

태양광·풍력 발전 증가에 따른 한국의 전력시스템 내 통합비용에 관한 연구

김두천* · 김광진** · 박중구*[†]

*서울과학기술대학교, **전력거래소

(2019년 8월 2일 접수, 2019년 9월 10일 수정, 2019년 9월 16일 채택)

A Study on the Integration Costs in Korean Electric System in Accordance with Increasing Solar and Wind Power Generation

Kim Doo Chun* · Kim Kwang Jin** · Park Jung Gu*[†]

*Seoul National University of Science and Technology, **Korea Power Exchange

(Received 2 August 2019, Revised 10 September 2019, Accepted 16 September 2019)

요 약

태양광·풍력 발전은 한국의 에너지 전환에 있어서 핵심적인 요소이다. 특히 이산화탄소 감축과 미세먼지 저감을 위해서 태양광·풍력 발전 확대 보급은 정책적으로나, 사회적으로 필수불가결한 선택이다. 이에 본 논문은 태양광·풍력 확대에 대응하여 한국 전력시스템 내에서 추가적으로 발생하는 비용, 즉 통합 비용에 대해 분석하고자 한다. 2019년~2030년에 걸친 「8차 전력수급기본계획」, 「재생에너지3020 이행계획」과 2016년 태양광·풍력 발전량을 기반으로 KEPTA를 활용하여 시나리오 분석한 결과, 2030년 13.94Won/kWh~32.55Won/kWh의 통합비용이 필요하며, 백업비용은 8.94Won/kWh, 균형비용은 1.03Won/kWh~4.45Won/kWh, 계통접속비용은 3.97Won/kWh~19.16Won/kWh가 필요한 것으로 나타났다. 이러한 추가 비용이 확보될 때 태양광·풍력 발전의 확대를 위한 전력시스템 내 안정성이 확보될 것으로 예상된다. 향후 태양광·풍력 발전의 기술 개발과 전력저장장치 도입, 그리고 도매시장 가격 변화 등을 고려한 연구가 필요하다.

주요어 : 태양광발전, 풍력발전, 한국 전력계통, 통합비용

Abstract - The solar and wind power is spreading as a means to CO₂ reduction, but it has the characteristics of the volatility depending on the weather changes. This article aims to estimate the additional integration costs in Korea electric system in response to such volatility of increasing solar and wind power generation, using Korea electric power trading analyzer(KEPTA). The analysis utilizes the statistics of 「8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand」 and 「Renewable Energy Plan 3020」.

As the results, integration costs will be estimated 13.94Won/kWh~32.55Won/kWh, consisting of 8.94Won/kWh as back-up costs, 1.03Won/kWh~4.45Won/kWh as balancing costs, and 3.97Won/kWh~19.16Won/kWh as grid-costs.

These results suggest that when the integration costs are secured, Korea electric system will be expected in the stable situation. This article leaves the further studies with taking the technological development of solar and wind power generation, the introduction of energy storage system, and wholesale price of electricity into consideration.

Key words : Solar and Wind Power Generation, Korean Electric System, Integration Costs

[†]To whom corresponding should be addressed.

Tel : +82-2-970-6596 E-mail: pjpg@seoultech.ac.kr

1. 서론

세계 태양광 · 풍력 발전은 이산화탄소 감축을 위한 파리협정(Paris Agreement, COP21), 화석연료 사용을 줄이기 위한 에너지 전환 정책, 미세먼지 저감 등 다양한 이유로 점점 확대되고 있다. 태양광 · 풍력 발전은 온실 가스 배출을 줄이기 위한 주요 방법 중 하나이며, 향후 수십 년 동안 중요도가 크게 증가 할 것으로 예상되고 있다(Hirth, 2013). 각국은 기술 발전, 태양광 · 풍력 발전 보조금 지급 등을 통해 태양광 · 풍력 발전을 급속히 증가시키고 있다. 국제에너지기구(International Energy Agency, 이하 IEA)는 2040년 태양광과 풍력이 포함된 재생 에너지 발전량이 전체 전력 생산의 41%를 차지할 것으로 예측하고 있다.

한국의 태양광 · 풍력 발전 역시 2010년 이후 급격하게 증가해 왔다. 2008년 태양광 · 풍력의 설비용량은 2,333MW이었으나, 2019년 2월 기준 13,579MW로 약 5.8배 증가하였다. 태양광 · 풍력 발전량은 설비용량의 증가 속도보다 더욱 빠르게 증가하였는데, 2008년 4,444GWh에서 2018년 35,582GWh로 약 8배 증가하였다. 이는 설비용량의 증가와 더불어, 기술 진보를 통한 효율 개선 등에 기인한다. 2018년도 10월 25일 태양광 최대전력은 5,626MW이었으며, 이는 전체 당일 최대전력인 68,209MW의 8.3%에 달하였다. 풍력 최대전력은 2018년 1월 15일 1,063MW를 기록했으며, 이는 당일 최대전력의 80,495MW의 1.3%에 해당하는 수치였다(EPIS, 2019). 이러한 태양광 · 풍력 발전은 향후 「제8차 전력수급기본계획」(MOTIE, 2017)과 「제3차 에너지기본계획」(MOTIE, 2019)에 따라 지속적으로 증가 될 것으로 전망되고 있다. 「제8차 전력수급기본계획」에서는 2030년 이후 신재생 설비용량이 58.5GW로, 전체 발전설비용량 대비 33.7%를 차지할 것이며, 전체 발전량 대비 20% 수준으로 크게 증가될 것으로 전망되었다. 이중 태양광 · 풍력 발전은 전체 신재생 발전 중 88%를 담당할 것으로 예측되고 있다. 2019년에 발표된 「제3차 에너지기본계획」에서는 신재생에너지가 2040년까지 전체 에너지 공급의 30~35%를 차지할 것이며, 이 중 상당부분은 태양광 · 풍력 발전이 담당하는 것으로 전망되고 있다.

그러나 태양광 · 풍력 발전의 증가에 따라 전력시스템의 부담이 증가할 것으로 예상되고 있다. 특히 태양광 · 풍력 발전이 가지고 있는 기후적, 시간적 변동성으로 인해 전력시스템에서 추가로 부담해야 하는 추가 비용이 발생할 수 있기 때문이다(Belanger, et al., 2002; Simshauser, 2009; Mount, et al., 2010; Holttinen, et al., 2011). 자연환경 등

외부 요인에 영향을 많이 받는 태양광 · 풍력 발전이 확대되면, 전체 전력시스템의 변동성 증가에 대응하기 위해 백업비용(Back-up Costs), 전력시스템 내의 균형비용(Balancing Costs), 태양광 · 풍력 발전과 전력시스템 연결에 소요되는 계통접속비용(Grid Costs) 등으로 구성된 통합비용(Integration Costs)이 증가하게 된다. 이러한 통합비용은 전체 전력시스템 비용을 증가시킬 수 있다(Hirth, et al., 2015; Bruninx, et al., 2016). 통합비용은 전력시스템 비용 속의 작은 부분일 수 있지만, 장기적으로 태양광 · 풍력 발전 증가에 의한 변동성 확대로 인해 크게 증가할 수 있다(Notton, et al., 2018). 점점 대형화되고 있는 태양광 · 풍력 발전에 대한 비용 분석이 이루어지지 않을 경우 전력시스템의 안정성과 전력시장에 큰 부담을 야기할 수 있으므로, 통합비용에 대한 분석이 필요하다. Hirth, et al. (2015)는 태양광 · 풍력 발전의 변동성을 대응하기 위해 타 화석연료발전기의 출력 증가 또는 감소를 통해 추가적으로 발생하는 비용이 태양광의 경우 1.7\$/MWh ~ 8\$/MWh, 풍력의 경우 0€/MWh ~ 12.6€/MWh 발생할 것이며, 각국의 지리적 여건에 따라서 비용 편차가 크게 나타나는 것으로 분석하고 있다.

본 논문은 한국의 2016년 태양광 · 풍력 발전과 「8차 전력수급기본계획」의 설비계획, 「재생에너지 3020 이행계획」을 바탕으로 2019년부터 2030년까지 태양광 · 풍력 발전의 통합비용에 대해 분석하고자 한다. 2030년까지의 연도별 태양광 · 풍력 발전 전망 및 백업비용, 균형비용, 계통접속비용 산출을 위해 한국 전력거래 상용 시뮬레이터(Korea Electric Power Trading Analyzer, 이하 KEPTA)를 활용하기로 한다. 2030년까지 24시간 단위 발전량에 대한 시뮬레이션이 가능하며, 발전기의 출력 변화에 따른 비용의 산출 및 분석 기능을 가지고 있다(Bae, 2018).

본 논문은 1장은 서론에 이어, 2장에서는 선행 연구를 고찰한다. 3장에서는 2019년~2030년까지 태양광 · 풍력 발전의 변동성에 대응할 수 있는 전력시스템 내의 통합비용에 대한 분석방법론을 제시하고, 4장에서는 분석 결과를 나타낸다. 마지막으로, 5장은 정책적 시사점, 분석의 한계 및 추후 연구과제에 대해서 기술하기로 한다.

2. 선행 연구

태양광과 풍력 발전에 관한 연구는 기술적 사항과 이를 고려한 전력시스템 내의 추가 비용에 대해 다양한 분석방법으로 이루어져 왔다. 2000년대 초반에는 신재생 발전의 변동성을 해결하는 방

법으로 디젤발전기와 고가의 배터리를 이용하여 단편적인 추가 비용을 분석하는 연구들이 주로 이루어졌다(Nayar, et al., 1993).

그러나 최근 기술 발달로 신재생 발전의 변동성에 대한 전력시스템 내의 세부적인 비용과 관련한 연구들이 늘어나고 있다. Bruninx, et al.(2016)는 벨기에의 태양광·풍력 발전에 따른 전력시스템 내의 백업비용, 균형비용, 계통접속비용 및 보조금에 대한 효과를 원자력 운영과 온실가스 감축량 시나리오 기법으로 분석하였다. 2025년까지 7기의 원자력 발전소를 폐지하는 벨기에 의회의 결정을 반영하여, 전체 전력구성의 47.2%를 차지하는 원자력의 운영 종료 이후에 대한 비용 분석을 하였으며, 온실가스 감축량 시나리오는 벨기에의 에너지 로드맵 2050과 유럽의 전력 네트워크 개발 계획(Ten Year Network Development Plan)에 대한 시나리오 분석 방법론을 제안하였다. 분석의 결과, 신재생 발전의 변동성으로 인한 백업비용은 3~8 €/MWh, 균형비용은 2~5 €/MWh, 계통접속비용은 계통강화 비용을 포함하여 최대 12.1 €/MWh,

이를 합친 통합비용은 최대 25.1 €/MWh이 소요될 것으로 추정되었다.

Sinn(2017)은 독일의 풍력 발전의 변동성에 대응하여 풍력 발전에 대한 버퍼링(Buffering) 개념을 도입하였다. 전력 저장장치로 양수발전기와 전력시스템 연결 국가인 노르웨이의 수력 발전을 복합적으로 고려한 결과, 신재생 발전 변동성에 대한 대응을 위해 양수 발전기와 같은 전력 저장 설비 또는 백업 설비가 필요하며, 국가 간 망 연계를 통해 풍력 발전 효율성이 개선된다는 결론을 도출하였다.

Hirth, et al.(2015)는 각 국가별 통합비용이 지역적 조건 및 기타 상황들에 따라서 차이가 크다는 것을 분석하였다. Warren, et al.(2012)는 미국 ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)에서 풍력의 15분 단위 변동성에 대한 전력시스템 비용을 분석한 결과, 2008년 기준으로 풍력 발전으로 인한 전력시스템 비용 증가는 8.73 ± 1.26 €/MWh이며, 풍력 시스템이 상호연계 되어 있는 경우 비용이 감소하는 것으로 나타났다.

Table 1. Literature Reviews

Author (year)	Variables	Methodology	Conclusion	Country
Nayar, et al. (1993)	Wind & Diesel Generator	Hybrid energy system	Three times the generator capacity efficiency	Australia
Bruninx, et al. (2016)	Wind-Solar & Other Generation	Scenario Modeling	Back-Up Costs : 3 €/MWh~8 €/MWh Balance Costs : 2 €/MWh~5 €/MWh Grid Costs : 12.1 €/MWh	Belgium
Hirth, et al. (2015)	Wind and Solar Capacity and Generation	Survey	Integration Costs : 25 €/MWh~35 €/MWh	Europe and USA
Sinn (2017)	Wind, Solar, Pumping Demand Management	Double-structure buffering	Wind generation up to 30% without ESTORAGE	Europe
Warren, et al. (2012)	15min Wind volatility	Market Model	Wind variable Costs 8.73 ± 1.26 €/MWh in electricity market in 2008	USA
Ueckerdt, et al. (2015)	Wind and Solar Dispatch and Storage	Market Model	Integration Costs with RLDC, power to gas at 12% in mitigation Costs	Germany
Jeon, et al. (2015)	Wind Dispatch	Multi-Period Super Optimal Power Flow	3.82million Won/day ~5.07million Won/day	Korea Jeju Island
Heard, et al. (2017)	Renewable energy	literature search	100% renewable-electricity systems are non-feasible	Global
Brown, et al. (2018)	Renewable energy	literature search	100% renewable-electricity systems are visible	Global

1) ERCOT(Electric Reliability Council of Texas) : 텍사스 주의 전력계통과 전력거래를 관리하는 독립적인 비영리기관

Ueckerdt, et al.(2015)은 독일에서 태양광 · 풍력 발전의 변동성으로 인해 전력시스템 내에 18%의 추가 변동성 비용이 발생하지만, RLDC(Residual Load Duration Curves)분석 방법론과 잉여 전력을 수소로 저장하는 기술(Power-to-gas storage)을 적용할 경우 6% 감소된 12%의 추가 변동성 비용이 산출되었다고 분석하였다. 그리고 태양광 · 풍력 발전의 변동성에 대한 다양한 시뮬레이션과 기술 결합이 장기적으로 전력시스템의 안정성과 유연성(Flexibility)을 공급한다는 결론을 도출하였다.

한국의 경우, Jeon, et al.(2017)이 제주도 풍력 발전의 불확실성에 대해서 Multi-Period Super Optimal Power Flow를 이용하여 발전비용과 예비력 비용에 대해 분석하였다. 제주도 풍력 발전의 불확실성이 커질수록 이에 대한 발전비용과 예비력 비용이 동시에 증가하며, 예비력 비용의 증가폭이 커지는 것으로 나타났다.

한편, 이러한 전력 시스템 비용을 고려하더라도 신재생 발전으로 100% 전력 공급은 현실적으로 달성되기 어렵다는 연구도 있다. Heard, et al. (2017)에 따르면, 태양광 · 풍력 에너지의 안정적 공급을 위해서는 (1) 정확한 수요예측, (2) 극한 기후 상황에 대응 가능한 전력공급방안, (3) 송 · 변전 설비에 대한 보강, (4) 전력시스템 유지를 위한 안정적인 보조서비스가 모두 갖추어져야 하는데, 이를 모두 달성하는 것은 현실적으로 매우 어렵다는 결과를 종합하였다. 이에 대한 반론으로 Brown, et al.(2018)은 매년 신재생 관련 비용이 감소하며, 동시에 기술발전이 이루어지고 있어, 신재생 100% 공급과 시스템 운영이 가능하다는 분석을 제시하였다.

본 논문은 선행 연구를 기반으로, 한국의 태양광과 풍력 발전에 있어서 변동성을 측정하며, 이에 따른 통합비용인 백업비용, 균형비용, 계통접속비

용을 「제8차 전력수급기본계획」과 「3020재생에너지 이행계획」을 중심으로 2019년~2030년까지에 걸쳐 분석해 보고자 한다.

3. 분석방법론

3-1 주요개념

본 논문은 선행연구의 결과 Bruninx, et al.(2016)의 방법론을 참고하기로 한다. Bruninx, et al.(2016)는 Chandler(2011)가 IEA에서 발표한 신재생 발전의 증가에 대한 분석을 기초로 통합비용 및 구체적인 비용 등을 분석하고 있다.

통합비용은 태양광 · 풍력 발전에 따른 전력시스템 내에서 발생하는 비용으로, 각 발전기당 전체 수명과 기술 수준을 고려하여 분석한 균등화발전원가 (Levelized Costs Of Electricity, 이하 LCOE)와 다른 비용을 의미한다. LCOE는 기술과 정책 등에 따라 발전원 간 비용에 대한 비교를 목적으로 하기 때문에, 태양광 · 풍력 발전이 가진 전력시스템의 통합비용을 나타내지 못한다(Ueckerdt, et al., 2013)(Fig. 1. 참조).

구체적으로, 통합비용은 백업비용, 균형비용, 계통접속비용 등을 합한 것으로, 태양광 · 풍력 발전의 변동성에 대한 전력시스템 내의 추가 비용으로 정의되고 있다. 이 중 백업비용은 태양광 · 풍력 발전의 변동성에 대응하기 위한 관련 설비 투자비용(Investment Costs)과 운영비용(Operation Costs)등으로 구성된다. 균형비용은 태양광 · 풍력 발전의 예측오차와 관련된 전력 예비력의 확보에 관한 비용이며, 계통접속비용은 태양광 · 풍력 발전을 전력시스템과 연계하기 위한 계통접속 및 보강 비용으로 정의하였다(Lee, et al., 2017)(Fig. 2. 참조).

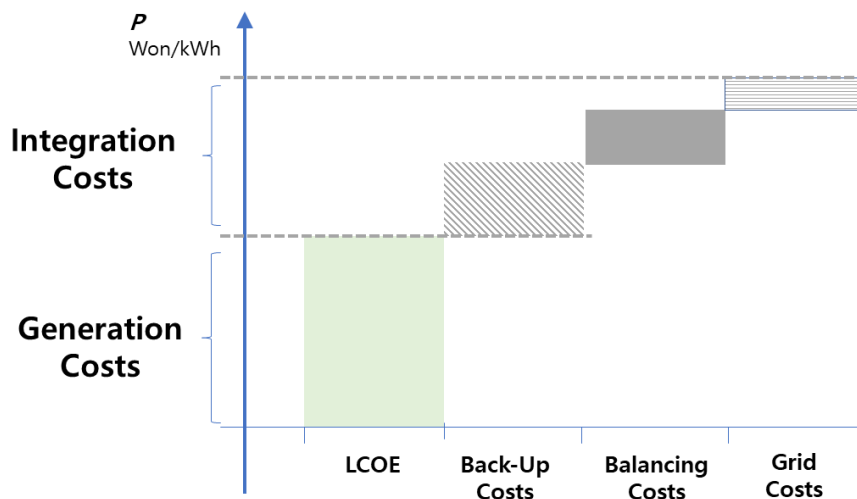


Fig. 1. Difference between LCOE and Integration Costs

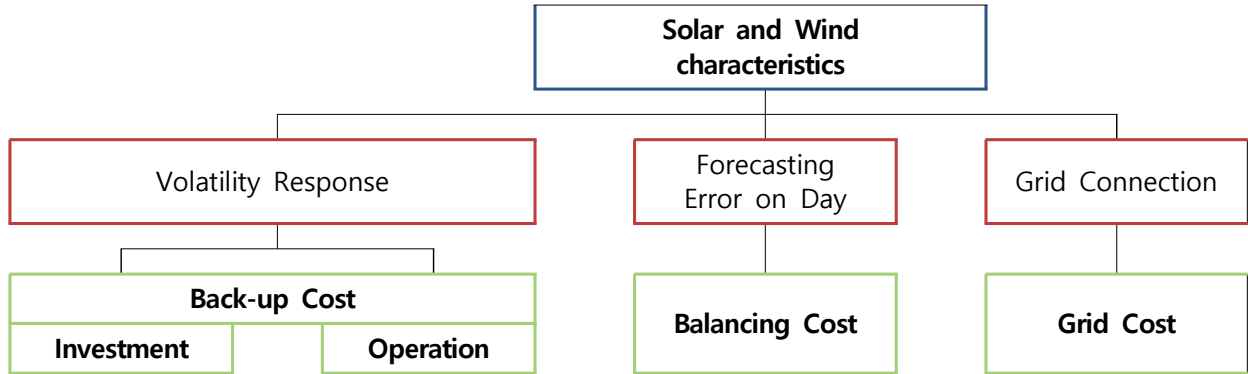


Fig. 2. System of Integration Costs

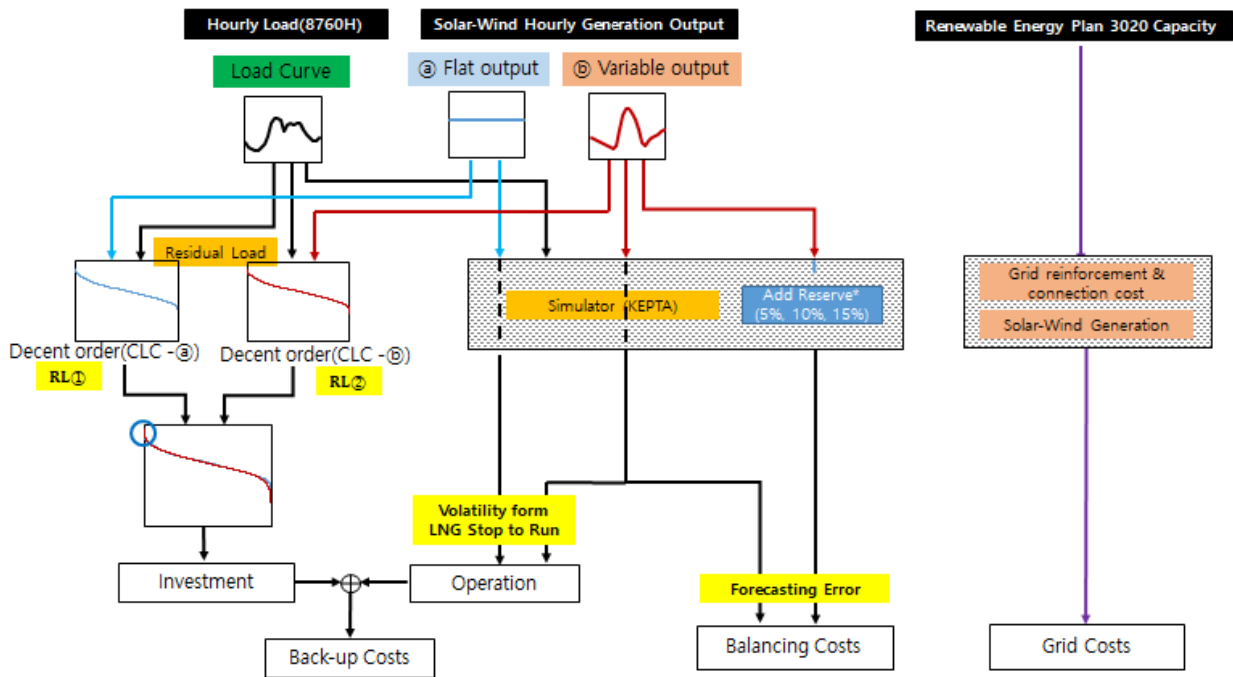


Fig. 3. Analysis Process of Integration Costs

한국의 통합비용에 대한 분석은 2016년 태양광·풍력의 시간대별 발전, 계통한계가격(System Marginal Price, 이하 SMP), 「제8차 전력수급기본계획」과 「3020재생에너지 이행계획」의 2019~2030년까지의 발전과 설비용량을 기초 통계로 하며, KEPTA를 활용하여 분석하기로 한다.(Fig 3. 참조). 특히 균형비용은 2016년 태양광·풍력 발전과 시간대별 전력수요를 전제로 하여 추가 예비력비율을 5%, 10%, 15%로 시나리오 구성 후 비용을 산정하였다.

(1) 백업비용은 기상조건의 변화 등으로 인해 발생한 태양광·풍력 발전의 가변적 출력에 대응하기 위한 비용으로, 투자비용(Investment Costs)과

운영비용(Operation Costs)의 합으로 구성된다. 전력수요곡선(Load Curve)을 기반으로, 태양광·풍력 발전의 평균발전량(Flat Output)과 변동성 발전량(Variable Output)을 전제로 한다. 이 경우 변동성 발전량이 평균발전량 이상인 경우는 백업비용이 소요되지 않으므로, 평균발전량 이하로 발전되는 경우만을 고려한다.

평균발전량이 지속적으로 유지된다면 추가적인 백업설비가 필요하지 않지만, 태양광·풍력 발전은 큰 폭의 변화를 나타내어 추가적인 백업설비를 필요로 한다. 평균발전량에 비해 태양광·풍력 발전이 많은 경우 LNG 발전기는 전력시스템이 안정성을 위해 발전을 감소시켜야 하는 반면, 태양광·풍력 발전이 평균발전량에 비해 낮은 경우 LNG 발전

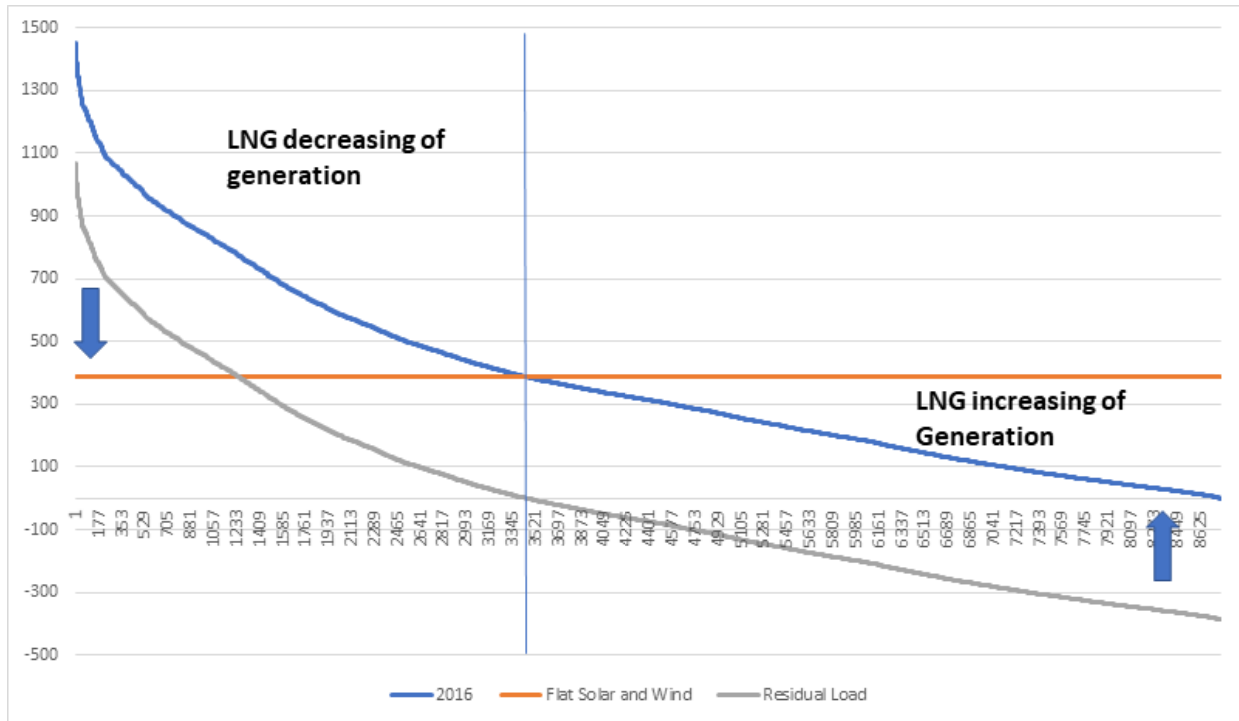


Fig. 4. Load Duration Curve Generation, Flat, Residual of Solar and Wind in 2016

기는 발전을 증가시켜야 한다(Fig. 4. 참조).

(1-1) 투자비용은 최대전력 발생 시 태양광 · 풍력 발전의 출력이 일정한 경우(Fig. 3. ㉓ 참조)와 출력이 일정하지 않는 경우(Fig. 3. ㉔ 참조)간 차이를 분석하여 태양광 · 풍력 발전의 추가적인 투자설비(Investment Capacity)를 산출하였다. 투자설비는 연간 시간대별 부하에서 태양광 · 풍력 발전 출력을 차감한 Residual Load의 최대전력 차이로 계산하여, 해당 용량에 대한 연간 설비용량(kWh)을 도출하였다. 연간 설비용량을 1년(8760시간)으로 나누어 산출된 투자설비에 LNG 발전기 설비의 고정비(LNGFX)를 반영한 값을 적용하였다(Eq. 1. 참조).

$$Investment\ Costs = \frac{\left[\sum_{t=1}^{8760} re(Avg(Solar \cdot Wind)) - \sum_{t=1}^{8760} re(Var(Solar \cdot Wind)) \right]}{(8760H)} \times LNGFX \quad (Eq. 1)$$

(1-2) 운영비용은 태양광 및 풍력 발전의 변동성에 대응하기 위한 백업 설비, 즉 투자설비의 운영에 소요되는 비용이다. 이를 분석하기 위해 태양광 · 풍력의 발전을 평균발전량과 변동성발전량의 차이로 운영발전량(Operation amount)을 산정한 후, LNG 발전기가 해당 발전량만큼 정지 상태에

서 기동 후 운영에 소요되는 비용을 산출하였다. 운영발전량은 태양광 · 풍력 발전량을 평균발전량과 변동성발전량의 차이로 전체 발전 비용을 계산하였다. 변동성 발전량 계산을 위해 KEPTA를 이용하여, 과거 추세를 바탕으로 미래 발전량과 SMP를 전망하였다(Eq.2. 참조).

$$Operation\ Costs = \left[\sum_{t=1}^{8760} Avg(Solar \cdot Wind) - \sum_{t=1}^{8760} Var(Solar \cdot Wind) \right] \times SMP(KEPTA) \quad (Eq. 2)$$

운영비용 산출을 위해, LNG 발전기가 태양광 · 풍력 발전이 증가하는 시간대에는 발전량을 줄이고, 감소하는 시간대에는 발전량을 증가시켜 전력 계통의 안정성을 확보하는 것으로 가정하였다. 우선, 2016년 기준으로 태양광 · 풍력 발전의 평균발전량과 변동성발전량의 차이를 최대발전량 순서로 정렬하여 나타낸 부하지속곡선(Load Duration Curve)으로 나타낸다. 이를 통해 태양광 · 풍력의 변동성 및 LNG 발전기의 운영발전량을 산출할 수 있다.

투자비용과 운영비용은 태양광과 풍력 발전량의 예측이 정확하다는 가정 하에 산정 가능하다. Heard, et al.(2017)가 제시한 극한 기온 대응에 대한 백업비용의 경우 한국의 계절 특성상 해당되는 범위가 지나치게 클 수 있어, 본 논문에서 백업비

용 관련 태양광 · 풍력 발전에 대한 예측이 정확하다는 가정을 바탕으로 분석하였다.

(2) 균형비용은 태양광과 풍력 발전의 예측 불확실성으로 유발되는 비용으로, 태양광 · 풍력 발전량에 대해 하루 전 예측 발전량과 실제 운영상 증가와 감소되는 발전량을 기초로 한다. 여기에 사용되는 전력시장 가격은 현재 한국의 비용입찰 풀(Cost Based Pool, 이하 CBP)시장을 기초로 분석하였다. CBP 시장에서는 개별 발전기가 가격으로 입찰하지 않고, 전력시장운영규칙에 따라 비용평가위원회에서 개별 발전기 비용의 입찰 결과와 하루 전 수요예측 결과를 바탕으로 SMP를 결정한다(Ahn, et al., 2014).

태양광 · 풍력 발전의 경우 시시각각 변화하는 출력으로 인해 전력시스템 내에서 지속적인 비용이 발생하게 된다(Hirth, 2013). 따라서 적정 예비력 확보를 위해서 다양한 분석이 필요한데, 이를 예비력 추가 5%, 10%, 15%로 하는 예측 오차 시

나리오를 도입하여 KEPTA를 통해 시뮬레이션 결과를 분석하였다. (Eq. 3, Eq. 4, Eq. 5.)

$$5\%Balancing.Cost = abs(Forecasting(Solar \cdot Wind) - Actual(Solar \cdot Wind)) * \sum(add5\%)G \quad (Eq. 3)$$

$$10\%Balancing.Cost = abs(Forecasting(Solar \cdot Wind) - Actual(Solar \cdot Wind)) * \sum(add10\%)G \quad (Eq. 4)$$

$$15\%Balancing.Cost = abs(Forecasting(Solar \cdot Wind) - Actual(Solar \cdot Wind)) * \sum(add15\%)G \quad (Eq. 5)$$

태양광 · 풍력 발전의 하루 전(D-1) 예측(Forecasting(Solar · Wind))과 실제 당일 태양광 · 풍력 발전(Actual(Solar · Wind))차이와 추가적인 예비력을 적용한 발전량의 증감을 고려하여 비용을 산출하였다. 여기서 G는 현재의 예비력 수준이다.

Table 2. Transmission and Distribution Investment Costs on Renewable Energy 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand

Variables	Solar	On Wind	Off Wind
Capacity	28.7 GW	4.6 GW	12.0 GW
Investment	5.4 Trillion Won	0.6 Trillion Won	9.8 Trillion Won

Table 3. Renewable Capacity Expansion Plan (2019~2030)

Year	Solar Capacity (MW)	Wind Capacity (MW)	Solar-Wind Capacity(A) (MW)	Total Capacity (B)(MW)	Share of Solar-Wind in Total Capacity (A/B)
2019	7,830	2,024	9,854	126,096	8%
2020	9,330	2,724	12,054	131,832	9%
2021	11,130	3,474	14,604	137,152	11%
2022	12,930	4,424	17,354	142,372	12%
2023	14,730	5,574	20,304	144,412	14%
2024	17,130	6,924	24,054	148,267	16%
2025	19,530	8,474	28,004	150,432	19%
2026	21,930	10,024	31,954	152,847	21%
2027	24,730	11,624	36,354	157,497	23%
2028	27,530	13,624	41,154	162,797	25%
2029	30,330	15,624	45,954	167,797	27%
2030	33,530	17,674	51,204	173,732	29%

Data Source: 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand

(3) 계통접속비용은 전력을 수송하기 위해 태양광 · 풍력 발전 설비를 전력망에 연결하는 비용으로 송전과 배전을 동시에 고려하였으며, (주)한국전력의 태양광 · 풍력 발전 확대에 따른 송배전 투자비 추정 자료를 활용하여 전원별 접속비용 단가 (Won/kWh)를 산정하였다(MOTIE, 2017).

3-2. 주요 통계

해당 분석을 위한 주요 전제 조건 중 전력수요는 8차 전력수급기본계획의 연도별 최대전력과 발전량(Table 3. 참조)을 적용하였다. 태양광, 풍력의 출력은 2016년도 시간대별 발전량과 「제8차 전력수급기본계획」의 2030년까지의 태양광과 풍력의 설비용량 및 연간 발전량을 이용하여 분석하였다. 태양광 · 풍력 발전량의 변동성은 LNG 발전기가 대응하는 것으로 가정하였으며, 이에 대한

비용은 2016년도 기준 LNG 가격과 투자비용, 운영비용을 기준으로 분석하였다.

이후, 2030년까지의 신재생 발전량 예측을 위하여 KEPTA를 활용하였다. 태양광과 풍력의 이용률은 「재생에너지 3020 이행계획」의 이용률을 반영하여, 태양광의 경우 14.6%를, 육상풍력은 23%를, 해상풍력은 30%를 가정하였다(MOTIE, 2017). 계통접속 비용 계산을 위하여, 할인율은 4.5%를, 송배전설비 수명은 30년을 적용하였으며, 이는 (주)한국전력의 투자유지보수를 위해 이용되는 수치와 동일하게 적용하였다.

4. 분석의 결과

통합비용을 구성하고 있는 백업비용, 균형비용, 계통접속비용에 대한 분석결과는 Table 7.와 같다.

Table 4. Back-up Costs of Solar and wind Generation (2019-2030)

Year	Solar-Wind Generation		Investment Costs				Operation Costs				Sum of Back up Costs			
			Total Cost		Unit Cost		Total Cost		Unit Cost		Total Cost		Unit Cost	
	(GWh)	(%)*	(Billion Won)	(%)*	(Won/kWh)	(%)*	(Billion Won)	(%)*	(Won/kWh)	(%)*	(Billion Won)	(%)*	(Won/kWh)	(%)*
2019	13,374	-	311	-	2.32	-	98	-	0.73	-	409	-	3.06	-
2020	16,947	21.1	503	38.2	2.97	21.6	124	21.0	0.73	-0.1	627	34.8	3.70	17.3
2021	21,006	19.3	722	30.4	3.44	13.7	72	-72.2	0.34	-113	794	21.1	3.78	2.2
2022	25,590	17.9	976	26.0	3.81	9.9	132	45.5	0.52	33.6	1,108	28.3	4.33	12.7
2023	30,699	16.6	1,254	22.2	4.09	6.7	220	40.0	0.72	28.0	1,474	24.9	4.80	9.9
2024	37,103	17.3	1,606	21.9	4.33	5.6	435	49.4	1.17	38.9	2,041	27.8	5.50	12.7
2025	44,030	15.7	1,988	19.2	4.51	4.1	634	31.4	1.44	18.6	2,622	22.1	5.95	7.6
2026	50,959	13.6	2,369	16.1	4.65	2.9	948	33.1	1.86	22.6	3,317	21.0	6.51	8.5
2027	58,500	12.9	2,807	15.6	4.80	3.1	1,062	10.7	1.82	-2.5	3,869	14.3	6.61	1.6
2028	67,091	12.8	3,469	19.1	5.17	7.2	1,447	26.6	2.16	15.8	4,916	21.3	7.33	9.7
2029	75,683	11.4	4,132	16.0	5.46	5.3	1,777	18.6	2.35	8.1	5,909	16.8	7.81	6.1
2030	84,888	10.8	4,853	14.9	5.72	4.5	2,737	35.1	3.22	27.2	7,590	22.1	8.94	12.7
Annual Average Growth	18.3%		28.4%		8.5%		35.4%		14.4%		30.4%		10.2%	

(1) 2019년 이후 태양광·풍력 발전은 연평균 18.3% 증가하는 것으로 나타났으며, 이러한 태양광·풍력 발전 증가에 따라 투자비용과 운영비용도 지속적으로 증가 추세를 보이는 것으로 나타났다. 다만 증가율에 있어서 투자비용의 경우 2019년 이후 연평균 28.4% 증가율을 보이고, 운영비용은 연평균 약 35.4% 증가율을 보였다. 운영비용이 투자비용에 비해 연평균 증가율은 7% 이상 높은 것으로 나타났으며, 투자비용의 경우 초기 투자된 설비가 지속적으로 활용 가능하기 때문이다.

발전 기준(Unit/kWh)으로 살펴보면, 투자비용은 연평균 8.5% 증가율을 보였으며, 운영비용은 14.4% 증가율을 보였다. 발전량의 확대에 따른 변동성이 증가하기 때문에 이에 대응하기 위한 백업비용 역시 증가하는 것으로 나타났다.

투자비용은 2021년까지 증가한 이후, 점차 그

비중이 감소한 반면, 운영비용은 이와 반대로 2021년 가장 낮은 비중을 보인 이후 연평균 46.1% 이상의 증가율을 나타냈다. 특히, 「8차 전력수급 기본계획」에 따라 2021년까지 9,165MW의 신규 발전설비의 전력시장 진입으로 2021년에 가장 낮은 수준의 운영비용을 보이는 것으로 나타났다. 연도별 운영비용에서 증감을 보이는 이유는 「8차 전력수급기본계획」의 대규모 기저 설비 진입과 폐쇄로 인한 전력도매시장 가격 변화에 기인한 것으로 나타났다.

이러한 태양광·풍력 발전에 대한 투자비용과 운영비용을 합한 백업비용은 2030년 기준 8.94Won/kWh 수준으로 분석되었다. 2019년 이후 발전 기준(Unit/kWh)으로 연평균 10.2% 증가율을 보였으며, 전체 비용은 연평균 30.4% 증가율을 나타냈다.

Table 5. Balancing Costs of Solar and Wind Generation scenario (2019-2030)

Year	Wind and Solar Generation		Balancing Costs (5% Additional reserve) (Scenario I)				Balancing Costs (10% Additional reserve) (Scenario II)				Balancing Costs (15% Additional reserve) (Scenario III)			
			Total Cost		Unit Cost		Total Cost		Unit Cost		Total Cost		Unit Cost	
	(GWh)	(%)*	(Billion Won)	(%)*	(Won/kWh)	(%)*	(Billion Won)	(%)*	(Won/kWh)	(%)*	(Billion Won)	(%)*	(Won/kWh)	(%)*
2019	13,374	-	122	-	0.91	-	223	-	1.67	-	365	-	2.73	-
2020	16,947	21.1	156	21.8	0.92	0.9	300	25.7	1.77	5.8	508	28.1	3.00	9.0
2021	21,006	19.3	211	26.1	1.00	8.4	407	26.3	1.94	8.6	675	24.7	3.21	6.7
2022	25,590	17.9	270	21.9	1.06	4.8	558	27.1	2.18	11.1	914	26.1	3.57	10.0
2023	30,699	16.6	363	25.6	1.18	10.8	758	26.4	2.47	11.7	1,273	28.2	4.15	13.9
2024	37,103	17.3	373	2.7	1.01	-17.6	866	12.5	2.33	-5.8	1,489	14.5	4.01	-3.3
2025	44,030	15.7	503	25.8	1.14	12.0	1,095	20.9	2.49	6.1	1,870	20.4	4.25	5.5
2026	50,959	13.6	525	4.2	1.03	-10.9	1,205	9.1	2.36	-5.2	2,144	12.8	4.21	-0.9
2027	58,500	12.9	610	13.9	1.04	1.2	1,381	12.7	2.36	-0.2	2,412	11.1	4.12	-2.0
2028	67,091	12.8	640	4.7	0.95	-9.3	1,517	9.0	2.26	-4.4	2,715	11.2	4.05	-1.9
2029	75,683	11.4	709	9.7	0.94	-1.8	1,674	9.4	2.21	-2.2	2,977	8.8	3.93	-2.9
2030	84,888	10.8	873	18.8	1.03	8.9	2,136	21.6	2.52	12.1	3,781	21.3	4.45	11.7
Annual Average Growth	18.3%		19.6%		1.1%		22.8%		3.8%		23.7%		4.6%	

(2) 2030년 태양광 · 풍력 발전의 균형비용은 5% 예비력 시나리오 하에서 1.06Won/kWh, 10% 예비력 시나리오 하에서 2.55Won/kWh, 15% 예비력 시나리오 하에서 4.45Won/kWh 수준으로 추정되었다 (Table 5. 참고).

5% 예비력 시나리오에서 단위 비용(Unit Cost)는 2030년까지 연 평균 1.1% 증가했으며, 10% 예비력 시나리오에서는 연 평균 3.8% 증가했다. 15% 예비력 시나리오에서는 연 평균 4.6% 증가했다. 전체 균형 비용의 증가율은 연도별로 지속적으로 증가했으나, 그 단위 비용의 연도별 증가율은 태양광 · 풍력 발전 증가율 변화와 신규 발전 설비의 전력시장 진입에 따라 증감을 반복하였다.

시나리오 분석 결과, 추가적인 예비력 확보에 따라 균형비용은 큰 차이를 보였는데, 5% 예비력 시나리오와 15% 예비력 시나리오의 비용차이가 약 4.3배에 달해 추가적인 예비력 확대에 따른 비용이 선형 증가보다 높은 수준에서 결정되는 것으로 나타났다. 이는 한국 전체 전력 시스템의 규모가 커짐에 따라 이에 대한 추가적인 설비 운영에 더 많은 비용이 발생되기 때문인 것으로 분석되었다. 즉, 태양광 · 풍력 발전의 증가 및 발전기 대형화에 따른 불확실성 증가를 해결하기 위한 예비력은 증가하는 추세를 보이고 있으며(Milligan, et al., 2010), 이에 따른 균형비용은 예비력 증가율보

다 크게 증가하는 것으로 분석되었다. 이는 Jeon, et al.(2017)의 분석과 유사하였다.

(3) 계통접속비용은 「8차 전력수급기본계획」에서 분석된 비용이다(Table 6. 참조). 태양광의 계통접속비용은 9.10Won/kWh이며, 풍력의 경우 육지 풍력(On Wind)은 3.97Won/kWh, 해상 풍력(Off Wind)은 19.16Won/kWh이었다. 육지 풍력과 해상 풍력 간 계통접속비용의 차이는 최대 4.8배인데, 이는 해상풍력은 해안에서 멀어질수록 풍력 발전의 경제성이 증가하기 때문이다(Bakun, et al., 1991). 그러나 계통접속 길이가 늘어나면서 계통 접속비용이 증가된다.

(4) 이와 같이 비용별로 분석된 결과에 따라, 국내 2030년의 태양광 · 풍력 발전 통합비용은 13.94Won/kWh~32.55Won/kWh 수준으로 산정되었다. 이중 태양광은 19.07Won/kWh~22.49Won/kWh이며, 육상풍력은 13.94Won/kWh~17.36원/kWh, 해상풍력은 29.13Won/kWh~32.55Won/kWh이다. 이러한 분석 결과는 Bruninx, et al.(2016)이 분석한 벨기에 사례와 비교해 보아도 큰 차이를 보이지 않는다 (Table 7. 참조).

2018년 한국의 전력도매시장을 기준으로 살펴보면, 통합비용은 2018년 통합 SMP 95.16Won(EPSSIS,

Table 6. Grid Costs of Korea Power System in 2030

Variables	Solar	On Wind	Off Wind
Grid Costs (Won/kWh)	9.10	3.97	19.16

Table 7. Comparison of Integration Costs between Korea and Belgium

Country	Year	Back up Costs (a)	Balancing Costs (b)	Grid Costs (c)	Integration Costs (a+b+c)
Korea	2030	8.94 Won/kWh	1.03~4.45 Won/kWh	3.97~19.16 Won/kWh	13.94~32.55 Won/kWh
Belgium	2030	3-8 €/MWh	2-5 €/MWh	4.1~12.1 €/MWh	9.1~25.1 €/MWh
		(3.9 - 10.4 Won/kWh)	(2.6 - 6.5 Won/kWh)	(5.33 - 15.73 Won/kWh)	(11.83 - 32.63 Won/kWh)

Note : Exchange Rate - 1,300.04Won/€, FY2018 final basic rate of exchange, KEB Hana Bank

2018)의 19.8%~34.1%로 나타났다. 이는 유럽 사례에 대한 분석결과(Hirth, et al., 2015)인 전력시장 가격의 35%~50%²⁾ 범위보다 다소 낮은 수준이다. 이와 같은 차이는 유럽 사례의 경우, 태양광·풍력 발전에 대한 백업비용이 가장 큰 비중을 차지하는 반면, 한국의 경우에는 계통접속비용이 가장 큰 비중을 차지했기 때문이다. 이는 한국과 유럽의 지리적 여건 차이 및 발전전원 구성의 차이에서 기인한 것으로 보인다. 유럽은 태양광·풍력 발전의 변동성을 유럽에너지거래소(European Energy Exchange AG)과 Nord Pool³⁾에서 유럽 국가 간 연계된 전력시스템으로 대응 가능하지만, 한국은 다른 국가와 전력시스템이 연계되어 있지 않아 대응하기 어렵기 때문이다.

다음으로, 백업비용의 범위에 있어서도 차이를 보이고 있는데, Bruninx, et al.,(2016)은 OCGT(Open Cycle Gas Turbines)⁴⁾에서의 신기술 도입 등을 가정하였으나, 한국 전력 시스템은 아직까지 OCGT 도입이 어려워(Kim, et al., 2019), 국내 LNG 발전기를 기준으로 분석하였다.

5. 요약 및 정책적 시사점

본 논문은 한국의 2016년 태양광·풍력 발전 데이터를 바탕으로 KEPTA를 이용하여, 「8차 전력수급기본계획」과「3020 재생에너지 이행계획」을 중심으로 2019년~2030년까지의 통합비용, 백업비용, 균형비용, 계통접속비용에 대해 분석하였다. 2030년까지 분석한 결과 첫째, 통합비용은 13.94Won/kWh~32.55Won/kWh로 나타났으며, 이 중 백업비용은 8.94Won/kWh, 균형비용은 1.03Won/kWh~4.45Won/kWh, 계통접속비용은 3.97Won/kWh~19.16 Won/kWh으로 나타났다. 둘째, 통합비용은 벨기에 및 유럽에 대한 분석결과와 큰 차이를 보이지 않는 것으로 나타났다. 셋째, 계통접속비용의 경우 벨기에 및 유럽에 대한 분석결과와 큰 차이를 보였는데, 유럽과 달리 한국은 다른 나라와 전력시스템이 연결되지 않은 독립계통으로 인해 계통접속비용이 높은 것으로 나타났다. 각 비용에 대한 분석결과는 발전량과 가격 시뮬레이션이 가능한 KEPTA와 시나리오 분석을 통해 분석된 추정치이며, 미래 기술발전 및 화석연료 가격의 변동에 따라 변화될 수 있다.

분석결과에 대한 정책적 시사점으로, 한국은 유럽에 대한 분석 결과와 달리 계통접속비용이 상대

적으로 높은 수준이기 때문에 계통접속비용 감소를 위한 기술적 연구 및 투자가 필요하다. 또한 태양광·풍력 발전의 불확실성이 증대될수록 추가적인 예비력과 불확실성 감소를 위한 기상 예측의 정확도 향상 등 관련 분야의 연구가 지속적으로 필요할 것으로 판단된다.

본 논문에서는 태양광·풍력 발전 및 화석연료의 기술발전과 효율개선, 미래 계통접속 여건 등 외생 변수에 대한 고려를 하지 않은 한계를 가지고 있다. 특히 태양광·풍력 발전의 경우 신소재 개발에 따라 지속적인 효율향상을 보이고 있다(Matthew, et al., 2015). 또한 신재생 변동성을 대응하기 위한 대규모 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS) 배터리가 빠른 속도로 보급 중이며, ESS 비용 역시 감소하는 추세를 보여(Bloomberg, 2018) 균형비용이 장기적으로는 감소할 수 있다. 이와 같은 외생 변수들 및 시나리오 분석 모델 개선을 통해 비용 하락 및 태양광·풍력 발전을 증가시킬 수 있다(Pietzcker, et al., 2017).

추가적으로, 해외 연구(Csereklyei, et al., 2019)에서 태양광·풍력 발전에 의해 전력도매시장 가격이 하락 할 수 있는 것으로 나타났는데, 본 논문에서는 이를 고려하지 못한 한계가 있다. 또한, 통합비용이 한국 전력도매시장 가격에 미치는 영향에 대해 미래 기술 발전과 정책적인 사항들을 고려해 추가적인 연구가 필요하다.

References

1. Ahn, I. H, et al., 2014. An Empirical Analysis of the System Marginal Price Volatility in the Korean Electricity Wholesale Market Korea Energy Economic Review, Vol. 13(2) pp. 103-129.
2. Bae, C. Y., 2018, A Study on the ICT-based Benefit Improvement of the Chung-ju Multipurpose Dam for Climate Change(in Korean), Korean Soc Environ Eng, Vol. 40(8), pp. 303-313.
3. Belanger Camille., et al., 2002, Adding wind energy to hydropower, Energy Policy, Vol. 30(14) pp. 1279-1284.
4. Bakun, A., and C. S. Nelson, 1991, The seasonal cycle of wind-stress curl in subtropical eastern boundary current regions. Phys. Oceanogr, 21, pp. 1815-834
5. Brown, T. W., et al., 2018, Response to ‘Bur-

2) 전력도매시장 기준가격(Base Price)이 70€/MWh(1,300.04Won/€)인 경우로 가정한다.

3) Nord Pool : 유럽 15 개국이 참여하고 있는 유럽 최대 규모의 전기 에너지 시장이다.

4) Open Cycle Gas Turbines : 독립형(Free-Standing) 가스 터빈을 사용하여 전기를 생산하는 가스발전 터빈

- den of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, pp. 834-847
6. Bruninx, K., et al., 2016, Determining the impact of renewable energy on balancing costs, back up Costs, Grid Costs and subsidies, KU Leuven, pp. 1-74
 7. Chandler, H. 2011, *Harnessing Variable Renewables - A Guide to the Balancing Challenge*, IEA, pp. 81-90, 189-202
 8. Csereklyei, Z., Qu, S., & Ancev, T., 2019, The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia. *Energy Policy*, Vol. 131, pp. 358-369.
 9. Heard B., et al., 2017, Burden of proof: a comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, Vol. 76, pp. 1122-33.
 10. Hirth, L. 2013. The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price, *Energy Economics*, Vol. 38, pp. 218-236.
 11. Hirth, L., Ueckerdt, F., & Edenhofer, O., 2015, Integration Costs revisited - An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, Vol. 74, pp. 925-939
 12. Holtinen, Hannele, et al., 2011, Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration, *Wind Energy*, Vol. 14, No. 2, pp. 179-192.
 13. Jeon, W. Y., and Mo, J. Y., 2017, The Economic Cost of Wind Uncertainty : The case of Jeju Island New & Renewable(in Korean), *Energy* Vol. 13, No. 2, pp. 21-29
 14. Kim, E. H., Park, Y. G., & Roh, J. H., 2019, Competitiveness of open-cycle gas turbine and its potential in the future Korean electricity market with high renewable energy mix, *Energy Policy*, 129(March), pp. 1056-1069
 15. Lee, H. S, et al., 2017, Study of social cost by expanding renewable energy, MOTIE, pp. 34-42
 16. Matthew, W, et al., 2015, Projected Costs of Generating Electricity, IEA, pp 154-196.
 17. Mount, Timothy, et al., 2010, The Hidden System Costs of Wind Generation in a Deregulated Electricity Market *Energy Journal*, Vol. 33, pp. 1-10
 18. Milligan, Michael, et al., 2010, Operating reserves and wind power integration: An international comparison, NREL, pp 8-14
 19. Nayar, C. V., et al., 1993, Novel wind/diesel/battery hybrid energy system, *Solar energy*, Vol. 51.1 pp. 65-78.
 20. Notton, G, et al., 2018, Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 87, pp. 96-1051
 21. Pietzcker, R. C., et al. 2017, System integration of wind and solar power in integrated assessment models: A cross-model evaluation of new approaches., *Energy Economics*, Vol. 64 pp. 583-599.
 22. Simshauser P., 2009, The hidden Costs of wind generation in a thermal power system: what cost?, *Australian Economic Review*, Vol. 44, No. 3, pp. 269-292
 23. Sinn, H. W., 2017, Buffering volatility: A study on the limits of Germany's energy revolution, *European Economic Review*, 99, pp. 130-150
 24. Ueckerdt, F., et al., 2013, System LCOE: What are the Costs of variable renewables?, *Energy*, Vol. 63, pp. 61-75
 25. Ueckerdt, F., et al., 2015. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves, *Energy*, Vol. 90, pp. 1799-1814.
 26. Warren, K., & Jay, A., 2012. The cost of wind power variability. *Energy Policy*, Vol. 51, pp. 233-243.

〈Statistics〉

1. Bloomerg, *New Energy Outlook 2018*, <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>
2. Electric Power Statistics Information System(EPSIS), 2019, <https://epsisi.kpx.or.kr>
3. EPSIS, *Statistics of Power Market in Korea*, 2018, <http://epsisi.kpx.or.kr/epsisnew>
4. IEA, *World Energy Outlook 2015*, <https://www.iea.org/news-room/news/2015/november/world-energy-outlook-2015.html>
5. IEA, *World Energy Outlook 2018*,

- <https://www.iea.org/weo2018/electricity/>
6. MOTIE, 3rd Korea energy Master Plan up to 2040, 2018, <http://www.motie.go.kr>
 7. MOTIE, 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand, 2017, <http://www.motie.go.kr>
 8. MOTIE, Renewable Energy Plan 3020, 2017, <http://www.motie.go.kr>