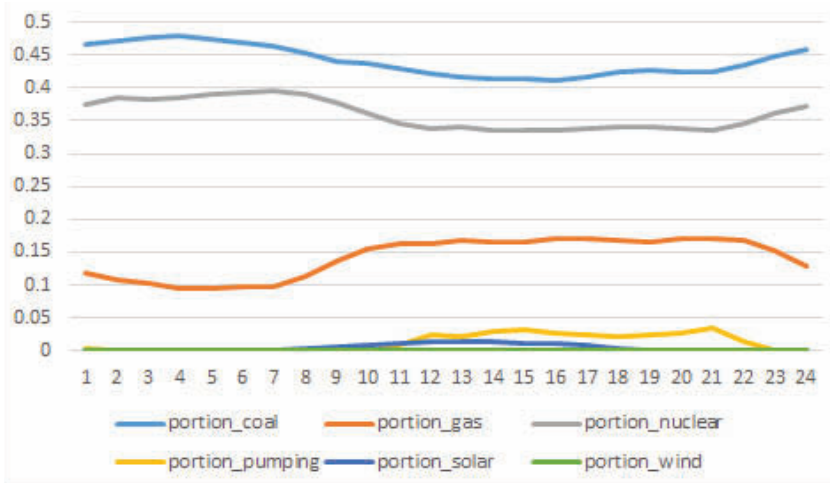
(단위: %)



자료: 비공개자료를 바탕으로 저자 작성

[그림 3-6] 2015년 8월 1일 연료원별 발전비중 변화

(단위: %)



자료: 비공개자료를 바탕으로 저자 작성

3. 분석 결과

<표 3-1>은 식 (13)을 활용하여 2013년 1월 1일부터 2015년 12월 31일까지의 기간 동안 가스의 시장가격(p_{it}^m)과 발전량(q_{it}), 전력계통의 연료원별 발전량의 구성(Γ_{jt}) 등이 가스발전기 i 의 t 시점별 한계비용에 미치는 영향을 추정한 결과이다. <표 3-1>의 탄력성 추정치를 보면 먼저 가스가격이 1% 상승할 때 가스발전의 한계비용은 0.72% 상승하는 것으로 분석되었다. 또한 가스발전량이 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.22% 상승하는 것으로 나타나는데, 이는 전력계통에서 가스의 비중이 높아짐에 따라 한계비용이 높은 가스발전기들이 더 많이 투입되는 효과로 분석된다. 다음으로 전력계통에서 석탄과 원자력 발전량이 각각 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.32%와 0.23% 감소하는 것으로 나타난다. 이는 석탄과 원자력이 가스를 대체하는 효과로 해석된다. 한편 태양광과 풍력의 비중이 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.001% 증가하는 것으로 나타나 신재생에너지의 변동성에 대응하기 위한 유연성설비의 비용이 높지 않은 것으로 분석되나, 이는 현재 우리나라의 전력계통에서 신재생에너지의 비중이 2% 미만으로 매우 낮다는 한계 내에서 해석할 필요가 있다. 마지막으로 양수 발전량이 1% 증가 시 가스발전의 한계비용은 0.005% 상승하고, 전체 전력계통의 발전량이 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.64% 감소하는 것으로 분석되었다. 이는 모형상에서 유류와 가스 간의 대체효과로 해석된다.

다음으로 [그림 3-7]에서 본 연구를 통한 LNG발전의 2013년부터 2015년의 한계비용 추정치와 양수의 실제 정산단가를 비교해 보면, LNG의 한계비용 200원/kWh 내외에서 양수와 LNG발전의 경제성이

교차하는 것으로 분석된다. 이는 최근 수년간의 LNG 연료가격 추세를 볼 때 경제성면에서는 LNG발전이 양수에 비해 우수하다고 볼 수 있다. 다만, 본 연구에서 강조하는 것은 실제 유연성설비의 구성은 경제성뿐만 아니라 각 유연성설비의 기술적 특성, 송전망 건설과 입지 문제 등을 종합적으로 고려하여 이루어져야 한다는 것이다.

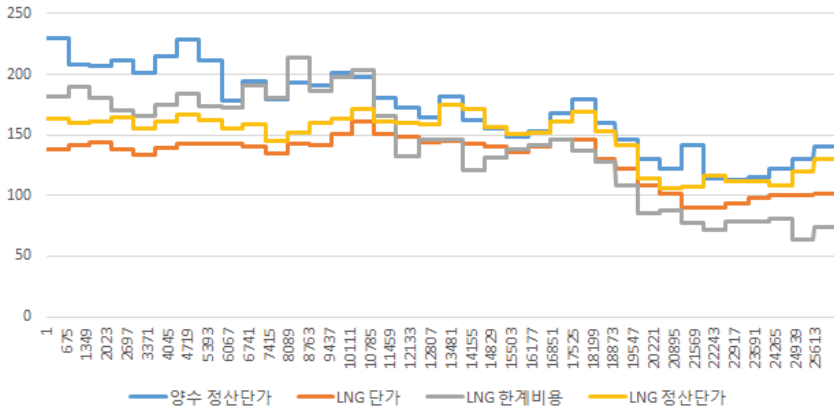
〈표 3-1〉 LNG 한계비용 분석 결과

		종속변수: λ_{it}	
		추정계수	탄력성
가스가격(p_{it}^m)		0.78** (0.008)	0.72** (0.007)
가스발전량(q_{it})		0.002** (0.0001)	0.22** (0.009)
Γ_t	발전량-석탄	-0.002** (0.0001)	-0.32** (0.01)
	발전량-원자력	-0.001** (0.0001)	-0.23** (0.01)
	발전량-태양광·풍력	0.0009* (0.0004)	0.001* (0.0008)
	발전량-양수	0.001** (0.0001)	0.005** (0.0006)
	발전량-전체	-0.001** (0.00009)	-0.64** (0.03)
V_t	Fixed effects		
	Year	Yes	
	Month	Yes	
	Hour	Yes	
Adj R ²		0.94	
관측치(개)		26280	

주1) 탄력성은 각 변수들의 평균치에서 계산하였음.

[그림 3-7] 2013년~2015년 LNG 한계비용 추정 결과 및 양수와의 비교

(단위: 원/kWh)



<표 3-2>와 같이 가스, 양수, ESS 등의 유연성설비의 특성을 비교해 보면, 양수는 LNG 대비 경제성은 낮으나 LNG보다 높은 출력증감발률과 빠른 기동시간이라는 장점이 있다. 또한 ESS는 현재 짧은 수명과 높은 비용 등을 고려할 때 경제성은 없지만, 출력증감발률이 매우 높고 분산 설치가 가능하다는 장점이 있다.

〈표 3-2〉 유연성설비의 특성

구분		가스터빈	양수	ESS
기술적 특성	증감발 (분당)	88MW	130~300MW	1,440MW
	기동시간 (Hot 기준)	20~40분	5분	-
	최소출력 (%)	25	28.3	-
경제성	건설비 (천 원/kW)	891	1,013	PCS 1MW: 2.9억 원 1MWh 배터리: 7.3억 원
	수명(년)	30	55	10~15
평가	장점	건설이 용이	장시간 사용 가능	건설 용이 분산설치 가능 빠른 속응력
	단점	느린 기동시간 송전망 건설 필요	장기 건설기간 송전망 건설 필요 신규 입지 문제	짧은 수명과 운전시간

자료: 신재생에너지 보급 확산에 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구, p84
(안재균, 2017)

또한 본 연구의 결과는 현재 우리나라의 태양광과 풍력의 비중이 약 1.7% 수준으로 매우 낮다는 한계 내에서 해석할 필요가 있으며, 향후 상황변화에 따라 경제성 분석 결과는 달라질 수 있다. 예를 들어, 향후 에너지전환정책의 추진에 따라 태양광이 높은 비중으로 확대될 때 낮 시간 남는 태양광으로 양수를 저장하여 저녁시간에 전력수요가 증가할 때 양수를 활용하게 된다면, 양수의 경제성은 상승할 뿐만 아니라 수급조절의 기능으로서 양수의 역할도 확대될 것으로 전망된다.

제4장 유연성설비 도입 및 경제적 활용을 위한 제언

1. 향후 필요 유연성설비 확보를 위한 제언

가. 복합화력 발전의 가스터빈 단독운전을 위한 설비 확보

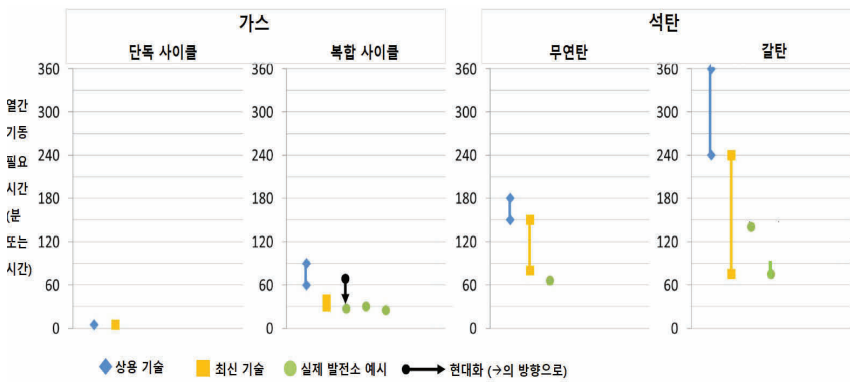
제2장에서 도출된 1~2시간 내 투입조건을 만족할 수 있는 설비는 현실적으로 가스터빈(Gas Turbine, GT) 발전설비라고 볼 수 있다. 이는 발전방식의 특성에 따라 정지상태부터 전력생산이 가능한 기동상태까지 소요되는 시간이 냉간기동인 경우에도 1시간~2시간 이내, 열간기동인 경우 1시간 정도 소요되기 때문이다.

국내에서도, 평택 복합발전소에 국내 최초로 가스터빈을 가동한 이후, 천연가스를 활용한 다수의 GT발전기가 운영 중이다. 하지만, 국내에서는 가스터빈과 기력(스팀터빈)을 연결한 복합운전 방식으로 발전기를 운영하여 전력을 생산하고 있다. 복합운전이란 두 종류의 상이한 발전방식의 발전기를 연결하여 발전하는 방식을 일컫는다. 한국에서는 GT와 스팀터빈을 연결한 복합화력 발전이 활용되고 있다.³⁾ 이러한 복합화력 발전에서, 가스발전기를 가동했을 때의 열을 열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator, HRSG)를 활용해 회수하여 스팀터빈 가동에 추가로 활용한다. 다시 말해, GT 단독운전(GT 발전기만을 가동했을 때)보다 추가 스팀터빈을 가동함으로써 얻게 되는 추가 발전량으로 전체적인 열효율은 향상된다. 하지만, GT 단독운전에 비해 스

3) 남동발전 홈페이지, <https://www.koenergy.kr/kosep/hw/fr/pr/prhw03/main.do?menuCd=FN040601> 최종접속일: 2018.10/31

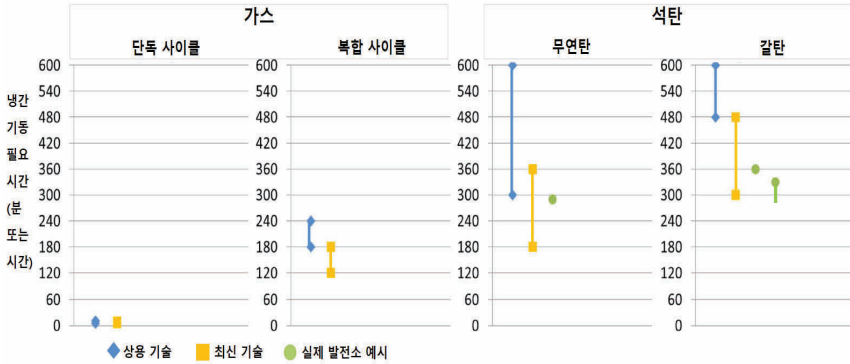
터빈까지 운전해야 하므로 전체적인 가동준비에 소요되는 시간은 GT 단독운전에 비해 길어진다. 이는 [그림 4-1]에서도 볼 수 있는데, simple cycle(단독운전) 시 냉간(cold start) 및 열간운전(hot start)에서 복합운전(combined cycle)보다 짧은 시간을 요함을 보여 주고 있다. GT 단독운전의 경우 1시간 이내로 냉간 및 열간대기가 가능하나, 복합발전의 경우 열간은 1시간 이상, 냉간은 2~4시간이 소요되는 것으로 나타났다.

[그림 4-1] 단독, 복합, 석탄발전기 열간기동 필요시간 비교



자료: Feldmuller, Flexibility of coal and gas fired power plants, Advanced Power Plant Flexibility Campaign, 2017/9/8. p.7

[그림 4-2] 단독, 복합, 석탄발전기 냉간기동 필요시간 비교



자료: Feldmuller, Flexibility of coal and gas fired power plants, Advanced Power Plant Flexibility Campaign, 2017/9/8. p.8

<표 4-1>에서와 같이 2018년 현재 국내에서는 약 35GW 규모의 천연 가스를 연료로 사용하여 발전력을 생산하고 있다. 그 중 Gas Turbine을 사용하여 전력을 생산하는 설비는 총 약 23GW이며, 464MW의 소수의 기력(steam turbine) 또한 운영 중이다. 제8차 전력기본수급계획에 따르면, 2030년까지 총 3.2GW의 가스단독운전이 가능한 발전설비가 추가로 도입될 예정이다. 이에 따른 연도별 가스발전 용량을 계속해서 증가해 계획대상 마지막 연도인 2031년에는 총 47.5GW, 정격용량 설비 비중으로는 약 28%를 차지할 것으로 계획되었다([그림4-3] 참고).

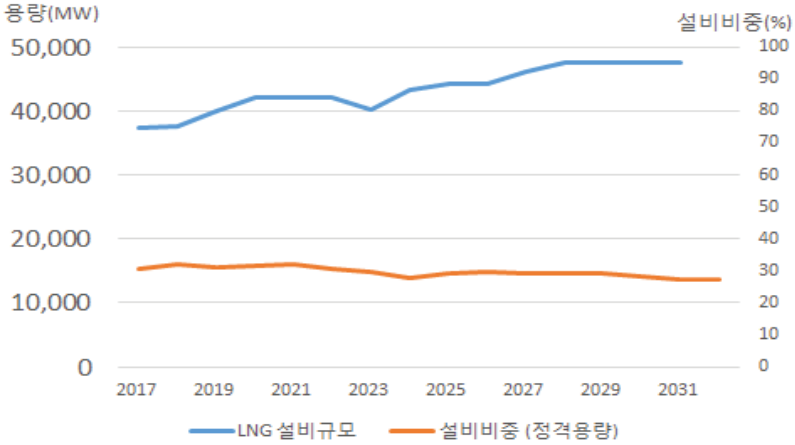
<표 4-1> 국내 천연가스 연료 발전자원 현황(2018년)

(단위: MW, 개)

	GT	ST	기력	총 규모
설비용량	22,780	11,922	464	35,116
발전기 개수	74개	145개	7개	226개

자료: 전력거래소 전력통계시스템(EPSSIS) 정리 (epssis.kpx.or.kr) 최종접속일: 2018/10/31

[그림 4-3] 8차 전력수급계획에 따른 2030년까지 가스발전 용량 추이



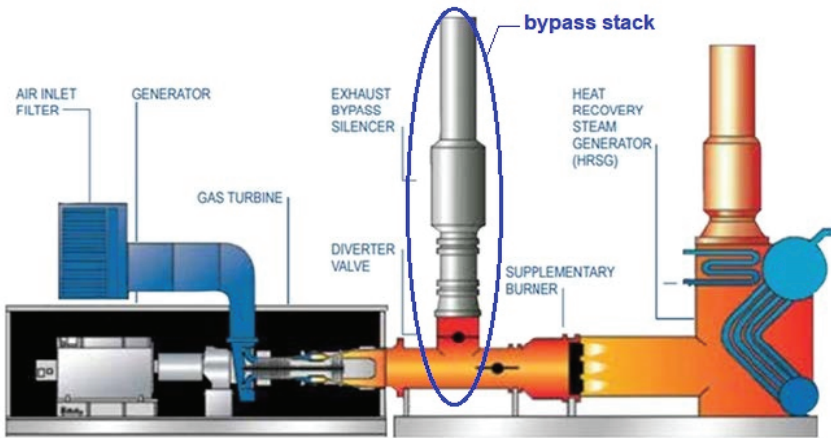
자료: 8차 전력수급기본계획 정리

8차 설비에서 반영된 가스발전은 GT단독운전이 가능한 설비들이어서 필요 시 바로 가동하여 짧은 시간 내에 계통에 투입이 가능하여 유연성제공에 매우 유용하게 활용될 수 있다. 문제는 2030년에 추가로 필요한 약 1.8GW의 유연성 설비를 현재 운영 중인 가스터빈으로 충족해야 하는데, 서두에서 밝힌 바와 같이 복합운전으로 인해 그 유연성이 떨어진다고 할 수 있다. 이는 국내에서 운영 중인 가스터빈발전은 모두 열회수보일러(HRSG)를 설치하여 가스터빈에서 발생한 열을 스팀발전기 가동에 활용한 후 배출하는 구조이기 때문이다. 만약 GT 단독모드 운전을 가능하게 한다면, 본 연구에서 제시한 1시간~2시간 이내 투입이 가능한 유연성 자원으로 활용할 수 있을 것이다. 이를 가능하게 하는 것이 가스터빈과 HRSG사이에 bypass stack을 설치하는 것이다([그림 4-4] 참고).

이 장치를 사용하게 되면, 가스터빈만을 운전해야 할 경우(GT단독

모드 운전을 실행할 경우) bypass stack의 환풍구를 개방하여 가스터빈에서 발생한 열이 열회수장치로 전달되지 않고 바로 bypass stacks를 통해 공중으로 송풍되어 가스터빈만 단독으로 운전할 수 있게 된다. 국내에서는 평택 및 당시 한전 소유의 복합화력과 ‘90년대 운영을 시작한 몇몇 민간발전회사의 설비에 설치되어 있으며, 당시 예비력 확보를 위해 GT단독운전을 목적으로 설치된 것으로 알려져 있다.⁴⁾ 하지만, 그 이후 발전설비의 효율적 활용을 위해 복합화력에 더 이상의 bypass stacks는 적용되지 않았다. 하지만 최근 제주에 건설 중인 50MW급 GT 2기에 다시 bypass stacks를 설치하고 있다.

[그림 4-4] 복합화력 설비와 bypass stacks 모식도



자료: Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series, US DOE, 2016/07.p2

4) 전직 발전자회사 관계자 자문, 2018/8.

본 연구에서 도출한 유연성 설비 추가용량을 GT단독운전으로 확보하기 위해서는 기존 복합화력 설비 중 일부분을 GT단독운전이 가능하도록 Bypass Stacks를 설치하는 것이 필수적이다. 이를 위해 물리적으로는 우선 현재 2030년까지 계속해서 가동이 계획되어 있는 설비들에 대해서 bypass stacks를 설치할 수 있는 물리적 공간이 존재하는지에 대한 파악이 필요하다.

현재 알려진 Bypass Stacks 설치비용은 제주에 건설 중인 50MW 2기 기준으로 약 15억 정도로 예정되어 있다.⁵⁾ 수천억에 이르는 가스발전소 건설비용 혹은 수백억 원 규모의 연간 발전소 운영비용에 비해 상기금액은 작은 금액일 수는 있으나, 계통안정성 확보 차원에서 필요한 설비를 추가하는 만큼 필요설비 제공에 대한 보상의 관점에서 이에 대한 보상방안을 고려해 볼 수 있다.

이와 비슷한 사례로 용량요금 정산요소에 연료전환성과계수를 추가하여 노후 석탄화력의 가스발전 전환을 촉진하며 이를 통해 재투자비용을 지원한 사례를 고려해 볼 수 있다. Bypass Stacks는 계통안정성 확보를 위한 투자이며, 계통안정성 향상을 통해 전력 소비자의 효용 또한 증대된다고 볼 수 있다. 이는 연료전환성과계수와 유사한 측면이 있다고 할 수 있다. 이러한 관점과 목적에 따라 추가 설비에 대한 보상은 같은 맥락이라고 볼 수 있다.

문제는 보상방안인데, 현행 국내 정산제도를 살펴보면 다음과 같은 특징이 발견된다. 현재 전력시장 정산의 근간인 CBP(Cost Based Pool) 정산제도하에서는 고정비와 변동비를 분리해서 원가보상을 목적으로 정산제도가 운영되고 있다. 이 중 고정비는 용량요금 (Capacity

5) 발전자회사 관계자 자문, 2018/8.

Payment, CP)으로 보상이 이루어지고 있다. 이는 대규모자금투입이 필요한 발전산업에서 신규설비투자에게 필요한 재원을 보상하기 위해, 매 시간 전력공급을 위해 시장에 입찰하는 발전기에 한해 용량요금을 지급하는 방식으로 이루어진다(전력거래소, 2013). 정산요소로는 비용평가위원회에서 산정한 기준용량가격에 지역별, 시간대별 용량가격계수, 연료성과전환계수가 활용된다(전력거래소 2013).

비록 Bypass Stacks 설치에 신규 발전설비에 비해 비교적 적은 규모의 투자가 필요하지만, 현재 운영 중인 복합화력의 GT단독모드를 위한 Bypass Stacks 설치지원계수(Bypass Stacks Construction Subsidy Factor, BCSF)를 고정비 보상요소인 CP 정산요소에 적용하는 방안을 고려해 볼 수 있을 것이다. 이 경우 현 전력시장운영규칙에서 준용하는 CP 정산수식은 다음과 같은 개정이 필요할 것이다. 이를 통해 가스 발전 사업자들의 입찰시간이 증가하여, 기동가능자원을 확보할 수 있는 효과 또한 기대할 수 있을 것이다.

〈표 4-2〉 복합화력 Bypass Stacks 설치를 고려한 CP 개정 제안안

개정 이전	개정 제안안
$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$	$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$
$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$	$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$
<p>여기서, $TA_{i,t}$: 일기예보 갱신에 따른 복합발전기 시간대별 재선언공급가능용량 $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FSF_i$ $TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금 RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격 RCF_i : 적정 설비에비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정 FSF_i : 연료전환성과계수[신설 2016.10.31.] $FCA_{i,t} : \text{Max}(OFCA_{i,t}, MGO_{i,t}, OR_{i,t})$</p>	<p>여기서, $TA_{i,t}$: 일기예보 갱신에 따른 복합발전기 시간대별 재선언공급가능용량 $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FSF_i \times BCSF$ (각 요소는 좌동) $BCSF$: GT모드 운영을 위한 기존 복합설비에 bypass stacks 설치를 위한 지원금이며, 이는 GT단독모드 연간예상이용률을 반영하여 계산한다.</p>

개정 이전 자료: 전력시장운영규칙 p202

나. 전력저장장치(양수발전) 관련 제도개선 제언

앞 절에서 분석한 GT 단독운전 이외에도 유연성 발전자원으로 양수와 ESS를 고려해 볼 수 있다. 양수발전의 경우 정지에서 기동까지 5분 내외로 알려져 있으며, ESS의 경우 반응속도가 수초 정도로 매우 빠르다. 본 연구에서 예측한 1~2시간 이내에 활용하기 위한 용도로는 그 응답속도가 빠르지만, 유연성 자원 구성의 다양성 측면에서 고려해 볼 가치는 있는 것으로 보인다.

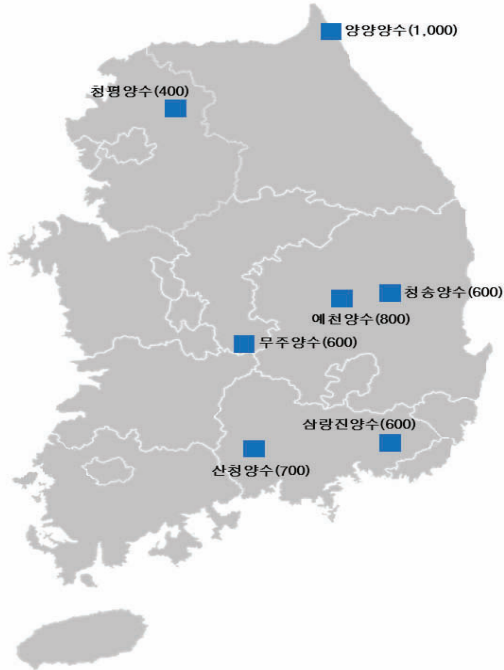
양수발전은 상부저수지와 하부저수지의 위치에너지 차이를 이용하여 상부저수지의 물을 낙하시켜 발전기를 가동해 전력을 생산하고, 전력이 남을 때는 하부저수지의 물을 양수하여 상부로 이동시켜 차후 전력생산에 활용한다(조주현, 2017). 현재 국내의 양수발전은 총 4,700MW 규모로 8개소에서 운영 중이며(<표 4-3> 참고), 그 위치는 [그림 4-5]의 지도에서 보여 주고 있다. 향후 재생에너지의 비중이 늘어감에 따라 이에 대응하기 위한 유연성 자원의 계획된 용량 또한 증가하였는데, 8차 전력수급계획에 따르면 2031년까지 추가로 총 2GW 규모의 양수발전 추가 건설이 계획되어 있다.

〈표 4-3〉 국내 양수발전설비 현황

설비명	발전소명						
	청송 양수	양양 양수	청평 양수	삼량진 양수	무주 양수	산청 양수	예천 양수
시설 용량 (MW)	600 (300MW ×2기)	1,000 (500MW ×2기)	400 (200MW ×2기)	600 (300MW ×2기)	600 (300MW ×2기)	700 (350MW ×2기)	800 (400MW ×2기)

자료: 전력거래소 전력통계시스템(EPSS) www.opsis.kpx.or.kr 자료 정리, 최종접속일: 2018/10/31

[그림 4-5] 국내 양수발전소 위치현황



자료: (재인용) 전력저장장치 특성을 활용한 합리적 운영예비력제도 및 보상방안에 대한 연구, p.11(조주현, 2017).

8차 전력수급계획에서 간헐성 재생에너지 도입에 대응하기 위한 유연성 제고의 목적으로 활용될 계획인 가변속양수발전(Adjustable Speed Pumped Hydro 혹은 Variable Speed Pumped Hydro)은 기존 양수발전에 비교하여 펌핑과 발전 시 출력을 조절할 수 있다는 차이점을 보인다. 구체적으로는 기존 양수발전은 하부저수지에서 상부저수지로 물을 펌핑(양수) 시 기존에는 일정한 속도로 양수발전기를 펌프로 활용해 물을 상부저수지로 끌어올리는 데에 비해, 가변속양수발전은 하부저수지에서 상부저수지로 전력을 소비하여 물을 양수하는 과정에서 수차의 속도를 순간적으로 조절하여 주파수조정에 활용될 수 있다. 또한 발전

시에도 출력조절을 활용하여, 기존 양수발전과 달리 수위에 관계없이 최적의 출력을 낼 수 있다(JICA, 2012). 이러한 출력에서의 차이점은 구체적으로 <표 4-4>에 두 기술 간의 효율성 차이가 비교되어 있다. 또한 두 기술의 기술적 차이는 [그림 4-6]과 같이 비교할 수 있다.

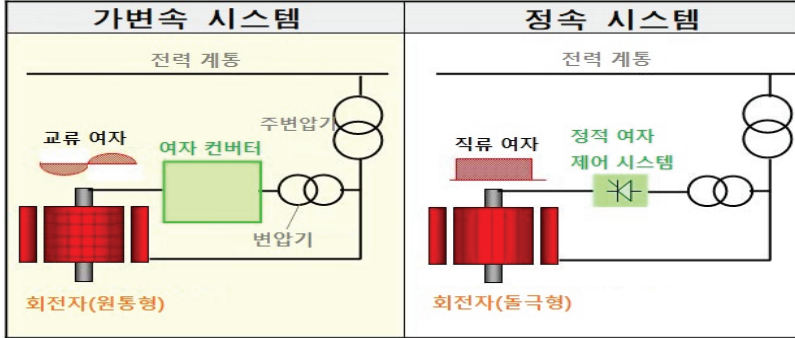
<표 4-4> 양수발전 중 정속 시스템 대비 가변속 시스템 필요제원 비교

(단위: % (정속 양수시스템 기준))

특징	정속 시스템	가변속 시스템	비고
양수 저수지 수위에 따른 활용도	거의 동일		가변속 시스템의 경우 정속 시스템보다 훨씬 낮은 수위의 활용이 가능함.
양수발전 기계실 필요공간 규모	100%	105%	가변속 시스템의 경우 회전축계 및 여자계통에 대한 약간의 추가 공간이 필요함.
여자계통 포함 터빈 및 발전기 비용	100%	140%	가변속 시스템의 경우 여자계통에 비용이 많이 듦.
터빈 효율	100%	최대 출력에서 0.5% 향상, 부분 부하에서 2.5% 이상 향상	터빈 모드에서 가변속 시스템은 효율 면에서 적절한 속도도 작동이 가능함.
터빈 모드(발전) 시 작동 범위	50-100%	30-100%	가변속 시스템에서 터빈 특성의 향상은 작동 범위를 확장시킬 수 있음.
펌프 모드(양수) 시 작동 범위	일정	70-100%	가변속 시스템의 경우 작동 범위를 변경할 수 있음.
입출력 응답 시간 (정상 작동)	0-100%/60초	0-100%/60초	정속 시스템은 터빈 특성에 따라 달라지고, 가변속 시스템은 전기 제어 명령을 정확하게 따름.
입출력 응답 시간 (과도상태)	불가능	20MW/0.1초	가변속 시스템은 회전 에너지를 전기 에너지로 변환하여 신속 제어를 실행함.

자료: Final Report on Feasibility Study on Adjustable Speed Pumped Storage Generation Technology, p.14(JICA and TEPCO, 2012).

[그림 4-6] 가변속양수와 기존 양수발전 장치 비교

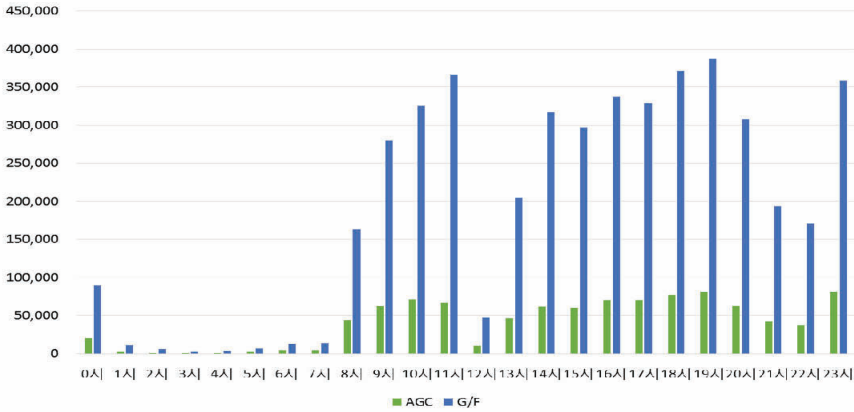


자료: Final Report on Feasibility Study on Adjustable Speed Pumped Storage Generation Technology, p.7(JICA and TEPCO, 2012).

상기와 같은 빠른 출력조절을 활용하여, 특히 저수요 시간대에 빠른 출력조절이 어려운 석탄과 원자력 발전이 주로 가동 중인 시간대에 유연성 자원으로 활용되어 기존 가스발전 혹은 석탄발전이 제공하는 주파수조정 예비력을 일정부분 대체할 수 있을 것으로 기대된다(전영환 등, 2012). 실제로 2016년의 연간 양수발전의 운영예비력(G/F 및 AGC)으로 활용실적을 보면, 주로 펌핑을 수행하는 자정~오전 6시 사이에 양수발전이 운영예비력으로는 거의 활용되지 못하는 모습을 보이고 있다([그림4-7] 참고). 향후 가변속 양수가 도입된다면 펌핑시간인 기저부하시간에도 운영예비력서비스를 제공할 수 있을 것이다.

[그림 4-7] 2016년 연간 시간대별 AGC 및 G/F 활용현황

(단위: MW)



자료: (재인용) 전력저장장치 특성을 활용한 합리적 운영에비력제도 및 보상방안에 대한 연구, p.14(조주현, 2017).

<표 4-5> 2010~2017년 양수발전 요소별 정산금 및 정산단가

(단위: 정산금: 억 원, 정산단가: 원/MWh)

년도	정산금 종류				총 정산금	양수발전 정산 단가	발전원 전체정산 단가
	계획발전 (SEP)	계약발전 (CON)	용량 (TCPC)	계통운영 보조서비스 (ASP)			
2010	1,379	2,982	621	76	5,621	202.60	73.10
2011	2,927	1,699	645	99	5,427	168.80	79.50
2012	4,896	1,776	786	100	7,774	213.90	90.20
2013	6,029	865	793	105	8,349	204.20	87.80
2014	6,349	1,249	753	78	8,654	171.63	90.48
2015	2,471	1,547	653	50	4,833	132.75	84.04
2016	2,112	896	673	50	3,842	106.21	79.59

자료: 전력시장통계 2010~2017 각 호 정리

현재 양수발전에 지급되고 있는 비용은 최근 3년 동안 매 해 50억 원 선을 유지하고 있으며(<표 4-5> 참고), 상기에서 언급한 대로 양수 시간대에 운영예비력을 제공하여 이를 통한 추가수익을 기대할 수 있다. 하지만, 전원별로 예비력 서비스별 운영단가를 정하는 현 체계를 고려할 때, 가변속 양수발전이 기저부하 시간대에 추가 예비력을 공급하여 얻게 될 추가수익이 크지 않을 것으로 예상된다. 이에 따라, 양수발전보다 운영예비력 단가가 높은 석탄과 LNG발전의 단가를 반영하는 안을 고려해 볼 수 있을 것이다. 이렇게 되면 전체 연간 운영예비력 정산비용은 일정하게 유지되며 실제로 예비력을 제공한 시장참여자에게 보상을 할 수 있게 된다.

하지만, 기본적으로 가변속 양수에 대한 용량단가 산정 시, 현재와 같이 양수발전에 대해 용량요금을 조정하여 지급하는 방안과는 다른 방안을 모색하여야 할 것으로 보인다.⁶⁾ 현재 적용중인 양수발전의 용량요금의 대상이 되는 기존의 설비는 감가상각년수가 모두 도래하였지만, 신규설비의 경우는 운영 후 20년 이상 활용하여야 할 설비이기에, 기존 양수설비와 같은 투자비 회수에 대한 조정이 필요할 수도 있을 것이다. 물론, 이로 인해 전체적인 정산단가 상승으로 전력구매비용 상향압박요인이 존재하지만, 이는 발전설비의 투자비용을 회수할 수 있도록 하는 현재 전력시장제도의 원칙에 부합하는 것으로 보아야 할 것이다.

6) 현재는 CP의 25%를 적용하여 지급하는데, 이는 양수발전이 상부저수지에 저장량 만큼을 발전할 수 있는 특징에 기인한다(전력거래소 정산규칙해설서, 2013).

2. 유연성 설비 관련 운영제도 개선을 위한 제언

유연성 자원은 결국 계통의 안정성을 위해 활용되는 운영예비력으로 활용된다고 볼 수 있다. 향후 재생에너지, 특히 태양과 풍력과 같은 간헐성전원의 비중의 확대가 예상됨에 따라, 이러한 상황에서도 계통안정성을 유지할 수 있는 유연성 자원이 적절히 활용되도록 운영예비력 제도가 뒷받침되어야 할 것이다. 이에 필요할 것으로 보이는 운영예비력의 운영 및 정산에 관련된 제도에 대한 제언을 다루도록 한다.

가. 운영예비력 보상금액 재산정 및 운영예비력 확보 관련

현재 한국은 운영예비력 용량을 전일 발전계획을 수립하며 확보한다. 가격결정계획에 포함된 용량 중 일정부분 예비력을 확보하며, 이를 당일 운전에 활용하는 방식으로 이루어진다(조주현, 2017). 이에 따라 예비력으로 활용되는 용량에 대한 기회비용 문제가 발생한다.

현재 국내의 운영예비력에 대한 보상은 크게 두 가지 요소로 이루어진다. 한 가지 요소는 운영예비력 설비가 실제 운영예비력을 제공함으로써 발생하는 기계적 마모 및 연료비용에 대한 보상이며, 이는 운영예비력에 대한 정산금인 보조서비스 정산금(Ancillary Service Payment, ASP)으로 보상이 이루어진다. 다른 하나는 예비력 용량의 기회비용에 대한 보상이며, 이는 제약비발전운전정산금(Constraint OFF, COFF)으로 보상이 이루어진다. 이는 운영일 당시의 계통한계가격(SMP)과 각 발전기의 변동비 차액을 보상하여, 예비력으로 활용된 용량이 실제 시장에서 얻을 수 있는 수익을 보상하는 방식으로 이루어진다(전력거래소, 2013).

2012~2017년까지 예비력에 관련된 ASP와 COFF 정산금 규모를 살펴 보면, ASP의 경우 총규모가 거의 변하지 않으나, 이에 비해 COFF의 경우 상당한 증가세를 보이고 있음을 관찰할 수 있다([그림4-8] 참고). 이는 COFF는 SMP와 발전기의 변동비의 변동으로 인한 변동요인이 존재하나, ASP의 경우 해외 전력시장과 같은 입찰방식이 아닌 정해진 예산을 실적에 따라 분배하는 방식으로 정산이 이루어지기 때문으로 해석할 수 있다. 현재 예비력 보상 규모는 매년 약 400억 규모로 총예비력 정산금을 설정하며, 이전 연도 예비력 서비스별 실적을 기준으로 하여 당해 연도의 전원과 서비스별 전원별 단가를 설정한다(조주현, 2017). 이 과정에 금년도 사용실적과 발전기별 응답속도에 대한 가중치에 따라 발전기별 정산이 차별적으로 이루어진다(전력거래소, 2018).

이와 같은 고정된 예산을 배분하는 방식과는 달리 미국의 전력시장에서는 운영예비력 확보에도 경쟁 입찰 체제를 도입하여 시장원칙에 기반한 방식으로 예비력 입찰 및 보상이 이루어지고 있다. 이에 따라 예비력에 대한 실제 가격이 시장제도에 의해 정해지고, 이에 대한 보상이 이루어진다고 볼 수 있다. 미국의 CAISO, MISO, PJM, SPP 시장에서 실제로 예비력서비스에 지출하는 비용과 비교하게 되면, 한국의 연간 예비력 정산규모가 매우 작음을 알 수 있다(<표 4-6>참고). 구체적으로, 한국의 경우 서비스 보조금 이외에도 기회비용으로 지급된 2014년도의 COFF 금액(약 2,800억 원, 약 280 mil. USD)을 포함해도 한 해 동안 예비력에 지출한 금액은 총 350 mil.USD 규모로 볼 수 있다. 이 규모는 운영예비력 규모가 한국보다 작은 CASIO나 MISO 시장에 비교해도 작은 보상 규모라고 볼 수 있다.

〈표 4-6〉 국내 및 해외시장의 각 예비력 서비스별 연간 정산금액, 예비력 규모 비교

(단위: 백만 USD(정산규모), MW(서비스규모))

		Regulation	Spinning	Non-spinning	총계
한국	정산금액	25.8	4.1*	7.8	37.7
	서비스 규모	1000	500**	2500	4000
CAISO	정산금액	27.4	849.3	1.2	878.0
	서비스 규모	672	849	850	2371
MISO	정산금액	43.9	923.4	11.8	979.1
	서비스 규모	444	921	1073	2438
PJM	정산금액	256.9	2080.6	15.2	2352.7
	서비스 규모	663	2081	2816	5560
SPP	정산금액	56.3	33.8	8.3	98.4
	서비스 규모	686	663	652	2002

한국의 경우 편의상 1USD=1000원 으로 계산, 1mil. USD = 10억 원

Regulation에 한국의 G/F와 AGC 서비스를 포함함

Regulation의 경우 CASIO와 SPP의 Reg_Up/Down 실적을 합산함

* 대기 예비력 모두 포함, ** 대기 예비력 중 운전상태

자료: 미국 자료, Zhou et al. Surveys on the U.S. Ancillary Services (2016),

미 Argonne National Lab. 한국 자료 출처: 전력거래소 전력시장통계 2014.

<표 4-6>에서 제시한 미국 시장에서 제공하는 보조서비스의 종류를 간단하게 설명하면 다음과 같다. regulation 서비스는 자동발전제어 (Automated Generation Control, AGC)에서 주는 신호에 반응하여 수 초 안에 AGC가 요구하는 대로 발전기의 출력을 증가 혹은 감소하는 서비스를 뜻한다. spinning과 non-spinning의 경우에는 계통운영자의 지시에 따라 발전자원의 출력을 조정하여 계통운영의 수급균형을 맞추는

데에 활용되는 서비스이다. spinning의 경우 계통에 연결되어 있어 운전 중이며, 계통운영자의 지시에 따라 10분~15분 내에 발전설비 출력을 내는 서비스를 말하며, non-spinning 의 경우 계통에 연결되어 있지는 않으나, 10~30분 내에 계통운영자가 지시하는 출력을 낼 수 있는 예비력 서비스를 뜻한다(Zhou et. el., 2016).

국내에도 상기 분류에 해당하는 보조서비스가 운영 중이다. 크게 주파수조정용인 G/F(Governor Free)와 AGC(Automated Generation Control), 그리고 대기·대체예비력이 운영 중이다. G/F는 주파수 변동 시 10초 이내 발전기 출력을 변동하여 목표로 하는 출력을 30초 이상 유지가 가능한 상태로 유지되는 예비력 서비스를, AGC는 주파수 변동 후 30초 이내 발전기 출력을 변동하여 목표로 하는 출력을 30분 이상 유지하는 예비력 서비스를 뜻한다(전력거래소, 2018). 이는 상기의 regulation에 해당한다고 볼 수 있다.

또한 상기 보조서비스를 활용함에도 계통의 안정성이 회복되지 않을 경우 대기·대체 예비력을 활용한다. 이 중 대기예비력은 운전과 정지 상태로 구분할 수 있다. 발전기가 계통에 연결되어 운전 중이며 계통운영자의 지시에 따라 10분 이내에 발전기의 출력을 조정할 수 있으면 운전 상태로, 계통에 연결되어 있지 않으나 계통운영자의 지시에 의해 20분 이내에 발전자원을 활용할 수 있는 상태로 준비될 수 있는 상태면 정지 상태로 구별한다(전력거래소, 2018). 따라서 운전 중인 대기 예비력은 spinning에 해당하고, 대기예비력 중 정지 상태와 대체예비력은 non-spinning에 해당한다고 볼 수 있다.

상기 분류에 따른 예비력 서비스별 정산규모를 보면, G/F와 AGC를 포함한 regulation의 경우 타 시장보다는 작으며 CAISO와 금액 규모

면에서는 비슷하나, 규모를 고려한다면 이보다 작음을 알 수 있다. 또한 20분 이내 투입을 위한 대기·대체 서비스의 경우 미국의 유사한 서비스인 spinning service에 비해 정산금 규모가 미국시장에 비해 더 작음을 알 수 있는데, spinning service 운영 규모가 유사한 CAISO나 SPP에 비해서 각각 1/20, 1/8에 지나지 않는다. 비록 전원구성, 예비력 규모, 연료비 등에서 국내 계통과 미국 전력시장의 차이가 존재하지만, 예비력 서비스에도 경쟁입찰 방식을 활용한 미국 시장의 정산금 규모는 정산금 규모가 고정된 상태의 국내 운영예비력 정산제도가 예비력 가치를 충분히 반영하지 못하고 있다는 시사점을 제시한다고 볼 수 있다.

우선 이를 해결하기 위해 단기적으로는 현재 국내 전력시장의 CBP (Cost Based Pool) 보상방안의 틀을 유지하면서 정산단가를 재산정 하는 것이 보상수준을 현실화할 수 있는 방안으로 보인다. 이에 따라 타 시장에 비해 낮은 수준인 연 400억 규모의 ASP를 재산정해야 할 필요가 있을 것으로 보인다. 물론 이는 비용평가심의위원회 등의 검증을 거쳐야 하기에 분석을 위한 많은 노력과 시간이 소요되는 과정일 수 있다. 하지만 2018년 하반기 기존 운영예비력 서비스 종류가 다양화되며 그 규모도 기존에 비해 증가하는 만큼, 예산규모 및 산정방식 제고가 필요한 시점이라고 할 수 있다. 특히 미국 시장과 비교해 낮은 정산 규모를 보이는 대기예비력 중 20~60분 내 투입가능한 예비력과 향후 계통안정성을 위해 추가 투입이 필요한 것으로 분석된 대체예비력에 대한 조정이 우선 필요한 것으로 판단된다.

중장기적으로는 미국이나 여타 외국의 전력시장과 같이 발전사업자들이 운영예비력 확보에 자율성을 부여하는 방향으로 제도가 개선되어야 할 것으로 보인다. 즉, 전체 시장에 필요한 각 세부 운영예비력에

대해 발전사업자들에게 그 조달방식에 자율권을 주는 방식을 고려할 수 있을 것이다. 실제 미국의 PJM, CAISO, ERCOT 등에서 발전사업자들이 각 참여용량별 예비력을 할당하고 있으며, 이를 충족하기 위해 자신의 발전설비 용량 중 일부 혹은 전체를 제공하거나 (self-supply) 혹은 이를 전력시장에서 전체 필요량에 대해 입찰 혹은 장외거래로 구매하여 충족할 수도 있다(Zhou et al., 2016). 발전사들에게 예비력 참여의 자율성을 준다면 미국의 사례처럼 발전사들에게 발전용량 입찰량에 기준해서 운영예비력을 할당하고, 이를 조달하는 방식에 대한 자율권을 부여하는 것이 적절할 것으로 보인다. 조달방식에 있어서는 1) 기존과 같이 자신의 설비를 감발운전하여 필요 예비용량을 확보하고 (self-supply), 2) 운영예비력 세부서비스 필요용량 중 필요량은 시장을 개설하여 각 서비스별로 요건을 만족하는 발전사업자들이 입찰에 참여하여 예비력을 제공하는 방안을 고려해 볼 수 있다. 이러한 부분적 입찰방식은 현재의 고정된 ASP 예산의 분배와 COFF 지급방식의 적정성에 대한 논란을 해결할 수 있을 것으로 보인다. 또한, 시장에서 구매하는 방안을 통하여, 가격경쟁력을 확보한 각 서비스에 적합한 신기술의 진입을 촉진할 수 있을 것이다. 이를 위해서는 전력시장 운영규칙 중 운영예비력과 관련해 부분 입찰방식의 허용을 위한 입찰운영관련 규정 신설이 필요한 것으로 보인다.

나. 관련 법령의 유연화

현재 전력시장 운영에 관한 최고법령은 전기사업법이며, 이는 법령, 행정령, 이하 7개의 수속 행정규칙으로 구성되어 있다. 이 중 운영예비력과 관련된 제도는 행정규칙인 “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기

준”이며 이에는 전력시장 운영규칙에 명시되어 있는 운영예비력의 종류와 규모가 명시되어 있다. 이에 따라 향후 예비력 종류, 규모 등 조정 시 “전력시장 운영규칙”뿐만 아니라 규칙 내용을 포함하고 있는 상위 행정규칙인 “전력계통 신뢰도 유지기준” 또한 동시에 개정이 필요한 실정이다. 문제는, 행정규칙 변경 과정에는 법제처 심의와 국민의견 수렴시간이 필요하다. 구체적으로 행정규칙 변경은 법제처 규칙에 따라 진행되며, 개정안은 입안 - 부패영향평가 - 관계기관협의 - 입법예고 - 규제심사 - 법제처심사 - 공포의 과정을 거친다. 이 중 입법예고는 과정 중 국민 의견수렴 의무화를 위해 40일 이상의 국민의견 수렴기간을 의무화하고 있다.⁷⁾ 또한, 운영규칙 개정 시 전기사업법 43조에 의거하여 산업통상자원부장관의 승인을 얻어야 한다.⁸⁾

운영예비력 개정에 대한 전문가들의 요구가 계속되어 온 가운데, 2018년 6월에 운영예비력 종류와 규모개정을 위한 의견수렴이 이루어졌다. 하지만, 이후 담당부처 장관의 승인을 거쳐 최종적으로 반영되기까지는 추가적인 시간이 소요될 것으로 예상된다.

향후 재생에너지 발전원 증가로 인해 계통유연성 확보를 위한 운영예비력의 중요성이 더욱 부각될 것으로 예상되며, 이에 따라 개정된 예비력 종류하에서도 규모, 기술적 기준에 대한 추가가 필요할 가능성도 배제할 수 없다. 실제로 미국의 경우 Energy Policy Act 2005에 의해 계통안정성을 확보를 위한 규제를 위해 ERO(Electric Reliability Organization)를 활용하기로 했으며,⁹⁾ 이를 위해 NERC (The North

7) 법제처 홈페이지 법령해석정보 중 입법과정안내 정리

(<http://www.moleg.go.kr/lawinfo/governmentLegislation/process/processSchedule?slid=3>) 최종접속일 2018/10/31

8) 전기사업법 제 43조: 한국전력거래소는 전력시장운영규칙을 제정·변경 또는 폐지하려는 경우에는 산업통상자원부장관의 승인을 받아야 한다.

American Electric Reliability Corporation)를 지명하였다. 이후 NERC는 지속적으로 미국 계통 운영자들의 예비력 확보 기준을 포함한 계통의 안정성 확보를 위해 갖추어야 할 여러 항목에 대한 기준제시를 해 오고 계통운영자들은 이를 따르고 있다.¹⁰⁾

비록 한국은 미국과 법체계가 상이하지만, 상기 사례와 같이 계통운영자가 계통의 안정적 운영에 필요한 실무적 사항은 유연하게 개정할 수 있도록 자율권을 부여할 필요성이 보인다. 특히 재생발전원의 증가와 다양한 수요자원의 진출, 신기술의 보급으로 향후 계통상황에 유연한 대처가 필요한 시점으로 보이며, 이에 따라 법령에 운영예비력 규모를 고시하는 것보다는 계통운영자에게 자율성을 부여하고, 계통운영자가 그 틀에서 자율적으로 상황에 대응하여 제도를 운영할 수 있는 자율권을 부여하는 방안을 고려해 볼 수 있다.

9) Energy Policy Act 2005 (Title 18, § 39.111 of the Code of Federal Regulation)

10) <https://www.nerc.com/pa/comp/Pages/Default.aspx> 최종접속일: 2018/10/31

제5장 결론 및 시사점

본 연구에서는 국내 재생에너지 보급 확대에 대응하기 위한 전력계통 유연성 부족량 산정 방법을 제안하였다. 발전기별 기술적 특성을 고려한 계통 내 시간단위별 유연성 제공가능용량과 시간단위별 재생에너지 변동량 및 시간단위별 운영예비력 요구량을 이용하여 계통 내 유연성 부족량을 산정할 수 있다. 또한, 신재생 변동률 산정 방안 및 운영예비력 기준 개정(안) 등을 기술하였으며, 이를 바탕으로 계산된 2030년 국내 계통의 유연성 부족량 산정 결과를 제시하였다. 또한 전원구성과 시장상황의 변화에 따른 LNG와 양수 등 유연성설비의 상대적 경제성에 대한 분석도 수행하였다. 정부의 재생에너지 3020 정책에 따라 재생에너지원 확대가 예상되는 만큼, 그로 인해 발생할 수 있는 문제 및 해결 방안을 미리 파악하고 그에 대한 해결 방안을 국내 환경에 맞도록 적절히 준비하여야 한다. 또한 본 연구에서 분석한 신재생의 출력변동성에 대한 계통 유연성뿐만 아니라 신재생의 예측 불확실성에 의한 문제 해결방안 모색 등의 연구도 향후 추가적으로 이루어져야 한다고 판단된다.

다음으로 본 연구에서는 향후 재생에너지 증대로 인한 계통유연성 확보를 위해 필요설비와, 유연성 자원의 운영과 보상에 관련된 운영예비력 제도에 대한 개선방안을 제시하였다. 우선 향후 재생에너지 증가에 따른 유연성 필요량 충족을 위해 국내에서 가장 설치 가능하면서도 경제적인 발전설비는 기존의 복합화력과 달리 가스터빈(GT)의 단독운전을 통한 1시간 이내에 계통에서 활용하는 방법이다. 현재 국내에서

운영 중인 GT발전기는 모두 가스터빈과 스팀터빈을 함께 운영하여야 하는 복합발전 형태이며, GT단독모드 운영을 위해서는 GT에서 발생한 열을 열회수보일러로 전달하지 않고 바로 대기로 배출하기 위한 Bypass Stacks가 필요하다.

Bypass Stacks 설치는 향후 계통안정성 확보를 목적으로 볼 수 있으며, 이에 따라 상기 시설 투자에 대한 보상이 이루어지는 것이 합리적이다. 이에 따라 Bypass Stacks 건설비 지원을 위해 용량요금에 계수를 신설하는 방안을 제시하였다.

또 다른 활용가능자원인 양수발전은, 8차 전력수급계획에 의해 새로운 기술인 가변속양수가 2028년 이후 총 2GW가 운영예정이다. 현재 펌핑(하부저수지에서 상부저수지로 물을 끌어올리는 과정) 중에는 발전을 할 수 없는 현 기술과는 달리, 가변속 양수는 펌핑 중에도 보조서비스 제공이 가능하며, 이는 기저부하시간대의 유연성 제공에 큰 기여를 할 것으로 보인다. 하지만, 현재의 용량요금 정산체계와 양수의 낮은 운영예비력 단가는 현재도 양수발전의 문제로 지적되고 있다. 이에 따라 향후 신규설비의 건설과 운영의 수익성 확보를 위해서 용량요금 체계개선과 운영예비력 단가조정의 필요를 제시하였다.

나아가, 거의 고정된 예산을 전년도 실적에 따라 서비스별과 전원별로 배분하여 단가를 결정하는 현 예비력서비스 정산제도는 그 정산금 규모에 있어서도 미국의 여러 전력시장과 비교해도 그 규모에서 차이를 보인다. 비록 미국과 한국의 발전구성, 연료비용, 한국의 Cost Based Pool 방식과 미국의 가격입찰경쟁방식에 의한 시장 및 보상제도 차이를 고려하더라도, 정산규모의 적지 않은 차이가 시사하는 바에 대해서는 고민할 필요가 있는 것으로 보인다. 현재 국내의 Cost Based Pool 제도 하에서 미국과 같은 자율적인 입찰방식으로의 전환은 제도의 근간에 대

한 변화를 요구하므로, 이에 대한 철저한 선행연구가 필요하다. 따라서 현행 Cost Based Pool 제도를 유지하는 틀에서 이에 접근하는 것이 합당한 것으로 판단된다. 우선 단기간으로는 연구를 통한 예비력 예산 및 각 서비스별 단가 재산정이 필요한 것으로 보인다. 또한 중·장기적으로는 운영예비력 제공에 있어 발전사들이 자가용량을 공급하며, 나머지 필요량을 시장을 통해 조달하는 제한적 예비력 입찰제도를 도입하는 방안으로 예비력 정산금 규모와 기회비용 과소보상 우려를 어느 정도 해결할 수 있을 것으로 보인다.

마지막으로 향후 변동성 자원의 계통진입 확대가 예상되는 가운데, 유연한 대처가 필요할 수도 있다. 현재 한국의 전력시장 운영과 정산은 “전력시장 운영규칙”에 의거해 운영되며, 상위 법인 전기사업법과 이하 행정력, 행정규칙의 적용을 받는다. 특히 행정규칙 중 “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준” 적용을 받는다. 하지만, 운영예비력 규모를 명문화하는 것은 향후 개정 필요 시 많은 행정적 절차와 시간이 소요되기에, 상황에 따른 유연적 대처가 필요할 상황이 발생할 경우 상기와 같은 명문화는 상황대처 속도의 저하압박 요인으로 작용할 수 있다. 이에 따라 미국사례와 같이 안정적 전력수급을 위한 서비스종류는 법령에서 명문화하되, 상황에 따른 변화에 대처할 수 있도록 계통 운영자에게 운영 및 기준 선도에 대한 자율권을 어느 정도 부여하는 것이 안정적 계통운영을 위해 필요한 것으로 평가된다.

또한 미국 CAISO와 ERCOT의 재생에너지 비중확대에 따른 계통유연성 확보를 위한 대응방안 사례를 제시하였다. 두 사례는 공통적으로 재생발전이 일으킬 수 있는 변동성에 대응하기 위해 예측모형 및 예측설비 시스템의 고도화를 통해 예측오차를 최소화하여 효율적이며 안정적으로 전력계통을 운영하고 있음을 볼 수 있었다. 이를 통해 국내 전

력시장도 재생발전원의 발전량 증대에 따라 출력의 변동성 또한 증대될 수 있으며, 이에 대비하기 위한 예측모형과 필요 설비를 고도화하는 작업이 필요함을 시사한다고 볼 수 있다.

상기 제안한 안들을 위해 작계는 비용평가위원회의 심사, 전력시장 운영규칙의 개정이 필요하며, 나아가 관련 법인 전기사업법 관련 시행령 또한 필요한 경우도 있다. 상기 제안에 필요한 절차를 <표 5-1>과 같이 정리할 수 있다.

〈표 5-1〉 유연성 설비 관련 개선 제안안과 이에 필요한 관련제도

제도 개선 제안안	개정 필요 규칙/법령
복합화력 bypass stacks 설치보정계수	전력시장 정산규칙
양수발전 예비력서비스 단가조정	단가에 대한 비용평가 위원회 검토 및 안전통과 필요
운영예비력 보상금액 재산정 및 발전사업자의 운영예비력 제공에 대한 제한적 결정자율권 부여	<p>(운영예비력 보상금액 재산정) 예비력 예산 및 단가에 대한 비용평가 위원회 검토 및 안전통과 필요</p> <p>(발전사업자의 예비력제공에 대한 제한적 자율권) 전력시장운영규칙 개정, 제한적 운영예비력 시장개설을 위한 전력시장 운영규칙 및 상위의 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 개정 필요</p>
관련 법령 유연화	전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 (행정규칙) 개정 필요

참고문헌

<국내 자료>

- 박만근, (2017). 전력계통 유연응동력 분석을 통한 간헐적 신재생전원의 수용한계 설정에 관한 연구. 건국대학교
산업통상자원부, (2017). 제8차 전력수급기본계획(2017~2031).
안재균 (2017). 신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구, 에너지경제연구원.
전력거래소, (2013). 정산규칙 해설서.
전력거래소, (2018). 전력시장 운영규칙.
전력거래소, (2010-2017). 전력시장통계 각 호.
전영환 외 (2011). 기저발전기 및 신재생비중 확대에 따른 계통안정운영 방안 연구, 전력거래소.
조주현, (2017). 전력저장장치를 활용한 합리적 운영예비력 제도 및 보상 방안 연구, 에너지경제연구원.

<해외 문헌>

- Akerberg, D., Caves, K, and G. Frazer (2015) Identification Properties of Recent Production Function Estimators. *Econometrica* 83(6): 2411-2451.
- De Loecker, J. and F. Warzynski (2012). Markups and Firm-Level Export Status. *American Economic Review* 102(6):2437-2471.

- ERCOT. (2018). 2017 State of the Market Report For the ERCOT Electricity Markets, Independent Market Monitor.
- ERCOT, (2016). Wind Forecasting at ERCOT. Dan Woodfin(Director of system operations ERCOT), March 30, 2016.
- Feldmuller, (2017). Flexibility of coal and gas fired power plants, Advanced Power Plant Flexibility Campaign, Paris, France, Siemens AG(2017.9.8.).
- Gandhi, A., S. Navarro, and D. Rivers (2013). On the Identification of Production Functions: How Heterogeneous is Productivity? Working Paper.
- Japan International Cooperation Agency(JICA) and Tokyo Electric Power Company(TEPCO), (2012). Final Report on Feasibility Study on Adjustable Speed Pumped Storage Generation Technology.
- Levinsohn, J. and A. Petrin (2003). Estimating Production Functions Using Inputs to Control for Unobservables. Review of Economic Studies 70: 317-340.
- Makarov, Y. V., Guttromson, R. T., Huang, Z., Subbarao, K., Etingov, P. V., Chakrabarti, B. B., Ma, J. (2010). Wind Energy Management System EMS Integration Project - Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations.
- Makarov, Y. V., Etingov, P. V., Samaan, N. A., Ma, J., Loutan, Clyde. (2011). Final project report - Predicting Day-Ahead Regulation

Requirements For The CAISO Balancing Area.

Resmi Surendran, Chien-Ning Yu, and Hailong Hui, (2014.6)
Optimizing Wind Generation in ERCOT Nodal Market, FERC
Conference on Increasing Real-Time and Day-Ahead Market
Efficiency through Improved Software

US Department of Energy(DOE), (2016.7). Gas Turbines-Combined
Heat and Power Technology Fact Sheet Series.

Olley, S.G. and A. Pakes (1996). The Dynamics of Productivity in the
Telecommunications Equipment Industry. *Econometrica* 64(6):
1263-1297.

Wooldridge, J.M. (2009). On Estimating Firm-Level Production
Functions Using Proxy Variables to Control for Unobservables.
Economic Letters 104(3):112-114.

Zhou et al., (2016). Survey of U.S. Ancillary Services Markets, Argonne
National Laboratory, USA.

< 웹사이트 >

한국남동발전, “<https://www.koenergy.kr/kosep/hw/fr/pr/prhw03/main.do?menuCd=FN040601>” 최종접속일: 2018/10/31

전력거래소 전력통계시스템(EPSIS), “<http://epsis.kpx.or.kr/>” 최종접속일:
2018/10/31

법체처 입법과정안내 사이트, “<http://www.moleg.go.kr/lawinfo/governmentLegislation/process/processSchedule?sId=3>” 최종접속일: 2018/
10/31

미국전력규제협회사이트, “<https://www.nerc.com/pa/comp/Pages/Default.aspx>” 최종접속일: 2018/10/31

< 법령 및 공고자료 >

(한국) 『전기사업법』 제43조

『전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준』 (행정규칙)

(한국) 산업통상자원부 공고 제 2018-322호

(미국) 『에너지정책법(Energy Policy Act 2005)』 - Title 18, § 39.111
of the Code of Federal Regulation

< 자문 자료 >

전직 발전자회사 관계자 자문, 2018.8

발전자회사 관계자 자문, 2018.8

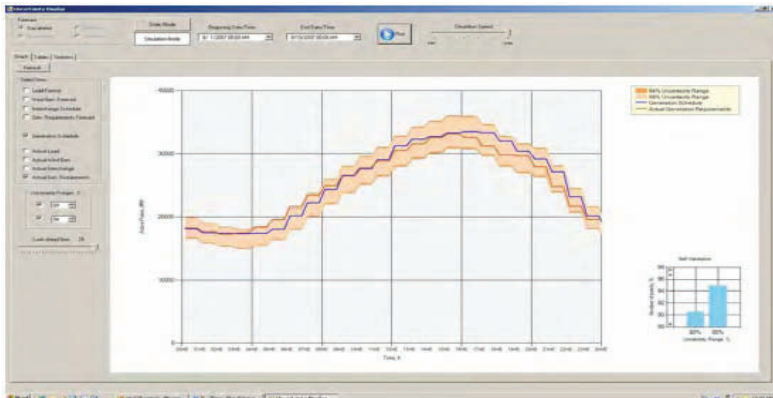
부 록

○ 해외의 변동성 재생에너지 확대 대비 계통 운영 사례 및 시사점 분석

가. CAISO의 변동성 재생에너지 출력변동 대비 계통운영사례 및 시사점

아래의 [그림 부록-1]은 CAISO에서 사용 중인 다양한 프로그램들 중 프로토타입으로 개발된 CAISO의 불확실성 평가 프로그램 화면이다. 예시 화면을 살펴보면 가운데의 남색 선은 예정된 발전계획을 나타내고 갈색 선은 실제 Net load 값을 나타낸다. 선 주위의 갈색 영역은 운영자가 설정한 신뢰도 수준을 만족하는 불확실성 범위를 나타낸다. 화면에서 사용자가 원하는 신뢰도 수준은 조정 가능하고 조정된 신뢰도 수준에 따라 부하와 신재생에너지원 등의 불확실성의 크기가 화면에 시각화하여 표시된다.

[그림 부록-1] 재생에너지 불확실성 평가 프로그램 화면(예시)



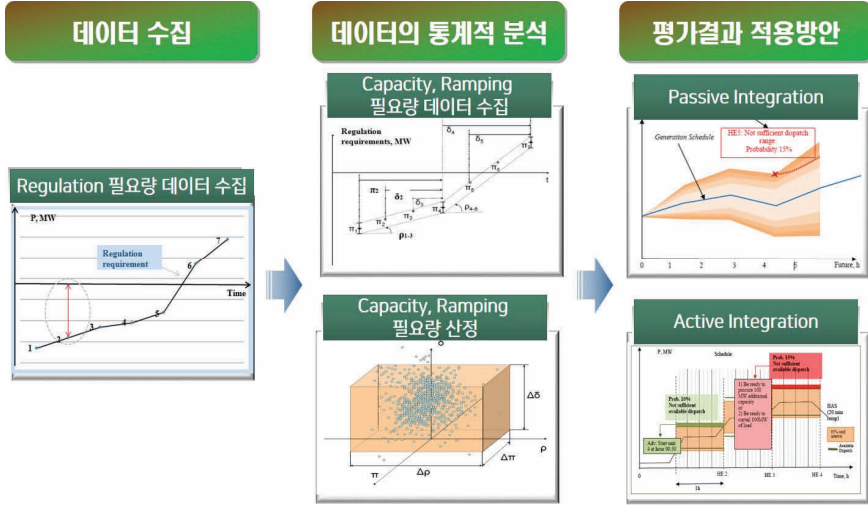
자료: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations, p.72 (Makarov 등, 2010).

그 밖의 운영자 편의를 위한 다양한 기능 등을 포함하여 신재생에너지 지원의 계통 병입 증가에 따른 운영의 어려움을 적절히 고려하고 있다. 실제 프로그램의 불확실성 평가절차를 살펴보면 아래의 [그림 부록-2]와 같다. 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 절차는 크게 데이터 수집과 수집된 데이터의 통계적 분석 그리고 분석된 결과의 적용 방안으로 구성된다. 우선 데이터의 수집에서 Net load 기반으로 예정된 급전계획과 실제 Net load를 차감한 값으로 Regulation 필요량 데이터를 수집하게 된다. 이 정보는 Capacity 측면만 고려하여 수집된 데이터로 Ramp 필요량을 산정하기 위해서 여러 알고리즘을 이용하여 Regulation의 Capacity, Ramp 필요량을 추출한다. 이러한 분석 방법을 통하여 신재생에너지 지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성이 평가 되고 마지막으로 분석된 평가 결과는 2가지 방식으로 적용된다. 첫 번째 방식은 평가 결과를 단순히 시각화하여 운영자에게 보여 주는 예비력 필요량 시각화 방식이고, 두 번째 방식은 평가결과를 발전계획 혹은 급전계획에 제약으로 포함시켜 발전계획 및 급전계획을 수정하고 경고를 알리는 적용 방식이다.

[그림 부록-2]에서 보여 주는 평가 절차는 다음의 각 단계로 구성되어 있다. 먼저 발전계획은 1시간 단위로 그리고 급전계획은 5분 단위로 이루어진다. 5분 단위로 설정된 급전계획과 실제 예측된 Net load 사이에는 필연적으로 오차가 발생하는데, 이 오차는 수급 균형 유지를 위해 반드시 보충되어야 하고 이를 Regulation 필요량이라 정의한다.

이 Regulation 필요량은 실제 Net load 값에서 예정된 급전계획 값을 차감한 값으로 산정된다. 실제 Net load가 예정된 급전계획보다 큰 경우 주파수조정을 위한 발전량 증가량을 의미하고, 예정된 급전계획보다 실제 Net load가 작은 경우 주파수 조정을 위한 발전량 감소량을 의미한다.

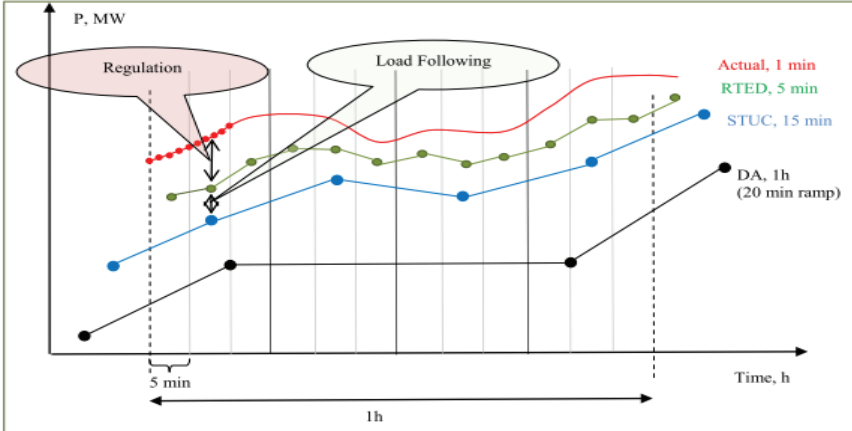
[그림 부록-2] CAISO의 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 절차



자료: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations(2010), p.39,40,76,80을 토대로 재구성

[그림 부록-3]은 Regulation 필요량을 설명한 그림으로 CAISO에서는 신재생에너지원의 불확실성 및 변동성을 평가하기 위하여 신재생에너지원의 예측 데이터 오차를 사용하기보다는 Net load와 예정된 급전계획을 차감한 데이터를 이용함으로써 효율적인 분석을 수행하고 있다. 매 1분 단위로 구해진 Regulation 필요량은 여러 상황을 고려하여 설정된 기간 및 단위 등을 기준으로 데이터의 분석이 이루어진다.

[그림 부록-3] CAISO Regulation 필요량 데이터 수집

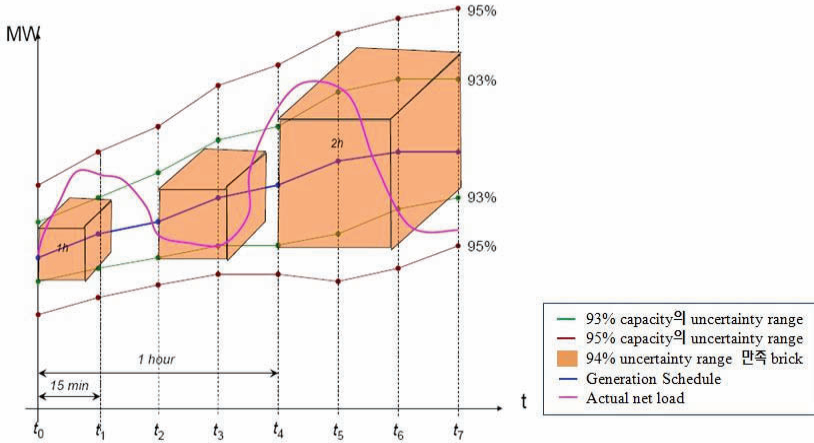


자료: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations, p.43(Makarov 등, 2010).

[그림 부록-4]는 각 시간 축에 따라 Regulation 필요량을 3차원으로 시각화하여 보여 주는 Flying Brick 방법을 나타낸다. 각 주황색 상자의 x축과 y축은 각각 Ramp 필요량, z축은 Capacity 필요량을 3차원적으로 시각화하여 나타낸다. 상자 중앙을 가로지르는 푸른 선은 발전계획을 나타내고 붉은 선은 실제 Net load를 나타낸다. 녹색 선은 Capacity 기준 신뢰도 수준 93%를 만족하는 범위를 지정하고 보라색 선은 Capacity 기준 신뢰도 수준 95%를 만족하는 범위를 지정한다. 주황색 상자는 Capacity뿐만 아니라 Ramp도 고려한 기준 신뢰도 수준 94%를 만족한다. t_0, t_1, t_2 등 각 시간 축에 대해 수행된 불확실성 평가 결과는 Flying Brick 방법을 통하여 3차원적으로 시각화하여 표시되고 이는 운영자의 계통운영 편의를 도모할 것으로 판단된다.

[그림 부록-5]에서는 앞서 평가된 불확실성을 계통운영에 적용하는 2가지의 평가 결과 적용 방안을 제시한다.

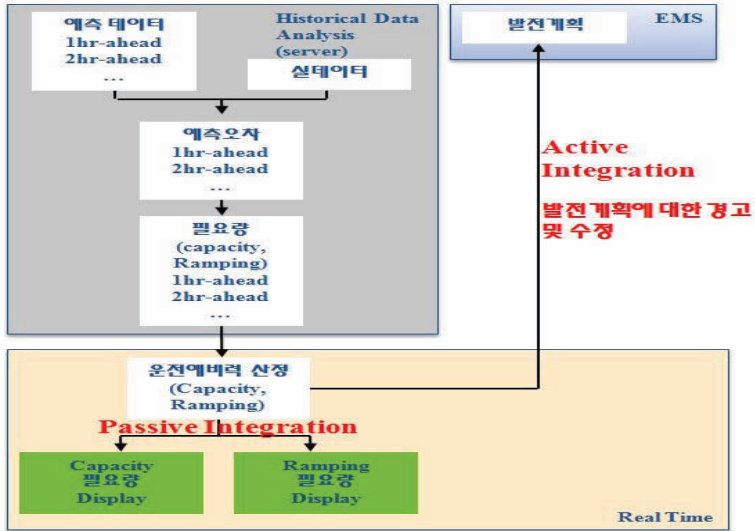
[그림 부록-4] CAISO Flying Brick 방법



자료: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations, p213 을 토대로 재구성(Makarov 등, 2010)

[그림 부록-5]와 같이 과거 예측데이터와 실 데이터를 이용하여 1hr-ahead, 2hr-ahead 등 각 시간 축에 대해 예측오차를 계산하고 과거 예측오차 데이터는 Swinging Door 알고리즘과 통계적 방법 등을 통하여 분석된다. 분석된 데이터를 통하여 필요한 운전예비력이 산정된다. 산정된 운전예비력은 Passive Integration, Active Integration의 2가지 방법으로 적용된다.

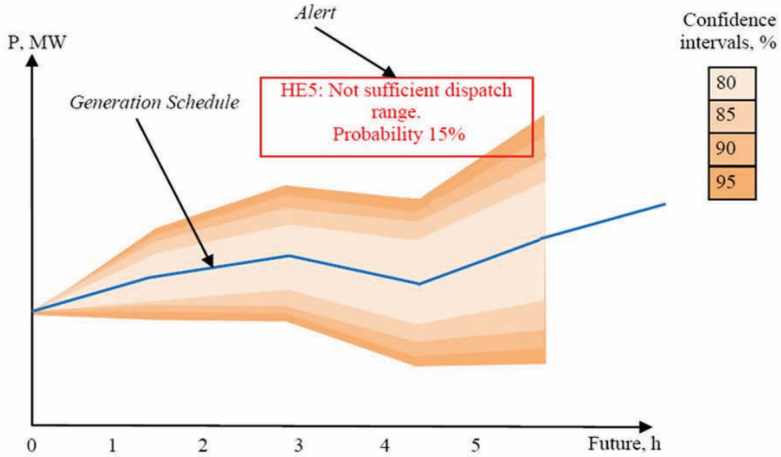
[그림 부록-5] CAISO 예측데이터 평가 결과 적용 2가지 방안



자료: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations, p.54(Makarov 등, 2010)를 토대로 재구성

[그림 부록-6]에서는 평가결과 적용 방안인 Passive Integration 중 Capacity 필요량 시각화 프로그램 화면을 제시한다. 화면 가운데의 푸른 선이 발전계획을 나타내고 푸른 선을 중심으로 분포된 주황색의 범위는 신뢰도 수준을 만족하는 신재생에너지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 결과를 나타낸다. 시간 축에 따라 각 신뢰도 수준을 만족하기 위한 분포 범위를 제시하여 계통 운영자의 편의를 도모하고 있다. 시간 축에 따라 불확실성 및 변동성의 정도가 커지는 것을 확인할 수 있다. 가장 짙은 색을 한 범위가 신뢰도 수준 95%를 만족하고 실제 그래프에서 최외각을 담당하고 있는 것을 확인할 수 있다. 이처럼 Passive Integration의 경우 평가된 불확실성의 결과를 단순히 시각화하여 계통 운영자에게 보여 주게 된다.

[그림 부록-6] CAISO Capacity 필요량 시각화



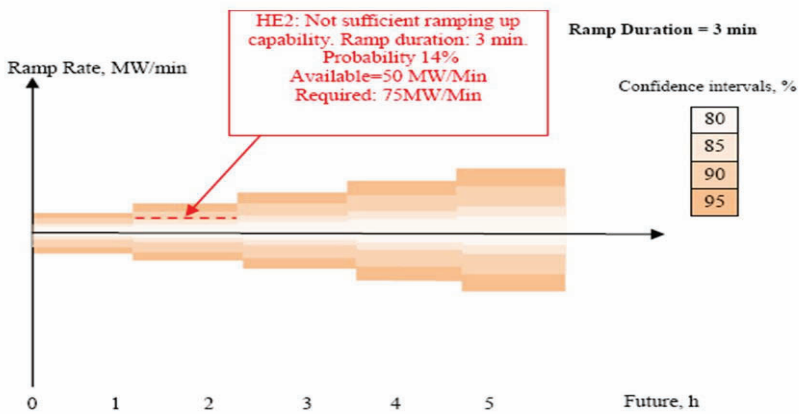
자료: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations, p.518(Makarov 등, 2010).

[그림 부록-7]에서는 평가결과 적용 방안인 Passive Integration 중 Ramp rate 필요량 시각화 프로그램 화면을 제시한다. Ramp duration이 3min일 때 각 시간 축에 따라 필요한 Ramp rate을 나타내고 있다. 색의 분포 범위는 신뢰도 수준을 만족하는 신재생에너지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 결과를 나타낸다. 각 시간 축에 따라 신뢰도 수준을 만족하기 위해 요구되는 Ramp rate가 제시되어 계통 운영자의 편의를 도모한다. 가장 짙은 색을 가진 범위가 신뢰도 수준 95%를 만족하고 실제 그래프에서 최외각을 담당하고 있는 것을 확인할 수 있다.

반면 Active Integration은 한 단계 진보한 적용방안으로 불확실성 평가 프로그램은 EMS(Energy Management System)와 연동하게 된다. Active Integration은 발전계획과 급전계획 부분에서 연동하게 되는데,

평가된 불확실성의 결과는 발전계획과 급전계획에 예비력 제약으로 들어가게 된다. 추가로 평가된 불확실성의 결과가 예정된 발전계획과 급전계획의 신뢰도 수준을 만족하지 못하는 상황이 발생하면 운영자에게 경고 알림을 보내고 발전계획 및 급전계획을 수정하게 된다.

[그림 부록-7] CAISO Capacity 필요량 중 Ramp Rate 필요량 시각화



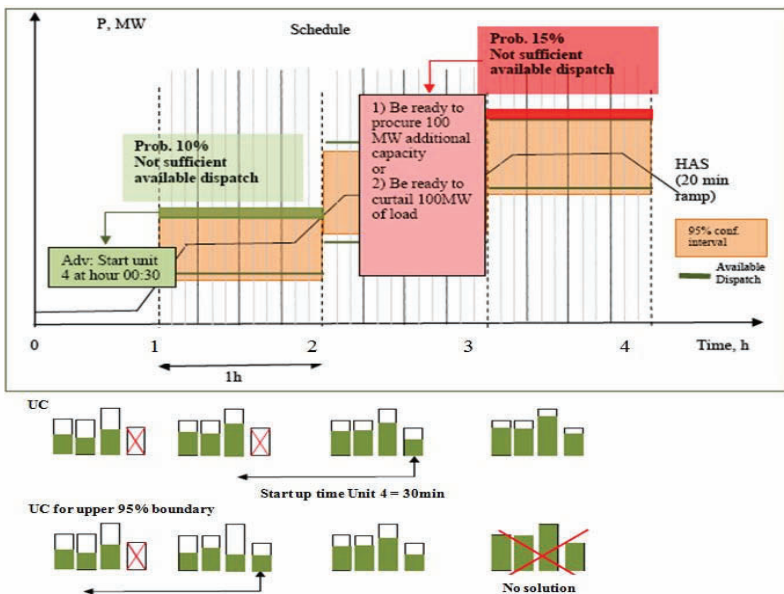
출처: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations, p.519(Makarov 등, 2010).

[그림 부록-8]에서는 Active Integration의 한 예로 신재생에너지원 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가결과가 반영되어 발전계획이 수정되는 과정을 제시한다. 최상단에 위치한 그림에서 검은색 선은 발전계획을 나타내고 녹색 선은 예정된 발전계획상에서 가능한 급전 범위를 나타낸다. 운영자가 요구하는 신뢰도 수준 95%를 만족하는 예측데이터의 불확실성 및 변동성 범위가 주황색 상자로 표시되어 있다. 운영자가 요구하는 신뢰도 수준을 만족하기 위해서는 표시된 주황색 상자의 범위가 급전가능 범위인 녹색 선 안에 있어야 하지만 2구간에서

급전가능 용량의 부족으로 신뢰도 수준을 만족하지 못하고 있다.

이때 신뢰도 수준을 만족하지 못하는 1hr~2hr 과 3hr~4hr 두 구간에 대해 신뢰도 수준을 만족하도록 발전계획이 수정된다. 우선 첫 번째 구간에 대하여 신뢰도 수준을 만족하기 위하여 1hr~2hr 범위에서의 급전가능 범위를 늘려야 하고 이는 unit 4를 00:30에 미리 병입시키는 것으로 해결한다. 3hr~4hr 구간에 대해서는 100MW의 추가적인 예비력을 산정함으로써 요구되는 신뢰도 수준을 만족할 수 있다. 이렇듯 신재생에너지 원 예측데이터의 불확실성 및 변동성 평가 결과가 단순히 시각화하여 보이는 것에서 끝나는 것이 아니라 발전계획 및 급전계획에 제약으로 포함 되어 신뢰도 수준을 만족하는 방안을 운영자에게 제시한다.

[그림 부록-8] CAISO Active Integration: 발전계획의 수정



출처: Incorporating Wind Generation and Load Forecast Uncertainties into Power Grid Operations, p.513-514(Makarov 등, 2010).

장 희 선

現 에너지경제연구원 부연구위원

<주요저서 및 논문>

- Jang, H. 2019. Ownership, Pricing, and Productivity: The Case of Electric Distribution Cooperatives. Forthcoming in Empirical Economics.
- Jang, H. 2018. Ownership Structure and Performances: An Analysis of Cooperatives and Investor-Owned Utilities in the US Electric Power Industry. 자원환경경제연구 27(1): 161-194.
- Jang, H. and X. Du. 2018. An Empirical Structural Model of Productivity and Conservation Reserve Program Participation. Land Economics 94(1): 1-18 (lead article)

조 주 현

現 에너지경제연구원 부연구위원

<주요저서 및 논문>

- 「전력저장장치를 특성을 반영한 합리적 운영예비력제도 및 보상방안에 대한 연구」
에너지경제연구원 기본연구보고서, 2017
- J. Cho and A. Kleit, Batand tery storage systems in energy ancillary markets: A backwards induction approach, Applied Energy 147 (2015), pp176-183

기본연구보고서 2018-02

에너지전환시대 재생에너지 발전비중 확대에 따른 유연성 설비의 경제성 분석

2018년 12월 30일 인쇄

2018년 12월 31일 발행

저 자 장 희 선·조 주 현

발행인 조 용 성

발행처 에너지경제연구원

44543 울산광역시 중가로 405-11

전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)-714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 디자인 범신

©에너지경제연구원 2018

ISBN 978-89-5504-685-4 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

본 연구에 포함된 정책 대안 등 주요 내용은 에너지경제연구원의 공식적인 의견이 아닌 연구진의 개인 견해를 밝히 둡니다.

