자원·환경경제연구 제 28 권 제 2 호
Environmental and Resource Economics Review
Volume 28, Number 2, June 2019 : pp. 201~229
DOI: https://doi.org/10.15266/KEREA.2019.28.2.201

제7차 및 제8차 전력수급기본계획 전원 구성 전환에 따른 경제성 및 환경성 변화 분석 연구

조성진* · 윤태연** · 김윤경***

요 약 : 제7차 전력수급기본계획과 제8차 전력수급기본계획이 고려하는 핵심가치의 범위는 다르다. 전자는 공급안정성과 경제성을, 후자는 여기에 더해서 환경성과 발전 설비의 안전성도 포함하였다. 이는 전원 구성의 전환을 가져왔다. 이에 본 논문에서는 제7차 전력수급기본계획과 제8차 전력수급기본계획의 전원 구성 변화에 따른 영향을 전기요금측면에서 경제성으로, CO_2 배출량과 대기오염물질(NOx, SOx, PM) 배출량측면에서 환경성으로 대표하여 추정하였다. 더하여 전원 구성과 전력수요 전망을 조합 및 절충하는 시나리오들을 설정하여 경제성과 환경성 간의 관계를 고려하는 다수의 전원 구성 전환 경로를 검토하였다. 전력계통 모의 전산모형인 M-CORE를 이용한 분석 결과에 따르면 제7차 전력수급기본계획에서 제8차 전력수급기본계획으로의 전원 구성 전환은 중·장기에 전기요금을 인상시키지만 동시에 온실가스와 대기오염물질 배출량을 저감시킨다. 전력수급기본계획을 혼합하는 전원 구성의 대안은 장기에 전기요금의 인상과 온실가스와 대기오염물질 저감량 사이의 상충관계를 완화시킬 수 있다. 전력수급계획을 수립할 때에 공급 안정성, 환경성, 경제성, 효율성, 안전성, 에너지 안보 등의 핵심가치들을 동시에 최적화하는 전원 구성을 도출하기는 어렵다. 그러나 핵심가치들에 근접한 다양한 전원 구성 경로를 탐색하여 각각의 미시적·거시적 영향을 제시하는 것은 국민들에게 미래지향적인 전원 구성으로의 전환 방향을 고민할 수 있는 선택안을 제공할 수 있을 것이다.

주제어 : 전력수급기본계획, 전원 구성, 에너지전환, 전기요금, 온실가스

JEL 분류 : Q4, Q47, Q48

접수일(2019년 5월 29일), 수정일(2019년 6월 17일), 게재확정일(2019년 6월 18일)

* 에너지경제연구원 에너지산업연구본부 원자력정책연구팀 연구위원, 제1저자(e-mail: chosj0327@keei.re.kr)
** 선문대학교 국제경제통상학과 조교수, 선문대학교 글로벌지속가능경제연구소, 공동저자(e-mail: tay07001@sunmoon.ac.kr)
*** 이화여자대학교 사회과학대학 경제학전공 교수, 교신저자(e-mail: yoonkkim@ewha.ac.kr)

A Study of Economic Efficiency and Environmental Performance Due to the Conversion of the 7th and 8th Basic Plan for Long-term Power Supply and Demand

Sungjin Cho*, Teayeon Yoon**, and Yoon Kyung Kim***

ABSTRACT : This paper estimates the effects of generation mix changes in the 7th and 8th Basic Plan for Long-term Power Supply and Demand from two aspects: economic efficiency through electricity prices and environmental performance through CO_2 and air pollutants(NOx, SOx, PM) emissions. Particularly, we examined additional generation mix conversion paths that take into account the trade-off between economic efficiency and environmental performance through scenario analysis. According to our results, the conversion from the 7th plan to the 8th plan should increase the electricity prices in the mid- and long-term, while reducing GHG and air pollutants emissions at the same time. The alternative generation mix that combines 7th and 8th plans shows that there exists a path to mitigate the trade-off between economic and environmental in the long-term. It will be next to impossible to derive a optimal generation mix that simultaneously considers the core values, such as supply stability, environmental performance, economic efficiency, energy safety and energy security, when establishing the power supply and demand plan. However, by exploring the effects of various generation mix paths and suggesting near-optimal paths, people can best choose their direction after weighhing all the paths when deciding on a forward-looking generation mix in the long term.

Keywords : Basic Plan for Long-term Power Supply and Demand, Generation Mix, Energy conversion, Electricity tariff, GHG

Received: May 29, 2019. Revised: June 17, 2019. Accepted: June 18, 2019.

* Research Fellow, Korea Energy Economics Institute, First author(e-mail: chosj0327@keei.re.kr)
** Assistant Professor, Sunmoon University, Co-author(e-mail: tay07001@sunmoon.ac.kr)
*** Professor, Ewha Womans University, Corresponding author(e-mail: yoonkkim@ewha.ac.kr)

Ⅰ. 서 론

2018년 12월에 수립·공표된 「제8차 전력수급기본계획」(이하 8차 수급계획)은 이전의 수급계획들에서 강조하던 전력공급의 안정성과 경제적 효율성뿐만 아니라 환경성과 안전성도 고려하여 수립되었다. 이는 2017년 3월 개정된 「전기사업법」 제3조 2항 "산업통상자원부장관은 … 전력수급기본계획을 수립할 때 전기설비의 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 고려하여야 한다."를 반영한 결과이다. 이와 같은 에너지정책의 패러다임 전환은 기존의 기저발전인 원자력발전과 석탄발전의 비중을 단계적으로 축소하고, 상대적으로 청정한 발전원인 LNG복합발전, 신재생에너지 그리고 분산형 발전의 비중을 확대하는 전원 구성의 대전환을 의미한다.

전원 구성의 전환에 따른 부작용을 최소화하는 최적의 설비 구성을 도출하려면 전원계획을 수립할 때에 신구 전원 구성 간의 공급안정성, 경제성, 환경성 등의 변화를 추정하여 비교·검토하는 작업이 필요하다. 이에 본 논문에서는 친환경·재생에너지 확대를 목표로 하는 8차 수급계획의 전원 구성이 가져올 정량적 성과를 파악하고, 「제7차 전력수급기본계획」(이하 7차 수급계획)과 8차 수급계획 간에 발생할 경제성과 환경성 간의 상충관계를 확인하기 위하여 7차 수급계획에서 8차 수급계획으로의 전환에 따른 영향을 경제성측면과 환경성측면에서 추정하여 비교한다. 경제성측면에서 고려하는 것은 중장기 전기요금의 변화이고, 환경성측면에서 고려하는 것은 CO_2 배출량과 대기오염물질(NOx, SOx, PM) 배출량이다.

본 논문은 다음과 같이 구성된다. 2장에서는 선행연구들을 정리한다. 3장에서는 분석모형과 입력 자료를 정리한다. 4장에서는 7차 수급계획과 8차 수급계획의 전원 구성과 수요 전망을 토대로 설정한 5가지 시나리오에 대해서 설명한다. 우리나라의 전기요금은 규제 대상 요금이므로 미래의 전기요금을 전망하기 어렵다. 이에 본 연구에서는 균등화발전비용법(Levelized Costs of Energy, LCOE)을 이용하여 도매시장의 전력구입단가를 추정한다. CO_2 배출량은 8차 수급계획에서 적용한 발열량, 열소비율 전제, 2013년 국가 배출(흡수)계수-연료별 탄소배출계수, 「2016년 국가 온실가스 인벤토리 보고서」 등의 배출계수를 적용하여 추정한다. 대기오염물질 배출량은 8차 수급계획의 2014~2016년 발전소별 배출 실적과 발전기별 설비용량을 고려한 가중평균 배출계수를 적용하여

추정한다. 5장에서는 시나리오별 전기요금, CO_2 배출량, 대기오염물질(NOx, SOx, PM) 배출량을 추정하고, 이에 근거하여 경제성과 및 환경성을 비교한다. 그리고 경제성을 강조한 7차 수급계획과 환경성도 포함하는 8차 수급계획 사이의 상충관계를 완화할 수 있는 대안시나리오의 경제성과 환경성도 검토한다. 6장에서는 결론과 정책 시사점을 제시한다.

II. 선행연구

선행연구들은 전력수급기본계획이 추진될 때에 나타날 요금 변화, CO_2 발생량 변화, GDP 변화, 사회적 효용 변화 등을 다루고 있다. 하나의 전력수급계획만을 고려한 선행연구 외에 본 논문과 같이 2가지의 전력수급계획을 동시에 고려한 선행연구도 있다. 전력수급기본계획을 고려한 선행연구들은 다음과 같다.

김광인 · 김현숙 · 조인구(2019)는 원전이 상대적으로 증가되도록 설계되었던 7차 수급계획과 원전의 비중을 축소하고 신재생에너지 발전의 비중을 증가시킨 8차 수급계획을 비교하여, 전원 믹스 변화에 따른 발전의 사회적 비용, 발전단가, 전기요금의 변화 정도를 추정한다. 분석에서는 우리나라의 균등화발전비용을 추정한 에너지경제연구원(2017)과 산업조직학회(2017)의 결과들을 이용하였다. 분석 결과에 따르면 사회적 비용은 향후 10년 내에 22%까지 증가할 수 있고, 발전단가 역시 22% 증가하며, 전기요금은 최대 18%까지 증가할 수 있다. 따라서 발전에 따른 외부 비용까지 고려한 사회적 비용 차원에서 검토할 경우에 8차 수급계획에 따른 전원믹스는 7차 수급계획의 전원믹스와 비교할 때에 사회적 비용을 증가시킨다고 언급하였다. 이들 연구는 균등화발전비용을 최소화하는 최적화 모형을 사용하고 있다.

이민기 · 김홍배(2018)는 8차 수급계획에서 정부가 제시한 발전수단 전환정책이 갖는 경제적 및 환경적 효과를 추정하였다. 분석방법으로는 CGE 모형을 이용하였다. 해당 모형은 하향식 CGE와 전력부문의 생산구조를 상세하게 묘사한 상향식 모형을 결합한 하이브리드 모형이다. 산업연관표 2013년을 이용하여 사회회계행렬(Social Accout Matrix, SAM)을 구축하고, 여기에 국민계정 자료를 활용하여 Macro SAM을 구축하여 분석자료로 이용하였다. 이 논문에서 고려하는 발전수단 전환 시나리오는 2가지로, 하나는 정

부가 전원구성계획대로 발전수단을 전환하는 경우이며, 또 다른 하나는 정부가 계획보다 다소 점진적으로 발전수단을 전환하는 경우이다. 이 두 가지 시나리오는 발전수단별 고정자본량의 변화를 통해서 발전수단을 전환시킨다. 분석 결과에 따르면, 발전수단 전환정책이 반영되지 않은 BAU와 비교할 때에 첫 번째 시나리오에서 GDP는 -0.31%, 탄소발생량은 -2.5%, 사회적 효용 -13,637 십억 원, 두 번째 시나리오에서 GDP는 -0.18%, 탄소발생량은 -1.5%, 사회적 효용 -5,925 십억 원이다. 이러한 결과에 근거하여 발전수단의 전환이 국가경제에 부정적인 영향을 미치지만, 환경적 측면에서 긍정적인 영향을 미치는 상충관계를 갖는다고 언급하였다. 그러나 사회적 효용수준의 변화를 고려하여 발전수단 전환 정책을 점진적으로 추진하는 것이 필요하다고 제시하였다.

권승문· 전희찬(2016)은 7차 수급계획에 따라서 발전부문의 온실가스 배출량을 3가지 시나리오에 따라 추정하고 발전부문의 2030년 온실가스 감축 목표 달성 가능성과 사회적 비용을 고려한 누적비용을 평가하였다. 모형으로는 Longrange Energy Alternative Planning System(LEAP) 모형을 이용하였다. 분석결과에 따르면 'Gas-Nuclear' 시나리오는 2030년 발전부문의 온실가스 감축목표를 달성하고, 'Gas-Renewable' 시나리오는 유사한 수준을, 'Coal-Nuclear' 시나리오는 목표보다 온실가스를 많이 배출한다. 유연탄 화력발전을 LNG복합화력으로 대체하는 방안은 온실가스 배출량을 줄이기 위해서 필요하며 실현가능한 것으로 추정되었다. 이 논문은 집단에너지와 신재생에너지 보급 목표를 보다 상향 조정하고 이를 위한 정책을 마련해야 한다고 언급하였다.

본 논문은 선행연구들과 마찬가지로 전력수급기본계획의 영향에 대한 분석을 시나리오별로 구분하여 실시한다. 그러나 분석에서는 선행연구들과 달리 7차 또는 8차 등과 같은 특정 전력수급기본계획에 한정하지 않고, 이들 전력수급기본계획의 내용들을 혼합한 다양한 시나리오들을 함께 검토한다. 이러한 분석방법을 통해서 최적은 아니더라도 선택할 수 있는 보다 우위성을 갖는 전원 구성의 경로를 탐색한다.

III. 모형 및 입력자료

1. 모형

본 연구에서는 전력계통 모의 전산모형인 M-CORE를 이용하여 시나리오별 경제성

과 환경성을 분석한다. M-CORE 모형은 우리나라의 전력거래제도인 변동비 반영(Cost Based Pool, CBP) 강제풀(mandatory pool) 시장을 반영한 엔지리어링 전산모형으로, 연간 발전계획 모의를 위해 LR(Lagrangian Relaxation)방법과 SUDP(Single Unit Dynamic Programming)에 기초한 알고리즘을 적용한다. 발전기별 모델링은 LR을 이용하여 비용 최소화를 달성하고, 이때에 시간대별 발전기 기동·정비계획(Unit Commitment) 최적화는 SUDP를 이용한다.[1)]

이 모형에서 사용하는 최적해 도출과정은 다음과 같다. 기동·정지계획에서의 목적함수는 식 (1)과 같이 개별 발전기의 기동비용($stateupcost_i$)과 발전비용(F_i)의 합을 최소화하는 것이며, 이를 최소화할 때의 U_i가 해당 시간(t)의 발전기 기동·정지 계획이 된다. 이때에 시스템 제약조건[2)]인 수급 균형 조건은 식 (2), 개별 발전기 출력제약 조건은 식 (5)이다. 식 (1)에 LR방법을 적용하여 식 (2)를 제약으로 하는 라그랑지 함수로 바꾸면 식 (3)이 된다. 식 (3)에서 최적화에 영향을 미치지 않는 상수항(constant)을 제거하면 식 (4)가 된다. 식 (4)를 개별 발전기의 발전비용 최소화 문제로 디커플링(decoupling)하면 식 (5)가 된다. 전체 발전비용의 최소화를 LR방법으로 개별 발전기의 발전비용 최소화 문제로 디커플링하여 해를 구한다.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}\left[F_i(P_i^t)+startupcost_{i,t}\right]U_i^t \tag{1}$$

$$\text{subject to } P_{load}^t-\sum_{i=1}^{N}P_i^tU_i^t=0 \tag{2}$$

F_i : i번째 발전기의 발전비용

P_i^t : i번째 발전기의 t시간의 발전량

$startupcost_{i,t}$: i번째 발전기의 t시간의 기동비용

U_i^t : i번째 발전기의 t시간의 기동/정지 표시기 (기동 시 1, 정지 시 0)

1) M-CORE에 대해서는 김윤경·박광수·조성진(2015)의 pp. 584-585를 참조한다.

2) 시스템제약조건은 다수 발전기들의 출력이 동시에 고려되어야 하는 coupled constraint이다. 이 외의 발전기 제약조건으로 발전기 최소 기동·정지 시간, 증감발률 등이 추가될 수 있다.

P_{load}^{t} : t시간의 계통 부하

$P_{i}^{\min}$: i번째 발전기의 최소 출력

$P_{i}^{\max}$: i번째 발전기의 최대 출력

T : 전체 모의시간

N : 전체 발전기 대수

$$L(P,U,\lambda)=\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}\left[F_i(P_i^t)+Startupcost_{i,t}\right]U_i^t+\sum_{t=1}^{T}\lambda^t\left(P_{load}^t-\sum_{i=1}^{N}P_i^tU_i^t\right) \quad (3)$$

$$L(P,U,\lambda)=\sum_{i=1}^{N}\left(\sum_{t=1}^{T}\left\{\left[F_i(P_i^t)+Startupcost_{i,t}\right]U_i^t-\lambda^tP_i^tU_i^t\right\}\right) \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^{T}\left\{\left[F_i(P_i^t)+Startupcost_{i,t}\right]U_i^t-\lambda^tP_i^tU_i^t\right\} \quad (5)$$

2. 입력자료

전력계통 모의에서는 8차 수급계획의 입력 전제, 2017년도「전력시장운영규칙」, 발전기 특성 정보 등을 이용한다. 발전원별 예방정비 계획일, 고장 정지율, 열량단가,[3] 소내 소비율, 송·배전 손실률은 8차 수급계획의 수치들을 사용한다(<부록 표 1>, <부록 표 2> 참고). LNG 발전의 경우에 연료를 직도입하는 발전기와 연료를 한국가스공사로부터 공급받는 발전기 사이에 열량단가의 차이가 유의미하므로 LNG 발전기별로 열량단가의 차이를 반영한다. 기준 용량 가격(Reference Capacity Price, RCP), 시간대별 용량 가격 계수(Time of the Day Capacity Factor, TCF), 지역별 용량 가격 계수(Regional Capacity Factor, RCF), 연료 전환 성과 계수(Fuel Switching Factor, FSF)는 전력시장·전력계통 운영정보의 2017년 기준용량가격, 2017년 적용 용량 가격 계수 및 연료전환 성과 계수, 2017년도 시장운영규칙을 적용한다.

3) 전력시장 모의에서는 2029년까지 8차 수급계획의 발전원별 열량단가를 불변으로 적용(실질가격)한다. 이는 수급계획 수립 시에 발전원별 열량단가에 대한 장기 전망을 하지 않기 때문이다.

그리고 전력계통 모의에서는 미세먼지 감축 등과 같이 시행하고 있는 정책수단과 석탄발전기의 성능 개선 일정도 반영한다(<부록 표 3> 참고). 석탄발전기의 경우에 30년 이상 운전 중인 발전기의 봄철(3~6월) 가동정지 외에 성능 개선이 완료된 설비라도 설계수명이 30년 이상인 석탄발전기는 모두 봄철에 가동을 정지한다고 가정한다.[4] 8차 수급계획에서는 성능 개선 여부와 상관없이 암묵적으로 설계수명 30년 이상인 발전기에 대해서 모두 봄철기간 발전제약을 전제하여 발전량을 전망하고 있으므로 전력계통 모의분석에서도 이를 따른다.

수력발전(일반 수력발전)과 양수발전의 경우는 2016~2017년의 2년간 시간대별 평균 발전량 패턴을 미래 시간대별 발전량으로 전제한다. 신재생발전은 태양광, 풍력, 그 외 기타 신재생발전의 2016~2017년의 2년간 이용률 실적과 시간대별 발전량 패턴을 이용한다. 수력발전, 양수발전, 신재생발전에 대해서는 이 전제들 하에서 8차 수급계획의 연도별 발전량 전망을 만족시키는 발전량을 추정하여 적용한다.

전력시장운영에서 비중앙 석탄발전기(석탄 열병합발전)는 가격 결정 발전계획에 반영되지 않고, 계통한계가격(System Marginal Price, SMP)의 결정에 영향을 미치지 않으며, 운영발전계획의 발전량 전망에만 포함된다. 이에 비중앙 발전기는 계통운영상의 발전량이 아닌 부하로 처리해야 한다. 그러나 8차 수급계획은 비중앙 발전의 발전량도 분산형 전원 보급 전망으로 고려하므로 모의분석에서는 석탄 열병합발전을 포함시킨다.

IV. 시나리오 설계

1. 시나리오 구성

7차 수급계획과 8차 수급계획 사이의 경제성 및 환경성의 변화를 추정하기 위하여 시나리오를 설정한다. 시나리오는 총 5가지이며, 이는 <표 1>과 같다. 분석대상 연도는 2018년부터 7차 수급계획 기간과 8차 수급계획 기간이 서로 겹치는 2029년까지이다. 구성한 시나리오의 2029년 기준 설비예비율은 <표 1>의 마지막 열과 같다.

4) 산업통상자원부는 2017년 말에 「전기사업법 시행령」을 개정하여 발전사업자가 환경을 위해 발전설비를 가동 중지할 수 있는 법적 근거를 마련하였다. 이는 운전시작 30년 경과 석탄발전기의 봄철 가동 중지에 대한 법적 근거이다.

〈표 1〉 시나리오별 전원구성 및 목표수요 전망

시나리오	구성		
	전원 구성	전력수요 전망	2029년 기준 설비예비율
기준	7차 수급계획	7차 수급계획	21.6%
1	8차 수급계획	8차 수급계획	21.9%
2	8차 수급계획	7차 수급계획	8.7%
3	7차 수급계획	8차 수급계획	36.3%
대안	7차 및 8차 수급계획 혼합	8차 수급계획	22.0%

주: 제7차 전력수급기본계획과 제8차 전력수급기본계획에서 제시한 2018~2029년의 설비용량, 최대전력수요, 설비예비율은 <부록 표 4>를 참조함.

시나리오들은 7차 수급계획과 8차 수급계획의 전원 구성, 각 계획의 전력수요 전망치를 적용하여 구성한다. 전원 구성은 각 수급계획에서 수립한 연도별 설비계획을, 전력수요 전망은 각 수급계획에서 고려한 목표 최대전력수요와 전력수요량 전망치를 반영한다.

기준시나리오는 7차 수급계획의 값들을, 시나리오 1은 8차 수급계획의 값들을 적용한다. 이들 두 가지 시나리오는 각 수급계획의 전원 구성과 전력수요 전망을 그대로 반영하고 있으므로 각 시나리오로부터 도출되는 결과를 통해서 두 수급계획 간의 성과를 비교할 수 있다.

시나리오 2는 8차 수급계획의 전원 구성과 7차 수급계획의 전력수요 전망을 적용한다. 시나리오 3은 7차 수급계획의 전원 구성과 8차 수급계획의 전력수요 전망을 적용한다. 시나리오 2와 시나리오 3은 전력수급계획이 반영하는 목표 전력수요 전망이 바뀔 수 있다는 가정을 고려한다. 수급계획이 발표될 때마다 목표 전력수요가 과소 또는 과대 추정되었다는 의견이 제시된다. 7차 수급계획과 8차 수급계획에서는 경제성장률 전망치(한국경제연구원), 전력가격 전망치(한국전력공사), 장래인구추계(통계청), 장기 기후전망(기상청) 등을 이용하여 중·장기 최대전력수요 및 수요량을 예측하였다. 경제성장률 등을 높게 전망한 7차 수급계획의 최대전력수요는 8차 수급계획의 최대전력수요에 비하여 2029년 기준으로 12,090MW(10.8%) 만큼 높다. 시나리오 2와 시나리오 3은 수급계획의 전력수요 전망이 과소 또는 과대 추정한다는 의견을 고려하여 이러한 전망 차이에서 발생할 수 있는 경제성과 환경성을 비교하도록 한다.

대안시나리오는 7차 수급계획의 전원 구성과 8차 수급계획의 전원 구성을 혼합하고, 8차 수급계획의 전력수요 전망을 적용한다. 설비예비율을 보면 시나리오 2는 8.7%, 시나리오 3은 36.6%로 수급계획의 22%보다 낮거나 높으므로 두 수급계획의 전원 구성을 절충하여 대안시나리오를 설정하고, 전력수요 전망은 8차 수급계획을 적용한다.[5] 대안시나리오의 전원 구성에서는 8차 수급계획이 반영하지 않은 원전의 계속운전을 적용하고, 8차 수급계획처럼 신규 원전과 신규 석탄발전을 반영하지 않는다. 그리고 설계수명 30년이 경과한 석탄발전의 폐지를 반영하고, 설비예비율 22%를 유지하기 위해 필요한 설비 용량은 8차 수급계획에 반영된 신규 LNG복합발전으로 충당한다(<부록 표 5> 참조).

2. 경제성 판단을 위한 발전원별 전기요금 산정방식

시나리오별 전기요금의 변화는 8차 수급계획의 발전원별 균등화발전비용(LCOE)을 이용하여 도매시장가격인 구입단가를 추정하고, 이 구입단가와 소매시장가격인 판매단가간의 상대비율로 추정한다. 우리나라의 전기요금은 판매 사업자인 한국전력공사가 전력도매시장에서 발전회사로부터 전력을 구입하는 구입단가(또는 정산단가)에 송전 · 배전 · 판매수수료와 적정 투보율을 합한 가격에 부가가치세 10%와 전력산업기반기금 3.7%를 더한 금액이다. 본 연구에서는 제세부담금을 제외하고,[6] 시나리오별로 판매단가의 증감을 고려하여 전기요금의 영향을 도출한다.

시나리오별로 전통적 발전원(원자력, 석탄, 유류, LNG 복합, 양수 등 급전 가능 발전원)의 구입단가는 8차 수급계획의 발전원별 LCOE를 이용하여 추정한다. 전원 구성과 전력수요 전망이 변하면 발전원별 이용률도 바뀌며, 이어서 해당 발전원의 자본회수를 위한 고정비 단가도 바뀌게 된다.

원자력, 유류, 양수 발전은 계통운영, 기술적 특성 등을 고려할 때에 시나리오가 바뀌어도 이용률은 변화하지 않을 것이다. 원자력발전은 기술적 · 물리적 특성으로 장기간에

5) 최대전력수요가 주어진 상태에서 수리적 모형을 이용하여 장기 공급신뢰도를 만족하는 설비예비력을 결정하고, 공급 및 수요의 장기 불확실성인 정책적 불확실성에 대비하기 위한 추가 설비 예비력이 포함한다. 장기 설비예비력 목표가 최종적으로 결정되면 설비예비율은 아래 수식에 따라 도출된다.

$$\text{설비 예비율} = \left(\frac{\text{설비용량} - \text{최대전력수요}}{\text{최대전력수요}}\right) \times 100$$

6) 시나리오별 전기요금에서 판매단가에 동일 비율로 적용하는 제세부담금의 포함 여부는 비교에 영향을 미치지 않는다.

계속해서 가동하므로 시나리오 변화에 따른 이용률 변화는 없다고 가정하여 8차 수급계획의 원자력발전 이용률 84%를 적용한다. 시나리오별로 유류 발전의 이용률은 달라지지만, 전체 계통에서 차지하는 비중이 작고 일부 Must-Run 발전의 특성도 고려하여 5개년 평균 이용률 실적 55%를 적용한다. 양수발전은 예비력 설비이므로 전원 구성이나 전력수요의 변화와는 무관하다. 양수발전의 고정비 단가는 2012년-2016년의 평균 이용률 실적[7] 10%를 적용하여 추정한다. 국내탄(무연탄) 발전은 LCOE 추정의 전제가 없으므로 국내탄 정산단가의 5년간 실적을 적용한다. 발전원별 연료비 단가는 8차 수급계획의 열량단가 기준값을 적용하며, 연료비는 2017년도 LNG, 석탄, 유류 발전의 SMP 결정횟수 비율(81.7 : 12.8 : 5.5)을 적용하여 가중평균한 값을 사용한다. 이 전제들에 따라서 도출한 전원별 kWh당 구입단가는 원자력 52.99원, 국내탄 96.60원, 양수 179.61원, 유류발전은 189.89원이다. 유연탄과 LNG 복합발전의 구입단가는 시나리오별 이용률 변화를 반영하여 해당 이용률에서의 고정비 단가와 연료비 단가를 적용한다.

신재생발전의 경우는 7차와 8차 수급계획에서 전망한 연도별 신재생 발전원별 발전량 비중(<부록 표 6>, <부록 표 7> 참조)과 에너지경제연구원(2017)의 신재생 발전원별 균등화발전비용(LCOE) 추정 결과(<부록 표 8> 참조)의 가중평균 발전단가를 이용하여 계산한다. 연도별 신재생에너지 가중평균 발전 단가 추정치는 <표 2>와 같다. 수력은 대수력(일반수력)과 소수력을 포함한 수치이며, 대수력의 LCOE 추정값이 없으므로 소수력의 발전단가와 동일하다고 가정한다.

〈표 2〉 연도별 신재생에너지 가중평균 발전 단가

단위: 원/kWh

연도	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
7차 수급계획	139.90	137.47	140.83	144.46	146.85	148.76	150.66	152.56	151.23	152.80	154.37	155.78
8차 수급계획	163.02	166.91	170.13	171.77	173.51	175.28	173.67	175.03	176.16	176.84	177.8	178.61

주: 신재생에너지의 원별 LCOE 추정결과는 2017년 기준 발전단가이며, 본 연구에서는 해당 추정치를 미래의 모든 연도에 동일하게 적용함. 태양광과 풍력의 건설비는 학습효과에 따라 중·장기적으로 하락할 가능성이 높지만 전통적 발전원들에 대해서 2017년 기준의 LCOE 추정 결과를 적용하고 있으므로 적용 기준의 일관성을 유지함.

7) 양수, 유류, 국내탄 발전의 실적은 한국전력통계 속보 각 호 및 한국전력통계 각 호를 참고한다.

전통적 발전원에 대해서는 이용률 변화에 따른 구입금액의 변화를 고려하고, 재생에너지에 대해서는 연도별 가중평균 발전단가를 이용하여 구입금액의 변화를 산정한다. 우리나라의 전력시장제도 하에서는 송전·배전·판매수수료나 적정투보율 등을 포함한 판매사업자의 판매단가를 추정하기는 어렵다. 우리나라에는 판매사업자와 발전자회사 간 사후적 이윤 배분 방식인 정산조정계수가 있고, 원가회수율, 송전·배전·판매수수료, 그리고 적정투보율 등을 공개하고 있지 않다. 전기요금의 영향을 살필 때에 판매단가를 기준으로 하지 않고 구입단가를 기준으로 하면 그 영향을 과대평가할 수 있다. 판매단가를 구성하는 요소들은 구입단가와 연동하지 않으며, 시나리오별 전기요금의 차이는 구입단가에서 발생하는 반면, 전기요금인 판매단가에는 시나리오에 상관없이 동일한 크기로 추가되는 부분이 존재한다. 따라서 전기요금의 변화율로 전기요금에 대한 영향을 평가하면 그 정도를 과대평가하게 된다. 이에 본 연구에서는 시나리오 변화에 따른 판매단가(혹은 전기요금)의 영향을 구입단가 대비 비율을 통해 간접적 방식으로 살핀다.

〈표 3〉 2008~2017년의 구입단가와 판매단가

	구입단가(원/kWh)	판매단가(원/kWh)	구입단가 대비 판매단가 비율(%)
2008	68.50	78.76	86.97
2009	66.47	83.59	79.52
2010	73.29	86.12	85.10
2011	79.69	89.32	89.22
2012	90.32	99.10	91.14
2013	87.77	106.33	82.54
2014	89.62	111.28	80.54
2015	82.71	111.57	74.13
2016	79.61	111.23	71.57
2017	83.31	109.53	76.06
10년 평균	84.72	105.48	81.68

자료: 한국전력공사(2018).

<표 3>은 2008~2017년의 구입단가와 판매단가이다.[8] 이에 따르면 판매단가 대비 구입단가의 비율은 고유가시기인 2012년에 91.14%로 가장 높고, 이후에 대규모 LNG복합 발전설비의 도입과 유가 안정으로 점차 낮아져 2016년에는 71.57%로 떨어진다. 이처럼 판매단가 대비 구입단가의 비율이 시기에 따라서 변동하므로 판매단가 대비 구입단가 비율을 2가지로 가정한다. 하나는 2008~2017년의 평균값인 81.68%이며, 다른 하나는 비율이 낮아지기 시작한 2013년 이후의 추세를 반영하는 2013~2017년의 평균값인 76.97%이다. 전력계통 모의를 통해 도출된 시나리오별 구입단가 추정치에 판매단가 대비 구입단가의 비율 가정을 적용하여 미래의 전기요금을 전망한다. 기준시나리오로부터 추정된 구입단가에 판매단가 대비 구입단가의 비율을 적용하여 판매단가를 도출하고, 판매단가와 구입단가의 차이를 계산한다. 그리고 판매단가인 전기요금을 산정하기 위해서 연도별로 그 외 시나리오들에 이 차이를 동일하게 더한다.

3. 발전원별 온실가스 및 대기오염물질(SOx, NOx, PM) 배출계수 산정방식

온실가스 및 대기오염물질(SOx, NOx, PM) 배출량을 추정하기 위해서 8차 수급계획에서 적용한 발열량 및 열소비율 전제, 2013년 국가 배출(흡수)계수-연료별 탄소배출계수(2012~2016년), 그리고 2016년 국가 온실가스 인벤토리 보고서 등에 이용한다(<부록 표 9> 참조). kWh당 탄소배출계수 추정치는 유연탄 발전 0.8136kg-CO_2, LNG 발전 0.3711kg-CO_2, 유류 발전 0.6892kg-CO_2, 국내탄(무연탄) 발전 1.1575kg-CO_2이다. 발전원별 대기오염물질(SOx, NOx, PM) 배출계수는 8차 수급계획의 발전소별 배출량과 발전량 실적을 이용하여 추정한다. 8차 수급계획에서는 2014~2016년의 발전소별 실적을 산술평균하여 배출계수를 산정하였다. 그러나 본 연구에서는 발전기별 설비용량의 영향을 고려하기 위해서 가중평균한 배출계수를 사용한다.

8) LCOE를 이용한 구입단가와 정산조정계수를 적용하는 정산단가는 같지 않다. 그러나 도매시장가격의 성격인 구입단가는 정산단가와 유사한 경향을 갖는다. 한국전력의 전력도매시장 가격인 정산단가는 과거 실적이다. 이에 비해서 구입단가는 미래의 정산조정계수를 알 수 없으므로 정산단가의 Proxy로 사용한다.

V. 시나리오별 경제성 및 환경성 영향 분석

1. 전기요금에 대한 영향으로 살피는 경제성 변화

본 연구에서는 7차 수급계획의 전원 구성과 전력수요 전망을 적용한 기준시나리오와 그 외 4가지 시나리오들을 비교하여 전원 구성 전환이 경제성에 미치는 대한 영향을 분석한다. 경제성은 전기요금의 변화로 대표된다. 전기요금의 변화를 살피는 기간은 2018~2029년이다.

〈표 4〉 2018~2029년의 시나리오별 유연탄 및 LNG 발전 이용률 전망

단위: %

연도	기준 시나리오		시나리오 1		시나리오 2		시나리오 3		대안 시나리오	
	유연탄	LNG복합	유연탄	LNG복합	유연탄	LNG복합	유연탄	LNG복합	유연탄	LNG복합
2018	84.4	27.9	82.3	26.9	85.1	35.1	79.1	22.0	79.5	22.5
2019	83.8	28.2	79.9	26.5	84.2	34.4	77.1	22.6	77.5	23.0
2020	85.3	25.3	80.6	23.0	86.2	31.9	76.7	19.3	78.6	20.7
2021	79.9	27.0	77.4	26.6	80.9	36.9	72.2	20.8	74.8	24.2
2022	80.2	16.0	76.2	19.7	82.7	27.6	69.3	13.3	76.5	21.9
2023	81.0	15.1	74.2	17.9	83.5	23.9	68.6	13.3	77.0	24.2
2024	79.3	16.3	73.8	19.2	81.7	27.6	67.0	13.5	76.0	26.0
2025	79.7	16.8	75.4	18.8	83.2	27.8	67.5	13.3	76.5	24.4
2026	80.0	16.9	77.4	20.6	83.1	32.2	67.0	13.2	76.8	25.0
2027	80.4	15.4	78.0	21.6	83.8	34.0	66.0	12.5	76.9	25.4
2028	75.7	14.8	75.7	23.2	80.9	36.7	62.1	11.5	73.7	26.5
2029	75.5	13.2	76.3	22.9	81.5	37.1	60.2	10.7	74.0	25.9

시나리오별 전기요금의 변화는 전통적 발전원 중에서 SMP 결정비율이 높은 유연탄과 LNG복합 발전의 이용률에 따라서 달라진다. <표 4>는 시나리오별 석탄(유연탄 및 국내탄)과 LNG 발전 이용률에 대한 추정 결과이다.[9)]

9) 발전원별 이용율은 전력계통 모의 전산모형 M-CORE를 통해 추정한 값이다.

〈표 5〉 시나리오별 구입단가

단위: 원/kWh, %

연도	기준 시나리오	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	대안 시나리오	기준시나리오 대비 구입단가 증가율			
						시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	대안 시나리오
2018	80.46	82.70	82.19	81.33	81.29	2.78	2.15	1.09	1.03
2019	80.84	83.19	82.64	81.78	81.73	2.91	2.23	1.17	1.11
2020	81.62	84.23	83.17	83.14	82.67	3.20	1.89	1.86	1.29
2021	82.71	85.74	84.90	84.15	84.04	3.67	2.65	1.75	1.62
2022	82.03	86.00	84.48	84.57	83.63	4.85	3.00	3.10	1.95
2023	82.15	87.17	85.12	84.86	84.47	6.11	3.62	3.29	2.83
2024	82.44	88.65	86.54	84.65	85.04	7.53	4.97	2.68	3.15
2025	82.50	90.45	88.36	85.34	86.02	9.64	7.10	3.45	4.27
2026	82.62	92.25	90.51	85.60	86.13	11.66	9.55	3.60	4.24
2027	82.98	93.99	91.96	86.25	86.93	13.27	10.83	3.95	4.77
2028	83.10	97.05	94.53	86.33	88.15	16.78	13.75	3.88	6.08
2029	83.52	99.33	96.57	87.00	88.52	18.94	15.63	4.18	5.99
증가율	3.8%	20.1%	17.5%	7.0%	8.9%				

송전단발전량과 전력구입금액 전망(<부록 표 11> 참조)을 이용하여 분석기간 시나리오별 구입단가(원/kWh)를 산정한다. 결과는 <표 5>와 같고, 기준시나리오 대비 시나리오별 추정 구입단가의 증감률도 담고 있다. 연도별 구입단가를 보면 시나리오 1이 모든 연도에서 가장 높으며, 2029년을 기준으로 2018년 대비 20.1% 상승한다.[10] 기준시나리오의 인상률은 가장 낮으며, 2029년 기준 구입단가는 3.8% 인상된다. 대안시나리오는 시나리오 1과 동일한 설비 구성과 예비율을 유지하지만, 2029년 기준의 구입단가는 10.8원/kWh으로 시나리오 1의 2029년 구입단가에 비하여 12.2% 낮다. 이는 8차 수급계획의 전력수요 하에서 36.3%의 설비예비율을 갖는 시나리오 3의 구입단가와 유사하며, 기준시나리오와 비교할 때에 2029년 기준으로 6.0% 높다. 이러한 결과는 시나리오의 발전량과 전력구입금액이 다르기 때문에 나타난다. 발전량은 전력수요량에 따라서 좌우되므로 7차 수급계획의 전력수요를 반영한 시나리오들끼리 유사한 발전량을 가지며 8차 수급계획의 전력수요를 반영한 시나리오들끼리 유사한 발전량을 갖게 된다. 그러나

10) 구입단가와 판매단가는 2017년 가격으로 고정한다.

전력구입액은 시나리오별로 전원별 비중이 상이하므로 시나리오별로 다르다. LNG발전과 신재생의 비중이 더 높은 시나리오 1은 기준시나리오에 비해서 더 큰 전력구입금액을 갖는다. 설비예비율이 매우 낮은 시나리오 2의 전력구입액은 다른 시나리오보다 높고, 설비예비율이 높은 시나리오 3의 전력구입금액은 다른 시나리오들보다 낮게 추정되었다.

본 연구에서는 판매단가를 구성하기 위하여 구입단가에 더하는 항목들의 값들은 시나리오별로 동일하다고 가정하므로, 시나리오별 판매단가 차이(증감률)는 구입단가의 차이에 비해서 줄어든다. 각각 2013~2017년과 2008~2017년의 판매단가 대비 구입단가 비중인 76.97%와 81.68%를 적용하여 산정한 기준시나리오 대비 판매단가 증감률은 <표 6>과 같다.

〈표 6〉 기준 시나리오 대비 시나리오별 판매단가 증가율

단위: %

연도	시나리오 1		시나리오 2		시나리오 3		대안 시나리오	
	10년 평균	5년 평균	10년 평균	5년 평균	10년 평균	5년 평균	10년 평균	5년 평균
2018	2.27	2.14	1.75	1.65	0.89	0.84	0.84	0.79
2019	2.38	2.23	1.82	1.71	0.95	0.90	0.90	0.85
2020	2.61	2.46	1.55	1.46	1.52	1.43	1.05	0.99
2021	3.00	2.82	2.16	2.03	1.43	1.34	1.32	1.24
2022	3.96	3.72	2.45	2.30	2.53	2.38	1.59	1.50
2023	4.99	4.69	2.95	2.78	2.69	2.53	2.31	2.17
2024	6.15	5.78	4.06	3.82	2.19	2.06	2.58	2.42
2025	7.87	7.40	5.80	5.45	2.81	2.65	3.49	3.28
2026	9.52	8.95	7.80	7.33	2.94	2.76	3.46	3.26
2027	10.84	10.19	8.85	8.32	3.22	3.03	3.89	3.66
2028	13.71	12.89	11.23	10.56	3.17	2.98	4.96	4.67
2029	15.47	14.54	12.76	12.00	3.41	3.21	4.89	4.60

주1: 5년 평균은 2013~2017년의 판매단가 대비 구입단가의 평균 비중임.
주2: 10년 평균은 2008~2017년의 판매단가 대비 구입단가의 평균 비중임.

전원 구성이 기준시나리오에서 시나리오 1로 전환되면,[11] 2029년에 기준시나리오와 비교하여 시나리오 1의 구입단가는 18.9%, 전기요금은 14.5%~15.5% 상승한다. 이는 연료가격, 신재생발전 건설비 등의 조건들이 일정하다고 가정할 때, 수급계획의 변화로 전원 구성이 전환될 때의 전기요금 영향이다. 2029년까지 15% 상승한 전기요금을 연간으로 환산하면 1.28%가 된다. 이는 가구에서의 월평균 전력소비량을 300kWh[12]로 가정할 때에 저압요금[13] 기준으로 가구에서 568원을 추가로 부담하는 것이다.

대안시나리오의 전원 구성을 따르면 전기요금에 대한 영향은 감소한다. 대안시나리오에서 2018년 대비 2029년의 구입단가는 8.9%, 전기요금은 7.7%~8.0% 상승하며, 기준시나리오와 비교하면 구입단가는 6.0%, 전기요금은 4.6~4.9% 높다. 경제성을 강조한 7차 수급계획을 반영한 기준시나리오에 비해서 전기요금이 0.4%/년 상승하며, 시나리오 1과 비교하면 인상률은 1/4 수준이다.

구입단가를 보면 설비예비율이 21.6%인 기준시나리오의 경우가 36.3%인 시나리오 3보다 더 크다. 이는 기준시나리오와 시나리오 3의 차이가 전력구입금액보다 송전단 발전량에서 크고, 기준시나리오와 시나리오3의 전력구입금액의 증가율보다 발전량 증가율이 더 크기 때문에 발생한다. 2029년 기준으로 시나리오 3과 기준시나리오의 전력구입금액 증가율은 약 8.13%이고, 발전량 증가율은 12.64%이다. 2029년의 설비예비율이 8.7%인 시나리오 2의 구입단가가 시나리오 1의 구입단가보다 낮은 이유도 송전단 발전량의 차이가 더 크기 때문이다.

시나리오별 전기요금 변화에 대한 추정 결과를 보면 7차 수급계획에서 8차 수급계획으로 전원 구성을 전환할 경우에 전기요금은 인상되며, 장기로 갈수록 그 차이는 커져 최대치는 15%이다. 이러한 전기요금 인상률은 2029년까지의 누적 수치이며, 연간으로 1.28%이다. 전원 구성의 전환 경로가 8차 수급계획을 따르지 않고 대안시나리오를 따를 경우에 전기요금 차이는 5% 이하로 낮아지고 전기요금의 인상은 감소한다. 전기요금에 대한 영향만을 고려하면 시나리오 3의 경로가 전기요금 인상폭이 가장 작으나, 시나리오 3의 설비예비율은 적정 수준보다 높기 때문에 전원 구성의 현실성은 낮다.

---

11) 기준시나리오의 2018년 구입단가는 시나리오 1의 2018년 구입단가로 인상되고, 2029년까지 시나리오 1의 구입단가 전망 경로를 따른다고 가정한다.

12) 월평균 가정용 전력소비량은 2016년 「에너지총조사」의 값이다.

13) 주택용 저압 전기요금을 적용하면 300kWh/월을 사용하는 가구의 전기요금은 44,390원이다.

2. 온실가스와 대기오염물질 배출량에 대한 영향으로 살피는 환경성 변화

7차 및 8차 수급계획의 전원 구성을 반영한 시나리오별로 환경성 변화를 살피기 위해서 전력시스템 모의로 도출한 발전원별 발전량 전망치와, 발전원별 온실가스 및 대기오염물질 배출계수를 이용하여 연도별 배출량을 추정한다. <표 7>~<표 10>은 시나리오별 온실가스 배출량 추정 결과, SOx, NOx, PM의 배출량 추정 결과이다.

온실가스 배출량의 변화를 보면 7차 수급계획을 반영한 기준시나리오에 비해서 환경성을 강조한 8차 수급계획을 반영한 시나리오 1에서 온실가스 배출량은 저감되었다. 두 시나리오의 배출량 차이는 연도별로 상이하여 2018년의 10.9백만 톤에서 2024년의 37.8백만 톤으로 증가하였다가 2029년에 11.4백만 톤으로 감소한다. 8차 수급계획의 온실가스 배출량은 7차 수급계획 대비 4.2%~13.7% 낮다. 온실가스 배출량은 환경성을 강조한 시나리오 1보다 시나리오 3과 대안시나리오에서 더 감소한다. 대안시나리오는 기준시나리오 대비 2029년 온실가스를 40.1백만 톤 적게 배출하여 시나리오 1 대비 약 3.5배의 저감효과를 갖는다. 배출량은 대안시나리오보다 시나리오 3에서 더 감소하여 기준시나리오 대비 50.6백만 톤을 저감한다.[14]

환경부(2018)의 「2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안」에 따르면, 전력수요 감소에 따른 효과를 포함하여 2030년 발전부문 목표 배출량은 218백만 톤(집단에너지부문 감축량 제외)이다.[15] 발전부문의 경우에 BAU 기준 2030년 배출량은 330백만 톤으로 전망된다. 시나리오 1의 2029년 배출량은 247.1백만 톤(집단에너지 배출량 포함)으로 감축 로드맵의 2030년 발전부문 목표 배출량(218백만 톤)을 달성하기는 어렵다.[16] 그러나 대안시나리오에서는 목표 배출량을 달성할 수 있다. <표 7>의 대안시나리오의 값을 보면 2029년 기준 온실가스 배출량은 218.4백만 톤으로 2030년의 목표량 218백만 톤과 유사하다. 전원 구성의 조정에 따라서 발전부문의 온실가스 배출량은 충분히 저감될 수 있다. 더하여 전기요금 인상 영향도 시나리오 1과 시나리오 2의 경우보다 낮다.

14) 기준시나리오 대비 대안시나리오의 2029년 온실가스 배출량 차이는 40.1백만 톤, 기준시나리오 대비 시나리오 1의 2029년 온실가스 배출량 차이는 11.4백만 톤이다.

15) 본 연구에서는 전력거래소에 등록된 중앙급전발전기를 대상으로 온실가스 배출량을 추정하므로 집단에너지 사업자의 발전기들을 대부분 포함한다. 기존의 감축 로드맵들은 집단에너지부문의 배출량을 제시하지 않았다. 집단에너지부문은 90%의 연료를 발전기에 사용하며 온실가스 배출량은 19천 톤이다.

16) 발전부문의 감축 목표량은 57.8백만 톤이며, 이 중에서 23.7백만 톤의 감축량은 확정되었고, 남은 34.1백만 톤에 대한 추가 감축 잠재량은 2020년 NDC(Nationally Determined Contributions) 제출 전까지 확정할 예정이다.

〈표 7〉 시나리오별 온실가스 배출량 및 발전량당 배출량

단위: 백만 톤, 톤/MWh

연도	기준 시나리오		시나리오 1		시나리오 2		시나리오 3		대안 시나리오	
	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당
2018	260.4	0.4343	249.5	0.4435	266.9	0.4455	239.5	0.4256	237.6	0.4222
2019	259.7	0.4191	242.5	0.4194	263.9	0.4258	235.1	0.4065	233.5	0.4038
2020	267.5	0.4215	240.0	0.4110	266.5	0.4200	236.4	0.4048	233.0	0.3990
2021	262.9	0.4065	240.3	0.4027	263.6	0.4078	233.2	0.3905	226.0	0.3788
2022	277.1	0.4211	243.8	0.4030	273.3	0.4157	239.2	0.3951	223.4	0.3694
2023	279.0	0.4184	241.3	0.3949	276.2	0.4146	238.1	0.3894	225.9	0.3700
2024	275.2	0.4080	237.4	0.3858	270.8	0.4022	233.4	0.3787	225.9	0.3672
2025	276.4	0.4057	241.0	0.3892	275.2	0.4045	233.9	0.3772	226.1	0.3655
2026	277.5	0.4033	244.2	0.3924	276.4	0.4023	232.4	0.3730	223.0	0.3586
2027	276.5	0.3980	247.1	0.3955	281.0	0.4055	228.0	0.3645	224.0	0.3588
2028	262.1	0.3737	245.5	0.3922	280.1	0.4008	215.5	0.3434	219.3	0.3504
2029	258.5	0.3648	247.1	0.3939	283.3	0.4021	207.9	0.3304	218.4	0.3480

<표 8>은 시나리오별 2029년까지의 SOx 배출량 추정 결과이다. 기준시나리오의 배출량이 다른 시나리오들의 배출량보다 크다. 시나리오 1과 비교하면 기준시나리오의 경우에 SOx를 2020년에 8.0천 톤, 2025년에 13.5천 톤, 2029년에 9.9천 톤 더 배출한다.

시나리오 2의 설비예비율은 8.7%로 기준시나리오의 21.6% 보다 낮지만, SOx 배출량은 최대 8.6천 톤까지 줄인다. 이는 시나리오 2의 전원 구성에 따른 결과로, 기준시나리오에 비해서 총발전량에서의 석탄(유연탄과 국내탄) 비중은 연평균 2.5%p만큼 낮고, LNG 비중은 7.5%p만큼 높다. 2029년 기준으로 대안시나리오의 SOx 배출량은 기준시나리오 대비 21.1천 톤, 시나리오 1 대비 11.2천 톤 적다. 대안시나리오의 SOx 배출량은 시나리오들 중에서 가장 적다. 이는 대안시나리오의 석탄발전의 비중이 낮기 때문이다.

〈표 8〉 시나리오별 SOx 배출량 및 발전량당 배출량

단위: 천 톤, kg/MWh

연도	기준시나리오		시나리오 1		시나리오 2		시나리오 3		대안시나리오	
	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당
2018	77.6	0.1294	74.8	0.1330	77.3	0.1291	73.0	0.1296	72.4	0.1287
2019	77.1	0.1244	72.5	0.1253	76.3	0.1232	71.1	0.1230	70.7	0.1222
2020	80.6	0.1269	72.6	0.1242	77.6	0.1222	72.6	0.1243	71.0	0.1216
2021	77.9	0.1205	70.7	0.1185	73.9	0.1144	70.6	0.1183	66.7	0.1118
2022	88.3	0.1342	75.3	0.1244	81.8	0.1244	76.4	0.1262	66.9	0.1106
2023	89.3	0.1340	75.2	0.1231	84.6	0.1269	76.0	0.1243	66.6	0.1091
2024	87.8	0.1301	73.5	0.1194	81.1	0.1205	74.5	0.1209	65.9	0.1072
2025	88.0	0.1291	74.5	0.1202	81.9	0.1204	74.8	0.1207	66.2	0.1070
2026	88.3	0.1284	74.4	0.1196	79.7	0.1161	74.4	0.1194	64.6	0.1039
2027	88.7	0.1276	74.9	0.1200	80.5	0.1161	73.1	0.1169	64.7	0.1036
2028	83.9	0.1196	73.0	0.1167	77.9	0.1115	69.2	0.1103	62.2	0.0994
2029	83.4	0.1177	73.5	0.1172	78.4	0.1113	67.0	0.1065	62.3	0.0992

〈표 9〉 시나리오별 NOx 배출량 및 발전량당 배출량

단위: 천 톤, kg/MWh

연도	기준시나리오		시나리오 1		시나리오 2		시나리오 3		대안시나리오	
	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당
2018	146.2	0.2439	140.4	0.2496	153.3	0.2559	132.6	0.2357	132.4	0.2354
2019	146.9	0.2370	137.2	0.2373	152.2	0.2455	131.3	0.2271	131.2	0.2268
2020	150.0	0.2364	134.9	0.2309	153.1	0.2413	130.9	0.2241	130.3	0.2232
2021	148.8	0.2301	137.1	0.2297	154.5	0.2390	130.2	0.2180	128.8	0.2159
2022	150.2	0.2282	135.3	0.2235	154.5	0.2351	129.3	0.2135	126.2	0.2087
2023	150.7	0.2259	133.0	0.2177	154.1	0.2313	128.7	0.2105	128.7	0.2109
2024	149.0	0.2209	131.5	0.2137	153.0	0.2272	126.1	0.2046	129.5	0.2105
2025	149.9	0.2199	133.6	0.2158	156.1	0.2294	126.2	0.2035	129.4	0.2091
2026	150.5	0.2187	136.5	0.2194	159.5	0.2322	125.5	0.2013	128.4	0.2065
2027	149.2	0.2147	138.5	0.2218	162.9	0.2350	122.8	0.1963	129.2	0.2069
2028	141.5	0.2018	139.2	0.2224	164.8	0.2359	115.9	0.1847	127.7	0.2040
2029	138.8	0.1959	140.2	0.2235	167.3	0.2375	111.6	0.1774	126.8	0.2021

<표 9>는 시나리오별 2029년까지의 NOx 배출량 추정 결과이다. SOx 배출량 전망 결과처럼 NOx 배출량은 2028년까지 시나리오 1이 기준시나리오보다 작지만, 2029년에는 바뀐다. 2029년에 NOx 배출량은 시나리오 1에서 커진다. 2029년에 가까울수록 두 시나리오간의 석탄발전 비중 차이는 줄어드는 반면에, LNG 발전 비중 차이는 커진다. NOx 배출에는 석탄발전 외에 LNG 발전도 영향을 미친다. 이에 NOx 배출량은 LNG 발전의 비중이 큰 시나리오 2에서 가장 크고 LNG 발전의 비중이 작은 시나리오 3에서 가장 작다.

대안시나리오의 NOx 배출량은 기준시나리오와 시나리오 1에 비해서 모든 연도에서 낮다. 2029년의 NOx 배출량을 보면 대안시나리오는 기준시나리오보다 12.0천 톤, 시나리오 1보다 13.4천 톤 적게 배출한다. NOx 배출은 시나리오 1에서는 증가 추세를 보이지만, 대안시나리오에서는 완만한 감소 추세를 보인다. 시나리오 1에서 장기에 석탄발전량은 거의 감소하지 않으면서 LNG발전량이 증가하므로 NOx 배출량은 증가한다. 대안시나리오에서 장기에 LNG발전량은 증가하지만 석탄발전량이 크게 하락하므로 NOx 배출량은 감소한다.

〈표 10〉 시나리오별 PM 배출량 및 발전량당 배출량

단위: 천 톤, kg/MWh

연도	기준시나리오		시나리오 1		시나리오 2		시나리오 3		대안시나리오	
	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당	배출량	발전량당
2018	3.4	0.0056	3.3	0.0058	3.4	0.0056	3.2	0.0057	3.2	0.0056
2019	3.4	0.0054	3.2	0.0055	3.3	0.0054	3.1	0.0054	3.1	0.0053
2020	3.5	0.0055	3.2	0.0054	3.4	0.0053	3.2	0.0054	3.1	0.0053
2021	3.4	0.0053	3.1	0.0052	3.2	0.0050	3.1	0.0052	2.9	0.0049
2022	3.9	0.0059	3.3	0.0054	3.6	0.0054	3.3	0.0055	2.9	0.0048
2023	3.9	0.0058	3.3	0.0054	3.7	0.0055	3.3	0.0054	2.9	0.0048
2024	3.8	0.0057	3.2	0.0052	3.5	0.0053	3.3	0.0053	2.9	0.0047
2025	3.8	0.0056	3.2	0.0052	3.6	0.0053	3.3	0.0053	2.9	0.0047
2026	3.9	0.0056	3.2	0.0052	3.5	0.0051	3.2	0.0052	2.8	0.0045
2027	3.9	0.0056	3.3	0.0052	3.5	0.0051	3.2	0.0051	2.8	0.0045
2028	3.7	0.0052	3.2	0.0051	3.4	0.0049	3.0	0.0048	2.7	0.0043
2029	3.6	0.0051	3.2	0.0051	3.4	0.0049	2.9	0.0046	2.7	0.0043

<표 10>은 시나리오별 2029년까지의 PM 배출량 추정 결과이다. PM 배출량은 발전원별 TSP와 PM2.5 배출계수를 더하여 추정한다. 시나리오 1이 모든 연도에서 기준 시나리오보다 PM을 적게 배출하지만, 그 차이는 0.1~0.6천 톤이다. 대안시나리오의 PM 배출량은 2026년과 2027년에 기준시나리오 대비 각각 1.0천 톤과 0.9천 톤 더 작다. PM 배출 저감에 있어서는 대안시나리오가 7차와 8차 수급계획의 전원 구성을 고려한 시나리오들보다 보다 효과적이다.

Ⅵ. 결 론

본 논문에서는 전력수급계획의 전원 구성 전환에 따른 전기요금 변화, 온실가스 및 대기오염물질 배출량의 변화를 추정하여 비교하였다. 이는 전력수급계획간의 경제성과 환경성을 살피는 것이며, 이 둘의 상충관계를 살피는 것이다. 분석에서는 7차 및 8차 수급계획에서 제시하는 전원 구성과 전력수요 전망을 조합 및 절충하는 시나리오들을 설정하여 경제성과 환경성 간의 관계를 다양하게 고려할 수 있는 전원 구성 전환의 경로를 검토하였다.

우리나라의 전력계통운영과 전력시장제도를 반영하는 전력시스템 모의 전산모형인 M-Core를 적용하여 도출한 분석 결과에 따르면 7차 수급계획에서 8차 수급계획으로의 전원 구성 전환은 중·장기에 전기요금을 인상시키지만 동시에 온실가스와 대기오염물질 배출량을 저감시킨다. 8차 수급계획으로 전원 구성을 전환하면 2029년에 전기요금은 2018년 대비 약 15% 인상되며, 온실가스 배출량은 11.4백만 톤 저감되는 것으로 추정되었다. SOx 배출량과 PM 배출량은 2029년에 7차 수급계획에 비해서 9.9천 톤과 0.4천 톤 감소한다. NOx 배출량은 2029년을 제외한 모든 연도에서 8차 수급계획이 7차 수급계획에 비해서 작지만, 2029년에는 오히려 배출량이 커진다. 이는 장기로 갈수록 8차 수급계획의 석탄발전 비중은 감소하지만, LNG 발전 비중은 커지기 때문이다. 전기요금 인상은 누적 증가율이므로 연간으로 환산하면 1.3% 수준으로 가정에서 체감하는 전기요금 상승은 크지 않을 수 있다. 그러나 전기요금의 상승은 주택용 소비자뿐 아니라, 전력의존도가 높은 산업용 소비자에게 상당히 민감한 문제일 수 있다.

전원 구성이 대안시나리오와 같이 전환된다면 장기에 전기요금의 인상률은 연간 약

0.5% 이하이며, 온실가스와 대기오염물질 감축량은 8차 수급계획으로 전환 시의 감축량보다 최소 2배 이상 억제할 수 있다. 대안시나리오는 하나의 사례로 이 외에도 경제성과 환경성 사이의 상충관계를 완화할 수 있는 다양한 조합이 가능하다.

전력수급계획을 수립할 때에 고려하는 공급 안정성, 환경성, 경제성, 효율성, 발전설비 안전성, 에너지 안보 등의 핵심가치들을 동시에 최적화하는 전원 구성을 도출하기는 어렵다. 그러나 앞으로 수립될 전력수급계획에서는 핵심가치들에 근접하는 다양한 전원 구성 경로를 탐색하고, 이에 대한 미시적·거시적 영향을 정량적·정성적으로 도출하여 국민들에게 제시하여야 한다. 이를 통해서 국민들이 장기적으로 미래지향적인 전원 구성으로의 전환 방향을 선택할 수 있을 것이다.

[References]

국가법령정보센터, 전기사업법(법률 제14672호) 일부 개정, 검색일 2018. 5. 2, http://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%A0%84%EA%B8%B0%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B2%95.

권승문·전희찬, “온실가스 감축과 사회적비용을 고려한 전력수급기본계획 연구”, 「환경정책」, 제24권 제4호, 2016, pp. 69~87.

김광인·김현숙·조인구, “에너지 전환정책과 발전의 사회적 비용: 제7차와 제8차 전력수급기본계획 비교”, 「자원환경경제연구」, 제28권 제1호, 2019, pp. 147~176.

김윤경·박광수·조성진, “전력계통 모의를 통한 에너지세제 개편의 전력가격 및 조세수입에 대한 영향 연구”, 「자원환경경제연구」, 제24권 제3호, 2015, pp. 584~585.

산업조직학회, “전통전원 및 재생에너지 균등화발전비용의 전망과 향후과제”, 간담회 발표자료, 2017. 12.

산업통상자원부, 2017년도(2016년기준) 에너지총조사보고서, 2018.

산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획(2015~2029), 2015.

산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획(2017~2031), 2017.

에너지경제연구원, “에너지원별 균등화비용(LCOE) 추정 연구”, 산업통상자원부 출연 정책과제, 2017, pp. 51~56.

온실가스 종합정보센터, 2013년 국가 배출(흡수)계수, 연료별 탄소배출계수(2012~2016년 적용), 검색일 2018. 5. 2, http://www.gir.go.kr.

온실가스 종합정보센터, 2016년 국가 온실가스 인벤토리 보고서, 2016, pp. 94~99.

이민기·김홍배, "발전수단 전환이 우리나라 경제와 환경에 미치는 영향분석", 「국토계획」, 제53권 제7호, 2018, pp. 67~86.

조성진·박찬국, "원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차 년도)", 에너지경제연구원 기본연구보고서 15-24, 2015, pp. 183~190.

한국전력거래소, 전력시장·전력계통 운영정보-전력시장 정보의 '2017년 기준용량가격', '2017년 적용 용량가격계수 및 연료전환성과계수', 검색일 2018. 3. 2, http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=19.

한국전력거래소, 전력시장·전력계통 운영정보-전력시장 정보의 '2018년 기준용량가격', 검색일 2018. 3. 2, http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=19.

한국전력공사, 전력통계속보 각 호, 검색일 2018. 8. 6, http://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD_000097&menuCd=FN05030101.

한국전력공사, 한국전력통계 각 호, 검색일 2018. 8. 6, http://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD_000097&menuCd=FN050301.

한국조세재정연구원, 발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구, 2018, pp. 42~43.

환경부, "2030 온실가스 감축 로드맵 수정안 및 2018～2020년 배출권 할당계획 확정", 환경부 보도자료, 2018. 7.

환경부, "2030 온실가스 감축목표 달성 전략, 새롭게 만들어 갑니다", 환경부 보도자료 2018. 6.

IMF, 2014, Getting energy prices right: From principle to practice, INTERNATIONAL MONETARY FUND, 2014, DOI:http://dx.doi.org/10.5089/9781484388570.071.

[부록]

〈부록 표 1〉「제8차 전력수급기본계획」의 전원별 입력 전제

	원자력	유연탄	국내탄	LNG복합	유류
예방정비일(일)	58	26~28	28	25	33
고장정지율(FOR,%)	6.0	4.4	6.8	5.7	6.2
열량단가(천 원/Gcal)	2.30(경수로) 2.22(중수로)	21.26(개정 전) 22.33(개정 후)	23.13	50.50	52.28
소내소비율(%)	5.30	4.60	4.60	1.80	7.00
송배전손실률(%)	3.88				

주: 연탄의 열량단가는 개별소비세를 30원/kg에서 36원/kg으로 개정(2018.4)한 이전과 이후로 구분함.
자료: 한국전력거래소(2017).

〈부록 표 2〉「제8차 전력수급기본계획」의 전통적 발전원 균등화발전비용(LCOE) 산정 전제

	원자력(경수로)	석탄(유연탄)	LNG복합	유류	양수
건설비(천 원/kW)	3,245	1,555	1,007	2,234	1,022
수명기간(년)	60	30	30	30	55
할인율(%)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
운전유지비율(%)	4.39	3.57	4.52	6.68	3.29
고정비율(%)	10.15	10.03	10.98	13.14	8.55
소내소비율(%)	5.3	4.6	1.8	7	0.2
연료비 단가(원/kWh)	5.74	48.19	81.67	124.35	79.71

주: 원자력의 건설비 및 운전유지비는 한국수력원자력의 신규원전 건설비 전망치를 적용함.
자료: 한국수력원자력(2017).

〈부록 표 3〉 노후 석탄발전기의 성능개선(Retrofit) 일정

발전기명	시작연도	월	종료연도	월
당진#1	2022	10	2023	9
당진#2	2023	10	2024	9
당진#3	2021	2	2022	1
당진#4	2021	10	2022	9
당진#5	2027	3	2027	12
당진#6	2028	3	2028	12
당진#7	2029	3	2029	12
당진#8	2030	3	2030	12
동해#1	2023	6	2023	12
동해#2	2024	6	2024	12
보령#3	2018	8	2019	5
보령#4	2024	3	2024	12
보령#5	2021	3	2021	12
보령#6	2021	3	2021	12
보령#7	2024	4	2025	2
보령#8	2025	9	2026	7
삼천포#5	2019	4	2019	9
삼천포#6	2019	9	2020	1
여수#2	2021	3	2021	9
영흥#1	2021	2	2021	12
영흥#2	2022	2	2022	12
태안#3	2021	9	2022	8
태안#4	2028	3	2029	2
태안#5	2023	1	2023	12
태안#6	2024	1	2024	12
태안#7	2025	1	2025	12
태안#8	2026	1	2026	12
하동#1	2028	1	2028	12
하동#2	2023	1	2023	12
하동#3	2024	1	2024	12
하동#4	2025	1	2025	12
하동#5	2026	1	2026	12
하동#6	2027	1	2027	12
하동#7	2028	1	2028	12
하동#8	2029	1	2029	12

〈부록 표 4〉「제7차 전력수급기본계획」 및 「제8차 전력수급기본계획」 설비예비율 전망

연도	제 7차 전력수급기본계획			제 8차 전력수급기본계획		
	설비용량 (MW)	최대전력수요 (MW)	설비예비율 (%)	설비용량 (MW)	최대전력수요 (MW)	설비예비율 (%)
2018	114,624	91,795	24.9	110,735	87,155	27.1
2019	117,283	94,840	23.7	113,366	88,538	28.0
2020	119,809	97,261	23.2	116,917	90,342	29.4
2021	126,502	99,792	26.8	119,901	92,104	30.2
2022	130,092	101,849	27.7	122,588	93,314	31.4
2023	129,890	103,694	25.3	121,899	94,525	29.0
2024	128,719	105,200	22.4	122,171	95,672	27.7
2025	129,292	106,644	21.2	120,717	96,670	24.9
2026	131,001	107,974	21.3	119,513	97,568	22.5
2027	132,702	109,284	21.4	120,164	98,404	22.1
2028	134,394	110,605	21.5	121,072	99,131	22.1
2029	136,097	111,929	21.6	121,680	99,839	21.9

〈부록 표 5〉 대안시나리오 전원 구성 및 전력수요 전망치

전원 구성	- 원자력발전: 제 8차 수급계획을 따름. 고리#1, 월성#1을 폐지, 그 외 발전에 대해서 10년의 계속운전 허용, 신규 건설은 불허용함. - 석탄발전 : 제 8차 수급계획을 따름. 영동 #1, #2, 보령 #1, #2, 태안 #1, #2을 폐지, 신규 건설은 불허용함. - LNG 복합발전: 제 8차 수급계획을 따름. 제주복합, 한림복합, 삼천포대체 복합 #1, #2, 당진에코 대체 복합 #1, #2, 태안 대체 복합 #1, #2의 신규 건설을 반영함. - 신재생에너지: 제 7차 수급계획의 전원 구성을 따름.
전력 수요 전망치	- 최대전력수요 및 전력수요량에 대해서 제 8차 수급계획의 전망치를 적용함.

〈부록 표 6〉「제7차 전력수급기본계획」의 신재생에너지 발전원별 발전 비중

단위: %

연도	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
태양광	15.6	15.6	17.0	18.1	19.6	21.1	22.4	23.7	23.3	24.2	24.9	25.5
풍력	11.3	10.8	12.6	15.1	16.1	16.8	17.5	18.2	17.8	18.5	19.3	20.1
수력	17.1	14.4	13.4	12.4	11.8	11.3	10.8	10.3	9.3	9.0	8.7	8.4
해양	1.3	1.2	2.1	2.8	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2
바이오	2.0	1.7	1.7	1.5	1.5	1.4	1.3	1.3	1.1	1.1	1.1	1.0
폐기물	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4
부생	39.5	44.4	41.2	38.0	36.1	34.4	32.8	31.3	28.2	27.1	26.1	25.1
연료	7.0	6.8	7.3	7.6	8.1	8.4	8.8	9.2	9.0	9.3	9.5	9.7
IGCC	5.3	4.5	4.1	3.8	3.6	3.5	3.3	3.2	8.5	8.2	7.9	7.6
합계	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

자료: 산업통상자원부(2015).

〈부록 표 7〉「제8차 전력수급기본계획」의 신재생에너지 발전원별 발전 비중

단위: %

연도	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
태양광	19.9	22.1	23.8	25.9	27.4	28.4	28.8	29.8	30.7	31.8	32.4	32.9	33.6
풍력	6.3	9.2	11.7	13.9	16.5	19.3	21.2	24.0	26.2	28.1	30.4	32.3	33.8
수력	7.8	7.0	6.5	6.0	5.5	5.1	4.6	4.3	4.0	3.8	3.6	3.4	3.2
해양	1.3	1.2	1.0	0.9	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4
바이오	25.7	24.4	23.3	22.2	21.0	19.9	17.9	16.9	16.0	15.1	14.2	13.4	12.6
폐기물	6.0	5.3	4.8	4.3	3.9	3.5	3.1	2.8	2.5	2.3	2.1	2.0	1.8
부생	20.5	18.2	16.3	14.7	13.3	12.1	10.5	9.5	8.7	7.9	7.3	6.7	6.2
연료	6.3	7.1	7.7	7.6	7.4	7.2	6.5	6.1	5.7	5.3	4.9	4.6	4.3
IGCC	6.2	5.5	4.9	4.5	4.0	3.7	6.8	6.2	5.7	5.2	4.7	4.4	4.0
합계	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

자료: 산업통상자원부(2017).

〈부록 표 8〉 신재생에너지 발전원별 균등화발전비용(LCOE) 산정 결과

신재생에너지	LCOE(원/kWh)	비고	적용값(산술평균)
태양광(지상)	142.3		142.3
태양광(건물)	155.4		155.4
풍력(육상)	150.0		150.0
풍력(해상)	283.2		283.2
연료전지	285.0		285.0
IGCC	100.5~104.3		102.4
바이오에너지	136.1~325.9	연료비 42~210	231.0
소수력	134.9		134.9
조력	95.6~123.7	방조제 유	109.7
	159.9~228.4	방조제 무	-
매립지 가스	87.2~104.6		95.9

자료: 에너지경제연구원(2017).

〈부록 표 9〉 발전원별 온실가스 및 대기오염물질(SOx, NOx, PM) 배출계수

주요 전제	단위	유연탄	LNG	유류	무연탄
설비용량	MW	500	450	100	100
발열량계수	kcal/kg	5,795	13,195	10,035	4,660
열량환산계수	GJ/천 톤	24,262	55,244	42,014	19,510
탄소배출계수	kg-c/GJ	26.0	15.3	20.5	30.5
산화계수	-	0.990	0.995	0.990	0.990
탄소배출량계수	천 톤-c/천 톤	0.6245	0.8410	0.8527	0.5891
열소비율 H/R	kcal/kWh	2,059	1,588	2,212	2,497
원단위 탄소배출량	kg-CO_2/kWh	0.8136	0.3711	0.6892	1.1575
원단위 SOx 배출량	kg/kWh	0.2838	-	0.4341	0.2838(국내탄)
원단위 NOx 배출량	kg/kWh	0.4179	0.3327	0.6716	0.4179(국내탄)
원단위 PM 배출량	kg/kWh	0.0124	-	0.0129	0.0124(국내탄)

주1: 탄소배출량계수 = (열량환산계수 × 탄소배출계수 × 산화계수)/10^6
원단위 탄소배출량(kg-CO_2/kWh) = (탄소배출량계수/발열량계수) × 열소비율 × (44/12)
주2: 발열량계수와 열소비율은「제8차 전력수급기본계획」의 발열량과 연소비율 전제를 적용함. 탄소배출계수는 온실가스종합정보센터의 2013년 국가 배출(흡수)계수와 연료별 탄소배출계수(2012~2016년)를 적용함. 산화계수는 온실가스종합정보센터, 2016 국가 온실가스 인벤토리 보고서를 적용함.
주3: 발전원별 배출량은 3개년(2014~2016년) 발전소별 실적의 가중평균(설비용량 반영)을 적용함.
주4: 국내탄의 배출계수에는 유연탄의 배출계수와 동일하게 적용함.
자료: 온실가스 종합정보센터(2016), 온실가스 종합정보센터(2018), 한국전력거래소(2017).

〈부록 표 10〉 2018~2029년의 시나리오별 송전단 발전량 및 구입금액 전망

단위: TWh, 억 원

연도	기준 시나리오		시나리오 1		시나리오 2		시나리오 3		대안 시나리오	
	발전량	구입액	발전량	구입액	발전량	구입액	발전량	구입액	발전량	구입액
2018	576.1	463,525	540.7	447,144	576.1	473,468	540.7	439,773	540.7	439,516
2019	596.1	481,865	555.9	462,439	596.1	492,604	555.9	454,618	555.9	454,347
2020	610.5	498,293	561.5	472,953	610.5	507,735	561.5	466,840	561.5	464,198
2021	622.6	514,933	574.4	492,515	622.6	528,571	574.4	483,363	574.4	482,741
2022	632.7	518,979	582.0	500,529	632.7	534,523	582.0	492,172	582.0	486,713
2023	641.2	526,742	587.7	512,270	641.2	545,796	587.6	498,610	587.6	496,369
2024	648.6	534,713	592.4	525,170	648.6	561,292	592.3	501,405	592.3	503,696
2025	655.4	540,687	596.1	539,165	655.4	579,081	596.0	508,627	595.9	512,604
2026	661.9	546,884	599.2	552,787	661.9	599,096	599.1	512,805	599.0	515,895
2027	668.2	554,453	601.6	565,418	668.1	614,410	601.4	518,724	601.5	522,902
2028	674.6	560,611	603.3	585,511	674.2	637,316	603.2	520,725	603.1	531,653
2029	681.6	569,240	604.8	600,763	680.0	656,657	605.1	526,453	604.9	535,444