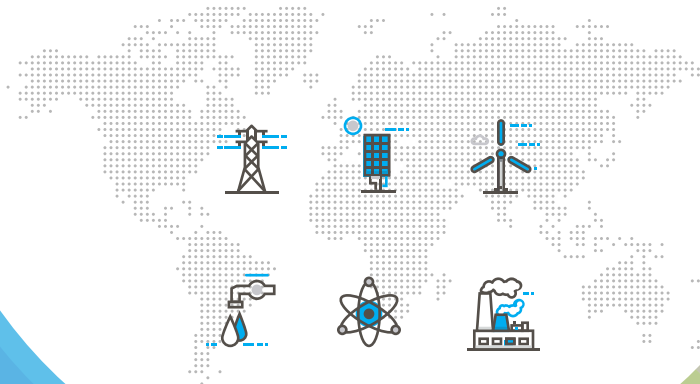


KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

변동성 재생에너지 확대에 대비한 계통안정화 방안 연구



| 조상민 · 조일현 |

참여연구진

연구책임자 : 연 구 위 원 조상민

부연구위원 조일현

연구참여자 : 연 구 위 원 안재균

외부참여자 : 전남대학교 전우영

고려대학교 주성관

고려대학교 정주영

고려대학교 이진영

산업연구원 모정윤

경제·인문사회연구회 협동연구 총서

“녹색에너지협동연구: 변동성 재생에너지
확대에 대비한 계통안정화 방안 연구”

1. 협동연구 총서 시리즈

협동연구 총서 일련번호	연구보고서명	연구기관
18-69-01	녹색에너지협동연구: 변동성 재생에너지 확대에 대비한 계통안정화 방안 연구	에너지경제 연구원

2. 참여연구진

연구기관		연구책임자	참여연구진
주관 연구 기관	에너지경제 연구원	조상민 연구위원 조일현 부연구위원	안재균 연구위원
	전남대학교	전우영 조교수	-
협력 연구 기관	고려대학교	주성관 교수	정주영 연구원 이진영 연구원
	산업연구원	모정윤 연구위원	-

〈요 약〉

1. 연구 필요성 및 목적

변동성 재생에너지인 태양광과 풍력은 전 세계적으로 전력 구성에서 차지하는 비중이 빠른 속도로 늘고 있다. 2017년 기준, 이미 변동성 재생에너지가 전력 구성에서 차지하는 비중이 20%를 넘는 국가가 7개로, 현재의 추세로 확대될 경우 2050년이면 전 세계 전력 구성의 절반이 변동성 재생에너지로 채워질 전망이다.

우리나라도 깨끗하고 안전한 에너지원에 대한 요구가 증가하고 에너지 전환을 적극적으로 추진하면서 2030년까지 재생에너지를 전체 전력의 20%까지 확대하려한다. 그중 신규설비의 대다수를 변동성 재생에너지인 태양광과 풍력으로 보급할 예정이어서 우리나라도 변동성 에너지가 차지하는 비중이 빠르게 확대되어 2030년이면 13.5%에 이를 것으로 전망된다.

현재까지는 우리나라의 전력 구성에서 변동성 재생에너지가 차지하는 비중이 적어 계통에 미치는 영향이 미미하지만, 정책 방향과 현재 보급되는 태양광과 풍력의 빠른 증가세를 고려할 때 변동성 재생에너지가 계통에 어떠한 영향을 주는지에 대해 고민해볼 시기이다.

본 연구는 『재생에너지 3020 이행계획』이 발표된 후, 2030년의 에너지 시스템 하에서 변동성 재생에너지가 전력계통에 어떠한 영향을 미칠까에 대한 의문에서 시작되었다. 구체적으로 변동성 재생에너지가 계통에 미치는 영향으로, 변동성 재생에너지가 확대됨에 따라 필요한 예비력이

얼마나 증가할 것인지에 대한 궁금증에 답하고자 하였다. 그리고 영향을 미친다면 이에 대한 대안이 무엇이고, 얼마나 효과가 있을까에 대한 질문으로 유연성 자원인 ESS의 효과도 추가로 분석하였다. 마지막으로 모형 분석과 더불어 현재 변동성 문제에 대한 대응 방안으로 고려되고 있는 기술과 정책들에 대한 문헌 조사를 통해 각국이 이에 어떻게 대응하고 있는지를 살펴보고자 하였다.

본 연구는 연구결과의 신뢰성과 현실성을 제고하고자 『제8차 전력수급기본계획』과 『재생에너지 3020 이행 계획』 시나리오에 대응하는 2030년 한국 전력시스템을 구성하였고 우리나라의 실제 기상데이터를 연구에 활용하였다. 태양광과 풍력의 영향을 각각 고려하지 않고 통합적으로 고려하여 현실성을 제고하고 모형 측면에서의 이론적 기여와 정책적 기여를 확보하였다. 또한 협동 연구를 수행함에 있어 연구기관 간 동일한 전제와 데이터를 활용하도록 노력하였다. 다만 각각의 분석 목적에 적합한 모형을 사용하여 1시간 단위 분석과 10분 단위 분석을 수행하였다. 이러한 노력을 바탕으로 변동성 재생에너지가 향후 전력계통에 어떠한 영향을 미치게 될지 다각도로 살펴보고 정책적 시사점을 도출하고자 하였다.

2. 내용 요약

변동성 재생에너지 확대에 대응하기 위해 각 국가는 에너지저장시스템과 수요자원의 확보 등을 통해 변동성 문제에 대응하고자 하고 있으며 정책적으로 이를 확대하기 위해 노력하고 있다.

본 연구는 재생에너지 3020 시나리오대로 태양광 풍력이 보급되었을 때, 변동성 재생에너지의 확대가 우리나라 계통에 어떠한 영향을 미칠지

에 대해 변동성에 대비하기 위한 예비력 요구량을 중심으로 분석하였다. MPSOPF 모형을 통하여 1시간 단위 예비력 분석을, 변동률 분석 방법론을 통해 10분 단위 예비력 분석을 수행하였다. 우리나라 상황을 현실적으로 반영하는 연구를 진행하고자 우리나라 기상데이터를 활용하고, 『제8차 전력수급기본계획』과 『재생에너지 3020 이행 계획』의 계획 용량을 반영하여 2030년 한국 전력시스템을 모의하였다. 본 연구는 기존 연구들과 달리 태양광과 풍력을 통합하여 모형을 구축함으로써 태양광과 풍력이 동시에 계통에 들어왔을 때 미치는 영향을 보다 현실적으로 분석하고 있다.

모형 분석에 앞서서 기상데이터를 통하여 태양광 발전패턴과 풍력 발전패턴을 분석하였다. 우리나라의 경우 일사량과 육상풍속은 전반적으로 약한 양의 상관관계를 가지는데 반해 일사량과 해상풍속은 약한 음의 상관관계를 보여주는 것으로 나타났다. 따라서 우리나라의 상황에서는 육상풍력보다 해상풍력이 태양광에 대한 평활화(smoothing) 효과가 커 계통운영 측면에서 유리한 이점이 있을 것으로 보인다.

MPSOPF 모형을 통해 계절별 대표일의 시나리오별 발전 프로파일을 분석한 결과 여름철과 겨울철의 경우 원자력, 석탄과 같은 기저부하에 거의 영향을 미치지 않아 계통 운영상의 큰 어려움이 없을 것으로 전망되었다. 그러나 전력수요가 낮고 피크가 낮은 봄철과 가을철에는 덕커브(duck curve) 문제가 두드러지게 나타나 기저부하인 석탄발전의 상당 부분까지 태양광과 풍력 발전이 영향을 미치는 것으로 나타났다.

MPSOPF 모형을 활용하여 필요한 예비력을 추정하였는데 여름철 대표일의 경우 태양광과 풍력이 재생에너지 3020 시나리오대로 보급되었을 때 불확실성과 변동성이 높아지면서 태양광과 풍력이 보급되지 않은

경우 보다 전력시스템을 안정적으로 유지하는 데 필요한 예비력의 양이 약 3.9배 가까이 증가하는 것으로 나타났다. 변동성 재생에너지 확대에 따른 대응 수단으로 대표적인 유연성 자원인 ESS 도입 효과도 분석하였다. 5GW의 ESS는 여름철 대표일의 경우 재생에너지의 불확실성과 변동성을 효과적으로 경감하여 필요 예비력을 절반 이상 감소시키는 것을 확인하였다. 또한, ESS는 기존에 높은 변동성으로 계통에 수용하지 못했던 재생에너지를 추가로 수용하여 재생에너지 발전량이 소폭 증가하는 데 기여하였다.

한편, MPSOPF 모형을 활용하여 예비력 가격 변화가 예비력과 재생에너지 발전량에 미치는 영향에 대해서도 분석하였다. 국내 예비력 가격을 미국과 유사한 수준으로 약 두 배 가까이 상승시키면 필요 예비력이 대폭(32.1%) 감소하는 것으로 분석되었다. 또한, 계통에서 수용한 재생에너지 발전량은 감소한 것으로 나타났다. 즉, 예비력 가격이 상승하면 예비력 요구량이 감소하여 계통운영 측면에서의 효율성이 증가하는 반면, 재생에너지 삭감(curtailment)도 늘어나는 효과를 발견하였다. 총운영비용 측면에서 살펴보면, 낮은 예비력 가격 상황보다 높은 예비력 가격 하에서 ESS의 비용절감효과가 더 크게 나타났다.

MPSOPF 모형으로는 10분 단위 이하의 예비력 분석에 한계가 있고 변동성 재생에너지의 특성상 10분 이하의 단기 변동에 관한 분석이 필요하여 1시간 단위 분석과 가급적 비슷한 환경 하에서 별도의 방법론(변동을 분석)을 통해 10분 단위 예비력 분석을 수행하였다.

2030년의 10분 예비력 요구량은 ①재생에너지 변동량, ②최대 단일 재생에너지 발전단지 사고, ③일반 발전기의 사고를 비교하여 최대 변동량을 선택하는 방법으로 도출하였다. 그 결과 2030년 10분 예비력 요구량

은 3,200MW로 산정하였다. 2030년 상황에서 세 가지 항목 중 최대치는 재생에너지 발전의 급격한 변동에 대비한 예비력 요구량으로 이는 두 변동성 재생에너지 발전을 통합적으로 고려했을 때의 변동량이다. 물론 이는 실제 계통운영 상황에서 요구되는 예비력이라 장담할 수 없고 실제 예비력 요구량은 해당 시점에서 분석해야 할 것이다.

한편, 본 연구에서는 태양광과 풍력의 변동량이 출력수준에 따라 비례적으로 증가하지 않음을 확인하고 태양광과 풍력의 출력수준과 계통운영 상황에 따라 적정 예비력이 달라짐을 확인하였다. 앞서 제시한 적정 예비력이 계통운영 상황에 따라 변할 수 있음을 예시적으로 계절별 10분 예비력 필요량의 추정을 통해 검증하였다. 그 결과 예비력 요구량이 계절별로 상이함을 확인하였다(봄 2,400MW, 여름 3,000MW, 가을 3,900MW, 겨울 3,000MW).

3. 종합 및 정책 방향

본 연구 결과를 바탕으로 다음과 같은 정책적 방향을 제시한다.

첫째, 향후 변동성 재생에너지 보급이 늘어나면 예비력 요구량 확대를 검토할 필요가 있다. MPSOPF 모형을 통한 예비력 분석 결과 2030년 태양광, 풍력 보급목표를 달성할 경우 태양광과 풍력을 보급하지 않을 경우와 비교하여 예비력 요구 수준이 3.9배 정도 증가하는 것으로 나타났다. 그리고 10분 단위 예비력에 대한 추가적인 분석 결과 태양광과 풍력 출력의 단기간 급격한 변동에 대비하기 위해서는 현행 고정 예비력 체계 하에서 약 3,200MW의 예비력이 필요한 것으로 나타났다. 이는 현행 운영예비력 중 운전상태 대기·대체예비력(동·하계 전력수급대책기간) 1,500MW로 대응이 어려운 수준이다. 이렇듯 태양광과 풍력의 2030년 보

급 목표를 달성할 경우, 현행 예비력 요구량으로 대응이 쉽지 않을 것으로 나타나 예비력 확대에 대한 검토가 필요할 것으로 전망된다.

둘째, 유연성 자원 확보가 필요하다. 유연성 자원이 변동성 재생에너지와 함께 보급되었을 때 필요 예비력을 효과적으로 낮추고 총운영비용도 절감할 수 있음을 확인하였다. 따라서 재생에너지 공급 확대에 대응해 유연성 자원을 효과적으로 확보하기 위해 단기적으로는 유연성 자원 확보를 의무화할 필요가 있으며, 장기적으로는 시장을 통해 유연성 자원이 유입되도록 제도를 개선할 필요가 있다.

셋째, 유연성 자원에 대한 보상을 현실화하고 장기적으로 보조서비스 시장 개설이 필요하다. MPSOPF 모형을 이용한 분석을 통하여 예비력 가격 상승에 따른 운영비용 절감 효과를 확인하였다. 우리나라의 예비력 평균정산단가는 3천 원/MWh로 미국의 절반 이하인데, 이는 예비력의 기회비용에 미치지 못하는 낮은 수준으로 평가할 수 있다. 이로 인해 재생에너지의 변동성을 경감하는 유연성 자원들이 제공하는 편익에 비해 보상이 평가 절하되는 경향이 있다. 따라서 유연성 자원들의 시장진입을 촉진하기 위해서는 대기 예비력이나 주파수조정 예비력과 같은 보조서비스 정산단가를 기회비용을 반영하는 수준으로 현실화하는 것이 필요하다. 장기적으로는 실시간 시장과 보조서비스 시장의 개설을 통해 시장 법칙에 따라 합리적인 시장가격을 유도하고 유연성 자원의 추가 수익 기회를 제공할 필요가 있다. 이를 통해 사업자들의 유연성 자원에 대한 투자를 촉진할 수 있고 결과적으로 재생에너지로 인해 발생하는 문제를 해소할 수 있다.

넷째, 변동 예비력 및 당일 발전 계획 도입이 필요하다. 앞서 밝힌 바와 같이 태양광과 풍력의 출력수준에 따라서 변동성이 비례하여 증가하지 않는 것으로 나타났다. 현행 예비력은 매 시간 고정된 예비력 기준에

따라 운영되고 있는데 재생에너지 발전원이 확대될 때 현행 기준을 따를 경우 특정 시간에는 상대적으로 과도한 예비력이 확보되어 불필요한 비용이 발생하게 된다. 반대로 특정 시간에는 예비력이 부족한 상황이 발생할 수도 있다. 따라서 재생에너지 발전원의 출력수준 등의 전력계통 변화를 포함하는 계시별 전력계통 특성을 분석하여 해당 시점에 적합한 변동예비력 운영이 필요하다.

그리고 변동예비력을 운영하기 위해 급전 운영주기를 단축하여 당일 발전계획을 도입할 필요가 있다. 현재는 하루 전 발전계획과 실시간 급전계획을 통해 계통이 운영되지만, 이 사이에 계획을 한번 더 추가하면 재생에너지 단기 변동성에 대해 더 효과적인 대응이 가능하다.

다섯째, 우리나라 해상풍력과 육상풍력 발전 패턴에 대한 기초연구가 필요하다. 본 연구에서는 우리나라 기상 데이터를 활용하여 태양광과 풍력의 지점 간 다른 발전 패턴, 육상풍력과 해상풍력 간 발전패턴의 차이를 확인하였다. 여기서 주목할 점은 육상풍력과 해상풍력의 발전패턴이 상이하다는 것이다. 태양광이 육상풍력과 함께 보급하면 태양광으로 인한 순수요 삭감(덕커브)을 심화하여 계통운영을 더 힘들게 만들지만 해상풍력은 태양광 발전에 대한 평활화 효과를 통해 상대적으로 계통운영의 부담을 덜 가중시킬 것으로 보인다.

우리나라는 앞으로 해상풍력을 중점적으로 추진할 예정이기 때문에 해상풍력 발전 패턴에 대한 정확한 분석과 전망을 통해 앞으로 계통에 어떤 영향을 미칠지에 대한 이해를 높이는 것이 중요해 보인다. 하지만 본 관찰 사항과 관련하여 우리나라 상황에 맞는 기초적인 연구가 부족하다. 우리나라 육상과 해상의 발전 패턴의 차이가 어떠한지에 대하여 다양한 각도에서, 실측 발전 데이터를 통한 연구가 필요하다.

여섯째, 변동성 재생에너지 발전량 예측 및 제어 향상이 요구된다. MPSOPF 모형은 하루 전 시점에서 최적발전 계획을 수립하는데, 풍력의 경우 예측 시점에서 멀어질수록 필요한 예비력 증가가 눈에 띈다. 기술적으로 재생에너지 발전량 예측 기술 개선이 필요함은 당연하다. 제도적으로 앞선 정책 제안과 같이 재생에너지 출력 예측의 정확도를 높이기 위해 변동 예비력을 도입하면 당일 예측된 재생에너지 출력 수준을 이용하여 해당 출력수준에 맞는 변동성을 고려한 실시간 시장에서의 예비력을 산정하는 것은 도움이 될 것이다. 또한, 재생에너지 시장 입찰제도의 도입도 발전량 예측 강화를 위한 하나의 수단이 될 수 있다. 재생에너지의 시장 입찰을 허용함으로써 발전량 예측 기술의 개선을 유도할 수 있다. 이는 재생에너지사업자의 유연성 자원에 대한 투자를 유도할 수 있는 방안이기도 하다.

발전량 제어와 관련하여서는 풍력 발전의 날개각제어(pitch control), 태양광 발전의 인버터와 같은 제어설비의 설치를 의무화하여 출력을 제어할 수 있다. 만약, 재생에너지 출력이 과다하여 계통에 문제를 발생시키는 경우 일부 재생에너지의 출력을 제한하고 보상규칙을 통해 적절한 보상을 시행함으로써 문제 해결에 기여할 수 있다.

마지막으로 장기적으로는 동북아 슈퍼그리드와 같은 국가 간 전력망 연결을 통해 전력계통의 재생에너지 수용성을 확대하고 고립된 계통으로 인한 재생에너지 확대의 제약을 극복할 필요가 있을 것이다.

ABSTRACT

1. Research Necessity and Purpose

In the energy mix, the share of solar (photovoltaic) and wind energy, which are variable renewable energy (VRE) sources, is growing at a rapid pace as these energy sources become increasingly cost-competitive around the world. As of 2017, VRE accounted for over 20% of the energy mix in seven countries, and if the current trend continues, half of the world's energy mix will consist of VRE by 2050.

As the demand for clean and safe energy sources increases in the Republic of Korea, the government is actively working to expand renewable energy sources to 20% of the country's energy mix by 2030. As most of Korea's new energy generation facilities will be solar and wind energy generation facilities, the share of VRE in Korea's energy mix will increase rapidly to 13.5% by 2030.

Until now, the share of VRE in Korea's energy mix has been too small to have an effect on the overall power system. However, in consideration of the rapidly increasing pace at which solar and wind energy is expanding and the Korean government's policy direction, we must now think about the kind of impact VRE sources might have on Korea's energy system.

This study, which was prompted by the Korean government's Renewable Energy 3020 implementation plan, began by examining the impact that VRE

sources would have on Korea's power system in 2030. Specifically, this paper attempts to answer the question, "How much would we have to increase the energy reserve in response to the increase in VRE sources in Korea's power system?" Additionally, this study analyzed the effects and effectiveness of energy storage systems (ESSs), which are flexible resources, as a means of offsetting the effects of VRE sources. Lastly, we also conducted model analyses and studied the literature on technologies and policies that have been considered to address the variability issue in an effort to gain an understanding of how other countries around the world are handling VRE sources.

To ensure the credibility and practicality of the results, this study created a model power system for Korea that corresponds to the implementation scenario for Korea's 8th Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand and the Renewable Energy 2030 goal. For this research, we also used real meteorological data for Korea. Rather than separating the effects of solar and wind energy, we integrated them to make the conditions more realistic and increased the theoretical and policy contributions of the models. All collaborating research organizations have made efforts to conduct research under the same premise and use the same data. Varying models were used for different analytical purposes, and analyses were conducted over both one-hour and 10-minute intervals. Based on these efforts, we conducted a multifaceted examination of the possible effects of VRE sources on the power system in the future and draw policy implications.

2. Summary of Contents

In response to the increase in VRE, countries are working to secure ESSs and demanding resources, which they are expanding through policy efforts.

In this study, we conducted analyses over one-hour and 10-minute periods using the Multi-Period Super Optimal Power Flow (MPSOPF) model to study the effects of the increase in VRE on Korea's power system when solar and wind energy are supplied according to the Renewable Energy 3020 scenario. To reflect Korea's actual situation, we used meteorological data for Korea and incorporated the Renewable Energy 3020 implementation plan and 8th Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand to simulate Korea's power system in 2030. Unlike previous studies, this study created a model that combines solar and wind energy and conducted a more realistic analysis of the effects of increasing both solar and wind energy in Korea's energy mix.

Before conducting a model analysis, we analyzed the solar and wind energy generation patterns using meteorological data. This analysis revealed that the solar radiation amount and onshore wind speed have a generally weak positive correlation, while the solar radiation amount and offshore wind speed have a generally weak negative correlation. This means that offshore wind energy, rather than onshore wind energy, is better able to smooth out the variations in solar energy generation, and is therefore more likely to be advantageous for the operation of the power system.

Our analysis of the energy generation profiles of representative days by season using the MPSOPF model showed that solar and wind energy had

barely any effect on base load energy sources, such as nuclear power and coal, in summer and winter, having little negative effect on the operation of the power system. However, in spring and autumn, when the supply and demand of energy are low and peaks are low, a prominent duck curve emerges, showing that solar and wind energy have a considerable effect on the base-load coal energy generation, while the base load and coal energy generation.

We also estimated the required reserve energy using the MPSOPF model. In the case of representative days in summer, the supply of solar and wind energy, according to the 3020 scenario, would increase uncertainty and variability, requiring 3.9 times more reserve energy to maintain the stability of the power system compared to when there is no solar and wind energy in the energy mix. In addition, we analyzed the effect of introducing an ESS, which is a major flexible resource, as a means of addressing issues arising from the increase in VRE. We confirmed that a 5GW ESS would effectively reduce the uncertainty and variability of renewable energy, more than halving the required reserve energy. In addition, the ESS would cause a slight increase in the electricity generated from renewable energy sources, as it promotes the use of renewable energy sources that could not be used previously due to their high variability.

We also used the MPSOPF model to analyze the effect of reserve energy price changes on the amount of reserve energy and the amount of electricity generated from renewable energy sources. When the price of Korea's reserve energy was nearly doubled to match that of the United States, the amount

of reserve energy decreased dramatically (32.1%) and the amount of electricity generated from renewable energy sources in the power system decreased. This means that an increase in the reserve energy price causes a decrease in the demand for reserve energy, thereby increasing the operational efficiency of the power system and increasing the curtailment of renewable energy. Based on the total operational cost, ESS generated a higher cost reduction effect at a high reserve energy price than it did at a low reserve energy price.

The analysis of reserve energy over periods of 10 minutes or less was limited under the MPSOPF model. However, since analysis of variability over periods of 10 minutes or less is necessary, in consideration of the characteristics of VRE sources, we used a different methodology (variation rate analysis) to analyze reserve energy under similar conditions as the analysis of reserve energy over one-hour periods.

The amount of reserve energy required over 10-minute periods in 2030 was calculated by selecting the largest variation based on a comparison of the extent of renewable energy variation, maximum number of accidents occurring at energy generation complexes for a single renewable energy source, and number of general energy generator accidents. As a result, the required reserve energy for 10 minutes in 2030 was calculated to be 3,200MW. In the 3020 scenario, the largest amount of the three categories was the amount of reserve energy required to prepare for rapid fluctuations in renewable energy generation. This was the amount of variation calculated in consideration of the generation of both solar and wind energy.

However, we cannot guarantee that the calculated reserve energy amount would be required in the actual operation of the power system. This study confirms that the variations in solar and wind energy did not increase proportionally to output, and the adequate reserve energy amount changed depending on solar and wind energy output and the operating conditions of the power system. We also verified the amount of reserve energy required over a 10-minute period by season depending on the operational conditions of the power system. As a result, we confirmed that the required amount of reserve energy differed by season (2,400MW in spring, 3,000MW in summer, 3,900MW in autumn, and 3,000MW in winter).

3. Conclusion and Policy Directions

Based on the results of this study, we propose the following policy directions:

First, when the supply of VRE increases in the future, it will be necessary to review the impacts of increasing the required reserve energy. The results of the analysis conducted using the MPSOPF model showed that, if the wind and solar energy supply targets are reached by 2030, the amount of required reserve energy will increase by about 3.9 times compared to when wind and solar energy are not supplied. The results of additional analysis regarding the 10-minute period reserve amount revealed that approximately 3,200MW of reserve energy is required under the current fixed reserve system in order to prepare for rapid fluctuations in solar and wind energy output over a short period of time. With the current operational reserve for 10-minute periods of

1,500MW, this is not possible. Therefore, if Korea does reach its 2030 target for solar and wind energy, the required amount of reserve energy will exceed the current reserve amount. It will thus be necessary to consider and review increasing the reserve energy amount.

Second, it is necessary to secure flexible resources. We confirmed that the combined supply of VRE sources and flexible resources will effectively lower the required reserve energy amount and total operational expenses. Therefore, to effectively secure flexible resources in response to increasing the supply of renewable energy, it is necessary to make it mandatory to secure flexible resources in the short term and improve the system in the long term in order to maintain the inflow of flexible resources.

Third, it is necessary to realize compensation for flexible resources and open an ancillary service market in the long term. Through the MPSOPF model analysis, we were able to confirm that an increase in the reserve energy price causes a decrease in operational expenses. The average price of reserve energy in Korea is KRW 3,000 per MWh, which is less than half the average price in the United States. This low price, which does not meet the opportunity cost of reserve energy, tends to devalue the compensation for flexible resources, which is much less than the benefits provided by flexible resources in reducing the variability of renewable resources. Therefore, to accelerate the entry of flexible resources into the market, it is necessary to increase the price of ancillary services, such as standby reserves and amplitude modulation reserves, to reflect the opportunity cost. In the long term, the opening of a real-time electricity market and ancillary service

market would induce reasonable market prices, according to the law of markets, and also provide opportunities for generating additional profits from flexible resources. In addition, this could encourage energy suppliers to invest in flexible resources and ultimately resolve problems arising from the use of renewable energy.

Fourth, it is necessary to establish a plan for variable reserve energy generation and intraday energy generation. As mentioned earlier, variability does not increase proportionally with solar and wind energy output. Currently, reserves are operated based on fixed reserve standards every hour. However, when renewable energy sources are increased, relatively excessive amounts of reserve energy are secured during certain time periods, creating unnecessary costs. On the other hand, the amounts of reserve energy may be insufficient at other times. Therefore, it is necessary to analyze the characteristics of the power system by hour and season, including changes in the output levels of renewable energy sources, and operate variable reserves that are appropriate for the relevant time.

In addition, it is necessary to establish an intraday generation plan for the operation of variable reserves by shortening the emergency power operation periods. Currently, the power system is operated based on a one-day-ahead generation plan and real-time emergency plan. Adding one more plan alongside these two could help ensure effective responses to short-term variability in renewable resources.

Fifth, it is necessary to conduct basic research on Korea's offshore and onshore wind power generation patterns. Using Korea's meteorological data,

this paper examined the differences between energy generation patterns of solar and wind energy generation locations as well as the differences between the energy generation patterns of onshore and offshore wind energy. One of the noteworthy points here is that there is a difference between the energy generation patterns of onshore and offshore energy generation locations. Supplying solar energy and onshore wind energy together would intensify the solar energy duck curve, making it difficult to operate the power system. However, offshore wind energy has a smoothing effect on solar energy generation, which would reduce the burden on the power system.

As Korea plans to focus on promoting offshore wind energy in the future, it is important to increase our understanding of the effect of offshore wind energy and solar energy on Korea's power system by conducting accurate analyses and forecasts of offshore wind energy generation patterns. Currently, however, there is a lack of basic studies relevant to Korea's situation, making it necessary to conduct multifaceted studies on the differences between onshore and offshore wind energy generation patterns using actual observations of energy generation data. It is also important to conduct various studies on the differences between the wind and solar energy generation patterns in Korea.

Sixth, it is necessary to improve the forecasting and control system for VRE generation. The MPSOPF model establishes an optimal generation plan one day in advance. In the analysis that was conducted using this model, the capacity for reserves increases as the forecast time is expanded. Technologically, it is clear that we need a better technology for forecasting

the amount of energy generated using renewable energy sources. Systematically, as in the policy proposal provided above, the introduction of variable reserves to increase the accuracy of renewable energy output forecasts would support the calculation of reserves for a real time market that takes variability into consideration and is appropriate for the level of output from renewable resources forecast for the day.

Another measure is bidding in the renewable energy market. Allowing bidding in the renewable energy market could induce improvement of the technology for forecasting energy generation amounts. This measure would also induce renewable energy suppliers to invest in flexible resources.

In terms of controlling energy generation amounts, it is possible to install control equipment, such as pitch control gearboxes for wind energy generation and inverters for solar energy generation, to control the output. When excessive renewable energy output causes problems in the power system, the output of certain renewable resources can be controlled and appropriate compensation provided, according to regulations, in such a way that contributes to resolving the problems in the power system.

Seventh, in the long run, it will be necessary to expand the renewable energy acceptance of the power system and to overcome the constraints of renewable energy expansion due to the isolated power system through inter-country grid connections such as the Northeast Asia Super Grid.

제목 차례

제1장 서론	1
제2장 변동성 재생에너지 확대와 대응 현황	5
1. 변동성 재생에너지의 확대	5
2. 변동성 대응 현황 - 에너지저장시스템	7
가. 에너지저장시스템(ESS)	7
나. 에너지저장시스템과 가스터빈 기술 비교	11
3. 변동성 대응 현황 - 수요자원	13
가. 수요 반응	13
나. 수요 유연성	15
4. 변동성 대응 현황 - 국가 간 전력망 연결	19
제3장 MPSOPF 모형 구축	21
1. MPSOPF 모형 특성 및 예비력 구조	21
가. MPSOPF 모형 특성	21
나. 예비력 개요 및 MPSOPF 모형의 예비력 구조	25
2. 태양광, 풍력 발전 예측 모형	28
가. 지점 선정 및 지점별 기상자료 간 상관관계 분석	29
나. 지점별 태양광·풍력 예측 프로파일 도출	37
3. 2030 한국 전력시스템 모형 구축	43
가. 전력시스템 모형 및 전력믹스	43

나. 전력수요 패턴	45
다. 태양광-풍력 통합 발전 패턴	46
4. 예비력 분석 시나리오 설정	51

제4장 1시간 단위 예비력 분석 55

1. 발전믹스, 발전량 및 예비력 분석	55
2. 시간별 예비력 패턴 분석	62
3. 예비력 가격 영향 분석	66
4. 연간 계통운영비용 분석	71

제5장 10분 단위 예비력 분석 75

1. 10분 단위 재생에너지 변동률 분석 방법론	75
가. 출력 변동률의 정의	75
나. 기상데이터를 이용한 재생에너지 변동률 추정	78
2. 10분 단위 예비력 산정	81
가. 재생에너지 변동성을 고려한 10분 예비력 산정	81
나. 재생에너지 변동성을 고려한 동적 예비력 분석	86

제6장 종합 및 정책 방향 91

1. 연구의 주요 결과	91
2. 시사점 및 정책방향	94
가. 예비력 요구량 확대 검토	94
나. 유연성 자원 확보 필요	95
다. 유연성 자원의 보상 현실화 및 보조서비스 시장 개설 ...	97

라. 변동 예비력 및 당일 발전 계획 도입	98
마. 해상풍력과 육상풍력 발전 패턴 연구 확대	100
바. 발전량 예측 및 제어 역량 제고	101
사. 국가 간 전력망 연계 추진	103

참고문헌	105
------------	-----

부록	109
----------	-----

1. 기상정보(풍속, 일사량) 전력 변환	109
가. 풍속-풍력 발전 변환	109
나. 일사량-태양광 발전 변환	110
2. 한국 전력시스템 모형 구축	113
3. MPSOPF 모형	115

표 차례

<표 2-1> ESS와 GT, Fast GT 기술 특성 비교	12
<표 2-2> 실시간 수요 반응과 실시간 비상발전기의 성능비교 분석(미국 뉴잉글랜드)	15
<표 2-3> 수요 반응과 수요 유연성의 차이	17
<표 3-1> 일일전시장(DAM) 계획 수립 시 미국 ISO별 현재 방법론 및 계획	23
<표 3-2> 16개 태양광 지점 및 2030 목표용량(MW)	31
<표 3-3> 16개 풍력 지점 및 2030 목표용량(MW)	32
<표 3-4> 태양광 1 지점(서울)의 확률 모형 추정 결과	38
<표 3-5> 풍력 1 지점(고성)의 확률 모형 추정 결과	39
<표 3-6> 태양광 지점별 일사량 확률 모형 설명력	40
<표 3-7> 풍력 지점별 풍속 확률 모형 설명력	40
<표 3-8> 재생에너지 3020 시나리오 설정	51
<표 4-1> 각 시나리오의 일일 발전량 및 예비력 분석 - 여름철 대표일	59
<표 4-2> 각 시나리오의 일일 발전비용 및 예비력 비용 - 여름철 대표일	60
<표 4-3> 시나리오별 시간당 필요 예비력 분석 - 여름철 대표일	62
<표 4-4> 2014년 미국 계통운영자별 평균 대기예비력 가격	66
<표 4-5> 낮은 예비력 가격과 높은 예비력 가격을 적용한 최적화 결과 요약 - 발전량 및 예비력 양	67

<표 4-6> 시나리오별 연간 계통운영비용 추정 값:	
Case 1 비용대비 상대적 비율	72
<표 5-1> 오차율 산정방안 비교	77
<표 5-2> 2030년 태양광과 풍력의 10분 변동률 추정 결과	80
<표 5-3> 2030년 신재생 10분 변동률 추정 결과	81
<표 5-4> 10분 예비력 산정방안	82
<표 5-5> 평활화효과를 고려하지 않은 변동량	83
<표 5-6> 재생에너지 변동성으로 인한 변동량	84
<표 5-7> 계절별 추정 변동률 & 10분 예비력	89
<표 6-1> 현행운영예비력	95
<표 부록-1> 일사량-태양광 변환위한 주요 지표 및 가정	112
<표 부록-2> 태양광 시스템 성능 효율 산정을 위해 가정된 항목별 손실	113
<표 부록-3> 전력시스템 모형 구축위해 지원받은 데이터 목록	113
<표 부록-4> 한국형 MPSOPF 모형 104-Bus System bus별 지점 정보	114

그림 차례

[그림 2-1] 변동성 재생에너지 비중 상위 10개국, 2017	6
[그림 2-2] ESS의 기술별 활용 적합분야	9
[그림 2-3] 유틸리티급 ESS 점유율	9
[그림 2-4] 미국 ISO별 에너지저장장치 정책	11
[그림 2-5] GE의 Fast GT(가스터빈)	13
[그림 2-6] 텍사스 주 수요 반응, 2011년 8월 4일	14
[그림 2-7] 개별 가정 수요자가 수요 유연성 참여시 전력수요 패턴 변화	18
[그림 2-8] 재생에너지 과공급으로 인한 전력 순수요 덕커브 현상	18
[그림 2-9] 주요국과 주요지역의 전력 수입 및 수출 비중	20
[그림 3-1] MPSOPF 모형 개념적 구조	24
[그림 3-2] 일일전계획 및 실시간시장 개념도	26
[그림 3-3] 예비력의 특성별 종류	27
[그림 3-4] MPSOPF의 부하추종, 상정사고 예비력의 메커니즘	28
[그림 3-5] 16개 태양광 단지 위치도	31
[그림 3-6] 16개 풍력 단지 위치도	32
[그림 3-7] 일사량, 풍속과 기온의 상관관계	34
[그림 3-8] 일사량-풍속 상관관계	36
[그림 3-9] 계절별 평균 육상풍속 및 해상풍속 24시간 패턴 비교	36
[그림 3-10] 태양광 및 풍력 지점 1의 1,000개의 24시간 예측 발전량 프로파일	42

[그림 3-11] 태양광 및 풍력 지점 1의 5개 대표 프로파일	42
[그림 3-12] 한국전력시스템 104-bus system 지도	44
[그림 3-13] 발전원별 용량 구성, 2017년 vs 2030년	45
[그림 3-14] 계절별 일일 전력수요 패턴, 2017년 vs 2030년	46
[그림 3-15] 육상풍력, 해상풍력, 총 풍력의 일일 발전 패턴 - 여름철 대표일	48
[그림 3-16] 풍력 및 태양광 발전 및 순수요 패턴 - 여름철 대표일	49
[그림 3-17] 계절별 대표일의 태양광&풍력 통합모형의 순수요 패턴	50
[그림 4-1] 여름철 대표일 시나리오별 발전 프로파일(1)	56
[그림 4-2] 여름철 대표일 시나리오별 발전 프로파일(2)	57
[그림 4-3] 계절별 대표일의 24시간 발전원별 발전 프로파일 - Case 2_Wind&Solar	61
[그림 4-4] 시나리오별 평균 상정사고 예비력과 부하추종 예비력 - 여름철 대표일	63
[그림 4-5] 시나리오별 24시간 시간당 필요예비력 프로파일 - 여름철 대표일(1)	64
[그림 4-6] 시나리오별 24시간 시간당 필요예비력 프로파일 - 여름철 대표일(2)	65
[그림 4-7] 낮은 예비력 가격(좌)과 높은 예비력 가격(우) 하에서 재생에너지 발전량 및 필요 예비력 비교	68
[그림 4-8] 낮은 예비력 가격과 높은 예비력 가격 하에서의 시간별 예비력 프로파일 - Case 2_Wind&Solar	69
[그림 4-9] 낮은 예비력 가격(좌) vs 높은 예비력 가격(우) - ESS 비용 절감효과 비교 분석	71

[그림 4-10] PCHIP 보간법을 이용한 연간수요패턴 추정 예시	72
[그림 5-1] 출력 변동률의 정의	76
[그림 5-2] 재생에너지 변동률 추정방법	79
[그림 5-3] 신뢰도 구간 분포 예시	80
[그림 5-4] 2030년 10분 예비력 산정 예시	85
[그림 5-5] 재생에너지 출력수준에 따른 변동량(1년)	87
[그림 5-6] 재생에너지 출력수준에 따른 변동량의 표준편차	87
[그림 5-7] 계절별 재생에너지 출력수준에 따른 변동량	88
[그림 6-1] DR 순동예비력 활용 사례	96
[그림 6-2] 전력계통 상황에 따른 변동 예비력	98
[그림 6-3] 급전주기 단축을 위한 발전 및 급전계획 절차(CAISO)	100
[그림 6-4] 당일 재생에너지 예측을 통한 당일발전계획용 예비력 산정	100
[그림 6-5] 재생에너지 출력제한	103
[그림 부록-1] 풍력 터빈 별 풍속-풍력 변환 곡선	110
[그림 부록-2] 제조사 별 태양광 패널 효율	112

제1장 서론

우리나라는 2017년 『재생에너지 3020 이행계획』¹⁾을 발표하면서 2030년까지 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전비중을 20%까지 확대하겠다는 목표를 제시하였다. 재생에너지 공급확대는 전 세계적인 추세로 세계 각국은 재생에너지 공급을 확대하기 위해 다양한 노력을 경주하고 있다.

재생에너지 공급 확대는 기존의 우리나라 에너지정책 기조와 사뭇 다른 것으로 우리나라 에너지정책이 중요한 전환기에 접어든 것으로 판단된다. 그런데, 재생에너지 공급을 목표를 상향하면서 여러가지 이슈들이 제기되고 있다. 대표적으로 잠재량의 문제, 비용 혹은 발전단가의 문제, 그리고 계통안정성과 관련한 문제 등이 있다. 이러한 이슈들은 우리가 재생에너지 공급을 확대하는 과정에서 지속적으로 직면하게 될 문제들이고 꾸준히 다루어야 할 중요한 정책과제들이기도 하다.

본 연구에서 다루고자 하는 주제는 이 중에서 변동성 재생에너지가 전력계통에 대량으로 도입되면서 발생할 수 있는 문제를 검토하고 이에 대응하기 위한 수단들에 관한 것이다. 전력계통 운용은 비용의 효율성과 전력 공급의 안정성 두 가지 측면을 동시에 고려해야 한다. 그런데 변동성 재생에너지의 비중이 증가할 경우 높은 변동성²⁾과 불확실성³⁾으로 인해 전력공급의 안정성을 저하시키기 때문에 이에 대한 선제적인 준비가 필요한 상황이다.

1) 산업통상자원부, 2017, 재생에너지 3020 이행계획(안).

2) 발전량이 시간에 따라 변동하고 이를 제어하기 힘들.

3) 발전량을 예측하기 힘들.

정부는 『재생에너지 3020 이행계획』을 발표하면서 이러한 선제적 준비의 필요성을 인지하고 계통연계형 ESS(Energy Storage System; 에너지 저장장치) 설치 확대, Power to Gas 등의 대안을 제시한 바 있다. 또한 통합관제시스템 구축, 유연성 설비 확대에 대비한 전력시장 제도 개선 등이 논의되고 있다.⁴⁾ 하지만 2030년 태양광, 풍력 등 재생에너지 보급 목표가 달성될 경우의 우리나라 전력시스템의 모습과 문제점, 특히 변동성 재생에너지로 인해 발생할 수 있는 계통운영상의 문제점에 대한 검토 및 논의가 심도 깊게 이루어질 필요가 있는 것으로 판단된다.

본 연구는 이러한 문제인식 하에 변동성 재생에너지 보급 확대에 따른 계통영향을 주로 예비력 관점에서 분석하고 이에 대응하기 위한 기술적, 정책적 수단들을 검토하는 것을 목적으로 한다. 이러한 목적을 달성하기 위해 본 보고서는 다음과 같이 구성된다. 우선 제2장에서는 변동성 재생에너지 확대에 대응하기 위해 검토되거나 적용되고 있는 국내외 기술적, 정책적 대안들을 살펴본다. 제3장에서는 1시간 단위의 예비력 분석을 위한 모형인 MPSOPF 모형에 대한 설명과 주요 전제에 대해 논의한다. 제4장에서는 제3장을 통해 구축된 MPSOPF 모형을 활용하여 2030년 태양광, 풍력 보급목표 달성 시의 우리나라 전력계통을 모의하고 1시간 단위의 예비력을 도출한다. 제5장에서는 MPSOPF 모형에서는 분석하기 힘든 10분 단위 예비력에 대한 분석을 통해 논의를 보완하고 추가적인 시사점을 도출한다. 마지막으로 제6장에서는 연구결과를 종합하고 정책적 시사점을 제시한다.

본 연구는 재생에너지 3020 목표 달성 시의 우리나라 전력계통을 모의하고, 태양광과 풍력을 동시에 고려하여 예비력을 산정한다는 점에서 기

4) 산업통상자원부, 2017, 재생에너지 3020 이행계획(안).

존의 연구들과 차별적이다. 또한 상이한 두 가지 모형을 통해 시간대별 예비력을 분석하고 시자점을 도출한다는 점에서 상호보완성과 완결성을 추구하였다. 본 연구는 향후 우리나라가 변동성 재생에너지 보급에 대응하여 계통 안정성을 확보하기 위한 기초자료로 활용되어 재생에너지 3020 목표달성에 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

제2장 변동성 재생에너지 확대와 대응 현황

1. 변동성 재생에너지의 확대

전 세계적으로 재생에너지가 빠르게 성장하는 가운데 재생에너지원 중 가격 경쟁력을 빠르게 확보하고 있는 태양광과 풍력이 성장을 주도하고 있다.⁵⁾ IEA에 따르면 1990년부터 2017년까지 OECD 국가의 수력을 제외한 재생에너지 전력공급의 연평균 성장률은 8.7%로 전력공급 연평균 성장률 1.3%를 상회했다.⁶⁾ 재생에너지원 중 태양광과 풍력이 각각 연평균 34.8%, 21.2% 성장해 재생에너지 성장을 이끌었고 상대적으로 비중이 높은 수력과 바이오의 성장률은 높지 않다.⁷⁾ 향후, 태양광과 풍력의 성장은 계속되어 전력에서 차지하는 비중이 계속 높아질 것으로 예상된다.⁸⁾

태양광과 풍력의 보급이 빠르게 늘어나면서 이미 일부 국가에서는 변동성 재생에너지가 전력 구성에서 상당한 비중을 차지하고 있다. 2017년 태양광과 풍력이 전력에서 차지하는 비중이 20%를 넘은 국가들은 7개국으로 덴마크 53%, 우루과이 28%, 독일 26%, 아일랜드 25%, 포르투갈 23%, 스페인 21% 순이다([그림 2-1]).

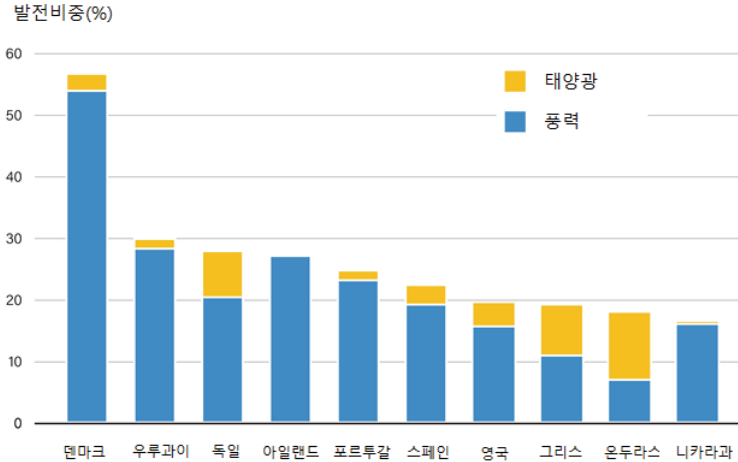
5) 2009년~2017년 고정축 태양광 LCOE는 72% 하락, 육상풍력은 동기간 27% 하락. (FS—UNEP Centre, 2018, Global Trends in Renewable Energy Investment, 2018, p.17).

6) IEA, 2018, Renewables Information 2018, p.8.

7) 전계서, p.8.

8) IEA와 Bloomberg New Energy Fiance(BNEF)는 2050년까지 태양광과 풍력이 전력에서 차지하는 비중을 48%로 전망함. 자료: BNEF, 2018, New Energy Outlook 2018, p.77.

[그림 2-1] 변동성 재생에너지 비중 상위 10개국, 2017



자료: REN21, 2018, Renewables 2018 Global Status Report, p.43.

일시적으로 발전량 중 변동성 재생에너지가 차지하는 비중이 20%보다 높아지는 현상을 경험했던 국가나 지역도 상당하다. 호주의 사우스오스트레일리아 주의 경우 풍력만으로 100%, 태양광만으로 44%를 공급한 경험이 있다.⁹⁾ 독일은 풍력과 태양광을 합하여 전력 구성에서 차지한 비중이 66%, 미국 텍사스 주는 풍력만으로 54%, 아일랜드는 풍력만으로 60%이었다.¹⁰⁾

우리나라도 향후 태양광과 풍력 중심으로 설비를 확장할 계획이다. 2017년 말 발표된 『재생에너지 3020 이행계획』에 따르면 2030년까지 재생에너지 신규 설비용량의 대부분인 97%를 태양광과 풍력으로 공급하여 2030년에는 전체 전력에서 변동성 재생에너지가 차지하는 비중이 13.5%에 이를 것으로 전망된다.¹¹⁾

9) REN21, 2018, Renewables 2018 Global Status Report, p.43.

10) 전게서, p.43.

이에 따라 각국은 태양광과 풍력의 확대에 대비하여 에너지저장시스템, 수요자원, 국가 간 전력망 연결을 변동성 문제 완화 방안으로 활용하고 있다.

2. 변동성 대응 현황 - 에너지저장시스템

가. 에너지저장시스템(ESS)

변동성 재생에너지인 풍력과 태양광은 기술 특성상 전력이 필요할 때 생산되는 것이 아니라 기상조건에 따라 생산된다. 에너지저장시스템(Energy Storage System, ESS)은 전력을 생산한 후 이를 저장하여 필요할 때 사용가능하고, 재생에너지의 높은 출력변동을 완화하여 전력계통의 안정성을 높이고, 전력 관리의 효율성을 제고할 수 있는 기술적 대안이다.¹²⁾

ESS는 물리적, 전자기적, 화학적 에너지시스템 모두를 포괄한다([그림 2-2]). 물리적 에너지저장시스템은 정격용량 및 출력 지속시간이 높아서 대용량 부하관리에 적합하다. 그 중 양수발전은 기술적 완성도가 높고 역사가 오래되었으나 입지에 제한이 많아서 분산전원으로서의 활용도가 떨어지는 단점이 있다. 압축공기 저장 역시 입지에 제한이 있으며 화석연료를 많이 사용하는 단점을 가지고 있다. 플라이휠의 경우 고출력, 긴 수명 및 빠른 응답으로 큰 장점이 있지만 저밀도, 고비용의 단점이 있다.¹³⁾

전자기적 에너지저장시스템은 출력 지속시간이 짧아 급속 충·방전이 필요한 무정전전원장치(UPS, Uninterruptible power supply)에 적합하다. 전

11) 산업통상자원부, 2017, 재생에너지 3020 이행계획(안), 변동성 재생에너지 비중은 해당 계획의 목표를 바탕으로 추정한 수치.

12) 한전경제경영연구원, 2016, KEMRI 전력경제 REVIEW 2016 제17호, p.1.

13) 전계서, p.4-8.

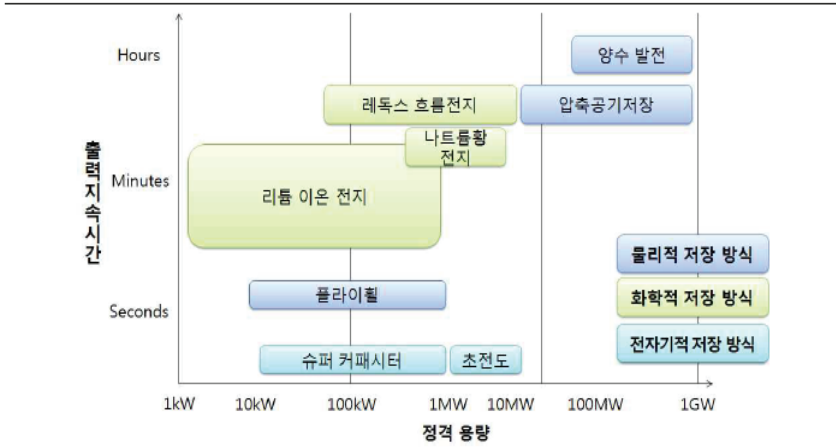
자기적 저장시스템 중 슈퍼커패시터는 충·방전이 가능하고 수명이 길며 안정적이다. 하지만, 낮은 에너지밀도와 높은 비용이 단점이다. 초전도자기장 역시 비용이 높고 현재 기술 장벽이 높아 빠른 상용화가 어려운 상황이다.¹⁴⁾

화학적 에너지저장시스템은 대형 이차전지의 한 종류로 양극과 음극에 들어가는 물질에 따라 리튬, 나트륨, 흐름 전지로 구분할 수 있다. 리튬이온전지는 완성도가 높고 그 활용범위가 넓다. 하지만 기술적 한계에 도달하였고 차세대 전지로 기술 개발이 필요한 상태라 현재 기술로 대규모로 설치할 경우 비용이 크게 상승하는 단점이 있다. 나트륨황전지의 경우, 전기화학적 에너지저장시스템 중 주요 소재의 가격이 낮고 소재가 풍부하다는 장점이 있으나 현재 국내에서 기술개발 초기 단계로 단기간에 상용화되기 어려운 상태다. 레독스흐름전지는 반영구적이고 리튬이온전지에 비해 원자재 비용이 낮으나 현재 실증단계로 산업의 성장을 위해서는 저가화, 상용화 기술 등 응용 기술개발 및 관련 산업 생태계 형성이 필요한 상황이다.¹⁵⁾

14) 전계서, p.4~16.

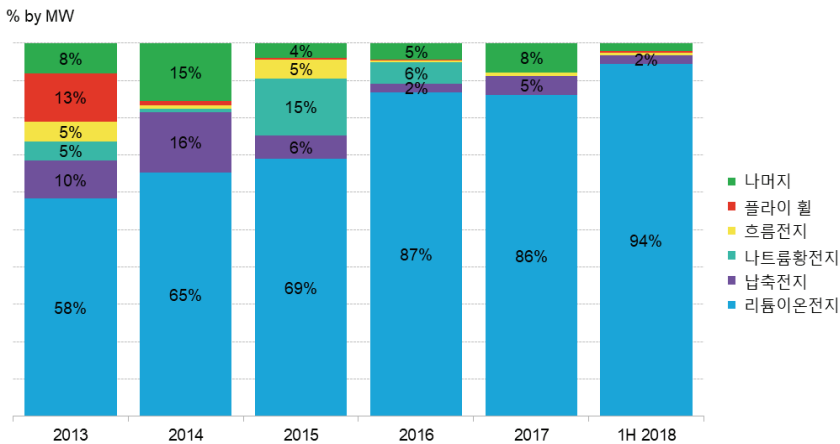
15) 전계서, p.4~16과 한전경제경영연구원, 2016, KEMRI 전력경제 REVIEW 2016 제12호, p.3~6.

[그림 2-2] ESS의 기술별 활용 적합분야



자료: Low Carbon Futures(2012)를 한전경제경영연구원, 2016, KEMRI 전력경제 REVIEW 2016 제12호, p.6. 재인용.

[그림 2-3] 유틸리티급 ESS 점유율



자료: BNEF, 2018, 2H 2018 Energy Storage Market Outlook, p.10.
주: 양수 제외

ESS의 시장점유율을 양수를 제외하고 살펴보면, 리튬이온전지의 시장 점유율이 증가하여 2018년 상반기 시장의 대부분인 94% 차지하는 것으로 조사되었다([그림 2-3]). 다음으로 납축전지가 2%, 나트륨황전지, 흐름 전지, 플라이 휠 등이 나머지를 차지하여 에너지시장의 주력 제품은 리튬이온전지인 것으로 나타났다([그림 2-3]).

대표적으로 미국은 ESS를 활용하기 위해 각종 규제를 완화하고 있다. 미국 연방에너지규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)는 ESS를 전력도매시장에서 용량 및 주파수조정 시장 참여자로 인정(2013년 7월)하여 전력 도매시장 진입장벽을 해소하였고, 이후 소형발전기로서의 지위를 인정하였다(2013년 11월).¹⁶⁾ 그리고 지역별 전력계통운영기구들도 규제 완화에 노력하고 있는데, 전력계통운영기구마다 규정은 조금씩 다르지만 ESS가 보조시장, 에너지, 용량, 규제 시장 등에 참여할 수 있도록 하고 있다([그림 2-4]). 주정부 차원에서 캘리포니아 주는 ESS 설치를 의무화 하고 있다. 2013년 10월 PG&E, SCE, SDG&E 등 세 유틸리티 사에 2020년까지 1,325MW의 ESS 구매를 의무화하였다. 그리고 오레건 주와 매사추세츠 주도 ESS 설치를 의무화 하였다.¹⁷⁾

16) ㈜아이앤아이알앤씨, 2017, 신기후체제 대응을 위한 주요국가의 ESS확대장려정책 현황조사 및 국내 도입 방안 제안, 한국에너지공단 용역보고서, p.9~11.

17) ㈜아이앤아이알앤씨, 2017, 신기후체제 대응을 위한 주요국가의 ESS확대장려정책 현황조사 및 국내 도입 방안 제안, 한국에너지공단 용역보고서, p.14.

[그림 2-4] 미국 ISO별 에너지저장장치 정책

BATTERY ENERGY STORAGE PARTICIPATION IN ORGANIZED MARKETS



자료: 한전경제경영연구원, 2017, KEMRI 전력경제 REVIEW 2017 제24호, p.10.

주: ISO(Independent System Operator); 독립 계통 운영자.

나. 에너지저장시스템과 가스터빈 기술 비교

ESS는 재생에너지의 높은 출력변동을 완화하여 전력계통의 안정성을 높일 수 있는 효과적인 유연성 자원이다. <표 2-1>에서 볼 수 있듯이 ESS는 수초 이내에 가동하여 최대 출력을 낼 수 있어 재생에너지 변동성에 빠르게 대응할 수 있다. 하지만, ESS의 높은 비용과 짧은 수명 및 운전시간 등의 단점으로 인해 가스터빈(GT) 발전기도 유연성 제공 자원으로 활용되고 있다. 가스터빈 발전기는 <표 2-1>에서 보듯 ESS보다는 기동소요 시간과 증감발이 늦지만, 일반전원과 비교하여 짧은 기동시간과 빠른 증감발을 보여준다. 또한 넓은 출력범위를 가지고 있다. 가스터빈과 증기터빈으로 구성된 복합발전에서 가스터빈의 단독운전도 가능하나 효율이 낮아 변동비가 복합발전보다 높다.¹⁸⁾

18) 안재균, 2017, 신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구, p.84~87.

〈표 2-1〉 ESS와 GT, Fast GT 기술 특성 비교

구분	일반 복합발전 ¹⁹⁾ (GT+ST)	Fast GT 포함한 복합발전 ²⁰⁾ (Fast GT + ST)	ESS ²¹⁾
기동소요시간(분) (Hot start 기준)	100분 이내	30분 이내	수초이내 기동
GT 단독 기동소요시간(분) (Hot start 기준)	20분 이내	10분 이내 (추정)	-
Ramp Rate(MW/분)	20[MW/분] 내외	65[MW/분] 내외	수초이내 출력 최대 증가
GT 단독 Ramp Rate(MW/분)	10[MW/분] 내외	65[MW/분] 내외	-

자료: 한국남동발전 외(2016), GE(2017), PNNL(2016) 자료를 토대로 재구성.

주: GT 가스터빈, ST 증기터빈.

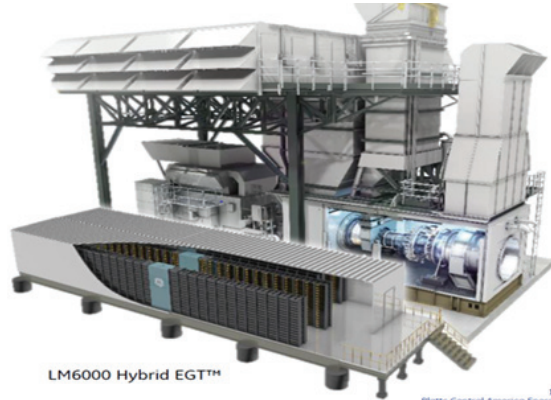
최근에는 가스터빈과 ESS의 장점을 결합 한 유연성 자원도 선보이고 있는데 급격한 변동에 대해 빠르게 대응할 수 있는 유연성 자원으로 General Electric(GE)사의 경우 가스터빈에 ESS를 결합한 하이브리드 형태의 발전기(Fast GT)를 개발하였으며 이 발전기는 10분 이내에 빠른 기동이 가능하여 재생에너지 변동과 같은 급격한 변동에 대응이 가능하다 (<표 2-1>, [그림 2-5]).

19) 한국남동발전 외, 2016, 발전기 기술적 특성 적용 기준 개선에 관한 연구, p.87~89.

20) GE, 2017, High Efficiency Power Plants in a Regional Integrated System, Platts Central America Energy, p.15.

21) Pacific Northwest National Laboratory and Sandia National Laboratories, 2016, Protocol for Uniformly Measuring and Expressing the Performance of Energy Storage Systems, page x(page 12).

[그림 2-5] GE의 Fast GT(가스터빈)



자료: GE, 2017, High Efficiency Power Plants in a Regional Integrated System, Platts Central America Energy, p.15.

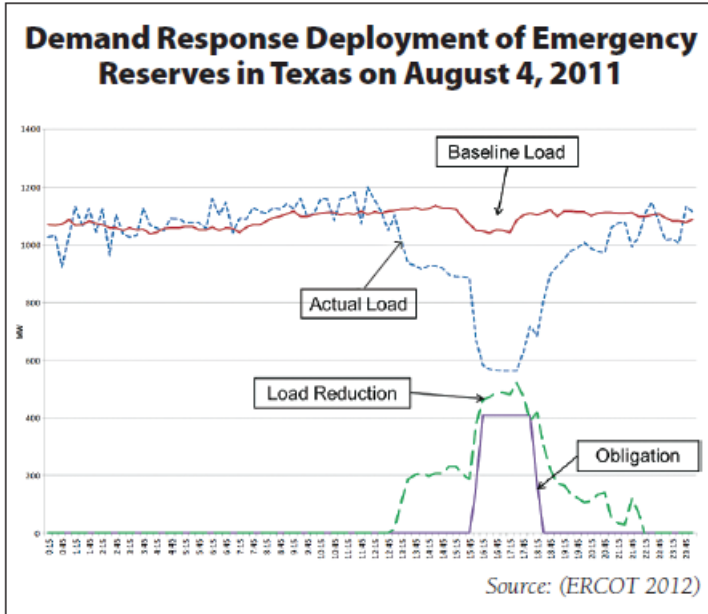
3. 변동성 대응 현황 - 수요자원

가. 수요 반응

수요 반응(Demand Response)은 전력 구매자가 인센티브나 시간대별 차등요금제에 반응하여 전기 사용패턴을 변경하는 것이다. 수요 반응이 재생에너지 변동성을 경감하는 유연성 자원으로 활용 가능한 예를 미국 텍사스 주와 뉴잉글랜드 주에서 살펴볼 수 있다.

풍력 발전량이 급격히 감소할 경우 수용반응을 비상 예비력 형태로 활용하여 전력시스템의 신뢰도를 유지할 수 있다. 텍사스 주는 풍력 비중이 상당히 높은데, [그림 2-6]은 텍사스 주에서 수요 반응을 10분 예비력 자원으로 활용한 예를 보여준다. 풍력이 급격히 감소하였을 때 수요 반응을 통해 400MW의 전력수요를 급격히 감소시켜 추가적인 화력 발전소가 동 없이 안정적으로 전력을 운용하였다.

[그림 2-6] 텍사스 주 수요 반응, 2011년 8월 4일



자료: ERCOT(2012)를 RAP, 2013, Demand Response as a Power System Resource 에서 재인용, p.10.

다른 예시는 미국 뉴잉글랜드 주의 경우다. <표 2-2>는 지역별로 일정 규모의 설비가 요구될 때 실시간 수요 반응 자원과 실시간 비상용 발전기가 전체 요구 용량 중 얼마나 대응하였는지를 보여준다. 결과를 보면 수요 반응은 86%의 수행 능력을 보였고 비상용 발전기는 90%를 충족했다. 이 결과는 수요 반응이 거의 비상용 발전기에 근접한 수준으로 계통 운영에 안정적으로 활용될 수 있고 장기적으로 비상용 발전기를 대체할 수 있다는 것을 보여준다.

〈표 2-2〉 실시간 수요 반응과 실시간 비상발전기의 성능비교 분석
(미국 뉴잉글랜드)

New England Capacity Resource Performance				
Load Zone	Real Time Demand Response		Real Time Emergency Generation	
	MW	Performance	MW	Performance
Maine	278	100%	25	100%
New Hampshire	45	93%	33	98%
Vermont	33	100%	13	98%
Connecticut	261	72%	254	86%
Rhode Island	40	90%	56	88%
Southeastern Mass	136	78%	37	86%
Western/Central Mass	132	97%	577	94%
Northeastern Mass	198	80%	78	89%
Total New England	1,124	86%	553	90%
Generating Fleet Average EFORD	94.5%			
Quick Start Generation	Assumed 80% during planning			

자료: Scbelli(2012)를 RAP, 2013, Demand Response as a Power System Resource에서 재인용, p.9.

나. 수요 유연성

수요 반응은 시간별 차등요금제에 기반한다. 수요자가 자발적으로 전력 수요를 조절하거나 급전지시가 있을 경우 이에 따라 수요를 조절하는 형태이다. 결국 전력 수요를 조절하는 주체는 전력소비자 본인이 된다. 여기서 한걸음 더 나아가 계통운영자나 유틸리티가 통신기술과 제어기술을 활용해 전력수요 자체를 직접 조정하는 형태의 수요자원을 수요 유

연성(Demand Flexibility)이라고 부른다. 기존의 수요 반응은 가격정보나 급전지시에 의해서 계통운영자가 원하는 방향으로 소비자가 수요를 제어하는 ‘간접적인 수요자원’이라고 한다면, 수요 유연성은 계통운영자가 직접 수요를 제어함으로써 수요자원을 활용하는 ‘적극적인 수요자원’이라고 부를 수 있다.

<표 2-3>은 수요 반응과 수요 유연성 차이를 비교해서 보여주고 있다. 수요 반응은 피크 위급상황 발생 시 급전지시에 의해서 비지속적으로 발생하는 반면, 수요 유연성은 전력소비자에게 불편하지 않는 수준의 전력 서비스는 제공한다는 제약 조건 하에 계통운영자가 일정용량의 수요자원을 지속적으로 제어하는 방식을 뜻한다. 따라서 수요관리 주체 관점에서 수요 반응은 유틸리티이고, 수요 유연성은 개별 고객이 된다. 시장 참여를 유인으로 수요 반응은 급전지시에 따를 경우 직접적인 인센티브를 지급하고, 수요 유연성은 수요제어를 허락하는 정도에 따라 전기요금 감액으로 보상해 준다.

대용량이며 지속적으로 발생하는 냉방/난방 수요, 전기자동차 수요 등이 수요 유연성 자원으로 활용될 수 있다. 특히 냉방수요는 우리나라 여름철 계통운영의 주요 관심사항으로, 이미 대기업에서 판매하는 에어컨에 전력수요를 모니터링하고 제어할 수 있는 장치가 포함된 제품이 판매중이다. 또한, 수요 유연성 자원으로 참여하겠다는 계약을 체결하면 에어컨 전력사용을 일정 부분 제어할 수 있도록 허락하고, 전기요금 감액 보상을 받는 프로그램이 준비 중이다.²²⁾

22) <https://www.msn.com/ko-kr/money/topstories/삼성-무풍에어컨-산업부와-손잡고-에너지-절약-사업/ar-AAxLmk0>, 최종방문일 2018.10.24.

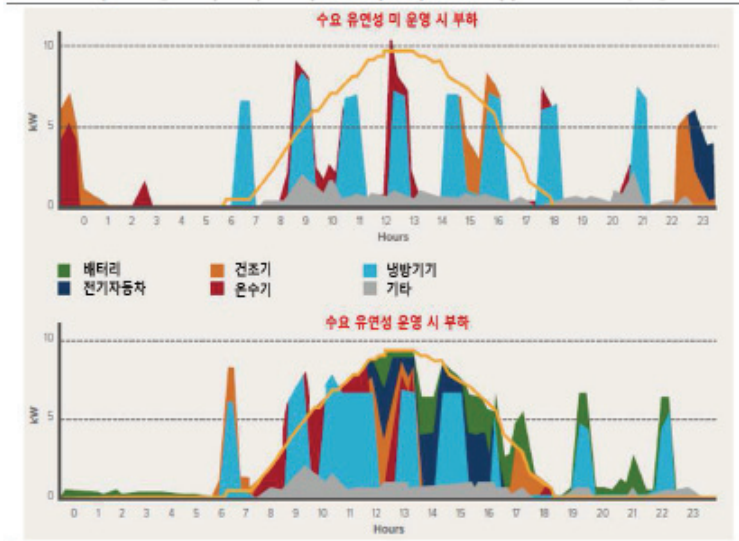
〈표 2-3〉 수요 반응과 수요 유연성의 차이

구 분	수요 반응 (Demand Response)	수요 유연성 (Demand Flexibility)
규 모	도매시장	소매시장
발 생 시 간	피크 위급상황에 반응하여 발생 (비지속적)	전기요금 절감을 위해 사전에 계획하여 발생 (지속적)
수요관리 주체	유틸리티, 망 사업자	고객
유 인 책	인센티브 지급	직접적인 전기요금 감액

자료: Rocky Mountain Institute(2015)를 한전경제경영연구원, 2018, KEMRI 전력경제 REVIEW 2018 제18호에서 재인용, p.12.

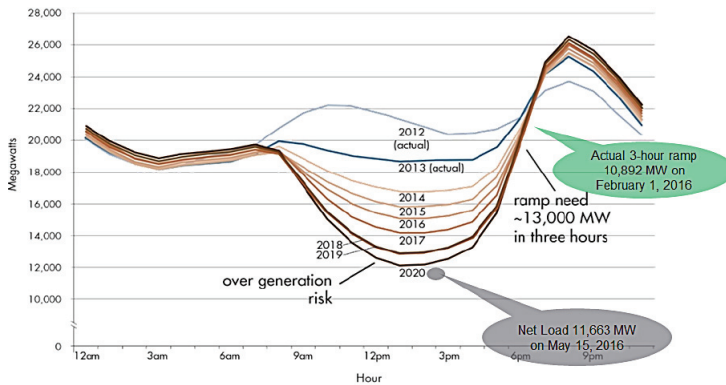
[그림 2-7]은 개별 가정 수요자가 수요 유연성 참여 시 전력수요 패턴 변화의 예시를 보여주고 있다. 태양광이 대규모로 보급될 경우 태양광 발전이 대량으로 공급되는 11시~17시에 전력의 순수요(net load)가 급감하는 덕커브(duck curve) 현상을 보인다([그림 2-8]). 이런 경우 덕커브가 발생하는 시간대에 전력수요를 집중시켜서 수요 유연성 운영 시 부하 패턴으로 조정하게 되면 계통운영비용을 상당부분 경감하고 안정성을 제고할 수 있게 된다. 이렇듯 적극적인 수요자원활용의 방안인 수요 유연성 제도는 재생에너지의 변동성을 보완하는 수단으로 해외 여러 국가들에서 적극적으로 고려되고 있으며, 수요자원의 주요방안으로 부상할 것으로 예상된다. 특히 우리나라는 IT 기반이 잘 갖춰져 있고 인터넷 보급률이 아주 높아 수요 유연성 제도를 도입하기에 유리한 환경을 가지고 있는 것으로 판단된다.

[그림 2-7] 개별 가정 수요자가 수요 유연성 참여시 전력수요 패턴 변화



자료: 한전경제경영연구원, 2018, KEMRI 전력경제 REVIEW 2018 제18호, p.13.

[그림 2-8] 재생에너지 과공급으로 인한 전력 순수요 덩커브 현상



자료: CAISO, 2013, What the duck curve tells us about managing a green grid, https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf, p3, 최종방문일 2018.11.30.

주: 전력 순수요(Net load)의 형태가 오리와 닮아서 덩커브(duck curve)라 불림.

4. 변동성 대응 현황 - 국가 간 전력망 연결

유럽은 2014년 『2030 기후·에너지 프레임워크』를 통해 역내 국가 간 전력 거래 비중을 2020년까지 10%, 2030년까지 15%로 확대하기로 하였다.²³⁾ 이러한 국가 간 전력망 연결과 전력 거래는 변동성 재생에너지에 대한 전력계통의 수용성을 증대시킬 수 있는 대안이다.

유럽은 이미 국가 간 전력 거래가 활발하게 이루어지고 있는데, 2014년 기준으로 역내 전력의 수입과 수출 비중이 각각 11.3%, 11.2%에 달한다.²⁴⁾ 일본 재생에너지연구소(Renewable Energy Institute, REI)는 유럽의 국가 간 전력망 연결이 재생에너지의 변동성 대응에 효과적인 해법이며, 일례로 풍력 비중이 높은 덴마크와 수력이 높은 노르웨이의 경우 양국 간 전력 거래 비중이 높고 이것이 에너지자급률 향상에 도움을 준다고 밝히고 있다([그림 2-9]).²⁵⁾

국가 간 전력망 연계는 유럽 외의 지역에서도 추진되고 있다. 대표적인 사례로 남부아프리카 전력풀(Southern African Power Pool, SAPP)과 아세안 국가 간 전력망 연결 사업인 아세안 전력망 연계(ASEAN Power Grid, APG)가 있다.²⁶⁾ SAPP는 1995년 짐바브웨-보츠와나-남아공 간 400kV 송전망 구축을 시작으로 2009년에는 하루전시장, 2016년에는 당일시장을 도입하였다.²⁷⁾ APG는 1997년 ‘ASEAN Vision 2020’을 시작으로, 2002년에는 태국-말레이시아간 HVDC(high-voltage, direct current; 고압직류송

23) 에너지경제연구원, 2014, 세계 에너지시장 인사이트 제14-45호, p.62.

24) Renewable Energy Institute, 2017, Asia International Grid Connection Study Group Interim Report, p.3.

25) 전계서, p.4.

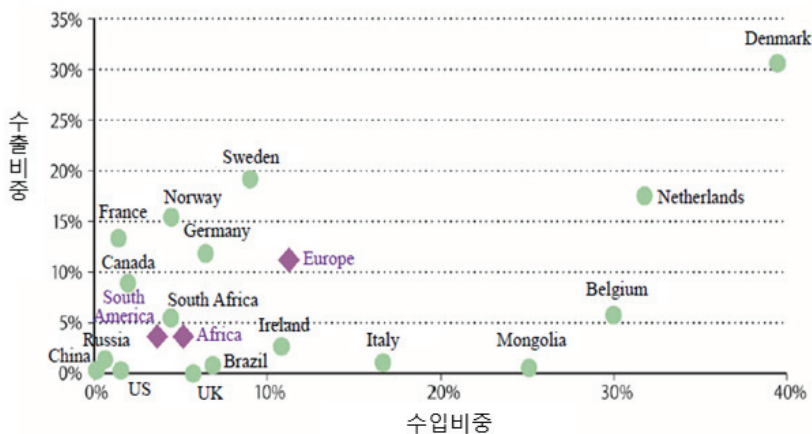
26) 이성규·정규재, 2017, 동북아 슈퍼그리드 구축사업 관련 해외 사례분석과 시사점, 에너지경제연구원 수시연구보고서 17-08, p.23, p.31~32.

27) 전계서, p.23~29.

전) 구축, 2007년에는 태국-캄보디아간 HVDC 구축, 2014년에는 라오스-태국-말레이시아-싱가포르 다자간 전력망 연계 사업 추진 결정 등의 성과를 이루었다.²⁸⁾

동북아시아 지역에서도 국가 간 전력망 연결을 위한 논의가 진행되고 있다. 소위 동북아 슈퍼그리드로 불리는 동북아시아 지역 국가 간 전력망은 러시아 및 몽골에서 생산된 전력을 한국, 중국, 일본 등에 공급함으로써 자원의 효율적 이용, 재생에너지 이용 확대, 전력 가격 인하 등에 기여하는 것을 목표로 한다.²⁹⁾

[그림 2-9] 주요국과 주요지역의 전력 수입 및 수출 비중



자료: Renewable Energy Institute, 2017, Asia International Grid Connection Study Group Interim Report, p.3.

28) 전계서, p.31~34.

29) 에너지경제연구원, 2017, 세계 에너지시장 인사이트 제17-16호, p.7~13.

제3장 MPSOPF 모형 구축

본 장에서는 본 연구의 주요 목표인 예비력 관점에서의 계통 안정성을 분석하기 위한 모형 중 핵심 모형인 Multi-Period Super Optimal Power Flow(MPSOPF) 모형의 구조와 주요 전제에 대해서 논의하고자 한다. MPSOPF 모형은 1시간 단위의 예비력 분석을 위해 활용한 모형이며, MPSOPF 모형을 보완하여 10분 단위의 예비력을 분석하기 위해 사용한 변동률 분석 모형에 대해서는 제5장에서 자세히 설명할 것이다. 두 모형은 서로 상이한 분석 대상과 분석 프로세스를 가지고 있지만 본 연구에서는 연구의 정합성과 신뢰성 확보를 위해 모형에 활용되는 주요 전체와 입력치를 일치시키기 위해 노력했으며, 이러한 주요 전제와 입력치는 주로 본 장에서 설명하고자 한다.

1. MPSOPF 모형 특성 및 예비력 구조

가. MPSOPF 모형 특성

MPSOPF 모형은 미국 연방에너지규제청(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)의 지원으로 코넬대학교의 연구진들이 개발한 모형이다. 최적 발전계획 도출을 위해 사용되는 안전도제약 최적조류모형(Security-Constraint Optimal Power Flow, SCOPF) 방법론에 기반을 두어서 재생에너지와 전력수요의 확률적 특성과 에너지저장장치(ESS)와 수요자원(DR)과 같은 유연성 자원의 영향을 분석할 수 있도록 진화된 모형이다. 본 모형은 NYISO, ISO-NE, PJM 등의 연구진과 교류를 통해 계속해

서 보완되고 있으며, 현재 MPSOPF의 근간이 되는 논문인 Zimmerman et al.(2011)³⁰⁾은 현재 약 3천회 인용될 정도로 학계와 실무연구자들 사이에서 인정받고 검증된 모형이다.

MPSOPF 모형의 기본적인 틀인 안전도제약 최적조류모형(SCOPF)은 전력시스템운영자가 일일전시장 혹은 실시간시장의 단기적인 최적전력 운용계획을 수립하는 데 사용하는 Energy Management System(EMS)의 일부분으로 이해할 수 있다. 이 EMS에서 실질적으로 발전기와 송전망의 물리적인 제약을 반영해서 해당 일 혹은 해당 시간의 전력수요를 충족하는 단기발전계획을 수립하는 모형이 Optimal Power Flow(OPF)이다. 여기에서 발전기 고장, 송전망 탈락과 같은 상정사고를 확률적인 사건으로 포함하여 안전도에 대한 제약을 만족시키는 최적발전계획을 도출하도록 개선된 모형이 SCOPF이다.

<표 3-1>은 미국의 지역별 전력시스템 운영자인 ISO(Independent System Operator)들이 일일전시장 계획 수립 시 적용하는 SCOPF의 방법론을 요약해서 보여준다. SCOPF에서 최적발전계획의 해를 찾는 방법론으로 크게 3가지의 방법론, 선형계획법(Linear Programming, LP), Lagrangian Relaxation(LR), 혼합정수계획법(Mixed Integer Programming, MIP)이 존재한다. 일반적으로 SCOPF의 해를 찾는 것은 수학적으로나 컴퓨터 연산적으로 힘든 과정이기 때문에 초기의 OPF 모형은 목적함수와 제약식을 선형화해서 global optimum을 비교적 짧은 연산시간에 찾아줄 수 있는 LP 방법론을 사용하였다. 또한 이런 복잡한 OPF 모형의 해를 도출하는 다른 대안으로 최적화 모형을 단순화해서 최적해의 근사치를 제공해주는 LR 방법론도 많이 사용되어왔다. MIP 방법론은 기존의 LP 방법론에서

30) Zimmerman, Murillo-Sanchez, and Thomas, 2011, MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education.

진화된 모형으로 선형적인 연속함수와 이산적인 정수계획법을 결합한 최적화 모형을 뜻한다. 발전계획을 도출하는 데 있어서 최적발전량을 도출하는 것과 함께 해당 발전기를 사용할지 말지도 중요한 의사결정 요소이기 때문에 전자는 연속함수 형태로 후자는 정수계획법을 통해서 해를 찾는 MIP가 더 진화된 형태의 최적화 모형이다.

<표 3-1>을 보면 대부분의 ISO는 MIP방법론을 이용해 일일전시장 발전계획을 수립하고 있으며, NYISO는 LR 방법론을 SPP는 MIP와 LP를 함께 사용하고 있는 것으로 조사되었다. 또한 SCOPF 모형을 기반으로 한 최적발전계획 수립을 통해서 연간 전력시스템운영비용 절감효과를 추정 한 자료를 보면 CAISO는 약 5천2백만 달러를 절감하고, PJM은 약 6천 만~1억 달러의 비용을 절감하는 것으로 나타났다. 이렇듯 본 연구에서 적용한 SCOPF 방법론은 실제 다수의 전력시스템운영자가 최적발전계획을 도출하는 데 활용하는 검증된 모형이며, 비용최소화 발전계획 도출을 통해 모형이 발생시키는 연간 효용도 상당히 높은 모형이라고 할 수 있다.

〈표 3-1〉 일일전시장(DAM) 계획 수립 시 미국 ISO별 현재 방법론 및 계획

	현재 방법론			앞으로 계획	SCOPF에서 얻는 연간효용
	LR	MIP	LP		
CAISO		O		현재 MIP 방법론을 바꿀 계획 없음	\$52 Mil
ISO-NE		O		-	-
MISO		O		-	-
NYISO	O				-
PJM		O		MIP가 현재 잘 작동하고 있기 때문에 추가적인 알고리즘 업그레이드 계획 없음	\$60-\$100 Mil
SPP		△	△	DAM에서 UC부분은 MIP를 사용하고, 발전계획과 Pricing 부분에는 LP사용	-

자료: FERC(2011)을 전우영, 2015, 확률적 전력계통망 최적화모형 구축 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-15에서 재인용, p.25.

[그림 3-1]은 MPSOPF의 개념적 구조를 요약해서 보여준다. MPSOPF의 목적함수는 발전 부분과 수요 부분의 불확실성을 반영해서 발전 비용과 예비력 비용을 합한 전력시스템 운용비용의 기댓값을 최소화하는 발전기별 발전계획을 도출하는 것이다. 최적 발전 계획 도출을 위해 전력수요패턴, 발전기 물리적 제약, 계통 안정성 제약, 네트워크 제약, 상정사고 제약, 재생에너지 변동성 제약 등을 제약조건으로 부여한다.

[그림 3-1] MPSOPF 모형 개념적 구조

MPSOPF 모형 구조	
Minimize:	전력시스템 운영비용 (Expected System Cost including Energy and Reserve Cost)
Subject to:	1.전력수요패턴, 2.발전기 제약, 3.계통 안정성 제약, 4.네트워크제약(송전망 제약), 5.사고상정 제약(Contingency), 6.신재생에너지 변동성
With respect to:	발전기별 시간별 출력값

자료: 저자 작성.

MPSOPF가 기존의 SCOPF와 차별되는 점은 다음의 3가지로 요약될 수 있다. 첫째, 특정 시간의 단편적인 최적 발전계획을 풀어주는 SCOPF와 달리 MPSOPF는 24시간 연속적인 전력시스템 분석(Multi-period)이 가능해 일일전계획(Day-ahead scheduling) 관점에서 발전계획 수립 시뮬레이션이 가능하다. 둘째, 결정론적 정보뿐만 아니라 확률적 정보에 대한 처리가 가능하기 때문에, 불확실성을 가지는 확률적 형태의 입력값³¹⁾에 대한 체계적인 분석이 가능하다. 셋째, 불확실한 상황에서 전력시스템 안전도를 유지하는 데 필요한 부하추종 예비력(load-following reserve)과 상정사고 예비력(contingency reserve) 두 종류의 적정 예비력 양을 모형 내 부적으로 결정한다.³²⁾

31) 가령 변동성 재생에너지의 발전량, 전력수요 등.

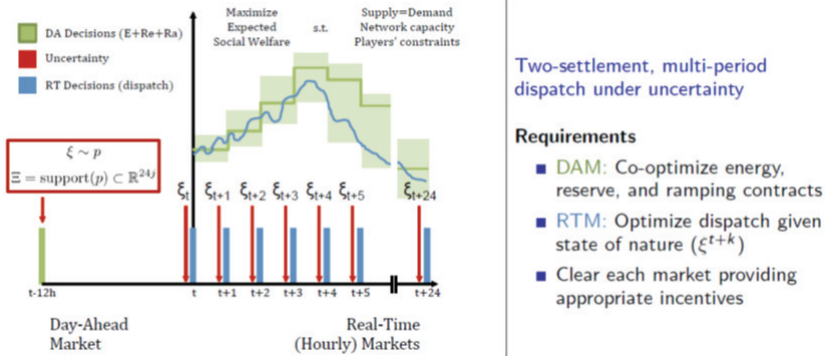
이러한 MPSOPF의 차별적인 특성으로 인해 변동성 재생에너지가 상당한 수준으로 보급되었을 때, 유연성 자원으로 인한 예비력 감소에 따른 비용절감 효과 분석에 강점이 있다. 한편, 본 연구에서는 대표적인 유연성 자원으로 ESS를 선택하고 24시간 연속적인 발전 계획상황에서 ESS의 충·방전 제약을 만족시키는 상황 하에서 피크수요 이전효과로 인한 에너지비용 절감 효과와 재생에너지의 변동성 경감에 따른 예비력 양 감소로 인한 비용절감 효과 분석을 수행하였다.

나. 예비력 개요 및 MPSOPF 모형의 예비력 구조

[그림 3-2]는 일일전발전계획 수립과 실시간 시장의 개념을 보여준다. 일반적인 전력시스템운영방법인 일일전계획(Day-Ahead Planning, DAP)은 하루 전 일정 시점에서 다음날 24시간의 전력수요 및 재생에너지의 불확실성을 고려하여 시간 단위로 발전량과 예비력량을 포함하는 최적 발전계획을 도출하는 것이다. 실시간계획(Real-time Planning) 관점에서는 해당 시간이 도래하면, DAP 발전량에서 전력수요와 재생에너지의 불확실성으로 인해 발생하는 예측치와 실적치의 차이는 상정사고 예비력이 대응하고, 전력수요와 재생에너지의 변동성으로 인해 발생하는 시간 간 변동은 부하추종 예비력이 대응하게 된다. 본 연구의 분석단위는 1시간(hourly)이기 때문에 상정사고 예비력과 부하추종 예비력은 1시간 이내에서 발생하는 불확실성과 변동성에 대응하게 된다. 이는 우리나라의 예비력 체계인 20분 대기예비력과 120분 대체예비력 중 20분 대기예비력에 가까운 성격이라고 할 수 있다.

32) 구체적인 MPSOPF 목적함수와 제약과 관련된 사항은 안지운(2016)에 정리되어 있으며 편의를 위해 부록에 안지운(2016)에 정리된 내용을 제시함.

[그림 3-2] 일일전계획 및 실시간시장 개념도



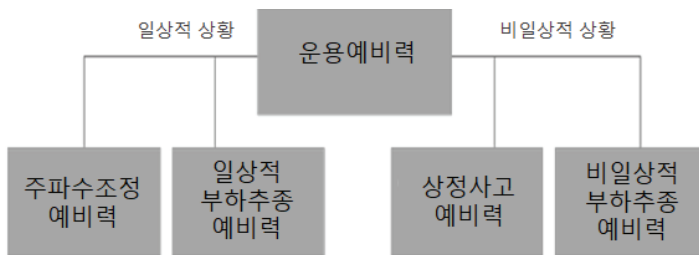
자료: Munoz-Alvarez 외, 2013, An Electricity Market Clearing Mechanism using Decision Rule Approximations, 발표자료, p.5.

다만 MPSOP의 부하추종 예비력은 비일상적 부하추종 예비력(ramping reserve)과 수요변화에 대응하는 일상적 부하추종 예비력(following reserve) 개념을 함께 포함한다.

[그림 3-3]은 예비력의 특성별 종류를 보여준다. 운용예비력(operating reserve)의 종류는 그 발생 원인이 일상적 상황(non-event)인지 비일상적 상황(event)으로 구분할 수 있다. 일상적 상황은 수요의 일상적 수준의 불확실성을 들 수가 있는데 이는 불가피한 불확실성으로 주파수 조정을 위해 주파수조정 예비력(regulating reserve)이 필요하게 되고, 시간별 수요패턴의 변화 또한 일상적인 상황으로 이를 위해 일상적 부하추종 예비력(following reserve)이 필요하게 된다. 반면 비일상적 상황은 발전기의 탈락, 재생에너지 발전량의 비일상적인 변화 등을 포함하는 상황으로 이러한 불확실성에 대응해서 즉각적으로 대응해야 하는 상정사고 예비력과 발전량 변화에 서서히 대응하는 비일상적 부하추종 예비력으로 구분

가능하다. 이러한 예비력의 구조는 큰 틀에서 MPSOPF에서 정의하고 있는 예비력 구조와 일치한다. 다만 MPSOPF의 부하추종 예비력은 비일상적 부하추종 예비력에 수요변화에 대응하는 일상적 부하추종 예비력 개념을 포함하고 있다.

[그림 3-3] 예비력의 특성별 종류

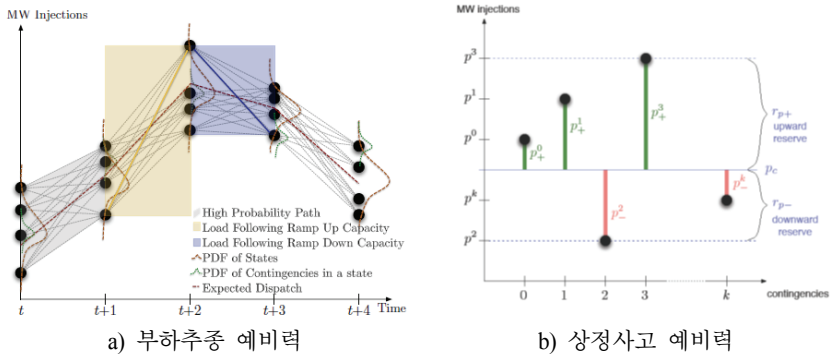


자료: Erik et al.(2011)을 Francisco et al., 2016, Competitive Electricity Market Regulation in the United States: A Primer, NREL technical report에서 재인용, p.15.

[그림 3-4]는 MPSOPF에서 부하추종 예비력과 상정사고 예비력을 구성하는 개념을 설명한다. 부하추종 예비력은 시간별 확률 값을 가지는 상태의 형태로, 입력된 풍력 발전량이 t 기에서 $t+1$ 기로 전환될 때 가장 낮은 상태에서 가장 높은 상태로 전환될 때의 최대 부하추종 하향변동 예비력(load-following down reserve)과 반대로 가장 높은 상태에서 가장 낮은 상태로 전환될 때의 최대 부하추종 상향변동 예비력(load-following up reserve)으로 구분된다. 여기에는 풍력 불확실성뿐만 아니라 시간별 전력수요의 변화량도 함께 포함된다. 상정사고 예비력은 가장 극단적인 전력시스템상의 고장 사고에 대응할 수 있는 예비력으로 결정이 된다. 특정 t 기에 발생할 수 있는 상정사고별 출력량과 그 확률 값을 모두 고려해서 기댓값에 해당하는 값으로 기준 발전계획을 도출하고, 상정사고별 가장

높은 발전량이 필요한 범위까지가 상정사고 상향변동 예비력(contingency up reserve)을 가장 낮은 발전량이 필요한 범위가 상정사고 하향변동 예비력(contingency down reserve)을 결정한다.

[그림 3-4] MPSOPF의 부하추종, 상정사고 예비력의 메커니즘



자료: a) Lamadrid et al.(2015) 세미나 발표 자료를 전우영(2015)에서 재인용, p.37.
b) Zimmerman et al.(2013), Multi-Period SuperOPF(SuperOPF 2.0) User's Manual을 전우영(2015)에서 재인용, p.38.

2. 태양광, 풍력 발전 예측 모형

MPSOPF 모형 구축에 앞서 가장 중요한 입력 변수인 태양광과 풍력 발전패턴에 대한 예측 모형을 구축해야 한다. 태양광과 풍력 발전 예측 값은 실제 우리나라 태양광 및 풍력 단지의 시간별 발전 값이 있다면 계량 모형을 통해 보다 직접적인 발전량 예측이 가능하다. 하지만 사이트별 태양광과 풍력의 발전량 실측 데이터를 확보하는 것이 어려운 관계로 각 태양광 및 풍력 지점의 일사량, 풍속 등 기상데이터의 과거 값을 수집하고, 이 기상데이터에 대한 계량 모형을 추정해서, 일사량과 풍속 값을 기존 기술의 변환 파라미터를 적용해서 태양광 발전과 풍력 발전 값으로

변환하는 방법을 선택하였다. 자세한 태양광 및 풍력 발전 예측 모형의 방법론은 아래와 같다.

가. 지점 선정 및 지점별 기상자료 간 상관관계 분석

태양광과 풍력 발전 예측 모형을 구축하기 위한 기상 자료를 기상청의 기상자료개방 포털³³⁾에서 수집하였다. 수집한 자료는 태양광의 경우 태양광 지점으로 선정된 16개 지점에 대한 시간별 일사량(MJ/m^2)과 기온, 풍력의 경우에는 풍력 지점으로 선정된 16개 지점(육상풍력 11개, 해상풍력 5개 단지)에 대한 시간별 풍속(m/s)과 기온에 대한 2015년~2017년의 3년간 자료이다.

태양광은 현재 주로 전라남도 지역에 활발하게 보급되고 있지만³⁴⁾, 소규모 분산발전자원 형태로 전 국토에 비교적 고르게 분포한다. 이러한 특성을 반영하여 본 연구에서는 특정 입지에 태양광 발전소를 지정하지 않고, 전국을 16개 시·도로 나누어서 각 시·도의 대표지점³⁵⁾을 선정하여 해당 지점의 기상자료를 수집하여 분석하였다. 지역별 2030년 목표용량을 산정할 때는 2015년까지의 보급실적에 『제8차 전력수급기본계획』³⁶⁾의 허가 물량을 반영하여 2018년의 설비용량을 도출한 후 각 지점의 용량이 2030년까지 비례하여 증가하는 것으로 가정하였다. <표 3-2>와 [그림 3-5]는 태양광 16개 지점의 정보와 위치를 보여준다.

풍력은 태양광과 달리 지역별 풍황 편차가 심하고, 풍황이 좋은 지역에 대규모로 풍력단지가 조성되는 경향이 있다. 이러한 특성을 반영해서

33) <https://data.kma.go.kr>, 최종방문일 2018.10.24.

34) 전남 24.4%, 전북 17.5%. 자료: 한국에너지공단, 2017, 2016년 신재생에너지 보급 통계.

35) 도청 및 시청 소재지.

36) 산업통상자원부, 2017, 제8차 전력수급기본계획.

2018년까지 풍력이 대규모로 조성된 16개 지점을 대표지점으로 선정하였다. 지역별 2030 목표용량을 산정할 때는 태양광과 마찬가지로 우선 2015년까지의 보급실적에 『제8차 전력수급기본계획』³⁷⁾의 허가 물량을 반영하여 2018년 설비용량을 도출하였다. 그리고 2030년 풍력 보급 목표인 17,674MW에서 해상풍력은 12,000MW, 육상풍력은 5,674MW³⁸⁾로 배분하고 육상풍력은 2018년의 지점별 용량에 비례하여 증가시켰고, 해상풍력은 기존 설치된 지점 자료가 거의 없기 때문에 5개 해상풍력 지점에 12,000MW를 균등하게 배분하였다. <표 3-3>과 [그림 3-6]은 풍력 16개 지점의 정보와 위치를 보여준다.

37) <표 3-2>와 <표 3-3>에서는 “8차 계획”으로 표기.

38) 『산업통상자원부, 2017, 재생에너지 3020 이행계획(안), 내부검토 자료.

〈표 3-2〉 16개 태양광 지점 및 2030 목표용량(MW)

지점 번호	지점 이름	AWS 번호	AWS 이름	'15년 용량	8차 계획	총합	2030 용량
s1	서울	108	서울	73		73	488
s2	인천	112	인천	58		58	387
s3	대전	133	대전	30		30	201
s4	대구	143	대구	51		51	344
s5	광주	156	광주	87		87	580
s6	울산	152	울산	21		21	140
s7	부산	159	부산	82		82	550
s8	경기	119	수원	263		263	1,754
s9	강원	101	춘천	224		224	1,493
s10	충북	131	청주	229		229	1,532
s11	충남	129	서산	536	65	601	4,010
s12	전북	146	전주	786		786	5,244
s13	전남	165	목포	1,099	196	1,295	8,648
s14	경북	136	안동	498	165	663	4,425
s15	경남	255	북창원	342		342	2,286
s16	제주	184	제주	122	95	217	1,447

자료: 저자 작성.

[그림 3-5] 16개 태양광 단지 위치도



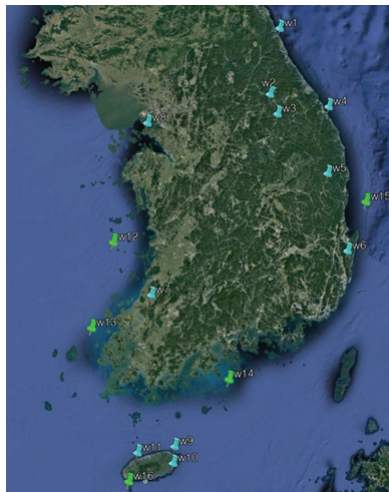
자료: 저자 작성.

〈표 3-3〉 16개 풍력 지점 및 2030 목표용량(MW)

지점 번호	지점이름	AWS 번호	AWS 이름	'15년 용량	8차 계획	총합	2030 용량
w1	고성	517	간성	-	583	583	801
w2	태기산	525	봉평	40	300	340	467
w3	평창	526	평창	98	476	574	788
w4	삼척	876	삼척	27	990	1,017	1,397
w5	영양	801	영양	62	301	363	499
w6	경주	859	토함산	17	490	507	696
w7	영광	769	염산	20	251	271	372
w8	영흥	664	영흥도	46	-	46	63
w9	행원	781	구좌	98	21	119	163
w10	성산	792	표선면	34	60	94	129
w11	한림	779	한림	25	192	217	298
w12	새만금	700	어청도	-	159	159	2,400
w13	신안	799	낙월도	40	438	478	2,400
w14	여수	931	육지도	-	-	-	2,400
w15	영덕	22,106	포항해상	40	299	339	2,400
w16	모슬포	855	가파도	0	168	168	2,400

자료: 저자 작성.

[그림 3-6] 16개 풍력 단지 위치도



자료: 저자 작성.

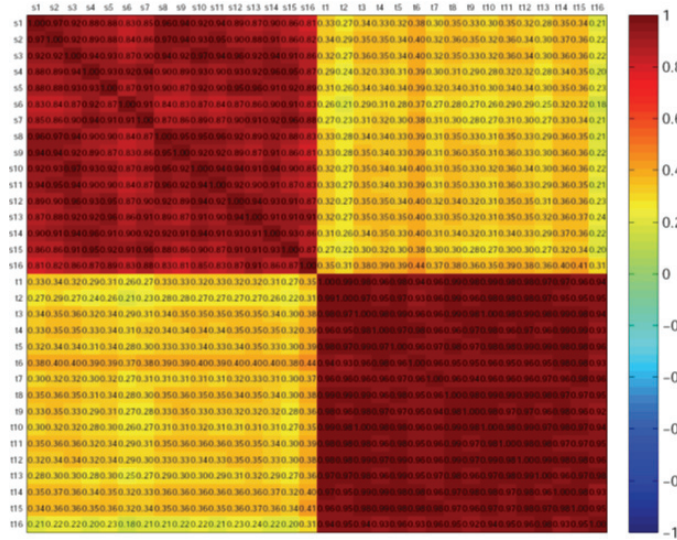
본 연구의 주요 기여 중 하나는 태양광과 풍력을 통합적으로 고려하여 전력시스템에 어떠한 영향을 미치는지 살펴보는 것이다. 기존에 태양광이나 풍력 한 종류의 변동성 재생에너지 발전자원에 대한 분석은 이루어진 적이 있지만³⁹⁾ 두 변동성 재생에너지 자원을 동시에 고려하여 분석한 사례는 거의 없다. 본 연구에서는 두 종류의 자원이 함께 보급될 때 어떤 시너지 혹은 추가적인 문제가 발생하는지 살펴보는 것이 주요 목적 중 하나이다. 본격적인 분석에 앞서 일사량-풍속-기온 간의 대략적인 상관관계를 살펴보았다.

[그림 3-7]의 (a)는 16개 태양광 지점의 일사량과 기온간의 상관관계를 분석한 결과이고 [그림 3-7]의 (b)는 16개 풍력 지점의 풍속과 기온 간의 상관관계를 보여준다. 그림에서 격자의 색깔이 붉은색에 가까우면 1의 상관관계, 파란색에 가까우면 -1의 상관관계, 초록색에 가까우면 0의 상관관계를 나타낸다. 따라서 일사량과 기온은 상관관계가 매우 높음을 알 수 있다. 반면, 풍속과 기온은 상관관계가 낮음을 알 수 있다.

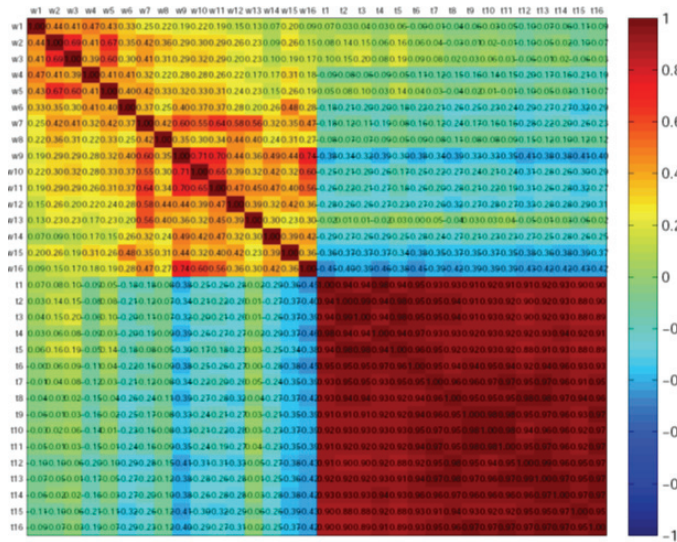
또한 태양광은 일사량의 지점(s1~s16) 간 높은 상관관계로 특정 시간대에 태양광 발전이 집중되어 덩커브를 발생시켜 계통운영에 문제를 유발하지만, 풍력은 풍속의 지점(w1~w16) 간의 상관관계가 높지 않아 우리나라 계통 전체의 관점에서 봤을 때는 일정부분 풍력 발전의 변동성이 경감되는 순효과(평활화 효과)가 있을 것으로 예상된다.

39) 1. 안지운, 2016, 신재생에너지 계통연계 최적발전믹스 분석 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 16-22.
2. 전우영, 2015, 확률적 전력계통망 최적화모형 구축 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-15.

[그림 3-7] 일사량, 풍속과 기온의 상관관계



(a) 일사량 - 기온 상관관계



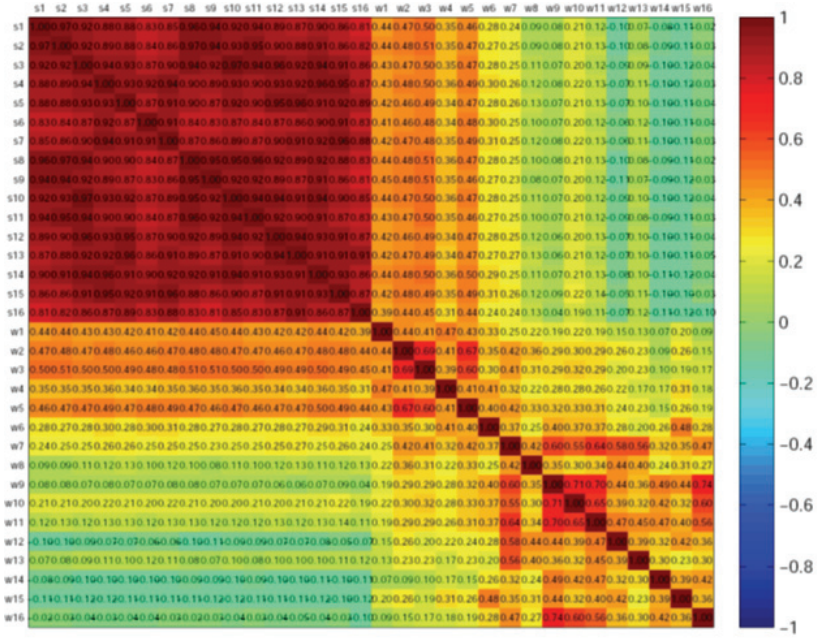
(b) 풍속 - 기온 상관관계

자료: 저자 작성.

마지막으로 [그림 3-8]은 16개 태양광 지점(s1~s16)의 일사량과 16개 풍력 지점(w1~w16)의 풍속 간의 상관관계를 보여준다. 특이한 점은 일사량과 육상풍속(w1~w11)은 전반적으로 약한 양의 상관관계를 보여주고 있는데 반해 일사량과 해상풍속(w12~16)은 약한 음의 상관관계를 보인다. 이는 육상풍속과 해상풍속의 패턴이 다르며, 육상풍속은 일사량과 유사한 패턴을, 해상풍속은 일사량과 반대되는 패턴을 보여줄 것임을 짐작케 한다. 이 상관관계 표를 바탕으로 추정하면, 태양광과 함께 육상풍력을 보급하면 태양광으로 인한 순수요 덕커브를 보다 심화하여 계통운영을 더 힘들게 만들고, 태양광과 해상풍력을 함께 보급하면 덕커브를 완화하여 계통운영의 문제를 경감하는 방향으로 작용할 것을 예상할 수 있다.

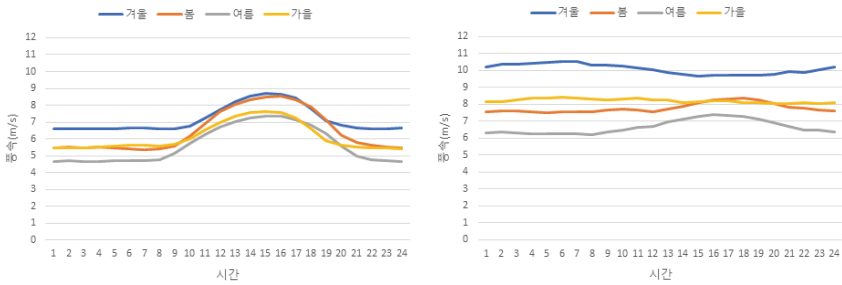
[그림 3-9]는 계절별 평균 육상풍속과 평균 해상풍속의 24시간 패턴을 보여준다. 우리나라의 풍속은 전반적으로 여름철이 가장 낮고 봄-가을은 중간수준이며 겨울철 가장 높은 형태를 보여준다. 24시간 패턴 관점에서는 육상풍속은 밤 시간은 낮고 13~17시 사이의 오후 낮 시간이 높은 반면에, 해상풍속은 24시간 전체적으로 풍속이 고르게 나타나는 가운데 풍속이 높은 겨울철은 낮 시간이 밤 시간보다 낮은 풍속패턴을 보인다. 이는 [그림 3-8]에서 얻은 결론과 일치하는 결과로 우리나라의 육상풍속은 전반적으로 태양광 발전이 풍부한 시간에 높지만, 해상풍속은 태양광 발전 패턴과 상관없이 고르게 나타나며 겨울철에는 반대의 패턴을 보여줄 수 있다.

[그림 3-8] 일사량-풍속 상관관계



자료: 저자 작성.

[그림 3-9] 계절별 평균 육상풍속 및 해상풍속 24시간 패턴 비교



(a) 계절별 평균 육상풍속

(b) 계절별 평균 해상풍속

자료: 저자 작성.

나. 지점별 태양광·풍력 예측 프로파일 도출

MPSOPF 모형의 입력값으로 사용되는 태양광과 풍력의 지점별 24시간 예측 발전 프로파일은 앞서 밝힌 일사량, 풍속, 기온 데이터를 활용하여 전우영(2015)에서 소개된 방법론을 적용하여 도출하였다. 전우영(2015)은 4단계로 구성된 태양광 및 풍력 발전량 예측 모형을 제시하였다. 구체적인 방법론은 다음과 같다.

1) 1단계

1단계에서는 2-stage ARMAX 모형을 이용해서 16개 태양광 지점과 16개 풍력 지점 각각에 대해서 일사량과 풍속을 추정하는 확률 모형을 구축한다.

(수식 3-1) 일사량, 풍속 확률 모형

<Stage 1: Deterministic Part>

$$\log(\text{풍속}_{t,i} + 1) = f_D(\text{Deterministic Cycles}_{t,v}, \text{기온}_{t,i}) + \nu_{t,i}$$

$$\log(\text{일사량}_{t,i} + 1) = f_D(\text{Deterministic Cycles}_{t,v}, \text{기온}_{t,i}) + \nu_{t,i}$$

<Stage 2: ARMA Part>

$$\nu_{t,i} : (1 - \sum_{j=1}^p \alpha_j L^j) v_t = (1 + \sum_{j=1}^q \theta_j L^j) \epsilon_t$$

- Deterministic Cycles_{ti} : 1년, 반년, 24시간, 12시간 주기인 sine과 cosine 커브
- $\nu_{t,i}$: Stage 1 추정식의 잔차(residual)
- $\epsilon_{t,i}$: Stage 2 추정식의 백색잡음잔차(White noise residual)

자료: 전우영, 2015, 확률적 전력계통망 최적화모형 구축 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-15를 바탕으로 재작성, p.55.

(수식 3-1)은 일사량과 풍속을 추정하는 확률모형의 방법론을 보여주고 있다. 2-Stage ARMAX 모형은 Stage 1에서는 기온과 연간 혹은 일일 사이클 가변수 등의 결정론적 정보를 이용해서 일차적으로 일사량, 풍속을 추정하고, Stage 2에서는 Stage 1 모형의 오차항을 이용해서 시계열 분석을 통해 한 번 더 추정하는 구조로 되어 있다.

<표 3-4>는 태양광 지점 중 서울의 확률 모형 추정 결과를 예시로 보여준다. Stage 1의 OLS 모형의 설명력은 약 76.8%이고 Stage 2의 ARMA 모형까지 추정에 포함할 경우 설명력은 약 95.4%이다.

<표 3-5>는 풍력 지점 중 고성 of 확률 모형 추정 결과를 예시로 보여준다. Stage 1의 OLS 모형의 설명력은 약 22.9%이고 Stage 2의 ARMA 모형까지 추정에 포함할 경우 설명력은 약 55.3%로 위 일사량 모형보다는 훨씬 낮은 모형 설명력을 보인다. 일반적으로 풍속 추정 모형의 설명력은 일사량 추정 모형에 비해서 낮은 값을 보여준다.

〈표 3-4〉 태양광 1 지점(서울)의 확률 모형 추정 결과

태양광 1지점 (서울): 2-stage ARMAX 추정 결과					
Stage 1: OLS			Stage 2: ARIMA		
설명변수	계수	t-통계량	설명변수	계수	t-통계량
상수항	0.02834	11.09	mu	1.45E-05	0
daily cycle	0.48243	265.85	MA 1	-0.34041	-34.82
cdd	0.01423	36.29	MA 2	-0.16010	-16.21
hdd	-0.00122	-6.68	MA 3	-0.06050	-7.49
			AR 1	0.72454	92.46
			AR 2,3	0.14544	23.77
			AR 2,4	0.23966	39.9
Adjusted R ² : 0.767961			Pseudo R ²⁽⁴⁰⁾ : 0.954012		

자료: 저자 작성.

$$40) \text{Pseudo } R^2 = 1 - \frac{\text{var}(\text{백색잡음잔차})}{\text{var}(Y)}$$

〈표 3-5〉 풍력 1 지점(고성)의 확률 모형 추정 결과

풍력 1 지점 (고성): 2-stage ARMAX 추정					
Stage 1: OLS			Stage 2: ARIMA		
설명변수	계수	t-통계량	설명변수	계수	t-통계량
상수항	1.0251	173.98	MU	0.0002955	0.04
cy	0.18887	25.06	MA1,1	0.40147	41.62
sy	0.10811	26.76	MA1,2	0.09446	12.3
cy_2	-0.02855	-8.34	MA1,3	0.0402	5.54
sy_2	-0.05761	-16.91	MA1,4	0.02818	3.96
ch	-0.15239	-45.83	MA1,5	0.03156	4.55
sh	-0.08837	-26.1	AR1,1	0.9046	122.9
ch_2	0.021	6.76	AR2,1	0.06289	10.15
sh_2	0.0982	31.48			
cdd1	0.02663	24.39			
hdd1	-0.00939	-12.89			
Adjusted R ² : 0.229134			Pseudo R ² : 0.55285		

자료: 저자 작성.

<표 3-6>과 <표 3-7>은 16개 태양광 지점과 16개 풍력 지점 각각의 확률 모형의 Stage 1, Stage 2 설명력을 보여준다. 일사량 모형의 설명력은 평균적으로 95%에 이를 정도로 높지만, 풍속 모형의 설명력은 약 60%~70% 수준으로 상대적으로 낮은 것을 알 수 있다.

분석결과를 종합해보면 태양광의 설명력이 풍력보다 높은 것으로 나타났다. 육상풍력에 비해 해상풍력의 설명력이 높게 나타나는 경향이 있는 것으로 판단된다. 이는 풍력에 대한 예측시스템의 구축이 상대적으로 중요성이 높음을 의미한다. 또한 해상풍력의 경우 육상풍력에 비해 상대적으로 예측력이 높고 불확실성 경감으로 인한 계통안정성 확보측면에서 유리할 수 있음을 보여준다. 물론 이러한 설명력의 차이를 통계적으로 검증한 것은 아니므로 해석에 유의할 필요가 있다.

〈표 3-6〉 태양광 지점별 일사량 확률 모형 설명력

지점 번호	태양광 지점	Adjusted R2 (stage 1)	Pseudo R2 (stage 2)
s1	서울	0.7680	0.9540
s2	인천	0.7728	0.9613
s3	대전	0.7941	0.9532
s4	대구	0.8019	0.9560
s5	광주	0.7778	0.9518
s6	울산	0.7170	0.9565
s7	부산	0.7756	0.9585
s8	경기	0.7840	0.9584
s9	강원	0.7928	0.9558
s10	충북	0.7911	0.9530
s11	충남	0.7665	0.9541
s12	전북	0.7759	0.9503
s13	전남	0.7620	0.9544
s14	경북	0.8079	0.9595
s15	경남	0.7849	0.9541
s16	제주	0.7195	0.9501

자료: 저자 작성.

〈표 3-7〉 풍력 지점별 풍속 확률 모형 설명력

지점 번호	풍력 지점	Adjusted R2 (stage 1)	Pseudo R2 (stage 2)
w1	고성	0.2291	0.5529
w2	태기산	0.3672	0.7599
w3	평창	0.3798	0.6449
w4	삼척	0.2015	0.5467
w5	영양	0.2892	0.6150
w6	경주	0.1991	0.5839
w7	영광	0.2046	0.7493
w8	영흥	0.0790	0.7348
w9	행원	0.1752	0.7887
w10	성산	0.1836	0.7192
w11	한림	0.1804	0.7791
w12	새만금해상	0.1431	0.7831
w13	신안해상	0.0323	0.6588
w14	여수해상	0.1091	0.6485
w15	영덕해상	0.1561	0.7844
w16	모슬포해상	0.2276	0.7952

자료: 저자 작성.

2) 2단계

2단계에서는 1단계에서 도출한 지점별 확률모형을 기반으로 몬테카를로 시뮬레이션 방법론을 통해 1,000개의 일사량 및 풍속 예측 프로파일을 도출한다. 각 확률 모형의 Stage 2의 오차항인 백색잡음잔차를 정규분포 가정 하에 무작위로 생성하여 예측 프로파일을 도출한다. 이때 지점 간 그리고 일사량과 풍속 간의 상관관계는 32개 지점의 백색잡음잔차 공분산-분산 행렬(Covariance-variance matrix) 정보로부터 지점별 백색잡음잔차가 생성되는 데에 반영되기 때문에, 지점별로 생성된 예측프로파일은 각 지점끼리의 상관관계를 반영하여 도출한다. 이를 통해 태양광과 풍력의 지점별 상관관계가 반영된 태양광-풍력 두 재생에너지원 통합 분석이 가능하게 된다.

3) 3단계

3단계에서는 도출된 일사량 및 풍속 예측 프로파일을 태양광 및 풍력 발전 프로파일로 변환한다. 태양광은 단위 면적당 설치용량, 일사량-발전량 변환, 태양광 패널 효율, 전체 이용률 등을 반영해서 일사량을 태양광으로 변환하였고, 풍속은 IEC-341) 변환 곡선을 적용해서 풍력으로 변환하였다.⁴²⁾ [그림 3-10]은 태양광 지점 1과 풍력 지점 1에서의 1,000개의 태양광, 풍력 발전 예측 프로파일을 보여준다.

4) 4단계

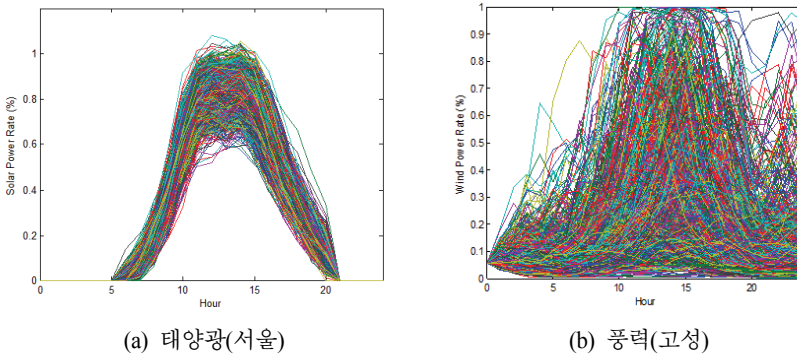
마지막 4단계에서는 이렇게 만들어진 1,000개의 태양광 혹은 풍력 발

41) International Electrotechnical Commission 기준 풍력 터빈 유형별 풍력 변환.

42) 부록에 기상정보의 전력 변환 과정을 상세히 제시함.

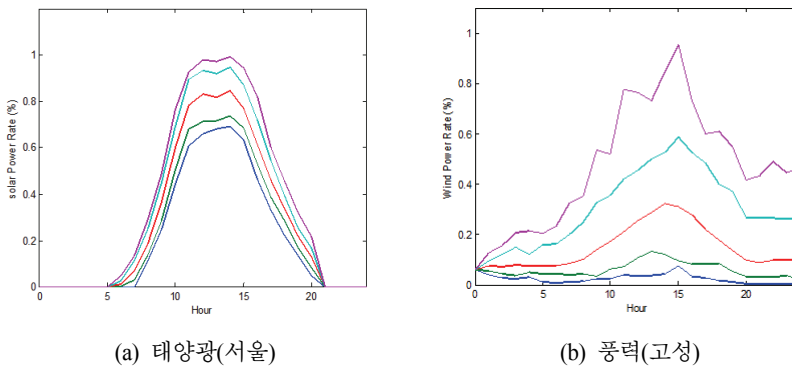
전 프로파일 중에서 대표성을 가지는 5개의 프로파일을 추출하였다. 이때 5개 프로파일의 중간은 중앙값, 그 아래와 위 값은 ± 1 sigma, 가장 아래와 가장 위 값은 ± 2 sigma에 해당하는 값으로 설정하였다. [그림 3-11]은 이렇게 대표성을 나타내는 5개 프로파일을 추출한 결과를 보여준다.

[그림 3-10] 태양광 및 풍력 지점 1의 1,000개의 24시간 예측 발전량
프로파일



자료: 저자 작성.

[그림 3-11] 태양광 및 풍력 지점 1의 5개 대표 프로파일



자료: 저자 작성.

3. 2030 한국 전력시스템 모형 구축

가. 전력시스템 모형 및 전력믹스

본 연구에서 사용한 기본적인 한국 전력시스템 모형의 틀과 입력값은 안지운(2016)에서 사용된 모형을 적용하였다. [그림 3-12]는 안지운(2016)에서 구축한 한국 전력시스템 104-bus 시스템 지도이다. 본 전력시스템 모형은 765kV와 345kV까지의 송전망 자료와 지역별 발전기 물리적 제약 및 비용함수 정보를 바탕으로 104-bus 시스템으로 축약한 모형이다.⁴³⁾

[그림 3-13]은 2017년과 2030년의 발전원별 용량구성을 비교해서 보여 준다. 『제8차 전력수급기본계획』에 따르면 2017년에서 2030까지 용량증가분인 54.6GW 중 약 82%인 45GW는 태양광과 풍력을 중심으로 한 재생에너지 설비가 담당하는 것으로 나타났으며, 원자력이나 석탄발전과 같은 전통적 발전설비의 용량 증가는 제한적인 것으로 나타났다.

본 연구에서 2030년 발전원 중 원자력, 석탄, LNG, 석유와 같은 전통적 발전원은 기존 발전기들의 용량증가로 처리하였으며 태양광과 풍력 발전은 위에서 선정한 각 16개 지점에 대한 용량 추정치만큼 보급하는 것으로 가정하였다. 2030년은 전력수요 증가와 재생에너지 발전설비의 증가로 인해 기존 송전망 용량으로는 최적화 해를 풀 수 없는 경우가 일반적이기 때문에 본 연구는 송전망 제약은 제거하고 최적화 분석을 수행하였다.

43) 한국 전력시스템 모형 구축과 관련한 자세한 내용은 안지운 (2016) 참조. 편의를 위해 본 보고서 부록에 안지운(2016)의 전력시스템 모형 구축을 위해 사용한 데이터와 104-Bus 시스템의 bus별 지점 정보를 제시함.

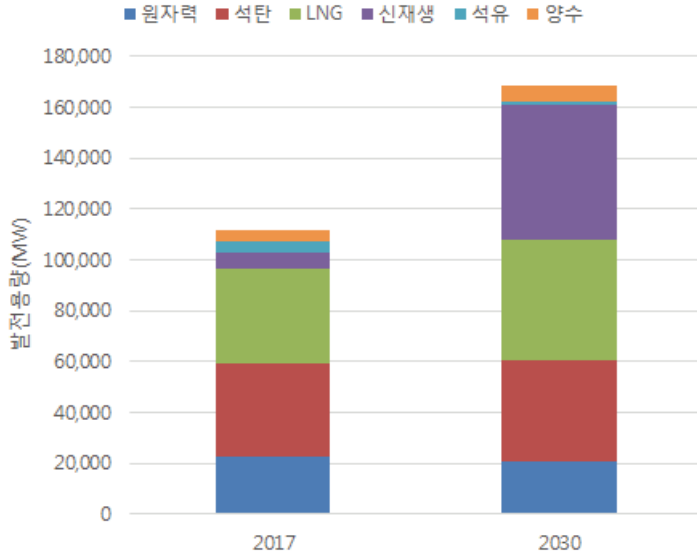
[그림 3-12] 한국전력시스템 104-bus system 지도

한국 전력 시스템 (104-Bus System)



자료: 안지운, 2016, 신재생에너지 계통연계 최적발전믹스 분석 연구, 에너지경제연구원
원 기본연구보고서 16-22, p.32.

[그림 3-13] 발전원별 용량 구성, 2017년 vs 2030년

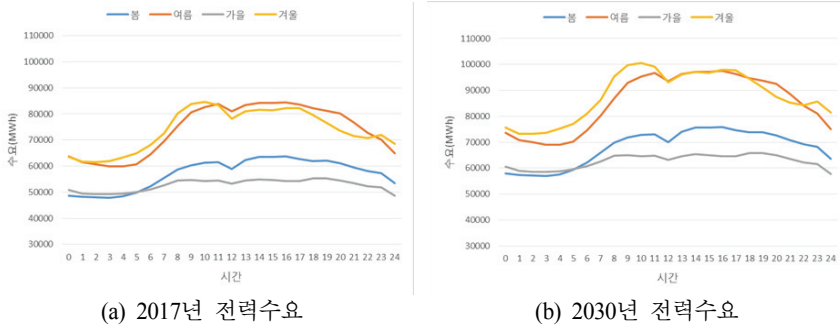


자료: 저자 작성.

나. 전력수요 패턴

[그림 3-14]는 2017년과 2030년의 계절별 일일 전력수요 패턴을 보여 준다. 2030년 계절별 대표일의 일일 전력수요패턴은 『제8차 전력수급기본계획』의 목표수요 가정을 기반으로 해서 2030년 하계 피크 97.5GW, 동계 피크 100.5GW를 바탕으로 2017년 수요패턴이 전력수요 피크 추정치에 비례하게 증가했다고 가정하고 산정하였다.

[그림 3-14] 계절별 일일 전력수요 패턴, 2017년 vs 2030년



자료: 저자 작성.

다. 태양광-풍력 통합 발전 패턴

[그림 3-15]는 앞서 산정한 풍력 지점과 지점별 풍력 용량이 적용될 경우 11개 지점의 육상풍력과 5개 해상풍력 그리고 육상풍력과 해상풍력을 합한 총 풍력의 여름철 대표일 일일 발전 패턴을 보여준다.

앞서 일사량-풍속 상관관계와 육상풍속 및 해상풍속의 패턴을 통해 살펴본바와 같이 우리나라 육상풍력의 패턴은 일반적인 상식과 다르게 밤에 적게 발생하고 낮에 많이 발생하는 패턴을 보여준다. 이는 육상풍력만 도입이 됐을 때는 전력수요가 높은 낮 시간 발전량이 많아 계통운영에 도움을 주지만 태양광과 함께 보급되는 『재생에너지 3020 이행계획』 시나리오의 경우에는 태양광에 의해서 발생하는 덕커브를 심화시켜 계통운영을 더욱 어렵게 만드는 요인으로 작용할 수 있다는 것을 의미한다. 반면 해상풍력은 낮보다 새벽에 조금 더 전력을 많이 생산하는 패턴을 보여준다.

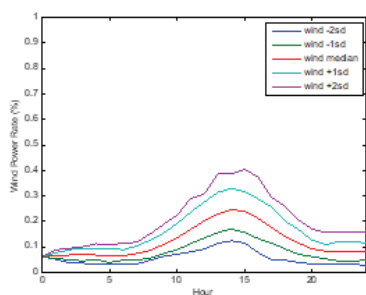
육상과 해상 풍력의 발전패턴 형태를 봤을 때 태양광과 함께 보급이

이루어질 경우 우리나라 상황에서는 육상풍력보다 해상풍력이 더커브 완화 효과로 계통운영에 부담을 덜 줄 수 있는 이점이 있음을 알 수 있다.

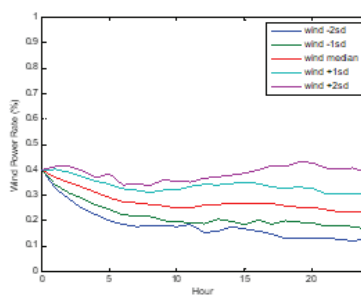
둘을 합한 총 풍력은 본 연구에서 가정된 육상풍력과 해상풍력의 용량 비율이 약 2.1:1이기 때문에 해상풍력의 영향을 더 받은 풍력 발전 패턴을 보여준다. [그림 3-16]은 풍력 발전 및 태양광 발전의 패턴과 전력수요에서 재생에너지 발전량을 차감한 순수요(Net Load) 패턴을 보여준다. 풍력 발전은 앞서 언급했듯이 해상풍력의 상대적으로 큰 영향으로 전체 발전패턴이 시간대별로 고르게 나타나기 때문에 순수요도 전 시간에 걸쳐서 기존의 수요패턴과 큰 차이를 보이지 않는다. 반면 태양광은 기본적으로 낮에 집중적으로 발전하는 특성으로 인해 순수요의 경우 더커브가 두드러지게 관찰되고 있음을 알 수 있다. 한편 순수요 기준으로 순수요의 변동성을 보여주는 각 시나리오 폭이 태양광은 풍력보다 불확실성이 상대적으로 낮음에도 불구하고 비슷한 크기를 보여주는 것은 2030년 태양광 발전의 설비 용량이 풍력의 약 2배이기 때문이다.

[그림 3-17]은 계절별 대표일에 태양광과 풍력이 통합된 모형의 순수요 패턴을 보여준다. 통합모형의 순수요는 여름철과 겨울철에는 낮 피크 시간 전력 수요가 많기 때문에 더커브 현상이 발생해도 더커브의 저점이 밤 시간의 저점과 크게 차이가 나지 않는 정도이지만, 봄철이나 가을철의 경우에는 더커브의 저점이 밤 시간의 저점보다 훨씬 낮아서 계통운영자가 기저발전을 운영하는 데에 어려움을 겪게 될 것으로 예상할 수 있다.

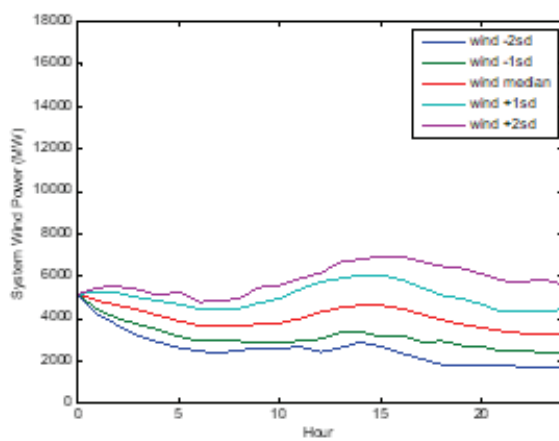
[그림 3-15] 육상풍력, 해상풍력, 총 풍력의 일일 발전 패턴
- 여름철 대표일



(a) 육상풍력



(b) 해상풍력

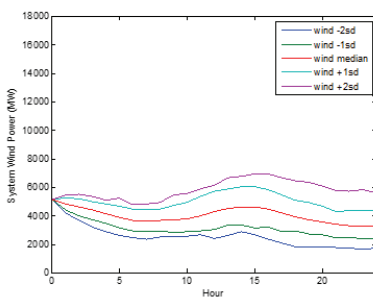


(c) 총 풍력

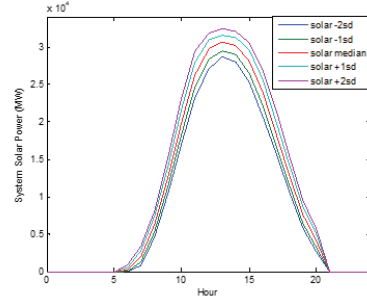
자료: 저자 작성.

[그림 3-16] 풍력 및 태양광 발전 및 순수요 패턴

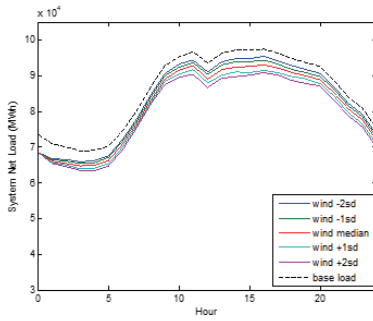
— 여름철 대표일



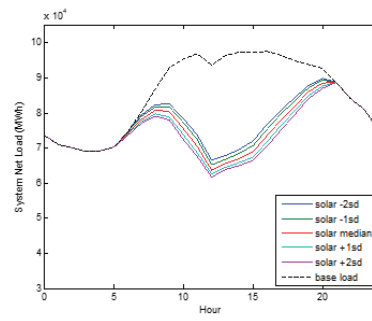
(a) 풍력 발전



(b) 태양광 발전



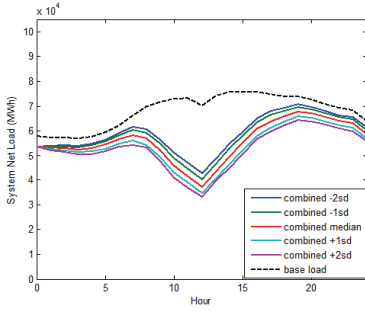
(c) 풍력 순수요



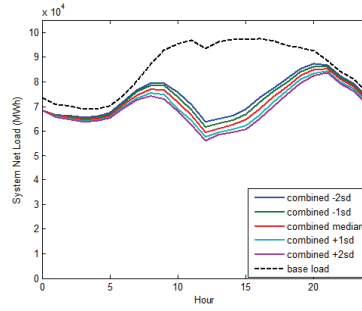
(d) 태양광 순수요

자료: 저자 작성.

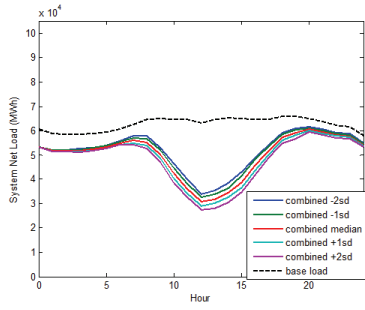
[그림 3-17] 계절별 대표일의 태양광&풍력 통합모형의 순수요 패턴



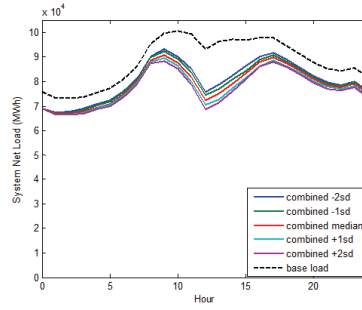
(a) 봄



(b) 여름



(c) 가을



(d) 겨울

자료: 저자 작성.

4. 예비력 분석 시나리오 설정

<표 3-8>은 본 연구에서 2030년 전력시스템을 분석하기 위해 설정한 시나리오를 보여준다. 본 연구에서는 태양광, 풍력 도입 여부와 ESS 도입 여부를 바탕으로 총 7개의 시나리오를 설정하였다. 이중 핵심 시나리오인 Case 1(c1), Case 2_Wind&Solar (c2ws), Case 3_Wind&Solar (c3ws)이다. Case 1은 기준 시나리오이며, Case 2_Wind&Solar는 태양광과 풍력 도입으로 인한 계통 영향을 분석하기 위한 시나리오이다. Case 3_Wind&Solar는 ESS 도입으로 인한 계통 영향을 추가적으로 분석하기 위한 시나리오이다.

〈표 3-8〉 재생에너지 3020 시나리오 설정

시나리오 구분	시나리오 설명	약칭
Case 1	2030 기본 한국시스템 (태양광 풍력 無)	c1
Case 2_Wind	Case 1 + 풍력만(17,674MW)	c2w
Case 2_Solar	Case 1 + 태양광만(33,530 MW)	c2s
Case 2_Wind&Solar	Case 1 + 태양광과 풍력(51,204MW)	c2ws
Case 3_Wind	Case 1 + 풍력만 + ESS(5GW)	c3w
Case 3_Solar	Case 1 + 태양광만 + ESS(5GW)	c3s
Case 3_Wind&Solar	Case 1 + 태양광과 풍력 + ESS(5GW)	c3ws

자료: 저자 작성.

시나리오에 대해 좀 더 상세히 살펴보면, Case 1은 기본 시나리오로 2030년 기본 한국전력시스템에서 태양광과 풍력이 도입되지 않는 상황을 나타낸다. 여기에 Case 2_Wind는 Case 1 시나리오에서 『재생에너지 3020 이행계획』 목표 수준의 풍력만 도입된 경우, Case 2_Solar는 『재생에너지 3020 이행계획』 목표 수준의 태양광만 도입된 경우, Case

2_Wind&Solar는 풍력과 태양광이 모두 도입된 시나리오를 뜻한다. Case 3은 재생에너지 발전의 변동성을 제어하기 위한 대표 유연성 자원으로 에너지저장장치(ESS)를 선택한 시나리오로 Case 3_Wind는 Case 2_Wind에 ESS가 결합한 경우, Case 3_Solar는 Case 2_Solar에 ESS가 결합한 경우, Case 3_Wind&Solar는 Case 2_Wind&Solar에 ESS가 결합한 경우의 시나리오를 나타낸다. 여기서 ESS의 종류는 리튬이온 배터리로 가정하였고, 용량은 피크수요의 약 5% 수준인 5GW로 가정하였다. 또한, 3시간 동안 최대전력으로 방전할 수 있는 수준의 에너지용량(15GWh)을 가지는 것으로 가정하였다. 충·방전 효율은 95%로 가정하였다.

변동성 재생에너지 발전에 대한 유연성 자원은 ESS뿐만 아니라 LNG 발전, 수요자원, 양수발전 등 다양한 기술적 대안이 존재한다. 본 연구에서 유연성 자원으로 ESS를 대표 기술로 선정한 이유는 ESS가 다른 유연성 자원보다 경제성과 기술성이 우수하기 때문은 아니다. 다만, 현재 각국에서 대표적인 유연성 자원으로 검토되고 있고, MPSOPF 모형의 특성상 분석의 용이성에서도 유리하기 때문이다.

본 연구에서 MPSOPF 모형과 시나리오 설정을 통해, 2030년 재생에너지 보급 목표 달성 시의 계통 영향을 분석함으로써 도출하고자 하는 주요 기여 점은 다음의 네 가지로 요약될 수 있다. 첫째, 일일전계획의 관점에서 2030년 재생에너지 보급 목표 달성 시 고려해야하는 예비력 요구량에 대한 정보를 제공한다. 둘째, Multi-period 최적화 분석을 통해서 시간 내 불확실성을 반영하는 상정사고 예비력과 시간 간 변동성을 반영하는 부하추종 예비력에 대한 분석을 제공한다. 셋째, 예비력 가격이 증가할 경우의 예비력 요구량 변화를 분석하고, 재생에너지의 변동성과 불확실성에 대비하여 유지해야 하는 예비력 비용과 재생에너지를 차단하는

데서 오는 에너지손실비용 사이의 상충관계를 분석한다. 그리고 이를 바탕으로 적정 예비력 가격 설정의 중요성을 검토한다. 넷째, 재생에너지의 백업(backup) 설비로서 유연성 자원(대표적으로 ESS)이 제공할 수 있는 예비력 대체효과와 그로 인한 예비력 비용경감효과 및 에너지비용경감 효과 분석 통해 유연성 자원의 필요성과 효과를 분석한다.

제4장 1시간 단위 예비력 분석

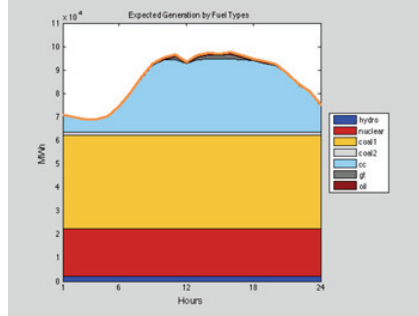
1. 발전믹스, 발전량 및 예비력 분석

[그림 4-1]과 [그림 4-2]는 본 연구에서 설정한 7개 시나리오에 대해서 MPSOPF 최적화를 수행한 결과로 도출된 여름철 대표일의 24시간 발전 원별 발전 프로파일이다. Case 1을 보면 기본적으로 수력(파란색), 원자력(빨간색), 석탄화력(노란색)은 기저발전을 담당하고 있고, 복합화력(하늘색), 가스터빈(회색), 중유(갈색)는 피크부하를 담당하고 있는 것을 알 수 있다. 풍력은 파란색, 태양광은 녹색으로 표시하였다.

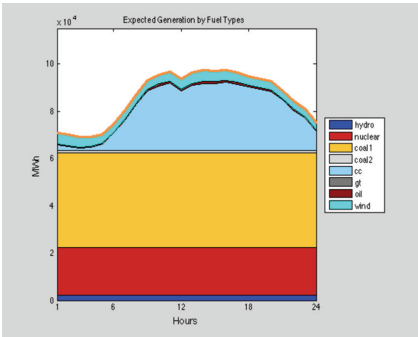
Case 2_Wind에서 풍력은 전체 시간대에 고르게 발전이 이루어지며 피크 전원인 가스터빈과 중유를 대체하는 것으로 나타났다. Case 2_Solar에서 여름철 태양광은 피크시간에 발전량이 증가하여 덕커브 형태를 보이며, 기저발전인 석탄발전에 거의 가까운 수준까지 피크발전들을 대체하고 있다([그림 4-1]). 본 연구의 핵심 시나리오인 Case 2_Wind&Solar는 피크시간에 재생에너지 발전량이 더욱 집중되어 기저발전인 석탄발전 일부를 대체하는 것을 확인할 수 있다([그림 4-2]).

ESS가 결합한 Case 3의 시나리오들을 살펴보면 전체적으로 순수요 패턴을 평활화(smoothing)해서 변동성을 경감하여 예비력 비용을 줄이고, 재생에너지 발전이 많은 시간에 저렴한 전력을 충전하고 전력생산 한계 비용이 높은 시간에 방전해서 발전 비용을 경감하는 방향으로 작동하는 것으로 나타났다.

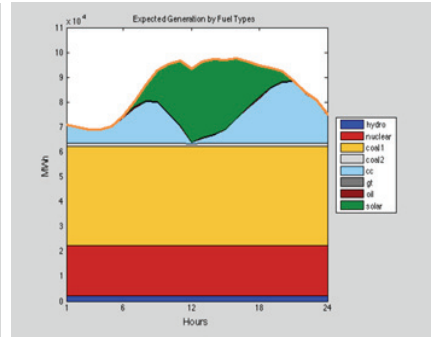
[그림 4-1] 여름철 대표일 시나리오별 발전 프로파일(1)



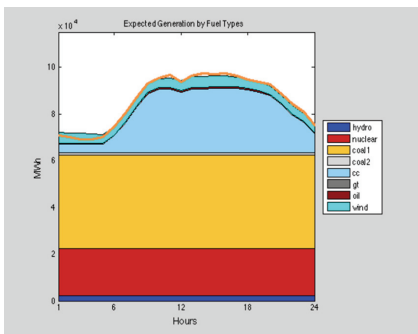
Case 1
태양광과 풍력 미보급



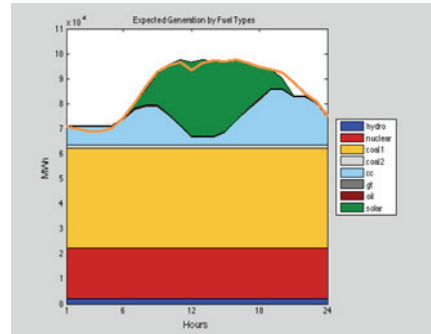
Case 2_Wind
풍력만 보급 (17,674MW)



Case 2_Solar
태양광만 보급 (33,530MW)



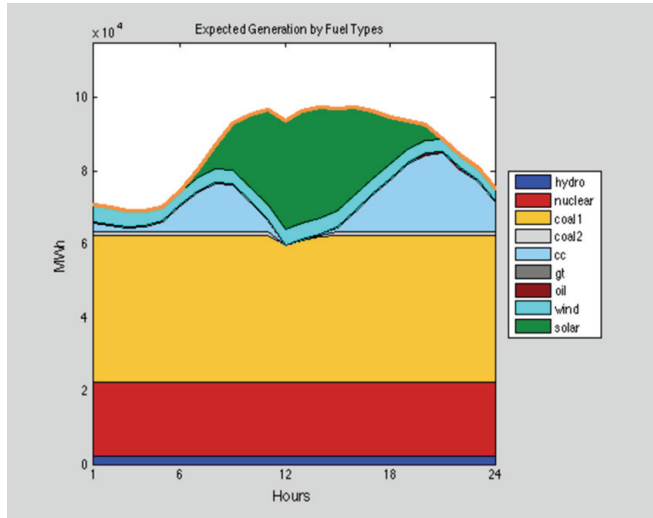
Case 3_Wind,
풍력만 보급 + ESS (5GW)



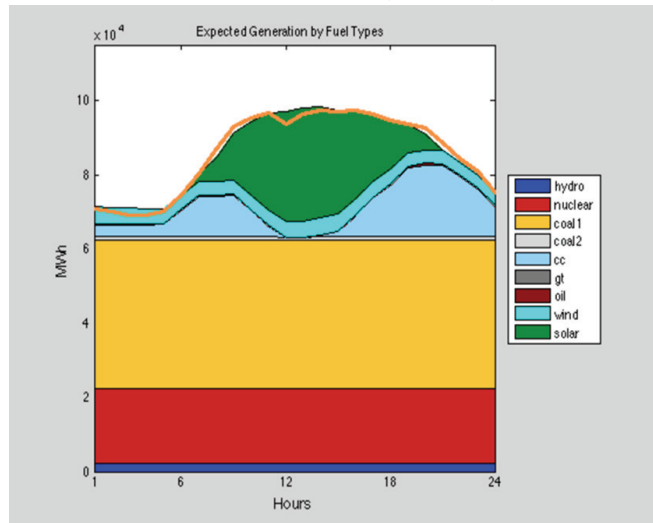
Case 3_Solar
태양광만 보급 + ESS (5GW)

자료: 저자 작성.

[그림 4-2] 여름철 대표일 시나리오별 발전 프로파일(2)



Case 2_Wind&Solar
태양광과 풍력 보급 (51,204MW)



Case 3_Wind&Solar
태양광과 풍력 보급 (51,204MW) + ESS (5GW)

자료: 저자 작성.

<표 4-1>은 각 시나리오의 여름철 대표일 24시간의 발전량 및 예비력에 대한 최적화 분석 결과를 보여준다. Case 1과 Case 2_Wind&Solar를 비교해보면 예비력이 약 3.9배 가까이 증가한 것을 알 수 있다.⁴⁴⁾ 즉 재생에너지 3020 목표 달성을 위해 많은 양의 풍력과 태양광 발전이 보급되면 화석연료 발전은 효과적으로 대체하지만, 높은 불확실성과 변동성으로 인해 전력시스템을 안정적으로 유지하는 데 필요한 예비력의 양이 풍력과 태양광이 없을 경우보다 4배 가까이 상승하는 것으로 나타났다. 따라서 변동성 재생에너지 보급 확대에 대응하여 예비력을 적극적으로 확보할 필요가 있다. Case 2_Wind&Solar와 Case 3_Wind&Solar를 비교해보면 5GW 규모의 ESS가 유연성 자원으로 사용될 경우 재생에너지의 불확실성과 변동성을 효과적으로 경감하여 필요 예비력을 절반 이상 감소시키는 것을 알 수 있다. 또한 ESS는 재생에너지의 변동성을 경감하면서 기존에 높은 변동성으로 계통에서 수용하지 못했던 재생에너지를 추가로 수용하게 해줌으로써 재생에너지 발전량이 소폭 증가하는 것을 알 수 있다. 즉, 유연성자원은 계통운영의 안정성을 확보하는 역할을 수행할 뿐만 아니라 재생에너지 수용 능력을 확대하는 데에도 기여하여, 재생에너지 사업의 수익성 향상과 투자자의 시장진입을 촉진하는 역할도 수행할 수 있다.

44) Case 1과 Case 2_Wind&Solar의 부하추종 상향변동 예비력, 하향변동 예비력, 상정 사고 예비력의 합을 비교함.

<표 4-1> 각 시나리오의 일일 발전량 및 예비력 분석 - 여름철 대표일

(E[MWh]/일)	c1	c2w	c2s	c2ws	c3w	c3s	c3ws
E[재생에너지 발전량]	-	95,454	252,052	346,807	95,576	252,055	347,825
E[재생에너지 외 발전량]	2,063,788	1,968,334	1,811,736	1,716,981	1,969,331	1,813,113	1,717,326
부하추종 상향변동 예비력	31,788	74,262	74,551	99,817	31,229	27,515	45,580
부하추종 하향변동 예비력	27,668	69,376	56,912	84,684	33,811	25,947	38,089
상정사고 예비력	11,184	63,474	56,557	88,507	15,339	2,480	27,928
예비력 합계	70,640	207,112	188,020	273,008	80,379	55,942	111,597
E[부하삭감]	-	0.54	0.32	0.54	0.21	0.14	0.24

자료: 저자 작성.

<표 4-2>는 각 시나리오의 여름철 대표일 24시간 발전비용과 예비력 비용을 요약해서 보여준다. <표 4-1>의 결과와 유사하게 Case 1과 Case 2_Wind&Solar를 비교하면 재생에너지가 화력발전을 대체하면서 화석연료 절감을 통해 발전비용⁴⁵⁾은 상당히 경감된 반면, 높은 변동성으로 인해 예비력 비용이 약 386% 증가하였다. 그런데, Case 2_Wind&Solar와 Case 3_Wind&Solar를 비교해보면 ESS가 도입될 경우 필요 예비력이 크게 감소하고, 발전비용 또한 재생에너지가 추가적으로 계통에 진입하면서 소폭 감소한 것을 알 수 있다. 따라서 총운영비용 관점에서는 ESS가 5GW 도입될 경우 약 1.2%의 비용절감효과가 발생하는 것으로 나타났다.

45) 여기서 발전비용은 에너지비용을 의미하는 것으로 발전단가와 구분하여 해석해야 함. 에너지비용은 변동비만을 고려하는 개념임. 따라서 발전비용이 감소한다는 것이 소비자의 전기요금 부담이 감소하는 것을 의미하는 것은 아님.

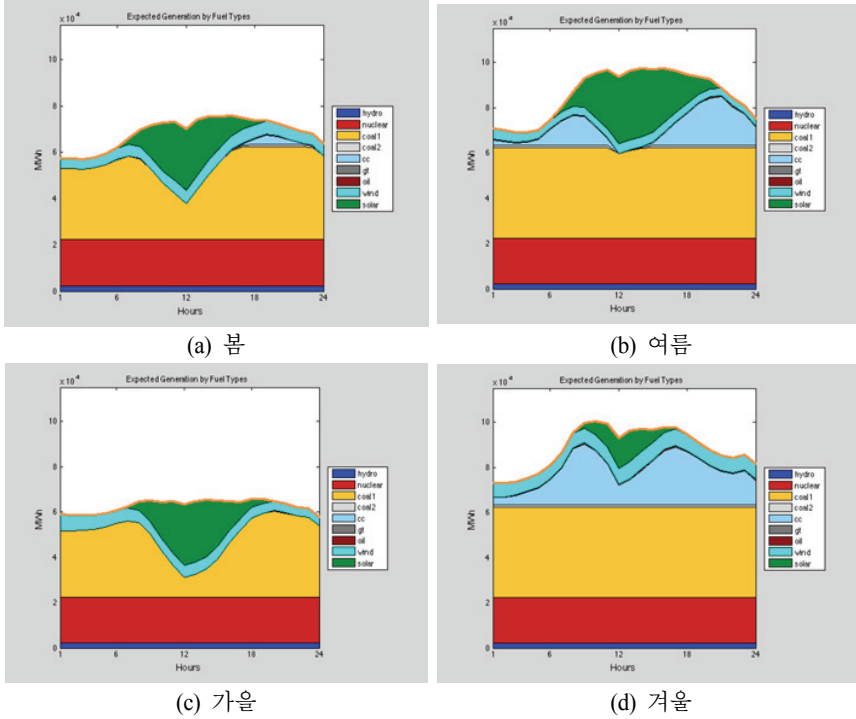
〈표 4-2〉 각 시나리오의 일일 발전비용 및 예비력 비용 - 여름철 대표일

(E[백만 원/일])	c1	c2w	c2s	c2ws	c3w	c3s	c3ws
E[발전 비용]	75,565	68,266	56,947	50,590	68,226	56,976	50,425
부하추종 상향변동 예비력 비용	94	219	218	292	92	81	133
부하추종 하향변동 예비력 비용	80	202	167	248	98	76	112
상정사고 예비력 비용	33	186	166	259	45	7	82
E[Storage Inefficiency Cost]	-	-	-	-	13	11	30
E[총 운영비용]	75,772	68,872	57,498	51,389	68,473	57,152	50,782

자료: 저자 작성.

[그림 4-3]은 계절별 대표일에 대해서 Case 2_Wind&Solar의 24시간 발전원별 발전 프로파일을 보여준다. 전력수요가 낮고 피크가 평평한 봄과 가을의 경우 태양광 발전으로 인해 덕커브가 두드러지게 발생하고 기저 부하인 석탄발전까지 상당 부분 영향을 주는 것으로 나타났다. 반면 피크수요가 높고 태양광 발전이 상대적으로 적은 겨울철은 상대적으로 순수요 삭감이 적게 발생함을 확인할 수 있다. 다만, 봄과 가을의 경우에도 태양광과 풍력 발전이 2030년까지 원자력 발전에는 영향을 미치지 않을 것으로 전망된다. 따라서 적극적인 예비력 확보를 통해 안정적 계통 운영이 가능할 수 있을 것으로 전망된다. 다만, 이는 현 시점에서 활용 가능한 정보에 기반한 분석 결과이므로 2030년의 실제 예비력 요구량과 재생에너지의 계통운영 영향은 해당시점의 정보를 바탕으로 분석해야 할 것이다.

[그림 4-3] 계절별 대표일의 24시간 발전원별 발전 프로파일 –
Case 2_Wind&Solar



자료: 저자 작성.

2. 시간별 예비력 패턴 분석

<표 4-3>은 여름철 대표일에 시나리오별 시간당 필요 예비력의 양을 요약해서 보여준다. 시간당 평균적인 필요예비력의 양은 Case 1에서는 약 3,051MWh지만 Case 2_Wind&Solar에서는 11,765MWh로 상당히 증가함을 알 수 있다. Case 3_Wind&Solar에서 ESS가 5GW가 도입될 경우에는 평균적인 시간당 필요예비력의 양이 4,850MWh로 효과적으로 경감되는 것을 알 수 있다.

그런데, Case 2_Wind&Solar를 살펴보면 최대예비력은 약 20,105MWh이고 최소예비력은 약 3,063MWh로 시간별 필요예비력의 편차가 상당히 크게 나타남을 알 수 있다.⁴⁶⁾ [그림 4-4]는 시나리오별로 평균 필요 예비력의 양을 상정사고 예비력과 부하추종 예비력으로 구분해서 보여주고 있는데, 변동성 재생에너지가 대규모로 도입될 경우 부하추종 예비력의 필요량이 상대적으로 더 큼을 알 수 있다.

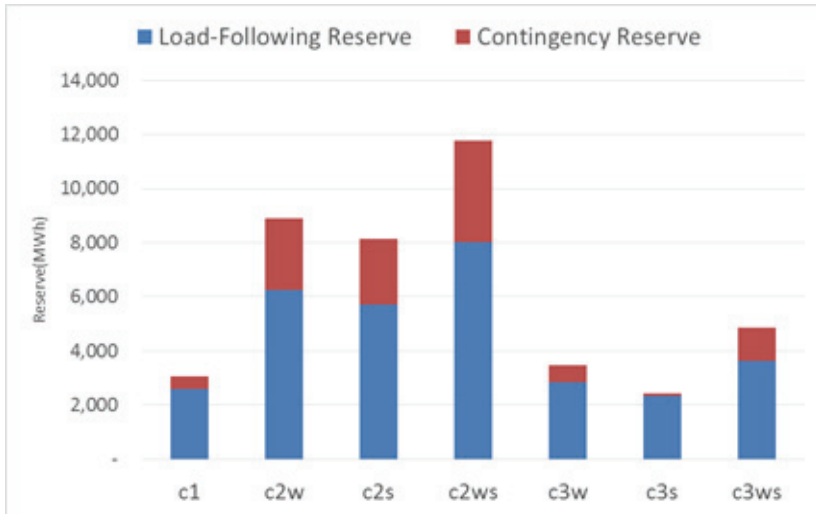
〈표 4-3〉 시나리오별 시간당 필요 예비력 분석 - 여름철 대표일

MWh/ hour	부하추종 예비력			상정사고 예비력			평균 합
	평균	최대	최소	평균	최대	최소	
c1	2,585	6,643	40	466	466	466	3,051
c2w	6,245	8,914	2,432	2,638	3,712	1,051	8,883
c2w	5,716	10,742	40	2,439	5,154	466	8,155
c2ws	8,022	13,196	2,100	3,743	6,909	963	11,765
c3w	2,828	6,835	-	641	2,414	-	3,469
c3s	2,324	5,588	-	108	1,439	-	2,432
c3ws	3,638	8,243	-	1,212	4,539	-	4,850

자료: 저자 작성.

46) 부하추종 예비력과 상정사고 예비력의 최대치 합과 최소치 합.

[그림 4-4] 시나리오별 평균 상정사고 예비력과 부하추종 예비력
- 여름철 대표일

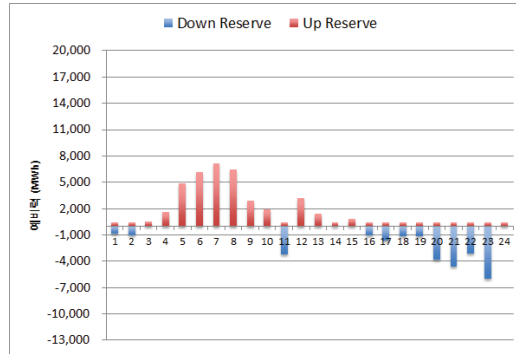


자료: 저자 작성.

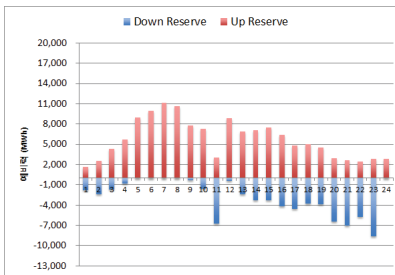
[그림 4-5]와 [그림 4-6]은 24시간 시간당 필요예비력의 프로파일을 상향변동 예비력(up reserve)과 하향변동 예비력(down reserve)으로 구분해서 보여준다. Case 1은 전체적으로 불확실성이 낮기 때문에 전력수요가 증가하거나 감소하는 시간대에 부하추종 예비력만이 소폭으로 필요한 것을 알 수 있다. Case 2_Wind&Solar는 Case 2_Solar와 비슷하면서 전체적으로 더욱 높은 시간별 예비력이 필요한 것으로 나타났다.

Case 3의 경우에는 전반적으로 시간별 필요예비력 양이 상당히 효과적으로 경감된 것을 확인할 수 있다. 다만, Case 3_Wind&Solar의 경우 피크시간을 중심으로 예비력이 일정 수준으로 필요한 것을 볼 때 ESS가 추가로 필요할 여지가 있음을 알 수 있다.

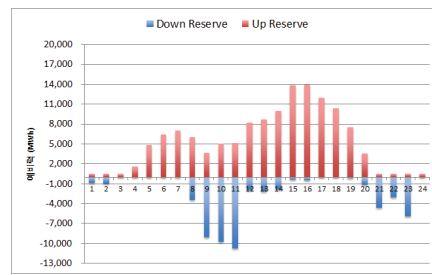
[그림 4-5] 시나리오별 24시간 시간당 필요예비력 프로파일 - 여름철 대표일(1)



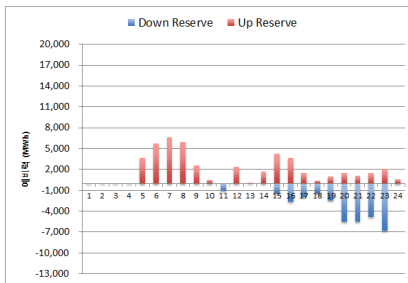
Case 1



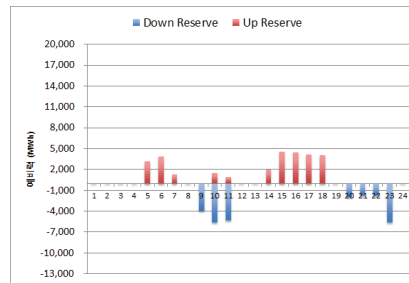
Case 2_Wind



Case 2_Solar



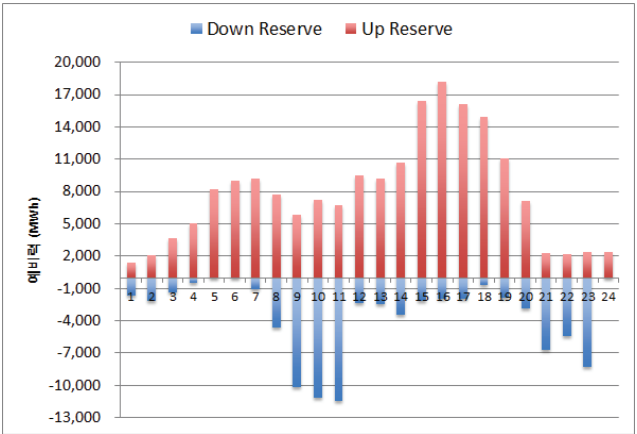
Case 3_Wind



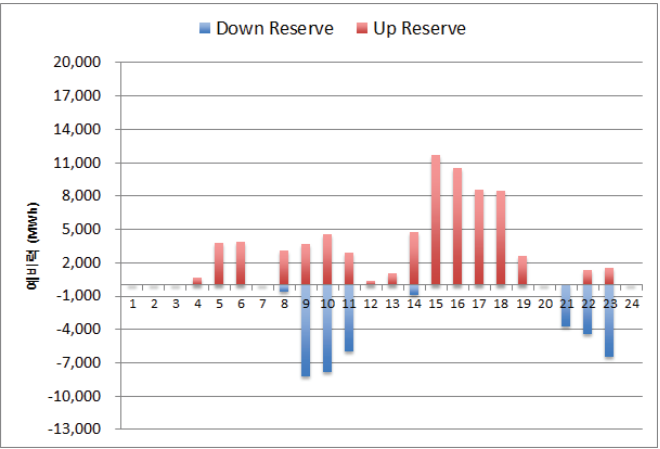
Case 3_Solar

자료: 저자 작성.

[그림 4-6] 시나리오별 24시간 시간당 필요예비력 프로파일 - 여름철 대표일(2)



Case 2_Wind&Solar



Case 3_Wind&Solar

자료: 저자 작성.

3. 예비력 가격 영향 분석

본 연구에서 중요한 분석 목표 중 하나는 풍력과 태양광이 늘어날 경우 계통안정성 유지를 위해 필요한 예비력의 증가 폭을 살펴보는 것인데, 이 예비력을 결정하는 데 중요한 입력값 중 하나는 예비력 가격이다. 본 연구에서는 예비력 가격 분석에 과거 10여 년간의 국내 예비력 가격의 평균치인 약 3,000원/MWh를 적용하였다. 그런데 국내 예비력 가격은 변동성 재생에너지 비중이 낮고, 수요와 공급에 의해서 시장에서 결정되는 것이 아니기 때문에 예비력 제공의 기회비용을 반영하지 못한다. 이로 인해 다른 국가의 예비력 가격보다 낮은 수준이다. 따라서 여기서는 예비력 가격이 달라질 때 계통에서 필요로 하는 예비력에 어떤 영향을 미치는지 분석하여 예비력 가격 및 예비력 시장과 관련한 정책적 시사점을 도출하고자 한다.

예비력 가격 변화에 따른 예비력 요구량에 대한 추가 분석에는 예비력 가격이 우리나라에 비해 현실적인 것으로 판단되는 미국 주요 지역별 ISO의 예비력 가격의 평균치인 \$5.6/MWh(6,300원/MWh)⁴⁷⁾를 적용하였다(<표 4-4>).

〈표 4-4〉 2014년 미국 계통운영자별 평균 대기예비력 가격

ISO	spinning reserve offer price (USD/MWh)
CAISO	3.34
ERCOT	14.15
MISO	2.58
ISONE	2.53
NYISO_E	6.49

47) 환율 1,125원/\$ 적용, 2018년 10월 18일 한국은행 원/\$ 매매기준율.

ISO	spinning reserve offer price (USD/MWh)
NYISO_W	4.07
PJM	4.21
SPP	7.46
평균	5.60

자료: Zhi Zhou, Todd Levin, and Guenter Conzelmann, 2016, Survey of U.S. Ancillary Services Markets, p.34.

<표 4-5>는 높은 수준의 예비력 가격(6,300원/MWh)을 적용한 시나리오와 기존 낮은 예비력 가격을 적용한 시나리오의 분석 결과를 비교해서 보여준다. 기존 풍력-태양광 통합모형(Case 2_Wind&Solar : c2ws)과 새로운 예비력 가격 모형(Case 2_Wind&Solar_r1 : c2ws_r1)을 비교해보면, 예비력 가격이 약 2배 상승 시 필요예비력이 약 32% 감소하였다. 반면, 계통에서 수용한 재생에너지 발전량은 약 26.1% 감소한 것으로 나타났다. 이는 예비력 가격이 높아지면서 재생에너지 변동성을 충족하는 범위가 줄어들고, 예비력 양을 감소시키는 한편, 대응 범위를 벗어난 재생에너지는 삭감(curtailement)함으로써 계통에 수용될 수 있는 재생에너지 발전량이 줄어든 것이다.

<표 4-5> 낮은 예비력 가격과 높은 예비력 가격을 적용한 최적화 결과 요약
- 발전량 및 예비력 양

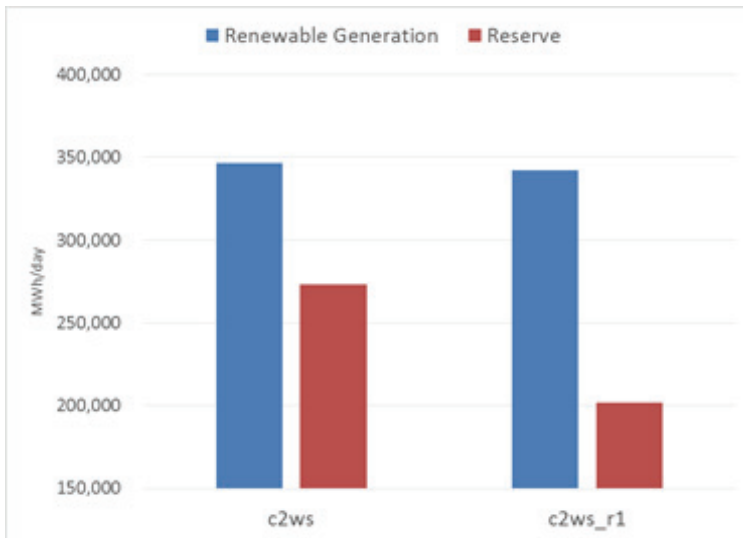
(E[MWh]/day)	c2ws	c2ws_r1	c3ws	c3ws_r1
E[재생에너지 발전량]	346,807	342,078	347,825	345,363
E[재생에너지 외 발전량]	1,716,981	1,721,709	1,717,326	1,720,186
부하추중 상향변동 예비력	99,817	80,279	45,580	31,770
부하추중 하향변동 예비력	84,684	61,180	38,089	28,558
상정사고 예비력	88,507	60,291	27,928	10,182
E[부하삭감]	0.54	0.61	0.24	0.19

자료: 저자 작성.

[그림 4-7]은 위의 분석 결과를 요약해서 그림으로 보여준다. 낮은 예비력 시나리오(c2ws)와 높은 예비력 시나리오(c2ws_r1)를 비교할 경우 예비력 가격이 높아지면서 전력시스템 운영자가 적정수준으로 판단하는 재생에너지 변동성의 만족 범위가 줄어들면서 예비력의 양이 감소하였고, 이에 따라 재생에너지 손실이 높아지면서 재생에너지 발전량 또한 감소하는 결과가 나타났다.

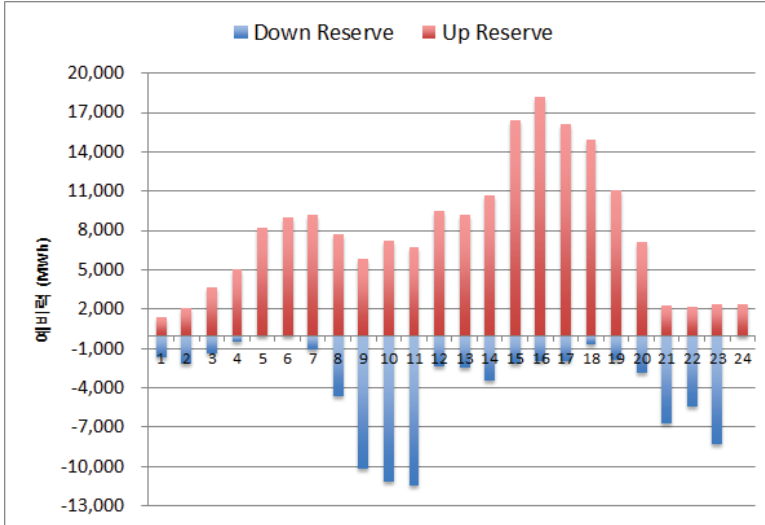
[그림 4-8]은 Case 2_Wind&Solar 시나리오에서 예비력 가격별 시간별 예비력 프로파일을 보여준다. 높은 예비력 가격 시나리오는 낮은 예비력 가격 시나리오 대비 전 시간에 걸쳐서 필요예비력의 양이 감소한 것을 확인할 수 있다.

[그림 4-7] 낮은 예비력 가격(좌)과 높은 예비력 가격(우) 하에서
재생에너지 발전량 및 필요 예비력 비교

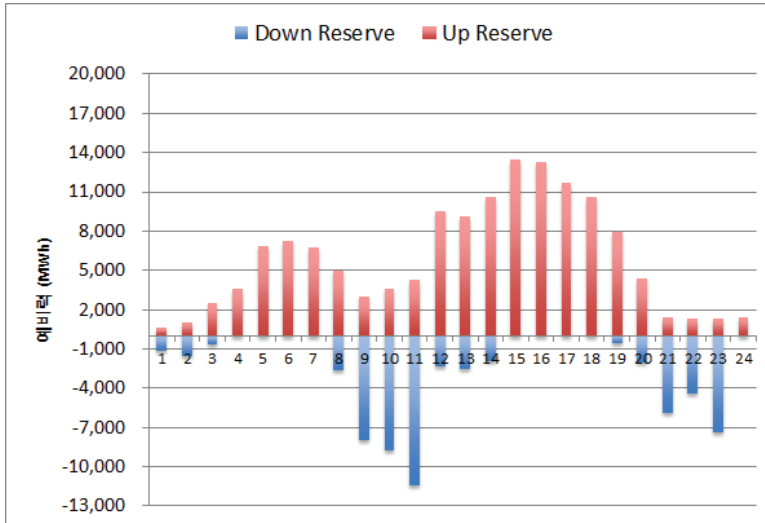


자료: 저자 작성.

[그림 4-8] 낮은 예비력 가격과 높은 예비력 가격 하에서의
시간별 예비력 프로파일 - Case 2_Wind&Solar



(a) 낮은 예비력 가격



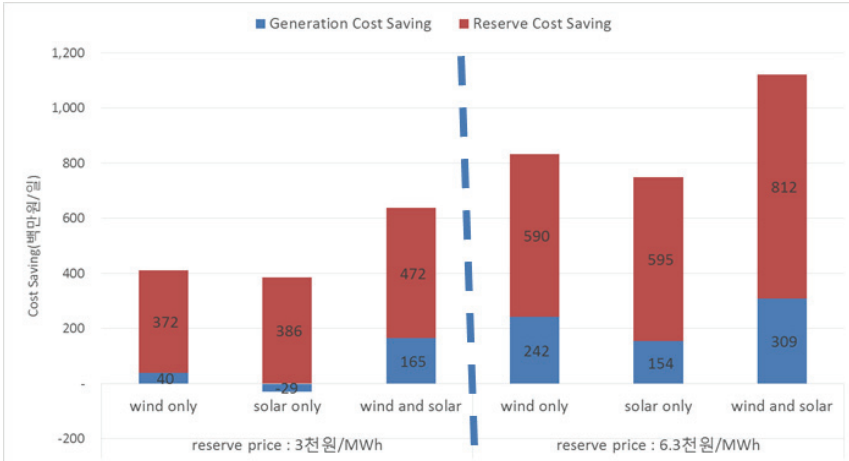
(b) 높은 예비력 가격

자료: 저자 작성.

[그림 4-9]는 낮은 예비력 가격과 높은 예비력 가격 각각에 대해서 ESS가 결합되었을 때 ESS의 계통운영비용 절감효과를 비교 분석하고 있다. 풍력과 태양광이 결합한 시나리오의 경우 낮은 예비력 가격 대비 높은 예비력 가격에서 ESS의 계통운영비용 절감효과가 약 76% 수준으로 크게 증가한 것으로 나타났다. 이는 예비력 가격이 높아질 경우 ESS가 제공하는 재생에너지 변동성 경감으로 인한 필요예비력 경감효과에 대한 효용이 더 커진다는 것을 의미한다. 발전비용 측면에서도 기존에 높은 예비력 비용으로 인해 재생에너지 손실이 커져서 발전비용이 높았다가 ESS가 재생에너지 변동성을 효과적으로 낮춰주면서 재생에너지 손실분이 감소하면서 발전비용 경감효과도 발생한다.

이는 예비력 가격을 예비력 제공의 기회비용을 반영하는 수준으로 현실화할 경우 ESS가 변동성 재생에너지에 대한 유연성 자원으로써 제공하는 서비스들에 대한 가치가 증가하면서 ESS의 경제성이 더욱 높아질 수 있음을 뜻한다. 즉 적정한 수준의 예비력 가격이 전력시장에 제시될 경우 재생에너지의 변동성 경감을 위한 여러 유연성 자원들이 경쟁을 통해서 채택되는 과정이 합리적으로 이루어지면서 자원 배분이 효율적으로 이루어질 수 있는 토대가 마련될 수 있다는 것이다. 이런 관점에서 합리적 수준의 예비력 가격을 시장에 제시하는 것은 재생에너지가 빠르게 증가하는 미래의 전력시장을 효율적으로 운영하는 데 있어서 핵심적인 부분이라고 할 수 있을 것이다. 보다 장기적으로는 예비력 가격이 시장에서 결정될 수 있는 예비력 시장을 제공할 필요가 있을 것이다.

[그림 4-9] 낮은 예비력 가격(좌) vs 높은 예비력 가격(우) - ESS 비용 절감효과 비교 분석



자료: 저자 작성.

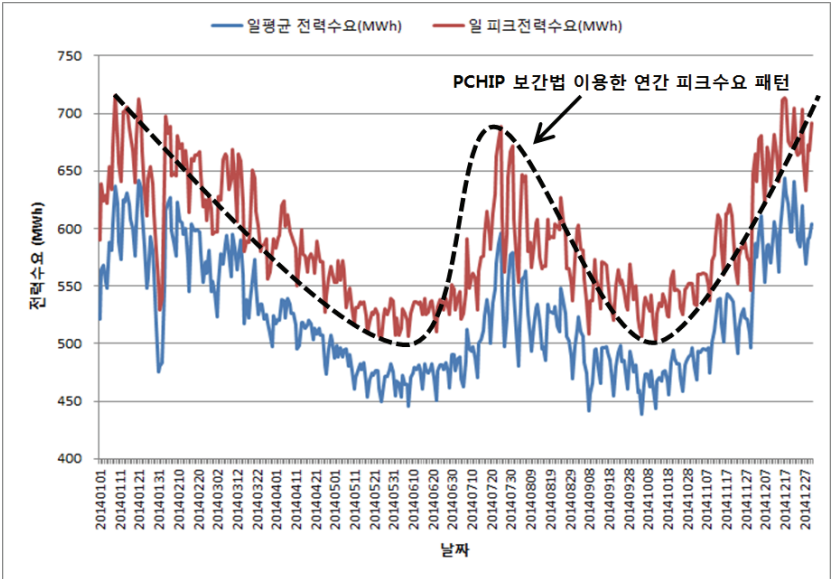
4. 연간 계통운영비용 분석

여기서는 계절별 대표일의 결과를 이용해서 PCHIP(Piecewise Cubic Hermite Interpolation Polynomial) 보간법을 이용해 연간 전력시스템 운영 비용을 추정하였다. PCHIP은 기존의 일반적 3차 함수 형태의 보간법을 개선한 방법으로 각 설정된 지점에서 국지적 최솟값과 국지적 최댓값이 될 수 있도록 해주는 보간법이다. 앞서 분석된 계절별 대표일 중 여름철과 겨울철은 가장 수요가 높은 날을, 봄과 가을철 대표일은 가장 수요가 낮은 날을 선택한 본 연구에서 연간 전력시스템 운영비용을 추정하는 데에는 가장 적합한 방법이다.

[그림 4-10]은 선행연구에서 PCHIP 보간법을 이용하여 계절별 대표일을 활용해 추정한 연간 전력수요 추정한 값과 실제 연간전력수요 패턴을

비교해서 보여준다 예시에서 확인 가능하듯이 PCHIP보간법을 이용한 연간 전력수요패턴 추정 값은 실제 값을 상당히 잘 따라가고 있음을 알 수 있다.

[그림 4-10] PCHIP 보간법을 이용한 연간수요패턴 추정 예시



자료: 전우영, 2015, 확률적 전력계통망 최적화모형 구축 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-15, p.87.

〈표 4-6〉 시나리오별 연간 계통운영비용 추정 값:
Case 1 비용대비 상대적 비율

백만 원/년	c2w	c2s	c2ws	c3w	c3s	c3ws
발전비용	0.859	0.853	0.726	0.858	0.850	0.725
예비력비용	3.448	2.530	3.994	1.313	0.871	1.722
총운영비용	0.866	0.857	0.735	0.859	0.850	0.727

자료: 저자 작성.

<표 4-6>은 PCHIP 보간법을 이용해 추정한 연간 계통운영비용 추정 값을 보여준다. 표시된 값은 Case 1의 연간 비용을 1이라고 했을 때와 대비한 상대적인 비용이다. Case 1 대비 Case 2_Wind&Solar의 발전비용은 약 72.6% 수준인 반면 예비력비용은 약 399.4% 수준이다. 연료비가 들지 않는 풍력과 태양광이 화석연료발전을 대체해 발전비용은 상당히 감소하였지만, 추가된 변동성과 불확실성으로 인해 예비력 비용이 거의 4배 수준으로 증가한 것이다. 여기에 ESS가 추가된 Case 3_Wind&Solar의 경우 Case 1 대비 발전비용은 약 72.5%인 반면 예비력 비용은 약 172.2% 수준이다. 즉 Case 2_Wind&Solar 대비 발전비용은 약 0.01%p 절감되었고, 예비력비용은 약 227.2%p 절감되었다.⁴⁸⁾ 이는 앞서 설명했듯이 ESS가 재생에너지의 변동성을 경감하여 예비력비용이 급감하였고, 변동성으로 버려지던 재생에너지를 추가로 계통에서 수용하게 됨으로써 ESS 충·방전 손실에도 불구하고 발전비용도 소폭 감소한 것이다. 두 비용효과를 결합한 ESS로 인한 총운영비용 절감효과는 Case 2_Wind&Solar 대비 약 0.8%p이다.

48) 이는 태양광, 풍력과 마찬가지로 ESS의 에너지비용만을 고려한 것으로 ESS의 설치비를 반영하지는 않음.

제5장 10분 단위 예비력 분석

MPSOPF 모형은 1시간 단위 예비력 분석에 적합한 모형이다.⁴⁹⁾ 그러나 출력 변동이 심하고 변동성의 주기가 짧은 재생에너지의 특성상 10분 단위의 출력특성에 대한 연구가 많고, 운전예비력을 공급하는 운전 중인 발전기가 필요하기 때문에 10분 이하의 단기 변동에 관한 분석이 요구된다. 따라서 MPSOPF 모형이 2030년의 전력시장을 현실적으로 모의함에도 불구하고 10분 이하의 단기 변동성에 대한 추가적인 분석 필요성이 있는 것으로 판단된다. 이에 본 장에서는 별도의 방법론을 통해 2030년 태양광, 풍력 보급목표 달성 시의 10분 단위 예비력을 분석하고, 이를 기반으로 제4장의 연구 결과와 함께 시사점을 도출하고자 한다. 본 연구에서 10분 단위 예비력 분석에 활용한 방법론은 변동을 분석 방법론이다.

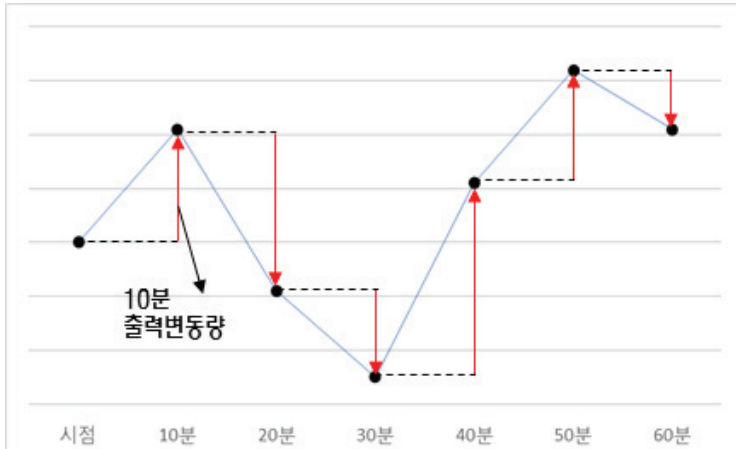
1. 10분 단위 재생에너지 변동을 분석 방법론

가. 출력 변동률의 정의

발전설비의 10분 출력 변동률은 $\frac{P(t) - P(t-10\text{분})}{\text{설비용량}}$ 와 같이 정의할 수 있다. 여기서 $P(t) - P(t-10\text{분})$ 은 출력 변동량으로 출력 변동량은 분석 시점의 발전출력과 10분 전의 발전출력 차이로 정의한다.

49) 물론 시간간 변동을 반영하기 때문에 실질적으로는 1시간 이하의 예비력을 분석한다고 볼 수 있으며, 이 때문에 앞서서도 20분 단위의 대기예비력과 유사한 성격의 예비력이라 밝힌 바 있음.

[그림 5-1] 출력 변동률의 정의



자료: 저자 작성.

출력 변동량을 설비용량으로 나누어 정의한 변동률을 산정하는 방안은 기존의 재생에너지 예측오차율 산정방안을 참고한 것이다. 재생에너지 예측오차율을 산정하는 데 주로 사용되는 방안은 <표 5-1>에 제시한 NMAE(Normalized Mean Absolute Error)와 MAPE(Mean Absolute Percentage Error)이다.

NMAE와 MAPE는 계량 값과 예측 값의 차, 즉 예측오차를 설비용량을 기준으로 산정하는지와 계량 값을 기준으로 구할지에 따라 산정방법이 달라진다. NMAE 방식은 예측오차를 설비용량으로 나누어 산정하기에 설비용량이 클수록 같은 오차 값에도 오차율이 줄어들어 과소평가되는 단점이 있다. 그러나 NMAE는 설비용량에 대해 정규화하기 때문에 서로 다른 재생에너지원 간 비교에 적합하다. 또한, 같은 시스템에서 측정을 가정할 때 변화된 설비용량만 적용하면 되기 때문에 오차율 산정이 쉽다는 장점이 있다.

〈표 5-1〉 오차율 산정방안 비교

분류	NMAE (Normalized Mean Absolute Error)	MAPE (Mean Absolute Percentage Error)
특징	<ul style="list-style-type: none"> • 편차를 설비용량으로 나누어 정규화하므로 설비용량이 다른 신재생에너지 발전원 비교에 적합 	<ul style="list-style-type: none"> • 일반적으로 오차율 산정 시 많이 사용하는 방법 • 신재생에너지 계량 값에 대비해 편차의 정확도를 검토하기 위해선 MAPE 사용이 적합
문제점	<ul style="list-style-type: none"> • 동일한 시스템을 사용하더라도 설비용량이 크면 오차율(NMAE)이 작음 	<ul style="list-style-type: none"> • 계량 값이 매우 작게 측정될 경우, 편차에 비해 오차율(MAPE)은 상대적으로 매우 커짐
산정 방법	$\frac{ \text{계량값} - \text{예측값} }{\text{설비용량}} \times 100\%$	$\frac{ \text{계량값} - \text{예측값} }{\text{계량값}} \times 100\%$

자료: 한국수력원자력, 2017, 양수발전 중장기 전원개발 방향 및 실행전략 연구를 참고하여 저자 재작성, p.74~76.

MAPE 방식은 현재 계량 값에 비하여 어느 정도의 오차를 보이는지 산정하여 예측의 정확도를 확인하기 위함이지만, 설비 용량이 작거나 기상 문제 등으로 단순히 계량 값이 작아질 경우, 그 예측오차율은 상대적으로 매우 크게 나타나게 된다는 단점이 있다.

본 과제는 태양광 발전과 풍력 발전의 설비용량을 재생에너지 3020 이행계획을 참고하여 설정하고 이를 기반으로 미래 재생에너지의 변동성에 관해서 분석하는 것을 목적으로 한다. 따라서 설비용량에 따른 변동량을 산정할 필요가 있어 상기 두 가지 방안 중 NMAE 방안이 더 적합하고 이에 변동량을 설비용량으로 나누는 방식으로 변동률을 정의하는 것이 적합하다고 판단하였다.

이렇게 산정된 출력 변동률을 10분 단위로 계산하고 정렬하여 신뢰도 수준을 고려하여 적절한 값을 구하여 변동성 분석에 이용할 수 있다.

나. 기상데이터를 이용한 재생에너지 변동률 추정

제3장에서 밝힌 바와 같이 MPSOPF 모형의 태양광, 풍력 발전 예측 모형과의 정합성을 확보하기 위해 10분 단위 예비력 분석 모형에서도 동일한 기준으로 태양광, 풍력 16개 지점을 선정하였다.

본 연구는 2017년 자료를 활용하여 10분 단위 단기 변동성을 추정하기 위해서 우선 기상자료개방 포털⁵⁰⁾에서 공개된 자료 중 선정된 16개 지점의 1분 단위 자료를 얻었다. 태양광 발전과 풍력 발전 사이의 상관관계가 아닌 발전원별 변동률을 구하기 위해서 제3장의 연구의 입력변수 중 기온(°C)을 제외한 일사량(MJ/m²)과, 풍속(m/s) 데이터를 수집하였다. 태양광의 경우 데이터가 없는 1개 지점⁵¹⁾을 제외한 15개 지점의 1분 단위 일사량 정보를 얻었다. 풍력은 1분 단위 데이터가 없는 해상풍력 1개 지점⁵²⁾을 제외하고, 제외한 지점의 해상풍력 용량을 다른 곳에 분배하여 15개 관측 지점의 1분 단위 풍속 정보를 얻었다.

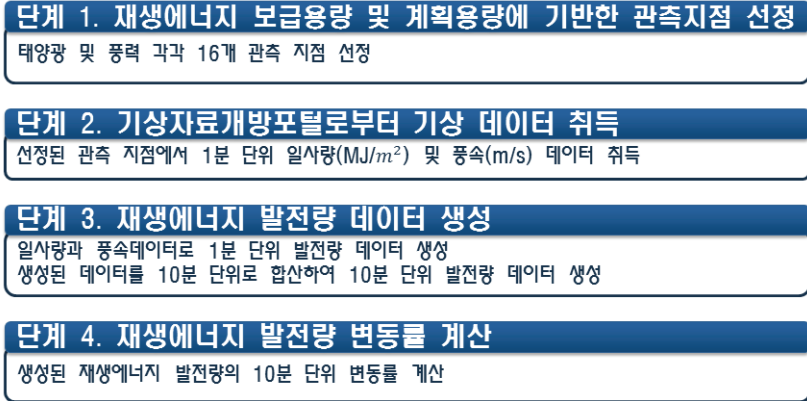
이렇게 구축한 기상 정보를 바탕으로 제3장에서 제시한 방식과 동일한 방식으로 2030년 보급 목표 설비용량에 대응하는 1분 단위 발전량 데이터를 생성하였다. 이후 10분 단위 분석을 위해 1분 단위 발전량 데이터를 10분 단위로 합산하여 10분 발전량 데이터를 생성했다. 그리고 10분 발전량을 바탕으로 10분 단위 재생에너지 변동률을 계산하였다. 이상에서 설명한 절차를 정리하면 [그림 5-2]와 같다.

50) <https://data.kma.go.kr>, 최종방문일 2018.10.24.

51) s6, ASOS 152, 울산.

52) w15, AWS 22106, 포항 해상.

[그림 5-2] 재생에너지 변동을 추정방법

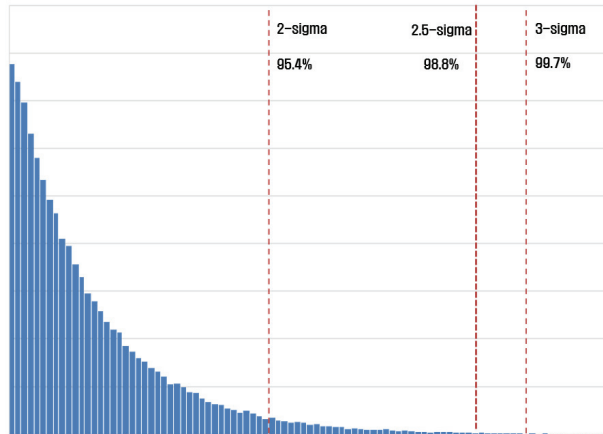


자료: 저자 작성.

재생에너지 변동의 경우 하향변동 시에는 계통에 공급이 부족한 상황이 발생하므로 부하 차단이 발생하지 않도록 적절한 예비력 확보가 필요하다. 반대로 상향변동 시에는 공급과잉 상황이 발생하여 과잉을 해소할 방안이 필요하다. 해외에서는 하향변동과 상향변동을 모두 고려한 예비력을 운영하는 경우도 있으나, 우리나라는 현재 하향변동에 대한 예비력만 운영하고 있다. 그 이유는 우선 상향변동 시 통상적으로 일반 발전기의 감발로 대응이 가능하고, 대응 불가 시 재생에너지 발전원의 삭감(curtailment)을 통해 대응할 수 있기 때문이다. 따라서 본 연구에서는 하향변동에 대한 변동성만을 분석한다.

분석에 이용할 재생에너지 변동률은 신뢰도 구간을 고려하여 선정하였다. 최댓값은 이상치, 측정 오차 등 실제 분석에 부적합한 정보를 포함하는 경우도 있기 때문에, 최댓값 이외에도 2-sigma(약 95%), 2.5-sigma(98.8%), 3-sigma(99.7%) 등 여러 신뢰구간 중 적절한 값을 사용한다. 본 과제에서는 2.5-sigma(98.8%)를 선택하였다.

[그림 5-3] 신뢰도 구간 분포 예시



자료: 저자 작성.

『재생에너지 3020 이행계획』에 따르면 2030년의 태양광 발전 설비용량은 33,530MW, 풍력은 17,674MW로 총 51,204MW로 늘어날 전망이다. 우선, 2030년의 설비용량은 <표 3-2>, <표 3-3>과 동일하게 적용하였다.⁵³⁾ 그리고 이를 바탕으로 2017년 풍속과 일사량 기상 자료를 활용하여 2030년 태양광과 풍력의 발전량을 추정한 뒤 출력 변동률을 구하였다. 이렇게 추정한 태양광과 풍력의 10분 하향 변동률은 <표 5-2>와 같다.

<표 5-2> 2030년 태양광과 풍력의 10분 변동률 추정 결과

재생에너지 설비용량(MW)		10분 하향 변동률 하위 98.8%
태양광	33,530	-9.94%
풍력	17,674	-4.65%

자료: 저자 작성.

53) w15, AWS 22106, 포항 해상의 1분 단위 기상정보가 없어서 <표 3-3>의 해상풍력 지점 5곳 중 영덕을 제외한 4곳(새만금, 신안, 여수, 모슬포)의 설비용량을 3,000MW로 나누어 2030년 해상풍력 설비용량을 설정함.

태양광과 풍력 각각의 변동률의 하위 98.8%(2.5-sigma 수준)를 추정한 결과 태양광의 10분 하향 변동률은 -9.94%, 풍력의 10분 하향 변동률은 -4.65%로 추정되었다. 실제 태양광과 풍력이 동시에 발전할 경우 태양광과 풍력이 독립적으로 발전하지 않고 태양광 발전의 출력이 증가할 때 풍력의 출력이 감소하거나 그 반대의 경우가 생기는 등, 변동량이 전체적으로 평활화(smoothing)될 수 있다. 따라서 변동률을 각각 구하여 단순 합산하여 적용할 경우 변동률을 과대평가할 수 있다.

따라서 본 연구에서는 태양광과 풍력의 평활화(smoothing) 효과를 고려하기 위해 태양광과 풍력 발전원을 통합하여 2030년 전체 태양광과 풍력의 설비용량과 변동량에 따른 변동률을 추정하였다. 그에 따른 2030년 재생에너지 발전의 10분 하향 변동률 하위 98.8%(2.5-sigma 수준)를 추정한 결과 -6.29%로 나타났다.

〈표 5-3〉 2030년 신재생 10분 변동률 추정 결과

2030년 신재생 설비용량(MW)		10분 하향 변동률 하위 98.8%
태양광 33,530	풍력 17,674	-6.29%
총 설비용량 51,204		

자료: 저자 작성.

2. 10분 단위 예비력 산정

가. 재생에너지 변동성을 고려한 10분 예비력 산정

현재 국내 예비력 기준에서 10분에 해당하는 예비력은 상정사고에 대비한 예비력이다. 현재는 설비용량 측면에서 재생에너지 발전단지 규모

가 일반 발전기에 비해 작기 때문에 재생에너지 발전원에 관한 상정사고는 고려되지 않고 있다. 그러나 2030년에는 재생에너지 발전원의 설비용량이 약 50GW까지 증가하고 대규모 단지들도 도입될 것으로 예상된다. 따라서 2030년 예비력에는 재생에너지 발전원의 상정사고를 고려한 예비력 산정이 필요하다. 이 경우 고려되어야 할 재생에너지 발전원과 관련된 상정사고는 일반 발전기와 같은 기준으로 단일 재생에너지 발전단지의 최대용량이다.

한편, 재생에너지 발전원의 용량이 증가하므로 재생에너지 발전원의 변동량 또한 증가하게 된다. 급격한 단기간의 출력 변동은 그 용량이 크고 예측이 어렵다는 점에서 사고와 유사하게 취급할 수 있다.

따라서 최소 요구 10분 예비력은 ①재생에너지 변동량, ②최대 단일 재생에너지 발전단지 사고, ③일반 발전기의 사고, 이 세 가지 중 가장 큰 용량이다. 본 연구에서는 세 가지 항목 각각을 고려한 예비력 요구량을 산정한 뒤, 이를 비교하여 최댓값으로 10분 예비력을 산정하였다.

〈표 5-4〉 10분 예비력 산정방안

예비력 운영 목적	1) 재생에너지 발전 출력의 단기간 급격한 변동(10분)에 대비 2) 단일 재생에너지 발전단지 불시정지에 대비(돌풍 및 태풍 등 기상 이벤트) 3) 발전설비 단위 1기 불시정지 대비
산정 방안	다음 중 가장 큰 값 이상으로 확보 1) 재생에너지 발전 총 설비용량 X 10분 하향 변동률의 하위 98.8% 수준 2) 단일 재생에너지 발전단지 최대용량 3) 발전설비 단위 1기 최대용량
가용 자원	운전 중인 일반발전기의 10분 이내 응답가능용량

자료: 저자 작성.

1) 재생에너지 발전 출력의 단기간 급격한 변동에 대비한 예비력 요구량

앞서 밝힌 바와 같이 현재는 태양광 발전과 풍력 발전을 포함한 재생 에너지의 설비 규모가 전체 계통규모 및 수요변화와 비교하여 미약하기 때문에 예비력 확보 시 고려되지 않는다. 하지만, 2030년에는 재생에너지가 늘어남에 따라 변동량이 증가하여 예비력 요구량에 고려되어야 한다.

우선, 태양광과 풍력의 동시 발전을 고려하지 않고 각각 추정한 태양광과 풍력의 변동량은 <표 5-5>에 있다. 2017년 변동률 추정치의 10분 하향 변동률의 하위 98.8% 수준은 태양광 9.94%와 풍력 4.65%이다. 이를 2030년 설비용량에 적용하여 태양광의 변동량은 3,300MW, 풍력의 변동량은 820MW로 이 둘의 변동량은 약 4,120MW로 추정할 수 있다.

<표 5-5> 평활화효과를 고려하지 않은 변동량

재생에너지 설비용량(MW)	10분 하향 변동률 하위 98.8% 수준	변동량(MW)	
태양광 33,530	설비용량 대비 9.94%	3,300	총 4,120
풍력 17,674	설비용량 대비 4.65%	820	

자료: 저자 작성.

여기서, <표 5-5>는 태양광과 풍력, 두 발전원을 독립적으로 가정하였기에 평활화(smoothing) 효과가 반영되지 않았다. 그렇기에 각각의 변동률을 구하여 적용할 경우 변동률을 과대평가할 수 있다. 따라서 태양광과 풍력을 동시에 고려한 전체 변동률 산정을 위해 같은 시점의 태양광과 풍력의 발전량을 합산하여 전체 발전량을 구한 뒤, 태양광과 풍력 각각의 2030년 변동률을 구한 것과 동일한 방식으로 전체 발전량에 대한

2030년 변동률을 추정하였다. 추정된 변동률의 10분 하향 변동률의 하위 98.8% 수준인 6.29%를 적용하여 계산하면 2030년의 변동성 재생에너지 변동량은 약 3,200MW이다(<표 5-6>).

〈표 5-6〉 재생에너지 변동성으로 인한 변동량

재생에너지 설비용량(MW)		10분 하향 변동률 하위 98.8% 수준	변동량(MW)
태양광 33,530	풍력 17,674	설비용량 대비 6.29%	3,200
총 설비용량 51,204			

자료: 저자 작성.

<표 5-5>와 <표 5-6>의 추정은 예시이며 실제 예비력 확보량을 산정할 시에는 향후 해당 시점에서의 실제 재생에너지의 설비용량과 변동률을 적용하여 산정해야 한다.

2) 재생에너지 발전단지 사고에 대비한 예비력 요구량

2030년 사고에 대비한 예비력 요구량은 예상되는 가장 큰 용량의 단일 발전단지를 기준으로 산정할 수 있다. 미래 재생에너지 발전단지의 건설 계획 예시로 새만금 재생에너지 사업 계획⁵⁴⁾을 참고하였다. 단일 발전단지의 기준은 변전소를 기준으로 하여 산정하였으며, 이 경우 약 2.1GW가 단일 발전단지 용량이 된다. 이 값은 재생에너지 발전원이 증가하고 발전단지의 건설계획 등 구체적인 정보가 추가됨에 따라서 변경될 수 있다.⁵⁵⁾

54) '22년까지 태양광 2.4GW, 해상풍력 0.6GW를 선도적으로 추진.

① 내초변전소 / 0.4GW, ② 신설변전소 / 2.1GW, ③ 새만금 외측 / 0.5GW (자료: 새만금개발청/전라북도, 2018, 「새만금 재생에너지 비전 선포식」 개최, 2018.10.29. 보도자료. p.4에 제시된 그림을 바탕으로 추정.)

3) 발전설비 단위 1기 불시정지에 대비한 예비력 요구량

현재 운전 중인 일반 발전기 중 가장 큰 용량은 원자력 발전소인 신고리 #3으로 1,400MW이다. 따라서 2030년의 일반 발전기 단위기 1기의 최대용량은 1,400MW로 설정하였다.

[그림 5-4] 2030년 10분 예비력 산정 예시



자료: 저자 작성.

4) 재생에너지를 고려한 10분 예비력 산정

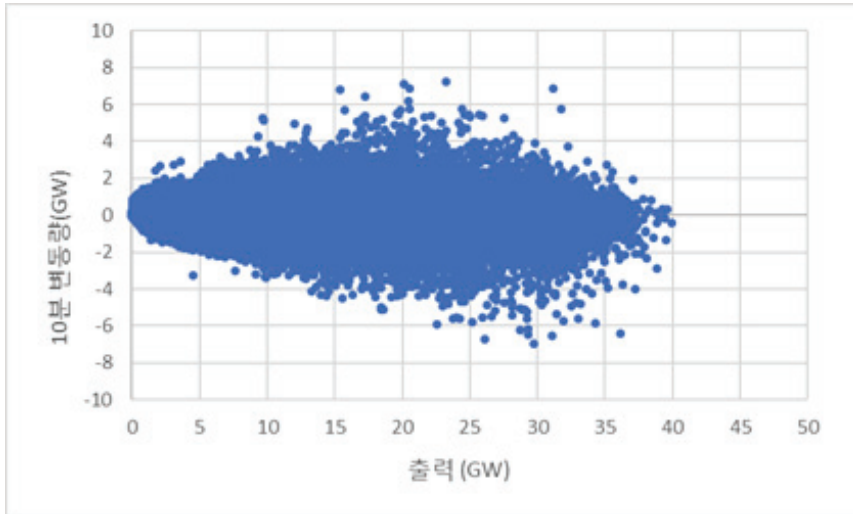
앞선 1)~3)에서 재생에너지 변동량, 재생에너지 최대 발전단지 용량, 발전설비 단위 1기의 최대용량은 각각 3,200MW, 2,100MW, 1,400MW로 산정하였다. 이 세 중 가장 큰 값이 10분 예비력으로, 2030년의 10분 예비력은 3,200MW로 산정할 수 있다.

55) 가령 본 연구의 MPSOPF 모형에서는 해상풍력의 경우 5개 지점 각각에 2.4GW의 설비를 배정하였음. 그러나 이는 모형의 단순화를 위한 가정으로 실제 해상풍력 단지별 규모는 아직 확정할 수 없음.

나. 재생에너지 변동성을 고려한 동적 예비력 분석

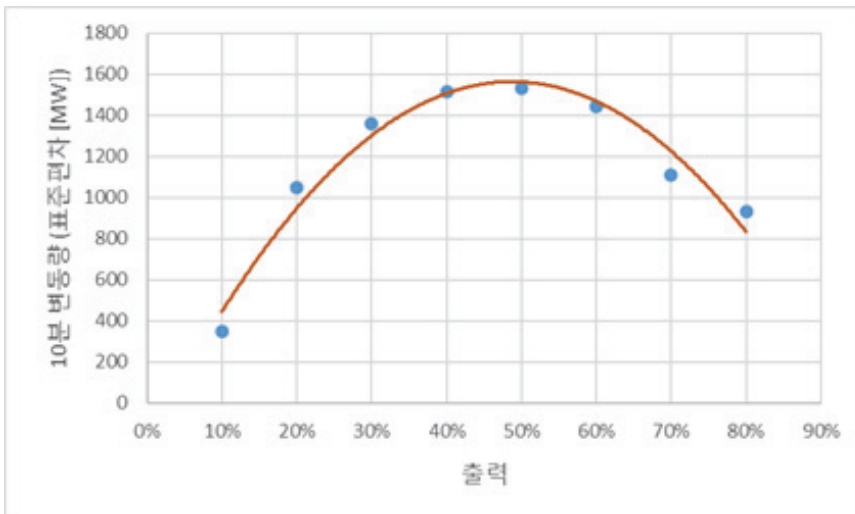
2030년 10분 예비력은 3,200MW로 추정되었다. 그런데 태양광과 풍력은 태풍과 같은 돌풍, 장마, 일식, 계절 등 단기적인 요인과 장기적인 기후변화 등의 영향을 받는다. 또한, 태양광과 풍력 발전의 변동량은 [그림 5-5], [그림 5-6]과 같이 출력수준에 단순 비례하여 증가하지 않는 것으로 나타났다. 출력수준이 증가함에 따라 변동량도 일정 수준까지는 같이 증가하지만, 그 이후부터는 출력수준이 증가하면 변동량이 오히려 줄어드는 것을 확인할 수 있다.

[그림 5-5] 재생에너지 출력수준에 따른 변동량(1년)



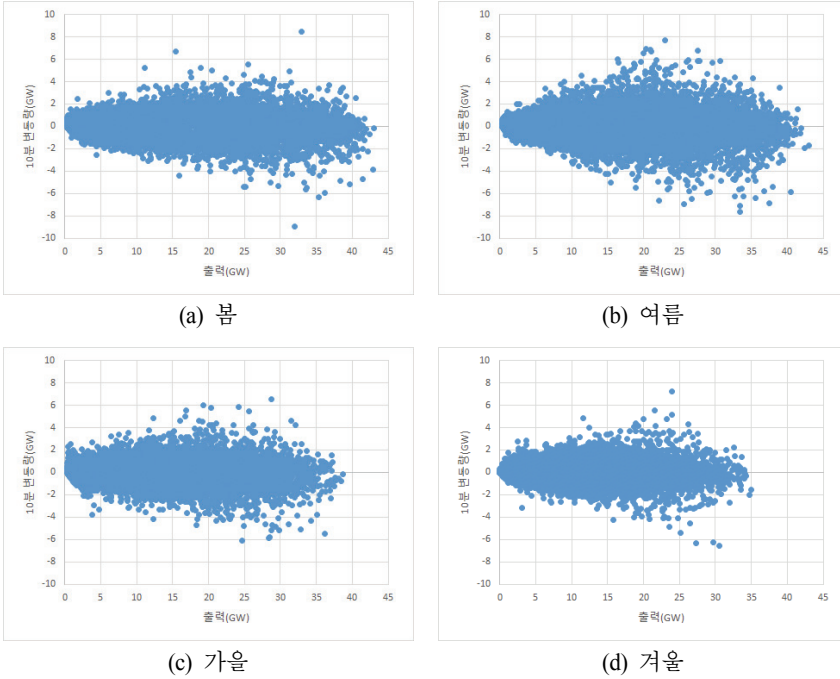
자료: 저자 작성.

[그림 5-6] 재생에너지 출력수준에 따른 변동량의 표준편차



자료: 저자 작성.

[그림 5-7] 계절별 재생에너지 출력수준에 따른 변동량



자료: 저자 작성.

이에 본 연구에서는 태양광과 풍력의 변동량과 이에 따른 변동률이 상황에 따라 변할 수 있음을 보다 자세히 살펴보기 위해, 출력 수준에 따른 변동량을 계절별로 나누어 살펴보았다([그림 5-7]).

기상 상황의 영향을 크게 받는 변동성 재생에너지 발전원은 기상이 크게 변한다고 볼 수 있는 계절의 변화에 따라 출력 패턴의 변화가 존재한다. 계절별 출력 패턴은 [그림 5-5]의 1년 전체 패턴과 유사한, 출력수준이 증가함에 따라 재생에너지 발전의 변동량이 증가하다가 일정 출력 이상에서는 출력수준이 증가하여도 변동량은 오히려 감소하는 모습을 보

인다. 이러한 패턴은 사계절 중 특히 여름에 두드러지게 나타나며 가을에 가장 덜 나타나는 것을 확인할 수 있다.

다음으로 [그림 5-4]의 예비력 산정기준을 계절별로 적용하였다. 그 결과 모든 계절에서 재생에너지 변동량이 예비력을 결정하는 것으로 나타났다. 2030년의 재생에너지 변동률과 변동량을 계절별로 나누어 추정한 값은 <표 5-7>과 같다.

<표 5-7>에서 확인할 수 있듯이, 계절에 따른 변동 예비력을 적용하지 않고 고정적인 예비력을 운영하면 여름과 겨울의 경우 예비력 값이 고정 예비력과 유사지만, 봄에는 과도한 예비력으로 인해 예비력 확보 비용이 과다하게 투자될 수 있고, 가을에는 오히려 과소한 값으로 예비력이 부족하여 계통운영에 문제가 발생할 수도 있다. 따라서 변동성 재생에너지로 인한 예비력의 최적 값을 산정할 때는 산정 시점의 계절별, 혹은 시점별 재생에너지 변동률을 고려하여야 할 것이다.

〈표 5-7〉 계절별 추정 변동률 & 10분 예비력

총 설비용량 51,204MW	봄	여름	가을	겨울
10분 하향 변동률 하위 98.8% 수준	-4.77%	-5.87%	-7.67%	-5.83%
변동량(MW)	2,400	3,000	3,900	3,000
10분 예비력(MW)	2,400	3,000	3,900	3,000

자료: 저자 작성.

제6장 종합 및 정책 방향

1. 연구의 주요 결과

본 연구는 재생에너지 3020 이행계획에 따라 태양광과 풍력이 보급되었을 때, 변동성 재생에너지의 확대가 우리나라 계통에 어떠한 영향을 미치게 될지 분석하였다. MPSOPF 모형을 통하여 1시간 단위 예비력 분석을 수행하였고, 변동률 분석을 통해 10분 단위 예비력 분석을 수행하였다. 두 모형을 활용하여 연구를 수행한 절차와 주요 분석 결과는 다음과 같다.

『재생에너지 3020 이행계획』과 『제8차 전력수급기본계획』을 반영하여 한국 전력시스템을 모의하여 MPSOPF 모형을 통해 재생에너지 확대가 전력계통에 어떠한 영향을 주는지 살펴보았다. 본 연구는 기존 연구들과 달리 태양광과 풍력을 통합하여 모형을 구축함으로써 태양광과 풍력의 계통 영향을 보다 현실적으로 분석하고 있다.

모형 분석에 앞서서 기상데이터를 분석한 결과 우리나라는 일사량과 육상풍속은 전반적으로 약한 양의 상관관계를 보여주고 있는데 반해 일사량과 해상풍속은 약한 음의 상관관계를 보여주는 것을 발견하였다. 발전 패턴 관점에서는 우리나라의 육상풍속은 전반적으로 태양광 발전이 풍부한 시간에 높고 해상풍속은 태양광 발전 패턴과 거의 상관없이 시간대별로 고르게 나타나거나, 겨울철에는 태양광과 반대의 패턴을 보여줌을 확인하였다. 따라서 우리나라의 상황에서는 육상풍력보다 해상풍력이 계통운영 측면에서 선호될 수 있을 것으로 판단된다.

MPSOPF 모형은 하루 전 시점에서 다음날 24시간의 1시간 단위로 최적 발전계획을 수립한다. 전력 수요 예측, 태양광과 풍력의 발전 패턴 예측을 통해 계절별 대표일의 시나리오별 발전 프로파일을 분석한 결과 여름철과 겨울철의 경우 원자력, 석탄과 같은 기저부하에 거의 영향을 미치지 않아 계통 운영상의 큰 어려움이 없을 것으로 전망되었다. 그러나 전력수요가 적고 피크가 낮은 봄철과 가을철에는 덤커브 문제가 두드러지게 나타나 기저부하인 석탄발전의 상당 부분에까지 영향을 미치는 것으로 나타났다. 다만, 모든 시나리오에 있어 부하대응이 힘든 원자력에는 영향을 미치지 않았다.

MPSOPF 모형은 예비력을 내생적으로 결정하여 주어진 예비력 가격 하에 필요한 예비력을 추정한다. 모형을 활용하여 필요한 예비력을 추정하였는데 여름철 대표일의 경우 태양광과 풍력이 『재생에너지 3020 이행계획』 시나리오대로 보급되었을 때, 태양광과 풍력이 보급되지 않은 경우와 비교하여 예비력 요구량이 약 3.9배 가까이 증가하였다. 즉, 태양광과 풍력의 보급이 확대되면 화석연료 발전을 효과적으로 대체하지만, 높은 불확실성과 변동성으로 인해 전력시스템을 안정적으로 유지하는데 필요한 예비력의 양이 크게 증가하는 것이다.

변동성 재생에너지 확대에 따른 대응 수단으로 대표적인 유연성 자원인 ESS 도입 효과도 MPSOPF 모형을 통해 분석하였다. 5GW의 ESS가 유연성 자원으로 도입되었을 때 여름철 대표일의 경우 재생에너지의 불확실성과 변동성을 효과적으로 경감하여 ESS가 없을 시와 비교하여 필요 예비력을 절반 이상 감소시키는 것을 확인하였다. 또한, ESS는 기존에 높은 변동성으로 계통에 수용하지 못했던 재생에너지를 추가로 수용하게 함으로 재생에너지 발전량이 소폭 증가하는 데에도 기여하였다.

연간 계통운영비용 측면에서 재생에너지가 도입되지 않는 경우와 시나리오대로 보급된 경우, 그리고 추가적으로 ESS가 들어왔을 경우를 비교하여 보았다. 변동성 재생에너지는 발전비용을 낮추고 예비력 비용을 높여 이를 종합하면 총 운영비용은 보급이 전혀 없는 경우에 비해 73.5% 수준으로 떨어졌다. 그리고 추가로 ESS가 같이 보급되었을 때 총 운영비용이 72.7% 수준으로 떨어짐을 확인하였다.

마지막으로 MPSOPF 모형을 활용하여 예비력 가격 변화가 미치는 영향에 대해서도 분석하였다. 국내 예비력 가격의 평균치인 3,000원/MWh과 미국 지역별 ISO의 예비력 가격 평균치인 6,300원/MWh를 비교하여 분석한 결과 예비력 가격이 약 두 배 가까이 상승할 때 필요 예비력은 32% 감소하고 계통에서 수용한 재생에너지 발전량은 감소한 것으로 나타났다. 총운영비용 측면에서 높은 예비력 가격에서 낮은 예비력 가격보다 ESS의 비용절감효과가 더 크게 나타났다. 이는 유연성 자원에 대한 보상이 적절하게 이루어질 때 유연성 자원이 효과적으로 활용되어 전체 전력 운용비용을 감소시키는 것을 의미한다.

MPSOPF 모형으로는 10분 단위 이하의 예비력 분석에 한계가 있고 변동성 재생에너지의 특성상 10분 이하의 단기 변동에 관한 분석이 필요하여 별도의 방법론을 통해 이를 분석하였다. MPSOPF 모형에서와 동일하게 태양광과 풍력의 보급되었다고 가정하고, 동일 지점의 1분 단위 기상 데이터를 활용하여 태양광과 풍력의 10분 변동률과 변동량을 추정하였다.

추정된 태양광과 풍력의 하향 변동률 하위 98.8%(2.5-sigma)는 각각 설비용량 대비 -9.94%, -4.65%로 2030년 예상되는 태양광과 풍력의 설비용량을 고려했을 때 변동량은 3,300MW, 820MW(둘의 합은 4,120MW)이다. 두 변동성 재생에너지 간 평활화(smoothing) 효과를 고려하여 발전량을

통합하여 추정하 하향 변동률 하위 98.8%는 -6.29%로 이를 적용한 2030년 변동성 재생에너지 변동량은 약 3,200MW이다.

위 변동량 분석 결과와 현재 예비력 기준을 고려하여 2030년의 10분 예비력 요구량을 산정하였다. ①재생에너지 변동량, ②최대 단일 재생에너지 발전단지 사고, ③일반 발전기의 사고 중 2030년 상황에서 최대치는 ①재생에너지 발전의 급격한 변동에 대비한 예비력 요구량으로 나타났다. 이는 앞서 제시한 재생에너지 변동량인 3,200MW 수준이다.

본 연구에서는 더 나아가 태양광과 풍력의 변동량이 출력수준에 따라 비례하여 증가하지 않음을 확인하고 출력수준에 따라 적정 예비력이 달라짐을 확인하였다. 변동성 재생에너지 출력수준이 증가함에 따라 일정 수준까지는 변동량도 같이 증가하지만, 출력수준이 일정 수준을 넘기면 출력수준이 증가할 때 변동량이 오히려 줄어들었다. 이러한 결과를 바탕으로 계절별로 필요한 10분 예비력을 추정하였다. 추정 결과 10분 예비력 요구량이 계절마다 다름을 확인하였다(봄 2,400MW, 여름 3,000MW, 가을 3,900MW, 겨울 3,000MW).

2. 시사점 및 정책방향

앞서 제시한 연구 결과를 바탕으로 다음과 같은 시사점과 정책적 방향을 제시한다.

가. 예비력 요구량 확대 검토

MPSOPF 모형을 통한 예비력 분석 결과 2030년 태양광과 풍력 보급목표를 달성할 경우 태양광과 풍력을 보급하지 않을 경우와 비교하여 예비

력 요구 수준이 3.9배 정도 증가하는 것으로 나타났다. 그리고 10분 단위 예비력에 대한 추가적인 분석 결과, 태양광과 풍력 출력의 단기간 급격한 변동에 대비하기 위해서는 현행 고정 예비력 체계 하에서 약 3,200MW의 예비력이 필요한 것으로 나타났다.⁵⁶⁾ 이는 현행 운영예비력 중 운전상태 대기·대체예비력(동·하계 전력수급대책기간) 1,500MW와 비교하여 두 배 이상의 요구 수준이다(<표 6-1>).

이렇듯, 태양광과 풍력의 2030년 보급 목표를 달성할 경우 예비력 요구량이 크게 증가하여 추가적인 예비력 확보에 대한 검토가 필요할 것으로 전망된다.

〈표 6-1〉 현행운영예비력

예비력 종류	확보량[MW]	확보 시간
주파수조정예비력	1,500 이상	수초~수분 이내
운전상태 대기·대체예비력	1,500 이상 (동·하계 전력수급대책기간)	10분 이내
	1,000 이상	10분 이내
정지상태 대기·대체예비력	1,000 이상 (동·하계 전력수급대책기간)	20분 이내
	1,500	120분 이내

자료: 한국전력거래소, 2018, 전력시장운영규칙 2018.2.을 토대로 저자 재구성, p.249~250.

나. 유연성 자원 확보 필요

변동성 재생에너지 확대가 필요 예비력을 높이지만, ESS와 같은 유연성 자원이 함께 보급되면 필요 예비력을 효과적으로 낮추고 총운영비용도 절감할 수 있음을 확인하였다. 따라서 재생에너지에 대해 출력변동에 대한 대응 능력이 우수한 유연성 자원 확보를 위해 단기적으로는 유연성

56) 현재 정보 하에서의 추정임. 또한 본 연구에서는 고정 예비력을 주장하지 않음.

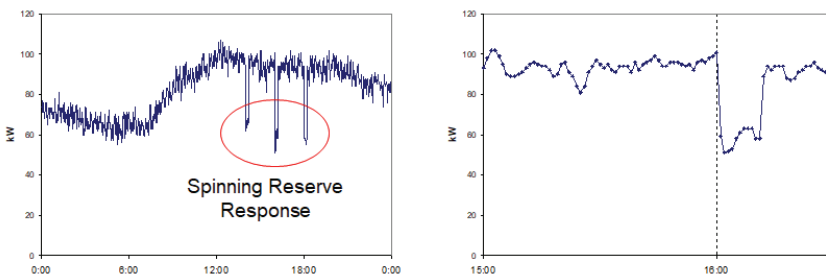
자원 확보를 의무화하거나 장기적으로 유연성 자원이 시장에 유입되도록 제도를 개선할 필요가 있다.

MPSOPF 모형에서 대표적인 유연성 자원으로 고려한 ESS 외에, 급격한 변동에 대해 빠르게 대응할 수 있는 유연성 자원으로는 Fast GT, Fast DR 등이 검토될 수 있다.

<표 2-1>에서 가스터빈과 Fast GT의 기술 특성을 살펴보았듯 Fast GT는 가스터빈에 ESS를 결합한 하이브리드 형태의 발전기다. 이 발전기는 10분 이내에 빠른 기동이 가능하여 재생에너지 변동과 같은 급격한 변동에 대응이 가능하다.

또한, 제2장에서 변동성 대응 현황에서 살펴보았듯 수요자원도 유연성 자원으로 활용가능하다. 그 중 급격한 변동에 반응하여 수요자원을 순동예비력으로 제공한 사례가 있다. 에너지관리서비스 업체인 DigiLog는 Auto DR 설비를 이용하여 1분 이내에 전체 수요의 36% 수준을 절감하였고 그에 따라 약 34kW의 예비력을 제공하였다.⁵⁷⁾

[그림 6-1] DR 순동예비력 활용 사례



자료: Brendan Kirby, 2002, Ancillary Services From Aggregations of Small Responsive Loads, p.14.

57) Brendan Kirby, 2002, Ancillary Services From Aggregations of Small Responsive Loads, p.14.

다. 유연성 자원의 보상 현실화 및 보조서비스 시장 개설

MPSOPF 모형을 이용한 분석을 통하여 예비력 가격 상승에 따른 예비력 요구량 감소와 운영비용 절감 효과를 확인하였다.

우리나라의 현행 예비력 평균정산단가는 3,000원/MWh로 정해져 있는데 반해 미국의 경우 2014년 기준 평균 6,000원/MWh이었고, 풍력이 대규모로 보급된 텍사스의 경우 약 15,000원/MWh에 이르는 평균정산단가를 책정하고 있다.⁵⁸⁾ 미국의 경우 예비력 경매시장을 통해 예비력의 기회비용이 자연스럽게 반영되는 정산단가를 산정함으로써 예비력을 제공하는 자원들에 대해 합리적인 보상이 주어진다. 그에 반해, 우리나라는 예비력의 기회비용에 미치지 못하는 낮은 수준의 정산단가가 책정됨으로써 재생에너지의 변동성을 경감하는 유연성 자원들이 제공하는 편익에 비해 보상이 평가 절하되는 경향이 있다고 판단된다.

따라서 유연성 자원들의 시장진입을 촉진하기 위해서는 대기 예비력이나 주파수조정 예비력과 같은 보조서비스 정산단가를 기회비용을 반영하는 수준으로 현실화하는 것이 필요하다. 단기적으로는 가격이 시장에서 결정되지 않는 현 상황에서는 우선 예비력 비용을 기회비용을 반영하는 현실적인 수준으로 책정할 필요가 있다.

장기적으로는 실시간 시장과 보조서비스 시장의 개설을 통해 시장법칙에 따라 합리적인 시장가격을 유도하고 유연성 자원의 추가 수익 기회를 제공할 필요가 있다. 이를 통해 자연스럽게 사업자들의 유연성 자원에 대한 투자를 촉진할 수 있고 결과적으로 재생에너지로 인해 발생하는 문제를 효율적으로 해소할 수 있게 될 것이다.

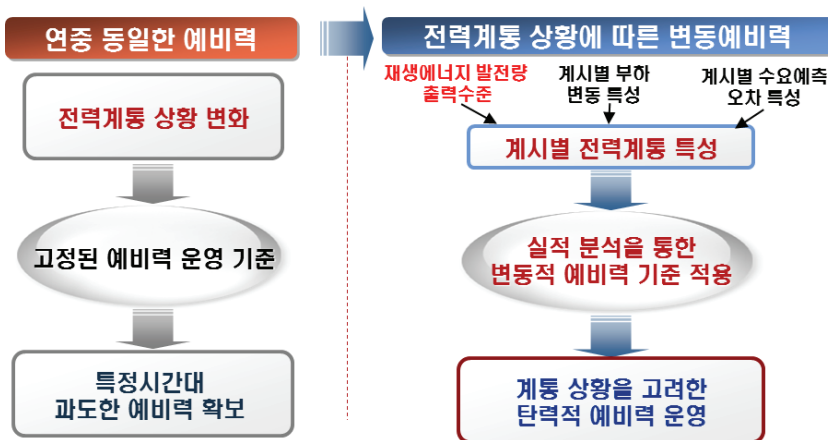
58) Argonne, 2016, Survey of U.S. Ancillary Services Markets, p.28.

라. 변동 예비력 및 당일 발전 계획 도입

본 연구에서는 태양광과 풍력 출력수준에 따라서 변동성이 비례하여 증가하지 않는 것을 확인하였다. 그리고 예시적으로 계절별로 출력 패턴이 달라지며 필요한 예비력이 달라질 수 있음을 확인하였다.

현행 예비력은 연중 동일한 고정된 예비력 기준에 따라 운영되고 있다. 재생에너지 발전원이 많이 포함된 전력계통에서 현행 기준으로 고정된 예비력 기준에 따르게 될 경우, 재생에너지 발전원의 출력수준과 변동량의 관계를 반영하지 못하고 예비력을 확보하게 된다. 이 경우 [그림 6-2]에서 볼 수 있듯이 특정 시간에는 상대적으로 과도한 예비력이 확보되어 불필요한 비용이 발생한다. 그리고 반대로 특정 시간 때에는 예비력이 부족한 경우가 발생할 수도 있다.

[그림 6-2] 전력계통 상황에 따른 변동 예비력



자료: 한국전력거래소, 2014, 변동예비력 적용방안에 관한 연구를 토대로 재구성, p.39.

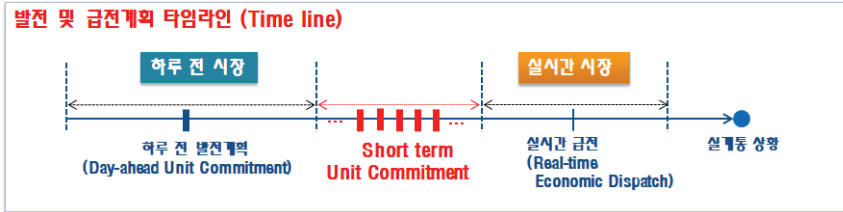
따라서 재생에너지 발전원의 출력수준, 부하 변동 특성, 수요예측 오차 특성 등의 전력계통 변화를 포함하는 계시별 전력계통 특성을 분석하여 해당 시점에 적합한 동적인 예비력을 확보하는 변동 예비력 운영이 필요하다.

변동 예비력을 운영하기 위해 급전 운영주기를 단축하여 당일발전계획을 도입할 수 있다. 현재는 하루 전 발전계획과 실시간 급전계획을 통해 계통이 운영되지만, 이 사이에 한 번의 계획을 추가하면 재생에너지 단기 변동성에 대해 더 정확한 대응이 가능하다. 정책적인 대안의 예로 CASIO와 PJM의 사례를 소개한다.

CAISO의 경우 하루 전 발전계획과 실시간 급전계획 사이에 급전주기 단축을 위해 Short Term Unit Commitment(STUC; 단기 기동정지계획) 단계가 존재한다. STUC는 단기 수급변동에 대응하기 위해 $t-30$ 분 ~ $t+240$ 분에 대해 1시간 주기마다 15분 단위로 수행되는 발전계획이다. 이 발전계획은 24시간 내내 수행되며 Look-ahead Unit Commitment(사전 기동정지계획)의 일종이다. 기동시간이 오래 걸리는 발전기를 제외하고 나머지 발전기를 대상으로 발전계획을 수립한다([그림 6-3]).

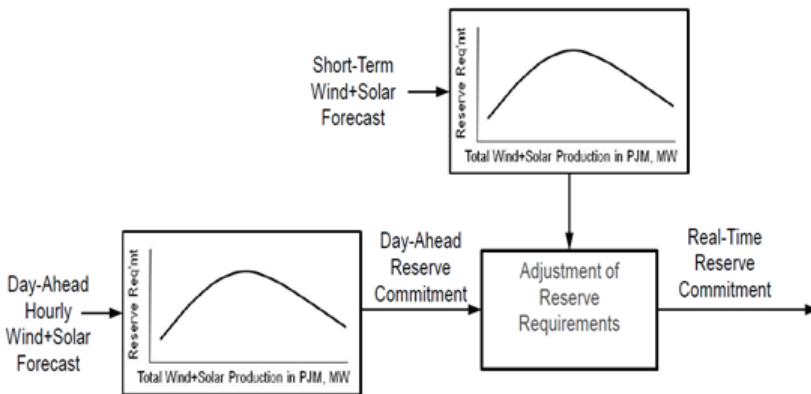
PJM의 경우 전일 재생에너지 발전량 예측을 통해 다음날의 예비력을 산정한다. 이후 전일 예측에 비해 정확도가 높은 당일에 단기 재생에너지 발전량 예측을 진행하여 기 산정된 예비력을 보정하고 실시간 시장에서의 예비력을 산정한다([그림 6-4]).

[그림 6-3] 급전주기 단축을 위한 발전 및 급전계획 절차(CAISO)



자료: CAISO, 2011, Renewables Integration Market Vision & Roadmap Day-of Market을 토대로 재구성, p.11~13.

[그림 6-4] 당일 재생에너지 예측을 통한 당일발전계획용 예비력 산정



자료: International, Inc., 2014, PJM Renewable Integration Study Executive Summary Report Revision 05, p.44.

마. 해상풍력과 육상풍력 발전 패턴 연구 확대

우리나라 기상 데이터를 활용하여 태양광과 풍력 간 상이한 발전 패턴, 육상풍력과 해상풍력과의 발전 패턴 차이를 확인하였다. 이는 앞으로 변동성 재생에너지 비중이 높아졌을 때 계통운영과 관련하여 고려할 필요가 있는 중요한 주제이다. 특히 우리나라는 앞으로 해상풍력을 중점

적으로 확대할 예정이기에 태양광 발전 패턴과 함께 해상풍력 발전 패턴에 대한 정밀한 분석과 전망이 필요할 것으로 판단된다.

본 연구에서 활용한 데이터로 분석한 결과 태양광은 지점 간 높은 상관관계로 발전이 집중되어 계통운영의 어려움을 가중시킬 것으로 보인다. 풍력은 지점 간 상관관계가 높지 않아 평활화(smoothing) 효과로 인한 변동성이 경감되는 순효과가 있을 것으로 보인다. 특이한 점은 육상 지점과 해상지점의 발전패턴이 태양광의 발전 패턴과 비교하여 상이하다는 것이다. 태양광과 육상 풍력이 함께 보급되면 피크시간대 수요가 크게 감소하여 계통운영의 어려움을 가중시키고, 태양광과 해상풍력이 함께 보급되면 평활화(smoothing)를 통해 계통운영의 어려움을 상대적으로 덜 발생시킬 것으로 분석되었다.

문제는 본 연구에서 정한 지점에 실제로 풍력 발전이 보급되지 않을 수도 있고, 그렇게 되면 지점의 영향을 크게 받는 풍력 발전의 경우 본 연구의 분석결과와 완전히 다른 결과가 도출될 수도 있다는 것이다. 따라서 풍력 발전의 보급이 예상되는 주요 지점에 대한 기상 데이터와 실측 데이터를 충분히 확보하고 이를 정밀하게 분석함으로써 재생에너지 보급확대에 따른 계통운영의 안정성을 확보하기 위한 전략 수립에 활용할 필요가 있을 것이다.

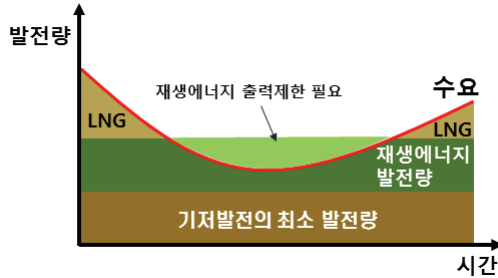
바. 발전량 예측 및 제어 역량 제고

MPSOPF 모형은 하루 전 시점에서 다음날 24시간의 1시간 단위로 최적발전 계획을 수립하는데, [그림 3-15]와 같이 시간이 지날수록 예측의 정확도가 떨어져서 필요한 예비력이 증가함을 확인할 수 있다. 특히 풍력의 경우 예측 시점에서 멀어질수록 정확도가 떨어진다.

기술적으로 재생에너지 발전량 예측 기술의 개선이 필요함은 당연하고, 재생에너지 출력 예측의 정확도를 높이기 위한 변동 예비력 도입이 필요하다. 또한 앞서 소개한 PJM의 경우처럼 당일 예측된 재생에너지 출력 수준을 이용하여 해당 출력수준에 맞는 변동성을 고려한 실시간 시장에서의 예비력 산정도 도움이 될 것이다. 또한, 재생에너지 시장 입찰 제도를 도입하는 것도 재생에너지 발전량 예측 강화를 위한 방안이 될 수 있다. 재생에너지의 시장 입찰을 허용함으로써 발전량 예측 기술의 개선을 유도할 수 있다. 이는 재생에너지의 유연성 자원에 대한 투자를 유도하는 방안이기도 하다.

한편, 풍력 발전의 날개각제어(pitch control)나 태양광 발전의 인버터와 같은 제어설비의 설치를 의무화하여 출력을 제어할 수 있다. 만약, 재생에너지 출력이 과다하여 계통에 문제를 발생시키는 경우 일부 재생에너지의 출력을 제한하고 보상규칙을 통해 적절한 보상을 집행함으로써 문제를 해결할 수 있다. 수요와 공급을 맞추기 위해 이용되는 발전원의 급전 순위는 그림과 같이 머스트런(Must Run) 발전기의 최소 발전량이 가장 먼저 채워지고 그 다음을 재생에너지의 발전량으로 채우게 된다. 이때 수요가 머스트런 발전기의 최소 발전량과 재생에너지의 발전량을 더한 값보다 크다면 머스트런 발전기를 증발시키거나 추가 발전기를 가동하여 수요를 맞추게 되지만, 수요가 머스트런 발전기의 최소 발전량과 재생에너지의 발전량을 더한 값보다 작다면 재생에너지의 출력을 일부 제한하여 계통을 유지한다.

[그림 6-5] 재생에너지 출력제한



자료: 저자 작성.

사. 국가 간 전력망 연계 추진

제2장에서 밝힌 바와 같이 이미 많은 지역에서 국가 간 전력망 연계가 추진되고 있고, 유럽의 사례에서 볼 수 있듯이 이는 재생에너지 비중 확대의 효과적인 수단이 될 수 있을 것으로 기대된다. 본 연구에서는 재생에너지원간, 지점 간 평활화(smoothing) 효과를 확인하였다. 평활화(smoothing) 효과를 확대하기 위해서는 국가 내 재생에너지 믹스를 다변화하고, 지점을 다양화하는 전략이 우선 필요할 것이다. 그런데, 보다 장기적으로는 동북아 슈퍼그리드와 같은 국가 간 전력망 연계를 통해 전력계통의 재생에너지 수용성을 확대할 수 있을 것이다. 특히, 우리나라와 같이 전력계통이 고립된 국가의 경우 변동성 재생에너지를 계통에 수용하는데 상대적으로 많은 비용과 노력이 필요할 것이다. 국가 간 전력망 연계는 장기적 관점에서 이러한 문제에 대한 효과적 대안이 될 것이고, 그 효과는 이미 유럽 등의 선도 지역에서 확인되고 있다.⁵⁹⁾

59) 국가 간 전력망 연계는 전력계통 안정성 측면에서 뿐만 아니라 저렴한 해외 재생에너지 전력의 도입으로 인한 국내 재생에너지 발전단가 인하 및 전력 요금 인하효과, 북한 문제를 포함한 동북아시아의 정세 안정화 등의 측면에서도 장점이 있을 것으로 판단됨.

참고문헌

<국내 문헌>

- 산업통상자원부, 2017, 재생에너지 3020 이행계획(안).
_____, 2017, 제8차 전력수급기본계획.
새만금개발청/전라북도, 2018, 「새만금 재생에너지 비전 선포식」 개최,
2018.10.29. 보도자료.
안재균, 2017, 신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안
연구.
안지운, 2016, 신재생에너지 계통연계 최적발전믹스 분석 연구, 에너지경제
연구원 기본연구보고서 16-22.
에너지경제연구원, 2014, 세계 에너지시장 인사이트 제14-45호.
_____, 2017, 세계 에너지시장 인사이트 제17-16호.
이성규·정규재, 2017, 동북아 슈퍼그리드 구축사업 관련 해외 사례분석과
시사점, 에너지경제연구원 수시연구보고서 17-08.
전우영, 2015, 확률적 전력계통망 최적화모형 구축 연구, 에너지경제연구원
기본연구보고서 15-15
(주)아이앤아이알앤씨, 2017, 신기후체제 대응을 위한 주요국가의 ESS확대
장려정책 현황조사 및 국내 도입 방안 제안, 한국에너지공단 용역
보고서.
한국남동발전 외, 2016, 발전기 기술적 특성 적용 기준 개선에 관한 연구.
한국수력원자력, 2017, 양수발전 중장기 전원개발 방향 및 실행전략 연구.
한국에너지공단, 2017, 2016년 신재생에너지 보급 통계.

한국전력거래소, 2014, 변동예비력 적용방안에 관한 연구.
 _____, 2018, 전력시장운영규칙 2018.2.
 한전경제경영연구원, 2016, KEMRI 전력경제 REVIEW 2016 제12호.
 _____, 2016, KEMRI 전력경제 REVIEW 2016 제17호.
 _____, 2017, KEMRI 전력경제 REVIEW 2017 제24호.
 _____, 2018, KEMRI 전력경제 REVIEW 2018 제18호.

<해외 문헌>

Argonne, 2016, Survey of U.S. Ancillary Services Markets.
 BNEF, 2018, 2H 2018 Energy Storage Market Outlook.
 BNEF, 2018, New Energy Outlook 2018.
 Brendan Kirby, 2002, Ancillary Services From Aggregations of Small Responsive Loads.
 CAISO, 2011, Renewables Integration Market Vision & Roadmap Day-of Market.
 CAISO, 2013, What the duck curve tells us about managing a green grid, https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf, p3, 최종방문일 2018.11.30.
 ERCOT, 2012, 2011 EILS Deployments.
 Erik Ela, Michael Milligan, and Brendan Kirby, 2011, Operating Reserves and Variable Generation, NREL technical report, August 2011.
 FERC, 2011, Recent ISO Software Enhancements and Future Software and Modeling Plans, Federal Energy Regulatory Commission.
 Francisco et al., 2016, Competitive Electricity Market Regulation in the United States: A Primer, NREL technical report.

FS—UNEP Centre, 2018, Global Trends in Renewable Energy Investment, 2018.

GE, 2017, High Efficiency Power Plants in a Regional Integrated System, Platts Central America Energy.

Heier, 2005, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems.

IEA, 2018, Renewables Information 2018.

International, Inc., 2014, PJM Renewable Integration Study Executive Summary Report Revision 05.

Lamadrid, Jeon, and Mount, 2015, Can Pay-for-Performance Pricing Help to Manage Deferrable Demand More Efficiently during Peak Load Periods?, 발표자료.

Low Carbon Futures, 2012, Pathway for energy storage in UK.

Munoz-Alvarez 외, 2013, An Electricity Market Clearing Mechanism using Decision Rule Approximations, 발표자료.

Pacific Northwest National Laboratory and Sandia National Laboratories, 2016, Protocol for Uniformly Measuring and Expressing the Performance of Energy Storage Systems.

RAP, 2013, Demand Response as a Power System Resource.

REN21, 2018, Renewables 2018 Global Status Report.

Renewable Energy Institute, 2017, Asia International Grid Connection Study Group Interim Report.

Rocky Mountain Institute, 2015, The Economics of Demand Flexibility.

Scbelli, 2012, Proposed Installed Capacity Requirement Values & Appendix of Assumptions for the 2013/14 ARA3, 2014/15 ARA2, 2015/16 ARA1. ISO-NE September 19 RC Meeting. ISO-New England.

Zhi Zhou, Todd Levin, and Guenter Conzelmann, 2016, Survey of U.S. Ancillary Services Markets.

Zimmerman, Murillo-Sanchez, and Thomas, 2011, MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education.

Zimmerman, Murillo-Sanchez, and Thomas, 2013, Multi-Period SuperOPF (SuperOPF 2.0) User's Manual.

<웹사이트>

<https://www.msn.com/ko-kr/money/topstories/삼성-무풍에어컨-산업부와-손잡고-에너지-절약-사업/ar-AAxLmk0>, 최종방문일 2018.10.24.

<https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market>, 최종방문일 2018.11.30.

<https://photovoltaic-software.com/principle-ressources/how-calculate-solar-energy-power-pv-systems>, 최종방문일 2018.11.30.

<https://data.kma.go.kr>, 최종방문일 2018.10.24.

부록

1. 기상정보(풍속, 일사량) 전력 변환

가. 풍속-풍력 발전 변환

풍속에서 풍력으로의 변환은 크게 2단계로 이루어진다. 첫 번째 단계는 통상적으로 지표면에서 10m 높이에서 측정된 풍속을 일반적인 풍력 터빈의 높이인 100m 높이에서의 풍속으로 보정하는 것이다. 바람의 강도는 높이에 따라 달라지는데 이를 바람경도(wind gradient)라고 한다. 풍속은 바람경도에 따르면 고도가 높아질수록 증가하는데, 10m 높이에서 측정된 풍속을 높이에 대한 풍속 보정없이 풍력으로 변환해서 모형에서 사용할 경우 풍력 값을 과소 추정하게 된다. 이 높이 변화에 따른 풍속 변환은 Heier(2005)에서 소개된 방법을 적용하였다. 아래 수식은 바람경도에 따라 10m 높이에서 측정된 풍속이 h m의 높이에서는 어떻게 변환되는지를 추정해 준다.

$$v(h) = v_{10} * \left(\frac{h}{h_{10}}\right)^{\alpha}$$

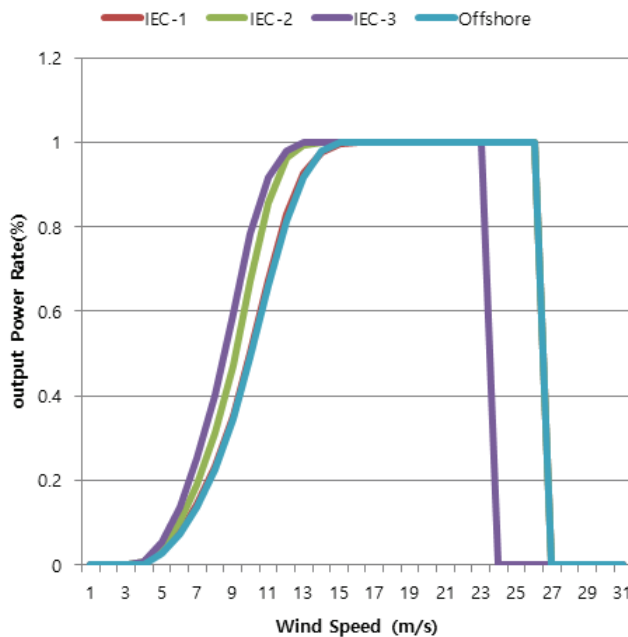
$v(h)$: 높이 h에서 풍속, v_{10} : 10m에서 풍속, α : Hellmann 지수

자료: Heier, 2005, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, p.45.

두번째 단계는 바람경도 현상에 의해 보정된 풍속을 풍력으로 변환하는 것이다. 풍속 값에 따른 풍력변환은 풍력 터빈의 종류에 따라 달라지

는데 일반적으로 국제전기표준회의(International Electrotechnical Commission, IEC)에서 정한 4가지 풍력 터빈을 기준으로 풍속-풍력 변환의 기준을 정하고 있다. 풍력 터빈 별로 풍속-풍력 변환 함수는 [그림 부록 1]에서 나타난 바와 같다. 본 연구에서는 육상풍력에는 IEC-3을, 해상풍력에는 offshore 풍력 터빈 곡선을 적용하였다.

[그림 부록-1] 풍력 터빈 별 풍속-풍력 변환 곡선



자료: 전우영, 2015, 확률적 전력계통망 최적화모형 구축 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-15, p58.

나. 일사량-태양광 발전 변환

일사량(MJ/m^2)에서 태양광(kWh)으로의 변환은 보다 많은 고려가 필요하다. <표 부록 1>에서 보는 바와 같이 전문가 자문을 바탕으로 단위 m^2

당 일반적으로 100W의 태양광 패널 설치가 가능한 것으로 가정하였다. 이 때문에 1kW 태양광 패널 기준으로는 약 10m²의 면적에 설치되어 일사에너지를 받게 되고, MJ/m²로 기록되는 기상청의 일사에너지는 0.278 kWh/MJ의 변환계수에 의해 kWh로 변환될 수 있다. 이때 태양광 패널 효율은 [그림 부록 2]에 정리된 제조사별 패널 효율의 평균값인 16.8%를 적용하였다.

태양광 시스템 성능 효율(performance ratio)은 <표 부록 2>에 정리된 태양광 시스템의 항목별 에너지 손실을 기하평균으로 통합하여 산정한 79%로 가정하였다. ‘photovoltaic-software.com’에서 태양광 시스템의 에너지 손실 항목을 타입 별로 분류하여 손실 범위를 보여주고 있다. 이 손실 범위에 기반하여 본 연구에서는 <표 부록 2>와 같이 항목별 손실 값을 가정하였다.

<표 부록 1>에 기반하여 본 연구에서 적용한 일사량-태양광 발전 변환식은 다음과 같다.

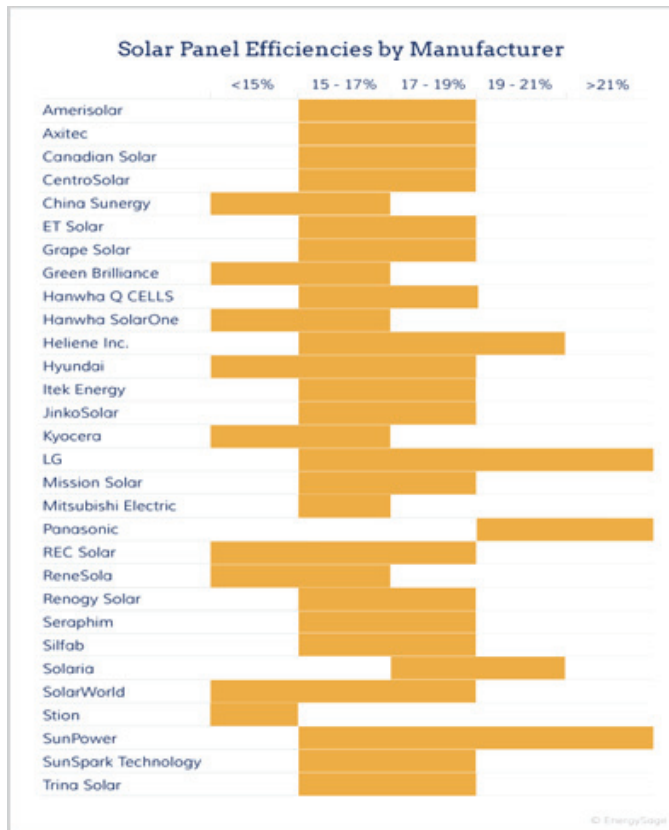
$$\begin{aligned}
 \text{1kW 용량당 태양광 발전량(kWh)} = & \\
 & [\text{일사량(MJ/m}^2\text{)}] \\
 & * [\text{1kW 당 필요면적(10m}^2\text{)}] \\
 & * [\text{MJ-kWh 변환 계수(0.279kWh/MJ)}] \\
 & * [\text{패널 효율 (0.168)}] \\
 & * [\text{성능 효율 (0.79)}]
 \end{aligned}$$

〈표 부록-1〉 일사량-태양광 변환위한 주요 지표 및 가정

단위면적당 설치용량	100W/m ²
1 kW 용량당 패널 면적	10m ²
MJ-kWh 변환 계수	0.279kWh/MJ
태양광 패널 효율	16.8%
태양광 시스템 성능 효율	79.0%

자료: 저자 작성.

[그림 부록-2] 제조사 별 태양광 패널 효율



자료: <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market>, 최종방문일 2018.11.30.

〈표 부록-2〉 태양광 시스템 성능 효율 산정을 위해 가정된 항목별 손실

손실 항목	통상적 범위	사용된 수치
Inverter losses	6~15%	8%
Température losses	5~15%	6%
DC cables losses	1~3%	2%
AC cables losses	1~3%	2%
Shadings 0 % to 40%	0~40%	1%
Losses due to weak irradiation	3~7%	3%
Losses due to dust, snow...	2%	1%
Other Losses	-	0%

자료: <https://photovoltaic-software.com/principle-ressources/how-calculate-solar-energy-power-pv-systems>, 최종방문일 2018.11.30.

2. 한국 전력시스템 모형 구축

본 보고서의 한국 전력시스템 구축을 위해 사용한 데이터와 104-Bus 시스템의 bus별 지점 정보로 <표 부록-3>, <표 부록-4>는 안지운(2016)에 정리된 표이다.⁶⁰⁾

〈표 부록-3〉 전력시스템 모형 구축위해 지원받은 데이터 목록

전력시스템 모형 데이터 항목	세부 자료
279개 전통적 발전기 (수력, 양수발전 포함)	<ul style="list-style-type: none"> • 위치정보 • 발전 비용 • 기술적 자료 - 최소출력, 최대출력, ramp up, ramp down, 최소운전시간, 최소정지시간 등
2334개 송전선로 자료	<ul style="list-style-type: none"> • 765kV - 11회선 • 345kV - 341회선 • 154kV - 1982회선
지역별 hourly 전력 수요자료	• 전국 지역별 3138개 변전소 hourly 전력 자료

60) 한국 전력시스템 모형 구축과 관련한 자세한 내용은 안지운(2016)을 참조..

〈표 부록-4〉 한국형 MPSOPF 모형 104-Bus System bus별 지점 정보

Bus 번호	Bus 이름	Bus 번호	Bus 이름	Bus 번호	Bus 이름	Bus 번호	Bus 이름
1	신가평	27	가정	53	태안TP	79	북대구
2	신파주	28	신안성	54	보령TPCC	80	대구
3	신덕은	29	신탕정	55	무주PP	81	고령
4	양주	30	서안성	56	세종	82	안동CC
5	포천CC	31	화성	57	신김제	83	청송
6	신의정부	32	평택TP	58	군산	84	신영일
7	동두천CC	33	신성남	59	신옥천	85	신고리NP
8	성동	34	서서울	60	신계룡	86	신온산
9	미금	35	신수원	61	청양	87	울산TP
10	대우포천CC	36	신용인	62	신당진	88	북부산
11	중부	37	곤지암	63	아산	89	서부산
12	신포천	38	신진천	64	신남원	90	신양산
13	영서	39	신온양	65	영광	91	신울산
14	동서울	40	청원	66	여수TP	92	삼천포TP
15	영등포	41	신탐백	67	신강진	93	신고성
16	신양재	42	신한울	68	신화순	94	의령
17	신경서	43	양양PP	69	신광주	95	산청PP
18	영흥TP	44	신양양	70	광양CC	96	하동TP
19	신김포	45	삼척TP	71	광양	97	신녹산
20	서인천CC	46	신영주	72	북경남	98	신마산
21	신가좌	47	예천PP	73	월성NP	99	신김해
22	인천CC	48	동해	74	울주	100	해남CS
23	신안산	49	신제천	75	신경산	101	진도CS
24	신시흥	50	신충주	76	전산	102	북제주
25	신부평	51	당진TP	77	신포항	103	서제주
26	포스코CC	52	신서산	78	서대구	104	남제주

3. MPSOPF 모형

다음은 Zimmerman et al.(2013)의 ‘Multi-Period SuperOPF Problem Formulation’에서 소개하고 있는 MPSOPF 모형의 목적함수와 제약식의 구조 및 용어에 대한 설명으로 안지운(2016)의 부록에 정리된 내용이다.

가. MPSOPF 목적함수

$$\min_x f(x)$$

$$f(x) = f_p(p, p+, p-) + f_r(r+, r-) + f_\delta(p) + f_{If}(\delta+, \delta-) + f_s(s_0, p_{sc}, p_{sd}) + f_{uc}(v, w)$$

1) Cost of active power dispatch and redispatch

$$f_p(p, p+, p-) = \sum_{t \in T} \sum_{j \in J^t} \sum_{k \in K^{tj}} \psi_\alpha^{tjk}$$

$$\sum_{i \in I^{tjk}} [C_p^{ti}(p^{tijk}) + C_p^{ti} + (p_+^{tijk}) + C_p^{ti} - (p_-^{tijk})]$$

2) Cost of Contingency Reserve

$$f_r(r+, r-) = \sum_{t \in T} \gamma^t \sum_{i \in I^t} [C_{R+}^{ti}(r_+^{ti}) + C_{R-}^{ti}(r_-^{ti})]$$

3) Cost of Load- Following Ramping (Wear-and-Tear)

$$f_\delta(p) = \sum_{t \in T} \gamma^t \sum_{\substack{j1 \in J^{t-1} \\ j2 \in J^t}} \phi^{tj2j1} \sum_{i \in I^{tj20}} C_\delta^i(p^{tj20} - p^{(t-1)ij10})$$

4) Cost of Load-Following Ramp Reserves

$$f_{If}(\delta+, \delta-) = \sum_{t \in T} \gamma^t \sum_{i \in I^t} [C_{\delta+}^{ti}(\delta_+^{ti}) + C_{\delta-}^{ti}(\delta_-^{ti})]$$

5) Cost of initial stored energy and Value of terminal energy

$$f_s(s_0, p_{sc}, p_{sd}) = C_{s0}^\top s_0 - (C_{ts0}^\top s_0 + C_{tsc}^\top p_{sc} + C_{tsd}^\top p_{sd})$$

6) Startup and Shutdown Cost

$$f_{uc}(v, w) = \sum_{t \in T} \gamma^t \sum_{i \in I^t} (C_v^{ti} v^{ti} + C_w^{ti} w^{ti})$$

나. MPSOPF 제약식

1) Standard OPF Constraints

- Nonlinear AC power balance equations

$$g^{tijk}(\theta^{tijk}, V^{tijk}, p^{tijk}, q^{tijk}) = 0$$

- Nonlinear transmission flow limits, voltage limits, any other OPF inequality constraints

$$h^{tijk}(\theta^{tijk}, V^{tijk}, p^{tijk}, q^{tijk}) \leq 0$$

2) Contingency Constraints

- Reserve, redispatch and contract variable

$$0 \leq p_+^{tijk} \leq r_+^{ti} \leq R_{\max}^{ti} +$$

$$0 \leq p_-^{tijk} \leq r_-^{ti} \leq R_{\max}^{ti} -$$

$$p^{tijk} - p_c^{ti} = p_+^{tijk} - p_-^{tijk}$$

- Ramping limits on transitions from base to contingency Cases

$$-\Delta_-^i \leq p^{tijk} - p^{tij0} \leq \Delta_+^i, \quad k \neq 0$$

3) Intertemporal Constraints

- Load-Following Ramping Limit and Reserves

$$0 \leq \delta_+^{ti} \leq \delta_{\max}^{ti}$$

$$0 \leq \delta_-^{ti} \leq \delta_{\max}^{ti}$$

$$\text{for all } \{t \in T, i \in I^{jk}, j_1 \in J^{t-1}, j_2 \in J^t \mid \zeta^{tj_2j_1} = 1\}:$$

$$p^{tij_20} - p^{(t-1)ij_10} \leq \delta_+^{(t-1)i}$$

$$p^{(t-1)ij_10} - p^{tij_20} \leq \delta_-^{(t-1)i}$$

- Storage Constraints

$$p^{tijk} = p_{sc}^{tijk} + p_{sd}^{tijk}$$

$$p_{sc}^{tijk} \leq 0$$

$$p_{sd}^{tijk} \geq 0$$

$$s_-^{ti} \geq S_{\min}^{ti}$$

$$s_+^{ti} \leq S_{\max}^{ti}$$

$$s_{\Delta}^{tijk} \equiv -\Delta(\eta_{in}^i p_{sc}^{tijk} + \frac{1}{\eta_{out}^i} p_{sd}^{tijk})$$

$$s_-^{ti} \leq \beta_1^i s_-^{(t-1)i} + \beta_2^i s_{\Delta}^{tij0}$$

$$s_+^{ti} \geq \beta_1^i s_+^{(t-1)i} + \beta_2^i s_{\Delta}^{tij0}$$

$$S_{\min}^{ti} \leq \beta_5^i s_-^{(t-1)i} + \beta_4^i s_{\Delta}^{tij0} + \beta_3^i s_{\Delta}^{tijk}, \quad k \neq 0$$

$$S_{\max}^{ti} \geq \beta_5^i s_+^{(t-1)i} + \beta_4^i s_{\Delta}^{tij0} + \beta_3^i s_{\Delta}^{tijk}, \quad k \neq 0$$

4) Unit Commitment

- Injections and Commitment

$$u^{ti} P_{\min}^{tijk} \leq p^{tijk} \leq u^{ti} P_{\max}^{tijk}$$

$$u^{ti} Q_{\min}^{tijk} \leq q^{tijk} \leq u^{ti} Q_{\max}^{tijk}$$

- Startup and Shutdown Events

$$u^{ti} - u^{(t-1)i} = u^{ti} - w^{ti}$$

- Minimum Up and Down Times

$$\sum_{y=t-\tau_i^+}^t u^{yi} \leq u^{ti}$$

$$\sum_{y=t-\tau_i^-}^t w^{yi} \leq 1 - u^{ti}$$

- Integrality Constraint

$$u^{ti} \in \{0,1\}, v^{ti} \in \{0,1\}, w^{ti} \in \{0,1\}$$

다. MPSOPF 모형 용어 정의

Symbol	Meaning
Δ	Length of scheduling time slice in hours, typically 1 hour.
t	Index over time periods.
T	Set of indices of time periods in planning horizon, typically $\{1 \dots n_t\}$.
j	Index over scenarios.
J^t	Set of indices of all scenarios considered at time t .
k	Index over post-contingency case($k = 0$ for base case, i.e. no contingency occurred).

Symbol	Meaning
$K^{t,j}$	Set of indices of contingencies considered in scenario j at time t .
i	Index over injections(generation units, storage units and dispatchable or curtailable loads).
I^t	Indices of all units (generators, storage and dispatchable or curtailable loads) available for dispatch in any contingency at time t .
I^{tjk}	indices of all units available for dispatch in post-contingency state k of scenario j at time t .
p^{tijk}, q^{tijk}	Active/reactive injection for unit i in post-contingency state k of scenario j at time t .
$C_P^{ti}(\cdot)$	Cost function for active injection i at time t .
p_e^{ti}	Active power contract quantity for unit i at time t .
p_+^{tijk}, p_-^{tijk}	Upward/downward deviation from active power contract quantity for unit i in post-contingency state k of scenario j at time t .
$C_{P+}^{ti}(\cdot), C_{P-}^{ti}(\cdot)$	Cost for upward/downward deviation from active power contract quantity for unit i at time t .
r_+^{ti}, r_-^{ti}	Upward/downward active contingency reserve quantity provided by unit i at time t .
$C_{R+}^{ti}(\cdot), C_{R-}^{ti}(\cdot)$	Cost function for upward/downward contingency reserve purchased from unit i at time t .
$\delta_+^{ti}, \delta_-^{ti}$	Upward/downward load-following ramping reserves needed from unit i at time t for transition to time $t+1$.
$C_{\delta+}^{ti}(\cdot), C_{\delta-}^{ti}(\cdot)$	Cost of upward/downward load-following ramp reserve for unit i at time t .
$C_\delta^{ti}(\cdot)$	Quadratic, symmetric ramping cost on the difference between the dispatches for unit i in adjacent periods.
$\theta^{tjk}, V^{tjk}, p^{tjk}, q^{tjk}$	Voltage angles and magnitudes, active and reactive injections for power flow in post-contingency state k of scenario j at time t .

Symbol	Meaning
$g^{tijk}(\cdot)$	Nonlinear AC power flow equations in post-contingency state k of scenario j at time t .
$h^{tijk}(\cdot)$	Transmission, voltage and other limits in post-contingency state k of scenario j at time t .
$P_{\min}^{tijk}, P_{\max}^{tijk}$	Limits on active injection for unit i in post-contingency state k of scenario j at time t .
$Q_{\min}^{tijk}, Q_{\max}^{tijk}$	Limits on reactive injection for unit i in post-contingency state k of scenario j at time t .
$\delta_{\max+}^i, \delta_{\max-}^i$	Upward/downward load-following ramping reserve limits for unit i .
Δ_+^i, Δ_-^i	Upward/downward physical ramping limits for unit i for transitions from base ($k=0$) to contingency cases.
s_+^{ti}, s_-^{ti}	Upper/lower bounds on the energy stored in storage unit i at the end of period t . For $t=0$ this is a fixed input parameter representing the bounds at the beginning of the first period.
$S_{\max}^{ti}, S_{\min}^{ti}$	Stored energy (in MWh) max/min limits for storage unit i at time t .
s_0^i	Initial stored energy (expected) in storage unit i .
$S_{\min}^{0i}, S_{\max}^{0i}$	Lower/upper bounds on initial stored energy (expected) in storage unit i .
$S_{\min}^{n,i}, S_{\max}^{n,i}$	Lower/upper bounds on target stored energy (expected) in storage unit i at end of final period n_t .
$p_{sc}^{tijk}, p_{sd}^{tijk}$	Charge/discharge power injections of storage unit i in post-contingency state k of scenario j at time t .
C_{s0}	Cost associated with starting out with a given level of stored energy s_0 at time $t=0$.
C_s	Vector of prices for contributions to terminal storage ⁴ from charging or discharging in non-terminal states.
C_{sc0}, C_{sd0}	Vector of prices for contributions to terminal storage ⁴ from charging/discharging in terminal end-of-horizon base states.

Symbol	Meaning
C_{sck}, C_{sdlk}	Vector of prices for contributions to terminal storage ⁴ from charging/discharging in terminal contingency states.
$C_{ts0}, C_{tsc}, C_{tsd}$	Weighted price vectors summarizing contributions to the value of terminal storage ⁴ from initial storage/charging/discharging, derived from $C_s, C_{sc0}, C_{sd0}, C_{sck}, C_{sdlk}$. See (3.91)–(3.94) for details.
$\eta_{in}^i, \eta_{out}^i$	Charging/discharging (or pumping/generating) efficiencies for storage unit i .
η_{loss}^i	Fraction of stored energy lost per hour by storage unit i .
ψ^{tjk}	Probability of contingency k in scenario j at time t (ψ^{tj0} is the probability of no contingency, i.e. the base case, for scenario j at time t).
α	For contingency cases, the fraction of the time slice that is spent in the base case before the contingency occurs ($\alpha=0$ means the entire period is spent in the contingency).
ψ_{α}^{tjk}	Probability ψ^{tjk} of contingency k in scenario j at time t adjusted for α . $\psi_{\alpha}^{tjk} = \begin{cases} \psi^{tj0} + \alpha \sum_{\kappa \in K^{tj} \neq 0} \psi^{tj\kappa}, & k = 0 \\ (1 - \alpha) \psi^{tjk}, & \forall k \in K^{tj} \neq 0 \end{cases} \quad (3.1)$
γ^t	Probability of making it to period t without branching off the central path in a contingency in periods $1 \dots t-1$. $\gamma^t = \sum_{j \in J^{t-1}} \psi^{(t-1)j0} = \sum_{j \in J^t, k \in K^{tj}} \psi^{tjk} \quad (3.2)$
$\phi^{tj_2j_1}$	Probability of transitioning to scenario j_2 in period t given that we were at scenario j_1 in period $t-1$.
$\zeta^{tj_2j_1}$	Binary valued mask indicating whether transition to scenario j_2 in period t from scenario j_1 in period $t-1$ should be included in load-following ramp requirements.
u^{ti}	Binary commitment state for unit i in period t , if unit is online, 0 otherwise.

Symbol	Meaning
v^{ti}, w^{ti}	Binary startup and shutdown states for unit i in period t , 1 if unit has a startup/shutdown event in period t , 0 otherwise.
τ_i^+, τ_i^-	Minimum up and down times for unit i in number of periods.
C_v^{ti}, C_w^{ti}	Startup and shutdown costs for unit i at time t in \$ per startup/shutdown.

조상민

現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

『신재생에너지 RPS제도 개선을 위한 경매제도 도입 방안 연구』, 에너지경제연구원
기본연구, 2017

“Incentives for waste cooking oil collection in South Korea: A contingent valuation
approach”(김지효, 박희천, 허은영 공저), *Resource, Conservation and Recycling*,
2015, 99(2015) 63-71

조일현

現 에너지경제연구원 부연구위원

기본연구보고서 2018-28

변동성 재생에너지 확대에 대비한 계통안정화 방안 연구

2018년 12월 30일 인쇄

2018년 12월 31일 발행

저 자 조 상 민·조 일 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 크리커뮤니케이션

©에너지경제연구원 2018

ISBN 978-89-5504-711-0 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

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

