에너지공학, 제25권 제3호(2016)
Journal of Energy Engineering, Vol. 25, No. 3, pp.136~148(2016)
http://dx.doi.org/10.5855/ENERGY.2016.25.3.136

Post-2020 신기후체제의 발전부문 대응에 따른 경제적 파급효과 분석

윤태식* · 이봉용† ** · 노재엽**
***한국수력원자력주식회사 중앙연구원 원전사후기술센터 해체팀**
****한국수력원자력주식회사 경영혁신실 경영연구소**
(2015년 10월 20일 접수, 2016년 8월 2일 수정, 2016년 8월 2일 채택)

Economic Effects of the Post-2020 Climate Change Mitigation Commitments: From the Generation Industry's Perspective

Taesik Yun*, Bongyong Lee†, Jaeyup Noh****
*Korea Hydro&Nuclear Power Co. LTD, Central Research Institute, Decommissioning & Spent Fuel Technology Center, Decommissioning Engineering Team
**Korea Hydro&Nuclear Power Co., Innovation Office, LTD Management Research Institute
(Received 20 October 2015, Revised 2 August 2016, Accepted 2 August 2016)

요 약

본 논문은 최근 공표된 Post-2020 신기후체제의 국가적 대응에 따른 발전부문의 역할들을 시나리오로 설정하여 경제적 파급효과를 비교 분석 하였다. 이를 위해 제7차 전력수급기본계획에서 제시한 2030년 발전원별 추정 발전량에 IAEA에서 발표한 온실가스 배출계수를 적용하여 온실가스 배출량을 예측하여 발전부문에서 발생시키는 초과 배출량을 산정하였다. 초과 배출량 감축을 위해 세 가지 시나리오를 기반으로 하였으며, 이들은 원자력발전소로 대체, 신재생발전설비 확대, CCS 도입 등이다. 분석 결과 원자력 발전소 대체 시나리오가 배출량 감소 및 경제적인 측면에서 가장 긍정적인 결과를 보였다.

주요어 : Post-2020, 기후변화, 온실가스 감축, 제7차 전력수급계획, 경제적 파급효과

Abstract - We analyze economic effects of GHG reduction measures of the generation industry to meet 2030 GHG reduction target using the scenario based approach. We estimate the GHG emission of the Korean power industry in 2030 based on both the 7th Electricity Supply & Demand Plan and the GHG emission coefficients issued by IAEA. We set up three scenarios for reduction measures by replacing the coal fired plants with nuclear power, renewable energy and carbon capture and storage. Once and for all, the nuclear power scenario dominates the other energy technologies in terms of GHG reduction quantities and economic effects.

Key words : Post-2020, Climate Change, GHG Reduction, The 7th Electricity Supply & Demand Plan, Economic Effect

1. 서 론

기후변화 대응을 위한 제5차 IPCC(2014) 보고서에 따르면 인간활동에 기인한 온실가스로 인하여 1880년~2012년 동안 연간 지구 평균온도가 0.85℃ 상승하였으며, 현재 추세가 지속됨을 가정 시 금세기말(2081~2100년)에는 1986년~2005년 대비 3.7℃까지 상승할 것으로 예상하고 있다. 따라서 전 세계는 현재와 유사한 경로(Business As Usual)를 따를 경우 제16차 당사국총회(COP16, 2010)이후 공식화된 지구 평균기온 2℃ 상승억

†To whom corresponding should be addressed.
Tel : 054-704-1359 E-mail : bngynglee@yahoo.com

제 목표를 달성할 수 없음이 확실 시 되어 이를 위한 적극적인 온실가스 감축 정책을 추진을 권고하고 있다.

이런 와중에서도 온실가스 감축을 위한 국제적 노력은 지속적으로 이루어져 왔으나, 최초 교토의정서를 기반을 둔 국제협약에서는 온실가스 배출 1위인 중국과 2위인 미국이 의무 감축국으로 포함되지 않아 실질적인 감축노력에는 한계를 내포하고 있었다. 그러나 발효 준비 중인 Post-2020 신기후 변화체제에는 미국과 중국을 포함한 범지구적인 국가별 기여방안(Intended National Determined Contributions, INDC)이 제출되고 있다. 우리나라는 2015년 6월 30일 국가 온실가스 감축 목표를 2030년 기준 배출전망치(BAU)대비 37% 감축하는 것으로 최종 결정하고 국제사회에 공표하였다. 우리나라가 제시한 2030년 국가 감축목표는 국내 배출 예상량에서 25.7% 감축과 국제시장 매커니즘을 통한 감축분 11.3%로 구성되었다. 이는 온실가스 배출 기여도가 높은 부문의 온실가스 감축 압력이 높아질 것임을 의미한다.

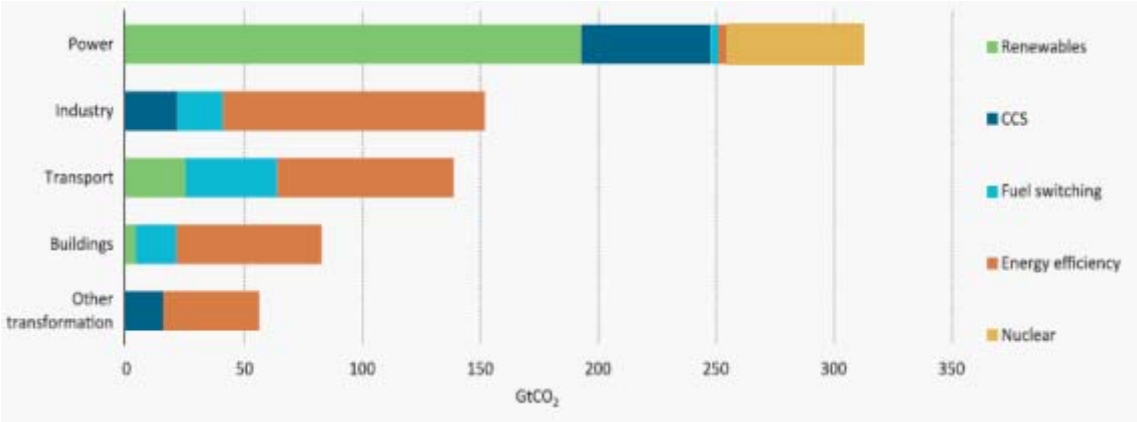
이러한 상황에서 우리나라 발전부문의 온실가스 배출 수준은 2011년 기준 국가 온실가스 배출량의 685.7백만톤의 36.7%인 251.5백만톤이며, 이중 화력발전 공기업 5개사의 2011년 온실가스 배출량은 30.2%(206.8백만톤)를 차지하였다. 이는 2030년 국가온실가스 감축목표 달성을 위해서는 배출기여도가 높은 발전부문의 온실가스 감축이 필연적임을 말하고 있다.

본 연구는 국가적 온실가스 감축목표 달성을 위해 발전부분에서의 감축해야 하는 배출량을 제7차 전력수급계획기반[1]으로 산정하고 이를 위한 감축 시나리오를 설정하여 이로 인한 경제적 파급효과를 정량적으로 제시함이 주요목적이다.

2. 선행연구

에너지 부분의 온실가스 감축과 관련하여 국제에너지기구(IEA, 2015)는 2050년까지 온실가스 감축목표 달성을 위해서는 발전부문의 탈탄소화가 가장 중요한 요건이라고 전망하고 있으며 산업, 교통, 건물 등의 순으로 온실가스 감축이 필요할 것으로 보고 있다. 온실가스 감축의 가장 많은 부분을 차지할 것으로 예상되는 발전부문에서 온실가스 감축을 위한 주요 기술로는 신재생에너지, CCS[2], 원자력발전, 에너지효율화, 연료대체를 주요대안으로 보고 있다(Fig. 1. 참조).

이상엽, 김광모(2014)는 2020년 국가 온실가스 감축 로드맵 정책 및 개선방안 연구에서 전환부문(발전, 도시가스, 지역난방)의 온실가스 감축활동이 거시경제에 미치는 부정적 효과(2020년 실질산출, GDP, 고용; BAU 대비, 4.96%, 5.04%, 4.96%감소)가 매우 클 것으로 전망되어 혁신적인 신재생에너지 발전기술, 전력생산 효율증대, 온실가스 최종처리 기술 등의 도입을 통해 해당 업종뿐만 아니라 경제 전체의 부정적 파급영향을 최소화하기 위한 대비가 특히 중요할 것으로 보았다. 한국환경정책·평가연구원(2014)은 전환부문 온실가스 감축 대안으로 수요관리 정책강화, 신재생에너지 보급, 지능형 수요관리



Source: IEA(2015)

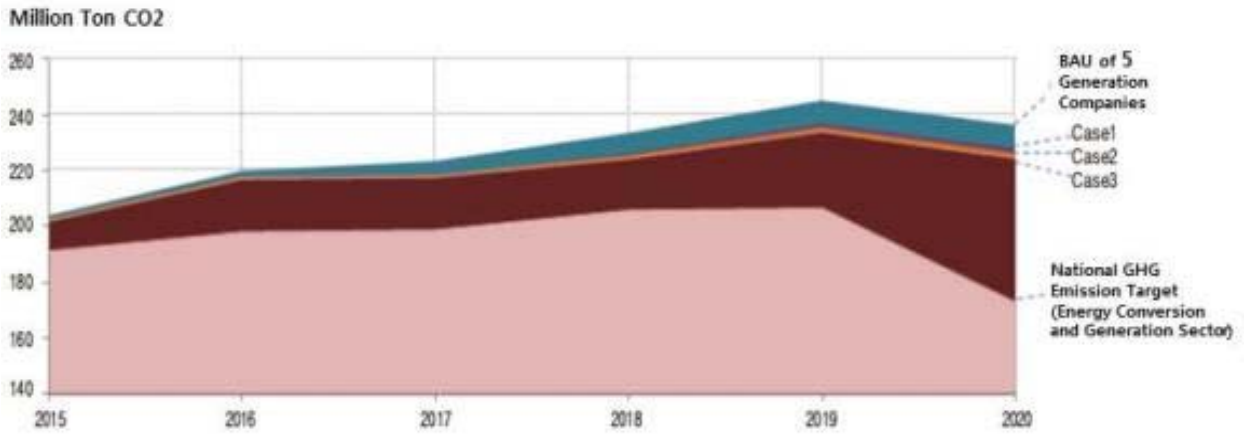
Fig. 1. Cumulative CO2 reductions by technology in two degrees by 2050

1) 제7차 전력수급기본계획은 2015년~2029년의 전력수요 전망과 이에 따른 발전설비계획을 다루는 국가계획으로 써 2015년 7월 산업통상자원부가 공고하였음

2) Carbon Capture & Storage: 탄소포집·저장기술

Table 1. Alternatives of the energy conversion and generation sector

Alternative	Description
Demand Management Policy Enhancement	• Rationalize energy price structure • Normalize electric rate with consideration of environmental and social costs, and expand application of demand managed rate system
New and Renewable Energy	• Enforce Renewable Portfolio Standards(RPS) and support spread of RPS
Intelligent Demand Management Expansion	• Apply smart-grid technology • Expand EMS(Energy Management System)
Leading Technology Development	• Develop source and core technology for CCS plant technology • Develop leading technology via examinations



Source: Korea Energy Agency, Korea Electric Power Corporation (2014)

Fig. 2. Comparison of reduction amount by scenario and national target

확대, 선도기술 개발 대안에 대해 검토 하였다. 이중 수요관리 부분을 제외한 대안으로는 신재생에너지 보급, 선도기술 개발을 주요 대안으로 제시하고 있다. (Table. 1. 참조)

발전부문 온실가스 감축로드맵 수립(에너지관리공단, 한국전력공사, 2014)연구는 제6차 전력수급기본계획에 기반하여 온실가스 감축기술과 신재생에너지 개발 등을 중점적으로 검토 하였다. 발전부문 적용 감축기술 가운데 검토 가능한 8개 기술군[3)]을 대상으로 선정하여 분석하였다. 2020년 발전부문 감축 목표는 26.7% 이나, 감축로드맵 시나리오 기준으로 2020년 3.44%~4.79%의 감축을 전망하였으며 이는 기술적 감축노력만으로는 발전부문의 온실가스 감축목표를 감축하기 어려운 것으로 분석하였다. (Fig. 2. 참조)

선행연구 결과들은 우선 온실가스 감축에 있어서 발전부문 역할과 함께 감축 정책의 중요성을 인지하는 계기가 되었다. 그러므로 본 연구는 최근정책의 변화를 연구에 반영하기 위해 2014년에 발표된 국가온실가스 감축로드맵과 2015년에 발표된 제7차 전력수급기본계획을 기반으로 하여 Post-2020 국가감축목표(2030년 감축목표)에 대한 국가적 대응에 따른 경제적 파급효과와 원전산업에 미치는 영향을 분석하였다.

주요감축 수단은 본 논문의 주요 시나리오에 적용하였으며, 발전부문 수요관리는 제7차 전력수급기본계획에서 제시한 수요관리 목표를 준용하여 연구를 진행 하였다.

3) 초초임계압 석탄화력 발전기술, 고효율가스터빈을 적용한 가스복합화력 기술, 석탄가스화복합발전기술, 탄소포집·저장기술(CCS), 연료전지기술, 바이오매스, 풍력발전기술, 태양광발전기술.

3. 연구방법론

3-1. ASP 모형을 활용한 발전부문 온실가스 배출 Base Line 설정

본 논문에서는 정책적 정합성을 유지하여 2030년 발전부문 온실가스 배출 Base Line을 제7차 전력수급기본계획에 제시된 발전설비 구성을 기반으로 산정하였다. 제7차 전력수급기본계획의 주요 특징은 저탄소 전원믹스가 강화되었다는 점이다. 연료의 온실가스 취약성 때문에 허가받지 못한 석탄발전소 4기를 계획에서 제외하여 온실가스 배출부담이 큰 석탄 발전 비중이 줄어들었다[4]. 제외된 석탄발전설비들은 원자력발전소 2기로 대체하였고 이는 제2차 에너지기본계획의 원자력발전 비중 목표 (2035년, 29%)에도 부합하는 결과가 되었다. 신재생에너지 설비용량도 제2차 에너지기본계획, 제4차 신재생에너지기본계획에 따라 계획되어 2029년 신재생에너지의 설비용량은 33,890MWe, 발전량은 83,090GWh으로 전망하고 있다. 또한, 에너지 효율향상 및 정보통신기술 활용 등을 통한 적극적인 수요관리 계획도 포함되어 있다.

2030년 발전부문 온실가스 배출 Base Line을 산정을 위해 WASP 모형[5]을 활용하여 2030년 발전원별 발전량을 계산하였으며, 이렇게 산정된 발전량을 기준으로 발전원별 배출계수(IAEA, 2006)를 적용하여 온실가스 배출량을 전망하였다. 제7차 전력수급기본계획은 2029년까지의 발전원별 발전량 이므로, 본 연구에서는 2029년의 전원구성비가 2030년까지 유지된다는 가정하에 발전부문 온실가스 배출 Base Line을 산정 하였다.

3-2. 발전부문 온실가스 감축 시나리오 설정

Post-2020 신기후체제 대응을 위한 2030년 국가감축목표는 제시한 상황이나, 발전부문에 대한 감축목표는 아직 미정이므로 Post-2020 국가감축목표에서 제시된 온실가스 배출 예상량(BAU) 중 전환부문의 2030년 배출예상의 95%를 발전부문 온실가스 배출 예상치로 가정하여 산정 하였다. Post-2020 감축목표, 제7차 전력수급기본계획 그리고 WASP 기반 발전부문 배출 Base Line 간의 배출량 차이를 분석하여 2030년 발전부문에서 추가적으로 감축해야할 온실가스 배출량을 산정하였다. 초과 온실가스 배출량에 대해서는 발전부문에서 온실가스를 가장 많이 배출하는 석탄발전을 대체하는 방안을 선정하였다.

우선 석탄발전량에 대한 필요 감소량을 도출하고 이를 대체를 할 수 있는 방안들을 시나리오로 설정하였다. 국제에너지기구(IEA, 2015)에 따르면 발전부문 온실가스 감축을 위한 3대 주요 기술로 원자력 발전, 신재생발전, 탄소수집 및 저장(CCS) 설비를 고려하고 있어, 본 연구에서도 이들 기술들로 대체하는 것으로 시나리오를 설정하였다.

Table 2. Emission coefficient

(Unit: g-CO^2/kWh)

	Coal	LNG	Oil	Nuclear	Renewables
Coefficient	991	549	782	10	-

Table 3. Necessary land size[6]

(Unit: km^2/MWe)

	Nuclear	Wind	Solar
Necessary land size	0.0034	0.8025	0.1553

4) 영흥 7, 8호기 (1,740MWe, 동부 하슬라 1,2호기(2,000MWe)가 제외되어 제 6차 전력수급기본계획 대비 석탄발전 비중이 2.4% 감소하였음

5) WASP은 1974년 미국 TVA(Tennessee Valley Authority)에서 개발되어 IAEA에서 보완된 발전설비계획 수립용 전산모형이다. 우리나라에서는 1977년 IAEA를 통해 도입되었으며, 전력거래소가 전력수급계획 수립을 위해 사용 중인 모델임

6) NEI(Nuclear Energy Institute) Land Requirements for Carbon-Free Technologies 연구결과, 원자력 발전(이용률 90%) 1.3mi^2/1,000MWe, 풍력(이용률 32～47%) 260～360mi^2/1,000MWe, 태양광(이용률 17～28%) 45～75 mi^2/1,000MWe. 1 mi = 1.609 km 적용, 풍력, 태양광 평균값 준용

- 시나리오1 : 원자력발전소로 대체 방안이며 저탄소 및 고효율 발전원으로써 석탄 발전과 동일하게 기저부하를 담당하고 있으며 석탄발전량의 역할과 효율기준으로 현실적인 방안임
- 시나리오2 : 신재생발전설비 확대 방안으로 온실가스 배출이 없고 정책적으로 증설 및 확대가 예상됨
- 시나리오3 : 탄소수집 및 저장 설비 도입을 방안으로 고려하였고 석탄발전의 탄소배출을 효과적으로 줄일 수 있으며, 기술개발의 관심과 투자가 높은 기술임

3-3. 데이타

본 연구는 감축 시나리오별 경제적 파급효과를 투자비용, 필요부지, 전력요금 영향을 중심으로 감축 시나리오를 분석 하는 것이다. 우선 투자비용 산정을 위해서 석탄발전소 대체를 위한 시나리오별 대체 발전원의 건설단가를 사용 하여 식(1)과 같이 투자비용을 산정 하였다.

$$\text{투자비용(원)} = \text{대체발전원용량}(MW) \times \text{대체발전원의 건설단가}(\text{원}/MW) \quad (1)$$

필요부지 산정을 위해 시나리오별 대체된 발전원의 용량을 기준으로 소요 부지를 계산 하였다.

감축 시나리오에 대한 전력요금 영향을 예측하기 위하여, 2001년 전력산업구조개편 이후부터 2014년까지 전력거래소에서 거래된 도매시장 정산단가 추이를 기준으로 2015년 이후 정산단가의 연평균 증가율을 도출하여 2030년 발전원별 정산단가를 전망 하였다.

$$\triangle P/P = LN(P_{t+1}/P_t) \quad (2)$$

△P/P : 연평균증가율, P_{t+1}: t+1 년도의 정산단가, P_t : t 년도의 정산단가

여기서, 연평균 증가율(△P/P) 계산을 위해 자연로그 함수를 적용한 이유는 일반적인 경제적인 현상으로써 시간이 지나면서 처음보다 그 증가율이 점진적으로 감소되는 현상을 반영하기 위함이다.

시나리오별 2030년 도매시장 평균판매단가를 추정하였으며, 발전량, 투자비용, 배출권을 주요 영향요인으로 전력 판매단가 상승으로 인한 파급효과를 예측하였다. 석탄 발전량 감소 및 원전, 신재생에너지 발전량 확대는 발전원별 2030년 추정 단가 차이에 따라 전력판매 단가에 영향을 미치게 되므로 이에 따른 전력판매단가 변화를 반영하였다.

투자비용으로 인한 전력판매단가영향은 시나리오별 투자비용을 2030년 총 발전량으로 나누어 산정하였다. 시나리오별 온실가스 저감에 따른 배출권 구매비용의 감소로 인한 전력판매단가 영향도 반영하였다. (Table. 5 참조)

$$P(2030)_i = \sum_{i=1}^{n} C_i \div \sum_{j=1}^{n} Q_j \quad (3)$$

$P(2030)_i$: 2030년 도매시장 정산단가, C_i : 시나리오별 투자비용, Q_j : 발전원별 생산량

Table 4. Wholesale prices from 2001 to 2014

	Wholesale price(Won/kWh)				Yearly increasing rate (%)
	2001	2005	2010	2014	
Nuclear	39.65	39.10	39.61	54.88	0.98[7]
Coal	42.26	43.95	62.76	66.15	3.45
Oil	73.47	92.77	184.60	221.25	8.48
Gas	87.78	87.14	128.07	160.90	4.66
Pump storage	73.92	108.28	202.61	171.63	6.48
Renewables	58.00	69.38	117.31	129.72	6.19

7) 원자력 정산단가 연평균 증가율은 과거 3개년 물가상승률(2.98%)의 1/3인 0.98% 적용

Table 5. Main factor impacting the wholesale price per scenario

Main factor	Reasons chosen as the main factor	Effects on the wholesale price
Generation sources	**Scenario 1** Replacing the coal power with nuclear power : carbon freetechnology **Scenario 2** Replacing the coal power renewables : Carbon Free technology **Scenario 3** Tip the CCS to the existing coal power plants : good effects of GHG abatements	Change of wholesale prices per each generation technology
Investment cost	Different investment costs per scenario	The effect on the whole sale price = investment costs of each scenario[8]/the total generate quantities in 2030
GHG emission prices	Decrease of GHG credit purchasing costs per scenario	Decrease of GHG credit purchasing costs = The GHG credit price in 2030[9] × the decreasing quantities / the total generation quantities in 2030

Table 6. Electricity generation and GHG emission in 2030

	Generation (GWh)	GHG Emission (Million Ton)
Nuclear	290,397	2.9
Coal	255,505	253
Oil	4,434	3.5
Gas	11,693	6.4
Pump storage	37,964	-
Renewable	55,188	-
Others	69,642	-
Total	724,823	266

4. 분석결과

4-1. 발전부문 온실가스 배출 Base Line

제7차 전력수급기본계획 수립에 반영된 부하, 기존설비, 후보설비, 운전비 등을 WASP 모형에 적용한 시뮬레이션 결과인 최적설비계획 상 2030년 전체발전량은 724,823GWh 이다. 2030년 발전부문의 발전원별 발전량과 국제원자력기구(IAEA, 2006)에서 제시한 연료별 탄소배출계수를 적용하여 도출한 온실가스 배출 Base Line은 총 266백만톤이며 이중 석탄발전 배출이 253백만톤으로 배출량의 95%를 나타내었다. (Table 6 참조)

2030년 발전부문에 대한 감축목표는 아직 미정인 상황이므로, Post-2020에서 제시한 BAU 배출량과 제7차 전력수급기본계획과 WASP 기반으로 산출된 발전부문

8) 투자비용은 2030년 Overnight cost로써 2030년 한해에 모두 영향을 주는 것으로 가정
9) 2030년 배출권 가격 15,974원/CO2-ton 적용, KRX의 2015.01~2015.08 배출권 평균 가격을 기반으로 제7차 전력수급기본계획에 적용한 GDP 성장률(3.06%)을 적용하여 산정

배출량 Base Line과의 차이를 기준으로 발전부문 온실가스 초과 배출량을 4.2에서 산정하였다.

4-2. 발전부문 온실가스 감축 시나리오

Post-2020 국가온실가스감축 목표 설정에서 예상한 2030년 온실가스 배출전망(BAU)는 총 850.6백만톤이며 이중 발전, 도시가스, 지역난방으로 구성된 전환부문 온실가스 배출량은 2030년 기준 333.1백만톤으로 전망하였다. 전환부문 배출량의 95%를 차지하는 발전부문의 2030년 배출전망(BAU)는 316.4백만톤으로 추정된다. (Table 7 참조)

발전부문에 적용되는 온실가스 감축 목표량을 20% 적용 시 2030년 발전부문 목표 배출량은 253.2백만톤으로 추정된다. 2030년 발전부문 온실가스 감축목표와 온실가스 배출 전망치의 차이를 비교하여 2030년 추가적으로 감축해야할 온실가스 초과 배출량은 12.8백만톤으로 전망된다. (Table 8 참조)

초과 배출된 12.8 백만톤의 감축을 위해 2030년 온실가스 배출 발전원 중 배출량의 95%를 차지하고 있는 석탄발전원 기준으로 대체 발전량을 산정하였다. 식(4)에 계산된 바와 같이 석탄발전의 12,957GWh의 대체가 필요할 것으로 전망되었다. 이는 800MWe 급 석탄발전소 2.1기의 대체가 필요한 발전량이다. (Table. 9. 참조)

석탄 대체 발전량
= 온실가스 배출 초과량 ÷ 석탄 발전온실가스배출 계수
= 12.8백만ton-CO_2 ÷ 991g-CO_2/kWh
= 12,957GWh (4)

석탄발전소 2.1기 (800MWe)를 대체하기 위한 방안으로 3가지 시나리오는 3.2 발전부문 온실가스 감축 시나리오와 같다.

Table 7. GHG emission (BAU) projection of the Korean generation industry

Year	National (Million Ton)	Energy conversion and generation sector (Million Ton)	Generation Industry[10)]* (Million Ton)
2013	679.8	233.4	221.7
2020	782.5	295.5	280.7
2025	809.7	303.9	288.7
2030	850.6	333.1	316.4

Table 8. Excess GHG emission of the Korean generation industry in 2030

	GHG emission (Million Ton)
Target GHG emission	253.2
Base lime emission	266.0
Excess GHG emission	+12.8

Table 9. Coal fired plant specifications

Capacity	800MWe
Capacity factor	90%
Generation	6,307GWh
GHG emission coefficient	991g-CO_2/kWh
GHG emission	6.3Million ton

10) 전환부문 배출량의 95% 적용

Table 14. Investment cost of renewables

	Capacity	Construction cost(CAPEX)	Investment cost[11)]
Wind	2,913MWe	1,800,000 Thousand Won/MWe	5.2Trillion Won
Solar	5,883MWe	1,208,700 Thousand Won/MWe	7.1Trillion Won
Total	8,796MWe	-	12.3Trillion Won

Source : Korea Institute of Energy Technology Evolution and Planning(2013)

4-3. 감축 시나리오 분석 결과

4-3-1. 시나리오 1: 원자력발전소 대체

2030년 초과배출이 예상되는 온실가스 12.8백만톤에 해당하는 석탄 발전량은 12,957GWh이며 이는 식(5)에 따르면 원자력 발전소 1.2기로 대체가 가능할 것으로 보인다. 그러나 원자력 발전소 설계는 2기를 하나의 발전소로 구성하므로 원전 2기 대체를 기준으로 22,338 GWh의 전력생산이 가능할 것으로 전망되며, 이는 석탄 발전량 9,381GWh의 추가 대체가 가능하다고 볼 수 있다. 이는 9.3백만톤 온실가스 추가 감축이 가능한 것으로 산정되었다. 12.8 백만톤에서 추가적으로 9.3백만톤이 가능하므로 총 22.1백만톤의 온실가스 감축이 가능할 것으로 전망된다. 원자력 발전소 2기의 건설비용은 제7차 전력수급기본계획 상 총 7.1조원의 투자비용이 소요될 것으로 보인다. (Table 11. 참조)

필요 원자력 발전소 수
= 대체필요 석탄 발전량 ÷ 원전1기 발전량
= 12,957GW ÷ 11,169GWh
= 1.2 기 ≅ 2기 (5)

Table 10. Nuclear power unit specifications

Capacity	1500MWe
Capacity factor	85%
Generation	11,169GWh

Table 11. Investment cost of nuclear power plant

Construction cost	Capacity	Investment cost
2,360,000 Thousand Won /MWe	2Units (3000MWe)	7.1Trillion Won

Source : The 7th Electricity Supply & Demand Plan (2015)

Table 12. Generation and capacity factor of wind and solar in 2030

	Generation (GWh)	Generation share (%)	Average capacity factor (%)
Wind	16,663	44	22.3
Solar	21,210	56	14.1
Total	37,873	100	-

Source : The 7th Electricity Supply & Demand Plan (2015)

Table 13. Rrenewable energy replacing coal in 2030

	Generation of coal replacement (GWh)	Required capacity (MWe)
Wind	5,701	2,913
Solar	7,256	5,883
Total	12,957	8,796

4-3-2. 시나리오 2: 신재생발전설비 확대

제7차 전력수급기본계획에서 계획하고 있는 2029년 신재생발전계획이 2030년까지 유지된다고 보았을 때, 2030년 신재생발전량은 37,873GWh로 전망된다. 2030년 초과배출이 예상되는 온실가스 12.8백만톤에 해당하는 석탄 발전량 12,957GWh의 대체를 신재생발전량 1, 2위를 차지하는 풍력과 태양광으로 배분하였다. 풍력 5,701GWh와 태양광 7,256GWh를 제7차 전력수급기본계획에서 제시된 풍력과 태양광 발전량 비율로 배분 하였다. 제7차 전력수급기본계획 상 2015~2029년까지의 설비용량과 발전량을 근거로 산출된 풍력의 평균이용률은 22.3% 이며, 태양광의 평균 이용률은 14.1% 였다. 풍력과 태양광의 평균이용률을 분배된 확대 발전량에 적용하면, 풍력 2,913MWe, 태양광 5,883MWe 규모의 증설이 필요하다고 분석 되었다. (Table 12, Table 13. 참조)

2030년 신재생발전설비 투자비용을 산정하기 위해 기술의 발전에 따른 비용 감소를 고려하였다. 에너지기술평가원이 에너지기술 비전로드맵에서 추정한 2030년 풍력과 태양광의 용량에 따른 투자비용 결과[12]를 보았을 때 풍력의 투자비용은 1,800,000천원/MWe 이고, 태양광 설비의 투자비용은 1,208,700천원/MWe 이다. 신재생발전설비 확대를 위한 투자비용은 총 12.3 조원이 소요될 것으로 전망된다. (Table 14. 참조)

4-3-3. 시나리오 3: 탄소수집 및 저장 설비(CCS) 도입

CCS를 적용하여 온실가스 배출을 줄이는 방안은 석탄발전의 온실가스 배출을 직접적으로 줄이는 방안이다. 미국에너지정보기구(EIA, 2013)에 따르면 CCS가 적용된 석탄발전소의 탄소 배출계수는 112.1g-CO_2/kWh로 보았다. 이는 IAEA가 제시한 석탄발전의 탄소배출계수에서 878.9g-CO_2/kWh가 줄어든 값이다. 2030년도 감축이 필요한 온실가스 12.8백만톤을 줄이기 위해 필요한 CCS설비가 설치된 석탄발전소 발전량은 식(6)와 같다.

Table 15. Investment cost of CCS

Capacity	Construction cost	Investment cost
2,085MWe	5,384,000Thousand Won/MWe	11.2Trillion Won

Source: EIA(2013)

Table 16. Necessary land size

		Required capacity	Necessary land size	Comparison
Scenario 1	Nuclear	3,000MWe	10.2㎢	1Time
Scenario 2	Wind	2,913MWe	2,338㎢	229Times
	Solar	5,883MWe	914㎢	90mes

CCS를 통하여 줄어든 온실가스 배출량을 기준으로 산정하면, 14,609GWh의 CCS설치 석탄 발전량이 계산된다. CCS적용 필요 설비용량을 발전량과 이용률을 통하여 식(7)과 같이 계산한다면, 2,085 MWe로 산정된다.

CCS설치 석탄 발전량
= 온실가스 배출 초과량 ÷ 석탄 탄소배출 변화량
= 12.8백만 ton-CO2 ÷ 878.9g-CO_2/kWh
= 14,609GWh (6)

CCS적용 필요 설비용량
= CCS설치 석탄발전소 발전량÷(8760 hour x 이용률)
= 14,609GWh ÷(8760 hour x 0.8[13])
= 2,085MWe (7)

CCS 적용이 필요한 2,085MWe에 대하여 미국에너지정보기구(EIA, 2013)에서 제시한 CCS 석탄화력 초기

11) 설비 설치를 위한 부지 구매 비용 제외 하였음
12) 에너지기술평가원 에너지기술 비전로드맵상 2030년 추정치 준용: 발전용 태양광 모듈($430/kW) 및 패널 비용($590/kW), 1$ 1185원 적용, 육상풍력 CAPEX 1,800 천원/kW
13) 에너지관리공단(2014)의 발전부문 온실가스 감축로드맵에서 적용된 CCS적용 석탄발전 이용률 80% 준용

투자비용 5,384,000 천원/MWe를 적용한다면 11.1 조원이 소요될 것으로 전망된다. (Table 15. 참조)

4-3-4. 시나리오 별 소요부지 분석

시나리오 1의 경우 원자력 발전소 3,000MWe에 소요부지는 10.2 km^2로 분석 되었다. 시나리오 2의 경우 풍력발전 2,913MWe 설비 필요 부지는 2,338 km^2 이며, 이는 원전 소요면적 대비 약 229배 이다. 태양광 발전 5,883MWe 설비에 대해 914km^2 필요할 것으로 보이며, 이는 원전 소요면적 대비 약 90배 이다. 시나리오 2의 총 소요 부지는 시나리오 1 대비 319배가 필요한 것으로 분석 되었다.(Table 16. 참조)

4-3-5. 시나리오 별 전력요금 영향

2030년 평균 전력판매 단가는 159.13원/kWh로 전망된다. 원자력 발전의 발전단가가 64.15원/kWh, 석유발전의 발전단가가 813,68월/kWh로 추정된다. 2001년~2014년 정산단가 연평균 증가율 8.48%로 가장 높게 계산된 석유발전원의 2030년 발전단가가 가장 높게 전망되었다. 그리고 원자력발전단가는 타 발전원대비 낮게 유지될 것으로 나타난다. (Table 17. 참조)

2030년 평균 추정 전력판매단가를 기준으로 시나리오별로 전력요금 영향을 계산하였다. 시나리오 1의 경우 원자력 발전량의 22,338GWh 증가와 석탄 발전량 22,338 GWh 감소로 인하여 1.53원/kWh의 전력판매단가 하락이 예상되고, 원자력 발전소 건설비용 7.08조원은 2030년 전력판매단가 9.77원/kWh 상승에 영향을 미치며, 석탄발전 감소로 인한 배출권 구매감소는 전력판매단가 0.49원/kWh 하락에 영향을 미친다. 시나리오 1의 경우 평균 전력판매단가는 166.88원/kWh로 추정되며 기준 평균 전력판매 단가(159.13원/kWh) 대비 4.8% 상승할 것으로 분석 되었다.

시나리오 2의 경우 신재생발전량의 12,957GWh 증가와 석탄 발전량 12,957GWh 감소로 인하여 4.03원/kWh의 전력판매단가 상승이 예상되고, 신재생에너지발전소 건설비용 12.3조원은 2030년 전력판매단가 17.1원/kWh 상승에 영향을 미치며, 석탄 발전 감소로 인한 배출권 구매감소는 전력판매단가 0.28원/kWh 하락에 영향을 미친다. 시나리오 2의 경우 평균전력판매단가는 179.92원/kWh로 추정되며 기준 평균 전력판매 단가(159.13원/kWh) 대비 12.3% 상승할 것으로 분석 되었다.

시나리오 3의 경우 CCS 설비 도입 비용 11.2조원은 2030년 전력판매단가 15.49원/kWh 상승에 영향을 미치며, 석탄 발전 감소로 인한 배출권 구매감소는 0.28원

Table 17. Wholesale prices estimation in 2030

	Wholesale price (Won/kWh)	Generation (GWh)
Nuclear	64.15	290,397
Coal	113.77	255,505
Oil	813.68	4,434
Gas	333.53	11,693
Pump storage	468.66	37,964
Renewables	339.21	55,188
Others	339.21	69,642
Average/Total	159.13	724,823

Table 18. Effects of wholesale price by scenarios

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Generation Quantities	-1.53Won/kWh	+4.03Won/kWh	-
Investment cost	+9.77Won/kWh	+17.1Won/kWh	+15.49Won/kWh
GHG emission prices	-0.49Won/kWh	-0.28Won/kWh	-0.28Won/kWh
Average wholesale price	166.88Won/kWh	179.92Won/kWh	174.33Won/kWh

Table 19. Critical value analysis on investment cost

	166.88Won/kWh	179.92Won/kWh	174.33Won/kWh
Scenario 1	7.1Trillion Won	16.5Trillion Won(+9.4)	12.5Trillion Won(+5.4)
Scenario 2	2.9Trillion Won(-9.4)	12.3Trillion Won	8.3Trillion Won(-4.0)
Scenario 3	5.8Trillion Won(-5.4)	15.3Trillion Won(+4.1)	11.2Trillion Won

Table 20. Comparison of scenario analysis results

	GHG Reduction (Million Ton)	Investment Cost (Trillion Won)	Wholesale price effect (%)
Scenario 1 Replacement with nuclear power plant	22.1	7.1	+4.80
Scenario 2 Expansion of renewables	12.8	12.3	+12.3
Scenario 3 Implementation of CCS	12.8	11.2	+9.10

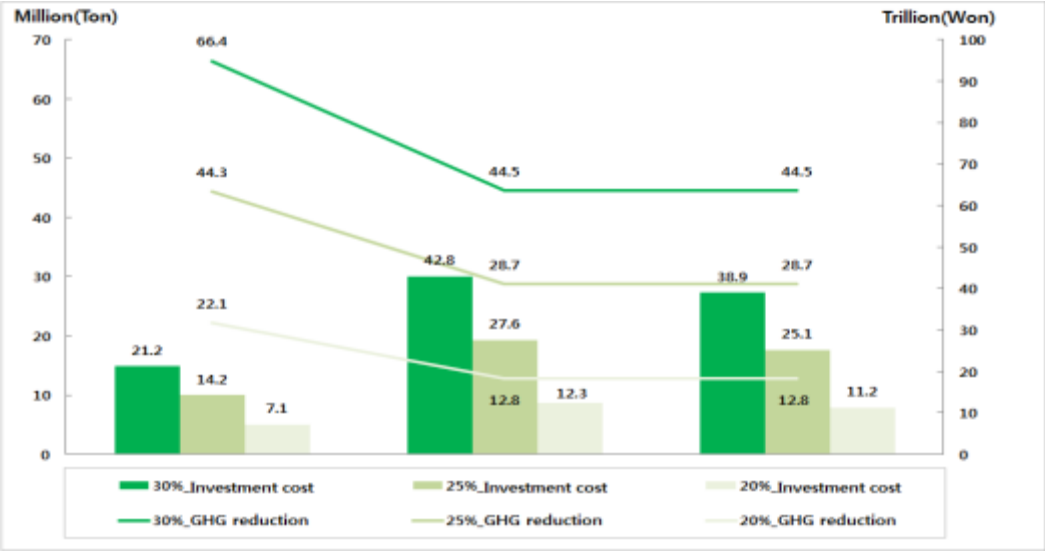


Fig. 3. Sensitivity analysis for GHG reduction target in 2030

/kWh 하락에 영향을 미친다. 시나리오 3의 경우 평균전력판매단가는 174.33원/kWh로 추정되며 기준 평균 전력판매 단가(159.13원/kWh) 대비 9.1% 상승할 것으로 분석 되었다.

Table 19는 전력판매단가 영향이 가장 높은 투자비용에 대한 시나리오별 전력요금 임계치 분석 결과를 보여준다. 시나리오 1의 경우 전력판매단가 179.92원/kWh를 고려한다면 투자비용은 16.5조원으로 기존산정결과 대비 9.4조원 증가 되었고, 전력판매단가 174.33원/kWh를 고려한다면 투자가능 비용은 12.5조원으로 기존 산정 결과 대비 5.4조원 증가 되었다.

시나리오 2의 경우 전력판매단가 166.88원/kWh를 고려한다면 투자비용은 2.9조원으로 기존 산정 결과 대비 9.4조원 감소되었고 전력판매단가 174.33원/kWh를 고려한다면 투자비용은 8.3조원으로 기존 산정결과 대비 4.0조원 감소 되었다.

시나리오 3의 경우 전력판매단가 166.88원/kWh를 고려한다면 투자비용은 5.8조원으로 기존 산정 결과 대비

5.4조원 감소되었고 전력판매단가 179.92원/kWh를 고려한다면 투자비용은 15.3조원으로 기존 산정결과 대비 4.1조원 증가 되었다.

전력판매단가 임계치 분석 결과 평균전력판매단가차이에 따라 투자비용의 최대 9.4조원 최소 4조원의 차이가 발생하였다. 전력판매단가 영향 수준이 투자비용에 현저히 나타난 것을 알 수 있다. 이는 전력판매단가 영향을 최소화하기 위해서는 투자비용이 최소인 방안의 마련이 중요한 것으로 보인다.

4-3-6. 민감도 분석

Fig. 3.[14]은 발전부문 2030년 감축목표에 따른 민감도 분석 결과를 보여준다. 2030년 BAU 대비 30%, 25%, 20% 감축 목표를 설정하여 민감도 분석을 하였다. 시나리오 1의 경우 투자비는 21.2 조원에서 7.1조원의 변화를 보였으며, 온실가스 감축량은 66.4백만톤에서 22.1백만톤이 추정 되었다. 시나리오 2의 경우 투자비는 42.8조원에서 12.3조원의 변화를 보였으며, 온실가스 감축량은 44.5백만톤에서 12.8백만톤이 추정되었다. 시나리오 3의 경우 투자비는 38.9조원에서 11.2조원의 변화를 보였으며, 온실가스 감축량은 44.5백만톤에서 12.8백만톤의 변화를 보였다. 시나리오 1은 원자력 발전소 건설[15]로 생기는 추가 온실가스 감축 효과로 타 시나리오대비 온실가스 감축량이 높은 것으로 분석되었다. 시나리오 2는 투자비 민감도 변화가 가장 높은 것으로 나타났다.

5. 결 론

우리나라는 온실가스 배출량 세계7위(IEA, 2012)에 상응하는 온실가스 감축 목표를 국제사회에 공표하였다. 2030년 BAU대비 국내 25.7% 감축, 국제탄소시장 메커니즘을 통한 11.3% 감축 달성을 위해서는 온실가스 배출 기여도가 높은 부문의 감축방안 마련이 필수적인 상황이다. 발전부문은 국가 온실가스 배출량의 30% 이상을 차지하고 있으며, 화력발전 공기업 5개사의 온실가스 감축 활동은 국가온실가스 배출량 감축에 직결되는 활동이다.

제7차 전력수급기본계획기반으로 2030년 발전부문 초과배출량은 내부적인 계산결과 12.8백만톤이 예상된다. 정책 정합성을 유지하기 위해 전력거래소가 전력수급계획 수립 시 사용하는 WASP 모형을 활용하여 발전량 및 온실가스 배출량 추정에 사용하였다. 온실가스 초과배출량은 800MWe 규모 석탄 발전소 2.1기에서 발생하는 온실가스 수준으로 이를 감축하기 위한 주요 방안으로 원자력발전소로 대체, 신재생발전설비 확대, 탄소수집 및 저장 설비 도입을 시나리오로 설정하여 분석 하였다. 온실가스 절감, 투자비용, 향후 전기요금 상승영향을 분석한 결과 시나리오 1이 가장 긍정적인 결과를 보였다. (Table 20. 참조)

2030년 발전부문 온실가스 감축목표 달성을 위해서는 발전부문의 노력이 필요한 상황에서 저탄소 발전원과 신기술적용에 대한 방안이 고려되고 있다. 그리고 발전부문에서 원자력 비중 확대가 주요 감축 방안으로 고려되고 있는 상황이다. 위 결과에서 알 수 있듯이, 원자력발전소의 역할확대가 향후 발전부문 온실가스 감축을 위해 필요할 것으로 예상된다. 따라서 원자력 비중확대를 위한 사회적인 합의와 지지를 얻을 수 있는 중장기적 방안이 필요하며 이를 위한 적극적인 노력이 필요하다.

본 논문은 정책적 정합성을 최대한 확보하였으나, 아직 국내·외적으로 합의가 이루어지지 않은 정책은 가설적 접근 방법을 활용한 한계를 가지고 있다. 발전부분 온실가스 배출 예상량(BAU)과 2030년 감축목표 및 방안 수립의 구체적인 논의는 2015년 12월 당사국총회(COP21) 이후 2016년에 이루어질 것으로 보인다. 사회적으로 합의된 발전부문 온실가스 배출 예상량(BAU)과 감축목표가 정해지지 않은 상황에서 본 연구는 가설적인 접근을 통하여 분석을 진행하였으므로 향후 정책 방향에 따라 연구결과의 변화가 예상된다.

References

1. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014, AR5:Fifth Assessment Report, pp. 4-34
2. Ministry of foreign affairs, 2015, Right way to know climate change, pp. 5-14
3. Cooperation of relevant ministries, 2015 Post-2020 GHG reduction target setting plan, pp. 3-20
4. Cooperation of relevant ministries, 2015, 2030 GHG reduction target proposal, pp.1-15
5. Greenhouse Gas Inventory & Research Center of Korea, 2014, National greenhouse gas inventory re-

14) Fig. 3의 좌측 y축은 온실가스 배출량을 나타내며, 우측 y축은 투자비용을 나타냄
15) 일반적으로 원자력 발전소 건설은 2개호기 1발전소로 설계됨

port, pp. 13-28
6. Greenhouse Gas Inventory & Research Center of Korea, 2011, Greenhouse energy target management statement, http://www.gir.go.kr
7. International Energy Agency, 2015, Energy Technology Perspectives Executive Summary, pp. 4-9
8. Lee, S.Y.; Kim, G.M; Kim, L.J, 2014, A study on the status of greenhouse gas mitigation policy instruments and its improvement(Ⅱ): focusing on realization of the national greenhouse gas reduction roadmap, pp. 42-48, 180-183
9. Korea Energy Agency; Korea Electric Power Corporation; Korea Southern Power, 2014, Greenhouse gas reduction roadmap of the Korean power industry, pp. 135-147
10. Ministry of Trade, Industry and Energy, 2015, 7th Electricity Supply & Demand Plan, pp. 7-59
11. International Atomic Energy Agency, 2006, A guide of life-cycle GHG emissions from electric supply technologies, pp. 11-18
12. Nuclear Energy Institute, 2015, Land Requirements for Carbon-Free Technologies
13. Electric Power Statistics Information System, 2001 ~2014, Wholesale price, http://www.kpx.or.kr
14. Korea Institute of Energy Technology Evolution and Planning, 2013, Energy technology vision roadmap, pp.74-98
15. Korea exchange, Emission credit price, 2015, http://www.ets.co.kr
16. Eenergy Information Agency, 2013, Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generation Plants, pp. 51-54