

온실가스 감축과 사회적비용을 고려한 전력수급기본계획 연구*

A Study on GHG Emissions Reduction and the Social Costs of the 'Basic Plan for Electricity Supply and Demand'

권승문** · 전의찬***

Seungmoon Kwon · Euichan Jeon

요약: 본 연구는 제7차 전력수급기본계획에 근거한 발전부문의 온실가스 배출량을 LEAP 모형을 통해 세 가지 시나리오로 추정하고, 발전부문의 2030년 온실가스 감축 목표 달성 가능성을 평가했다. Gas-Nuclear시나리오 2030년 발전부문의 온실가스 감축목표를 달성하고, Gas-Renewable시나리오는 거의 비슷한 수준을, Coal-Nuclear시나리오는 목표보다 온실가스를 많이 배출하는 것으로 나타났다. 온실가스 배출량을 줄이기 위해 유연탄 화력발전을 LNG복합화력으로 대체하는 방안은 필요하고 실현가능한 것으로 분석됐다. 집단에너지와 신재생에너지 보급 목표를 보다 상향 조정하고 이를 위한 정책을 마련할 필요가 있다. 향후 발전원별 외부 비용을 내부화하는 방안도 마련되어야 한다.

핵심주제어: 발전부문, 온실가스 감축목표, 사회적비용, LEAP

Abstract: This study estimates the GHG emissions by 2030 for three electricity scenarios based on the '7th Basic Plan for Electricity Supply and Demand' using the LEAP model and assesses the feasibility of meeting the 2030 GHG reduction pledge. The estimates show that the 'gas-nuclear' scenario would achieve the pledge target, 'gas-renewable' would come close to the pledge target and 'coal-nuclear' would produce far greater GHG emissions than the reduction pledge target. Therefore it is both necessary and feasible to substitute coal power plants for LNG combined cycle plants in order to reduce GHG emissions to achieve the pledge target. In addition, the target supply share for group energy and renewable energy must be increased and adequate policy prepared. Measures should also be drawn up to internalize the external costs of electricity sectors.

Key Words: Electricity Sector, GHG Reduction Pledge, Social Costs, LEAP

* 본 논문은 환경부 「기후변화특성화대학원사업」의 지원으로 수행되었다.

** 주저자, 세종대학교 대학원 기후변화협동과정 박사과정

*** 교신저자, 세종대학교 환경에너지융합학과 교수

I. 서론

우리나라를 비롯한 세계 각국은 2015년 12월 프랑스 파리에서 개최된 제21차 기후변화협약 당사국총회(COP21)에서 신기후체제 합의문인 파리협정(Paris Agreement)을 채택했다. 우리나라는 온실가스 감축목표를 2030년 기준전망(BAU)대비 37%로 결정했고, 이 중 25.7%는 국내 감축 수단을 통해 달성하고, 11.3%는 국제시장을 활용해 감축한다는 계획이다.¹⁾ 우리나라의 2013년 온실가스 배출량은 652백만톤CO₂eq로, 이 중 공공전기 및 열 생산 부문의 배출량 비중은 39.6%에 달한다(온실가스종합정보센터, 2015). 이에 따라 전환부문, 특히 발전부문에서의 온실가스 감축이 중요한 과제로 제기되고 있다. 발전부문의 온실가스 감축 정책 추진계획을 살펴보면,²⁾ 25.7% 감축안을 달성하기 위해 석탄화력 비중을 축소하고 원자력 비중을 확대한다는 내용이 담겨 있지만, 이를 위한 구체적인 수치와 정책 수단은 제시되어 있지 않다. 정부는 2016년 내에 '온실가스 감축 로드맵'을 확정하고 이행평가 체제를 구축할 계획이지만, 구체적인 일정과 내용을 현재로서는 확인할 수 없는 상황이다.

전력수급기본계획은 전력수급 안정을 위하여 「전기사업법」 제25조 및 시행령 15조에 따라 2년마다 15년을 계획기간으로 수립·시행된다. 산업통상자원부는 2015년 7월 제7차 전력수급기본계획(이하 '전력계획')을 수립해 시행하고 있으며, 2017년 7월에 제8차 전력계획을 수립해 발표할 예정이다. 전력계획의 주요 내용은 전력수급의 장기전망, 발전설비 및 주요 송변전설비계획에 관한 사항, 전력수요의 관리에 관한 사항 등이다(산업통상자원부, 2015). 이처럼 국가 전력수급의 전반을 다루는 만큼 전력계획에 따라 발전부문 온실가스 감축의 성패가 결정된다고 할 수 있다.

7차 전력계획 수립과정에서는 수요예측과 전력소비량의 오차, 이에 따른 공급설비 규모의 적절성, 온실가스 감축과 원자력발전의 수용성 등을 포괄하는 전원구성 문제, 송전망 건설의 불확실성 등 전력계획과 관련된 다양한 쟁점들이 제기됐다. 최근 들어 미세먼지로 대표되는 대기오염물질 배출량에 대한 사회적인 관심도

1) 관계부처 합동, 2015.6.29., "2030년 우리나라 온실가스 감축목표 BAU(851백만톤) 대비 37%으로 확정," 보도자료.

2) 관계부처 합동, 2015.6.11., "Post-2020 온실가스 감축목표 설정 추진계획," 보도자료.

높아졌다. 이제는 온실가스와 대기오염물질, 원자력발전의 위험성을 종합적으로 고려한 전력계획이 필요한 시점이다.

본 연구는 제7차 전력계획에 근거한 발전부문의 온실가스 배출량을 Long-range Energy Alternative Planning System(LEAP) 모형을 통해 추정하고, 발전부문의 2030년 온실가스 감축 목표 달성 가능성을 평가했다. 7차 전력계획의 확정설비와 발전량 하에서 세 가지 시나리오를 구성해 온실가스 배출량과 누적비용을 분석했다. 또한 온실가스와 대기오염물질, 원자력발전의 위험성을 고려한 사회적비용(social cost)을 반영해 시나리오별로 비교 분석하고, 향후 전력계획 수립 시 고려해야 할 시사점과 과제를 제시했다.

II. 온실가스 배출전망 분석모형

온실가스 배출전망 분석 모형은 제약 조건 하에서 목적 함수를 달성하기 위한 최적해를 구하는 최적화 모형(Optimization Model)과 시나리오에 따른 에너지 시스템을 계산하는 회계 모형(Accounting Model)으로 구분할 수 있다. 본 연구는 시나리오 구성에 따른 발전부문의 온실가스 배출량과 누적비용을 분석하는 것이 목적이다. 이에 대표적인 상향식 회계모형인 LEAP 모형을 이용했다. LEAP 모형은 스톡홀름 환경연구소(the Stockholm Environment Institute)가 에너지 정책 분석과 기후변화 완화 정책 평가를 위해 개발했고, 현재 190여 개국이 넘는 지역에서 수천 개의 기관들이 사용하고 있다. LEAP 모형은 계속 업데이트되고 있으며, 최근 2015년 버전이 제공되고 있다. 에너지 수요와 공급에 대한 세부 분석과 에너지 기술에 대한 자료를 이용한 분석이 가능하다.³⁾

LEAP 모형을 이용한 연구는 국내에서도 활발히 진행되고 있다. 대표적으로 ROK(Republic of Korea)모형은 LEAP 모형을 한국에 적용한 것으로, 모형의 기준년도에 따라 ROK1998, ROK2000, ROK2003, ROK2005 등으로 발전했다(김호석, 2007, p.51). 김호석(2007)의 연구는 ROK2005를 발전시킨 것으로 최

3) LEAP 모형에 관한 소개 및 세부내용은 홈페이지(www.energycommunity.org)를 통해 확인할 수 있다.

종에너지부문, 전환부문, 일차에너지를 분석 대상으로 한다. 최종에너지부문 중에서 가정 부문의 온실가스 저감효과를 분석하거나(조미현·박년배·전의찬, 2013), 대학의 온실가스 감축잠재량을 평가하고(유정화·박년배·조미현·전의찬, 2012), 교통부문의 온실가스 감축잠재량을 분석하는 연구(김민욱·윤영중·한준·이화수·전의찬, 2016)도 있다.

발전부문의 연구로는 원자력과 신재생에너지 발전설비에 따른 온실가스 저감 잠재량을 평가하는 연구(전수영·박상원·송호준·박진원, 2009), 재생가능에너지 전환을 위한 장기 시나리오를 분석한 연구(Park, N. B., S. J. Yun, and E. C. Jeon, 2013) 등이 있다. 최적화모형을 활용한 발전부문의 연구들도 있다. 강희정(2006)은 제2차 전력계획을 기반으로 MARKet ALlocation(MARKAL) 모형을 활용해 가스발전의 온실가스 감축에 대한 역할을 분석했다. 박종배·노재형(2014)은 전력시장 시뮬레이션 모형인 DAYZER 프로그램을 활용해 6차 전력계획을 반영한 온실가스 배출량을 분석했다. 조철홍·전의찬(2014)도 6차 전력계획에 따른 발전부문 온실가스 배출범위를 Model for Energy Supply System Alternative and their General Environmental impacts(MESSAGE) 모형을 통해 추정해 에너지정책과 기후변화정책의 양립가능성을 평가했다.

전수영 등(2009)과 Park, N. B. et al.(2013)의 연구는 각각 1차 국가에너지기본계획과 4차 및 5차 전력계획을 기반으로 함으로써 변화된 전력계획과 2030년 온실가스 감축목표를 반영할 수 없는 한계가 있다. 이에 본 연구는 7차 전력계획을 기반으로 LEAP 모형을 이용해 온실가스 배출량을 산정했고, 2030년 온실가스 배출목표 달성 가능성을 분석했다.

III. 시나리오의 전제 및 구성

1. 7차 전력수급기본계획의 발전 설비와 발전량 전망

7차 전력계획의 발전 설비 계획은 <표 1>과 같다. 전체 설비 용량은 2015년 98,326MW에서 2029년 163,868MW로 65,542MW 증가한다. 그 중 신재생에

너지 설비가 25,535MW로 가장 많고, 유연탄(17,124MW)과 원자력(16,613MW)의 순으로 설비용량이 크게 증가한다. LNG설비는 5,521MW, 집단은 3,804MW 증가하는 반면 석유는 2,655MW 감소한다. 7차 전력계획의 신재생에너지 발전 설비 계획은 <표 2>와 같다. 가장 크게 증가하는 설비는 태양광 발전 설비로 2015년 2,354MW에서 2029년 16,565MW로, 14,211MW 증가한다. 풍력은 7,332MW, 부생가스(1,427MW), 연료전지(1,110MW)의 순으로 설비 용량이 크게 증가한다.

발전량은 발전 설비의 이용률에 따라 결정된다. 7차 전력계획에서는 이용률과 에너지원별 발전량에 대한 정보가 공개되어 있지 않다.⁴⁾ 하지만 신재생에너지 발전량 전망과 전체 발전량에서 차지하는 비중이 제시돼 있어, 전체 발전량 전망

<표 1> 에너지원별 발전 설비 계획

연도	2015년		2020년		2025년		2029년	
	설비용량 (MW)	비중 (%)	설비용량 (MW)	비중 (%)	설비용량 (MW)	비중 (%)	설비용량 (MW)	비중 (%)
원자력	21,716	22.1	26,729	19.9	32,329	21.4	38,329	23.4
유연탄	26,169	26.6	36,913	27.5	43,293	28.7	43,293	26.4
무연탄	1,125	1.1	725	0.5	725	0.5	725	0.4
LNG	28,246	28.7	35,567	26.5	33,767	22.4	33,767	20.6
석유	3,850	3.9	3,795	2.8	1,195	0.8	1,195	0.7
양수	4,700	4.8	4,700	3.5	4,700	3.1	4,700	2.9
신재생	7,355	7.5	17,273	12.9	26,098	17.3	32,890	20.1
집단	5,165	5.3	8,479	6.3	8,969	5.9	8,969	5.5
계	98,326	100	134,181	100	151,076	100	163,868	100

자료: 산업통상자원부(2015)

<표 2> 신재생에너지 발전 설비 계획

연도	단위: MW			
	2015년	2020년	2025년	2029년
수력	1,767	1,779	1,804	1,824
풍력	732	3,588	5,884	8,064
해양에너지	260	835	835	1,025
태양광	2,354	6,982	12,473	16,565
바이오	173	193	193	193
폐기물	155	155	168	168
부생가스	1,373	2,800	2,800	2,800
연료전지	241	641	1,041	1,351
IGCC	300	300	900	900
계	7,335	17,273	26,098	32,890

자료: 산업통상자원부(2015)

4) 제5차 전력계획까지는 공개본에 에너지원별 발전량 전망 자료가 제공돼 있었지만, 6차 전력계획부터는 전망 자료가 비공개되고 있다.

치를 추산할 수 있다(〈표 3〉참조). 신재생에너지 발전량은 2015년 23,857GWh에서 2029년 83,090GWh로 증가할 것으로 전망된다. 전체 발전량은 2015년 530,156GWh에서 2029년 710,171GWh로 증가할 전망이다.

〈표 3〉 신재생에너지 발전량 및 전체 발전량 전망

단위: GWh

연도	2015년	2020년	2025년	2029년
수력	6,749	6,776	6,881	6,957
풍력	1,434	6,399	12,124	16,663
해양에너지	480	1,073	1,558	1,819
태양광	2,741	8,589	15,759	21,210
바이오	680	847	847	847
폐기물	303	306	331	331
부생가스	10,235	20,873	20,873	20,873
연료전지	1,234	3,691	6,147	8,081
IGCC	0	2,102	2,102	6,307
신재생에너지 계	23,857	50,655	66,622	83,090
비중(%)	(4.5%)	(7.9%)	(9.7%)	(11.7%)
전체 발전량	530,156	641,203	686,825	710,171

자료: 산업통상자원부(2015)

2. 시나리오 구성

본 연구의 시나리오 구성을 위한 기준년도는 2015년, 목표년도는 2030년으로 설정했고 5년 단위로 분석했다.⁵⁾ 전력통계정보시스템(EPSIS)과 한국전력공사의 『한국전력통계』, 전력거래소의 『발전설비현황』, 한국에너지공단의 『집단지사사업 편람』 자료를 바탕으로 전원별 에너지원별로 세분화한 기준에너지시스템(Reference Energy System, RES)을 구성했다.⁶⁾ 기준년도의 발전설비와 공정효율, 최대이용률, 건설비, 운전유지비, 정산단가(가변비용) 등 발전설비별 특성치를 정리하면 〈표 4〉와 같다. 온실가스배출계수는 온실가스종합정보센터가 발표하는 『국가 온실가스 인벤토리 보고서』의 에너지산업 부문 배출원 및 온실가스를 대상으로 한 기준을 적용했다(온실가스종합정보센터, 2015; 한국환경공단, 2012).

- 5) 국가 온실가스 감축목표 연도가 2030년인 점을 감안했으며, 제7차 전력계획의 2029년 전망치를 2030년 디폴트(default)값으로 가정했다.
- 6) 발전부문은 상용자금을 제외한 사업자 발전(한전이 구입한 한전 및 자회사, 타사의 발전량)을 대상으로 했으며, 이는 전력수급기본계획에서 기준으로 하는 통계이다.

〈표 4〉 발전설비별 에너지원별 용량, 효율, 최대이용률, 비용(2015년)

발전설비	연료	설비용량 (MW)	발전단효율 (%)	최대 이용률 (%)	건설비 (천원/kW)	운전 유지비 (천원/kWh)	가변비용 (원/kWh)
수력_일반	수력	1,631	100	43.07	3,013	72	118.39
양수 발전	수력	4,700	100	12.31	991	28	132.75
소수력 발전	수력	139	100	63.43	3,000	90	95.37
화력	무연탄	1,125	35.63	88.97	1,971	244	107.69
화력	유연탄	25,149	39.09	94.48	1,419	49	70.99
화력	중유	2,950	37.16	41.14	2,276	117	142.66
화력	LNG	388	35.45	45.35	1,050	45	172.52
복합화력	LNG	27,941	47.21	65.54	1,148	33	126.17
복합화력	경유	571	47.21	19.41	2,462	117	870.37
내연력	경유	250	40.91	11.29	2,462	148	196.02
내연력	중유	80	40.91	74.20	2,462	148	196.02
원자력	우라늄	21,716	34.62	97.27	2,360	143	62.69
집단에너지	유연탄	1,053	46.45	56.19	917	49	122.60
집단에너지	중유	392	38.60	56.19	917	148	122.60
집단에너지	LNG	3,915	38.26	56.19	917	13	122.60
태양광	태양광	2,538	100	27.75	2,200	25	153.84
풍력	풍력	834	100	24.61	2,500	40	105.99
바이오	바이오	245	19.52	71.02	3,000	40	162.23
해양에너지	조력	255	100	22.22	3,072	192	108.37
폐기물	폐기물	191	11.07	43.14	3,000	90	164.23
부생가스	부생가스	1,415	25.06	85.19	305	90	108.37
연료전지	LNG	171	47.00	95.34	5,300	13	200.00
IGCC	유연탄	-	42.00	80.00	1,752	49	70.99

자료: 산업통상자원부, 2015; 전력거래소, 2015; 한국에너지공단, 2015; 한국전력공사, 2016; 환경부, 2015b; Park, N. B., S. J. Yun, and E. C. Jeon, 2013; 전력통계정보시스템을 참고하여 수정 및 재구성

7차 전력계획에 근거한 시나리오를 설정하기 위해서는 확정된 신재생에너지 발전량 외에 확정된 화력, 복합화력, 원자력, 집단에너지 발전설비를 이용해 2030년까지의 발전량을 추정해야 한다. 첫 번째 시나리오(Coal-Nuclear)는 석탄 화력과 원자력 발전이 기저부하 역할을 하는 우리나라의 현재 전력시스템을 고려해 발전량을 산정하고, 기타 발전원의 발전량은 LEAP 모형의 시물레이션을 통해 추정해 구성했다.

두 번째 시나리오(Gas-Nuclear)는 석탄화력 발전량을 점차적으로 LNG복합화력으로 대체하는 것이다. 석탄화력을 줄이는 대책은 정부의 온실가스 감축목표 시나리오에 포함돼 있다. 또한 온실가스 감축 목표를 달성하기 위해서는 LNG 발전의 역할과 비중을 높여야 한다는 여러 연구들을 감안해 시나리오를 설정했다(조영탁, 2005; 강희정, 2006; 박종배·노재형, 2014).

세 번째 시나리오(Gas-Renewable)는 분산형 전원 확대와 원자력 발전의 위험성을 고려해 원자력발전의 이용률을 낮추고 분산형 전원인 집단에너지와 신재생에너지설비의 이용률을 최대한 높이는 것이다. 대형 발전소 위주의 장거리 송전 시설을 통한 전력공급정책은 주민수용성과 환경문제, 송전망 포화에 따른 한계에 직면해 있다(산업통상자원부, 2014). 두 번째 시나리오 구성에서 추가적으로 이러한 한계들을 해결하기 위한 방안이 일부 반영되는 시나리오라 할 수 있다.

〈표 5〉 시나리오별 구성, 전제, 주요발전설비 평균이용률(2016년~2030년)

시나리오	시나리오의 구성	공통전제	주요발전설비별 평균 이용률
Coal-Nuclear	석탄화력과 원자력발전의 기저부하 역할 유지	7차 전력계획의 전원별 발전설비와 총발전설비, 총발전량 구성	유연탄: 83% 원자력: 83% LNG복합: 20% 집단에너지: 15% 신재생에너지: 42%
Gas-Nuclear	석탄화력을 LNG복합화력으로 역할 대체		유연탄: 30% 원자력: 83% LNG복합: 83% 집단에너지: 15% 신재생에너지: 42%
Gas-Renewable	석탄화력을 LNG복합화력으로 역할 대체 + 원자력을 집단과 신재생에너지로 일부 대체		유연탄: 30% 원자력: 66% LNG복합: 83% 집단에너지: 56% 신재생에너지: 51%

3. 사회적비용 반영

시나리오 설정 및 결과 분석의 목적은 시나리오별 온실가스 배출량을 추정하고, 이를 국가의 온실가스 감축목표와 비교함으로써 그 의미를 해석하는 데에 있다. 또한 시나리오별 누적비용을 비교 분석해 온실가스 배출을 줄이는 데 부과되는 경제적인 비용과 온실가스 감축효과를 종합적으로 분석해야 한다. 그러나 실제 부과되는 비용만을 비교할 경우 시장거래에서 반영되지 않는 에너지자원의 사용에 따른 외부비용을 간과하게 돼 분석이 왜곡될 수 있다.

이에 본 연구는 발전원별 온실가스와 대기오염 물질 배출, 원자력발전의 위험성 등에서 발생하는 외부성(externality)을 비용화한 국내 주요 연구결과를 LEAP 모형에 적용했다. 환경부(2015a, p.200)는 발전원별 단위당 총 환경비용

(대기오염과 이산화탄소 피해비용)을 LNG발전은 kWh당 35.26원, 유연탄 발전은 kWh당 87.87원으로 추정했다.

원자력발전의 외부비용은 방사성폐기물 처리, 원자로 해체비용, 정상적인 운영 과정에서 발생하는 건강 및 환경영향, 원전사고의 환경영향 등으로 구성되며, 원전사고의 규모, 확률, 지형 및 기후조건, 주변지역 인구 분포 및 추정방법에 따라 다양한 결과로 도출될 수 있다. 이에 원자력발전의 외부비용에 관해서는 향후 국가 차원에서의 종합적인 연구가 필요하다.

최근 국책연구기관에서 진행된 연구를 살펴보면, 이창훈 등(2013)은 원자력발전으로 인해 발생하지만 원자력발전 사업자가 부담하는 대신 국가나 국민이 부담하고 있는, 특히 발전원가에 미치는 영향이 큰 중대사고 위험비용을 중심으로 외부비용을 추정하였다. 일반 국민들의 위험회피성향을 반영한 중대사고 피해비용은 kWh당 0.3~203.1원에 달하는 것으로 추정됐다. 또한 조건부가치측정법(CVM)을 통해 원자력 발전의 사고위험회피비용을 분석한 결과, 주민들은 자신들의 거주지 주변에 건설되는 신규 원자력발전소에서 기인하는 위험의 해소를 위해서 1kWh당 52.1~94.9원을 지불할 의사가 있는 것으로 나타났다.

본 연구에서는 조건부가치측정법에 따른 비용결과의 평균값인 kWh당 73.5원을 원전의 외부비용으로 모형에 반영했다.⁷⁾ LNG와 유연탄발전의 외부비용은 환경부(2015a)의 연구결과를 적용했고, 석유발전의 외부비용은 석탄과 LNG의 평균값(61.57원)으로 가정했으며, 신재생에너지에는 외부비용을 반영하지 않았다.⁸⁾ 모든 비용은 2015년 불변가격으로 가정했고, 할인율은 5%를 적용했다.

7) 허가형(2014, p.68)은 비용화하기 어려운 가치를 측정하는 방법으로 조건부가치측정법은 보편적인 방법이며, 이창훈 등(2013)의 연구에 따른 원전의 외부비용은 일반인을 대상으로 한 설문조사를 바탕으로 조건부가치측정법을 통해 구해진 금액으로, 원자력 발전의 사고위험을 회피하기 위한 지불의사액이라는 점에서 내부화가 가능한 사고위험 비용 범위로 이해할 수 있다고 밝히고 있다. 이에 본 연구에서는 이창훈 등(2013)의 조건부가치측정방법에 따른 원전의 외부비용을 시나리오에 적용했다. 본 연구에서 적용한 원전을 포함한 발전원별 외부비용은 시나리오에 적용하기 위한 하나의 추정치라는 점을 다시 한 번 밝혀둔다.

8) 국내에서 주목할 만한 신재생에너지에 관한 외부비용 연구를 찾을 수 없었기 때문이기도 하지만, 신재생에너지 발전원가의 하락을 전망하는 연구(이창훈 등, 2014)를 반영하지 않는 조건이면, 에너지원별 사회적비용을 비교하는 데에 적합성을 갖춘 것으로 가정할 수 있다고 판단했다.

IV. 분석 결과

1. 전원별 발전량

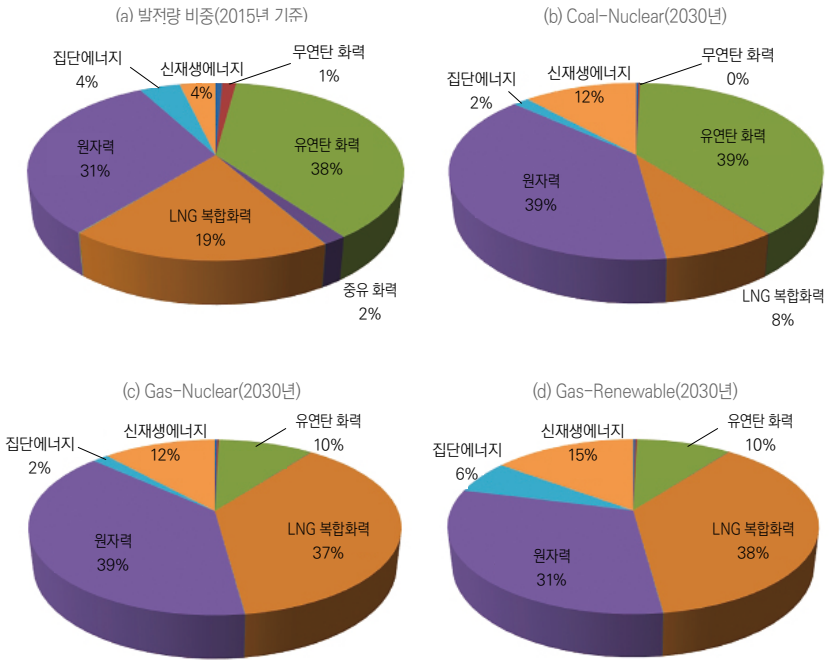
세 가지 시나리오는 총 발전설비와 발전량이 같은 조건 하에서 설정되었기 때문에 발전량 비중을 중심으로 비교 분석했다. 2015년 기준 발전량 비중은 유연탄 화력이 38%로 가장 크고, 원자력(31%), LNG복합화력(19%)의 순이다. 신재생에너지와 집단에너지 비중은 각각 4% 정도에 불과하다.

2030년 Coal-Nuclear시나리오의 발전량 비중은 유연탄 화력과 원자력이 각각 39%로 대부분의 발전량을 담당하게 되는 것으로 전망됐다. 두 기저발전원에 적용된 평균이용률은 83%로 2005년~2015년 동안의 평균이용률인 91%에 못 미치는 수준이다. 그럼에도 발전량 비중이 더욱 상승한 것은 발전 설비가 더 큰 폭으로 상승했기 때문으로 분석된다. 반면에 LNG복합화력의 발전량 비중은 8%에 불과해 LNG복합화력 발전소가 유휴설비로 남을 가능성이 높아 보인다. 신재생에너지의 비중은 7차 전력계획에 따른 목표인 12%를 달성한다. 집단에너지의 발전량 비중은 2%에 머물 전망이다.

Gas-Nuclear시나리오의 2030년 발전량 비중은 원자력이 39%로 가장 크고, LNG복합화력이 37%, 유연탄 화력은 10%로 전망됐다. 원자력과 LNG복합화력에 적용된 평균이용률이 83%, 유연탄 화력은 30%인 점을 감안하면, 유연탄 화력 발전설비가 유휴설비로 바뀔 가능성이 높은 것으로 분석된다. Coal-Nuclear시나리오와 마찬가지로 신재생에너지의 비중은 12%, 집단에너지의 발전량 비중은 2%로 나타났다.

Gas-Renewable시나리오의 2030년 발전량 비중은 LNG복합화력이 38%로 가장 크고, 원자력발전이 31%를 차지할 전망이다. 원자력발전의 경우 평균이용률을 66%로 낮췄음에도 발전설비의 지속적인 증가로 인해 전체 발전량 대비 큰 비중을 차지하게 된다. 신재생에너지의 경우 전원별 최고 이용률을 가질 경우 15%의 비중을 차지하고, 집단에너지는 6%로 상승한다. 신재생에너지와 집단에너지의 발전량 합계 비중은 21%로 분산형 전원시스템으로의 전환 가능성을 확인할 수 있다.

〈그림 1〉 시나리오별 발전량 비중 전망

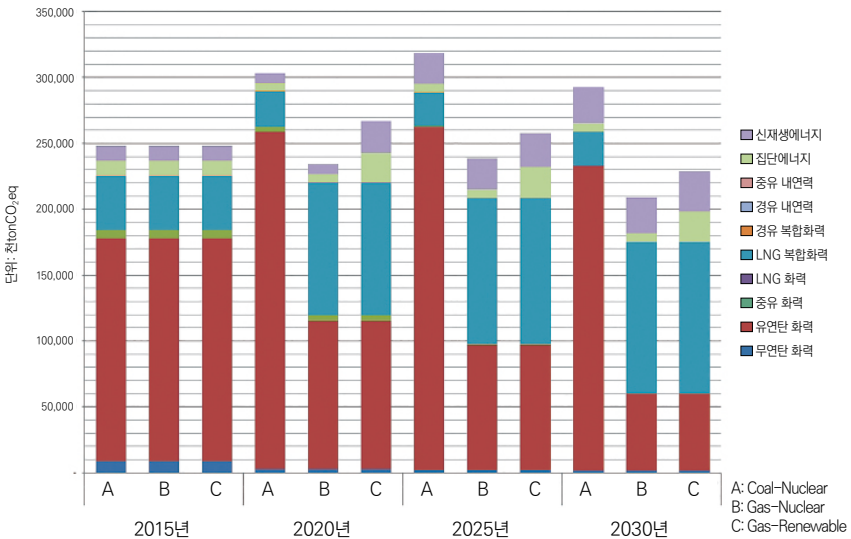


2. 온실가스 배출량

Coal-Nuclear시나리오의 온실가스 배출량은 2020년 303,148천tonCO₂eq에서 2025년 318,322천tonCO₂eq까지 증가했다가 2030년 292,575천tonCO₂eq로 감소할 것으로 전망됐다. 2030년 온실가스 배출량은 2015년 대비 17.9% 증가한 수치다. Gas-Nuclear시나리오의 경우 2020년 온실가스 배출량은 233,885천tonCO₂eq, 2025년 238,218천tonCO₂eq, 2030년 208,884천tonCO₂eq로 줄어드는 것으로 분석됐다. 2030년 온실가스 배출량은 2015년 대비 15.8% 감소한 수치다. Gas-Renewable시나리오의 온실가스 배출량은 2020년 266,963천tonCO₂eq까지 증가했다가 2025년 257,935천tonCO₂eq, 2030년 228,889천tonCO₂eq까지 감소할 것으로 전망됐다. 2030년 온실가스 배출량은 2015년 대비 7.8% 감소한 수치다. Coal-Nuclear와 Gas-Nuclear시나리오의 온실가스 배출량 차이는 유연탄화력을 LNG복합화력으로 대체한 효과 때문에 발생한 것으로

분석된다. Gas-Nuclear와 Gas-Renewable시나리오의 온실가스 배출량 차이는 원자력을 신재생에너지와 집단에너지로 대체함에 따른 결과이다.

〈그림 2〉 시나리오별 온실가스 배출량 전망



2030년 발전부문의 온실가스 감축 목표가 확정·발표되지 않았기 때문에 세 가지 시나리오의 2030년 온실가스 배출량 전망이 감축 목표를 달성하는지에 대한 평가를 하기는 어렵다. 하지만 정부가 발표한 2030년 온실가스 배출전망 결과와 국내 감축목표율(25.7%)을 고려하면 발전부문의 온실가스 배출목표를 추정할 수 있다. 또한 산업부문 감축률(산업공정 포함)은 부문 BAU의 12% 수준을 초과하지 않도록 하겠다는 정부의 발표를 감안하면,⁹⁾ 전환, 수송, 가정 및 상업 등 에너지부문과 폐기물, 농업 비에너지 등 비에너지부문에서 온실가스 배출량을 부문 BAU 대비 33.7% 감축해야 전체 온실가스 감축목표를 달성할 수 있다. 2030년 전환부문의 온실가스 배출 전망 결과는 333.1백만tonCO₂eq로 33.7%의 감축률을 적용할 경우 온실가스 목표배출량은 약 220.8백만tonCO₂eq로 추정된다.¹⁰⁾

9) 관계부처 합동, 2015.6.29., “2030년 우리나라 온실가스 감축목표 BAU(851백만톤) 대비 37%로 확정.” 보도자료.

10) 관계부처 합동, 2015.6.11., “Post-2020 온실가스 감축목표 설정 추진계획.” 보도자료.

Coal-Nuclear시나리오의 경우는 정부 목표 추정(안)보다 72백만tonCO₂eq 더 많이 온실가스를 배출하면서 목표를 달성하지 못하고, Gas-Nuclear시나리오는 정부 목표를 달성하며, Gas-Renewable시나리오는 정부 목표 추정(안)과 거의 비슷한 수준이지만, 8백만tonCO₂eq의 온실가스를 더 배출하는 것으로 분석된다(〈표 6〉참조).

〈표 6〉 2030년 발전부문 온실가스 배출목표와 시나리오별 전망

단위: 백만CO₂eq

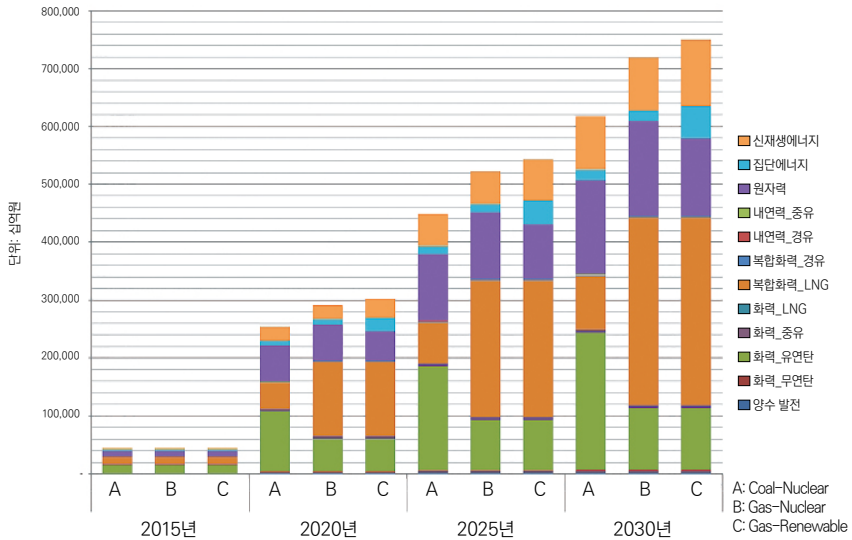
감축률	정부 목표 추정(안)	Coal-Nuclear	Gas-Nuclear	Gas-Renewable
33.7%	220.8	292.6	208.9	228.9

3. 시나리오별 비용

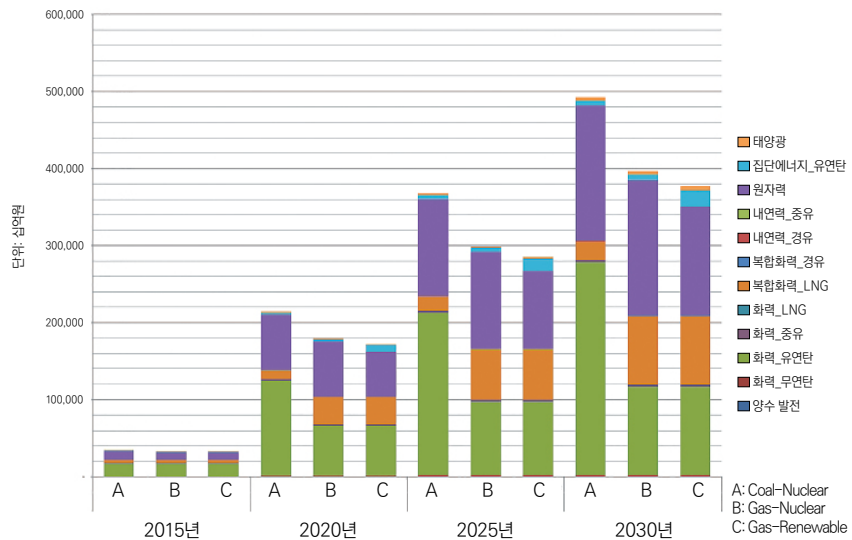
온실가스 감축 목표를 달성하는 것도 중요하지만, 그에 따르는 비용도 감안해야 한다. Coal-Nuclear시나리오의 경우 2015년~2030년 기간 동안 누적 사적비용은 약 616조원으로 추산된다. Gas-Nuclear시나리오는 718조원, Gas-Renewable시나리오는 750조원에 이를 것으로 전망된다. Coal-Nuclear 대비 Gas-Nuclear시나리오는 32조원, Gas-Renewable시나리오는 134조원의 추가 비용이 발생하는 것으로 추정된다.

시나리오별 누적 외부비용을 비교해보면, 누적 사적비용과는 정반대의 결과가 나타난다. Coal-Nuclear시나리오의 2015년~2030년 기간 동안 누적 외부비용은 약 493조원인데 반해 Gas-Nuclear시나리오는 396조원, Gas-Renewable시나리오는 누적 외부비용이 가장 적은 377조원으로 추산된다. Gas-Renewable시나리오 대비 Gas-Nuclear시나리오는 21조원, Coal-Nuclear시나리오의 경우는 누적 외부비용을 116조원 더 부담하게 된다. Coal-Nuclear시나리오의 누적 외부비용이 가장 큰 것은 유연탄 화력과 원자력 발전에 부과된 사회적 비용의 크기가 각각 276조원과 176조원에 이르기 때문으로 분석된다.

〈그림 3〉 시나리오별 누적 사적비용 전망

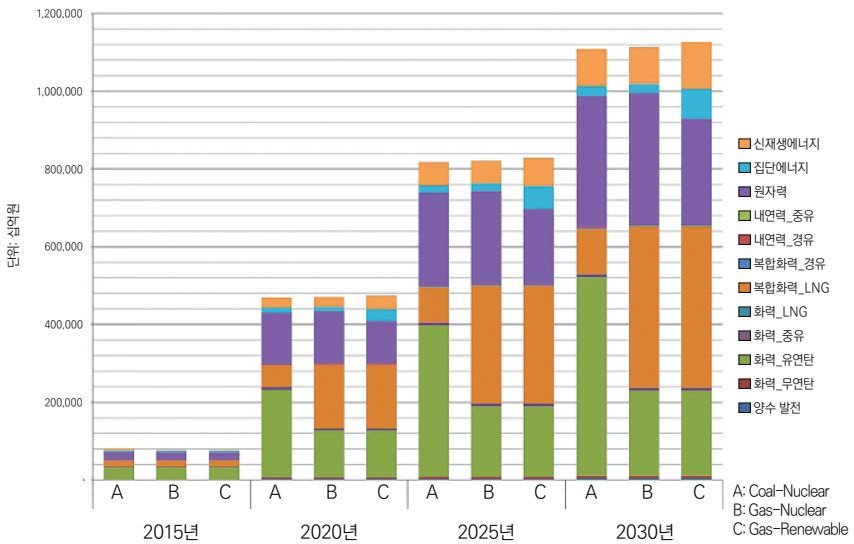


〈그림 4〉 시나리오별 누적 외부비용 전망



사적비용과 외부비용을 합한 사회적비용을 시나리오별로 비교하면, Coal-Nuclear시나리오의 경우는 2015년~2030년 기간 동안 총 누적비용이 1,109조 원, Gas-Nuclear시나리오는 1,115조원, Gas-Renewable시나리오는 1,127조 원으로 추산된다. Coal-Nuclear시나리오 대비 Gas-Nuclear시나리오는 6조원, Gas-Renewable시나리오는 18조원 정도의 차이를 보이고 있다. 사회적비용의 적합성과 실제 부과될 가능성에 대한 세부적인 분석과 전망이 필요하며 이에 따른 결과가 다양할 수는 있지만, 본 연구에서 추정한 세 가지 시나리오의 사적비용과 외부비용을 고려한 누적 사회적비용 차이가 크지 않다는 점에 주목할 필요가 있다.

〈그림 5〉 시나리오별 누적 사회적비용 전망



V. 시사점 및 향후 과제

본 연구는 제7차 전력계획에 근거한 발전부문의 온실가스 배출량을 LEAP 모형을 통해 세 가지 시나리오로 추정하고, 발전부문의 2030년 온실가스 감축 목표 달성 가능성을 평가했다. 또한 사회적비용을 고려한 총 누적 비용을 시나리오별로 비교 분석했다. 분석결과를 바탕으로 한 8차 전력계획 수립 시 고려해야 할 시사점과 과제는 다음과 같다.

첫째, 발전부문의 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 유연탄 화력발전 설비와 발전량을 줄이는 대책이 필요하고 실현가능하다는 점이다. LNG복합화력의 이용률을 높이고 유연탄 화력의 이용률을 낮추는 Gas-Nuclear시나리오의 경우 2030년 발전부문의 온실가스 감축목표를 달성할 수 있는 것으로 분석됐다. 시나리오에서 적용한 유연탄 화력의 평균 이용률이 30%인 점을 감안하면, 유연탄 화력발전 설비를 크게 줄일 수 있어 사회적비용 절감에도 기여할 수 있을 것으로 예상된다. 또한 정부가 추진 중인 중연 유연탄 화력 설비 축소를 통한 미세먼지 관리 대책에도 부합하는 것으로 판단된다.¹¹⁾

둘째, 7차 전력계획의 발전 설비 계획이 과다한 것은 아닌지에 대한 점검이 필요하다. 정부는 발전기 고장 등에 대비한 최소예비율 15% 이상 확보와 수요·공급 불확실성(7%)을 감안해 2029년 22%의 설비 예비율 목표를 설정했다(산업통상자원부, 2015). 하지만 최근의 국내 전력수급 현황을 살펴보면, 2010년부터 2013년까지는 전력수급위기 및 순환정전상태를 야기했던 데 반해 2015년말 기준 전력수급은 안정적이었고, 2017년 이후에는 설비예비율이 2000년 이후 최대인 26.3%가 될 것으로 예상됨에 따라 발전설비 과잉 투자 우려가 제기되고 있다(국회예산정책처, 2016). 본 연구의 시나리오별 시뮬레이션 결과를 보면, 유연탄 석탄화력과 원자력을 비롯한 모든 발전 설비의 평균 이용률이 지난 10년 간 평균이용률에 비해 크게 낮아지는 것을 확인할 수 있다. Coal-Nuclear시나리오의 경우 유연탄 화력과 원전의 평균이용율을 91%에서 83%로 낮추었음에도 LNG복합화력의 평균 이용률은 52%에서 20%까지 떨어지는 결과가 나타났다. 또한 Gas-Nuclear시나

11) 정부합동, 2016.6.3., “정부합동, 미세먼지 관리 특별대책 확정·발표,” 보도자료.

리오와 Gas-Renewable시나리오를 통해서는 유연탄과 원자력발전 설비가 과다하게 계획되었을 가능성이 있는 것으로 분석됐다.

셋째, 분산형 전원과 신재생에너지 보급 목표를 보다 상향 조정하고 이를 위한 정책을 마련할 필요가 있다. 정부는 2029년까지 전체 발전량의 12.5%, 2035년까지 15%를 분산형 전원으로 공급하는 목표를 세우고 있다(산업통상자원부, 2014, 2015). 분산형 전원과 온실가스 감축 목표 달성을 위해서는 집단에너지사업과 열병합발전의 역할을 재정립하고 정책과 제도적 개선방안을 마련해야 한다(정연미, 2010). 또한 생산지와 소비지가 일치하지 않는 전력부문 온실가스 배출에 관한 책임 문제가 지역 간 갈등요인이 될 수 있는 상황에서(진상현·황인창·한준, 2011), 분산형 전원 확대가 지역사회에 미치는 영향에 관한 연구도 필요하다. Gas-Renewable시나리오 분석 결과, 원자력 발전의 이용률을 낮추는 대신 집단에너지 설비와 신재생에너지 이용률을 최대로 높일 경우 분산형 전원시스템으로의 전환 가능성이 나타났다. 하지만 원자력발전을 집단에너지로 대체하면서 온실가스 배출량이 Gas-Nuclear시나리오보다 증가하는 것으로 나타났다. 또한 신재생에너지 발전원은 이용률을 높이는 데에 한계가 있어 신재생에너지 발전량을 확대하기 위해서는 발전 설비 보급량이 보다 더 확대되어야 하는 것으로 분석됐다. 신재생에너지 발전 사업에 대한 안정적인 지원과 최근 들어 발생하고 있는 입지 및 인허가와 관련한 갈등을 해결할 수 있는 정책이 마련되어야 한다.

마지막으로, 발전원별 외부비용에 대한 종합적인 연구가 필요하고, 외부비용을 내부화하는 방안을 마련해야 한다. 정부가 (가칭)발전비용산정위원회를 구성하는 방안(허가형, 2014)을 고려할 필요가 있으며, 탄소세와 핵연료세 등을 포함해 외부비용을 내부화하는 방안을 논의해야 한다. 대기오염 개선과 온실가스 감축, 원자력의 위험성을 줄이는 지속가능한 전원시스템 구축을 위해서는 에너지세제 개편 및 탄소세 도입, 원자력 발전의 위험성을 고려한 조세 제도 및 안전규제의 강화가 시급하다.

■ 참고문헌 ■

- 강희정, 2006, “발전부문 온실가스배출과 가스발전의 역할 분석,” 『한국가스학회지』, 10(4), pp.11-16.
- 국회예산정책처, 2016, “최근 국내외 전력수급 현황 및 시사점,” 『경제동향&이슈』, 41, pp.45-54. 서울: 국회예산정책처.
- 김민욱·윤영중·한준·이화수·전의찬, 2016, “LEAP 모형을 이용한 도로교통부문의 온실가스 감축잠재량 분석: 저탄소차협력금제도, 연비강화, 운전형태개선을 중심으로,” 『한국기후변화학회지』, 7(1), pp.85-93, DOI:10.15531/KSCCR.2016.7.1.85
- 관계부처 합동, 2015.6.11., “Post-2020 온실가스 감축목표 설정 추진계획,” 보도자료. _____, 2015.6.29., “2030년 우리나라 온실가스 감축목표 BAU(851백만톤) 대비 37%으로 확정,” 보도자료.
- 김호석, 2007, “LEAP 모델링시스템을 이용한 상향모형 구축 및 에너지부문 기후정책 평가,” 『에너지기후변화학회지』, 2(1), pp.49-58.
- 박종배·노재형, 2014, “전력수급기본계획의 불확실성과 CO₂ 배출 목표를 고려한 발전용 천연가스 장기전망과 대책,” 『전기학회논문지』, 63(11), pp.1503-1510, DOI: 10.5370/KIEE.2014.63.11.1503.
- 산업통상자원부, 2014, 『2차 에너지기본계획』, 세종: 산업통상자원부.
- _____, 2015, 『제7차 전력수급기본계획(2015~2029)』, 세종: 산업통상자원부.
- 온실가스종합정보센터, 2015, 『2015 국가 온실가스 인벤토리 보고서』, 서울: 온실가스종합정보센터.
- 유정화·박년배·조미현·전의찬, 2012, “상향식 모형을 이용한 대학의 온실가스 감축 잠재량 평가,” 『한국기후변화학회지』, 3(3), pp.183-193.
- 이창훈·이미숙·조공장·조연경·김지은·이수철 등, 2013, 『화석연료 대체에너지원의 환경·경제성 평가 (I): 원자력을 중심으로』, 세종: 한국환경정책·평가연구원.
- 이창훈·조지혜·윤정호·조연경·김민·조남욱 등, 2014, 『화석연료 대체에너지원의 환경·경제성 평가 (II): 재생에너지 발전원을 중심으로』, 세종: 한국환경정책·평가연구원.
- 전력거래소, 2015, 『2014년도 발전설비현황』, 전라남도: 전력거래소.
- 전수영·박상원·송호준·박진원, 2009, “원자력과 신재생에너지 발전설비 확대에 따른 온실가스 저감 잠재량에 관한 연구,” 『에너지공학』, 10(4), pp.191-202.
- 정부합동, 2016.6.3., “정부합동, 미세먼지 관리 특별대책 확정·발표,” 보도자료.
- 정연미, 2010, “온실가스 감축을 위한 열병합발전 지원 정책 및 제도에 관한 고찰,” 『환경정책』, 18(2), pp.1-28.
- 조미현·박년배·전의찬, 2013, “LEAP 모형을 이용한 가정 부문 온실가스 저감효과 분석,” 『한

- 국기후변화학회지, 4(3), pp.211-219.
- 조영탁, 2005, “지속가능한 전력시스템과 천연가스발전: 장기전원구성문제를 중심으로,” 『경제발전연구』, 11(2), pp.123-166.
- 조철홍·전의찬, 2014, “에너지-기후변화 정책의 양립가능성 평가: 한국의 전력부문을 중심으로,” 『에너지경제연구』, 13(2), pp.190-230.
- 진상현·황인창·한준, 2011, “전력부문 온실가스 배출 관련 지자체의 책임성에 관한 연구,” 『환경정책』, 19(1), pp.23-49.
- 한국에너지공단, 2015, 『2015 집단에너지사업 편람』, 경기도: 한국에너지공단.
- 한국전력공사, 2016, 『(2015년) 한국전력통계』, 전라남도: 한국전력공사.
- 한국환경공단, 2012, 『지자체 온실가스 배출량 산정지침(Ver. 3.0)』, 인천: 한국환경공단.
- 허가형, 2014, 『원자력 발전비용의 쟁점과 과제』, 서울: 국회예산정책처.
- 환경부, 2015a, 『환경-기후변화를 고려한 에너지정책 대안 연구: 1분과(에너지세)』, 세종: 환경부.
- _____, 2015b, 『환경-기후변화를 고려한 에너지정책 대안 연구: 3분과(전력)』, 세종: 환경부.
- Park, N. B., S. J. Yun, and E. C. Jeon, 2013, “An analysis of long-term scenarios for the transition to renewable energy in the Korean electricity sector,” *Energy Policy*, 52(2013), pp.288-296, DOI:10.1016/j.enpol.2012.09.021.
- 전력통계정보시스템, 2016, <http://epsis.kpx.or.kr/epsis/>.
- LEAP 홈페이지, 2016, <https://www.energycommunity.org/default.asp?action=home>.

권승문: 세종대학교 대학원 기후변화협동과정 박사과정으로 기후변화정책학을 전공하고 있다. 에너지 시나리오 및 온실가스 감축 모델링 분석, 재생에너지 전환 정책 등이 관심분야다. 주요 논문으로 “신재생에너지산업의 경제적 파급효과 분석”(2016), “경제성장과 산업구조 변화에 따른 장기 온실가스 배출량 전망 시나리오 분석”(2016) 등이 있다(smkwon1201@gmail.com).

전의찬: 서울대학교 환경대학원에서 환경계획학 박사학위를 받았으며, 현재 세종대학교 환경에너지융합학과 교수 및 기후변화센터장으로 재직 중이다. 주요 연구분야는 기후변화대응정책, 온실가스 배출계수 개발 및 인벤토리 구축, 대기오염물질 관리방안 등이다. 주요 저서로 “기후변화-에너지-산업”(2015), “기후변화 25인의 전문가가 답하다”(2012), “지구를 살리는 환경과학”(2005), “에너지와 환경”(2005) 등이 있다(ecjeon@sejong.ac.kr).