

에너지 전환정책과 발전의 사회적 비용 - 제7차와 제8차 전력수급기본계획 비교 -

김광인* · 김현숙** · 조인구***

요약 : 본 연구에서는 국내의 균등화 발전비용에 대한 연구결과를 기초로 하여 전원 구성에 있어서 원자력의 비중이나 이용률이 발전의 사회적 비용에 어느 정도 영향을 주는지를 시뮬레이션을 통해 도출한다. 원전이 상대적으로 증가되도록 설계되었던 제7차 전력수급기본계획과 원전의 비중을 축소하고 신재생에너지 발전의 비중을 증가시킨 제8차 전력수급기본계획을 비교하여 전원 믹스에 따른 발전의 사회적 비용, 발전단가, 전기요금의 변화 정도를 추정한다. 8차 수급계획의 환경급전 관련 변수를 고려하고, 국내 두 기관의 균등화 발전비용 연구결과를 이용한 시뮬레이션 결과, 사회적 비용은 향후 10년 내에 22%까지 증가할 수 있고, 직접적인 전력생산비용에 기초하고 있는 발전단가 역시 22% 증가하고, 전기요금은 최대 18%까지 증가할 수 있음을 도출하였다. 따라서 제8차 전력수급기본계획에 따른 전원믹스는 발전에 따른 외부 비용까지 고려한 사회적 비용차원에서 검토할 경우 7차 수급계획의 전원믹스와 비교할 때 사회적 비용을 증가시킨다.

주제어 : 최적발전 전원조합, 전력수급기본계획, 균등화 발전비용, 사회적 비용, 전기요금

JEL 분류 : L94, L78, D62, H41

접수일(2019년 2월 8일), 수정일(2019년 3월 25일), 게재확정일(2019년 3월 25일)

* 숭실대학교 일반대학원 겸임교수, 공동저자(email: kikum8909@ssu.ac.kr)

** 숭실대학교 경제통상대학 경제학과 부교수, 교신저자(email: annakim@ssu.ac.kr)

*** University of Illinois at Urbana-Champaign, 한양대학교 경제학과 교수, 공동저자(email: inkoocho@illinois.edu)

Energy Transition Policy and Social Costs of Power Generation in South Korea

Kwang In Kim*, Hyunsook Kim** and In-Koo Cho***

ABSTRACT : This paper uses research on the Levelized Cost of Electricity (LCOE) in South Korea to conduct a simulation analysis on the impact of nuclear power dependency and usage rates on the social costs of power generation. We compare the 7th basic plan for long-term electricity supply and demand, which was designed to increase nuclear power generation, to the 8th basic plan for long-term electricity supply and demand that decreased nuclear power generation and increased renewable energy generation in order to estimate changes in social costs and electricity rates according to the power generation mix. Our environmental generation mix simulation results indicate that social costs may increase by 22% within 10 years while direct generation cost and electricity rates based on generation and other production costs may increase by as much as 22% and 18%, respectively. Thus we confirm that the power generation mix from the 8th basic plan for long-term electricity supply and demand compared to the 7th plan increases social costs of generation, which include environmental external costs.

Keywords : Optimal fuel mix, Basic plan for long-term electricity supply-demand, Levelized cost of electricity, Social costs, Electricity rates

Received: February 8, 2019. Revised: March 25, 2019. Accepted: March 25, 2019.

*** Professor, Graduate College, Soongsil University, Co-author(email: kikim8909@ssu.ac.kr)

*** Professor, Department of Economics, Soongsil University, Corresponding author(email: annakim@ssu.ac.kr)

*** Professor, Department of Economics, University of Illinois at Urbana-Champaign, Hanyang University, Co-author(email: inkoocho@illinois.edu)

I. 서론

전통적인 최적발전 전원조합(optimal fuel mix) 관련 연구가 각 전원별 고정비와 변동비로 구성된 생산비용의 비교 우위에 따라 최적비용의 전원믹스를 산출했다면 최근의 전원별 경제성에 대한 연구흐름은 전력을 생산하는 비용 이외에 각 전원이 창출하는 외부 불경제를 포괄하는 사회적 비용까지 고려하여 적절한 전원믹스에 대한 논의로 확장되고 있다. European Commission(2003), ExtermE(2005), IEA(International Energy Agency, 2015), Grausz(2011), Parry et al.(2014) 등은 전력의 발전비용을 넘어 발전원별로 원전의 경우에는 사고위험, 석탄이나 가스발전의 경우 탄소와 대기오염관련 환경비용 요인까지 포함한 보다 광의의 발전비용에 대해 주목하고 있다. 이는 전원별 생산비 개념인 직접적인 투입 비용을 넘어 외부성에 근거한 사회적 비용을 산정하여 전원구성의 의사결정에 반영한다는 차원에서 경제학적 관점에서 매우 적절한 접근방법이다. 그러나 동시에 사회적 비용에 포함되는 외부경제나 불경제의 효과를 어디 까지 포함시킬 것인가, 또한 정량화하여 산정한 수치들이 어느 정도 신뢰성을 담보할 수 있느냐가 중요한 문제가 될 수 있다. 특히 IEA(2015)는 화석연료 및 원자력, 풍력과 태양광으로 대표되는 재생에너지에 대해 균등화 발전비용(Levelized Cost of Electricity, LCOE)을 도출하였고, 파리기후협약 이후 OECD 국가들과 EU는 저탄소 발전을 위한 국가별 프로젝트와 전원믹스 구성의 변화를 시도하고 있다.

균등화 발전비용은 일종의 평균비용 개념으로 단기가 아닌 여러 기간에 걸쳐 생산과 비용발생이 이루어지고 기간별로 생산량이나 비용의 변동이 심할 때 이를 기간에 따라 균등화하여 정의하는 비용이다. 균등화 발전비용은 여러 가지 한계를 가지고 있지만 에너지 관련 비용 산정 특히 전원별 경제성 평가에 있어서 전 세계적으로 많이 이용되고 있는 개념이다. 균등화 발전비용에 단지 발전소 단위의 전력 생산비용만이 아니라 시스템 관련 비용 및 외부 불경제에 따른 환경 비용까지 포함시키는 연구들이 지속적으로 이루어지고 있다. Brown et al.(2016)이 태양광과 풍력을 중심으로 균등화 발전비용에 지역 내(intra-regional) 송전비용, 신재생 에너지의 발전이용률이 높아지면서 발생하는 신재생 에너지의 가치의 손실(declining value of renewable energies)을 반영하고 세제상의 인센티브를 차감하여 조정된 균등화 발전비용을 도출한 것이 대표적인 사례이다.

우리나라의 경우 후쿠시마 원전사고의 영향으로 인해 제2차 에너지 기본계획에서는 원전사고 관련 대응비용까지 고려하여 2035년 설비용량 기준으로 원전의 비중을 29%로 조정하 바 있으며 2015년에 이루어진 제7차 전력수급 기본계획에서는 원전 외에 화석연료 전원인 석탄과 가스복합에 대해서도 환경비용을 포함한 외부비용을 검토하여 중장기적 전원믹스를 도출한 바가 있다. 이와 같은 흐름은 제8차 전력수급 기본계획에서 더욱 확대되었고 여러 가지 사회적 비용과 환경문제, 원자력의 사고관련 위험성 등을 고려하여 제7차 수급기본계획에 비해 원자력의 설비는 상당한 수준으로 감소시키고 가스복합, 풍력 및 태양광 등 신재생에너지의 설비는 확대하는 새로운 중장기 전원믹스 계획을 수립하였다.

본 연구는 최근 국내의 균등화 발전비용 산정의 연구결과를 이용하여 원전의 설비를 제7차 수급계획대비 제8차 수급계획으로 전환할 경우, 즉 원전의 비중을 제7차 수급계획에 비해 축소할 경우 각 전원별 균등화 발전비용으로 산정한 사회적 비용의 변화가 어느 정도인지 추정하려고 한다. 우리나라의 에너지전환정책에 대한 평가가 학술적으로 활발하지 않은 상태에서 본 연구는 기존의 원전부지에 신규호기를 건설한다는 현실적으로 실현 가능한 7차 수급계획에 따른 원전용량 유지 및 확대 시나리오 대비 신재생에너지를 7차 계획당시보다 더 확대하고 여러 가지 환경적 요인을 고려하여 원전을 축소하는 8차 수급계획으로 인해 발생하는 전원별 발전량의 변화와 사회적 비용의 크기를 비교한다.

이를 위해서는 전원별 사회적 비용에 대한 추정이 일차적으로 필요하다. 제7차 전력수급계획부터 원자력 발전의 외부비용으로 송전비용, 정책비용, 사고위험대응비용이 계상되면서 원전에 대한 사회적 비용은 논의가 진행되어 왔다. 노동석(2013), 최봉석·박찬국(2014), 조성진·박찬국(2015)은 원전의 사고위험대응비용을 일본 후쿠시마 사고에 따른 대응비용 추정사례를 이용하여 우리나라에서 1인당 명목 GDP를 포함하여 보정하여 원전의 사고비용 수준을 보다 현실화하였다. 조성진·박찬국(2015)는 원전 이용률 85% 전제하에 원전의 외부비용으로 5.13원/kWh~28.02원/kWh를 제시하고 있다.

문영석 외(2011)는 신재생에너지의 확대와 이에 따른 원전이용률의 감소에 따라 전기요금에 미치는 영향에 대해 분석하고 전원믹스에 따른 발전비용의 차이에 대해 논의하고 있다. 그러나 기존 선행연구들은 전원믹스의 변화에 따른 전기요금의 변화나 원전

의 외부비용을 고려할 경우의 원전의 발전단가 상승분에 주목한 경우가 대부분이다. 조영탁 외(2018)는 제7차 수급계획에 기초하여 모든 발전원의 사회적 비용을 포괄한 균등화 발전비용을 산정하였다. 그러나 제7차 수급계획의 균등화 발전비용에는 원전의 사고 비용이 저평가되어 있고, 석탄과 가스복합의 균등화 비용의 격차가 큰 것으로 나타나 현 시점에서 균등화 발전비용의 수치로 이용하기에는 원전과 석탄의 균등화 발전비용이 지나치게 저평가된 단점이 있다.

따라서 원전을 포함한 전통전원의 비용에 환경관련 비용을 보다 현실적으로 반영하고 신재생에너지의 학습곡선을 고려하여 태양광과 풍력의 사회적 비용을 산정한 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017)의 비용을 본 연구에서는 반영한다. 이는 본 연구에서 비교하려는 제7차와 제8차 전력수급계획의 목적에도 부합한다. 참고로 제8차 수급계획에서는 탄소거래배출권 비용 등을 포함하여 석탄의 발전단가는 19.2원/kWh, 가스복합의 발전단가는 8.2원/kWh 상승시켰는데 이와 같은 정부의 정책적 고려 역시 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017)의 비용항목에 반영되어 있다.

두 연구는 유사하게 비용을 산정한 부분과 서로 사용한 전제가 다른 부분도 존재하여 사회적 비용 추정치에 있어 일정부분 차이를 드러내고 있다. 본 연구에서는 두 기관이 산출한 결과에 기초하되 본 연구에서 필요한 부분을 채택하여 전원구성의 변화에 따른 전원별 발전량과 전체 사회적 비용의 변화크기를 추정한다. 전원별 사회적 비용의 추정이 매우 중요한 과제이나 이미 산출된 선행연구의 결과에 기초하여 전원구성의 변화가 가져올 사회적 비용의 차이에 대해 분석하는 것 역시 매우 중요하며 국내에서 처음으로 시도되는 연구이다. 전원별 균등화 발전비용의 분석이 개별전원별 경제성을 분석한 것이라면 본 연구에서 중점을 둔 것은 전체 전원 용량구성과 각 전원의 이용률이 사회적 비용의 총합에 어떤 영향을 주는지를 분석한 것이다. 발전원별 고정비와 변동비 수준을 넘어 시스템 관련 비용, 외부환경관련 비용까지 망라한 사회적 비용의 추정치에 기초하여 전원계획에 따른 사회적 총비용의 격차를 비교하는 것은 국가의 전원계획에 따른 사회적 총비용을 양적으로 계량하여 분석한다는 차원에서 큰 의미가 있다. 보다 구체적으로 본 연구는 제7차와 제8차 전력수급기본계획의 전원별 용량구성과 발전 이용률의 차이에 따른 사회적 비용과 전기요금의 격차를 시뮬레이션을 통해 제시한다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. II장은 기존의 균등화 발전비용의 선행연구 결과를 비

교하고 본 연구에서 채택한 발전비용의 내용과 근거를 설명한다. III장에서는 본 연구의 핵심인 7차 수급계획수준으로 원전의 발전용량과 발전량을 유지할 경우, 전원별 발전량의 변화와 사회적 균등화 발전비용의 변화수준을 제시한다. IV장에서는 전기요금이 발전과 관련된 고정비와 변동비를 반영하여 산정된다는 점에 기초하여 전원믹스의 변화에 따른 발전단가와 전기요금의 증가수준을 시뮬레이션을 통해 도출한다. V장은 본 연구의 시사점과 본 연구에서 이용한 모형과 항목별 수치로 인한 여러 한계점에 대해 서술한다.

II. 균등화 발전비용 비교 및 분석 시나리오

1. 균등화 발전비용과 선행연구 비교분석

전원별 비용 산정은 균등화 발전비용의 개념을 차용하여 사용한다. 여러 기간에 걸쳐 발전과 발전에 따른 다양한 항목의 비용이 발생하고 기간별로 발전량과 그 비용에 변동이 클 경우에 여러 기간을 평균화하여 균등화한 비용을 균등화 발전비용이라 정의한다. 기간에 따른 할인율이 일정하게 r 로 유지된다고 할 경우 $LCOE$ 는 다음과 같이 정의된다. 여기서 t 는 매 기간을 의미하고, Q 는 발전량, TC 는 총 발전비용을 의미한다.

$$LCOE \cdot Q_{t_0} + \frac{LCOE \cdot Q_{t_1}}{(1+r)} + \frac{LCOE \cdot Q_{t_2}}{(1+r)^2} + \dots + \frac{LCOE \cdot Q_{t_N}}{(1+r)^N}$$

$$= TC_{t_0} + \frac{TC_{t_1}}{(1+r)} + \frac{TC_{t_2}}{(1+r)^2} + \dots + \frac{TC_{t_N}}{(1+r)^N}$$

균등화 발전비용은 재생에너지 발전원의 비중이 높은 국가에서는 사용하기 어려운 측면이 있다. 계통에 대한 접속과 관련하여 시스템 안정성에 미치는 영향이나 발전용량(capacity)의 가치 등을 반영하는 것이 어렵기 때문이다¹⁾. Pawel(2014)는 태양광과 저장용 장치가 결합된 발전기의 균등화발전비용을 도출하여 신재생 전원의 간헐적 발전으

1) 균등화발전비용의 문제점을 고려하여 이를 대체할 수 있는 비용으로 균등화회피비용(Levelized Avoided Cost of Electricity)이라는 일종의 기회비용 개념이 제시될 수도 있다. 균등화회피비용은 Brown et al. (2016) 참조.

로 인하여 발생하는 보조서비스(ancillary service) 등을 포함한 시스템의 불안정성을 내부화하는 모형을 제시하고 있고 전력경제REVIEW(2019)는 신재생에너지의 간헐성에 대응하는 각국의 방안에 대해서도 소개하고 있다.

Joskow(2011), Borenstein(2012)은 신재생에너지가 이용되는 계절이나 시간의 전력 부하에 따라 발전의 시장가치가 다르다는 점에 착안하여 균등화 발전비용만으로는 신재생에너지의 경제적 비용을 가늠하기 힘들고 신재생에너지가 발전에 투입되는 시점의 한계시장가격이나 용량가격과 비교해야 한다는 논점을 제시하고 있다. Namovicz (2014), Brown et al.(2016)은 균등화 발전비용과 신재생에너지 발전원에 대한 일종의 기회비용인 균등화 회피비용을 정립하여 균등화 회피비용이 균등화 발전비용보다 더 클 때 신재생에너지의 시장가치가 있다고 정의하고 있다.

우리나라의 경우, 제8차 전력수급계획에서는 풍력과 태양광을 중심으로 하는 신재생 에너지 용량비율을 2030년 기준으로 20%까지 확대한다는 계획을 제시하고 있어 전체 전원대비 신재생 전원이 의미 있는 비중을 차지하고 있으나 다른 선진 국가들에 비해 신재생 에너지 의존비중은 상대적으로 낮은 수준이므로 균등화 발전비용을 통한 비용 산정이 갖는 한계가 EU 등의 국가들에 비해서는 오히려 상대적으로 작다고 볼 수 있어 본 연구의 사회적 비용계산 방식으로 채택한다.

본 연구에서는 균등화 비용을 계산하는 것이 주요한 목적이 아니므로 기존의 두 가지 연구 즉 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017)가 산출한 내역을 간단하게 기술하고 이 두 기관의 추정치를 이용하여 발전원의 구성변화에 따른 비용을 산출한다. 두 기관의 비용 산정에 대한 비교분석은 제3의 평가자문위원²⁾에 의해 한차례 이루어진바 있다. 본 연구에서는 핵심적인 부문에 대한 두 기관의 분석 내용을 요약하고 본 연구에서 이용한 두 연구기관의 산정 값에 대해 논의한다. 두 연구기관 모두 발전원별로 원자력, 석탄, 가스복합에 대한 대표발전기의 발전설비용량은 각각 1,400MW³⁾, 1,000MW, 900MW로 설정하고 있고, 에너지경제연구원(2017)이 산정한 건설비, 연료비, 운전유지비는 고정비와 변동비로 반영되는 비용이며, 송전접속비용은 일종의 발전소 단위비용

2) 조영탁·박종배(2017)는 두 기관의 발전비용 산정결과를 비교 평가하였고, 본 연구는 조영탁·박종배(2017)의 평가결과도 참조한다.

3) 산업조직학회(2017)는 원전의 경우 1,500MW에 대해서도 균등화 비용을 산정하였다. 본 연구는 두 연구기관의 연구결과를 비교하여 분석하기 때문에 1,500MW의 비용 산정은 논외로 한다.

을 뛰어넘는 시스템 비용으로 고정비와 변동비로 구분되어 균등화발전비용에 포함된 비용요소이다. 사후처리비용, 사고위험대응비용, 탄소배출권 가격, 대기오염 물질비용 및 정책비용은 에너지경제연구원(2017)이 사회적 비용에 구체적인 수치로 포함시킨 외부비용에 해당한다⁴⁾.

산업조직학회(2017)의 비용요소는 에너지경제연구원(2017)과 유사하나 가스복합에 대해서도 대기오염물질 비용을 추산하였고 동해의 HVDC(고압직류송전, High Voltage Direct Current) 건설과 관련한 계통보강비용을 추가하였다. 에너지경제연구원(2017)은 원전 사후처리비용을 건설비에 포함시켜 산정하였다. 두 연구의 항목과 항목별 기준 자료에 기초하여 전통전원별 균등화발전비용을 2017년 기준으로 원/kWh로 산정하면 <표 1>, <표 2>로 제시할 수 있다.

<표 1> 균등화 발전비용(에너지경제연구원, 2017년 기준)

(단위: 원/kWh)

| | 원전(1400MW) | 석탄(1000MW) | 가스복합(900MW) |
|----------------|------------|------------|-------------|
| 건설비 | 19.16 | 12.82 | 8.24 |
| 운전유지비 | 22.50 | 9.92 | 6.32 |
| 송전접속비 | 1.02 | 0.45 | 0.19 |
| 방폐물처리 및 원전해체비용 | 3.82 | - | - |
| 고정비 | 46.50 | 23.19 | 14.75 |
| 연료비 | 5.74 | 32.52 | 66.64 |
| (합계 A) | 52.24 | 55.71 | 81.39 |
| 정책지원비용 | 0.99 | 0.88 | 0.34 |
| 지역지원비용 | 1.00 | 0.3 | 0.3 |
| 방폐장주변지원 | 1.30 | - | - |
| (합계 B) | 55.53 | 56.89 | 82.03 |
| 사고위험대응비용 | 10.19 | - | - |
| 탄소배출비용 | 0 | 15.62 | 6.63 |
| 대기오염비용 | 0 | 8.71 | 3.33 |
| (합계 C) | 65.72 | 81.22 | 91.99 |

자료: 에너지경제연구원(2017).

- 4) 일반적으로 세금과 보조금은 민간과 정부 사이의 이전지출이므로 사회적 관점의 균등화 비용에 포함되지 않는다. 단 외부비용을 내부화하기 위한 탄소세나 원전 주변지역의 지역자원 시설세 등은 사회적 비용에 포함된다. 8차 수급계획상 석탄에 부과하기로 한 개별소비세 6원/kg은 사회적 비용 관점에서는 포함되지 않으며 에너지경제연구원(2017)이나 산업조직학회(2017) 모두 탄소관련 비용이나 세금, 원전주변지역 관련 보조금은 사회적 균등화 발전비용에 포함하였으나 개별소비세, 관세, 수입부담금은 제외하였다. 결과적으로 두 연구의 결과는 8차 수급기본계획에 반영된 전원별 원가와 동일하지는 않으나 환경관련 비용을 적극적으로 반영한 측면에서 유사하다.

〈표 2〉 균등화 발전비용(산업조직학회, 2017년 기준)

(단위: 원/kWh)

| | 원전(1400MW) | 석탄(1000MW) | 가스복합(900MW) |
|----------|-------------|------------|-------------|
| 건설비 | 19.72 | 18.85 | 9.30 |
| 운전유지비 | 21.44 | 6.07 | 4.83 |
| 송전접속비 | 1.02 | 0.45 | 0.19 |
| 고정비 | 42.19 | 25.36 | 14.32 |
| 연료비 | 5.74 | 32.52 | 66.64 |
| 송전손실비용 | 0.03 | 0.03 | -1.39 |
| (합계 A) | 47.96 | 57.92 | 79.57 |
| 정책지원비용 | 0.99 | 0.88 | 0.34 |
| 지역지원비용 | 1.00 | 0.3 | 0.3 |
| (합계 B) | 49.95 | 59.10 | 80.21 |
| 사고위험대응비용 | 18.20~27.37 | - | - |
| 탄소배출비용 | 0 | 15.72 | 6.67 |
| 대기오염비용 | 0 | 6.53 | 1.21 |
| (합계 C) | 68.15~77.32 | 81.35 | 88.09 |
| HVDC 비용 | 6.17 | 2.05 | 0 |
| (합계 D) | 74.32~83.49 | 83.40 | 88.09 |

자료: 산업조직학회(2017).

2. 주요한 차이점

두 연구에서 사회적 비용 산출 시 고려한 항목상의 차이는 크지 않다. 특히 발전원의 직접적 생산 비용에 해당하는 고정비에는 건설비와 운전유지비(송전접속 포함), 변동비에는 연료비가 설정되어 있다. 산업조직학회(2017)의 운전유지비에는 원전의 경우 사후처리비용도 포함되어 있다. 건설비와 운전유지비는 두 기관이 참고한 자료에 따라 균등화 비용에 약간의 차이가 있으나 그 차이는 크지 않은 편이다. 두 연구기관의 연구에서 항목설정이나 항목별 비용의 크기에 있어 차이가 있는 부문은 다음의 네 가지로 정리할 수 있다.

1) 송전손실 비용

산업조직학회(2017)는 시스템 비용의 하나로 송전손실비용을 반영하여 가스복합의 경우에는 오히려 시스템 운영상 외부경제가 있다고 상정한다. 전력도매시장에서 적용

하고 있는 (정적)한계송전손실 계수를 사용하여 2017년 설비별 한계송전손실계수의 연간 단순 평균치와 각 발전기의 등록설비용량으로 설비별 용량가중평균 손실계수를 원자력 +0.47, 석탄발전 +0.08, 가스복합 -2.09로 산정하고 여기에 연료비를 곱해 <표 2>의 송전손실비용을 도출하였다⁵⁾.

송전손실비용은 일종의 시스템적 비용으로 송전접속비용만 시스템 비용으로 반영한 에너지경제연구원(2017)보다 송전손실비용을 반영한 산업조직학회(2017)가 시스템 비용의 항목을 추가반영 하였다는데 의미가 있다. 단 그 비용은 크기가 작아 전원별 균등화 비용의 크기에 미치는 영향은 매우 작다.

2) 원전의 사고비용 추정

두 기관의 연구결과에서 원전의 균등화 비용에 대해 결정적 차이를 가져오는 부문은 원전의 사고비용 추정 값의 절대적 크기이다. 에너지경제연구원(2017)은 후쿠시마 원전사고 관련 폐로 및 배상비용 추정액 약 230조원⁶⁾을 국내 상황에 맞게 국내원전주변지역 기준으로 평균인구밀도, 1인당 GRDP를 이용하여 보정하여 약 270.6조원으로 추산하여 균등화발전비용으로는 10.19원/kWh로 환산⁷⁾하였다. 이 때 사고발생확률은 세계 원자력 발전의 운전실적인 14355로·년에 5번의 사고발생빈도인 3.5×10^{-4} 를 이용하였다.

산업조직학회(2017)는 원자력손해배상 및 폐로지원기구와 일본경제연구센터의 독자적인 비용추정의 결과를 이용하고 국내 원전 보정계수로 1인당 GRDP, 임금, 소비자물가지수, 인구밀도, 원자로기수, 계절변수를 고려하였다. 사고확률은 세계원전 사고실적 확률인 3.5×10^{-4} 과 모델플랜트기준 기대사고비용 산정 시 기대빈도인 3.9×10^{-4}

5) 한계송전손실은 기준모선에 대한 상대적 손실개념으로 보령화력 기준으로 산정된 값이다. 용량은 원전 23,057MW, 석탄 32,058MW, 가스복합 33,357MW에 용량가중손실계수(%)는 각각 99.53, 99.92, 102.09로 산정되며 이에 따라 각 전원별 손실율이 계산된다. 이를 손실비용(원/kWh)로 환산하면 각각 0.03, 0.03, -1.39가 도출된다.

6) 일본경제산업성(2016)이 제시한 배상(7.9조엔), 제염(4조엔), 중간저장시설(1.6조엔), 폐로(8엔)의 합인 21.5조엔에 2016년 평균 기준환율(1,069.31원/100엔)을 적용한 값임.

7) 일본의 원전피해비용을 일본전역 기준에서 국내전역기준으로 보정하면 약 8.99원/kWh로 감소하고 본 연구에서는 에너지경제연구원(2017)이 산정한 값 중 최대치인 우리나라 원전주변지역 기준으로 환산한 값을 이용한다.

를 곱하여 각각 18.20원/kWh, 27.37원/kWh를 제시하였다. 본 연구에서는 산업조직학회(2017)의 모델플랜트 기준 사고 기대빈도는 우리나라 원전의 안정성을 고려할 때 지나치게 높게 설정된 값이므로 세계원전 사고실적 확률인 3.5×10^{-4} 을 반영한 산업조직학회(2017)의 사고위험대응 비용을 이용한다.

산업조직학회(2017)의 사고피해비용 산출은 대지진과 쓰나미가 복합된 일본 후쿠시마 원전사고를 기준으로 하고 있고 최대치에 해당하는 기대사고빈도는 모델플랜트 기준으로 세계 원전사고실적 확률보다도 더 높다. 그러나 우리나라의 경우는 일본에 비하여 대규모 지진빈도 및 쓰나미 발생확률이 훨씬 낮으며, 또한 대규모 원전사고가 발생하는 경우에도 그 규모는 후쿠시마의 지진-쓰나미 복합사고 대비 훨씬 작을 것으로 추정된다. 따라서 산업조직학회(2017)가 일본의 사례를 기준으로 추정된 원전 사고비용을 그대로 적용하는 것은 원전의 사고비용을 과대평가한 것으로 보인다. 따라서 동 학회의 사고비용 추정 범위 가운데 가장 낮은 값을 적용하는 것이 우리나라 원전의 현실적인 사고 관련 비용과의 격차를 축소시킬 수 있는 것으로 판단하였다.

3) 대기오염비용

대기오염비용은 SO_x, NO_x, PM을 산정대상으로 설정하고, 단위당 오염피해비용(원/kg)에 설비별 배출계수(kg/kWh)를 곱하여 산정하였다. 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017) 모두 Parry et al.(2014)의 우리나라 발전소 대기오염비용(2010년 기준치)을 채택하였다. 에너지경제연구원(2017)은 2010년 환율과 이후 국내 소비자 물가 상승률을 반영하여 배출오염물질 당 비용을 산정하였고, 산업조직학회(2017)는 우리나라 1인당 실질 GDP 증가율과 소비자 물가상승률로 보정하고 여기에 국가별 소득차이(2016년 기준)를 보정한 값을 곱해 비용을 산출하였다.

설비별 배출계수의 경우, 에너지경제연구원(2017)은 영흥화력 4호기의 오염물질 배출량이 석탄화력 발전 중 최상위급인 것을 감안하여 석탄의 경우는 영흥화력 4호기 실적치를 기준으로 산정하였고, 가스복합의 경우에는 NO_x의 발생량에 한해 2011년 이후 준공된 최신발전설비의 2014~2016년 평균 수치를 적용하여 산정하였다. 산업조직학회(2017)는 7차 수급계획에 반영된 신규설비의 설계치를 기준으로 하여 배출계수를 산정

하였다. 따라서 최근 건설된 발전기의 실적치를 이용한 에너지경제연구원(2017)에 비해 배출계수가 적어 배출오염물질의 비용이 더 낮게 산정되었다(<표 1>과 <표 2> 참조). 참고로 이산화탄소비용의 경우에는 탄소피해비용에 설비별 온실가스 배출계수를 곱해 산정되는데 탄소배출권 가격은 2017년 KEAT 평균가격을 두 연구 모두 준용하여 사용하였기 때문에 균등화비용에 거의 차이가 없다.

4) 계통보강비용

산업조직학회(2017)는 HVDC가 동해지역의 원전 및 석탄발전 등이 배타적으로 이용하는 것이므로 다른 발전원과는 달리 사용자가 명확해 계통보강비용으로 반영이 가능하며 그 필요성이 있다고 제안한다⁸⁾. HVDC 건설은 수도권 전력 공급 및 우리나라 전체 전력계통의 안정운영 등의 측면에서 검토되고 있으며, 현재 충남당진과 경기평택(고덕) 사이에 HVDC 건설이 추진 중이다. 수도권 전력공급 측면만을 볼 때, 원자력발전소 및 석탄발전소 이외에도 비수도권의 LNG발전소, 신재생에너지발전소도 수도권 유통전력에 영향을 주기 때문에 HVDC 건설과 무관하다고 할 수 없다. 또한, 원자력 및 석탄발전소 건설과 관련하여 계통보강이 필요한 경우에도 반드시 HVDC를 사용해야 하는 지도 불분명하다. 따라서 매우 높은 비용이 소요되며, 아직 확정되지 않은 HVDC의 건설에 소요되는 비용을 원전과 석탄발전기의 건설비용에만 특정적으로 포함시키는 것은 무리가 있으므로 HVDC 건설에 따른 계통보강비용은 본 연구에서 고려한 발전비용 시나리오에 포함시키지 않았다.

3. 본 연구에 이용된 균등화 발전비용 시나리오

사회적 비용의 산정에 있어서 어떤 비용요인을 포함하는지는 사회적 비용에 대한 정의와 사회적 비용의 항목별 이용 가능한 자료의 신뢰성 등에 따라 현실적인 제약이 따를 수 있다. 균등화 발전비용 자체를 산정하는 것이 본 연구의 목적이 아니므로 본 연구는

8) HVDC 1단계(상시용량 4GW)의 경우, 석탄(삼척그린 1,2호기, 북평화력 1,2호기, 후속호기 일부)의 송전혼잡 완화 및 신규 원전인 신한울 1,2호기(2,800MW)의 송전혼잡 완화가 주된 목적이다. 동해안-신가평 HVDC선로는 다른 교류기반 송전선로와는 달리 상기 동해지역 석탄화력(후속호기 일부) 및 원전이 독점적으로 사용한다는 것이 계통보강비용을 두 전원에 반영한 산업조직학회(2017)의 주요한 논리이다.

두 연구기관의 연구결과에 기초하되 산업조직학회(2017)의 원전 사고비용은 하한치를 사용하고, HDVC 건설관련 계통보강비용은 사회적 비용 항목에서 제외하였다.

또한 발전소나 송전선로 주변지역에 대한 지원, 방폐장 주변지역 지원사업비, 지역자 원시설세 등 외부비용을 내부화한 부분은 비용의 크기가 매우 작다 하더라도 그에 대해 대체할만한 비용을 산정하기 어렵다는 두 연구의 결과를 수용하여 두 연구기관이 산정한 값을 사용하였다. 본 연구의 사회적 비용 시뮬레이션에 사용한 원전, 석탄화력, 가스 복합 화력의 사회적 비용의 산정치는 <표 3>과 같으며 본 연구에서 이용한 세 가지 전통 전원의 사회적 비용의 크기는 <그림 1>에 제시하였다.

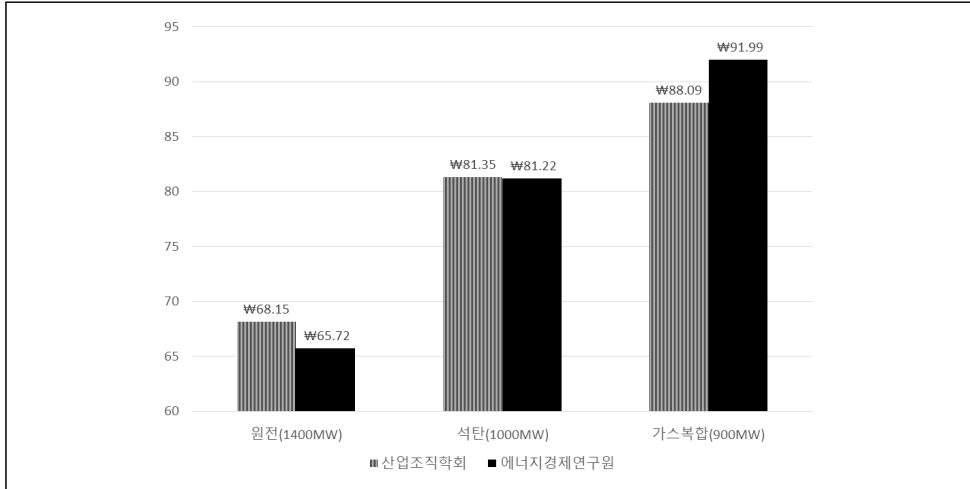
<표 3> 균등화 발전비용 시나리오

(단위: 원/kWh)

| | 원전(1400MW) | | 석탄(1000MW) | | 가스복합(900MW) | |
|----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| | 산조학회 (2017) | 예경연 (2017) | 산조학회 (2017) | 예경연 (2017) | 산조학회 (2017) | 예경연 (2017) |
| 건설비 | 19.72 | 19.16 | 18.85 | 12.82 | 9.30 | 8.24 |
| 운전유지비 | 21.44 | 22.50 | 6.07 | 9.92 | 4.83 | 6.32 |
| 송전접속비용 | 1.02 | 1.02 | 0.45 | 0.45 | 0.19 | 0.19 |
| 방폐물처리 및 원전해체비용 | 건설/운전 유지비에 반영 | 3.82 | - | - | - | - |
| 고정비 | 42.19 | 46.50 | 25.36 | 23.19 | 14.32 | 14.75 |
| 연료비 | 5.74 | 5.74 | 32.52 | 32.52 | 66.64 | 66.64 |
| 송전손실비용 | 0.03 | - | 0.03 | - | -1.39 | - |
| (사적 비용) | 47.96 | 52.24 | 57.92 | 55.71 | 79.57 | 81.39 |
| 정책지원비용 | 0.99 | 0.99 | 0.88 | 0.88 | 0.34 | 0.34 |
| 지역자원비용 | 1.00 | 1.00 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| 방폐장주변지원 | - | 1.30 | | - | | - |
| 사고위험대응비용 | 18.20 | 10.19 | - | - | - | - |
| 탄소배출비용 | 0 | 0 | 15.72 | 15.62 | 6.67 | 6.63 |
| 대기오염비용 | 0 | 0 | 6.53 | 8.71 | 1.21 | 3.33 |
| 사회적 비용 | 68.15 | 65.72 | 81.35 | 81.22 | 88.09 | 91.99 |

〈그림 1〉 발전원별 사회적 비용 비교(2017년 기준)

(단위: 원/kWh)



III. 전원구성의 변화에 따른 전원별 발전량과 사회적 비용 변화 시뮬레이션

본 연구의 주요한 목적은 전원구성의 변화가 전력의 생산비용인 사적 비용을 넘어 환경비용이나 사고위험까지 고려한 사회적 비용에 어느 정도의 영향을 미치는 지를 분석하는 것이다. 특히 가장 최근의 8차 전력수급계획의 전원구성과 그 이전의 7차 수급계획상의 전원구성의 방향이나 전원구성 비중의 변화가 크므로 두 계획의 차이에 따른 사회적 비용의 차이를 분석하고자한다. 7차 수급계획 역시 현실적으로 가능한 발전원 구성을 고려하여 산정된 것이고, 8차 수급계획 역시 사후적(ex post)으로 계획과 실적치에 차이가 있을 수는 있으나 현실적으로 가능하다는 전제하에 수립된 국가의 장기적 계획이므로 두 계획의 전원구성을 비교하는 것은 단순한 가정을 넘어 현실적으로 실행 가능한 두 개의 시나리오라 볼 수 있다.

1. 제7차와 제8차 전력수급기본계획 비교분석

1) 전력수요추정의 차이

8차 전력수급기본계획은 제7차에 비해 수요를 하향조정하여 추정하였다. 정부의 전

력수급기본계획은 전력수요를 과대 추정하여 2016년과 2017년 기준으로 각각 제7차 수급계획의 전망치는 510TWh, 533TWh인 반면 실제 전력소비량은 497TWh, 506TWh에 머물렀다. 2007~2011년의 전력수요 증가율은 5.5%인 반면 2012~2016년 증가율은 1.8%로 낮아졌으나 제7차 수급계획에서는 4% 이상의 증가율을 가정하였다. 8차 수급계획은 전기차 보급 등 4차 산업혁명 등에 대한 추가수요를 고려하되 이와 같은 실적치 이상의 수요추정 문제와 수요자원관리가 수요 추정에 포함되지 않았던 문제를 중점적으로 반영하여 7차 수급계획에 비해 낮아진 전력수요량을 제시하였다.

<표 4> 수급계획 상 전력소비량 추정치 비교

| 연 도 | 제7차 수급계획 전력소비량(TWh) 추정치(A) | 제8차 수급계획 전력소비량(TWh) 추정치(B) | 변화율 ((A-B)/A)*100 |
|------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------|
| 2017 | 546.8 | 507.0 | Δ7.3 |
| 2018 | 573.2 | 519.1 | Δ9.4 |
| 2019 | 597.0 | 530.4 | Δ11.2 |
| 2020 | 617.8 | 540.1 | Δ12.6 |
| 2021 | 637.0 | 548.9 | Δ13.8 |
| 2022 | 655.0 | 556.1 | Δ15.1 |
| 2023 | 671.9 | 561.7 | Δ16.4 |
| 2024 | 688.4 | 566.2 | Δ17.8 |
| 2025 | 704.9 | 569.8 | Δ19.2 |
| 2026 | 720.6 | 572.8 | Δ20.5 |
| 2027 | 736.0 | 575.2 | Δ21.8 |
| 2028 | 751.1 | 577.0 | Δ23.2 |
| 2029 | 766.1 | 578.5 | Δ24.5 |
| 2030 | - | 579.5 | - |
| 2031 | - | 580.4 | - |

자료: 제7차 및 제8차 전력수급기본계획, 산업통상자원부.

본 연구에서는 전력소비 증가율의 실적치를 반영하고 보다 보수적으로 전력수요 증가추세를 고려한 8차 수급계획에서 제시한 소비량 추정치를 이용하여 분석을 시행한다. <표 4>에서 나타나듯이 8차 수급계획에서는 7차 수급계획에 비해 연도별로 수요예측치가 적게는 7%에서 많게는 25%까지 감소하는 것을 확인할 수 있다.

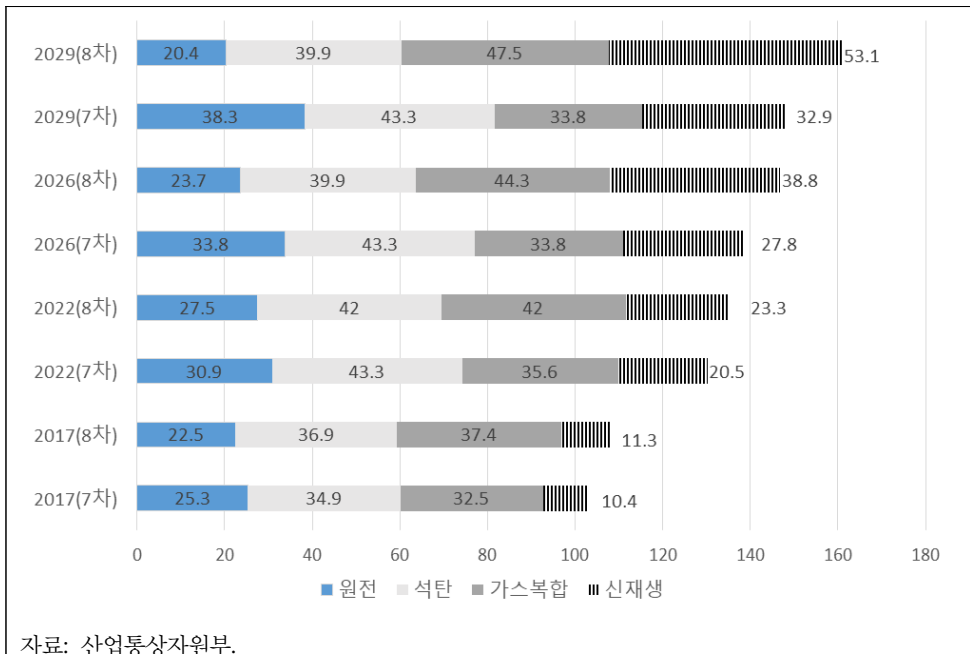
2) 전원구성의 변화

7차와 8차의 수급계획의 큰 차이점 중 하나는 7차에 비해 8차 계획에서 원전의 비중을 대폭 축소하고, 신재생 에너지의 비중을 확대한 것이다. 두 수급계획에 따른 전원구성 전망치는 <그림 2>와 같다. 원자력은 7차 계획에서는 2020년의 22.5GW에서 지속적으로 증가하여 2029년에 38.3GW에 이르는 것으로 예정되었으나, 8차 계획에서는 2022년까지 27.5GW로 증가하다가 그 이후로 감소하여 2030년에는 20.4GW에 이르도록 설계되어 있다. 이에 따라 전체 전원 상 비중은 2029년 26.4%에서 8차 계획에 따르면 2030년 기준 11.7%로 빠르게 감소한다.

반면 신재생에너지는 7차 계획에서 2029년 기준 32.9GW에서 8차 계획에서는 2030년 58.5GW까지 증가하도록 예정되어 있어 그 비중이 각각 20.1%에서 33.7%로 증가한다. 본 연구에서는 만약 8차 수급계획이 아니라 7차 수급계획에 따라 원전을 유지 및 확대할 경우에 이에 따른 발전량의 변화와 균등화 발전비용이 어떻게 변화하는지를 분석한다.

<그림 2> 수급계획상 전원구성 비교(7차 수급계획과 8차 수급계획)

(단위: GW)



3) 전원별 비용구성의 변화: 경제급전 대 환경급전

7차 수급계획에서 이미 환경에 대한 고려가 전원믹스의 고려요인으로 작용하였으나 8차 수급계획에서는 전기사업법 개정(2017년 3월)으로 환경과 국민안전을 고려하는 정책조화가 기존의 경제성 중심의 전원믹스에 명시적으로 추가되었다. 에너지 전환정책을 통해 2022년 이후 전원구성의 전환이 뚜렷하게 변화하고, 2030년에 재생에너지를 전체 발전량의 20%로 확대하며 미세먼지 대책으로 노후석탄발전소의 조기 폐지, 석탄발전의 가스복합으로의 전환 등을 통해 온실가스 감축목표를 이행하며 그 중 발전부문은 19.9% 감축하기로 하였다.

오염물질 저감을 위해 사용되는 약품비, 폐수처리비 등 환경개선비용과 온실가스 배출권 거래비용이 반영되어 석탄은 발전원가가 19.2원/kWh, 가스는 8.2원/kWh 상승하도록 조정하였고, 석탄에 개별소비세 6원/kg도 인상되었으며, 균등화 발전원가를 주기적으로 산정하도록 하였다. 본 연구에서 이용한 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017)의 균등화 발전원가는 위와 같은 환경급전을 적극적으로 반영한 사례이며 <표 3>의 탄소배출비용과 대기오염비용이 위와 같은 8차 수급계획의 변화를 적극적으로 발전원가에 반영한 사례이다.

또한 탄소배출과 미세먼지 저감을 위해 노후석탄 가동을 중지하고 대기오염경보 발령 등 미세먼지 감축이 필요한 경우 대기환경보전법에 따라 석탄발전의 상한을 제약할 수 있도록 하였다. 본 연구에서는 위와 같은 8차 수급계획의 탄소배출과 미세먼지 저감을 위한 제약조건을 추가하여 비용최적화 모형을 구성한다.

2. 모형과 시뮬레이션

1) 균등화 발전비용 최적화 모형

본 연구에서는 원전의 발전용량을 7차 수급계획 수준으로 유지할 경우의 전원별 발전량과 균등화 발전비용을 추정한다. 단 원자력발전의 대체 전원 및 대체발전량은 석탄발전, 가스복합발전으로 가정한다. 신재생에너지발전의 경우에는 탈 원전 정책과 관계없이 발전용량과 발전량 증가가 8차 수급계획에서 설정된 수준에서 유지된다고 가정한다⁹⁾. 또한 원전 발전량 증가 이전의 이산화탄소 배출량과 증가 이후의 배출량이 최소한

동일하도록 설정하는데 이는 온실가스 배출량 증가의 억제를 환경을 고려한 전력계통 운영의 핵심요소로 설정했음을 의미한다. 나아가 8차 수급계획에서 반영한 미세먼지 저감 조치와 탄소배출량을 고려하여 8차 수급계획에 따라 운전될 경우의 석탄발전 상한제약의 예상치인 석탄발전 용량의 70%이하(2020년 기준)로만 석탄발전량을 출력할 수 있다는 가정을 반영한다.

이러한 가정들은 첫째, 신재생에너지의 발전량을 계통운영 등의 제약 등을 고려하여 정확히 산출하기 어렵고, 신재생 에너지의 사회적 비용을 산출하는 것이 전통 전원의 경우보다 더 어렵다는 문제점⁹⁾을 고려한 것이다. 둘째, 온실가스 배출의 양을 제8차 수급계획이 정한 일정수준 이하로 유지하는 제약조건 없이 발전비용 최적화 차원에서 나온 발전량의 변화와 사회적 비용을 산출하는 것도 고려해 볼 수 있으나 이를 위해서는 신재생에너지의 시간당 발전량에 대한 분석이 포함되어야 하고, 정교한 발전계획 모형이 필요하다. 이용가능한 발전원별 발전기를 모두 가동할 경우의 최적발전 전원조합은 발전기 입출력곡선, 출력증감발율, 정비계획, 고장 정지율, 발전기 특성 및 시간별 전력수요 곡선 특성, 송전제약 등 많은 제약조건을 고려하여야 하는데 이를 위해서는 매우 복잡한 모형이 필요하며 특히 신재생에너지는 계통에 미치는 제약으로 인해 시간당 발전량을 정확히 산정하기 매우 어렵다. 셋째, 8차 수급계획이 대기오염이나 환경과 관련한 신재생에너지의 유용성을 고려한다는 측면에서 신재생에너지의 발전량을 8차 수급계획 수준으로 유지하고, 환경급전을 고려한다는 측면에서 탄소 배출량과 미세먼지 수준을 8차 수급계획 수준이나 그 이하로 유지한다는 전제를 고려한 것이다.

따라서 본 연구에서 이용한 환경급전과 관련된 세 가지의 제약조건은 ①탄소배출 수준을 8차 수급계획 수준이하로 유지하며 ②석탄발전소의 감발을 통해 미세먼지 수준을 8차 수급계획 예측수준으로 유지한다는 환경적 측면을 고려한 가정, ③8차 수급계획 상

9) 이 가정은 본 연구의 모형이 탈 원전에 따른 사회적 비용의 추가적 증가분을 매우 보수적으로 산정하도록 유도한다. 전원별 이용률에 따른 신재생에너지와 가스 복합간의 균등화 발전비용의 역전에 대해서는 강건성 분석 절에서 추가적으로 분석한다.

10) 균등화발전비용으로 발전원별 사회적 비용을 산출할 때 신재생에너지의 비용 산출은 다른 전통전원의 비용 산출에 비해 비용을 추정하는데 추가적인 어려움이 존재한다. 예를 들어 태양광이나 풍력자원의 산발적 발생 특성에 따른 급전의 가능성이나 전력계통에 대한 부담, 에너지 저장 등을 고려할 때 평균적인 비용을 산출하는 균등화 비용의 개념으로는 포괄 할 수 없는 특성들은 균등화 발전비용에 추가요소를 반영하거나 일종의 균등화 회피비용을 산정해야 산출가능하다.

의 신재생 에너지 발전용량과 발전량을 주어진 조건으로 가정한다는 것이다. 본 연구에서 원전의 발전용량을 7차 수급계획 수준으로 유지하면서 위의 제약조건들을 고려한 균등화 발전비용을 최소화하는 최적화 모형은 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \min_{K_j, G_j} &= \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} \overline{LCOE}_{jt} \\ \text{s.t.} & \\ \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} G_{jt} &= \sum_{t \in T} D_t^8 - \sum_{t \in T} G_{Rt}^8, \forall j \in (N, C, L) \end{aligned} \quad (1)$$

$$K_N = \overline{K_N^7}, \sum_{t \in T} G_{Nt} = \sum_{t \in T} \overline{G_{Nt}^7} \quad (2)$$

$$K_R = \overline{K_R^8}, \sum_{t \in T} G_{Rt} = \sum_{t \in T} \overline{G_{Rt}^8} \quad (3)$$

$$\sum_{t \in T} \Delta G_{Nt} = - \sum_{t \in T} (\Delta G_{Ct} + \Delta G_{Lt}) \quad (4)$$

$$\sum_{t \in T} \Delta G_{Ct} \times E_{Gt} + \sum_{t \in T} \Delta G_{Lt} \times E_{Ct} \leq 0 \quad (5)$$

$$\sum_{t \in T} G_{Ct} \leq \sum_{t \in T} 0.7 \times K_{Ct}, K_{Ct} = K_C \quad (6)$$

$$\sum_{t \in T} G_{Lt} \geq \sum_{t \in T} 0.1 \times K_{Lt}, K_{Lt} = K_L \quad (7)$$

여기서 K_j 는 각 전원별 발전용량을 의미하며 J는 원자력(N), 석탄(C), 가스복합(L), 태양광과 풍력으로 구성된 신재생 발전기(R)를 포함한다. t는 1년의 8,760시간을 의미하며 G_{jt} 는 매 시간마다 각 발전원 j별 발전량을 의미한다. 본 연구에서 이용한 연간 분석 기간은 2020년에서 2031년까지이다. 분석기간 동안 연 단위로 사회적 비용을 망라한 균등화 발전비용을 최소화하는 것이 목적함수이다. G_{Rt} 는 신재생에너지의 시간당 발전량을 나타내는 것으로 제약조건(1)은 연간단위로 산정할 때 8차 수급계획에 따른 시간당

전력수요(D_t^8)에서 신재생에너지 발전량을 제한 값을 전통전원의 발전량으로 충족되다
는 수요공급 일치조건을 의미한다. 제약조건(2)는 원자력 발전의 용량과 연간 발전량은
7차 수급계획에 따름을 의미한다. 여기서 $\overline{K_N^7}$ 은 7차 수급계획에 따른 원전의 발전용량,
 $\overline{G_{Nt}^7}$ 은 7차 수급계획에 따른 시간당 발전량을 의미한다. $\overline{K_R^8}$ 은 신재생 발전원의 8차 수
급계획 상의 용량을 의미하고, $\overline{G_{Rt}^8}$ 는 시간당 발전량을 의미하며 따라서 제약조건(3)은
신재생에너지의 발전 용량과 연간 발전량은 8차 수급계획과 동일하게 유지된다는 것을
의미한다. 제약조건(4)는 신재생에너지의 발전용량과 발전량이 고정되어 있으므로 원
자력의 시간당 발전 증가량(ΔG_{Nt})은 석탄의 감발량과 가스복합의 감발량(ΔG_{Ct} ,
 ΔG_{Gt})으로 충족된다는 조건을 의미한다. E_{Ct} 는 석탄발전의 배출계수(톤/MWh), E_{Gt}
는 가스 발전의 배출계수(톤/MWh)를 나타내며 따라서 제약조건(5)는 원전은 탄소를 배
출하지 않으므로 원전의 발전량이 증가함에 따라 전통 전원인 석탄과 가스 복합의 발전
량의 변화에 따라 적어도 탄소배출량은 8차 수급계획이 설정한 값과 동일하거나 그 보
다 더 낮아진다는 것을 의미한다. 참고로 석탄발전의 계수는 에너지경제연구원(2017)
은 0.8193 톤/MWh, 산업조직학회(2017)은 0.7498톤/MWh를 이용한다. 가스복합발전
의 배출계수는 각각 0.4928 톤/MWh, 0.3275톤/MWh이다. 식 (4)와 식 (5)로부터
$$\Delta G_C = -\frac{E_C \times G_N}{(E_C - E_G)}, \Delta G_G = \frac{E_G \times G_N}{(E_C - E_G)}$$
가 성립한다. 식 (6)은 탄소배출량의 유
지와 미세먼지 저감조치를 위해 석탄의 발전량은 용량의 70% 이하로 운영되어야 한다
는 조건¹¹⁾이며 식(7)은 송전제약 등 시스템 안정성의 조건으로 가스복합발전기는 최소
한 발전용량의 10%는 가동해야 한다는 운영제약 조건을 의미한다.

2) 전원구성의 변화에 따른 발전량의 변화

8차 수급계획에 따른 발전량과 7차 수급계획 수준으로 원전의 용량을 유지 및 확대하
는 경우의 발전량의 차이를 전원별로 나타내면 <표 5>와 같다. 7차 수급계획 수준으로
원전의 용량과 발전량을 증가시키게 되면 탄소배출을 8차 수급계획 목표수준 이하로 유지

11) 8차 수급계획상의 2031년까지의 전원별 발전 이용률을 살펴보면 석탄의 최대 발전이용률은 70%이다. 참
고로 8차 수급계획의 미세먼지(PM 2.5) 배출량은 2017년 3.4만톤, 2022년 1.9만톤, 2030년 1.3만톤이다.

한다는 제약조건(5)와 미세먼지를 8차 수급계획 수준으로 유지한다는 제약조건(6)을 고려할 경우, 원자력 증가로 인해 2022년~2026년까지는 오히려 석탄발전량을 증가시킬 수 있고, 대신 상대적으로 균등화 발전비용이 높은 가스 발전량은 감소하게 된다. 7차 수급계획대로 원전의 발전용량과 발전량을 유지하게 되면 각 전원별 발전량은 원전은 2020~2031년 동안 연간 8차 수급계획대비 최소 3%에서 87%까지 증가하고, 석탄은 2026년까지는 2~9% 수준으로 증가하지만 이후 27%까지 감소하게 된다. 반면 가스 복합은 값싼 원전발전량이 증가함에 따라 8차 계획대비 5%~62%까지 감소한다.¹²⁾(<그림 3> 참조).

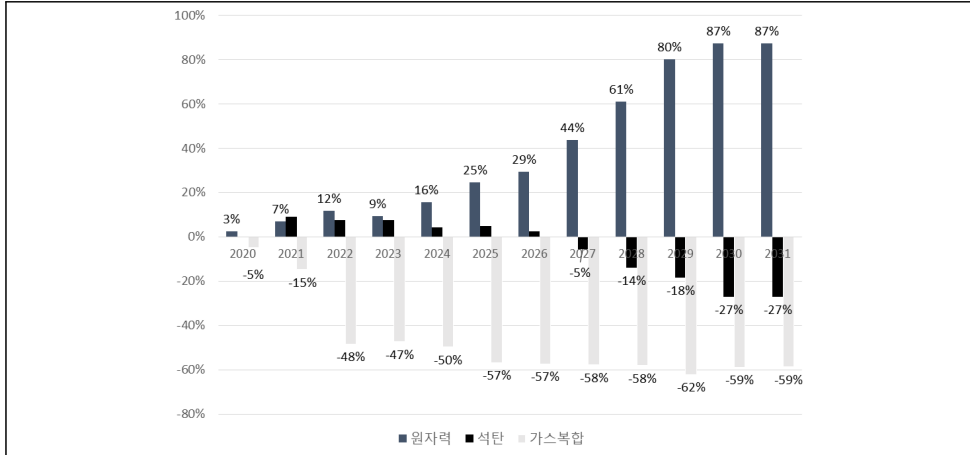
〈표 5〉 원전발전용량 유지시 전원별 발전량의 변화(원전을 7차 수급계획수준으로 유지)
(단위: GWh)

| 연도 | 원자력발전증가량 (GWh) | 석탄발전증가량 (GWh) | 가스복합발전증가량 (GWh) |
|------|-------------------|------------------|--------------------|
| 2020 | 4,758 | 0 | -4,758 |
| 2021 | 12,934 | 0 | -12,934 |
| 2022 | 22,746 | 18,414 | -41,160 |
| 2023 | 18,804 | 18,414 | -37,218 |
| 2024 | 31,155 | 10,149 | -41,305 |
| 2025 | 45,025 | 11,024 | -56,050 |
| 2026 | 51,858 | 5,563 | -57,421 |
| 2027 | 72,824 | -12,159 | -60,664 |
| 2028 | 94,490 | -31,190 | -63,300 |
| 2029 | 115,602 | -39,574 | -76,028 |
| 2030 | 125,646 | -58,370 | -67,276 |
| 2031 | 125,646 | -58,159 | -67,488 |

12) 2026년까지는 탄소배출량이 8차 수급계획수준으로 유지되고, 원전의 발전량의 증가로 인해 2027년 이후에는 석탄과 가스복합의 발전량이 모두 감소하여 탄소배출량은 8차 수급계획수준을 하회하게 된다.

<그림 3> 전원별 발전량의 변화 추이(원전을 7차 수급계획 수준으로 유지)

(단위: %)



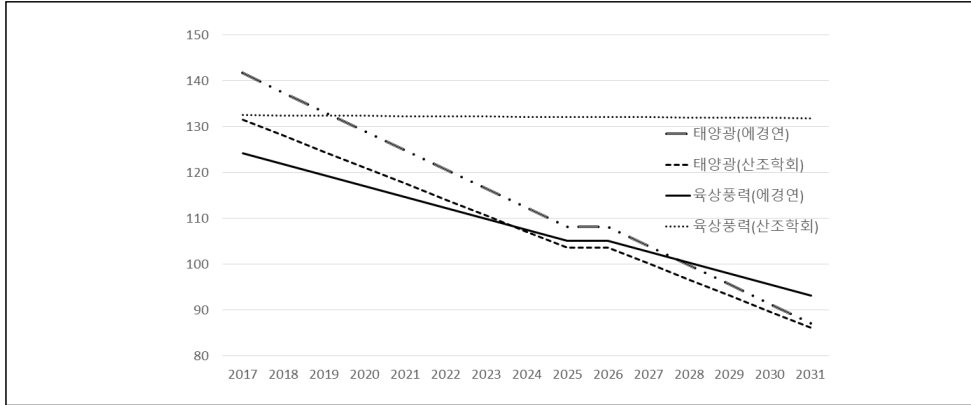
3) 전원구성의 변화에 따른 사회적 비용의 변화

7차 수급계획으로 원전의 용량과 발전량을 유지하는 대신 8차 수급계획으로 원전의 발전용량과 발전량을 줄여나갈 때 전체 사회적 비용의 변화는 <표 6>과 같다. <표 6>의 시뮬레이션 결과를 살펴보면 2030년에는 약 18~19% 수준으로 균등화 발전비용이 증가함을 확인할 수 있다. <표 6>의 결과는 원전과 신재생에너지의 증가에 따른 석탄과 가스 복합의 이용률이 감소함에 따라 증가하는 균등화 발전비용은 고려하지 않고 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017)가 발전 이용률이 80%라는 가정 하에 제시한 균등화 발전비용이 2031년까지 유지된다는 전제하에 도출된 값이다. 만약 두 연구에서 산정한 신재생 에너지 중 풍력의 균등화 발전비용을 가스복합과 비교할 경우 2030년 정도에 두 전원간의 균등화 발전비용의 역전¹³⁾이 발생하므로 신재생에너지 전원의 변화까지 가능하도록 최적화 모형을 구성한다면 사회적 비용의 격차는 2030년 이전에는 훨씬 증가하게 된다. 따라서 본 연구에서 산정한 사회적 비용의 격차는 상당히 보수적인 수준으로 추정된 값이다. 참고로 <그림 4>는 두 연구기관의 태양광(100~3,000kw)과 육상풍력의 발전단가의 연도별 감소추이를 나타낸 것이다.

13) 두 전원간의 역전 여부를 확인할 때 필요한 신재생에너지의 연도별 균등화 발전비용은 산업조직학회(2017)과 에너지경제연구원(2017)이 제시한 풍력(육상)과 태양광의 발전량 가중 평균치를 이용하여 산정했다.

〈그림 4〉 신재생에너지 균등화 발전원가 변동 추이

(단위: 원/kWh)



〈표 6〉 사회적비용 변화 시뮬레이션 I (발전 이용률 고정 가정)

(단위: 백만원)

| 연도 | 에너지경제연구원 | | | 산업조직학회 | | |
|------|--------------|-----------------|----------------|--------------|-----------------|----------------|
| | 균등화비용 고정 (A) | 8차 계획 균등화비용 (B) | 비중 ((A/B)*100) | 균등화비용 고정 (A) | 8차 계획 균등화비용 (B) | 비중 ((A/B)*100) |
| 2020 | 165,204 | 46,030,992 | 0.36% | 135,083 | 45,726,822 | 0.30% |
| 2021 | 478,581 | 46,666,048 | 1.03% | 396,706 | 46,407,347 | 0.85% |
| 2022 | 966,218 | 47,089,945 | 2.05% | 744,980 | 46,864,543 | 1.59% |
| 2023 | 1,190,373 | 47,361,861 | 2.51% | 975,244 | 47,182,778 | 2.07% |
| 2024 | 2,476,705 | 47,881,690 | 5.17% | 2,183,212 | 47,669,351 | 4.58% |
| 2025 | 3,469,194 | 48,463,250 | 7.16% | 3,070,880 | 48,172,827 | 6.37% |
| 2026 | 3,819,453 | 49,027,661 | 7.79% | 3,398,159 | 48,682,711 | 6.98% |
| 2027 | 5,201,707 | 49,255,977 | 10.56% | 4,710,447 | 48,898,401 | 9.63% |
| 2028 | 6,740,403 | 49,382,588 | 13.65% | 6,183,932 | 49,022,737 | 12.61% |
| 2029 | 8,240,997 | 49,500,452 | 16.65% | 7,588,861 | 49,113,724 | 15.45% |
| 2030 | 9,294,212 | 49,116,782 | 18.92% | 8,666,265 | 48,825,794 | 17.75% |
| 2031 | 9,036,965 | 48,673,753 | 18.57% | 8,439,039 | 48,467,848 | 17.41% |

주: 1) 원전, 석탄, 가스 복합의 전원별 균등화 발전비용의 값은 2017년의 비용을 2031년까지 그대로 적용하고 신재생에너지 전원의 경우에는 학습효과와 기술개발의 가능성을 감안하여 두 연구기관의 2017년과 2030년 값을 연결하여 계산한 값 사용.

2) 균등화비용(A)은 7차와 8차 전원별 발전량의 차이에 따른 추가 균등화 비용이고 8차 계획 균등화 비용은 균등화 발전원가를 8차 전원별 발전량에 곱하여 산정함.

4) 강건성 분석: 발전 이용률 변화에 따른 균등화 발전비용 변화

본 연구에서 이용한 균등화 발전비용은 세 가지 전통전원 모두 이용률 80%를 가정하여 산출한 것이다. 8차 수급계획에 따른 사회적 비용 추정 시 전원별 이용률은 원자력 약 80%, 석탄 62%~70%, 가스복합 22%~30% 수준으로 석탄과 가스복합의 이용률이 감소해간다. 균등화 발전비용은 발전기의 이용률에 영향을 받으므로 석탄 및 가스복합 두 전원의 균등화 발전비용은 더 높아지게 된다¹⁴⁾. <표 6>에 이용된 전원별 균등화 원가를 이용할 경우에는 2030년이 가스복합과 풍력발전의 비용 역전이 발생할 수 있는 시점이고,

<표 7> 사회적비용 변화 시뮬레이션 II (발전 이용률 변화 반영)

(단위: 백만원)

| 연도 | 에너지 경제연구원 | | | 산업조직학회 | | |
|------|--------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|-------------------|
| | 균등화비용 변동 (A) | 8차 계획 균등화비용 (B) | 비중 ((A/B)*100) | 균등화비용 변동 (A) | 8차 계획 균등화비용 (B) | 비중 ((A/B)*100) |
| 2020 | 310,977 | 50,353,136 | 0.62% | 276,606 | 50,541,680 | 0.55% |
| 2021 | 874,822 | 50,707,825 | 1.73% | 781,396 | 50,993,572 | 1.53% |
| 2022 | 2,128,583 | 51,025,183 | 4.17% | 1,861,366 | 51,332,847 | 3.63% |
| 2023 | 2,231,977 | 51,093,654 | 4.37% | 1,974,388 | 51,453,538 | 3.84% |
| 2024 | 3,687,741 | 51,719,305 | 7.13% | 3,352,276 | 52,025,622 | 6.44% |
| 2025 | 5,127,255 | 52,748,865 | 9.72% | 4,673,364 | 52,948,708 | 8.83% |
| 2026 | 5,548,741 | 53,355,270 | 10.40% | 5,073,381 | 53,499,367 | 9.48% |
| 2027 | 7,125,204 | 53,731,222 | 13.26% | 6,585,855 | 53,858,412 | 12.23% |
| 2028 | 8,846,479 | 53,974,778 | 16.39% | 8,249,096 | 54,096,301 | 15.25% |
| 2029 | 10,781,856 | 54,447,830 | 19.80% | 10,081,640 | 54,503,808 | 18.50% |
| 2030 | 11,667,559 | 53,812,198 | 21.68% | 11,008,759 | 53,971,224 | 20.40% |
| 2031 | 11,415,661 | 53,391,742 | 21.38% | 10,786,587 | 53,635,197 | 20.11% |

주: 1) 원전, 석탄, 가스 복합의 전원별 균등화 발전비용의 값은 2017년의 비용을 2031년까지 그대로 적용하고 신재생에너지 전원의 경우에는 학습효과와 기술개발의 가능성을 감안하여 두 연구기관의 2017년과 2030년 값을 연결하여 계산한 값 사용.

2) 균등화비용(A)은 7차와 8차 전원별 발전량의 차이에 따른 추가 균등화 비용이고 8차 계획 균등화 비용은 균등화 발전원가를 8차 전원별 발전량에 곱하여 산정함.

14) 8차 전력수급기본계획의 석탄과 가스복합의 이용률의 평균인 65%, 26%를 반영하여 균등화발전비용을 계산하였다. 참고로 8차 수급계획상의 이용률에 따라 조정된 에너지 경제연구원과 산업조직학회의 균등화 발전비용은 각각 석탄이 86.57원/kwh, 87.2원/kWh이고 가스복합은 112.62원/kWh, 117.83원/kWh이다.

<표 7>에 이용된 이용률의 변화를 고려한 전원별 균등화 원가를 이용할 경우에는 2020~2021년에 비용 역전이 발생할 수 있다¹⁵⁾. 전원간의 이용률 변화까지 고려하게 되면 7차 수급계획에 따른 원자력발전량이 유지될 경우에 사회적 비용의 절감분은 에너지 경제연구원의 비용을 이용할 경우 2030년 기준으로 약 22%까지 증가함을 알 수 있다.

IV. 전원구성 및 이용률이 발전단가와 전기요금에 미치는 영향

전기요금은 정부가 직접적으로 개입하여 설정하므로 고정비와 변동비 원가를 정확하게 반영하도록 설계되어 있지 않으나 기본적으로는 전력의 직접적 공급과 관련된 고정비와 변동비에 근사하게 설정되어 있다¹⁶⁾. 따라서 사회적으로 고려되어야 할 외부비용은 거의 반영되어 있지 않다. 균등화 발전비용 중 외부비용에 해당하는 사고위험관련 비용이나 탄소배출비용¹⁷⁾, 기타 대기오염비용 등은 제외하고 고정비와 변동비 관련 균등화 발전비용을 기준으로 원전 용량과 가동률의 변화에 따라 발전단가와 이를 포함한 전기요금의 변화를 분석하였다.

1. 발전단가 변화 시뮬레이션

전체 사회적 비용을 고려하지 않고 현재처럼 직접적인 발전단가에 기초할 경우, 7차 수급계획과 비교하여 8차 수급계획은 발전단가는 최대 11%까지 증가하는 것을 <표 8>을 통해 확인할 수 있다. 단 이와 같은 시뮬레이션 결과는 전통전원의 용량 이용률이 80%라는 가정 하에 균등화 발전비용을 산정한 값이다.

15) 풍력발전의 이용률은 23% 기준이며 2020년, 2021년 균등화발전단가는 각각 117.09원/kWh, 114.71/kWh이다.

16) 전기요금에는 발전단가, 송배전관련 비용, 신재생에너지 공급의무화(RPS) 비용 등이 포함된다. 참고로 한전의 연결포괄손익계산서에 따르면 매출액 대비 당기순이익은 2013년 0%, 2014년 4.9%, 2015년 23%, 2016년 12%, 2017년 2%, 2018년 상반기 -4%에 달한다.

17) 탄소배출비용이 전기요금에는 포함되어 있지만, 배출권 무상할당분이 대부분이고, 실제 비용부담은 탄소배출비용의 약 10%로 크지 않다.

〈표 8〉 탈 원전에 따른 발전단가 변화 시뮬레이션 I (발전 이용률 고정 가정)

| 연도 | 에너지경제연구원 | | | 산업조직학회 | | |
|------|---------------|-----------------|------------|---------------|-----------------|------------|
| | 증가금액 (백만원) | 단위비용 (원/kWh) | 상승률 (%) | 증가금액 (백만원) | 단위비용 (원/kWh) | 상승률 (%) |
| 2020 | 335,833 | 0.25 | 0.23% | 349,837 | 0.27 | 0.25% |
| 2021 | 915,818 | 0.67 | 0.61% | 953,883 | 0.73 | 0.67% |
| 2022 | 2,267,069 | 2.03 | 1.89% | 2,232,034 | 2.03 | 1.89% |
| 2023 | 2,362,215 | 2.48 | 2.32% | 2,315,579 | 2.46 | 2.30% |
| 2024 | 3,738,434 | 4.10 | 3.89% | 3,773,916 | 4.17 | 3.96% |
| 2025 | 5,207,214 | 5.60 | 5.39% | 5,278,669 | 5.73 | 5.52% |
| 2026 | 5,561,998 | 5.77 | 5.56% | 5,683,808 | 5.95 | 5.74% |
| 2027 | 6,951,610 | 6.89 | 6.71% | 7,233,261 | 7.23 | 7.07% |
| 2028 | 8,426,998 | 8.13 | 8.01% | 8,877,803 | 8.63 | 8.55% |
| 2029 | 10,143,074 | 9.65 | 9.66% | 10,702,435 | 10.25 | 10.32% |
| 2030 | 10,720,870 | 10.19 | 10.25% | 11,413,884 | 10.89 | 11.04% |
| 2031 | 10,302,111 | 9.45 | 9.44% | 10,993,953 | 10.11 | 10.17% |

2. 발전이용률 변화에 따른 발전단가 변화

8차 수급계획을 적용할 경우 석탄과 가스복합의 이용률이 감소하게 되고 이는 균등화 발전비용을 상승시켜 발전단가에도 상승요인으로 작용할 수 있다. 발전원별 이용률의 변화를 반영하여 발전단가 상승요인을 시뮬레이션하면 <표 9>의 결과를 얻게 된다. 2030년 기준으로 약 20~22% 상승하게 된다.

〈표 9〉 탈 원전에 따른 발전단가 변화 시뮬레이션 II (발전 이용률 변화 반영)

| 연도 | 에너지경제연구원 | | 산업조직학회 | |
|------|-----------------|------------|-----------------|------------|
| | 단위비용 (원/kWh) | 상승률 (%) | 단위비용 (원/kWh) | 상승률 (%) |
| 2020 | 0.62 | 0.57% | 0.65 | 0.59% |
| 2021 | 1.67 | 1.55% | 1.74 | 1.61% |
| 2022 | 4.08 | 3.87% | 4.01 | 3.80% |
| 2023 | 4.21 | 3.99% | 4.12 | 3.91% |
| 2024 | 6.60 | 6.41% | 6.67 | 6.48% |
| 2025 | 9.14 | 9.10% | 9.26 | 9.24% |
| 2026 | 9.71 | 9.73% | 9.92 | 9.96% |
| 2027 | 12.08 | 12.40% | 12.57 | 12.97% |
| 2028 | 14.60 | 15.38% | 15.39 | 16.34% |
| 2029 | 17.53 | 19.06% | 18.50 | 20.32% |
| 2030 | 18.50 | 20.32% | 19.69 | 21.92% |
| 2031 | 17.75 | 19.34% | 18.94 | 20.91% |

3. 전기요금의 변화 시뮬레이션

전원별 발전 이용률을 반영하여 발전단가를 산정한 <표 9>의 발전단가 증가분을 2018년 전력 판매단가 109원/kWh와 비교할 때 전기요금 중 산업조직학회(2017)의 외부비용을 제외한 발전단가는 전력 판매단가의 약 80%, 에너지경제연구원(2017)은 약 82%를 차지한다¹⁸⁾. <표 10>에 따르면 발전단가가 전력 판매단가에서 차지하는 비중을 유지하면서 전기요금 중 나머지 요인이 변화가 없을 경우 전기요금은 2030년 기준으로 17%에서 18.1% 상승할 유인이 발생한다¹⁹⁾.

<표 10> 탈 원전에 따른 전기요금 증가율 추이

(단위: %)

| 연도 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 예정연 | 0.6 | 1.5 | 3.7 | 3.9 | 6.1 | 8.4 | 8.9 | 11.1 | 13.4 | 16.1 | 17 | 16.3 |
| 산조학회 | 0.6 | 1.6 | 3.7 | 3.8 | 6.1 | 8.5 | 9.1 | 11.5 | 14.1 | 17 | 18.1 | 17.4 |

V. 시사점 및 한계

본 연구는 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017)의 전원별 외부성을 계량화하여 포함시킨 균등화 발전비용 연구에 기초하여 원전이 다른 원전에 비해 어느 정도 경제성이 있는지를 7차와 8차의 두 개의 수급계획을 비교하여 분석하였다. 원전의 사고 비용을 고려하여 외부비용을 내부화하면 원전이 갖는 전원간의 상대적 경제성이 단순한 고정비와 변동비로 구성된 발전단가에 기초한 경제적 급전으로 전원믹스를 고려한 경우에 비해 상당히 높아진다. 그러나 정부가 고려했던 7차 수급계획에 따라 원전을 증설하게 될 경우와 원전을 축소하고 신재생에너지를 확대하는 8차 수급계획을 비교한 결과, 적어도 원전 축소에 따른 사회적 비용은 2030년 기준으로 8차 수급계획에 따른 사회

18) 2017년 기준으로 한전의 손익계산서 상 발전단가는 총수입의 83.6%를 차지하고 있고, 총괄원가의 83.3%를 차지하고 있어 계산방식은 다르나 본 연구에서 이용한 균등화 원가와 비중면에서는 유사하다.

19) 현재 전기요금은 도매시장의 한계시장가격, 용량가격에 기초하여 여러 가지 비용요소를 포함하여 책정되어 있으며 계약종별로도 차이가 크다. 7차 수급계획수준으로 원전의 발전용량을 유지할 경우의 전기요금에 미치는 영향은 다양한 분석이 추가적으로 필요하다.

적 비용의 약 22%까지 상승할 수 있으며, 직접적인 발전원가는 22%, 발전단가를 포함하여 책정되고 있는 전기요금 수준은 약 18% 증가할 수 있다는 시뮬레이션 결과를 도출하였다. 이와 같은 결과는 여러 가지 가정에 근거하지만 신재생에너지의 발전용량과 이용률을 8차 수급계획 수준으로 유지한다는 전제하에 산출된 값이다. 따라서 상대적으로 비용경쟁력이 존재하는 석탄과 가스복합 전원을 덜 이용하도록 설정된 모형에서 도출된 값으로 원전의 발전용량과 발전량의 증가가 초래하는 사회적 비용의 감소분을 상당히 보수적으로 산정한 값이다.

본 연구의 결과는 7차 수급계획에 따라 원전을 확대할 경우, 이산화탄소와 미세먼지 배출량도 줄이면서 전원믹스의 경제성도 제고할 수 있음을 시사한다. 단 원전의 사고 잠재성을 감소시킨 사회적 편익이 원전의 사고위험비용을 사회적 비용에 포함시킨 부분 이외에 추가적으로 어느 정도인지를 추정해야 외부성을 고려한 전원믹스의 경제성 파악이 가능하다. 또한 석탄과 가스복합 전원역시 탄소배출과 미세먼지 등 대기오염 유발요인이 미치는 외부성의 수준을 본 연구에서 포괄한 수준이상으로 확대해서 분석하는 작업이 필요하다.

본 연구의 결과는 여러 가지 가정에 기초한다. 첫째, 균등화 발전비용의 수치가 두 연구기관의 연구결과에 의존하기 때문에 균등화 발전비용이 전원별 비용을 반영하는 데 있어서 가지고 있는 내생적인 한계나 두 기관이 이용한 여러 전제조건 타당성의 문제 등은 여전히 본 연구결과에 대해서도 제기 될 수 있다. 그러나 두 기관의 연구는 현재로서는 국내에서 이루어진 가장 최근의 체계적인 연구라는 점에서 의의가 있다. 둘째, 2031년까지의 균등화 발전비용의 변화를 추산하는 것은 매우 어려운 일이므로 본 연구에서는 전통전원의 균등화 발전비용의 시계열 값을 이용할 때 2017년 기준으로 계산된 수치를 2031년까지 이용하고 있다. 그러나 두 기관에서 구한 값의 시계열적 흐름이 연료 가격의 변화, 기술변화, 기타 여러 환경조건에 따라 어떻게 변동할 지에 대해서도 논의하기가 쉽지 않다. 또한 신재생에너지의 기술개발에 따른 전원별 비용에 대해서도 두 연구기관에서 제시한 값 이상의 논의를 제공하기 어렵다. 셋째, 최적발전 전원조합을 도출하기 위해서는 발전기 특성 및 시간별 전력 수요곡선의 특징 같은 많은 현실적 제약조건이 필요한데 본 연구에서는 실제 발전기별 제약조건을 모두 고려한 실시간 모형을 이용하기 어려워 모형을 단순화해 연간 단위로 발전원별 발전량을 도출하였다. 따라서 본 모

형의 시뮬레이션 결과를 이용할 경우에는 여러 가지 전제 조건에 대한 제약과 이해가 필요하다. 발전의 기술적 제약조건을 단순화하고, 외부성을 고려한 전원별 사회적 비용을 추정하는 과정에서 도입된 다양한 가정에도 불구하고 본 연구는 국내 최초로 에너지전환정책에 따라 지불해야 할 사회적 비용의 크기를 측정했다는 면에서 의의가 있다. 발전의 사회적 비용을 측정하는데 있어서 균등화 발전비용이 갖는 한계를 해결하고 각 전원의 기회비용 측면을 고려할 수 있는 균등화 회피비용의 산정은 추후 연구과제로 남긴다.

[References]

- 노동석, 『원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구』, 에너지경제연구원, 2013.
- 문영석·노동석·조상민, “에너지믹스 변화의 추정: 신재생확대 시나리오”, 『에너지경제연구』, 제10권 제2호, 2011, pp. 169~186.
- 산업조직학회, 『전통전원 및 재생에너지 균등화발전비용의 전망과 향후과제』, 간담회 발표자료, 2017.12.
- 산업통상자원부, 『제7차 전력수급기본계획』, 2015.7
- 산업통상자원부 『제8차 전력수급기본계획』, 2017.12
- 에너지경제연구원, 『발전원별 균등화 발전비용 추산』, 간담회 발표자료, 2017.12.
- 에너지경제연구원, 『원자력발전의 경제적 사회적 비용을 고려한 적정 전원 믹스 연구』, 기본연구보고서, 2015, pp. 15-24.
- 일본 경제산업성, 『장기에너지 수급전망 소위원회에 대한 발전비용 등의 검증에 관한 보고』, 2015
- 전력경제REVIEW, 『주요국 신재생발전 간헐성 대응동향』, 2019.3.
- 조성진·박찬국, 『원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(제3차년도)』, 에너지경제연구원, 2015.
- 조영탁·박종배, 『우리나라 균등화 발전비용 산정결과 비교평가 -산업조직학회와 에너지경제연구원의 연구결과 비교-』, 2017.12.
- 조영탁·석광훈·박종배, “사회적 비용을 고려한 국내 주요 발전기술의 균등화 발전비용

- 산정”, 「전기학회논문지」, 제67권 제2호, 2018, pp. 170~185.
- 최봉석·박찬국, 『원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(전원별 외부비용추정)』, 에너지경제연구원, 2014.
- Borenstein, S., “The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation”, *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 26, No. 1, 2012, pp. 67~92.
- Brown, A., P. Beiter, D. Heimiller, C. Davidson, P. Denholm, J. Melius, A. Lopez, D. Hetterger, D. Mulcahy, and G. Porro, *Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results*, NREL, 2016.
- European Commission, *External Costs: Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*, Community Research, 2003.
- ExternE, *ExternE - Externalities of Energy - Vol. 5: Nuclear*, European Commission, Document EUR 16524, Brussels/Luxemburg.
- Grausz, S., *The Social Cost of Coal: Implications for the World Bank*, World Bank, 2011.
- IEA, *Projected Costs of Generation Electricity 2015 Edition*, 2015.
- Jowkow, P., “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies”, *American Economic Review*, Vol. 101, No. 3, 2011, pp. 238~241.
- Namovicz, C., *Modeling Intermittent Resources*, EPRI, 2014.
- Parry, I., D. Heine, E. Lis, and S. Li, *Getting Energy Prices Right: From Principle to Practice*, IMF, 2014.
- Pawel, I., “The cost of storage-how to calculate the levelized cost of stored energy(LCOE) and applications to renewable energy generation”, *Energy Procedia*, Vol. 46, 2014, pp. 68~77.